



Department: Electrical Engineering

Order N°: **004 / 2020**

Defense authorization N° **171 / 2020**

DOCTORAL THESIS

Sciences Doctorate

Presented by

Abdellatif MAHAMMEDI

With a view to obtaining the doctoral diploma

Branch: **Applied Automatic and Industrial Diagnostics**

Specialty: **Automatic**

Topic

**Contribution to the control of a Power Converter with Improved Topologies
Associated with a Photovoltaic Generator Based on Advanced Techniques**

Supported, on 01 /07 / 2020, before the jury composed of:

Last and first name	Grade	Institution of affiliation	Designation
Mr Ameur Miloud KADDOURI	MCA	University of Djelfa	President
Mr Abdellah KOUZOU	Professor	University of Djelfa	Supervisor
Mr Ahmed HAFIFA	Professor	University of Djelfa	Co-Supervisor
Mr Abdelhalim TLEMÇANI	Professor	University of Medea	Examiner
Mr Noureddine HENINI	MCA	University of Medea	Examiner

Djelfa University, FST – 2020



THESE DE DOCTORAT

Doctorat en sciences

Présentée par

Abdellatif MAHAMMEDI

En vue de l'obtention du diplôme de Docteur en Sciences

Filière : Automatique Appliquée et Diagnostics Industriel

Spécialité : Automatique

Thème

Contribution à la Commande d'un Convertisseur de Puissance aux Topologies Améliorées Associé à un Générateur Photovoltaïque Basée sur les Techniques Avancées

Soutenue publiquement, le 01 / 07 / 2020, devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Désignation
Mr Ameer Miloud KADDOURI	MCA	Université de Djelfa	Président
Mr Abdellah KOUZOU	Professeur	Université de Djelfa	Directeur de thèse
Mr Ahmed HAFIFA	Professeur	Université de Djelfa	Co Directeur de thèse
Mr Abdelhalim TLEMCANI	Professeur	Université de Médéa	Examineur
Mr Noureddine HENINI	MCA	Université de Médéa	Examineur

Université de Djelfa, FST, 2020

Dédicaces

A mes parents ;

A toute ma famille ;

Je Dédie ce modeste travail.

Abdellatif

Remerciements

Je voudrais remercier tout particulièrement Dr **Abdellah KOUZOU** et Dr **Ahmed HAFIFA** qui m'ont dirigé tout au long de ces années de thèse. Ils ont toujours été disponibles, à l'écoute de mes nombreuses questions, et se sont toujours intéressés à l'avancée de mes travaux. Les nombreuses discussions que nous avons eues ainsi que leurs conseils sont pour beaucoup dans le résultat final de ce travail.

Je tiens à remercier Dr **Ameur Miloud KADDOURI** MCA à l'université de Djelfa d'avoir accepté d'être président du jury. Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail. Je les remercie également d'avoir accepté d'assister à la présentation de ce travail :

- Dr. **Abdelhalim TLEMÇANI** Professeur à l'université de Médéa,
- Dr. **Noureddine HENINI** MCA à l'université de Médéa,

Je remercie Dr **Bilel TALBI** MCB à l'université de Bordj Bou-Arréridj, avec qui j'ai eu la chance de pouvoir travailler. Sa capacité d'analyse des problèmes et ses très nombreuses connaissances ont répondu à plusieurs de mes préoccupations.

Djelfa, le 01 / 02 /2020

المساهمة في التحكم في محول الطاقة مرتبط بمولد كهروضوئي باستخدام طوبولوجيا مُحسنة وبالاعتماد على التقنيات المتقدمة

ملخص:

هذه الأطروحة هي واحدة من الأبحاث التي أجريت على استغلال الطاقة الضوئية. لقد لفت استخدام الطاقة الكهروضوئية انتباه العالم إلى إنتاج الكهرباء لتلبية الطلب المتزايد على الطاقة. لا تعتمد كفاءة الأنظمة الكهروضوئية على ظروف العمل فحسب، بل تعتمد أيضًا على سلسلة التحويل الكاملة. يمكن تحقيق ذلك من خلال اختيار حكيم للتكوينات، والأبعاد الجيدة للمكونات وطرق التحكم الفعالة. الهدف من هذه الدراسة هو المساهمة في تحسين كفاءة الأنظمة الكهروضوئية سواء المستقلة أو المتصلة بالشبكة. أولاً، تطوير تقنيات تتبع نقطة القدرة القصوى (MPPT) استنادًا إلى الأساليب المحسنة من الطرق التقليدية (P&O, Inc-Con) من أجل الاستغلال الأمثل لمولد الطاقة الكهروضوئية في ظل تغير مفاجئ في الإشعاع الشمسي. ثم تطوير تقنية للتحكم في الجهد المستمر بين المحولين والحفاظ عليه ثابتًا على القيمة المرغوبة، أيًا كان الإشعاع الشمسي. أخيرًا، يستند مخطط السيطرة على التحكم التنبئي للتشغيل السليم للعاكس وكذلك حقن التيارات الجيبية في الشبكة الرئيسية بمعدل تشوه توافقي كلي منخفض (THD < 5%). (تمت محاكاة جميع هذه التقنيات رقميًا باستخدام برنامج ماتلاب. الكلمات المفتاحية: الطاقة الضوئية؛ نظام كهروضوئي مستقل؛ MPPT؛ نظام الكهروضوئية المتصل بالشبكة؛ التحكم التنبؤي؛ التشوه التوافقي الكلي.

Contribution à la Commande d'un Convertisseur de Puissance aux Topologies Améliorées Associé à un Générateur Photovoltaïque Basée sur les Techniques Avancées

Résumé :

Cette thèse est l'une des recherches menées sur l'exploitation de l'énergie photovoltaïque. L'utilisation de l'énergie PV a attiré l'attention mondiale sur la production d'électricité afin de répondre à la demande accrue en énergie. L'efficacité des systèmes PV dépend non seulement des conditions de travail, mais également de la chaîne de conversion complète. Cela peut être réalisé par un choix judicieux de configurations, un bon dimensionnement des composants et des méthodes de contrôle efficaces. L'objectif de cette étude est de contribuer à l'optimisation de l'efficacité des systèmes PV soit autonomes ou connectés au réseau. Premièrement, le développement de techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT) basées sur des approches améliorées des méthodes conventionnelles (P&O et Inc-Con) pour obtenir une exploitation optimale du générateur PV sous une variation rapide du rayonnement solaire. Ensuite, le développement d'une technique pour contrôler la tension du bus continu et la maintenir fixée à la valeur souhaitée, quelle que soit le niveau d'irradiation solaire. Enfin, le schéma d'un contrôleur basé sur la commande prédictive pour un bon fonctionnement de l'onduleur ainsi que l'injection de courants sinusoïdaux dans le réseau avec un faible taux global d'harmoniques (THD < 5%). Toutes ces techniques ont été simulées numériquement sous l'environnement MATLAB / Simulink®.

Mots clés : Energie photovoltaïque ; Système PV autonome ; MPPT ; Système PV connecté au réseau ; La commande prédictive. ; Distorsion harmonique globale.

Contribution to the Control of a Power Converter with Improved Topologies Associated with a Photovoltaic Generator Based on Advanced Techniques

Summary:

This thesis is one of the researches dedicated for exploitation of solar photovoltaic energy. The use of PV energy has drawn global attention to the production of electricity to meet the increased demand for energy. The efficiency of PV systems depends not only on working conditions, but also on the complete conversion chain. This can be achieved by a judicious choice of configurations, a good sizing of the components and effective control methods. The objective of this study is to contribute to the optimization of the efficiency of PV systems either autonomous or connected to the network. First, the development of maximum power point tracking (MPPT) techniques based on improved approaches from conventional methods (P&O and Inc-Con) to obtain optimal exploitation of the PV generator under rapid variation in solar radiation. Then, the development of a technique to control the DC-Link voltage and to maintain constant at the desired value, whatever the level of solar irradiation. Finally, the diagram of a controller based on predictive control for proper operation of the inverter as well as the injection of sinusoidal currents into the network with a low Total Harmonic Distortion (THD < 5%). All these techniques were simulated digitally under the MATLAB / Simulink® environment.

Keywords: Photovoltaic energy; stand-alone PV system; MPPT; Grid-tied photovoltaic system; Predictive control; Total harmonic distortion

Table des matières

Listes des figures.....	Vi
Listes des tableaux.....	ix
Listes des acronymes et symboles.....	X

INTRODUCTION GÉNÉRALE 1

Chapitre 01..... 4

GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES 4

1.1. Introduction	4
1.2. Générateur photovoltaïque.....	4
1.2.1. Effet photovoltaïque.....	4
1.2.2. Cellules photovoltaïques.....	5
1.2.3. Assemblage des cellules PV.....	6
1.2.4. Protection des panneaux solaires.....	7
1.3. Architecture des systèmes PV	8
1.3.1. Système photovoltaïque autonome	8
1.3.2. Système photovoltaïque connecté au réseau.....	10
1.3.2.1. Normes pour la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau	10
1.3.2.2. Système PV connecté au réseau à un étage	11
1.3.2.3. Système connecté au réseau à deux étages	11
1.3.2.4. Autres topologies de système PV connecté au réseau.....	12
1.4. Conclusion	14
Références	15

Chapitre 02..... 18

MODELISATION DES ELEMENTS DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU 18

2.1. Introduction.....	18
2.2. Modélisation du générateur photovoltaïque.....	18
2.2.1. Modèle de la cellule photovoltaïque.....	19
2.2.2. Modèle du module PV.....	20

2.2.3. Modèle du panneau PV.....	21
2.3. Dimensionnement de la capacité d'entrée.....	23
2.4. Modèle des convertisseurs de puissance.....	24
2.4.1. Modèle du convertisseur boost.....	24
2.4.1.1. Dimensionnement de l'inductance du Boost.....	26
2.4.1.2. Dimensionnement du condensateur de bus continu.....	27
2.4.2. Modèle de l'onduleur triphasé à deux niveaux.....	27
2.5. Modélisation du filtre coté réseau.....	30
2.6. Modélisation du réseau électrique.....	31
2.7. Conclusion.....	32
Références.....	33
<i>Chapitre 03.....</i>	<i>35</i>

REVUE DES TECHNIQUES DE COMMANDE DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU A DEUX ETAGES.....35

3.1. Introduction.....	35
3.2. Algorithmes du suivi de point de puissance maximale.....	35
3.2.1. Algorithmes MPPT de base.....	36
3.2.1.1. Méthodes fractionnelles de tension en circuit ouvert et de courant de court-circuit.....	36
3.2.1.2. Algorithme de perturbation et observation.....	38
3.2.1.3. Algorithme d'incrémentatation de la conductance.....	39
3.2.2. MPPT basé sur la logique floue.....	41
3.2.3. MPPT basé sur un réseau de neurones artificiels.....	43
3.2.4. Autres algorithmes MPPT.....	44
3.3. Régulation du bus continu.....	44
3.3.1. Contrôleurs du bus continu basés sur l'intelligence artificielle.....	45
3.3.2. Contrôleurs du bus continu avec l'action Feedforward.....	45
3.3.3. Autres contrôleurs de la tension du bus continu.....	46
3.4. Aperçu des techniques de contrôle du courant de réseau.....	46
3.4.1. Contrôle par Hystérésis.....	47
3.4.2. Commande de puissance directe basée sur la table de commutation (DPC).....	47
3.4.3. Commande vectorielle (VOC).....	49
3.4.4. Commande prédictive à ensemble de commande fini (FCS-MPC).....	50
3.4.5. Comparaison du FCS-MPC avec les commandes conventionnelles.....	51
3.5. Conclusion.....	52
Références.....	54

<i>Chapitre 04</i>	59
COMMANDE MPPT POUR UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	59
4.1. Introduction	59
4.2. Configuration du système PV	59
4.3. Algorithmes MPPT proposés	60
4.3.1. MPPT Inc-Cond améliorée	60
4.3.2. MPPT P&O améliorée.....	64
4.4. Résultats de simulation	65
4.5. Conclusion	70
Références.....	71
 <i>Chapitre 05</i>	 72
CONCEPTION D'UN SCHEMA DE COMMANDE POUR UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU	72
5.1. Introduction	72
5.2. Description du système PV connecté au réseau	72
5.3. Schéma de commande proposée.....	73
5.3.1. Commande MPPT P&O améliorée	74
5.3.2. Régulation du bus continu.....	75
5.3.3. Boucle à verrouillage de phase (P.L.L)	76
5.3.4. Contrôle prédictif des courants injectés	76
5.3.4.1. Principe de la commande prédictive	76
5.3.4.2. Algorithme du contrôle prédictif.....	77
5.3.4.3. Prédiction des courants injectés	79
5.3.4.4. Fonction de coût	80
5.4. Résultats de simulation	80
5.5. Conclusion	89
Références.....	90
CONCLUSION GENERALE	91
Articles et communications.....	94

Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	5
Figure 1.2 : Caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïques.....	5
Figure 1.3 : Constitution d'un générateur photovoltaïque.....	7
Figure 1.4 : Diodes de protection des modules.....	8
Figure 1.5 : Couplage direct générateur photovoltaïque-charge.....	8
Figure 1.6 : Système photovoltaïque autonome alimentant des charges CC et CA (étage 1 est CC-CA).....	9
Figure 1.7 : Système photovoltaïque autonome alimentant des charges CC et CA (étage 1 est CC-CC).....	9
Figure 1.8 : Schéma d'un système PV connecté au réseau à un seul étage.....	11
Figure 1.9: Schéma d'un système PV connecté au réseau à deux étages.....	12
Figure 1.10 : Topologies d'onduleur centralisé.....	13
Figure 1.11 : Topologies des systèmes PV reliés au réseau : a) Multi chaines d'onduleurs ; b) Multi MPPT avec un onduleur central.....	14
Figure 2.1 : Structure de puissance du système étudié.....	18
Figure 2.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	19
Figure 2.3 : Caractéristiques du module pb solar BP SX 120 dans les conditions STC.....	21
Figure 2.4 : Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un panneau PV sous différents niveaux d'irradiation à 25°C.....	22
Figure 2.5 : Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un panneau PV sous différents niveaux de température à 1000W/m ²	23
Figure 2.6 : Le circuit de l'élévateur.....	25
Figure 2.7 : Circuit équivalent du boost :(a) l'interrupteur est fermé et (b) l'interrupteur est ouvert.....	25
Figure 2.8 : Schéma de l'onduleur triphasé en pont à deux niveaux.....	28
Figure 2.9: Représentation du filtre RL.....	30
Figure 3.1: (a) Organigramme de la méthode FOCV, (b) Organigramme de la méthode FSCC.....	37
Figure 3.2: (a) Organigramme de l'algorithme P&O, (b) et (c) caractéristiques puissance-tension des points de fonctionnement PV à l'aide de l'algorithme P&O.....	38

Figure 3.3: Idée de base de l'algorithme Inc-Con sur une courbe puissance-tension d'un générateur photovoltaïque.....	40
Figure 3.4: Organigramme de l'algorithme IncCon.....	41
Figure 3.5: Fonction d'appartenance pour les entrées et les sorties du contrôleur à logique floue.....	42
Figure 3.6: Exemple de réseau neuronal artificiel.....	44
Figure 3.7: Diagramme du contrôleur de tension du bus continu.....	45
Figure 3.8: Diagramme du contrôleur de tension du bus continu avec terme à action directe.....	46
Figure 3.9: Schéma de la commande d'hystérésis.....	47
Figure 3.10: Nombre de secteurs avec des vecteurs de tension générés par VSI.....	48
Figure 3.11: Schéma de contrôle direct de la puissance (DPC).....	49
Figure 3.12: Schéma fonctionnelle de la technique de VOC.....	50
Figure 3.13: Schéma fonctionnel de la stratégie FCS-MPC.....	51
Figure 4.1 : Schéma de commande du système PV autonome.....	60
Figure 4.2 : Lignes de charge sur les courbes I – V pour un niveau d'irradiation solaire de 0,5 et 1,0 kW / m2 pendant (a) l'augmentation de l'irradiation solaire et (b) la diminution de l'irradiation solaire.....	63
Figure 4.3 : Les différents étapes de l'algorithme proposé.....	64
Figure 4.4: Organigramme de l'algorithme P&O amélioré.....	65
Figure 4.5: Profil d'irradiance solaire.....	66
Figure 4.6 : Résultats de simulation du système de Figure 4.1 avec l'algorithme Inc-Con.....	67
Figure 4.7 : Résultats de simulation du système de figure 4.1 avec l'algorithme proposé1.....	67
Figure 4.8 : Résultats de simulation du système de figure 4.1 avec l'algorithme proposé2.....	68
Figure 4.9 : La puissance de sortie PV pour différents algorithmes MPPT.....	69
Figure 4.10 : Zoom de la Figure 4.9.....	69
Figure 5.1 : Structure de puissance du système étudié.....	73
Figure 5.2 : Synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau avec le schéma de commande proposée.....	74
Figure 5.3 : Schéma de régulation de la tension du bus continu.....	75
Figure 5.4 : Diagramme de blocs d'une PLL.....	76
Figure 5.5 : Principe de la commande prédictive.....	77
Figure 5.6 : Diagramme de l'algorithme du contrôle prédictif.....	79
Figure 5.7 : Profil de l'éclairement.	81

Figure 5.8 : Evolution de la tension, du courant et de la puissance du panneau photovoltaïque commandé par l’algorithme P&O amélioré.....	82
Figure 5.9 : Evolution de la tension du bus continu commandé par un régulateur PI.....	83
Figure 5.10 : Evolution de la tension et du courant du réseau de la phase (a).....	83
Figure 5.11 : Zoom de la figure 5.10.....	84
Figure 5.12 : Evolution des courants injectés dans le réseau commandé par l’algorithme prédictif.....	85
Figure 5.13 : Zoom de la Figure 5.12.....	86
Figure 5.14 : Modèle du contrôle hystérésis des courants injectés sous Matlab/Simulink.....	86
Figure 5.15 : Evolution des courants injectés dans le réseau commandé par la commande hystérésis.....	87
Figure 5.16 : Zoom de la Figure 5.15.....	88

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Normes pour les systèmes PV raccordés au réseau.....	10
Tableau 1.1. Caractéristiques Principales du Module pb solar BP SX 120.....	21
Tableau 2.2 : Les états de commutation dans un onduleur triphasé.....	28
Tableau 3.1: Les quarante-neuf règles floues du MPPT flou.....	43
Tableau 3.2 : Tableau de commutation conventionnelle du DPC.....	48
Tableau 3.3 : Comparaison entre FCS-MPC et les commandes conventionnelles.....	52
Tableau 4.1 : Paramètres du module PV et du convertisseur élévateur.....	66
Tableau 4.2 : Résumé des résultats de la simulation.....	70
Tableau 5.1 : Paramètres de la simulation.....	81
Tableau 5.2 : Taux de distorsion des courants en fonction de l'éclairement.....	89

Listes des acronymes et symboles

Acronymes

PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
THD	Total Harmonic Distortion (Taux global d'harmoniques)
PPM	Point de puissance maximale
STC	Standard Test Conditions (Conditions de Test Standard)
MPPT	Maximum power point tracking (Suivi du point de puissance maximale)
PLL	Phase locked loop (boucle à verrouillage de phase)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
P&O	Perturbation et Observation
Inc-Con	Incrémentation de la conductance
PI	Proportionnel intégral
Wc	Watt Crête

Symboles

C_{cc}	Capacité de l'élevateur (F)
C_{in}	Capacité d'entrée de l'élevateur (F)
D	Rapport cyclique de l'élevateur
E	Valeur maximale de tension de crête du réseau(V)
e_a, e_b, e_c	Tension de réseau (V)
f_c	Fréquence de commutation de convertisseur survolteur (Hz)
I_{ph}	Photo courant d'une cellule PV (A)
I_o	Courant de saturation inverse de la diode (courant d'obscurité) (A)
I_{cc}	Courant de court-circuit d'un module PV (A)

I_{PV}	Courant à la sortie d'un module PV (A)
I_{ppm}	Courant du point de puissance maximale (A)
I_L	Courant de l'inductance de l'élevateur (A)
I_{inv}	Courant d'entrée de l'onduleur (A)
k	Constant de Boltzmann (J/K)
L	Inductance du convertisseur élévateur (H)
L_g	Inductance du filtre coté réseau(H)
n	Facteur d'idéalité de la diode
N_p	Nombre de cellules en parallèle dans un module PV
N_s	Nombre de cellules en série dans un module PV
N_{pp}	Nombre de modules en parallèle dans un panneau PV
N_{ss}	Nombre de modules en série dans un panneau PV
P_{max}	Puissance maximale du GPV (W)
q	Charge d'électron (C)
R_g	Résistance du filtre coté réseau (Ω)
R_p	Résistance parallèle d'une cellule PV (Ω)
R_s	Résistance série d'une cellule PV (Ω)
S	Signal de commutation du convertisseur survolteur
S_a, S_b, S_c	Signaux de commutation de l'onduleur
T	Température absolue (K)
v_{cc}	Tension de bus continu (V)
V_{co}	Tension en circuit ouvert d'un module PV (V)
v_{ao}, v_{bo}, v_{co}	Tension phase neutre de l'onduleur (V)
v_{an}, v_{bn}, v_{cn}	Tension de sortie de l'onduleur (V)
V_{PV}	Tension de sortie d'un module PV (V)
V_{th}	Tension thermique de (V)
V_{ppm}	Tension du point de puissance maximale (V)

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir, en effet les besoins énergétiques des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, par ailleurs les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des énergies fossiles, la consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures, et aussi face aux multiples crises économiques et pétrolières la science s'est intéressée aux ressources dites renouvelables qui constituent un secteur stratégique et occupent une place privilégiée dans les domaines de recherche et développement.

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

Parmi toutes les sources d'énergie renouvelables, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) devient de plus en plus courante et compétitive par rapport aux sources d'énergie conventionnelles. Ce succès est essentiellement dû aux développements technologiques dans le système d'énergie solaire photovoltaïque ainsi qu'à l'encouragement des programmes d'incitation des gouvernements.

La capacité mondiale d'énergie photovoltaïque a augmenté rapidement au cours de la dernière décennie. Cette croissance rapide de la capacité totale installée s'explique par la compétitivité accrue de l'énergie photovoltaïque due à la baisse des prix des composants des systèmes photovoltaïques, en particulier les modules photovoltaïques et à l'introduction d'incitations économiques ou de subventions visant à réduire l'utilisation de combustibles fossiles.

L'efficacité d'un système photovoltaïque, autonome ou raccordé au réseau, dépend du choix des configurations ou des topologies, des types de convertisseurs de puissance et de leur commande. De cette façon, il est important de connaître l'effet de différentes conditions de fonctionnement sur la chaîne de conversion de puissance complète, puis de les traiter, ou plutôt d'obtenir les meilleures performances de chaque élément du système dans toutes les conditions de fonctionnement. En outre,

il est nécessaire de concevoir un contrôleur efficace capable de récolter autant que possible l'énergie produite par le générateur photovoltaïque sous l'évolution des conditions atmosphériques. En plus de ça, pour un système PV relié au réseau, il faut injecter cette énergie avec une haute qualité. En revanche, cela est dû à la grande flexibilité du contrôle fourni par le système PV relié au réseau à double étages de conversion. Ainsi, dans chaque partie de contrôle, plusieurs schémas de commandes ont été proposés dans la Littérature ; néanmoins, la plupart de ces contrôleurs souffrent d'inconvénients.

La motivation de cette thèse est de développer de nouvelles stratégies de contrôle simples et robustes aux changements des conditions de travail. Les stratégies proposées impliquent trois parties de contrôle. Les méthodes MPPT devraient être capables d'extraire la puissance maximale du générateur photovoltaïque en tenant compte de tous les défis existant dans la littérature (par exemple, les changements rapides des conditions atmosphériques, la précision du suivi, etc.). Ensuite, l'onduleur CC-CA du système devrait avoir un bon contrôleur du bus continu, qui peut offrir une réponse transitoire rapide et une précision de contrôle élevée. Enfin, le courant injecté dans le réseau électrique doit présenter une faible distorsion harmonique totale (THD <5%) conforme aux limites internationales.

La recherche présentée dans cette thèse est organisée en cinq chapitres. Le travail effectué en chaque chapitre est résumé comme suit :

Chapitre-1 : Dans ce chapitre, on présente des généralités sur le générateur photovoltaïque, tels que la constitution, la protection. On cite aussi les différentes configurations des systèmes photovoltaïque à savoir les structures connectées au réseau et autonomes.

Chapitre-2 : Ce chapitre décrit les modèles des éléments constitutifs d'un système photovoltaïque connecté au réseau à double étage de conversion. Ces modèles sont utilisés dans les chapitres suivants pour les travaux de conception et de simulation des commandes.

Chapitre 3 : Dans ce chapitre, une revue complète de la commande MPPT (Suivi du point de puissance maximale), de la régulation de tension de bus continu et de la commande de courant injecté au réseau pour un système photovoltaïque connecté au réseau à double étage de conversion est présentée.

Chapitre 4 : Deux techniques de MPPT pour un système PV autonome sont proposées dans ce chapitre. Les résultats de simulation sont fournis pour démontrer la validité et les performances des algorithmes proposés.

Chapitre 5 : Ce chapitre est consacré à l'élaboration d'un schéma de commande pour un système photovoltaïque connecté au réseau à double étage de conversion afin d'obtenir les meilleures

performances de chaque composant du système sous différentes conditions de fonctionnement. Des simulations sont fournies pour confirmer l'amélioration des performances de commande proposée.

Finalement la conclusion générale de la thèse et les contributions de l'auteur sont résumées. Des extensions possibles aux recherches présentées dans cette thèse sont suggérées.

Chapitre 01

GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.1. Introduction

Le système photovoltaïque est un ensemble d'éléments qui sert à la production d'électricité à partir du rayonnement solaire. Un générateur PV alimente une charge continue ou alternative via une interface d'électronique de puissance. Il est capable de fournir une puissance allant d'un milliwatt à quelques mégawatts. Le composant de base de ce système s'appelle : cellule PV ou photopile. Il produit de l'énergie électrique à chaque fois qu'il reçoit de l'éclairement.

Dans ce chapitre, on donnera une présentation simple du générateur photovoltaïque. Ensuite, on présente les systèmes de conversion photovoltaïques, où on donne leurs différentes topologies et les conditions pour la connexion de ces systèmes au réseau.

1.2. Générateur photovoltaïque

1.2.1. Effet photovoltaïque

Le physicien français, Edmond Becquerel, a découvert l'effet photoélectrique en 1839. Il a remarqué que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'influence de la lumière. Ensuite, Albert Einstein a découvert que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons [1.1-2].

L'élément de base de la transformation lumière-électricité est la cellule photovoltaïque, elle est fabriquée en associant un matériau semi-conducteur dopé P à un autre semi-conducteur dopé N pour faire ainsi une jonction PN (voir Figure 1.1). L'énergie générée par l'absorption d'un photon dans un matériau s'explique du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction résulte une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque.

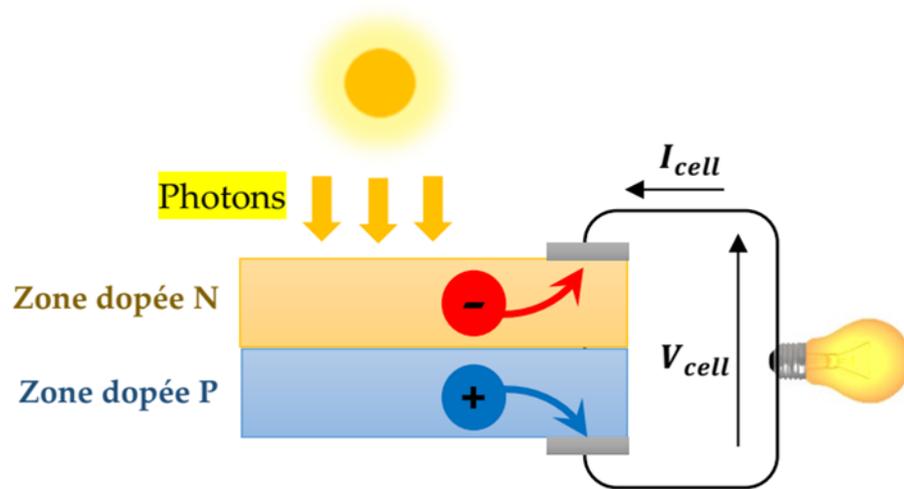


Figure 1.1: Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La Figure 1.2 montre les caractéristiques typiques mesurables (courant de la cellule I_{cell} avec la tension à ses bornes V_{cell}) d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant E_1 et dans l'obscurité ($E_2 = 0$), où I_{cc} et V_{co} sont, respectivement, le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert.

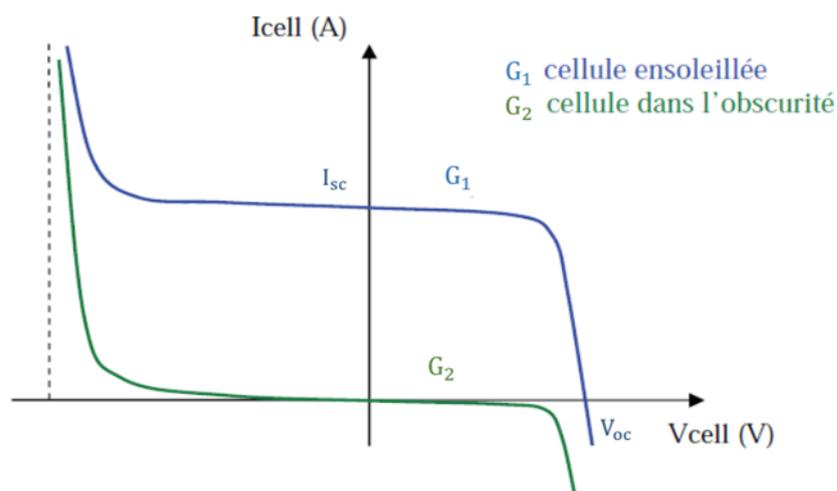


Figure 1.2 : Caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïques.

1.2.2. Cellules photovoltaïques

Il y a plusieurs types de cellules qui se différencient par les matériaux utilisés dans leur fabrication. En dehors du prix, le choix d'un type de cellule n'a que peu d'importance pour l'utilisateur, la principale différence sera la surface qui, à puissance égale, pourra varier du simple au double [1.3].

L'élément de base, employé dans la construction des cellules PV, est dans la majorité des cas le silicium. Cette technologie constitue plus de 85% du marché mondial d'aujourd'hui, dont 29% pour le silicium monocristallin et 51% pour le silicium multi-cristallin. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, polycristalline, ou mono cristalline. D'autres matériaux sont utilisables : Arséniure de Gallium (AsGa), Tellurure de Cadmium (CdTe), Indium Gallium Phosphide (InGaP), et Cu(InGa)Se₂. Le choix parmi ces différentes technologies dépend du prix et du rendement énergétique. Quelques rendements concernant les diverses photopiles existantes sont présentés ci-après [1.4-5] :

- Les cellules monocristallines font partie de la première génération de photopiles. Elles ont un taux de rendement excellent de 24,7% en laboratoire (record obtenu en 1999). SunPower commercialise une cellule de même nature avec un bon rendement qui peut atteindre 24,2%. Cependant, leur technique de production est laborieuse et difficile, et donc, très chère. Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur.
- Les cellules polycristallines ont un coût de production moins élevé, et utilisant un procédé moins gourmand en énergie, avec un rendement de 11 à 15% (19,8% en laboratoire).
- Les cellules amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement avec un rendement faible 5 à 8% (13% en laboratoire). Cette technologie permet d'employer des couches très minces de silicium de 0,3 à 1,0 micromillimètres seulement (500 μ mm pour les deux autres types). Les panneaux amorphes ont besoin d'environ deux fois plus de surface pour générer la même quantité d'énergie, et semblent se dégrader plus rapidement. Cependant, ils ont l'avantage de mieux réagir à la lumière diffusée et à la lumière fluorescente et d'être plus performants à des températures élevées.
- Les cellules en composite monocristallin (AsGa) avec un rendement de 18 à 20% (27,5% en laboratoire).
- Les cellules en composite polycristallin (CdS, CdTe, CuInGaSe₂, etc.) ont un rendement de 8% (16% en laboratoire).

1.2.3. Assemblage des cellules PV

La cellule photovoltaïque a une surface à peu près 150 cm², génère 2,3 Watt-crête sous approximativement une tension de 0,5 Volt [1.6]. Cette faible puissance est insuffisante pour la plupart des applications photovoltaïques domestiques ou industrielles. Afin de fournir au récepteur extérieur une tension et une puissance importante, plusieurs cellules photovoltaïques doivent être connectées entre elles, pour constituer ce qu'on appelle : « un module ». Les modules

peuvent être assemblés en série et/ou en parallèle pour former des panneaux (Figure 1.3), eux-mêmes interconnectés pour faire un champ photovoltaïque.

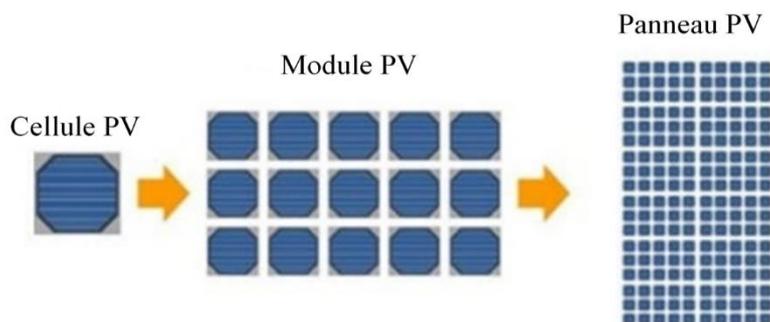


Figure 1.3 : Constitution d'un générateur photovoltaïque.

1.2.4. Protection des panneaux solaires

Pour passer d'un module à un panneau, il faut ajouter des diodes de protection (Figure 1.4). Pour montrer l'utilité des diodes de protection, on distingue deux types d'assemblage de cellules PV : parallèle et série. Dans un groupement parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et les courants s'additionnent. Dans des conditions défavorables (éclairage non uniforme et circuit ouvert), une cellule faible peut être parcourue en inverse par le courant généré par les autres cellules et ainsi dissiper une puissance importante et être détruite. Pour éviter ce problème, il faut ajouter une diode en série qui interdit tout courant inverse.

Par contre, dans un groupement série, le courant est constant et les tensions s'ajoutent. Dans certaines conditions d'éclairage non uniforme et de fonctionnement proche du court-circuit, une cellule peut être soumise à la tension des autres cellules appliquée en inverse et ainsi fonctionner en récepteur en dissipant une puissance importante et être détruite si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée. Pour éviter cet effet, il faut mettre une diode en parallèle, aux bornes d'un assemblage élémentaire de 30 à 40 cellules au silicium au maximum. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès l'apparition d'une tension en inverse aux bornes du groupement limite cette dernière à la tension de la diode et ainsi l'énergie dissipée [1.7].

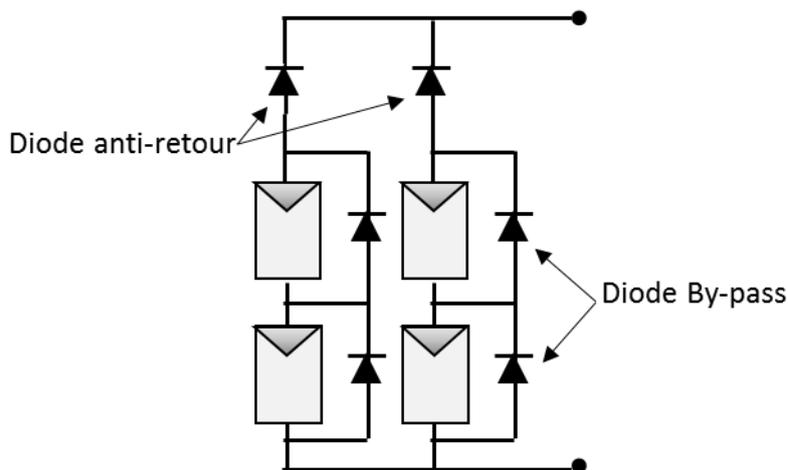


Figure 1.4 : Diodes de protection des modules.

1.3. Architecture des systèmes PV

Selon la connexion au réseau public, les systèmes PV peuvent être divisés en deux catégories : systèmes PV autonomes et systèmes PV connectés au réseau.

1.3.1. Système photovoltaïque autonome

Dans les systèmes photovoltaïques qui fonctionnent indépendamment des réseaux électriques. L'énergie générée par les générateurs photovoltaïques est employée immédiatement (ventilation, pompage d'eau, ...etc.) ou emmagasinée dans des batteries [1.8]. La structure la plus simple des systèmes autonomes est le couplage direct où le générateur photovoltaïque est directement relié à la charge continue (Figure 1.5). Dans cette configuration, la charge ne peut être opérationnelle que pendant les périodes d'ensoleillement suffisant. Ce qui est faisable pour des applications qui n'ont pas besoin de fonctionner la nuit ou dans l'obscurité comme le pompage de l'eau [1.8].

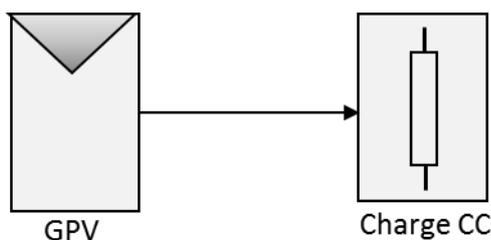


Figure 1.5 : Couplage direct générateur photovoltaïque-charge.

Pour des applications qui ont besoin de l'énergie électrique même la nuit et lors des moments d'obscurité, un système de stockage peut être additionner au système. L'énergie générée par le générateur PV est stockée dans l'accumulateur d'énergie en vue d'être employée au moment du manque de l'éclairage. En effet, c'est presque toujours la batterie qui dure le moins longtemps dans une application photovoltaïque.

Deux configurations plus utilisées des systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage d'énergie alimentant à la fois des charges CC et CA sont présentées dans les Figures 1.6 et 1.7. La différence entre les deux réside dans le fait que le générateur photovoltaïque est connectée à un convertisseur CC-CA pour la première, et à un convertisseur CC-CC pour la seconde [1.8].

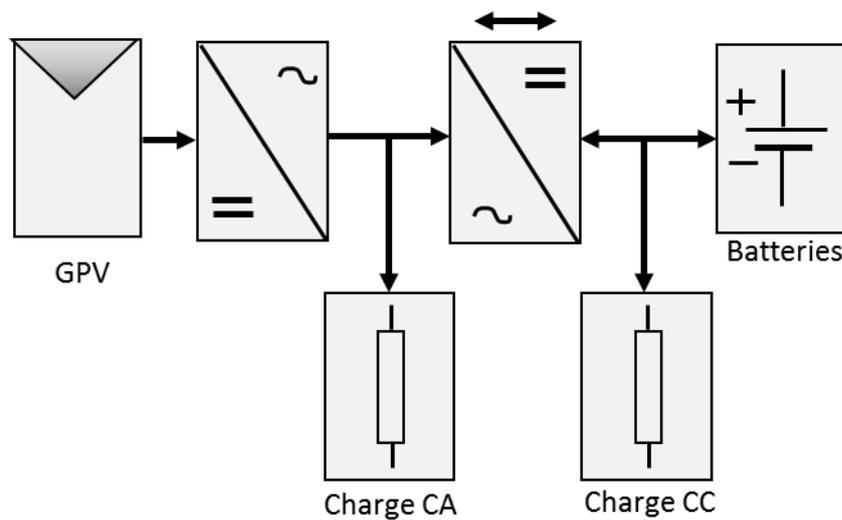


Figure 1.6 : Système photovoltaïque autonome alimentant des charges CC et CA (étage 1 est CC-CA).

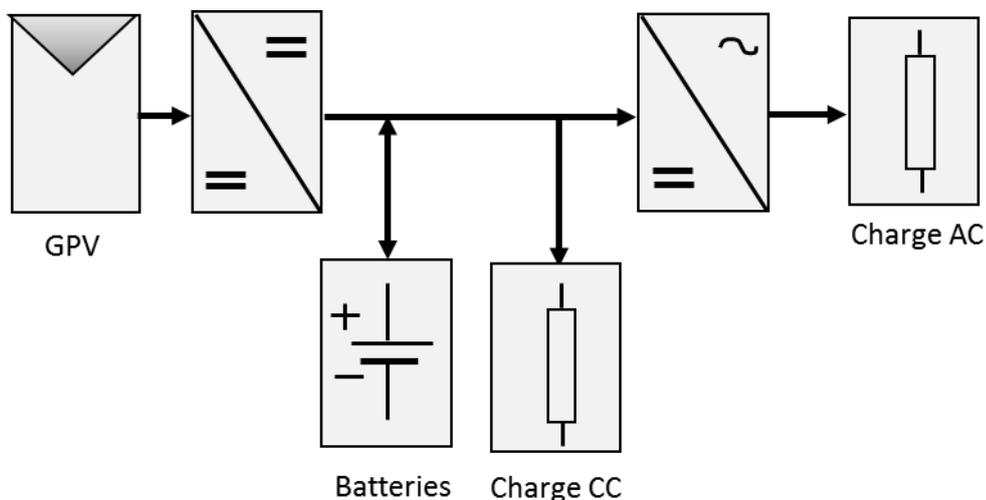


Figure 1.7 : Système photovoltaïque autonome alimentant des charges CC et CA (étage 1 est CC-CC).

1.3.2. Système photovoltaïque connecté au réseau

Les systèmes PV connectés au réseau sont conçus pour pouvoir injecter la puissance PV extraite dans le réseau public. Ces systèmes contiennent de nombreux étages de conversion de puissance (convertisseurs de puissance) qui permettraient d'extraire la puissance du générateur photovoltaïque puis de l'injecter dans le réseau public [1.9]. Dans ces systèmes, l'onduleur est l'élément clé qui convertit le courant continu en courant alternatif. Mais, il génère également une perturbation harmonique importante causée par ses dispositifs de commutation. C'est pourquoi, l'interconnexion du DER (Distributed Energy Resources) avec le réseau est limitée par plusieurs accords internationaux normes comme la Commission électrotechnique internationale (CEI), l'Institut de l'électricité et Ingénieurs en électronique (IEEE) [1.10-14].

1.3.2.1. Normes pour la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Pour un fonctionnement ininterrompu dans les limites spécifiées dans les normes, certains termes importants tels que distorsion harmonique totale, injection CC, l'isolement galvanique, la détection et la contre-tension doivent être inclus dans les bandes de fréquences [1.15-16].

Les normes les plus pertinentes, IEC 61727 et IEEE 1547-2003, sont présentées dans le Tableau 1.1. La norme CEI 61727 se concentre sur les systèmes photovoltaïques (PV) reliés au réseau qui utilisent des onduleurs basés sur un dispositif semi-conducteur pour la conversion CC en CA. Il fournit des recommandations spécifiques pour les systèmes de 10 kVA ou moins pouvant être utilisés dans les maisons individuelles, qu'ils soient monophasés ou triphasés. Cette norme concerne le raccordement au réseau avec une distribution basse tension, comme expliqué dans la littérature [1.17].

Tableau 1.1: Normes pour les systèmes PV raccordés au réseau.

Paramètres	IEC 61727	IEEE 1547
THD	< 5 %	< 5 %
Facteur de puissance	0.90	0.90
Injection du courant DC	Moins de 1% du courant de sortie nominal	Moins de 0.5% du courant de sortie nominal
Plage de tension pour un fonctionnement normal	85 % to 110 %	88 % to 110 %
Plage de fréquence pour un fonctionnement normal	49 Hz to 51 Hz	59.3 Hz to 60.5 Hz

De son côté, la norme IEEE 1547-2003 fournit des directives pour l'interconnexion des ressources énergétiques distribuées (DER) avec le réseau. Il fournit des exigences pour les performances, le fonctionnement, les tests, la sécurité et la maintenance de l'interconnexion [1.18].

1.3.2.2. *Système PV connecté au réseau à un étage*

Les systèmes connectés au réseau sont classés en fonction du nombre d'étages de conversion en deux catégories à un et deux étages [1.19]. Ces catégories sont les topologies d'électronique de puissance couramment utilisées dans les systèmes PV.

Dans la configuration à un étage, le processus de conversion comprend uniquement un onduleur CC-CA pour effectuer toutes les tâches de contrôle comme le suivi du point de puissance maximale (MPPT), le contrôle du courant du réseau et l'amplification de la tension. Ainsi, cette configuration pose des difficultés de contrôle et de mise en œuvre offrant moins d'efficacité. Différents types d'onduleurs DC-AC ont été utilisés pour améliorer et réguler les performances, tels que à deux niveaux [1.20-21], multiniveaux [1.22], onduleurs de tension source Z [1.23] et onduleur split-source [1.24]. La Figure 1.8 illustre le schéma de principe d'un système photovoltaïque connecté au réseau d'un seul étage de conversion.

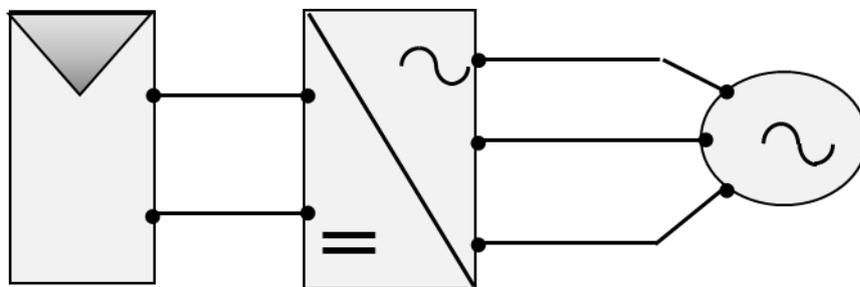


Figure 1.8 : Schéma d'un système PV connecté au réseau à un seul étage.

1.3.2.3. *Système connecté au réseau à deux étages*

Dans une configuration en deux étages, le processus de conversion comprend deux étapes. La première étape est le convertisseur CC-CC utilisé pour amplifier la tension du générateur photovoltaïque et suivre le point de puissance maximale. Pour effectuer cette opération, différents types de convertisseurs CC-CC sont utilisés tels que boost [1.19]. La deuxième étape est l'onduleur CC-CA utilisé pour réguler la tension du bus continu et pour contrôler le courant injecté au réseau. Les systèmes à deux étages offrent une grande flexibilité de contrôle par rapport aux systèmes à un

étage, car les tâches de contrôle sont réparties entre les deux convertisseurs. Un schéma de principe d'un système photovoltaïque connecté au réseau à deux étages est illustré à la Figure 1.9.

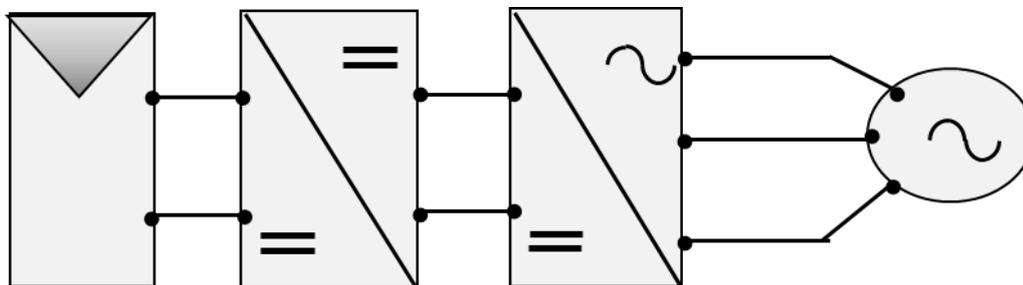


Figure 1.9 : Schéma d'un système PV connecté au réseau à deux étages.

1.3.2.4. *Autres topologies de système PV connecté au réseau*

Plusieurs topologies de systèmes PV connectés au réseau sont développées sur la base de topologies à un et à deux étages dans une gamme de puissance moyenne et élevée. Les onduleurs centralisés, les onduleurs de chaîne et les onduleurs à chaînes multiples sont les topologies les plus utilisées [1.25-26].

Dans les onduleurs centralisés, un certain nombre de modules photovoltaïques ont été assemblés en série et en connexion parallèle, appelés panneaux photovoltaïques, pour fournir des niveaux de puissance élevés. Dans cette topologie, un onduleur CC-CA central est placé entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique public (voir la Figure 1.10). Le principal avantage de cette topologie est son faible coût par rapport aux autres topologies, ainsi que la facilité de maintenance de l'onduleur. Néanmoins, plusieurs limites sont notées dans cette topologie, telles que les pertes importantes de puissance dues à un suivi centralisé du point de puissance maximale et les pertes de désadaptation entre les modules photovoltaïques [1.12-14].

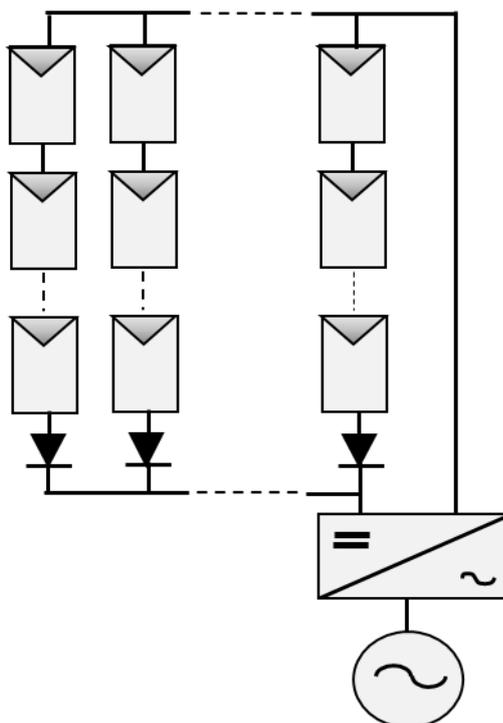


Figure 1.10 : Topologies d'onduleur centralisé.

Dans les onduleurs de chaîne, un certain nombre de modules PV connectés en série est appelé chaîne. Comme leur nom l'indique, chaque chaîne est attachée à un onduleur CC-CA individuel, comme le montre la Figure 1.11(a) ; par conséquent, la fiabilité du système est améliorée. De plus, comme chaque chaîne peut fonctionner séparément à son propre point de puissance maximale, les pertes dues à l'ombrage partiel sont réduites. Mais, en fonction du nombre d'onduleurs, le principal inconvénient est le coût élevé [1.12-14].

Dans les onduleurs à plusieurs chaînes, chaque chaîne est connectée à son convertisseur CC-CC individuel pour le suivi du point de puissance maximale et l'amplification de la tension. Tous les convertisseurs CC-CC sont ensuite reliés à un onduleur CC-CA commun via un bus continu, comme le montre la Figure 1.11(b). Cette topologie englobe les avantages des chaînes et des topologies centralisées. Ainsi, la puissance de sortie est augmentée car chaque chaîne peut être contrôlée individuellement, puis le coût total est réduit car elle n'utilise qu'un seul onduleur. Inversement, il y a une augmentation des pertes dues aux convertisseurs CC-CC qui sont ajoutés [1.12-14].

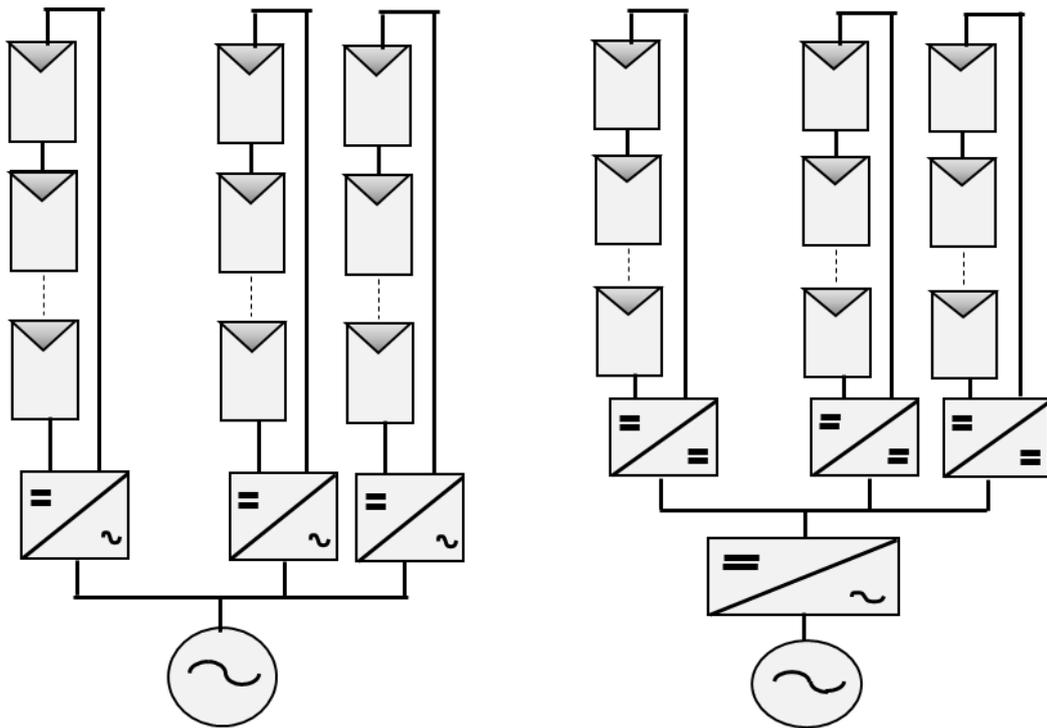


Figure 1.11 : Topologies des systèmes PV reliés au réseau : a) Multi chaînes d'onduleurs ; b) Multi MPPT avec un onduleur central

1.4. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude sur la production directe d'électricité à partir d'une irradiation solaire est présentée. Commenant par la définition de l'effet PV, et puis par la composition et la protection des Générateurs PV. Différentes architectures et topologies des systèmes PV autonomes ont été exposées. Les normes pour la connexion des systèmes PV au réseau sont données. Pour ces derniers, différentes topologies sont aussi présentées.

Références

- [1.1] S. Hadji, 2018. Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie photovoltaïque. Thèse de doctorat, Université de Sétif 1.
- [1.2] A. Becquerel, 1839. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes Rendus Séances Hebd., vol. 9, p. 561-567.
- [1.3] Zouhair El Jouad, 2016. Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques. Physique [physics]. Université d'Angers.
- [1.4] O. Gergaud, 2002. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. Thèse de Doctorat, ENS de Cachan.
- [1.5] A. B. Arostegi, 2013. New Optimized Electrical Architectures of Photovoltaic Generators with High Conversion Efficiency. Thèse Doctorat, Université Toulouse 3 Paul Sabatier, pp. 167.
- [1.6] S. Petibon, 2009. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse Doctorat, Université Toulouse 3 Paul Sabatier.
- [1.7] S. Astier, B. Dakyo, 1999. Les systèmes photovoltaïques autonomes non embarqués pour la production d'énergie électrique. Journées électrotechniques du club EEA, paris (France), pp 1-19.
- [1.8] A. Belkaid, 2015. Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome. Thèse de doctorat, Université de Sétif 1.
- [1.9] Romero-Cadaval, E., Spagnuolo, G., García Franquelo, L., Ramos-Paja, C.A., Suntio, T. and Xiao, W.M., 2013. Grid Connected Photovoltaic Generation Plants. Components and Operation. IEEE Industrial Electronics Magazine. 7 (3), pp 6-20.
- [1.10] Teodorescu, R., Liserre, M. and Rodriguez, P., 2011. Grid converters for photovoltaic and wind power systems (Vol. 29). John Wiley & Sons.
- [1.11] Zhang, L., Sun, K., Xing, Y., Feng, L. and Ge, H., 2011. A modular grid-connected photovoltaic generation system based on DC bus. IEEE transactions on power electronics, 26(2), pp 523-531.
- [1.12] Omran, W., 2010. Performance analysis of grid-connected photovoltaic systems. PhD. thesis, University of Waterloo.

- [1.13] Abu-Rub, H., Malinowski, M. and Al-Haddad, K., 2014. Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications. John Wiley & Sons.
- [1.14] Malek, H., 2014. Control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators. PhD. thesis, University of Utah State.
- [1.15] Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S. and Bakar, A.H.A., 2016. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594-605.
- [1.16] Francisco, C.D.L.R., 2015. Harmonics, Power Systems, and Smart Grids. CRC press.
- [1.17] I. E. Commission, 2002. Characteristics of the utility interface for photovoltaic (PV) systems. Report of IEC, vol. 61727.
- [1.18] I. S. C. Committee, 2009. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Std, pp. 1547–2003.
- [1.19] B. N. Alajmi, 2013. Design and control of photovoltaic systems in distributed generation. PhD Thesis, University of Strathclyde.
- [1.20] Libo, W., Zhengming, Z. and Jianzheng, L., 2007. A single-stage three-phase grid connected photovoltaic system with modified MPPT method and reactive power compensation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(4), 881-886.
- [1.21] Shayestehfard, A., Mekhilef, S. and Mokhlis, H., 2017. IZDPWM-based feedforward controller for grid-connected inverters under unbalanced and distorted conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(1), 14-21.
- [1.22] Selvaraj, J. and Rahim, N.A., 2009. Multilevel inverter for grid-connected PV system employing digital PI controller. *IEEE transactions on industrial electronics*, 56(1), 149- 158.
- [1.23] Hanif, M., Basu, M. and Gaughan, K., 2011. Understanding the operation of a Zsource inverter for photovoltaic application with a design example. *IET Power Electronics*, 4(3), 278-287.
- [1.24] Abdelhakim, A., Mattavelli, P., Boscaino, V. and Lullo, G., 2017. Decoupled control scheme of grid-connected split-source inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(8), 6202-6211.
- [1.25] W. Xiao, M. S. E. Moursi, O. Khan, and D. Infield, 2016. Review of grid-tied converter 115 topologies used in photovoltaic systems. *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no.10, pp. 1543–1551.

- [1.26] D. Picault, B. Raison, and S. Bacha, 2009. Guidelines for evaluating grid connected PV system topologies. in Industrial Technology. ICIT 2009. IEEE International Conference on, pp. 1–5.

Chapitre 02

MODELISATION DES ELEMENTS DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU

2.1. Introduction

La modélisation d'un système quelconque est indispensable pour l'étude et la maîtrise de son fonctionnement et lorsqu'on souhaite lui appliquer une commande particulière. D'autre part, elle est une phase primordiale dans le développement de la conception des systèmes. Le progrès de l'informatique et du génie des logiciels permet de réaliser des modélisations performantes et d'envisager l'optimisation de la conception. L'étude et la modélisation des systèmes présentent un grand intérêt en raison des impératifs techniques et économiques et conduisent à concevoir et à exploiter le matériel au voisinage des limites technologiques.

On présentera dans ce chapitre la modélisation du système photovoltaïque connecté au réseau (Figure 2.1), constitué d'un panneau photovoltaïque, un convertisseur CC-CC survolteur (Boost) et un onduleur triphasé à deux niveaux, raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un filtre RL .

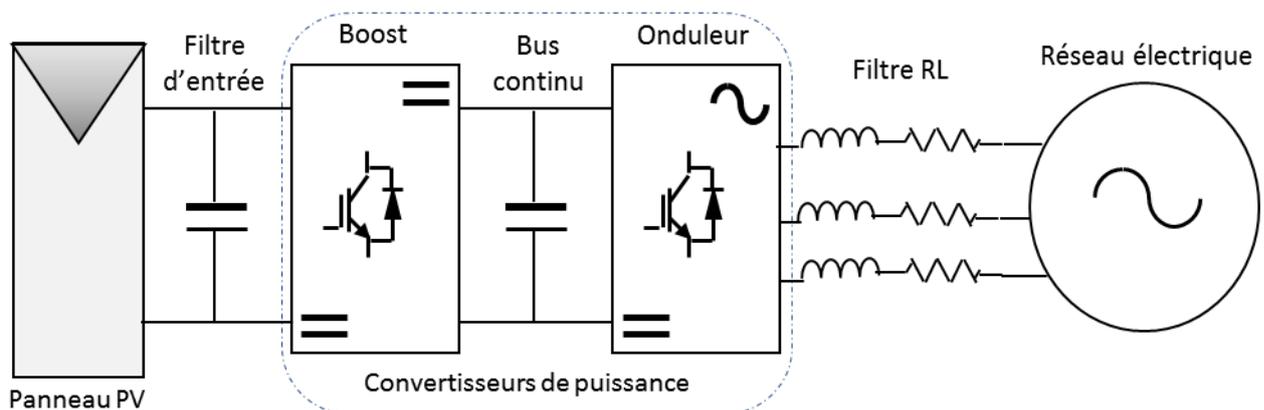


Figure 2.1 : Structure de puissance du système étudié.

2.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

L'élément de base d'un générateur photovoltaïque est la cellule, donc il faut d'abord passer par la modélisation de la cellule photovoltaïque.

2.2.1. Modèle de la cellule photovoltaïque

Pour établir le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver son circuit électrique équivalent. Le circuit équivalent, le plus utilisé, d'une cellule photovoltaïque est composé d'une source de courant en parallèle avec une diode, une résistance shunt R_p et une résistance série R_s (Figure 2.2) [2.1].

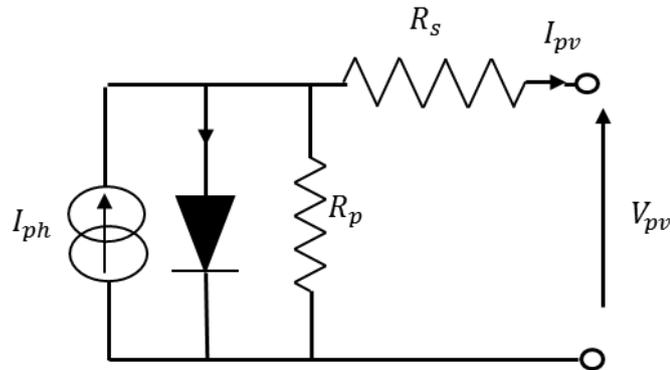


Figure 2.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Le courant de sortie de la cellule est donné par l'équation (2.1) [2.2-3].

$$I_{PV} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{nV_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{R_p} \quad (2.1)$$

Où :

I_{PV} : est le courant de sortie de la cellule (A).

I_{ph} : est le photo courant de la cellule (A).

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

V_{PV} : est la tension de sortie de la cellule (V).

n : est le facteur d'idéalité de la diode (Coefficient dépendant du matériau de la cellule PV, en général : $1 < n < 2$)

V_{th} : est la tension thermique donné par :

$$V_{th} = \frac{kT}{q} \quad (2.2)$$

Où :

k : est la Constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$).

T : est la température de la cellule ($^{\circ}K$).

q : est la charge électrique ($1.6 \times 10^{-19} C$).

La résistance parallèle a une valeur assez élevée. Et peut être considéré comme un circuit ouvert. [2.4].

L'expression $\exp\left(\frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{nV_{th}}\right) \gg 1$. Par conséquent, l'équation (2.1) s'écrit:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{nV_{th}}} \right) \quad (2.3)$$

- Le courant de court-circuit : $I_{cc} = I_{ph}$, il est la plus grande valeur de courant générée par la cellule sous les conditions de court-circuit où $V_{PV} = 0$.
- La tension à circuit ouvert V_{co} : est la tension de cellule à travers la jonction/diode PN où $I_{PV} = 0$ et $I_D = I_{ph}$, elle représente la tension de cellule lorsque elle est à l'ombre et peut être exprimée comme suit [2.5] :

$$V_{co} = nV_{th} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_o}\right) \quad (2.4)$$

L'équation (2.1) peut être simplifier donc comme suit :

$$I_{PV} = I_{cc} \left(1 - e^{\frac{V_{PV} - V_{co} + R_s I_{PV}}{nV_{th}}} \right) \quad (2.5)$$

2.2.2. Modèle du module PV

Le modèle cité précédemment concerne une seule cellule PV, pour le modèle du module il faut intégrer le nombre de cellules en parallèle/série, formant un module. Donc le courant du module photovoltaïque est donné par l'équation (2.6) [2.5].

$$I_{PV} = N_p \left[I_{cc} \left(1 - e^{\frac{\frac{V_{PV}}{N_s} - V_{oc} + R_s \frac{I_{PV}}{N_p}}{nV_{th}}} \right) \right] \quad (2.6)$$

Où :

I_{PV} : est le courant de sortie du module (A).

V_{PV} : est la tension de sortie du module (V).

N_s : est le nombre des cellules connectées en série par module.

N_p : est le nombre des cellules connectées en parallèle par module.

Dans le présent travail, les modules solaires de type pb solar BP SX 120 of 120 Wp sont sélectionnés. Les caractéristiques principales de ces modules sont présentées dans le Tableau 2.1 [2.6]. Les caractéristiques (I-V, P-V) du module pb solar BP SX 120, dans les conditions standards de température et d'éclairement STC (25°C et 1000W/m²), sont présentées dans la Figure 2.3.

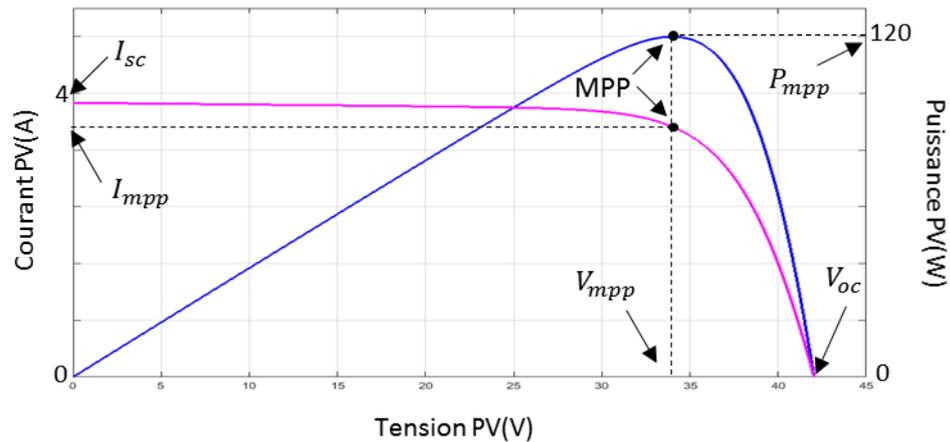


Figure 2.3 : Caractéristiques du module pb solar BP SX 120 dans les conditions STC.

Tableau 2.1 : Caractéristiques Principales du Module pb solar BP SX 120.

Paramètre	Valeur (STC)
Puissance maximale aux conditions STC P_{max}	120 W
Tension du circuit ouvert V_{co}	42.1 V
Courant de court-circuit I_{cc}	3.87 A
Tension au point de puissance maximal V_{ppm}	33.7 V
Courant au point de puissance maximal I_{ppm}	3.56 A
Coefficient de température pour V_{co}	-0.16 V/°s
Coefficient de température pour I_{cc}	0.065%/°s

2.2.3. Modèle du panneau PV

Un panneau photovoltaïque est constitué d'un certain nombre de modules photovoltaïques connectés en série/parallèle pour obtenir la tension, le courant et la puissance désirés. La taille d'un panneau varie d'un seul module à un nombre quelconque de modules. Le courant et la tension de sortie du panneau photovoltaïque peuvent être calculée à partir les équations suivantes [2.7] :

$$I_{PVt} = N_{pp} I_{PV} \quad (2.7)$$

$$V_{PVt} = N_{ss} V_{PV} \quad (2.8)$$

Où :

$IPVt$: est le courant de sortie du panneau (A).

$VPVt$: est la tension de sortie du panneau (V).

IPV : est le courant de sortie du module (A).

VPV : est la tension de sortie du module (V).

N_{ss} : est le nombre des modules connectés en série par panneau.

N_{pp} : est le nombre des modules connectés en parallèle par panneau.

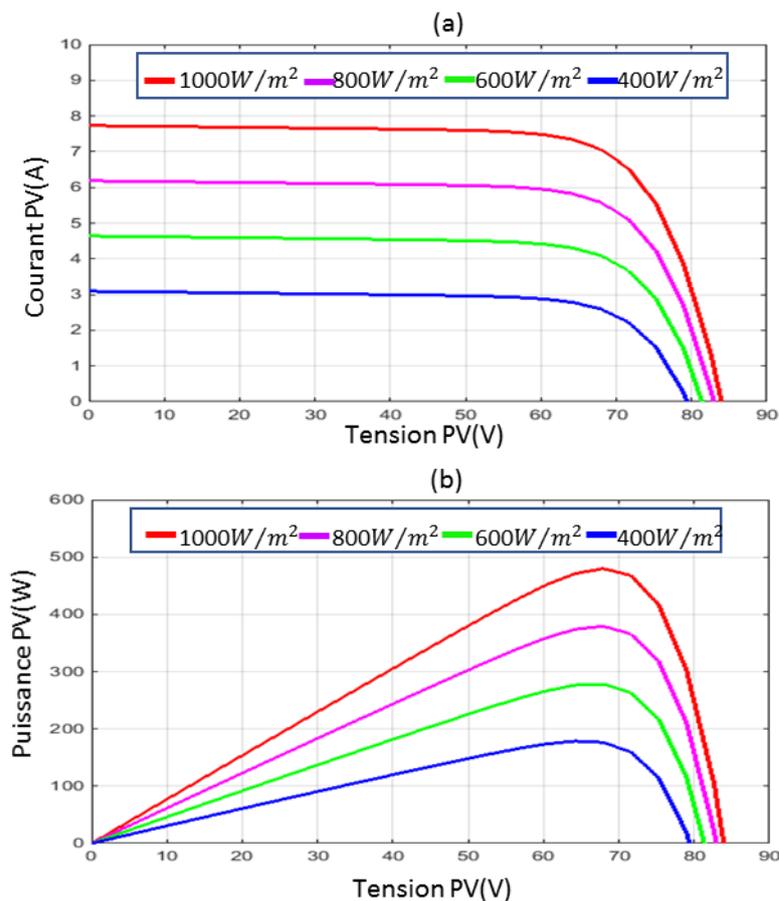


Figure 2.4 : Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un panneau PV sous différents niveaux d'irradiation à 25°C.

Le comportement électrique du générateur photovoltaïque est généralement représenté par les caractéristiques courant / tension (I-V) et puissance / tension (P-V). Un générateur photovoltaïque avec quatre modules solaires BP SX 120 pb, connectés 2×2 en série et en parallèle, est envisagé. Les Figures 2.4 et 2.5 ont mis en évidence la forte dépendance des performances du panneau

photovoltaïque considéré avec les niveaux de température et d'irradiance. L'irradiance a un effet significatif sur la valeur du courant de court-circuit, comme le montre la Figure 2.4. Au contraire, le niveau d'irradiance a un léger effet sur la valeur de la tension de circuit ouvert. En revanche, la température a un effet négligeable sur la valeur du courant de court-circuit mais elle a un effet important sur la valeur de tension de circuit ouvert, comme le montre la Figure 2.5. Il convient de noter que la température change généralement assez lentement, de sorte que la valeur de la température est souvent considérée comme constante par rapport à la variation à laquelle le niveau d'irradiation peut être soumis pendant la journée. Cette hypothèse simplificatrice sera également adoptée dans cette thèse.

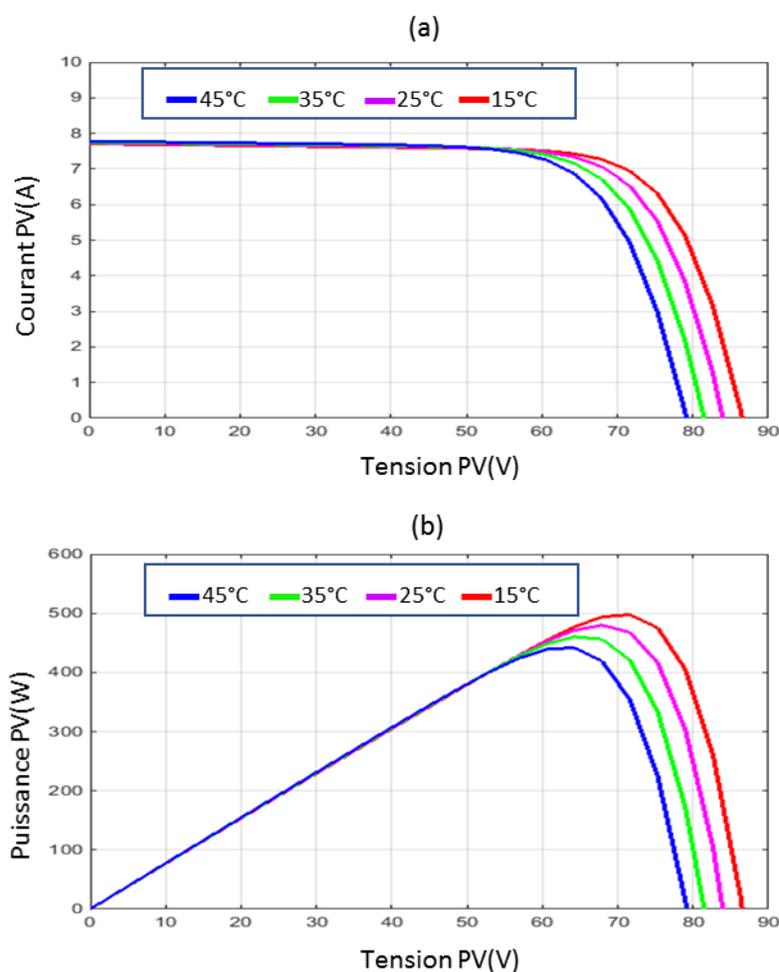


Figure 2.5 : Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un panneau PV sous différents niveaux de température à 1000W/m².

2.3. Dimensionnement de la capacité d'entrée

Le condensateur du filtre d'entrée est connecté en parallèle entre le générateur photovoltaïque et le convertisseur élévateur, qui est utilisé pour diminuer la nature oscillatoire de la puissance obtenue

à partir du générateur photovoltaïque. En cas de variation de température et d'irradiation, la capacité verra l'ondulation de tension du générateur photovoltaïque MPP comme Δv_{pv} , lorsque l'irradiation passe de 500 w / m² à 1000 w / m², le (V_{oc}) du générateur photovoltaïque voit également ces variations et change de, $\Delta v_{pv} = 2 V$. Ainsi, la capacité d'entrée peut être obtenue en utilisant l'analyse qui suppose le mode de conduction continue (CCM) du convertisseur élévateur [2.8].

$$\Delta v_{pv} = \frac{D \cdot v_{pv}}{4 \cdot f_c^2 \cdot L \cdot C_{in}} \quad (2.9)$$

Ainsi, la capacité d'entrée peut être estimée comme ;

$$C_{in} = \frac{D \cdot v_{pv}}{4 \cdot f_c^2 \cdot L \cdot \Delta v_{pv}} \quad (2.10)$$

Avec D est le rapport cyclique du convertisseur élévateur et donné par ;

$$D = 1 - \frac{v_{pv}}{v_{cc}} \quad (2.11)$$

Où :

v_{pv} : est la tension d'entrée boost (V).

v_{cc} : est la tension de sortie boost (V).

i_{pv} : est le courant photo-généré (A).

L : est l'inductance d'entrée boost (mH).

C_{in} : est le condensateur d'entrée (μ F).

f_c : est la fréquence de commutation du convertisseur boost (kHz).

2.4. Modèle des convertisseurs de puissance

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation des deux convertisseurs statiques montés en cascade (Boost et onduleur de tension).

2.4.1. Modèle du convertisseur boost

Puisque la tension du panneau photovoltaïque (formé de plusieurs cellules en série et en parallèle) est faible, l'utilisation d'un convertisseur CC-CC type Boost (élévateur de tension dont un schéma équivalent est montré à la Figure 2.6) pour augmenter cette tension et rendre possible la connexion du générateur photovoltaïque aux différentes charges est nécessaire, en conséquence, le coût en sera

réduit. Un condensateur est intégré dans le circuit du convertisseur Boost, dont le but est de réduire les harmoniques à haute fréquence.

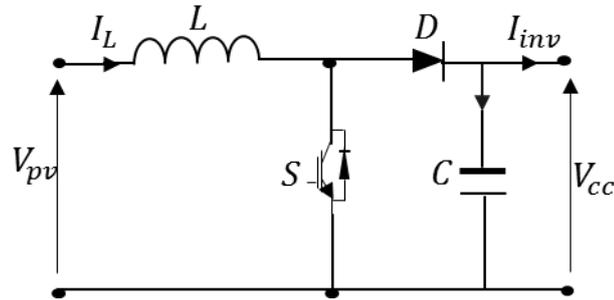


Figure 2.6 : Le circuit de l'élevateur.

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande S . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur (IGBT), que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle [2.9-10].

❖ Lorsque l'interrupteur est fermé (Figure 2.7.(a))

$$\frac{d}{dt} I_L = \frac{1}{L} V_{PV} \quad (2.12)$$

$$\frac{d}{dt} V_{cc} = -\frac{1}{C} I_{inv} \quad (2.13)$$

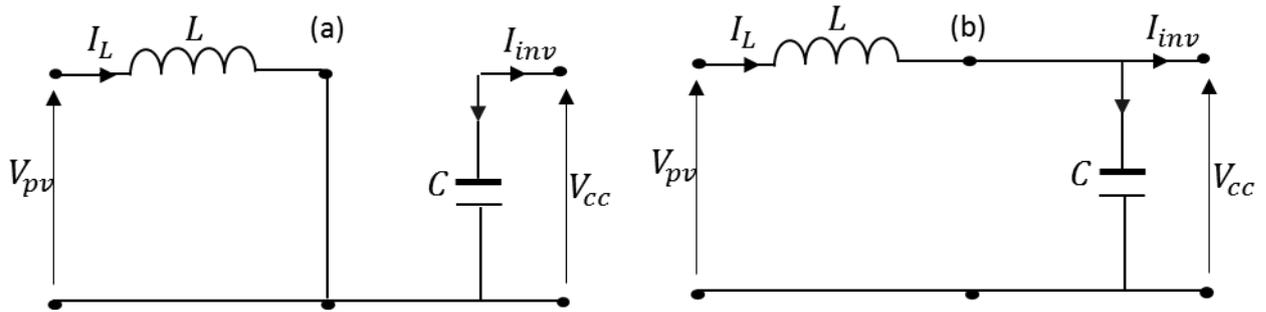


Figure 2.7 : Circuit équivalent du boost :(a) l'interrupteur est fermé et (b) l'interrupteur est ouvert.

❖ Lorsque l'interrupteur est ouvert (Figure 2.7(b))

$$\frac{d}{dt} I_L = \frac{1}{L} (V_{PV} - V_{cc}) \quad (2.14)$$

$$\frac{d}{dt} V_{cc} = \frac{1}{C} (I_L - I_{inv}) \quad (2.15)$$

En posant $S = 1$, lorsque l'interrupteur est fermé et $S = 0$ pour l'interrupteur ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$\frac{d}{dt}I_L = -(1 - S)\frac{1}{L}V_{cc} + \frac{1}{L}V_{PV} \quad (2.16)$$

$$\frac{d}{dt}V_{cc} = (1 - S)\frac{1}{C}I_L - \frac{1}{C}I_{inv} \quad (2.17)$$

Où :

I_L : est le courant d'entrée du Boost (A).

V_{PV} : est la tension d'entrée du Boost (V).

V_{cc} : est la tension de sortie du Boost (V).

I_{inv} : est le courant d'entrée de l'onduleur (A).

L : est l'inductance du Boost (mH).

C : est la capacité du Boost (μ F).

En cas d'un fonctionnement du boost en mode continu, les relations qui relient les courants et les tensions d'entrée et de sortie en fonction du rapport cyclique D sont données comme suit [2.11] :

$$V_{pv} = (1 - D)V_{cc} \quad (2.18)$$

$$I_{pv} = I_{inv} / (1 - D) \quad (2.19)$$

En divisant l'équation (2.18) par (2.19), on obtient l'équation (2.20) qui relie la résistance d'entrée ou la résistance vu par le générateur PV et la résistance de sortie ou la résistance de la charge.

$$R_i = (1 - D)^2 R_o \quad (2.20)$$

2.4.1.1. Dimensionnement de l'inductance du Boost

La valeur de l'inductance est généralement fournie dans la fiche technique en fonction de l'application requise. Cependant, il est possible d'estimer cette valeur directement et sans fiche technique en utilisant l'équation suivante [2.12-13].

$$L = \frac{v_{pv}}{\Delta i_L \cdot f_c} \left(\frac{v_{cc} - v_{pv}}{v_{cc}} \right) \quad (2.21)$$

Ainsi, la valeur du courant d'ondulation de l'inductance Δi_L peut être estimée comme ;

$$\Delta i_L = \varepsilon_i \cdot i_{pv,max} \left(\frac{v_{cc}}{v_{pv}} \right) \quad (2.22)$$

Où ;

ε_i : est un pourcentage de 20% à 40% du courant de sortie maximal généré par le générateur photovoltaïque $i_{pv, max}$,

f_c : est la fréquence de commutation (KHz),

v_{cc} : est la tension de sortie bus continu souhaitée (V),

L : est l'inductance de suralimentation (mH),

v_{pv} : est la tension d'entrée du boost (V).

2.4.1.2. Dimensionnement du condensateur de bus continu

Premièrement, la tension du bus continu doit être réglée à une valeur souhaitée supérieure à la tension de crête du réseau pour assurer le transfert de la puissance PV produite dans le réseau, la référence est estimée comme suit :

$$V_{cc}^* = \mu \sqrt{3} V_m \quad (2.23)$$

Où : $\mu > 1$

Ensuite, le condensateur du bus continu peut être dimensionné selon l'équation suivante [2.12-13].

$$C_{cc} = \frac{p_{pv}}{2 \cdot \omega \cdot V_{cc}^* \cdot \Delta V} \quad (2.24)$$

Où :

ΔV : est l'amplitude de l'ondulation de tension, alors égale à 10% de la tension de crête du réseau (V_m),

p_{pv} : est la puissance nominale des modules PV,

ω : est la fréquence de rotation de l'onde sinusoïdale générée,

V_{cc}^* : est la tension moyenne aux bornes du condensateur.

2.4.2. Modèle de l'onduleur triphasé à deux niveaux

L'onduleur photovoltaïque est l'élément clé des systèmes PV connecté au réseau. Son rôle principal est de convertir la puissance photovoltaïque produite de la forme CC en une forme CA synchronisée au réseau et de contrôler le flux de puissance entre le convertisseur élévateur CC-CC et le réseau en

contrôlant le courant injecté dans le réseau. Selon la configuration de la centrale photovoltaïque, il existe certaines topologies et catégories d'onduleurs ; un onduleur de source de tension à deux niveaux (VSI) en fait partie. Où, six commutateurs sont utilisés dans le circuit principal, chacun composé traditionnellement d'un transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) et d'une diode à roue libre pour fournir un flux de courant bidirectionnel et une capacité de blocage de tension unidirectionnelle, comme le montre la Figure 2.8. Pour éviter le court-circuit du bus continu ; les deux interrupteurs d'un même segment doivent être tournés dans un mode complémentaire [2.12-14].

L'onduleur a huit états de commutation indiqués dans le Tableau 2.2, deux de ces états de commutation fournissent une tension de ligne CA nulle à la sortie. Dans ce cas, le courant alternatif circule en roue libre à travers les composants supérieurs ou inférieurs. Les autres états ne fournissent aucune tension de ligne de sortie CA nulle. Afin de générer une forme d'onde de tension donnée, l'onduleur passe d'un état à un autre. Ainsi, les tensions de ligne de sortie CA résultantes sont constituées de valeurs discrètes de tensions, qui sont " $-v_{cc}$ ", "0" et " v_{cc} " [2.14].

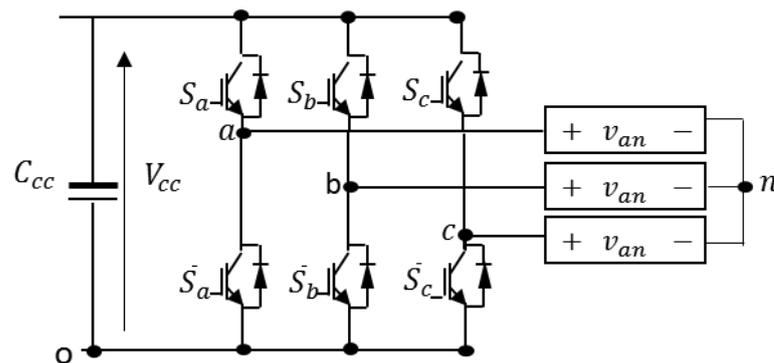


Figure 2.8 : Schéma de l'onduleur triphasé en pont à deux niveaux.

Tableau 2.2 : Les états de commutation dans un onduleur triphasé.

S_a	S_b	S_c	v_{ab}	v_{bc}	v_{ca}
0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	$-v_{cc}$	v_{cc}
0	1	0	$-v_{cc}$	v_{cc}	0
0	1	1	$-v_{cc}$	0	v_{cc}
1	0	0	v_{cc}	0	$-v_{cc}$
1	0	1	v_{cc}	$-v_{cc}$	0
1	1	0	0	v_{cc}	$-v_{cc}$
1	1	1	0	0	0

En supposant que les interrupteurs et les diodes sont idéaux, les tensions composites (v_{ab} , v_{bc} , v_{ca}) sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} v_{ab} = v_{ao} - v_{bo} \\ v_{bc} = v_{bo} - v_{co} \\ v_{ca} = v_{co} - v_{ao} \end{cases} \quad (2.25)$$

Où :

v_{ao} , v_{bo} , v_{co} sont les tensions phase-neutre de l'onduleur. Le point "O" est pris comme référence pour ces dernières tensions.

Les trois tensions à l'entrée continue sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} v_{an} = v_{ao} - v_{no} \\ v_{bn} = v_{bo} - v_{no} \\ v_{cn} = v_{co} - v_{no} \end{cases} \quad (2.26)$$

Où :

v_{an} , v_{bn} , v_{cn} sont les tensions de sortie de l'onduleur (tensions de phase) et v_{no} est la tension neutre de la charge liée au point "O".

Comme nous avons affaire à des tensions équilibrées, ce qui signifie :

$$v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = 0 \quad (2.27)$$

En remplaçant l'équation (2.27) par l'équation (2.26), nous obtenons :

$$v_{no} = \frac{1}{3}(v_{ao} + v_{bo} + v_{co}) \quad (2.28)$$

En remplaçant ensuite l'équation (2.26) par l'équation (2.28), nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{an} = \frac{1}{3}(2v_{ao} - v_{bo} - v_{co}) \\ v_{bn} = \frac{1}{3}(2v_{bo} - v_{co} - v_{ao}) \\ v_{cn} = \frac{1}{3}(2v_{co} - v_{ao} - v_{bo}) \end{cases} \quad (2.29)$$

Les tensions de sortie de l'onduleur peuvent être exprimées en termes de tension du bus continu et d'états de commutation comme suit [2.10] :

$$\begin{cases} v_{ao} = S_a v_{cc} \\ v_{bo} = S_b v_{cc} \\ v_{co} = S_c v_{cc} \end{cases} \quad (2.30)$$

En remplaçant l'équation précédente par l'équation (2.29), l'équation (2.30) devient,

$$\begin{pmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{pmatrix} = \frac{v_{cc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

2.5. Modélisation du filtre coté réseau

L'onduleur ne peut pas être directement couplé au réseau, car l'onduleur est basé sur des dispositifs de commutation et des signaux de déclenchement sous forme d'impulsions doivent être fournis pour les commutateurs, ce qui a entraîné une perturbation harmonique importante du courant de sortie qui dégrade la qualité de l'énergie. Pour cette raison, dans cette conception, la connexion de l'onduleur au réseau se fait à travers un filtre LR de premier ordre afin de réduire les harmoniques présentes dans le courant comme le montre la Figure 2.9, de respecter l'alternance des sources et de prévenir les composants, de sorte qu'il soit dans les limites fixées par les normes en vigueur pour le raccordement au réseau du système PV [2.15].

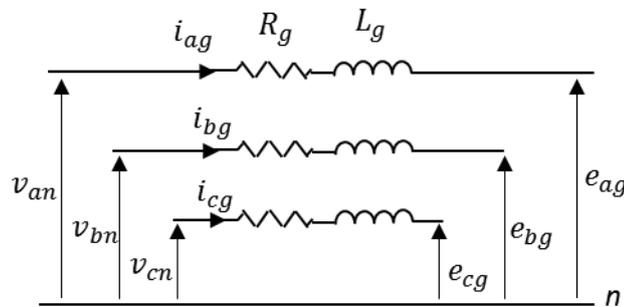


Figure 2.9: Représentation du filtre RL.

En appliquant la loi de tension de Kirchhoff (KVL), à chaque phase au point de connexion du filtre, les équations qui relient les tensions modulées par le convertisseur et les courants traversant le filtre sont :

$$\begin{cases} v_{an} = R_g \cdot i_{ag} + L_g \frac{di_{ag}}{dt} + e_{a,g} \\ v_{bn} = R_g \cdot i_{bg} + L_g \frac{di_{bg}}{dt} + e_{b,g} \\ v_{cn} = R_g \cdot i_{cg} + L_g \frac{di_{cg}}{dt} + e_{c,g} \end{cases} \quad (2.32)$$

D'où ;

$$\begin{cases} \frac{di_{ag}}{dt} = \frac{1}{L_g} (v_{an} - R_g \cdot i_{ag} - e_{a,g}) \\ \frac{di_{bg}}{dt} = \frac{1}{L_g} (v_{bn} - R_g \cdot i_{bg} - e_{b,g}) \\ \frac{di_{cg}}{dt} = \frac{1}{L_g} (v_{cn} - R_g \cdot i_{cg} - e_{c,g}) \end{cases} \quad (2.33)$$

Pour calculer les valeurs de l'inductance « L_g », étant donné que tous les calculs sont effectués pour une seule phase, l'inductance côté onduleur est estimée comme suit [2.15],

$$L_g = \frac{\sqrt{3} \cdot m \cdot v_{cc}}{12 \cdot h \cdot f_s \cdot \Delta i_{L_g}} \quad (2.34)$$

Ensuite, " Δi_{L_g} " désigne un courant d'ondulation de 5% du courant nominal.

Où ;

L_g : est l'inductance du filtre (mH),

R_g : est la résistance interne du filtre (Ω),

f_s : est la fréquence de commutation de l'onduleur (Hz),

v_{cc} : est la tension du bus continu souhaitée (V),

h : est le facteur de surcharge, dont la valeur est égale à 1.2 ,

m : est les indices de modulation choisis entre [0.5 - 1].

2.6. Modélisation du réseau électrique

Dans tout système électrique, les charges sont les éléments qui consomment de l'énergie électrique. Ensuite, la consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ces caractéristiques est essentielle pour représenter finement le comportement de la charge connectée à l'onduleur. Dans notre travail, le réseau électrique est considéré comme une charge et un modèle mathématique de source de tension triphasée peut être exprimé par les équations suivantes [2.11].

$$\begin{cases} e_a = \sqrt{2}E \sin(\omega t) \\ e_b = \sqrt{2}E \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ e_c = \sqrt{2}E \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.35)$$

Où :

E : est la valeur maximale de la tension de crête du réseau (V).

ω : est la pulsation du réseau(rad/s).

2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, les différents composants du système photovoltaïque connecté au réseau sont modélisés. D'abord un modèle de la cellule PV, du module et du panneau est donné. Ensuite, les convertisseurs de puissance utilisés sont présentés pour illustrer leurs circuits électriques et leurs modèles mathématiques. Enfin, le réseau électrique et le filtre RL sont modélisés afin de simplifier la commande de l'injection du courant.

Références

- [2.1] De Leone, R., Pietrini, M., Giovannelli, A., 2015. Photovoltaic energy production forecast using support vector regression. in: *Neural Comput. Appl.* vol. 26, issue 8, pp. 1955–1962.
- [2.2] Sree Manju, B., Ramaprabha, R., Mathur, B., 2011. Design and Modeling of Standalone Solar Photovoltaic Charging System, in: *International Journal of Computer Applications*, , vol. 18, no. 2, pp. 41–45.
- [2.3] Liu, X., Wang, Y., 2019. Reconfiguration Method to Extract more Power from Partially Shaded Photovoltaic Arrays with Series-Parallel Topology. in: *Energies*, vol. 12, iss. 8, p. 1439.
- [2.4] Gonzalez-Longatt, F.M., 2005. Model of Photovoltaic Module in Matlab. in: *Int. J. Comput. Technol. Elect. Eng. (IJCTEE)*, Cibelec, pp. 1-5.
- [2.5] HADJI Slimane, 2018. Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque. Thèse doctorat, Université de Sétif 1.
- [2.6] BP Solar Arrays Datasheet. 2001. [Online]. Available: <http://www.eastcountysolar.com/pdf/BPSX120>.
- [2.7] Alajmi, B.. 2013. Design and control of photovoltaic systems in distributed generation. PhD. thesis, University of Strathclyde.
- [2.8] Gao, F., Li, D., Loh, P.C., Tang, Y. and Wang, P. 2009. Indirect dc-link voltage control of two-stage single-phase PV inverter. In 2009 IEEE energy conversion congress and exposition. 1166-1172.
- [2.9] Abu-Rub, H., Malinowski, M., Al-Haddad, K., 2014. Power electronics for renewable Energy systems, transportation and industrial applications. John Wiley & Sons.
- [2.10] Luo, F. L., Ye, H., 2004. Advanced DC-DC converters. CRC Press Boca Raton.
- [2.11] Dwivedi, L.K., Singh, V., Pareek, A., Yadav, P., 2016. MATLAB/ SIMULINK based study of series- parallel connected photovoltaic system under partial shaded condition. , in: *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, vol. 03, Issue 10, pp. 809-815.
- [2.12] Singh, A.K., Hussain, I. and Singh, B., 2018. Double-stage three-phase grid-integrated solar PV system with fast zero attracting normalized least mean fourth based adaptive control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 65(5), 3921-3931.
- [2.13] Massawe, H.B., 2013. Grid Connected Photovoltaic Systems with SmartGrid functionality (Master's thesis, Institutt for elkraftteknikk).
- [2.14] Orłowska-Kowalska, T., Blaabjerg, F. and Rodríguez, J. eds., 2014. Advanced and intelligent control in power electronics and drives (Vol. 531). Springer.

- [2.15] Singh, B., Chandra, A. and Al-Haddad, K., 2014. Power quality: problems and mitigation techniques. John Wiley & Sons.
- [2.16] A. Boussaid, 2017. Filtrage actif des harmoniques dans les réseaux électriques. Contribution à l'amélioration de l'énergie électrique, Thèse de doctorat, Université de Constantine 1.

Chapitre 03

REVUE DES TECHNIQUES DE COMMANDE DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU A DEUX ETAGES

3.1. Introduction

Les systèmes PV connectés au réseau ont été utilisés pour injecter la puissance produite à partir des panneaux PV dans le réseau public [3.1-3]. Le défi actuel de ces systèmes est d'extraire la puissance maximale des panneaux photovoltaïques et de la fournir au réseau avec une meilleure qualité de courant sous les changements climatiques. Comme détaillé dans le chapitre 1, la topologie du système PV connecté au réseau à deux étages offre un avantage important. Celle-ci facilite le suivi du PPM et augmente la valeur de tension du bus continu plus que la valeur de crête de tension du réseau quelle que soit la puissance photovoltaïque produite [3.1]. Au cours de la dernière décennie, de nombreux travaux de recherche ont proposé plusieurs schémas de contrôle, qui peuvent être utilisés pour la topologie des systèmes PV connectés au réseau à deux étages afin d'augmenter l'efficacité de conversion [3.1-3]. Ces schémas de contrôle sont divisés en trois étapes de commande : suivi du point de puissance maximale (MPPT), régulation du bus continu et contrôle de la puissance injectée dans le réseau.

Dans ce chapitre, une revue des techniques de commandes les plus utilisées pour le système PV connecté au réseau, est présentée. Les algorithmes du suivi du point de puissance maximale pour un système photovoltaïque sont présentés et comparés dans la première partie de ce chapitre. Ensuite brève vue sur les techniques de régulation de la tension du bus continu et les techniques de commandes des systèmes connectés au réseau triphasé sont décrits respectivement dans la deuxième et la troisième parties de ce chapitre.

3.2. Algorithmes du suivi de point de puissance maximale

L'unité MPPT est un système de conversion de puissance avec un algorithme de contrôle approprié qui permet d'extraire la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque. La maximisation de la

puissance délivrée peut être obtenue en régulant le courant fourni par le générateur photovoltaïque ou la tension à ses bornes pour produire un fonctionnement au niveau ou à proximité du PPM. De nombreux algorithmes MPPT avec différents niveaux de complexité, de précision, d'efficacité et des difficultés de mise en œuvre ont été proposés pour maximiser l'efficacité d'utilisation de l'énergie des panneaux photovoltaïques dans la littérature. [3.4-8].

3.2.1. Algorithmes MPPT de base

3.2.1.1. Méthodes fractionnelles de tension en circuit ouvert et de courant de court-circuit

Ces méthodes ont l'avantage de la simplicité, où seule la multiplication est nécessaire pour définir la tension ou le courant de référence en utilisant la mesure occasionnelle d'une tension ou d'un courant [3.4-8].

L'algorithme de la tension en circuit ouvert (FOCV) est basé sur le fait que la tension au PPM du générateur photovoltaïque (V_{PPM}) est approximativement linéairement proportionnelle à la tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V_{Co}) avec différents niveaux d'irradiation solaire et de température, exprimée en l'équation ci-dessous :

$$V_{PPM} = K_{Co} V_{Co} \quad (3.1)$$

Où :

K_{OC} : est une constante proportionnelle et dépend des caractéristiques du générateur photovoltaïque utilisé. Le facteur K_{OC} se situe généralement entre 70 et 82% [3.4-8].

L'algorithme FOCV peut être mis en œuvre avec l'organigramme présenté à la figure 3.1 (a). Le générateur photovoltaïque est périodiquement déconnecté pour permettre la mesure de sa tension en circuit ouvert. Ensuite, le PPM est mis à jour en fonction de la relation donnée dans l'équation. 3.1 et la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque est ajusté au nouveau point de tension optimale. Cette méthode présente les avantages de simplicité et de mise en œuvre facile. Néanmoins, l'Eq.3.1 est une approximation puis le panneau PV ne correspondra jamais parfaitement au PPM. De plus, un désavantage frappant du FOCV est que le générateur photovoltaïque doit être périodiquement déconnecté du MPPT pendant une très courte durée (pour mesurer la tension en circuit ouvert). Il en résulte des pertes considérables d'énergie dans le long terme. Ce problème peut être évité en utilisant une cellule PV pilote séparée [3.9-10]. Cependant, cette solution a un coût supplémentaire et l'inadéquation entre les caractéristiques de la cellule photovoltaïque pilote de référence et le générateur photovoltaïque réel peut provoquer une erreur d'état stable dans le MPPT.

L'algorithme de courant de court-circuit fractionné (FSCC) est similaire à la méthode FOCV et utilise le fait que le courant correspondant au PPM du générateur photovoltaïque (I_{PPM}) est approximativement linéairement proportionnelle au courant de court-circuit du générateur photovoltaïque (I_{CC}), sous divers niveaux d'irradiance solaire et de température, comme indiqué dans l'équation suivante :

$$I_{PPM} = K_{cc}I_{cc} \quad (3.2)$$

Où

K_{cc} : est une constante proportionnelle. Tout comme dans la technique FOCV, K_{cc} doit être déterminé en fonction du générateur photovoltaïque utilisé. En règle générale, la valeur de K_{cc} varie de 85 et 95% [3.8].

De manière similaire à l'algorithme FOCV, la méthode FSCC peut être appliquée en mesurant périodiquement le courant de court-circuit au lieu de la tension de circuit ouvert, par conséquent, pour forcer le panneau photovoltaïque pour fonctionner au point de courant optimal qui est réglé à partir de l'équation. 3.2. Comme illustré dans la Figure 3.1 (b), l'organigramme de l'algorithme FSCC est similaire à celui de l'algorithme FOCV. Par conséquent, cette méthode offre les mêmes avantages et inconvénients que l'algorithme FOCV.

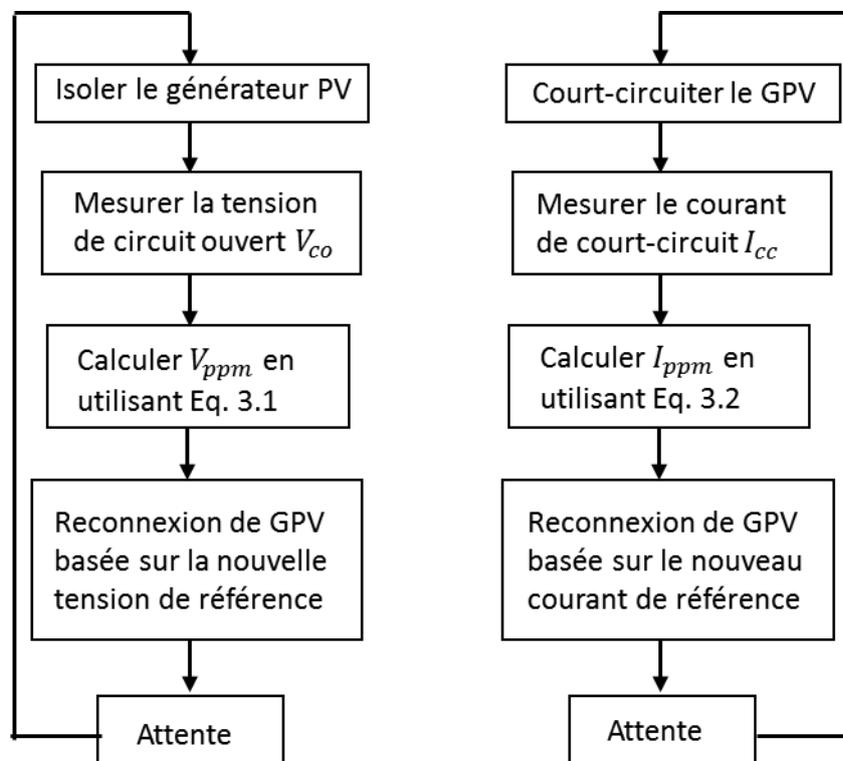


Figure 3.1: (a) Organigramme de la méthode FOCV, (b) Organigramme de la méthode FSCC.

3.2.1.2. Algorithme de perturbation et observation

Une classe d'algorithmes MPPT fréquemment utilisée fonctionne en perturbant le point de fonctionnement des panneaux photovoltaïques et en observant la variation correspondante de la puissance de sortie afin de déterminer la prochaine variation qui mène au PPM ; par conséquent, ils sont connus comme les algorithmes de perturbation et d'observation (P&O) [3.11-13].

Dans l'algorithme P&O, une valeur fixe de perturbation est utilisée pour produire un signal de référence pour la boucle de commande extérieure. La variable de perturbation peut être la valeur de référence pour la tension aux bornes du générateur photovoltaïque ou le courant de sortie du panneau PV ou le signal de rapport cyclique du convertisseur CC-CC. L'organigramme de base de l'algorithme P&O est représenté à la figure 3.2 (a). Cet algorithme est basé sur le balayage des courbes caractéristiques tension-courant-puissance à la recherche d'une condition déterminée qui signale le PPM. Comme le montre la figure 3.2 (b), si le point de fonctionnement de la puissance est sur le côté gauche du PPM, l'algorithme doit le déplacer vers la droite pour être plus proche du PPM, et vice versa s'il se trouve du côté opposé (du côté droit), comme le montre la figure 3.2 (c).

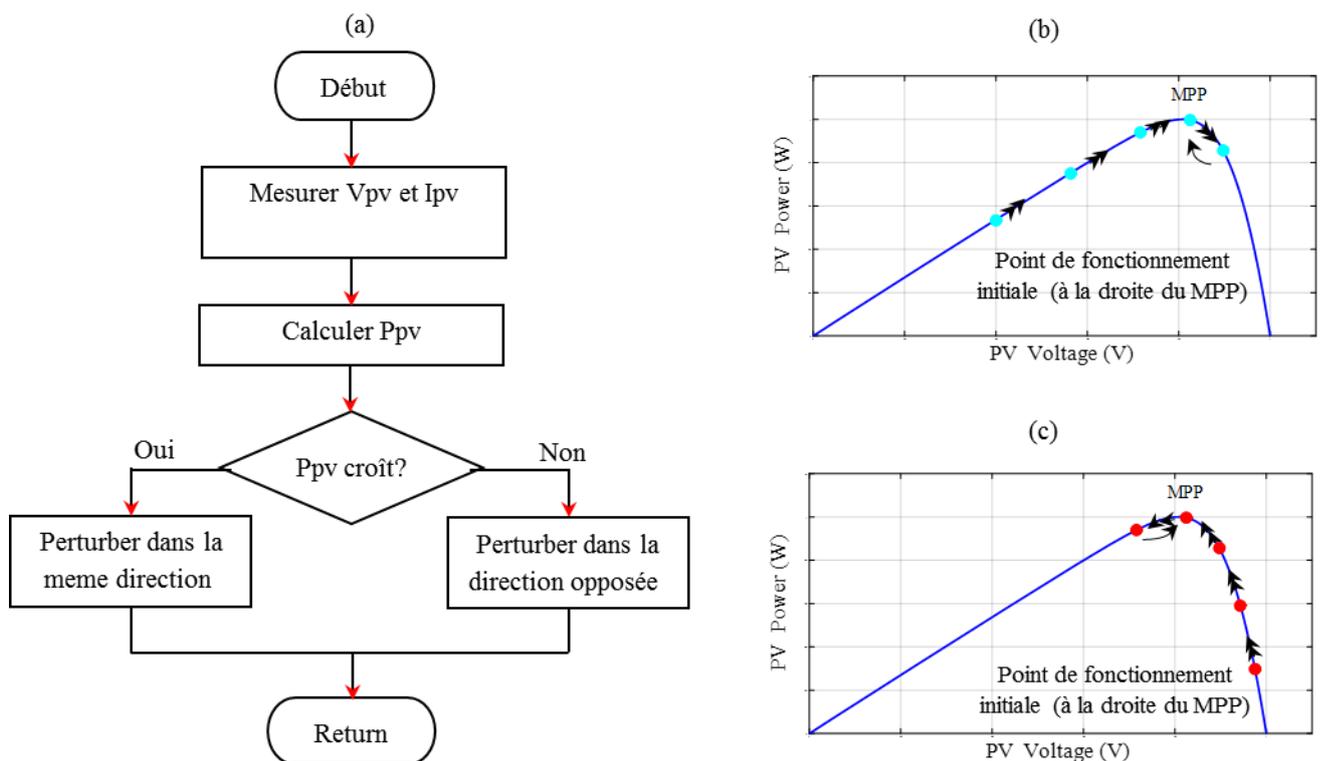


Figure 3.2: (a) Organigramme de l'algorithme P&O, (b) et (c) caractéristiques puissance-tension des points de fonctionnement PV à l'aide de l'algorithme P&O.

L'algorithme P&O est largement utilisé dans les produits commerciaux des systèmes PV pour extraire le MPP en raison de sa simplicité, facilité de mise en œuvre, peu de paramètres mesurés et à faible coût. Néanmoins, le pas de perturbation fixe est déterminé selon le concepteur du système, et par conséquent la solution fournie par cet algorithme n'est pas standard et dépend du système. Lorsqu'un grand pas de perturbation est considéré, le suivi est rapide et les oscillations de la puissance sont importantes. Au contraire, si un petit pas de perturbation est considéré, le suivi obtenu est plus lent avec une diminution des oscillations de puissance. De plus, le P&O n'est pas très précis dans le cas de variation rapide des conditions climatiques, où l'algorithme réagit comme si l'augmentation s'était produite à la suite de la perturbation précédente [3.14].

En général, un régulateur proportionnel-intégral (PI) ou d'hystérésis suivant le MPPT est utilisé pour contrôler le convertisseur de puissance.

3.2.1.3. Algorithme d'incrément de la conductance

L'algorithme d'incrément de la conductance (IncCon) est similaire à la méthode P&O et a été proposé pour améliorer la précision de suivi et les performances dynamiques dans la variation rapide des conditions climatiques [3.14-16]. L'algorithme IncCon est dérivé de la courbe puissance-tension d'un générateur photovoltaïque, figure 3.3, où la pente de la courbe est positive sur le côté gauche du PPM, négatif sur le côté droit du PPM et zéro au PPM. La pente de la courbe puissance-tension peut être exprimée comme suit :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{dV_{PV}I_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.3)$$

Par conséquent, les équations de base de cette méthode sont les suivantes :

Au PPM :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.4)$$

À la gauche du PPM :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.5)$$

À la droite du PPM :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.6)$$

Où :

$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$: est la conductance incrémentielle.

$\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$: est la conductance.

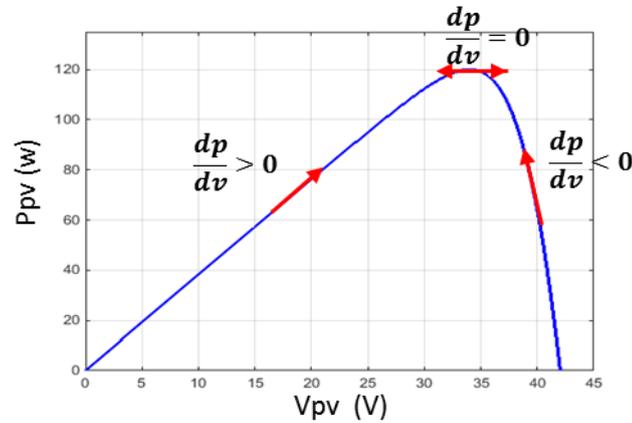


Figure 3.3: Idée de base de l'algorithme Inc-Con sur une courbe puissance-tension d'un générateur photovoltaïque.

La dérivée du courant par rapport à la dérivée de la tension peut être estimée comme la différence entre les valeurs actuelles et les valeurs instantanées précédentes dans ce processus d'itération.

Par conséquent, en comparant la conductance I_{PV}/V_{PV} à la conductance incrémentielle dI_{PV}/dV_{PV} comme montré dans la figure 3.4, l'algorithme peut suivre le PPM et y rester jusqu'à un changement de dI_{PV} ou de dV_{PV} qui se produit à la suite d'un changement des conditions climatiques. Cependant, le PPM est rarement obtenu par l'Eq. 3.4 dans la mise en œuvre pratique, par conséquent, les oscillations de puissance autour du MPP sont présentes même dans des conditions climatiques stables comme dans l'algorithme P&O. Afin de résoudre ce problème, une petite erreur (ε) peut être ajoutée au maximum condition de puissance (Eq. 3.4) [3.15].

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + \frac{I_{PV}}{V_{PV}} = \varepsilon \quad (3.7)$$

La taille de cette erreur admissible détermine la sensibilité du système. Cette erreur est sélectionnée en ce qui concerne le compromis entre le problème de ne pas fonctionner exactement au PPM et la possibilité d'osciller autour de lui. Avec cette approximation, l'algorithme IncCon présente les mêmes inconvénients que l'algorithme P&O. De plus, le temps d'exécution de l'algorithme IncCon est plus long que le P&O en raison de calculs arithmétiques supplémentaires et plus complexes.

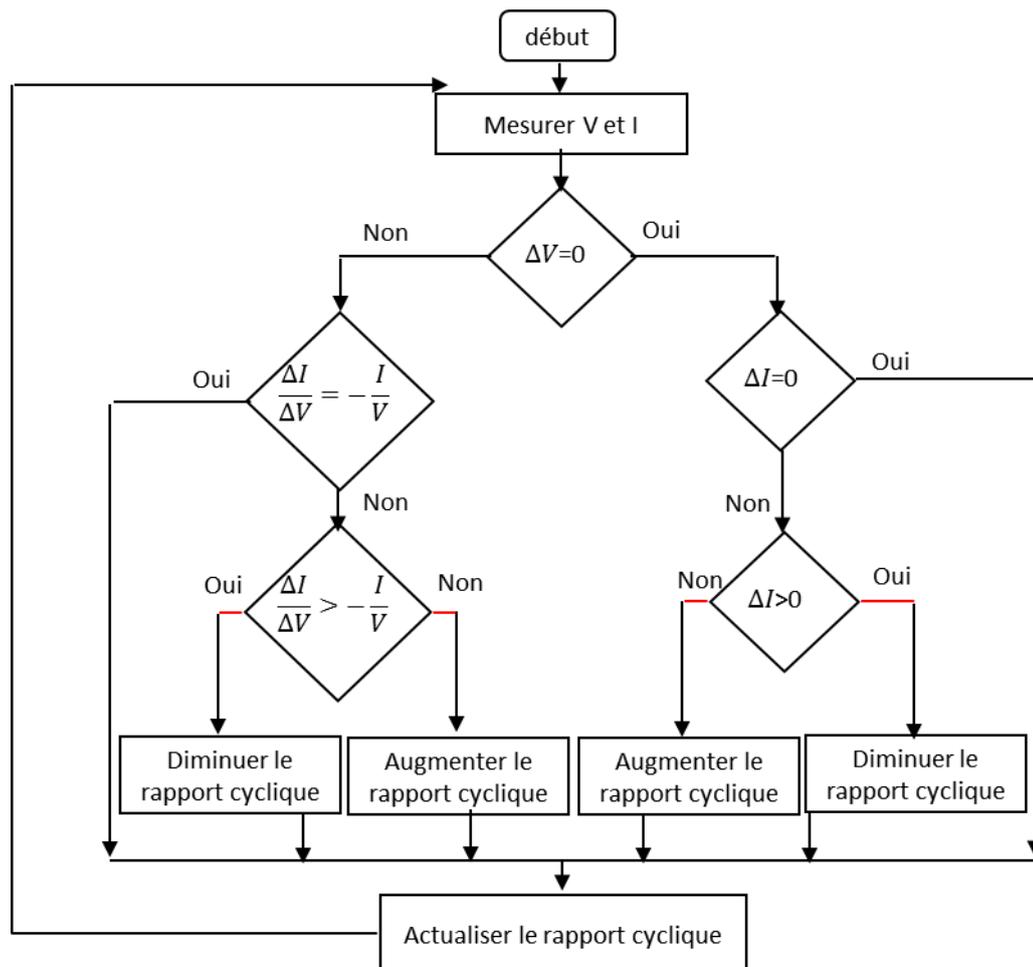


Figure 3.4: Organigramme de l'algorithme IncCon.

3.2.2. MPPT basé sur la logique floue

De nombreuses stratégies de contrôle, qui utilisent le contrôle de logique floue (CLF) [3.17-22] ont été proposées dans les applications MPPT pour les systèmes PV, indépendamment ou avec d'autres méthodes.

Les principaux avantages de ces contrôleurs : pas de nécessité à l'utilisation d'un modèle mathématique précis pour mettre en œuvre, la capacité de travailler avec des entrées imprécises et de la possibilité de gérer la non-linéarité. Les paramètres du CLF peuvent être modifiés rapidement en cas des changements dans la dynamique du système sans estimation des paramètres. Lorsque les conditions climatiques changent, les performances d'un l'algorithme MPPT basé sur la logique floue sont fort, cependant, leur force dépend beaucoup de la conception du contrôleur.

Dans la conception CLF, il faut identifier les principales variables de contrôle et déterminer les ensembles qui définissent les valeurs de chaque variable linguistique. Le CLF se compose

généralement de trois étapes, appelées fuzzification, base de règles, défuzzification. Dans la première étape CLF, les variables numériques d'entrée sont converties en variables linguistiques basées sur une fonction d'appartenance similaire à la figure 3.5. Les fonctions d'appartenance triangulaires sont utilisées dans ce cas avec sept variables floues, c'est-à-dire NG (Négatif Grand), NM (Négatif Moyen), NP (Négatif Petit), ZE (Zéro), PP (Positif Petit), PM (Positif Moyen) et PG (Positif Grand).

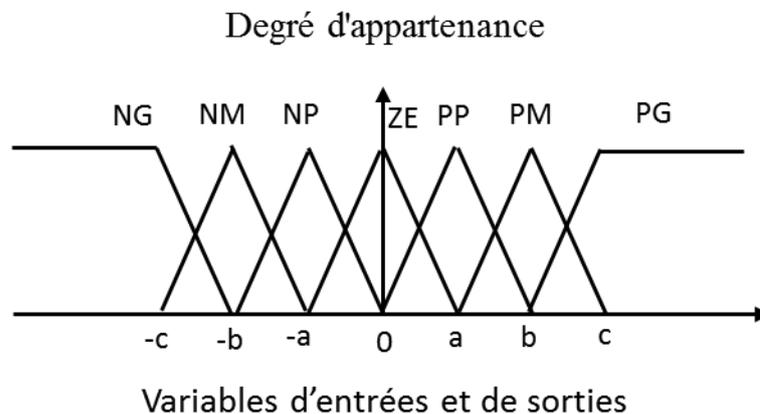


Figure 3.5: Fonction d'appartenance pour les entrées et les sorties du contrôleur à logique floue.

Dans la plupart des algorithmes MPPT à base de la logique floue, le PPM est suivi en utilisant la pente de la caractéristique puissance-tension (e) et le changement de pente (Δe) comme variables d'entrée du CLF.

$$e = \frac{P_{PV}(K) - P_{PV}(K - 1)}{V_{PV}(K) - V_{PV}(K - 1)} \quad (3.8)$$

$$\Delta e = e(K) - e(K - 1) \quad (3.9)$$

Une fois les variables d'entrée calculées et converties en variables linguistiques, la sortie du contrôleur flou, qui est généralement le changement de rapport cyclique (ΔD) du convertisseur de puissance, peut être recherché dans un tableau de base de règles tel que le tableau 3.1 [3.22]. Les variables linguistiques affectées à la sortie pour les différentes combinaisons d'entrées sont basées sur le convertisseur de puissance utilisé et aussi sur la connaissance de l'utilisateur. La sortie FLC est convertie à partir d'une variable linguistique (toujours en utilisant une fonction d'appartenance comme dans la figure 3.5) à une variable numérique dans la défuzzification et offre un signal analogique qui conduira le convertisseur de puissance au PPM.

Par rapport aux algorithmes conventionnels, les méthodes MPPT CLF possèdent certains avantages tels que de meilleures performances, une bonne stabilité et une réponse rapide. Néanmoins, la mise

en œuvre de ces MPPT est limitée en temps réel en raison de la charge de calcul élevée du contrôleur flou et la mémoire requise.

Tableau 3.1: Les quarante-neuf règles floues du MPPT flou [3.22].

		$\Delta e(K)$					
$e(K)$	NG	NM	NP	ZE	PP	PM	PG
NG	ZE	ZE	ZE	NG	NG	NG	NG
NM	ZE	ZE	ZE	NM	NM	NM	NM
NP	NP	ZE	ZE	NP	NP	NP	NP
ZE	NM	NP	ZE	ZE	ZE	PP	PM
PP	PM	PP	PP	PP	ZE	ZE	ZE
PM	PM	PM	PM	ZE	ZE	ZE	ZE
PG	PG	PG	PG	ZE	ZE	ZE	ZE

3.2.3. MPPT basé sur un réseau de neurones artificiels

Semblable au contrôleur à logique floue, le réseau de neurones artificiels (RNA) est devenu populaire et élargi dans le suivi du PPM pour les systèmes PV avec le développement de l'informatique [3.23-26]. L'architecture d'un RNA se compose de trois couches : couches d'entrée, couches cachées et celles de sortie ; et le nombre de nœuds dans chaque couche varient et dépendent de l'utilisateur, comme indiqué dans le graphique 3.6. Les variables d'entrée peuvent être le courant et la tension du générateur PV, les paramètres du générateur PV comme la tension en circuit ouvert V_{co} et le courant de court-circuit I_{cc} , les données atmosphériques comme la température et l'irradiance ou toute combinaison de ces variables. La sortie est généralement le signal de rapport cyclique qui entraîne le convertisseur de puissance à fonctionner au niveau ou à proximité du PPM en fonction de l'algorithme utilisé dans la couche cachée. Le lien entre les nœuds i et j est considéré comme ayant un poids de w_{ij} dans la figure 3.6. La technique RNA est basée sur la pondération des liens entre les nœuds basé sur un processus de formation, où les paramètres PV sont testés et enregistrés sur des mois ou des années pour obtenir le bon poids pour chaque nœud.

Cependant, l'inconvénient majeur de cette méthode est que l' RNA doit être formé pour le panneau PV utilisé et ne peut donc pas être généralisé pour fonctionner sur plusieurs types à la fois, sauf s'il est formé à eux. De plus, les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque changent avec le temps, ce qui implique une formation périodique du réseau neuronal artificiel pour suivre avec précision le

PPM. Une telle limitation a été surmonté dans [3.27-29] en combinant l' RNA et la logique floue pour obtenir un traqueur PPM approprié. Cette technique nécessite un microprocesseur coûteux à mettre en œuvre et n'est donc pas adaptée aux petites applications.

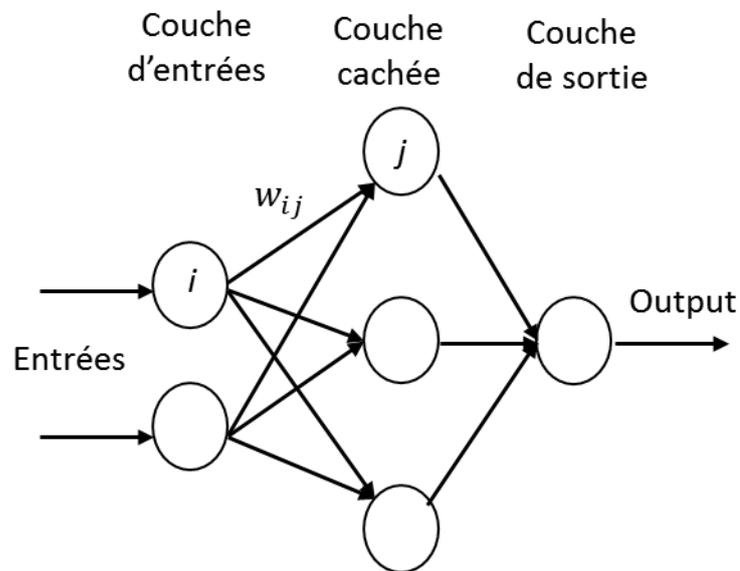


Figure 3.6: Exemple de réseau neuronal artificiel.

3.2.4. Autres algorithmes MPPT

D'autres algorithmes MPPT [3.29-34] ont été proposés dans la littérature ; ils utilisent différentes stratégies de contrôle en termes de complexité, d'efficacité et de coûts de mise en œuvre. Des exemples de ces algorithmes MPPT incluent ceux basés sur l'algorithme génétique (GA) [3.29-30] et l'optimisation par essaim de particules (PSO) [3.31-34]. Ces approches sont capables d'améliorer les performances de suivi, même lorsque le système PV fonctionne sous ombrage partiel par rapport aux méthodes conventionnelles. Malheureusement, plusieurs paramètres de ces approches sont sélectionnés sur la méthode essai/erreur, essentiellement en fonction de l'expérience du concepteur. De plus, la plupart de ces techniques ont un domaine d'application limité car elles nécessitent des ressources matérielles coûteuses.

3.3. Régulation du bus continu

La première étape de conversion extrait la puissance photovoltaïque des panneaux photovoltaïques pour alimenter le bus continu. L'objectif à ce niveau est de réguler la tension du bus continu à la valeur de référence définie et d'estimer l'amplitude des courants du réseau. Pour assurer un contrôle d'injection de puissance approprié, la valeur de la référence de tension du bus continu doit être supérieure à la tension de crête du réseau. Le schéma de principe de la commande de tension du bus

continu est illustré à la figure 3.7. Un simple régulateur PI est principalement utilisé dans les applications industrielles [3.35-36]. Cependant, il a une réponse lente, un grand dépassement et des ondulations importantes de tension pendant le fonctionnement en régime permanent. Plusieurs contrôleurs qui surmontent ces problèmes sont présentés dans les sous-sections suivantes.

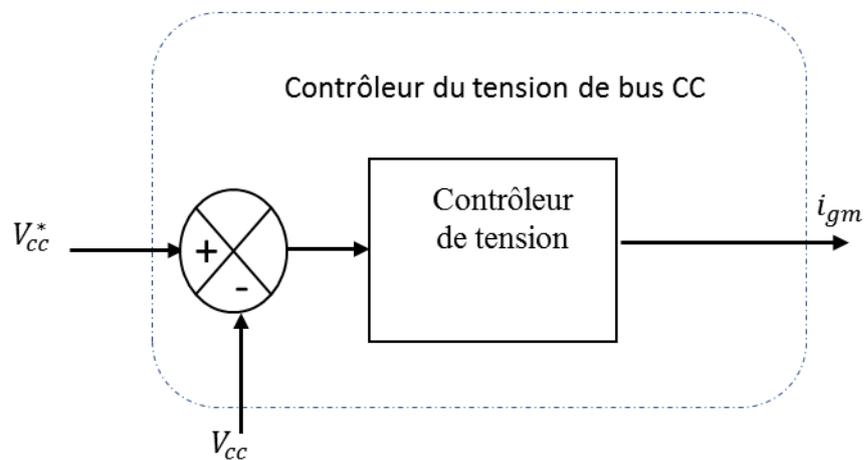


Figure 3.7: Diagramme du contrôleur de tension du bus CC.

3.3.1. Contrôleurs du bus continu basés sur l'intelligence artificielle

Plusieurs travaux de recherche ont utilisé l'intelligence artificielle (IA) comme la logique floue (FLC) [3.37], les réseaux neuro-flous (NFIS) [3.38], et optimisation par essais de particules (PSO) [3.39] pour concevoir un contrôleur de bus continu efficace. Ces types de contrôleurs surmontent les inconvénients présentés par le régulateur PI. Mais, la mise en œuvre de ces contrôleurs nécessite une charge de calcul élevée et grande capacité de la mémoire. Pour cette raison, l'application de ces contrôleurs est limitée, en particulier dans les systèmes complexes.

3.3.2. Contrôleurs du bus continu avec l'action Feedforward

Le schéma de principe de ce contrôleur est illustré à la figure 3.8. Le courant de réseau se compose de deux termes, le premier terme est le courant de contribution par le générateur PV tandis que le second est le courant de perte [3.40-41].

$$i_{gm}^* = i_{PVg} - i_{loss} \quad (3.10)$$

Le courant de contribution du générateur photovoltaïque est donné comme :

$$i_{PVg} = \frac{2P_{pv}}{3V_m} \quad (3.11)$$

Alors que la différence entre la V_{cc} mesuré et la V_{cc}^* de référence passe par un simple régulateur PI pour estimer le courant de perte [3.40-41].

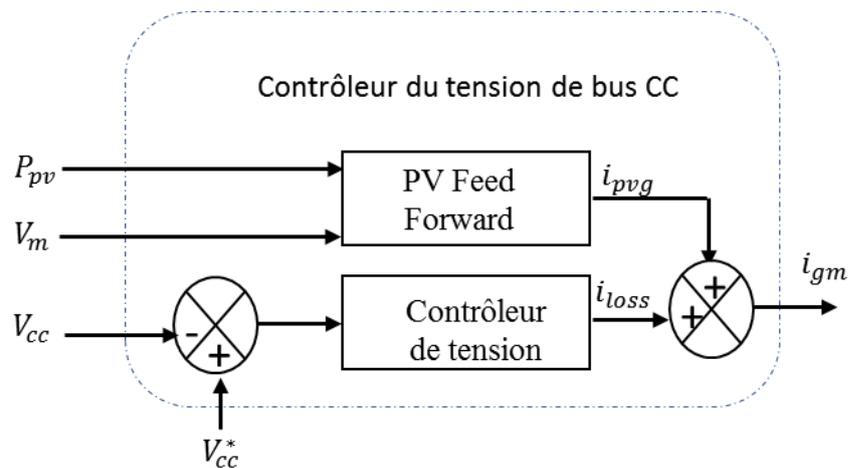


Figure 3.8: Diagramme du contrôleur de tension du bus continu avec l'action feedforward.

Ce contrôleur fournit un temps de réponse rapide et une basse ondulation de tension en régime permanent sous changements d'irradiation. De plus, l'implémentation matérielle de ce type de contrôleur est facile ce qui en fait un meilleur choix pour les systèmes compliqués.

3.3.3. Autres contrôleurs de la tension du bus continu

Récemment, d'autres théories de contrôle ont été introduites pour concevoir des nouveaux contrôleurs de la tension du bus continu tels que la théorie du mode glissant [3.42] et la théorie du mode glissant intégral [3.43]. Ces contrôleurs fournissent un fonctionnement de haute performance sous des changements d'irradiation. De plus, la mise en œuvre de ce type de contrôleurs est aisée. Pour ces raisons, l'application de ces théories du contrôle est considérée comme un sujet de recherche permanent.

3.4. Aperçu des techniques de contrôle du courant de réseau

Cette section traite les problèmes de contrôle utilisés pour le convertisseur de source de tension liée au réseau (VSI) dans les systèmes PV. Différentes structures de contrôle telles que le contrôle direct de la puissance (DPC), la commande tension orientée (VOC) en trame stationnaire et trame synchrone, et les contrôles du modèle prédictif sont présentées et discutées. De plus, la description de ces structures de contrôle est résumée afin d'effectuer une brève comparaison.

3.4.1. Contrôle par Hystérésis

Le contrôle par hystérésis est classé comme une méthode non linéaire. La figure 3.9 montre la structure complète du contrôle par hystérésis du courant. Le fonctionnement de base de cette méthode est simple et largement basé sur les contrôleurs hystérésis (bang-bang). Où, les erreurs entre les courants mesurés et leurs références traversent les bandes d'hystérésis qui leur permettent de générer les signaux de commande. De plus, la réduction de la largeur de bande hystérésis permet de minimiser les erreurs de poursuite. On peut noter que le modulateur n'est pas requis dans cette méthode, puis la fréquence de commutation du convertisseur est variable en fonction des conditions de fonctionnement, des paramètres du filtre et de la largeur de bande hystérésis [3.44]. De nombreuses recherches ont été proposées dans le but d'exploiter les avantages de ce contrôleur. Ainsi que, pour exclure le principal inconvénient appelé la fréquence de commutation incontrôlable [3.44].

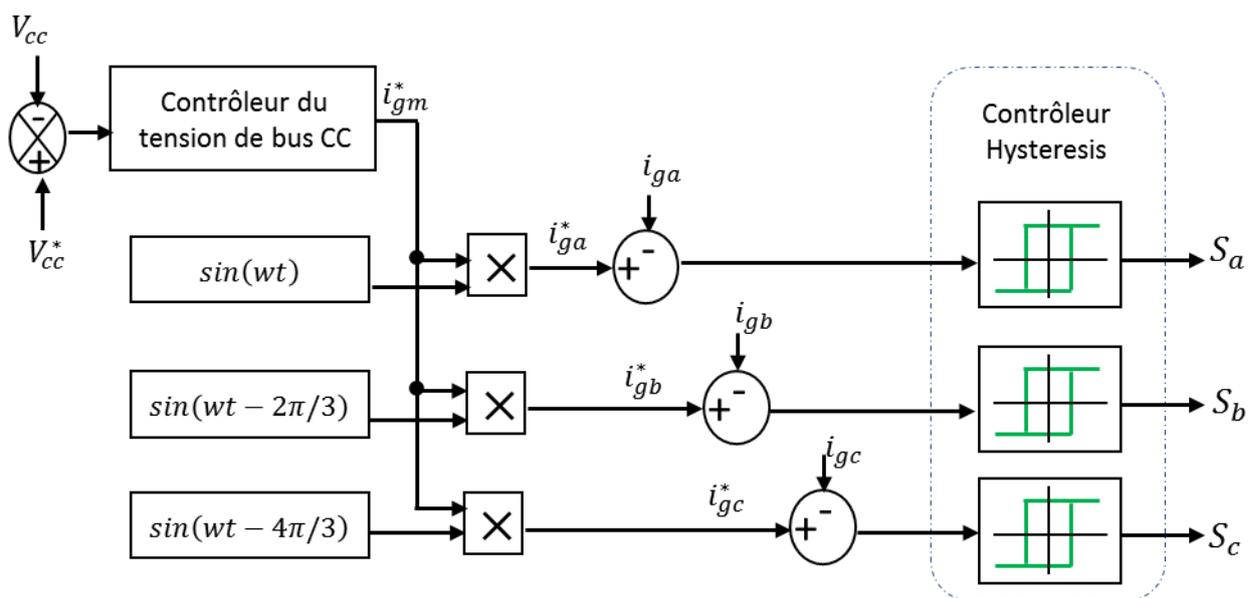


Figure 3.9: schéma de la commande hystérésis.

3.4.2. Commande de puissance directe basée sur la table de commutation (DPC)

L'objectif du schéma DPC est de réguler les puissances du réseau à leurs références et à obtenir de faibles taux de distorsion harmonique pour les courants du réseau. La référence de puissance active est estimée à partir de contrôleur de tension du bus continu, tandis que la référence de puissance réactive est donnée par l'exploitant du réseau. Le fonctionnement de ces schémas de commande dépend de la sélection de l'état de commutation qui minimise l'erreur entre les puissances mesurées et leurs références. Cette sélection est effectuée en utilisant une table de commutation prédéfinie. Comme indiqué dans le tableau. 3.2, la table de commutation est conçue par divisant le

plan α - β en douze secteurs S_x comme le montre la figure 3.10 en utilisant la position angulaire du vecteur de tension de réseau obtenu à partir de la PLL. Cette table est basée sur l'erreur S_d et S_q entre les références et les valeurs mesurées des puissances active et réactive, obtenues par deux comparateurs à bande d'hystérésis [3.45]. Le schéma de DPC basé sur la table de commutation est présenté à la figure 3.11.

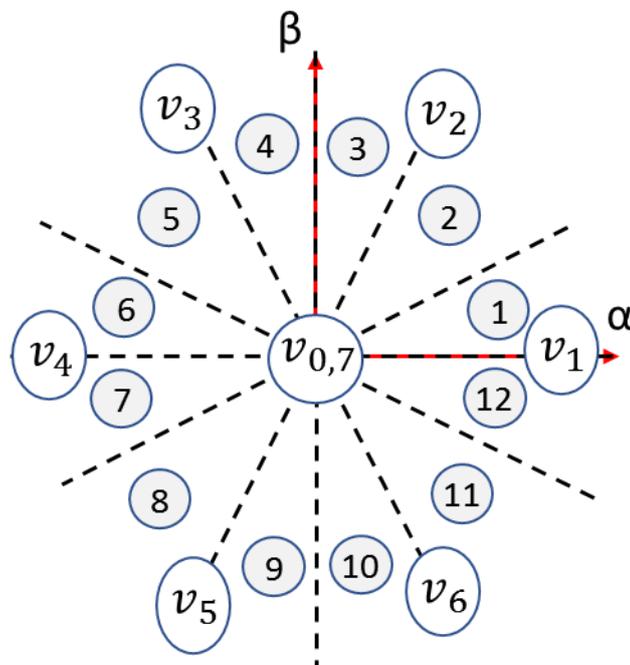


Figure 3.10: Nombre de secteurs avec des vecteurs de tension générés par VSI.

Tableau 3.2 : Tableau de commutation conventionnelle du DPC.

S_d	S_q	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8	S_9	S_{10}	S_{11}	S_{12}
1	0	v_6	v_7	v_1	v_0	v_2	v_7	v_3	v_0	v_4	v_7	v_5	v_0
1	1	v_7	v_7	v_0	v_0	v_7	v_7	v_0	v_0	v_7	v_7	v_0	v_0
0	0	v_6	v_1	v_1	v_2	v_2	v_3	v_3	v_4	v_4	v_5	v_5	v_6
0	1	v_1	v_2	v_2	v_3	v_3	v_4	v_4	v_5	v_5	v_6	v_6	v_1

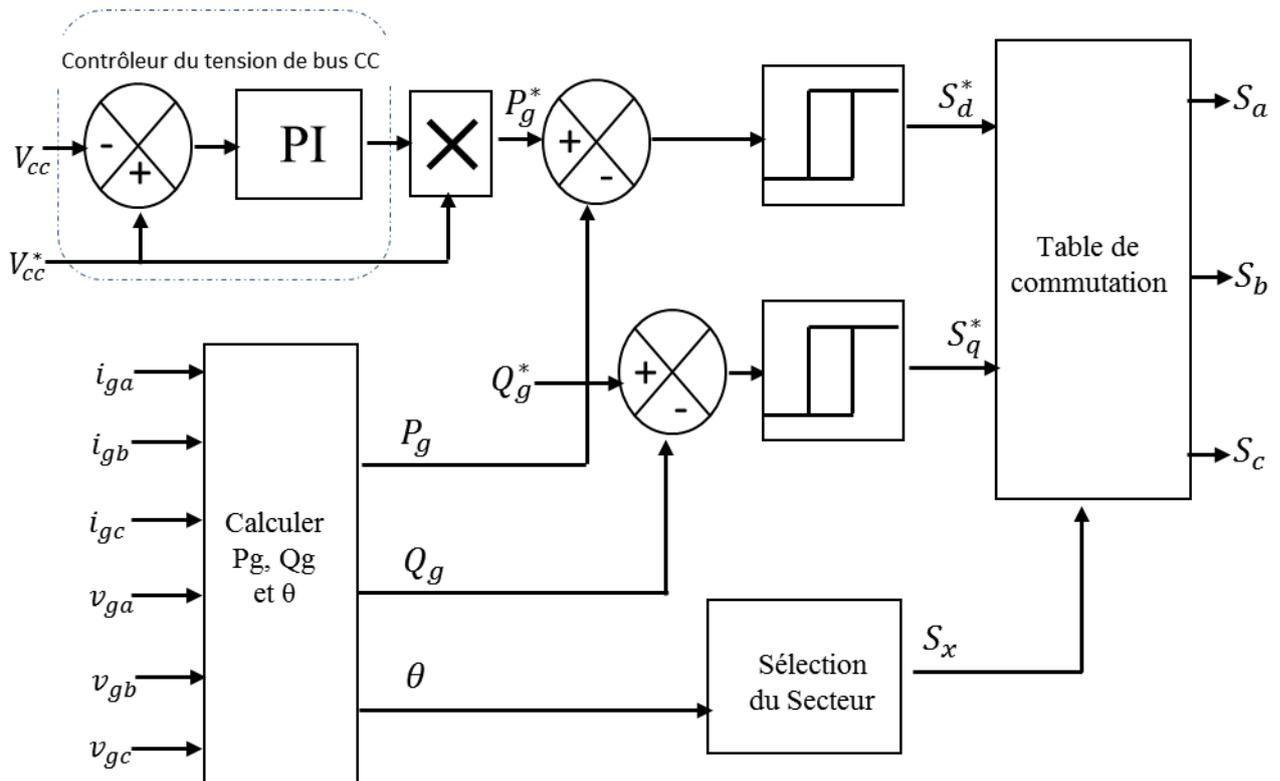


Figure 3.11: Schéma de contrôle direct de la puissance (DPC).

Le schéma DPC est facile à mettre en œuvre pratiquement. Mais, il a un temps de réponse lent et harmoniques significatives de faibles ranges dans les courants du réseau. De plus, il fonctionne avec une fréquence de commutation variable.

3.4.3. Commande vectorielle (VOC)

On note tout d'abord que la technique VOC est la plus utilisée pour contrôler les onduleurs raccordés au réseau dans les applications PV [3.46]. Comme son nom l'indique, la VOC utilise une transformation cardinale orientée de référence tournant dq avec le vecteur de tension du réseau pour transformer toutes les quantités CA en valeurs CC afin de simplifier la structure de contrôle et de permettre l'utilisation du contrôleur PI [3.47-48]. Les courants triphasés mesurés ($i_{abc,g}$) et les tensions ($v_{abc,g}$) sont transformés en système de coordonnées tournantes dq . De plus, l'angle du vecteur de tension de réseau θ_g doit être calculé pour une transformation dq correcte ainsi que pour la synchronisation du réseau. La figure 3.12 représente le schéma de principe de la technique VOC. Globalement, cette technique basée sur deux boucles de contrôle de courant qui estiment les tensions de référence dq à travers les erreurs instantanées entre les courants de réseau mesurés sous forme dq (i_d, i_q) et leur référence (i_d^*, i_q^*) respectivement. La boucle externe (contrôleur de tension du bus continu) estime le " i_d^* " qui est proportionnel à la puissance active et représente donc la valeur de crête

des courants injectés tandis que le " i_q^* " est proportionnel à la puissance réactive et estimé par la demande de l'utilisateur de réseau. Ensuite, les tensions de référence estimées (v_d^* , v_q^*) ont été transformées en système naturel abc pour l'étape de la modulation de largeur d'impulsion (PWM) ou dans le système $\alpha\beta$ pour l'étape de modulation vectorielle spatiale (SVM).

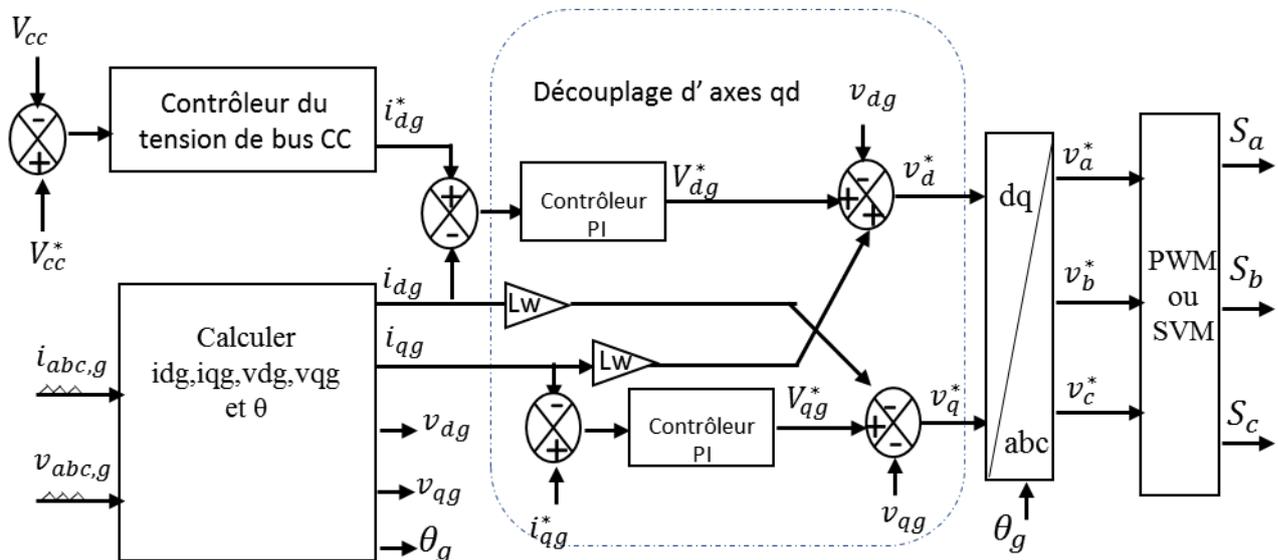


Figure 3.12: Schéma fonctionnelle de la technique VOC.

En outre de sa simplicité de conception, le principal avantage de cette stratégie est la fréquence de commutation fixée. Cependant, elle a un temps de réponse lent et des significatives harmoniques d'ordre inférieur dû aux contrôleurs PI [3.46].

3.4.4. Commande prédictive à ensemble de commande fini (FCS-MPC)

La commande prédictive à ensemble de commande fini a également été étudiée pour contrôler les VSI liés au réseau en raison de son concept facile à comprendre. De plus, FCS-MPC élimine le besoin de contrôleurs PI l'étape de modulation par rapport aux techniques de commande linéaire [3.49-50]. Comme illustré dans le schéma présenté à la figure 3.13, les variables à commander sont prédites pour les états de commutation possibles et comparés à l'aide d'une fonction de coût. L'état de commutation atteignant une valeur minimale de la fonction de coût est appliqué à l'onduleur de tension VSI au cours de la prochaine période d'échantillonnage. D'après les résultats présentés dans la littérature, FCS-MPC offre un fonctionnement de haute performance. Cependant, il souffre de la fréquence de commutation variable et de la charge de calcul élevée.

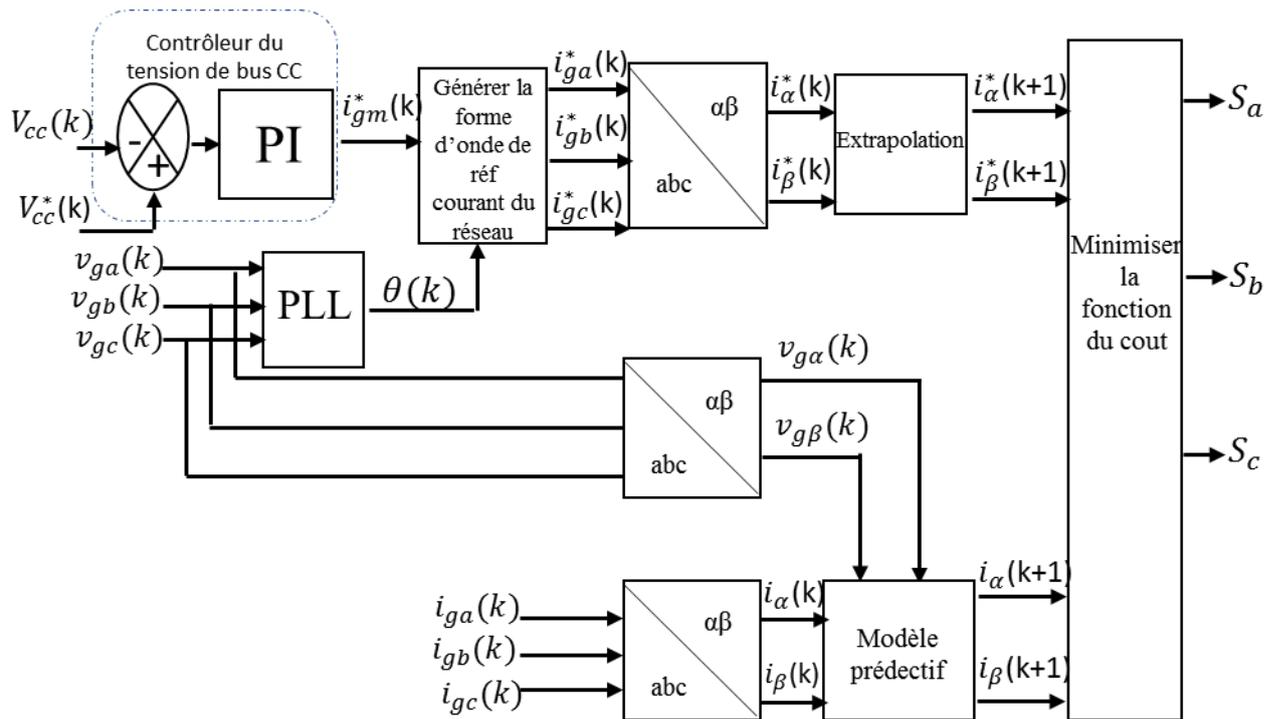


Figure 3.13: Schéma fonctionnel de la stratégie FCS-MPC.

3.4.5. Comparaison du FCS-MPC avec les commandes conventionnelles

Dans cette section, une comparaison entre la stratégie FCS-MPC et les stratégies conventionnelles est réalisée sur la base des résultats de recherche proposés dans la littérature. Cette comparaison est résumée dans le tableau 3.3 en tenant compte de plusieurs critères de comparaison. L'analyse recommande que la stratégie FCS-MPC soit un outil intuitif et puissant pour contrôler les onduleurs de tension liés au réseau par rapport aux autres méthodes conventionnelles. Néanmoins, la stratégie FCS-MPC présente certains inconvénients tels que la fréquence de commutation variable et la charge de calcul élevée.

Tableau 3.3 : Comparaison entre FCS-MPC et les commandes conventionnelles.

Description	Hystérésis [3.44]	DPC [3.45]	VOC [3.46-48]	FCS-MPC [3.49-50]
Diagramme de la commande	Fig 3.9	Fig 3.11	Fig 3.12	Fig 3.13
Modèle			Modèle de charge linéaire pour PI	Modèle en temps discret
Conception du contrôleur	Basé sur le contrôleur d'hystérésis (bang-bang)	Conception d'une table de commutation	Ajustement PI + conception Modulateur	Définition de fonction du coût
Nature du contrôleur	Non linéaire	Non linéaire	Linéaire	Non linéaire
Plateforme de l'implémentation	Numérique	Numérique	Numérique ou analogique	Numérique
Modulation	Non requis	Non requis	PWM/SVM/SHE	Non requis
Fréquence de commutation	Variable	Variable	Fixé	Variable mais contrôlable
Multivariable	Découplé	Couplé	Couplé	Découplé
Inclusion des contraintes	Pas facile	Pas possible	Pas possible	Facile à inclure
Complexité de conception	Simple	Simple	Haut avec SVM	Simple
Performance en régime permanent	Bon	Mal	Bon en dq	Bon en abc , $\alpha\beta$ et dq
Performance en régime transitoire	Modérée	Modérée	Modérée	Excellente
Charge de calcul	Faible	Faible	Haut avec SVM	Haute
Robustesse du contrôleur	Bonne	Pauvre	Pauvre	Excellente
Stabilité du contrôleur	Bonne	Modérée	Modérée	Excellente

3.5. Conclusion

Une revue des techniques de commande les plus largement utilisées pour le système PV connecté au réseau à deux étages est présentée dans ce chapitre. Plusieurs algorithmes de point de puissance

maximale pour les systèmes photovoltaïques sont présentés et comparés dans la première partie de ce chapitre. Les avantages et inconvénients liés aux différents algorithmes MPPT en termes de temps de réponse, de la précision du suivi, des oscillations de puissance et de la charge de calcul sont discutées. En outre, les contrôleurs de la tension du bus continu sont passés en revue et comparés selon la qualité de performance du fonctionnement, la simplicité de conception et la mise en œuvre. Aussi, les schémas de contrôle des systèmes connectés au réseau triphasé sont décrits dans la troisième partie de ce chapitre. L'analyse présentée dans ce chapitre privilégie la stratégie FCS-MPC comme outil de contrôle de nouvelle génération pour obtenir un fonctionnement de haute performance pour les systèmes PV connectés au réseau.

Références

- [3.1] M. E.-S. Ahmed, M. Orabi, and O. M. AbdelRahim, 2013. Two-stage micro-grid inverter with high-voltage gain for photovoltaic applications, *IET Power Electronics*, vol. 6, no. 9, pp. 1812–1821.
- [3.2] A. Gupta, S. Chanana, and T. Thakur, 2015. 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, p. 013113.
- [3.3] F. M. de Oliveira, S. A. O. da Silva, F. R. Durand, L. P. Sampaio, V. D. Bacon, and L. B. G. Campanhol, 2016. Grid-tied photovoltaic system based on PSO MPPT technique with active power line conditioning', *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 6, pp. 1180–1191.
- [3.4] ESRAM, T., Chapman, P.L., 2007. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans. Energy Conver.* 22, 439–449.
- [3.5] Eltawil, M.A., Zhao, Z., 2013. MPPT techniques for photovoltaic applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 25, 793–813.
- [3.6] de Brito, M.A.G., Galotto, L., Sampaio, L.P., e Melo, G.A., Canesin, C.A., 2013. Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60, 1156–1167.
- [3.7] Mohanty, P., Bhuvaneshwari, G., Balasubramanian, R., Dhaliwal, N.K., 2014. MATLAB based modeling to study the performance of different MPPT techniques used for solar PV system under various operating conditions. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 38, 581–593
- [3.8] Karami, N., Moubayed, N., Outbib, R., 2017. General review and classification of different MPPT Techniques. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 68, 1–18.
- [3.9] Hart, G.W., Branz, H.M., Cox, C.H., 1984. Experimental tests of open loop maximum power-point tracking techniques. *Solar Cells* 13, 185–195.
- [3.10] Salameh, Z., Dagher, F., Lynch, W., 1991. Step-down maximum power point tracker for photovoltaic systems. *Sol. Energy* 46, 279–82.
- [3.11] Eftichios, K., Kostas, K., Voulgaris, N., 2001. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Trans. Power Electron.* 16, 46–54.
- [3.12] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., 2012. *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. CRC Press.
- [3.13] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., 2005. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Trans. Power Electron.* 20, 963– 973.

- [3.14] Hussein, K.H., Muta, I., Hoshino, T., Osaka, M., 1995. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 142, 59–64.
- [3.15] Safari, A., Mekhilef, S., 2011. Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 58, 1154–1161.
- [3.16] Tey, K.S., Mekhilef, S., 2014. Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level. *Sol. Energy* 101, 333–342.
- [3.17] Gounden, N.A., Ann Peter, S., Nallandula, H., Krithiga, S., 2009. Fuzzy logic controller with MPPT using line-commutated inverter for three-phase grid-connected photovoltaic systems. *Renew. Energy* 34, 909–915.
- [3.18] Alajmi, B.N., Ahmed, K.H., Finney, S.J., Williams, B.W., 2011. Fuzzy-logic-control approach of a modified hill-climbing method for maximum power point in microgrid standalone photovoltaic system. *IEEE Trans. Power Electron.* 26, 1022–1030.
- [3.19] Al Nabulsi, A., Dhaouadi, R., 2012. Efficiency optimization of a DSP-based standalone PV system using fuzzy logic and dual-MPPT control. *IEEE Trans. Ind. Informa.* 8, 573– 584.
- [3.20] Bendib, B., Belmili, H., Krim, F., 2015. A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 45, 637–648.
- [3.21] Altin, Necmi, Ozdemir, Saban, 2013. Three-phase three-level grid interactive inverter with fuzzy logic based maximum power point tracking controller. *Energy Convers. Manage.* 69, 17–26.
- [3.22] Hasan, M., Mekhilef, S., Metselaar, I.H., 2013. Photovoltaic system modeling with fuzzy logic based maximum power point tracking algorithm. *Int. J. of Photoenergy*, 1-10.
- [3.23] Whei-Min, L., Chih-Ming, H., Chiung-Hsing, C., 2011. Neural-network based MPPT control of a stand-alone hybrid power generation system. *IEEE Trans. Power Electron.* 26, 3571–3581.
- [3.24] Liu, Y.-H., Liu, C.-L., Huang, J.-W., Chen, J.-H., 2013. Neural-network based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments. *Sol. Energy* 89, 42–53.
- [3.25] Rizzo, S.A., Scelba, G., 2013. ANN based MPPT method for rapidly variable shading conditions. *Appl. Energy* 145, 124-132.

- [3.26] Punitha, K., Devaraj, D., Sakthivel, S., 2013. Artificial neural network based modified incremental conductance algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic system under partial shading conditions. *Energy* 62, 330–340.
- [3.27] Chaouachi, A., Kamel, R.M., Nagasaka, K., 2010. A novel multi-model neuro-fuzzybased MPPT for three-phase grid-connected photovoltaic system. *Sol. Energy* 84, 2219– 2229.
- [3.28] Chikh, A., Chandra, A., 2014. Adaptive neuro-fuzzy based solar cell model. *IET Renew. Power Gener.* 8, 679–686.
- [3.29] Chikh, A., Chandra, A., 2015. An optimal maximum power point tracking algorithm for PV systems with climatic parameters estimation. *IEEE Trans. Sust. Energy* 6, 644–652.
- [3.30] Larbes, C., Ait Cheikh, S.M., Obeidi, T., Zerguerras, A., 2009. Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system. *Renw. Energy* 34, 2093–2100.
- [3.31] Shaiek, Y., Smida, M.B., Sakly, A., Mimouni, M.F., 2013. Comparison between conventional methods and GA approach for maximum power point tracking of shaded solar PV generators. *Sol. Energy* 90, 107–122.
- [3.32] Ishaque, K., Salam, Z., Amjad, M., Mekhilef, S., 2012. An improved particle swarm optimization (PSO)–based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation. *IEEE Trans. Power Electron.* 27, 3627–3638.
- [3.33] Yi-Hwa, L., Shyh-Ching, H., Jia-Wei, H., Wen-Cheng, L., 2012. A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Trans. Energy Convers.* 27, 1027–1035.
- [3.34] Lian, K.L., Jhang, J.H., Tian, I.S., 2014. A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization. *IEEE J. Photovoltaics* 4, 626–633.
- [3.35] A. Krama, L. Zellouma, and R. Boualaga, 2017. Anti-windup proportional integral strategy for shunt active power filter interfaced by photovoltaic system using technique of direct power control, *Revue roumaine des sciences techniques*, vol. 62, no. 3, pp. 252–257.
- [3.36] A. Sahli, F. Krim, A. Belaout, 2017. Energy Management and Power Quality Improvement in Grid-Connected Photovoltaic Systems, In: 2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Tangier, Morocco, pp. 1-7.
- [3.37] A. Krama, L. Zellouma, B. Rabhi, A. Laib, 2017. Fuzzy Logic Controller for Improving DC Side of PV Connected Shunt Active Filter Based on MPPT Sliding Mode Control, in International Conference in Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems, pp. 224-235.

- [3.38] M. Singh and A. Chandra, 2013. Real-Time Implementation of ANFIS Control for Renewable Interfacing Inverter in 3P4W Distribution Network, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 1, pp. 121–128.
- [3.39] A. Krama, L. Zellouma, A. Benaissa, B. Rabhi, M. Bouzidi, and M. F. Benkhoris, 2018. Design and Experimental Investigation of Predictive Direct Power Control of Three-Phase Shunt Active Filter with Space Vector Modulation using Anti-windup PI Controller Optimized by PSO', *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-15.
- [3.40] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, 2001. Development of a microcontroller based, photovoltaic maximum power point tracking control system, *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 16, no. 1, pp. 46–54.
- [3.41] A. Laib, F. Krim, and B. Talbi, 2016. An improved control for two-stage grid-connected photovoltaic systems, in In: *Proc. ICESTI'16, Annaba, Algérie*.
- [3.42] L. Zellouma, R. Boualaga, A. Krama, A. Benaissa, and M. F. Benkhoris, 2018. Simulation and real time implementation of three phase four wire shunt active power filter based on sliding mode controller', *Revue roumaine des sciences techniques*, vol. 63, no. 1, pp. 77– 82.
- [3.43] A. Kihal, F. Krim, B. Talbi, A. Laib, and A. Sahli, 2018. A Robust Control of Two-Stage Grid- Tied PV Systems Employing Integral Sliding Mode Theory, *Energies*, vol. 11, no. 10, p. 2791.
- [3.44] Yaramasu, V., 2014. Predictive control of multilevel converters for megawatt wind energy conversion systems (Doctoral dissertation, Ph. D. dissertation, Ryerson Univ., Toronto, ON, Canada).
- [3.45] T. Noguchi, H. Tomiki, S. Kondo, and I. Takahashi, 1998. Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensors', *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, no. 3, pp. 473–479.
- [3.46] Teodorescu, R., Liserre, M. and Rodriguez, P., 2011. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems* (Vol. 29). John Wiley & Sons.
- [3.47] Kihel, A., Krim, F. and Laib, A., 2017. MPPT voltage oriented loop based on integral sliding mode control applied to the boost converter. In *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)* (pp. 205-209). IEEE.
- [3.48] Yaramasu, V., Wu, B. and Chen, J., 2014. Model-predictive control of grid-tied four level diode-clamped inverters for high-power wind energy conversion systems. *IEEE transactions on power electronics*, 29(6), 2861-2873.

- [3.49] Rodriguez, J. and Cortes, P., 2012. Predictive control of power converters and electrical drives (Vol. 40). John Wiley & Sons.
- [3.50] Rodriguez, J., Kazmierkowski, M.P., Espinoza, J.R., Zanchetta, P., Abu-Rub, H., Young, H.A. and Rojas, C.A., 2013. State of the art of finite control set model predictive control in power electronics. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(2), 1003- 1016.

Chapitre 04

COMMANDE MPPT POUR UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

4.1. Introduction

La puissance générée par les systèmes PV dépend non seulement des conditions climatiques, mais aussi de la technique de contrôle appliquée. Par conséquent, les techniques de contrôle MPPT (suivi du point de puissance maximale) deviennent particulièrement importantes pour exploiter l'énergie PV maximale dans une large gamme de conditions de fonctionnement. Les techniques de l'incrémentation de conductance (Inc-Cond) et la perturbation et observation (P&O) sont les algorithmes MPPT les plus populaires pour les applications industrielles en raison du bon équilibre entre complexité, précision et fiabilité. Ces algorithmes sont basés sur le balayage des courbes caractéristiques tension-courant puissance à la recherche d'une condition déterminée qui indique le point de puissance maximale (PPM). Cependant, le P&O et l'Inc-Cond présentent généralement certains inconvénients tels que la vitesse de réponse lente, l'oscillation de puissance en régime permanent autour du PPM et le mauvais suivi sous des changements rapides d'éclairement [4.1-4]. Dans ce contexte, le présent chapitre propose des algorithmes P&O et Inc-Cond améliorés pour minimiser les problèmes mentionnés ci-dessus.

4.2. Configuration du système PV

Le schéma synoptique de la configuration du système PV étudié dans ce chapitre est illustré dans Figure 4.1. Le générateur photovoltaïque est couplé directement à un filtre passif (condensateur) et suivi d'un convertisseur boost, qui est utilisé pour réaliser le fonctionnement MPPT avec une charge résistive. L'algorithme MPPT utilise uniquement les mesures de tension et de courant PV pour réguler le rapport cyclique du convertisseur boost.

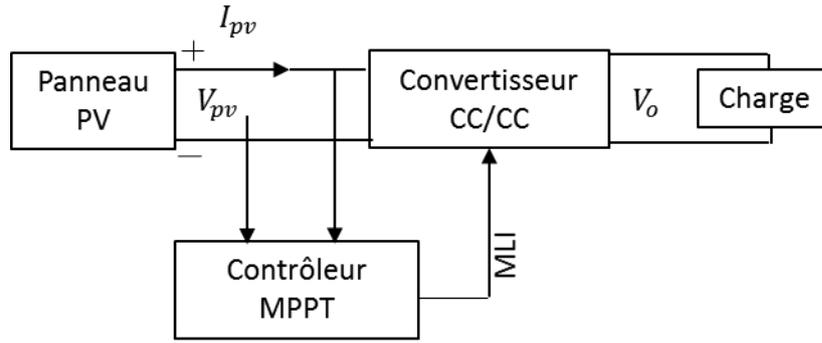


Figure 4.1 : Schéma de commande du système PV autonome.

4.3. Algorithmes MPPT proposés

4.3.1. MPPT Inc-Cond améliorée

L'algorithme proposé adopte la base de la méthode de l'incrément de conductance (Inc-Cond) : la pente de puissance de PV est nulle à PPM ($dP/dV = 0$) [4.5]. Avec la compensation de la formule du courant I_{pv} en fonction de la tension V_{pv} dans la dérivée (dI/dV), une relation entre I_{ppm} et V_{ppm} est trouvée. A partir de cette relation, la valeur de la résistance vue par le module PV ou la résistance d'entrée du convertisseur R_{in} peut être calculée. Le calcul de cette résistance permet de calculer une valeur approximative de rapport cyclique du convertisseur très proche de celui du point PPM. Cet algorithme n'a besoin que des valeurs de courant et de tension PV pour effectuer le calcul qui converge rapidement vers le point PPM.

La pente de puissance du PV est nulle à PPM. Cette règle peut être présentée par l'équation (4.1).

$$I_{ppm} + V_{ppm} \frac{dI}{dV} = 0 \quad (4.1)$$

L'équation (4.1) est réorganisée pour obtenir (4.2).

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{ppm}}{V_{ppm}} \quad (4.2)$$

En dérivant l'équation (2.6), on obtient l'équation (4.3). On prend $V_t = nV_{th}$ et $N_p = 1$ pour simplifier les calculs.

$$\frac{dI}{dV} = -I_{cc} \cdot \frac{\left(1 + N_s \cdot R_s \frac{dI}{dV}\right)}{N_s \cdot V_t} \exp\left(\frac{V - V_{co} + I \cdot N_s \cdot R_s}{N_s \cdot V_t}\right) \quad (4.3)$$

L'équation (2.5) peut être réécrite comme suit :

$$\exp\left(\frac{V - V_{co} + I \cdot N_s \cdot R_s}{N_s \cdot V_t}\right) = 1 - \frac{I}{I_{cc}} \quad (4.4)$$

Les équations (4.3) et (4.4) sont utilisées pour obtenir l'équation (4.5).

$$\frac{dI}{dV} = -I_{cc} \cdot \frac{\left(1 + N_s \cdot R_s \frac{dI}{dV}\right)}{N_s \cdot V_t} \left(1 - \frac{I}{I_{cc}}\right) \quad (4.5)$$

Au point de puissance maximale (PPM) L'équation (4.5) peut être réécrite comme suit :

$$\frac{I_{ppm}}{V_{ppm}} = I_{cc} \cdot \frac{\left(1 - N_s \cdot R_s \frac{I_{ppm}}{V_{ppm}}\right)}{N_s \cdot V_t} \left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}}\right) \quad (4.6)$$

L'équation (4.6) est ensuite simplifiée pour obtenir (4.7) comme suit :

$$N_s \cdot V_t \cdot I_{ppm} = V_{ppm} \cdot I_{cc} - V_{ppm} \cdot I_{ppm} - N_s \cdot R_s \cdot I_{ppm} \cdot I_{cc} + N_s \cdot R_s \cdot I_{ppm}^2 \quad (4.7)$$

L'équation (4.7) est multipliée par R_{in}^2 et simplifiée pour obtenir (4.8), où R_{in} est la résistance d'entrée du convertisseur ou la résistance vue par le module PV.

$$I_{cc} \cdot R_{in}^2 - (V_{ppm} + I_{cc} \cdot N_s \cdot R_s + N_s \cdot V_t) \cdot R_{in} + N_s \cdot R_s \cdot V_{ppm} = 0 \quad (4.8)$$

Le calcul des paramètres de l'équation (4.8) :

Dans l'équation (2.20), R_{in} est substitué par V_{pv}/I_{pv} . La résistance de charge peut être calculée comme suit :

$$R_{out} = \frac{V_{pv}}{I_{pv} \cdot (1 - D)^2} \quad (4.9)$$

La valeur de $N_s \cdot R_s$ peut être calculée à l'aide de (2.5) en substituant la tension et le courant au point de puissance maximale (PPM).

$$I_{ppm} = I_{cc} \left[1 - \exp\left(\frac{V_{ppm} - V_{co} + I_{ppm} \cdot N_s \cdot R_s}{N_s \cdot V_t}\right) \right] \quad (4.10)$$

(4.10) peut être réécrite comme suit :

$$N_s \cdot R_s = \frac{N_s \cdot V_t \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}}\right) + V_{co} - V_{ppm}}{I_{ppm}} \quad (4.11)$$

Le courant de court-circuit est toujours d'environ $1.1 * I_{ppm}$ et la tension approximative de circuit ouvert est obtenue à partir de $1.25 * V_{ppm}$.

L'expression de $N_s \cdot R_s$ est remplacée dans (4.7) pour obtenir l'équation (4.12).

$$N_s \cdot V_t \cdot I_{ppm} = V_{ppm} \cdot I_{cc} - V_{ppm} \cdot I_{ppm} + \frac{N_s \cdot V_t \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}}\right) + V_{co} - V_{ppm}}{I_{ppm}} \cdot (-I_{ppm} \cdot I_{cc} + I_{ppm}^2) \quad (4.12)$$

La valeur approximative de $N_s \cdot V_t$ est calculée comme suit :

$$N_s \cdot V_t = \frac{(I_{cc} - I_{ppm})(2V_{ppm} - V_{co})}{I_{ppm} + (I_{cc} - I_{ppm}) \ln\left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}}\right)} \quad (4.13)$$

Pour garantir que le module PV fonctionne à proximité du nouveau PPM, R_{in} peut être calculée comme suit :

$$\begin{cases} R_{in1} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2a} \\ R_{in2} = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2a} \end{cases} \quad (4.14)$$

Où :

$$a = I_{cc} \quad , \quad b = -(V_{ppm} + I_{cc} \cdot N_s \cdot R_s + N_s \cdot V_t) \quad \text{et} \quad c = N_s \cdot R_s \cdot V_{ppm}.$$

Comme le montre la Figure 4.2(a) ; En cas d'augmentation de l'irradiation solaire, le nouveau courant de court-circuit est approximativement le suivant [4.6] :

$$I_{cc} = I_{pv_{new}} \cdot (V_{co} - V_{ppm}) / (V_{co} - V_{pv_{new}}) \quad (4.15)$$

En cas de diminution de l'irradiation solaire comme le montre la Figure 4.2(b), le nouveau courant de court-circuit est approximativement le suivant [4.6] :

$$I_{cc} = I_{pv_{new}} \cdot (1 + 0.1(I_{pv_{new}}/I_{ppm})) \quad (4.16)$$

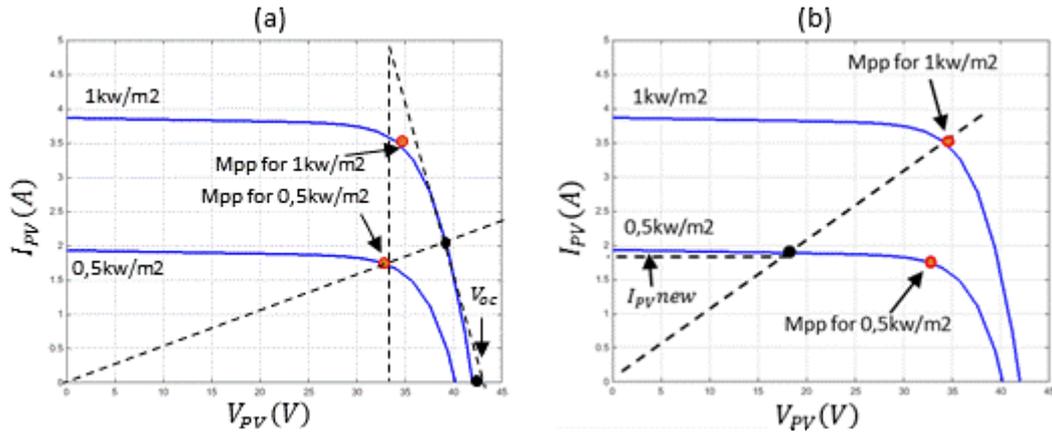


Figure 4.2 : Lignes de charge sur les courbes I – V pour un niveau d'irradiation solaire de 0,5 et 1,0 kW / m² pendant (a) l'augmentation de l'irradiation solaire et (b) la diminution de l'irradiation solaire

Accepté seulement les valeurs de R_{in} qui vérifient (2.20), c'est-à-dire $0 \leq R_{in} \leq R_{out}$. La valeur de R_{in} est substituée en (2.20) pour calculer le rapport cyclique D comme suit :

$$D = 1 - \sqrt{\frac{R_{in}}{R_{out}}} \quad (4.17)$$

La Figure 4.3 montre les différentes étapes de l'algorithme proposé. Une erreur autorisée de 0,03, comme indiqué en (4.18), est utilisée dans l'algorithme proposé pour éliminer l'oscillation en régime permanent dans le système une fois le PPM atteint.

$$\left| \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \right| < 0.03 \quad (4.18)$$

Après toute variation de l'irradiation solaire, l'équation (4.17) est utilisée pour calculer le nouveau rapport cyclique. Jusqu'à ce que la différence de puissance (dP) soit inférieure à 0,03.

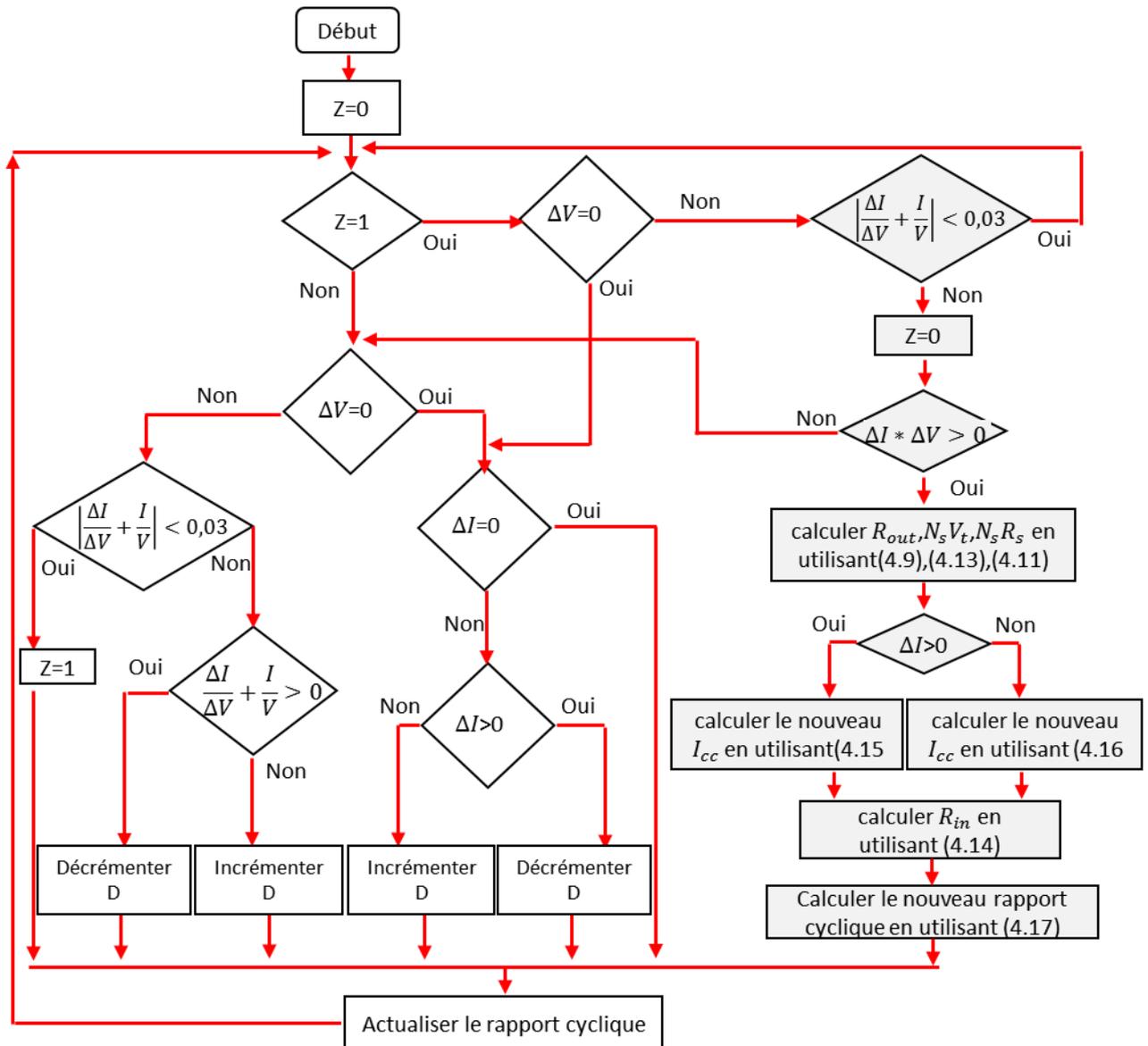


Figure 4.3 : Les différents étapes de l’algorithme proposé.

4.3.2. MPPT P&O améliorée

La deuxième technique proposée est une amélioration de la méthode perturbation et observation (P&O). Dans la conventionnelle P&O la présente valeur de la puissance PV est calculée et comparée avec la valeur précédente, ce qui donne la différence de puissance dP . Si dP est positif, alors l’opération de la perturbation continue dans la même direction, sinon elle se déplace dans le sens inverse [4.7].

Les étapes fondamentales de cette méthode sont comme suit :

- $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$ À la droite de PPM ; la décision est d'augmenter le rapport cyclique.
- $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$ À la gauche de PPM ; la décision est de diminuer le rapport cyclique.

La méthode proposée traduit l'incrémentatation ou la décrémentation du rapport cyclique par la modification directe du signal de commutation S comme s'est montré dans la Figure 4.4.

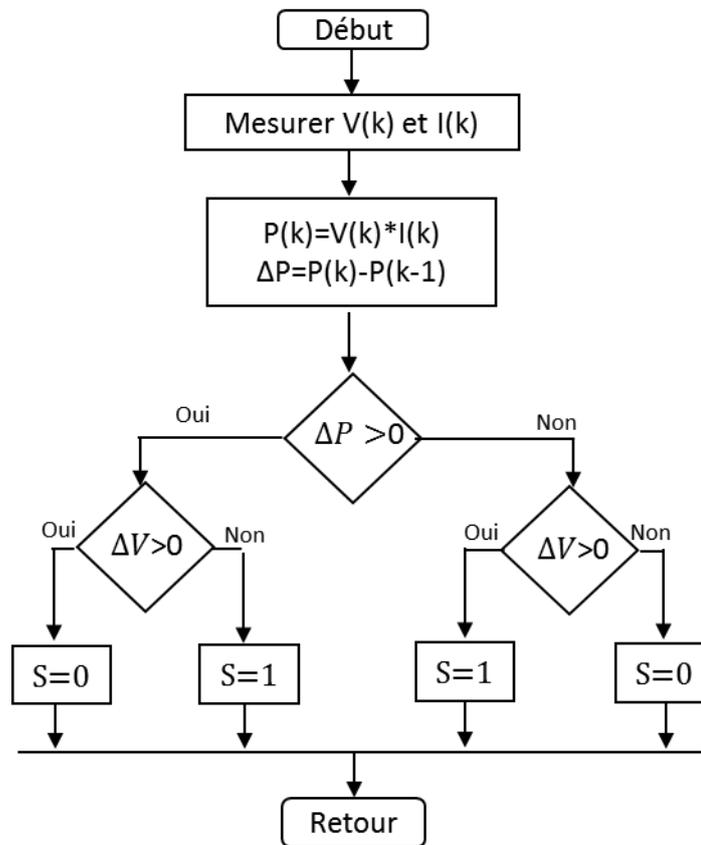


Figure 4.4: Organigramme de l'algorithme P&O amélioré.

4.4. Résultats de simulation

Pour tester l'efficacité des algorithmes proposés, une simulation numérique du système présenté dans la Figure 4.1 développée et implémentée dans le logiciel MATLAB/Simulink® software. Le générateur photovoltaïque choisi est un module de (PB solar BP sx120) de 120wp. Les paramètres de ce module sont donnés dans Tableau 2.1 et ses courbes courant-tension et puissance-tension sont représentées sur la Figure 2.3. Le Tableau 4.1 montre les paramètres du convertisseur boost. Le temps

d'échantillonnage des algorithmes MPPT, est de 1ms. La température est prise à 25 ° C. La variation de l'irradiation solaire appliquée aux algorithmes MPPT, est donnée dans la Figure 4.5. Les réponses dynamiques pour les sorties de courant, de tension et de puissance du générateur PV pour les différents algorithmes simulés sont représentées sur les Figures 4.6, 4.7 et 4.8.

Tableau 4.1 : Paramètres du module PV et du convertisseur élévateur.

Générateur PV	Valeurs (STC)
Tension de circuit ouvert (V_{co})	42.1 V
Tension de fonctionnement optimale (V_{ppm})	33.7 V
Courant de court-circuit (I_{cc})	3.87 A
Courant de fonctionnement optimal (I_{ppm})	3.56 A
Puissance maximale (P_{ppm})	120 W
Coefficient de température de (V_{co})	-0.16 V/°C
Coefficient de température de (I_{cc})	0.065 %/°C
Convertisseur boost	Valeurs nominales
Inductance(L)	7.5 mH
Capacité (C_{in})	330 μ F
Capacité (C_{out})	200 μ F
Résistance de la charge (R)	50 Ω

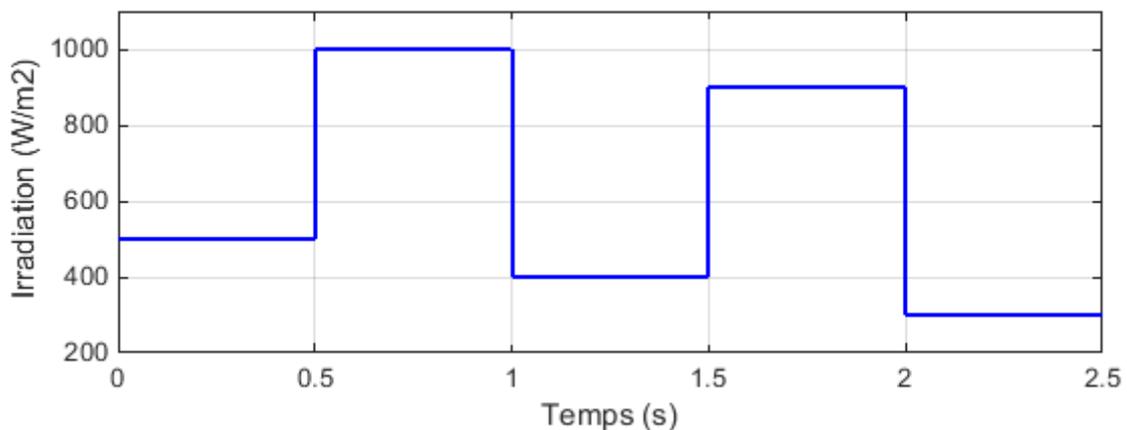


Figure 4.5: Profil d'irradiance solaire.

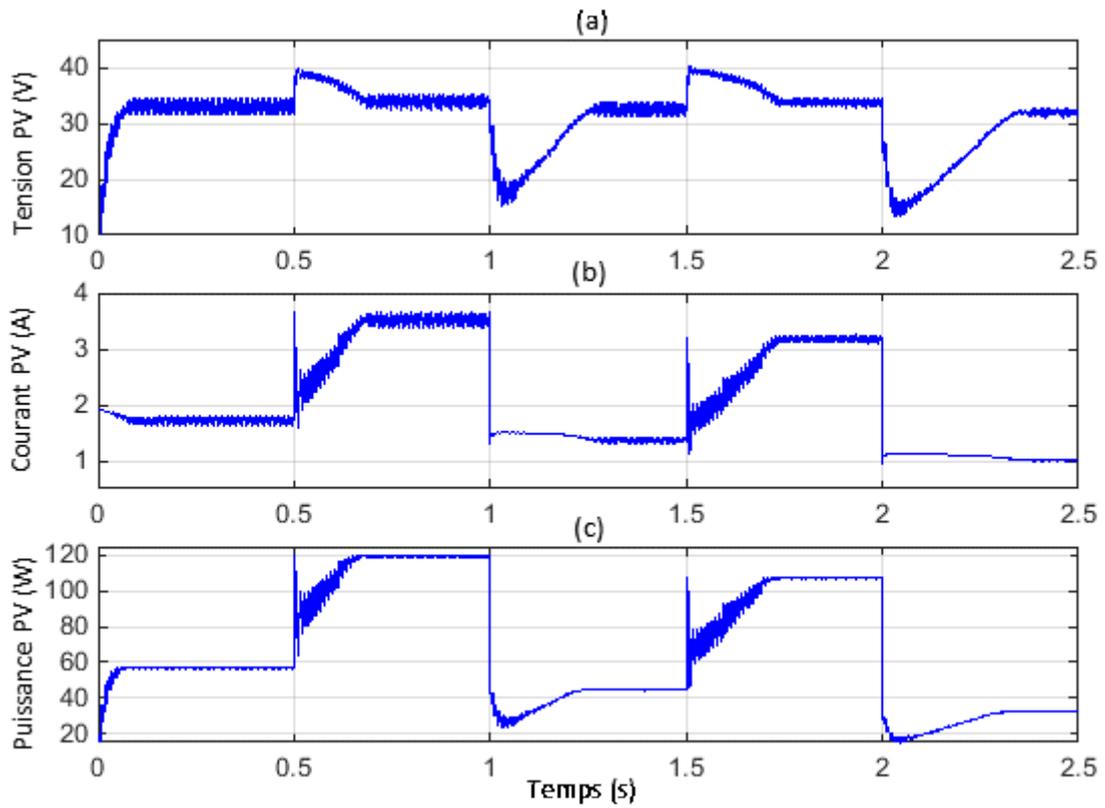


Figure 4.6 : Résultats de simulation du système de la Figure 4.1 avec l'algorithme Inc-Cond.

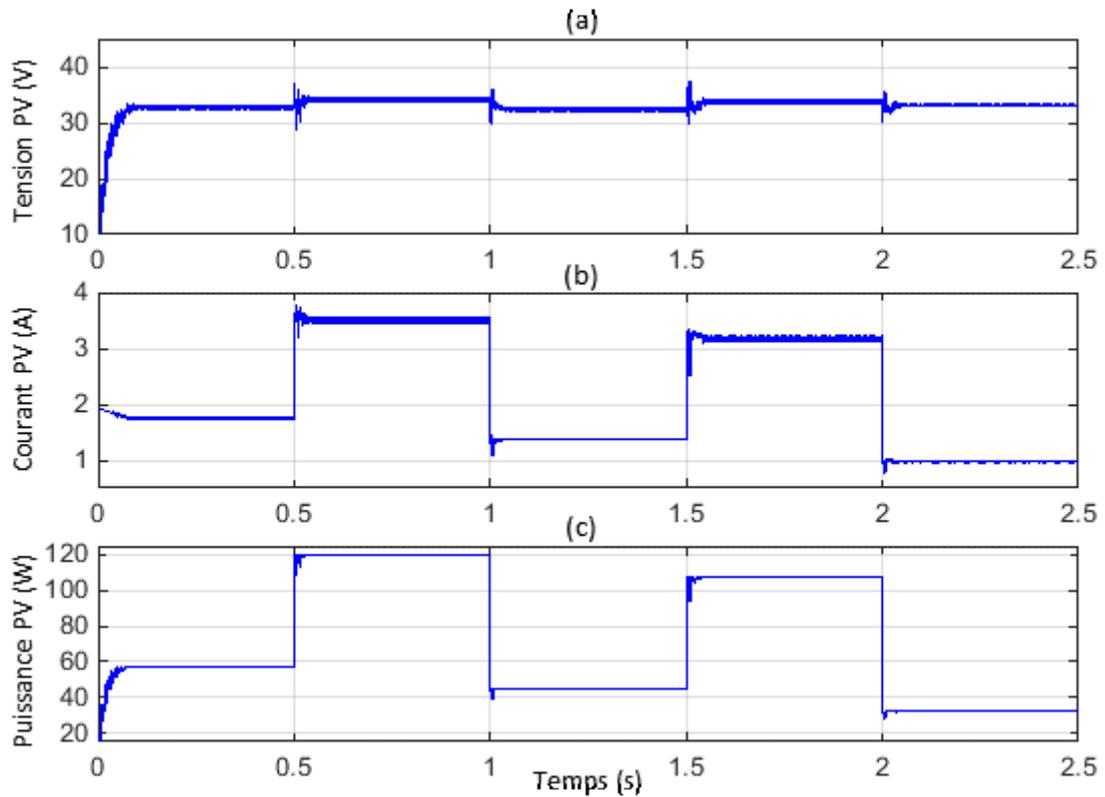


Figure 4.7 : Résultats de simulation du système de la figure 4.1 avec l'algorithme proposé1.

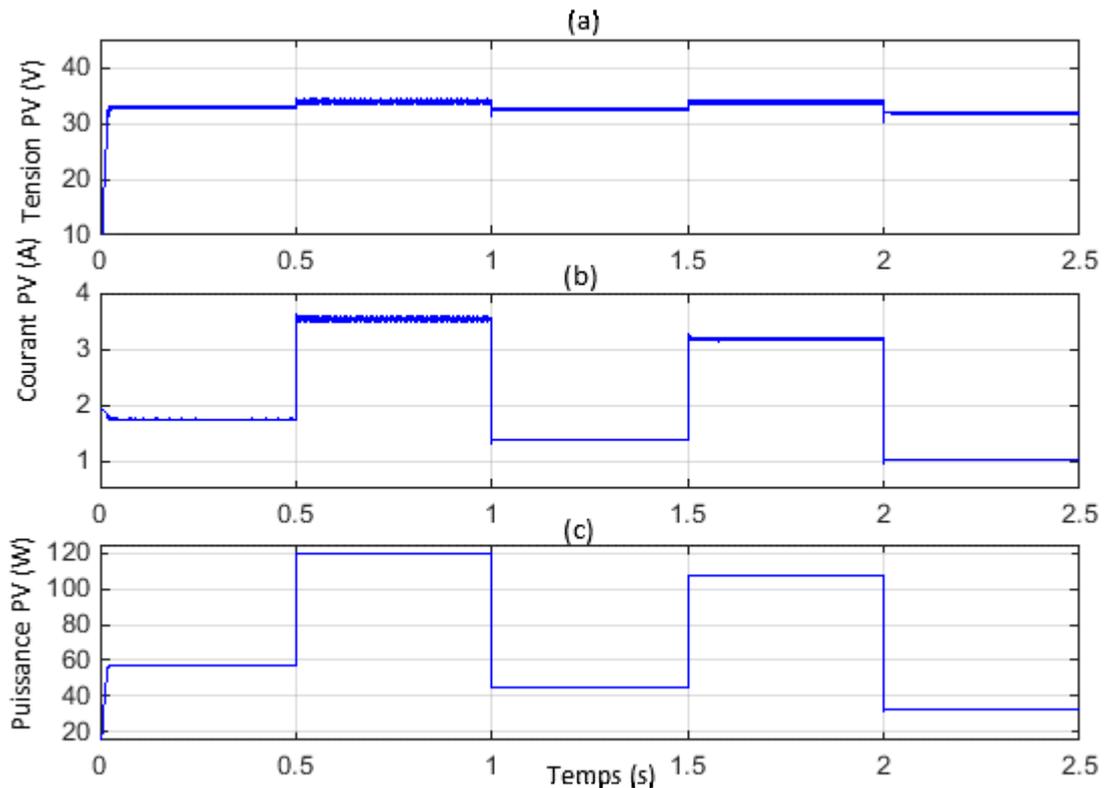


Figure 4.8 : Résultats de simulation du système de la figure 4.1 avec l'algorithme proposé².

La comparaison entre les algorithmes MPPT simulés est illustrée dans les Figures 4.9 et 4.10. L'irradiation solaire prend le niveau de $500 \text{ W} / \text{m}^2$ au départ. Ensuite, les algorithmes ont suivi le PPM et la technique proposée P&O améliorée montre une meilleure performance en termes de fluctuation de puissance avec une oscillation de puissance inférieure à $0,05 \text{ W}$ ($57,13\text{-}57,18 \text{ W}$). Lorsque la deuxième méthode proposée IC modifiée trouve le PPM avec oscillation de puissance ($57,07 - 57,18 \text{ W}$). Pour l'algorithme conventionnel de IC, la puissance PV oscille autour de PPM ($56,3 - 57,18 \text{ W}$). Ensuite, l'irradiation solaire augmente rapidement de $500 \text{ W} / \text{m}^2$ à $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ à $t = 0,5 \text{ s}$, parmi les techniques simulées, les deux méthodes proposées présentent une meilleure performance en termes de vitesse de suivi de PPM et d'oscillation, comme le montrent les Figures 4.10(a) et 4.10 (c). Lorsque l'algorithme P&O modifié ne prend que $0,02 \text{ s}$ pour atteindre le PPM avec une fluctuation de la puissance PV en régime permanent inférieure à $0,16 \text{ W}$ ($119,83\text{-}119,99 \text{ W}$). Alors que pour la technique de l'incrément de la conductance modifiée, il faut $0,026 \text{ s}$ pour atteindre le PPM avec une oscillation de puissance égale à $0,35 \text{ W}$ ($119,65\text{-}119,99 \text{ W}$). Pour l'algorithme conventionnel de l'incrément de la conductance, il faut $0,16 \text{ s}$ pour trouver le PPM avec une oscillation de puissance significative de $1,5 \text{ W}$ ($118,49 - 119,99 \text{ W}$). De plus, une brusque diminution de l'irradiance solaire à $t = 1 \text{ s}$, de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ à $400 \text{ W} / \text{m}^2$. Par conséquent, les deux méthodes

proposées fonctionnent mieux que l'algorithme conventionnel, avec une oscillation de puissance PV négligée, et le PPM est directement atteint malgré le changement rapide du niveau d'irradiance présenté sur la Figure 4.10(b). Le temps pris par la technique P&O modifiée lors de ce changement d'irradiance est de 0,001 s. De son côté la méthode IC améliorée atteint le nouveau PPM en 0.017s mais avec la méthode classique, cela prend 0,245s. Une comparaison présentant les principales valeurs obtenues en simulation pour les différents MPPT est présentée dans le Tableau 4.2.

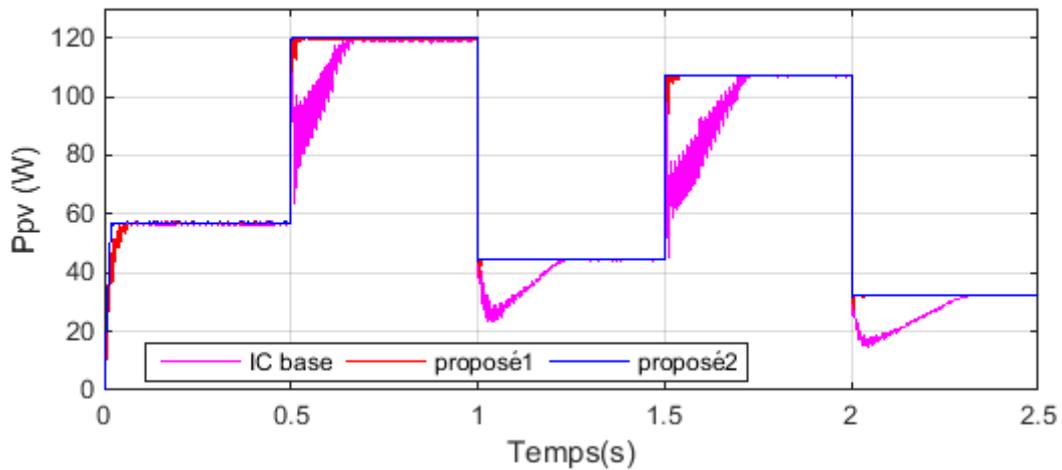


Figure 4.9 : Formes d'onde de puissance de sortie PV pour différents algorithmes MPPT

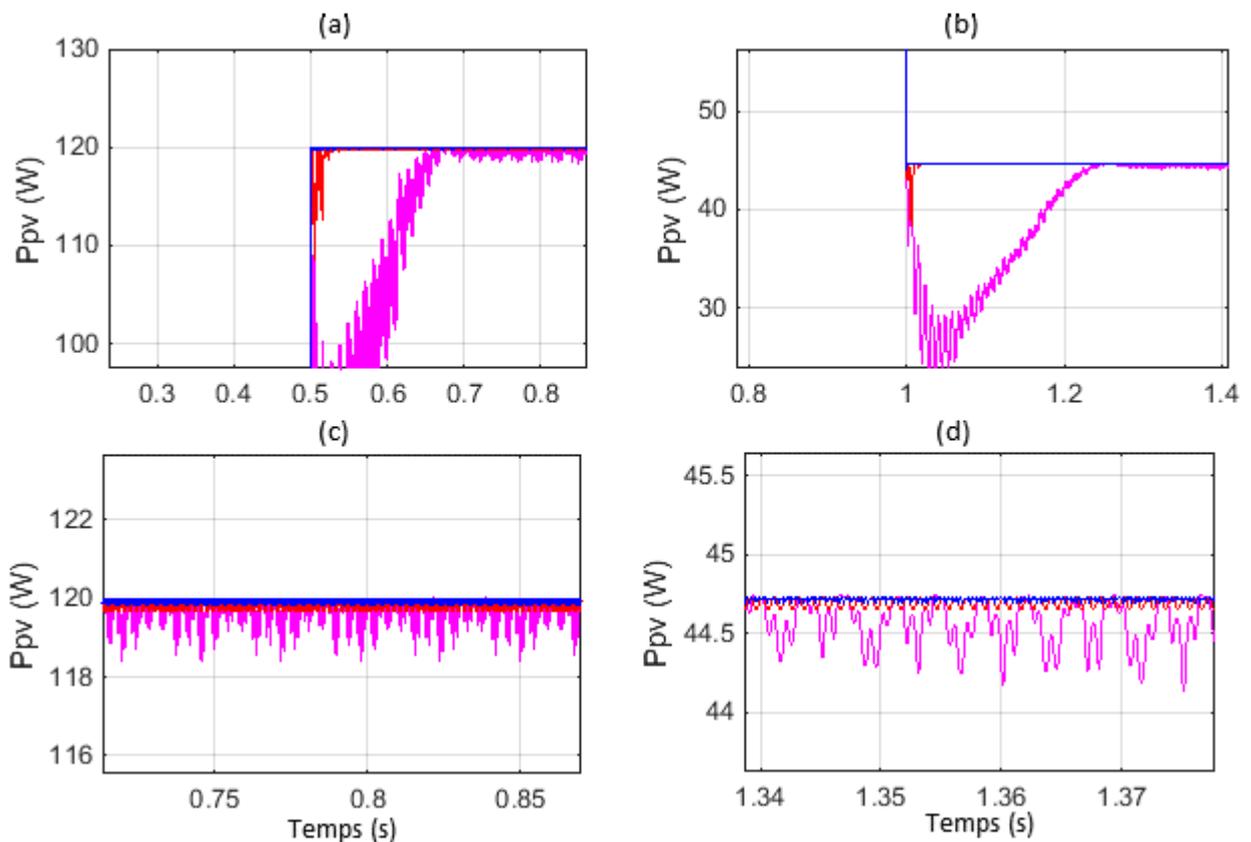


Figure 4.10 : Zoom de la Figure 4.9.

Tableau 4.2 : Résumé des résultats de la simulation

Technique	Variation d'irradiance 500 → 1000 W/m ²		Variation d'irradiance 1000 → 400 W/m ²	
	temps de suivi (s)	Oscillation de puissance (W)	temps de suivi (s)	Oscillation de puissance (W)
	IC conventionnel	0.16	1.5	0.245
MPPT Proposé1	0.026	0.35	0.017	0.08
MPPT Proposé2	0.02	0.16	0.001	0.04

4.5. Conclusion

Ce chapitre présente la conception et la simulation des deux commandes MPPT pour le système PV autonome en utilisant une stratégie de contrôle avancée. Les techniques proposées ont été simulées avec succès. Les résultats de la simulation ont prouvé que les algorithmes proposés ont amélioré les performances du système PV par rapport à l'algorithme de l'incrément de la conductance conventionnel. Les résultats montrent que les algorithmes proposés détectent l'augmentation et la diminution rapide de l'irradiation et prennent une décision précise par rapport aux autres techniques. De plus, en utilisant les techniques proposées, les oscillations en régime permanent sont presque négligées. En conclusion, deux algorithmes MPPT à convergence rapide et à faibles pertes sont proposés et vérifiés dans ce chapitre.

Références

- [4.1] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., 2012. Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems. CRC Press.
- [4.2] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., 2005. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. IEEE Trans. Power Electron. 20, 963-973.
- [4.3] Hussein, K.H., Muta, I., Hoshino, T., Osaka, M., 1995. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. 142, 59–64.
- [4.4] de Brito, M.A.G., Galotto, L., Sampaio, L.P., e Melo, G.A., Canesin, C.A., 2013. Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. IEEE Trans. Ind. Electron. 60, 1156–1167.
- [4.5] BENDIB, B., 2017. Une nouvelle approche de modélisation et de commande des systèmes photovoltaïques autonomes, Thèse de doctorat, Université de Sétif 1.
- [4.6] Mahammedi, A., Kouzou, A., Hafaifa, A., Talbi, B., 2019. A new technique for a good efficiency of photovoltaic system under fast changing solar irradiation, in Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), vol. 67, no. 4, pp. 12-19, ISSN 1582-5175.
- [4.7] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and M. Abid, 2014. Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque, Rev. Energ. Renouvelables, vol. 17, no. 3, pp. 435-445.

Chapitre 05

CONCEPTION D'UN SCHEMA DE COMMANDE POUR UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU

5.1. Introduction

Les systèmes photovoltaïques reliés au réseau ont l'avantage d'exploiter de façon plus efficace la puissance photovoltaïque produite. Pour garantir une bonne fiabilité de l'installation photovoltaïque et du réseau électrique, des exigences techniques des deux côtés doivent être satisfaites. L'interconnexion est assurée par des convertisseurs statiques, qui convertissent les grandeurs continues fournies par les générateurs photovoltaïques en grandeurs alternatives.

Ces convertisseurs permettent non seulement la connexion au réseau mais aussi la maximisation de la puissance générée par les panneaux photovoltaïques grâce à un algorithme de recherche du point de puissance maximale et l'amélioration de qualité de l'énergie injectée sur le réseau. Le choix et la commande de ces convertisseurs sont donc très importantes.

Pour cet objectif, un schéma de commande est développé dans ce chapitre pour un système photovoltaïque connecté au réseau à double étage de conversion afin d'assurer les meilleures performances de chaque composant du système sous différentes conditions de fonctionnement.

5.2. Description du système PV connecté au réseau

Le schéma général du système PV connecté au réseau à l'étude est illustré à la Figure 5.1. Les modules PV convertissent le rayonnement solaire en énergie électrique, alimentant le réseau via un convertisseur boost et un onduleur triphasé à deux niveaux. Par conséquent, la puissance maximale du générateur PV peut être raisonnablement suivie par le convertisseur élévateur et envoyée au réseau via l'onduleur. L'onduleur côté réseau régule la tension du bus continu et le transfert de puissance entre le bus continu et le réseau.

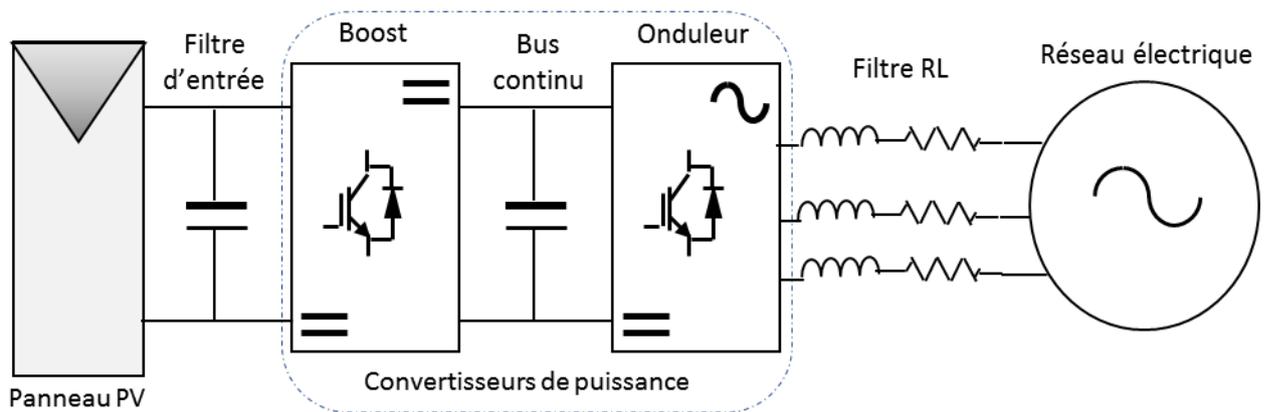


Figure 5.1 : Structure de puissance du système étudié.

5.3. Schéma de commande proposée

Le schéma de commande proposé pour le système photovoltaïque connecté au réseau est illustré à la Figure 5.2. Il est basé sur la commande prédictive. Les objectifs visés par le schéma de commande proposé sont :

- ❖ La maximisation de la puissance photovoltaïque produite via l'algorithme MPPT proposé.
- ❖ Le contrôle du bus continu pour garantir un bon fonctionnement de l'onduleur.
- ❖ L'amélioration de la qualité de fonction de courant injecté.

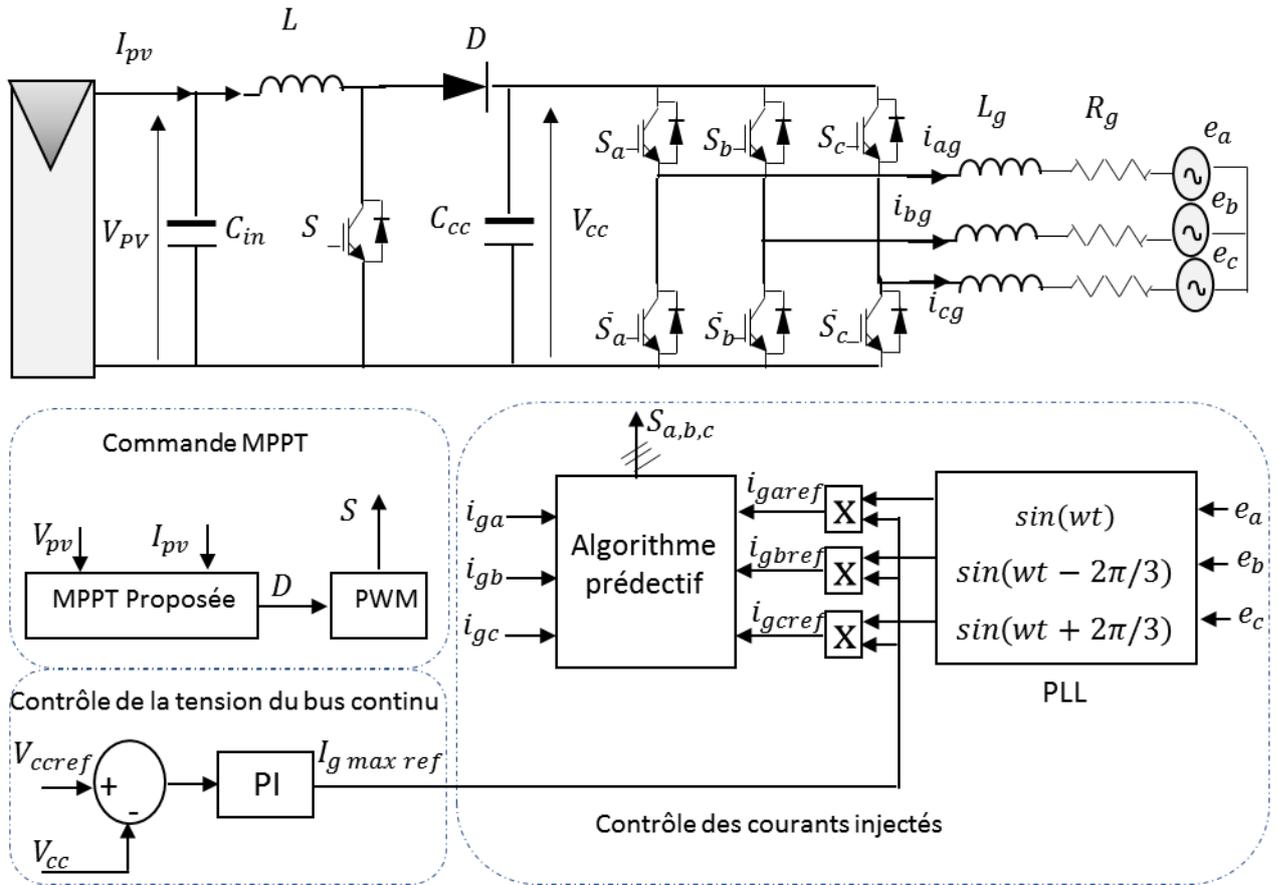


Figure 5.2 : Synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau avec le schéma de commande proposée.

5.3.1. Commande MPPT P&O améliorée

Pour le contrôle MPPT proposé, une technique de la perturbation et observation améliorée est utilisée pour trouver le point de puissance maximale.

L'idée principale de cette stratégie est de déterminer la valeur du signal de commutation du convertisseur CC-CC, à partir de position du point de fonctionnement par-rapport le point de puissance maximale. Si le point de fonctionnement est à la droite de PPM c'est-à-dire ($dP_{pv}/dV_{pv} < 0$), le signal de commutation prend la valeur de 1. Et dans le cas contraire c'est-à-dire à la gauche de PPM où ($dP_{pv}/dV_{pv} > 0$), dans ce cas le signal de commutation prend la valeur de 0. Le convertisseur boost est choisi pour réaliser le MPPT. Il est généralement utilisé dans les systèmes photovoltaïques en raison de certaines de ses caractéristiques importantes, telles que sa simplicité, sa

robustesse, et offre également un courant continu à l'entrée. Le modèle dynamique du convertisseur boost est donné au chapitre 2 section 2.4.1.

Les différentes étapes de l'algorithme MPPT proposé sont présentées dans la Figure 4.4.

5.3.2. Régulation du bus continu

Le générateur PV est connecté à l'onduleur de tension à travers une capacité. Pour un fonctionnement optimal, l'installation a besoin à une tension constante aux bornes de cette capacité.

Le contrôle de la tension continue V_{cc} est mise en œuvre en fournissant de la puissance active sur le réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence. Un régulateur proportionnel-intégral (PI) est mis en œuvre dans la boucle de régulation de la tension du bus continu afin de réduire les fluctuations de la tension aux bornes du condensateur du bus continu et de la maintenir à sa valeur souhaitée V_{cc_ref} . Le schéma de calcul et de régulation de la tension aux bornes du condensateur est donné par la Figure 5.3 [5.1].

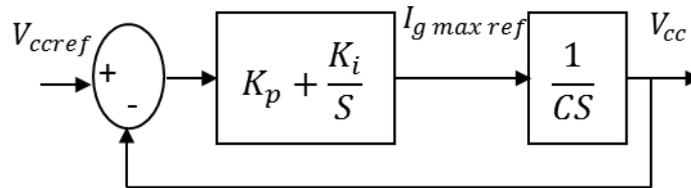


Figure 5.3 : Schéma de régulation de la tension du bus continu.

La fonction de transfert de la Figure 5.3 en boucle fermée est :

$$\frac{V_{cc}}{V_{ccref}} = \frac{\frac{K_p S + K_i}{C}}{S^2 + \frac{K_p}{C} S + \frac{K_i}{C}} \quad (5.1)$$

Les paramètres de régulateur sont donnés comme suit :

$$K_i = C \cdot \omega_0^2 \quad (5.2)$$

$$K_p = 2 \cdot \xi \cdot C \cdot \omega_0 \quad (5.3)$$

Avec : ξ est le facteur d'amortissement, en général égal à 0.707, et ω_0 est la pulsation propre.

5.3.3. Boucle à verrouillage de phase (PLL)

Une boucle à verrouillage de phase (PLL) donne en sortie un signal unitaire synchronisé en phase et en fréquence avec le signal d'entrée. Le PLL garantit que, l'erreur dans la phase entre l'entrée et la sortie est gardée au minimum, et que la fréquence de l'entrée et de la sortie est la même [5.2].

Le circuit PLL de base se compose souvent de trois composants, d'un détecteur de phase, d'un filtre de boucle et d'un oscillateur commandé en tension. Ce circuit de base est montré sur la Figure 5.4[5.3].

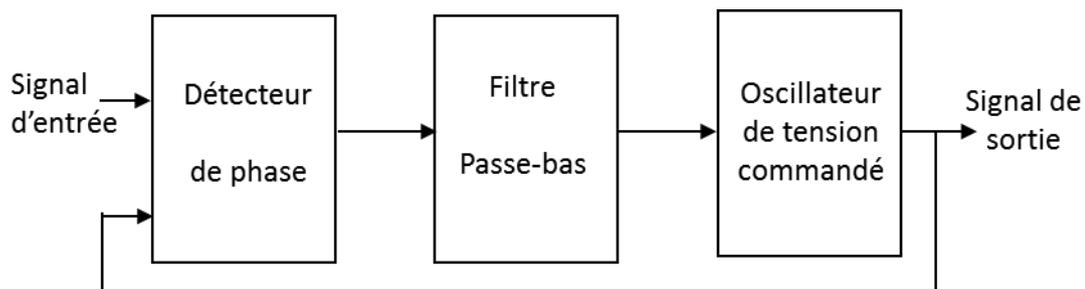


Figure 5.4 : Diagramme de blocs d'une PLL.

Les multiples blocs de contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau électrique se fondent sur les informations fournies par le PLL pour régler leurs signaux de commande. Les trois tensions sources du réseau sont extraites à l'aide d'un système basé sur une boucle à verrouillage de phase (PLL). Les trois sinusoïdes unitaires sont générées par le même système. Les trois signaux des tensions du réseau doivent être sinusoïdaux et équilibrés pour que le contrôle soit fiable et viable [5.1].

5.3.4. Contrôle prédictif des courants injectés

5.3.4.1. Principe de la commande prédictive

La commande prédictive, Model Predictive Control (MPC), est une technique de commande avancée. Elle a pour objectif la commande des systèmes industriels complexes comportant plusieurs entrées et sorties où le simple régulateur PI est insuffisant. Le principe de cette commande est d'utiliser un modèle dynamique du système commandé à l'intérieur du contrôleur en temps réel afin d'anticiper le futur comportement du système [5.4-5]. Cette structure présente plusieurs avantages importants :

- ❖ Ses concepts sont très intuitifs et facile à comprendre, elle peut être appliquée à une grande variété de systèmes.
- ❖ Le cas multi variable peut être facilement considéré.

- ❖ Les temps morts peuvent être compensés.
- ❖ Inclusion facile des non linéarités dans le modèle.
- ❖ Traitement simple des contraintes.
- ❖ Le contrôleur résultant est facile à mettre en œuvre et à implémenter.

Le principe de fonctionnement de la commande prédictive est résumé sur la Figure 5.5 [5.4-5] :

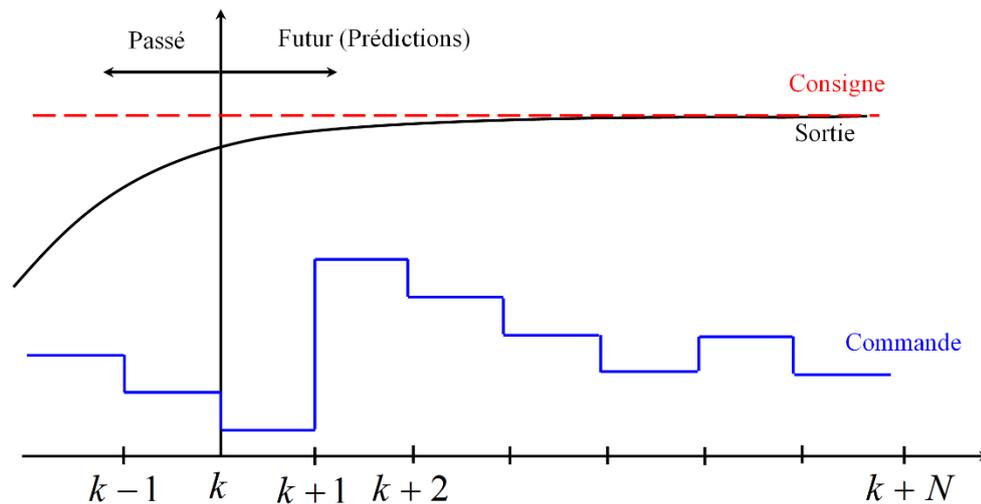


Figure 5.5 : Principe de la commande prédictive

- ❖ Les valeurs futures des états du système sont prévues jusqu'à un horizon prédéfini dans le temps ($k + N$) en utilisant le modèle du système et les informations disponibles (mesures).
- ❖ La séquence des actions optimales est calculée en minimisant la fonction de coût et le premier élément de cette séquence est appliqué.
- ❖ L'ensemble de ce processus est répété pour chaque instant d'échantillonnage en tenant compte des nouvelles données mesurées.

5.3.4.2. Algorithme du contrôle prédictif

La technique de contrôle prédictif proposée est basée sur un nombre fini des états de commutations possibles produits par le convertisseur statique de puissance, ainsi le modèle du système est utilisé afin de prédire le comportement futur des variables à contrôler pour chaque état de commutation. Pour la sélection de l'état de commutation approprié à appliquer, un critère de sélection doit être défini. Ce critère est constitué d'une fonction de coût qui est évaluée pour déterminer les valeurs prédites des variables à contrôler. La prédiction de la valeur future de ces variables est calculée pour

chaque état de commutation possible et ensuite l'état qui minimise la fonction de coût est sélectionné. Cette stratégie de contrôle peut être résumée par les étapes suivantes [5.4-5]:

- ❖ Définir la fonction de coût.
- ❖ Construire un modèle du convertisseur statique et ses possibles états de commutation.
- ❖ Construire un modèle des courants injectés pour la prédiction.

Un modèle de temps discret du système est nécessaire pour prédire le comportement des variables évaluées par la fonction de coût. Afin de discrétiser le modèle de système, la méthode d'avant-première Euler est utilisée en raison de sa simplicité. Il donne également une précision acceptable qui est nécessaire pour de bonnes performances. Selon cette approche, nous avons la forme de temps discrète du système comme suit [5.4-5] :

$$\frac{dx}{dt} \approx \frac{x(k+1) - x(k)}{T_s} \quad (5.4)$$

Où :

T_s : est le temps d'échantillonnage.

$x(k+1)$ et $x(k)$: sont la valeur de la variable d'état dans le prochain temps d'échantillonnage et à l'état actuel, respectivement.

L'algorithme du contrôle est illustré sur la Figure 5.6 et comporte les étapes suivantes [5.4-5] :

1. Les courants injectés sont mesurés puis subissent une transformation suivant les coordonnées α - β . Les valeurs des courants de référence sont obtenues par la suite à partir de la grandeur de sortie de la boucle de régulation du bus continu.
2. Le modèle du système est utilisé pour prédire la valeur de courant d'injection dans l'intervalle d'échantillonnage $(k+1)$, pour chaque vecteur de tension parmi les huit possibles.
3. La fonction de coût (g) minimise l'erreur entre le courant de référence et prédit.
4. Le vecteur de tension qui minimise l'erreur de courant est sélectionné et les signaux correspondants aux états de commutation sont appliqués.

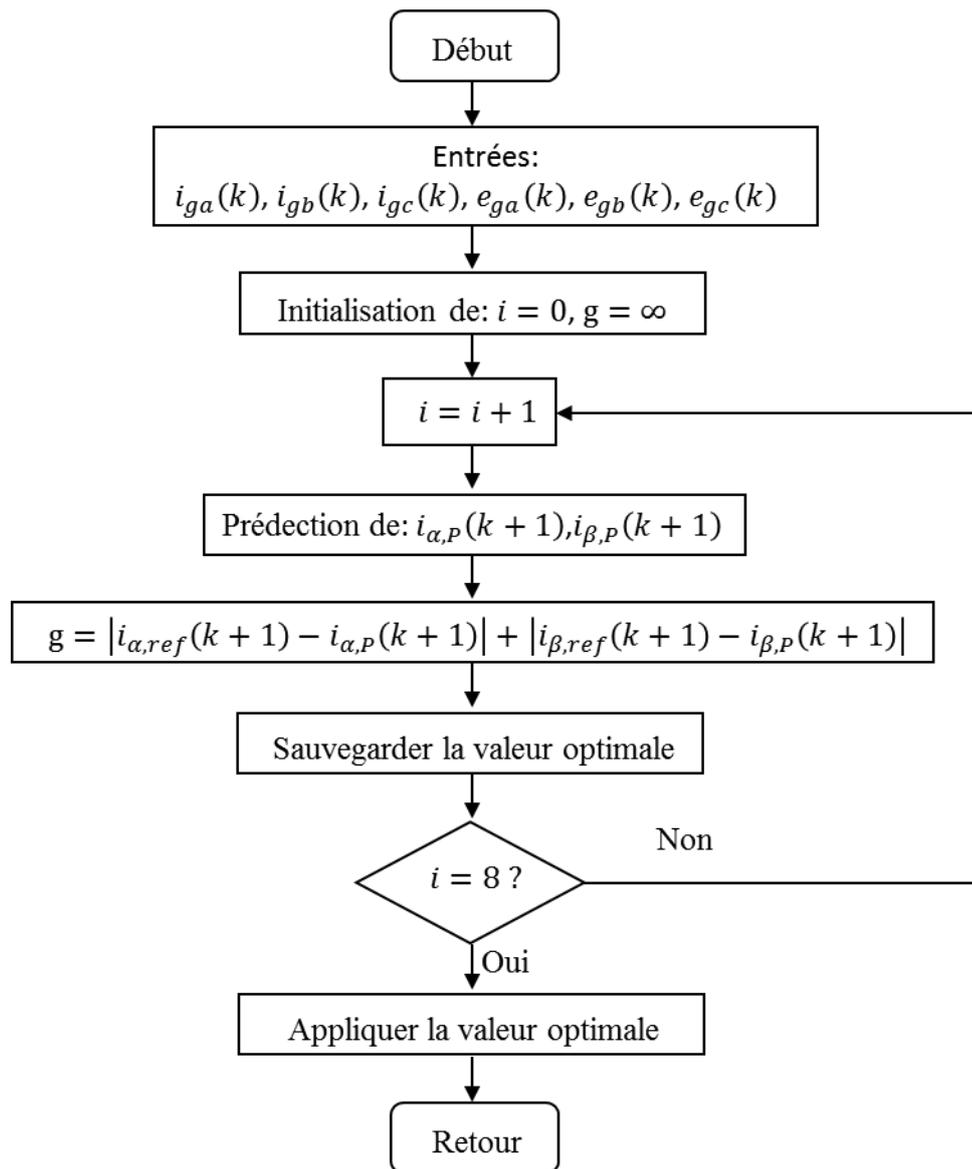


Figure 5.6 : Diagramme de l'algorithme du contrôle prédictif

5.3.4.3. Prédiction des courants injectés

Le modèle par phase du courant injecté est donné par l'équation ci-après :

$$R_g i + L_g \frac{di}{dt} + e = v \quad (5.5)$$

$$\frac{di}{dt} = -\frac{R_g}{L_g} i + \frac{1}{L_g} (v - e) \quad (5.6)$$

Où :

e : est la tension de source.

v : est la tension de sortie de l'onduleur.

i : le courant injecté.

Par l'utilisation de la méthode d'Euler, l'équation (5.6) est discrétisée afin d'obtenir une expression qui permet de prédire le futur courant à $(k + 1)$ pour les huit possibles états de commutation appliqués à l'onduleur, cette expression s'écrit sous la forme suivante :

$$i(k + 1) = \left(1 - \frac{R_g T_s}{L_g}\right) i(k) + \frac{T_s}{L_g} (v(k) - e(k)) \quad (5.7)$$

5.3.4.4. Fonction de coût

En dernière étape, la fonction de coût est définie et exprimée en coordonnées orthogonales et mesure l'erreur entre les courants de références et prédits [5.4-5] :

$$g = |i_{\alpha,ref}(k + 1) - i_{\alpha,p}(k + 1)| + |i_{\beta,ref}(k + 1) - i_{\beta,p}(k + 1)| \quad (5.8)$$

Où :

$i_{\alpha,p}(k + 1)$ et $i_{\beta,p}(k + 1)$: sont la partie réelle et imaginaire du vecteur de courant prédit pour un vecteur de tension donné.

$i_{\alpha,ref}(k + 1)$ et $i_{\beta,ref}(k + 1)$: sont la partie réelle et imaginaire du vecteur de courant de référence.

L'objectif de l'optimisation de la fonction de coût est de sélectionner la valeur de coût g aussi près que possible de zéro. L'état optimal de commutation qui minimise la fonction de coût est choisi et ensuite appliqué au convertisseur au moment du prochain instant d'échantillonnage.

5.4. Résultats de simulation

Pour tester le schéma de commande proposée, le profil de l'éclairement de la Figure 5.7 est considéré et injecté dans le panneau photovoltaïque et la température est fixée à 25°C. Ce panneau est constitué de 4 modules (pb solar BP SX 120) de 120 Wp (connecté en 2 series x 2 parallèles) Les principaux paramètres de la simulation sont montrés dans le Tableau 5.1.

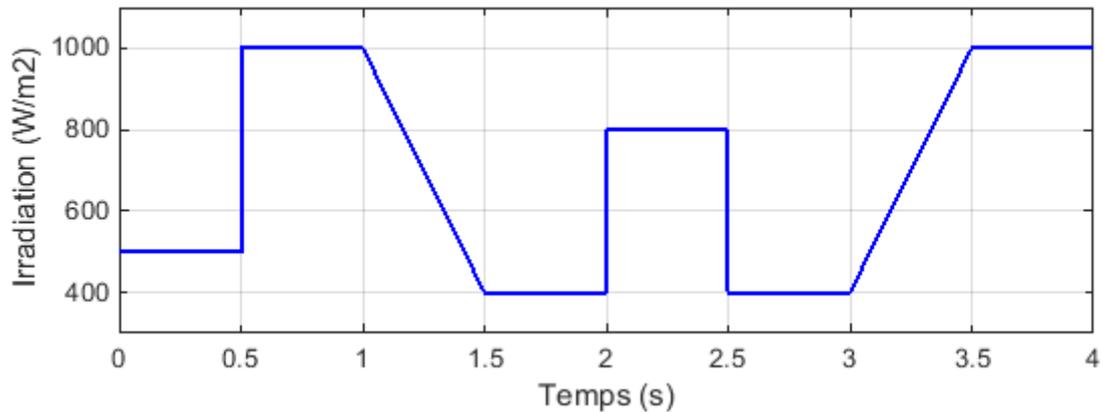


Figure 5.7 : Profil de l'éclairement.

Tableau 5.1 : Paramètres de la simulation.

Paramètre	Valeur
Tension maximale du réseau	50 V
Fréquence du réseau	50 Hz
Inductance du filtre du réseau	20 mH
Résistance du filtre du réseau	0.1 Ω
Inductance du Boost	0.8 mH
Capacité du Boost	1110 μ F
Capacité du filtre d'entrée	850 μ F
Période d'échantillonnage de l'algorithme prédictif	2.e-5 s

La Figure 5.8 donne les résultats de simulation de l'évolution de la tension, du courant, et de la puissance de sortie du panneau photovoltaïque obtenus avec l'algorithme de la méthode P&O améliorée. On peut remarquer que la puissance du panneau photovoltaïque suit fidèlement le changement de l'éclairement et d'une manière rapide et stable avec des faibles oscillations autour des points de puissance optimales. Ces résultats montrent l'efficacité de la commande MPPT P&O modifiée.

La Figure 5.9 représente le résultat de simulation de l'évolution de la tension du bus continu obtenu pour une tension de référence de 220V. Il est noté que la tension du bus continu suit sa référence malgré le changement de l'éclairement avec une bonne précision et stabilité.

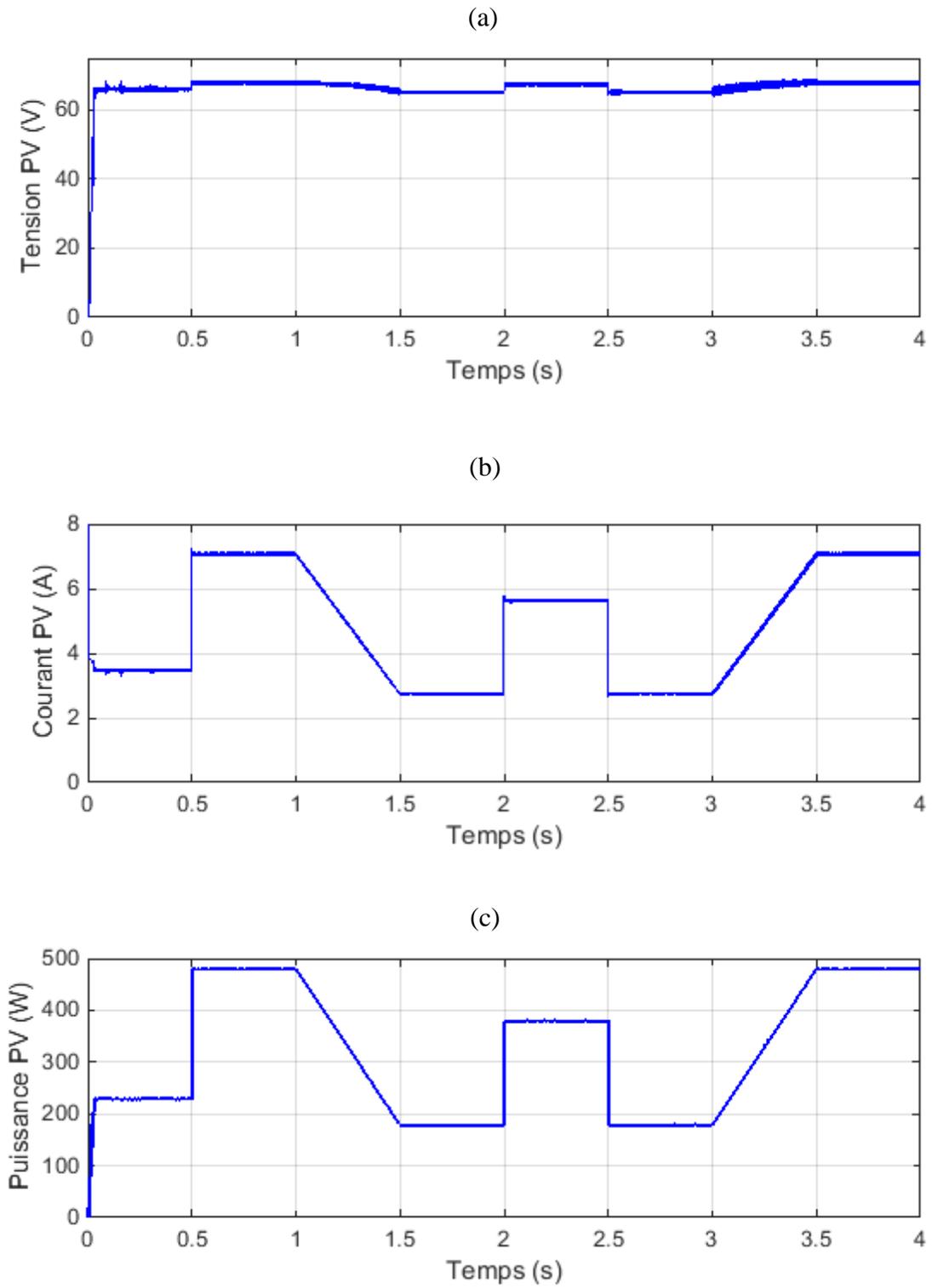


Figure 5.8 : Evolution de la tension, du courant et de la puissance du panneau photovoltaïque commandé par l'algorithme P&O amélioré.

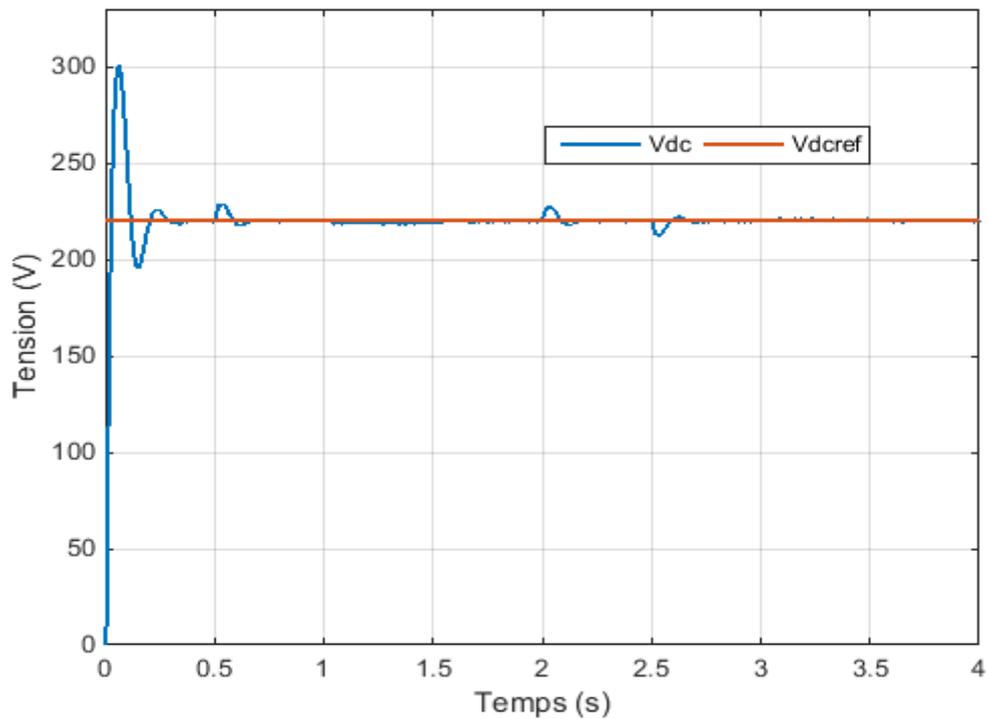


Figure 5.9 : Evolution de la tension du bus continu commandé par un régulateur PI

Les Figure 5.10 et 5.11 montrent les résultats de simulations de l'évolution de la tension et du courant du réseau de la phase (a) obtenus avec l'algorithme prédictif. On peut noter que l'amplitude de courant injecté dans la phase (a) est proportionnelle à l'éclairement, quasi sinusoïdal et en phase avec la tension de ligne ce qui signifie que le facteur de puissance est très proche de l'unité.

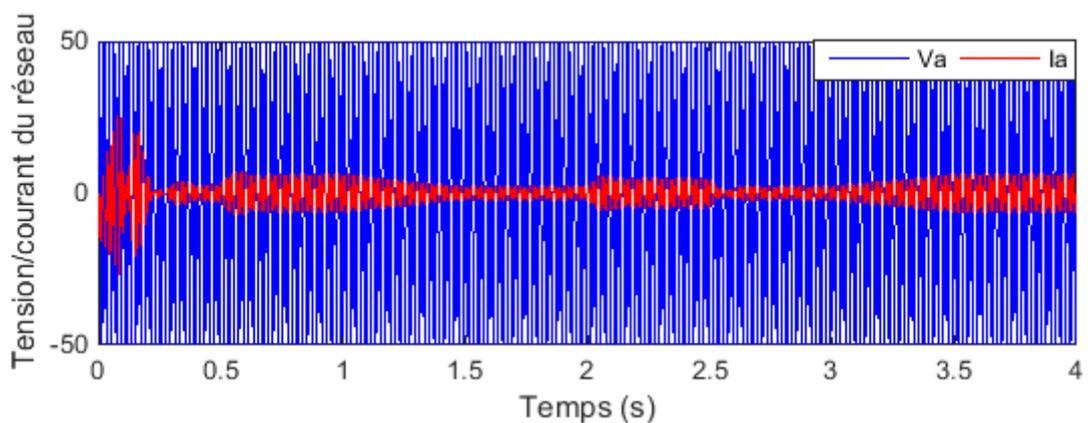


Figure 5.10 : Evolution de la tension et du courant du réseau de la phase (a)

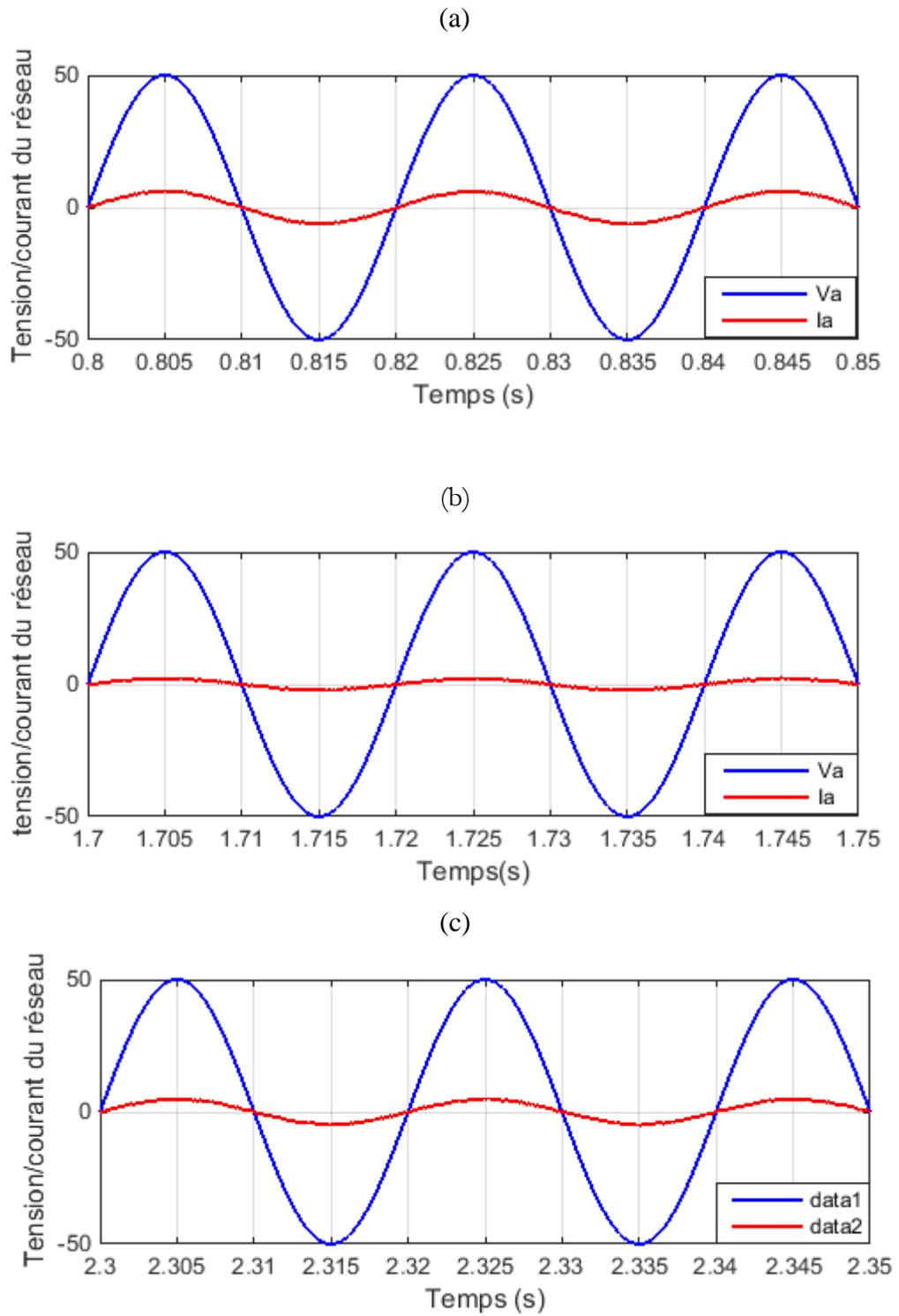


Figure 5.11 : Zoom de la figure 5.10

La Figure 5.12 donne les résultats de simulation de l'évolution des courants injectés dans le réseau, obtenus avec l'algorithme prédictif. On remarque que chaque courant suit parfaitement sa référence.

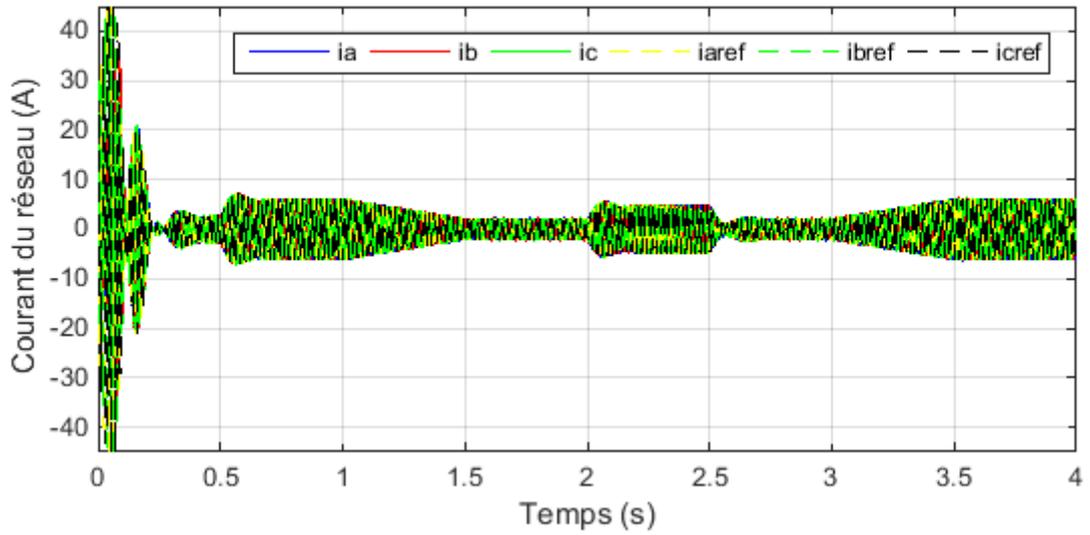
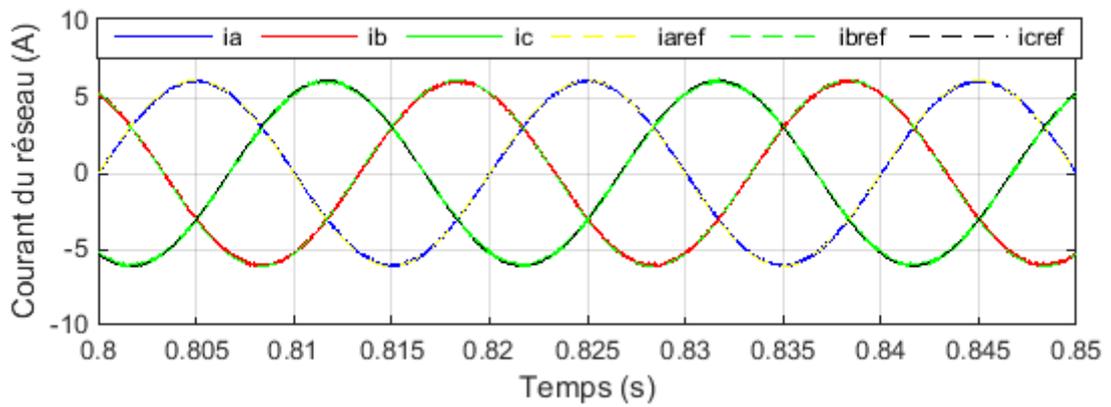
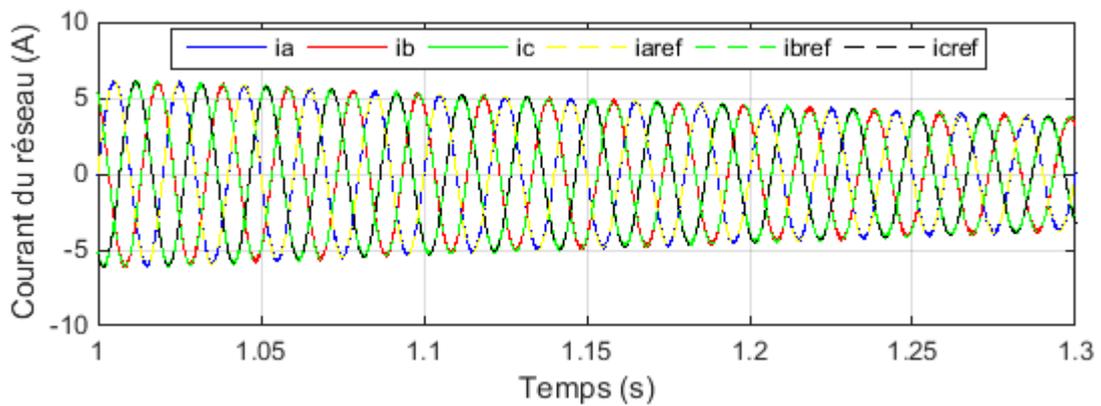


Figure 5.12 : Evolution des courants injectés dans le réseau commandé par l'algorithme prédictif

(a)



(b)



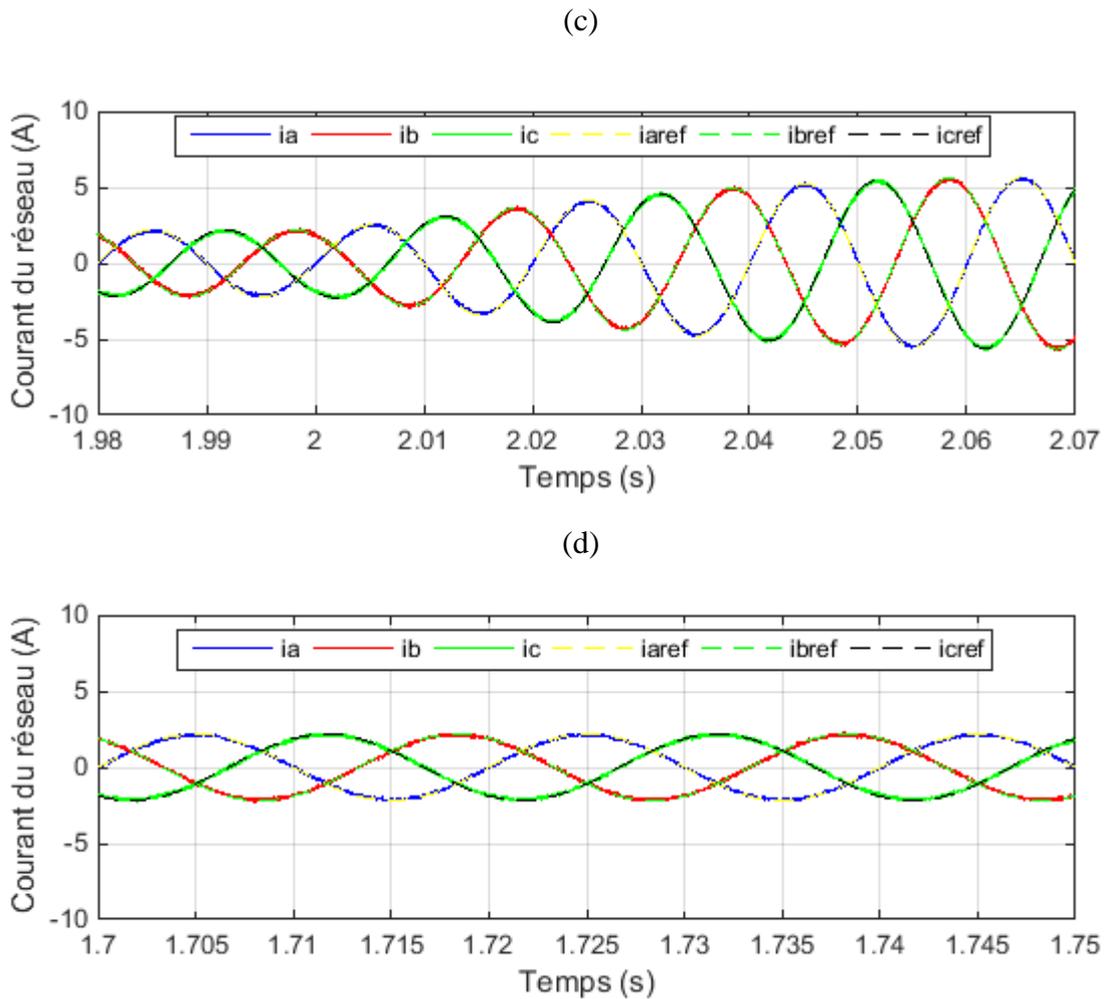


Figure 5.13 : Zoom de la Figure 5.12.

La commande hystérésis est implémentée, Figure 5.14, dans Matlab/Simulink dans le but de la tester et la comparer avec l'algorithme prédictif proposé, ensuite insérée dans un système photovoltaïque connecté au réseau identique à celui de la Figure 5.1.

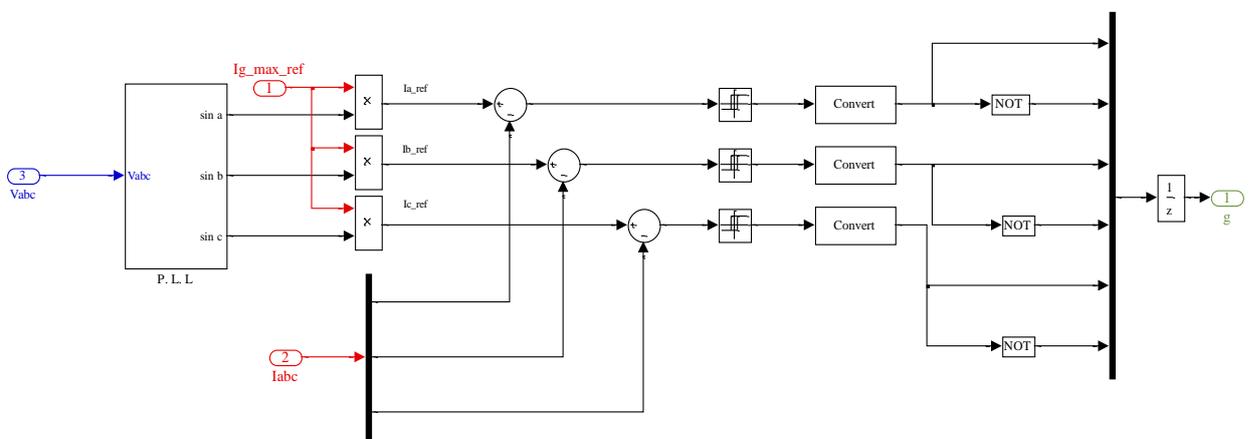


Figure 5.14 : Modèle du contrôle hystérésis des courants injectés sous Matlab/Simulink

La figures 5.15 et 5.16 montrent les résultats de simulation de l'évolution des courants injectés dans le réseau, obtenus avec la commande hystérésis. Nous constatons la bonne poursuite des courants de référence avec bien sûr des oscillations amorties.

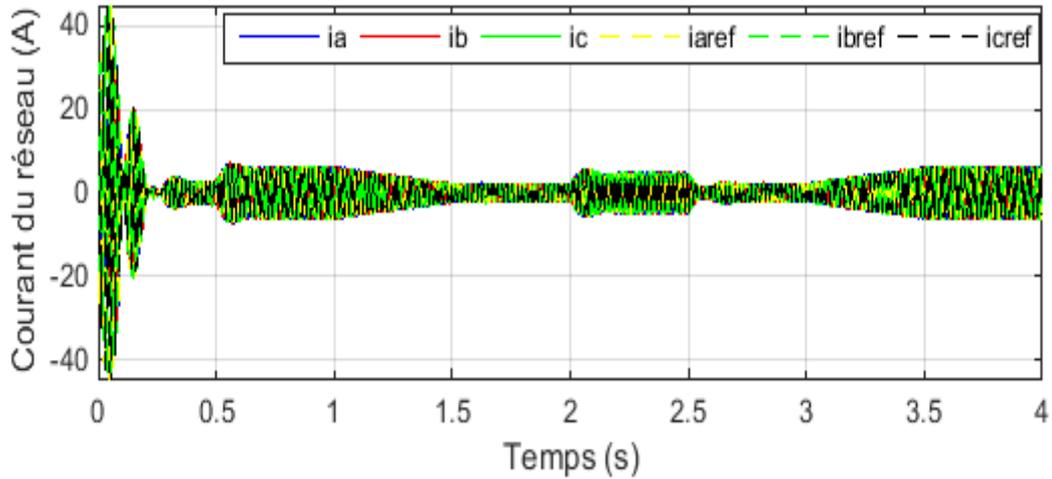
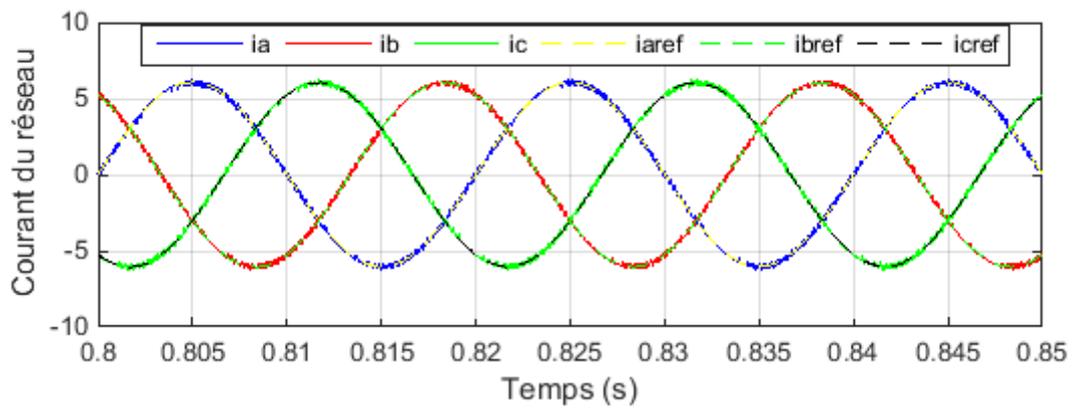
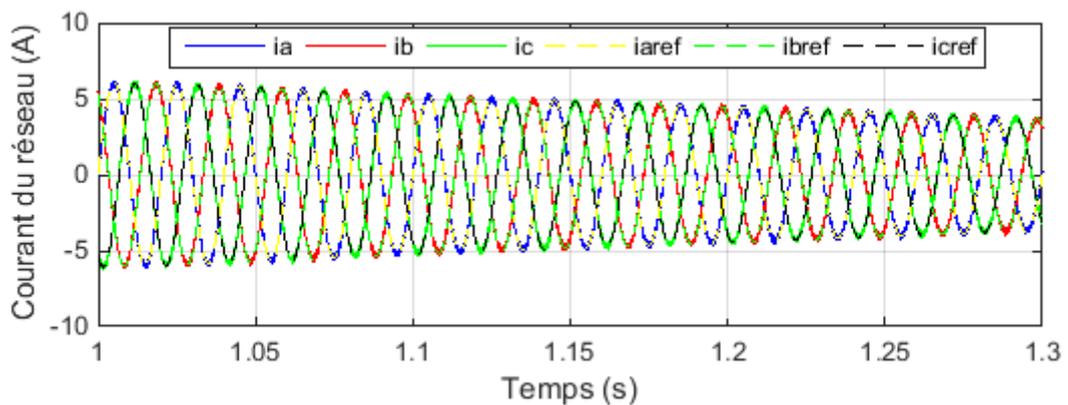


Figure 5.15 : Evolution des courants injectés dans le réseau commandé par la commande hystérésis

(a)



(b)



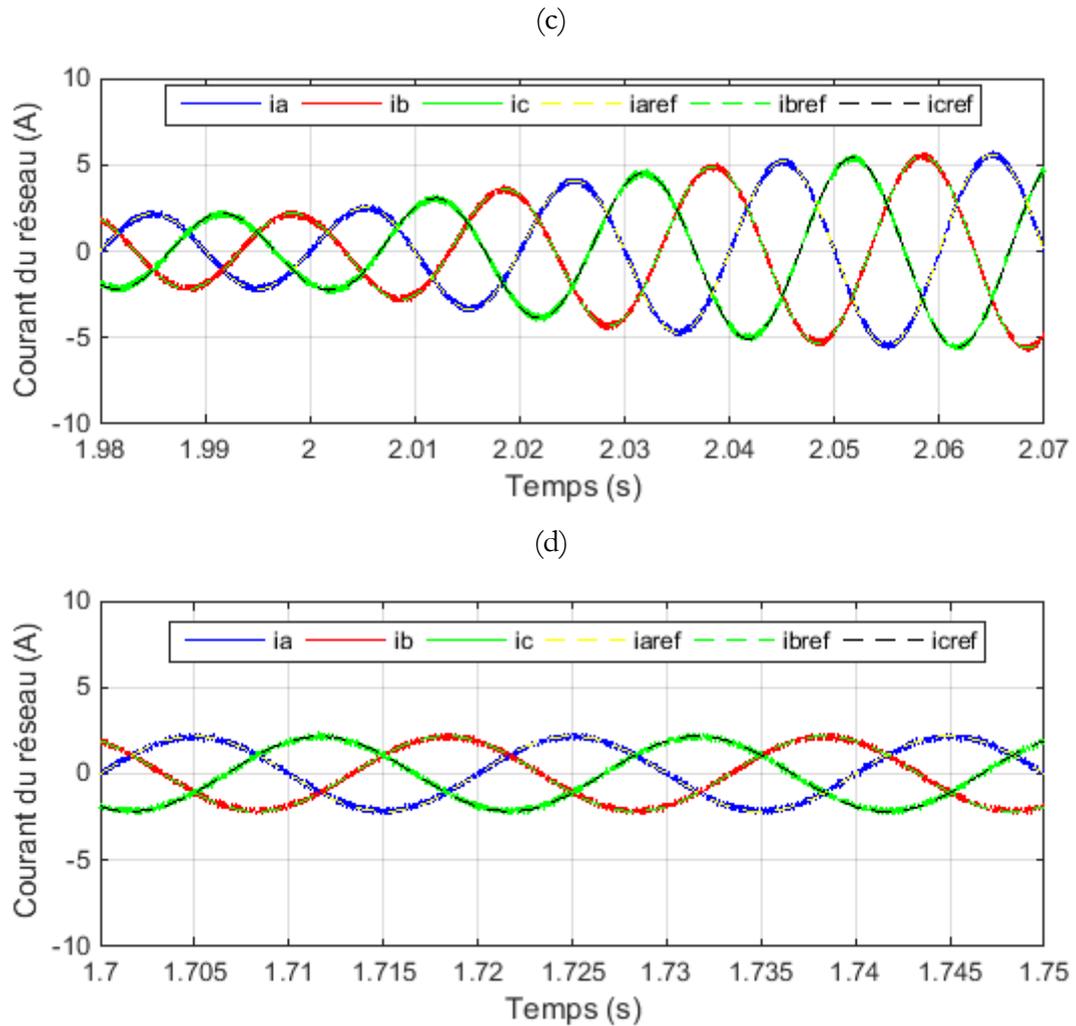


Figure 5.16 : Zoom de la Figure 5.15.

Le Tableau 5.2 montre une étude comparative entre les performances de la commande prédictive et la commande hystérésis en termes de taux de distorsion (THD%) des courants injectés. Nous constatons que le taux de distorsion des courants obtenus par la commande hystérésis, est plus élevé et croît avec la diminution de l'éclairement. Pour l'algorithme prédictif, nous remarquons que le taux de distorsion est acceptable et s'améliore avec l'augmentation de l'éclairement (THD < 3.5%).

Tableau 5.2 : Taux de distorsion des courants en fonction de l'éclairement

Irradiation (W/m^2)	400	500	800	1000
THD (%) pour l'Algorithme Prédictif	3.49	2.73	1.59	1.26
THD (%) pour la commande hystérésis	7.66	5.96	3.44	2.62

5.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un schéma de commande pour une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque connectée au réseau électrique de distribution. Dans ce schéma, l'algorithme MPPT P&O améliorée est suggéré pour extraire la puissance maximale du générateur PV, un régulateur PI classique est utilisé pour la régulation de la tension du bus continu et un algorithme de contrôle prédictif du courant est développé pour contrôler les courants injectés dans le réseau.

Un test de schéma de commande proposée pour un système photovoltaïque connecté au réseau a été conduit sur un profil d'éclairement choisi.

Au niveau du panneau photovoltaïque, les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la poursuite du point de puissance maximal de la commande MPPT proposée pour différents niveaux d'éclairement. Le régulateur PI du bus continu a prouvé son efficacité quelles que soient les conditions de fonctionnement.

Au niveau du réseau, la commande prédictive est utilisée pour la régulation des courants de référence afin d'injecter le maximum de la puissance active au réseau électrique. Pour prouver les performances de la méthode prédictive, une étude comparative avec la commande hystérésis est effectuée. Les résultats de simulation ont montré que la commande prédictive proposée assure une poursuite satisfaisante du courant injecté en comparaison avec la commande hystérésis.

Références

- [5.1] M. Makhlouf, 2012. Modélisation Et Optimisation de Systèmes de Production d'énergies renouvelables couples au Réseau, Thèse de doctorat, Université de Constantine 1.
- [5.2] Teodorescu, R., Liserre, M. and Rodriguez, P., 2011. Grid converters for photovoltaic and wind power systems (Vol. 29). John Wiley & Sons.
- [5.3] Malek, H., 2014. Control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators. Ph. D. thesis, Utah State Univ., Logan Utah.
- [5.4] B. Boukezata, 2017. Etude et commande d'une chaine de conversion d'énergie d'un système solaire photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université de Sétif 1.
- [5.5] J. Rodriguez and P. Cortés, 2012. Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives, John Wiley.

CONCLUSION GENERALE

Les systèmes PV autonomes ont été bien étudiés dans de nombreux travaux de recherche, afin d'extraire la puissance maximale par le générateur photovoltaïque. Ces travaux ont présenté les meilleures topologies et les commandes efficaces pour ces systèmes. À partir de ces études, la configuration à un étage de convertisseur boost est choisie dans le système PV autonome. Deux techniques de suivi de puissance maximale (MPPT) ont été proposées dans cette étude. L'objectif de ces méthodes est de suivre le PPM rapidement et avec précision sous des changements d'irradiation rapides. Ces techniques ont été simulées et comparées à d'autres méthodes. Les résultats trouvés affirment l'efficacité et la haute performance des algorithmes proposées pour le système PV autonome par rapport les algorithmes conventionnels.

Les systèmes PV connectés au réseau ont été largement étudiés dans de nombreux travaux de recherche, afin d'améliorer la récupération d'énergie des panneaux PV et d'injecter la puissance PV produite dans le réseau avec une qualité élevée de courant. Dans cette thèse, les travaux de recherche présentés ont amené plusieurs recherches sur les topologies de conversion appropriées et les schémas de contrôle efficaces pour les systèmes PV connectés au réseau.

De nombreuses topologies de systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont été étudiées dans cette thèse afin d'obtenir la meilleure façon d'obtenir une capacité élevée de récupération d'énergie et un fonctionnement de haute performance ainsi que de maintenir la simplicité de la conception de contrôle pour ces topologies. À partir de ces topologies, la configuration à deux étages a été prise en compte dans les systèmes PV connectés au réseau. De plus, les avantages fournis par la configuration à deux étages ont été combinés avec des convertisseurs multiniveaux efficaces du côté du réseau afin d'injecter la puissance photovoltaïque produite avec un fonctionnement de haute performance.

D'un autre côté, un contrôleur basé sur la commande prédictive du modèle d'ensemble de contrôle fini a été proposé pour les topologies présentées. Les objectifs du contrôleur développé sont les suivants : réguler la tension de bus continu à sa valeur souhaitée, et injecter l'énergie photovoltaïque produite dans le réseau avec une qualité élevée.

Les schémas de contrôle proposés pour les topologies PV connectées au réseau ont été validés par des simulations numériques. Les résultats de recherche présentés dans cette thèse promeuvent les

schémas de contrôle proposés basés sur FCS-MPC en tant qu'outil de contrôle simple, efficace et de hautes performances pour les systèmes PV connectés au réseau par rapport aux schémas de contrôle conventionnels.

Les topologies et schémas de contrôle présentés dans cette thèse peuvent être utilisés dans d'autres applications d'électronique de puissance et de systèmes énergétiques.

Les principales contributions des recherches présentées dans cette thèse peuvent être résumées comme suit :

- Une revue des schémas de contrôle des systèmes PV autonome a été présentée.
Une revue des schémas de contrôle des systèmes PV connectés au réseau à deux étages de conversion a été présentée.
Diverses techniques MPPT conventionnelles et avancées, régulateurs de tension de bus continu et techniques de contrôle de puissance / courant du réseau sont discutées et comparées en bref.
- Une technique INC modifiée pour le MPPT des systèmes PV est proposée dans cette thèse pour résoudre le problème du changement brusque d'irradiation.
- Une technique P&O améliorée pour le MPPT des systèmes PV est proposée dans cette étude pour suivre le PPM rapidement et avec précision sous les changements d'irradiation. Les résultats de la simulation montrent clairement une amélioration significative en appliquant la méthode MPPT proposée en comparaison avec les méthodes INC et P&O conventionnelles en termes de suivi de précision, de temps de réponse et de stabilité autour du point de puissance maximale sous changements d'irradiation.
- Une conception de la régulation de la tension du bus continu est proposée pour la maintenir à la valeur souhaitée.
- Pour augmenter la qualité et présenter une réponse rapide des courants injectés au réseau, un contrôleur prédictif est également présenté pour contrôler l'onduleur. Le schéma de contrôle proposé a fourni un équilibrage parfait de la tension du condensateur bus continu, des courants étroitement régulés i_g et un courant de fort THD%.

Les résultats de cette étude nous motivent de continuer la recherche à l'avenir proche dans l'un des sujets suivants :

- ❖ Application des schémas de contrôle proposés à d'autres topologies d'onduleurs multiniveaux telles que les topologies d'onduleurs multiniveaux en cascade en pont H (H-Bridge en cascade).

- ❖ Développement de nouveaux algorithmes MPPT qui prennent en compte la condition partiellement ombrée.
- ❖ Application des schémas de contrôle proposés pour les systèmes photovoltaïques autonomes utilisant des topologies d'onduleurs à plusieurs niveaux.
- ❖ Étude des topologies de convertisseurs multiniveaux CC-CC pour les systèmes PV connectés au réseau.
- ❖ Développement d'un contrôle prédictif du modèle modifié qui permet de réduire davantage la charge de calcul.
- ❖ Étude de nouvelles topologies d'onduleurs à plusieurs niveaux avec un faible nombre de commutations pour un système PV connecté au réseau.

Articles et communications

Publications

MAHAMMEDI A., KOUZOU A., HAFIFA A., TALBI B., “A new technique for a good efficiency of photovoltaic system under fast changing solar irradiation”, in *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 2019, vol. 67, no. 4, pp. 12-19, ISSN 1582-5175.,

Conférences

MAHAMMEDI A., KOUZOU A., HAFIFA A., 2017. Fuzzy Logic Controller Based Maximum Power Point Tracking of PV System. In: *Proc. 2nd ICAID 2017*, Djelfa, Algeria, Sep. 2017.