

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Université des Frères Mentouri - Constantine 1
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique



N° Série :.....
N° d'ordre :.....

THÈSE

*Pour l'obtention du diplôme de Doctorat 3^{ème} Cycle LMD
En Electrotechnique*

Option: ELECTROTECHNIQUE

Spécialité: ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présentée Par

Nacer BOUDERRES

Master en Electrotechnique Industrielle

THÈME

**MODÉLISATION ET SIMULATION D'UNE
CHAÎNE DE CONVERSION
PHOTOVOLTAÏQUE**

Soutenue le : 12 \ 10 \ 2023 à 10h 00
Salle de conférences

devant le jury :

| | | | |
|---------------|--------------------------|------|---|
| Président | BOUCHERMA Mohamed | Prof | Univ. des Frères Mentouri Constantine 1 |
| Rapporteur | KERDOUN Djallel | Prof | Univ. des Frères Mentouri Constantine 1 |
| Co-Rapporteur | DJELLAD Abdelhak | MCA | ENSTI - Annaba |
| Examineurs | AZZAG El Bahi | Prof | Univ. Badji Mokhtar – Annaba |
| | LABAR Hocine | Prof | Univ. Badji Mokhtar – Annaba |
| | BABAA Fatima | MCA | Univ. des Frères Mentouri Constantine 1 |

Remerciements

Avant tout, toutes les louanges et les remerciements sont dus à **Allah SWT**, pour m'avoir accordé la force, la santé et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Je voudrais tout d'abord exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **KERDOUN Djallel**, Professeur à l'Université Frères Mentouri – Constantine¹ pour son suivi et sa compréhension lors des années de la réalisation des travaux de ma thèse, ainsi qu'à Monsieur **DJELLAD Abdelhak**, Maître de Conférences à l'École Nationale Supérieure de Technologie et d'Ingénierie - Annaba, pour son Co-encadrement et les conseils avisés qu'il a su me prodiguer tout au long de ces années, me permettant ainsi d'atteindre le bout de ce travail grâce à son temps et son dévouement. J'ai été très chanceux de pouvoir bénéficier de son expertise, de son expérience et de ses compétences scientifiques.

Ensuite je souhaite remercier l'ensemble des membres du jury pour le temps et l'énergie qu'ils ont dédiés à la lecture et à la correction de mon manuscrit.

Je tiens à remercier Monsieur **BOUCHERMA Mohamed**, Professeur à l'Université Frères Mentouri – Constantine 1, d'avoir accepté d'être le président de mon jury.

Je souhaite également remercier Messieurs, **AZZAG El Bahi**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, **LABAR Hocine**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba et Madame **BABAA Fatima**, Maître de Conférences à l'Université Frères Mentouri – Constantine, d'avoir accepté de prendre part à mon jury.

Je tiens enfin à exprimer ma reconnaissance spéciale envers Monsieur **CHIHEB Sofiane**, Maître de Conférences à l'École Nationale Supérieure de Technologie et d'Ingénierie - Annaba, pour ses collaborations, sa disponibilité et son aide précieuse durant toutes les phases du travail.

Mes remerciements vont aussi, aux enseignants et les responsables de département d'Électrotechnique de l'Université des Frères Mentouri - Constantine. Ainsi que les enseignants l'École Nationale Supérieure de Technologie et d'Ingénierie-Annaba.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

mes parents

mes frères, merci pour vos encouragements

tous mes enseignants et enseignantes

mes amis et collègues

N. BOUDERRES

ملخص

يواجه دمج الأنظمة الكهروضوئية (PV) في شبكة الطاقة العديد من التحديات التقنية، بما في ذلك تصدير الطاقة بشكل موثوق وفعال إلى الشبكة الكهربائية مع ضمان متطلبات جودة الطاقة.

في هذا السياق، يهدف هذا العمل إلى المساهمة بشكل كبير في تحسين نظام الطاقة الكهروضوئية المتصل بشبكة التوزيع. من خلال هذا، قمنا بتطبيق خوارزميات MPPT لتحسين الطاقة المنتجة من جانب مصدر الطاقة (PV). ثم بعد ذلك، تم تطبيق تقنية التحكم VOC على محول DC/AC مرفقة بخوارزمية التحسين PSO لمنظمي PI و FOPI لضمان اتصال أفضل مع الشبكة الكهربائية. تم تطوير النماذج الرياضية التي تشكل عناصر النظام والتحقق من صحتها عن طريق المحاكاة باستخدام برنامج MATLAB/Simulink .

نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها، وجد أن استراتيجية التحكم VOC باستخدام وحدة تحكم PSO – FOPI تفي بمعايير الأداء من حيث السرعة والاستقرار والدقة مع مع تحسين معدل التشوه التوافقي الكلي (THD) . . توضح هذه النتائج كفاءة وموثوقية النظام المقترح.

كلمات مفتاحية : نظام الخلايا الشمسية، محول التيار DC/DC ، MLBC ، MPPT ، التحكم ، VOC ، التنظيم ، FOPI ، التحسين ، PSO .

Abstract

The integration of photovoltaic (PV) systems into the electrical grid faces numerous technical challenges, including the reliable and efficient export of energy to the grid while ensuring energy quality requirements.

In this context, the objective of this work is to significantly contribute to the improvement and optimization of a PV system connected to a distribution grid. To achieve this, MPPT (Maximum Power Point Tracking) algorithms are applied to optimize the energy production at the source. Subsequently, a VOC (Voltage Oriented Control) is implemented on the DC/AC converter using PSO optimization technique for both classical PI and FOPI regulators, ensuring a better connection to the grid. Mathematical models of the system components have been developed and validated through simulation using MATLAB/Simulink.

According to the obtained simulation results, it has been observed that the VOC control strategy using the PSO-FOPI regulator meets the performance criteria in terms of rapidity, stability and precision with an optimized total harmonic distortion (THD) rate. These results demonstrate the efficiency and reliability of the proposed system.

Keywords : PV system, DC/DC converter, MLBC, MPPT, Control, VOC, Regulation, FOPI, Optimization, PSO.

Résumé

L'intégration de système photovoltaïque (PV) dans le réseau électrique se heurte à de nombreux défis techniques, notamment l'exportation de manière fiable et efficace de l'énergie vers le réseau tout en garantissant les exigences de qualité de l'énergie.

Dans ce cadre, l'objectif de ce travail vise à contribuer significativement à l'amélioration et l'optimisation d'un systèmes PV connecté à un réseau de distribution. Pour cela, en appliquant des algorithmes MPPT pour optimiser l'énergie produite côté source, ensuite une commande VOC est appliqué au convertisseur DC/AC avec une technique d'optimisation PSO pour les régulateurs PI classique et FOPI pour assurer une meilleure connexion au réseau électrique. Les modèles mathématiques des blocs constituant les éléments du système ont été développés et validés par simulation sous logiciel MATLAB/Simulink.

D'après les résultats de simulation obtenus, il a été constaté que la stratégie de commande VOC utilisant le régulateur PSO-FOPI répond aux critères de performance en termes de rapidité, de stabilité et de précision avec un taux de distorsion harmonique totale (THD) optimisé. Ces résultats démontrent l'efficacité et la fiabilité du système proposé.

Mots-clés : Système PV, Convertisseur DC/DC, MLBC, MPPT, Contrôle, VOC, Régulation, FOPI, Optimisation, PSO.

Table des matières

| | |
|--|----------|
| Dédicace | v |
| Résumé | vi |
| Table des matières | ix |
| Liste des figures | xiii |
| Liste des tableaux | xvii |
| Liste des abréviations | xix |
| Introduction générale | 1 |
| I Généralités sur l'énergie Solaire Photovoltaïque | 3 |
| I.1 Introduction | 3 |
| I.2 Énergies renouvelables | 4 |
| I.2.1 Énergies renouvelables dans le monde | 4 |
| I.2.2 Énergies renouvelables en Algérie | 5 |
| I.3 Énergie solaire | 6 |
| I.4 Énergie solaire photovoltaïque | 8 |
| I.4.1 Énergie solaire photovoltaïque dans le monde | 8 |
| I.4.2 Énergie solaire photovoltaïque en Algérie | 9 |
| I.4.3 Rayonnement solaire | 11 |
| I.4.4 Principe de fonctionnement | 12 |
| I.4.5 Cellule photovoltaïque | 13 |
| I.4.6 Technologie des cellules photovoltaïques | 14 |
| I.4.6.1 Cellules au silicium cristallin | 15 |
| I.4.6.2 Cellules à base de couches minces | 16 |
| I.4.6.3 Cellules à base d'organique | 16 |
| I.4.7 Module photovoltaïque | 16 |
| I.5 Champ photovoltaïque | 17 |
| I.5.1 Structure des systèmes photovoltaïques | 18 |
| I.5.2 Classification de fonctionnement des systèmes photovoltaïques | 18 |
| I.5.2.1 Système autonome | 19 |
| I.5.2.2 Système connecté au réseau électrique | 19 |
| I.5.2.3 Système hybride | 21 |
| I.5.2.4 Topologies de la connexion des modules photovoltaïques | 21 |
| I.6 État de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques | 22 |
| I.7 Problématique | 26 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| I.8 | Conclusion | 27 |
| II | Modélisation et adaptation de l'énergie PV | 29 |
| II.1 | Introduction | 29 |
| II.2 | Modélisation de cellule et module photovoltaïques | 29 |
| II.2.1 | Modèle idéal de cellule photovoltaïque | 30 |
| II.2.2 | Modèle de cellule PV à cinq paramètres | 31 |
| II.2.3 | Modèle de cellule PV à sept paramètres | 32 |
| II.2.4 | Modélisation du module photovoltaïque | 33 |
| II.3 | Caractéristiques cellule et module PV | 34 |
| II.3.1 | Caractéristique cellule PV | 34 |
| II.3.2 | Caractéristiques de module PV | 35 |
| II.3.3 | Association des modules photovoltaïques | 35 |
| II.4 | Paramètres externes du module photovoltaïque | 37 |
| II.4.1 | Tension de circuit ouvert V_{co} | 38 |
| II.4.2 | Courant de court-circuit I_{CC} | 38 |
| II.4.3 | Facteur de forme | 38 |
| II.4.4 | Rendement | 38 |
| II.5 | Influence des paramètres externes et internes sur le module photovoltaïque | 39 |
| II.5.1 | Influence de l'éclairement et la température | 39 |
| II.5.2 | Influence les résistances (série et shunt) | 40 |
| II.6 | Problèmes de fonctionnement des modules PV | 41 |
| II.6.1 | Phénomène de mismatch | 41 |
| II.6.2 | Phénomène d'ombrage | 41 |
| II.7 | Protection des modules photovoltaïques | 44 |
| II.8 | Connexion des modules photovoltaïques | 45 |
| II.8.1 | Connexion direct (Générateur PV - Charge DC) | 45 |
| II.8.2 | Connexion indirecte Générateur PV - Charge à travers un étage d'adaptation | 45 |
| II.9 | Convertisseur DC/DC (Hacheur) | 46 |
| II.9.1 | Hacheur Boost (élevateur) | 46 |
| II.9.2 | Hacheur Buck (abaisseur) | 47 |
| II.9.3 | Hacheur Buck-Boost | 48 |
| II.9.4 | Hacheur Ćuk | 48 |
| II.9.5 | Hacheur Sepic | 49 |
| II.9.6 | Hacheur Boost Multi-Niveau (MLBC) | 50 |
| II.10 | Comparaison de système PV connecté à deux types de convertisseurs DC/DC | 51 |
| II.10.1 | Simulation avec un éclairement constant (Condition STC) | 51 |
| II.10.2 | Simulation avec un éclairement variable | 53 |
| II.11 | Conclusion | 54 |
| III | Contribution de la commande au fonctionnement MPPT | 55 |
| III.1 | Introduction | 55 |
| III.2 | Fonctionnement optimal du module PV | 55 |
| III.3 | Régulateur MPPT | 56 |
| III.3.1 | Principe de la commande MPPT | 57 |
| III.4 | Différents algorithmes MPPT | 58 |
| III.4.1 | Algorithme de commande fraction de tension de circuit ouvert (FOC) | 59 |
| III.4.2 | Algorithme de commande fraction de courant de court-circuit (FCC) | 59 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| III.4.3 | Algorithme Perturber et Observer (P&O) | 60 |
| III.4.4 | Algorithme Incrément de conductance (IC) | 61 |
| III.4.5 | Algorithme Hill climbing (HC) | 63 |
| III.4.6 | Algorithme basé sur la logique floue (Fuzzy Logic) | 64 |
| III.4.7 | Algorithme basée sur les réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Network) | 66 |
| III.4.8 | Optimisation par essais particuliers (Particule Swarm Optimization) | 68 |
| III.5 | Evaluation des techniques MPPT | 70 |
| III.6 | Simulation et interprétation | 71 |
| III.6.1 | Simulation des algorithmes MPPT classique | 72 |
| III.6.2 | Simulation des algorithmes MPPT à base IA | 75 |
| III.6.3 | Comparaison entre les deux types d'algorithme MPPT | 79 |
| III.7 | Conclusion | 83 |
| IV | Intégration d'un système PV au réseau électrique | 85 |
| IV.1 | Introduction | 85 |
| IV.2 | Intégration de système PV au réseau électrique | 85 |
| IV.2.1 | Impacts d'intégration de l'énergie PV au réseau | 86 |
| IV.2.1.1 | Impact sur le transit de puissance | 86 |
| IV.2.1.2 | Impact sur la tenue de fréquence | 86 |
| IV.2.1.3 | Impact sur la tension du réseau | 87 |
| IV.2.1.4 | Impact sur la qualité de l'onde | 87 |
| IV.2.2 | Qualité d'énergie électrique | 87 |
| IV.2.3 | Pollution harmonique | 87 |
| IV.3 | Modélisation de système PV connecté au réseau | 90 |
| IV.3.1 | Modélisation des convertisseurs DC/AC | 90 |
| IV.3.2 | Modélisation de Réseau | 92 |
| IV.4 | Stratégies de commande | 94 |
| IV.4.1 | Commande VOC | 94 |
| IV.4.2 | Système de régulation | 96 |
| IV.4.2.1 | Régulateur PI | 96 |
| IV.4.2.2 | Régulateur FOPI | 100 |
| IV.4.3 | Optimisation des paramètres de régulateurs PI et FOPI | 103 |
| IV.5 | Résultats de simulation du système complet | 105 |
| IV.5.1 | Simulation côté source | 106 |
| IV.5.2 | Simulation de Bus continu | 107 |
| IV.5.3 | Simulation côté réseau | 108 |
| IV.5.4 | Analyse comparative | 110 |
| IV.6 | Conclusion | 111 |
| | Conclusion générale | 113 |
| | Bibliographie | 115 |
| A | Paramètres de Panneau PV | 129 |

Liste des figures

| | | |
|-------|--|----|
| I.1 | Objectif du programme algérien des énergies renouvelables à l’horizon 2030 [3, 14] | 6 |
| I.2 | Centrales d’énergie solaire thermodynamique : (a) cylindro-paraboliques,(b) paraboliques et (c) à tour | 7 |
| I.3 | Evolution du coût de kilowattheure installé pour l’énergie photovoltaïques entre 2010-2021 [23] | 8 |
| I.4 | Capacité de génération des énergies renouvelables[21] | 9 |
| I.5 | Prévisions de la production d’énergie photovoltaïque installée dans le monde à l’horizons des années 2030 et 2050[21] | 9 |
| I.6 | Gisement solaire en Algérie [3],[14] | 10 |
| I.7 | Localisation des centrales d’énergies renouvelables en Algérie | 10 |
| I.8 | Rayonnement solaire : Albédo, Direct et Diffus | 12 |
| I.9 | Principe de fonctionnement d’une cellule solaire | 13 |
| I.10 | Cellule photovoltaïque | 14 |
| I.11 | Classification des principales technologies des cellules photovoltaïques [30] | 14 |
| I.12 | Cellules photovoltaïques au silicium cristallin : (a) Cellule mono-cristalline, (b) Cellule poly-cristalline et (c) Cellule amorphe | 16 |
| I.13 | Module photovoltaïque | 17 |
| I.14 | Composants participants à l’encapsulation du module photovoltaïque | 17 |
| I.15 | Matrice photovoltaïque | 18 |
| I.16 | Champ photovoltaïque[17] | 18 |
| I.17 | Système photovoltaïque autonome | 19 |
| I.18 | Composants du système photovoltaïque connecté au réseau | 20 |
| I.19 | Configuration de la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau électrique : (a) système directement connecté, (b) système connecté | 20 |
| I.20 | Système photovoltaïque hybride | 21 |
| I.21 | Topologies de la connexion des modules photovoltaïques au réseau électrique | 21 |
| II.1 | Modèle idéal d’une cellule photovoltaïque | 30 |
| II.2 | Modèle à cinq paramètres d’une cellule photovoltaïque | 31 |
| II.3 | Modèle à sept paramètres d’une cellule photovoltaïque | 32 |
| II.4 | Modèle d’un module photovoltaïque | 33 |
| II.5 | Montage réalisé pour caractérisation du cellule PV | 34 |
| II.6 | Caractéristiques du cellule PV sous conditions STC (a) I(V), (b) P(V) | 34 |
| II.7 | Caractéristiques du module PV sous conditions STC (a) I(V), (b) P(V) | 35 |
| II.8 | Association série des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V) | 36 |
| II.9 | Association parallèle des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V) | 37 |
| II.10 | Association mixte des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V) | 37 |
| II.11 | Influence d’éclairement sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V) | 39 |

| | |
|---|----|
| II.12 Influence de la température sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V) | 39 |
| II.13 Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V) | 40 |
| II.14 Influence de résistance série sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V) | 40 |
| II.15 Matrice PV exposés à l'ombrage partiel | 42 |
| II.16 Caractéristique I(V) et P(V) d'un système PV exposé au phénomène d'om- brage partiel | 42 |
| II.17 Système PV simulé lors de présence d'ombrage partiel | 43 |
| II.18 Caractéristiques I(V) et P(V) des modules PV exposés à un éclairage va- riable avec un taux d'ombrage de 50% | 43 |
| II.19 Caractéristiques I(V) et P(V) des modules PV mises aux conditions STC avec un taux d'ombrage variable | 43 |
| II.20 Protection des modules PV avec diodes By-pass et anti-retour | 44 |
| II.21 Connexion directe (Générateur PV - Charge DC) | 45 |
| II.22 Convertisseur d'adaptation entre générateur PV et la charge | 46 |
| II.23 Schéma électrique d'un hacheur Boost | 47 |
| II.24 Schéma électrique d'un hacheur Buck | 47 |
| II.25 Schéma électrique d'un hacheur Buck - Boost | 48 |
| II.26 Schéma électrique d'un convertisseur Ćuk | 49 |
| II.27 Schéma électrique d'un convertisseur Sepic | 50 |
| II.28 Schéma électrique d'un convertisseur MLBC | 51 |
| II.29 Tension d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC | 52 |
| II.30 Puissance d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC | 52 |
| II.31 Tensions de chaque capacité | 52 |
| II.32 Profile d'irradiance appliqué sur les modules PV | 53 |
| II.33 Tension d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC | 53 |
| II.34 Puissance d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC | 53 |
| II.35 Tension de chaque capacité sous un éclairage variable | 54 |
| III.1 Caractéristique I(V) et P(V) | 56 |
| III.2 Régulateur MPPT | 57 |
| III.3 Chaîne élémentaire de conversion PV | 57 |
| III.4 Influence des conditions climatiques sur le point de puissance maximale (PPM) | 57 |
| III.5 Recherche du Point de Puissance Maximale (a) variation d'éclairage, (b) variation de charge | 58 |
| III.6 Schéma fonctionnelle de commande (a) FOC, (b) FCC | 60 |
| III.7 Organigramme de l'algorithme MPPT P&O | 61 |
| III.8 Fonctionnement de l'algorithme IC sur les caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V) | 62 |
| III.9 Organigramme de l'algorithme IC | 63 |
| III.10 Organigramme de l'algorithme Hill Climbing | 64 |
| III.11 Structure d'un régulateur flou | 65 |
| III.12 Architecture d'un réseau de neurone artificiels (ANN) | 67 |
| III.13 Mouvement de l'essaim d'algorithme PSO | 68 |
| III.14 Organigramme de l'algorithme PSO | 69 |
| III.15 Schéma fonctionnel d'un système PV alimente une charge DC | 72 |
| III.16 Tension obtenue à l'entrée (a) et la sortie (b) de convertisseur commandé par les trois algorithmes P&O, IC et HC | 73 |

| | |
|---|----|
| III.17 Courant d'entrée (a) et de sortie (b) de convertisseur selon les trois algorithmes P&O, IC et HC | 73 |
| III.18 Puissances de trois algorithmes P&O, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie | 73 |
| III.19 Profil d'irradiance appliqué aux modules PV | 74 |
| III.20 Tension obtenue lors de variation d'éclairement avec convertisseur DC/DC commandé par de trois algorithmes P&O, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie | 74 |
| III.21 Courant obtenu avec variation d'éclairement à l'entrée (a) et à la sortie (b) du convertisseur DC/DC commandé par de trois algorithmes P&O, IC et HC | 74 |
| III.22 Puissance de trois algorithmes PO, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie | 75 |
| III.23 Rendement de trois algorithmes PO, IC et HC sous condition STC | 75 |
| III.24 Tension obtenue à l'entrée (a) et la sortie (b) de convertisseur commandé par les trois algorithmes FL, ANN et PSO | 76 |
| III.25 Courant d'entrée (a) et de sortie (b) de convertisseur selon les trois algorithmes FL, ANN et PSO | 76 |
| III.26 Puissances de trois algorithmes FL, ANN et PSO : (a) entrée, (b) sortie | 76 |
| III.27 Tension obtenue lors de variation d'éclairement à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT commandé par de trois algorithmes FL, ANN et PSO | 77 |
| III.28 Courant obtenu lors de variation d'éclairement à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT commandé par de trois algorithmes FL, ANN et PSO | 77 |
| III.29 Puissance résultante avec éclairement variable à l'entrée (a) et à la sortie (b) de trois MPPT fonctionnant avec algorithmes FL, ANN et PSO | 78 |
| III.30 Rendement des MPPT fonctionnant avec algorithmes FL, ANN et PSO sous condition STC | 79 |
| III.31 Comparaison des tensions obtenues à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO | 79 |
| III.32 Comparaison des courants obtenus à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO | 80 |
| III.33 Comparaison des MPPT à base d'algorithme IC et PSO : (a) Puissance à l'entrée de MPPT, (b) Puissance à la sortie de MPPT | 80 |
| III.34 Impact de variation d'éclairement sur les tensions obtenues à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO | 81 |
| III.35 Comparaison des courants obtenus lors de variation d'éclairement : à l'entrée de MPPT (a), à la sortie (b) de MPPT | 81 |
| III.36 Comparaison des MPPT à base d'algorithme IC et PSO sous éclairement variable : (a) Puissance à la sortie du module PV, (b) Puissance à la sortie de MPPT | 81 |
| III.37 Tension à l'entrée (a) et à la sortie (b) des MPPT commandés par les algorithmes IC et PSO lors d'application d'ombrage partiel | 82 |
| III.38 Courant obtenus lors d'application d'ombrage partiel à l'entrée (a) et à la sortie (b) des MPPT à base d'algorithmes IC et PSO | 82 |
| III.39 Impact d'ombrage partiel sur la puissance obtenue par MPPT à base d'algorithme IC et PSO : (a) à l'entrée de MPPT, (b) à la sortie de MPPT | 82 |
| III.40 Tensions individuelles des modules : (a) module sous STC, (b) module ombré | 83 |
| IV.1 Analyse d'un signal | 88 |
| IV.2 Schéma fonctionnel du système PV connecté au réseau électrique | 90 |
| IV.3 Structure de convertisseur DC/AC connecté au réseau | 91 |
| IV.4 Stratégie de contrôle des impulsions MLI | 92 |
| IV.5 Schéma unifilaire du réseau connecté avec l'onduleur | 93 |
| IV.6 Diagramme détaillé de la commande VOC | 95 |

| | |
|--|-----|
| IV.7 Structure du régulateur PI | 97 |
| IV.8 Diagramme de commande VOC avec un régulateur PI | 97 |
| IV.9 Boucle de commande des composantes d et q du courant d'onduleur | 98 |
| IV.10 Schéma bloc de commande de tension (boucle externe) | 99 |
| IV.11 Structure du régulateur FOPI | 100 |
| IV.12 Domaines des régulateurs FOPI et PI conventionnel | 101 |
| IV.13 Diagramme de commande VOC avec un régulateur FOPI | 101 |
| IV.14 Schéma bloc de commande de tension (boucle externe) | 102 |
| IV.15 Schéma fonctionnel de la commande des courants (a) courant d'axe d, (b) courant d'axe q | 103 |
| IV.16 Diagramme fonctionnel de système de commande avec implémentation de l'algorithme d'optimisation PSO | 104 |
| IV.17 Organigramme de l'algorithme d'optimisation PSO optimisant le régulateur PI (ou FOPI) | 105 |
| IV.18 Profil d'éclairage appliqué au champ PV | 106 |
| IV.19 Tension de sortie de champ PV | 106 |
| IV.20 Courant de sortie du champ PV | 107 |
| IV.21 Puissance extraite à partir du champ PV | 107 |
| IV.22 Tension de Bus DC obtenue avec régulateurs PI et FOPI | 108 |
| IV.23 Système PV connecté au réseau avec les régulateurs PSO-PI et PSO-FOPI : (a, a') Tensions triphasées ; (b, b') Courants triphasés ; (c, c') Tension et courant monophasés | 109 |
| IV.24 Analyse du spectre harmonique du courant (a) PSO-PI (a') PSO-FOPI | 109 |
| IV.25 Courants et puissances avec PSO-PI et PSO-FOPI (a, b) courant I_d, I_q (c, d) puissance active et réactive | 110 |
| IV.26 THD de courant (a) éclairage 450, (b) éclairage 800 | 111 |

Liste des tableaux

| | | |
|-------|--|-----|
| I.1 | Évolution des capacités mondiale de production d'électricité à base de ressources renouvelables [10] | 5 |
| I.2 | Prévision de puissance installée pour chaque ressource renouvelable | 5 |
| I.3 | Planning de la réalisation du programme (Version 2011) | 6 |
| I.4 | Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 [3],[12] | 6 |
| I.5 | Centrales des énergies renouvelables en Algérie [3][9] | 11 |
| I.6 | Projets en cours de construction[3][9] | 11 |
| I.7 | Avantages et inconvénients des topologies de la connexion à l'onduleur[41] | 22 |
| III.1 | Règles de base de la logique floue | 66 |
| III.2 | Evaluation des algorithmes MPPT [31],[108] | 71 |
| IV.1 | Limites des tensions harmoniques IEEE-519[127] | 89 |
| IV.2 | Paramètres du système PV connecté au réseau électrique[141] | 90 |
| IV.3 | Paramètres des régulateurs PI et FOPI optimisés par PSO [141] | 106 |
| IV.4 | THD du courant de ligne I_{abc} [141] | 111 |

Liste des abréviations

IRENA : Agence internationale pour les énergies renouvelables

PV : Photovoltaïque

GPV : Générateur photovoltaïque

CSP : Solaire thermique à concentration

RIN : Réseau Interconnecté Nord

PIAT : Réseau Pole IN SALAH - ADRAR – TIMIMOUNE

RIS : Réseau Isolé Sud

DC/DC : Continu / Continu

DC/AC : Alternatif / Continu

SEPIC : Single Ended Primary Inductor Converter

MBLC : Multi level boost conveter

STC : Standard Test Conditions

MPP : Point de puissance maximale

MPPT : Maximum Power Point Tracking

LMPP : Point de puissance maximale locale

GMPP : Point de puissance maximale globale

P&O : Perturbe & Observe

IC : Conductance Incrémentale

HC : Hill-Climbing

FL : logique floue

ANN : Réseaux de neurones artificiels

PSO : Particle Swarm Optimization

I_{ph} : Courant photonique

I_d : Courant de diode

I_s : Courant de saturation inverse de la diode

V_{pv} : Tension aux bornes de la cellule PV

A : Facteur d'idéalité de la jonction P-N

T_c : Température absolue de la cellule

V_{co} : Tension de circuit ouvert

V_{mp} : Intensité de court-circuit

I_{cc} : Intensité de court-circuit

I_{mp} : Intensité de court-circuit

R_s : Résistance série

R_{sh} : Résistance shun

k : Constante de Boltzmann

q : Charge de l'électron

FF : Facteur de forme

P_i : Meilleures positions de particule locale

G_i : Meilleures positions de particule globale

x_i : Position des particules dans l'espace de recherche

v_i : Vitesse des particules

η_{MPPT} : Rendement de système MPPT

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

THD : Taux de Distorsion Harmonique (%)

FD : fréquence fondamentale

a_n et b_n : Coefficients de Fourier

L_f : Inductance de filtre

R_f : Résistance de filtre

VOC : Voltage Oriented Control

PWM : Pulse Width Modulation

PLL : Phase-Locked-Loop

V_{dc} : Tension de Bus DC

C_{dc} : Capacité de Bus DC

PI : proportional-integral

FOPI : Ordre fractionnaire proportionnel-intégral

C(s) : Fonction de transfert de régulateur

K_i : Gain proportionnel

K_p : Gain intégral

λ : Ordre d'intégration

ζ : coefficient d'amortissement

ω_n : Pulsation propre du système

ω_c : Fréquence de coupure du gain

φ_m : Marge de phase

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, le développement technologique et industrielle ainsi que l'évolution de la population ont considérablement contribué à accroître la demande d'énergie dans le monde, cette dernière est un facteur essentiel pour l'évolution des sociétés humaines, c'est-à-dire que l'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et la création de richesse[1].

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à un problème inévitable de réchauffement climatique causé par l'émission des gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution.

Dans ce contexte, à cause de la diminution des réserves d'énergies fossiles, l'augmentation de la population, les tensions géopolitiques, les crises économiques et sanitaires (COVID-19), il est devenu impératif de rechercher des sources d'énergie alternatives plus efficaces et inépuisables. Les énergies renouvelables semblent être une voie privilégiée qui connaît depuis quelques années une croissance exponentielle. Plusieurs pays ont engagé des investissements immenses et semblent de ce fait sur la bonne voie pour réussir le challenge d'allier la production et la consommation d'énergie d'un côté et le maintien de l'équilibre environnemental de la planète de l'autre [2].

L'Algérie possède un des grands gisements solaires du bassin méditerranéen. Avec plus de deux millions de km² de superficie, reçoit quotidiennement une très grande quantité d'ensoleillement pour produire un maximum d'énergie. Pour cela, le gouvernement algérien a mis un programme national ambitieux de production et promouvoir les énergies renouvelables, il sert à produire d'ici 2030 : 22000 MW à base d'énergie principalement photovoltaïque (60% de la production totale)[3, 4].

L'intégration de l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques dans le réseau a augmenté de façon considérable ces dernières années. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, les gestionnaires imposent des conditions rigoureuses pour permettre

d'injecter l'énergie produite. En effet, toutes les installations photovoltaïques doivent assurer le contrôle dynamique de la puissance active et réactive, garantir la participation efficace dans la stabilité et l'équilibrage du réseau par la gestion des moments d'injection et de déconnexion. Étant donné l'importance de ces aspects pour connecter les systèmes photovoltaïques (PV) au réseau et pour répondre aux exigences de la qualité d'énergie électrique [2]. Ce travail est basé sur l'optimisation de la puissance produite par un système PV connecté au réseau électrique.

Cette thèse est organisée en quatre chapitres principaux comme suit : Dans le premier chapitre, une présentation générale de l'état de l'art sur les énergies renouvelables dans le monde, puis nous étudions l'évolution de l'énergie solaire photovoltaïque durant les dernières années et particulièrement en Algérie. Ensuite, une synthèse des recherches est présentée sur les systèmes PV connectés au réseau recensés dans la littérature.

Le deuxième chapitre expose les différents modèles électriques de la cellule PV existants. Les caractéristiques seront étudiées lors de fonctionnement dans les différentes conditions météorologiques. L'adaptation de la tension obtenue par le module PV se fait à travers des convertisseurs DC/DC. Pour cela, nous allons étudier les différentes topologies de ces convertisseurs.

Le troisième chapitre présente une analyse détaillée de quelques techniques MPPT disponibles. Puis, nous procédons à la simulation de systèmes photovoltaïques autonomes équipés de MPPT utilisant différents algorithmes, en tenant compte des conditions STC et des variations d'éclairement. Ensuite, nous effectuons une comparaison entre deux algorithmes dans des conditions d'ombrage partiel.

Enfin, le quatrième chapitre est basé sur une étude approfondie pour intégrer notre système PV au réseau. Pour cela, une technique de commande est appliquée au convertisseur DC/AC, ce dernier utilise des régulateurs avec une méthode d'optimisation avancée. Des simulations sont effectuées afin de valider les performances et la contribution de contrôle proposé.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie Solaire Photovoltaïque

I.1 Introduction

Depuis de nombreuses années, les énergies fossiles ont été la principale source d'énergie, mais le problème qui se pose est que la quantité de consommation dépasse excessivement la quantité produite. Pour réduire la complexité de ce problème, la recherche d'autres sources plus fiables en termes de sûreté et de sécurité était un objectif de plusieurs travaux de recherche. Parmi les solutions proposées, les énergies renouvelables étaient des solutions promotrices pour raison de leurs disponibilité, régénération et aussi de coût relativement réduit. Ces énergies ont quatre potentiels principaux : Solaire, éolien, hydraulique et biomasse. Le premier potentiel est caractérisé par son interruption journalière, mais il peut être exploité de plusieurs manières ; soit en utilisant la conversion d'énergie thermique, ou la conversion de l'énergie photovoltaïque (PV).

Cette dernière consiste à convertir directement la lumière du soleil en électricité à l'aide de cellules photovoltaïques. Ces cellules sont fabriquées à base des matériaux semi-conducteurs. Cette génération était une révolution dans la production d'énergie électrique, où les machines ne sont plus impliquées. L'énergie générée est en courant continu, ensuite convertie en courant alternatif par l'utilisation des interfaces d'électronique de puissance, afin de l'adapter pour alimenter des appareils domestiques et industriels.

Le présent chapitre est structuré comme suit : nous présentons le gisement d'énergies renouvelables dans le monde entier, puis nous étudions l'évolution de l'énergie solaire photovoltaïque durant les dernières années et particulièrement en Algérie. Ensuite, nous expliquons en détail le principe de génération d'énergie électrique à partir des systèmes photovoltaïques en partant de composant le plus élémentaire (la cellule) jusqu'aux champs photovoltaïques, ses topologies et types. Après cela, un résumé des travaux étudiant les

générateurs photovoltaïques existant dans littérature est établi, en précisant les derniers résultats obtenus. Avant de terminer le chapitre avec une conclusion, les points caractérisant à la problématique traitée dans cette thèse seront présentés.

I.2 Énergies renouvelables

I.2.1 Énergies renouvelables dans le monde

Au cours de ces dernières années, plusieurs débats sur la transition énergétique dans le monde, à cause des effets des crises successives du marché mondial de l'énergie, l'évolution démographique, la croissance économique, les développements industriels. Ces dernières ont provoqué la diminution des réserves d'énergie fossile dans le monde, et au rythme actuel, leur disponibilité sera limitée aux quelques décennies encore [5, 6]. D'autre part, un effet néfaste de ces ressources sur l'environnement à cause des gaz à effet de serre, la pollution de l'air, entraînant un réchauffement climatique de la terre. Dans la lumière de tout ce qui a été dit, le monde cherche à remplacer ces sources fossiles par d'autres alternatives [2],[5]. Et pour éviter le risque de tomber dans le problème de rupture, le monde cherche des sources éternelles ou renouvelables. Les énergies renouvelables ont connu un développement important avec la première crise pétrolière dans les années 70, et cela pour réduire la dépendance aux sources fossiles, grâce à leurs nombreux avantages :

- La disponibilité,
- Le caractère écologique et inépuisable,
- Les risques de rupture réduits.

Il est à noter qu'on ne doit pas confondre entre une énergie propre et une énergie renouvelable ; une énergie propre est une énergie qui n'est pas polluante, par contre énergie renouvelable est une énergie qui ne s'épuise jamais. L'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la chaleur de terre et de la biomasse présentent les principales sources renouvelables [7]. Face aux enjeux environnementaux actuels, le transfert énergétique de dominance des fossiles vers les sources d'énergie renouvelable apparaît comme nécessité inévitable, surtout qu'elles présentent une bonne compatibilité avec la politique de développement durable mise en place dans le monde [2], [8, 9]. Selon le rapport annuel « Statistiques de capacité renouvelable 2022 » [10], l'évolution des capacités de production des énergies renouvelables dans le monde entre 2017 et 2021 est présentée sur le Tableau I.1.

TABLEAU I.1 – Évolution des capacités mondiale de production d'électricité à base de ressources renouvelables [10]

| Source renouvelable (GW) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Hydro-électricité | 1270 876 | 1293 617 | 1311 765 | 1335 114 | 1360 054 |
| Éolien (On et Offshore) | 514 215 | 563 466 | 621 270 | 731 763 | 824 874 |
| Solaire (CSP + PV) | 395 276 | 488 820 | 591 059 | 716 788 | 849 473 |
| Biomasse | 110 966 | 118 256 | 123 940 | 133 025 | 143 371 |
| Géothermie | 12 697 | 13 169 | 13 738 | 14 073 | 15 644 |
| Total | 2184 709 | 2357 495 | 2541 688 | 2807 265 | 3063 926 |

A priori, l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire présentent une capacité importante et une aptitude à couvrir la consommation massive d'électricité, et permettre ainsi une transition énergétique avec des objectifs ambitieux quant à la contribution des énergies renouvelables. Cependant, il est clair que les perspectives de développements futurs qu'offre l'énergie solaire est plus prometteur (presque 100 % dans 5 ans) en comparaison avec les autres sources[9].

I.2.2 Énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie, comme la plupart des pays du monde, s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables, afin d'apporter des solutions globales et durables à la pollution, et réduire le risque de dépendance d'économie aux combustibles fossiles. Cela est fait par le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables [5],[11].

Un premier a été lancé en 2011, appelé Programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PENREE). La vision principale était une puissance installée d'origine renouvelable de 22 000 MW aux environs de 2030. La première vision était une puissance majoritaire de production par énergie solaire thermique (Tableau I.2), et cela selon un planning élaboré par le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) défini comme illustré dans le Tableau I.3[3],[12] :

TABLEAU I.2 – Prévission de puissance installée pour chaque ressource renouvelable

| Solaire thermique à concentration (CSP) | Solaire photovoltaïque (PV) | Éolien | Total |
|---|-----------------------------|---------|----------|
| 7200 MW | 2800 MW | 2000 MW | 12000 MW |

La première estimation des coûts de production d'électricité dans l'année 2011 était 0.35 dollars/kWh. Il est à noter que ce cout est obtenu en considérant que les puissances produites à base de CSP et solaire photovoltaïque étaient sensiblement les mêmes. En 2015, les coûts relatifs des générateurs photovoltaïques ont connu une chute de 60 %, contre une chute de 30 % du CSP [12]. De ce fait, le programme PENREE a été actualisé [3],[13]. Deux phases ont été définies, la première termine fin 2020 et l'autre fin 2030. Selon ces phases, des objectifs ont été planifiés comme illustré sur le Tableau I.4.

TABLEAU I.3 – Planning de la réalisation du programme (Version 2011)

| Étape | Action |
|-----------|--|
| 2011-2013 | Réalisation de projets pilotes totalisant une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies |
| 2014-2015 | Début du déploiement du programme avec une installation de puissance totale près de 650 MW |
| 2016-2020 | Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 4600 MW dont 2600 MW sont destinés au marché intérieur et 2000 MW à l'exportation |
| 2021-2030 | Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030, les objectifs respectifs de 12000 MW, prévus pour la consommation locale et 10000 MW à mettre sur le marché international |

TABLEAU I.4 – Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 [3],[12]

| | 1ère Phase 2015-2020 | 2ème Phase 2021-2030 | Total |
|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------|
| Photovoltaïque | 3 000 | 10 575 | 13 575 |
| Éolien | 1 010 | 4 000 | 5 010 |
| CSP | - | 2000 | 2 000 |
| Cogénération | 150 | 250 | 400 |
| Biomasse | 360 | 640 | 1000 |
| Géothermie | 05 | 10 | 15 |
| TOTAL | 4 525 MW | 17 475 MW | 22 000 MW |

Dans la version actualisée, La part des CSP a été réduite (2 000 MW au lieu de 7 200 MW), alors que celle du solaire photovoltaïque a été augmentée (13 575 MW au lieu de 2 800 MW), soit 62 % de l'ensemble des 22 000 MW prévus à l'horizon 2030 comme montre la figure I.1 [3],[13].

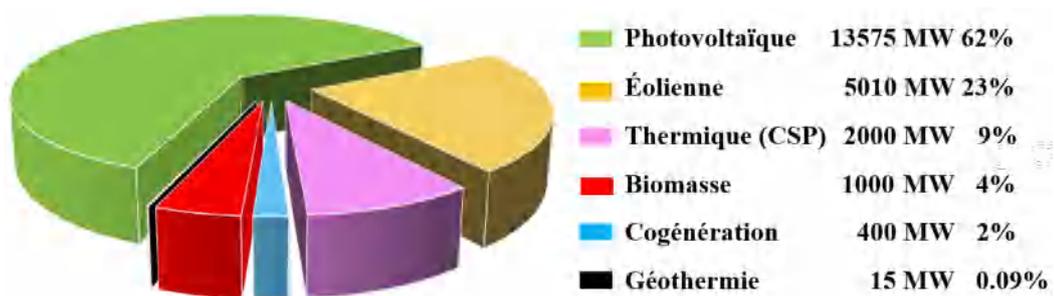


FIGURE I.1. Objectif du programme algérien des énergies renouvelables à l'horizon 2030 [3, 14]

I.3 Énergie solaire

Le soleil est une source d'énergie disponible dans toutes les régions du monde, inépuisable, non polluante et renouvelable. Le potentiel solaire journalier équivaut à 15 000 fois la consommation totale d'énergie mondiale. La surface de la terre reçoit chaque année 1.6 1018 kWh des radiations, environ 8 400 fois la consommation d'énergie de l'humain.

nité [15, 16]. L'exploitation de l'énergie solaire a énormément évolué ces dernières années, grâce à divers procédés, dont nous allons présenter comme suit [16–18] :

- Énergie solaire thermique :

La conversion photo-thermique est le processus le plus simple. Il consiste en une transformation du rayonnement solaire en forme thermique (chaleur), qu'on peut utiliser :

- En usage direct de la chaleur : chauffe - eau solaire, chauffage solaire.
- En usage indirect où la chaleur sert pour un autre utilisation : centrales solaires thermodynamiques, froid solaire.

- Énergie solaire thermodynamique :

Le solaire thermodynamique utilise le solaire thermique pour produire de l'électricité selon le même principe qu'une centrale électrique classique mais en utilisant des centrales hélio-thermoélectriques. Trois principaux types de centrales sont utilisés (voir figure I.2) :

- Centrales à capteurs cylindro-paraboliques pour des températures entre 300 et 350 °C.
- Centrales à capteurs paraboliques permettant d'obtenir des températures de 1000 °C.
- Centrales à tour pour atteindre 1000 °C.



(a)

(b)

(c)

FIGURE I.2. Centrales d'énergie solaire thermodynamique : (a) cylindro-paraboliques, (b) paraboliques et (c) à tour

- Énergie solaire photovoltaïque : C'est la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique avec des matériaux semi-conducteurs. La première cellule photovoltaïque a été construite en 1914 avec un rendement de 1%. Mais il fallait attendre 1954 pour réaliser la première cellule en silicium monocristallin, ce qui a augmenté le rendement de la cellule. Le développement des cellules ne cesse pas à arrêter, aujourd'hui avec des panneaux initialement fabriqués à base de silicium, nous pouvons atteindre un rendement qui dépasse les 18 % [20]. Le choix de silicium est justifié par sa grande disponibilité sur notre planète (il constitue environ 28% de l'écorce terrestre). Cependant, l'arséniure de gallium

offre des meilleures performances (peuvent atteindre 40%), mais restent beaucoup plus onéreux [18].

I.4 Énergie solaire photovoltaïque

I.4.1 Énergie solaire photovoltaïque dans le monde

Jusqu'au début des années 2010, les générateurs photovoltaïques se sont considérés comme le mode le plus prometteur pour la production d'électricité solaire à grande échelle et offrait des possibilités assez attrayantes (possibilité de stockage, raccordement au réseau selon les règles techniques classiques...) [11]. Parallèlement à cela, ce mode de génération a amorcé sur la même période une progression remarquable. Cela étant sous l'effet de multiples considérations à la fois techniques et économiques, dont la plus directe réside dans la chute remarquable (rapport de 1/6) des coûts des divers équipements impliqués dans les installations photovoltaïques comme montre la figure I.3 [21].

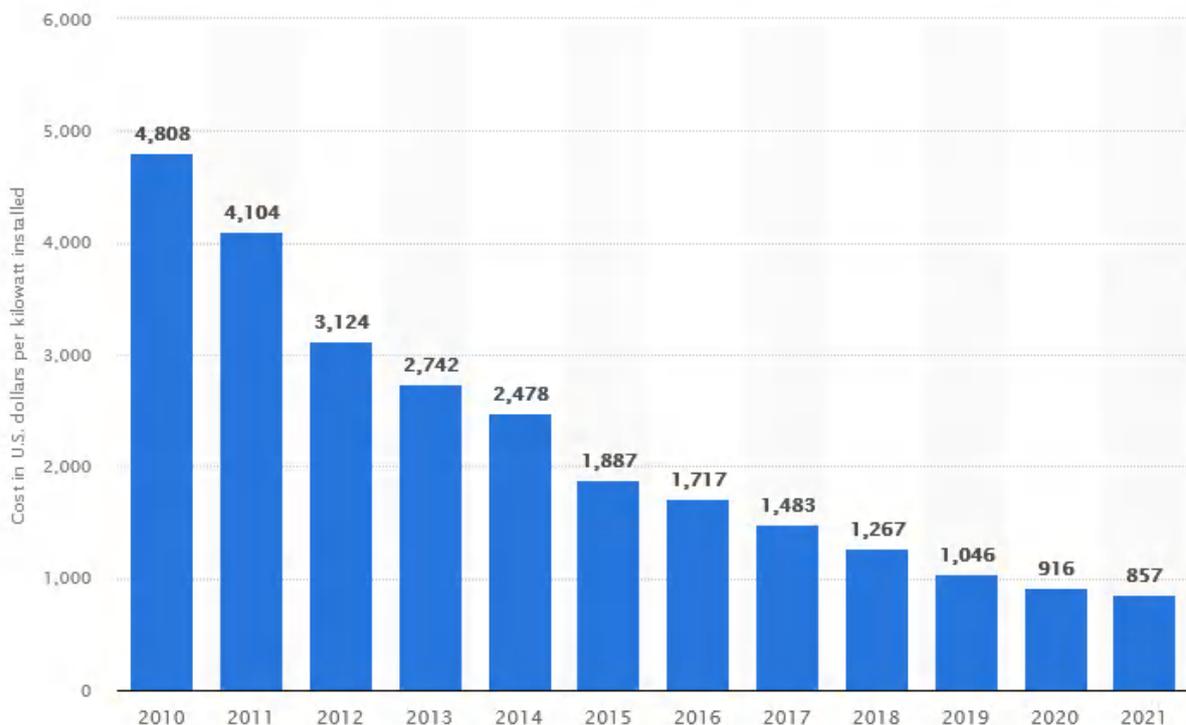


FIGURE I.3. Evolution du coût de kilowattheure installé pour l'énergie photovoltaïques entre 2010-2021 [23]

D'un autre côté, le dernier rapport d'IRENA en 2021 montre l'augmentation de capacité de génération des énergies renouvelables avec 257 GW, où spécifiquement l'énergie solaire photovoltaïque a eu la dominance sur cette augmentation (voir figure I.4) [21].

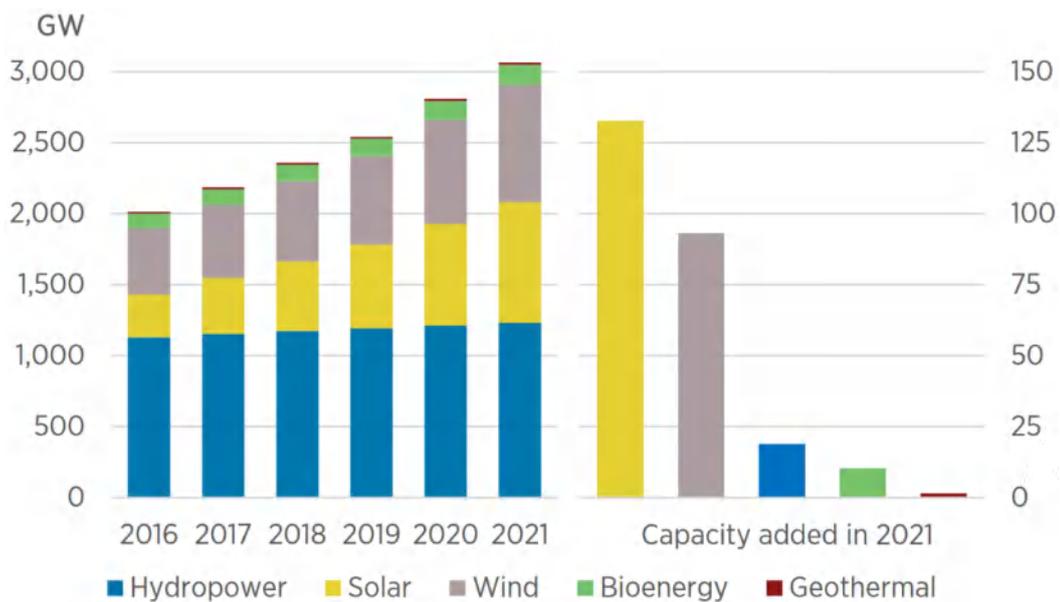


FIGURE I.4. Capacité de génération des énergies renouvelables[21]

La figure I.5 montre les prévisions d'IRENA concernant l'augmentation de la production d'énergie solaire photovoltaïque par continent à l'horizon des années 2030 et 2050 [21].

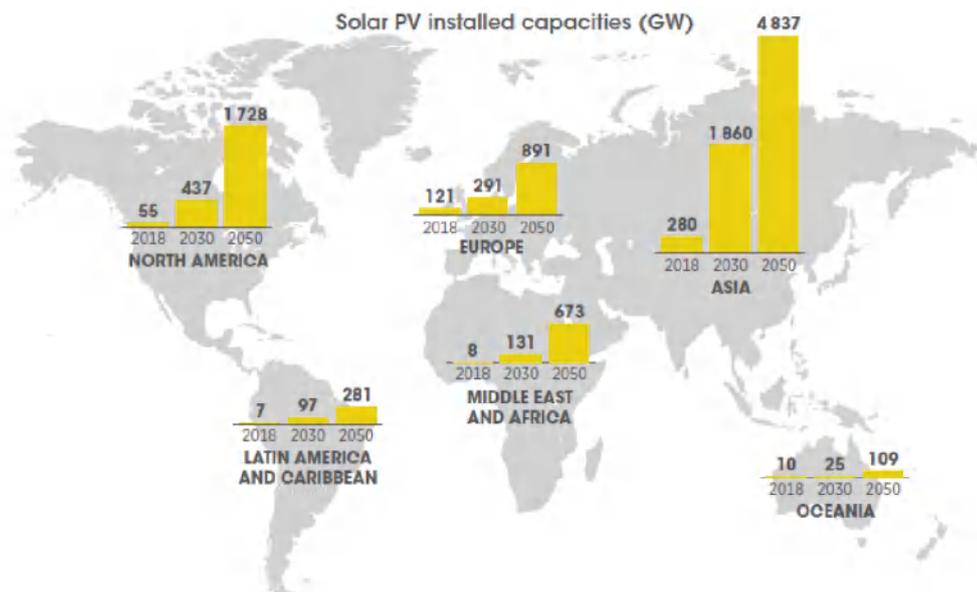


FIGURE I.5. Prévisions de la production d'énergie photovoltaïque installée dans le monde à l'horizon des années 2030 et 2050[21]

La totalité de puissance prévue est de 8519 GW, 56% de cette puissance sera dans l'Asie, puis 21% dans l'Amérique du nord, 11% dans l'Europe, 7% dans l'Afrique et le reste dans l'Amérique latine [21].

I.4.2 Énergie solaire photovoltaïque en Algérie

L'Algérie est un pays qui dépasse deux millions de kilomètres carrés en question de surface, classé le premier en Afrique et le dixième au niveau mondial, d'où 80 % de sa

surface est un terrain désertique. D'après plusieurs études, la durée d'insolation de l'Algérie est entre 2 000 à 3 900 heures par an qui permet de la classer parmi les plus grands gisements d'énergie solaire au monde (figure I.6). Dans les meilleures conditions, plus de 169,400 TW/h pourra être produite si cette énergie sera exploitée d'une manière optimale [4].

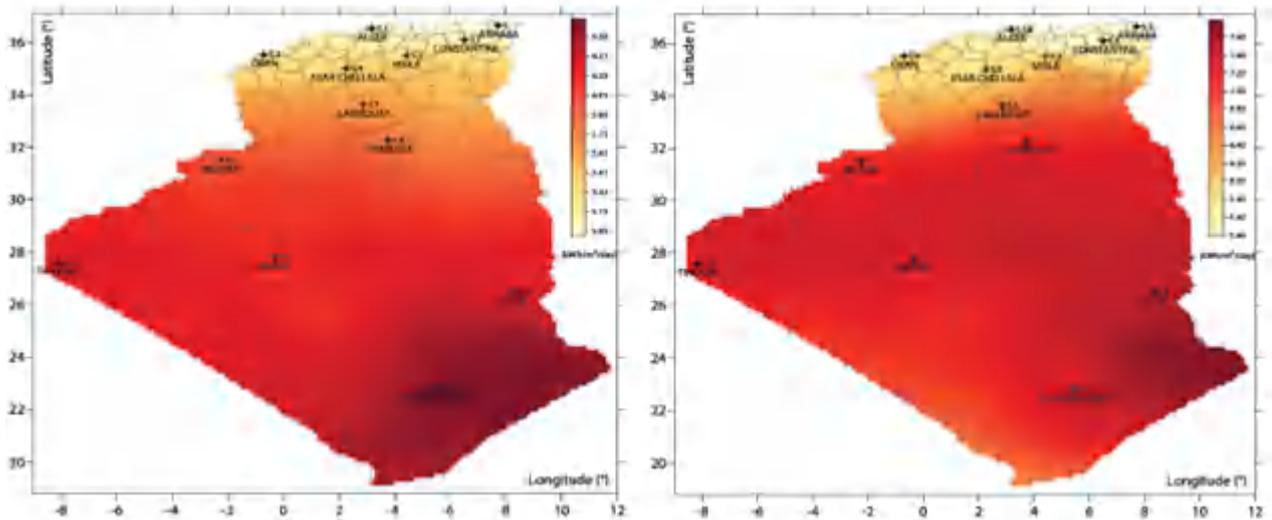


FIGURE I.6. Gisement solaire en Algérie [3],[14]

Dans le cadre du projet PENREE (présenté dans la section précédente), l'Algérie vise à installer 22 GW. Un cumul des puissances de 344,1 MW a été installé jusqu'à 2018, où certaines centrales sont connectées avec le Réseau Interconnecté Nord Algérien, d'autres sont connectées au Pôle In Salah-Adrar-Timimoune, et le reste alimentent les autres réseaux isolés dans le sud [3],[14],[22]. Le tableau I.5 illustre en détails le nom et la puissance de chaque centrale et les positions géographiques sont montrés sur la figure I.7.

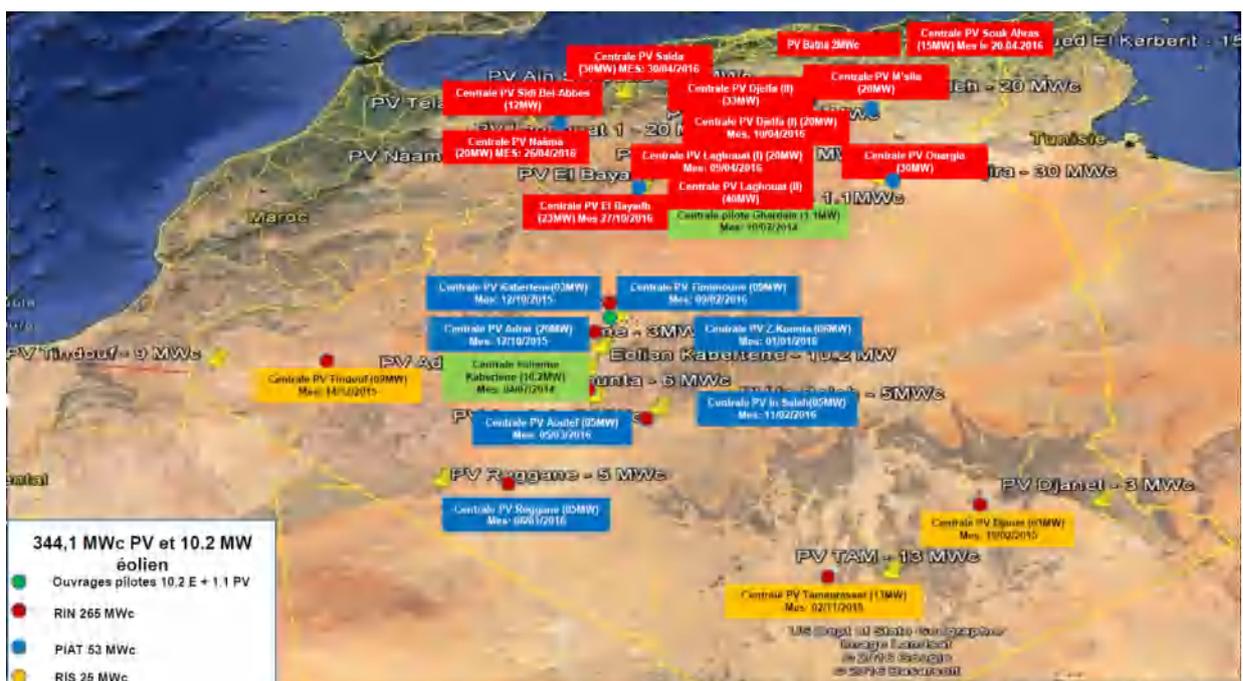


FIGURE I.7. Localisation des centrales d'énergies renouvelables en Algérie

TABLEAU I.5 – Centrales des énergies renouvelables en Algérie [3][9]

| Centrales | Puissance Installée (MW) |
|--|--------------------------|
| Réseau Interconnecté Nord (RIN) | |
| Oued Nechou (Ghardaïa) | 1.1 |
| Sedret Leghzel (Naama) | 20 |
| Oued El kebrit (Souk Ahras) | 15 |
| Ain El Bel (Djelfa) 1 et 2 | 53 |
| Lekhneg (Laghouat) 1 et 2 | 60 |
| Telagh (Sidi-Bel-Abbès) | 12 |
| Labioudh Sidi Cheikh (El-Bayadh) | 23 |
| El Hadjira (Ouargla) | 30 |
| Ain-El-Melh (M'Sila) | 20 |
| Oued El Ma (Batna) | 02 |
| Réseau Pôle In Salah - Adrar - Timimoune (PIAT) | |
| Kabertène (éolienne) | 10,2 |
| Adrar | 20 |
| Kabertène | 03 |
| In Salah | 05 |
| Timimoun | 09 |
| Reggane | 05 |
| Zaouiet Kounta | 06 |
| Aoulef | 05 |
| Réseau Isolé Sud (RIS) | |
| Tamanrasset | 13 |
| Djanet | 03 |
| Tindouf | 09 |

De plus, dans le cadre du même projet (PENREE), cinq centrales sont en cours de construction (tableau I.6) :

TABLEAU I.6 – Projets en cours de construction[3][9]

| Centrales | Puissance (MW) |
|----------------------------------|----------------|
| In Guezzam - Tinzaouatine | 09 |
| Djanet - Bordj Omar Idriss | 07 |
| Bordj Badji Mokhtar - Timiaouine | 12 |
| Talmine Et Tabelbala | 11 |
| Tindouf | 11 |

I.4.3 Rayonnement solaire

Malgré la distance de 150. 106 km qui sépare le soleil de la terre, cette dernière reçoit une quantité d'énergie importante (180. 106 GW) sous forme de rayonnement électromagnétique, avec une longueur d'onde variant de 0.22 à 10 μm , qui se décompose approximativement comme suit [23, 24] :

- 9 % dans la bande des ultraviolets (< à 0.4 μm).

- 47 % dans la bande visibles (0.4 à 0.8 μm).
- 44 % dans la bande des infrarouges (> à 0.8 μm).

En traversant l'atmosphère, des parties de ce rayonnement sont réfléchies (albédo), absorbées (direct) ou diffusées (diffus) (figure I.8). Par cet effet, l'énergie reçue par la surface de terre est de à 1350 W/m² puis elle diminue à cause de plusieurs facteurs et sa valeur atteint dans les meilleures conditions 900 à 1200 W/m² [24, 25].

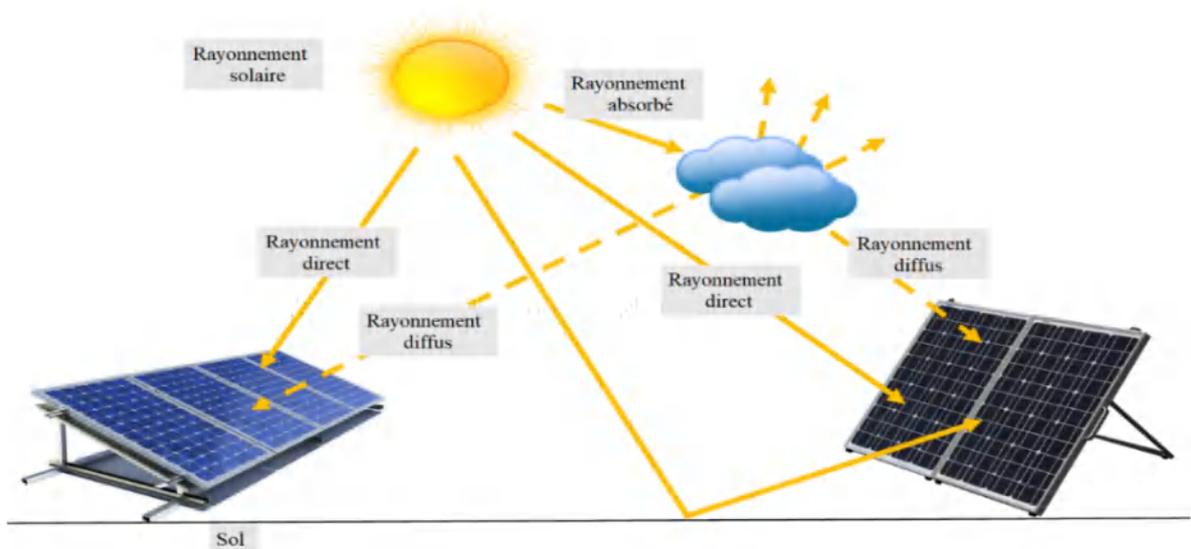


FIGURE I.8. Rayonnement solaire : Albédo, Direct et Diffus

I.4.4 Principe de fonctionnement

Un semi-conducteur est un matériau dont la conductivité électrique est intermédiaire entre celle d'un isolant et d'un conducteur ; l'énergie, que l'électron a besoin pour traverser la bande interdite (la Gap) est estimée entre 0,7 et 2 eV [26, 27]. Le semi-conducteur le plus utilisé est le Silicium grâce à disponibilité, et le son coût réduit par rapport aux autres semi-conducteurs.

A température ambiante, plusieurs électrons se libèrent, et peuvent traverser la bande interdite pour participer à la conduction d'un courant. Mais pour la traverser, il leur faut une énergie qui pourra être obtenue par l'exposition à la lumière, c'est bien l'effet Photovoltaïque découvert par le physicien Edmond Becquerel en 1839. Mais il fallait jusqu'à 1905 pour que Albert Einstein comprit que cet effet pouvait s'expliquer en supposant que la lumière se compose de quanta d'énergie bien définis, appelés photons. L'énergie d'un tel photon est donnée par [28] :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I.1})$$

Avec : E l'énergie de photon [J], c la vitesse de la lumière 3 10⁸ [m/s], h est la constante

de Planck $6,6261034 \text{ [m}^2\text{kg/s]}$ et λ est la longueur d'onde [m]. Pour la lumière visible; cette dernière est entre 400 et 800 nm, qui permet d'obtenir une énergie suffisante pour traverser la bande interdite.

Pour augmenter le courant généré, on doit augmenter la densité des électrons libres dans le semi-conducteur. Pour cela, nous appliquons une technique pour manipuler les densités de charge de semi-conducteur; c'est le dopage. Le dopage du silicium signifie que les atomes d'autres éléments remplacent les atomes de Silicium dans le réseau cristallin. La substitution doit être effectuée par des atomes avec trois ou cinq électrons de valence [26]. Selon cette substitution, nous caractérisons le dopage par deux types : un dopage de type P et un dopage de type N. Les éléments les plus utilisés pour doper le Silicium sont le bore (B) et le phosphore (P), avec des numéros atomiques 5 et 15, respectivement. En faisant une jonction entre deux semi-conducteurs le premier fortement dopé N, et le deuxième légèrement dopé P, nous obtenons un générateur appelé le générateur photovoltaïque.

Autrement dit, la technologie du photovoltaïque (PV) concerne essentiellement la conversion de l'énergie de lumière (éclairage) en une forme électrique utilisable [29]. Le fonctionnement de la cellule PV est présenté sur la figure I.9.

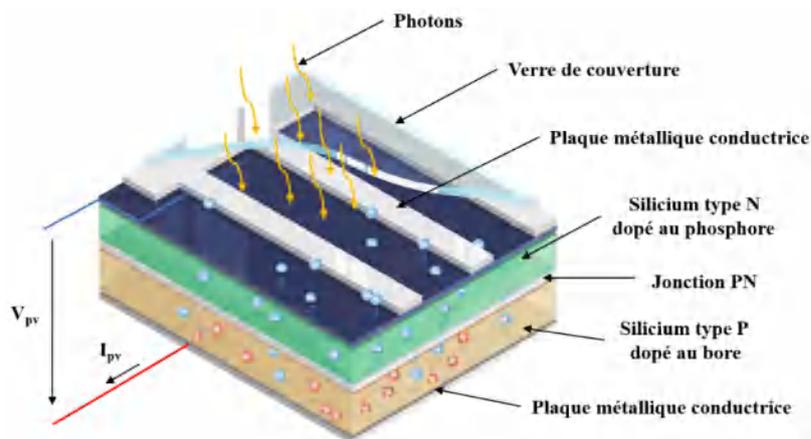


FIGURE I.9. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Ce fonctionnement peut se résumer comme suit : Nous exposons le semiconducteur dopé N au rayonnement solaire, les électrons libérés vont être exposés à un champ électrique généré par la jonction PN. La couche N est couverte par une grille métallique qui récupère les électrons et permet le passage des photons de la lumière, et une autre couverture en verre protégera notre cellule. La couche P est couverte par une plaque métallique. Deux contacts externes connectés à la grille et la plaque seront installés où une tension électrique est obtenue de sorte que le courant peut circuler lorsqu'une charge est connectée[27],[29].

I.4.5 Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est un système qui transforme l'énergie lumineuse en courant électrique. Cette cellule est le composant élémentaire de générateur PV (figure I.10). Il est

de tension entre 0,6 et 0,7 V, et de courant qui dépend de la qualité de semiconducteur, de la surface de la cellule ainsi d'autres conditions météorologiques. Nous exposons dans la suite les différentes technologies des cellules commercialisées [4],[25].



FIGURE I.10. Cellule photovoltaïque

I.4.6 Technologie des cellules photovoltaïques

Toutes les cellules sont créées à partir de matériaux semi-conducteurs. La plupart du temps c'est le silicium (Si) qui est utilisé, mais il existe aussi d'autres cellules à base de tellure de cadmium (CdTe) ou des alliages de cuivre indium et sélénium (CIS), ... etc. Généralement, nous distinguons trois principales technologies de cellules existantes suivant leur mode de production et leur développement technologique comme montre la figure I.11

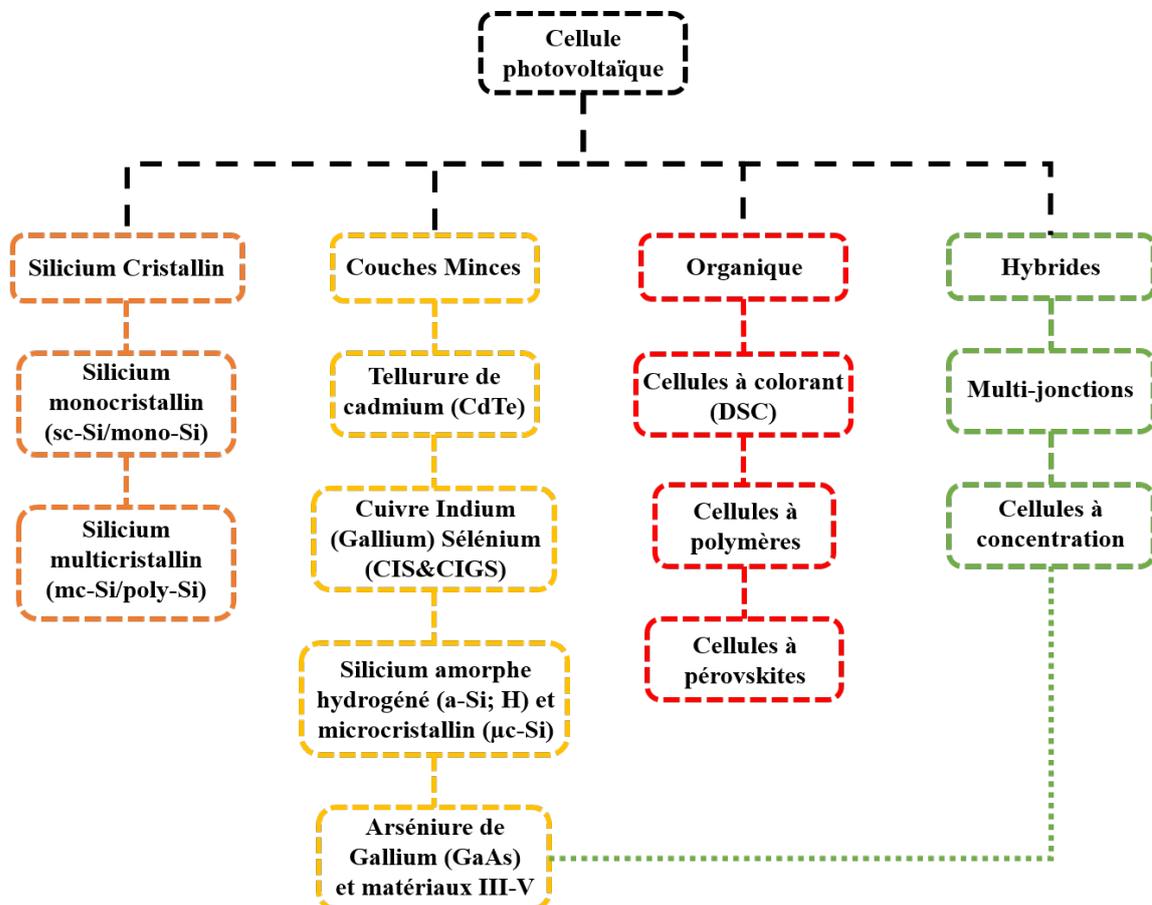


FIGURE I.11. Classification des principales technologies des cellules photovoltaïques [30]

Il existe une quatrième technologie basée sur une hybridation entre deux technologies parmi les trois principales précédentes.

I.4.6.1 Cellules au silicium cristallin

Cette technologie est la plus ancienne (la première génération) basée sur une seule jonction PN. Elle représente 90 % des parts de marché du fait de sa robustesse et de ses performances (rendement des modules entre 12 et 20 % avec environ 30 ans de durée de service). Selon la structure atomique de silicium, nous distinguons trois types des cellules [2],[5],[26, 27],[31] :

-Cellule au Silicium monocristallin

Le silicium de cette cellule (figure I.12 (a)) est caractérisé par un taux de pureté très élevé, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairement, il est à la base des panneaux « terrestres ».

- Rendement électrique : 15 à 20 % STC.
- Gamme d'éclairement : 100 à 1000 W/m².
- Usage : Usages en extérieur de forte et moyenne puissance : télécoms, habitat, centrales et toits solaires.

- Cellule au Silicium poly (ou multi-) cristallin

Le semiconducteur ici est de structure hétérogène (figure I.12 (b)), il est composé de coulage de cristaux de silicium. De ce fait, la fabrication est beaucoup plus simple, le coût est réduit, la durée de vie est réduite par rapport au précédent.

- Rendement électrique : 12 à 17 % STC.
- Gamme d'éclairement : 200 à 1 000 W/m².
- Usage : identique à celle de silicium cristallin.

- Cellule au Silicium amorphe

Le semiconducteur dans cette cellule est de structure atomique désordonnée, ce qui rend le type de panneau distingué par l'œil humaine comme montre la figure I.12 (c). Ce matériau absorbe beaucoup plus la lumière qu'un silicium cristallin.

- Rendement électrique : 5-7 % STC (jusqu'à 12 % pour les « multi-jonctions »).
- Gamme d'éclairement : 5 à 1 000 W/m².
- Usage : alimentation supplémentaire des systèmes électroniques (montres, calculatrices...), électronique de faible consommation en extérieur, vitres des locaux, centrales au sol.

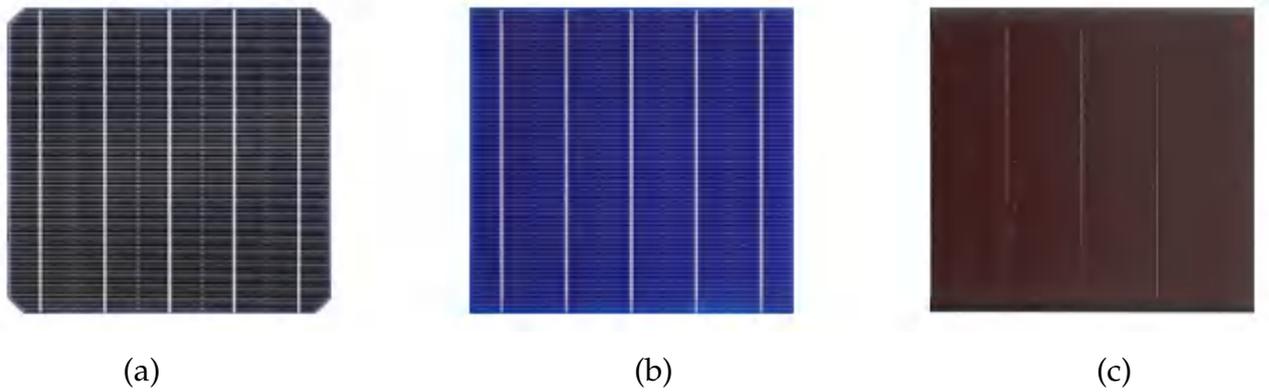


FIGURE I.12. Cellules photovoltaïques au silicium cristallin : (a) Cellule mono-cristalline, (b) Cellule poly-cristalline et (c) Cellule amorphe

I.4.6.2 Cellules à base de couches minces

Ce type de cellules représente la deuxième génération de la technologie des générateurs PV. Le point commun avec la génération précédente est le dépôt du matériau semi-conducteur à faible épaisseur sur des substrats variés. Le matériau semi-conducteur ici est composé de plusieurs matières (Tellure de Cadmium CdTe, Sélénure de Cuivre et d'Indium CIS ou de Gallium CIGS). Ces cellules possèdent une meilleure capacité d'absorption de la lumière.

- Rendement électrique : 8 à 12 %
- Gamme d'éclairement : extérieur.
- Usage : centrales solaires principalement, alimentations de faible et moyenne puissance en extérieur, habitat raccordé au réseau.

Cependant il risque de souffrir de problèmes de pénurie (le Tellure est un élément rare) et il contient un élément potentiellement dangereux déjà interdit dans de nombreux pays (le Cadmium) à cause de sa toxicité. [32, 33].

I.4.6.3 Cellules à base d'organique

Une troisième génération de cellules apparaît et en cours de développement, basée sur des cellules de matériaux organiques; dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Ces cellules fonctionnent principalement à la base des cellules à colorant de Michael Grätzel selon le type de matériaux utilisés. Les progrès de ces technologies sont très rapides, mais le faible rendement (3 à 5 %) n'encourage pas son intégration avec de fortes puissances. D'autre part, la durée de vie limitée de ces cellules (environ 1000 heures) limite l'espoir de la considérer comme une source fiable [30],[33].

I.4.7 Module photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est principalement un générateur de courant, la tension obtenue par une cellule est entre 0.6 et 0.7 V comme nous l'avons cité précédemment, et le

courant varie selon l'éclairement appliqué, alors avec une surface de dizaines de centimètres carrés nous n'obtenons qu'une puissance de quelques Watts. Afin d'atteindre une tension plus élevée, les cellules sont assemblées en série pour atteindre un niveau de tension élevé, et à travers cet assemblage, un module (panneau) photovoltaïque est obtenu (figure I.13).



FIGURE I.13. Module photovoltaïque

Comme l'épaisseur de cellules photovoltaïques est de l'ordre de micromètres, elles sont exposées à des dommages mécaniques. D'autre part, les fils de l'interconnexion sont exposés au risque de corrosion à cause de l'humidité. Donc le module est encapsulé, avec une structure métallique en aluminium pour assurer la stabilité de position, et des films plastique et un panneau en verre pour la protection de semiconducteur comme montre la figure I.14 [34, 35].

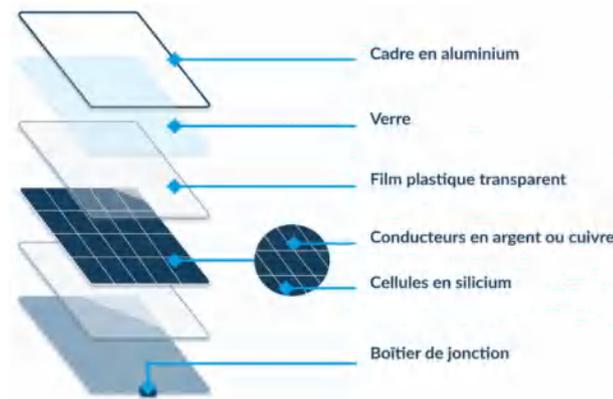


FIGURE I.14. Composants participants à l'encapsulation du module photovoltaïque

I.5 Champ photovoltaïque

La puissance du module n'atteint dans les meilleures conditions que 300 à 400 Watt. Pour obtenir une puissance installée de l'ordre de centaines ou de kilowatts ou des mégawatts, il est nécessaire d'effectuer un assemblage assimilable à celui de fait dans les modules photovoltaïques, nous branchons les modules en série pour augmenter la tension, et nous les assemblons en parallèle pour augmenter le courant. Pour bien exposer

les modules au rayonnement solaire, et les identifier pour vérification et maintenance, ces modules sont assemblés sous forme de matrices photovoltaïques comme c'est montré la figure I.15.



FIGURE I.15. Matrice photovoltaïque

En assemblant plusieurs matrices, nous obtenons le champ photovoltaïque (figure I.16).



FIGURE I.16. Champ photovoltaïque[17]

I.5.1 Structure des systèmes photovoltaïques

I.5.2 Classification de fonctionnement des systèmes photovoltaïques

Les générateurs photovoltaïques ont créé une révolution dans le monde de génération de l'énergie électrique, où l'énergie primaire est convertie en énergie électrique sans passer par l'intermédiaire des machines électriques tournantes. Donc contrairement aux autres générateurs de puissances conventionnelles, les systèmes photovoltaïques sont plus rapides à construire et facilement extensibles. Selon la destination de puissance produite par les systèmes photovoltaïques, une classification de ces systèmes en trois catégories peut être présenté comme suit : système autonome, raccordés au réseau ou hybrides.

Dans ces trois catégories, les topologies de connexion des systèmes photovoltaïques peuvent se différer selon le choix de consommateur.

I.5.2.1 Système autonome

Le système photovoltaïque autonome est destiné à fournir de l'électricité aux consommateurs éloignés du réseau électrique caractérisés par une faible consommation. Donc, il sera plus efficace d'assurer une source indépendante et autonome pour ces consommateurs avec une intervention humaine réduite. L'énergie photovoltaïque produite par les générateurs photovoltaïques passe à travers un régulateur de charge (qui sera expliqué avec détails dans le prochain chapitre) pour [31], [36] :

- Alimenter directement la charge DC ;
- Transformé en courant alternatif à travers un convertisseur DC/AC pour alimenter les charges AC ;
- Emmagasinée dans des systèmes de stockage pour assurer l'alimentation en cas de rupture d'énergie photovoltaïque.

La figure I.17 illustre l'installation de système photovoltaïque autonome

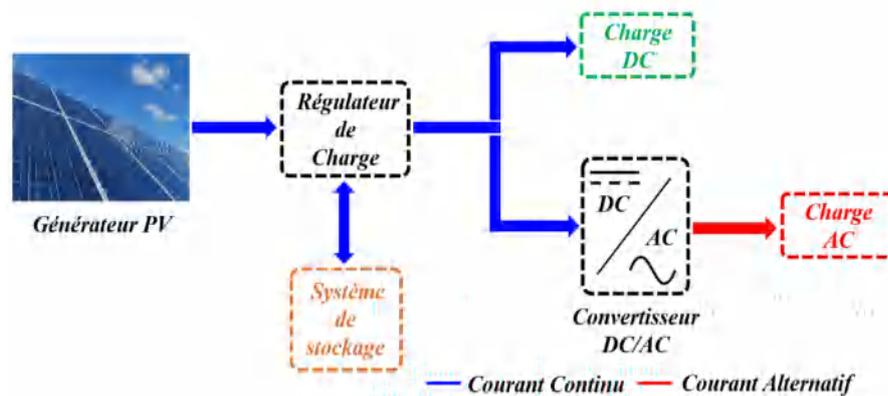


FIGURE I.17. Système photovoltaïque autonome

Il est à noter que l'existence de système de stockage n'est pas indispensable, car dans certains applications l'énergie produite est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc...). D'habitude, l'énergie est stockée dans des accumulateurs chimique (appelées aussi batteries).

I.5.2.2 Système connecté au réseau électrique

Dans le cas où le réseau électrique est proche du champ photovoltaïque, le convertisseur DC/AC pourra être raccordé au réseau comme montre la figure I.18. De cette façon, l'excès de l'énergie produite par les générateurs photovoltaïque pourra être injecté au réseau électrique. Un résultat de la tendance de la décentralisation du réseau électrique est obtenu, où la génération d'énergie n'est pas limitée aux centrales conventionnelles, et les générateurs photovoltaïques peuvent participer aussi. Mais il faut assurer que le convertisseur DC/AC respecte la synchronisation avec le réseau en tension et en fréquence. Avec cette tendance, la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution sera réduite [41],[37].

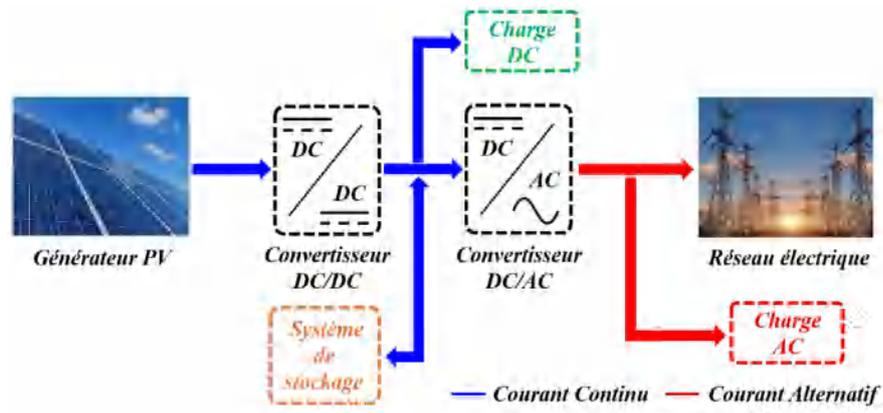


FIGURE I.18. Composants du système photovoltaïque connecté au réseau

Selon le nombre et le type des convertisseurs impliqués dans les systèmes PV raccordés au réseau, nous pouvons distinguer deux configurations principales [38, 39] :

- **Les systèmes photovoltaïques à connexion directe au réseau :** Cette configuration utilise un seul convertisseur (figure I.19 (a)) qui doit assurer les trois fonctions suivantes : Convertir l'énergie photovoltaïque en courant continu en courant alternatif; extraire l'énergie maximale produite par le générateur photovoltaïque, et respecter les exigences de raccordement au réseau (synchronisation, protection, ...). En effet, cette dernière peut être simple, mais d'assurer ces trois tâches simultanément par le même convertisseur nécessite un système de contrôle compliqué, ce qui rend le fonctionnement de ces trois tâches simultanément d'une façon efficace impossible.
- **Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau par l'intermédiaire du bus continu :** Dans cette topologie un bus continu est impliqué, et les générateurs photovoltaïques sont connectés à ce bus par à travers un convertisseur DC/DC comme montre la figure I.19 (b). Ce convertisseur DC/DC permet l'extraction en permanence de la puissance maximale du générateur photovoltaïque, donc les tâches du convertisseur DC/AC ont été réduites, et un degré de liberté est alors ajouté à son système de contrôle.

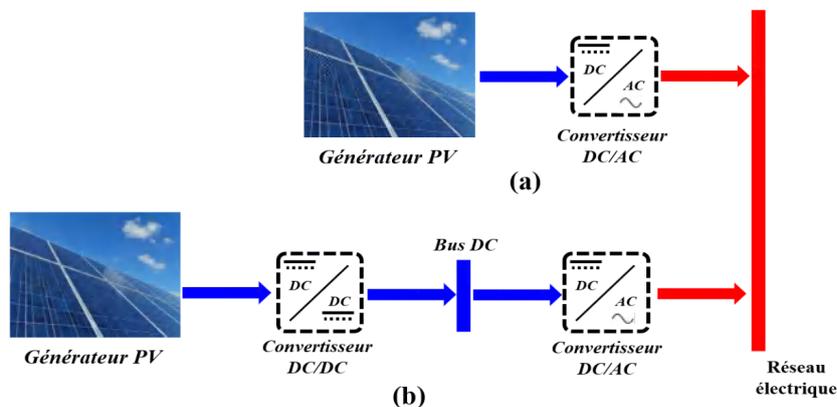


FIGURE I.19. Configuration de la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau électrique : (a) système directement connecté, (b) système connecté

I.5.2.3 Système hybride

Parfois, plusieurs types de générateurs sont installés parallèlement aux générateurs photovoltaïques comme les générateurs éoliens ou les générateurs Diesel. Pour garantir la capacité du système à répondre à la demande de puissance requise, un système dit hybride est installé pour assurer le management d'énergie entre ces générateurs afin de satisfaire la puissance demandée de la part des charges, et réduire le coût de l'énergie générée. Dans ces systèmes hybrides, plusieurs convertisseurs DC/DC, AC/DC et DC/AC sont installés (figure I.20) [40].

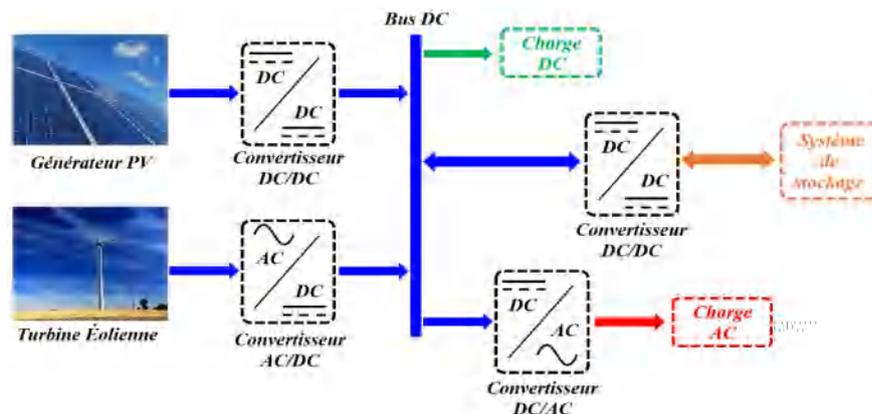


FIGURE I.20. Système photovoltaïque hybride

I.5.2.4 Topologies de la connexion des modules photovoltaïques

A l'intérieur du champ photovoltaïque, il existe plusieurs topologies de connexion des modules photovoltaïques au convertisseur DC/AC (onduleur). Selon le nombre des onduleurs, nous pouvons distinguer trois topologies qui sont illustrés sur la figure I.21 [2], [4], [38–41] :

- Topologie centralisée qui utilise un seul onduleur.
- Topologie chaîne ou multi-chaîne (string ou multi-string) qui assure un onduleur pour une ou plusieurs chaînes (ensemble de modules mises en série).
- Topologie modulaire qui utilise un onduleur pour chaque module PV.

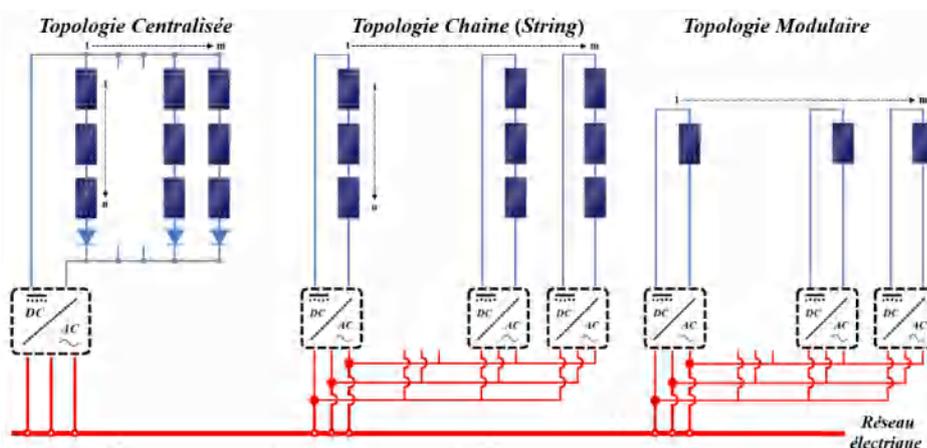


FIGURE I.21. Topologies de la connexion des modules photovoltaïques au réseau électrique

Le tableau I.7 illustre une comparaison entre les avantages et les inconvénients de ces topologies.

TABLEAU I.7 – Avantages et inconvénients des topologies de la connexion à l'onduleur[41]

| Topologie | Avantages | Inconvénients | Puissance |
|------------------------------------|---|---|-----------------------------|
| Centralisée | -Facile à surveiller et maintenir; -Faible coût en raison de l'onduleur central. | -Pertes considérables dans les câbles DC; -Pertes de puissance dues à la centralisation MPPT; -Le décalage dans les modules PV réduit la fiabilité. | Jusqu'à plusieurs mégawatts |
| Chaîne (String) | -Les pertes d'énergies à cause de l'ombrage partiel sont réduites; -Elimination des pertes dans les diodes de string; -Bonne fiabilité; -Configuration flexible. | Coût élevé par rapport à la topologie. | 3-5 kW /string |
| Multi-chaîne (Multi-string) | -Reduction des pertes d'énergies qui en résultent de l'ombrage partiel; -Les pertes dans les diodes de string sont éliminées; -Séparation entre le suivi de MPPT et le contrôle de courant; -La variation de tension peut être effectuée par les convertisseurs DC/DC. | -La fiabilité du système est réduite de fait que tous les strings sont connectés à un seul onduleur; -Pertes supplémentaires à l'intérieur du convertisseur DC/DC. | 5kW |
| Micro-Onduleur (Modulaire) | -Les pertes dues à l'ombrage partiel et décalage entre modules sont éliminés; -La détection du défaut des modules est facile; -Configuration flexible et extensible. | -Configuration onéreuse. -Intervention pour réparation ou remplacement de l'onduleur difficile; -Durée de vie des onduleurs réduite à cause des effets thermiques additionnels. | Jusqu'à 500W |

I.6 État de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques

L'étude des systèmes photovoltaïques était un challenge pour plusieurs chercheurs dans le domaine de génie électrique, où les littératures ont été élaborées sur plusieurs axes et

dans différents niveaux de système photovoltaïque :

- Modules photovoltaïques,
- Topologie et techniques de commande de convertisseur DC/DC,
- Techniques de commande de système DC/AC,
- Amélioration de la qualité de l'énergie électrique injectée au réseau.

Mais dans l'objectif, ces travaux ont visé d'extraire l'énergie maximale produite par ces générateurs et sont adaptation aux besoins de consommateur. Nous allons expliquer les informations traitées dans chaque point.

-Pour les modules photovoltaïques

Le module PV est la partie la plus élémentaire du système PV, elle se compose de plusieurs éléments. Comme l'énergie générée sera le cumul des énergies produites par chaque panneau, il est indispensable d'identifier les risques pour chaque panneau indépendamment aux autres. Pour cela, plusieurs travaux traitent le vieillissement et la dégradation des cellules PV [42], les défauts fréquents dans les panneaux [43] ont été élaborés, et d'autres ont eu comme objectifs les méthodes de détection de ces défauts [44].

-Pour les convertisseurs DC/DC

Les convertisseurs DC/DC ont un rôle très important dans le réglage et la stabilité de tension appliquée à la charge [45]. Dans certains cas, l'adaptation de tension avec celle requise par la charge n'est pas obtenu à cause des contraintes de conception [46]. Pour remédier à ces problèmes, une première alternative a été faite est de proposer des topologies comme les convertisseurs Boost à inductance commutée [47, 48], les convertisseurs Boost multi-niveau [49, 50], le convertisseur SEPIC (Single Ended Primary Inductor Converter) [51, 52]. Dans ces travaux, uniquement le fonctionnement du circuit qui a été étudié. Une deuxième alternative a été proposée consiste à changer les techniques de commande des paramètres de ces convertisseurs DC/DC afin d'extraire le maximum de puissance, et cela sans dépendre des conditions météorologiques appliquées. Ces techniques ont été commercialisées sous le nom poursuite de point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking). Ces techniques sont basées sur plusieurs algorithmes :

- Des algorithmes classifiés conventionnels comme Perturbe Observe (PO) [53], Conduc-tance Incrémentale (IC) [54], et la technique Hill-Climbing (HC) [55]. Il est à noter que la commande à base de ces algorithmes a connu des défaillances d'atteindre la puissance maximale produite lors des variations brusques des conditions météorolo-giques.
- Des algorithmes basés sur les techniques d'intelligence artificielle comme la logique floue [56], les réseaux neurones [57, 58], et parfois hybridation entre deux algorithmes comme le système adaptatif réseaux neurones -logique floue (Adaptive Neural Fuzzy Inference System ANFIS) [59].

- Des algorithmes métaheuristiques visent à l'optimisation de l'énergie produite et la réduction de temps de réponse de ces systèmes photovoltaïque. En général, ces algorithmes sont inspirés de l'origine du monde vivant, par exemple l'Optimisation des loups gris (Gray Wolf Optimization GWO) [60], Optimisation des particules d'essaims (Particle Swarm Optimization PSO) [61], Algorithme d'optimisation des baleines (Whale Optimization Algorithm WOA) [62], etc. ...

Avec l'expérience précédente, et la disponibilité des bases de données, et le développement des techniques de traitement des données comme Machine Learning et Deep Learning, d'autres travaux ont été présentés pour optimiser la puissance générée de la part de système PV [63, 64]. Il est à noter que ces derniers nécessitent une grande base de données ainsi que des systèmes informatiques puissants pour le traitement des informations et la détermination d'une décision dite optimale [65].

- Pour les convertisseurs DC/AC

Grâce au développement des technologies des semi-conducteurs et des techniques de commande, les convertisseurs DC/AC ont connu une progression remarquable. En effet, ces évolutions ont permis de plus en plus intégrer ces dernières dans diverses applications, selon la nature de l'étage DC (onduleur de courant ou de tension) et le nombre de phases AC produites (onduleur monophasé ou triphasé) [2],[4]. Il existe dans la littérature plusieurs topologies d'onduleurs associés aux générateurs photovoltaïques qui peuvent être classifiés selon le nombre obtenu de niveaux de tension [66, 67] :

- Les onduleurs classiques à deux niveaux;
- Les onduleurs multi-niveaux comme : clampés par le neutre (Neutral Point Clamped NPC), à capacité flottante (Flying Capacitor FC), à pont en cascade (H-bridge); et les onduleurs Z-source. Ces topologies nécessitent un contrôle robuste et sophistiqué pour respecter les conditions de qualité de l'énergie telle que les harmoniques inférieurs 5% [68].

Comme pour le cas des convertisseurs DC/DC, une deuxième alternative a été adoptée c'est le développement de technique de commande de l'onduleur afin d'améliorer ses performances, réduire les composants passifs utilisés, augmenter la vitesse de fonctionnement et réduire le coût. Certains travaux ont étudié l'adaptation de la meilleure stratégie de contrôle à l'application donnée [69]. Les techniques de commande des onduleurs peuvent être classées en fonction de la nature de la boucle de régulation utilisée. Il existe deux stratégies de contrôle courantes :

- Contrôle avec orientation de la tension (VOC : Voltage Oriented Control) : Cette commande peut varier la puissance active et réactive d'entrée injectée dans le réseau indirectement en contrôlant le courant d'entrée du convertisseur. Ceci permet d'obtenir de bonnes réponses statiques et dynamiques [70]. En effet, les performances du

contrôle des VOC dépendent essentiellement sur le contrôle du courant interne et de l'ajustement précis des contrôleurs [71, 72].

- Contrôle direct de la puissance (DPC : Direct Power Control) : L'idée de base de cette commande est de choisir le meilleur état de commutation des commutateurs de puissance à travers une table de commutation avec des comparaisons d'hystérésis pour maintenir un courant purement sinusoïdal et atteindre aussi un facteur de puissance unitaire [73]. Bien que, les ondulations de puissance élevées et la fréquence de commutation variable sont les deux inconvénients les plus remarquables de DPC [74, 75].

Ces deux commandes peuvent exploiter en basant sur d'autres techniques comme l'utilisation de flux virtuel pour estimer la tension dans les commandes VOC basées sur le flux virtuel (VFOC) et DPC basées sur le flux virtuel (VFDPC) [76, 77].

Riad Kadri et al [71] ont proposé un contrôleur amélioré pour les onduleurs photovoltaïques connectés au réseau, ce contrôleur permis le suivi de point de puissance maximale basé sur le contrôle à tension orienté (VOC) sous un éclairage caractérisé par des variations rapides. Dans la commande utilisée, la composante de courant du réseau d'axe d reflétant le côté du réseau électrique et l'erreur de signal d'un régulateur de tension externe proportionnel-intégral (PI), est conçue pour refléter le changement de puissance provoqué par la variation d'irradiation, ce qui a réduit considérablement les pertes de puissance causées par les erreurs de suivi dynamique dans les conditions météorologiques appliqués.

Une version modifiée de la commande à tension orienté (VOC) a été appliquée par [78] avec implication de la technique de modulation à largeur d'impulsion vectorielle spatiale (SVPWM) sur un onduleur connecté au réseau de topologie point neutre clampé (NPC) à trois niveaux. Un autre travail cherchant un bon contrôle de la tension utilisée comme référence à l'entrée du contrôle de l'onduleur (VOC) pour une extraction maximale de puissance produite [79]. Dans son travail il a proposé une combinaison entre deux méthodes de logique floue et un mode glissant qui contrôlent correctement les interrupteurs de l'onduleur.

Dans les travaux mentionnés ci-dessus, l'étude de commande se base principalement sur le système contrôlé et le régulateur, où le type de ce dernier et ses paramètres affectent directement la réponse du système [74, 75]. Les régulateurs PI et PID classique sont couramment utilisés en raison de simplicité et facilité d'adaptation, mais avec l'augmentation de complexité des systèmes, ces contrôleurs ont connu des difficultés pour obtenir un meilleur ajustement. Par conséquent, l'ordre de paramètre d'intégration dans le contrôleur PID classique a été changé par un ordre fractionnaire pour ouvrir une nouvelle génération de contrôleurs nommés " PID d'ordre fractionnaire " (FOPID) [80]. L'utilisation d'un tel contrôleur permet d'obtenir une meilleure réponse avec une grande flexibilité de réglage pour le système contrôlé en comparant avec le contrôleur PID classique [81]. Le FOPID a été utilisé pour gérer le contrôle virtuel orienté flux d'un redresseur PWM connecté au

réseau électrique par Kakkar et al.[68]. Il est à noter que l'optimisation des paramètres de contrôleur en présence de perturbations est difficile, donc il est indispensable d'avoir une approche efficace permettant l'automatisation de choix des paramètres optimales. Depuis que Ziegler et Nichols [82] ont présenté l'amélioration de réponse de système par réglage des paramètres de PID en 1942[81], la conception et le réglage les paramètres des contrôleurs a été un sujet de recherche. Aux débuts, les paramètres des contrôleurs ont été déterminés analytiquement en se basant sur des calculs [81–83]. En exploitant les techniques d'optimisations, il existe d'autres méthodes pour déterminer les paramètres de contrôleur que : l'algorithme génétique (GA) [84], l'algorithme de (cuckoo search CS) [85], Algorithme d'essaim de fourmis chaotique (CAS) [86], Optimiseur de loup gris (GWO) [?], Particle Swarm Optimization-Grey Wolf Optimization (PSO-GWO) [88], Algorithme du cycle de l'eau (WCA) [68], optimization method Nonlinear Sine Cosine Algorithm (NSCA) [89], Gradient-Based Optimization (GBO) [79]et Particle Swarm Optimization (PSO) [90].

Le PSO est une technique inspirée par la dynamique des animaux se déplaçant en groupes compacts, où la solution est construite en simulant les communications de l'essaim en présence des variables continues, et à la fin proposer les paramètres optimaux de contrôleur PID Classique ou FOPID permettant d'atteindre la meilleure réponse [90]. Pour mieux focaliser sur le dernier paramètre (la qualité d'énergie électrique), et cela en augmentant la sûreté de fonctionnement, la rapidité de réponse de système avec les changements climatiques, la différence entre la réponse de système photovoltaïque en utilisant un régulateur classique PID et un régulateur FOPID doit être étudiée. Avec le gisement solaire important en Algérie, et l'augmentation de nombre des centrales photovoltaïques connectés au réseau, nous nous intéressons dans notre thèse aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique avec deux étages de convertisseurs pour les raisons suivantes :

- L'énergie produite est directement injectée dans le réseau, ce qui élimine la présence des systèmes de stockage.
- Optimisation de la puissance générée par les modules photovoltaïques.
- Conversion et intégration de puissance avec un rendement élevé.

I.7 Problématique

L'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau électrique est un processus complexe qui nécessite une planification et un suivi précis, afin de garantir la sécurité et la fiabilité du réseau. Cette intégration pourrait être conçue pour résoudre l'équilibre demande-production et l'intermittence, mais elle crée plusieurs nouveaux problèmes tels que :

- La mise en œuvre d'un maximum de puissance point (MPPT) pour optimiser l'extraction de l'énergie solaire, et cela quel que soit le type de convertisseur raccordé au

système photovoltaïque (DC/DC ou DC/AC) avec variation des conditions météorologiques (irradiation et température).

- La qualité de l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques qui consiste à régler l'amplitude, la phase, la fréquence et la forme d'onde de tension de l'énergie produite qui doivent être identiques à celles du réseau électrique. L'amplitude, la phase et la fréquence rentrent dans le traitement de synchronisation de l'énergie électrique produite avec le réseau, pour éviter toute perturbation qui peut apparaître. La forme d'onde traite la pollution harmonique de tension aux bornes de la charge locale et du courant injecté dans le réseau. Pour cela le Taux de Distorsion Harmonique (THD), désigne le contenu des harmoniques dans une forme d'onde déformée qui doit toujours rester inférieur à 5 % comme recommandé par la norme IEEE-519 [91].
- Le contrôle des systèmes photovoltaïques avec un système adéquat qui assure l'acheminement de l'énergie produite vers le réseau sans perturbation.
- La protection contre les défauts ou les perturbations qui peuvent se produire dans le réseau pour différentes raisons telles que des creux de tension, des variations de fréquence et des sauts de phase. Ces défauts se produisent pendant une très courte durée, et comme le système est conçu pour s'auto-protéger, une rupture du fonctionnement est établie et l'énergie produite sera perdue. Au lieu de cela, le système ne devrait se déconnecter que pour les défauts graves et tenter de répondre aux défauts mineurs, et évite que le système photovoltaïque continue à injecter l'énergie au réseau lors de présence de défaut.

Vu l'importance de ces quatre points, la problématique de ma thèse se concentre sur l'optimisation de la puissance produite par un système de production photovoltaïque connectée au réseau électrique, et cela à travers les points suivants :

- Optimisation de l'énergie produite par les convertisseurs DC/DC soit en question de technique de MPPT utilisée ou en question de topologie de convertisseur.
- Amélioration d'intégration d'énergie par utilisation des régulateurs à ordre fractionnel pour commander l'onduleur connectant le générateur photovoltaïque avec le réseau.
- Amélioration des performances du système de commande en optimisant ses paramètres avec la technique PSO.

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé un état de l'art sur la génération photovoltaïques. Au début le choix d'étude d'énergie photovoltaïque a été justifié par la présentation d'évolution d'énergie solaire photovoltaïque au cours de dernière décennie dans le monde et notamment dans notre pays. Ensuite, les détails de système de génération photovoltaïque ont été illustrés partant de l'élément le plus élémentaire (la cellule photovoltaïque) jusqu'aux

champs photovoltaïques et les topologies de connexion de ces champs avec le réseau AC. Finalement, nous avons établi un état de l'art détaillé sur les points couramment traités lors d'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, et mettant la lumière sur les points dont nous allons traiter durant le reste de la thèse.

Le prochain chapitre présentera l'étude, modélisation et la simulation du module photovoltaïque connecté aux différents types de convertisseur DC/DC.

Chapitre II

Modélisation et adaptation de l'énergie PV

II.1 Introduction

Le fonctionnement de cellule PV a été lors de chapitre précédent. Mais pour le simuler, il faut introduire un modèle fiable, précis et paramétrable. La modélisation de la cellule PV nécessite d'impliquer des paramètres internes (matériau, dimension, ...) ainsi que des paramètres externes (éclairage, température, ...).

Dans ce chapitre, nous allons étudier les différents modèles de la cellule PV existants dans la littérature afin de tracer les caractéristiques de cellule puis de module PV. Ces caractéristiques seront étudiées lors de fonctionnement normal (conditions STC), avec différentes conditions météorologiques, et aussi lors de présence des défauts.

L'adaptation de tension obtenue par le module PV avec le besoin de la charge se fait à travers des convertisseurs DC/DC. Pour cela nous allons étudier les différentes topologies de ces convertisseurs existants dans la littérature. Nous allons simuler deux topologies qui ont comme objectif l'obtention d'une tension de sortie supérieure à celle d'entrée.

L'objectif de ce chapitre est de fournir une compréhension approfondie de la modélisation de module PV ainsi que les convertisseurs DC/DC et leur fonctionnement sous conditions STC et avec irradiance variable.

II.2 Modélisation de cellule et module photovoltaïques

La modélisation consiste en représentation mathématique d'un phénomène physico-chimique, et en définissant ce modèle nous pouvons l'introduire dans un logiciel de simulation. Cette simulation à la fin permettra de répondre à la question « qu'est-ce qui se passe si? » Pour le cas de cellule photovoltaïque, il existe plusieurs modèles qui dépendent des paramètres qui seront considérés durant la simulation.

II.2.1 Modèle idéal de cellule photovoltaïque

Dans le modèle idéal, la diode constituée de la jonction PN est impliquée, en parallèle avec une source de courant dont l'amplitude du courant dépend des conditions météorologiques [28, 29],[92]. Selon ce modèle, un circuit électrique équivalent peut-être établi comme montre la figure II.1 [2, 31].

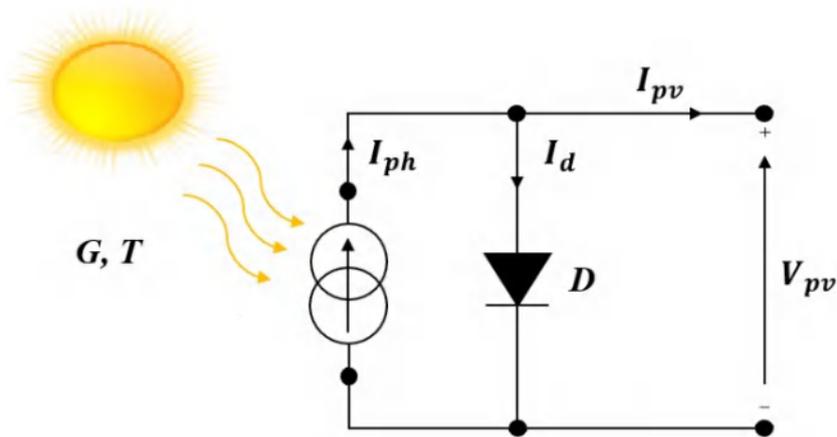


FIGURE II.1. Modèle idéal d'une cellule photovoltaïque

Selon ce modèle, le courant généré par la cellule PV est donné par [31][92, 93] :

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

Avec :

I_{ph} : Courant photonique [A].

I_D : Courant de diode [A].

L'équation du courant photonique est définie comme suit :

$$I_{ph} = I_{cc} \frac{G}{G_{ref}} [1 + K_i (T - T_{ref})] \quad (\text{II.2})$$

On donne $G_{ref}=1000 \text{ W/m}^2$, $T_{ref}=25\text{C}^\circ$, qui sont définies dans les conditions standards (Standard Test Conditions STC). Cependant, le courant de diode est déterminé par l'équation suivante :

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot V}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.3})$$

On donne :

I_D : Courant de saturation inverse de la diode [A].

V :Tension aux bornes de la cellule PV.

K : Constant de Boltzmann.

T_c : Température absolue de la cellule en Kelvin (K).

A : Facteur d'idéalité de la jonction P-N.

q : Charge d'électron (1.6×10^{-19} C). Donc le courant généré par la cellule PV est :

$$I_{pv} = I_{cc} \frac{G}{G_{ref}} [1 + K_i (T - T_{ref})] - I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot V}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.4})$$

Ce modèle reste théorique et ignore plusieurs paramètres apparaissant lors de fonctionnement de la cellule PV.

II.2.2 Modèle de cellule PV à cinq paramètres

En plus des paramètres déjà considérées dans le modèle idéal, le courant de fuite entre les deux pôles de la jonction PN, ainsi que l'échauffement de la cellule lors de fonctionnement à cause des pertes par effet Joule lors de passage du courant dans la cellule [31],[40],[93]. Ces deux phénomènes sont modélisés respectivement par une résistance shunt (R_{sh}) connectée en parallèle avec la diode idéale et une résistance série (R_s) [2]. La figure II.2 présente les éléments de modèle à cinq paramètres.

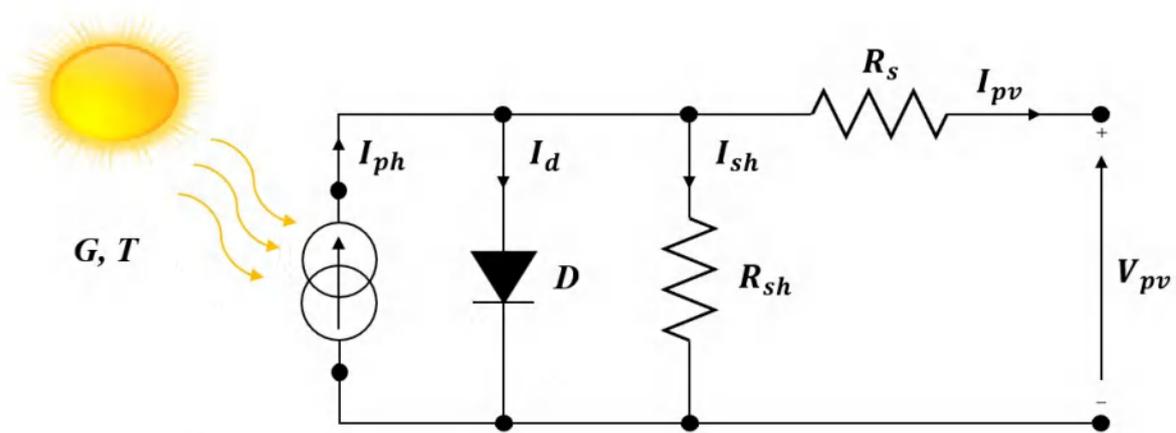


FIGURE II.2. Modèle à cinq paramètres d'une cellule photovoltaïque

Selon ce modèle, le courant généré par la cellule PV est donné par[2],[40][28, 93] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.5})$$

Cette fois ci, le courant de diode est défini par :

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{q (V + R_s \cdot I_{pv})}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.6})$$

Le courant traversant la résistance shunt est :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.7})$$

En remplaçant ces deux équations (2.6 et 2.7) dans 2.5, on a :

$$I_{pv} = I_{cc} \frac{G}{G_{ref}} [1 + K_i (T - T_{ref})] - I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot V}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.8})$$

Où :

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions [Ω].

R_{sh} : la résistance de shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction [Ω].

II.2.3 Modèle de cellule PV à sept paramètres

Dans ce modèle, une deuxième diode a été ajoutée qui tient compte des pertes dues à la recombinaison des porteurs dans la région de charge d'espace de la jonction ainsi que la recombinaison de surfaces. [2],[29],[36]. Le circuit représentant ce modèle est donné par la figure II.3.

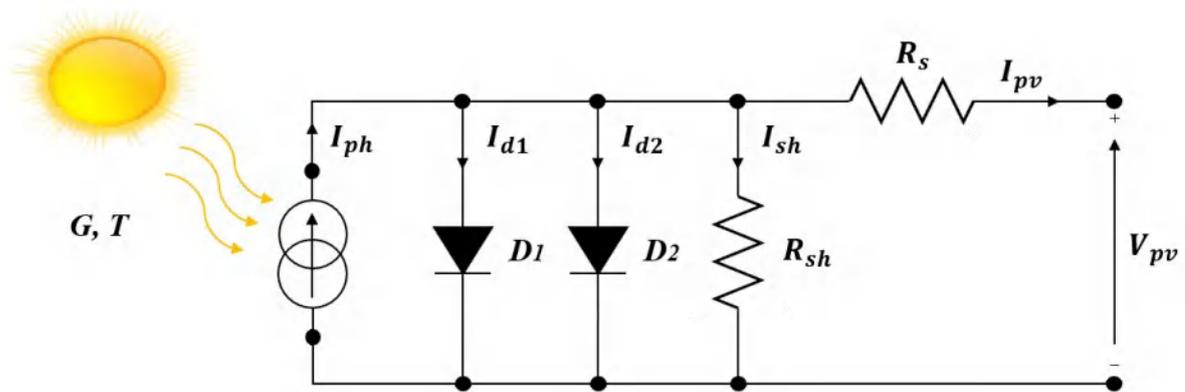


FIGURE II.3. Modèle à sept paramètres d'une cellule photovoltaïque

Pour le présent modèle, le courant généré par la cellule PV est défini par [36][93],[94] :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{II.9})$$

Les courants I_{d1} et I_{d2} sont donnés par :

$$I_{d1} = I_{s1} \left[\exp \left(\frac{q (V + R_s \cdot I_{pv})}{A_1 \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.10})$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left[\exp \left(\frac{q (V + R_s \cdot I_{pv})}{A_2 \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.11})$$

Avec : A_1 : facteur d'idéalité de la diode D_1 .

A_2 : facteur d'idéalité de la diode D_2 .

I_{s1}, I_{s2} : les courants de saturation des diodes D_1 et D_2 .

II.2.4 Modélisation du module photovoltaïque

Le module (ou panneau) photovoltaïque est composé de plusieurs cellules PV mises en série et pour augmenter la tension d'autres cellules mises en parallèle pour augmenter le courant [28]. Donc le panneau est modélisé par un schéma englobant les modèles des cellules de module comme montre la figure II.4.

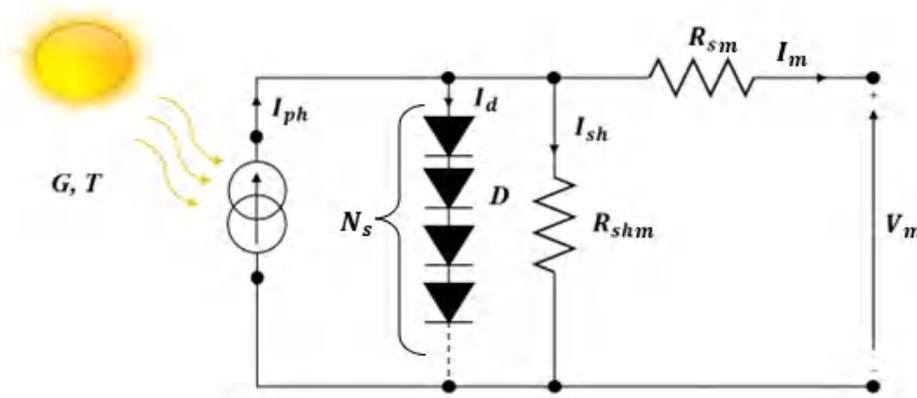


FIGURE II.4. Modèle d'un module photovoltaïque

Dans ce modèle, le courant de sortie I_m du module PV donné formé par N_s cellules en série et N_p cellules parallèles, elle est donnée par [2],[28] :

$$I_m = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q \left(V + \frac{R_s \cdot I_m}{N_p} \right)}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] - \left(\frac{\frac{N_p}{N_s} V_m + R_{sm} \cdot I_m}{R_{shm}} \right) \quad (\text{II.12})$$

$$R_{sm} = \frac{N_s}{N_p} R_s ; R_{shm} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh}$$

Avec :

R_s, R_{sh} : résistances séries et parallèles de la cellule PV.

R_{sm}, R_{shm} : résistances séries et parallèles du module PV.

II.3 Caractéristiques cellule et module PV

II.3.1 Caractéristique cellule PV

La cellule PV est construite initialement des matériaux semiconducteurs, qui sont principalement caractérisés par un comportement non-linéaire. L'étude de variation de tension et de courant aux bornes d'une cellule PV dans des conditions ambiantes de fonctionnement données avec variation de la charge nous résulte deux principaux courbes [95, 96] :

- Une courbe caractéristique de courant en fonction de la tension $I(V)$.
- Une courbe caractéristique de puissance en fonction de la tension $P(V)$.

Le montage réalisé pour obtenir ces courbes est illustré sur la figure II.5

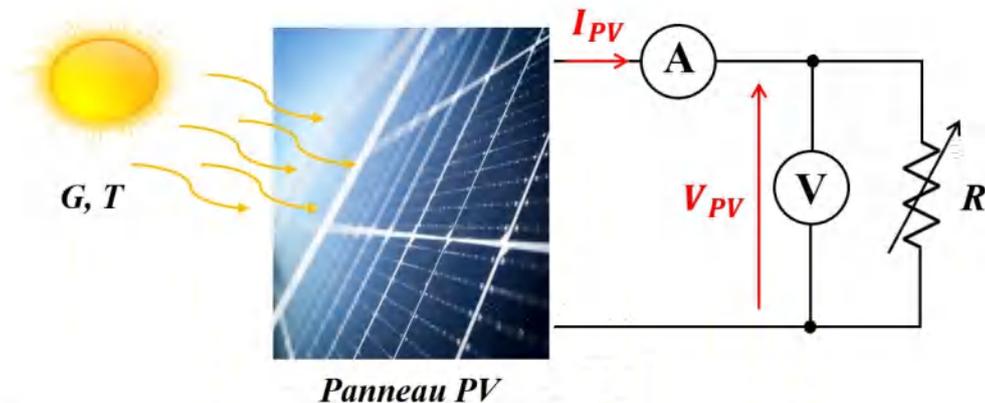


FIGURE II.5. Montage réalisé pour caractérisation du cellule PV

Pour un cas donné d'une cellule PV mono cristallin de $13 \text{ cm} \times 13 \text{ cm}$, nous avons utilisé les équations du modèle de cinq paramètres (couramment utilisé et donne des résultats satisfaisants[6]) pour simuler la cellule PV, et cela dans le programme MATLAB/Simulink, et nous avons extrait les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ de cette cellule illustrée sur la figure II.6 (a) et (b) respectivement. Il est à noter que lors du simulation, les conditions météorologiques considérés sont les STC.

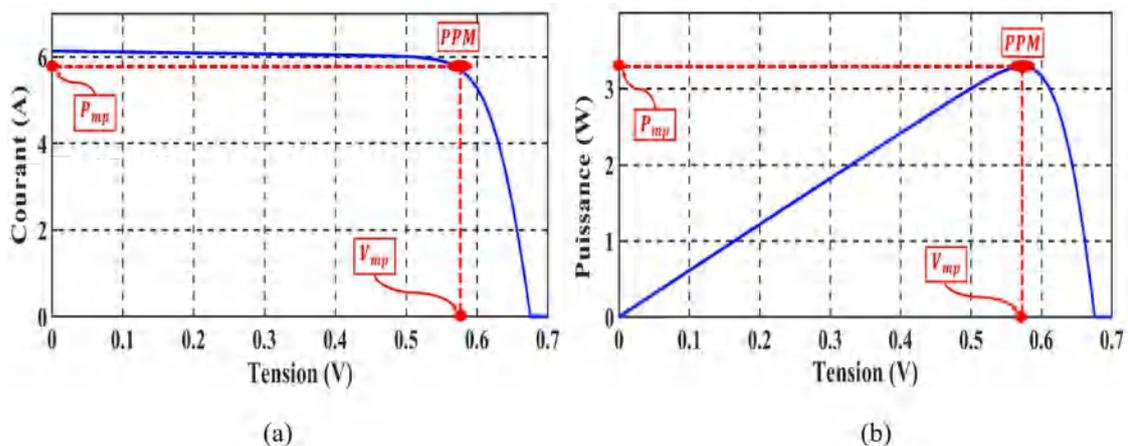


FIGURE II.6. Caractéristiques du cellule PV sous conditions STC (a) $I(V)$, (b) $P(V)$

II.3.2 Caractéristiques de module PV

Un module de modèle SPR-315E-WHT-D (Annexe.A) [97], composé de 96 cellules identiques à celle précédemment étudiée- mises en série, a été simulé sous environnement MATLAB/Simulink. Les caractéristiques électriques $I(V)$ et $P(V)$ de module sont présentées sur la figures II.7.

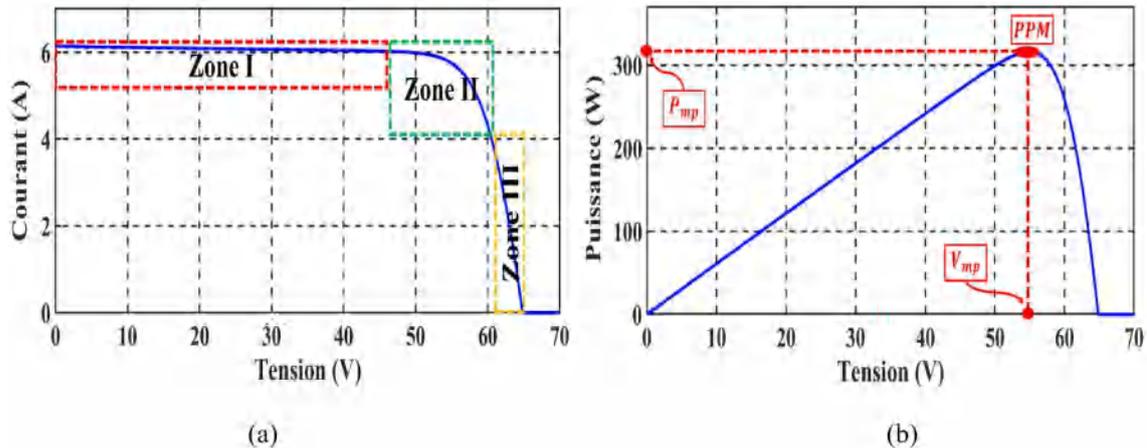


FIGURE II.7. Caractéristiques du module PV sous conditions STC (a) $I(V)$, (b) $P(V)$

En étudiant la caractéristique $I(V)$, nous pouvons distinguer suivant la variation de tension trois, zones essentielles [5],[93] :

- **Zone I** : Caractérisée par une faible variation du courant quelle que soit la valeur de tension ; le module PV fonctionne comme un générateur de courant.
- **Zone II** : Un coude apparait dans la caractéristique, représente une région intermédiaire entre les deux zones, qui est préférée pour le fonctionnement du générateur.
- **Zone III** : Une forte variation de courant correspondant à une légère variation de tension presque constante. Ici, le module PV est assimilable à un générateur de tension.

Pour la caractéristique $P(V)$, nous nous intéressons beaucoup plus aux points de tensions obtenus dans la zone II. La puissance délivrée par le module PV dans cette zone devient remarquable, et dans cette zone un point de puissance maximale appelé (PPM : correspond à une tension et courant de fonctionnement dite optimale) est obtenu. Une discussion de ces paramètres plus détaillée sera détaillée ultérieurement.

II.3.3 Association des modules photovoltaïques

Dans les conditions STC, la puissance maximale obtenue par le module PV étudiée est environs 315 Watt. Cette puissance est relativement faible pour les applications électriques courantes, en plus le courant et la tension générés sont fort et faible respectivement ce qui nécessite l'intervention d'un convertisseur comme ça a été mentionné dans le premier chapitre. Il est donc nécessaire d'associer les modules entre elles afin d'augmenter la puissance et réduire le nombre des convertisseurs utilisés [6],[98]. Donc, nous allons dans ce

qui suit étudier la variation des caractéristiques I(V) et P(V) pour les différentes possibilités d'association des modules.

a/- Association en série

Une association de N_s modules en série nécessite que ces derniers seront parcourus par le même courant, par contre la tension est augmentée comme montre le système d'équations [5],[99] :

$$\begin{cases} V_{co-serie} = N_s \cdot V_{co} \\ I_{cc-serie} = I_{cc} \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

Avec V_{co} , I_{cc} : Tension du circuit ouvert et Courant de court-circuit respectivement. De cette façon, les variations des caractéristiques I(V) et P(V) en augmentant le nombre de modules de 1 à 4 en série sont illustrées sur la figure II.8.

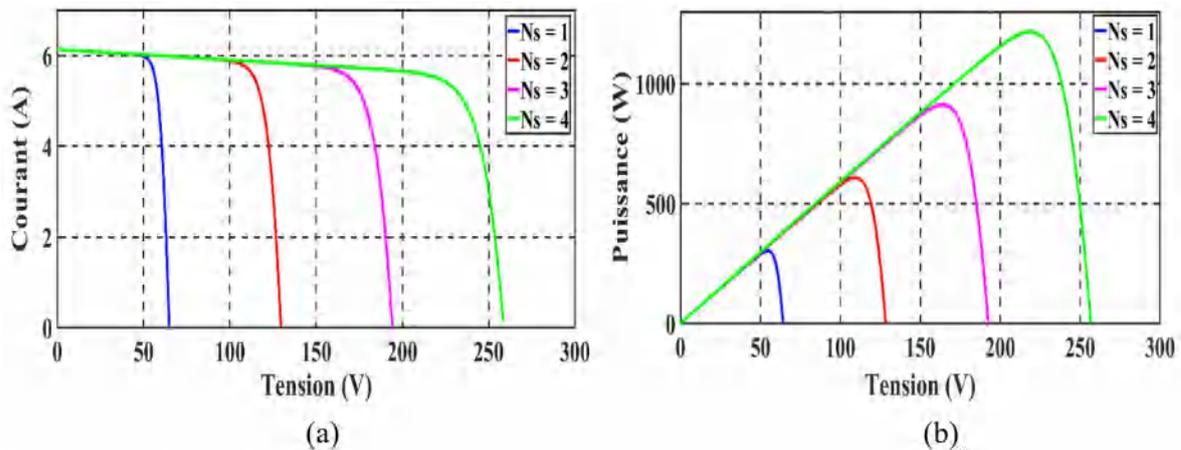


FIGURE II.8. Association série des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V)

b/- Association en parallèle

Pour augmenter le courant, N_p modules sont associés en parallèle, cela nécessite cette fois ci que les tensions des modules seront égales. Les relations montrant la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit sont illustrés sur le système suivant[5],[99] :

$$\begin{cases} V_{co-parallele} = V_{co} \\ I_{cc-parallele} = N_p \cdot I_{cc} \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

Les caractéristiques I(V) et P(V) obtenues lors d'association d'un, deux, trois et quatre modules en parallèles sont présentés sur la figure II.9.

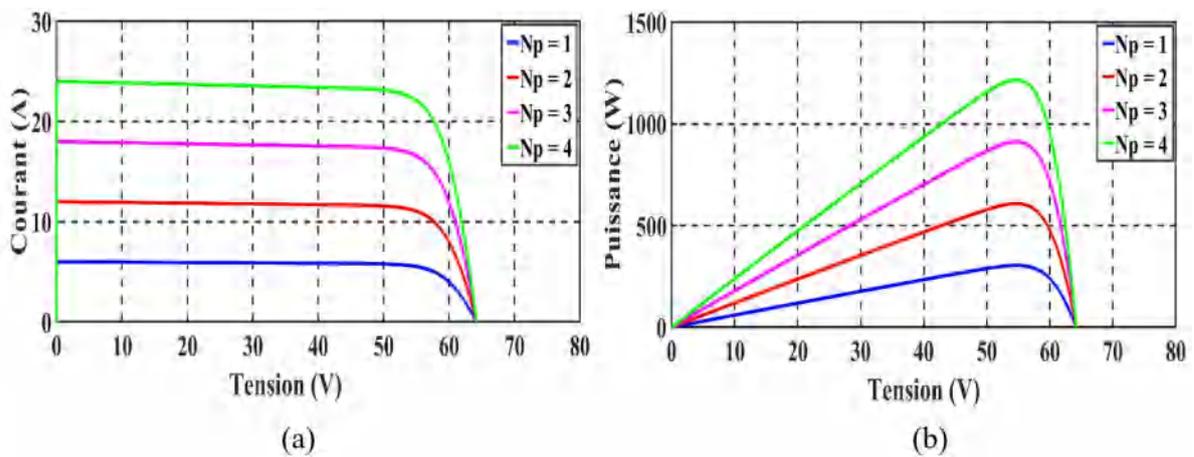


FIGURE II.9. Association parallèle des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V)

c/- Association en série – parallèle (mixte)

Une combinaison de N_p modules en parallèle et N_s modules en série (appelée dans certains références groupement mixte) permet d'augmenter à la fois le courant et la tension du système photovoltaïque. La tension et le courant de ce dernier sont [5],[99] :

$$\begin{cases} V_{co-mixte} = N_s \cdot V_{co} \\ I_{cc-mixte} = N_p \cdot I_{cc} \end{cases} \quad (II.15)$$

L'évolution des caractéristiques I(V) et P(V) de la matrice $N_s N_p$ est montrée sur la figure II.10.

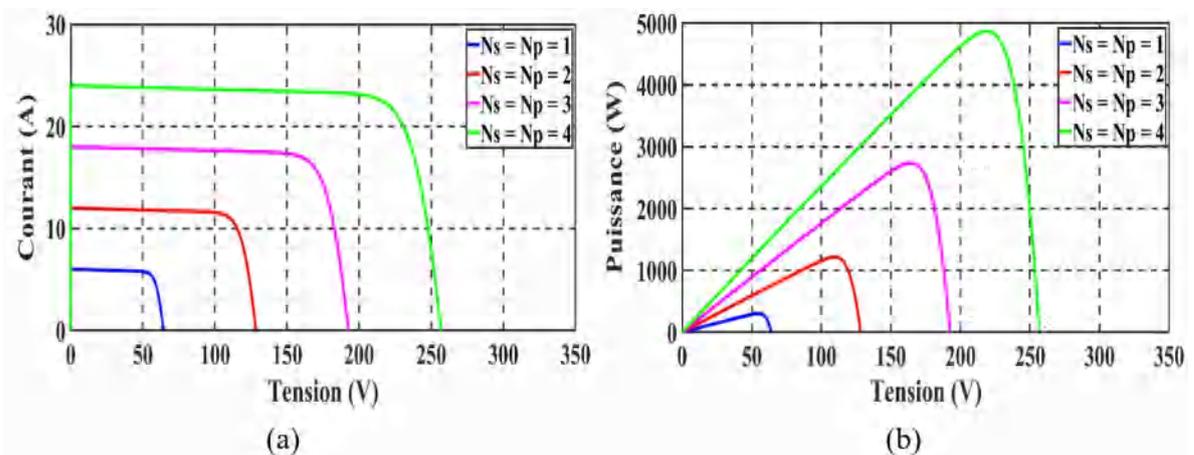


FIGURE II.10. Association mixte des modules PV avec STC (a) I(V), (b) P(V)

II.4 Paramètres externes du module photovoltaïque

Comme tous les équipements électriques, chaque module PV est équipé par une fiche d'identification montrant les paramètres internes et externes du produit (comme celui montré dans Annexe 1). Parmi ces paramètres, il y a des paramètres mesurables, et d'autres sont déterminés [93],[5],[100] :

II.4.1 Tension de circuit ouvert V_{co}

C'est la tension obtenue lors de branchement de voltmètre uniquement aux bornes du module PV. Ce paramètre dépend de la résistance de shunt et la barrière d'énergie de jonction PN. Il peut être déterminé à partir de la relation suivante :

$$0 = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_{co}}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{co}}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.16})$$

II.4.2 Courant de court-circuit I_{cc}

Comme le module PV est modélisé par une source de courant, un courant peut être mesuré en court-circuitant les bornes du module avec un ampèremètre, et le courant sera de courant de court-circuit (I_{cc}). Ce courant dépend d'irradiance appliqué au module et de la température comme illustre l'équation :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{q (R_s \cdot I_{cc})}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right] - \left(\frac{R_s \cdot I_{cc}}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.17})$$

II.4.3 Facteur de forme

Aux meilleurs cas, la puissance extraite des modules PV n'atteint pas la puissance théoriquement possible d'obtenir obtenue par le produit de courant de court-circuit et la tension du circuit ouvert; un point de puissance maximale (appelé PPM) illustré sur la caractéristique P(V) est obtenu (figure II.7 (b)). Ce point est obtenu par le produit de courant et de tension obtenus dans la zone II de caractéristique I(V) (figure II.7 (a)). Le rapport entre ces de puissances est appelé facteur de forme (FF) qui est défini par la relation :

$$FF = \frac{P_{max}}{P_{opt}} = \frac{V_{pm} \cdot I_{pm}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II.18})$$

Où : I_{mp} : Intensité de court-circuit; V_{mp} : Tension de circuit ouvert; I_{cc} : Intensité de court-circuit et V_{co} : Tension de circuit ouvert.

II.4.4 Rendement

Comme tout système électrique, le panneau PV est caractérisé par un rendement (η) défini par le rapport entre la puissance maximale délivrée par le module (P_{max}) et la puissance appliquée par le rayonnement solaire incident (P_{in}).

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{pm} \cdot I_{pm}}{S \cdot G} \quad (\text{II.19})$$

Où : S : surface de module solaire en m^2 et G : l'ensoleillement en W/m^2 .

II.5 Influence des paramètres externes et internes sur le module photovoltaïque

Comme le fonctionnement de la cellule PV dépend des paramètres météorologiques, de la qualité de matériau semiconducteur, ...etc. Les caractéristiques du module PV vont être affectés aussi. Pour cela, nous allons présenter l'impact de quelques paramètres à travers la simulation du module PV [5].

II.5.1 Influence de l'éclairement et la température

Les deux facteurs clés influant sur les paramètres de sortie de panneau PV sont respectivement l'ensoleillement et la température. Nous avons simulé le module SPR-315E-WHT-D en premier lieu en variant l'ensoleillement de 1000 de à 400 W/m^2 avec température de 25°C, et en deuxième lieu nous avons fixé un ensoleillement de 1000 W/m^2 et la température a été varié de 0 à 65°C. Les caractéristiques I(V) et P(V) sont illustrées respectivement sur les figures II.11 et II.12.

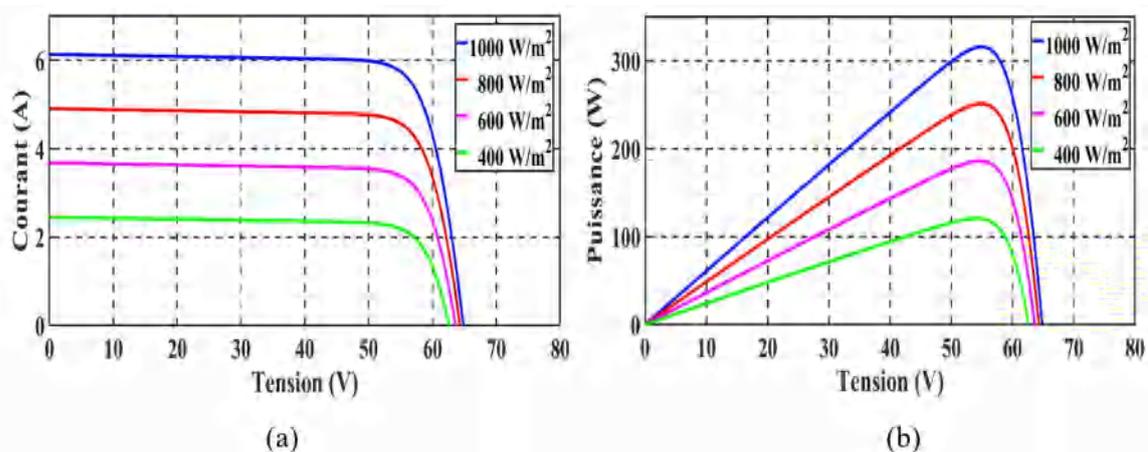


FIGURE II.11. Influence d'éclairement sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V)

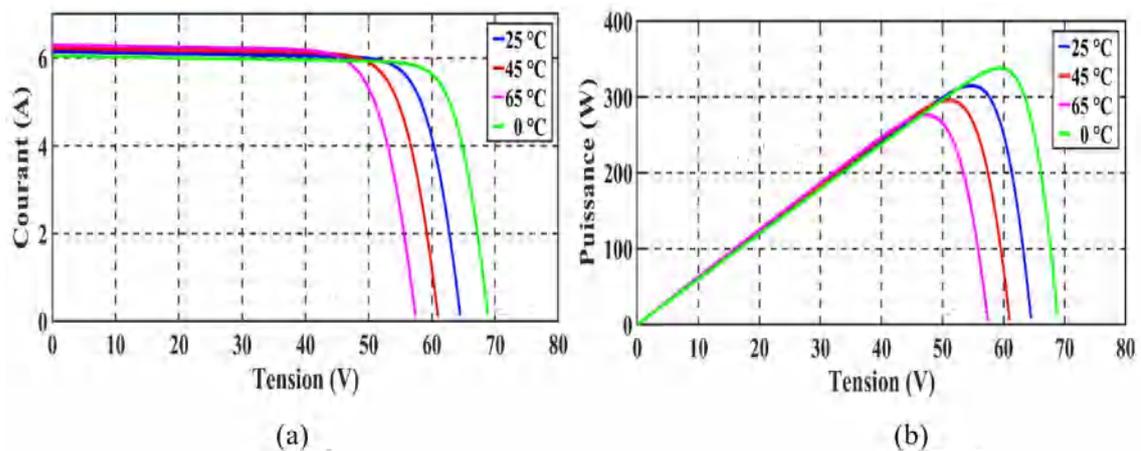


FIGURE II.12. Influence de la température sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V)

A partir des résultats nous avons constaté que l'éclairement a une influence remarquable sur le courant généré par le module PV en comparant avec la tension. Mais les caractéristiques montrées sur la figure II.12 montrent que la température influe légèrement sur la tension de module PV.

II.5.2 Influence les résistances (série et shunt)

La qualité de matériau semiconducteur utilisé pour la cellule PV possède une influence sur pertes Joule dans le générateur, et aussi le courant de fuite de la cellule. Nous avons simulé pour le même module sous conditions STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$; $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$) avec une augmentation de 100, 200 et 300 % de la valeur de résistance série. Sous mêmes conditions, nous avons simulé le module avec diminution de 70, 80 et 90 de la résistance shunt dans le modèle de module PV. Les résultats sont affichés sur les figures II.13 et II.14 respectivement.

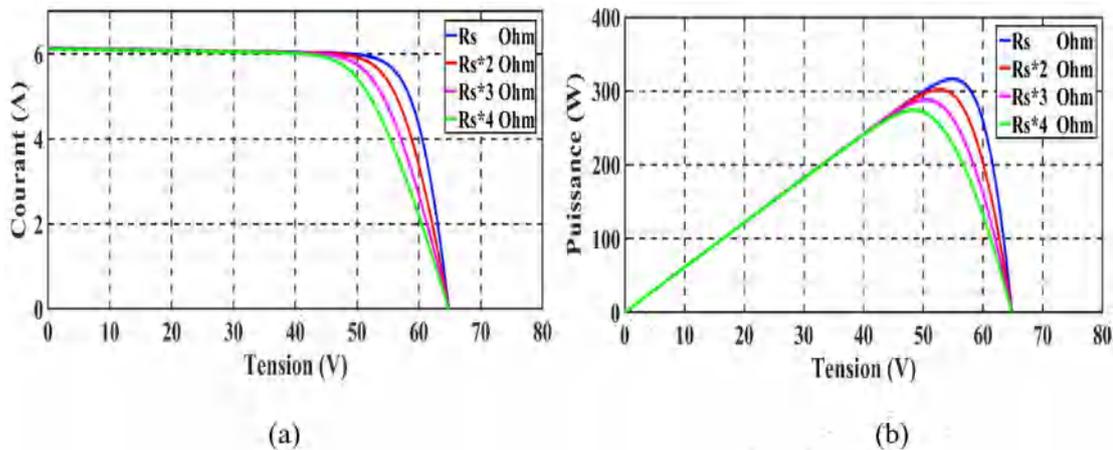


FIGURE II.13. Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V)

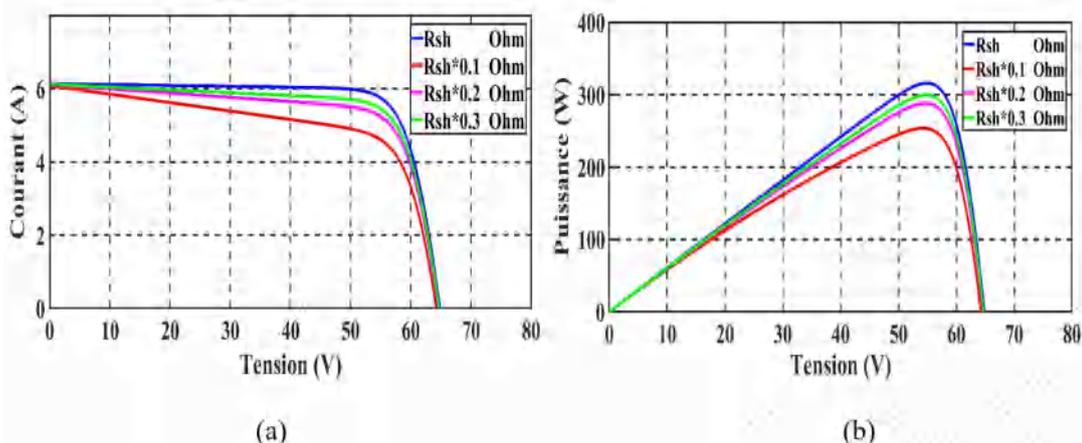


FIGURE II.14. Influence de résistance série sur les caractéristiques du module PV (a) I(V), (b) P(V)

Nous remarquons que l'augmentation de la résistance série provoque une diminution de la pente des courbes I(V) et P(V), mais le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{co} restent stables. Pour le cas de variation de R_{sh} , plus la résistance diminue, plus les deux caractéristiques auront un changement de forme. Le courant de court-circuit I_{cc}

et la tension de circuit ouvert V_{co} demeurent inchangées.

II.6 Problèmes de fonctionnement des modules PV

Lors de fonctionnement de module PV, il peut arriver des problèmes de fonctionnement soit d'origine de fabrication, ou d'entourage de fonctionnement de module PV.

II.6.1 Phénomène de mismatch

Mismatch est un problème posé dans les installations photovoltaïque provoqué par un défaut de fabrication de module ou par problème d'endroit d'installation, qui résulte que deux modules identiques ne possèdent pas les mêmes caractéristiques $I(V)$. Cette différence peut engendrer des pertes par inadéquation lors du placement de ces cellules en série ou en parallèle. On peut distinguer deux types de défauts de mismatch[28] [32],[101, 102] :

- **Mismatch structurel (statique)**

Ce phénomène se produit lorsque deux cellules identiques (même technologie, technique de fabrication, fournisseur, génération) soumises aux conditions de fonctionnement identiques et donnent des caractéristiques différentes. En général, les fabricants offrent une garantie de dispersion des caractéristiques de 3 à 10%. [103, 104].

- **Mismatch fonctionnel (dynamique)**

Ce phénomène est causé par le milieu de fonctionnement des cellules PV, où un changement de niveau d'irradiance ou de température peut arriver. Ce phénomène peut engendrer des pertes considérables [105],

II.6.2 Phénomène d'ombrage

En raison des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ non linéaires de la courbe PV et des conséquences des conditions environnementales variables (en particulier l'éclairement et la température), les systèmes photovoltaïques sont exposés à différents phénomènes qui peuvent perturber leur fonctionnement. L'ombrage est classé parmi les plus fréquents [106].

L'ombrage est défini comme un empêchement de recevoir l'éclairement nécessaire pour le fonctionnement. Il peut être considéré comme total si toutes les cellules photovoltaïques ne reçoivent pas l'éclairement comme celui provoqué par un nuage [106], [2]. Par contre, si une partie de la cellule photovoltaïque ne reçoit pas le rayonnement, l'ombrage est considéré comme partiel, il peut être causé par une cheminée, un arbre, poussière, neige ..., comme illustre la figure II.15.



FIGURE II.15. Matrice PV exposés à l'ombrage partiel

Il existe différents critères de classement de l'ombrage outre que le pourcentage de système affecté [103],[106] :

- La durée : temporaire ou permanent
- La distance par rapport à l'obstacle : proche ou éloigné

Lorsque les modules de matrice PV sont exposés à un éclairage uniforme, la courbe P(V) globale du système montre un pic unique. Mais lorsque certains modules sont exposés à un ombrage partiel, plusieurs pics apparaissent sur la courbe P(V) globale du système où un seul point de puissance maximale globale « Global Maximum Power Point » (GMPP) est obtenu, ainsi que d'autres points dites de puissance maximale locale « Local Maximum Power Point » (LMPP) comme montre la figure II.16. De manière générale, la puissance photovoltaïque produite est réduite significativement.

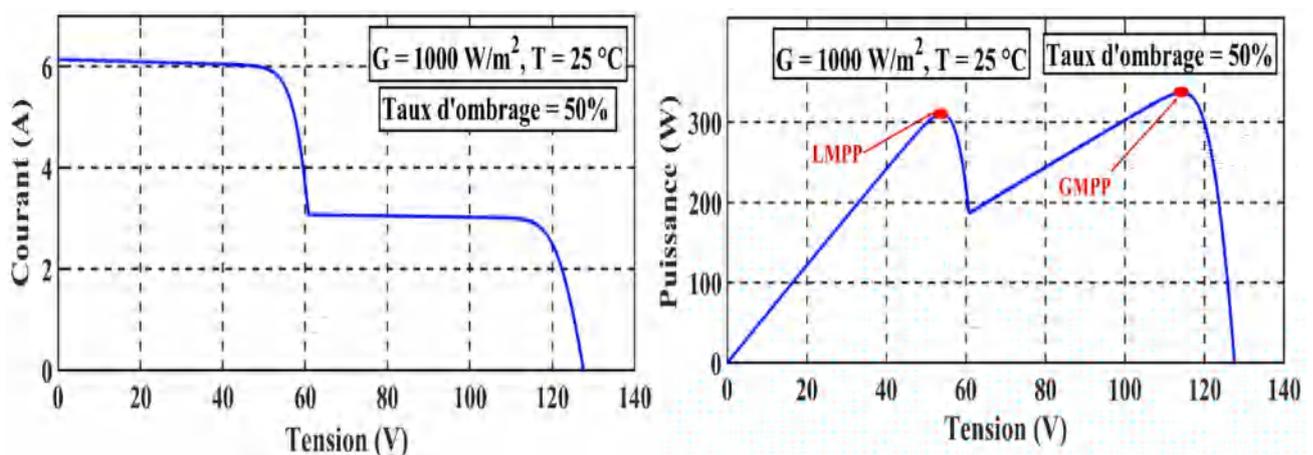


FIGURE II.16. Caractéristique I(V) et P(V) d'un système PV exposé au phénomène d'ombrage partiel

Pour étudier l'impact d'ombrage partiel sur les modules PV, nous allons simuler un système PV composé de deux modules connectés en série (figure II.17) où un des modules est exposé à l'ombrage partiel. Pour ce système, nous allons tracer les caractéristiques I(V) et P(V) en variant l'éclairage appliqué initialement aux modules de 400 à 1000 W/m^2

avec un ombrage de 50 % de module, puis en variant le taux d'ombrage d'un des modules de 0 à 60%. Les caractéristiques obtenues sont illustrées sur les figures II.18 et II.19 respectivement.

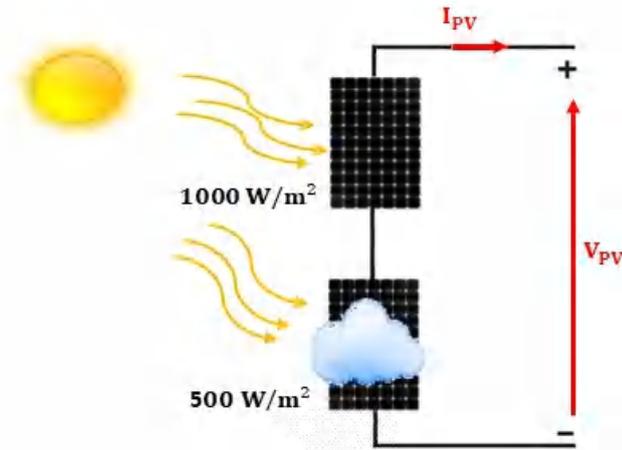


FIGURE II.17. Système PV simulé lors de présence d'ombrage partiel

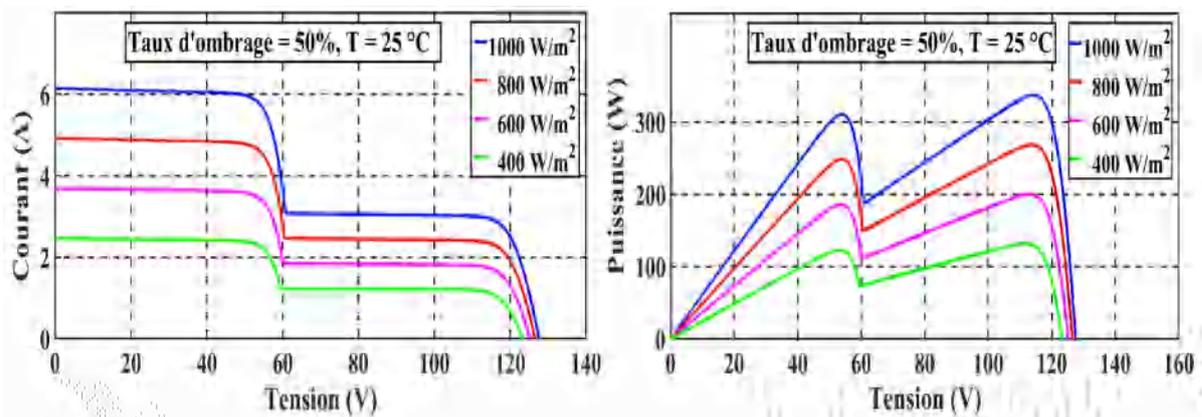


FIGURE II.18. Caractéristiques I(V) et P(V) des modules PV exposés à un éclairage variable avec un taux d'ombrage de 50%

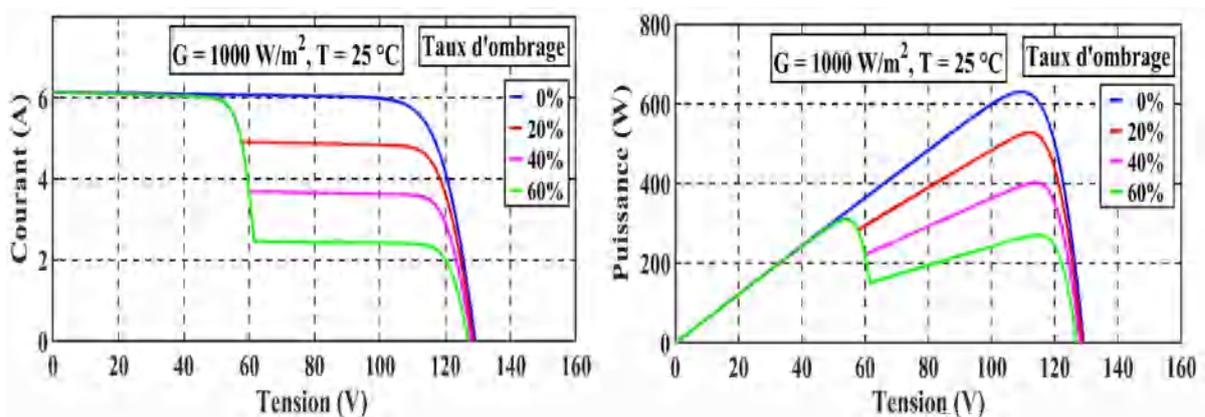


FIGURE II.19. Caractéristiques I(V) et P(V) des modules PV mises aux conditions STC avec un taux d'ombrage variable

Les résultats montrent que la variation d'irradiance appliqué avec un taux constant provoque une apparition de deux points de puissances maximales ; mais le rapport entre ces deux points ne change pas avec la variation d'irradiance appliqué. Cependant, la varia-

tion de taux d'ombrage change considérablement le rapport entre les deux puissances des points apparaissant sur la courbe P(V).

II.7 Protection des modules photovoltaïques

Pour garantir la durabilité d'une installation photovoltaïque et assurer sa fiabilité, cette dernière est équipée par des protections électriques afin d'éviter toute défaillances qui peut engendrer un dysfonctionnement ou destruction des modules PV. Contrairement aux systèmes AC, deux types de protections classiques sont utilisés fréquemment dans les installations PV actuelles [2],[28],[32],[101] :

- **Diode anti retour**

Dans la composition d'une chaîne PV en série, il arrive que la tension d'un module sera différente de celle des autres. Cela engendre que la chaîne contenant ce module se comporte comme une charge par rapport aux autres chaînes (passage du courant inverse dans les modules), et conduit à une diminution du rendement du système global. Il est nécessaire donc de bloquer ce courant pour éviter ces pertes. La protection contre ce genre de défauts consiste à l'utilisation d'une diode dite anti-retour mise en série (figure II.20) avec chaque chaîne de modules PV [107].

- **Diode by-pass**

Les modules PV sont classés comme des générateurs de courant, donc la mise en série des cellules nécessite l'égalité de courant généré par chaque module. Il arrive que le courant généré ne soit pas identique dans toute la chaîne PV. Alors, le module PV qui possède un courant faible par rapport aux autres modules peut se comporter comme une charge, et provoque une réduction de puissance produite. Pour éviter ce phénomène, une diode (appelée diode de by-pass ou de dérivation) est ajoutée en parallèle à chaque panneau PV. Cette diode protège le module contre le fonctionnement en régime inverse [101, 102].

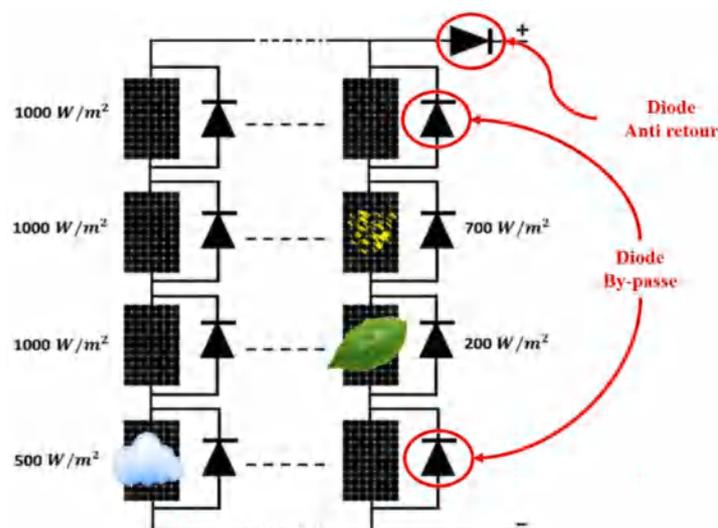


FIGURE II.20. Protection des modules PV avec diodes By-pass et anti-retour

II.8 Connexion des modules photovoltaïques

Le générateur photovoltaïque peut être connecté avec la charge de deux manières différentes :

soit une connexion directe ou à travers un convertisseur pour l'adaptation de niveau de tension.

II.8.1 Connexion directe (Générateur PV - Charge DC)

Pour un générateur de courant, la tension obtenue au niveau de la charge dépend de sa résistance. Donc il peut arriver que certains générateurs PV sont branchés directement avec la charge comme illustrée sur la figure II.21, uniquement une diode anti-retour est placée entre le module et la charge. Ce choix est particulièrement utilisé si le système PV est destiné à une charge bien déterminée, où il n'y a pas de risque de variation de la charge qui change le point de fonctionnement sur la caractéristique P(V) [108, 109].

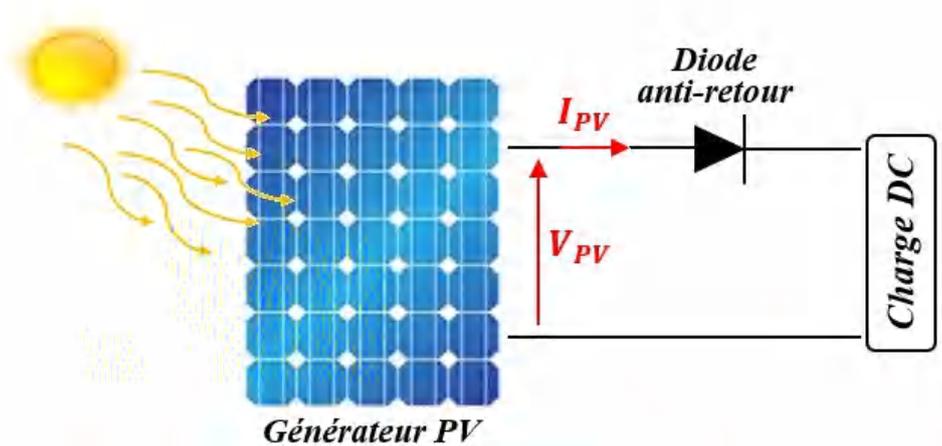


FIGURE II.21. Connexion directe (Générateur PV - Charge DC)

Parmi les systèmes qui utilisent ce montage, on peut citer :

- Les charges DC de type batterie recueillant le courant PV sous des tensions proches de sa valeur optimale;
- Le pompage d'eau.

Il est à noter que ce genre de montage peut engendrer des pertes allant de 5% à 30% [110].

II.8.2 Connexion indirecte Générateur PV - Charge à travers un étage d'adaptation

Afin d'assurer la stabilité de valeur de tension demandée par la charge, un circuit composé de convertisseurs de l'électronique de puissance est introduit entre le générateur PV et la charge. Ce circuit est un convertisseur DC/DC qui convertit le courant et la tension sortant de générateur PV (montrés sur la figure II.22) en un courant et tension adaptés à celles demandés par la charge [108, 109].

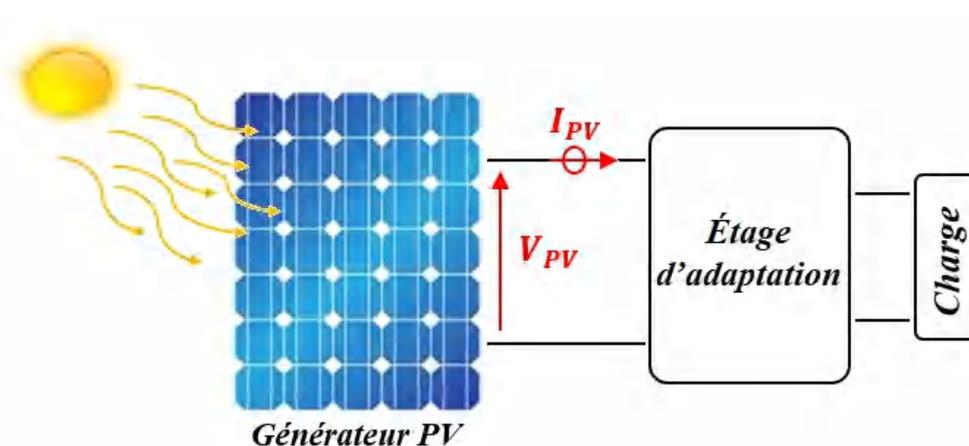


FIGURE II.22. Convertisseur d'adaptation entre générateur PV et la charge

Outre que le courant et la tension, ce montage permet d'assurer le transfert optimal d'énergie quel que soit les conditions de fonctionnement de la source PV [109].

II.9 Convertisseur DC/DC (Hacheur)

Dans les dernières années, et avec la large utilisation des énergies renouvelables, les convertisseurs DC/DC ont connu une révolution. Parmi ses applications, les systèmes PV ont été considérés comme le premier système impliquant ces convertisseurs. Il s'agit de dispositifs électroniques permettant de convertir une tension continue (DC) en une deuxième tension de même genre avec variation d'amplitude ou de polarité [29].

Pour optimiser le rendement du module PV, le convertisseur DC/DC permet de récupérer la puissance maximale produite grâce à la mise en œuvre d'algorithmes de recherche du point de puissance maximale (MPP) [45].

Ces convertisseurs DC/DC peuvent être classés isolé ou non isolé : le convertisseur isolé possède est caractérisé par une isolation galvanique entre le circuit d'entrée et de sortie. On peut citer par exemple : les alimentations Flyback, Forward, Push-Pull, ...etc. Les convertisseurs non-isolés sont celles qui sont utilisés dans les systèmes PV, comme les convertisseurs : Boost, Buck, Buck-Boost, Sepic, ...etc[29],[110, 111].

Nous allons dans ce qui suit présenter le fonctionnement des convertisseurs non isolés.

II.9.1 Hacheur Boost (élevateur)

Ce type de convertisseurs a pour objectif principal l'augmentation de tension d'entrée. Son fonctionnement est basé sur l'utilisation d'un interrupteur K commandé à la fermeture et l'ouverture (IGBT ou MOSFET), ainsi qu'un interrupteur non commandé (diode). En outre une inductance et un condensateur sont impliqués dans ce circuit comme montre la figure II.23.

Ce convertisseur fonctionne dans deux phases distinctes : La commutation et le transfert d'énergie. Dans la première phase la tension d'entrée DC est commutée avec l'inductance en utilisant des interrupteurs ; et dans ce temps l'inductance stocke de l'énergie. Lors d'ouverture d'interrupteur, l'énergie stockée dans l'inductance est transférée au condensateur de sortie, augmentant ainsi la tension de sortie[29],[31],[110, 111].

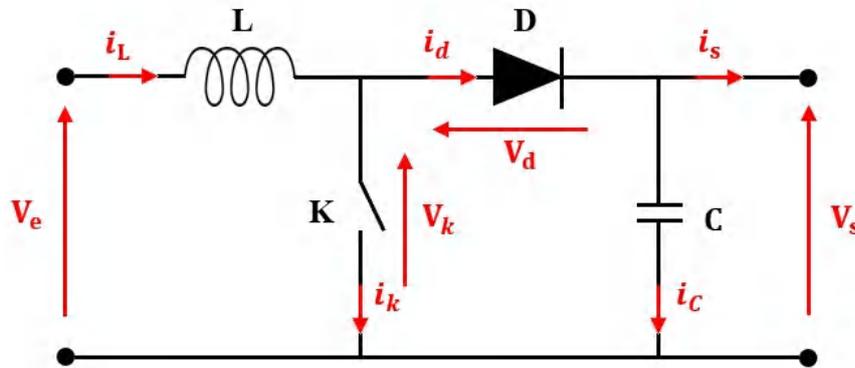


FIGURE II.23. Schéma électrique d'un hacheur Boost

La relation qui lie la tension de sortie V_s avec celle d'entrée V_e est donnée par[29],[110, 111] :

$$V_s (1 - \alpha) = V_e \Rightarrow V_s = \frac{V_e}{(1 - \alpha)} \quad (\text{II.20})$$

Où : α est défini par le rapport cyclique de la commutation, qui représente le rapport entre le temps de fonctionnement de circuit de commutation et temps total de la période.

II.9.2 Hacheur Buck (abaisseur)

Le convertisseur Buck est un circuit où la tension de sortie est inférieure à celle imposée à l'entrée. Les composants de ces convertisseurs sont les mêmes que celles de convertisseur Boost : une inductance, un condensateur, une diode et d'un interrupteur électronique commandé. Ces composants sont montés comme illustre la figure II.24. Dans ce circuit, la commutation est faite avec la charge, et le transfert d'énergie se fait entre la source et le condensateur [29],[110, 111].

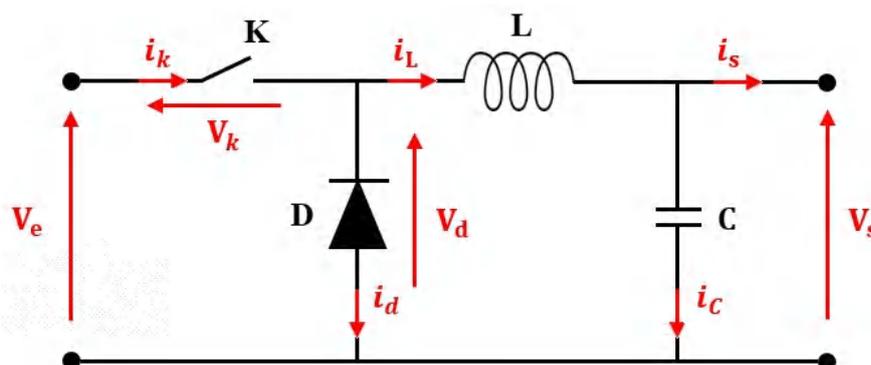


FIGURE II.24. Schéma électrique d'un hacheur Buck

La tension de sortie V_s est donnée en fonction de la tension d'entrée V_e et le rapport de conversion α . Elle est définie par la relation suivante[29],[31] :

$$V_s = \alpha \cdot V_e \quad (\text{II.21})$$

II.9.3 Hacheur Buck-Boost

En utilisant toujours les mêmes éléments (inductance, condensateur, interrupteur commandé et un interrupteur non commandé) une autre topologie (figure II.25). Ce montage permet d'adapter la tension de sortie pour obtenir une valeur supérieure ou inférieure à celle d'entrée ; c'est le hacheur Buck-Boost. Il est utilisé par exemple dans les alimentations réglées et les systèmes d'alimentation des batteries [29],[110, 111]. Ce convertisseur peut fonctionner en deux modes de fonctionnement :

- Mode de commutation continue (CCM),
- Mode de commutation de conduite directe (DCM).

Chacun de ces modes peut être utilisé pour améliorer l'efficacité et la stabilité du convertisseur en fonction des spécifications de la charge et de la tension d'entrée.

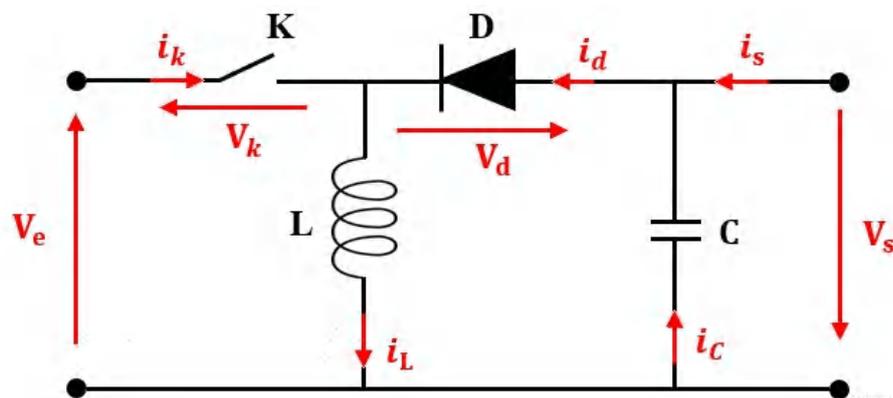


FIGURE II.25. Schéma électrique d'un hacheur Buck - Boost

Pour ce montage, la tension de sortie V_s est définie par la relation [31],[110] :

$$V_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \cdot V_e \quad (\text{II.22})$$

Avec : V_e est la tension d'entrée, et α présente le rapport de conversion.

II.9.4 Hacheur Ćuk

Le convertisseur Ćuk est un convertisseur DC/DC qui offre une tension de sortie de niveau supérieur ou inférieur à celle d'entrée ; ce montage est formé d'un circuit d'induction et d'un autre de commutation comme illustre la figure II.26. Il se compose de deux inductances, un condensateur et deux interrupteurs (un commandé et l'autre non commandé) [110, 111].

De point de vue fonctionnement, il est similaire à celui du convertisseur Buck-Boost, ; l'inductance primaire stocke l'énergie et la transfère à l'inductance secondaire si on veut augmenter la tension, ou l'inverse pour un fonctionnement de réduction. Il est souvent utilisé dans les systèmes hybrides solaire-éoliens, où la tension de l'entrée dépend de l'ensoleillement ou de la vitesse du vent [31],[110].

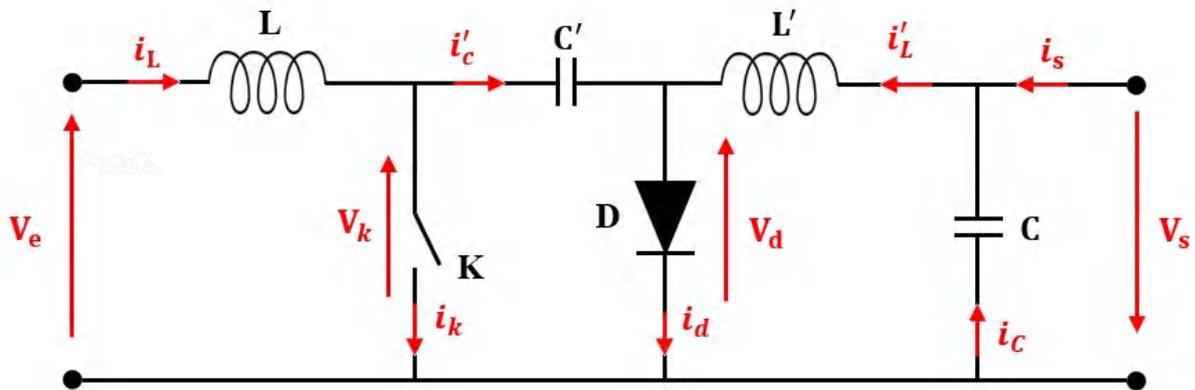


FIGURE II.26. Schéma électrique d'un convertisseur Ćuk

La tension de sortie V_s est définie par [29],[110] :

$$V_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \cdot V_e \quad (\text{II.23})$$

Avec V_e est la tension d'entrée et α est le rapport cyclique.

II.9.5 Hacheur Sepic

Le convertisseur SEPIC (Single Ended Primary Inductor Converter) est un type de convertisseur DC/DC réversible, avec des caractéristiques identiques à celles du Ćuk, mais il n'est pas inverseur en tension. Ce convertisseur utilise les mêmes composants de celui de Ćuk, seulement une position de diode et de l'inductance ont été inversé (figure II.27).

Le fonctionnement est basé sur une commutation bidirectionnelle pour transférer l'énergie du circuit d'entrée au circuit de sortie : l'inductance primaire stocke l'énergie et la transfère à la secondaire. La tension de sortie est obtenue sera la somme de tension d'inductance et du condensateur de sortie [110, 111].

D'habitude ce convertisseur est utilisé dans les applications électroniques qui possèdent une tension instable et tension de sortie bien déterminée. Il possède une bonne efficacité de conversion, une bonne précision avec séparation galvanique entre les circuits d'entrée et de sortie [29],[110, 111].

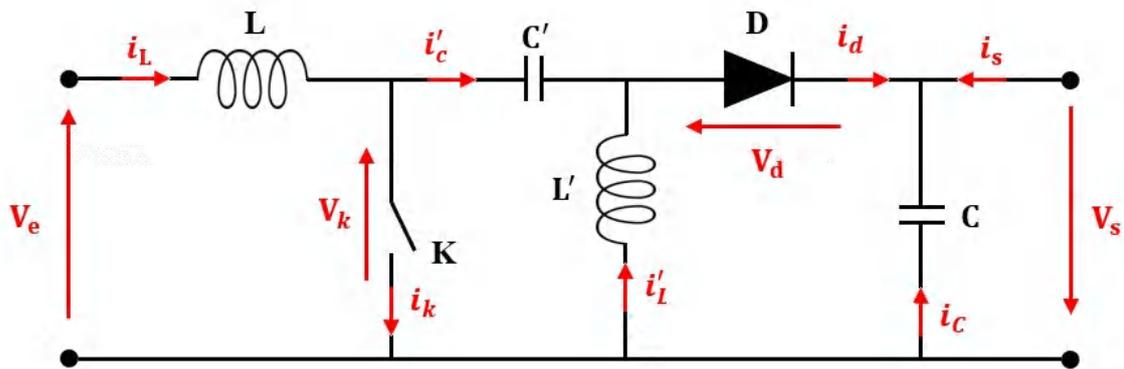


FIGURE II.27. Schéma électrique d'un convertisseur Sepic

L'équation de la tension de sortie V_s pour ce convertisseur en fonction de tension d'entrée V_e et de rapport cyclique α est [29],[110, 111] :

$$V_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \cdot V_e \quad (\text{II.24})$$

Ce convertisseur est caractérisé par un coût d'implémentation élevés[52].

Il est à noter que l'expression théorique pour le rapport de conversion en tension est la même pour les convertisseurs Buck-Boost, Ćuk, Sepic.

II.9.6 Hacheur Boost Multi-Niveau (MLBC)

Pour ce convertisseur, la tension d'entrée est convertie en une tension de sortie supérieure. Il est construit en utilisant des diodes et condensateurs supplémentaires placés avec une manière illustrée sur la figure II.28 [49, 50]. A la sortie, nous obtenons une tension totale qui est la somme de celles de chaque niveau. Le niveau est calculé en utilisant un algorithme de commande pour optimiser l'efficacité énergétique.

Ce convertisseur est utilisé dans de nombreuses applications, aussi dans le suivi de point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes PV. Sa conception permet également une mise à l'échelle facile de la tension de sortie pour répondre aux besoins de l'application [50],[112].

La tension de sortie V_s en fonction du nombre de niveaux N_i est donnée par :

$$V_s = N_i \frac{1 + \alpha}{1 - \alpha} \cdot V_e \quad (\text{II.25})$$

Où : V_e Tension d'entrée; α est le rapport cyclique.

Le MLBC offre une meilleure efficacité à des niveaux de tension de sortie plus élevés, avec réduction des ondulations au niveau de tension de sortie et une meilleure précision [49, 50].

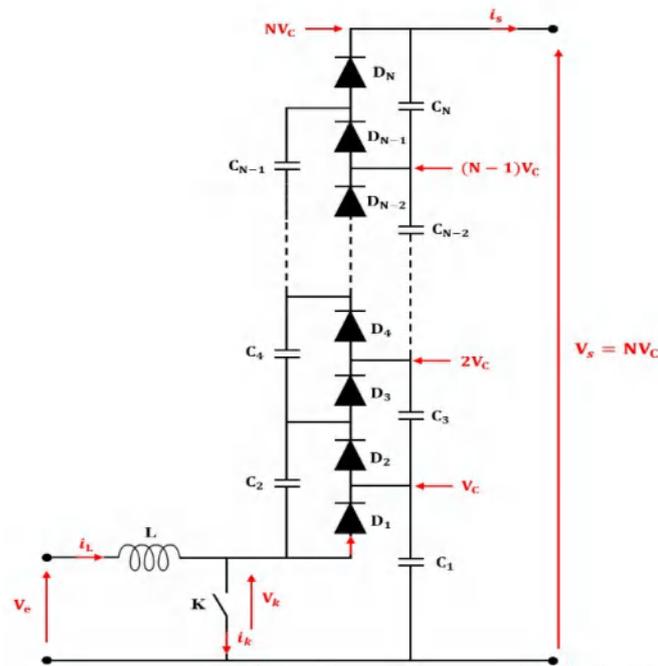


FIGURE II.28. Schéma électrique d'un convertisseur MLBC

II.10 Comparaison de système PV connecté à deux types de convertisseurs DC/DC

Après avoir présenté les différentes topologies de convertisseurs DC/DC, nous simulons dans cette partie les deux panneaux PV mises en série de type SPR-315E-WHT-D qui alimentent une charge résistive à travers un convertisseur DC/DC pour atteindre un niveau de tension supérieur à celui de panneau. Nous allons utiliser deux conceptions : topologie Boost (figure II.23) et topologie Boost Multi-niveau (figure II.28). Pour le cas de convertisseur MLBC, le nombre de niveau $N_i=2$.

II.10.1 Simulation avec un éclairement constant (Condition STC)

Dans un premier lieu, nous avons simulé le système sous conditions STC : l'irradiance était considérée 1000 W/m^2 , et la température est de 25°C . Dans la simulation nous avons étudié la tension de sortie au niveau des panneaux PV ainsi que la tension sortie de convertisseurs Boost et MLBC. Les résultats obtenus sont illustrés sur la figure II.29 (a) et (b) respectivement.

Les résultats montrent que le convertisseur MLBC a permis d'obtenir une tension plus élevée que celle résultante de convertisseur Boost. Pour comparer les puissances résultantes des deux convertisseurs, les figures II.30 (a) et (b) illustrent les puissances obtenues avec le convertisseur Boost et MLBC respectivement. La tension des capacités impliqués dans le système MLBC sont affichés dans la figure II.31.

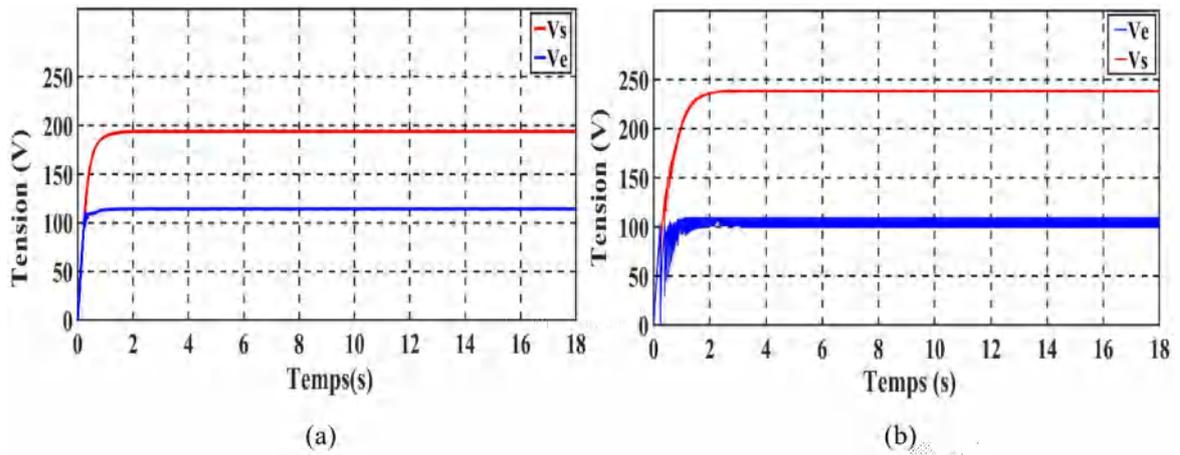


FIGURE II.29. Tension d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC

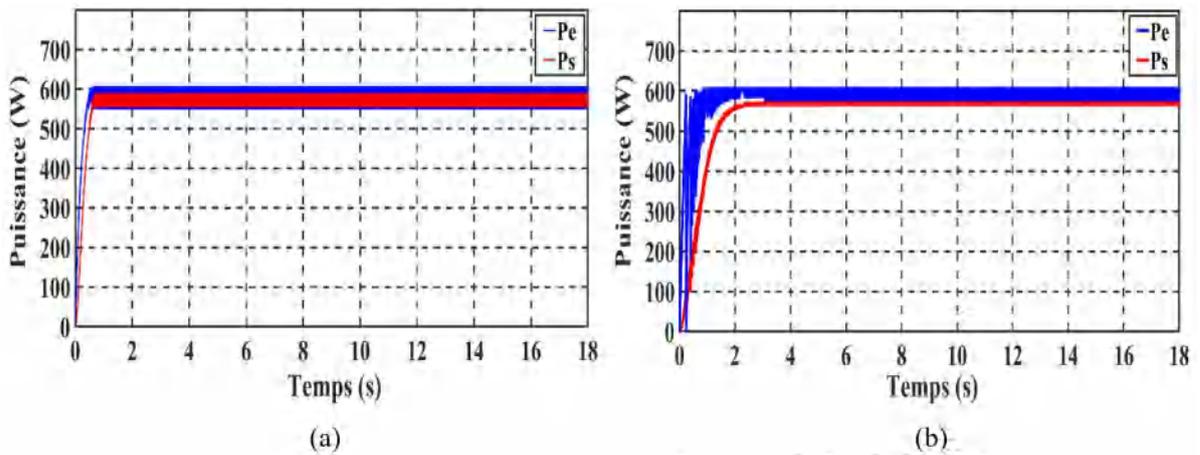


FIGURE II.30. Puissance d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC

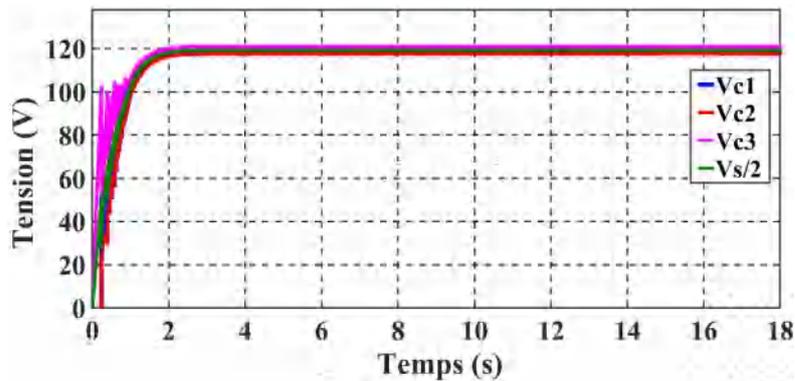


FIGURE II.31. Tensions de chaque capacité

Nous observons que les deux convertisseurs offrent presque la même puissance de sortie au niveau de convertisseur, et cela pour une irradiation constante. Les deux convertisseurs ont le même temps de réponse, mais grâce à la conception MLBC la tension est répartie de manière équitable sur les condensateurs multi-niveau, et la tension obtenue à la sortie est plus élevée [113].

II.10.2 Simulation avec un éclairement variable

Nous simulons maintenant le même système avec les deux convertisseurs, mais cette fois-ci nous appliquons une irradiance variable assimilable à celle obtenue pour un jour d'été. Le profil d'irradiance appliqué au panneau est illustré sur la figure II.32.

Les tensions d'entrée et de sortie des convertisseurs Boost et MLBC sont présentés respectivement sur la figure II.33 (a) et (b). Les puissances à l'entrée et à la sortie des convertisseurs Boost et MLBC sont affichés sur la figure II.34 (a) et (b) respectivement. Les tensions des capacités impliqués dans le MLBC sont illustrées sur la figure II.35.

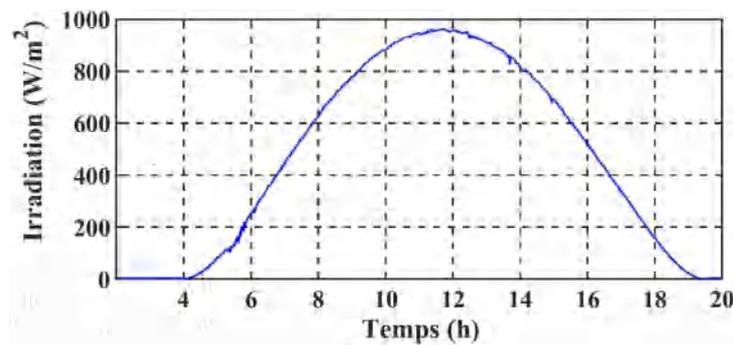


FIGURE II.32. Profile d'irradiance appliqué sur les modules PV

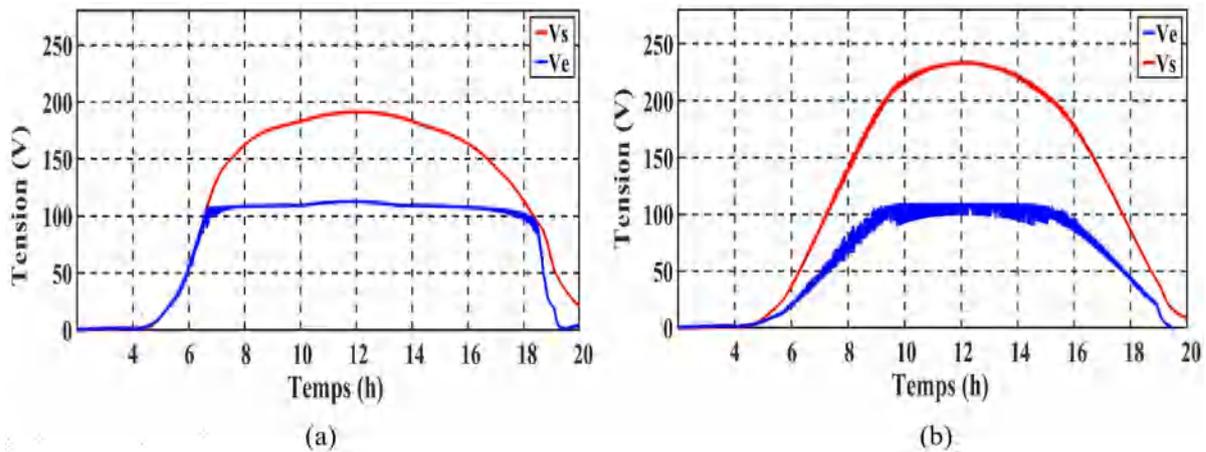


FIGURE II.33. Tension d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC

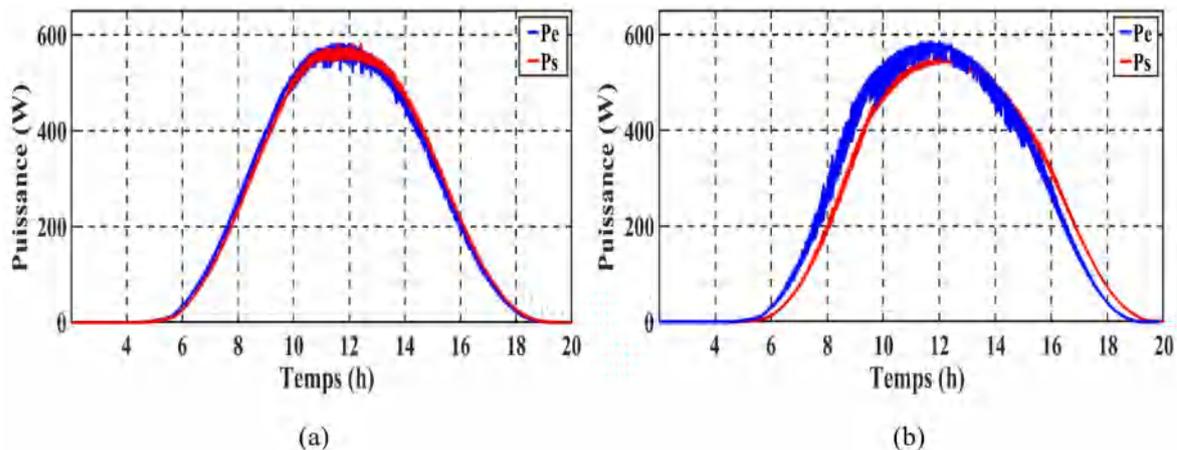


FIGURE II.34. Puissance d'entrée et de sortie (a) Hacheur Boost, (b) Hacheur MLBC

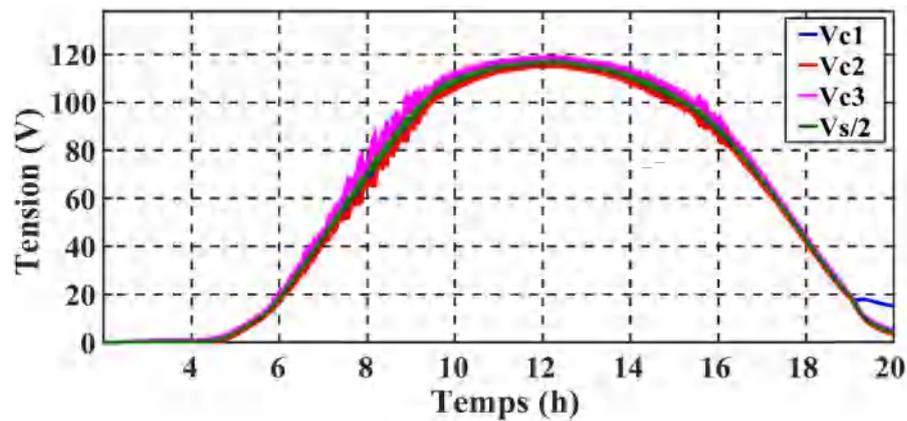


FIGURE II.35. Tension de chaque capacité sous un éclairage variable

Les résultats obtenus -en variant l'irradiance appliqué au modules PV- montrent la fiabilité de fonctionnement des deux convertisseurs de côté énergétique (la même puissance de sortie obtenue), mais avec des niveaux de tensions différents. Il est à noter que cette simulation a prouvé la stabilité des convertisseurs vis-à-vis la variation d'irradiance [113].

II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé la cellule, le module PV et une chaîne PV. Les caractéristiques électriques ($I(V)$ et $P(V)$) ont été déterminés sous l'influence des paramètres internes et externes. Lors des simulations, plusieurs niveaux d'éclairement et de température ont été considérés y compris les conditions STC. Les mêmes caractéristiques ont été étudiés en présence d'ombrages partiels.

Dans la dernière partie de chapitre, nous avons présenté les convertisseurs DC/DC utilisés dans le domaine d'électronique de puissance. Nous nous sommes intéressés beaucoup plus à ceux impliqués dans l'adaptation des systèmes photovoltaïques. Parmi les différents convertisseurs nous avons simulé deux topologies de convertisseurs DC/DC : le convertisseur Boost et le convertisseur MLBC. Les systèmes ont été simulés sous conditions STC et avec éclairage variable pour vérifier la stabilité et la fiabilité des systèmes sous variation d'irradiance.

Dans le prochain chapitre, nous allons appliquer différents types des algorithmes MPPT sur le système PV pour étudier le comportement de système PV lors d'application de chaque algorithme. D'autre part, nous vérifions les performances des algorithmes d'atteindre le point PPM.

Chapitre III

Contribution de la commande au fonctionnement MPPT

III.1 Introduction

Pour maximiser la production d'énergie des systèmes PV, il est essentiel de passer à travers un convertisseur pour que l'énergie s'adapte à la charge. Cette adaptation est compliquée à cause du comportement non linéaire du module PV. Le fonctionnement de ces convertisseurs peut se faire d'une manière à satisfaire un niveau de tension demandé, ou d'extraire la puissance maximale produite par le module PV, quelles que soient les conditions météorologiques (température et irradiation). Cette dernière est appelée technique MPPT permettent de rechercher le point de puissance maximale dans un générateur non linéaire comme le module PV, et cela afin d'augmenter le rendement global du système. Il existe plusieurs algorithmes pour rechercher ce point de puissance maximale, qui se différencie de la manière de fonctionnement ou de complexité de structure.

Ce chapitre a pour objectif de fournir une analyse approfondie de quelques techniques MPPT disponibles. Pour chaque algorithme nous présentons le principe de fonctionnement, l'organigramme, les avantages et les inconvénients de chaque technique.

Finalement, nous simulons les systèmes PV autonomes équipés par des MPPT à base de différents algorithmes lors d'applications de conditions STC et sous éclairage variable, puis nous comparons entre deux algorithmes sous conditions d'ombrage partiel.

III.2 Fonctionnement optimal du module PV

La puissance délivrée par un module PV dépend de plusieurs facteurs : l'ensoleillement, la température, la charge connectée et la configuration du module, ...etc. Pour caractériser le module PV, il est nécessaire d'effectuer des mesures expérimentales en utilisant différents niveaux d'éclairage et de charges électriques[28],[31]. Les données obtenues sont

ensuite utilisées pour tracer les courbes caractéristiques du module, telles que les courbes $I(V)$ et $P(V)$ (Voir la figure III.1).

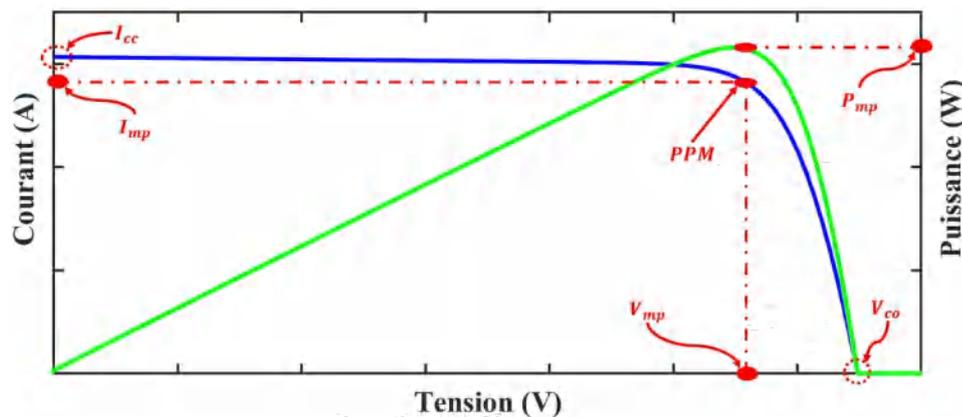


FIGURE III.1. Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

En utilisant ces courbes caractéristiques, il est possible de déterminer le point de fonctionnement optimal qui correspond à la combinaison de courant et de tension maximisant la puissance de sortie. Ce point sous le nom le point de puissance maximale (PPM : Maximum Power Point) correspondant à un certain point de fonctionnement de coordonnées V_{MPP} pour la tension et I_{MPP} pour le courant, tout en minimisant les pertes d'énergie dans le système [2],[31].

Pour assurer le fonctionnement de ce module sur son point optimal, il est indispensable de paramétrer le panneau à fonctionner dans ce point. Cela est assuré en utilisant un régulateur MPPT [5]. Sans ce régulateur, une connexion directe du GPV à la charge donne peu de chance que le système fonctionne à son maximum de puissance, où un écart résulte entre la puissance maximale du générateur et celle réellement transférée à la charge (voir II.8.1).

III.3 Régulateur MPPT

Le fonctionnement optimal d'un module PV nécessite de maintenir en temps réel le courant et la tension générés par le module sur les valeurs qui correspondent au point de puissance maximale (MPP), quel que soit les conditions météorologiques.

La régulation MPPT est faite en utilisant un étage d'adaptation installé entre le générateur photovoltaïque et la charge, souvent constitué d'un convertisseur de puissance DC/DC ou DC/AC contrôlé pour atteindre le MPP [2].

Depuis son invention en 1968, qui était destinée aux applications spatiales, de nombreuses techniques et procédures ont été mises au point. Aujourd'hui, la recherche continue à améliorer l'efficacité, la vitesse de convergence et le coût des MPPT ; que ce soit pour les systèmes de faible puissances (figure III.2) ou pour les champs de fortes puissances.



FIGURE III.2. Régulateur MPPT

III.3.1 Principe de la commande MPPT

La fonction MPPT est réalisée à travers un convertisseur DC/DC figure III.3. Quelle que soit la topologie de ce convertisseur, la variation de rapport cyclique permet de changer la tension et le courant à l'entrée ou la sortie de ce dernier. Pour les systèmes PV un objectif est défini, c'est de faire fonctionner le module à son mode optimale (PPM)[2],[28] [31],[40].

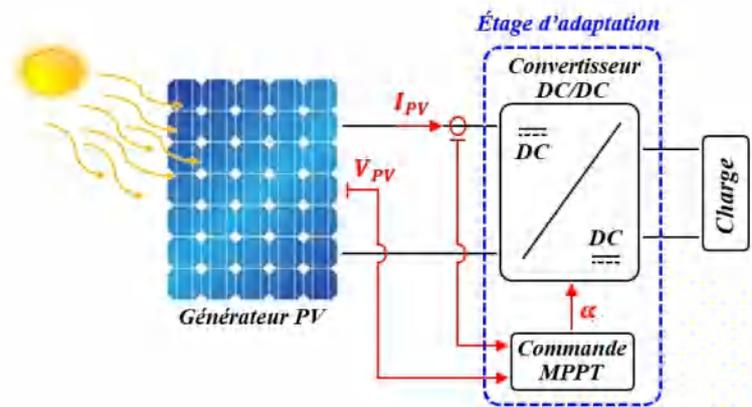


FIGURE III.3. Chaîne élémentaire de conversion PV

Mais, la détermination du point optimal n'est pas toujours aisée à cause de sa dépendance des conditions climatiques (éclairage et température) comme montre la figure III.4, la fluctuation de ces conditions climatiques entraîne une variation non linéaire de ce point, alors la recherche de ce dernier et son maintien devient de plus en plus difficile[28],[31].

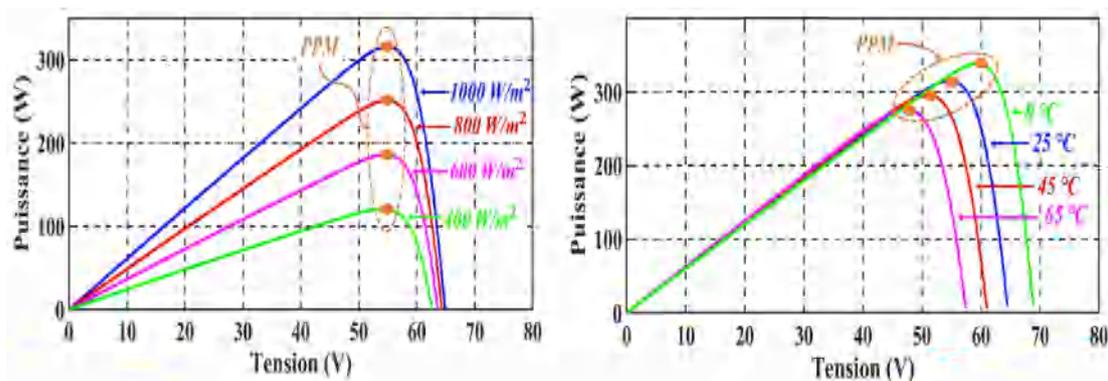


FIGURE III.4. Influence des conditions climatiques sur le point de puissance maximale (PPM)

En général, la commande MPPT varie le rapport cyclique de convertisseur DC/DC comme un paramètre de sortie; la tension et le courant de module PV sont considérés comme des entrées; et les perturbations sont les conditions climatiques et la charge[28],[40]. Pour mieux illustrer, un système PV est simulé avec la variation d'éclairement et une charge constante, puis avec un éclairement constant et charge variable[5],[108]. Les caractéristiques $P(V)$ sont présentés sur la figure III.5 (a) et (b) respectivement.

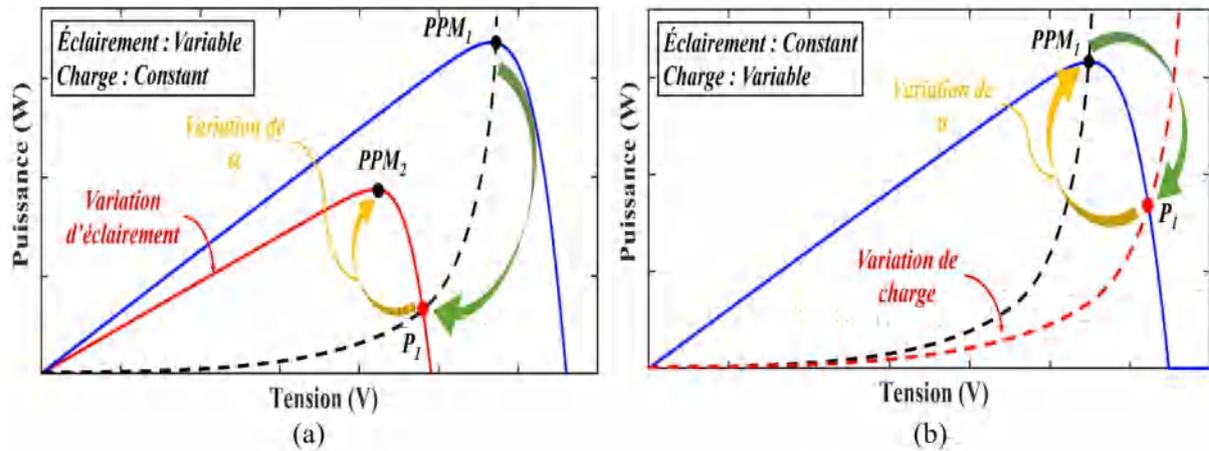


FIGURE III.5. Recherche du Point de Puissance Maximale (a) variation d'éclairement, (b) variation de charge

Les résultats montrent que lors de variation d'éclairement ou bien de la charge, le système qui était dans le point PPM_1 se retrouve dans un point de fonctionnement quelconque P_1 , puis grâce l'ajustement de rapport cyclique, le régulateur MPPT déplace le point de fonctionnement vers le nouveau point de puissance maximale PPM_2 [5],[31].

III.4 Différents algorithmes MPPT

Le convertisseur DC/DC ne fonctionne pas de même rythme tout le temps; les conditions météorologiques changent, et avec ces conditions le point de fonctionnement aussi. Pour obtenir la puissance maximale générée par le module PV, le système de commande a été dimensionné et placé pour varier les paramètres de convertisseur DC/DC et obtenir la puissance dite optimale. Ce fonctionnement est défini par des conditions et des logiques structurées dans un algorithme [5],[28],[31].

Différents algorithmes de MPPT ont été proposés et développés. Le classement de ces algorithmes peut se fait selon[2],[31],[32],[28],[114] :

- Type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte;
- La complexité;
- Type de recherche effectuée;
- Paramètres d'entrée et de sortie.

Nous présentons dans ce qui suit des algorithmes qui permettent d'atteindre la puissance maximale dans un système PV.

III.4.1 Algorithme de commande fraction de tension de circuit ouvert (FOC)

L'idée de base de la technique FOC (Fractional Open Circuit Voltage) est de comparer la tension à circuit ouvert du module photovoltaïque (variant en fonction de l'ensoleillement et de la température) avec une référence bien déterminée pour atteindre le point de puissance maximale (Figure III.6.a). La tension de référence est obtenue à partir de la relation existante entre V_{mp} et V_{co} d'un module PV [31],[114] :

$$V_{mp} = k_v \cdot V_{co} \quad (III.1)$$

Avec

V_{mp} : est la tension correspondant au point de puissance maximale ;

V_{co} : est la tension à circuit ouvert ;

K_v : est un facteur de tension qui dépend le module photovoltaïque généralement compris entre 0.71 et 0.78 [31],[114].

Les avantages de la commande FOC [108],[114] :

- Facilité d'implémentation : commande qui ne nécessite pas beaucoup de paramètres ou de calculs complexes.
- Efficacité à coût réduit : cette technique ne nécessite pas un équipement coûteux et peut fonctionner à l'aide de composants électroniques standards.
- Performante : Une réponse rapide durant le changement des conditions météorologiques.

Par contre, le FOC présente également certains inconvénients [108],[114] :

- Sensibilité à la température : la tension à circuit ouvert dépend de la température.
- Dépendance de la caractéristique I(V) : cette commande est basée sur les données de la caractéristique I(V) défini à une température bien déterminée, et un état parfait de semiconducteur. Donc toute variation des conditions ou vieillissement de cellule.

III.4.2 Algorithme de commande fraction de courant de court-circuit (FCC)

La commande FCC (Fractional Short-Circuit Current) est une technique basée sur la mesure du courant de court-circuit du module PV, puis modifier le rapport cyclique α afin de maintenir le courant du module PV à une fraction constante de sa valeur nominale (déterminée par l'irradiation solaire appliquée). Le schéma fonctionnel de cet algorithme est illustré sur la figure III.6.b. Le courant de référence dans cette méthode est donné par la relation impliquant ICC et le facteur de courant comme montre l'équation (III.2) [31],[114] :

$$I_{mp} = k_I \cdot I_{cc} \quad (\text{III.2})$$

Où : K_I : est un facteur de courant qui dépend du GPV utilisé généralement compris entre 0.78 et 0.92 [31],[114];

I_{mp} : est le courant correspondant au point de puissance maximale.

I_{cc} : est le courant de court-circuit mesuré ;

Comme la FOC, la commande FCC est caractérisée par sa simplicité, la rapidité et le coût réduit.

Cependant, la commande FCC ne prend pas en compte la variation de la résistance interne du panneau solaire, ce qui peut entraîner une erreur dans le calcul du rapport cyclique optimal. De plus, une moindre précision, et une dépendance à l'éclairement appliqué [31],[114].

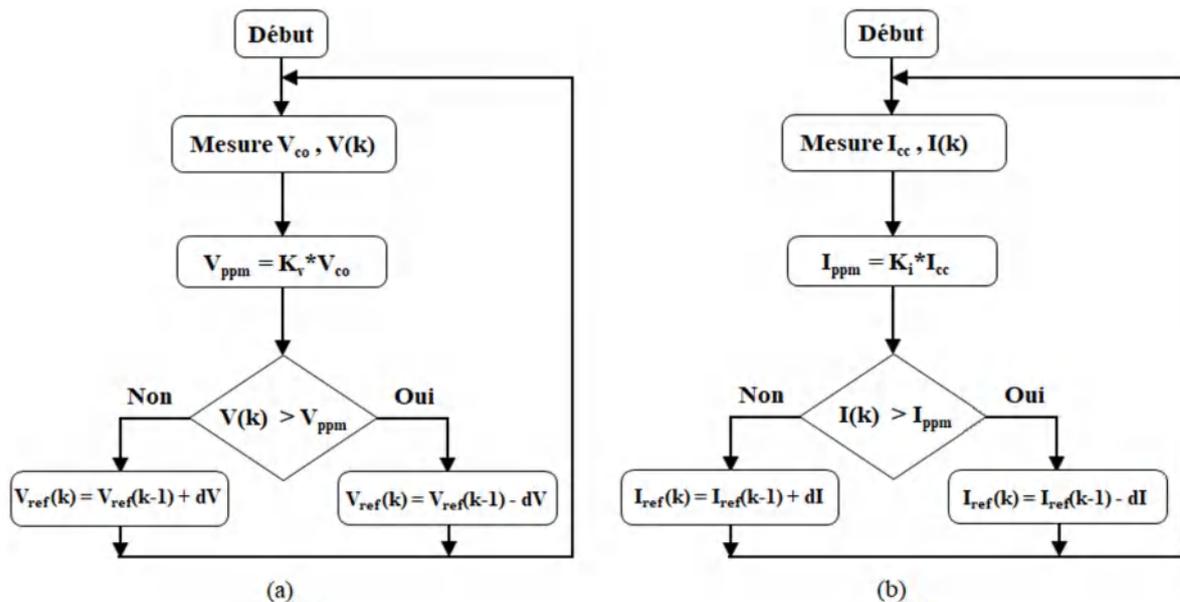


FIGURE III.6. Schéma fonctionnelle de commande (a) FOC, (b) FCC

III.4.3 Algorithme Perturber et Observer (P&O)

L'application de cette technique nécessite l'utilisation des capteurs de courant et de tension. La méthode P&O consiste en une perturbation de la tension du module PV avec une faible amplitude (ΔV) autour de sa valeur initiale, puis nous observons la variation de puissance ΔP résultante [2],[31],[32] :

- Si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre une augmentation de la puissance PPV ($\Delta P > 0$), donc cette perturbation rapproche le point de fonctionnement au point MPP, et nous continuons la perturbation de tension dans la même

direction jusqu'à atteindre le MPP.

- Si le contraire est obtenu par la perturbation ($\Delta P < 0$), donc le point de fonctionnement s'éloigne du MPP. Alors, le signe algébrique de la perturbation de la tension doit être inversé pour déplacer le point de fonctionnement jusqu'à atteindre le MPP.

Partant de ces analyses de la caractéristique $P(V)$, il est alors facile de se situer le point de fonctionnement PPM à travers un ordre de commande approprié.

L'organigramme montré sur la figure III.7 illustre le déroulement de fonctionnement de l'algorithme P&O.

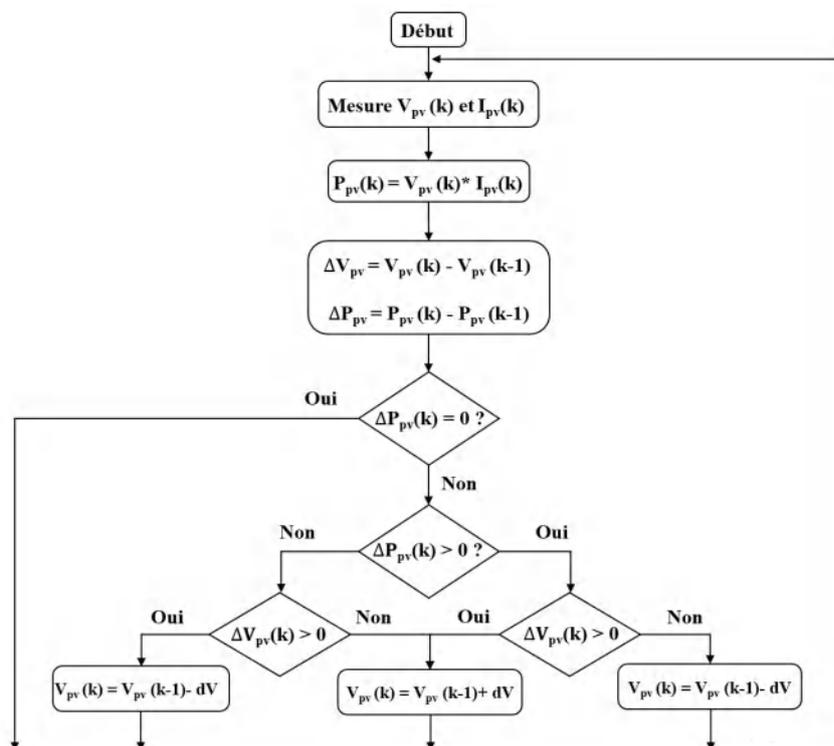


FIGURE III.7. Organigramme de l'algorithme MPPT P&O

La méthode P&O est caractérisée par sa simplicité, sa rapidité lors de faibles changements de conditions météorologiques et sa facilité d'implémentation. Par contre, elle est sensible aux brusques changements des conditions météorologiques et lors d'atteindre le régime permanent, la puissance possède des oscillations autour de point PPM ce qui peut poser des problèmes de stabilité [2],[108],[114].

III.4.4 Algorithme Incrément de conductance (IC)

Pour réduire le problème d'oscillation présenté par l'algorithme P&O, un autre algorithme est proposé intitulé Incrémental Conductance (IC), et aussi améliorer la stabilité lors de changements rapides des conditions météorologiques [32],[5].

Lors de déplacement de point de fonctionnement sur la caractéristique $P(V)$, le signe de la pente de cette variation est utilisé comme indice de se localiser le MPP : la dérivée de la

puissance par rapport à la tension sera l'indice déclenchement de recherche de point MPP comme illustre la figure III.8.

La puissance obtenue par le module PV est donnée par [5],[31][114] :

$$P = V.I \quad (III.3)$$

Le dérivé de cette puissance P par rapport à V est :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (III.4)$$

En divisant les deux termes sur V :

$$\left(\frac{1}{V}\right) \frac{dP}{dV} = \left(\frac{I}{V}\right) + \frac{dI}{dV} \quad (III.5)$$

La conductance de la source est donnée par :

$$G = \frac{I}{V} \quad (III.6)$$

Donc, l'incrément de cette conductance est :

$$\Delta G = \frac{dI}{dV} \quad (III.7)$$

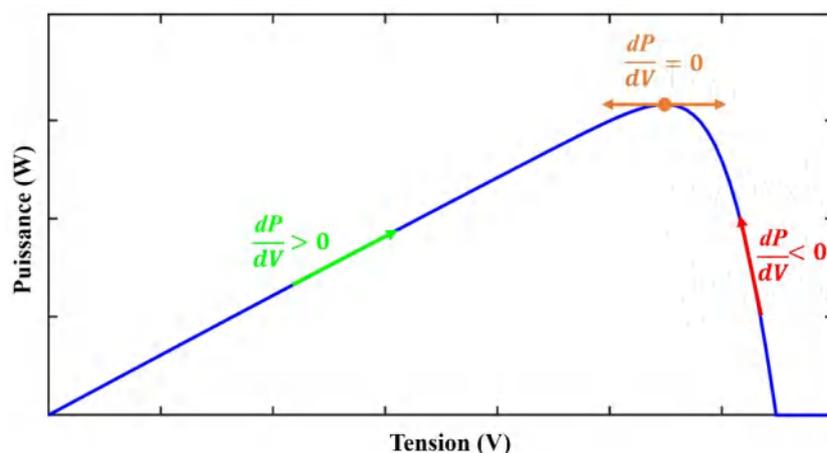


FIGURE III.8. Fonctionnement de l'algorithme IC sur les caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V)

Le signe d'évolution de cette conductance sera un indice de rapprochement de convertisseur vers le point PPM [31], [114] :

Si $\Delta G > -G$, le point de fonctionnement est à gauche de MPP, donc la tension de module doit être augmentée pour atteindre le MPP.

Dans le cas contraire ($\Delta G < -G$), le point de fonctionnement est à droite de MPP, donc il

faut appliquer une diminution de la tension du module pour atteindre le MPP.

Si aucun changement de tension ou de courant de module n'est obtenu ($\Delta G = -G$), donc les conditions atmosphériques qui n'ont pas changés et le MPPT fonctionne toujours au MPP.

L'organigramme de fonctionnement de cet algorithme est montré sur la figure 3.9

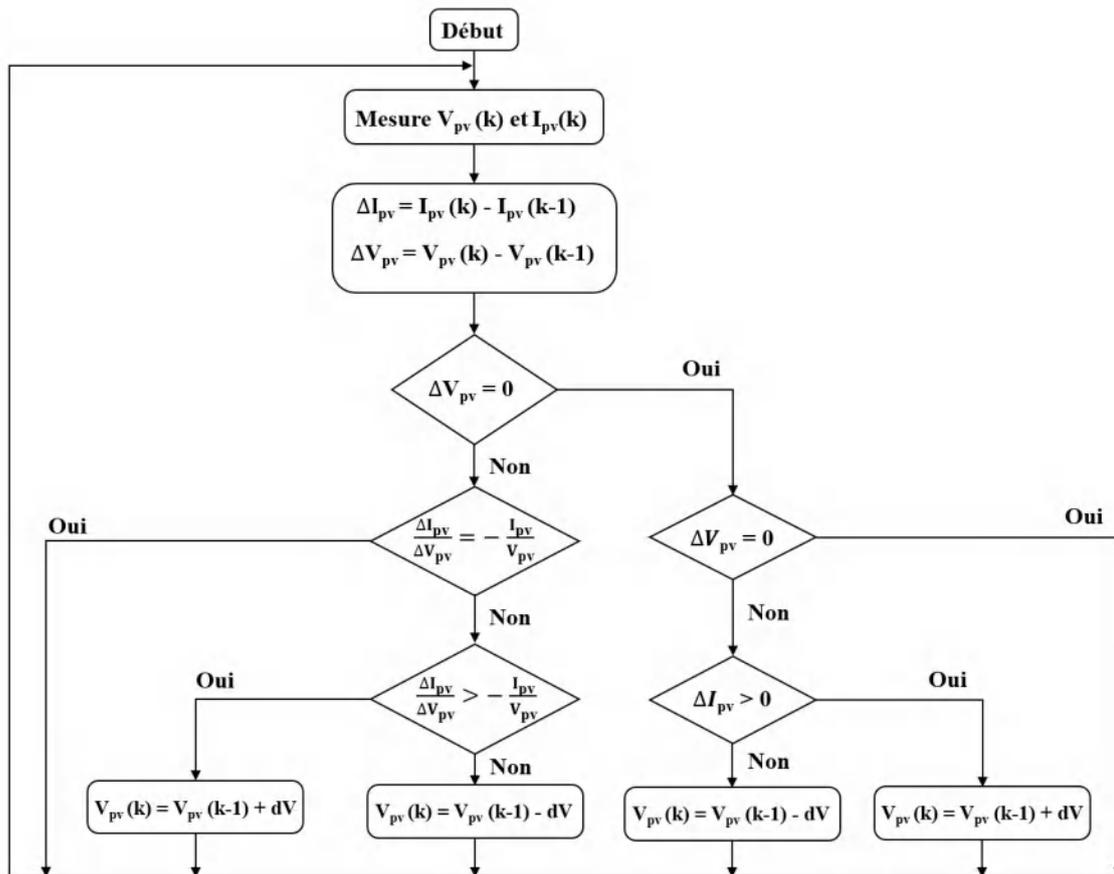


FIGURE III.9. Organigramme de l'algorithme IC

L'algorithme IC offre les avantages suivants : la rapidité de réponse lors de brusques variations des conditions météorologiques et une meilleure précision de suivi du PPM. En retour, l'algorithme IC peut présenter des oscillations autour du PPM particulièrement sous des faibles éclaircissements [108], [114].

III.4.5 Algorithme Hill climbing (HC)

La commande Hill Climbing (appelée certains fois P&O modifié) est une commande particulière, où la grandeur de réglage n'est pas la tension du module PV mais le rapport cyclique du convertisseur, où la relation entre la puissance délivrée et le rapport cyclique appliqué est utilisée [31],[108],[114]. Dans cet algorithme, une seule boucle de contrôle est mise en œuvre pour agir sur le rapport cyclique, car quand le point de puissance maximale est atteint, la dérivée de la puissance en fonction du rapport cyclique est forcée à zéro par la commande. L'organigramme de cet algorithme est présenté sur la figure III.10.

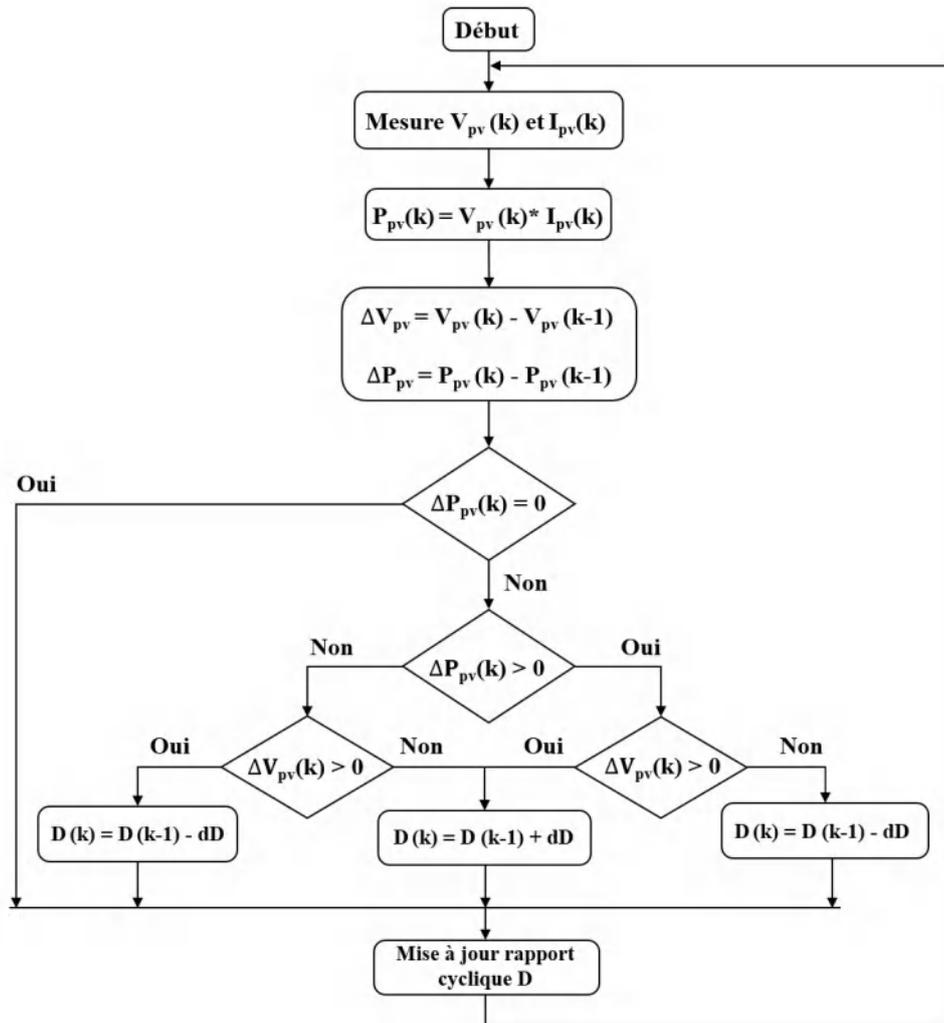


FIGURE III.10. Organigramme de l'algorithme Hill Climbing

La commande Hill Climbing offre une simplicité l'implémentation, le suivie rapide avec le changement des conditions météorologiques et de charge alimentée, et nécessite peu de calculs, ce qui réduit son coût considérablement [108],[31].

D'autre coté, elle peut engendrer des oscillations autour du PPM à cause la réaction retardée du système s'il y a une perturbation excessive, et peut nécessiter des ajustements fréquents du pas de perturbation pour atteindre le PPM, et ne garantit pas -dans certains conditions- l'atteinte de PPM à 100% [114].

III.4.6 Algorithme basé sur la logique floue (Fuzzy Logic)

Le contrôleur à base de logique floue est basé sur une logique de stratégie floue définie avec des phrases plutôt que des équations. Les entrées de contrôleur floue sont l'erreur du signal (e) et la variation d'erreur (Δe), pour obtenir le contrôle (u) comme sortie du contrôleur, cette dernière est considérée comme une variable linguistique floue [5],[114]. Le principe du fonctionnement de la commande de logique floue est schématisé sur la figure III.11.

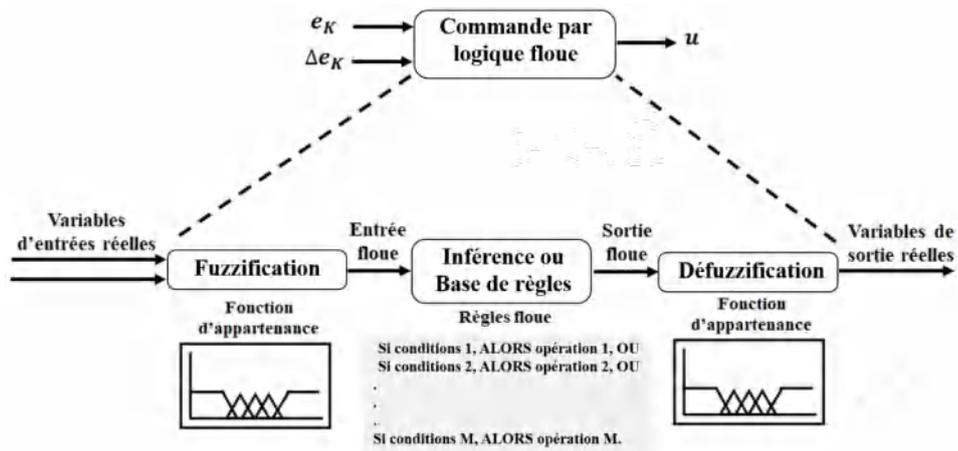


FIGURE III.11. Structure d'un régulateur flou

Le contrôleur de logique floue est composé de trois parties : la fuzzification, le moteur d'inférence et la défuzzification [108],[114].

Fuzzification

Elle consiste à la conversion des variables d'entrée physiques en ensembles flous, et de convertir en deux entrées l'erreur (e) et la variation de l'erreur (Δe) aux instants échantillonnés (k) définies comme suit [108],[114] :

$$e(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad \text{avec} \quad P(k) = P(k) \cdot i(k) \quad (\text{III.8})$$

$$\Delta e(k) = e(k) - e(k-1) \quad (\text{III.9})$$

D'où $P(k)$ et $V(k)$ sont respectivement la puissance et la tension instantanées délivrées par le module PV.

Inférence ou base de règles

Dans cette étape, nous essayons de trouver la relation entre les variables d'entrée et de celles sortie (exprimés en variables linguistiques). Le nombre de ces variables est déterminé selon le choix de concepteur, puis un tableau est établi pour définir les règles de base de fonctionnement de notre algorithme [31],[114].

Prenons un exemple de sept variables qui sont classés comme suit : **NB** Négatif Gros, **MN** Moyen négatif, **NS** négatif petit, **ZE** zéro, **PS** positif petit, **MP** moyen positif, **PB** positif gros.

Le déroulement de notre algorithme est fait selon un mécanisme défini à la base des règles mentionnées dans le tableau III.2, et la décision est établie selon ces règles.

TABLEAU III.1 – Règles de base de la logique floue

| | NB | MN | NS | ZE | PS | MP | PB |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| NB | NB | NB | NB | NB | MN | NS | ZE |
| MN | NB | NB | NB | MN | NS | ZE | PS |
| NS | NB | NB | MN | NS | ZE | PS | MP |
| ZE | NB | MN | NS | ZE | PS | MP | PB |
| PS | MN | NS | ZE | PS | MP | PB | PB |
| MP | NS | ZE | PB | MP | PB | PB | PB |
| PB | ZE | PS | MP | PB | PB | PB | PB |

Selon la méthode d'inférence utilisée, une combinaison Maximum-Minimum, Max-Produit, Somme-Produit... est établie, et la méthode aura le nom de l'agrégation des règles floues impliqués [114].

Défuzzification

Après l'interférence, des grandeurs floues sont obtenues, qui doivent être transformées en grandeur physique, donc une fonction d'appartenance résultante est définie pour la variable de sortie afin d'assurer cette tâche. Il est à noter qu'il existe plusieurs méthodes de défuzzification dénommés [114] : maxima, la moyenne des maxima et centre de gravité. Nous devons noter que cette dernière offre les meilleurs résultats.

La commande floue offre la capacité de gérer les variations des entrées (conditions météorologiques) et des sorties (la charge), et ne nécessite pas un modèle mathématique précis, donc elle peut être utilisée pour des systèmes solaires de différentes tailles et configurations. L'essentiel c'est d'établir des règles de comportement afin de converger vers le point optimal de fonctionnement rapidement que les autres algorithmes.

Alors, la commande floue nécessite un microcontrôleur très puissant et par conséquent un coût supplémentaire pour implémenter les calculs nécessaires. Un autre inconvénient est lié au fonctionnement à pas variable qui peut causer une instabilité lors des changements rapides d'ensoleillement [108].

III.4.7 Algorithme basée sur les réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Network)

Les réseaux de neurones artificiels (ANN) sont considérés parmi les contrôleurs les plus largement utilisés. Ils fonctionnent comme une boîte noire qui ne nécessite pas assez d'informations sur le système; car cette boîte noire essaye d'établir des relations entre les entrées et les sorties du système en analysant les précédentes données mémorisées, et pour définir une ou plusieurs fonctions permettent d'obtenir la même solution. Le fonctionnement des réseaux neurones artificielles est inspiré des réseaux neurones humaines, malgré que le fonctionnement des réseaux neurones humaines reste encore incompréhensible, où le fonctionnement de ces réseaux est assimilable à la méthode de prise de décision par le

cerveau. Généralement, le fonctionnement est fait par l'interaction des trois parties nommées d'habitude couches : couche d'entrée, couche cachée et couche de sortie [108],[114]. La première et la dernière couches sont fixées par les entités problématiques et la sortie attendue respectivement.

La configuration de la couche cachée représente la partie essentielle de fonctionnement de réseaux neurones; car la couche cachée peut contenir une ou plusieurs couches selon la complexité du problème. Pour un ensemble d'entrées X_i qui offrent une sortie Y_j , des fonctions W_{ij} constituent les poids des neurones j comme montre la figure III.12.

La sortie peut être obtenu en appliquant la fonction d'activation φ comme suit [114] :

$$Y_j = \varphi \left(\sum_{m=0}^j W_{ij} \cdot X_i \right) \quad (\text{III.10})$$

Il est à noter que le nombre de neurones j à chaque couche possède une grande influence sur la précision et la flexibilité de la prédiction.

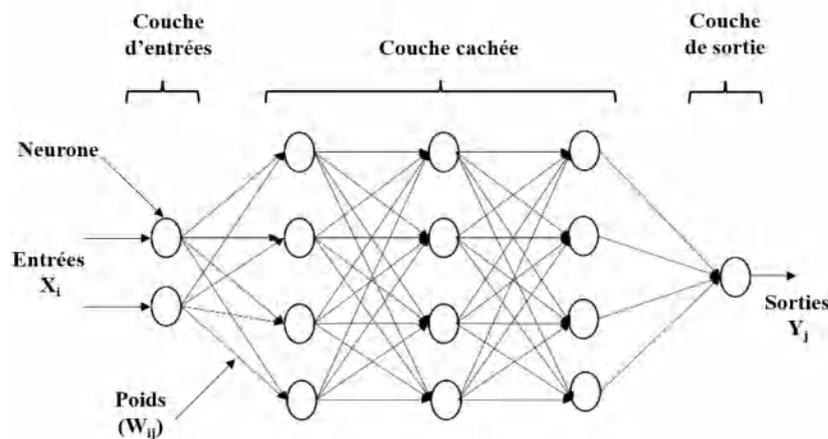


FIGURE III.12. Architecture d'un réseau de neurone artificiel (ANN)

Pour un système PV, les entrées peuvent être les paramètres du module PV (tension du circuit ouvert, courant de court-circuit, température, ensoleillement ...) ou toute combinaison de ceux-ci. La sortie (peut être la tension ou le courant ou le rapport cyclique) est un signal de référence utilisé pour piloter le convertisseur statique pour fixer le point de fonctionnement au MPP. La rapidité de réponse de ces contrôleurs dépend de nombre de couche cachée. Pour le même panneau PV, les caractéristiques changent avec le temps, ce qui nécessite une reformulation périodique du réseau de neurones afin de garantir un fonctionnement au MPP [31],[108].

La commande MPPT par réseau de neurones offre une grande précision et efficacité pour atteindre le point de fonctionnement à puissance maximale, même lors de changement des conditions environnementales. En outre, un autre avantage de cette commande est qu'elle peut être adaptée quel que soit la puissance de système PV.

Cependant, le contrôleur à réseaux de neurones pose plusieurs contraintes comme la complexité et le coût comparant avec d'autres algorithmes MPPT, ainsi que la nécessité d'une grande base de données pour entraîner l'algorithme, donc elle n'est pas à 100 % autonome [114].

III.4.8 Optimisation par essais particulaires (Particule Swarm Optimization)

La méthode Optimisation par essais particulaires (PSO) est un algorithme évolutif (n'a pas besoin de base de données), une population de solutions candidates est utilisée pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme possède un déroulement inspiré par l'observation du comportement social du mouvement de certains animaux grouillants tels que les abeilles, les fourmis, les bancs de poissons et les volées d'oiseaux ... [115–117].

Considérant la position de point de fonctionnement $x_i(k)$ (Figure III.31) : l'algorithme PSO consiste à utiliser un essaim contenant (n) particules, qui représentent des solutions potentielles au problème mis en résolution. L'algorithme consiste à déplacer les positions $x_i(k)$ et rechercher l'optimum global ($G_i(k)$) dans l'espace de recherche défini. Durant le déplacement, la particule garde la meilleure position visitée ($P_i(k)$) et la capacité de communiquer avec ses particules adjacentes dans la mémoire de cellule [118], en outre, la possibilité de chercher d'autres solutions candidates optimales pour les particules est maintenue [119]. Les particules ne déplacent pas aléatoirement, mais ils cherchent à atteindre l'objectif souhaité, utilisant sa meilleure expérience et celle des autres [120]. Lors de ce déplacement, la cohésion de l'essaim est maintenue, permettant de mettre en œuvre un comportement collectif complexe et adaptatif. Le mouvement de toutes les particules suit des règles simples : elles sont attirées par la position moyenne du groupe, suivent le même chemin que leurs voisines, s'éloignent pour éviter collisions et les particules gardent une certaine distance entre elles [121, 122].

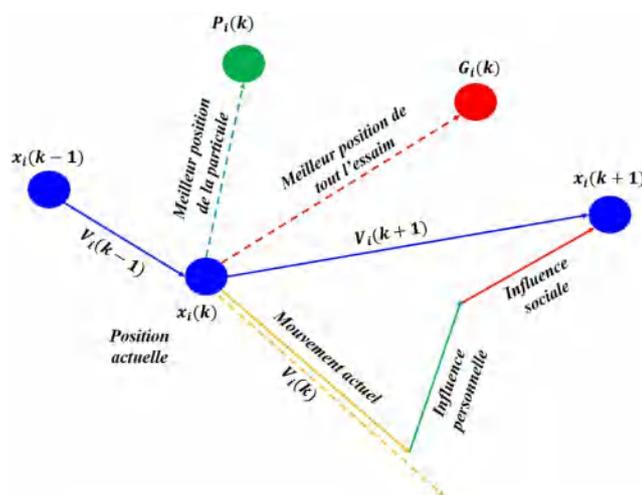


FIGURE III.13. Mouvement de l'essaim d'algorithme PSO

La stratégie de mouvement d'une particule est définie par un vecteur de vitesse et un de position mis à jour déterminés à partir des équations (III.11) et (III.12) respectivement [115] :

$$v_i(k+1) = \omega \cdot v_i(k) + C_1 \cdot r_1 [P_i(k) - x_i(k)] + C_2 \cdot r_2 [G_i(k) - x_i(k)] \quad (\text{III.11})$$

$$x_i(k+1) = x_i(k) + v_i(k+1) \quad (\text{III.12})$$

Avec : k itération de l'algorithme; ω facteur d'inertie adaptatif; $v_i(k)$ vitesse des particules à l'itération k ; $x_i(k)$ position des particules dans l'espace de recherche à l'itération k ; $P_i(k)$ et $G_i(k)$ sont les meilleures positions de particule locale et globale respectivement; C_1 et C_2 sont des constantes positives, nommées respectivement facteur cognitif et social, qui contrôlent le comportement individuel et collectif de chaque particule et r_1 et r_2 nombres aléatoires uniformément répartis dans l'intervalle $[0,1]$.

Le déroulement de l'algorithme PSO peut être schématisé dans l'organigramme présenté sur la figure III.14.

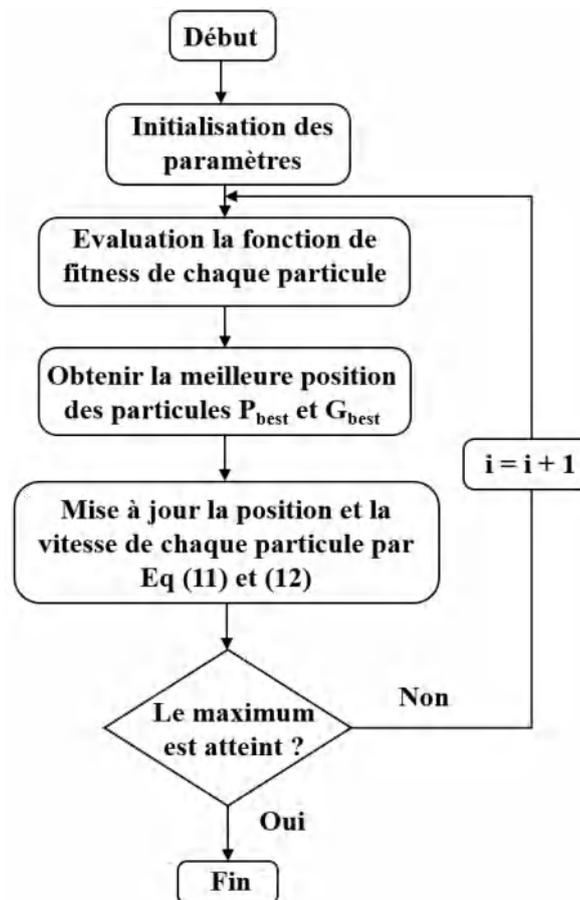


FIGURE III.14. Organigramme de l'algorithme PSO

Cette technique est l'une des techniques les plus prometteuses parmi les différents algorithmes évolutifs en raison de sa structure simple, de sa rapidité de calcul et de sa facilité d'implémentation ainsi que la capacité à s'adapter à des conditions de fonctionnement variables.

Par contre, un risque de convergence vers un optimum local plutôt que global est possible si la population de particules est insuffisamment diversifiée, et les paramètres de l'algorithme sont sensibles, et le coût sera élevé si une grande population de particules est choisie [31].

III.5 Evaluation des techniques MPPT

La qualité d'une commande MPPT peut être évaluée par la divergence de position du point de fonctionnement actuel du système par rapport au PPM. La puissance d'entrée (sortante de module PV) dépend de la technique MPPT utilisée au niveau du convertisseur. Pour mesurer l'efficacité de la commande, le rendement du point de fonctionnement est donné par [108] :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{MPPT}} \quad (\text{III.13})$$

Avec : η_{MPPT} : rendement de système MPPT ; P_{in} : puissance d'entrée et P_{MPPT} : puissance à la sortie de système MPPT.

Il est à noter qu'il existe d'autres critères pour évaluer les performances de système MPPT tel que [31],[108] :

- **Simplicité** : Le niveau de complexité d'algorithme et le nombre d'entrées requises est important pour distinguer la différence entre les techniques.
- **Coût** : Plus que la commande MPPT est simple, plus la consommation des données est réduite, et donc le coût de développement est assez raisonnable.
- **Rapidité de convergence** : Le temps requis pour que la commande MPPT offre une puissance de sortie proche de PPM est aussi un critère d'évaluation, plus que la puissance maximale est atteinte rapidement, plus l'algorithme est favorisé.
- **Robustesse** : Le fonctionnement selon les objectifs visés sous perturbations est aussi un critère d'évaluation très important d'évaluation des techniques MPPT. Plus que le système atteint la puissance maximale quel que soit la perturbation ou la technologie de module PV, plus l'algorithme prouve sa robustesse.

Les techniques de fonctionnement de système MPPT sont nombreuses, elles dépendent premièrement de choix de consommateur, de l'outillage disponible et de la disponibilité de base de données.

Il est difficile de comparer entre les différents techniques MPPT, car chaque technique a été créée dans des conditions différentes (génération, existence d'expérience précédente. . .) et selon des exigences bien déterminées. Afin d'orienter le choix de MPPT à appliquer, nous avons choisis cinq paramètres à prendre comme référence pour classer la technique MPPT vis-à-vis aux autres techniques.

Dans le tableau ci-dessous, nous montrons les caractéristiques des différents méthodes MPPT : Fraction V_{OC} , Fraction I_{CC} , IC, P&O, Hill Climbing, Logique floue, Réseau de neurones et PSO.

TABLEAU III.2 – Evaluation des algorithmes MPPT [31],[108]

| Méthode | Vitesse de convergence | Coût | Robustesse | Complexité d'implémentation | Rendement |
|-------------------|------------------------|--------|------------|-----------------------------|-----------|
| Fraction V_{co} | Moyenne | Faible | Faible | Moyenne | Faible |
| Fraction I_{cc} | Moyenne | Faible | Faible | Moyenne | Faible |
| P&O | Variable | Faible | Moyenne | Basse | Moyenne |
| IC | Variable | Faible | Moyenne | Moyenne | Bon |
| HC | Variable | Faible | Moyenne | Basse | Moyenne |
| FL | Rapide | Elevé | Elevé | Haute | Très bon |
| ANN | Rapide | Elevé | Elevé | Haute | Très bon |
| PSO | Rapide | Elevé | Elevé | Haute | Bon |

Les caractéristiques d'évaluation sont : la vitesse de convergence, facilité d'implémentation, le rendement, le coût et la robustesse. Il est indispensable de mentionner que le choix de MPPT dépend de l'investissement engagé par le consommateur.

III.6 Simulation et interprétation

Après avoir évalué les algorithmes MPPT selon les informations citées dans la littérature, nous allons dans ce qui suit évaluer les MPPT à travers des simulations. Nous allons simuler un système photovoltaïque avec différents algorithmes dans plusieurs situations réelles (conditions standards et sous un éclairage variable). L'objectif est de tester le fonctionnement de convertisseur DC/DC sous contrôle de différents algorithmes dans les situations cités précédemment.

Pour comparer les algorithmes, nous allons simuler sous environnement Matlab/Simulink deux types d'algorithmes : Les algorithmes classiques et d'autres à base d'intelligence artificielle (IA). Le système consiste en deux modules PV monocristallin de marque *SPR – 315E – WHT – D* (Annexe.A) [97], mises en série, comme montre la figure III.15.

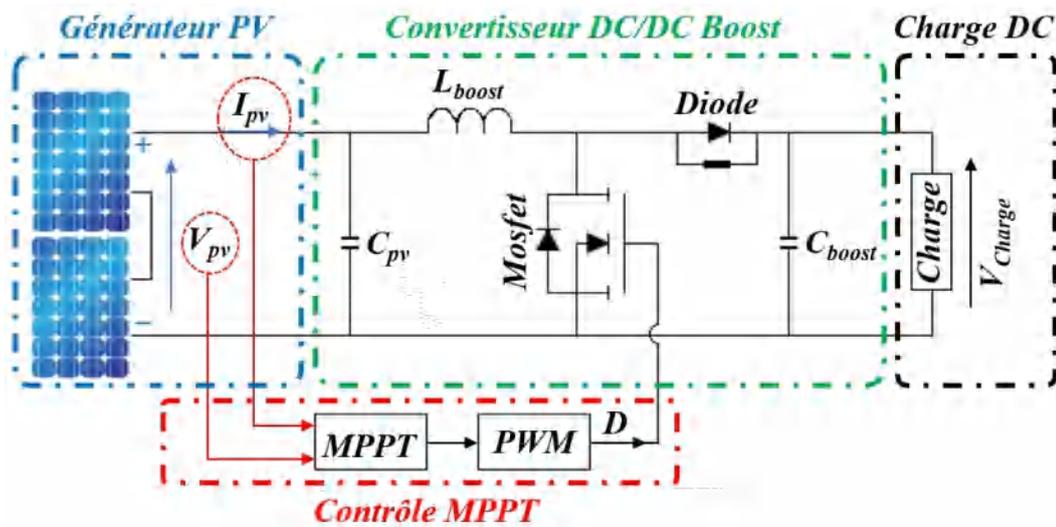


FIGURE III.15. Schéma fonctionnel d'un système PV alimente une charge DC

Le convertisseur DC/DC alimente une charge DC autonome. Pour cela pour chaque simulation nous présentons la tension, le courant et la puissance. Ces paramètres seront affichés à l'entrée et la sortie de convertisseur pour déterminer les points forts et les faiblesses de chaque algorithme dans chaque condition.

Nous allons dans ce qui suit comparer le comportement des MPPT selon les algorithmes utilisés dans trois simulations :

- La première consiste en une comparaison entre trois algorithmes qui ne nécessitent pas un pré-réglage afin de faire fonctionner le MPPT,
- La deuxième étape consiste en une comparaison entre trois algorithmes qui nécessitent un pré-réglage ou une base de données pour entraîner l'algorithme.
- Dans la dernière partie, nous comparons les meilleurs résultats obtenus à partir des simulations précédentes.

Dans chaque simulation, nous comparons le fonctionnement de MPPT sous conditions STC et sous éclairage variable. Dans la dernière simulation nous comparons en plus de ces deux conditions la condition d'ombrage partiel.

III.6.1 Simulation des algorithmes MPPT classique

Dans cette partie, trois algorithmes seront testés : P&O, IC et HC. Les paramètres visualisés seront la tension, le courant et la puissance. Les résultats obtenus pour la STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$; $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$) sont illustrés sur les figures III.16, III.17 et III.18 respectivement.

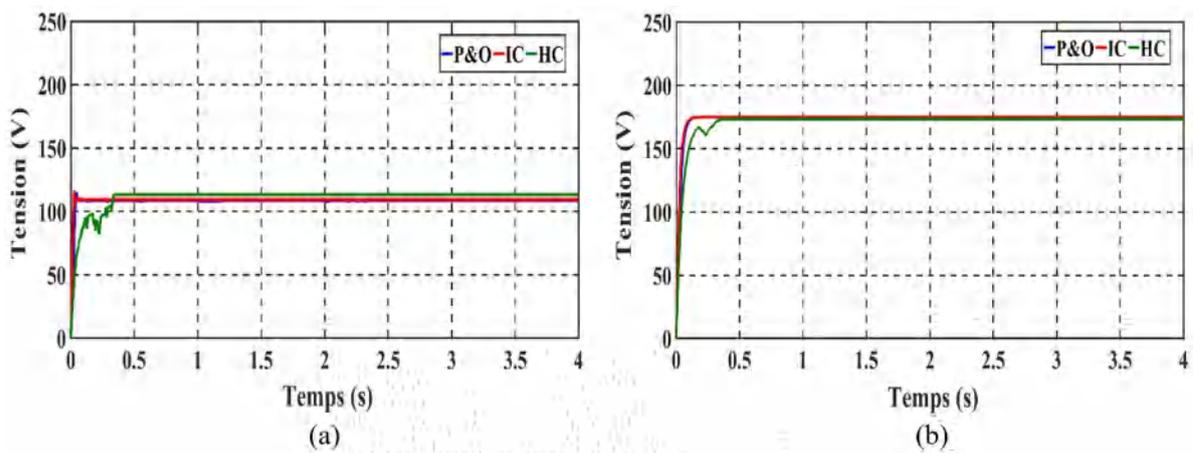


FIGURE III.16. Tension obtenue à l'entrée (a) et la sortie (b) de convertisseur commandé par les trois algorithmes P&O, IC et HC

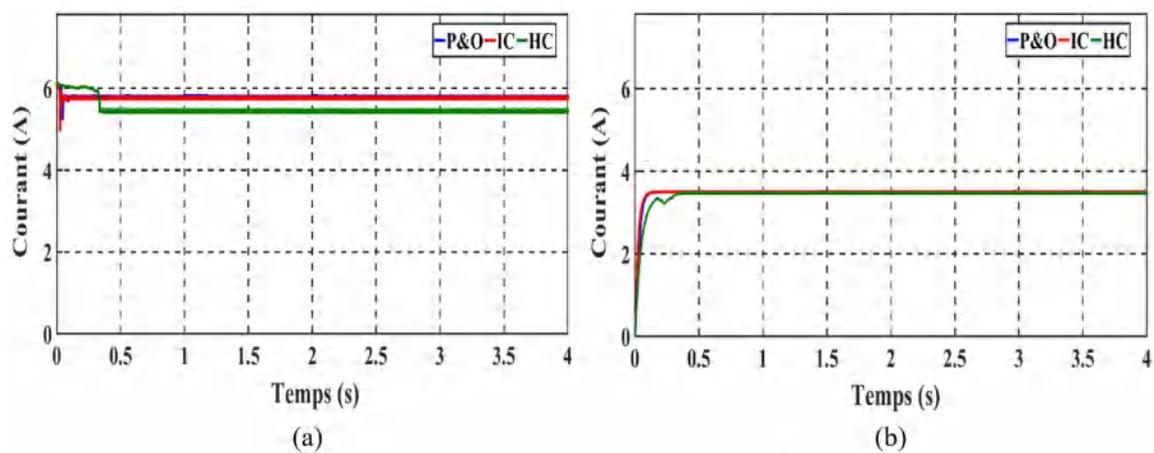


FIGURE III.17. Courant d'entrée (a) et de sortie (b) de convertisseur selon les trois algorithmes P&O, IC et HC

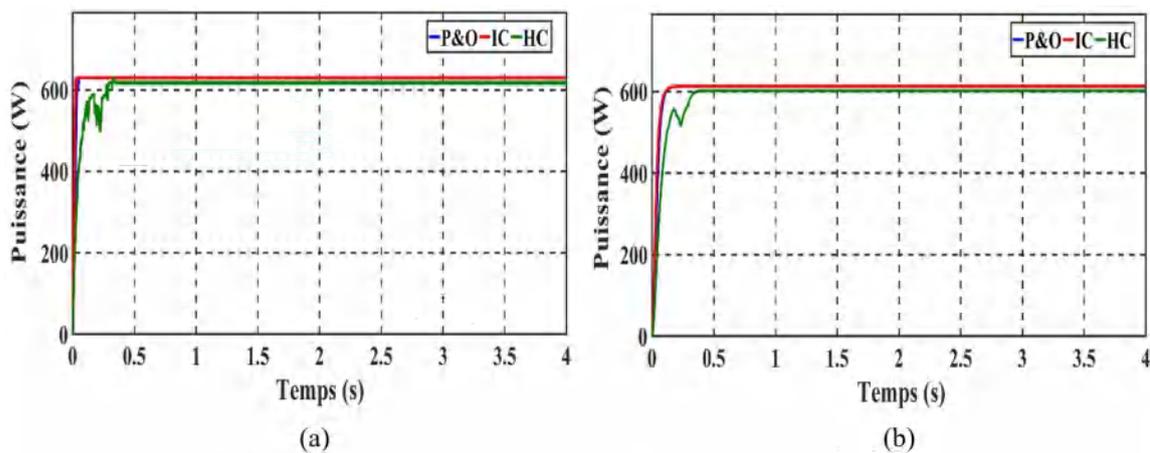


FIGURE III.18. Puissances de trois algorithmes P&O, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie

Nous observons que l'algorithme IC offre une convergence rapide sous conditions STC en comparant avec les autres algorithmes (P&O et HC).

Après le test sous conditions STC, nous évaluons sous conditions variables le comportement des algorithmes sous éclaircissement variable (figure III.19). La température est main-

tenue constante. La tension, le courant et la puissance obtenus à l'entrée et la sortie de convertisseur DC/DC sont illustrés sur les figures III.20, III.21 et III.22 respectivement.

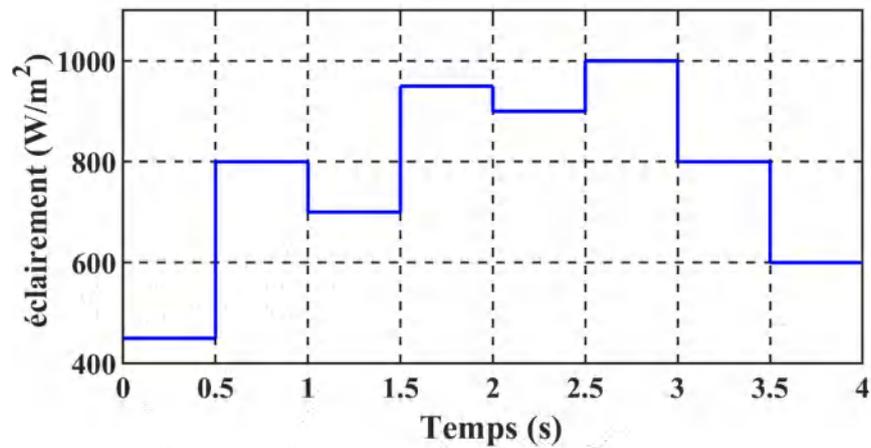


FIGURE III.19. Profil d'irradiance appliqué aux modules PV

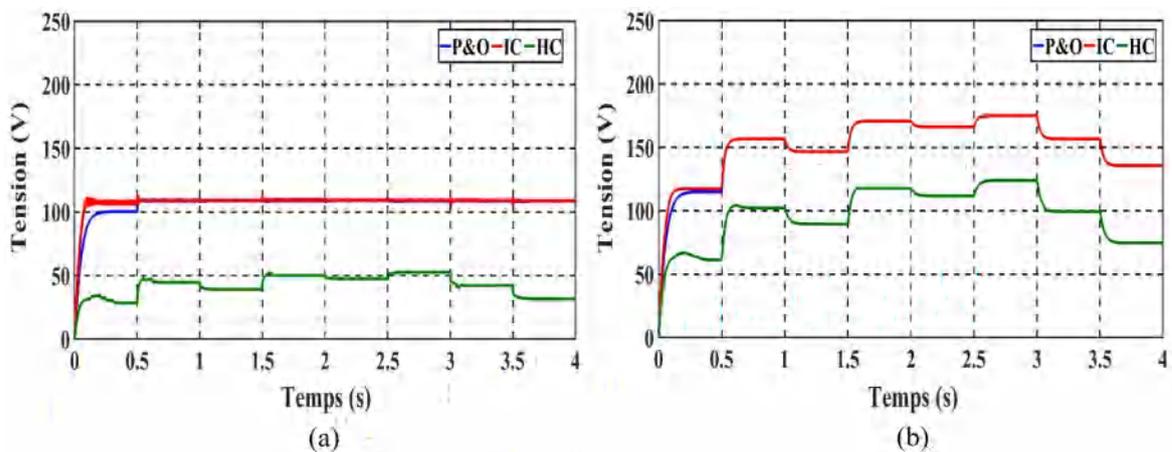


FIGURE III.20. Tension obtenue lors de variation d'éclairement avec convertisseur DC/DC commandé par de trois algorithmes P&O, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie

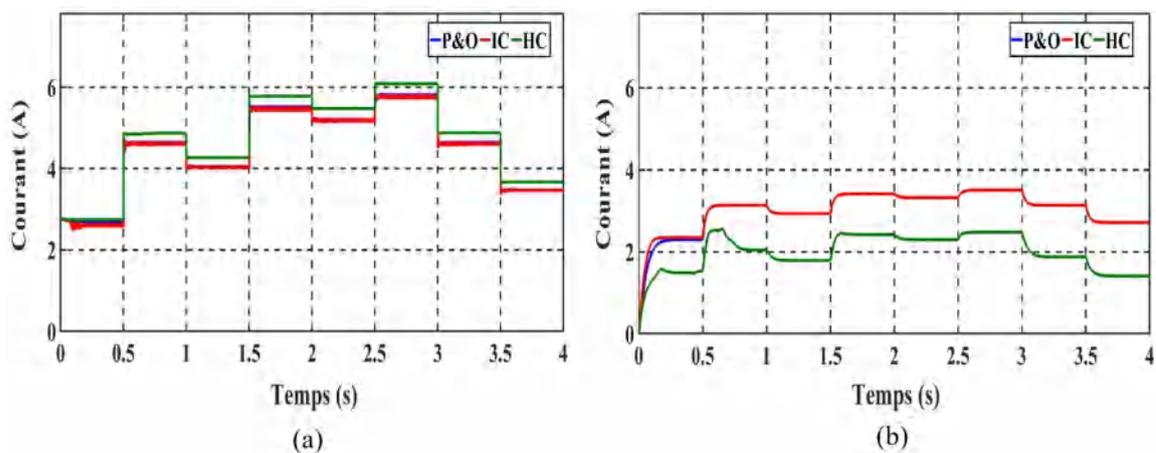


FIGURE III.21. Courant obtenu avec variation d'éclairement à l'entrée (a) et à la sortie (b) du convertisseur DC/DC commandé par de trois algorithmes P&O, IC et HC

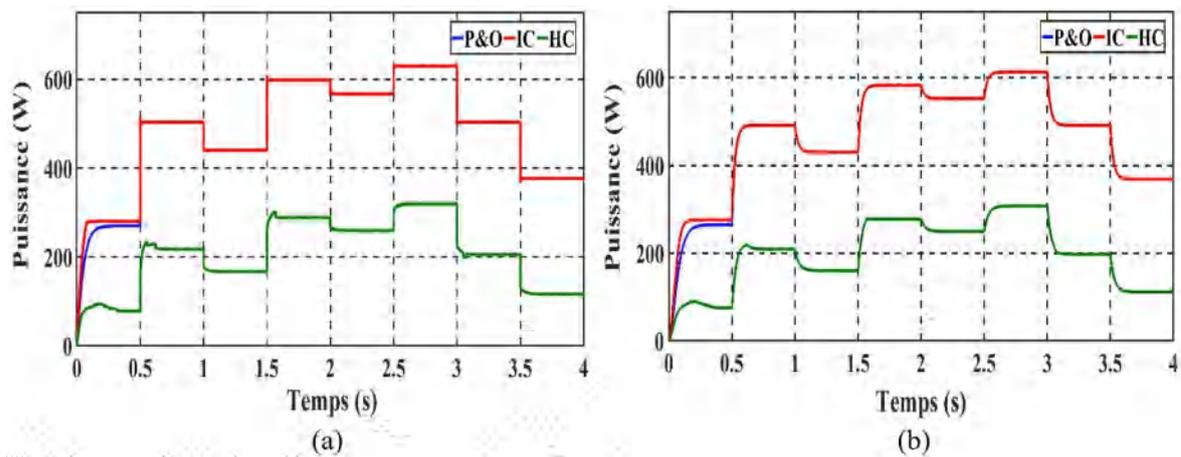


FIGURE III.22. Puissance de trois algorithmes PO, IC et HC : (a) entrée, (b) sortie

Lors de variation aléatoire d'éclairement entre 400 et 1000 W/m², l'algorithme IC prouve son efficacité que ce soit pour le point de rapidité de convergence, de robustesse lors de perturbations externes ou l'oscillation du point de fonctionnement en régime permanent.

Pour une meilleure comparaison entre les algorithmes, nous présentons les rendements des trois MPPT dans les conditions STC sur la figure III.23.

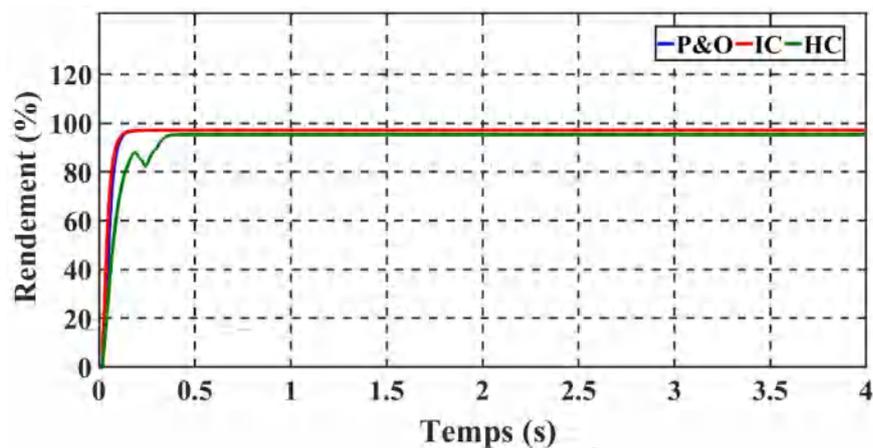


FIGURE III.23. Rendement de trois algorithmes PO, IC et HC sous condition STC

Les résultats illustrés sur la figure ci-dessus prouvent que le rendement de IC (97.12%) est assez important par rapport au rendement de P&O (97.09 %) et de celui de HC (95.33%). Donc l'algorithme IC présente le meilleur comportement parmi les algorithmes classiques étudiés.

III.6.2 Simulation des algorithmes MPPT à base IA

Les trois algorithmes FL, ANN et PSO seront appliqués dans cette partie sur le MPPT relié avec le module PV. Avec chaque analyse, nous présentons la tension, le courant et la puissance à l'entrée et à la sortie de MPPT. Nous commençons d'abord par les simulations sous STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$; $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$), où les résultats sont présentés sur les figures III.24, III.25 et III.26 illustrant la tension, le courant et la puissance respectivement.

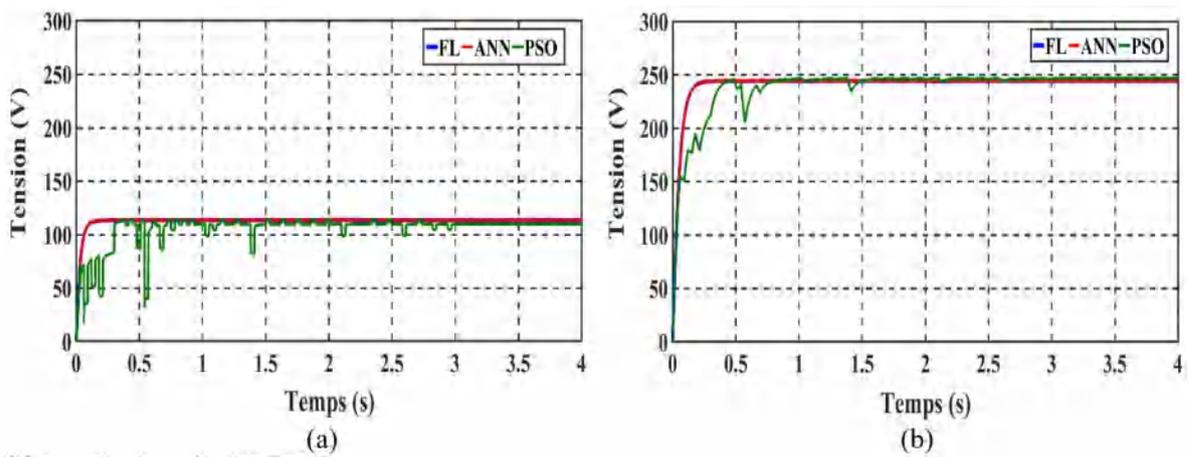


FIGURE III.24. Tension obtenue à l'entrée (a) et la sortie (b) de convertisseur commandé par les trois algorithmes FL, ANN et PSO

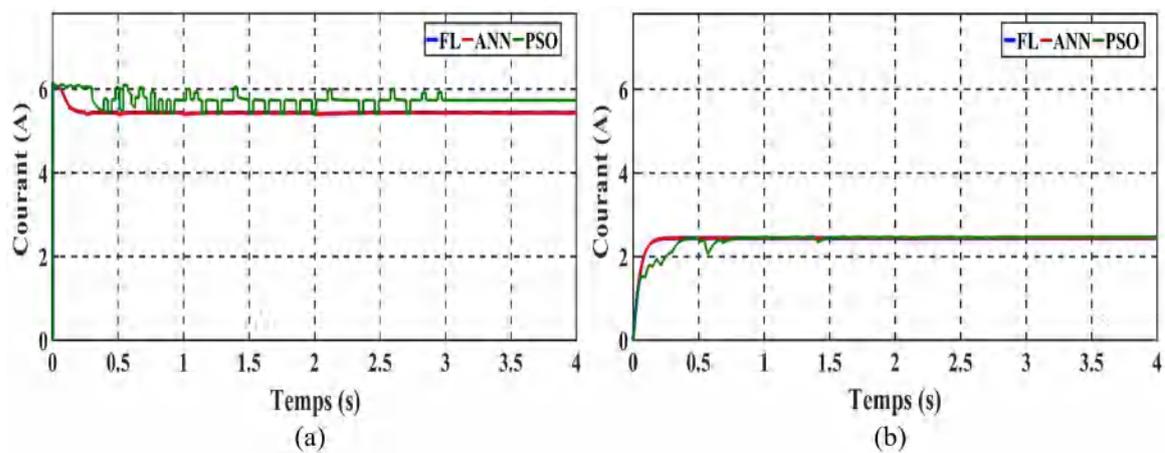


FIGURE III.25. Courant d'entrée (a) et de sortie (b) de convertisseur selon les trois algorithmes FL, ANN et PSO

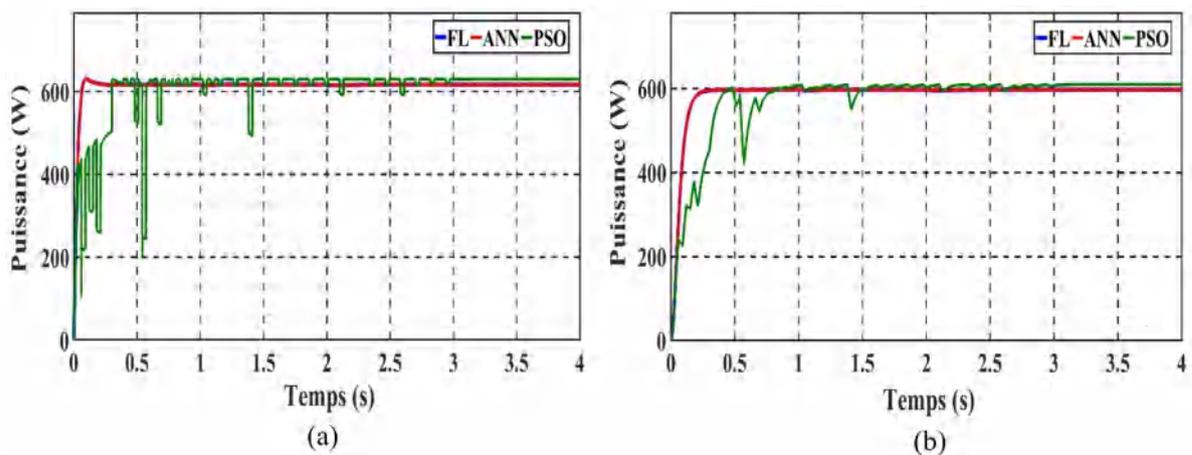


FIGURE III.26. Puissances de trois algorithmes FL, ANN et PSO : (a) entrée, (b) sortie

La première remarque à partir des résultats illustrés sur les figure III.24, III.25 et III.26 est que les MPPT fonctionnant avec les algorithmes FL et ANN donnent approximativement les mêmes résultats avec une bonne stabilité, contrairement au MPPT fonctionnant avec l'algorithme PSO où des perturbations de tension, de courant et aussi de puissances ont été remarqués autour le point de fonctionnement MPP. Cette perturbation revient au nature

de l'algorithme où il cherche encore une solution meilleure que l'actuelle.

Après le fonctionnement STC, nous comparons les trois MPPT lors d'application d'éclairément variable au module PV. Un éclairément variant entre 400 et 1000 W/m² de profil montré déjà sur la figure III.19 est appliqué aux modules. La tension, le courant et la puissance obtenus à l'entrée et à la sortie de MPPT sont affichés sur les figures III.27, III.28 et III.29 respectivement.

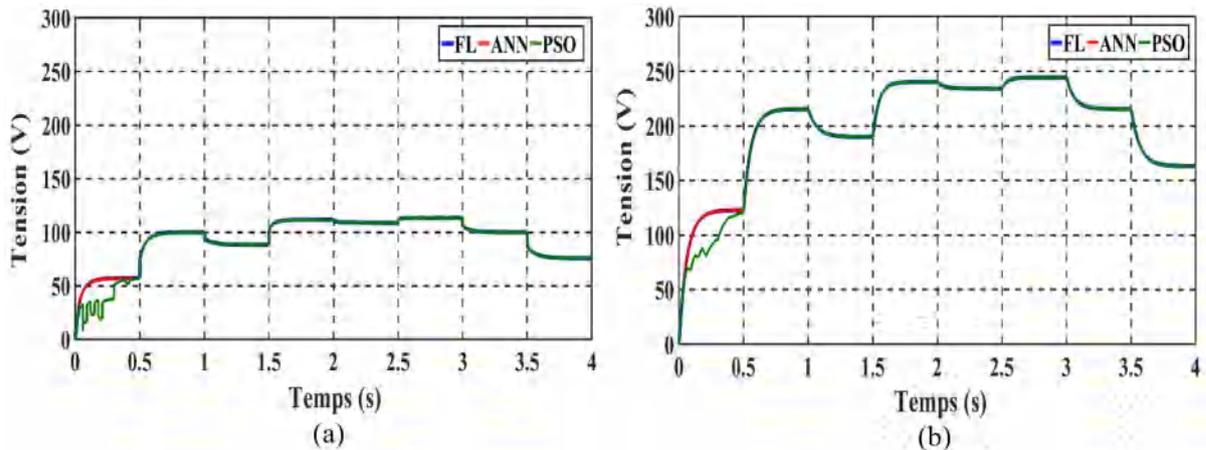


FIGURE III.27. Tension obtenue lors de variation d'éclairément à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT commandé par de trois algorithmes FL, ANN et PSO

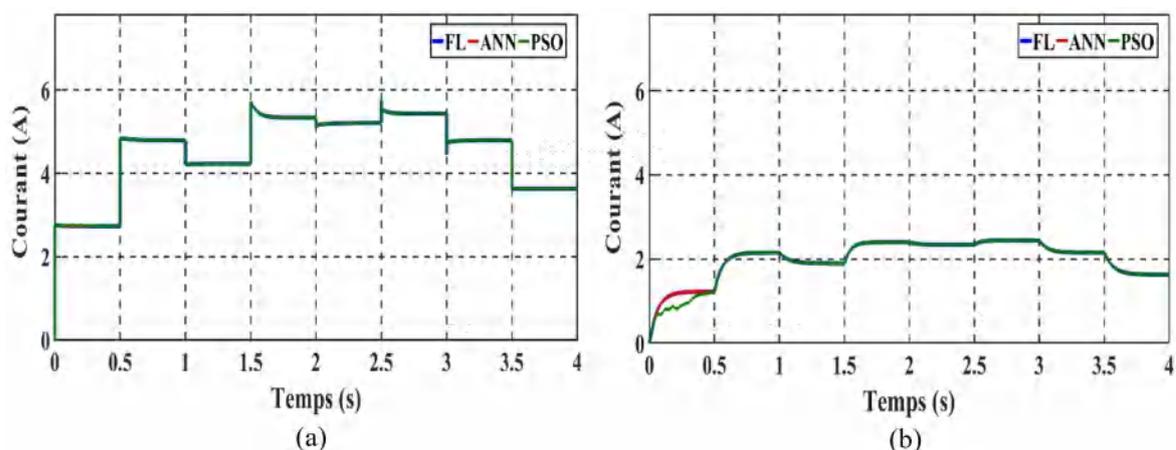


FIGURE III.28. Courant obtenu lors de variation d'éclairément à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT commandé par de trois algorithmes FL, ANN et PSO

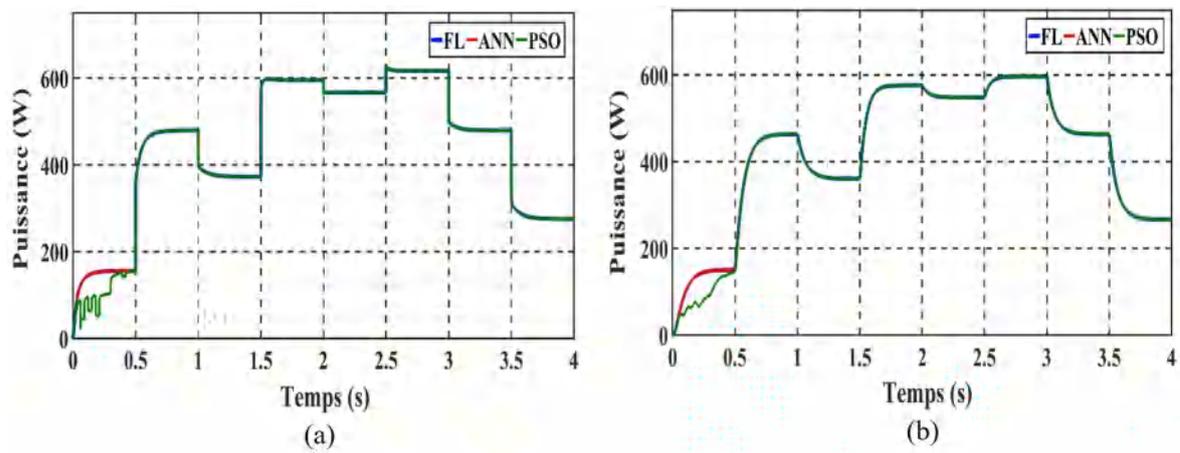


FIGURE III.29. Puissance résultante avec éclaircissement variable à l'entrée (a) et à la sortie (b) de trois MPPT fonctionnant avec algorithmes FL, ANN et PSO

Nous observons dans ce cas que les trois MPPT offrent les mêmes résultats sous éclaircissement variable, où la seule différence a été marquée dans le premier intervalle (0 à 0.5 secondes), et après, les trois MPPT ont donné presque le même rendement (même puissance de sortie).

Donc, nous pouvons conclure que les algorithmes FL et ANN offrent les mêmes résultats sous STC ou éclaircissement variable. D'autre part, une meilleure stabilité de MPPT fonctionnant avec l'algorithme PSO est obtenue sous éclaircissement variable. Cela peut être justifié par la concordance entre la variation d'éclaircissement et la recherche de l'algorithme sur une position meilleure.

Il est à noter que les variations enregistrées par l'algorithme PSO n'engendrent pas assez de pertes lors de fonctionnement de système PV (Figure III.30), où le rendement enregistré en régime permanent sous STC par le PSO est 96.56%, et les rendements des MPPT basé sur ANN et FL sont 94.63 et 94.52% respectivement.

De plus, son comportement actif (PSO) par rapport à l'éclaircissement variable sans nécessité d'une grande base de données, ni de processeurs puissants (cas de FL et ANN) pour l'entraînement des algorithmes donnent un point favorable à cet algorithme pour l'adapter pour une dernière comparaison avec le meilleur des trois algorithmes étudiés dans la première simulation (P&O, HC et IC).

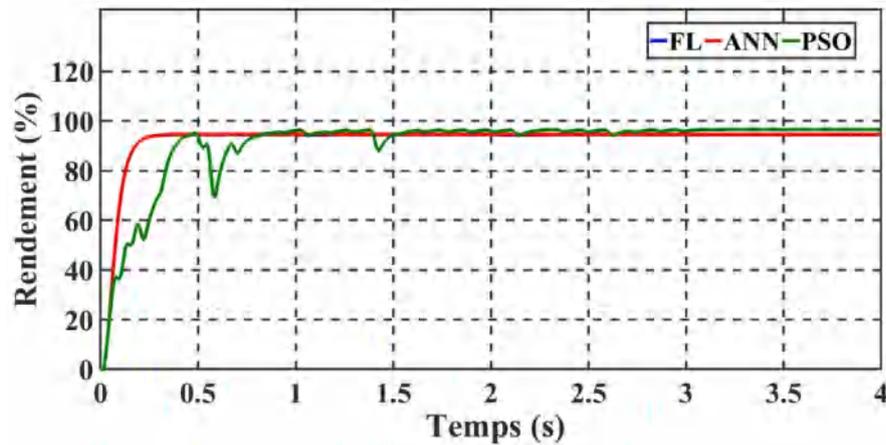


FIGURE III.30. Rendement des MPPT fonctionnant avec algorithmes FL, ANN et PSO sous condition STC

III.6.3 Comparaison entre les deux types d'algorithme MPPT

Dans cette partie, nous comparons les meilleurs résultats obtenus à partir des simulations précédentes. Les résultats de la première simulation ont montré l'efficacité de MPPT utilisant l'algorithme IC, et lors de la deuxième simulation, nous avons opté pour l'utilisation de MPPT fonctionnant avec l'algorithme PSO pour son adaptation avec éclairage variable sans processeur puissant et coûteux.

Nous allons comparer les modules avec MPPT fonctionnant avec ces deux algorithmes. Les modules fonctionnent dans trois cas :

- sous conditions STC ;
- sous d'éclairage variable ;
- et sous condition d'ombrage partiel.

Les résultats (tension, courant et puissance) obtenus sous conditions STC sont illustrés sur les figures III.31, III.32 et III.33.

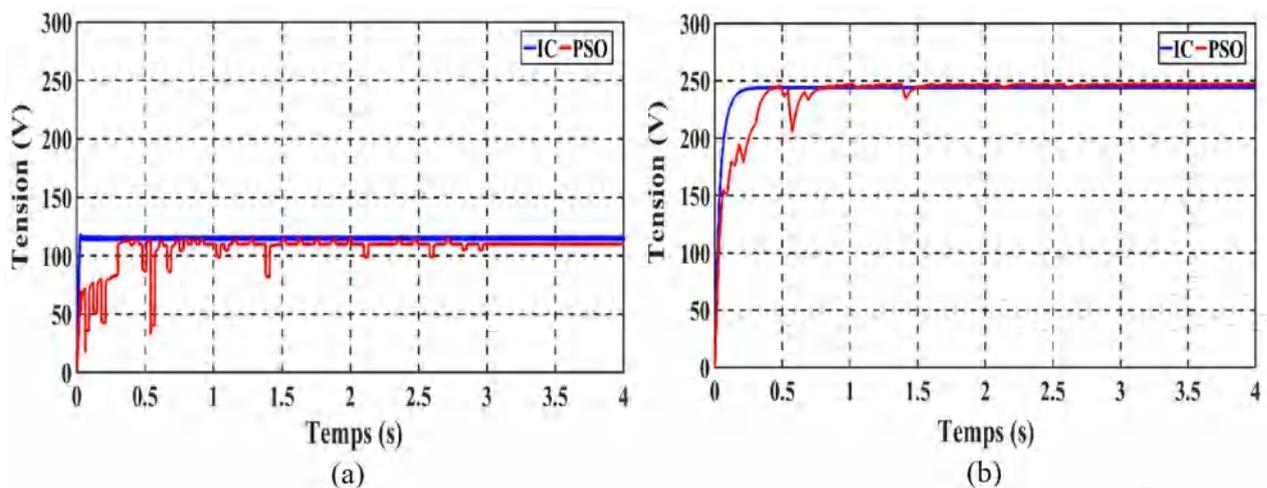


FIGURE III.31. Comparaison des tensions obtenues à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO

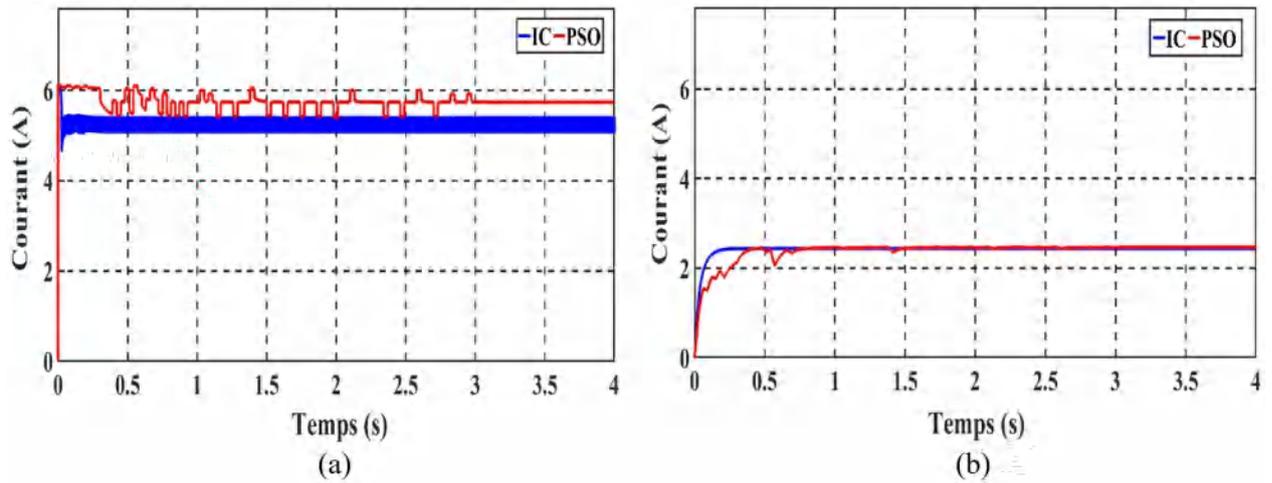


FIGURE III.32. Comparaison des courants obtenus à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO

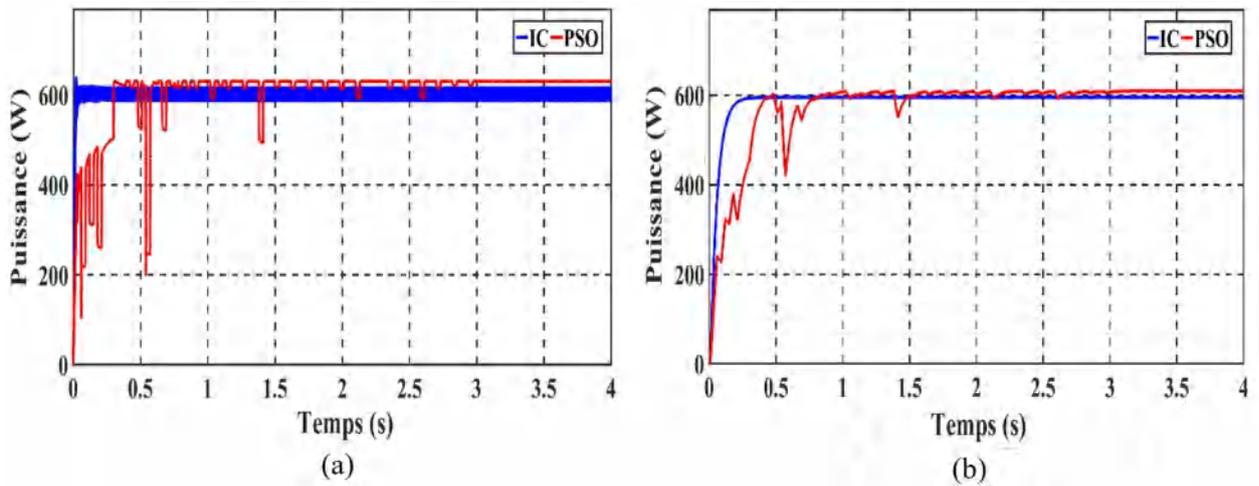


FIGURE III.33. Comparaison des MPPT à base d'algorithme IC et PSO : (a) Puissance à l'entrée de MPPT, (b) Puissance à la sortie de MPPT

Les résultats montrent qu'aux conditions stables (STC) le MPPT fonctionnant à base de l'algorithme IC offre une meilleure stabilité par rapport au MPPT fonctionnant à base d'algorithme PSO. Mais il faut noter que la puissance obtenue avec l'algorithme PSO est légèrement supérieure par rapport à la puissance obtenue avec l'algorithme IC[123].

Maintenant nous simulons les mêmes systèmes avec application d'éclairage variable (même profil que celui montré sur la figure III.19). La tension obtenue est illustrée sur la figure III.34, le courant sur la figure III.35 et la puissance sur la figure III.36.

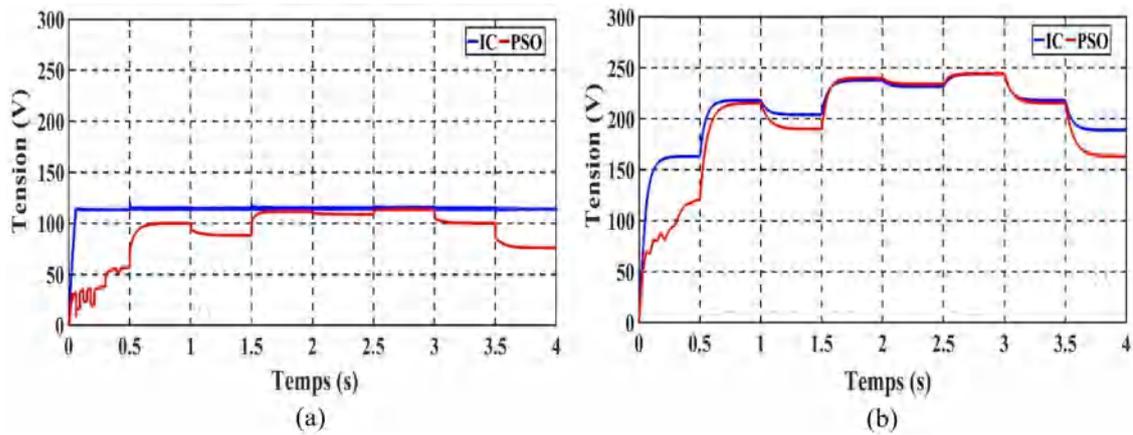


FIGURE III.34. Impact de variation d'éclairement sur les tensions obtenues à l'entrée (a) et à la sortie (b) de MPPT à base d'algorithme IC et PSO

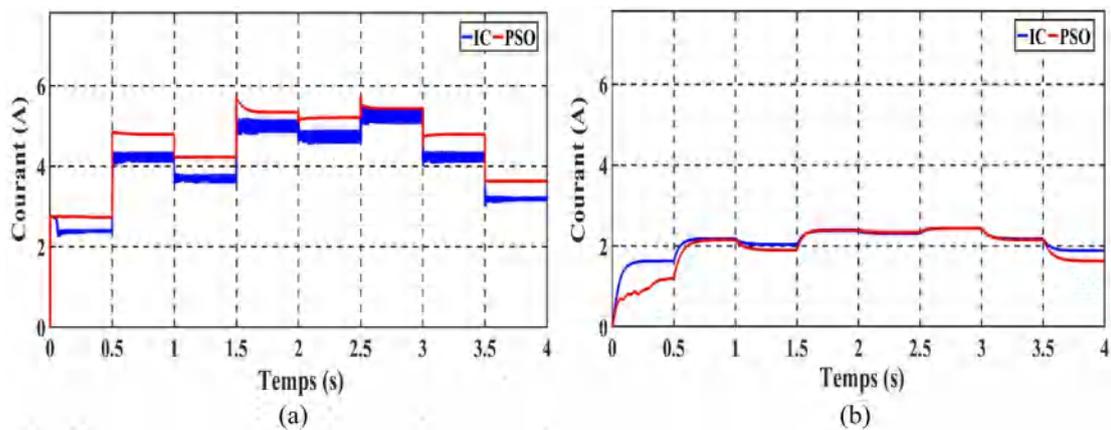


FIGURE III.35. Comparaison des courants obtenus lors de variation d'éclairement : à l'entrée de MPPT (a), à la sortie (b) de MPPT

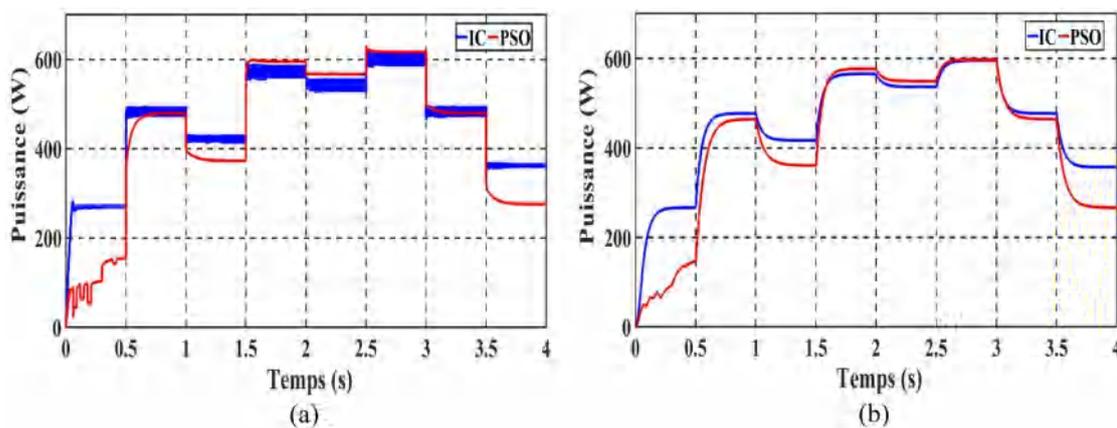


FIGURE III.36. Comparaison des MPPT à base d'algorithme IC et PSO sous éclairement variable : (a) Puissance à la sortie du module PV, (b) Puissance à la sortie de MPPT

Les résultats montrent que pour les éclairements proches de 1000 W/m^2 , le MPPT fonctionnant à base d'algorithme PSO offre les meilleurs résultats (puissance extraite supérieure à celle obtenue par IC). Si l'éclairement appliqué aux modules est relativement faible, le MPPT fonctionnant à base d'algorithme IC offre une meilleure puissance de sortie [123].

Après avoir simulé le système PV dans sous conditions STC et éclairement variable, le

même système a été simulé sous condition mixte : Un module PV est gardé sous condition STC et l'autre avec irradiance variable. Cette condition simule le cas d'ombrage partiel : le deuxième module est exposé à un ombrage de 0, 40, 20 et 60% à l'instant 0, 1, 2 et 3 s respectivement. La tension, le courant et la puissance du module sont illustrés respectivement sur les figures III.37, III.38 et III.39.

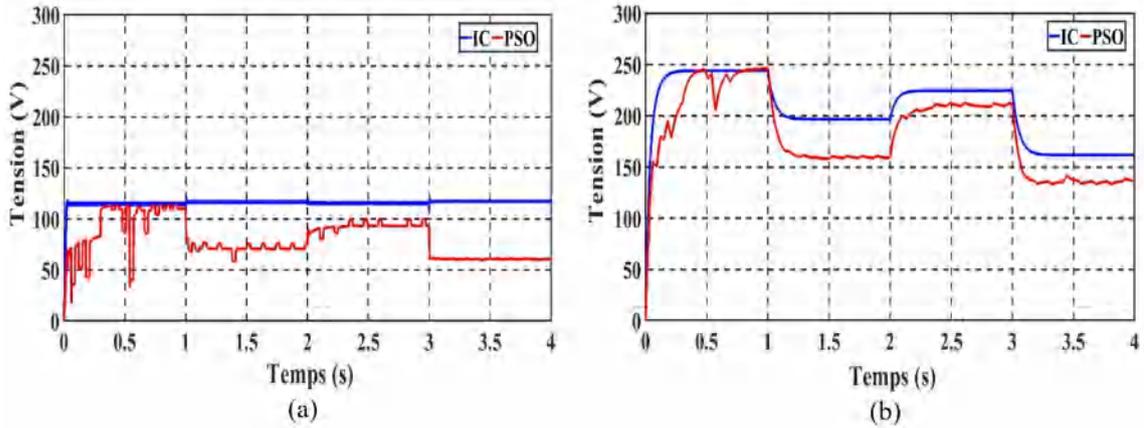


FIGURE III.37. Tension à l'entrée (a) et à la sortie (b) des MPPT commandés par les algorithmes IC et PSO lors d'application d'ombrage partiel

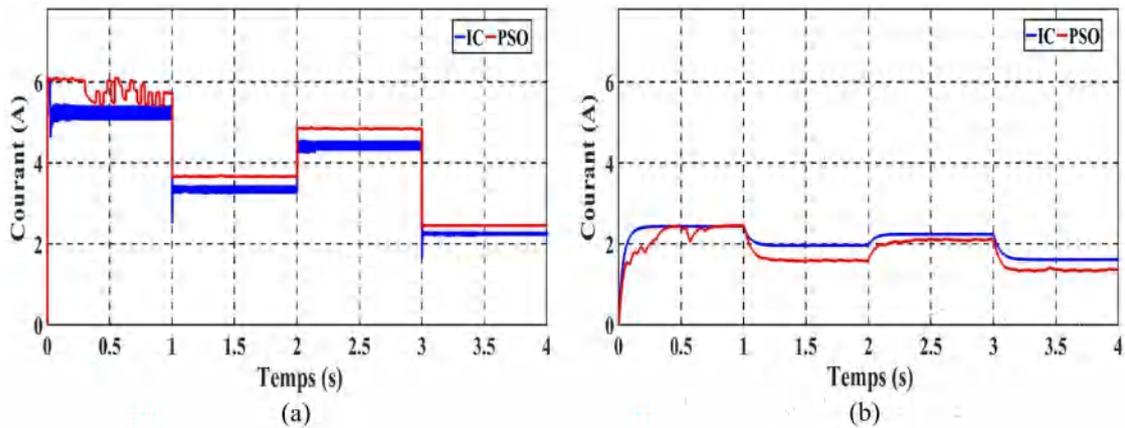


FIGURE III.38. Courant obtenus lors d'application d'ombrage partiel à l'entrée (a) et à la sortie (b) des MPPT à base d'algorithmes IC et PSO

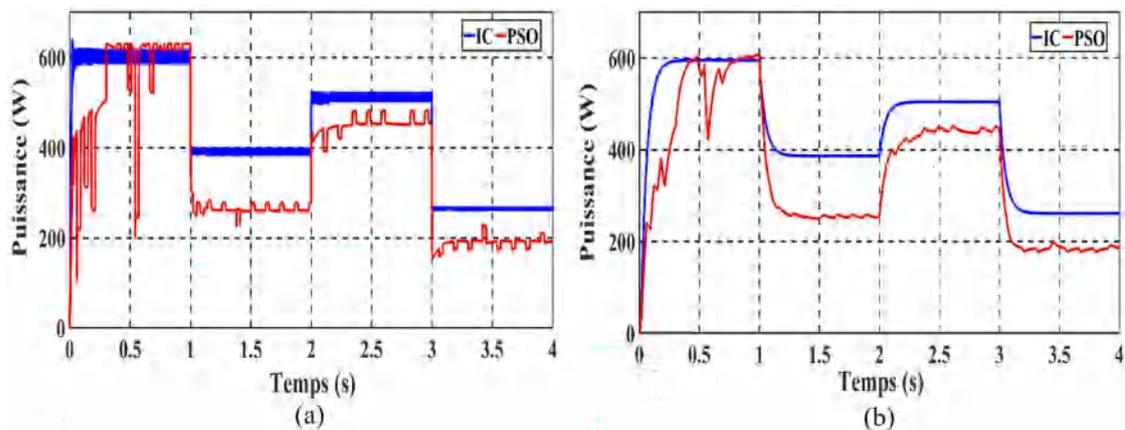


FIGURE III.39. Impact d'ombrage partiel sur la puissance obtenue par MPPT à base d'algorithme IC et PSO : (a) à l'entrée de MPPT, (b) à la sortie de MPPT

La figure III.37 montre que la tension d'entrée de MPPT fonctionnant à base d'algorithme PSO est perturbée sous impact d'ombrage partiel, et les tensions de sorties ont été variées pour les deux MPPT sous ombrage partiel.

Pour le courant (figure III.38), le MPPT fonctionnant à base de PSO absorbe un courant supérieur à celui absorbé par le MPPT à base d'algorithme IC, mais à la sortie ce dernier délivre un courant supérieur par rapport à l'autre MPPT.

En résultat, lors de présence d'ombrage partiel, le MPPT à base d'algorithme IC offre un meilleur rendement par rapport à un MPPT fonctionnant à base d'algorithme PSO [123].

Pour un meilleur diagnostique, les tensions individuelles de chaque module sain et ombré sont illustrées sur les figures III.40(a) et III.40(b) respectivement.

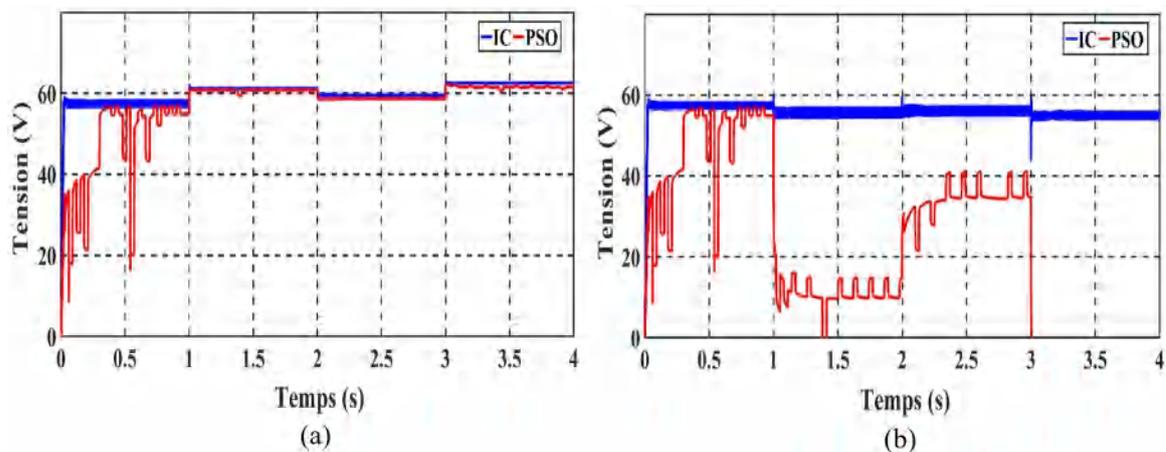


FIGURE III.40. Tensions individuelles des modules : (a) module sous STC, (b) module ombré

Il est clair que le module ombré possède une tension inférieure à celle obtenue par le module sous STC, et la différence est remarquable avec les modules connectés au MPPT à base d'algorithme PSO, où la tension diminue considérablement, surtout avec ombrage de 60% où la tension de module ombré s'annule totalement [123].

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une analyse détaillée des techniques de recherche du point de puissance maximale (MPPT) utilisées dans les systèmes PV autonomes. Nous avons expliqué le principe de fonctionnement, les organigrammes ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque technique. De plus, nous avons mis en évidence les critères d'évaluation pour choisir la technique la plus adaptée à une application donnée.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, dans le but d'évaluation d'efficacité des algorithmes, nous avons effectué trois simulations. La première était une simulation des MPPT à base d'algorithmes simples sans aucun pré-réglage : P&O, HC et IC. Ce dernier a donné les meilleurs résultats en matière de rendement et de robustesse. La deuxième simulation vise à comparer entre les MPPT à base d'algorithmes : FL, ANN et PSO. Nous avons

opté pour l'utilisation de PSO pour son rendement efficace lors de variations d'éclairement ainsi que la simplicité de l'algorithme par rapport à FL et ANN. La dernière simulation était pour évaluer les MPPT IC et PSO sous ombrage partiel. Cette dernière simulation a montré que le MPPT à base d'algorithme IC offre les meilleurs résultats lors de présence d'ombrage partiel surtout où l'ombrage est intense.

Dans le chapitre suivant, nous allons examiner la deuxième étape de la chaîne de conversion PV, où les paramètres visés seront la puissance récupérée, les puissances transmises au réseau électrique, ainsi que la qualité d'énergie injectée.

Chapitre IV

Intégration d'un système PV au réseau électrique

IV.1 Introduction

L'intégration de l'énergie solaire PV dans les réseaux électriques est devenue de plus en plus importante pour assurer la stabilité de système. Les gestionnaires de réseau doivent garantir la qualité de l'énergie électrique fournie. Un aspect essentiel pour atteindre cet objectif est de maintenir un taux de distorsion harmonique totale (THD) dans les normes internationales comme spécifié dans la norme IEEE519-1992 [91].

Ce chapitre, est basé sur une étude approfondie pour intégrer notre système de conversion photovoltaïque au réseau. Pour cela, plusieurs techniques de contrôle et de régulation ont été appliquées sur l'onduleur qui assure la connexion réseau électrique.

IV.2 Intégration de système PV au réseau électrique

L'énergie PV est générée en courant continu, mais elle n'est pas limitée aux applications en courant continu. L'important est d'assurer l'alimentation des récepteurs quel que soit leurs types ou catégories. Il est donc fréquent d'alimenter des charges en courant alternatifs et cela à travers des convertisseurs statiques DC/AC (onduleurs). Ces charges peuvent être indépendantes ou connectées au réseau. Ce dernier cas est le plus important, car l'excès d'énergie existant sera évacué vers le réseau, donc le système PV sera intégré au réseau pour participer à la génération d'énergie et améliorer la sécurité énergétique.

Il est à noter que cette génération n'est pas considérée comme parfaite, où l'onde générée et injectée au réseau n'est pas purement sinusoïdale, et aussi le comportement des convertisseurs DC/AC n'est pas toujours linéaire. Donc il arrive que certains problèmes puissent apparaître comme :

- La pollution harmonique dans le réseau provoquée par la déformation des ondes de

courant et de tension

- Les surtensions ou surintensités transitoires qui peuvent apparaître lors de variation d'une des entrées de système PV
- Les dysfonctionnements qui peuvent apparaître dans le convertisseur DC/AC lors de perturbations dans le réseau.

Il est donc indispensable -lors de conception de système PV connecté au réseau- de prendre en considération tous ces phénomènes, où le système doit réduire la pollution harmonique générée par le convertisseur DC/AC tout en assurant l'immunité mutuelle de convertisseur DC/AC et de réseau contre les perturbations qui peuvent apparaître dans l'autre côté de convertisseur. Pour cela, la commande de convertisseur doit être fiable et robuste pour résister aux ces fluctuations/perturbations.

IV.2.1 Impacts d'intégration de l'énergie PV au réseau

L'énergie photovoltaïque (PV) est intégrée au réseau électrique pour augmenter l'énergie générée dans ce dernier à partir des énergies renouvelables. D'habitude, la puissance produite ces champs PV peut aller de quelques kilowatts à quelques mégawatts. Selon l'ordre de cette puissance, l'énergie injectée est décidée. D'autre côté, l'injection de d'énergie produite peut causer des impacts importants, qui doivent être pris en considération afin que la stabilité et la fiabilité du système électrique soient garanties. Pour cela, des systèmes de régulation spécifiques doivent être utilisés [124].

Nous allons dans ce qui suit illustrer les paramètres importants interférant avec l'intégration de ces énergies renouvelables.

IV.2.1.1 Impact sur le transit de puissance

En injectant l'énergie produite par le système PV, cette dernière peut parfois dépasser la demande d'électricité dans le nœud d'injection, ce qui peut entraîner un surplus d'énergie, donc ce surplus peut être transmis vers d'autres nœuds, et le sens de transit de la puissance sur les lignes de transport est modifié [124, 125].

IV.2.1.2 Impact sur la tenue de fréquence

L'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique est visualisé à travers la stabilité de fréquence. Comme le fonctionnement des générateurs d'énergie PV dépend des conditions météorologiques et peut entraîner des variations de fréquence si elle est mal intégrée dans le réseau. Pour répondre à ce problème, des stratégies de gestion de l'énergie efficaces et de technologies de régulation de la fréquence appropriées doivent être utilisés [125].

IV.2.1.3 Impact sur la tension du réseau

En intégrant l'énergie PV, l'écoulement de puissance dans le réseau peut être affecté, et avec lui les chutes de tension dans le réseau. Si le niveau de tension des nœuds n'a pas été respecté, (5% pour un réseau de distribution ou 10% pour un réseau de transport), la stabilité de réseau risque d'être perturbée. Pour contrôler cette variation de tension, il est nécessaire d'utiliser des dispositifs de régulation de la tension respectant les limites appropriées [91],[124, 125].

IV.2.1.4 Impact sur la qualité de l'onde

Comme l'intégration de cette énergie au réseau électrique est faite à travers des convertisseurs de l'électronique de puissance, des phénomènes liés à la non linéarité de ces convertisseurs peuvent affecter la qualité de tension ou de courant. Des études ont montré que l'injection d'énergie PV peut causer des distorsions harmoniques et des surtensions, qui affectent la qualité de l'onde électrique. Pour contrôler ces effets, des filtres actifs et passifs peuvent être utilisés pour réduire les distorsions harmoniques [124, 125].

IV.2.2 Qualité d'énergie électrique

La qualité de l'énergie électrique est un problème qui concerne tous les niveaux du réseau électrique. D'habitude pour les réseaux triphasés les paramètres caractérisant la qualité d'énergie électrique sont comme suit [126–128] :

- Fréquence,
- Amplitude,
- Forme d'onde,
- Symétrie du système triphasé.

Tout phénomène physique affectant une ou plusieurs de ces caractéristiques peut être considéré comme perturbation qui peut être identifiée en tant que des creux de tension, des surtensions, des coupures et des déséquilibres, ainsi que des variations rapides telles que des surtensions transitoires, des scintillements et des harmoniques.

Parmi ces problèmes, la forme d'onde présente une des préoccupations des entreprises de services publics en raison du développement rapide de la technologie de l'électronique de puissance. La perturbation de la forme d'onde peut être affectée par une pollution harmonique.

IV.2.3 Pollution harmonique

Le réseau électrique est conçu principalement pour alimenter les charges linéaires et être alimenté par des sources linéaires. Mais ça arrive certains charges ou sources soient connectés au réseau électrique qui ne respectent pas la loi d'Ohm; donc ils génèrent ou

absorbent des courants (ou tensions) qui ne possèdent pas une forme identique à la tension (ou le courant respectivement), comme montre la figure IV.1.

Comme ces courants (ou tensions) sont périodiques, la meilleure solution d'analyser ce signal consiste en utiliser les séries de Fourier [128].

$$X(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (\text{IV.1})$$

Où : a_0 : est la composante continue, a_n et b_n sont les coefficients de Fourier, ω est la fréquence angulaire.

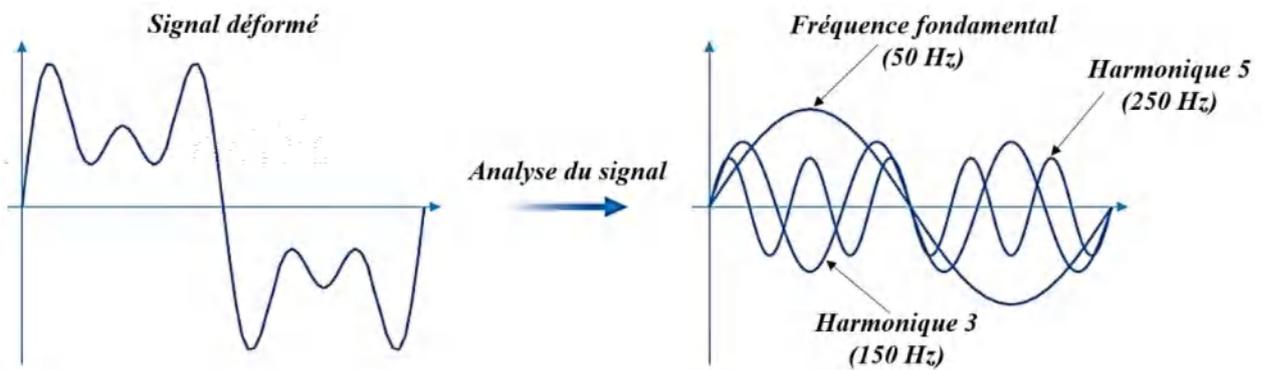


FIGURE IV.1. Analyse d'un signal

En utilisant ce développement, nous pouvons déterminer l'amplitude de l'onde fondamentale appliquée par le réseau, et aussi déterminer la somme des signaux perturbant l'onde fondamentale qui sont connues par les harmoniques. D'habitude, ces harmoniques (de tension ou de courant) sont des signaux sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale du réseau d'alimentation. Lors d'injection de ces harmoniques ils se propagent dans le réseau et parfois absorbés par d'autres consommateurs et perturbent son fonctionnement, donc le réseau ne sera pas un espace de propagation d'énergie propre, il devient pollué par ces harmoniques dont vient la nomination pollution harmonique [126].

Avant la généralisation de l'utilisation des convertisseurs statiques, la pollution harmonique était principalement causée par les machines électriques et des transformateurs qui ne fonctionnent pas dans la zone linéaire. Mais avec le développement de l'électronique de puissance, plusieurs convertisseurs ont été utilisés pour la conversion entre les deux genres de courant (AC et DC), et ces convertisseurs ont provoqués une grande pollution harmonique dans le réseau électrique [5]

Comme cette pollution est inévitable, et dégrade la forme d'onde et par conséquent la qualité d'énergie électrique. Les gérants des réseaux électriques ont essayé de corriger ce problème ou à la limite de réduire ces effets pour assurer une bonne compatibilité entre les sources polluées et les charges polluées.

Pour quantifier cette pollution et identifier sa gravité en se basant des données extraites de développement de série de Fourier, Prenant la tension comme paramètre à étudier ; le développement de série de Fourier a permis d'extraire l'amplitude de composant fondamentale de valeur efficace V_1 en volts (V), ainsi que l'ensemble de n signaux avec dont la fréquence est de n-ième multiple que celle de la fondamentale avec une valeur efficace V_n en volts (V) qui sont les harmoniques associées. Le rapport entre la somme des valeurs efficaces de ces harmoniques sur la valeur efficace de la composante fondamentale nous permet d'extraire le degré de pollution de l'onde qui est nommé par le Taux de Distorsion Harmonique (en anglais Total Harmonic Distorsion THD) [127, 128]. Ce dernier est défini par :

$$THD_v = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}{V_1^2}} \quad (IV.2)$$

De la même manière que nous avons étudié la tension et son taux de distorsion, nous pouvons appliquer ça au courant, et son taux de distorsion sera défini par la relation suivante :

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}{I_1^2}} \quad (IV.3)$$

Plusieurs normes ont été établies pour définir des limites à respecter pour le taux de distorsion harmonique. Parmi ces normes nous pouvons citer la norme IEEE 519-1992[91], qui recommande de garder un taux de distorsion harmonique totale de tension inférieure à 5% et un taux de distorsion harmonique individuelle de tension inférieure à 3% et cela pour les réseaux de tension inférieure à 69 kV [128]. Pour les autres niveaux de tensions, les limites à respecter sont illustrées dans le Tableau IV.1.

TABLEAU IV.1 – Limites des tensions harmoniques IEEE-519[127]

| Distorsion des tensions harmoniques (% au PCC) | | | |
|---|--------------|-------------|---------|
| | 2.3 au 69 kV | 69au 138 kV | >138 kV |
| IHD | 3.0 | 1.5 | 1.0 |
| THD | 5.0 | 2.5 | 1.5 |

Où : IHD est l'harmonique individuel

Pour éliminer les risques engendrés par ces harmoniques, il existe deux types principaux de neutralisation des harmoniques le filtrage passif qui consiste à piéger ces harmoniques grâce au phénomène de résonance, ou par un filtrage actif qui génère une tension (ou un courant) de même amplitude que les harmoniques et en opposition de phase pour que la résultante sera nulle [128].

IV.3 Modélisation de système PV connecté au réseau

Afin de simuler le système PV connecté au réseau, il est évident de passer par l'étape de modélisation, où les composants sont modélisés par des systèmes d'équations. La figure IV.2 et le tableau IV.2 illustrent ces composants ainsi que leurs paramètres.

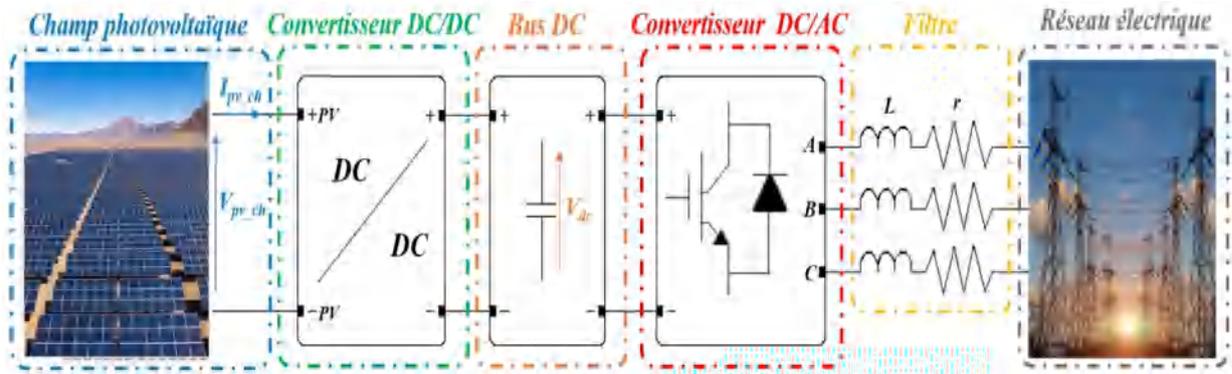


FIGURE IV.2. Schéma fonctionnel du système PV connecté au réseau électrique

TABLEAU IV.2 – Paramètres du système PV connecté au réseau électrique[141]

| Paramètres | Valeurs | |
|---------------------|----------|----------------|
| Champ PV | N_s | 4 modules |
| | N_p | 12 modules |
| Convertisseur DC/DC | C_{PV} | $100.10^{-6}F$ |
| | L | $25.10^{-3}H$ |
| Bus DC | C_{DC} | $300.10^{-6}F$ |
| Filtre | L_f | 0.0005 H |
| | R_f | 0.02Ω |
| Réseau électrique | V | 230 V |
| | R | 2Ω |
| | L | $1.5.10^{-3}H$ |

IV.3.1 Modélisation des convertisseurs DC/AC

Les onduleurs de tension sont des dispositifs qui font la conversion de tension continue en une tension alternative avec fréquence et amplitude prédéfinies. Ces dispositifs utilisés dans les systèmes PV connectés au réseau (ou non connectés), pour la conversion de tension continue à l'entrée de l'onduleur en une tension alternative injectée au réseau.

Le schéma structurel d'un tel convertisseur DC/AC alimentant le réseau électrique à travers un filtre est illustré sur la figure IV.3.

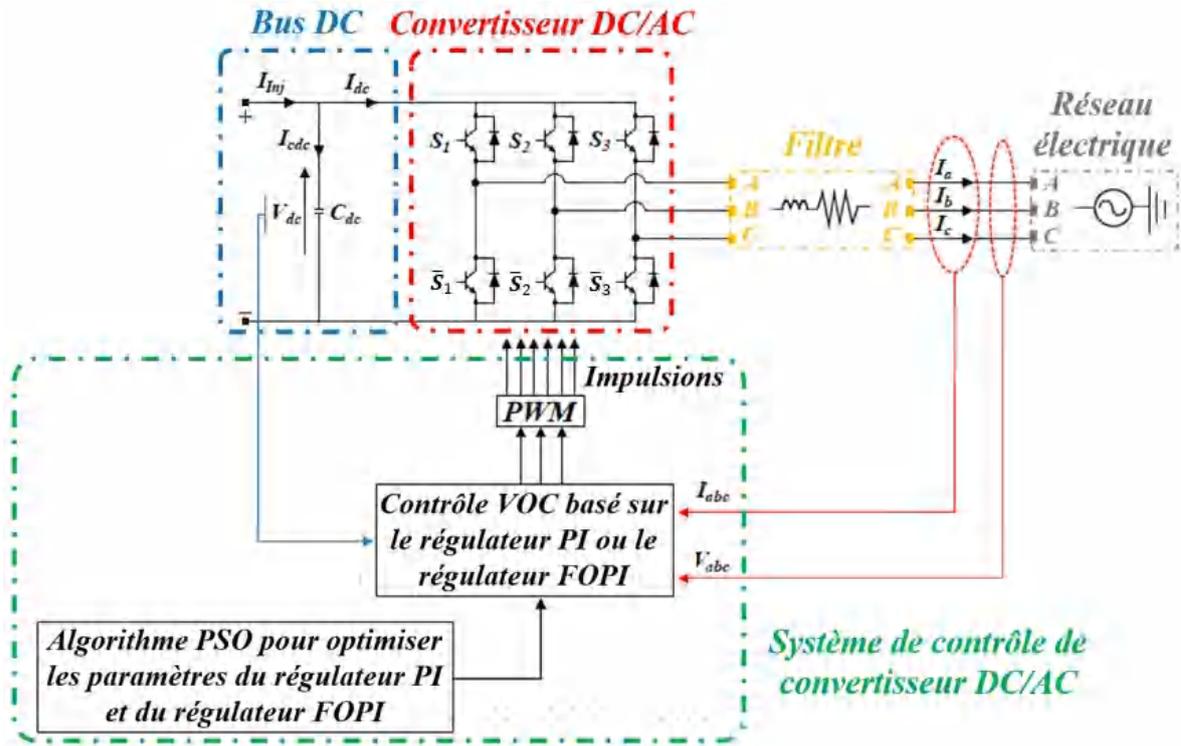


FIGURE IV.3. Structure de convertisseur DC/AC connecté au réseau

Pour les systèmes triphasés, l'onduleur est constitué de trois bras où deux (02) interrupteurs à base des semi-conducteurs sont installés dans chaque bras. Le choix de l'interrupteur dépend de la puissance et la fréquence de système connecté. Une diode est montée en antiparallèle de l'interrupteur -dite diode de roue libre- assurant la continuité du courant dans la charge lors de séparation galvanique de cette dernière par rapport au générateur. Il est important d'assurer un temps de retard entre la fermeture des interrupteurs de même bras pour éviter l'apparition de court-circuit de source DC[40].

Partant d'un système triphasé sinusoïdale dont les équations des tensions sont définies comme illustre l'équation IV.4.

$$\begin{cases} V_{sa} = V_{max} \sin(\omega t) \\ V_{sb} = V_{max} \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{sc} = V_{max} \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (IV.4)$$

Un système d'équations différentielles définissant le fonctionnement des interrupteurs de convertisseur DC/AC est donné comme suit [129] :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -Ri_a + V_{sa} - \left(S_1 - \frac{S_1+S_2-S_3}{3} \right) V_{dc} \\ L \frac{di_b}{dt} = -Ri_b + V_{sb} - \left(S_2 - \frac{S_1+S_2-S_3}{3} \right) V_{dc} \\ L \frac{di_c}{dt} = -Ri_c + V_{sc} - \left(S_3 - \frac{S_1+S_2-S_3}{3} \right) V_{dc} \\ L \frac{dV_{dc}}{dt} = S_1 i_a + S_2 i_b + S_3 i_c - i_{inj} \end{cases} \quad (IV.5)$$

D'où :

S_i ($i = 1,2,3$) : les états des interrupteurs considérés parfaits, donnée par la valeur $S_i = 1$ si l'interrupteur est fermé ; ou par $S_i = 0$ le cas où l'interrupteur est ouvert.

V_{dc} : tension de Bus continu.

i_a, i_b et i_c : les courants des phases a, b et c respectivement constituant le système triphasé.
R et L : sont respectivement la résistance et l'inductance de filtre reliant le convertisseur au réseau.

Il est important de noter que l'autre interrupteur dans le même bras fonctionne en état inverse de celle de premier interrupteur : ouvert si le premier est fermé, et fermé si le premier est ouvert. Son état sera exprimé par $\overline{S_i}$.

La fermeture et l'ouverture des interrupteurs est assurée par une commande Modulation à Largeur d'Impulsions MLI (en anglais Pulse Width Modulation PWM). Il est à noter qu'il existe plusieurs types de techniques utilisées dans la commande MLI, dont deux seront mentionnées, la PWM dite sinus-triangle (STPWM), et la MLI vectorielle ou (space vector PWM) abrégée (SVPWM) [130].

L'onduleur fonctionnant avec commande MLI utilise des impulsions résultant de comparaison entre un signal de référence sinusoïdal et avec un signal de poteuse (dans notre cas triangulaire) comme illustré sur la figure IV.4.

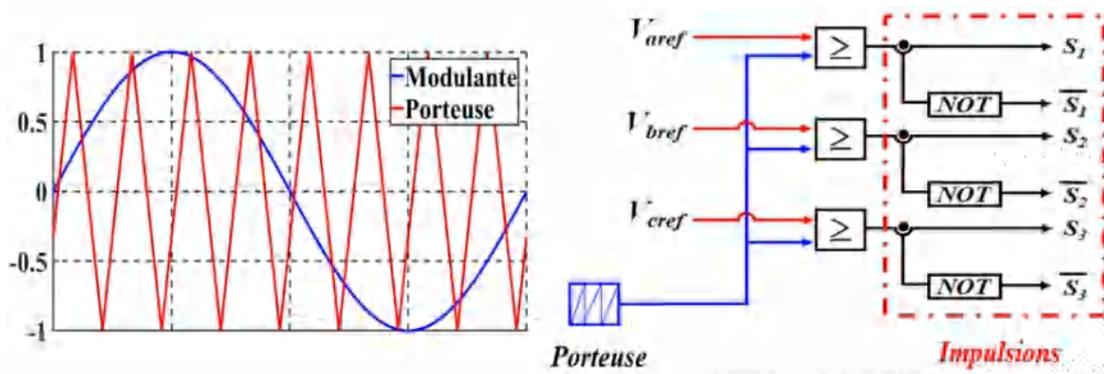


FIGURE IV.4. Stratégie de contrôle des impulsions MLI

IV.3.2 Modélisation de Réseau

La connexion de l'onduleur avec le réseau est faite à travers un filtre L_f, R_f . En négligeant les harmoniques de découpage [2], donc le réseau est représenté par trois sources de tensions modélisant les trois phases a, b et c dont les tensions seront V_{r_a}, V_{r_b} et V_{r_c} respectivement. Chaque source est connectée en série avec les éléments du filtre comme montre le schéma unifilaire illustré sur la figure IV.5.

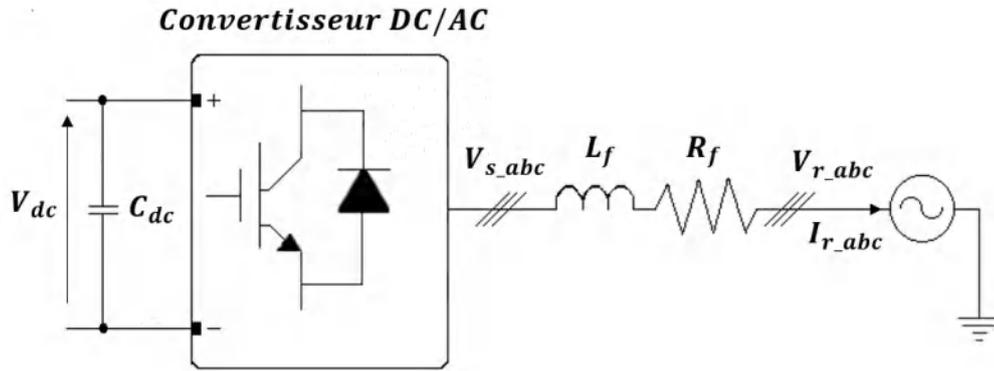


FIGURE IV.5. Schéma unifilaire du réseau connecté avec l'onduleur

Partant de modèle illustré sur la figure IV.5, un système d'équations reliant les courants et les tensions des trois phases a, b et c est déterminé et montré comme suit [2] :

$$\begin{cases} \frac{di_{ra}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_{ra} + 0i_{rb} + 0i_{rc} + \frac{1}{L_f}(V_{a-ond} - V_{ra}) \\ \frac{di_{rb}}{dt} = 0i_{ra} - \frac{R_f}{L_f}i_{rb} + 0i_{rc} + \frac{1}{L_f}(V_{b-ond} - V_{rb}) \\ \frac{di_{rc}}{dt} = 0i_{ra} + 0i_{rb} - \frac{R_f}{L_f}i_{rc} + \frac{1}{L_f}(V_{c-ond} - V_{rc}) \end{cases} \quad (IV.6)$$

Pour simplifier le modèle, il est recommandé de passer de représentation triphasée a, b, c au représentation biphasée d, q en appliquant la transformation de Park. Cette dernière est donnée par le système suivant [129],[130] :

$$[X_{dgo}] = [P(\theta)][X_{abc}] \quad (IV.7)$$

La matrice de transformation $P(\theta)$ est donnée par :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (IV.8)$$

Le système à deux dimensions modélisant le réseau électrique est défini dans IV.9 [2] :

$$\begin{cases} \frac{di_{rd}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_{rd} + \omega i_{rq} + \frac{1}{L_f}(V_{d-ond} - V_{rd}) \\ \frac{di_{rq}}{dt} = -\omega i_{rd} - \frac{R_f}{L_f}i_{rq} + \frac{1}{L_f}(V_{q-ond} - V_{rq}) \end{cases} \quad (IV.9)$$

Où :

V_{d-ond} , V_{r-d} , V_{q-ond} et V_{r-q} sont respectivement les composantes directe et en quadrature de l'onduleur et du réseau; i_{r-d} et V_{r-q} sont les composantes directe et en quadrature du courant de réseau respectivement; L_f et R_f sont l'inductance et la résistance de filtre et ω est la pulsation du signal sinusoïdal.

Il est à noter que le transfert d'énergie de l'onduleur vers le réseau est réglé selon les ordres établis par un système de commande de convertisseur DC/AC.

IV.4 Stratégies de commande

Il est évident que la commande nécessite l'utilisation d'une boucle de régulation avec des stratégies définies. Il existe plusieurs stratégies de commande qui sont appliquées dans les systèmes PV connectés au réseau, dont les stratégies les plus basiques sont [71],[73] :

- La commande à tension orientée (Voltage-Oriented Control VOC).
- La commande de puissance directe (Direct Power Control DPC).

Deux paramètres peuvent être utilisés dans la boucle de commande : courant ou la puissance [69],[131].

Dans notre système PV, nous avons opté pour l'utilisation de commande VOC à cause de l'intervention de régulateurs au niveau de plusieurs points dans le système de commande permettant de régler la tension au Bus DC, ainsi que les deux composantes de courant (directe et en quadrature) présentés dans l'équation IV.6. Il est à noter que la composante directe influe sur la composante active, pendant que la composante en quadrature est la responsable de présence de puissance réactive.

IV.4.1 Commande VOC

La commande de tension orientée (Voltage Oriented Control VOC) a été créée dans les années 1970 pour commander la machine asynchrone qui a été développée pour orienter le flux à l'intérieur de la machine d'où vient le terme « commande à flux orienté » [71].

Cette commande est basée sur la transformation de système triphasé en système bi-phasé en passant à travers les transformations de Concordia (obtenir les coordonnées $\alpha\beta$) puis par la transformation de Park (obtenir les coordonnées synchrones tournantes dq). L'application de commande VOC sur notre onduleur est illustrée sur la figure IV.6. Deux boucles initiales sont responsables au bon fonctionnement de l'onduleur : la première est responsable au réglage de la tension de Bus DC pour assurer la stabilité de cette tension lors des perturbations. La deuxième boucle assure la commande des deux composantes de courant (axes d et q) injectés dans le réseau. Pour les priorités de fonctionnement de l'onduleur, il est nécessaire de maintenir la tension du Bus DC stable le plus possible, c'est pourquoi nous plaçons la boucle responsable pour ce réglage en extérieur, puis la deuxième boucle (qui contrôle les composantes de courant) est mise à l'intérieur.

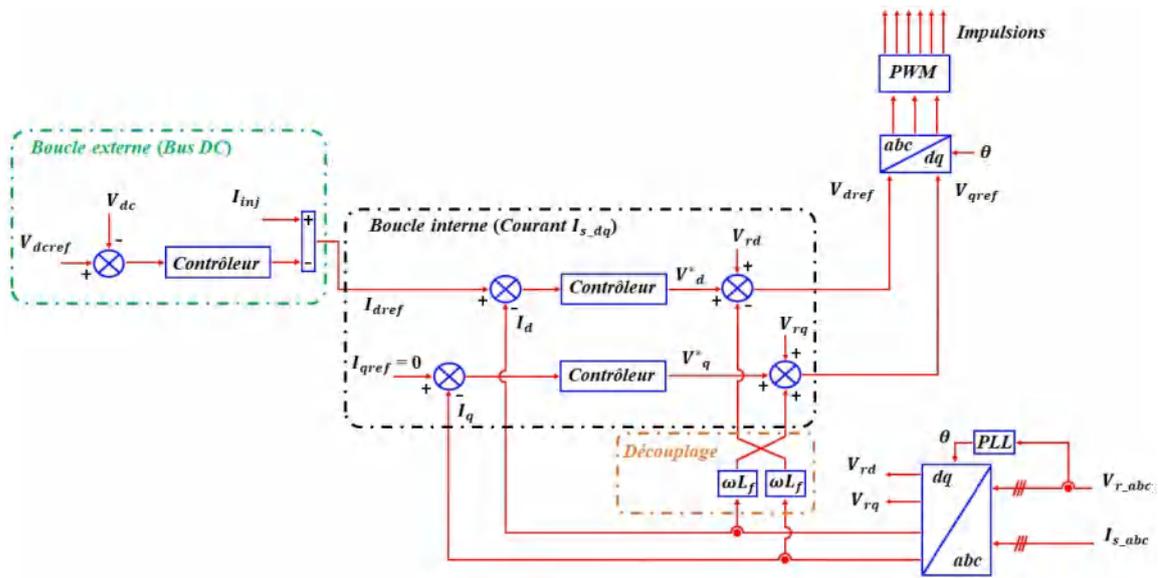


FIGURE IV.6. Diagramme détaillé de la commande VOC

Le diagramme montre que les références de courant direct et en quadrature (I_{dref} et I_{qref}) sont déterminées à partir de régulateur externe et de régulateur de puissance réactive respectivement.

L'objectif fixé dans notre système PV est de d'injecter uniquement la puissance active sans aucune injection de puissance réactive pour éviter les perturbations de tension dans le réseau. Alors les équations définissant les références de courant direct et en quadrature avec intervention des régulateurs (correcteurs) sont données par les équations dans le système IV.10 :

$$\begin{cases} I_{dref} = [I_{dref} - C(s) * (V_{dcref} - V_{dc})] \\ I_{qref} = 0 \end{cases} \quad (IV.10)$$

Où :

- V_{dc} La tension de Bus DC ;
- V_{dcref} La tension de référence de Bus DC ;
- I_{inj} Le courant injecté dans le Bus DC ;
- $C(s)$ la fonction de transfert de régulateur.

Les références des composantes de tensions (V_{dref} et V_{qref}) sont déterminées après avoir passé par le régulateur puis le système de découplage comme illustre les équations dans IV.11.

$$\begin{cases} V_d^* = C(s) * (I_{dref} - I_d) \\ V_q^* = C(s) * (I_{qref} - I_q) \end{cases} \quad (IV.11)$$

La sortie de ces boucles est les composantes directes et en quadrature de tension qui sont liés aux courants i_d et i_q ainsi que les tensions V_{rd} et V_{rq} à travers le bloc de découplage ;

pour obtenir à la fin les composantes directes et en quadrature de la tension V_{refd} et V_{qref} comme montre IV.12.

$$\begin{cases} V_{dref} = V_{rd} + V_d^* \omega L_f I_q \\ V_{qref} = V_{rq} + V_q^* \omega L_f I_d \end{cases} \quad (IV.12)$$

Avec

V_{rd} et V_{rq} sont les composantes directes et en quadrature de tension de réseau, L_f est l'inductance de filtre, et ω est la pulsation du signal.

Ces deux tensions (V_{dref} et V_{qref}) passent par une transformée Park inverse pour déterminer les impulsions de commande MLI (Figure IV.3) appliquées aux interrupteurs d'onduleur, et cela bien sûr après passage par la boucle à verrouillage de phase (Phase-Locked Loop PLL) [36].

Pour le contrôle des performances de commande VOC, le système nécessite une fréquence d'échantillonnage relativement faible et une fréquence de commutation fixe, donc le système ne demande pas des microcontrôleurs puissants, ni un filtre d'entrée volumineux, et nous assurons une réponse transitoire rapide avec une performance statique élevée.

D'autre part, un couplage se produit entre les composantes actives et réactives, ce qui nécessite la présence de bloc de découplage, et nécessite aussi la présence des régulateurs. Pour le système onduleur-réseau, deux paramètres sont veillés à être maintenues à une valeur stable : le premier consiste en la tension de Bus DC qui dépend de la tension obtenue à la sortie de système PV (qui peut être perturbée par les conditions météorologiques) et le deuxième est la puissance demandée de la part du réseau électrique afin de maintenir la stabilité de fréquence.

D'après ces paramètres, nous n'avons pas une grande complexité qui nécessite l'utilisation de paramètre dérivateur, c'est pourquoi nous nous limitons au paramètres proportionnel et intégral. Les régulateurs utilisés sont de deux types : Le premier est de type Proportionnel Intégrateur (PI) et le deuxième de type Proportionnel Intégrateur d'Ordre Fractionnaire (FOPI).

IV.4.2 Système de régulation

IV.4.2.1 Régulateur PI

Un régulateur proportionnel-intégral (PI) est largement utilisé dans les systèmes de contrôle. Il consiste en un système de commande en rétroaction utilise une combinaison de deux termes pour réguler un processus :

- Le terme proportionnel K_p , qui génère une sortie dépendante de l'erreur actuelle,
- Le terme intégral K_i , qui implique l'erreur statique sur une période de temps.

En combinant ces deux termes, nous obtenons une réponse rapide et précise. L'entrée de régulateur consiste en l'erreur $E(s)$ (différence entre la consigne et la valeur mesurée) et la sortie est le signal de commande appliqué au système $U(s)$ comme montre la figure IV.7. La fonction de transfert du contrôleur PI est de la forme suivante [81] :

$$C(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{IV.13})$$

Avec : K_p et K_i sont respectivement les gains proportionnel et intégral impliqués **comme illustré sur la figure IV.7.**

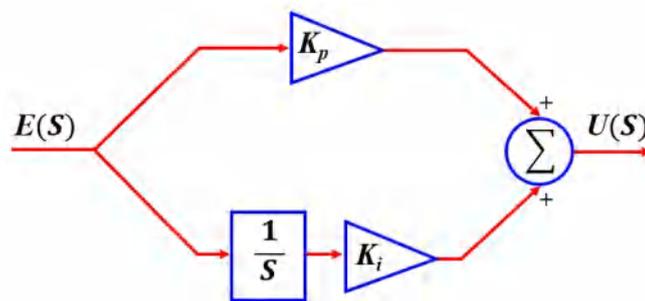


FIGURE IV.7. Structure du régulateur PI

En appliquant ce régulateur à la commande VOC, le diagramme détaillé de la commande VOC actualisé sera comme montre la figure IV.8.

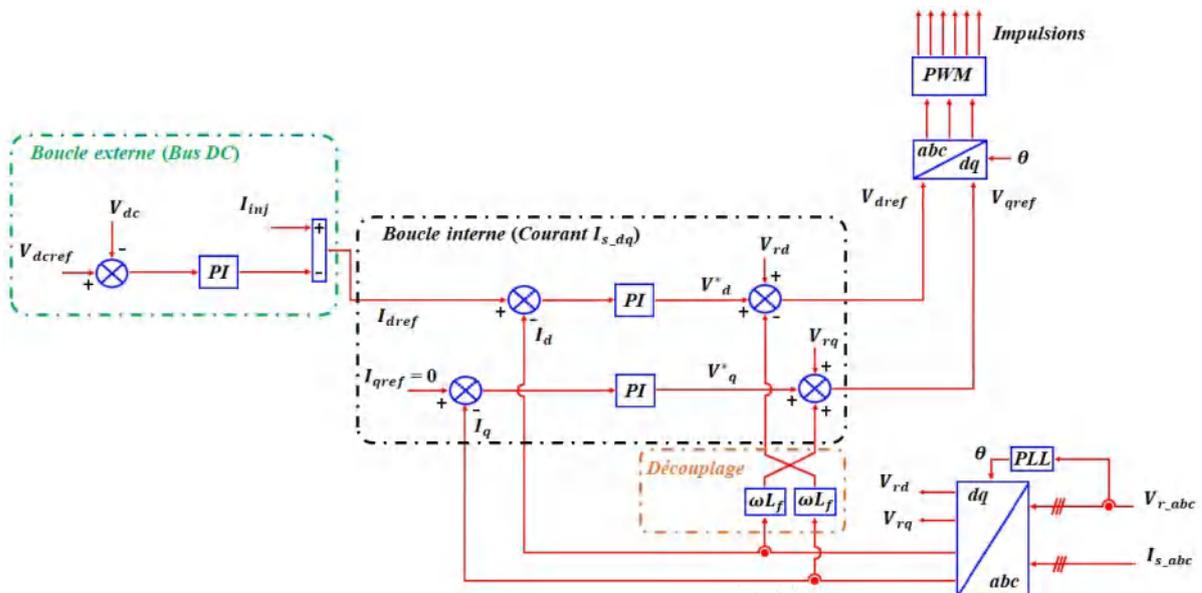


FIGURE IV.8. Diagramme de commande VOC avec un régulateur PI

Comme notre système de commande est composé de deux boucles indépendantes (interne et externe), nous allons dans la suite présenter avec détails les critères de détermination des paramètres de régulateur de chaque boucle.

A- Boucle interne de régulateur PI

Le régulateur PI (de fonction $C(s)$) a été utilisé pour contrôler l'erreur entre la valeur de référence I_{ref} définie et la valeur du courant de l'onduleur I et cela pour les deux composantes d et q comme la montre la figure IV.9. Le régulateur PI (dont les gains sont K_p et K_i respectivement) va intervenir pour régler les courants de l'onduleur i_d et i_q .

Il est à noter que le système régulé est modélisé par une fonction de transfert $F(s)$ qui implique les paramètres du filtre comme illustre l'équation suivante :

$$F(s) = \frac{1}{L_f s + R_f} \quad (IV.14)$$

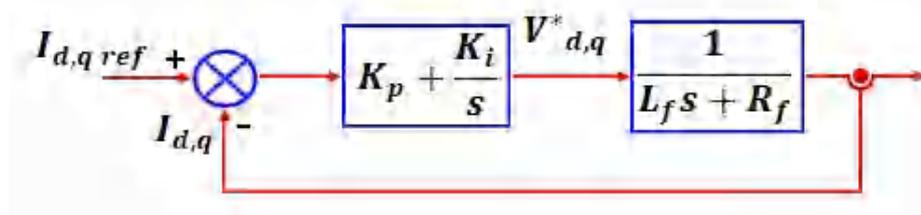


FIGURE IV.9. Boucle de commande des composantes d et q du courant d'onduleur

Partant du schéma fonctionnel (figure IV.9), la fonction de transfert de ce système de commande $G(s)$ est :

$$G(s) = C(s) \cdot F(s) \quad (IV.15)$$

La détermination des gains K_p , K_i caractérisant le contrôleur $C(s)$ se fait en utilisant le rapport entre le paramètre de sortie (courant de l'onduleur) et le paramètre d'entrée (références des courants) comme montre l'équation IV.16 [127],[129] :

$$C(s) = \frac{G(s)}{F(s)} = \frac{i_{d,q}}{i_{d,qref}} = \frac{K_p}{L_f} \left(\frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{s^2 + \frac{R_f + K_p}{L_f} s + \frac{K_i}{L_f}} \right) \quad (IV.16)$$

Par identification de dominateur de la fonction de transfert $C(s)$, les paramètres caractérisant l'équation du second ordre sont le coefficient d'amortissement ζ et la pulsation propre du système ω_n (équation IV.17).

$$\zeta = \frac{\frac{R_f + K_p}{L_f}}{\sqrt{\frac{K_i}{L_f}}} \quad / \omega_n = \sqrt{\frac{K_i}{L_f}} \quad (IV.17)$$

Partant de ces deux paramètres, les gains K_p et K_i sont déterminés comme suit :

$$\begin{cases} K_p = \zeta \omega_n L_f - R_f \\ K_i = L_f \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

B- Boucle externe de régulateur PI

Cette fois ci, le régulateur PI est utilisé pour contrôler la valeur de tension de Bus DC, l'erreur est déterminée à partir de la différence entre la valeur de référence V_{dcref} définie et la valeur mesurée du Bus DC comme la montre la figure IV.10.

Pour ce cas, la fonction de transfert $F(s)$ qui implique la valeur de capacité (C_{dc}) de Bus DC est donnée par l'équation suivante :

$$F(s) = \frac{1}{C_{dc}s} \quad (\text{IV.19})$$

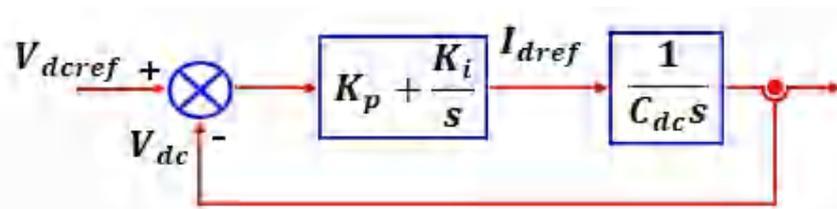


FIGURE IV.10. Schéma bloc de commande de tension (boucle externe)

La détermination des paramètres caractérisant le contrôleur $C(s)$ à savoir K_p, K_i est faite par l'utilisation du rapport entre le paramètre de sortie qui est la tension mesurée et le paramètre d'entrée qui est la tension de références comme montre l'équation IV.20 [127],[129].

$$C(s) = \frac{G(s)}{F(s)} = \frac{V_{dc}}{V_{dcref}} = \frac{1}{C_{dc}} \left(\frac{K_p + K_i s}{s^2 + \frac{K_p}{C_{dc}} s + \frac{K_i}{C_{dc}}} \right) \quad (\text{IV.20})$$

Partant de coefficient d'amortissement ζ et la pulsation propre du système ω_n (équation IV.21).

$$\zeta = \frac{\frac{K_p}{C_{dc}}}{\sqrt{\frac{K_i}{C_{dc}}}} \quad / \quad \omega_n = \sqrt{\frac{K_i}{C_{dc}}} \quad (\text{IV.21})$$

Donc les gains K_p et K_i sont déterminés comme montre le système suivant :

$$\begin{cases} K_p = \zeta \omega_n C_{dc} \\ K_i = C_{dc} \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{IV.22})$$

IV.4.2.2 Régulateur FOPI

Dans les dernières années, une nouvelle conception des contrôleurs a été explorée dans de nombreux domaines ; des contrôleurs d'ordre fractionnaires ont été étudiés et utilisés en raison de leurs avantages qui permettent d'augmenter les performances des systèmes dynamiques non linéaires et d'être moins sensibles aux modifications des paramètres du système [132].

En parallèle, plusieurs travaux ont été réalisés pour appliquer la théorie du calcul d'ordre fractionnaire dans plusieurs domaines de la commande, d'où la notion de paramètre d'ordre entier à des valeurs réelles non entières a été généralisée tout en visant l'amélioration de la qualité de commande et les performances de système [68].

Vu que le paramètre intégrateur dans les régulateurs risque de perdre la stabilité de système (introduit un déphasage de -90° dans la courbe de phase de diagramme de Bode), le changement d'ordre de ce paramètre a été proposé depuis les années 90 [133]. Un contrôleur sous le nom contrôleur d'ordre fractionnaire a été introduit, d'où non seulement les gains ont été introduit mais des composant fractionnaires représentent les puissances des gains ont été aussi introduit.

Notre commande nécessite des contrôleurs d'ordre fractionnaires pour assurer la stabilité des courants I_d et I_q (pour la boucle intérieure) et assurer d'autre coté la stabilité de la tension du Bus DC (boucle extérieure) surtout que ces deux paramètres sont le piège des perturbations extérieures météorologiques incontrôlables.

Le contrôleur d'ordre fractionnaire PI^λ (Fractional Order Proportional Integrator FOPI) généralise le contrôleur PI classique qui introduit un paramètre supplémentaire λ qui donne des spécifications et améliore la robustesse du système commandé,[133, 134]. Comme pour le système PI conventionnel, l'entrée de contrôleur consiste en l'erreur $E(s)$, et la sortie sera le signal de commande $U(s)$ comme illustre la figure IV.11.

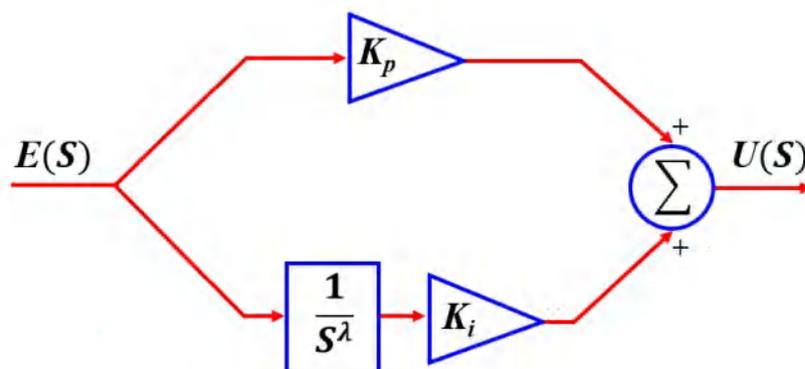


FIGURE IV.11. Structure du régulateur FOPI

La fonction de transfert de contrôleur FOPI est donnée par l'équation IV.23 [135] :

$$C(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s^\lambda} \quad (\text{IV.23})$$

Avec : K_p et K_i sont respectivement les gains proportionnel et intégral, et λ est l'ordre fractionnaire d'ordre intégral qui est compris entre 0 et 1.

En variant ce dernier (λ) le caractère de contrôleur change : si ce terme est nul, le contrôleur s'agit d'un simple régulateur proportionnel P, car aucun impact de terme s n'apparaît dans la fonction illustrée dans l'équation IV.23. Si (λ) est égal à l'unité, le contrôleur devient un contrôleur PI classique. Par contre si ce terme est compris entre ces deux valeurs (supérieure à 0 et inférieure à 1) le contrôleur est de type FOPI. Comme montre la figure IV.12.

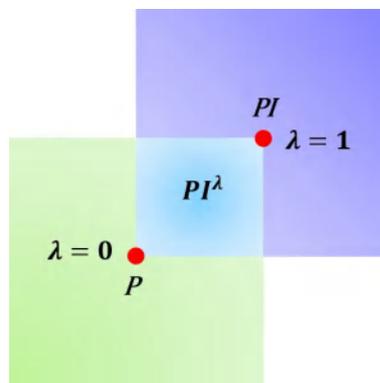


FIGURE IV.12. Domaines des régulateurs FOPI et PI conventionnel

Pour notre système, les deux boucles (interne et externes) participant à la commande de VOC de notre onduleur seront soumises au contrôleur FOPI comme présenté sur la figure IV.13.

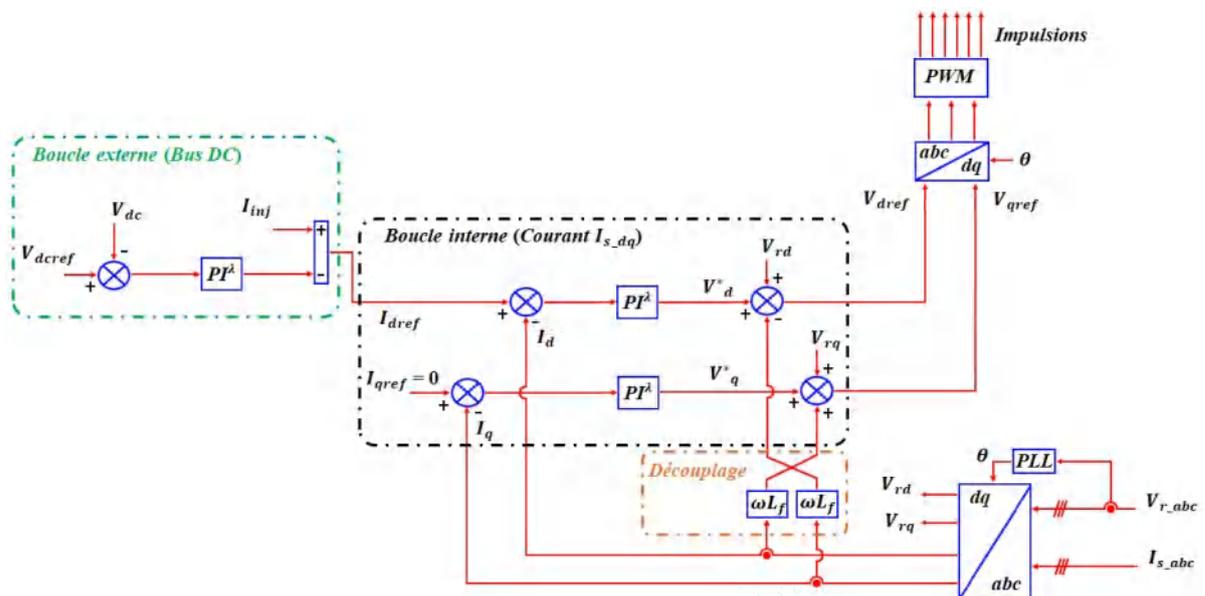


FIGURE IV.13. Diagramme de commande VOC avec un régulateur FOPI

Nous allons, dans ce qui suit expliquer les méthodes d'identification des paramètres de contrôleur FOPI.

A- Boucle externe de régulateur FOPI

En premier lieu, la boucle régulant le niveau de tension de Bus DC est soumise au régulateur FOPI de fonction de transfert mentionnée $C(s)$ déjà dans l'équation IV.23. Ce régulateur est introduit à la boucle de commande de tension comme montre la Figure IV.14. Il est à noter que le Bus DC est impliqué dans le système utilisant la fonction de transfert $F(s)$ qui implique la valeur de capacité C_{dc} (mentionnée déjà dans l'équation IV.19 et présenté sur la figure IV.14)

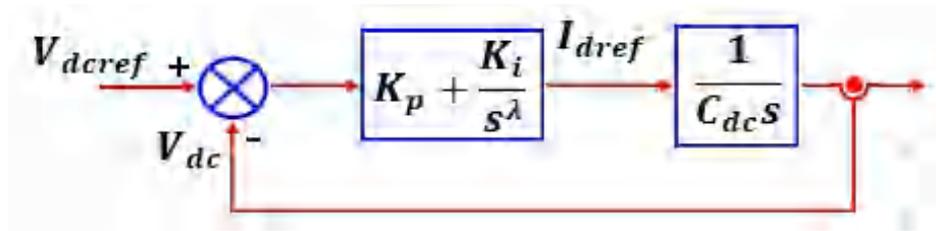


FIGURE IV.14. Schéma bloc de commande de tension (boucle externe)

En supposant que les paramètres caractérisant le diagramme de Bode de système contrôlé (fréquence de coupure ω_c et la marge de phase φ_m ont été définies. La fonction de notre système total est donnée par $G(s)$ (équation IV.15) Pour répondre au contrainte de marge de phase [127],[136, 137] :

$$\text{Arg} [G(\omega_c)] = \text{Arg} [C_f(j\omega_c) F_f(j\omega_c)] = -\pi + \varphi_m \quad (\text{IV.24})$$

Pour assurer la robustesse à la variation du gain [127],[136, 137] :

$$\left(\frac{d(\text{Arg}(C_f(j\omega_c) F(j\omega_c)))}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} = 0 \quad (\text{IV.25})$$

Pour répondre à la contrainte d'amplitude [127],[136, 137] :

$$|G_{j\omega_c}| = |C_f(j\omega_c) F(j\omega_c)| = 1 \quad (\text{IV.26})$$

Partant de ces considérations, les équations IV.24, IV.25 et IV.26, les paramètres de régulateur FOPI peuvent être définie comme suit [127],[136, 137] :

$$K_{if} = \frac{\tan\left(-\frac{\pi}{2} + \varphi_m\right)}{\left[\omega_c^{-\alpha} \sin \frac{\alpha\pi}{2} - \omega^{-\alpha} \cos \frac{\alpha\pi}{2} \tan\left(-\frac{\pi}{2} + \varphi_m\right)\right]} \quad (\text{IV.27})$$

$$\left(\frac{d(\text{Arg}(G(j\omega)))}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} = \left(\frac{d \left(-\tan^{-1} \left[\frac{K_{if}\omega_c^{-\alpha} \sin \frac{\alpha\pi}{2}}{1+K_{if}\omega_c^{-\alpha} \cos \frac{\alpha\pi}{2}} \right] - \frac{\pi}{2} \right)}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} = 0 \quad (\text{IV.28})$$

$$K_{pf} = \frac{C_{dc} \cdot \omega}{\sqrt{\left(1 + K_{if}\omega^{-\alpha} \cos \frac{\alpha\pi}{2}\right)^2 + \left(K_{if}\omega^{-\alpha} \sin \frac{\alpha\pi}{2}\right)^2}} \quad (\text{IV.29})$$

B- Boucle interne de régulateur FOPI

Cette fois ci, le régulateur FOPI est impliqué à la boucle régulant le courant en ses deux composantes (directe et en quadrature). De la même manière le FOPI de fonction de transfert $C(s)$ est introduit à la boucle de commande comme montre la Figure IV.15 (a) et (b) pour la composante directe et en quadrature respectivement.

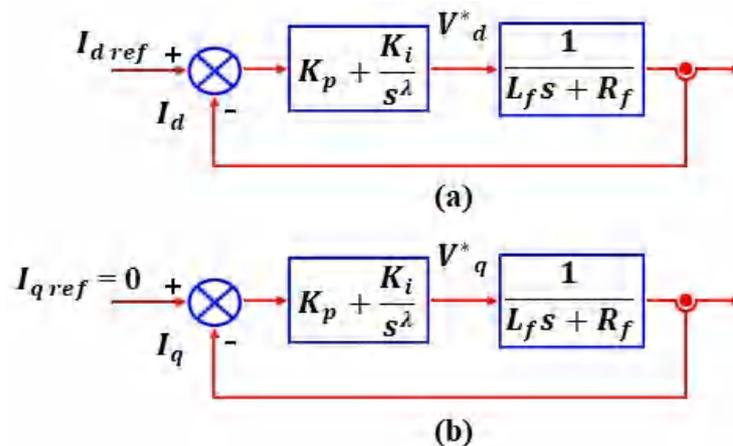


FIGURE IV.15. Schéma fonctionnel de la commande des courants (a) courant d'axe d, (b) courant d'axe q

Les mêmes contraintes sont obtenues pour la fonction globale $G(s)$ modélisant chaque boucle : La contrainte de marge de phase (équation IV.24), la robustesse de variation du gain (équation IV.25) et la contrainte d'amplitude (équation IV.26). Alors, avec les mêmes suppositions (fréquence de coupure ω_c et la marge de phase φ_m connues), les paramètres de FOPI peuvent être déterminée.

IV.4.3 Optimisation des paramètres de régulateurs PI et FOPI

Notre décision de prendre uniquement le régulateur PI (ou FOPI) a été prise vu la simplicité du système, mais cela ne veut pas dire que les paramètres de régulateurs sont faciles à déterminer ; car même si ces paramètres sont déterminés manuellement, ces paramètres manquent de la fiabilité, et le système risque de perdre sa stabilité lors de perturbations extérieures.

Il est clair que la réponse de contrôleur doit être fiable et instantanée, donc on ne doit pas laisser que les changements de ces paramètres seront d'une manière aléatoire. Pour cela, il est préférable de profiter des avantages de techniques d'apprentissage, car ces techniques ont prouvé déjà leur efficacité dans le comportement des MPPT (Chapitre III).

Parmi ces techniques, il existe certaines techniques qui sont spécifiées à l'optimisation, et qui ont été déjà appliquées aux régulateurs d'ordre fractionnaire comme : L'algorithme du cycle de l'eau (WCA) [68], l'optimisation du loup gris (GWO) [138] et l'optimisation par colonies de fourmis (ACO) [140],...etc. Pour notre cas, nous avons choisi l'Optimisation par essaims particulaires (OEP) (Particle Swarm Optimisation (PSO)).

Cette technique ne se base pas à une base de données définie, mais sur une population où les particules changent selon des règles définies pour chercher une position dite optimale. Ces règles changent selon le phénomène naturel dont le PSO a été inspirée.

Pour nos régulateurs, trois paramètres sont cherchés à être optimisés : le gain proportionnel K_p , le gain intégrateur K_i et λ .

Cette optimisation a été faite en temps réel : pour chaque boucle de commande, le paramètre de sortie est comparé avec la référence, et l'erreur sera considéré parmi les entrées de l'algorithme PSO, et avec le déroulement de système, de nouveaux gains sont déterminés et impliqués dans le régulateur PI (ou FOPI) comme montre la figure IV.16.

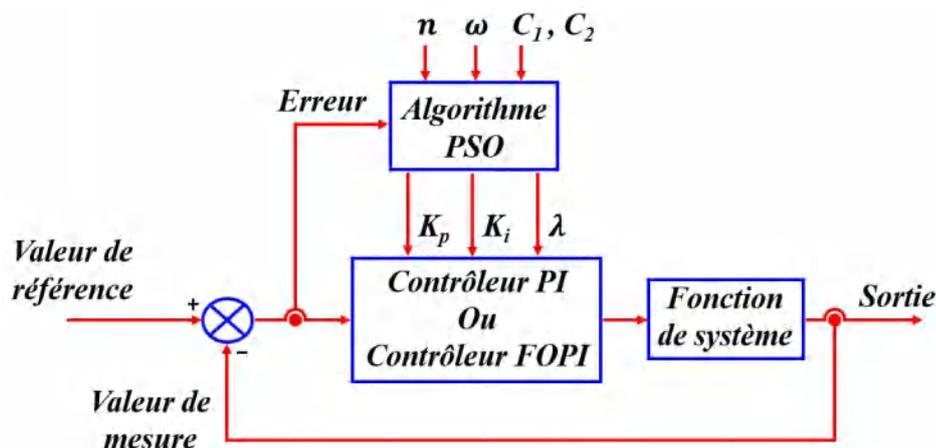


FIGURE IV.16. Diagramme fonctionnel de système de commande avec implémentation de l'algorithme d'optimisation PSO

Le fonctionnement en temps réel de l'algorithme PSO est fait selon l'organigramme présenté sur la figure IV.17.

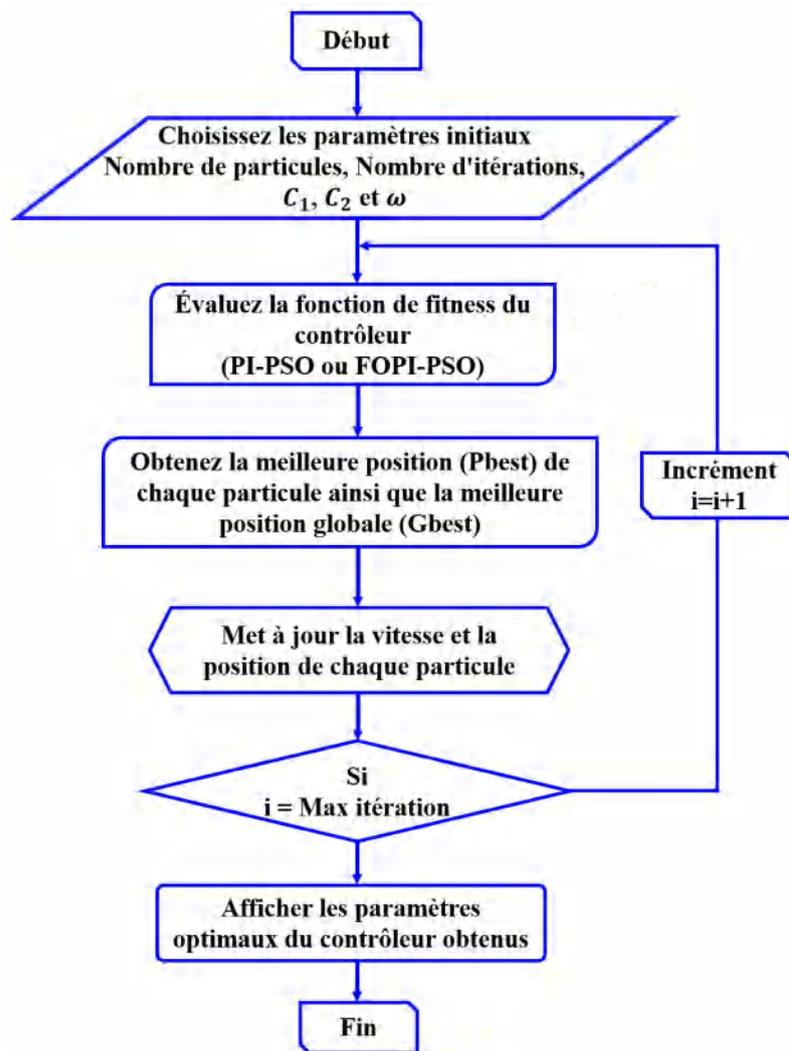


FIGURE IV.17. Organigramme de l'algorithme d'optimisation PSO optimisant le régulateur PI (ou FOPI)

Il est à noter que pour l'algorithme PSO, les particules peuvent se déplacer dans le domaine défini avec des changements réduits comparant avec les autres algorithmes d'optimisation comme les algorithmes génétiques. Cela justifie notre choix, car ces changements réduisent le temps de réponse et le dépassement dans la réponse de système lors de perturbations.

IV.5 Résultats de simulation du système complet

Nous simulons dans cette partie le système PV connecté au réseau en implantant les modèles déjà étudiés sous environnement Matlab/Simulink. Les paramètres sont déjà mentionnés dans le Tableau IV.2. L'objectif de notre simulation est de comparer entre le comportement de système PV connecté au réseau à travers un convertisseur DC/AC commandé par la stratégie VOC utilisant deux régulateurs PI et FOPI.

Les paramètres des régulateurs (K_p , K_i et λ) ont été optimisés par l'algorithme PSO. Ces paramètres obtenus sont montrés dans le Tableau IV.3.

TABLEAU IV.3 – Paramètres des régulateurs PI et FOPI optimisés par PSO [141]

| | PI | | FOPI | | |
|----------------|--------|---------|---------|---------|-----------|
| | Ki | Kp | Ki | Kp | λ |
| Tension Bus DC | 1.4008 | 95.2529 | 4.2680 | 16.6173 | 0.9764 |
| Courant axe d | 2.3541 | 45.0714 | 29.1395 | 84.6870 | 0.8929 |
| Courant axe q | 2.3541 | 45.0714 | 29.1395 | 84.6870 | 0.8929 |

Pour une température constante, nous avons choisi un profil d'éclairement varié entre 450 et 1000 W/m², comme illustré dans la figure IV.18.

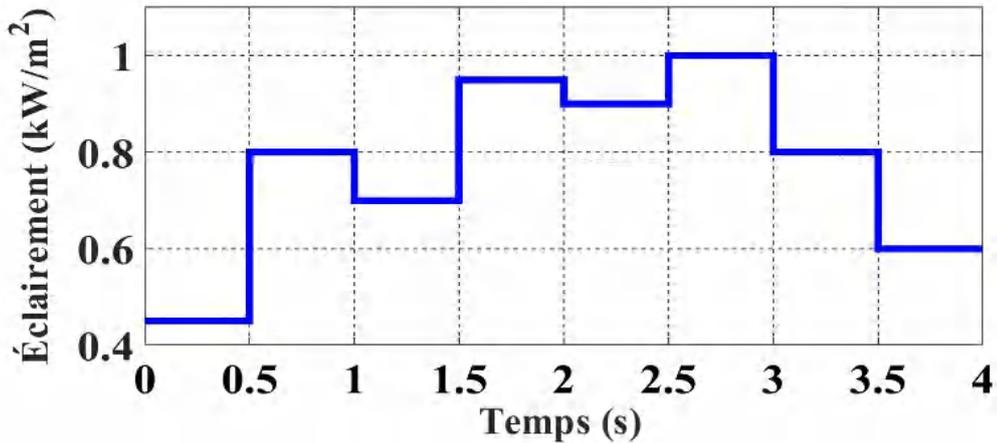


FIGURE IV.18. Profil d'éclairement appliqué au champ PV

Les résultats de simulation sont divisés en trois parties : côté source, au niveau de Bus continu et côté réseau.

IV.5.1 Simulation côté source

Les paramètres étudiés au niveau de champ PV sont la tension, le courant et la puissance. Ces paramètres sont affichés sur les figures IV.19, IV.20 et IV.21 respectivement.

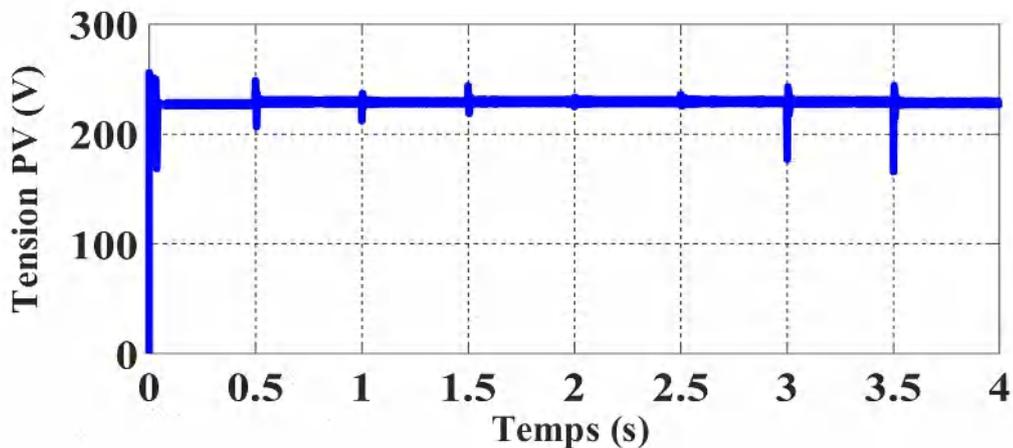


FIGURE IV.19. Tension de sortie de champ PV

La tension à la sortie du champ PV est maintenue constante malgré la variation de l'éclairement appliquée, par contre l'impact d'éclairement sur le courant est remarquable. Cela signifie que l'éclairement est beaucoup plus influent sur le courant généré par le champ PV.

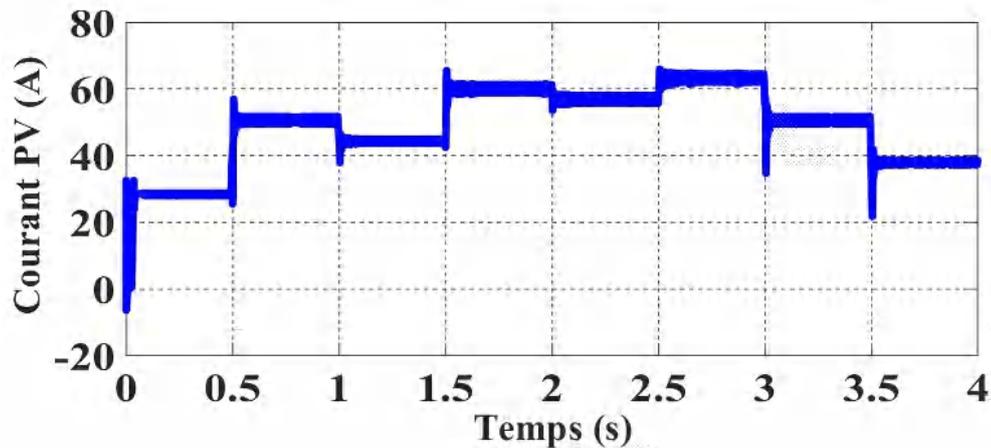


FIGURE IV.20. Courant de sortie du champ PV

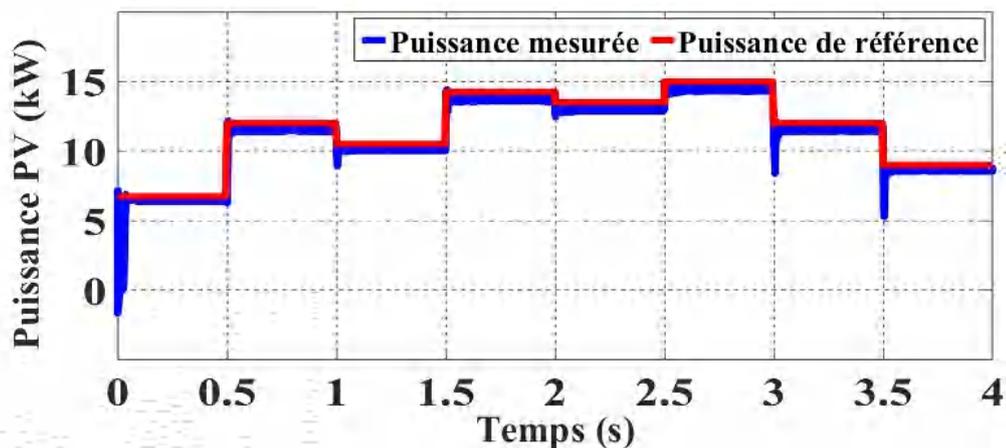


FIGURE IV.21. Puissance extraite à partir du champ PV

La puissance générée est en train de suivre la valeur de référence quel que soit l'éclairement appliquée, où une puissance maximale (15 kW) est obtenue avec les conditions standards STC.

IV.5.2 Simulation de Bus continu

Maintenant, nous étudions la tension au niveau de Bus DC, où cette tension est obtenue après le passage par le convertisseur DC/DC commandé par l'algorithme MPPT-IC, afin d'extraire le maximum possible de puissance générée par le champ PV pour chaque éclairement.

La régulation de la tension au niveau de Bus continu se fait par l'intervention des régulateurs PI et FOPI de la boucle extérieure de commande VOC. L'allure de la tension est présentée sur la figure IV.22.

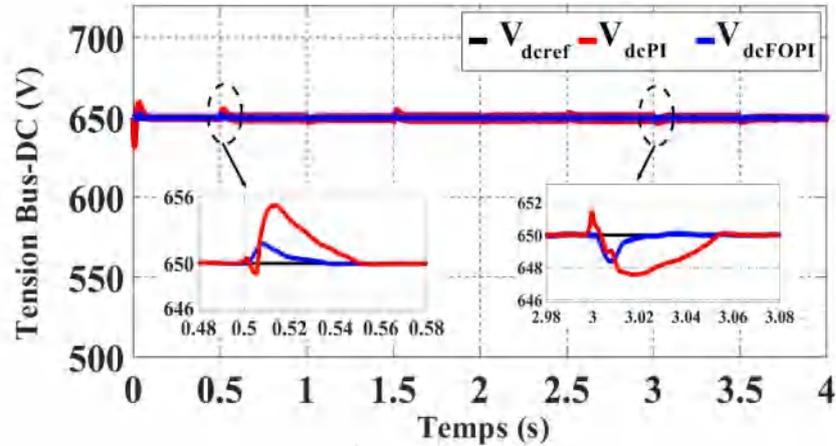


FIGURE IV.22. Tension de Bus DC obtenue avec régulateurs PI et FOPI

Les résultats montrent que l'utilisation de régulateur FOPI améliore les performances de système en termes de temps de réponse (0.024s) et de dépassement (652V) en comparant avec les valeurs obtenues par le régulateur PI classique qui est un temps de réponse 0.042s et un dépassement 656V.

IV.5.3 Simulation côté réseau

Nous passons maintenant au côté réseau, les tensions et les courants de trois phases, ainsi que le courant et la tension de la phase A sont présentés sur la figure IV.23 (a, a'), (b, b') et (c, c'), respectivement avec l'utilisation des deux régulateurs optimisés PSO-PI classique et PSO-FOPI.

Pour indiquer l'impact de variation d'éclairement appliqué au système PV, nous affichons un zoom sur les tensions et les courants dans l'intervalle [1.46s - 1.56s] où l'éclairement augmente de 700 à 950 W/m².

Pour quantifier l'impact de ces régulateurs, nous analysons le spectre harmonique de la forme d'onde de courant obtenu dans les conditions standards STC (un des paramètres de qualité d'énergie électrique), comme montré dans la figure IV.24 (a, a').

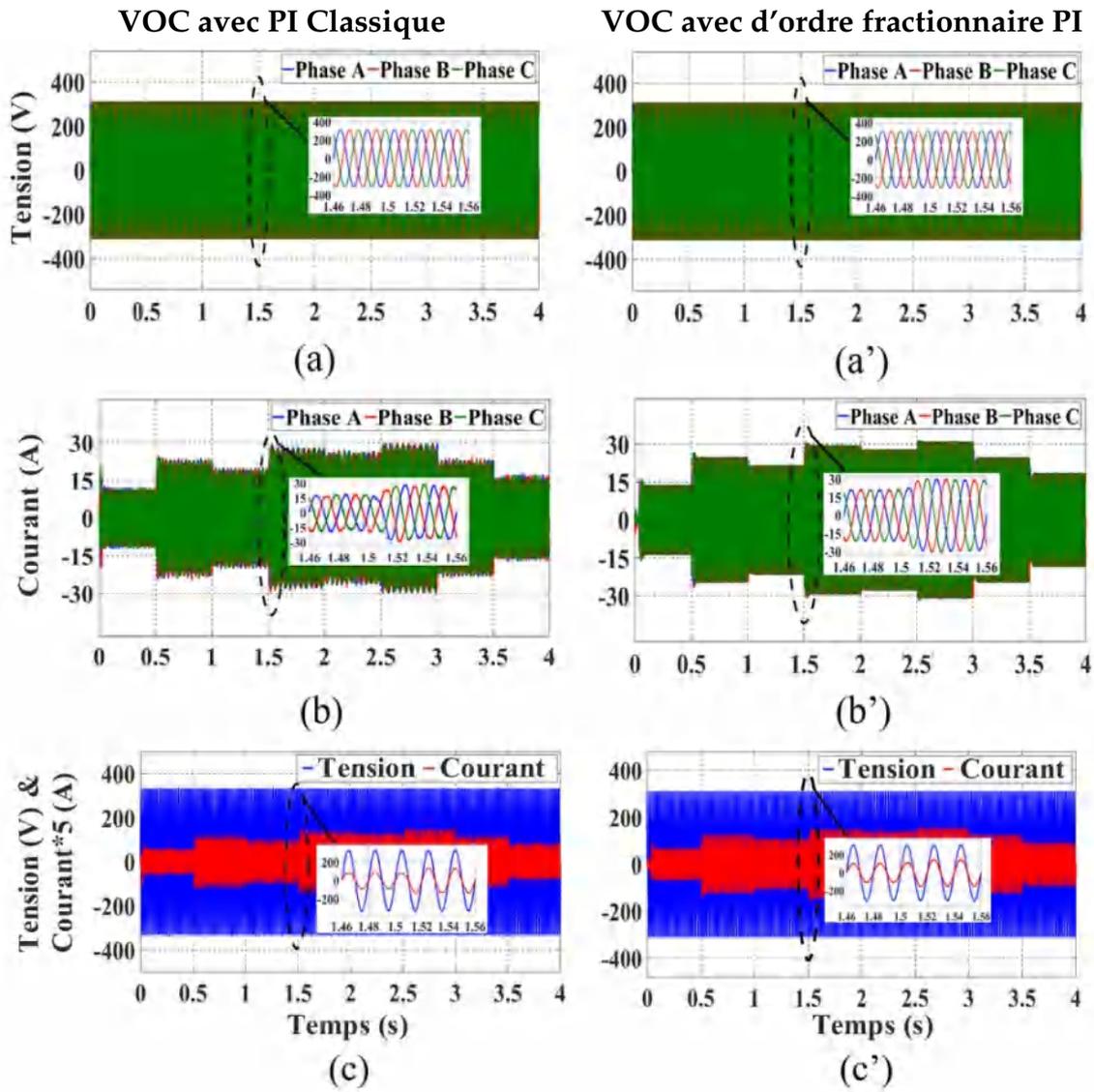


FIGURE IV.23. Système PV connecté au réseau avec les régulateurs PSO-PI et PSO-FOPI : (a, a') Tensions triphasées; (b, b') Courants triphasés; (c, c') Tension et courant monophasés

On observe que l'utilisation de régulateur PSO-FOPI a participé d'une manière très efficace à l'amélioration de la forme d'onde de courant obtenu. De plus, même en variant l'éclairement, la commande PLL assure encore sa fonction en maintenant le courant en phase avec la tension.

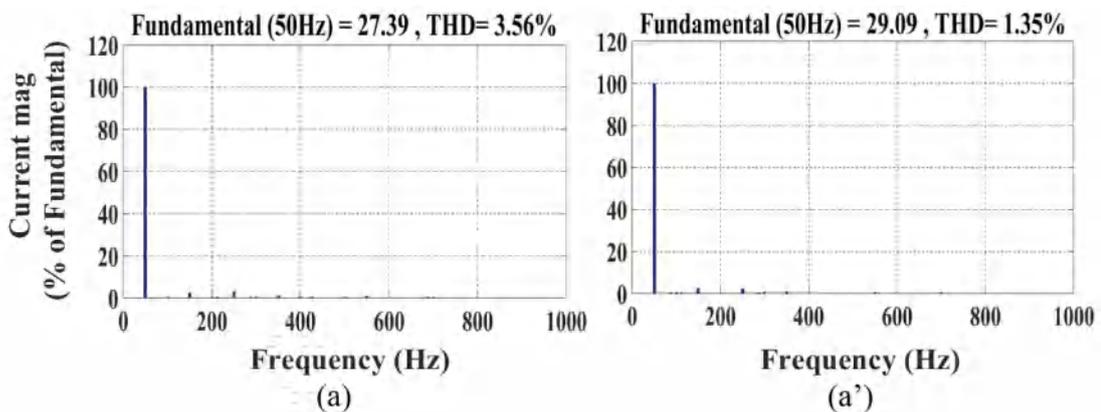


FIGURE IV.24. Analyse du spectre harmonique du courant (a) PSO-PI (a') PSO-FOPI

L'utilisation de régulateur PSO-FOPI par rapport au PSO-PI classique à l'avantage de réduire le taux de distorsion harmonique (THD) de 4.35% à une valeur de 1.35% [141].

La figure IV.25 montre la robustesse de régulateur PSO-FOPI. La valeur de référence instantanée I_{dref} contrôle la puissance active, tandis que la puissance réactive est contrôlée par le courant de référence $I_{qref} = 0$ pour garantir le facteur de puissance unitaire.

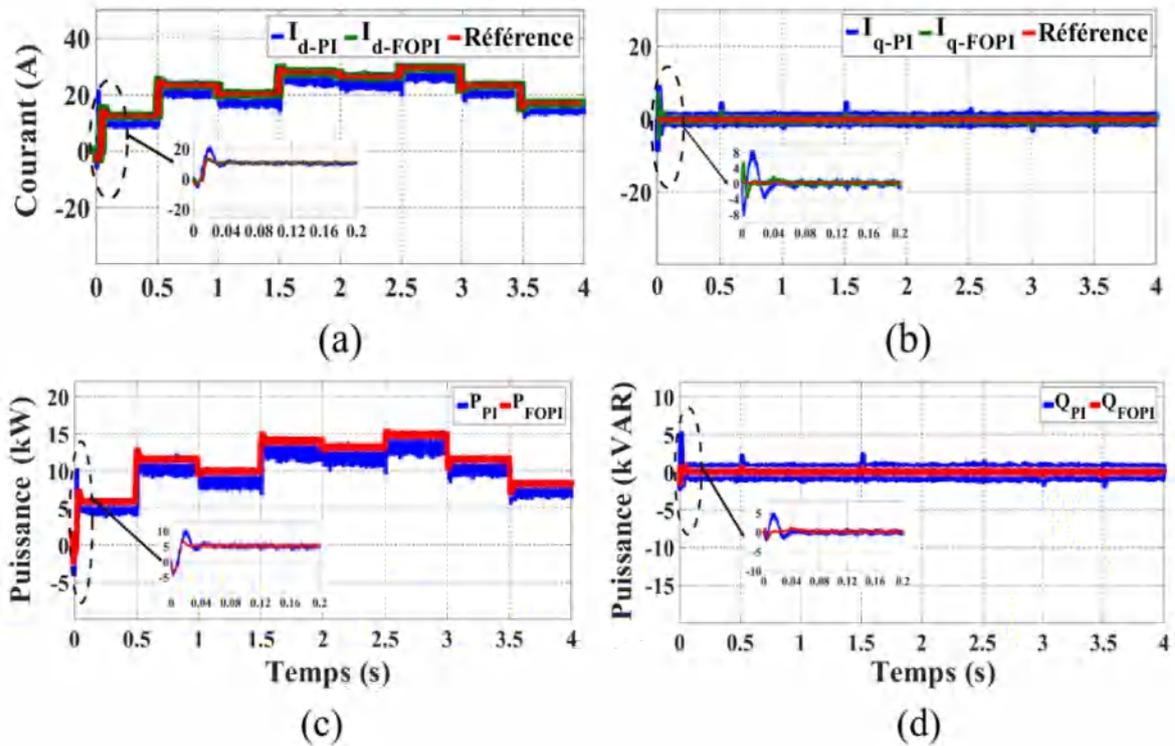


FIGURE IV.25. Courants et puissances avec PSO-PI et PSO-FOPI (a, b) courant I_d , I_q (c, d) puissance active et réactive

Nous remarquons dans l'intervalle [0s - 0.2s] que les réponses transitoires de la puissance active et réactive de régulateur PSO-FOPI se caractérisent par un très faible dépassement par rapport au contrôleur PSO-PI classique, tandis que l'erreur à l'état stable est presque nulle (voir figure IV.25 (c, d)).

IV.5.4 Analyse comparative

Avec un éclairage variable, une analyse harmonique a été effectuée sur le courant injecté dans le réseau. Les résultats de THD et l'amplitude fondamentale du courant obtenus pour chaque valeur d'éclairage sont illustrés dans le Tableau IV.4.

D'après le tableau ci-dessus, nous remarquons lorsqu'on augmente l'éclairage le taux de distorsion harmonique du courant diminue. Pour plus de détails, le spectre de courant de chaque régulateur avec un éclairage de 450 et 800 W/m² est présenté dans la Figure IV.26 (a, b).

TABLEAU IV.4 – THD du courant de ligne I_{abc} [141]

| Éclaircement (W/m ²) | PI | | FOPI | |
|-------------------------------------|---------|-------|---------|-------|
| | THD (%) | FD | THD (%) | FD |
| 450 | 4.60 | 10.87 | 3.07 | 11.24 |
| 800 | 4.32 | 21.50 | 2.40 | 20.91 |
| 1000 | 3.56 | 27.39 | 1.35 | 29.09 |

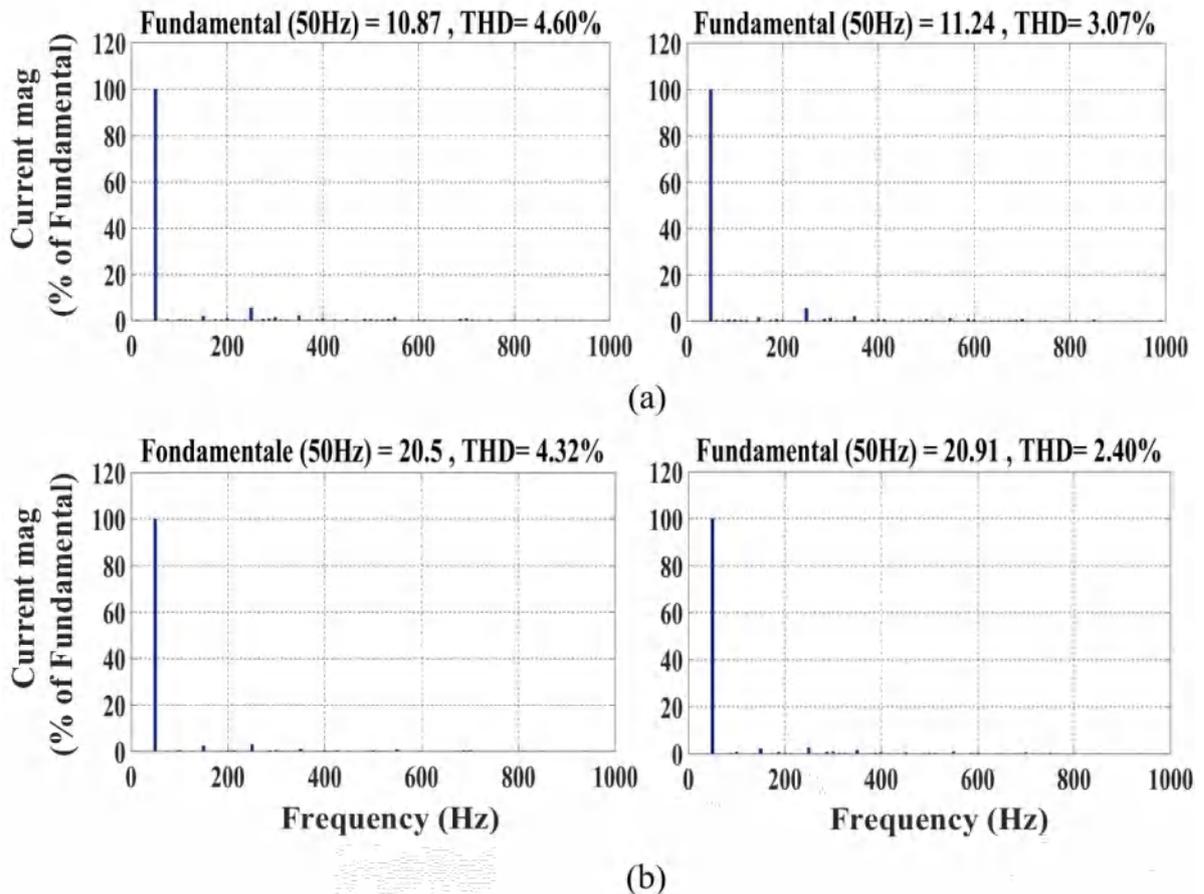


FIGURE IV.26. THD de courant (a) éclaircement 450, (b) éclaircement 800

D'après les résultats de simulation, le régulateur PSO-FOPI proposé offre un comportement transitoire amélioré et satisfaisant par rapport au régulateur PSO-PI classique. En raison de sa flexibilité, il est capable d'obtenir la réponse souhaitée avec un dépassement réduit et un temps de réponse plus court.

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude détaillée sur un système PV connectée au réseau électrique, la puissance produite par le champ PV est transmise à travers un hacheur Boost pour assurer le suivi du point PPM, et un onduleur de tension pour contrôler le niveau des puissances active et réactive injectées.

Dans ce contexte, nous avons présenté les paramètres de système PV étudié et expliqué

les impacts d'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique. Ensuite, nous avons modéliser le convertisseur DC/AC qui assure la connexion au réseau. Une étude approfondie sur la technique de commande VOC appliquée à ce convertisseur avec l'utilisation des régulateurs PSO-PI classique et PSO-FOPI ont été présentée.

Enfin, une analyse de spectrale d'harmonique des courants sont illustrés clairement la faisabilité et l'efficacité du régulateur, ainsi l'algorithme d'optimisation proposé dans toutes les conditions imposées.

Selon les résultats obtenus, la stratégie VOC avec le régulateur PSO-FOPI est la meilleure en termes de rapidité, stabilité et précision du système.

Conclusion générale

Dans cette thèse, nous avons présenté notre contribution à l'étude d'un système PV connecté au réseau électrique.

Les principaux objectifs de ce travail étaient de contribuer une méthode d'optimisation d'un système PV connecté au réseau via un onduleur commandé par une technique d'orientation de la tension (VOC). Pour cela, deux régulateurs ont été utilisées afin d'améliorer la robustesse de la commande et l'efficacité du système proposé. Pour atteindre aux objectifs assignés, nous avons d'abord commencé notre étude par un état de l'art sur la progression d'utilisation des énergies renouvelables et spécifiquement l'énergie solaire photovoltaïque dans le monde et particulièrement dans l'Algérie. Ensuite, les différentes configurations du système photovoltaïque (PV) connecté au réseau sont exposées.

Après, une modélisation détaillée avec simulation de la cellule et module PV est présentée. Les caractéristiques électriques $I(V)$ et $P(V)$ ont été déterminés sous l'influence des paramètres internes et externes. Plusieurs profils d'éclairement et de température ont été considérés y compris les conditions STC. Les mêmes caractéristiques ont été étudiés en présence d'ombrages partiels. Dans ce contexte, un étage d'adaptation est utilisé pour extraire le maximum d'énergie possible fournie par le système PV et d'adapté la tension à la charge. Pour cela, une comparaison entre deux topologies de convertisseurs DC/DC : Boost et MLBC sont présentées.

Une analyse détaillée sur les techniques de recherche MPPT utilisées dans les systèmes PV sont effectuées. De plus, nous avons mis en évidence les critères d'évaluation pour choisir la technique la plus adaptée à une application donnée. Après, nous avons présenté plusieurs algorithmes MPPT : PO, HC, IC, FL, ANN et PSO, les résultats de simulation montre que l'algorithme IC offre une meilleure performance.

Finalement, une étude détaillée sur un système PV connectée au réseau électrique a été présentée. Dans ce cadre, la technique de commande VOC appliquée à ce convertisseur avec l'utilisation des régulateurs PSO-PI classique et PSO-FOPI ont été évaluée. L'analyse spectrale d'harmonique des courants sont illustrés clairement la faisabilité et l'efficacité du régulateur choisi, ainsi l'algorithme d'optimisation proposé dans toutes les conditions imposées. D'après les résultats de simulation obtenus, la stratégie VOC avec le régulateur PSO-FOPI répondre aux critères de performance en termes de rapidité, stabilité et préci-

sion du système.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'enrichissement de l'ensemble du système proposé. Parmi les perspectives envisageables, il y a :

- Exploration d'autres convertisseurs DC/AC avec des algorithmes d'optimisation avancés (Machine Learning et Deep Learning, ... etc.).
- Intégration d'un dispositif de stockage : Étudier la possibilité d'intégrer un dispositif de stockage, tel que des batteries ou des supercondensateurs, dans le système PV pour compenser les variations de l'éclairement solaire et garantir une continuité de production d'énergie.
- Réalisation pratique de la commande VOC à l'aide de la carte d'SPACE ou FPGA.
- Validation expérimentale : Mettre en place un prototype de système PV connecté au réseau électrique pour effectuer des tests expérimentaux. Vérifier la faisabilité et l'efficacité de la commande optimisée par PSO dans des conditions réelles.

Bibliographie

- [1] Djellad, A., Belakehal, S., Chenni, R. and Dekhane, A.(2021). Reliability improvement in serial multicellular converters based on STATCOM control. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, 54(4) : 519-528.<https://doi.org/10.18280/jesa.540401>
- [2] S. eddine Boukebbous et D. Kerdoun, « Contribution a l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique . », Thesis, Université Frères Mentouri - Constantine 1, 2018.
- [3] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, document élaboré par le ministère de l'énergie et des mines (MEM), Mars 2011.
- [4] S. Bella, « Modélisation, simulation et commande prédictive d'un système PV connecté au réseau à base d'onduleurs parallèles », These de doctorat, Nantes, 2021.
- [5] H. BOUZERIA, « MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE », doctoral, Université de Batna 2, 2016.
- [6] R. Tang, « Large-scale photovoltaic system on green ship and its MPPT controlling », *Solar Energy*, vol. 157, p. 614-628, nov. 2017, doi : 10.1016/j.solener.2017.08.058.
- [7] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque ».Université Toulouse III – Paul Sabatier,2008.
- [8] C. Tobar et A. Karina, « Large scale photovoltaic power plants : configuration, integration and control », Doctoral thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2018.
- [9] CEREFÉ, « Transition Energétique en algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables,» Alger, 2020.
- [10] <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022>
- [11] A. Chabani, S. Makhloufi, et S. Lachtar, « Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria », *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, vol. 8, no 36, p. e7-e7, mars 2021, doi : 10.4108/eai.29-3-2021.169168.
- [12] https://energypedia.info/wiki/Algeria_Energy_Situation

- [13] S. Sefiane, M. N. E. Hoda, et H. Ahmed, « Financial or Socio-Economic Feasibility? Potential Assessment of Renewable Energy Investment in Algeria », *Journal of Asian Energy Studies*, vol. 6, no 1, Art. no 1, août 2022, doi : 10.24112/jaes.060004.
- [14] www.cder.dz , « Programme nationale de développement des énergies renouvelables 2015-2020-2030».
- [15] F. Araya Rojas, « Predictive modelling of bifacial PV plants performance and diagnostic », 20 juin 2022. <https://theses.hal.science/tel-03828423>.
- [16] Lazizi, Aldjia «Modélisation, contrôle et gestion énergétique d'une installation de pompage solaire » univ-boumerdes.dz, 2020
- [17] <https://www.planete-energies.com/fr/media/article/deux-formes-solaire-solaire-photovoltaique-solaire-thermique>
- [18] Abdellatif Oudrane, « Contribution à la Modélisation et au Développement des Systèmes de Chauffage Solaire à Usage Individuel».Ecole Nationale Polytechnique d'Oran Maurice Audin, 2018. Français. <https://hal.science/tel-02022473v2>.
- [19] <https://opera-energie.com/energie-solaire/><https://opera-energie.com/energie-solaire/>.
- [20] R. Sharma, A. Sharma, S. Agarwal, et M. S. Dhaka, « Stability and efficiency issues, solutions and advancements in perovskite solar cells : A review », *Solar Energy*, vol. 244, p. 516-535, sept. 2022, doi : 10.1016/j.solener.2022.08.001.
- [21] <https://www.irena.org/>
- [22] I. Magoum, « ALGÉRIE : un méga projet solaire de 4000 MW baptisé «Tafouk1» bientôt sur les rails », *Afrik 21*, 26 mai 2020. <https://www.afrik21.africa/algerie-un-mega-projet-solaire-de-4000-mw-baptise-tafouk1-bientot-sur-les-rails/>.
- [23] Brottier Laetitia, « Optimisation biénergie d'un panneau solaire multifonctionnel : du capteur aux installations in situ », 2019. <https://hal.science/tel-02133891>.
- [24] Léa Al Asmar, «Modelling solar radiation for photovoltaic (PV) optimisation. Environmental Engineering». Ecole des Ponts ParisTech, 2021. <https://theses.hal.science/tel-03613460/>
- [25] S. Seme, B. Štumberger, M. Hadžiselimović, et K. Sredenšek, « Solar Photovoltaic Tracking Systems for Electricity Generation : A Review », *Energies*, vol. 13, no 16, Art. no 16, janv. 2020, doi : 10.3390/en13164224.
- [26] A. Smets, J. Klaus, et al. . *Solar Energy : The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. UIT Cambridge England. 2015.

- [27] A. Labouret et al. . Cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque. ETSE, Éd. techniques et scientifiques françaises, 2010.
- [28] Telidjane, Mohammed. Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic. Diss. Université de Lyon, 2017.
- [29] Rashid, Muhammad H., ed. Power electronics handbook. Butterworth-heinemann, 2017.
- [30] A. Herez, H. El Hage, T. Lemenand, M. Ramadan, et M. Khaled, « Review on photovoltaic/thermal hybrid solar collectors : Classifications, applications and new systems », *Solar Energy*, vol. 207, p. 1321-1347, sept. 2020, doi : 10.1016/j.solener.2020.07.062.
- [31] Ahmad Ghamrawi, «Optimisation et gestion des flux énergétiques d'un générateur solaire photovoltaïque. Energie électrique». Université de Poitiers, 2018.<https://theses.hal.science/tel-03200386/>
- [32] S. Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion », These de doctorat, Grenoble INPG, 2010.
- [33] J. M. Navarro, « Cellules photovoltaïques organiques transparentes dans le visible », These de doctorat, Toulouse 3, 2008.
- [34] Guiheneuf Vincent, «Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque». Diss. Paris Est, 2017.
- [35] Soria, Brunoa, « Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces. Cas particulier modules bifaces intégrés en façade verticale », Université de Grenoble,2014. <https://theses.hal.science/tel-01126959>
- [36] T. Le, « Architectures électriques optimales de centrales photovoltaïques linéaires et services contribués au réseau », Université Grenoble Alpes, 2020. <https://theses.hal.science/tel-03127359>
- [37] A. Awasthi et al., « Review on sun tracking technology in solar PV system », *Energy Reports*, vol. 6, p. 392-405, nov. 2020, doi : 10.1016/j.egyr.2020.02.004.
- [38] S. Ouchen, « CONTRIBUTION A LA COMMANDE DIRECTE DE PUISSANCE DEDIEE AU FILTRAGE ACTIF, ASSOCIE A UNE SOURCE PHOTOVOLTAÏQUE », doctoral, Université Mohamed Khider - Biskra, 2017. <http://thesis.univ-biskra.dz/2967/>
- [39] S. Ozdemir, N. Altin, et I. Sefa, « Single stage three level grid interactive MPPT inverter for PV systems », *Energy Conversion and Management*, vol. 80, p. 561-572, avr. 2014, doi : 10.1016/j.enconman.2014.01.048.

- [40] Y. Triki, « Contribution à l'optimisation des systèmes hybrides de production d'énergies renouvelables », phdthesis, Université de Haute Alsace - Mulhouse; Université Mouloud Mammeri (Tizi-Ouzou, Algérie), 2020. <https://theses.hal.science/tel-03556786>
- [41] F. Slama, « Amélioration de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique (smart grid) », Thesis, 2021. <http://dspace.univ-setif.dz:8888/js-pui/handle/123456789/3851>
- [42] K. AbdulMawjood, S. S. Refaat, et W. G. Morsi, « Detection and prediction of faults in photovoltaic arrays : A review », in 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018), avr. 2018, p. 1-8. doi : 10.1109/CPE.2018.8372609.
- [43] A. Mellit, G. M. Tina, et S. A. Kalogirou, « Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems : A review », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 91, p. 1-17, août 2018, doi : 10.1016/j.rser.2018.03.062.
- [44] A. Omazic et al., « Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions : A literature review », Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 192, p. 123-133, avr. 2019, doi : 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [45] M. S. Bhaskar, D. J. Almakhlis, S. Padmanaban, F. Blaabjerg, U. Subramaniam, et D. M. Ionel, « Analysis and Investigation of Hybrid DC-DC Non-Isolated and Non-Inverting Nx Interleaved Multilevel Boost Converter (Nx-IMBC) for High Voltage Step-Up Applications : Hardware Implementation », IEEE Access, vol. 8, p. 87309-87328, 2020, doi : 10.1109/ACCESS.2020.2992447.
- [46] S. Padmanaban, M. S. Bhaskar, F. Blaabjerg, et Y. Yang, « A New DC-DC Multilevel Breed of XY Converter Family for Renewable Energy Applications : LY Multilevel Structured Boost Converter », in IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, oct. 2018, p. 6110-6115. doi : 10.1109/IECON.2018.8592896.
- [47] M. Mousa, M. E. Ahmed, et M. Orabi, « New converter circuitry for high v applications using Switched Inductor Multilevel Converter », in 2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), oct. 2011, p. 1-8. doi : 10.1109/INTLEC.2011.6099811.
- [48] S. Pirpoor, S. Rahimpour, M. Andi, N. Kanagaraj, S. Pirouzi and A. H. Mohammed, "A Novel and High-Gain Switched-Capacitor and Switched-Inductor-Based DC/DC Boost Converter With Low Input Current Ripple and Mitigated Voltage Stresses," in IEEE Access, vol. 10, pp. 32782-32802, 2022, doi : 10.1109/ACCESS.2022.3161576.
- [49] J. C. Rosas-Caro, J. M. Ramirez and P. M. Garcia-Vite, "Novel DC-DC Multilevel Boost Converter," 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2008, pp. 2146-2151, doi : 10.1109/PESC.2008.4592260.

- [50] S. El Islam Rémache and K. Barra, "Performance comparison among boost and multi level boost converters for photovoltaic grid connected system using finite set model predictive control," 2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC), 2018, pp. 1-6, doi : 10.1109/IREC.2018.8362483.
- [51] Zhioua M, Aroudi A E, Belghith S. Nonlinear Dynamics and Stability Analysis of a SEPIC Converter for Stand-Alone PV Systems. 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD). Presented at the 2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD) 2018; 1139–1143. doi :10.1109/SSD.2018.8570406.
- [52] J. C. Rosas-Caro et al., « A novel DC-DC multilevel SEPIC converter for PEMFC systems », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no 48, p. 23401-23408, déc. 2016, doi : 10.1016/j.ijhydene.2016.06.042.
- [53] A. Alturki, F.; Al-Shamma'a, A.A.; M. H. Farh, H. « Sustainability | Free Full-Text | Simulations and dSPACE Real-Time Implementation of Photovoltaic Global Maximum Power Extraction under Partial Shading ». *Sustainability* 2020, 12, 3652. <https://doi.org/10.3390/su12093652>
- [54] M. N. Ali, K. Mahmoud, M. Lehtonen, et M. M. F. Darwish, An Efficient Fuzzy-Logic Based Variable-Step Incremental Conductance MPPT Method for Grid-Connected PV Systems , *IEEE Access*, vol. 9, p. 26420-26430, 2021, doi : 10.1109/ACCESS.2021.3058052.
- [55] M. S. Bouakkaz, A. Boukadoum, O. Boudebouz, I. Attoui, N. Boutasseta, et A. Bouraiou, « Fuzzy Logic based Adaptive Step Hill Climbing MPPT Algorithm for PV Energy Generation Systems », in 2020 International Conference on Computing and Information Technology (ICCIT-1441), sept. 2020, p. 1-5. doi : 10.1109/ICCIT-144147971.2020.9213737.
- [56] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. F. Almi and S. Bolouma, "An intelligent MPPT approach based on neural-network voltage estimator and fuzzy controller, applied to a stand-alone PV system," 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Istanbul, Turkey, 2014, pp. 404-409, doi : 10.1109/ISIE.2014.6864647.
- [57] S. Srinivasan, R. Tiwari, M. Krishnamoorthy, M. P. Lalitha, et K. K. Raj, « Neural network based MPPT control with reconfigured quadratic boost converter for fuel cell application », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no 9, p. 6709-6719, févr. 2021, doi : 10.1016/j.ijhydene.2020.11.121.
- [58] C. G. Villegas-Mier, J. Rodriguez-Resendiz, J. M. Álvarez-Alvarado, H. Rodriguez-Resendiz, A. M. Herrera-Navarro, et O. Rodríguez-Abreo, « Artificial Neural Networks in MPPT Algorithms for Optimization of Photovoltaic Power Systems : A Review », *Micromachines*, vol. 12, no 10, Art. no 10, oct. 2021, doi : 10.3390/mi12101260.

- [59] A. A. Koochaksaraei and H. Izadfar, "High-Efficiency MPPT Controller Using ANFIS-reference Model For Solar Systems," 2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI), 2019, pp. 770-775, doi : 10.1109/KBEI.2019.8734965.
- [60] K. Guo, L. Cui, M. Mao, L. Zhou and Q. Zhang, "An Improved Gray Wolf Optimizer MPPT Algorithm for PV System With BFBIC Converter Under Partial Shading," in IEEE Access, vol. 8, pp. 103476-103490, 2020, doi : 10.1109/ACCESS.2020.2999311.
- [61] M. Brahmi, C. B. Regaya, H. Hamdi and A. Zaafouri, "Comparative Study of P&O and PSO Particle Swarm Optimization MPPT Controllers for Photovoltaic Systems," 2022 8th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT), 2022, pp. 1608-1613, doi :10.1109/CoDIT55151.2022.9804021.
- [62] Zabia, D. E., H. Afghoul, and O. Kraa. "Maximum power point tracking of a photovoltaic system under partial shading condition using whale optimization algorithm." International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems. Springer, Cham, 2022.
- [63] Phan, Bao Chau, Ying-Chih Lai, and Chin E. Lin. "A deep reinforcement learning-based MPPT control for PV systems under partial shading condition." Sensors 20.11 (2020) : 3039.
- [64] Avila, Luis, et al. "Deep reinforcement learning approach for MPPT control of partially shaded PV systems in Smart Grids." Applied Soft Computing 97 (2020) : 106711.
- [65] KARABİNAOĞLU, MURAT SALİM, et al. "Comparison of deep learning and regression-based MPPT algorithms in PV systems." Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences 30.6 (2022) : 2319-2338.
- [66] M. Vijeh, M. Rezanejad, E. Samadaei and K. Bertilsson, "A General Review of Multilevel Inverters Based on Main Submodules : Structural Point of View," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 10, pp. 9479-9502, Oct. 2019, doi : 10.1109/TPEL.2018.2890649.
- [67] Choudhury, S.; Bajaj, M.; Dash, T.; Kamel, S.; Jurado, F. Multilevel Inverter : A Survey on Classical and Advanced Topologies, Control Schemes, Applications to Power System and Future Prospects. Energies 2021, 14, 5773. <https://doi.org/10.3390/en14185773>
- [68] Kakkar, S., Maity, T., Ahuja, R.K., Walde, P., Saket, R.K., Khan, B., Padmanaban, S. (2021). Design and control of grid-connected PWM rectifiers by optimizing fractional order PI controller using water cycle algorithm. IEEE Access, 9 : 125941-125954. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.31104>

- [69] Chowdhury, V.R. (2021). Internal model based grid voltage estimation and control of a three-phase grid connected inverter for PV application. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 36(4) : 3568-3577. <https://doi.org/10.1109/TEC.2021.30799>
- [70] Sabzian-Molaei, Z., Rokrok, E., Doostizadeh, M. (2022). An optimal planning model for AC-DC distribution systems considering the converter lifetime. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 138 : 107911. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107>
- [71] R. Kadri, J. -P. Gaubert and G. Champenois, "An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-Connected Inverter Based on Voltage-Oriented Control," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 66-75, Jan. 2011, doi : 10.1109/TIE.2010.2044733
- [72] D. -K. Choi and K. -B. Lee, "Dynamic Performance Improvement of AC/DC Converter Using Model Predictive Direct Power Control With Finite Control Set," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 2, pp. 757-767, Feb. 2015, doi : 10.1109/TIE.2014.2352214.
- [73] Chaoui, A., Gaubert, J.P., Krim, F. (2010). Power quality improvement using DPC controlled three- phase shunt active filter. *Electric Power Systems Research*, 80(6) : 657-666. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.10.0>
- [74] Yang, G., Fu, C., Yi, H., Chai, C., Huang, B., Hao, S., Chen, Z. (2018). Direct power control of three-level NPC grid-connected system combined with fault-tolerant technology. *Microelectronics Reliability*, 88-90 : 1057- 1062. <https://doi.org/10.1016/j.microrel.2018.07>.
- [75] Chettibi, N., Mellit, A. (2018). Intelligent control strategy for a grid connected PV/SOFC/BESS energy generation system. *Energy*, 147 : 239-262. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.030>
- [76] Xiao, X., Zhang, Y., Song, X., Yildirim, T., Zhang, F. (2018). Virtual flux direct power control for PWM rectifiers based on an adaptive sliding mode observer. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(5) : 5196-5205. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2832>
- [77] G. Tsengenes et G. Adamidis, « A multi-function grid connected PV system with three level NPC inverter and voltage oriented control », *Solar Energy*, vol. 85, no 11, p. 2595-2610, 2011, doi : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.07.017>.
- [78] M. said Adouairi, B. Bossoufi, S. Motahhir, et I. Saady, « Application of fuzzy sliding mode control on a single-stage grid-connected PV system based on the voltage-oriented control strategy », *Results in Engineering*, vol. 17, p. 100822, mars 2023, doi : 10.1016/j.rineng.2022.100822.

- [79] Altbawi, S.M.A., Mokhtar, A.S.B., Jumani, T.A., Khan, I., Hamadneh, N.N., Khan, A. (2021). Optimal design of Fractional order PID controller based Automatic voltage regulator system using gradient-based optimization algorithm. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.07.0>
- [80] Jain, A., Saravanakumar, R. (2020). Comparative analysis of fractional order PI and integer order PI based controller for hybrid standalone wind energy conversion system. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 39(2) : e13293. <https://doi.org/10.1002/ep.13>
- [81] Ziegler, John G., and Nathaniel B. Nichols. "Optimum settings for automatic controllers." *trans. ASME* 64.11 (1942).
- [82] R. Oubrahim, « Auto-réglage PID par structure unifiée et performante », These de doctorat, Metz, 1998. <https://www.theses.fr/1998METZA05S>
- [83] Altintas, G., Aydin, Y. (2017). Optimization of fractional and integer order PID parameters using big bang big crunch and genetic algorithms for a maglev system. *IFAC-PapersOnLine*, 20th IFAC World Congress, 50(1) : 4881-4886. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.978>
- [84] Karahan, O. (2021). Design of optimal fractional order fuzzy PID controller based on cuckoo search algorithm for core power control in molten salt reactors. *Progress in Nuclear Energy*, 139 : 103868. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2021.103868>
- [85] Tang, Y., Cui, M., Hua, C., Li, L., Yang, Y. (2012). Optimum design of fractional order $PI^\lambda D^\mu$ controller for AVR system using chaotic ant swarm. *Expert Systems with Applications*, 39(8) : 6887-6896. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2012.01>.
- [86] Silaa, M.Y.; Barambones, O.; Derbeli, M.; Napole, C.; Bencherif, A. Fractional Order PID Design for a Proton Exchange Membrane Fuel Cell System Using an Extended Grey Wolf Optimizer. *Processes* 2022, 10, 450. <https://doi.org/10.3390/pr10030450>
- [87] A. K. Mishra, S. R. Das, P. K. Ray, R. K. Mallick, A. Mohanty and D. K. Mishra, "PSO-GWO Optimized Fractional Order PID Based Hybrid Shunt Active Power Filter for Power Quality Improvements," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 74497-74512, 2020, doi : 10.1109/ACCESS.2020.2988611.
- [88] Suid, M.H., Ahmad, M.A. (2021). Optimal tuning of sigmoid PID controller using nonlinear sine cosine algorithm for the automatic voltage regulator system. *ISA Transactions*, 128 : 265-286. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2021.11.037>
- [89] Zamani, M., Karimi-Ghartemani, M., Sadati, N., Parniani, M. (2009). Design of a fractional order PID controller for an AVR using particle swarm optimization. *Control Engineering Practice, Special Section : The 2007 IFAC Symposium on Advances in Automotive Control*, 17(12) : 1380-1387. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2009.07.005>

- [90] Norsahperi, N.M.H., Danapalasingam, K.A. (2020). Particle swarm-based and neuro-based FOPID controllers for a Twin Rotor System with improved tracking performance and energy reduction. *ISA Transactions*, 102 : 230-244. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2020.03.00>
- [91] F II, I. 1993. IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. New York, NY, USA 1-1.
- [92] Shockley, William, and Hans J. Queisser. "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells." *Journal of applied physics* 32.3 (1961) : 510-519.
- [93] Rauschenbach, Hans S. *Solar cell array design handbook : the principles and technology of photovoltaic energy conversion*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [94] S.R. Wenham, M.A. Green et al. *APPLIED PHOTOVOLTAICS*. Second Edition. ARC Centre for Advanced Silicon Photovoltaics and Photonics. 2007.
- [95] M. G. Jaboori, M. M. Saied and A. A. R. Hanafy, "A contribution to the simulation and design optimization of photovoltaic systems," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 3, pp. 401-406, Sept. 1991, doi : 10.1109/60.84313.
- [96] Villalva, Marcelo Gradella, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho. "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays." *IEEE Transactions on power electronics* 24.5 (2009) : 1198-1208.
- [97] <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Sunpower/21/SPR-315E-WHT-D/specification-data-sheet.html>
- [98] G. Vachtsevanos and K. Kalaitzakis, "A Hybrid Photovoltaic Simulator for Utility Interactive Studies," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. EC-2, no. 2, pp. 227-231, June 1987, doi : 10.1109/TEC.1987.4765834.
- [99] D. Picault, B. Raison, S. Bacha, J. de la Casa, et J. Aguilera, « Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses », *Solar Energy*, vol. 84, no 7, p. 1301-1309, juill. 2010, doi : 10.1016/j.solener.2010.04.009.
- [100] S. Belakehal, « Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables », Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [101] Picault Damien, « REDUCTION OF MISMATCH LOSSES IN GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS USING ALTERNATIVE TOPOLOGIES ».. Diss. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010. <https://hal.science/tel-00545432v1>.
- [102] Charles E. Chamberlin, Peter Lehman and all - Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays - *Solar Energy*, vol.54, No. 3, pp 165-171, 1995

- [103] Agarwal, N. et Agarwal, A. (2014). Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Array. *MIT International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering*, 4(1) :16-19
- [104] Drif, M., Pérez, P. J., Aguilera, J., et Aguilar, J. D. (2008). A New Estimation Method of Irradiance on a Partially Shaded PV Generator in Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Renewable Energy*, 33 :2048-2056.
- [105] Mohapatra, Alivarani, et al. "A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017) : 854-867.
- [106] García, M., Vera, J. a., Marroyo, L., Lorenzo, E., et Pérez, M. (2009). Solar-Tracking PV Plants in Navarra : A 10 MW Assessment. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17 :337-346.
- [107] Merahi, Reda, and Rachid Chenni. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Diss. Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2018.
- [108] Cédric CABAL, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", Thèse de Doctorat de l'Université de Toulouse, 2008.
- [109] Petibon, S. "Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques (2009).
- [110] Ned, Mohan, Franziska Ullmann, and William Robbins. "Power electronics." (2003).
- [111] SÉGUIER, Guy, DELARUE, Philippe, et LABRIQUE, Francis. *Electronique de puissance-10e éd. : Structures, commandes, applications*. Dunod, 2015.
- [112] Mayo-Maldonado, J. C., et al. "Modelling and control of a DC–DC multilevel boost converter." *IET Power Electronics* 4.6 (2011) : 693-700.
- [113] N. Bouderrès, A. Djellad, D. Kerdoun, A. Dekhane, I. Attoui, and S. Chiheb, "Performance Analysis of the Multi-Level Boost Converter (MLBC) connected in a Photovoltaic System", *J. Ren. Energies*, vol. 1, no. 1, pp. 49 -, Jun. 2022.
- [114] S. Sumathi , L. Ashok Kumar , P. Surekha « Solar PV and Wind Energy Conversion Systems : An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques | SpringerLink », 2015. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-14941-7>;
- [115] Kennedy, J., Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. In *Proceedings of ICNN'95 International Conference on Neural Networks*, 4 : 1942-1948. <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>

- [116] Babu, T.S., Ram, J.P., Dragičević, T., Miyatake, M.,Blaabjerg, F., Rajasekar, N. (2018). Particle swarm optimization based solar PV array reconfiguration of the maximum power extraction under partial shading conditions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(1) : 74-85. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2714905>
- [117] Mohammed, O.H., Amirat, Y., Benbouzid, M. (2019). Particle swarm optimization of a hybrid wind /tidal /PV/battery energy system. Application to a remote area in Bretagne, France. *Energy Procedia*, 162 : 87-96. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.010>
- [118] Rauf, H.T., Shoaib, U., Lali, M.I., Alhaisoni, M., Irfan, M.N., Khan, M.A. (2020). Particle swarm optimization with probability sequence for global optimization. *IEEE Access* 8 : 110535-110549. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3002725>
- [119] Bouchakour, A., Borni, A., Brahami, M. (2021). Comparative study of P&O-PI and fuzzy-PI MPPT controllers and their optimisation using GA and PSO for photovoltaic water pumping systems. *International Journal of Ambient Energy*, 42(15) : 1746-1757. <https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1614988>
- [120] Obukhov, S., Ibrahim, A., Diab, A.A.Z., Al-Sumaiti, A.S., Aboelsaud, R. (2020). Optimal performance of dynamic particle swarm optimization based maximum power trackers for stand-alone PV system under partial shading conditions. *IEEE Access*, 8 : 20770-20785. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2966430>
- [121] Peng, J., Li, Y., Kang, H., Shen, Y., Sun, X., Chen, Q. (2022). Impact of population topology on particle swarm optimization and its variants : An information propagation perspective. *Swarm and Evolutionary Computation*, 69 : 100990. <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2021.100990>
- [122] Sikander, A., Prasad, R. (2017). A new technique for reduced-order modeling of linear time-invariant system. *IETE Journal of Research*, 63(3) : 316-324. <https://doi.org/10.1080/03772063.2016.1272436>
- [123] N. Bouderrès, D. Kerdoun, S. Chiheb, A. Djellad, A. Dekhane, et T. Kebabsa, « PV array power optimization under shading condition using PSO and IncCond MPPT control », in 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), mai 2022, p. 1168-1173. doi : 10.1109/SSD54932.2022.9955935.
- [124] T. T. H. Pham, « Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance », thesis, Grenoble INPG, 2006.
- [125] BOUAKRA, Abdellah. Impact et régulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution électrique. 2016. Thèse de doctorat. Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue.

- [126] A. Djellad, « modélisation et optimisation d'un système de production d'énergie photovoltaïque –Eolienne », thèse de doctorat. Université de Annaba, 2015.
- [127] H. Afghoul, « Approche avancée du filtrage actif et du contrôle de puissances dans les installations photovoltaïques interconnectées au réseau », Thesis, Université de M'sila, 2016.
- [128] Bendib, Douadi. Contribution à l'étude et à l'impémentation sur circuits FPGA de la commande MLI à élimination sélective des harmoniques temps réel. Diss. Alger, Ecole Nationale Polytechnique, 2017.
- [129] A. Boudia, « Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec un système de stockage à base d'une inductance supraconductrice (SMES) », Thesis, Univ M'sila, 2020.
- [130] N. Khalil, « Stratégies de commande et techniques intelligentes appliquées aux machines de type synchrone », U. Constantine, 2010.
- [131] Zhang, Y., Liu, J., Yang, H., Gao, J. (2018). Direct power control of pulse-width modulated rectifiers without DC voltage oscillations under unbalanced grid conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(10) : 7900-7910. <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2807421>
- [132] A. Issam, « CONTRIBUTION AU DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'UNE GENERATRICE ASYNCHRONE DANS UNE CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE », 2015.
- [133] Podlubny, I. (1999). Fractional-order systems and PI/sup /SPL lambda//D/sup /SPL mu// -controllers. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 44(1) : 208-214. <https://doi.org/10.1109/9.739144>
- [134] A. Oustaloup, J. Sabatier, and X. Moreau, "From fractal robustness to the CRONE approach," *ESAIM Proc.*, vol. 5, pp. 177–192, 1998.
- [135] Pan, Indranil, and Saptarshi Das. *Intelligent fractional order systems and control : an introduction*. Vol. 438. Springer, 2012.
- [136] I. Attoui et A. Omeiri, « Modeling, control and fault diagnosis of an isolated wind energy conversion system with a self-excited induction generator subject to electrical faults », *Energy Conversion and Management*, vol. 82, p. 11-26, juin 2014, doi : 10.1016/j.enconman.2014.02.068.
- [137] H. Li, Y. Luo, et Y. Chen, « A Fractional Order Proportional and Derivative (FOPD) Motion Controller : Tuning Rule and Experiments », *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 18, no 2, p. 516-520, mars 2010, doi : 10.1109/TCST.2009.2019120.

- [138] Sahoo, B.P., Panda, S. (2018). Improved grey wolf optimization technique for fuzzy aided PID controller design for power system frequency control. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 16 : 278-299. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.09.006>
- [139] A. M. Mosaad, M. A. Attia, et A. Y. Abdelaziz, « Whale optimization algorithm to tune PID and PIDA controllers on AVR system », *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 10, no 4, p. 755-767, déc. 2019, doi : 10.1016/j.asej.2019.07.004.
- [140] Hamouda, N., Babes, B., Hamouda, C., Kahla, S., Ellinger, T., Petzoldt, J. (2020). Optimal tuning of fractional order proportional-integral-derivative controller for wire feeder system using ant colony optimization. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, 53(2) : 157-166. <https://doi.org/10.18280/jesa.530201>
- [141] Bouderrès, N., Kerdoun, D., Djellad, A., Chiheb, S., Dekhane, A. (2022). Optimization of fractional order PI controller by PSO algorithm applied to a grid-connected photovoltaic system. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Vol. 55, No. 4, pp. 427-438. <https://doi.org/10.18280/jesa.550401>

Annexe A

Paramètres de Panneau PV

SUNPOWER

BENEFITS

Highest Efficiency
Panel efficiency of 19.3% is the highest commercially available.

More Power
SunPower 315 delivers 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.

Reduces Installation Cost
More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

Reliable and Robust Design
Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations.



SPR-315E-WHT

315 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE



The SunPower 315 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 next generation SunPower all back-contact solar cells, the SunPower 315 delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 19.3%. The 315 panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SunPower's High Efficiency Advantage - Up to Twice the Power

| Comparable systems covering 1000 m ² / 10,750 ft ² | | | |
|--|-----------|--------------|----------|
| | Thin Film | Conventional | SunPower |
| Watts / Panel | 65 | 165 | 315 |
| Efficiency | 9.0% | 12.0% | 19.3% |
| kWs | 90 | 120 | 193 |



SUNPOWER

315 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Electrical Data

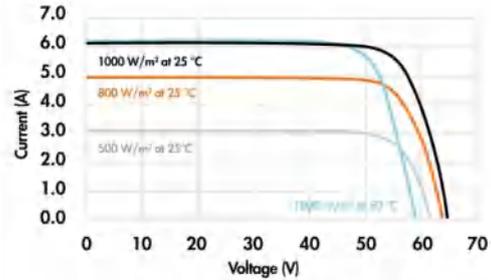
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², air mass 1.5g, and cell temperature 25°C

| | | |
|--------------------------|----------------------------|---|
| Peak Power (+/-5%) | P _{max} | 315 W |
| Rated Voltage | V _{mp} | 54.7 V |
| Rated Current | I _{mp} | 5.76 A |
| Open Circuit Voltage | V _{oc} | 64.6 V |
| Short Circuit Current | I _{sc} | 6.14 A |
| Maximum System Voltage | IEC, UL | 1000 V, 600 V |
| Temperature Coefficients | | |
| | Power | -0.38% /°C |
| | Voltage (V _{oc}) | -176.6 mV/°C |
| | Current (I _{sc}) | 3.5 mA/°C |
| Series Fuse Rating | | 15 A |
| Peak Power per Unit Area | | 193 W/m ² , 17.9 W/ft ² |
| CEC PTC Rating | | 291.6 W |

Mechanical Data

| | |
|---------------|--|
| Solar Cells | 96 SunPower all back-contact monocrystalline |
| Front Glass | 4.0mm (5/32 in) tempered |
| Junction Box | IP-65 rated with 3 bypass diodes |
| Output Cables | 900 mm length cables / Multi-Contact connectors. |
| Frame | Anodized aluminum alloy type 6063 |
| Weight | 24 kg, 53 lbs |

IV Curve



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

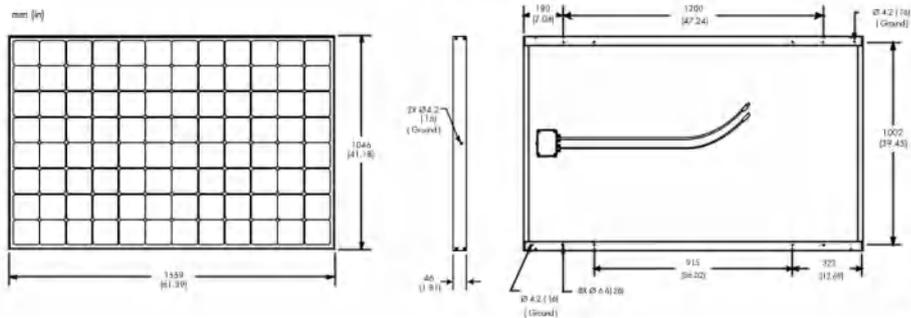
Tested Operating Conditions

| | |
|-------------------|--|
| Temperature | -40° C to +85° C (-40° F to +185° F) |
| Max load | 50 psf (2400 Pascals) front and back |
| Impact Resistance | Hail - 25 mm (1 in) at 23 m/s (52 mph) |

Warranty and Certifications

| | |
|----------------|---|
| Warranty | 25 year limited power warranty 10 year limited product warranty |
| Certifications | IEC 61215, Safety tested IEC 61730; UL listed (UL 1703), Class C Fire Rating |

Dimensions



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/panels for details.

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© January 2008 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Document #001-12006 Rev* C

