

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département de Génie Electrique
Ref:



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع: 2017. /

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de

Doctorat en sciences

Spécialité: Génie électrique

Option: Automatique

**Etude et Commande Adaptative par les Techniques
Intelligentes Des Systèmes Non linéaires
Application aux Systèmes Photovoltaïques**

Présenté par :

ZAGHBA Layachi

Soutenue publiquement le 27 / 11 / 2017

Devant le jury composé de :

Dr. SRAIRI Kamel	Professeur	Président	Université de Biskra
Dr. TERKI Nadjiba	Maître de conférences A	Rapporteur	Université de Biskra
Dr. AZOUI Boubaker	Professeur	Examineur	Université de Batna
Dr. CHENNI Rachid	Professeur	Examineur	Université de Constantine

Remerciements

*Je remercie, en premier lieu, **ALLAH** qui m'a donné ce bien là pour que je vive ce jour, **ALLAH** qui m'a donné la patience et le courage pour que je puisse terminer ce travail.*

*Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur, Mme **Terki Nadjiba**, à l'université de Biskra, pour avoir accepté de diriger mes travaux. Je le remercie infiniment pour avoir toujours été présents par ses conseils, ses encouragements et de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail.*

*Mes remerciements les plus sincères sont adressés à monsieur **Srairi Kamel**, professeur au département d'électrotechnique de l'université Biskra, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de cette thèse.*

*Mes vifs remerciements vont aussi à monsieur **Azoui Boubaker**, professeur au département d'électrotechnique de l'université de Batna, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.*

*Mes vifs remerciements vont aussi à monsieur **Chenni Rachid**, professeur au département d'électrotechnique de l'université de Constantine, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.*

Nous tenons à remercier les responsables de l'Unité de Recherche Appliquée des Energies Renouvelables de Ghardaïa et le personnel qui s'occupe de la collecte et du traitement des données météorologiques et radio métriques de ce site.

*Je suis très reconnaissant également à monsieur **Borni Abdelhalim**, maître de recherche à l'URAER pour l'aide qu'il m'a apporté durant toute la préparation de cette thèse.*

Je les remercie tous, particulièrement ma famille et tous mes amis.

Avant-propos

Les travaux de recherches consignés par la présente thèse ont été concrétisés par plusieurs publications et communication, nationales et internationales dont :

PUBLICATIONS

- **L. Zaghba, N.Terki** « *Performance Enhancement by Maximum Power-Point Tracking Techniques With MATLAB/Simulink of Solar Photovoltaic model* », International Journal of Control, Energy and Electrical Engineering., Vol.2, ISSN: 2356-5608 IPCO, June 2014.
- **A.Bouchakour, L. zaghba**, « *Study of a Photovoltaic System Using MPPT Buck-Boost Converter* », International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing (IJMMM), June 2014.
- **L. Zaghba, A .Borni, A.Bouchakour, N.Terki**, « *Intelligent Control MPPT Technique for PV Module at Varying Atmospheric Conditions Using MATLAB/ SIMULINK*», IEEE publisher,ieeexplore.ieee.org/ DOI:10.1109/IRSEC.2014.7059793,pp: 661 – 666.
- **A .Borni,, L. Zaghba, B.Bezza** , «*Sliding Mode Control Optimization and Comparison between PI,Fuzzy and Fuzzy PI controllers Current injected to Grid*», IEEE publisher,ieeexplore.ieee.org/., DOI:10.1109/IRSEC.2014.7059888, pp: 13 – 18.
- **L. Zaghba, A .Borni, A.Bouchakour, N.Terki**, «*An intelligent approach based on fuzzy logic for improving and optimizing the performance of a photovoltaic system*», IEEE publisher, ieeexplore.ieee.org/, DOI: 10.1109/CISTEM. 2014. 7077042 , pp.: 1 – 6.
- **L. Zaghba, A .Borni, A.Bouchakour, N.Terki** « *Buck-Boost Converter System Modelling and Incremental Inductance Algorithm for Photovoltaic System via MATLAB/Simulink* ». Revue des énergies renouvelable,Volume 18,N°1 ,2014.
- **A. Bouchakour, A. Borni, L.Zaghba, M. Brahami, I.Hadj Mahammed**, «*Performance Comparison of PI and IP Controllers Used to Control a DC Machine Powered by a Photovoltaic Generator*», Proceedings of Engineering and Technology – PET Copyright - IPCO 2015.
- **L.Zaghba , N.Terki, A .Borni, A.Bouchakour** «*Robust maximum power point tracking technique and pi Current controller design for grid connected PV system Using matlab/Simulink*» , journal of electrical engineering ,Volume 15 / 2015 - Edition : 2 (Article 38).
- **L. Zaghba, N. Terki, A. Borni and A. Bouchakour**, « *Design and simulation of MATLAB / Simulink. Influence of external and internal parameters of photovoltaic cells*», journal of New Technology and Materials JNTM Vol. 05, N°01 (2015)36-41.
- **L. Zaghba, N. Terki, A.Borni, A.Bouchakour, Benbitour Née Khennane Messaouda**. «*Adaptive Intelligent MPPT Controller Comparison of Photovoltaic System under Different Weather Conditions of Ghardaia Site (South Of Algeria)*”, Journal of Electrical Engineering, Volume 15 / 2015 - Edition: 3 (Article n°27).
- **L. Zaghba, N. Terki , A. Borni and A. Bouchakour**, “*Adaptive Artificial intelligence based fuzzy logic MPPT control for stand-alone photovoltaic system under different atmospheric conditions*”, Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RESO) June 2015 - ISSN 2356-8569.
- **L. Zaghba, M. Khennane, I. Hadj Mahamed, H. S. Oudjana,A. Fezzani, A. Bouchakour, N. Terki** « *A combined simulation and experimental analysis the dynamic performance of a 2 kW photovoltaic plant installed in the desert environment*», International Journal of Energy and Environmental Engineering, Springer, (2016) 7:249–260, ISSN 2008-9163 , DOI 10.1007/s40095-016-0216-2.
- **L. Zaghba, N.Terki, M.Benbitour Khennane, A. Fezzani,A.Bouchakour , I. Hadj Mahamed, S. H.Oudjana**, « *simulation and experimental study the management of a Pv /battery / charges of*

autonomous photovoltaic system Implemented in south of algeria», Journal of Electrical Engineering : Volume 16 / 2016 - Edition : 3.(Article n° 17).

- **L. Zaghba, M. Khennane, N. Terki, A. Borni, A. Bouchakour, A. Fezzani, I. Hadj Mahamed, and S. H. Oudjana**, *The effect of seasonal variation on the performances of grid connected photovoltaic system in southern of Algeria*, AIP Conference Proceedings ,Volume 1814, Issue 1 > 10.1063/1.4976224, February 2017.
- **Borni, T. Abdelkrim, L. Zaghba, A. Bouchakour, A. Lakhdari, and L. Zarour**, *Fuzzy logic, PSO based fuzzy logic algorithm and current controls comparative for grid-connected hybrid system*, AIP Conference Proceedings ,Volume 1814, Issue 1 > 10.1063/1.4976224, February 2017.

* COMMUNICATIONS *

- **L. Zaghba** «*Etude et simulation par MATLAB/Simulink l'influence des paramètres externes et internes sur les cellules photovoltaïques* », deuxième Congrès International sur les Nouveaux Matériaux et les composants Actifs (NMCA'2014), 25-26 Mai 2014, Université de Oum El-Bouaghi.
- **A.Borni, L. Zaghba**, « *Sliding Mode Control Strategy for Analysis and Simulation of Maximum Power Point Tracker of Photovoltaic System* ». Le 3^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables (SIENR 2014) Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa – Algérie 13 et 14 Octobre 2014.
- **A.Borni, L. Zaghba** , « *Etude et Optimisation des Performances D'un Système Photovoltaïque par la Technique Mode Glissante* ». Séminaire National d'Electromécanique, Mai 14—115 ,2014 Annaba, Algérie.
- **L. Zaghba, A .Borni, A.Bouchakour, N.Terki**, «*Adaptive MPPT Control Based on the Artificial Neural Network Approach for the Photovoltaic System with different load*», 2nd International Conference on Electrical Energy and Systems, October 21-23, 2014, Annaba, Algeria.
- **L. Zaghba, A .Borni, A.Bouchakour, N.Terki**, «*Maximum power point tracking using adaptive Intelligent fuzzy logic control for stand alone photovoltaic Array system under different weather conditions*»,3rd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering (ICIPEE' 14), Tébessa, November 24-25, 2014 .
- **L. Zaghba, A.Bouchakour, A .Borni, N.Terki**, “*Modeling and Simulation to Study the effects of Partial Shading on PV Array under different configuration*”,First International Conference on Electrical Engineering, ICEEB' 14 Biskra, December 07-08, 2014.
- **A.Bouchakour, L. Zaghba,A.Fezzani et Mostéfa Brahimi** « *Study and realization of an autonomous PV system Equipped with crepuscular regulator*»,journées scientifiques matériaux et énergies renouvelables”applications et defies”, univ Relizane, 2014.
- **L. Zaghba, Benbitour née Khennane Messaouda, A.Borni, A. Bouchakour , A. Fezzani, I. Hadj Mahamed , S. H.Oudjana, N.Terki**, “*Adaptive MPPT Optimization Based On The Radial Basis Network Approach And Feedforward Decoupling Current Control For A Grid Connected Pv System Adapted For Unstable Atmospheric Condition*”, The third. European Conference on Renewable Energy Systems, 07-10 October 2015, Kemer, Antalya, Turkey.
- **L. Zaghba , N.Terki, M. Khennane , A.Borni, A. Bouchakour , A. Fezzani, I. Hadj Mahamed, S. H.Oudjana**, “*Simulation and Study the impact of partial shading conditions on the MPPT tracking operation for the Photovoltaic System*”, 2nd International Conference on Automatics and Mechatronics (CIAM'2015), November 10-11, 2015.
- **Abdelhak Bouchakour, Abdelhalim Borni, Hadj Mahammed Idriss, Layachi Zaghba, Fezzani Amor, Mostéfa BRAHAMI**, “*Comparative and Analytical Study of Various MPPT Techniques Applied in PV Systems for Fast Changing Environmental Conditions*”, the third Edition of the International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC' 15),Marrakech& Ouarzazate, Maroc,2015.

- **L. Zaghba, M.Khennane, A.Borni, A. Bouchakour, A. Fezzani, I. Hadj Mahamed, S. H.Oudjana, N.Terki,**” *Robust Tracking with Fuzzy sliding mod control strategy for grid connected photovoltaic system*”, the third Edition of the International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC’15), Marrakech & Ouarzazate, Maroc, 2015.
- **A. Bouchakour, I.Hadj Mahammed, L. Zaghba1, M. Brahami,**” *Sizing of components in stand-alone Photovoltaic power systems*”, *Deuxième Conférence Internationale sur l’Electrotechnique, l’Electronique, l’Automatique et la Maintenance* », CIEEAM 2015 - 23 - 24 Novembre 2015- Oran.
- **Amor Fezzani, Hadj mahamed idriss, Abdelhak Bouchakour, Layachi Zaghba** , “ *Experimental Investigation of Effects of Partial Shading on Photovoltaic Module Performance*”, 3rd international congress on energy efficiency & energy related materials ,ENEFM, OCTOBER 19-23, 2015, Oludeniz MUGLA / TURKEY.
- **A. Fezzani, I. Hadj Mahammed , S. Drid, A.Bouchakour, L.Zaghba, M. Benbitour, S.H.Oudjana,** « *Degradation Evaluation of PV Module Using Solmetric PVA-600 Analyzer* », Le 4ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, SIENR 2016, 24 - 25 Octobre 2016, Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa – Algeria.
- **A. Borni, T. Abdelkrim, L. Zaghba, A. Bouchakour, L. Zarour** , « *Study and Improve Photovoltaic Systems Performance based on Fuzzy metaheuristics MPPT Optimization* », Le 4ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, SIENR 2016, 24 - 25 Octobre 2016, Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa – Algeria.
- **Abdelhak Bouchakour, Idriss.H.Mahammed, Amor Fezzani, Layachi Zaghba, Abdelhalim Borni, Mostéfa Brahami,** « *Simulation Study of the Influence of Aging and Weather Conditions on the Electrical Production of a Photovoltaic Module* », 4th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC’16), 14 - 17 November 2016 (Marrakech).
- **Amor Fezzani, Hadj Mahammed Idriss, Abdelhak Bouchakour, Layachi Zaghba, Samir Hamid Oudjana and Messaouda Benbitour,** « *Experimental Study of One Diode Modeling under Partial Shading of Photovoltaic Module* », 2ème Conférence Internationale en Sciences Et Technologies Electriques au Maghreb, 26 - 28 Octobre 2016, Marrakech, Maroc.
- **Layachi Zaghba, Messaouda Khennane, Nadjiba Terki, Abdelhalim Borni, Amor Fezzani, Abdelhak Bouchakour, Idriss Hadj Mahamed and Samir Hamid Oudjana.** *Experimental typical meteorological years to study energy performance of a PV grid-connected system. TMREES Conference Series, 21-24 Apr, 2017 // Beirut- Lebanon, www.tmrees.org.*
- **Abdelhalim Borni, Nouredine Bouarroudj, Abdelhak Bouchakour, Layachi Zaghba, Tameur Abdelkarim, Abdelkader Lakhdari and Laid Zarour.** *Optimized MPPT Controllers Using GA for Grid Connected Photovoltaic Systems, Comparative study. TMREES Conference Series, 21-24 Apr, 2017 // Beirut- Lebanon, www.tmrees.org.*

Résumé

Ce travail porte sur l'optimisation de la chaîne de conversion d'une installation photovoltaïque (PV) raccordée au réseau de distribution d'électricité testée dans les conditions du milieu saharien (région de Ghardaïa). L'objectif est l'étude et l'évaluation de l'effet des conditions météorologiques sur la performance du système ainsi que l'extraction des puissances maximales fournies par le générateur photovoltaïque, afin d'obtenir un bon rendement en utilisant des lois de commande basées sur des techniques intelligentes telles que les réseaux de neurones, neuro-floue, le mode glissant floue et P&O-PI optimisé par la technique PSO, ainsi que l'injection de cette puissance dans un réseau de distribution via un système de conversion à deux étages. Ce travail concerne également l'optimisation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau obtenues par un système de poursuite du soleil à deux axes. L'objectif est l'amélioration du gain en énergie électrique de la poursuite solaire à deux axes du panneau solaire par rapport au système fixe. Nous avons montré l'importance de leur utilisation en terme de puissance générée qui apporte un gain en énergie significatif de l'ordre de 30% par rapport à un plan fixe, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées.

Mots clés : Photovoltaïque, Suiveur solaire, réseau électrique, Onduleur, Hacheur, Commandes intelligentes, MPPT, Réseaux de neurones, Neuro-Floue, mode glissant-floue, PSO

Abstract

This work deals with the optimization of the conversion of a photovoltaic (PV) system connected to the electricity distribution network tested under the conditions of the Saharan environment (Ghardaïa region). The objective is to study and evaluate the effect of meteorological conditions on the performance of the system and the extraction of the maximum power provided by the photovoltaic generator to obtain a good efficiency using control laws based on intelligent techniques such as neural networks, neuro-fuzzy, fuzzy sliding mode and P&O-PI optimized by PSO technique, as well as the injection of this power into a grid via a two-stage conversion system. The work also concerns the optimization of photovoltaic systems connected to the network obtained by a two-axis sun tracking system. The goal is to improve the electrical energy gain of the two-axis solar tracking of the solar panel, compared to a fixed system. We have shown the importance of using the solar tracker in terms of generated power with around 30% energy gain, over a fixed plan, especially at the hours are less sunny of the day.

Keywords: Photovoltaic, Solar tracker, Power grid, Inverter, Chopper, Intelligent commands, MPPT, Neural networks, Neuro Fuzzy, sliding-fuzzy mode, PSO.

ملخص

يتناول هذا العمل تحسين تحويل نظام الكهروضوئية المتصل بشبكة توزيع الكهرباء التي تم اختبارها في ظل ظروف البيئة الصحراوية (منطقة غرداية). والهدف من ذلك هو دراسة وتقييم تأثير الطقس على أداء النظام واستخراج الصلاحيات القصوى التي يوفرها نظام الفوتو ضوئي من أجل الحصول على كفاءة جيدة باستخدام قوانين مراقبة تستند إلى تقنيات ذكية مثل الشبكات العصبية والعصبية غامض، وضع انزلاق غامض والاضطراب ومراقبة الأمثل من قبل تقنية سرب الأمثل الجزئي، وحقن هذه القوة في شبكة عبر نظام التحويل على مرحلتين. ويتعلق هذا العمل المقترح أيضا بالتحسين الأمثل للنظم الكهروضوئية المتصلة بالشبكة التي يتم الحصول عليها بواسطة نظام تتبع أشعة الشمس على محورين. الهدف من ذلك هو تحسين كسب الطاقة الكهربائية بواسطة نظام تتبع أشعة الشمس على محورين مقارنة مع النظام الثابت. لقد أظهرنا أهمية الاستخدام من حيث إنتاج كمية أكبر من الطاقة التي تحقق مكاسب مثيرة للاهتمام للطاقة تصل إلى حوالي 30% مقارنة بالأنظمة الثابتة، وخاصة في الساعات المشمسة من النهار.

Table des matières

Résumé.....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Introduction générale.....	01

Chapitre I :

Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque

I.1.Introduction.....	05
I.2. Production d'électricité dans le monde.....	05
I.3. La production d'électricité d'origine renouvelable.....	06
I.4. Les cinq premiers pays.....	08
I.5. Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie.....	10
I.5.1. Potentiel solaire en Algérie.....	13
I.6. Systèmes photovoltaïques autonomes.....	14
I.6.1. Les différentes composantes.....	15
I.6.1.1. Système autonome sans batterie.....	15
I.6.1.2. Système autonome avec batterie.....	15
I.7.Systèmes PV connecté au réseau.....	17
I.7.1. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau.....	20
I.8.Les suiveurs solaires.....	21
I.8.1. Rendement du système poursuit solaire.....	21
I.9.Conclusion.....	23

Chapitre II :

Modélisation et commande du système photovoltaïque connecté au réseau

II.1. Introduction.....	24
II.2. Structure du système photovoltaïque connecte au réseau électrique.....	25
II.2.1.Moelisation du générateur photovoltaïque.....	25
II.2.1.1.Modélisation de la cellule PV.....	25
II.2.1.2.Simulation du Module Photovoltaïque.....	26
II.2.1.3.L'influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV.....	27
II.2.1.4.L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV.....	28
II.2.2.Convertisseur continu-continu (DC-DC).....	28
II.2.2.1. Convertisseur survolteur (Boost converter).....	28
II.2.2.2. Convertisseur dévolteur (Buck converter).....	29

II.2.2.3. Convertisseur dévolteur survolteur (Buck-Boost convertter)	30
II.2.3. Commande MPPT pour un système photovoltaïque.....	31
II.2.3.1. Commande classique des systèmes photovoltaïques.....	32
a. Algorithme Perturber et observer (P&O).....	32
b. Algorithme Incrémentation de la conductance.....	35
II.2.4. Régulation de la tension du bus continu.....	37
II.2.5. Convertisseur continu-alternatif (DC-AC).....	37
II.2.5.1. Modèle de l'onduleur.....	38
II.2.5.2. Classification des onduleurs.....	39
a. Les onduleurs autonomes (Stand alone Inverter).....	39
b. Les onduleurs raccordés au réseau ou non autonomes (Grid Connecte Inverter).....	40
II.2.5.3. Configurations des onduleurs PV connectés au réseau.....	40
a. Onduleur central (central inverter).....	40
b. Onduleur string ou de rangée (string inveter).....	41
c. Onduleur modulaire (Module inverter).....	42
d. Onduleur Multi-string.....	42
II.2.5.4. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	43
II.2.5.4.1. Systèmes PV connectés directement au réseau.....	43
a. Structure à convertisseur unique.....	43
b. Structure avec bus à basse tension alternative.....	44
II.2.5.4.2. Système à bus continu intermédiaire.....	45
a. Structure avec convertisseur forward.....	45
b. Structure avec convertisseur de type fly-back.....	46
c. Structure avec hacheur et onduleur.....	46
II.2.5.5. Commande de l'onduleur.....	47
a. Commande MLI.....	47
b. Commande par hystérésis.....	48
II.2.6. Modélisation de l'interface réseau.....	50
II.2.6.1. Stratégie de contrôle d'onduleur.....	51
II.2.6.2. Découplage du modèle de l'onduleur.....	52
II.2.6.3. Puissance active et réactive dans le repère d q.....	53
II.2.6.4. Schéma synoptique de connexion au réseau.....	54
II.3. Conclusion.....	55

Chapitre III :

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux De Neurones Artificiels

III.1. Introduction.....	56
III.2. L'architecture des Réseaux de Neurones Artificiels.....	56
III.3. Apprentissage des réseaux de neurones	58
III.3.1. Apprentissage supervisé.....	58
III.3.2. Apprentissage non supervisé.....	59
III.3.3. Apprentissage par renforcement.....	59

III.3.4. La méthode de rétro propagation.....	59
III.4. Optimisation de puissance de système Photovoltaïque par réseau de neurones.....	60
III.5. Résultats de simulation.....	63
III.5.1. Localisation géographique du site étudié.....	63
III.5.2. Collection des données.....	65
III.5.3. Les données d'irradiation utilisées pour l'étude.....	66
a. Générateur photovoltaïque.....	67
b. Coté onduleur réseau.....	70
II.6.Conclusion.....	73

Chapitre IV :

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux NEURO-FLOUS

IV.1. Introduction.....	74
IV.2. Principe du système Neuro-Flou.....	74
IV.3. Méthodes des combinaisons neuro-floues.....	75
IV.3.1. Réseau flou neuronal.....	76
IV.3.2. Système neuronal/flou simultanément.....	76
IV.3.3. Modèles neuro-flous coopératifs.....	76
IV.3.4. Modèles neuro-flous hybrides.....	76
IV.4. Architectures neuro-floues.....	76
IV.4.1. Première architecture.....	76
IV.4.2. Deuxième architecture.....	77
IV.4.3. Troisième architecture.....	78
IV.5. Quelques types de combinaison Neuro-Floues.....	78
IV.5.1. Falcon (Fuzzy Adaptive Learning Control Network).....	79
IV.5.2. Nefclass.....	80
IV.5.3. Nefprox (Neuro Fuzzy function approximator).....	80
IV.5.4. Le Systèmes Neuro-Flou de type ANFIS.....	80
IV.5.4.1. La première couche (Fuzzification).....	82
IV.5.4.2. La deuxième couche (les règles floues).....	82
IV.5.4.3. La troisième couche(Normalisation).....	83
IV.5.4.4. La quatrième couche (conséquence).....	83
IV.5.4.5. La couche de sortie (sommation).....	83
IV.5.4.6. Apprentissage de l'ANFIS.....	83
IV.5.4.7. Les avantage de l'ANFIS.....	84
IV.6. Conception d'un contrôleur MPPT à base de réseaux neuro-flous.....	85
IV.6.1.Apprentissage du contrôleur "Entraînement d'un réseau ANFIS ".....	89
IV.7. Résultats de simulation.....	90
a. Générateur photovoltaïque.....	92
b. Coté onduleur réseau.....	95
II.8.Conclusion.....	97

Chapitre V :

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par mode glissant-floue

V.1. Introduction.....	99
V.2. La commande par mode glissant.....	100
V.2.1. Choix de la surface de glissement.....	101
V.2.2. Conditions d'existence et de convergence du régime glissant.....	101
V.2.2.1. Approche directe (La fonction discrète de commutation).....	102
V.2.2.2. Approche de Lyapunov.....	102
V.2.3. Calcul de la loi de commande.....	102
V.2.3.1. Commande équivalente.....	103
V.2.3.2. Commande discontinue.....	103
V.4. Commande MPPT par mode glissant-floue.....	104
V.4.1. Conditions de convergence et d'existence.....	106
V.4.2. Le phénomène de Chattering.....	107
V.4.3. Solutions pour atténuer le phénomène de Chattering.....	107
V.5. Résultats de simulation.....	110
a. Générateur photovoltaïque.....	111
b. Coté onduleur réseau.....	114
II.6. Conclusion.....	117

Chapitre VI :

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par P&O-PI optimisée par la Technique PSO

VI.1. Introduction.....	118
VI.2. Optimisation par Essaim de Particules (PSO).....	119
VI.3. Principe de l'Algorithme PSO.....	120
VI.4. Formulation Mathématique de l'Algorithme PSO.....	120
VI.5. Réglage du contrôleur PI en Utilisant la Méthode PSO pour la Commande MPPT....	123
VI.6. Résultats de Simulation.....	126
a. Générateur photovoltaïque.....	129
b. Coté onduleur réseau.....	132
II.7. Conclusion.....	135
Conclusion générale et Perspectives	137
Références	

Liste des figures

Chapitre I Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque		
Figure I.1	Production d'électricité par habitant en 2012 (Source : Observ'ER, 2013)	06
Figure I.2	Structure de la production d'électricité dans le monde -2012 (Source: Observ'ER, 2013)	06
Figure I.3	Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en2012 (Source : Observ'ER, 2013)	07
Figure I.4	Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015	09
Figure I.5	Capacité et ajouts solaires photovoltaïques des 10 premiers pays, 2015	10
Figure I.6	Structure du parc de la production nationale en MW	12
Figure I.7	Pénétration des Énergies renouvelables dans la production nationale en TWh	12
Figure I.8	Potentiel solaire en Algérie	13
Figure I.9	Durée moyenne d'ensoleillement en Algérie	14
Figure I.10	Zones climatiques de l'Algérie	14
Figure I.11	Systèmes photovoltaïques autonomes	15
Figure I.12	Systèmes photovoltaïques autonomes à l'URAER	16
Figure I.13	Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique	17
Figure I.14	Systèmes photovoltaïques connecté au réseau à l'URAER	18
Figure I.15	Injection de la totalité de la production	19
Figure I.16	Injection du surplus de production	19
Figure I.17	Classification des systèmes photovoltaïques	20
Figure I.18	Suiveur solaire	21
Figure I.19	Le suiveur du soleil DEGER tracker 3000 NT installé à l'URAER	22
Figure I.20	Diagramme de rendement d'un jour d'été ensoleillé	23
Chapitre II Modélisation et commande du système photovoltaïque connecté au réseau		
Figure II.1	Schéma équivalent de cellule PV	26
Figure II.2	Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V d'un module photovoltaïque (60 W)	27
Figure II. 3	Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V d'un champ photovoltaïque (6 kW)	27
Figure II.4	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V	28
Figure II.5	Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost	29
Figure II.6	Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck	29
Figure II.7	Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck -boost	30
Figure II.8	Diagramme en circuit d'un système photovoltaïque (PV-boost-MPPT)	31

Figure II.9	Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur PV	32
Figure II.10	Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O)	33
Figure II.11	Trajectoire par Incrémentation de Conductance	35
Figure II.12	Organigramme de la méthode MPPT par Incrémentation de Conductance	35
Figure II.13	Boucle d'asservissement de la tension du bus DC	37
Figure II.14	Structure d'un onduleur triphasé relié au réseau	38
Figure II.15	Caractéristique du Tension simple délivré par une phase à la sortie de l'onduleur	39
Figure II.16	Les onduleurs raccordés au réseau	40
Figure II.17	Configuration centrale	41
Figure II.18	Configuration string ou de rangée	41
Figure II.19	Configuration Multi-string	42
Figure II.20	Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur	44
Figure II.21	Bus à basse tension alternative	45
Figure II.22	Convertisseur de type forward alimentant le bus continu	45
Figure II.23	Structure avec convertisseur de type fly-back	46
Figure II.24	Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé	47
Figure II.25	Schéma du circuit monophasé d'un onduleur de tension	47
Figure II.26	Signal de porteuse et les signaux de référence	48
Figure II.27	Principe de contrôle du courant par hystérésis	49
Figure II.28	Configuration des onduleurs photovoltaïques	50
Figure II.29	Schéma simplifié de la liaison au réseau	51
Figure II.30	La structure de contrôle de courant	53
Figure II.31	Diagramme Schématique d'un (PLL)	54
Figure II.32	Schéma de la commande entre l'onduleur et le réseau	55

Chapitre III Command MPPT d'un système photovoltaïque Par Réseau De Neurone Artificielle

Figure III.1	Neurone biologique	57
Figure III.2	Structure d'un neurone artificiel	57
Figure III.3	Schéma synoptique du procédé d'apprentissage	58
Figure III.4	Schéma bloc de l'apprentissage supervisé d'un réseau de neurone	59
Figure III.5	Schéma bloc de l'apprentissage non supervisé d'un réseau de neurone	59
Figure III.6	Structure globale de l'optimisation par réseau de neurone	61
Figure III.7	Modèle du neurone choisi	62
Figure III.8	Schéma Bloc du réseau de neurone artificiel dans SIMULINK	63
Figure III.9	Location géographique de la wilaya de Ghardaïa	64
Figure III.10	Photo de la station météorologique	65
Figure III.11	Profile de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m ²)	67
Figure III.12	Caractéristiques des courants du générateur photovoltaïque	68
Figure III.13	Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque	68

Figure III.14	Caractéristiques des puissances du générateur photovoltaïque	68
Figure III.15	Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))	69
Figure III.16	Tension de bus continu avec le régulateur PI	70
Figure III.17	Courant mesuré et sa référence de la phase (a)	71
Figure III.18	Caractéristiques des Courants triphasé injectées au réseau	71
Figure III.19	Caractéristiques des tensions triphasées du réseau	72
Figure III.20	Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau	72
Chapitre IV Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux NEURO-FLOUS		
Figure IV.1	Principe du système Neuro-Flou	75
Figure IV.2	Première architecture Neuro-floue	77
Figure IV.3	Deuxième architecture des réseaux neuro-flou réalisation en série	77
Figure IV.4	Réseau de neurones fonctionnant en aval d'un système flou	78
Figure IV.5	Différents types des systèmes neuro-flous	79
Figure IV.6	Architecture de FALCON	79
Figure IV.7	L'architecture de NEFCON	80
Figure IV.8	Architecture équivalente d'ANFIS pour deux règles	81
Figure IV.9	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec une commande MPPT par réseau neuro-flou	85
Figure IV.10	L'algorithme de la commande MPPT par réseau neuro-flou	86
Figure IV.11	Illustration du principe du l'ANSIF pour la poursuite du point à puissance maximale	87
Figure IV.12	Architecture du modèle ANFIS proposé	87
Figure IV.13	Les fonctions d'appartenance des variables d'entrées(E,dE) et de sortie (D)	88
Figure IV.14	Structure neuronale du modèle proposé sous Matlab	89
Figure IV.15	Profil de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m ²)	91
Figure IV.16	Caractéristique des tensions du générateur photovoltaïque	92
Figure IV.17	Caractéristique des courants du générateur photovoltaïque	92
Figure IV.18	Caractéristique des puissances du générateur photovoltaïque	93
Figure IV.19	Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))	93
Figure IV.20	Tension de bus continu avec le régulateur PI	95
Figure IV.21	Courant mesuré et sa référence de la phase (a)	95
Figure IV.22	Caractéristiques des Courants triphasé injectées au réseau	96
Figure IV.23	Caractéristiques des tensions triphasées du réseau	96
Figure IV.24	Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau	97
Chapitre V Commande MPPT d'un système photovoltaïque par mode glissant-floue		

Figure V.1	Convergence du système glissant	101
Figure V.2	Représentation de la commande discontinue	104
Figure V.3	Principe de la commande par mode glissant avec commande équivalente	104
Figure V.4	Configuration du contrôleur du système solaire	107
Figure V.5	Structure du contrôleur MPPT par mode glissant-floue flou utilisé	108
Figure V.6	Répartition des fonctions d'appartenances pour l'entrée S	109
Figure V.7	Répartition des fonctions d'appartenances pour sortie Ufloue	109
Figure V.8	Profil de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m ²)	111
Figure V.9	Caractéristiques des courants du générateur photovoltaïque	111
Figure V.10	Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque	112
Figure V.11	Caractéristiques des puissances du générateur photovoltaïque	112
Figure V.12	Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))	112
Figure V.13	Tension de bus continu avec le régulateur PI	114
Figure V.14	Courant mesuré et sa référence de la phase (a)	115
Figure V.15	Caractéristiques des Courants triphasé injectées au réseau	115
Figure V.16	Caractéristiques des tensions triphasées du réseau	116
Figure V.17	Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau	116
Commande MPPT d'un système photovoltaïque par P&O-PI optimisée par la Technique PSO		
Figure VI.1	Déplacement d'une particule	120
Figure VI.2	Schéma vectorielle du déplacement d'une particule	122
Figure VI.3	Organigramme général de la méthode PSO	123
Figure VI.4	Schéma bloc global d'implantation de l'algorithme PSO pour l'ajustement des gains K _p et K _i du régulateur PI dans la commande PSO MPPT d'un system photovoltaïque	125
Figure VI.5	Organigramme de l'algorithme PSO pour l'ajustement des gains K _p et K _i du régulateur PI dans le système complet	126
Figure VI.6	Les variations de la fonction objective	128
Figure VI.7	Les variations des gains optimaux <i>K_{p1}, K_{i1}, K_{p2} et K_{i2}</i>	128
Figure VI.8	Profil de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m ²)	129
Figure VI.9	Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque	130
Figure VI.10	Caractéristique des courants du générateur photovoltaïque	130
Figure VI.11	Caractéristique des puissances du générateur photovoltaïque	130
Figure VI.12	Gain de production (Tracker /fixe incliné (32°))	131
Figure VI.13	Tension de bus continu avec le régulateur PI	133
Figure VI.14	Courant mesuré et sa référence de la phase (a).	133
Figure VI.15	Caractéristiques des Courants triphasé injectées au réseau	134
Figure VI.16	Caractéristiques des tensions triphasées du réseau	134
Figure VI.17	Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau	135

Liste des tableaux

Chapitre I Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque

Tableau I.1	La production d'énergie solaire en TWh pour l'année 2012 dans les principaux pays producteurs d'électricité	7
Tableau I.2	Investissements annuels/ajouts nets de capacité/production de biocarburants en 2015	9
Tableau I.3	Les centrales d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Algérie 2015-2016	11
Tableau I.4	Potentiel solaire en Algérie	13

Chapitre II Modélisation et commande du système photovoltaïque connecté au réseau

Tableau II.1	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque MSX 60	27
Tableau II.2	Classification des convertisseurs statiques	31
Tableau II.3	Caractéristiques majeures des commandes MPPT	36
Tableau II.4	Récapitulation des caractéristiques des différentes technologies	43

Chapitre III Commande MPPT d'un système photovoltaïque Par Réseau De Neurone Artificielle

Tableau III.1	Le tableau d'apprentissage de RNA	63
Tableau III.1	Paramètres du système à simuler	66
Tableau III.2	Jours types de l'analyse de Liu et al	66

Chapitre IV Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux NEURO-FLOUS

Tableau IV.1	Comparaison entre la logique floue et les réseaux de neurones	75
Tableau IV.2	Tableau récapitulatif de tous les modèles neuro-flous	84
Tableau IV.3	Tableau des règles générées par ANFIS	88

Chapitre V Commande MPPT d'un système photovoltaïque par mode glissant-floue

Tableau V.1	Vérification des conditions de convergence	107
--------------------	--	-----

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par P&O-PI optimisée par la Technique PSO

Tableau VI.1	Paramètres de l'algorithme PSO	127
---------------------	--------------------------------	-----

Introduction générale

Les besoins énergétique mondiaux en accroissement constant, le caractère polluant et l'épuisement à terme des énergies fossiles, ont poussé l'humanité à explorer de nouvelles technologies pour la production d'énergie électrique à l'aide de sources propres et renouvelables, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, etc. [1].

Vue sa localisation géographique, l'Algérie comporte un gisement solaire exceptionnel, grâce à sa grande superficie qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh / m^2 /an au Nord et 2263 kWh/ m^2 /an au sud du pays [2]. Ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées, surtout dans les applications de pompage photovoltaïque et d'alimentation d'électrovanne des puits de forage ...[3].

Les énergies renouvelables sont au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie qui a mis en place un programme très ambitieux de développement des énergies renouvelables. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Ce programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW pour le marché national, dont 12 000 MW seront destinés à la consommation intérieure et le reste pour l'exportation. Le programme est axé sur le développement et l'expansion de l'utilisation des ressources renouvelables, comme l'énergie solaire (photovoltaïque/ thermique), le vent, la biomasse, la géothermie et l'hydroélectricité, afin de diversifier les sources d'énergie et promouvoir le développement durable du pays [4-7].

Les systèmes photovoltaïques présentent des caractéristiques fortement non linéaires, leur production d'énergie dépend des conditions climatiques qui sont hautement aléatoires. Tout cela rend la conception d'un système photovoltaïque optimisé difficile.

Le développement des techniques performantes devient indispensable pour palier à ce problème.

L'utilisation des techniques intelligentes connaît un grand essor actuellement dans les systèmes complexes et mal définis, que ce soit pour la modélisation, l'optimisation,

l'identification ou la commande des systèmes; ceci grâce à leur adaptabilité face aux changements des paramètres des systèmes, et leur robustesse envers les perturbations et les erreurs de modélisation. Ceci les rend très adaptées pour être des solutions viables et performantes pour le problème de l'optimisation des systèmes photovoltaïques [8-9].

On distingue deux grands types d'applications susceptibles d'être alimentées par l'énergie photovoltaïque, à savoir : les systèmes de production autonomes pour l'alimentation des sites ou des équipements isolés et non raccordés au réseau électrique, les systèmes de production injectés au réseau de distribution de l'électricité.

Dans la présente thèse, nous étudions l'effet des données météorologiques sur la productivité d'un système photovoltaïque raccordé au réseau photovoltaïque et nous essayons d'apporter une contribution à la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) des systèmes sous différentes conditions climatiques du site (Ghardaia) utilisant les commandes intelligentes suivantes : la commande par les réseaux de neurones, la commande neuro-floue, la commande par mode glissant-floue et la commande P&O-PI optimisée par la technique PSO. Nous montrons ainsi l'avantage de l'utilisation des commandes intelligentes dans ces systèmes. L'objectif principal de ces commandes est d'extraire, pour des conditions atmosphériques données, la puissance maximale possible des modules photovoltaïques.

Augmenter le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique des installations pour en réduire les coûts, tel est le principal objectif de la recherche actuelle dans le domaine du solaire photovoltaïque. Le taux d'ensoleillement local, l'inclinaison des modules, l'ombrage, le vieillissement, le choix des matériaux semi-conducteurs (silicium ou autre), la combinaison de plusieurs technologies (hétérojonction), l'introduction des nanotechnologies... sont autant d'axes de recherches explorés. Si certains cherchent avant tout à améliorer le rendement des cellules solaires, d'autres cherchent à optimiser à tous les niveaux le captage de l'énergie lumineuse et sa conversion. Cette voie a abouti au développement du solaire photovoltaïque avec poursuite solaire afin d'élever la densité du flux énergétique et par conséquent la quantité d'électricité produite [10].

Le système possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximale [1] [11].

A cet effet, ce travail concerne aussi l'optimisation d'un système photovoltaïque injecté au réseau et obtenu par un système de poursuite du soleil à deux axes. On montrera l'importance de son utilisation en termes de puissance générée qui apporte un gain en énergie intéressant de l'ordre de 30% par rapport à un plan fixe, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées.

Pour ce faire, on a envisagé de poursuivre notre thèse selon le plan suivant :

Dans le premier chapitre, nous présentons un aperçu général sur l'énergie photovoltaïque. Nous allons exposer entre autre l'état de l'art et la situation énergétique actuelle concernant la production mondiale d'électricité et celle d'origine renouvelable et dans le cas particulier celle de l'Algérie. Ensuite, nous allons présenter une vue générale sur le gisement solaire en Algérie. Enfin, nous allons évoquer brièvement les deux grandes familles des systèmes solaires photovoltaïques, à savoir les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau et les systèmes avec poursuite solaire.

Dans le second chapitre, nous allons présenter une modélisation mathématique des différents éléments de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau. Par ailleurs, la modélisation du module et le champ photovoltaïque sera décrite brièvement et les différentes caractéristiques de ces derniers seront revues en détail. Ensuite, nous présentons les deux grandes familles des systèmes solaires photovoltaïques où les composantes de chaque type d'installation seront décrites. Dans ce chapitre, nous présenterons aussi une étude préliminaire de quelques types des convertisseurs DC/DC, comme le hacheur dévolteur, le hacheur survolteur et le hacheur mixte (dévolteur-survolteur) et les convertisseurs DC-AC, leurs principes et les différents types existants. Ainsi, nous détaillerons quelques méthodes classiques pour la recherche du point de puissance maximale (MPPT), comme l'algorithme d'incrément de l'inductance et la méthode de perturbation et d'observation. La dernière partie sera consacrée à la modélisation du système complet dans le repère (abc) ainsi que dans le repère (d, q) et à la commande du bus continu et des courants côté alternatif en utilisant des régulateurs de type PI. Le système sera simulé dans l'environnement Matlab/SIMULINK.

Dans le troisième chapitre, Nous allons fournir des rappels sur les réseaux de neurone : le modèle mathématique d'un neurone, l'architecture d'un RNA, et le processus d'apprentissage des RNA. Nous allons ensuite essayer d'apporter une contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques connectées au réseau (fixe et avec poursuite solaire) par des

techniques intelligentes. Pour l'optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque, un MPPT à base des réseaux de neurones sera étudié. Enfin, les résultats obtenus seront présentés et discutés. Les principaux résultats de simulation sont exposés à la fin du chapitre.

Dans le quatrième chapitre, nous présenterons la théorie de base du neuro-flou et son application pour optimiser les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (fixe et avec poursuite solaire). Nous donnerons un aperçu général et suffisamment clair sur les systèmes neuro-flou ainsi qu'une étude détaillée de l'architecture et le fonctionnement du ANFIS. Nous exposerons les concepts de base et l'application du neuro flou liés aux problèmes de commande MPPT pour suivre le point de puissance maximale du contrôleur du GPV, afin d'améliorer l'efficacité de conversion d'énergie. Enfin les résultats obtenus seront présentés et discutés.

Le cinquième chapitre, est consacré à la commande du système PV injecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire) par la technique mode glissant floue. Nous exposerons d'abord la théorie et les concepts de base du mode glissant ensuite la structure de commande proposée, par mode glissant associée à la technique de logique permettant d'optimiser et d'améliorer les performances de la chaîne de conversion photovoltaïque. Enfin les résultats obtenus seront présentés et discutés.

Dans le sixième chapitre, nous allons présenter, brièvement, la technique d'essaim de particules (PSO), fondée sur la notion de coopération entre les particules qui peuvent être vues comme des « animaux » aux capacités assez limitées (peu de mémoire et de facultés de raisonnement). L'échange d'information entre eux fait que, globalement, ils arrivent néanmoins à résoudre des problèmes difficiles. Nous allons proposer une approche pour l'amélioration et l'optimisation des performances d'un système photovoltaïque (fixe et avec poursuite solaire), en ajoutant une boucle de régulation PI dans le circuit de commande MPPT par Perturbation et Observation (P&O-PI), pour extraire le maximum de la puissance d'un panneau PV photovoltaïque. La technique PSO a été introduite, dans le but d'optimiser les gains du régulateur PI, afin d'avoir une commande robuste pour l'optimisation du système PV injecté au réseau.

Enfin, une conclusion générale résumant le travail sera faite, suivie de quelques perspectives envisagées dans nos futurs travaux.

Chapitre I

Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque

I.1. Introduction

La production d'énergie électrique est faite principalement à partir d'énergies fossiles et de combustible d'origine nucléaire. La consommation excessive de ces énergies durant le 20^{ème} siècle due à croissance de la demande mondiale en énergie, a conduit à une pollution aggravée de l'atmosphère. Etant donné que cette forme d'énergie recouvre la plus grande partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de rechercher d'autres solutions pour prendre la relève. La contrainte est donc d'avoir une source d'énergie économique, durable et peu polluante, car la protection de l'environnement est devenue aussi un point très important. Beaucoup de recherches ont été menées dans le domaine des énergies renouvelables, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire [12].

Ce chapitre commence par présenter brièvement quelques statistiques sur la production et la croissance mondiale de l'énergie électrique ainsi que la croissance des différentes installations des centrales photovoltaïques qu'elles soient raccordées aux réseaux ou sur sites isolés. Ensuite, Nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire qui constitue le sujet de nos recherches. Nous détaillons aussi les étapes importantes d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables en Algérie. A la fin du chapitre, nous présentons les différents types des systèmes photovoltaïques : autonome, connecté au réseau et les suiveurs solaires.

I.2. Production d'électricité dans le monde

L'énergie électrique représente un facteur important pour le développement économique dans tous les pays du monde. En effet, son importance est liée au progrès technologique dans l'industrialisation et dans le confort de la vie moderne. La production d'électricité par nombre d'habitants permet donc d'avoir une idée claire concernant les écarts de développement entre les différentes régions du monde.

Cependant, en 2012, l'Amérique du Nord est la région où on produit le plus d'électricité (14167 KWh/hab/an.), ce qui représente approximativement le double de la production de l'Europe de l'Ouest (6646 KWh/hab/an.), plus que trois fois que l'Europe centrale (4411 KWh/hab/an), plus que quatre fois qu'en Asie de l'Est et du Sud-Est (3400 KWh/hab/an), encore plus de huit fois plus qu'en Afrique du Nord (1771 KWh/hab/an) et de l'ordre de trente fois qu'en Afrique subsaharienne (490 kWh/hab/an) [13].

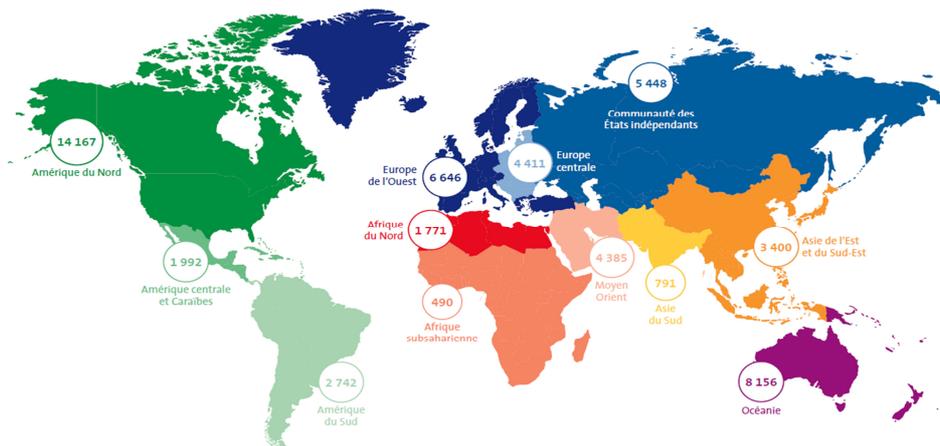


Figure I.1. Production d'électricité par habitant en 2012 [13].

I.3. La production d'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité renouvelable a atteint 20,8% de la production d'électricité mondiale en 2012 (4699,2 TWh). Les combustibles fossiles restent les plus utilisés pour la production de l'électricité mondiale (68,1%) comme le montre la figure I.2.

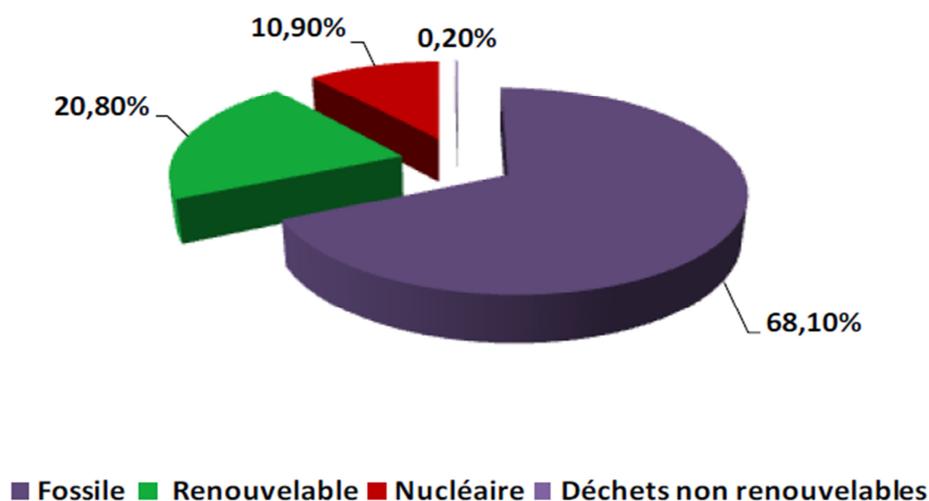


Figure I.2. Structure de la production d'électricité dans le monde -2012 [13]

Au niveau mondial, l'électricité renouvelable provient de six sources distinctes : l'hydroélectricité (centrale de pompage –turbinage) qui contribuent de 78% en 2012, l'énergie éolienne (11,4%), la biomasse (6,9%), le solaire (2,2%) qui regroupe les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques, la géothermie (1,5%) et les énergies marines (0,01%), (Voir figure I.3)

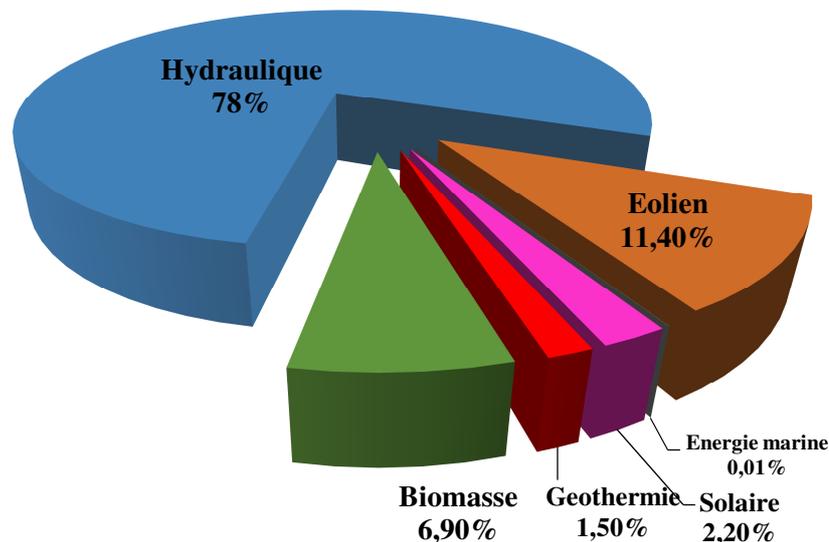


Figure I.3. Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en 2012 [13]

Le tableau I.1 montre la production d'énergie solaire en TWh pour l'année 2012 dans les principaux pays producteurs d'électricité.

Pays	Production (TWh)	Part production mondiale
Allemagne	28	26,8%
Italie	18,9	18%
Etats-Unis	15	14,3%
Espagne	11,9	11,4%
Japon	7,2	6,9%
Chine	5,2	5%
France	4,1	3,9%
République Tchèque	2,2	2,1%
Belgique	1,7	1,6%
Australie	1,5	1,4%
Reste du monde	9	8,6%
Monde	104,5	100%

Tableau I.1. La production d'énergie solaire en TWh pour l'année 2012 dans les principaux pays producteurs d'électricité.

I.4. Les cinq premiers pays

L'année 2015 a été exceptionnelle pour les installations des énergies renouvelables. L'augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable a été sans précédent, avec 147 gigawatts (GW) estimés. La capacité de chauffage basée sur les énergies vertes modernes a poursuivi sa progression, et l'utilisation des énergies renouvelables s'est élargie dans le secteur du transport. Les énergies vertes décentralisées gagnent rapidement du terrain, et réduisent le fossé existant entre les populations qui disposent de l'énergie et celles qui en sont privées.

Ces résultats sont le fruit de plusieurs facteurs; il y a tout d'abord le fait que les énergies renouvelables sont maintenant compétitives, du point de vue des coûts, par rapport aux combustibles fossiles sur de nombreux marchés.

Il y a également le leadership des gouvernements qui continuent d'orienter efficacement la croissance des énergies vertes, en particulier celle de l'énergie éolienne et solaire, dans le secteur électrique. Début 2016, 173 pays étaient dotés d'objectifs en matière d'énergie renouvelable, et 146 pays, de politiques d'appui. Les municipalités, les communautés locales et les entreprises mènent le mouvement en pleine expansion " 100 % d'énergie renouvelable ", et contribuent ainsi fortement à l'avancée de la transition énergétique mondiale.

Les autres facteurs de croissance incluent l'amélioration de l'accès aux financements ; l'attention portée à la sécurité énergétique et aux solutions environnementales ; et la demande croissante en services énergétiques modernes dans les économies en développement et émergentes.

L'année 2015 a été exceptionnelle, non seulement pour les nouvelles installations mais également pour les investissements. Ces derniers ont atteint, à l'échelle mondiale, 286 milliards de dollars des États-Unis pour l'électricité verte et les combustibles renouvelables. Leur total s'accroît nettement si l'on inclut l'hydroélectricité de forte puissance (supérieure à 50 MW), le chauffage et le refroidissement. Les économies en développement ont pour la première fois davantage investi dans les énergies vertes que les pays développés, la Chine représentant plus d'un tiers du montant total.

La croissance des investissements a facilité les avancées technologiques, la réduction des coûts et la création d'emplois. Le secteur des énergies renouvelables emploie aujourd'hui 8,1

millions de personnes - ce qui signale une progression constante, et contraste fortement avec les marchés de l'emploi moroses du secteur énergétique compris au sens large.

Le Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016, publié par REN21 [14], présente les avancées et dynamiques de l'année 2015, ainsi que les tendances observées depuis le début de 2016. Ses résultats excluent les mesures accélérées qui ont été prises dans le sillage de l'Accord de Paris sur le climat, adopté en décembre, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

	1	2	3	4	5
Investissements dans l'électricité et les carburants renouvelables (hors hydroélectricité d'une capacité supérieure à 50 MW)	Chine	États-Unis	japon	Royaume-Uni	inde
Investissements dans l'électricité et carburants renouvelable par rapport au PIB	Mauritanie	Honduras	Uruguay	Maroc	Jamaïque
Capacité de production géothermique	Turquie	États-Unis	Mexique	Kenya	Allemagne / Japon
Capacité de production hydraulique	Chine	Brésil	Turquie	Inde	Vietnam
Capacité de production photovoltaïque	Chine	Japon	États-Unis	Royaume-Uni	Inde
Capacité de production thermodynamique	Maroc	Afrique du sud	États-Unis	-	-
Capacité de production électrique éolienne	Chine	États-Unis	Allemagne	Brésil	Inde
Capacité de production solaire thermique	Chine	Turquie	Brésil	Inde	États-Unis
Production de biodiésel	États-Unis	Brésil	Allemagne	Argentine	France
Production d'éthanol carburant	États-Unis	Brésil	Chine	Canada	Thaïlande

Tableau I.2. Investissements annuels/ajouts nets de capacité/production de biocarburants en 2015

Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015

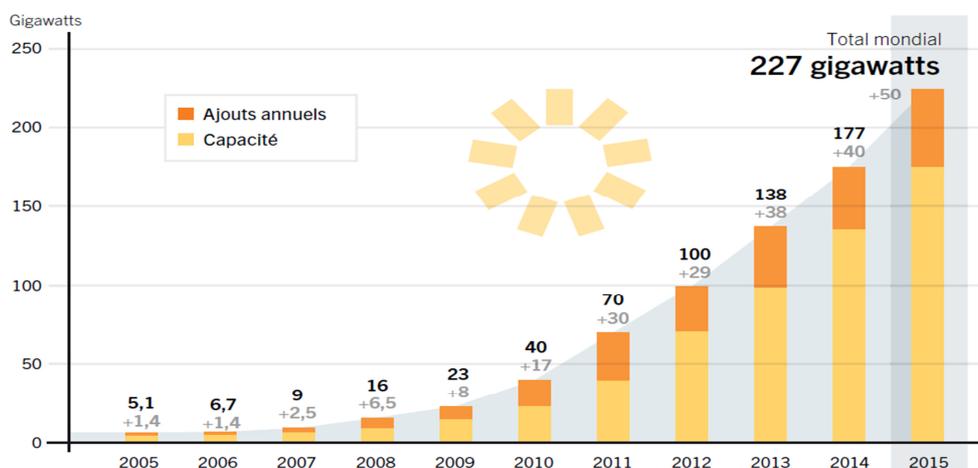


Figure I.4. Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015

La capacité et ajouts solaires photovoltaïques des 10 premiers pays, 2015 est représenté dans la figure suivant :

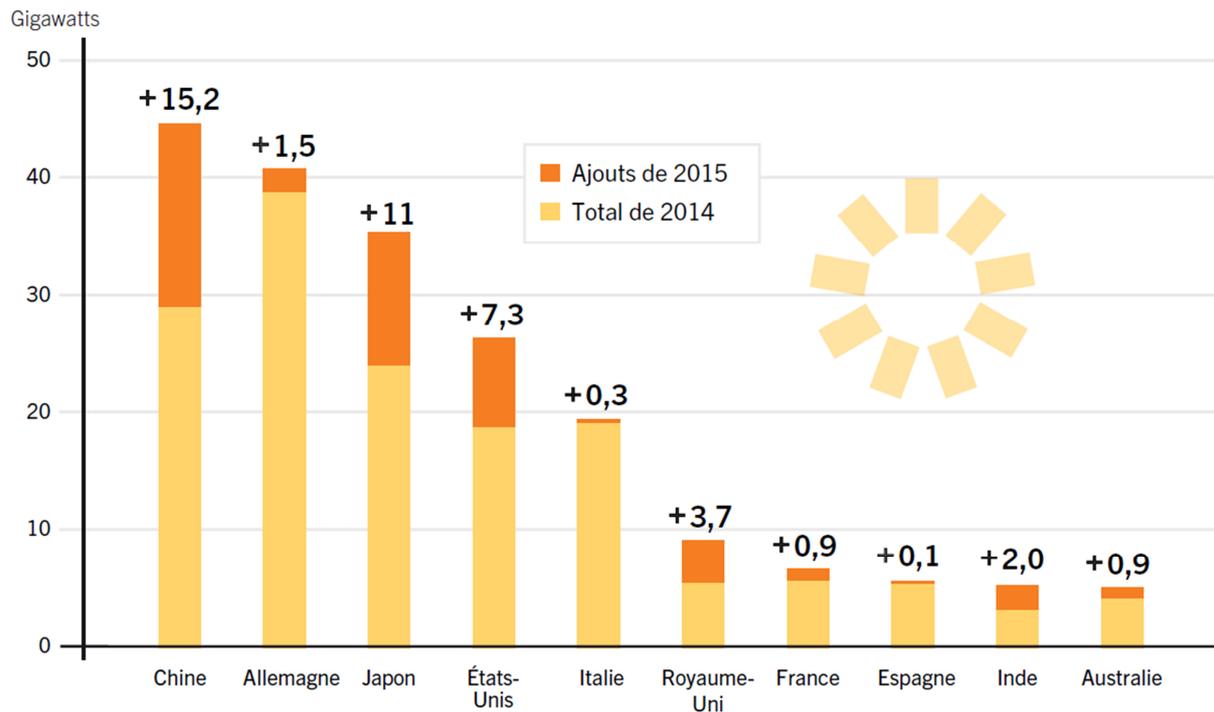


Figure I.5. Capacité et ajouts solaires photovoltaïques des 10 premiers pays, 2015

I.5. Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie

L'Algérie joue un rôle clé dans les marchés mondiaux de l'énergie en tant que producteur et exportateur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié. Le mix énergétique de l'Algérie en 2010 a été presque exclusivement basé sur les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel (93%). Cependant, le pays a un énorme potentiel d'énergie renouvelable, principalement solaire, dont le gouvernement est (ou devrait) en essayant de l'exploiter en lançant un programme d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique ambitieux.

Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, dont 12 000 MW seront destinés à la consommation interne et le reste pour l'exportation. Le programme est axé sur le développement et l'expansion de l'utilisation des ressources renouvelables, comme l'énergie solaire, le vent, la biomasse, la géothermie et l'hydroélectricité, afin de diversifier les sources d'énergie et promouvoir le développement durable du pays [15-18].

Les projets des énergies renouvelables pour la production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois phases :

- ✓ Phase 2011-2013 : pour tester les différentes filières d'énergies renouvelables
Comme exemples de projets pilotes, on peut citer la station photovoltaïque de 1MWc à Oued N'chou, 10km au nord de la commune de Ghardaïa, réalisée sur une superficie de 10 hectares, pour un coût global de près de 900 millions de DA, cette mini-centrale est composée de 6000 modules photovoltaïques de différentes technologies ainsi que la station de 10 MW à Adrar, composée de 12 éoliennes.
- ✓ Phase 2014-2015 : déploiement du programme électricité renouvelable et la construction des équipements.
Une puissance totale de près de 650 MW serait installée ;
- ✓ Phase 2016-2020 : déploiement à grande échelle.

Environ 60 centrales solaires photovoltaïques, en se concentrant sur les centrales solaires, parcs éoliens ainsi que des centrales électriques hybrides qui doivent être construites au cours des dix prochaines années.

Capacités des centrales entrées en service en 2015	Capacités des centrales entrées en service en 2016	Capacités des centrales à mettre en service avant fin 2016
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Djanet (illizi) 3 MW ▶ Adrar (Adrar) 20 MW ▶ Kaberten (Adrar) 3 MW ▶ Tamanrasset (Tamanrasset) 13 MW ▶ Tindouf (Tindouf) 9 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Aoulef (Adrar) 5 MW ▶ Z.Kounta (Adrar) 6 MW ▶ Timimoune (Adrar) 9 MW ▶ Reggane (Adrar) 5 MW ▶ In Salah (Tamanrasset) 5 MW ▶ Ain Albel (Djelfa) 20 MW ▶ Telagh (Sidi-Bel-Abbes) 12 MW ▶ Sedrate Leghzel (Naama) 20 MW ▶ Ain Skhoua (Saïda) 30 MW ▶ El Khnag (Laghout) 20 MW ▶ Oued El Kebrit (Souk Ahras) 15 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Aïn Al Bel (Djelfa) 33 MW ▶ Laghouat 40 MW ▶ Oued El Ma (Batna) 2 MW ▶ Labiodh Sidi Chikh (El Bayadh) 23 MW ▶ Aïn El Melh (M'sila) 20 MW ▶ El Hedjira (Ouargla) 30 MW
TOTAL— 48 MW	TOTAL— 147 MW	TOTAL— 148 MW
		TOTAL GENERAL: 343 MW

Tableau I.3. Les centrales d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Algérie 2015-2016.

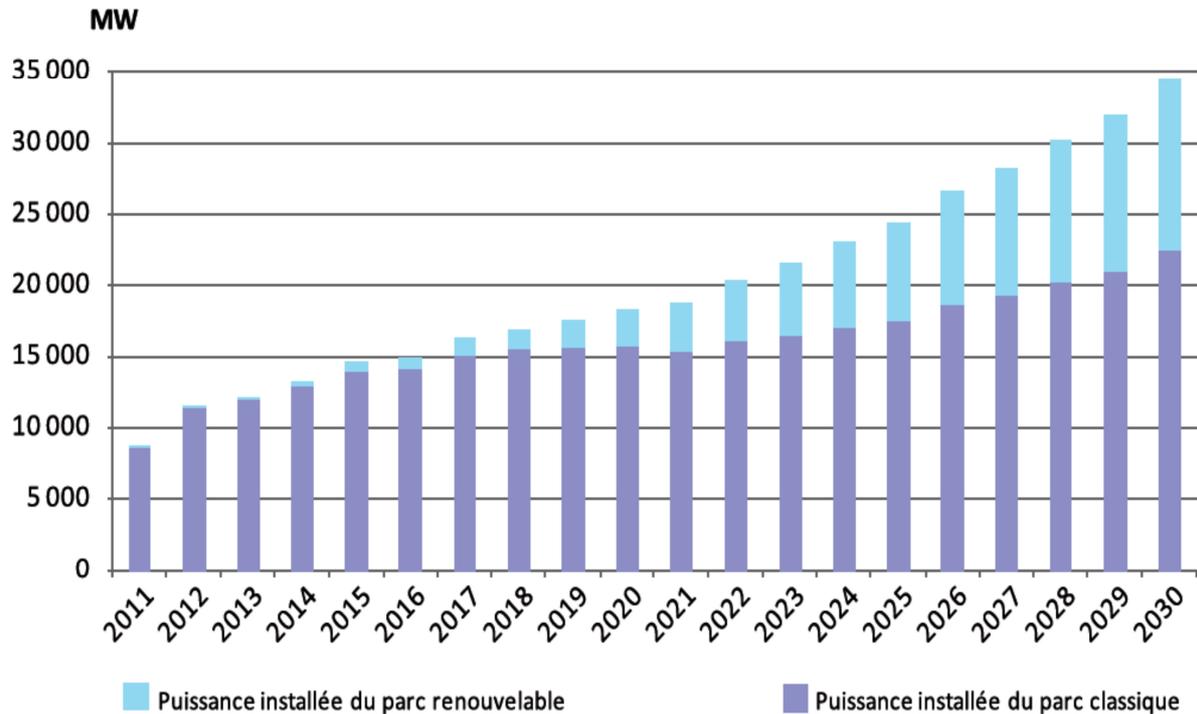


Figure I.6. Structure du parc de la production nationale en MW [4]

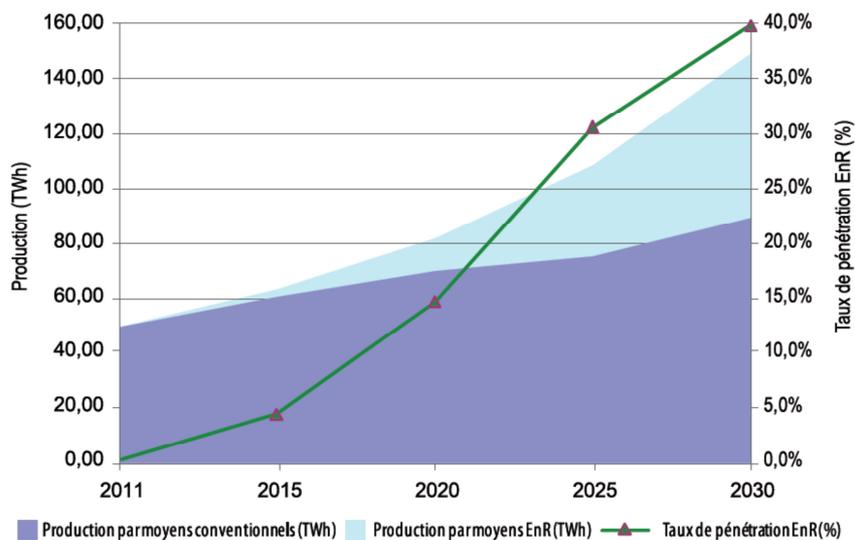


Figure I.7. Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [4]

Des projets pilotes pour la construction de deux centrales solaires avec une capacité totale de stockage d'environ 150 MW chacune, ces derniers seront lancés au cours de la période 2011-2013. Ceux-ci seront en plus du projet de la centrale hybride de Hassi R'Mel avec une capacité de puissance totale de 150 MW, dont 25 MW dans le solaire. Quatre centrales thermiques solaires d'une capacité totale d'environ 1200 MW doivent être construites au cours de la période 2016-2020.

La Centrale électrique mixte de Hassi R'Mel est l'une des premières centrales hybrides au monde. L'usine combine un creux parabolique de 25 MW concentrant un réseau d'énergie solaire et couvrant une superficie de plus de 180.000 m², en conjonction avec une centrale à cycle combiné à turbine à gaz de 130 MW, afin de réduire les émissions de carbone par rapport à une centrale électrique traditionnelle. La turbine à gaz et le cycle de vapeur sont tirés par le gaz naturel, avec la turbine à vapeur recevant la vapeur solaire supplémentaire produite au cours de la journée. L'usine a commencé la production d'électricité en Juin 2011.

I.5.1. Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m2/an)	1700	1900	2650

Tableau I.4. Potentiel solaire en Algérie

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

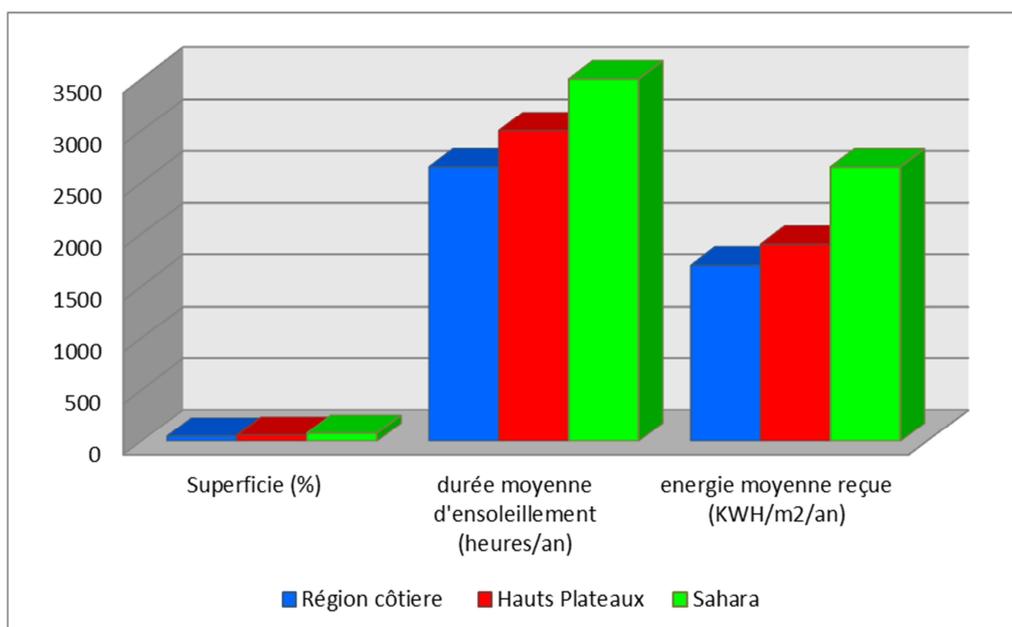


Figure I.8. Potentiel solaire en Algérie

La [figure I.9](#) représente la durée moyenne d'ensoleillement en Algérie.

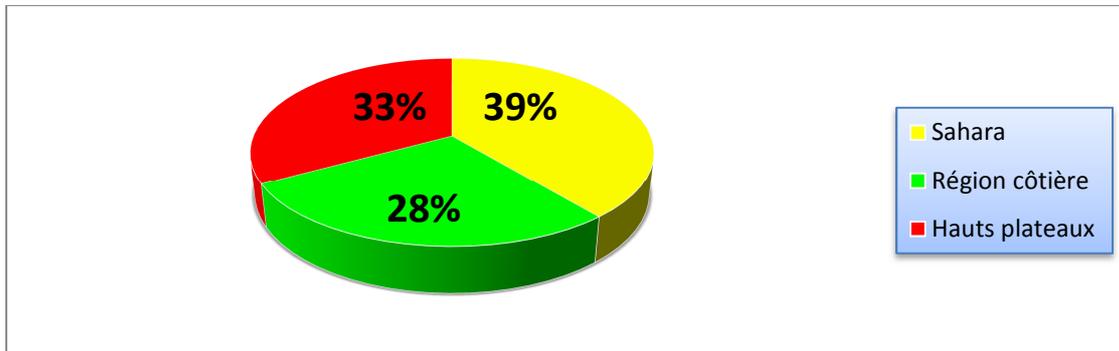


Figure I.9. Durée moyenne d'ensoleillement en Algérie

L'Algérie peut être divisée en huit (08) zones climatiques [15] qui ont approximativement un ensoleillement homogène comme indiqué par la [figure I.10](#).

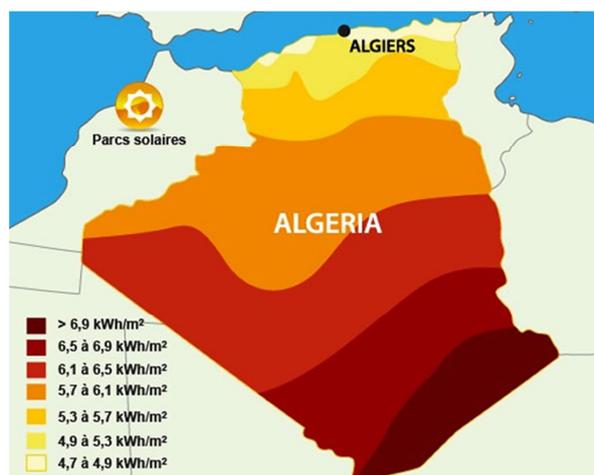


Figure I.10. Zones climatiques de l'Algérie [15]

Les systèmes solaires photovoltaïques sont classés en [16-17]:

- Systèmes photovoltaïques autonomes (également appelés systèmes hors réseau ou isolée)
- Systèmes photovoltaïques connecté au réseau
- Les systèmes hybrides

I.6. Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes autonomes ne sont pas connectés à des lignes électriques utilitaires et ceux-ci sont des auto-systèmes suffisants. Ces systèmes pourraient être utilisés soit pour charger les batteries qui servent en tant que dispositif de stockage d'énergie ou pourraient travailler directement la nuit en utilisant l'énergie solaire disponible. Ces systèmes sont les suivants :

- Les panneaux solaires montés sur le toit ou dans des espaces ouverts. Les modules photovoltaïques produisent l'énergie électrique à courant continu(DC).
- Les batteries pour stocker l'énergie continue générée par les panneaux solaires.
- Le contrôleur de charge pour éviter la surcharge de la batterie.
- L'onduleur pour convertir l'électricité produite par le système de courant continu en courant alternatif.

La figure I.11 suivante illustre le système de PV alimentant les charges CA avec la banque de batteries pour le stockage d'énergie. Les charges CC peuvent également être connectées directement à la banque de batteries. Il est également possible d'alimenter la charge de courant alternatif sans batterie, mais dans ce cas il serait limité seulement au jour lorsque le rayonnement solaire est suffisant pour générer l'électricité requise.

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique

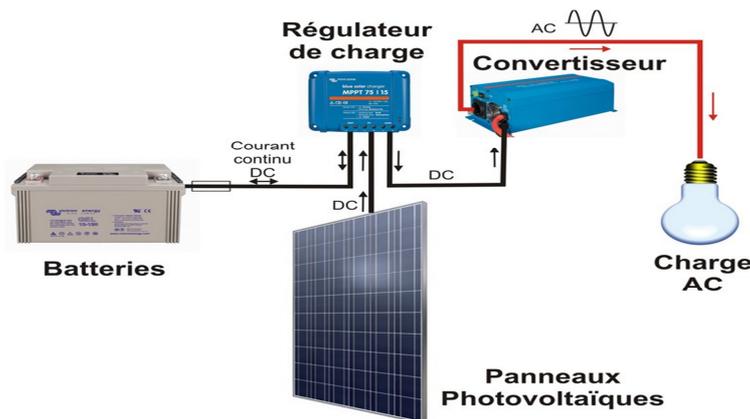


Figure I.11. Systèmes photovoltaïques autonomes

I.6.1. Les différentes composantes

On distingue deux types selon les besoins de la charge [18] :

I.6.1.1. Système autonome sans batterie. Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex. : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompage photovoltaïque : le réservoir d'eau sert de stockage).

I.6.1.2. Système autonome avec batterie. C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent Stand-alone systems. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (Ex. l'éclairage d'une maison la nuit).

Exemple : Mini centrale photovoltaïque autonome de de 2 kWc installée à l'URAER, Ghardaïa

Elle est fonctionnelle depuis 2007, d'une puissance de 2 kWc alimentant un ensemble de charges, (un micro-ordinateur, une acquisition des données, un réfrigérateur et 09 ventilateurs). Les données d'irradiation et celles de température sont analysées par rapport à la puissance délivrée chaque jour. Elle est constituée de 20 modules de 100 Wc. La partie contrôle du système est constituée de deux régulateurs ISOFOTON 12/24V 30 A, elle est couplée avec un onduleur monophasé ISOFOTON de 2.5 kW. La partie stockage comporte 8 batteries de 6V 239 Ah (figure I.12).

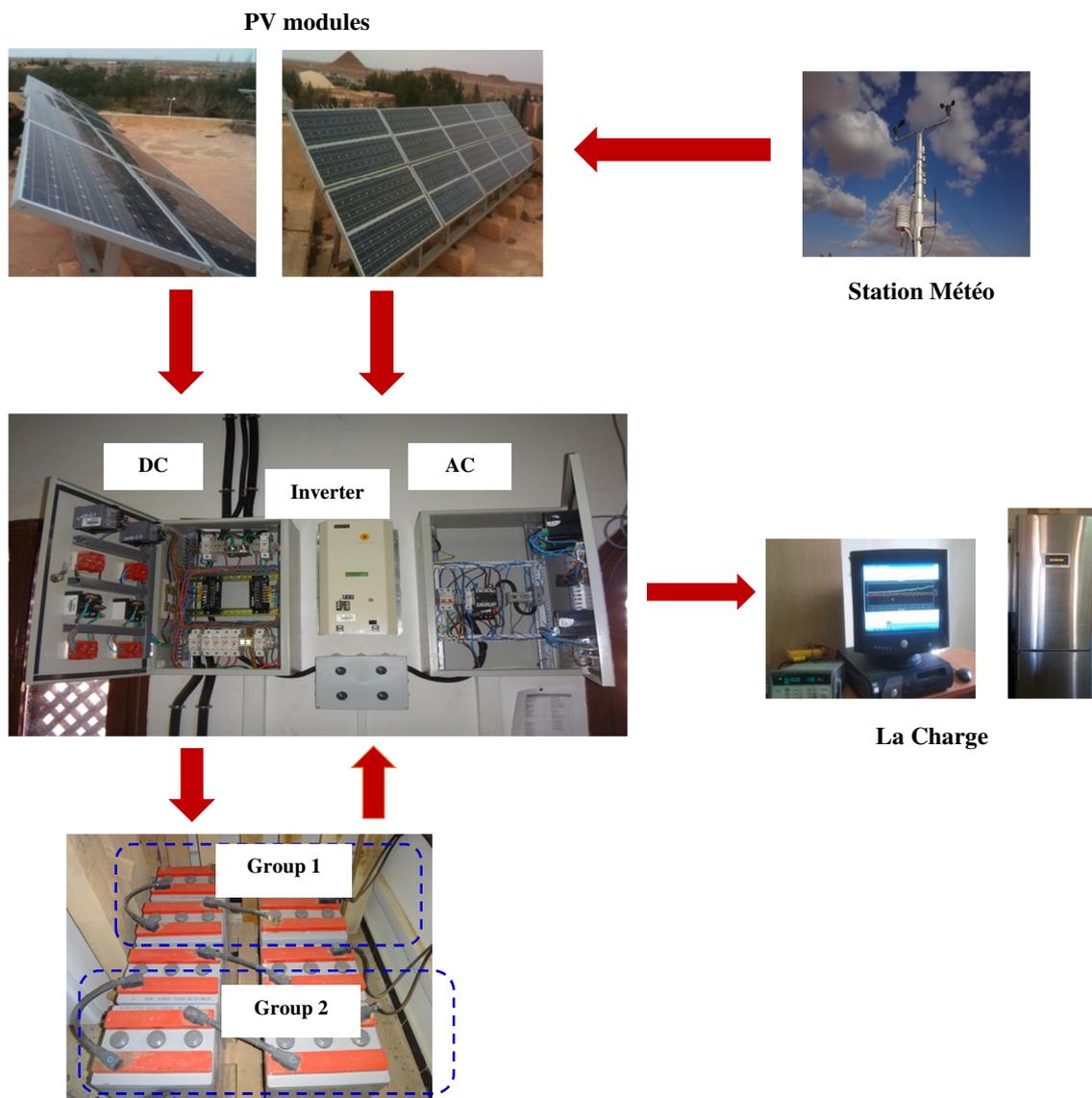


Figure I.12. Systèmes photovoltaïques autonomes à l'URAER

I.7. Systèmes PV connecté au réseau

Un système photovoltaïque raccordé au réseau sera en interaction avec le réseau électrique. Le principal avantage de ce système est que le pouvoir peut être tiré du réseau électrique et lorsque l'alimentation n'est pas disponible à partir du réseau, le système PV peut compléter ce pouvoir. Ces systèmes connectés au réseau sont conçus avec une batterie ou sans stockage de la batterie. Ces systèmes sont les suivants :

- Les panneaux solaires montés sur le toit ou dans des espaces ouverts. Les modules photovoltaïques produisent l'énergie électrique à courant continu (DC).
- Les batteries pour stocker l'énergie continue générée par les panneaux solaires.
- Le contrôleur de charge pour éviter la surcharge de la batterie.
- L'onduleur spécialement conçu pour transformer le courant continu généré par le générateur PV en courant alternatif, qui sera injecté au réseau

La [figure I.13](#) suivante illustre la structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

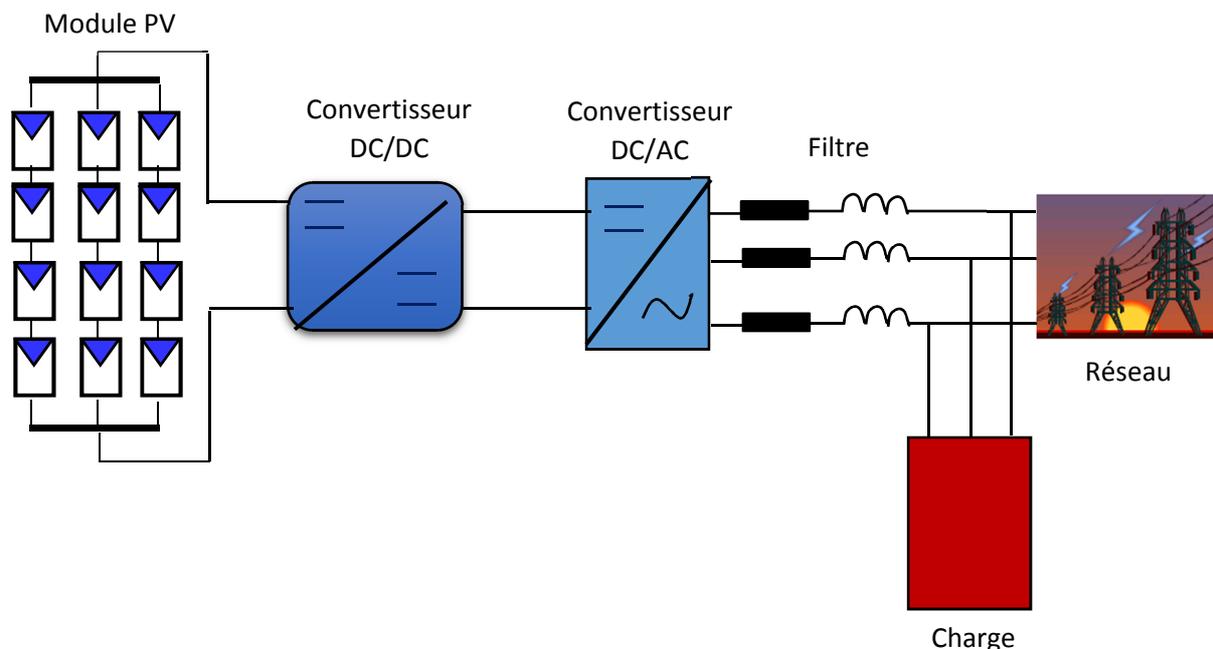


Figure I.13. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Exemple : Mini centrale photovoltaïque pilote connecté réseau de 2.28 kWc installée à l'URAER, Ghardaïa

Cette centrale photovoltaïque pilote connectée au réseau, d'une puissance totale de 2.28 kWc, assure l'injection totale de l'énergie produite dans le réseau interne de l'URAER, depuis son inauguration le 14/10/2014.

Elle est constituée de 18 modules de silicium amorphe (couche mince), de 110 Wc chacun, montés en 9 branches de deux modules en séries, l'onduleur sunny boy SMA 3000 TL à deux entrées de 150 V, 15 A et une sortie monophasée sinusoïdale de 220 V 50Hz (figure I.14).



Figure I.14. Systèmes photovoltaïques connecté au réseau à l'URAER

Les Figures I.15 et I.16 montrent les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire [19]:

- **Injection de la totalité de la production** : L'énergie produite par les modules est directement injectée dans le réseau électrique. Les périodes d'injections dans le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

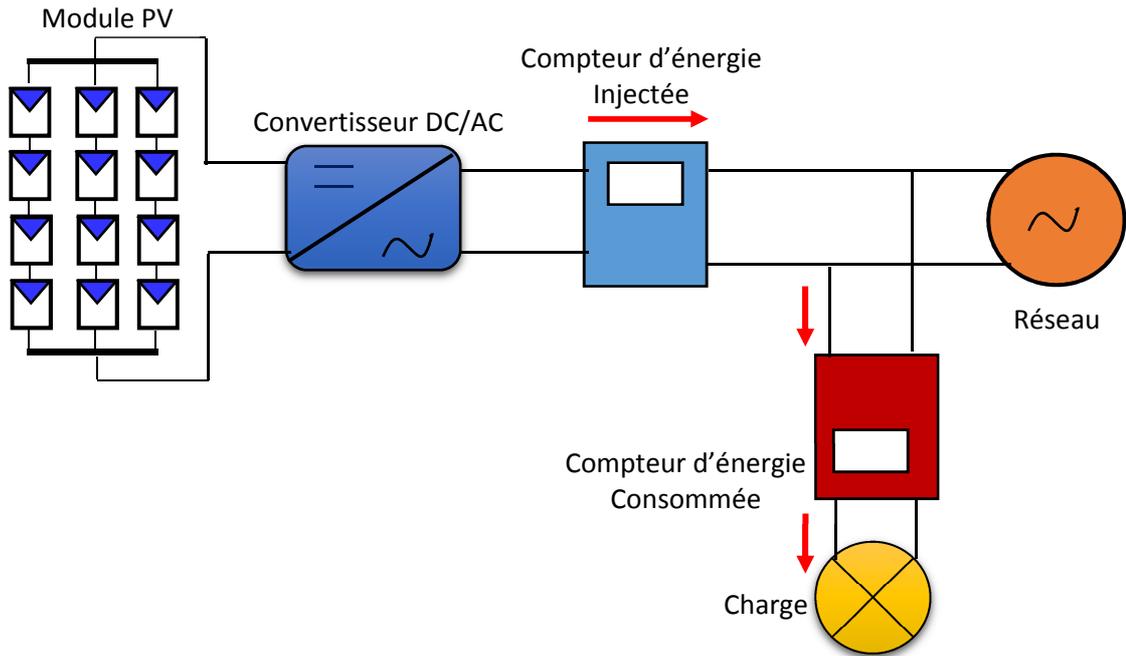


Figure I.15. Injection de la totalité de la production

- **Injection du surplus de production :** L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté dans le réseau.

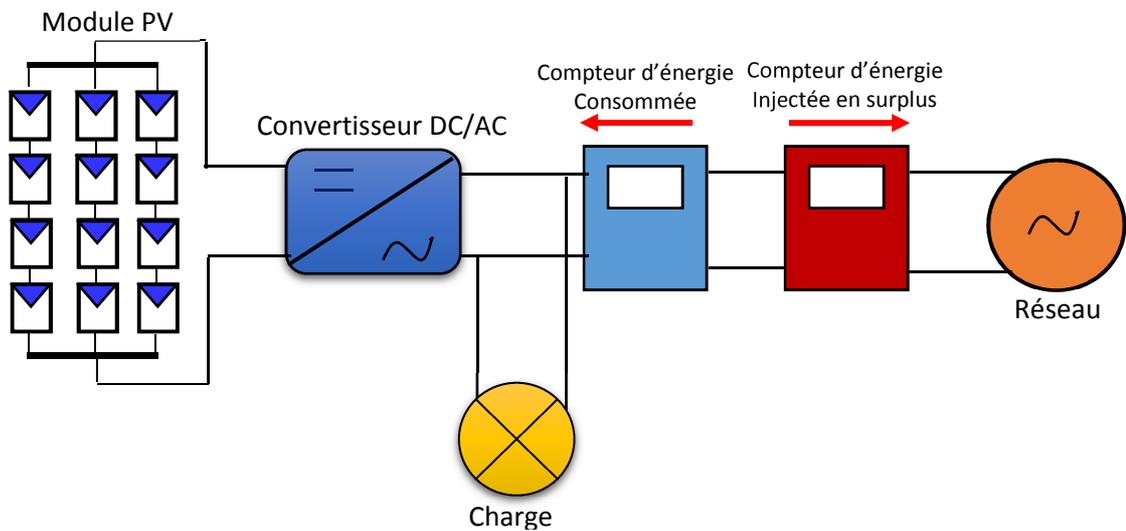


Figure I.16. Injection du surplus de production

Un résumé des systèmes photovoltaïque est présenté ci-après.

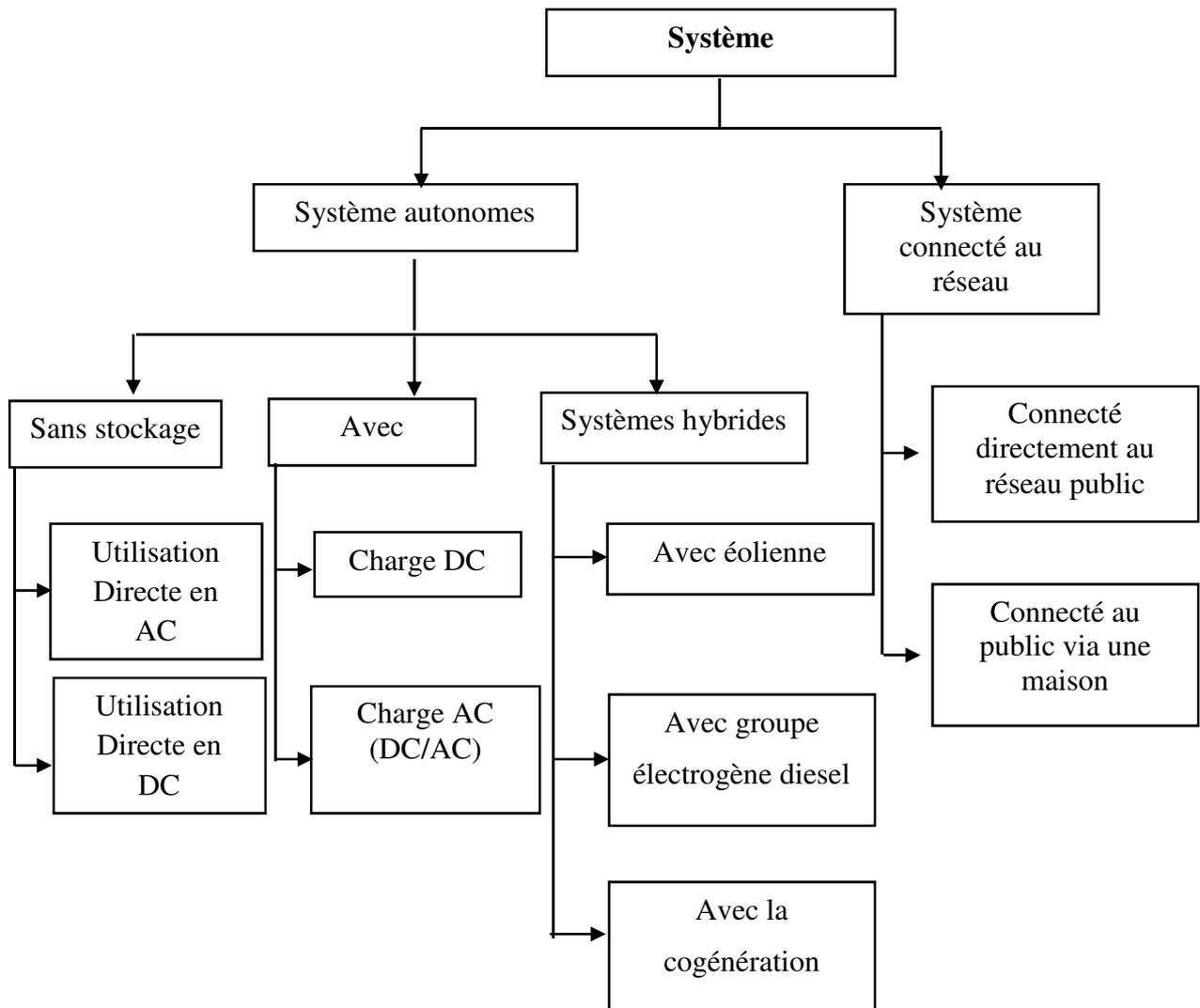


Figure I.17. Classification des systèmes photovoltaïques

I.7.1. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une classification des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

- **Centrales de petite taille (P=1 à 10 kW)**

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [20].

- **Centrales de taille moyenne (P=10 à 100 kW)**

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille [20].

- **Centrales de grande taille ($P \geq 500$ kW)**

Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [20].

I.8. Les suiveurs solaires

La poursuite solaire est une installation solaire qui se base sur le principe du tournesol. Il suit le soleil dans sa course afin d'augmenter l'exposition des panneaux solaires et donc leur rendement. L'idée est que le surplus d'énergie produite grâce à une meilleure orientation du panneau sera plus important que l'énergie perdue pour orienter le panneau de manière optimale. En effet, la poursuite solaire peut augmenter le rendement des panneaux solaires jusqu'à 40% par rapport à une installation fixe orientée plein Sud [21-27]. On distingue principalement le suiveur à un axe, qui permet (généralement) de suivre le soleil d'est en ouest, du suiveur à deux axes qui permet une modification de l'orientation et de l'inclinaison. Ce dernier cas nécessite l'intervention de deux moteurs. Les principales caractéristiques différenciant les suiveurs du soleil sont les suivantes :

- ✓ Le gain en production électrique (par rapport à des panneaux solaires fixes)
- ✓ L'orientation mono ou multi axiale
- ✓ La précision du positionnement vis-à-vis du soleil (type d'asservissement)
- ✓ La robustesse (tenue au vent) et la fiabilité
- ✓ Le coût

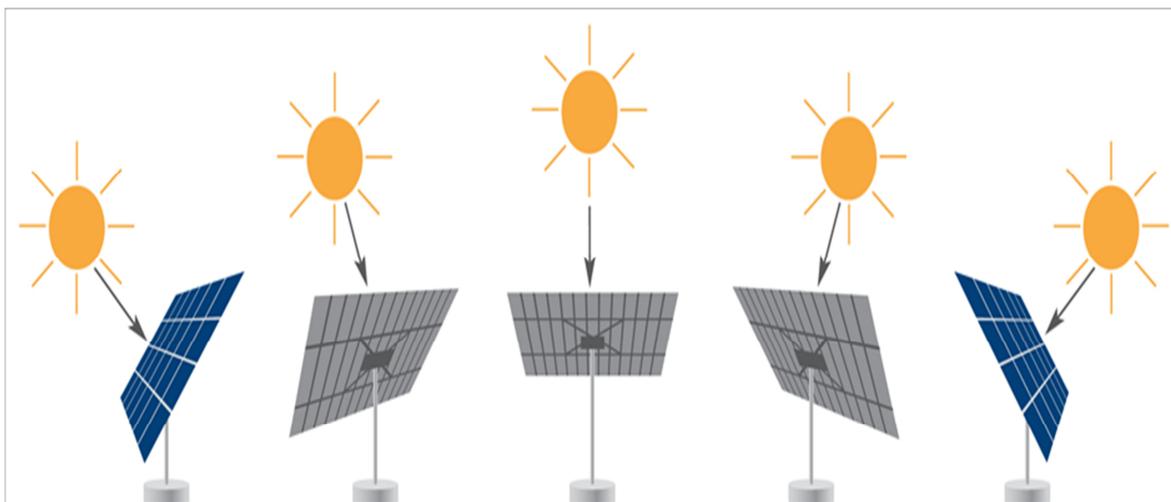


Figure I.18. Suiveur solaire [24]

I.8.1. Rendement du système poursuite solaire

Est le rapport de la puissance d'un système de poursuite solaire (tracking) et fixe sur la puissance d'un système fixe [28].

$$RTr = (Pm\ trackig - Pm\ Fixe) / Pm\ Fixe$$

Où $Pm\ trackig$ est la puissance totale sur le panneau de poursuite solaire et $Pm\ Fixe$ est la puissance totale sur le panneau fixe.

Les facteurs suivants peuvent avoir une influence sur le gain de la poursuite solaire [28]:

- La latitude du site d'installation
- L'ensoleillement et la climatologie du site
- La course angulaire de suivi solaire
- La fréquence de positionnement
- La densité de puissance installée et le facteur d'ombre induit.
- Les gains (non comptabilisés) de repli par temps de neige qui peuvent être très importants

Exemple : Le suiveur du soleil DEGER tracker 3000 NT

Cette centrale assure l'injection totale de l'énergie produite dans le réseau interne de l'URAER de sorte à assurer l'exposition des panneaux solaires face au soleil afin d'augmenter leur rendement énergétique d'environ 45 % pour toutes les applications photovoltaïques (Figure I. 19). Le suiveur du soleil DEGERtracker 3000 NT pivote sur deux axes : azimut (d'est en ouest) et en hauteur (nord-sud) [24]. Elle est constituée de 15 modules au silicium monocristallin, de 150 Wc, d'un onduleur Fronius 1300 W (150-500 V, 8 A) et d'une sortie monophasée sinusoïdale de 220V 50Hz.



Figure I.19. Le suiveur du soleil DEGER tracker 3000 NT installé à l'URAER

Le rendement d'une installation solaire dépend fortement de la quantité d'énergie pouvant être captée par les cellules photovoltaïques. La commande intelligente du DEGERtraker assure l'exploitation optimale de l'énergie du rayonnement solaire. La figure I.20 représente le diagramme du rendement exemple d'une journée estivale ensoleillée [24].

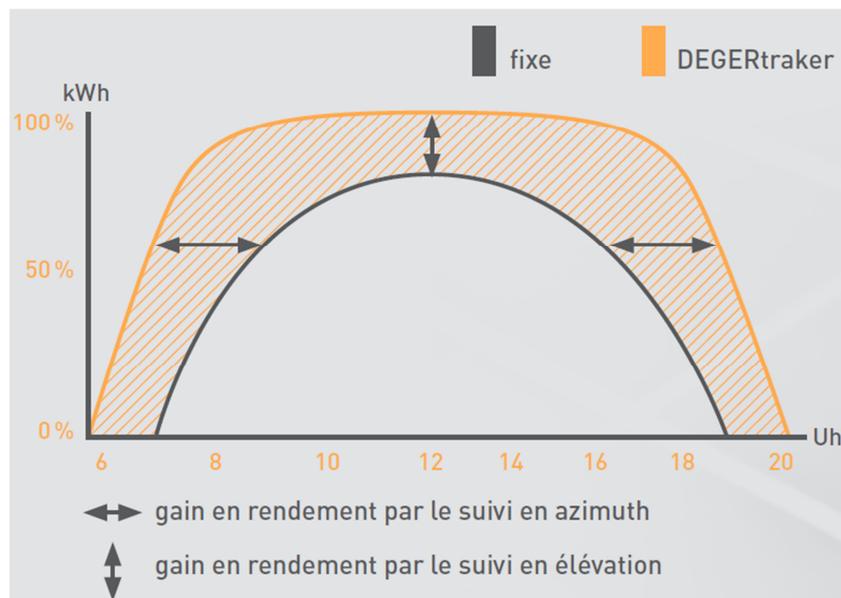


Figure I.20. Diagramme de rendement d'un jour d'été ensoleillé [24]

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par donner une brève description de l'état d'art de la production mondiale d'électricité en général et celle d'origine renouvelable. Après, nous avons présenté le potentiel solaire en Algérie et l'importance du programme ambitieux des énergies renouvelables pour couvrir une partie de la demande nationale en électricité. L'objectif est d'atteindre d'ici 2030 un taux d'intégration supérieur à 40% de la production électrique. Dans la dernière partie; nous avons présenté les classifications des systèmes photovoltaïques. Les modes d'exploitation de ces systèmes photovoltaïques (PV) peuvent être divisés en deux catégories : autonome et raccordé au réseau. Enfin, on a présenté le système photovoltaïque avec une poursuite de soleil, le principe de fonctionnement et le rendement apporté par rapport à une installation fixe incliné (32°).

Chapitre II

Modélisation et commande du système photovoltaïque connecté au réseau

II.1. Introduction

Un système PV raccordé au réseau électrique est composé d'un ensemble d'éléments en partant des panneaux PV et en finissant par le réseau [29]. Plusieurs facteurs agissent sur la performance du système photovoltaïque connecté au réseau. Ces facteurs peuvent être :

- Naturels: tels que les conditions météorologiques comme le rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent.
- Artificiels: basés sur les différentes topologies des appareils conditionneurs (les convertisseurs DC/DC et les convertisseurs DC/AC), les filtres d'entrée et de sortie et les transformateurs.

Dans ce chapitre, notre étude portera sur la modélisation et la commande des différentes parties constitutives d'un système photovoltaïque connecté au réseau dans le but d'extraire le maximum de puissance du champ PV et de l'injecter réellement et efficacement dans le réseau. On commencera par le principe de base de l'effet photovoltaïque et les principaux éléments constituant un module et un champ PV et leur modèle électrique en simulant les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour des variations de température ou d'ensoleillement d'un panneau photovoltaïque sous l'environnement Matlab-Simulink. Ensuite, il sera procédé à une présentation détaillée des modèles mathématiques des différents convertisseurs DC-DC, de leurs principes de fonctionnement, des différents éléments qui le composent, de sa commande PWM, ainsi que de son modèle mathématique. Après, on donnera une présentation détaillée des différents méthodes de poursuite du point de puissance maximale les plus répandues, qui sera suivie d'une étude détaillée sur les onduleurs. La structure, le principe de fonctionnement, la modélisation et la commande par la technique MLI et par la techniques hystérésis de ces topologies seront envisagés. Enfin, le modèle mathématique du système complet dans le repère (abc) ainsi que dans le repère (d, q) sera

développé. La commande du bus continu et des courants côté alternatif en utilisant des régulateurs de type PI sera également abordée.

II.2. Structure du système photovoltaïque connecte au réseau électrique

Le système photovoltaïque connecté au réseau électrique se compose généralement des éléments suivants :

- Un champ photovoltaïque produisant la puissance fournie ;
- Un hacheur d'adaptation et sa commande ;
- Un bus continu;
- Un onduleur de tension triphasé et sa commande pour l'interconnexion avec le réseau ;
- Un transformateur de tension.

Le générateur photovoltaïque est relié à un étage d'adaptation DC-DC (hacheur) qui assure le suivi du point de fonctionnement optimal. Ainsi, l'ensemble est connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur de tension commandé par une stratégie qui permet de synchroniser la source photovoltaïque avec le réseau. Le bus continu découple chacun des deux convertisseurs et son but est d'agir en tant que filtre et élément de stockage de l'énergie. Le transformateur, en plus de fournir l'isolement galvanique, adapte la tension de sortie de l'onduleur au niveau de la tension du réseau et assure la suppression de la composante continue du courant injecté.

II.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules sont assemblées pour former un module. Les cellules individuelles sont généralement connectées dans une chaîne en série (typiquement 36 ou 72) pour atteindre la tension de sortie désirée [30]. L'interconnexion de modules entre eux - en série- permet d'augmenter la tension générée pour un même courant et leur interconnexion -en parallèle – permet d'augmenter le courant délivré pour une même tension, mais pour obtenir une puissance plus grande, les modules sont connectés en série et en parallèle, ceci définit la notion de champ photovoltaïque.

II.2.1.1. Modélisation de la cellule PV

Le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [31- 32] :

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

$$I = I_{sc} \left(\frac{G}{1000} \right) - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_p} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

I : Le courant fourni par la cellule.

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G). Ce courant correspond également au courant de court-circuit.

I_D : Le courant traversant la diode.

I_p : Le courant dérivé par la résistance parallèle.

I_0 : Le courant de saturation inverse d'une diode.

$V_T = \frac{KT}{e}$: La tension thermique.

Où :

e : charge d'électron ($1.602 \times 10^{-19} C$),

K : constante de Boltzmann ($1.381 \times 10^{-23} J/K$)

n : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 2 dans la pratique.

T : La température ambiante effective de la cellule en kelvin.

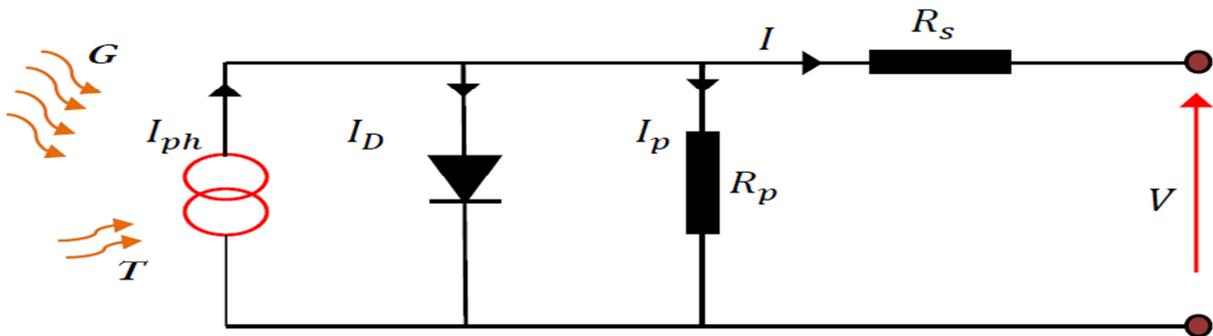


Figure II.1. Schéma équivalent de cellule PV [30]

II.2.1.2. Simulation du Module Photovoltaïque

Pour réaliser cette simulation, nous avons utilisé l'environnement MATLAB. Nous avons choisi le module photovoltaïque «Solarex MSX 60». Ce type de module Solaire fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur. Le module est composé de 36 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 60 Wc.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

Le module photovoltaïque «Solarex MSX 60	
Puissance maximale (Pmax)	60 Wc
Tension à Pmax (Vmpp)	18 V
Courant à Pmax (Impp)	3.5 A
Courant de court-circuit (Icc)	3.7 A
Tension à circuit ouvert (Voc)	22.5 V
nombre de cellule solaire NS	36

Tableau II.1. Caractéristiques électriques du module photovoltaïque MSX 60

II.2.1.3.L'influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV

La variation des caractéristiques est représentée par les figures II.2 et II.3. Pour différents niveaux d'irradiation, le changement du courant optimal est très important. Ceci confirme l'approximation faite classiquement sur le courant optimal délivré par un générateur PV qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation. Nous pouvons le voir aussi sur les figures II.2 et II.3. Selon les conditions météorologiques, nous obtenons différentes courbes avec différentes puissances maximales au cours d'une même journée. Nous remarquons aussi une légère diminution de la tension du circuit ouvert à une chute du flux lumineux [30] [33].

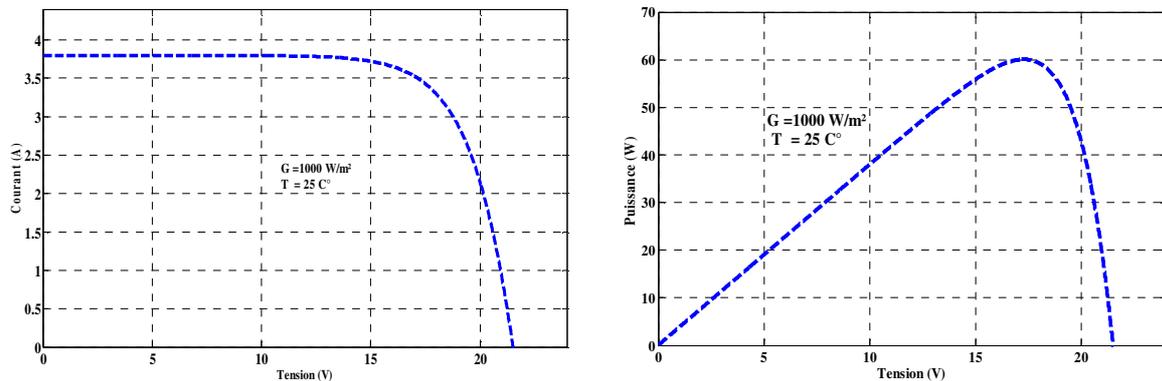


Figure II.2. Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V d'un module photovoltaïque (60 Wc)

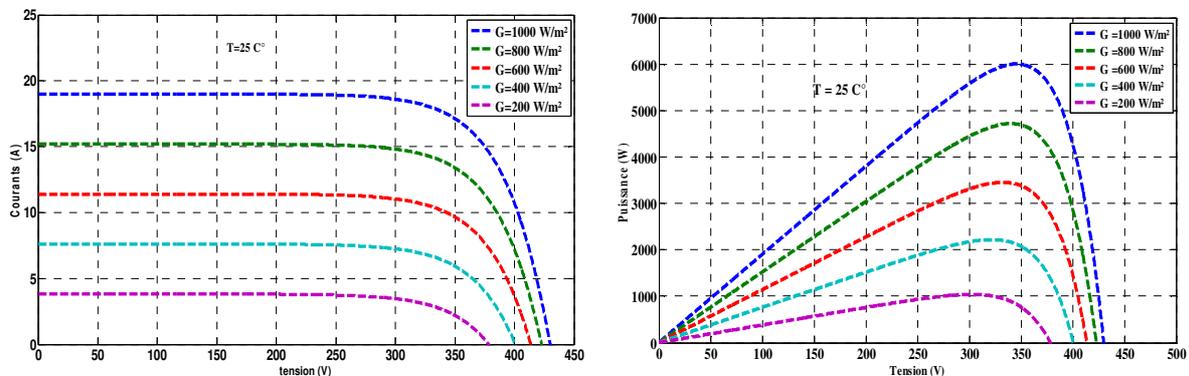


Figure II. 3. Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V d'un champ photovoltaïque (6 kWc)

II.2.1.4. L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV

La figure II.4 ci-dessous montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur de la cellule. La tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2.3 mV / par degré Celsius / par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius). On peut remarquer sur la figure II.4 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible [30] [33].

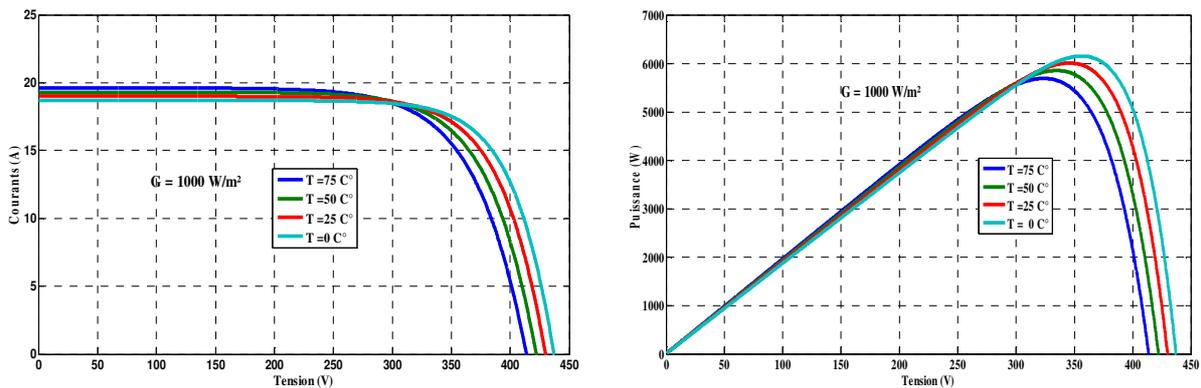


Figure II.4. Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V

II.2.2. Convertisseur continu-continu (DC-DC)

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante.

II.2.2.1. Convertisseur survolteur (Boost converter)

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle (hacheur élévateur), est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge. C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive).

La structure de base et la topologie de commande du convertisseur survolteur est représentée sur la figure II.5. L'équation d'état décrivant le convertisseur élévateur de tension continu-continu est donné par (II.3) [34].

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -(1-u)V + E \\ C \frac{dV}{dt} = (1-u)i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

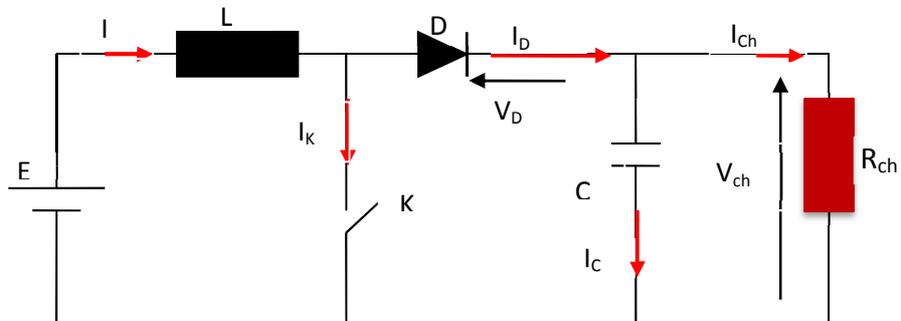


Figure II.5. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost

II.2.2.2. Convertisseur dévolteur (Buck converter)

Un convertisseur Buck, ou hacheur série (Le convertisseur abaisseur), est un appareil qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge.

La structure de base et la topologie de commande du convertisseur abaisseur est représentée sur la [figure II.6](#). L'équation d'état décrivant le convertisseur abaisseur de tension continu-continu est donné par (II.4) [34] [35].

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -V + u.E \\ C \frac{dV}{dt} = i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

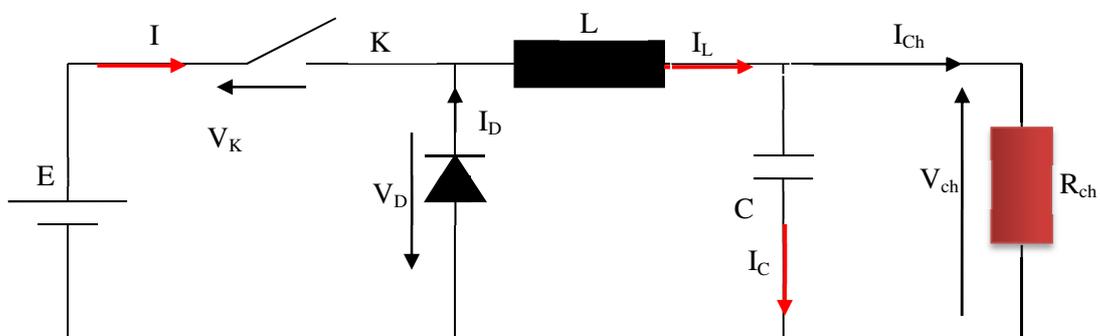


Figure II.6. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck

II.2.2.3. Convertisseur dévolteur survolteur (Buck-Boost converter)

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible (Buck) ou plus grande valeur (Boost) mais de polarité inverse. Un inconvénient de ce convertisseur est que son interrupteur ne possède pas de borne reliée au zéro, compliquant ainsi sa commande [34], [35].

La structure de base et la topologie de commande du convertisseur élévateur abaisseur sont représentées sur la [figure II.7](#). L'équation d'état décrivant le convertisseur élévateur abaisseur de tension continu-continu est donné par (II.5 et II.6)

- Hacheur buck – Boost inverse

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = (1-u)V + u.E \\ C \frac{dV}{dt} = -(1-u)i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

- Hacheur buck – Boost non inverse

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -(1-u)V + u.E \\ C \frac{dV}{dt} = (1-u)i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

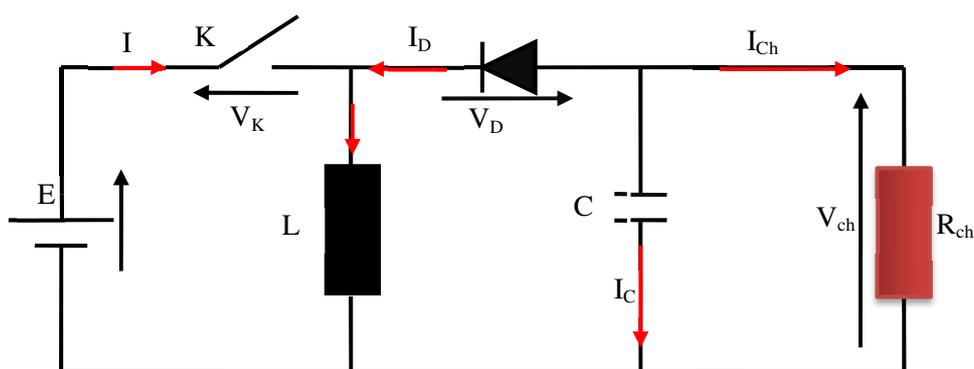


Figure II.7. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck -boost

Le [tableau. II.2](#) suivant résume les principaux rapports de transformation pour les différentes structures du convertisseur statique connues dans la littérature.

Type	Rapport de transformation	Fonction	interrupteur	diode	transformateur	Complexité
Buck	α	Abaisseur	1	1	non	Faible
boost	$\frac{1}{1-\alpha}$	Elévateur	1	1	non	Faible
Buck-Boost ou cuk	$\frac{-\alpha}{1-\alpha}$	Abaisseur / Elévateur	1	1	non	Faible
sepic	$\frac{\alpha}{1-\alpha}$	Abaisseur / Elévateur	1	1	non	Faible
Flyback	$k \frac{\alpha}{1-\alpha}$	Abaisseur / Elévateur	1	1	oui	Moyenne
Push Pull	$k\alpha$	Abaisseur / Elévateur	2	2	oui	Fort
Forward	$k\alpha$	Abaisseur / Elévateur	1	1	oui	Moyenne

Tableau. II.2. Classification des convertisseurs statiques.

Certains travaux [36] ont montré que le hacheur boost a un meilleur rendement dans les applications MPPT. On va s'intéresser dans cette thèse à une adaptation d'un système PV connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire) par le biais du convertisseur boost.

II.2.3. Commande MPPT pour un système photovoltaïque

La production de cette énergie est non linéaire et elle varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température. Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque, PV ne coïncide pas toujours avec le point de puissance.

On utilise alors un mécanisme qui permet la recherche et la poursuite du point de puissance maximale, appelé « maximal power point tracking (MPPT) », afin que la puissance maximale soit générée en permanence [37]. Par conséquent, plusieurs travaux ont porté sur les systèmes photovoltaïques. Ils ont essayé de développer des algorithmes permettant d'extraire le maximum d'énergie convertie par le panneau et assurant ainsi un fonctionnement optimal du système photovoltaïque [29], [37]. La structure (panneau PV-boost) permettant l'atteinte du point de puissance maximale est illustrée par figure II.8.

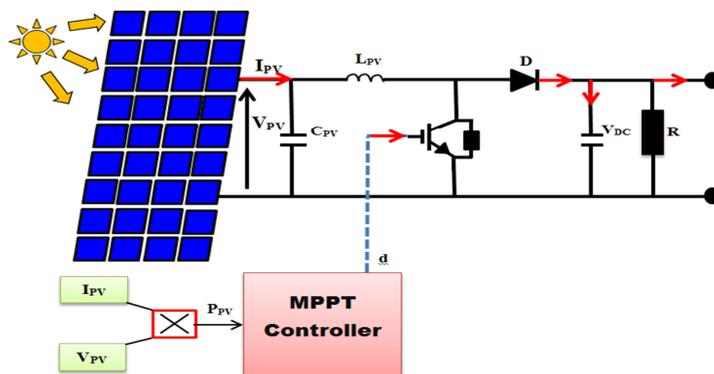


Figure II.8. Diagramme en circuit d'un système photovoltaïque (PV-boost-MPPT).

II.2.3.1. Commande classique des systèmes photovoltaïques

Plusieurs algorithmes, basés sur des méthodes de commande diverses, ont été développés, à savoir :

a. Algorithme Perturber et observer (P&O)

La méthode de perturbation et d'observation (P&O) est l'une des approches les plus utilisées et qui vient le plus naturellement à l'esprit pour faire une recherche du point maximal de puissance MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et de courant du panneau photovoltaïque V_{pv} et I_{pv} respectivement. Elle peut déduire le point de puissance maximale même lors des variations de l'éclairement et de la température [38] .

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec l'introduction d'une petite perturbation des mesures de tension en agissant sur le rapport cyclique du convertisseur statique, puis en observant le sens de la variation de puissance de sortie PV.

La figure II.9 représente la variation de la puissance en fonction de la tension d'un panneau photovoltaïque. On voit que, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. La trajectoire de la variation de ces points est représentée par la figure II.9.

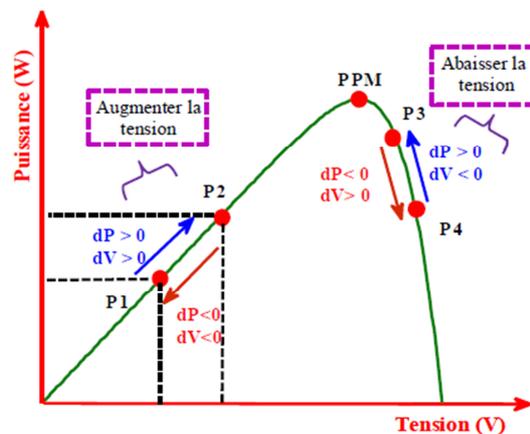


Figure II.9. Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur PV

Les étapes de la recherche (du point optimal) par la méthode P&O. sont illustrées dans le diagramme de la figure II.10. A chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent. Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent. Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée au cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT [38]. Quand le point de

puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale V_{pv-Mpp} . Le rendement de cette technique est d'environ 85%.

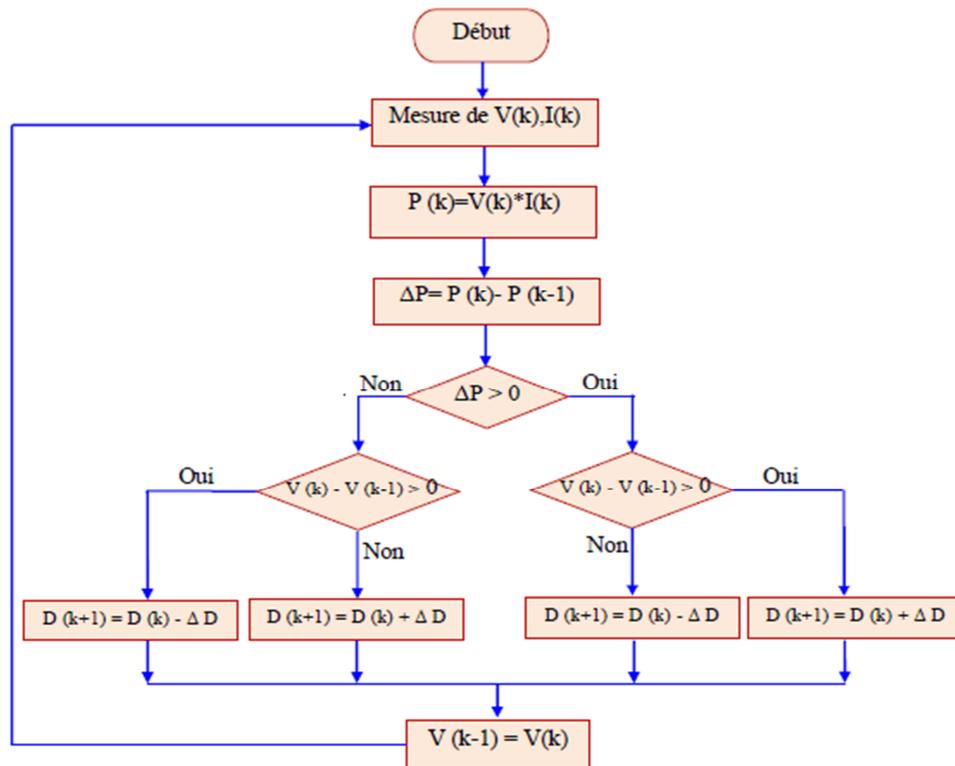


Figure II.10. Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O)

L'inconvénient de la technique de P&O réside dans le cas de changement rapide des conditions atmosphériques, tel qu'un nuage mobile ; cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans une fausse direction. L'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point réel de puissance maximale, et il y aura davantage de puissance perdue. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise. Un autre inconvénient de cette méthode est l'oscillation autour du point de puissance maximale dans les conditions de fonctionnement normale [38].

La première solution à ce problème est d'augmenter la vitesse d'exécution en employant un micro- contrôleur plus rapide.

La deuxième solution est de vérifier n'importe quel changement rapide d'irradiation en vérifiant la valeur de dI_{pv} / dt et en neutralisant l'ajustement de tension si le changement de dI_{pv} / dt dépasse une certaine limite.

b. Algorithme Incrémentation de la conductance

L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement. Cette technique est basée sur la variation de la conductance du GPV et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance (incrément) du module photovoltaïque sont définies respectivement par :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{II.7})$$

La méthode d'incrémentation de la conductance a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode P&O de recherche du MPPT. Elle est basée sur la relation :

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \quad (\text{II.8})$$

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes :

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \quad \text{au MPP} \quad (\text{II.9})$$

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad \text{à gauche du MPP} \quad (\text{II.10})$$

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} < 0 \quad \text{à droite du MPP} \quad (\text{II.11})$$

Ces équations peuvent être écrites comme :

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{au MPP} \quad (\text{II.12})$$

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{à gauche du MPP} \quad (\text{II.13})$$

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{à droite du MPP} \quad (\text{II.14})$$

Les équations ci-dessus peuvent être employées comme algorithme de commande pour commander le point de fonctionnement du convertisseur en mesurant l'accroissement de la conductance et la conductance instantanée du convertisseur dI_{pv}/dV_{pv} et I_{pv}/V_{pv} respectivement.

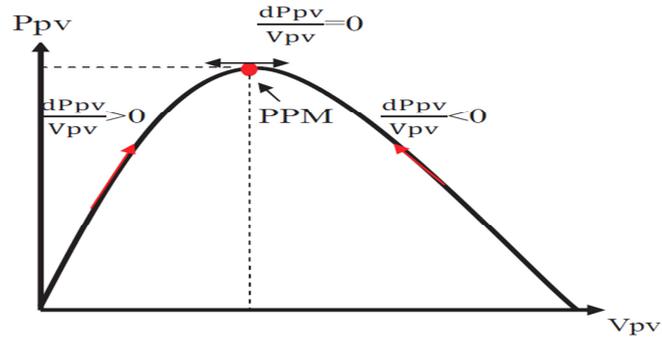


Figure II.11.Trajectoire par Incrémentation de Conductance

L'organigramme de l'algorithme de commande est montré sur la [figure II.12](#). Il peut être plus difficile de mettre en application cette méthode que les méthodes précédentes parce qu'elle implique des divisions dans lesquelles les dénominateurs peuvent être égaux à zéro.

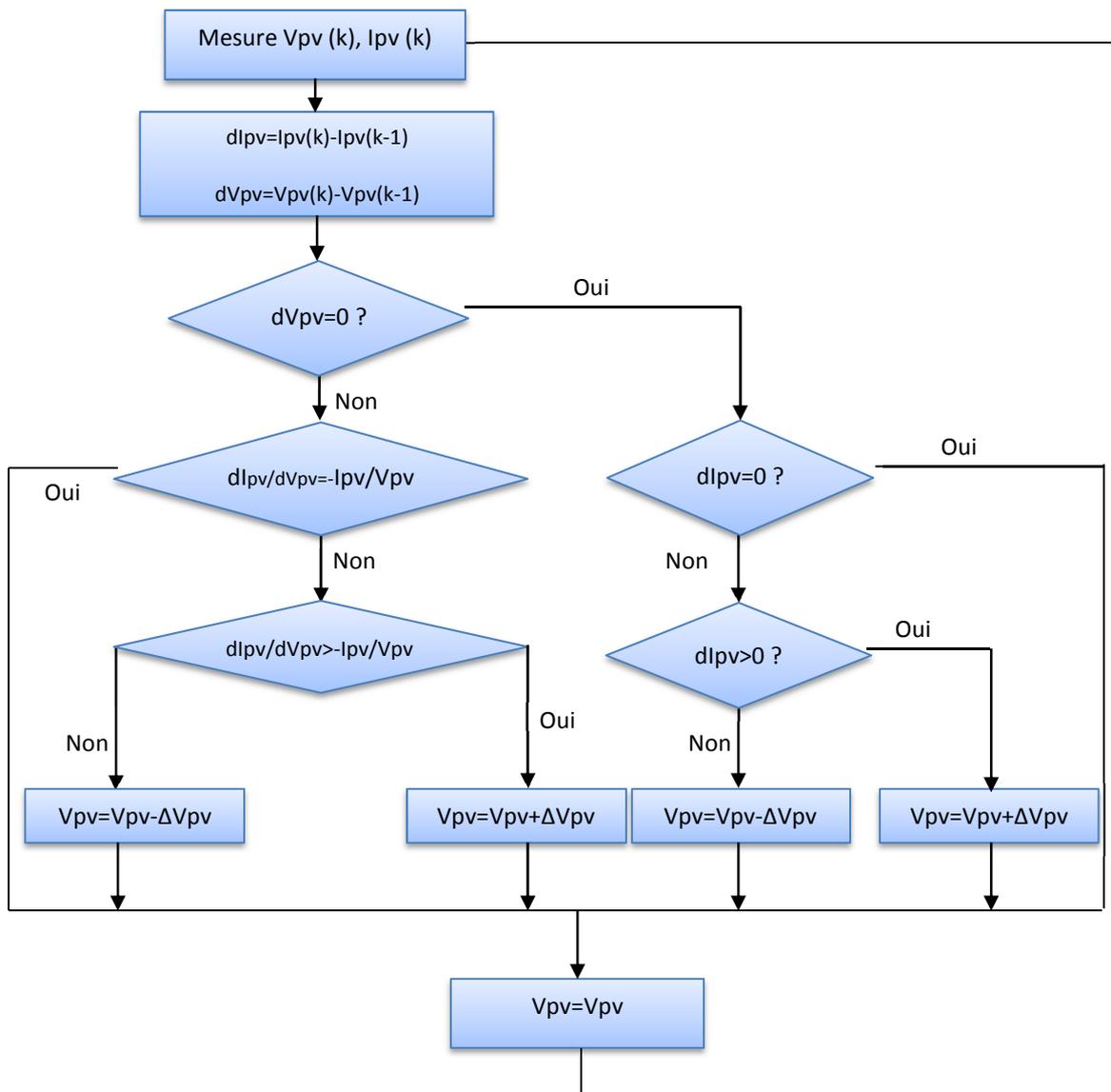


Figure II.12.Organigramme de la méthode MPPT par Incrémentation de Conductance [39]

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du MPP. Par ailleurs, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint.

Dans le tableau suivant sont résumés les principaux aspects du MPPT à prendre en considération [40].

Méthode MPPT	Connaissance des paramètres du GPV	Nécessité d'une mise à jour périodique	Mode d'implantation	Complexité d'implantation	Vitesse de recouvrement du PPM	Type et nombre de capteur	Rendement (%)
P&O	non	non	Analogique ou numérique	basse	Variable	1 capteur courant. 1 capteur tension.	81-96
Inc-cond	non	non	numérique	moyenne	Variable	1 capteur courant. 1 capteur tension	90-98
Hill climbing	non	non	Analogique ou numérique	basse	Variable	1 capteur courant. 1 capteur tension	95-99
Fonction de VCO	oui	oui	Analogique ou numérique	moyenne	moyenne	1 capteur tension	88
Fraction Icc	oui	oui	Analogique ou numérique	moyenne	moyenne	1 capteur courant	
Logique floue	oui	oui	numérique	haute	rapide	variable	
Réseau de neurones	oui	oui	numérique	haute	rapide	variable	
RCC	non		analogique	basse	rapide	1 capteur courant. 1 capteur tension	
Balayage du courant	oui	oui	numérique	haute	lentement	1 capteur courant. 1 capteur tension	

Tableau. II.3. Caractéristiques majeures des commandes MPPT.

II.2.4. Régulation de la tension du bus continu

La régulation de la tension du bus continu a pour but de la maintenir à une valeur de référence constante, en contrôlant le processus de chargement et de déchargement du condensateur [41] [42].

Le courant dans la branche du condensateur est :

$$I_C = C \left(\frac{dV_{DC}}{dt} \right) = i_{PV} - i_{rés} \quad (II.15)$$

- i_C : Le courant dans le condensateur.
- V_{DC} : La tension du bus continu.
- C : La valeur de la capacité.
- i_{PV} : le courant de sortie du panneau photovoltaïque.
- $i_{rés}$: Le courant modulé par le convertisseur côté réseau.

Dans le domaine de Laplace, l'équation (II.15) s'écrit :

$$I_C = C * S * V_{DC}, V_{DC} = \frac{i_C}{C * S} \quad (II.16)$$

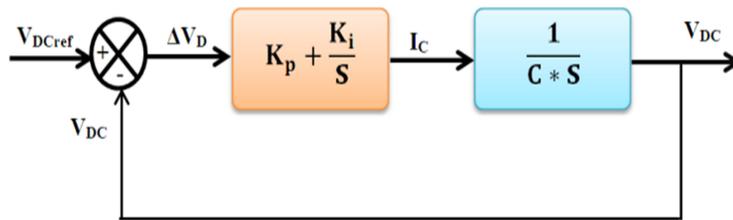


Figure II.13. Boucle d'asservissement de la tension du bus DC

II.2.5. Convertisseur continu-alternatif (DC-AC)

L'onduleur photovoltaïque est un appareil électronique qui permet de transformer le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif fourni par le réseau électrique (allure sinusoïdale).

Les onduleurs triphasés sont constitués de trois bras, et chaque bras se compose de deux interrupteurs (figure II.14). Les interrupteurs choisis ($S1, S2, S3, S4, S5, S6$), constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue [43]. Donc, les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant, et se composent soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien d'un transistor avec une diode en antiparallèle. L'onduleur triphasé considéré dans notre étude est celui relié au réseau par l'intermédiaire d'un filtre (R_f, L_f).

Il doit permettre en plus :

- La recherche du point de fonctionnement maximal (MPP tracker) par rapport à l'intensité et à la tension générée par les modules, par exemple, par modification d'impédance.
- De se synchroniser avec le réseau afin de pouvoir réinjecter le courant généré. Pour cela, il devra adapter la tension (transformation), la fréquence et l'impédance.
- De se découpler automatiquement en cas de chute de tension dans le réseau.
- Le relevé et l'enregistrement des valeurs caractéristiques du fonctionnement nécessaire à la maintenance et au contrôle de l'installation.

Un onduleur possède des plages de travail bien définies :

- Puissance maximale ;
- Tensions minimum et maximum ;
- Courant maximum.

Un onduleur peut être caractérisé par son rendement "européen", obtenu sur la base de rendement à charge partielle. Celui-ci atteint actuellement 95 %.

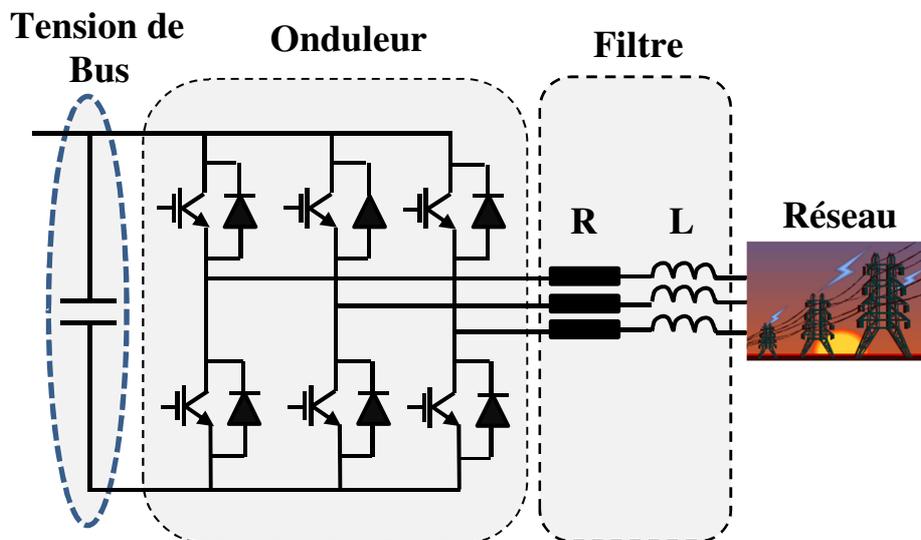


Figure II.14. Structure d'un onduleur triphasé relié au réseau

II.2.5.1. Modèle de l'onduleur

Le vecteur des tensions simples à la sortie de l'onduleur s'écrit sous forme matricielle comme suit [43-44]:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{v_p}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

En fonction des états de commutation (S_1, S_2, S_3), le courant dans la partie continue à l'entrée de l'onduleur peut s'écrire comme suit:

$$I_{inv} = I_{bus} = S_1 i_a + S_2 i_b + S_3 i_c \quad (II.18)$$

La figure II.15 représente le signal de tension d'une phase à la sortie de l'onduleur.

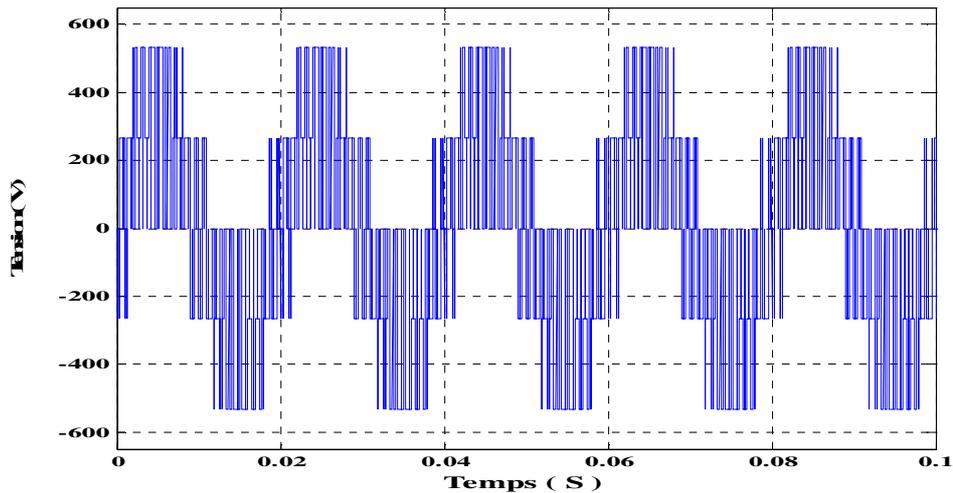


Figure II.15. Caractéristique de Tension simple délivré par une phase à la sortie de l'onduleur.

II.2.5.2. Classification des onduleurs

Les onduleurs sont classés selon le mode de commutation :

- a. **Les onduleurs autonomes (Stand alone Inverter)** sont des onduleurs qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée. Ils n'ont pas besoin de réseau électrique pour fonctionner. Indépendants des systèmes d'énergie solaire, les onduleurs autonomes peuvent être utilisés dans des endroits isolés (comme une cabine, pompe à eau au chalet ou au poste de surveillance) ainsi que pour les situations d'énergie mobiles, tels que les bateaux et les véhicules récréatifs. Ils sont de différentes tailles : de 100W pour alimenter un ordinateur portable à 10 kW pour alimenter toute une maison ou une petite exploitation commerciale. Les onduleurs modernes utilisent des techniques intelligentes à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide de la modulation en largeur d'impulsion. Ces impulsions commandent des transistors alimentant un transformateur. À la sortie du transformateur, un filtre coupe les harmoniques. La technique est largement répandue. Et comme ces onduleurs ne sont pas connectés au réseau ils ne sont pas munis d'équipements de protection contre le phénomène d'îlotage.

b. Les onduleurs raccordés au réseau ou non autonomes (Grid Connected Inverter)

dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle dans ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre. Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau présentés dans la [figure II.16](#), l'un des objectifs que doit réaliser l'onduleur connecté au réseau, est le contrôle du courant issu du champ de modules photovoltaïques et de la puissance injectée au réseau suivant les normes en vigueur. De ce fait, les spécifications standards servant à la conception d'un onduleur connecté concerneront la puissance nominale, la tension nominale du réseau, la tension maximale du DC-bus, le contrôle de l'onduleur etc.

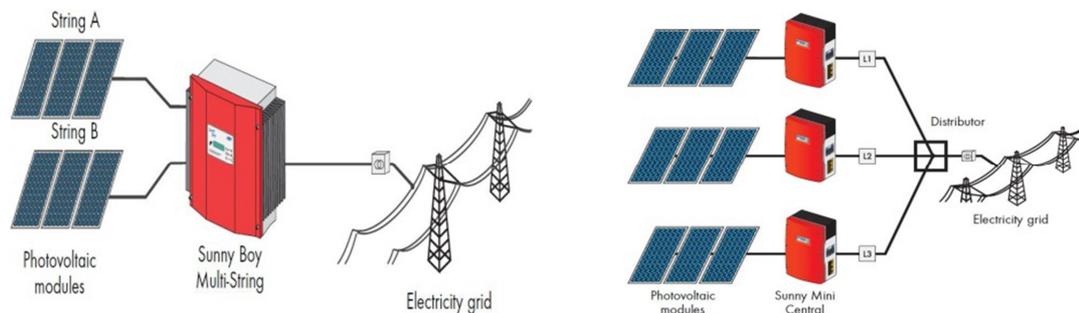


Figure II.16. Les onduleurs raccordés au réseau

Selon la nature de la source continue :

- **Onduleur de tension** : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal
- **Onduleur de courant** : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale

II.2.5.3. Configurations des onduleurs PV connectés au réseau

En générale, il existe plusieurs catégories pour les configurations de l'onduleur par rapport au nombre d'étages de puissance. Selon cette classification, toutes les configurations peuvent être divisées en trois classes [\[45\]](#) :

a. Onduleur central (central inverter)

Il est la configuration la plus simple : les strings photovoltaïques, comprenant des séries de panneaux photovoltaïques connectées en parallèle pour obtenir la puissance de sortie désirée. Le générateur photovoltaïque résultant est connecté à un seul onduleur. Elle est représentée sur la [figure II.17](#).

Dans cette configuration, toutes les chaînes de PV fonctionnent à la même tension, qui ne peut être la tension MPP. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. Le problème de cette configuration est les inadéquations possibles entre les différents modules PV. Si elles reçoivent une irradiation différente (ombrage ou autres problèmes), le vrai point de puissance maximale est difficile à trouver et par conséquent, il y a des pertes de puissance et les modules PV seront sous-utilisés [45].

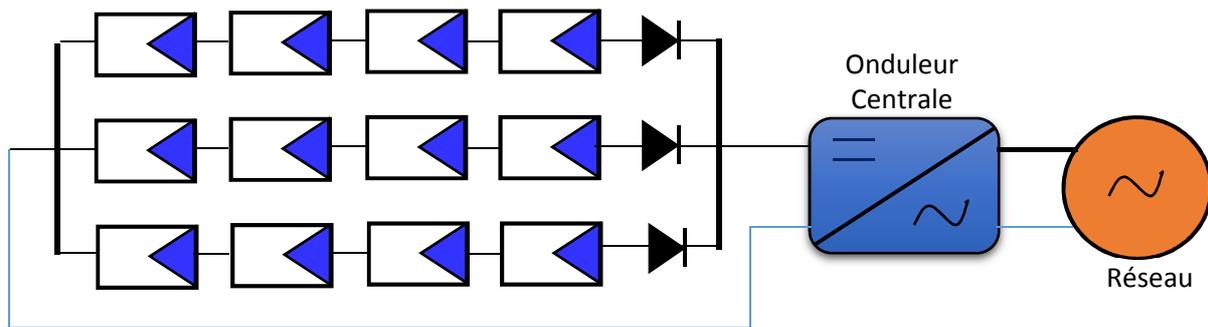


Figure II.17. Configuration centrale [45].

b. Onduleur string ou de rangée (string inveter)

Cette configuration est la plus utilisée, chaque string de panneaux photovoltaïques connectés en série, est connecté à un onduleur différent, comme on peut le voir sur la figure II.18. Cela peut améliorer la MPP en cas d'inadéquation ou d'ombrage, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [45]. Les installations jusqu'à 3 kW de puissance sont souvent réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle. Si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée sera défaillante [45].

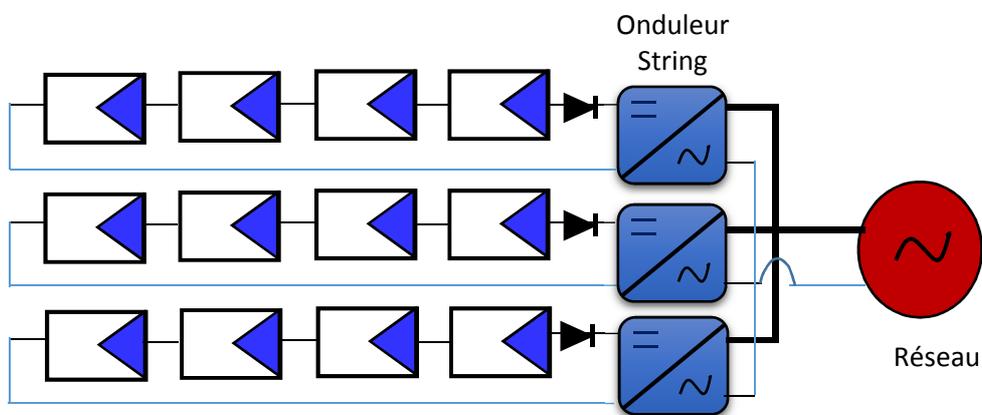


Figure II.18. Configuration string ou de rangée [45].

c. Onduleur modulaire (Module inverter)

Dans cette configuration, chaque module PV est connecté à un onduleur individuel, et par conséquent, la puissance maximale est obtenue à partir de chaque panneau comme le MPP individuel est suivi par chaque convertisseur. Cette configuration peut être utilisée lorsque les différences entre les points des différents modules d'exploitation sont importantes. Cependant, il est plus cher parce que chaque panneau a son propre onduleur.

d. Onduleur Multi-string

Dans ce cas, chaque string est relié à un convertisseur DC-DC différent, qui est en charge du suivi MPP du string, et les convertisseurs sont connectés à un seul onduleur, comme représenté sur la [figure II.19](#). Les avantages liés à un suivi MPP sont les mêmes que dans la configuration du string ; chaque string peut avoir un MPP différent. L'inconvénient, est l'augmentation du prix par rapport à l'onduleur central [\[45\]](#).

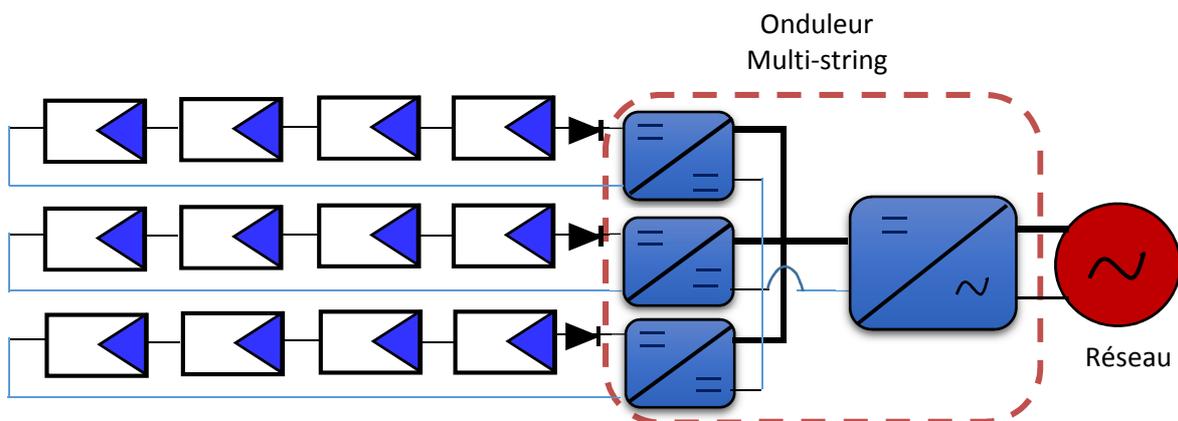


Figure II.19. Configuration Multi-string [\[45\]](#).

Le [tableau II.3](#) suivant récapitule les caractéristiques techniques de chaque technologie :

Onduleur central (centralized inverter)
- Application dans les systèmes photovoltaïques triphasés.
- Tension PV : 340-800V
- Puissance ≥ 10 kWc.
- Raccordement des modules à un bus de courant continu.
- Pertes de forte puissance.
- Pour les applications de forte puissance (quelques MW) plusieurs onduleurs sont mis en dérivation.
- Facteur de puissance entre 0.6 et 0.7
Rendement de conversion : 92-96%

Onduleur mono-chaîne (String inverter)
- Petites applications domestiques.
- Tension PV : 150-800V
- Puissance allant de 0,5 kW à 1 kW.
- Version réduite de l'onduleur central avec une chaîne reliée à un onduleur, ce qui facilite le- MPPT.
- Configuration très flexible.
- Chaque groupe a une orientation différente de l'espace.
- Travail en parallèle de plusieurs onduleurs augmente la fiabilité du système.
Rendement de conversion : 95-97%
Onduleur multi-chaîne (Multi string inverter)
- La poursuite du développement de l'onduleur mono-chaîne
- Chaque chaîne de modules PV est interfacée par son propre convertisseur DC/DC et ensuite
- connectée à un onduleur.
- D'autres élargissements de l'installation photovoltaïque sont faciles à faire.
- Pertes de puissance réduite.
- Le manque de redondance et d'évolutivité pour connexion au réseau.
Onduleur modulaire (Module inverter)
- Topologie simple.
- Applications résidentielles à petite échelle.
- Modules avec convertisseur DC / DC et onduleurs individuels.
- Chaque unité de module a des fonctions indépendantes.
- Haut rendement.
- Conception flexible.

Tableau II.4. Récapitulation des caractéristiques des différentes technologies

II.2.5.4. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque [33] :

- **Les systèmes à connexion directe au réseau**

Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

- **Le système à bus continu intermédiaire**

Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable. Dans notre étude le système photovoltaïque proposé est connecté au réseau via un bus continu intermédiaire.

II.2.5.4.1. Systèmes PV connectés directement au réseau

a. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la [figure II.20](#) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possible.

On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau.

L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [\[34\]](#) [\[46\]](#).

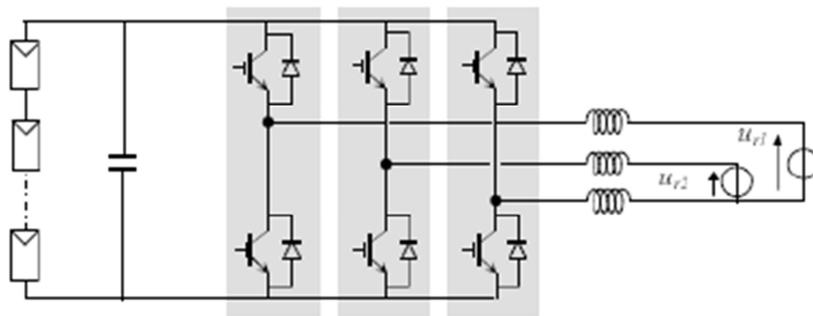


Figure II.20. Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [\[34\]](#) [\[46\]](#)

b. Structure avec bus à basse tension alternative

La [figure II.21](#) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220V– 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [\[34\]](#) [\[46\]](#).

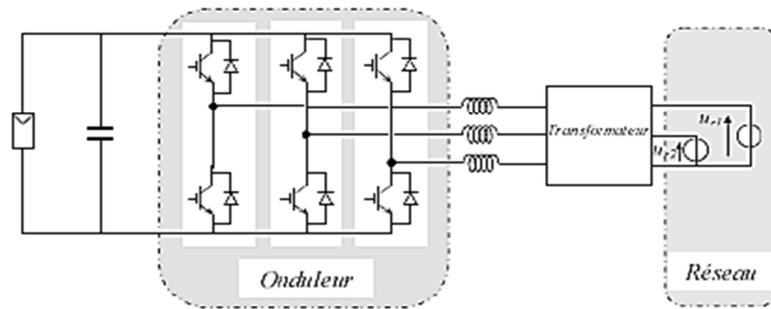


Figure II.21. Bus à basse tension alternative [34] [46]

II.2.5.4.2. Système à bus continu intermédiaire

a. Structure avec convertisseur forward

La figure II.22 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire; la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé.

Les inconvénients majeurs de ce montage sont [34] [46]:

- la capacité doit être relativement importante à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

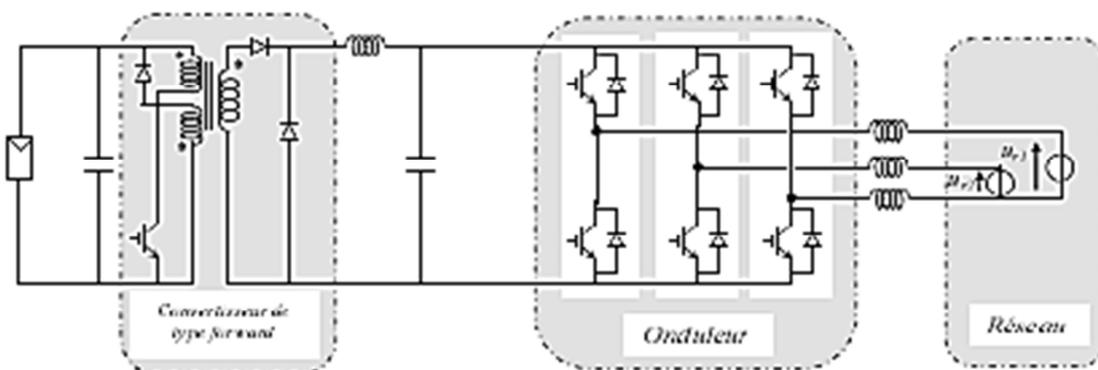


Figure II.22. Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [34] [46]

b. Structure avec convertisseur de type fly-back

La [figure II.23](#) montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de la tension désirée.

La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et assure l'isolation galvanique.

Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau.

L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qu'il augmente le coût de l'installation [\[34\]](#) [\[46\]](#).

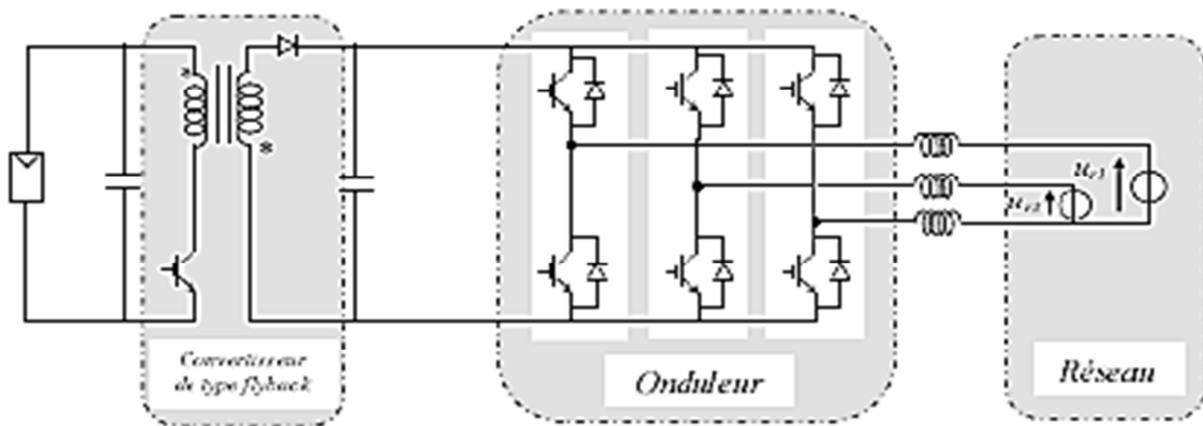


Figure II.23. Structure avec convertisseur de type fly-back [\[34\]](#) [\[46\]](#).

c. Structure avec hacheur et onduleur

La [figure II.24](#) représente un hacheur qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension de sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ".

L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [\[34\]](#) [\[46\]](#).

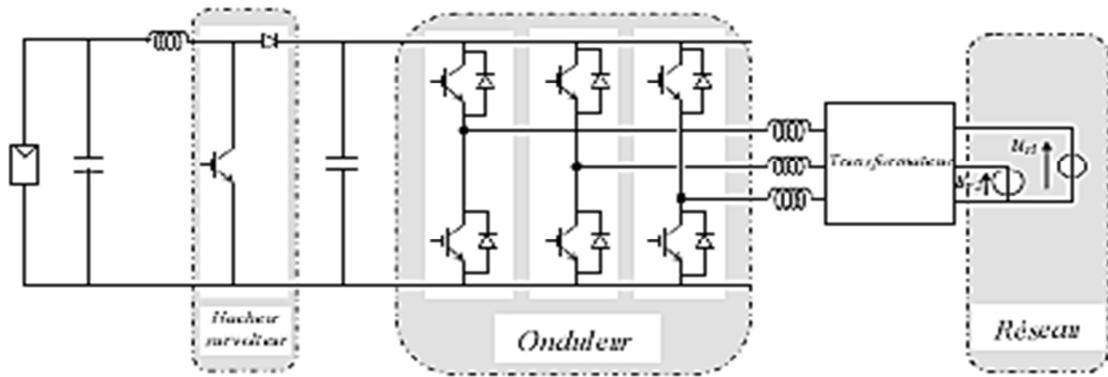


Figure II.24. Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [34] [46]

II.2.5.5. Commande de l'onduleur

a. Commande MLI

La M.L.I. (modulation de largeur d'impulsions, ou P.W.M. pour pulse width modulation) est en général plus complexe. Elle permet de supprimer des harmoniques en commutant les interrupteurs électroniques à des instants prés-calculés. Elle est particulièrement adaptée à l'obtention d'une sinusoïde avec peu de commutations par période. Le principe consiste à comparer la tension d'entrée modulante U_m (représentative de la forme d'onde désirée) à une tension triangulaire U_p de fréquence porteuse f_0 élevée par rapport à la fréquence f de U_m . La tension de sortie U_{AB} , modulée en largeur d'impulsions, sert à commander l'onduleur en pont. Les paramètres essentiels de MLI sont par conséquent :

La fréquence de modulation : f_m ;

L'indice de modulation : $m = f_m / f_s$

Où f_s est la fréquence des fondamentaux des grandeurs de sortie de l'onduleur ;

La figure II.25 illustre le circuit d'un onduleur monophasé, et la figure II.26 donne le principe de la modulation de largeur d'impulsion.

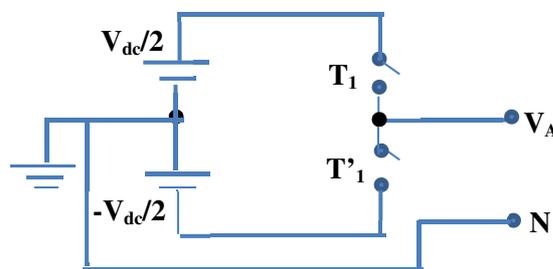


Figure II.25. Schéma du circuit monophasé d'un onduleur de tension [47].

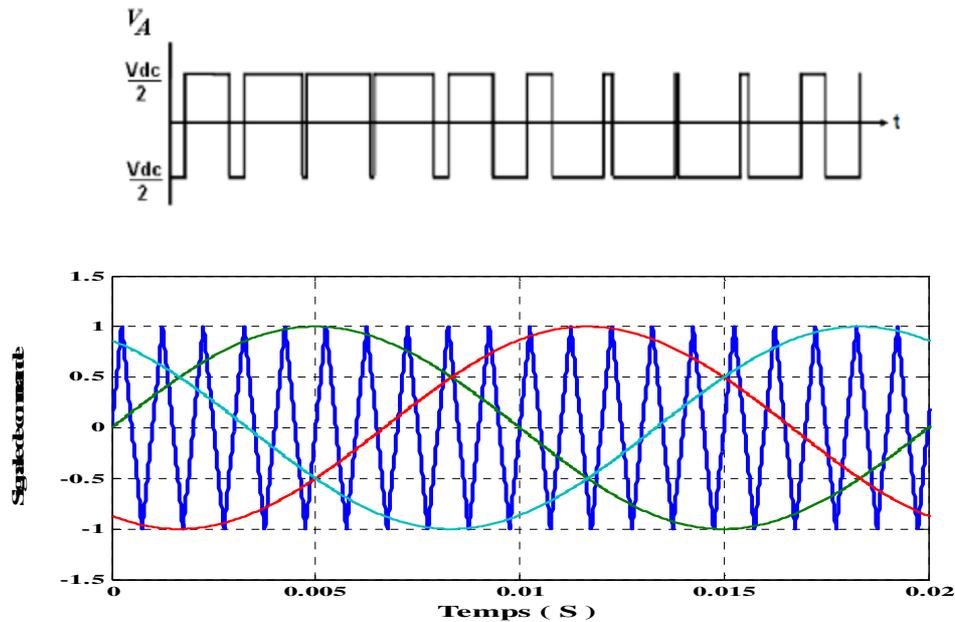


Figure II.26. Signal de porteuse et les signaux de référence.

Comme représenté par la [figure II.26](#), la tension délivrée par l'onduleur est déterminée dans ce qui suit :

- Lorsque $V_{sin} > V_{tri}$, $V_A = V_{dc} / 2$
- Lorsque $V_{sin} < V_{tri}$, $V_A = -V_{dc} / 2$

L'inconvénient principal de cette technique est l'erreur inhérente de poursuite (d'amplitude et de phase). En outre, la réponse du système peut être affectée par la stabilité de la boucle de régulation qui dépend à son tour des paramètres de la charge.

b. Commande par hystérésis

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation. En pratique, la différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [48]. Le contrôle de courant par hystérésis est la technique la plus simple à utiliser pour le contrôle des courants dans les systèmes d'entraînement à haute vitesse et cela en raison de sa simplicité à la mise en œuvre, sa robustesse, son exactitude en poursuite de courant de référence et sa dynamique extrêmement bonne, [figure II.27](#).

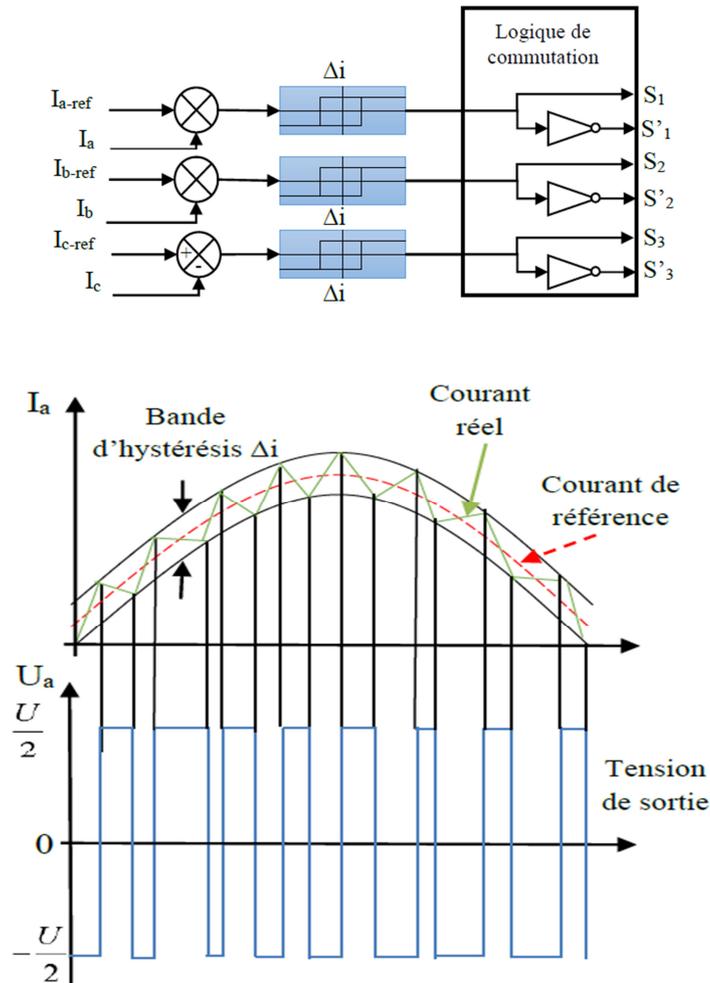


Figure II.27.Principe de contrôle du courant par hystérésis [49]

Ce contrôleur a les inconvénients suivants :

- La fréquence de commutation dépend en grande partie des paramètres de la machine et de la tension du bus continu.
- Dans un contrôleur de courant par hystérésis le courant instantané est maintenu dans une bande de tolérance, mais dans le système à neutre isolé l'erreur instantanée peut atteindre le double de cette bande [50], [51]. Cela est dû à l'interaction entre les trois phases.

Les onduleurs photovoltaïques peuvent être monophasés ou triphasés, avec transformateurs ou sans transformateurs, avec convertisseur DC/DC ou sans convertisseur DC/DC.

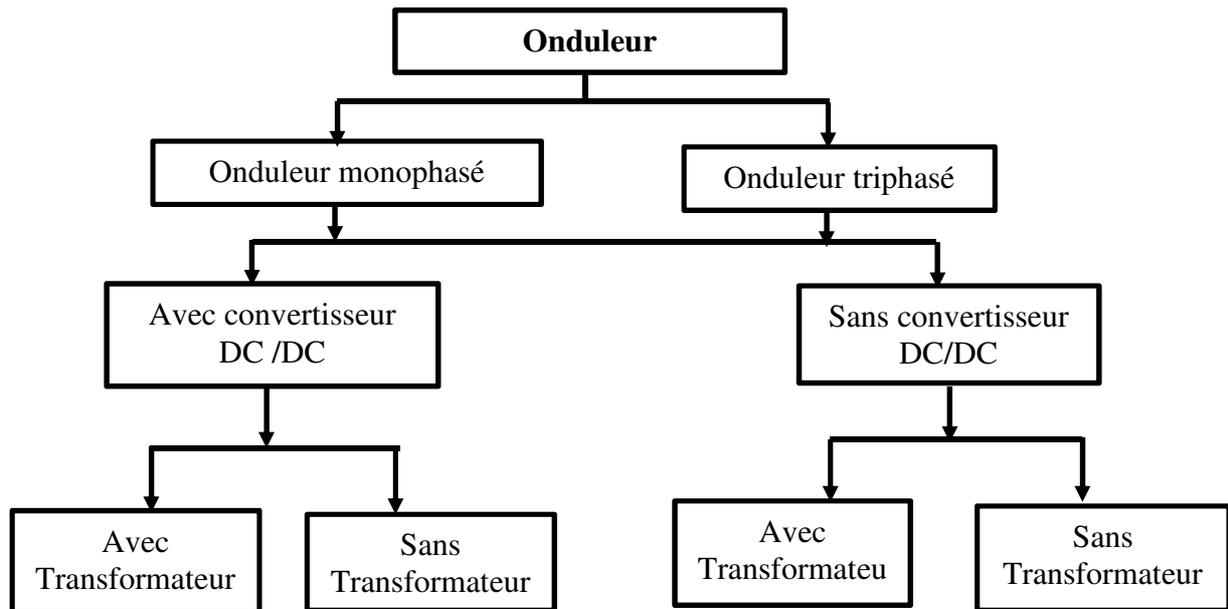


Figure II.28. Configuration des onduleurs photovoltaïques [52]

Certains aspects peuvent apporter des améliorations significatives dans la conception et la réalisation pratique des onduleurs connectés au réseau, à savoir :

- ✓ Le contrôle de la puissance.
- ✓ Le contrôle du facteur de puissance.
- ✓ La réduction du taux de la distorsion harmonique.
- ✓ L'élimination de la composante continue du courant injecté au réseau et surtout l'utilisation du contrôle digital.

II.2.6. Modélisation de l'interface réseau

L'objectif de la commande du système PV à base d'onduleur de tension est d'obtenir un système de courants sinusoïdaux équilibrés et en phase avec la tension, ceci implique que la puissance réactive générée doit être nulle. La structure de contrôle générique d'un système PV connecté au réseau est constituée de deux boucles de régulation imbriquées : une boucle externe pour le contrôle de la tension du bus continu et une boucle interne de contrôle des courants direct et quadrature.

En effet, la puissance exploitée est injectée au réseau via un onduleur de tension connecté à ce dernier, cet onduleur assure la phase d'injection de l'énergie par les deux tâches suivantes :

- Maintenir la tension du bus continu constante en contrôlant la puissance transitée vers le réseau via l'onduleur de tension.
- Commander les interrupteurs statiques afin d'injecter la puissance de référence (puissance du panneau photovoltaïque en retranchant celle du condensateur) au réseau.

II.2.6.1. Stratégie de contrôle d'onduleur

Comme le montre la [figure II.30](#), pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L,RL ou LCL).

Finalement, quel que soit le filtre utilisé pour le raccordement, on aura toujours le même schéma équivalent : une source contrôlée (alternative discontinue dans le cas de la topologie L et quasi sinusoïdale avec la topologie LCL) qui se connecte au réseau à travers une inductance. Le schéma équivalent monophasé du système du point de vue des grandeurs fondamentales sera celui de la [figure II.30 \[53\]](#) :

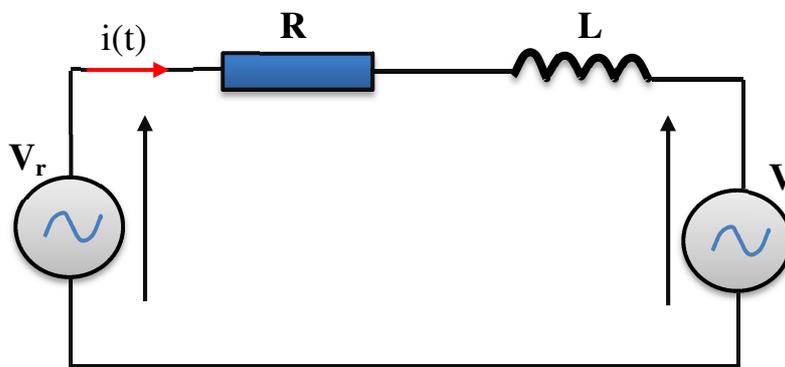


Figure II.29. Schéma simplifié de la liaison au réseau [53] [54]

V : Tension simple efficace modulée en sortie de l'onduleur [V]

$I(t)$: Courant transitant vers le réseau [A]

L_r : Inductance de sortie de l'onduleur [H]

Le réseau triphasé a trois grandeurs sinusoïdales de même fréquence, déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant la même valeur efficace, forment un système triphasé équilibré. La tension du réseau électrique triphasé équilibrée s'exprime de la manière suivante [55]:

$$\begin{cases} V_a = V_m \cos wt \\ V_b = V_m \cos(wt - \frac{2\pi}{3}) \\ V_c = V_m \cos(wt + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Nous considérons un onduleur connecté au réseau avec la prise en considération de la résistance en série (R) et de l'inductance (L) (qui représente le modèle simplifié d'un transformateur).

Considérons : $L_2 = L_3 = L_4 = 1$, $R_1 = R_2 = R_3 = R$

Les équations mathématiques de tension dans la [figure II.30](#) peuvent être écrites en utilisant la loi de Kirchhoff [55-58]:

$$\begin{cases} V_{r_a} = L \frac{d}{dt} i_a + R i_a + V_a \\ V_{r_b} = L \frac{d}{dt} i_b + R i_b + V_b \\ V_{r_c} = L \frac{d}{dt} i_c + R i_c + V_c \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_p}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

On remplaçant l'équation (II.23) dans l'équation (II.22), on obtient [59-62]:

$$\begin{cases} V_{r_a} = L \frac{d}{dt} i_a + R i_a + V_a = L \frac{d}{dt} i_a + R i_a + \frac{V_p}{3} (2S_1 - S_2 - S_3) \\ V_{r_b} = L \frac{d}{dt} i_b + R i_b + V_b = L \frac{d}{dt} i_b + R i_b + \frac{V_p}{3} (-S_1 + 2S_2 - S_3) \\ V_{r_c} = L \frac{d}{dt} i_c + R i_c + V_c = L \frac{d}{dt} i_c + R i_c + \frac{V_p}{3} (-S_1 - S_2 + 2S_3) \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

On peut écrire l'équation (II.24) de la forme suivant :

$$V_{r_abc} = L \frac{d}{dt} i_{abc} + R i_{abc} + v_{abc} \quad (\text{II.25})$$

$$\begin{pmatrix} \frac{di_a}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} v_a - V_{r_a} \\ v_b - V_{r_b} \\ v_c - V_{r_c} \end{pmatrix} \quad (\text{II.26})$$

II.2.6.2. Découplage du modèle de l'onduleur

Afin de simplifier le modèle étudié, la transformation de Park a été appliquée pour transférer les grandeurs triphasées du côté alternatif vers des grandeurs biphasées continues. Il y a deux motivations principales derrière cette transformation :

- Les trois variables du modèle mathématique peuvent être remplacés uniquement par deux variables ;
- Les deux variables biphasées peuvent être vues comme variables continues.

Dans le repère tournant (d, q), l'équation (II.26) devient de la manière suivante [55]:

$$\begin{pmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{pmatrix} = \frac{1}{L} \begin{pmatrix} -R & \omega L \\ \omega L & -R \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} - \frac{1}{L} \begin{pmatrix} V_{r_d} \\ V_{r_q} \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \quad (\text{II.27})$$

Dans les équations ci-dessus, i_d et i_q sont respectivement définis comme la composante d'axe d et la composante d'axe q du courant de sortie de l'onduleur triphasé connecté au réseau, V_{r_d} et V_{r_q} sont définis comme la composante d'axe d et la composante d'axe q de la tension

triphasée du réseau, V_d et V_q sont définies comme la composante de l'axe d et la composante de l'axe q de la tension de sortie de l'inverseur triphasé connecté au réseau.

L'équation (II.27) peut être décrite comme suit [55]:

$$\begin{cases} V_d = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d - \omega Li_q + V_{r,d} \\ V_q = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q + \omega Li_d + V_{r,q} \end{cases} \quad (\text{II.28})$$

Le schéma global de l'identification des références et de régulation du courant pour cette méthode est montré sur la [figure II.31](#).

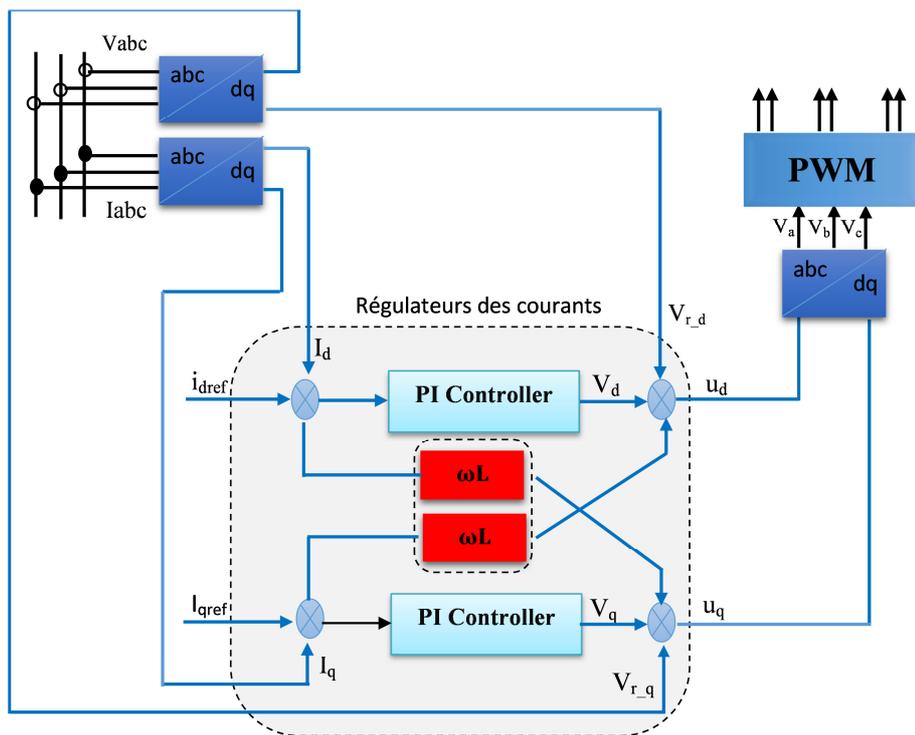


Figure II.30. La structure de contrôle de courant [54].

Le but de cette commande est d'imposer les valeurs des puissances actives et réactives injectées au réseau de distribution.

II.2.6.3. Puissance active et réactive dans le repère dq

La puissance active et réactive dans le repère stationnaire de Park est exprimée par les deux équations suivantes [54] [55] [58]:

$$\begin{cases} P = \frac{2}{3} (V_d i_d + V_q i_q) \\ Q = \frac{2}{3} (V_q i_d - V_d i_q) \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

V_d et V_q sont les composantes directe et en quadrature de la tension mesurée au point de connexion exprimées dans le référentiel de Park.

i_d et i_q sont les composantes directes et quadratiques du courant injectées dans le réseau. Par inversion de ces relations, il est alors possible d'imposer des références pour une puissance active et réactive nulle ($Q=0$) en imposant les courants de références suivants :

On déduit les courants dans le référentiel de Park par [55] [59] :

$$\begin{cases} P = \frac{2}{3} V_d i_d \\ Q = -\frac{2}{3} V_d i_q \end{cases} \quad (II.20)$$

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production. Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants.

En transformant les courants de référence : « i_d, i_q » au courants réels « $i_a ; i_b ; i_c$ » par la transformation inverse de Park, nous aboutirons à la génération des signaux de commande de l'onduleur de tension par la commande MLI à hystérésis.

Le PLL calcule la fréquence du réseau par la transformation des trois tensions dans le domaine de Park à ces composants dq, et puis force la composante quadrature V_q à être nulle. Un modèle schématisé présenté dans la [figure II.29](#), explique le principe de base d'une boucle à verrouillage de phase avec ses transformations des tensions triphasées [63].

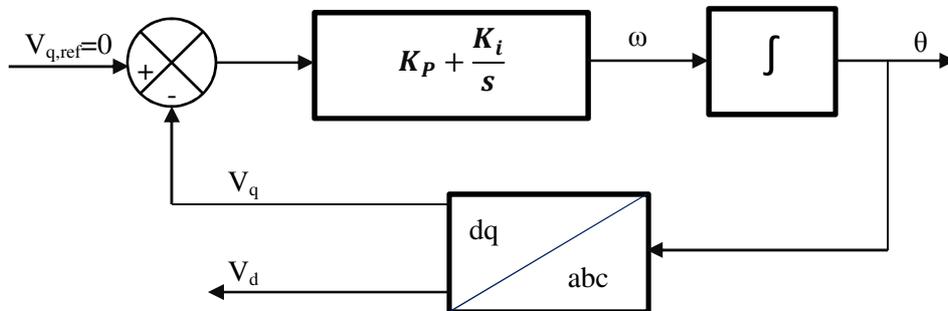


Figure II.31. Diagramme Schématique d'un (PLL)

La sortie du contrôleur PI est la de fréquence de rotation ω (rad/s). L'intégration de ce terme nous donne θ l'angle de rotation en radians.

II.2.6.4. Schéma synoptique de connexion au réseau

Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique de distribution basée sur l'algorithme de commande vectorielle se présente comme le schéma ci-après :

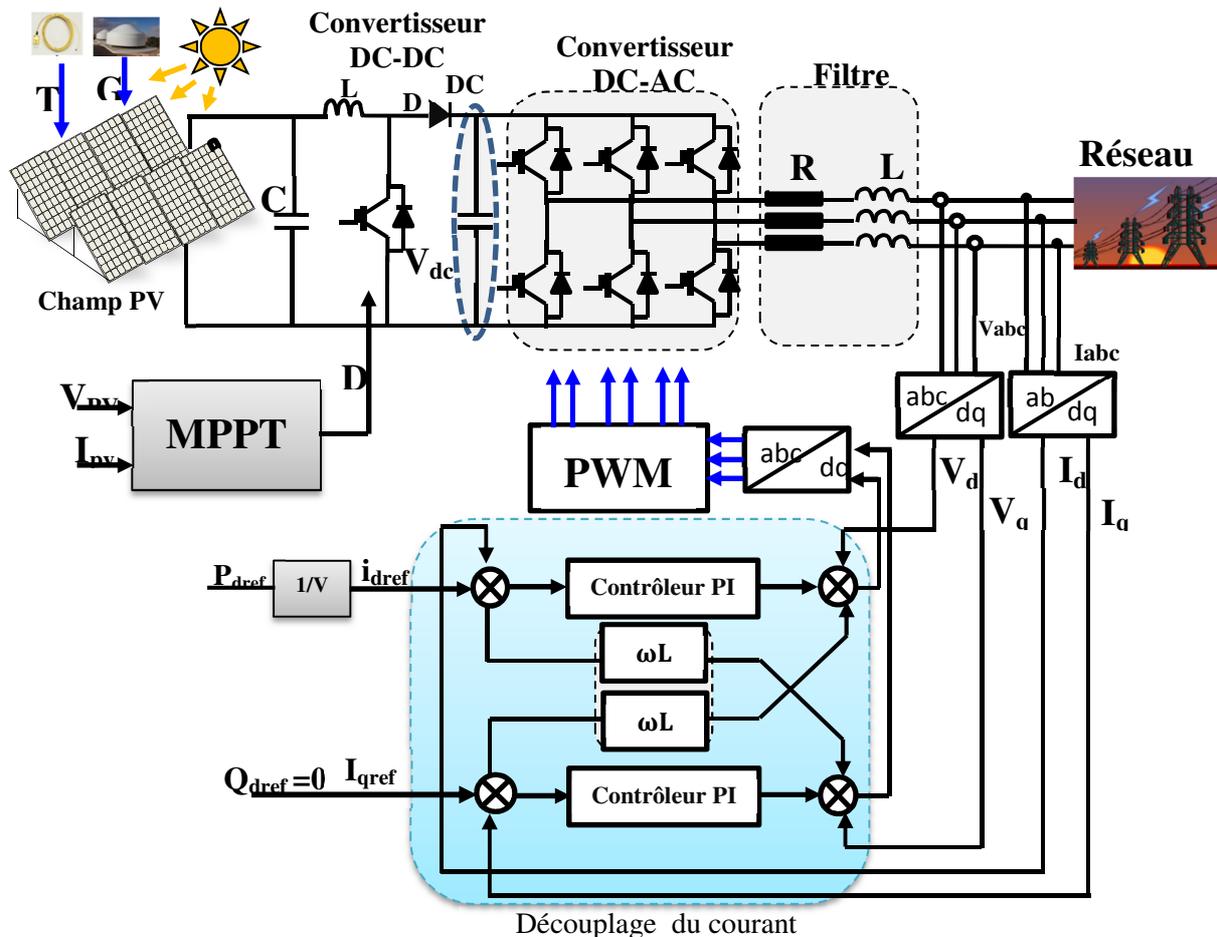


Figure II.32. Schéma de la commande entre l'onduleur et le réseau [44].

II.3. Conclusion

Ce chapitre est consacré à l'étude théorique des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. On a commencé par une modélisation du générateur photovoltaïque pour passer ensuite à l'étude de certains types de convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Comme le hacheur dévolteur, le hacheur survolteur et le hacheur mixte (dévolteur-survolteur). La commande de ces convertisseurs s'effectue par une variation du rapport cyclique du signal de commande de l'interrupteur qui est déduit de l'algorithme du MPPT. On a présenté également les différentes méthodes de commande MPPT les plus utilisées. Ensuite nous avons présenté la modélisation des onduleurs qui sert l'interconnexion entre le convertisseur DC et le réseau. Ensuite, on a développé un modèle du système PV connecté au réseau capable de générer un système de courants sinusoïdaux équilibrés et en phase avec les tensions correspondantes; ceci implique que la puissance réactive générée est nulle. Une synthèse de l'ensemble des régulateurs du courant a été faite pour assurer le bon fonctionnement de ce système.

Chapitre III

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux De Neurones Artificiels

III.1. Introduction

La recherche sur les réseaux de neurones a connu un développement important ces dernières années, tant du côté architecture où plusieurs modèles sont proposés, que du côté algorithmes d'apprentissages utilisés pour entraîner ces réseaux. En effet, ces travaux de recherche ont montré que les réseaux de neurones sont des approximateurs universels, ce qui permet de modéliser n'importe quel système non linéaire, et ils sont principalement, dotés de deux propriétés importantes : l'apprentissage et la généralisation. Ces travaux de recherche ont donné lieu à des applications très intéressantes des réseaux de neurones dans plusieurs domaines, et en particulier le domaine de la commande des systèmes non linéaires.

Dans ce chapitre nous présenterons les réseaux de neurones d'un point de vue général, ensuite nous traiterons en détails la modélisation et la commande MPPT par réseaux de neurones artificiels d'un système photovoltaïque connecté au réseau dans le but d'extraire le maximum de puissance du champ PV et de l'injecter réellement et efficacement dans le réseau. Pour mettre en évidence l'efficacité énergétique de notre système, on a effectué une comparaison des résultats obtenus sur des modules fixes (orientés vers le sud et inclinés de 32° par rapport à l'horizontale), par rapport à celle des modules mobiles d'un système de suivi à deux axes d'une même puissance.

III.2. L'architecture des Réseaux de Neurones Artificiels

Le premier modèle du neurone formel date des années quarante. Il été présenté par Mc Culloch et Pitts. S'inspirant de leurs travaux sur les neurones biologiques. La [figure III.1](#) montre la similitude entre un neurone artificiel et un neurone biologique qui est l'objet d'inspiration de la structure artificielle. Comme illustré sur la structure artificielle, chaque neurone est un processeur élémentaire. Il reçoit un nombre variable d'entrées en provenance des neurones amont (afférents) [64-69]. A chacune de ces entrées est associé un poids W abréviation de poids (weight en anglais) représentatif de la force (ou bien de la pondération)

de la connexion. Chaque processeur élémentaire est doté d'une sortie unique, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones en aval (efférents).

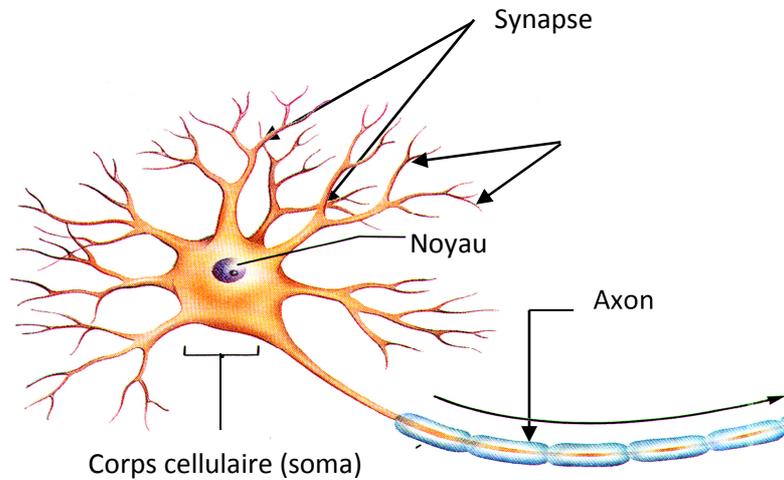


Figure III.1. Neurone biologique

L'architecture la plus simple contient trois couches comme représenté sur la figure III.2. La couche d'entrée (*Input layer*) reçoit les données externes, la deuxième couche est la couche cachée (*Hidden layer*) comportant plusieurs neurones cachés qui reçoivent des données à partir de la couche d'entrée et les envoient à la troisième couche qui est la couche de sortie (*Output layer*) [68-69].

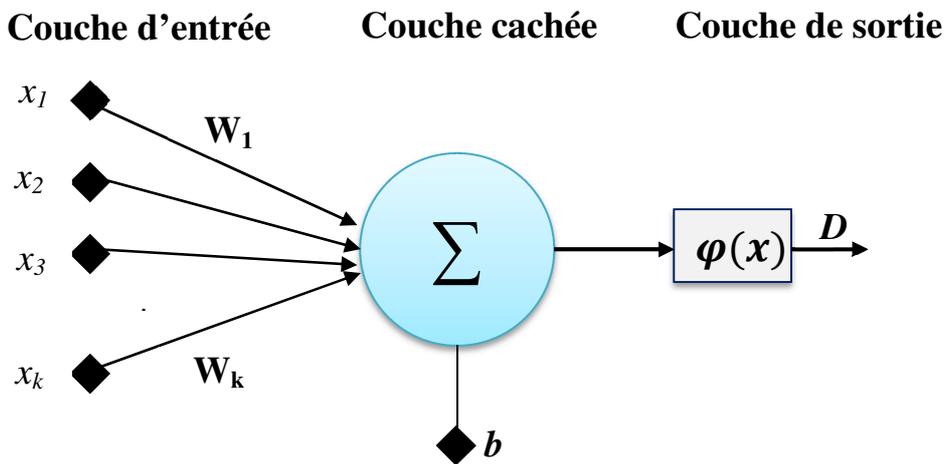


Figure III.2. Structure d'un neurone artificiel

Les entrées du neurone sont désignées par x_i ($i=1 \dots n$). Les paramètres W_i reliant les entrées aux neurones sont appelés poids synaptiques ou tout simplement poids. La sortie de l'unité de neurone peut être exprimée comme suit [70]:

$$D = \sum_{i=1}^k W_i \varphi(x) + b \tag{III.1}$$

Avec :

x_i : Les entrées neuronales

W_i : Les poids du réseau neuronal

k : Le nombre d'entrée

D : La sortie du système.

b : Le biais de chaque couche.

III.3. Apprentissage des réseaux de neurones [68-69]

La propriété la plus importante pour un réseau de neurones, est sûrement sa capacité d'apprendre de son environnement, d'améliorer sa performance à travers un processus d'apprentissage. La première règle d'apprentissage a été formulée grossièrement de façon qualitative par HEBB en 1949, il s'agissait d'ajuster ces poids de telle façon que le réseau présente certains comportements désirés. En d'autres termes, l'apprentissage des réseaux de neurones consiste à ajuster les poids synaptiques de telle manière à renforcer les sorties du réseau et qu'elles soient aussi proches que possible des sorties désirées.

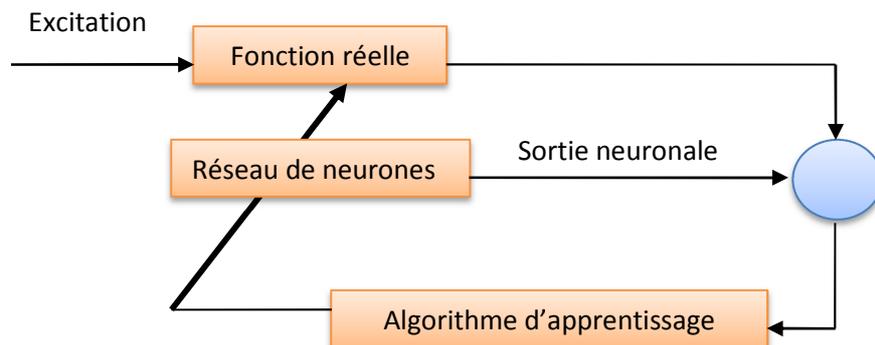


Figure III.3. Schéma synoptique du procédé d'apprentissage

On peut distinguer trois types d'apprentissage :

- L'apprentissage supervisé.
- L'apprentissage non supervisé.
- L'apprentissage par renforcement.

III.3.1. Apprentissage supervisé

Dans l'apprentissage supervisé, on dispose de la sortie désirée et qui consiste à ajuster les poids synaptiques de telle sorte à minimiser l'écart entre la sortie désirée et la sortie du réseau. L'apprentissage supervise est illustrée d'une manière conceptuelle par la [figure III.4](#).

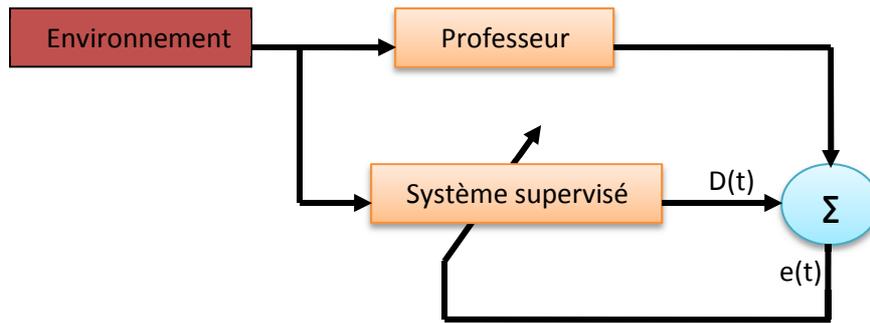


Figure III.4. Schéma bloc de l'apprentissage supervisé d'un réseau de neurones.

III.3.2. Apprentissage non supervisé

Dans un modèle non supervisé [figure III.5](#), le réseau de neurones organise lui-même (une auto-adaptation) les entrées qui lui sont présentées de façon à optimiser un critère de performances donné.

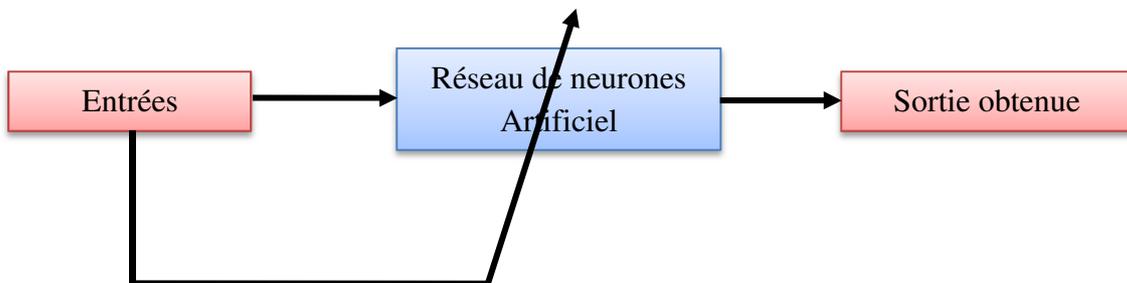


Figure III.5. Schéma bloc de l'apprentissage non supervisé d'un réseau de neurone.

III.3.3. Apprentissage par renforcement

L'apprentissage par renforcement, pour lequel le réseau de neurones est informé d'une manière indirecte sur l'effet de son action choisie. Cette action est renforcée si elle conduit à une amélioration des performances.

III.3.4. La méthode de rétro propagation

Les réseaux de neurones de propagation avant ont été appliqués avec succès pour résoudre certains problèmes difficiles et variés en les formant de manière supervisée avec un algorithme très populaire connu sous le nom de l'algorithme de rétro propagation (BP) [\[71-74\]](#).

L'algorithme d'apprentissage BP est un algorithme de gradient itératif conçu pour minimiser l'erreur quadratique moyenne entre la sortie réelle et la sortie désirée. Le vecteur de sortie calculé par le réseau est comparé au vecteur de sortie désiré. On calcule ensuite une fonction d'erreur correspondant généralement à l'écart quadratique entre la sortie réelle et la sortie

désirée. Puis on modifie le coefficient synaptique (poids) de chaque connexion de façon à réduire cette erreur. L'opération est répétée jusqu'à ce que le comportement désiré soit obtenu.

Le critère à minimiser est de la forme suivante [71-74]:

$$J = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (y_i^{des} - y_i)^2 \quad (III.2)$$

Où :

y_i^{des} : La i-ième sortie désirée du système

y_i : La i-ième sortie calculée du système

N_2 : Le nombre des neurones

Le problème consiste à déterminer les poids W de toutes les couches qui minimisent le critère de performance J [71-74]:

L'adaptation des poids W se fait selon la règle suivante :

$$\Delta W = -\eta \frac{\partial J}{\partial W} \quad (III.3)$$

$$W_{ij}^{(k)}(t+1) = W_{ij}^{(k)}(t) - \Delta W \quad (III.4)$$

En fait, cela montre les variations de J par rapport aux variations du poids. L'équation (III.3) est résolue en fonction de la suite de l'algorithme du gradient :

- **La couche de sortie**

Où N_2 est le nombre de neurones dans la couche K (couche de sortie), N_1 le nombre de neurones dans la couche (K - 1) (la dernière couche cachée) [71-74]:

$$\frac{\partial J}{\partial W_{ij}^{(k)}} = \frac{\partial J}{\partial y_i^{(k)}} \frac{\partial y_i^{(k)}}{\partial a_i^{(k)}} \frac{\partial a_i^{(k)}}{\partial W_{ij}^{(k)}} \quad (III.5)$$

- **La couche cachée**

Où N_0 est le nombre de neurones de la couche (K - 2).

$$\frac{\partial J}{\partial W_{ji}^{(k-1)}} = \frac{\partial J}{\partial X_j^{(k-1)}} \frac{\partial X_j^{(k-1)}}{\partial a_j^{(k-1)}} \frac{\partial a_j^{(k-1)}}{\partial W_{ji}^{(k-1)}} \quad (III.6)$$

III.4. Optimisation de puissance de système Photovoltaïque par les réseaux de neurones [75-79].

On rappelle que l'optimisation du système photovoltaïque consiste en la maximisation de la puissance du GPV. Le schéma du MPPT proposé est représenté sur la [figure III.6](#). Dans ce schéma, le réseau de neurones artificiels (RNA) est utilisé pour trouver la tension optimale. Le réseau est formé par un ensemble de données d'entrées et de sorties qui sont optimisés. Pour cette commande MPPT, les variables d'entrées sont la température et l'irradiation qui correspondent à la puissance maximale (P_{max}). La sortie est la tension optimale de référence, en comparant avec la tension du GPV afin de produire le signal du rapport cyclique permettant de commander le hacheur pour fonctionner le plus souvent possible au PPM.

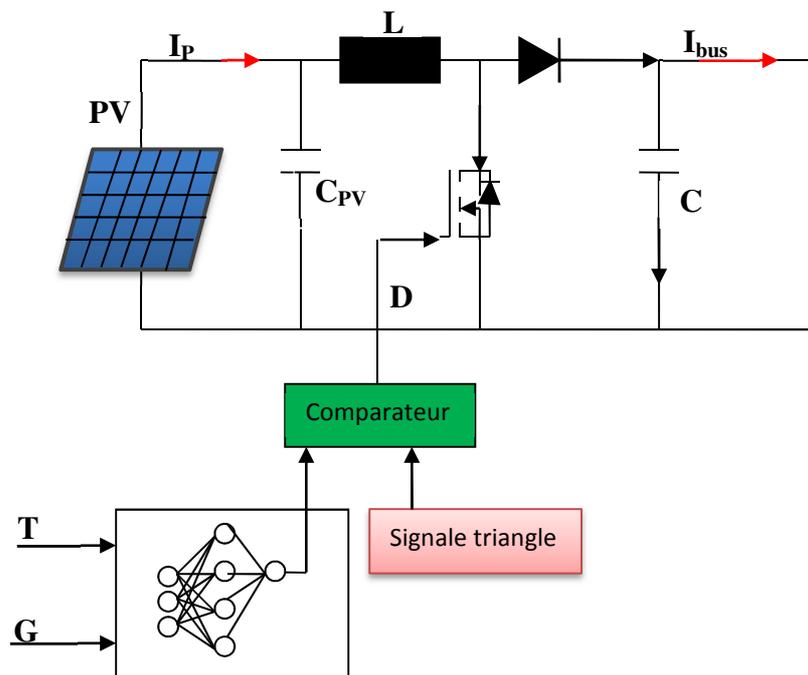


Figure III.6. Structure globale de l'optimisation par réseaux de neurones proposés

La première chose dans l'implémentation des réseaux de neurones est le comptage des variables d'entrée et de sortie du problème. On a deux variables comme entrées, l'éclairement (G) et la température (T) et une variable en sortie qui est la tension de référence (le rapport cyclique) [73] [30]. Dans notre travail, on a construit un réseau de neurones multicouches ([Figure III.7](#)) composée de :

- Une couche d'entrée à trois neurones,
- Une couche cachée à vingt neurones
- Une couche de sortie à un neurone.

Pour la fonction de transfert de la couche d'entrée et de celle de sortie ainsi que la couche cachée, on a utilisé la fonction sigmoïde.

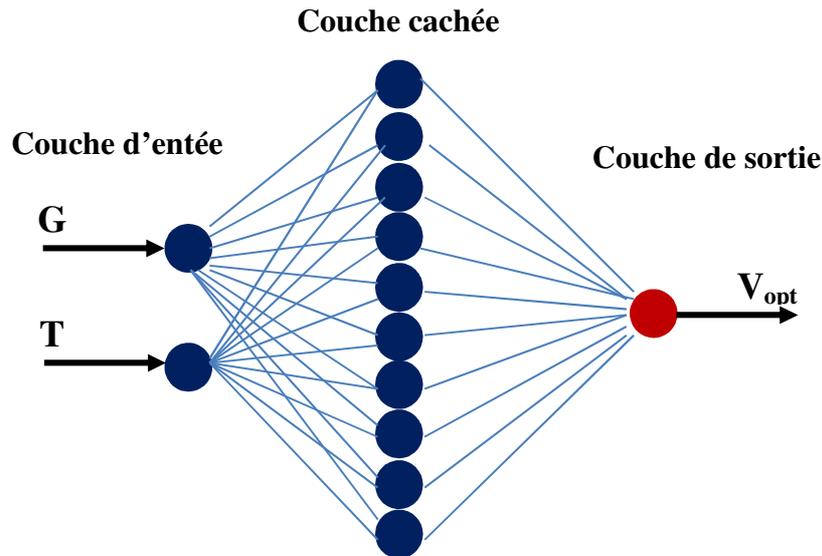


Figure III.7. Modèle du neurone choisi [73] [30]

Une fois la structure du réseau fixée, l'opération de l'optimisation du système photovoltaïque sera réalisée en deux étapes :

- L'étape d'apprentissage du réseau de neurones, durant laquelle les poids et les paramètres du réseau vont être ajustés de manière à minimiser la somme des erreurs quadratiques entre les rapports cycliques de sortie du réseau et celles de l'ensemble des échantillons. L'erreur quadratique globale est calculée et utilisée pour corriger les poids de la couche de sortie. Puis, par rétro propagation de cette erreur, des erreurs intermédiaires correspondant à la couche cachée qui sont ainsi calculées et vont permettre l'ajustement des poids en question, en utilisant l'algorithme de Levenberg-Marquardt. L'ensemble des échantillons utilisés pour l'apprentissage du réseau de neurones est constitué des différents éclaircissements, variant entre 200 W/m² et 1000 W/m². Cette base peut se mettre sous forme d'un tableau (matrice). Ce dernier est constitué des vecteurs qui représentent la couche d'entrée du RNA et le vecteur de sortie désiré, où chaque vecteur est constitué des paramètres suivants :

- Le vecteur d'entrée est composé du couple (irradiation, température).
- Le vecteur de sortie est composé de (la tension optimale).

On construit une base de données très riche, qui possède beaucoup d'informations qui serviront à l'apprentissage et au test du réseau de neurones sur les différents niveaux d'irradiation et de température. Pour cette phase, on a réalisé le tableau suivant:

T(C°)	10	15	25	40	55	70	85
G (W /m²)							
200	310.8	308.3	305	292.7	292.3	277.8	267.6
300	323.2	319.5	314.5	304.7	306.1	287.6	279.2
400	327.9	327.2	321.7	314.5	314.8	299.6	292.3
500	336.2	333.3	327.5	321	320.6	306.1	299.6
600	340.6	336.9	333.3	326.4	326.1	310.8	303.6
700	343.9	340.6	335.9	330.8	329.3	315.5	308.3
800	347.1	345.3	339.5	333.7	333.7	319.9	313.4
900	349.7	347.8	342.8	336.2	336.6	323.2	316.6
1000	352.6	350.4	350	339.9	339.5	326.4	318.8

Tableau III.1. Le tableau d'apprentissage du RNA

- L'étape d'optimisation consiste à simuler (figure III.7) avec finesse le comportement du réseau de neurones conçu dans la première étape dans le plan (G, T) puis D.

Le programme suivant crée un réseau de neurones sous Matlab:

```
p= [Données d'irradiations ; Données des Températures];
t= [Données des tensions désirées];
Net=newff(minmax(p),[40,3,1], {'tansig','tansig','purelin'},'traingd');
net.trainParam.epochs=1000;
net.trainParam.goal=1e-3;
net.trainParam.show=50 ;
net.trainParam.lr=0.05;
[net,tr]=train(net,p,t);
a=sim(net,p)
gensim(net)
```

Création d'un Bloc du réseau de neurone artificielle dans SIMULINK:

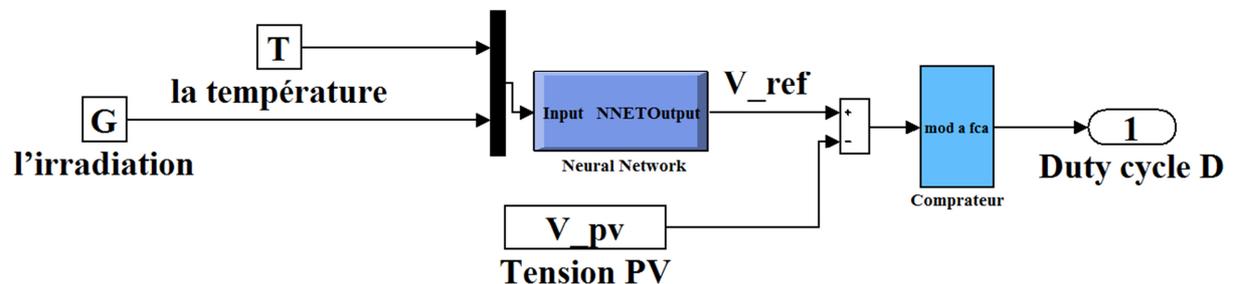


Figure III.8. Schéma Bloc du réseau de neurones artificiels dans SIMULINK

III.5. Résultats de simulation

III.5.1. Localisation géographique du site étudié

Le site est situé à Ghardaïa, à environ 600 Km au sud de la capitale Alger et s'étend sur une grande superficie de 163.233 km². Ce site a les coordonnées suivantes, Latitude : 32 ° 36 'N, Longitude : 3 ° 81' E et de l'élévation de 450 m au-dessus du niveau de la mer. Les conditions climatiques font que Ghardaïa bénéficie d'un climat sec et aride, caractérisé par un ensoleillement exceptionnel, vu sa localisation géographique et son éloignement de la côte méditerranéenne. Ghardaïa bénéficie d'un rayonnement solaire prometteur pour des énergies renouvelables (la bioclimatique, la production d'eau chaude sanitaire, la production d'électricité, le séchage agroalimentaire, etc...). Les valeurs journalières moyennes mensuelles du rayonnement global atteignent 7762 Wh/m² en été, 6944 Wh/m² au printemps ; 4986 Wh/m² en automne et 3915 Wh/m² dans la saison hivernale.

Les températures minimales et maximales de l'air allant de 14 ° C à 47 C ° en été et 2 C ° à 37 C ° dans les mois d'hiver, respectivement. Ce qui favorise l'utilisation de l'énergie solaire dans divers domaines.

Afin de faire une bonne étude des performances des systèmes de conversion solaire et de faire une comparaison du rendement énergétique entre le système de la poursuite solaire avec un système solaire fixe incliné, une base de données de rayonnement est indispensable. L'installation de la station radiométrique à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) entre dans ce contexte. Elle nous permet de mieux caractériser le site d'un point de vue énergétique.



Figure III.9. Location géographique de la wilaya de Ghardaïa

III.5.2. Collection des données

La station de mesure (Sun-Tracker) est fonctionnelle, installée sur le toit de l'Unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER), loin de Ghardaia ville d'environ 18 km.

Le Sun-Tracker : est une station de grande précision qui comprend deux parties: une partie fixe composée d'un Pyranometre type EKO pour mesurer l'éclairement solaire reçue sur une surface horizontale, d'un thermohygrometre type TECNOEL pour mesure la température et l'humidité et d'un solarimetre. L'autre partie mobile est basée sur un système robotisé capable de suivre la trajectoire du soleil. Ces données sont enregistrées quotidiennement durant 24 heures avec un pas de cinq minutes depuis 2004 et consistent-en des données de température, d'humidité et de l'éclairement solaire direct et diffus. Les instruments qui mesurent les composants direct, le global et le diffus sont de type EKO, figure III.10. L'instrument (1) est un Pyranometre qui mesure le rayonnement solaire global. L'instrument (2) est également un Pyranometre qui mesure la composante du rayonnement diffus. Le Pyrheliometer (3) mesure la composante du rayonnement directe. La boule noire (4) et le Pyrheliometer sont montés sur les deux axes du suiveur solaire automatique (5) [80] [81].

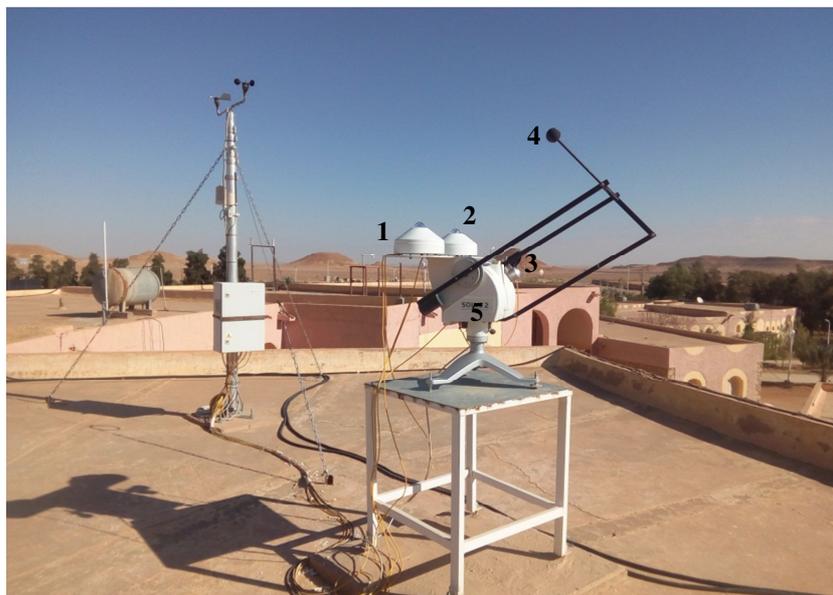


Figure III.10. Photo de la station météorologique

1-Pyranometre pour mesurer l'éclairement solaire globale, 2-Pyranometre pour mesurer la composante du rayonnement diffus, 3-Peryheliometer pour mesurer l'éclairement solaire directe, 4-ballon utilise pour cacher définitivement le pyranometre2, 5- suiveur solaire à 2 axes.

On présente ci-dessous une simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire) d'une puissance égale à 6 kWc sous les conditions nominales ($T= 25\text{ °C}$ et $G= 1000\text{ W/m}^2$) décrit dans la simulation du chapitre II (Figure II.3 et Figure II.4). Il est composé en fait de deux étages de conversion en cascade, permettant un transfert adéquat de l'énergie extraite du générateur PV au réseau électrique. Le premier étage dit « continu », se compose de cinq branches de modules en parallèles chaque branche contient 20 modules en série, type MSX 60, connectés en série et un convertisseur DC-DC boost, qui élève la tension optimale du générateur à une tension convenable du bus continu, ils servent ainsi comme un adaptateur d'impédance. Le deuxième étage dit « alternatif », se compose à son tour, d'un onduleur de tension à deux niveaux, il est connecté au réseau via un filtre inductif RL.

Le dispositif de commande proposé est constitué principalement de deux blocs de contrôle :

- Un bloc de contrôle du convertisseur survolteur DC/DC associé au générateur photovoltaïque.
- Un bloc de contrôle du courant du convertisseur DC/AC coté réseau.

Les paramètres du système à simuler sont regroupés dans le tableau (III.2)

Hacheur	Bus	Onduleur	PI	Filter	Réseau
$C= 1000\ \mu F$	$V_{dc}=800\ V$	$f_s=15\ kHz$	$K_p=9$	$L_f= 3\ mH$	$V_r=380\ V$
$L= 50\ mH$	$C_{dc}= 2.2\ mF$		$K_i=300$	$R_f=0.1\ \Omega$	$f=50\ Hz$
$f_s=4500\ Hz$					

Tableau III.2. Paramètres du système PV connecté au réseau à simuler.

III.5.3. Les données du rayonnement solaire utilisées pour l'étude

Afin de bien étudier le comportement de notre système face aux changements climatiques réels de l'irradiation dans l'environnement Matlab Simulink, on a choisi des jours types de l'analyse de Liu *et al* pour chaque mois durant l'année suivante [82-83] :

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Jui	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
N° mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Jour moyen	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
Jour de l'année	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Tableau III.3. Jours types de l'analyse de Liu *et al*.

On appelle « jour type du mois », pour une grandeur donnée, le jour du mois se rapprochant le plus de la moyenne mensuelle de cette grandeur.

- Les données météorologiques réelles des irradiances globale sur le plan incliné fixe (32°), utilisées ont été fournies par la station météorologique installée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER).
- Les données météorologiques théoriques utilisant le modèle de Liu & Jordan des irradiances globales sur le plan incliné selon les deux axes, ont été relevées à partir d'une application Web de calcul du rayonnement solaire lancé par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) [84].

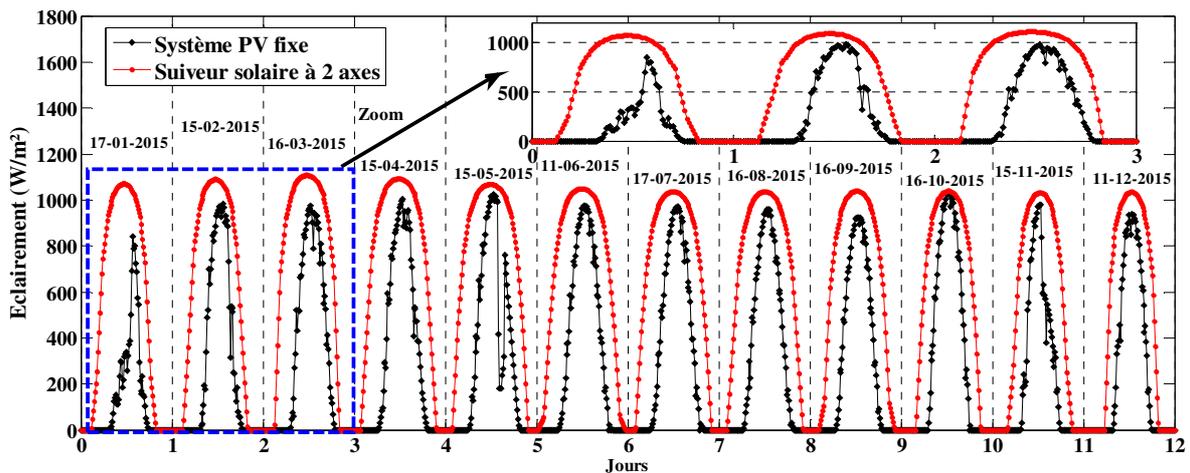


Figure III.11. Profile de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m^2)

- La figure III.11 représente l'évolution de l'éclairement solaire journalier pour les deux systèmes choisis (fixe et avec poursuite solaire). Le graphe journalier de la radiation solaire, reçue par poursuite solaire est tracé en rouge et celui de système PV fixe en noir. L'examen de la figure fait ressortir que pour un ciel clair, la radiation solaire varie au cours de la journée d'une manière gaussienne entre $0 W/m^2$ et $1000 W/m^2$. Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil ce qui correspond à une hauteur de soleil nulle et elle atteint le maximum au milieu de la journée c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale.
- Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas de la poursuite solaire est nettement supérieur par rapport au plan incliné fixe.

a. Générateur photovoltaïque

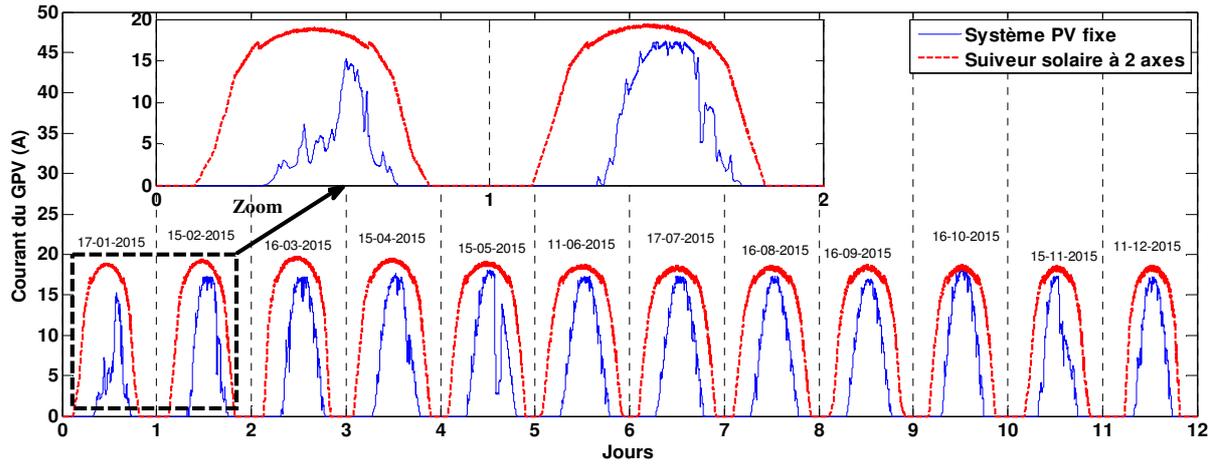


Figure III.12. Caractéristiques des courants du générateur photovoltaïque.

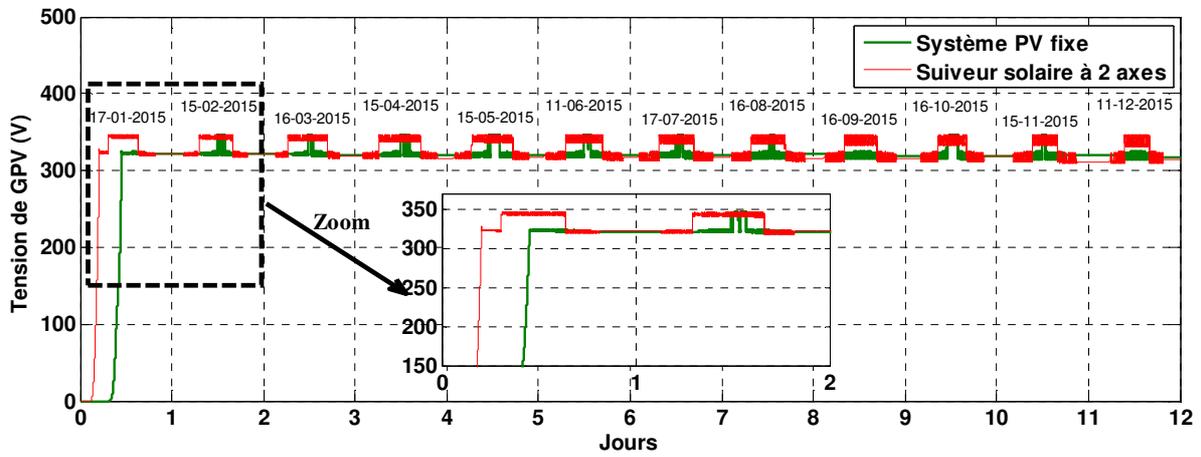


Figure III.13. Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque.

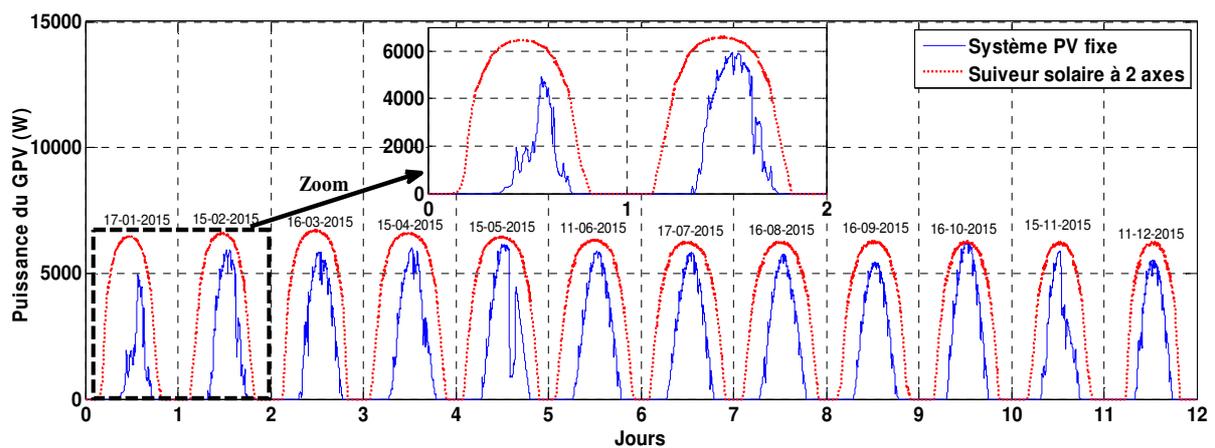


Figure III.14. Caractéristiques des puissances du générateur photovoltaïque.

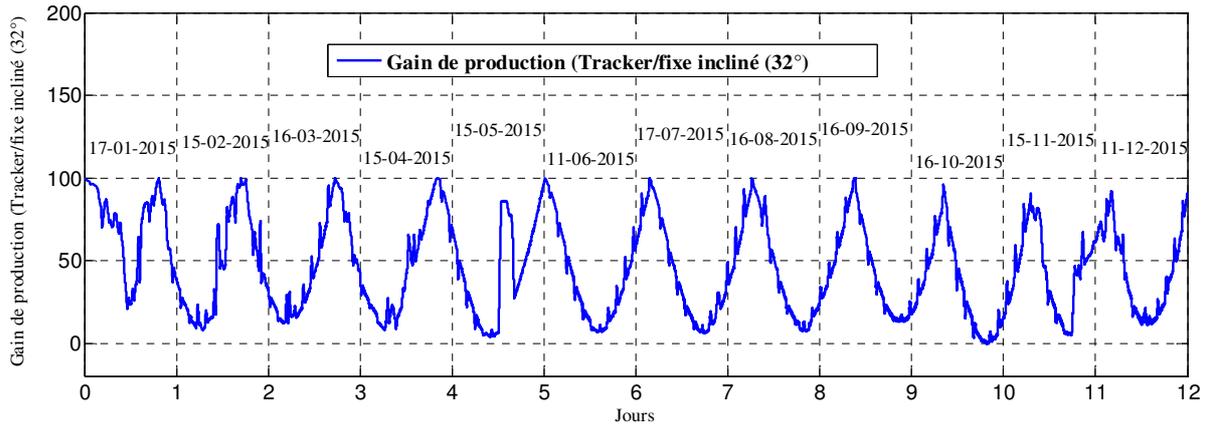


Figure III.15. Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))

- La figure ci-dessus représente un diagramme comparatif de production électrique d'une installation fixe avec une installation identique mais équipée d'un suiveur de trajectoire solaire. Le but de ces simulations est de visualiser les différentes caractéristiques électriques à la sortie du panneau PV.
- Selon les résultats, Il apparaît que toutes les grandeurs électriques (puissances, tensions et courants) du générateur photovoltaïque à optimiser convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable (0.01s) relativement à la dynamique lente du profil de la source primaire (éclairage).
- L'évolution du courant photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance vis-à-vis de l'éclairage solaire. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale d'environ 20 A qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi, (voir figure III.12).
- L'évolution de la tension photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 300 V environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi, (voir figure III.13).
- L'évolution de la puissance photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance direct de la puissance vis-à-vis de l'éclairage solaire. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale d'environ 6 kW qui correspond à une pic des radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi (voir figure III.14).

- La [figure III.14](#) illustre la puissance journalière produite pour les deux systèmes solaires (fixe et avec poursuite solaire). On remarque que l'énergie développée est beaucoup plus élevée durant le mois de juillet en comparaison avec le mois de janvier, car l'éclairement solaire reçu au niveau du champ photovoltaïque est très élevé durant ce mois. En juillet, la ville de Ghardaïa reçoit une quantité considérable de rayonnement solaire, le pic des radiations apparait à midi, approximativement. Il est de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ correspondant à une puissance de 6000 W tandis qu'au mois de décembre, le pic d'éclairement est de l'ordre de $800\text{ W}/\text{m}^2$; ce qui représente la moitié de la puissance délivrée le mois de juillet ($\sim 5000\text{ W}$). On peut conclure que l'efficacité (le gain énergétique) du système est importante durant la période estivale (les mois les plus chauds). Il est à souligner que la puissance produite au niveau du système avec la poursuite solaire est supérieure à celle produite avec un système PV fixe sur un plan incliné en raison de l'irradiation solaire plus importante reçue par le premier.
- La courbe rouge de poursuite solaire monte en puissance dès le matin pendant que la courbe noire du système fixe monte progressivement jusqu'à son maximum à midi solaire. L'écart mesuré en pourcentage est montré sur la [figure III.15](#) qui dépasse largement 100% en début et en fin de journée ; la moyenne s'élève à 54,5% pour cette journée ensoleillée.
- Le résultat obtenu confirme l'importance d'un suiveur solaire à deux axes par rapport à un plan fixe, en termes de production journalière d'énergie électrique. Pour une même installation donnée, la présence du suiveur solaire permet une augmentation de 30% d'énergie électrique.

b. Coté onduleur réseau

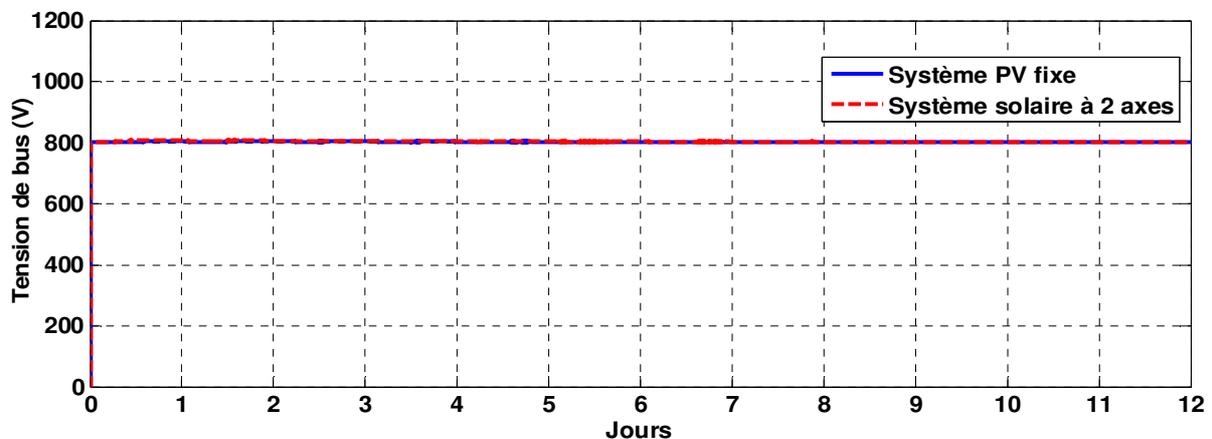


Figure III.16. Tension de bus continu avec le régulateur PI.

Pour les deux systèmes photovoltaïques connectés au réseau (fixe et avec poursuite solaire), la tension de bus est maintenue au niveau de la tension de référence quel que soit la variation des conditions climatiques puisque ($V = 800 \text{ V}$), voir figure III.16.

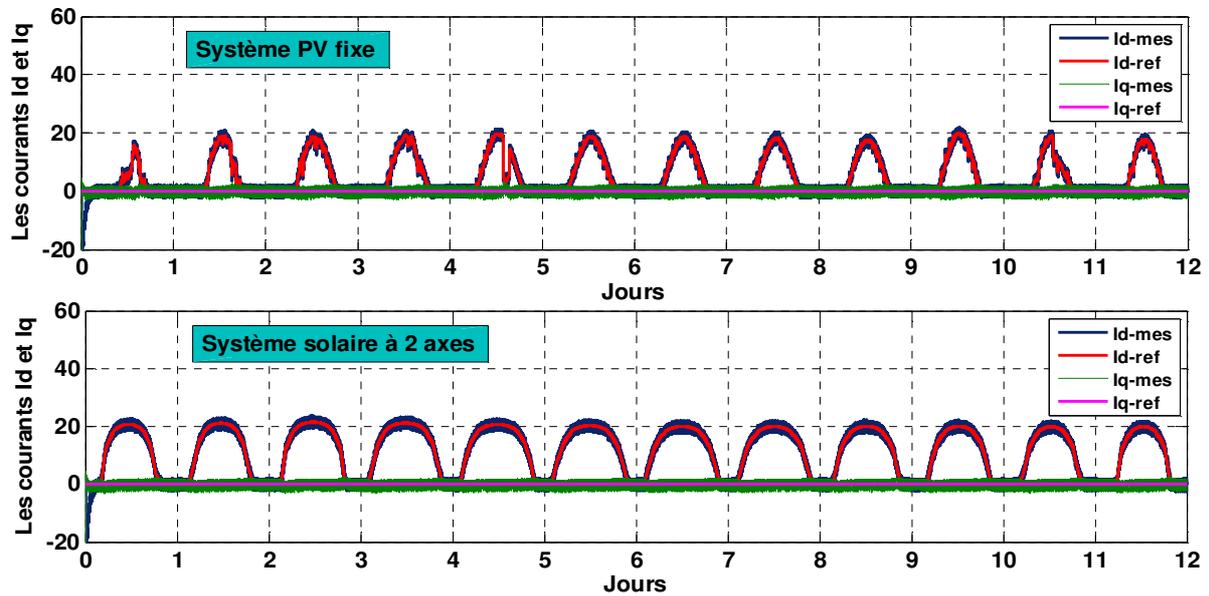


Figure III.17. Les courants mesurés ($I_{d\text{-mes}}$ et $I_{q\text{-mes}}$) et leurs références ($I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$)

La figure III.17 représente les courants mesurés ($I_{d\text{-mes}}$ et $I_{q\text{-mes}}$) et les courants de référence ($I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$) dans le domaine de Park. Les courants de référence $I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$, montrent la stratégie de la commande qui oblige le courant $I_{q\text{-ref}}$ à être nul pour que le système photovoltaïque fournit uniquement de l'énergie active au réseau; ce qui ressort clairement de cette figure.

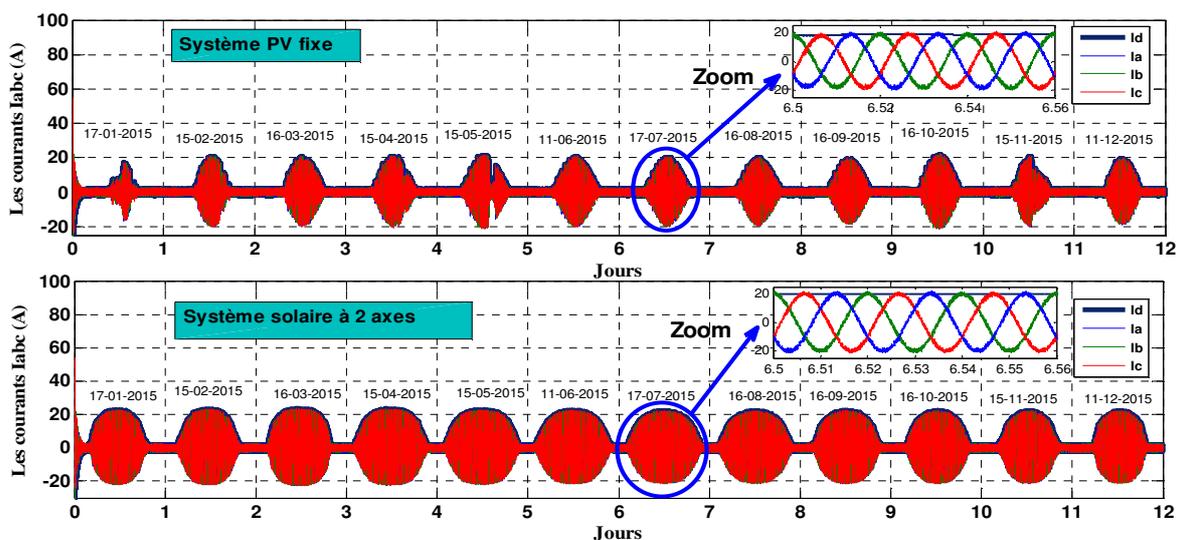


Figure III.18. Caractéristiques des courants triphasés injectés au réseau.

La figure III.18 représente les caractéristiques des courants triphasés injectés au réseau (Iabc), ainsi que le courant (Id) injecté au réseau dans le domaine de Park. Ils ont une allure quasiment sinusoïdale. L'augmentation et la diminution du courant « Iabc » reflète la variation de l'ensoleillement. L'augmentation de l'intensité d'ensoleillement provoque une augmentation de la puissance.

Selon les résultats de simulation présentés ci-dessous, toutes les grandeurs à optimiser, entre autre le courant de commande injecté au réseau; convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable plus court relativement à la dynamique lente du profil d'irradiation.

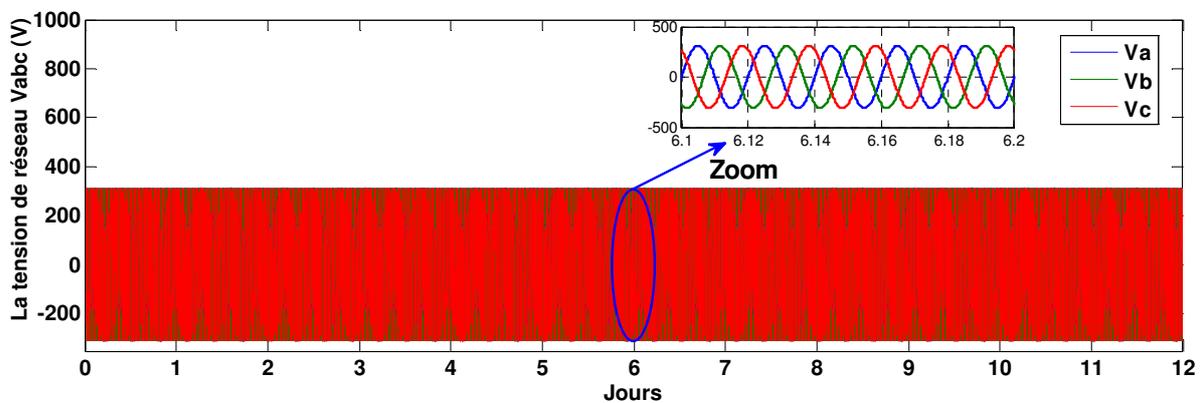


Figure III.19. Caractéristiques des tensions triphasées du réseau.

Les tensions triphasées du réseau (Figure III.19) ont une forme sinusoïdale de même fréquence 50Hz, déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant la même valeur efficace 220V, elles forment un système triphasé équilibré.

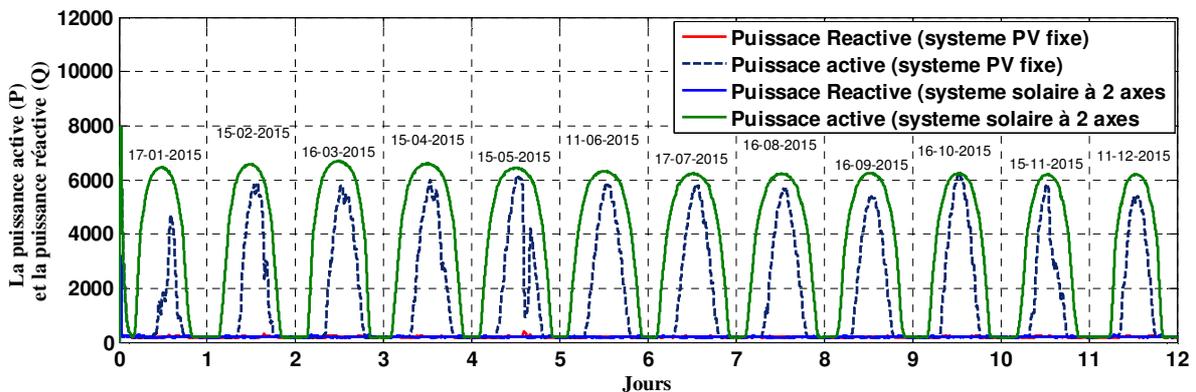


Figure III.20. Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau.

La figure III.20 représente les caractéristiques de la puissance active totale injectée au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle. Par ailleurs, il ressort visiblement cette même

figure un bon découplage entre la puissance active et réactive. Il est clair que la puissance active suit ses valeurs désirées pendant toutes les variations de l'éclairement ($P \simeq P_{\text{réf}}$ et $Q \simeq Q_{\text{réf}} = 0$).

Les résultats de simulation obtenus tout au long de ce chapitre, nous permettent de conclure que le système commandé par un réseau de neurones a montré son efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour le temps de réponse et la stabilité.

III.6.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé d'apporter une contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des techniques intelligentes. Nous avons modélisé et simulé tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge. Pour l'optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque, une commande MPPT à base de réseaux de neurones artificiels a été proposée. Pour extraire la tension optimale du générateur photovoltaïque, nous avons formé le réseau de propagation avant, cela a été réalisé grâce à la méthode de rétro propagation comme règle d'apprentissage de RNA.

Les résultats de simulation sous MATLAB et "SIMULINK" montrent que le système commandé par le réseau de neurones s'adapte à l'évolution des perturbations externes et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour le temps de réponse et la stabilité. D'après les résultats de simulation on a vérifié que le convertisseur DC-DC muni de la commande MPPT permet de suivre le PPM du GPV quelles que soient les conditions d'éclairement.

Pour mettre en évidence l'efficacité de notre système, on a effectué aussi une comparaison des résultats obtenus sur des modules fixes (orientés vers le sud et inclinés de 32° par rapport à l'horizontale, par rapport à celle des modules mobiles (suiveur solaire à deux axes) d'une même puissance. Nous avons montré leur importance de l'utilisation en termes de puissance générée qui apporte un gain en énergie intéressant, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées. Les résultats de simulation ont montré que l'utilisation d'un suiveur solaire à deux axes permet une augmentation de l'ordre de 30% d'énergie électrique par rapport à un plan fixe (amélioration du rendement énergétique).

Chapitre IV

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par les Réseaux NEURO-FLOUS

IV.1. Introduction

Un générateur photovoltaïque peut fonctionner dans une large gamme de tension et de courant de sortie mais il ne peut délivrer une puissance maximale que pour des valeurs particulières de courant et de tension. En effet, la caractéristique $I(V)$ du générateur dépend de l'éclairement solaire et de la température. Ces variations climatiques entraînent la fluctuation du point de puissance maximale. A cause de cette fluctuation, on intercale souvent entre le générateur et le récepteur un ou plusieurs convertisseurs statiques commandés permettant de poursuivre le point de puissance maximale. Ces commandes sont, connus sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking) associées au hacheur, lequel assure le couplage entre le générateur PV et le récepteur en forçant continuellement le premier à délivrer sa puissance maximale, ce qui n'est pas évident à atteindre ; En effet, ce problème de poursuite a fait jusqu'à nos jours l'objet de plusieurs recherches, et diverses méthodes ont été élaborées et utilisées [85-87].

Dans ce chapitre, on présentera une méthode intelligente et innovante, combinant les deux techniques intelligentes (floue et neuronale) avec les différentes architectures et algorithmes, ayant pour objet la poursuite du point de puissance maximale ainsi que l'amélioration des réponses obtenues avec les algorithmes classiques déjà développés, quel que soit la variation des conditions climatiques (ensoleillement, température,.....etc.) même dans les cas les plus défavorables. Notre étude consistera aussi à comparer les performances d'un système mobile (suiveur solaire à deux axes) avec celle d'un système d'inclinaison fixe identique orienté vers le sud avec un angle d'inclinaison annuel optimal 32° .

IV.2. Principe du système Neuro-Flou

Les systèmes Neuro-flous permettent de combiner les avantages de deux techniques complémentaires. Les capacités d'apprentissage des réseaux de neurones et la lisibilité et la souplesse de la logique floue. La [figure IV.1](#) résume le principe du système Neuro-floue qui représente l'intersection entre la logique floue et les réseaux de neurones [69] [88].

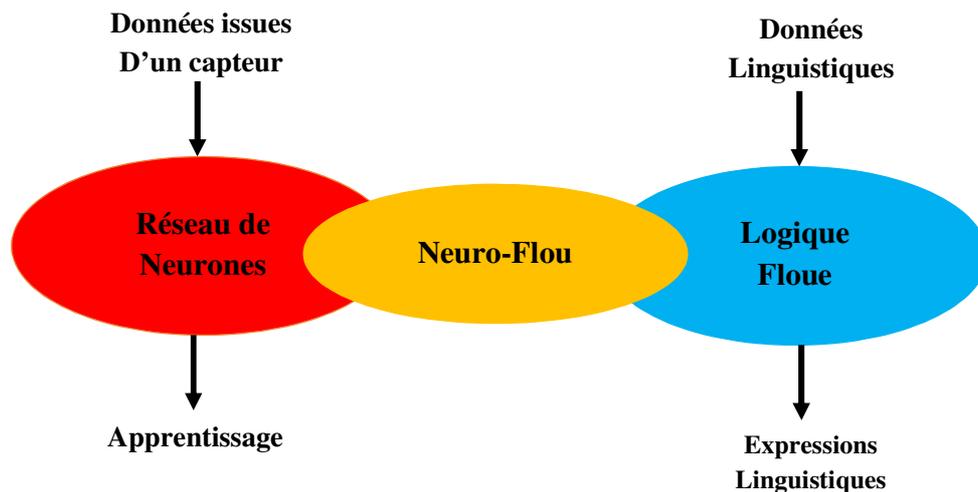


Figure IV.1. Principe du système Neuro-Flou.

Afin de résumer l'apport du neuro-flou, le [tableau IV.1](#) regroupe les avantages et les inconvénients de la logique floue et des réseaux de neurones [69] [89].

	Réseaux de Neurones	Logique Floue
Avantage	<ul style="list-style-type: none"> • Le modèle mathématique non requis ; • Aucune connaissance basée sur les règles ; • Plusieurs algorithmes d'apprentissage sont disponibles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le modèle mathématique non requis ; • La connaissance antérieure sur les règles peut être utilisée ; • Une interprétation et une implémentation simple
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Boite noire (manque de traçabilité) ; • L'adaptation aux environnements différents est difficile et le réapprentissage est souvent obligatoire (sauf pour le RBF) ; • la connaissance antérieure ne peut pas être employée (apprentissage à partir de zéro) (sauf pour le RBF) ; • Aucune garantie sur la convergence de l'apprentissage 	<ul style="list-style-type: none"> • Les règles doivent être disponibles ; • N'apprend pas ; • Adaptation difficile au changement de l'environnement ; • Aucunes méthodes formelles pour l'ajustement ;

Tableau IV.1. Comparaison entre la logique floue et les réseaux de neurones.

IV.3. Méthodes des combinaisons neuro-floues

Il existe généralement quatre grandes catégories de combinaisons des réseaux de neurones avec la logique floue [89] :

IV.3.1. Réseau flou neuronal : Dans ces réseaux, les techniques floues sont employées pour augmenter les possibilités du processus d'apprentissage et d'exécution des réseaux de neurones.

IV.3.2. Système neuronal/flou simultanément : Le réseau de neurones et le système flou fonctionnent ensemble sur la même tâche, mais sans s'influencer, c.-à-d. ni l'un ni l'autre n'est employé pour déterminer les paramètres de l'autre. Habituellement le réseau neuronal traite les entrées, ou post-traite les sorties du système flou.

IV.3.3. Modèles neuro-flous coopératifs : Le réseau de neurones est employé pour déterminer les paramètres (les règles et les ensembles flous) d'un système flou. Après la phase d'apprentissage, le système flou fonctionne indépendamment du réseau de neurones. C'est une forme simple des systèmes neuro-flous.

IV.3.4. Modèles neuro-flous hybrides : Les approches neuro-floues modernes sont de cette forme. Un réseau neuronal et un système flou sont combinés dans une architecture homogène. Le système peut être interprété comme un réseau neuronal spécial avec des paramètres flous ou comme un système flou mis en application sous une forme distribuée parallèle.

IV.4. Architectures neuro-floues

Plusieurs architectures ont été développées depuis les années quatre-vingt et sont orientées généralement vers la commande des systèmes complexes et les problèmes de classification, et à cet égard, il existe trois architectures hybrides Neuro-floues [89] :

IV.4.1. Première architecture

La première méthode neuro-floue repose sur le codage du système d'inférence floue sous la forme d'un réseau de neurones multicouches dans lequel les poids correspondent aux paramètres du système. L'architecture du réseau dépend du type de règles et de méthodes d'inférences, d'agrégation et de défuzzification choisies.

Cette situation est schématisée sur la [figure IV.2](#). Les fonctions d'appartenance intervenant dans les règles sont considérées comme des paramètres ajustés par l'intermédiaire des poids entrant dans la première couche cachée. Les conclusions w_i des règles sont également des paramètres ajustables par l'intermédiaire des poids associés à la dernière couche.

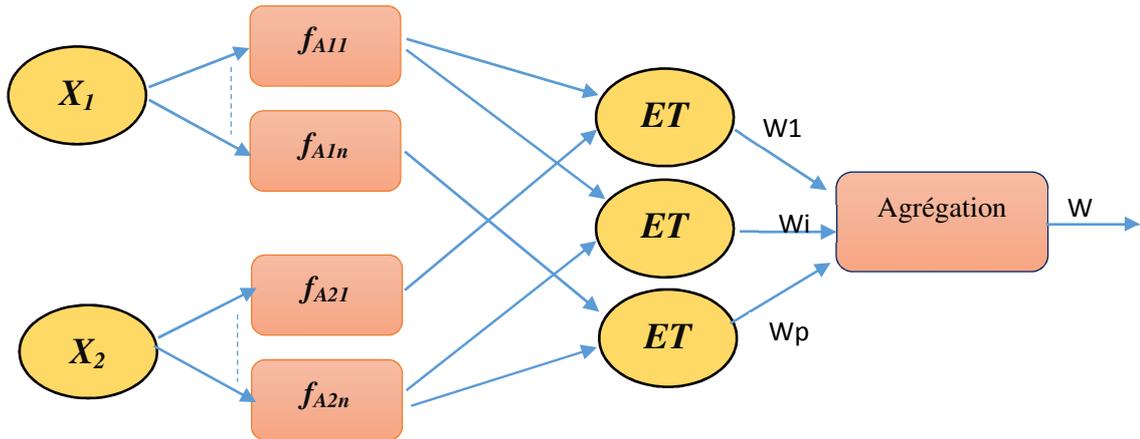


Figure IV.2. Première architecture Neuro-floue

IV.4.2. Deuxième architecture

Cette méthode utilise des réseaux de neurones et des systèmes flous associés en série ou en parallèle. Plusieurs variantes sont ainsi possibles :

- Le réseau de neurones fonctionne en amont du système flou (Figure IV.3). Les variantes d'entrées du système flou sont déterminées à partir des sorties du réseau de neurones (dans le cas où elles ne sont pas directement mesurables) ou encore un réseau de neurones effectue une tâche de classification ou de reconnaissance de formes, suivie d'un système flou d'aide à la décision.

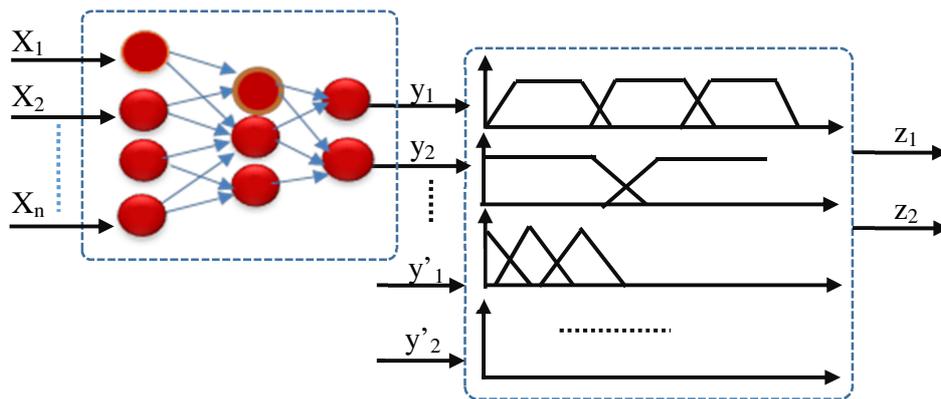


Figure IV.3. Deuxième architecture des réseaux neuro-flou réalisation en série

- Un réseau de neurones qui fonctionne en aval du système flou (Figure IV.4), dans le but d'ajuster les sorties d'un système de commande floue des nouvelles connaissances obtenues, les variables de sorties étant les erreurs sur les variables de sortie du système flou.

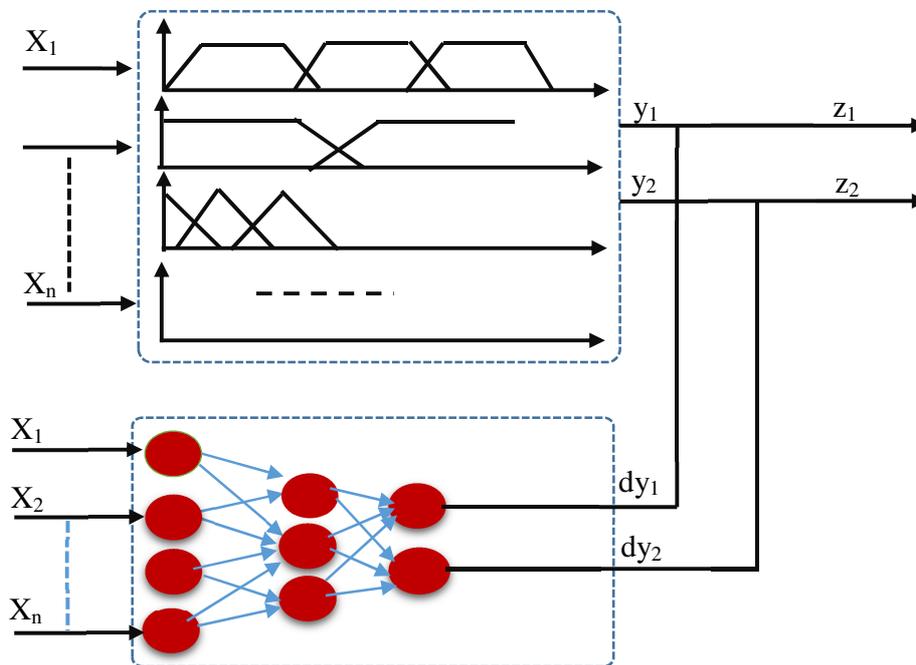


Figure IV.4. Réseau de neurones fonctionnant en aval d'un système flou

IV.4.3. Troisième architecture

Ce type d'association entre réseau de neurones et systèmes flous correspond à l'utilisation des réseaux de neurones pour remplacer toutes ou quelques composantes d'un système flou. De tels réseaux servent à l'apprentissage des fonctions d'appartenance, au calcul de l'inférence, à la réalisation de la phase d'agrégation et de défuzzification. Ils peuvent réaliser l'extraction des règles floues, en analysant la corrélation qui existe entre les entrées et les sorties du réseau de neurones.

Ces approches ont une grande importance car elles sont capables de résoudre ces problèmes :

- La détermination et l'apprentissage des fonctions d'appartenances.
- La détermination des règles.
- L'adaptation à l'environnement du système.

IV.5. Quelques types de combinaison Neuro-Floues

Plusieurs types de combinaisons neuro-floues ont été développées depuis 1988. Ils varient selon leur architecture et la configuration désirée entre système d'inférence flou et réseaux de neurones comme : GARIC, FALCON, ANFIS, NEFCON et beaucoup d'autres [90].

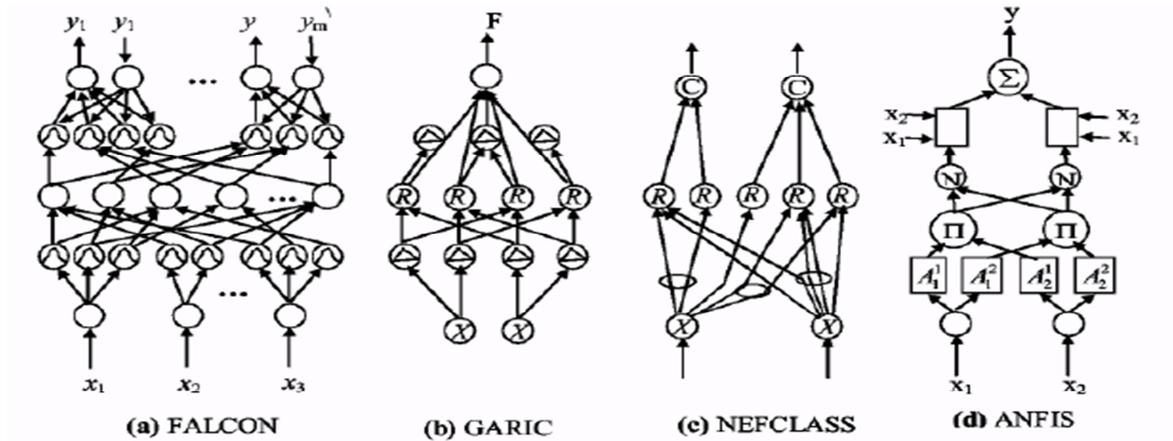


Figure IV.5. Différents types des systèmes neuro-flous

IV.5.1. Falcon (Fuzzy Adaptive Learning Control Network)

Falcon à une architecture à cinq couches, comme représenté dans la [figure IV.6](#), il y a deux neurones pour chaque variable de sortie. Une pour les données d'apprentissage (sortie désirée) et l'autre est pour la sortie de Falcon. La première couche cachée sert à fuzzifier les variables d'entrées. Chaque neurone dans cette couche représente une fonction d'appartenance à un ensemble flou. La deuxième couche cachée définit les parties antécédentes des règles floues suivie par les parties conséquences des règles dans la troisième couche cachée. FALCON emploie un algorithme d'apprentissage hybride comportant l'apprentissage non supervisée pour localiser des fonctions d'appartenance à base de règles initiales et d'apprentissage supervisé pour optimiser l'ajustement des paramètres du MF pour générer les sorties désirées.

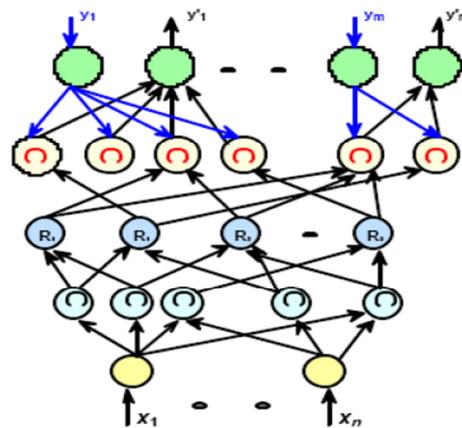


Figure IV.6. Architecture de FALCON

IV.5.2. Nefclass

Modèle utilisé généralement en classification, il est constitué de 3 couches : Une couche d'entrée avec les fonctions d'appartenance, une couche cachée représentée par des règles et une couche de sortie définissant les classes. Ce modèle est facile à mettre en application, il évite l'étape de défuzzification, tout en étant précis dans le résultat final, avec une rapidité bien supérieure aux autres architectures types.

IV.5.3. Nefprox (Neuro Fuzzy function approximator)

Modèle obtenu par l'association des architectures NEFCLASS et NEFCON, il est utilisé dans différentes applications comme la classification et l'approximation de fonctions. NEFCLASS utilise un algorithme supervisé pour définir les règles floues tandis que le NEFCON utilise un algorithme d'apprentissage non supervisé avec le calcul de l'erreur de sortie. Les deux modèles emploient la rétro propagation afin de définir les sous-ensembles flous. Comparé au modèle ANFIS, NEFPROX est beaucoup plus rapide, mais ANFIS donne de meilleurs résultats en approximation. Le NEFPROX est le premier système interprétable et lisible dédié à l'approximation de fonction. Néanmoins, ses résultats en classification restent moins bons que ceux donnés par le NEFCLASS.

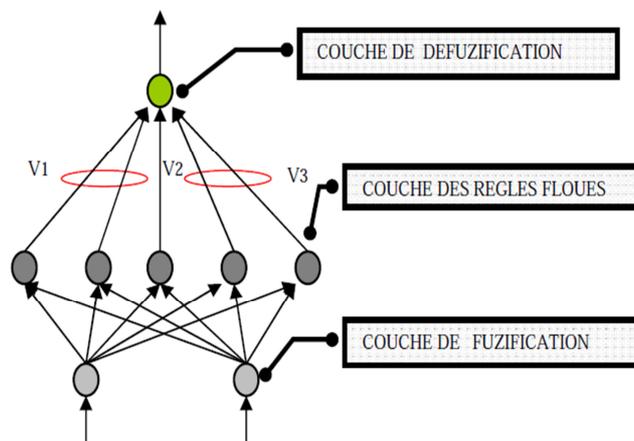


Figure IV.7. L'architecture de NEFCON

IV.5.4. Le Systèmes Neuro-Flou de type ANFIS

Le système ANFIS (Adaptive Network based Fuzzy Inference System) est un ensemble flou mis en œuvre dans le cadre des réseaux adaptatifs, proposé par «Jang» en 1993 [91]. Le modèle ANFIS est le modèle le plus utilisé en pratique. Des applications ont été réalisées avec

cette architecture notamment dans le traitement du signal, le filtrage adaptatif, approximation non linéaire et la commande dynamique des systèmes. Plusieurs ouvrages et articles ont rapporté de meilleures performances du modèle ANFIS lorsqu'il est utilisé dans la commande et en particulier la commande MPPT des systèmes photovoltaïques.

Le système hybride d'inférence adaptatif neuro-flou de type ANFIS se compose de cinq couches pour lesquelles chaque couche est destinée à la réalisation d'une étape d'un système d'inférence floue de type Takagi Sugeno où les nœuds adaptatifs sont situés à la première et la quatrième couche (Figure IV.8).

Afin de présenter l'architecture de base et le fonctionnement d'un modèle neuro-flou adaptatif de type ANFIS utilisé dans ce travail, on considère un système d'inférence floue de type Takagi-Sugeno du premier ordre à deux entrées x_1 et x_2 et une seule sortie y . on suppose que la base de règle contient deux règles floues de type Takagi-Sugeno suivant :

$$\text{Règle 1 : Si } x_1 \text{ est } A_1 \text{ et } x_2 \text{ est } B_1 \text{ Alors } y_1 = f_1(x_1, x_2) = p_1x_1 + q_1x_2 + r_1 \quad (\text{IV.1})$$

$$\text{Règle 2 : Si } x_1 \text{ est } A_2 \text{ et } x_2 \text{ est } B_2 \text{ Alors } y_2 = f_2(x_1, x_2) = p_2x_1 + q_2x_2 + r_2 \quad (\text{IV.2})$$

Où : x_1 et x_2 sont les variables d'entrée. A_1, A_2, B_1 et B_2 les ensembles flous. y_i : les sorties de chaque règle. p_i, q_i et r_i : sont des paramètres du conséquent de la règle i déterminés pendant le processus d'apprentissage.

Jang a proposé de représenter cette base de règles par le réseau adaptatif de la figure IV.8.

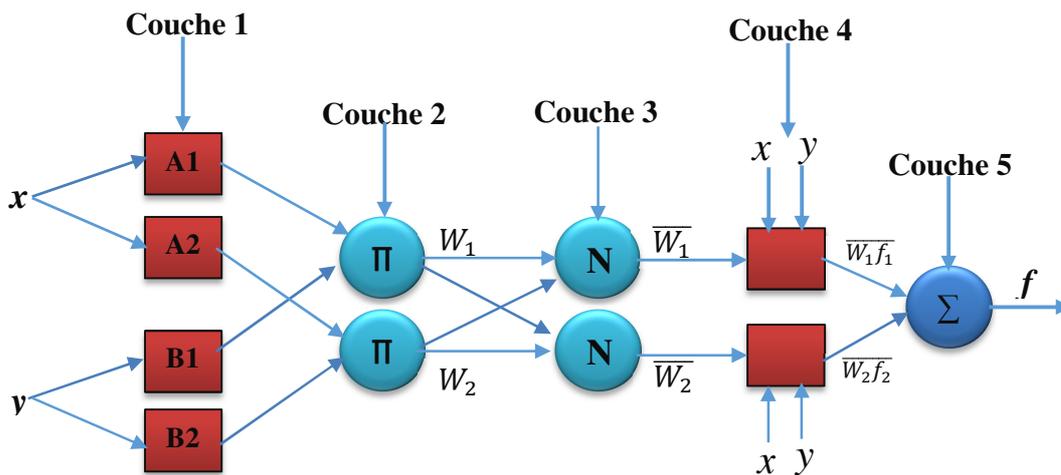


Figure IV.8. Architecture équivalente d'ANFIS pour deux règles.

Le réseau ANFIS est un réseau multicouche dont les nœuds sont de deux types différents selon leur fonctionnalité, ceux qui contiennent des paramètres (nœuds carrés) et ceux qui n'en contiennent pas (nœuds circulaires). L'architecture de l'ANFIS contient deux couches adaptatives :

- La première couche présente les paramètres modifiables x_i et σ liés aux fonctions d'appartenances des entrées, appelés paramètres des prémisses.
- La quatrième couche contient également trois paramètres modifiables p_i , q_i et r_i appelés paramètres conséquents (conclusion).

Dans ce qui suit, on donne les fonctions réalisées par chaque couche du réseau neuro-flou [92-93] :

IV.5.4.1. La première couche (Fuzzification)

Chaque nœud de cette couche fait le calcul des degrés d'appartenance des valeurs d'entrées. Cette couche (layer 1) permet la "**fuzzification**" des entrées x et y . Chaque neurone dans cette couche correspond à une variable linguistique. Les entrées x et y sont passées par la fuzzification en utilisant des fonctions d'appartenances des variables linguistiques A_i et B_j , (généralement sont des formes triangulaires, trapézoïdales ou gaussiennes). Par exemple, la fonction d'appartenance gaussienne est définie par :

$$\mu_{A_i}(x) = \exp \left[-\frac{1}{2} \frac{(x-\bar{x}_i)^2}{\sigma^2_{x_i}} \right] \quad (\text{IV.3})$$

$$\mu_{B_i}(y) = \exp \left[-\frac{1}{2} \frac{(y-\bar{y}_i)^2}{\sigma^2_{y_i}} \right] \quad (\text{IV.4})$$

Où x est le centre et. σ la largeur de la fonction d'appartenance.

Les sorties de la première couche sont :

$$O_{1,i} = \mu_{A_i}(x) , \text{ Pour } i = 1,2 \quad (\text{IV.5})$$

$$O_{1,j} = \mu_{B_j}(y) , \text{ pour } j = 1,2 \quad (\text{IV.6})$$

Les sorties $O_{1,i}$ de la première couche représente donc les degrés d'appartenance des variables d'entrée aux ensemble flous.

IV.5.4.2. La deuxième couche (les règles floues)

Chaque nœud i de cette couche est un nœud circulaire appelé π qui engendre en sortie le produit de ses entrées. Ce produit représente le degré d'activation d'une règle :

$$O_i^2 = w_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(y) , \text{ Pour, } i=1,2 \quad (\text{IV.7})$$

IV.5.4.3. La troisième couche (Normalisation)

Chaque neurone dans cette couche est un neurone de cercle noté N, Cette couche normalise les résultats fournis par la couche précédente. Les résultats obtenus représentent le degré d'implication de la valeur dans le résultat final.

$$O_i^3 = \bar{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} , \text{ Pour, } i=1,2. \quad (\text{IV.8})$$

L'ensemble des sorties de cette couche est appelés : la normalisation des poids des règles floues.

IV.5.4.4. La quatrième couche (conséquence)

Chaque nœud de cette couche est adaptatif est relié à un neurone de normalisation correspondant et aux entrées initiales du réseau et calcule les sorties des règles. Chaque nœud de cette couche est un nœud carré avec une fonction réalisant le calcul :

$$O_i^4 = \bar{w}_i \times f_i = \bar{w}_i(p_i x + q_i y + r_i) \text{ Pour, } i=1,2 \quad (\text{IV.9})$$

Où W_i est la sortie de la troisième couche, et p_i, r_i sont l'ensemble des paramètres de sortie de la règle i désignés sous le nom : *conséquences*.

IV.5.4.5. La couche de sortie (sommation)

Comprend un seul neurone qui fournit la sortie de ANFIS en calculant la somme des sorties de tous les neurones de défuzzification.

$$O_i^5 = f = \sum_i \bar{w}_i \times f_i \text{ Pour, } i=1,2 \quad (\text{IV.10})$$

IV.5.4.6. Apprentissage de l'ANFIS

L'apprentissage supervisé des systèmes Neuro-Flou est une phase permettant d'ajuster ou de modifier les paramètres des prémisses et des conséquences pour atteindre la sortie désirée, la structure du réseau étant fixée. L'algorithme d'apprentissage commence par construire un réseau initial, ensuite on applique une méthode «hybride» d'apprentissage basée sur le principe rétro propagation [93] et la méthode des moindres carrés, qui a pour objectif de minimiser l'erreur quadratique de l'erreur. Jang a proposé d'utiliser une règle hybride d'apprentissage qui combine un algorithme de descente de gradient avec une estimation par moindres carrées.

IV.5.4.7. Les avantages de l'ANFIS

Les avantages de cette technique stratégique sont :

- L'exploitation de la connaissance disponible, grâce à la base de règles.
- La réduction de la taille de la base de règles : il suffit d'avoir des règles générales, les détails seront fournis par le RN.
- La réduction de la complexité de l'apprentissage : le RN doit simplement apprendre les cas particuliers ou les exceptions, pas le problème entier.
- L'efficacité immédiate dès le début de l'apprentissage et la possibilité d'éviter des comportements initiaux erratiques [94].

Le [tableau IV.3](#) présente toutes les architectures du modèle neuro-flou.

Système hybride	N° couche	Type SIF	Méthode d'apprentissage
ANFIS (Adaptive Neuro Fuzzy Inference System)	5	Sugeno-Tagaki	Descente gradient+ méthode moindre carrée
ATSMMLP (Additive-Takagi-Sugeno-type MultiLayer Perceptron)	4	Sugeno-Tagaki	Levenberg-Marquardt (hors ligne) + filtre de Kalman étendu (en ligne)
SANFIS (Sigmoid Adaptive Network based Fuzzy Inference System)	5	Sugeno-Tagaki	Levenberg-Marquardt (hors ligne) + filtre de Kalman étendu (en ligne)
RANFIS (Rough Adaptative Neuro Fuzzy Inference System)	5	Sugeno-Tagaki	Descente gradient
GARIC (Generalized Approximate Reasoning based Intelligent Control)	5	Mamdani	descente gradient + renforcement
NEFCON (NEuro Fuzzy CONtrol)	3	Mamdani	Descente gradient + renforcement (incrémental)
NEFCLASS (NEuro-Fuzzy CLASSification)	3	Mamdani	Descente gradient + renforcement (décrémental)
NEFPROX (NEuro Fuzzy fonctionapPROXimation)	3	Mamdani	Supervisé + Descente gradient
NOMURA [Nomura et al., 1991]	4	Sugeno-Tagaki	Descente gradient
STFIS (Self Tuning Fuzzy Inference System)	4	Sugeno-Tagaki	Descente gradient
FALCON (Fuzzy Adaptive Learning CONtrol Network)	5	Mamdani	Technique auto-organisée + descente gradient
SONFIN (Self Constructing Neural Fuzzy Inference Network)	6	Sugeno-Tagaki	Clustering + méthode moindre carrée + méthode moindre carrée récursive + Descente gradient
FUN (FUZZY Net)	5	Mamdani	Recherche stochastique + renforcement + descente gradient
FINEST (Fuzzy INFERENCE Environment Software with Tuning)	4	Mamdani	Descente gradient

Tableau IV.2.Tableau récapitulatif de tous les modèles neuro-flous [69].

IV.6. Conception d'un contrôleur MPPT à base de réseaux neuro-flous

Après cet aperçu sur les systèmes hybrides neuro-flous, dans cette section, on utilisera un contrôleur hybride de type ANFIS pour une tâche de poursuite du point à puissance maximale (MPPT) [95-97].

Dans cette partie, on va traiter les contrôleurs MPPT qui sont à base de réseaux neuro-flou. Le schéma synoptique ci-dessous représente un système photovoltaïque doté d'une commande MPPT à base de réseaux neuro-flou afin de diriger le système PV vers la valeur maximale de MPPT [98], figure IV.9.

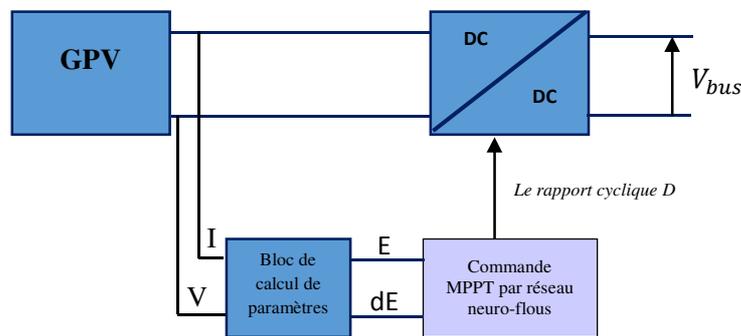


Figure IV.9. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec une commande MPPT par réseau neuro-flou.

Le contrôleur ANFIS proposé dans ce travail a deux entrées : l'erreur, la variation de l'erreur, et une seule sortie qui s'appelle la variation du rapport cyclique. Les deux variables d'entrée génèrent l'action de contrôle 'D' qui sera appliquée au hacheur afin d'ajuster le rapport cyclique de ce dernier. Cet ajustement consiste à assurer l'adaptation de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque quel que soit les conditions d'irradiation solaire et d'améliorer les performances des méthodes classiques.

Les variables d'entrée de ce système sont déterminés par les expressions [99-104] :

$$E(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \quad (IV.11)$$

$$dE(k) = e(k) - e(k-1) \quad (IV.12)$$

Où :

$E(t)$ est erreur à l'instant (t) ;

$E(t-1)$ est l'erreur à l'instant ($t-1$) ;

$\Delta E(t)$ est la variation de l'erreur à l'instant (t) ;

$P(t)$ est la puissance du GPV à l'instant (t) ;

$V(t)$ est la tension du GPV à l'instant $(t - 1)$;

$P(t - 1)$ est la puissance du GPV à l'instant $(t - 1)$;

$V(t - 1)$ est la tension du GPV à l'instant $(t - 1)$.

L'organigramme suivant représente l'algorithme proposé

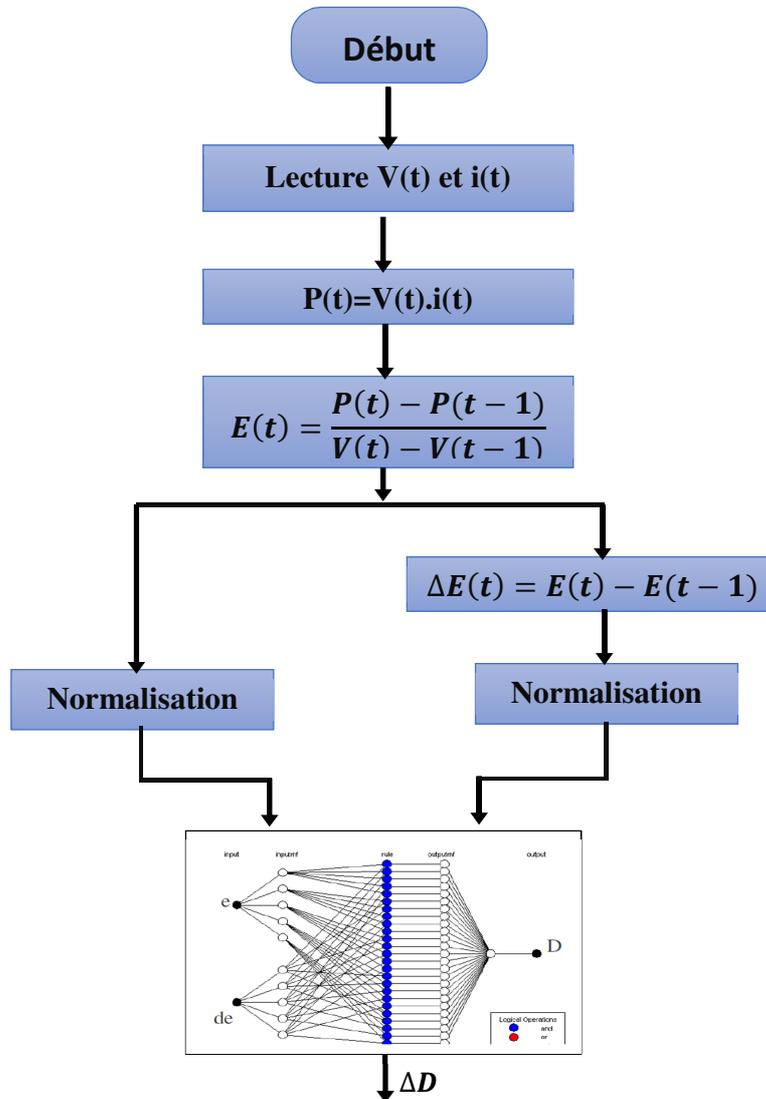


Figure IV.10. L'algorithme de la commande MPPT par réseau neuro-flou [105].

La variable d'entrée $\Delta E(t)$ permettant de déterminer le sens de direction :

- Si $\Delta E(t) > 0$ alors on augmente le rapport cyclique dD .
- Si $\Delta E(t) < 0$ alors on diminue le rapport cyclique dD .

Une illustration du principe de l'ANFIS pour la poursuite du point de puissance maximale est représentée dans la figure IV.11 ci-dessous :

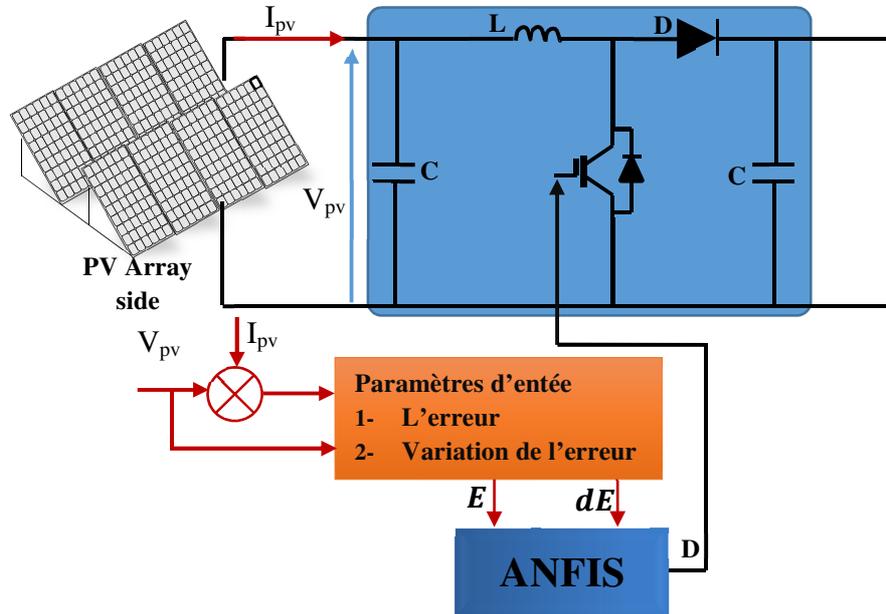


Figure IV.11. Illustration du principe de l'ANSIF pour la poursuite du point à puissance maximale

L'architecture du modèle ANFIS proposé est la suivante :

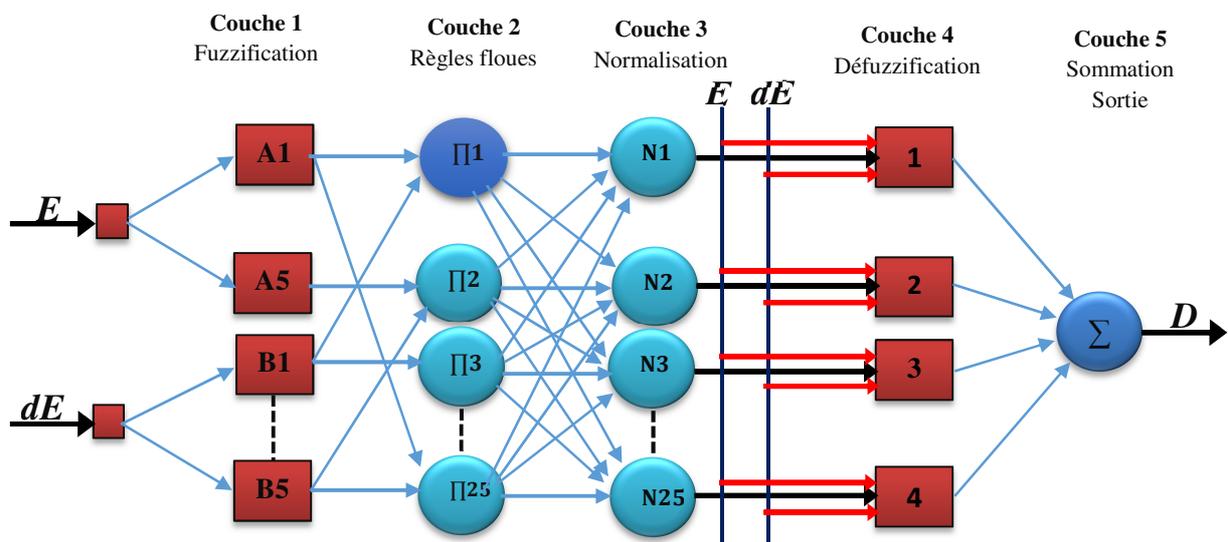


Figure IV.12. Architecture du modèle ANFIS proposé.

Le contrôleur neuro-flou est un contrôleur ANFIS à une architecture composée de cinq couches comme représenté sur la figure IV.12. Ce contrôleur permet une génération automatique de règles floues basées sur le modèle d'inférence de Sugeno :

Si E est NG et dE est NG Alors d1=f(E, dE)

Si E est NP et dE est NG Alors d2=f(E, dE)

..

..

Si E est PG et dE est PG Alors d25=f(E, dE)

Où E , dE , sont des variables d'entrée et NG , NP , \dots , $A5$ et NG , NP , \dots , PG sont des ensembles flous. Les fonctions d'appartenance, sous forme triangulaire, générées par ANFIS sont représentées sur la figure IV.13.

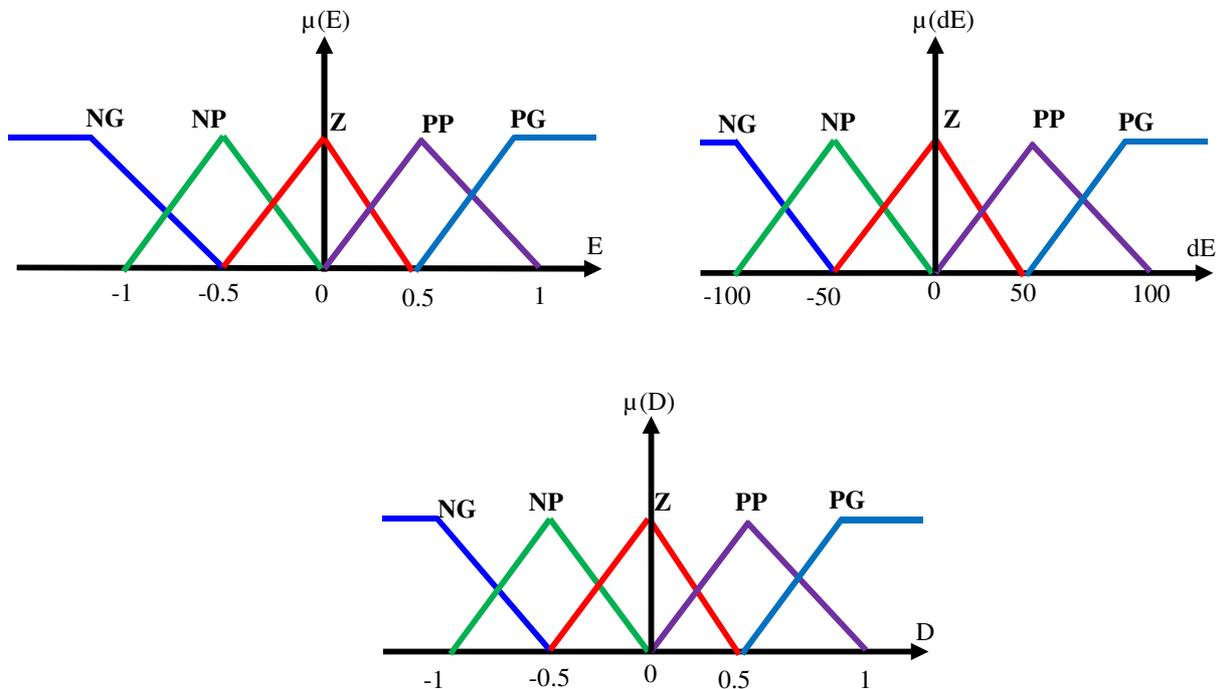


Figure IV.13 Les fonctions d'appartenance des variables des entrées(E , dE) et de sortie (D)

E/dE	NG	NP	Z	PP	PG
NG	d1	d2	d3	d4	d5
NP	d6	d7	d8	d9	d10
Z	d11	d12	d13	d14	d15
PP	d16	d17	d18	d19	d20
PG	d21	d22	d23	d24	d25

Tableau IV. 3. Tableau des règles générées par ANFIS.

La formule du rapport cyclique D est donnée par l'équation suivante :

$$D = \frac{w_1 d_1 + w_2 d_2 + \dots + w_{25} d_{25}}{w_1 + w_2 + \dots + w_{25}} \quad (IV.13)$$

On remarque les 3 étapes essentielles à la mise en place d'un contrôleur flou qui sont : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification. Cette commande offre l'avantage d'être une commande robuste et relativement simple à élaborer et ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle à réguler.

La structure neuronale équivalente proposée sous MATLAB est représentée par la [figure IV.14](#).

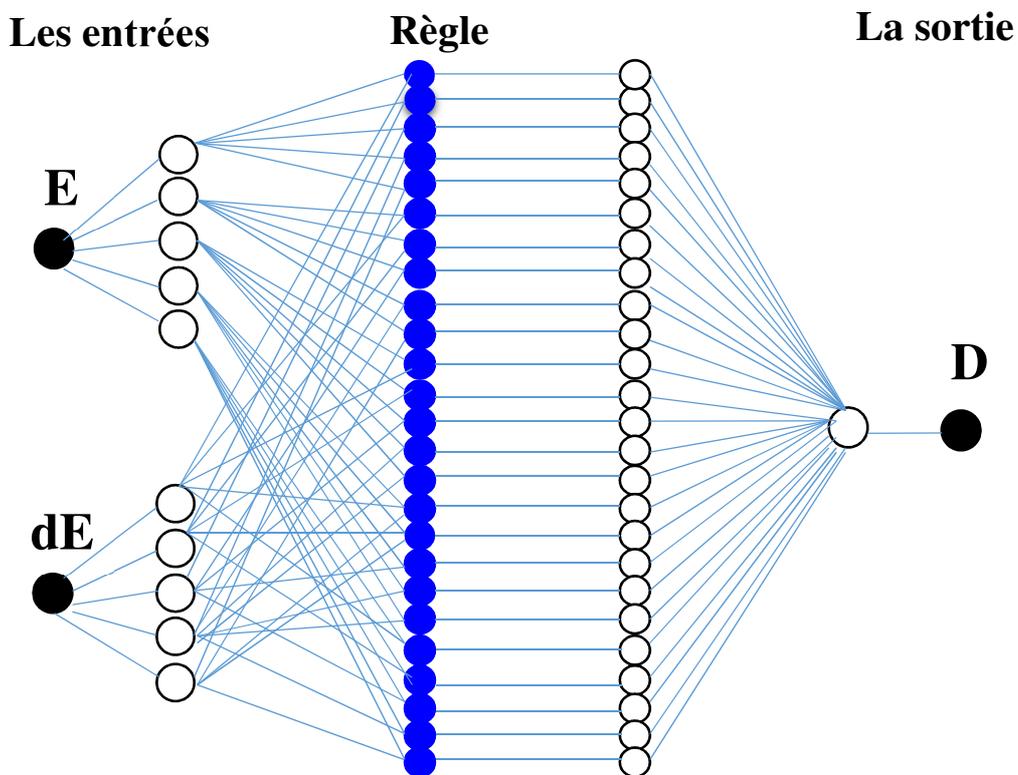


Figure IV.14. Structure neuronale du modèle proposé sous Matlab.

IV.6.1.Apprentissage du contrôleur "Entraînement d'un réseau ANFIS "[106-107]

Une méthode hybride d'apprentissage de notre contrôleur est effectuée par le biais de l'algorithme de rétro propagation afin de déterminer les paramètres des prémisses (ajustement des paramètres liés aux fonctions d'appartenance) et l'estimation des paramètres conséquents par la méthode des moindres carrés.

L'entraînement du réseau ANFIS est donc effectué par un algorithme à deux temps où on estime d'abord les paramètres des conséquents par une technique des moindres carrés et ensuite les poids du réseau par une descente de gradient.

Chaque phase d'entraînement comprend une phase avant et une phase arrière. Durant la phase avant, les patrons d'entrée servent à déterminer les sorties des neurones couche par couche, permettant de déterminer, en fin de compte, les valeurs des paramètres des conséquents. Durant la phase arrière, l'algorithme de rétro propagation d'erreur est appliqué pour régler les poids des différentes couches. Lors de la passe arrière, l'algorithme de rétro propagation d'erreur est appliqué pour mettre à jour les poids des antécédents des règles.

IV.7. Résultats de simulation

On présente ci-dessous une simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire) d'une puissance égale à 6 kWc sous les conditions nominales ($T=25\text{ °C}$ et $G=1000\text{ W/m}^2$) décrit dans le chapitre II (FigII.3 et Fig II.4). Il est composé en fait de deux étages de conversion en cascade, permettant un transfert adéquat de l'énergie extraite du générateur PV au réseau électrique. Le premier étage dit « continu », se compose de cinq branches de modules en parallèles chaque branche contient 20 modules en série, type MSX 60, connecté en série et un convertisseur DC-DC boost, qui élève la tension optimale du générateur à une tension convenable du bus continu. Ils servent ainsi comme un adaptateur d'impédance. Le deuxième étage dit « alternatif », se compose à son tour, d'un onduleur de tension à deux niveaux, connecté au réseau via un filtre inductif RL.

Le dispositif de commande proposé est constitué principalement de deux blocs de contrôle :

- Un bloc de contrôle du convertisseur survolteur DC/DC associé au générateur photovoltaïque.
- Un bloc de contrôle du courant de convertisseur DC/AC coté réseau.

Les paramètres du système à simuler sont regroupés dans le [tableau \(III.2\)](#), comme il est mentionné dans le chapitre III.

Les données d'irradiation utilisées pour l'étude

Afin de bien étudier et simuler le comportement de notre système face aux changements climatiques réels de l'irradiation dans l'environnement Matlab Simulink, on a choisi des jours

types de l'analyse de Liu *et al* pour chaque mois, regroupés dans le tableau (III.3), comme il est mentionné dans le chapitre III.

- Les données météorologiques réelles des irradiances globales sur le plan incliné fixe (32°), utilisées ont été fournies par la station météorologique installée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER).
- Les données météorologiques théoriques utilisant le modèle de Liu & Jordan des irradiances globales sur le plan incliné selon les deux axes (poursuite solaire à 2 axes), ont été relevées à partir d'une application Web de calcul du rayonnement solaire lancé par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) [84].

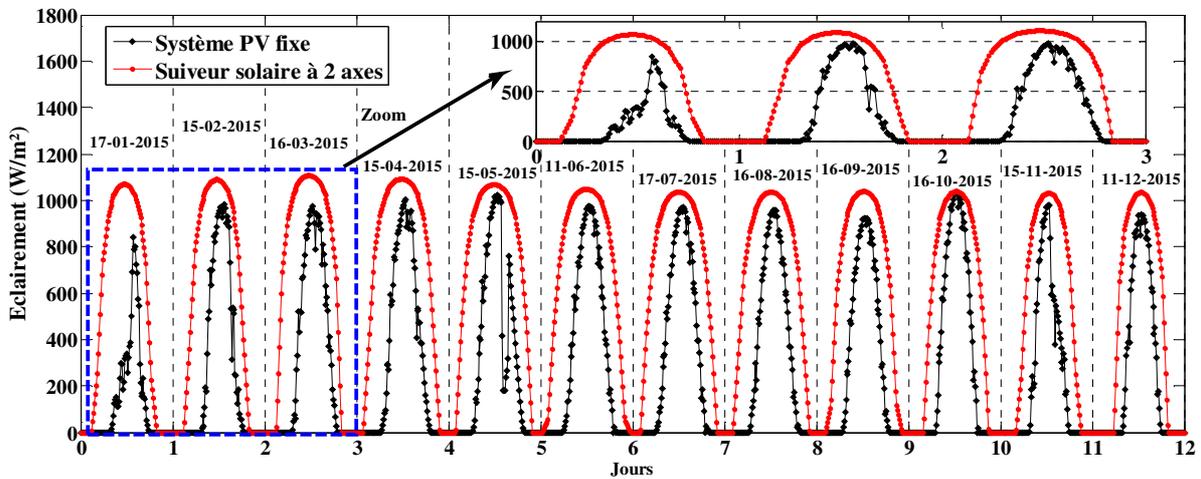


Figure IV.15. Profil de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m^2)

- La figure IV.15 représente l'évolution de l'éclairement solaire journalier pour les deux systèmes choisis (fixe et avec poursuite solaire). Le graphe journalier de la radiation solaire, reçue par poursuite solaire est tracé en rouge et celui de système PV fixe en noir. L'examen de la figure fait ressortir que pour un ciel clair, la radiation solaire varie au cours de la journée d'une manière gaussienne entre 0 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil ce qui correspond à une hauteur de soleil nulle, et atteint le maximum au milieu de la journée, c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale.
- Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas de la poursuite solaire à 2 axes est nettement supérieur au plan incliné fixe.

Dans cette section, nous allons examiner l'impact de cette hybridation, illustrés par les graphiques suivants qui mettent ainsi en évidence l'apport de la recherche globale dans

l'amélioration des résultats d'apprentissage classique des réseaux de neurones. Une fois le contrôleur neuro-flou conçu et testé, il est inséré dans le système photovoltaïque

Résultats de simulation de l'application de l'approche neuro floue à la poursuite du point de puissance maximale de tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire à 2 axes), tel que le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et le réseau donnée ci-dessous.

a. Générateur photovoltaïque

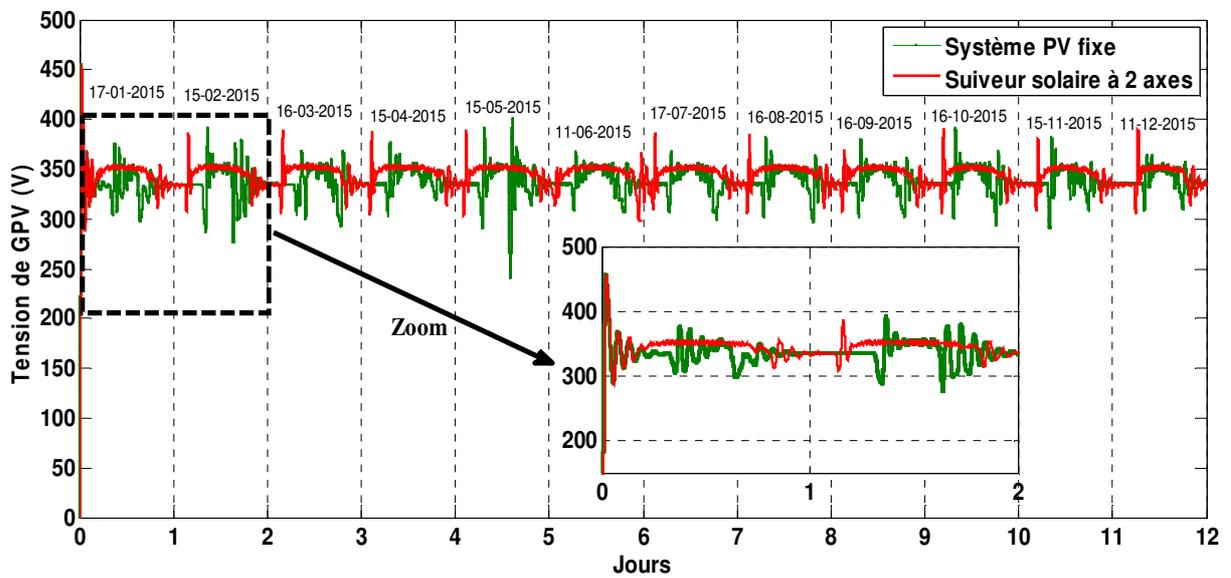


Figure IV.16. Caractéristique des tensions du générateur photovoltaïque.

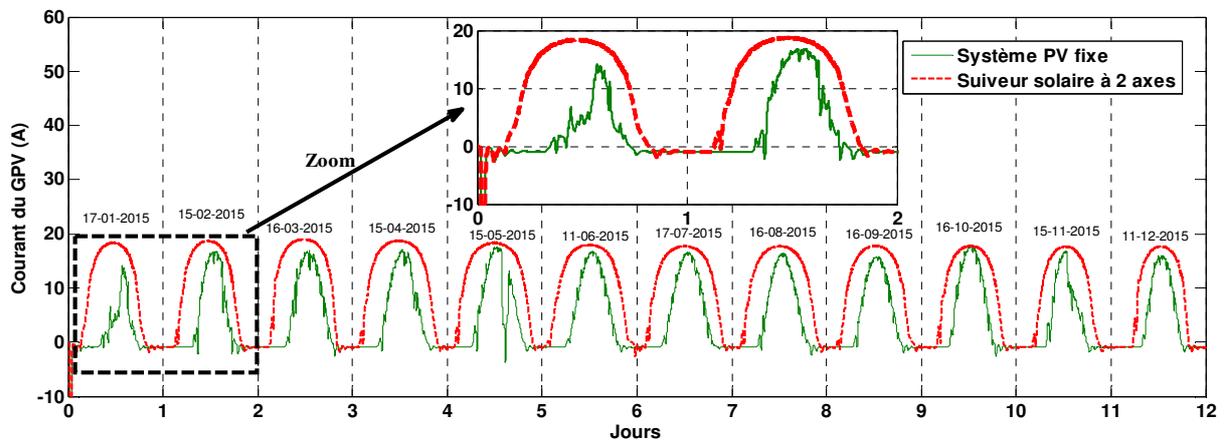


Figure IV.17. Caractéristique des courants du générateur photovoltaïque.

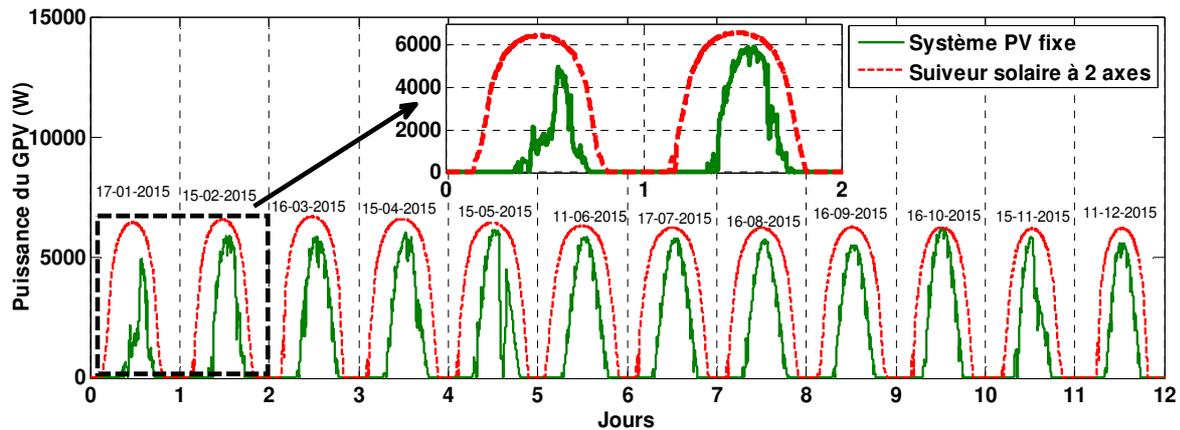


Figure IV.18. Caractéristique des puissances du générateur photovoltaïque.

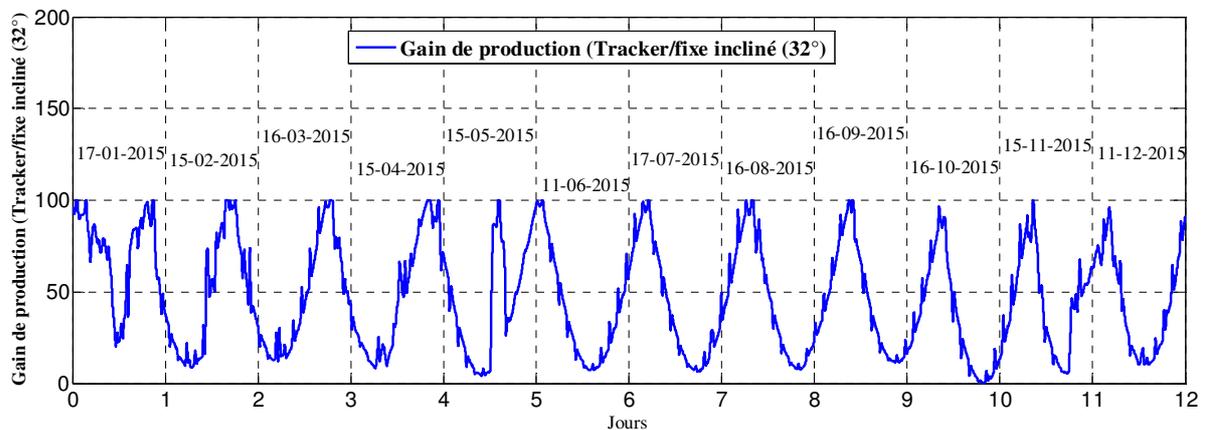


Figure IV.19. Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))

- La figure ci-dessus représente un diagramme comparatif de production électrique d'une installation fixe à une installation identique mais équipée d'un suiveur de trajectoire solaire. Le but de ces simulations est de visualiser les différentes caractéristiques électriques à la sortie du panneau PV.
- La validation des résultats est obtenue par les réponses des tensions, des courants et des puissances qui sont celles obtenues par simulation et se rapprochent de celles présentées dans la littérature; ceci nous permet de valider notre technique de commande.
- L'évolution de la tension photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale

de 300 V environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ apparaissant à midi (voir [figure IV.16](#)).

- L'évolution du courant photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance de l'éclairement solaire. Le profil augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale environ de 20 A qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ apparaissant à midi ([Voir figure IV.17](#)).
- L'évolution de la puissance photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance avec l'éclairement solaire. Le profil augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 6 kW environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ apparaissant à midi, ([Voir figure IV.18](#)).
- La [figure IV.18](#) illustre la puissance journalière produite pour les deux systèmes solaires (fixe et avec poursuite solaire). On remarque que l'énergie développée est beaucoup plus élevée durant le mois de juillet en comparaison avec le mois de janvier, car l'éclairement solaire reçu au niveau du champ photovoltaïque est très élevé durant ce mois. En juillet, la ville de Ghardaïa reçoit une quantité considérable de rayonnement solaire. Le pic de radiations apparaissant à midi; est de l'ordre de $1000\text{W}/\text{m}^2$ correspondant à une puissance de 6000 W. Par ailleurs, au mois de décembre, le pic d'éclairement est de l'ordre de $800\text{W}/\text{m}^2$ qui représente la moitié de la puissance délivrée durant le mois de juillet ($\sim 5000\text{W}$). On peut conclure que l'efficacité (le gain énergétique) du système est importante durant la période estivale (les mois les plus chauds). Il est à souligner que la puissance produite au niveau du système avec poursuite solaire est supérieure à celle du système PV fixe sur un plan incliné en raison d'une irradiation solaire plus importante reçue par le premier .
- La courbe rouge de poursuite solaire monte en puissance dès le matin pendant que la courbe noire du système fixe monte progressivement jusqu'à son maximum à midi solaire. L'écart mesuré en pourcentage est montré sur la [figure IV.19](#). Il dépasse largement 100% en début et en fin de journée ; enregistrant une moyenne de 54,5% pour cette journée ensoleillée.
- Le résultat obtenu confirme l'importance d'un suiveur solaire à deux axes par rapport à un plan fixe, en termes de production journalière d'énergie électrique. Pour une même

installation donnée la présence du suiveur solaire permet une augmentation de 30% l'énergie électrique.

b. Côté onduleur réseau

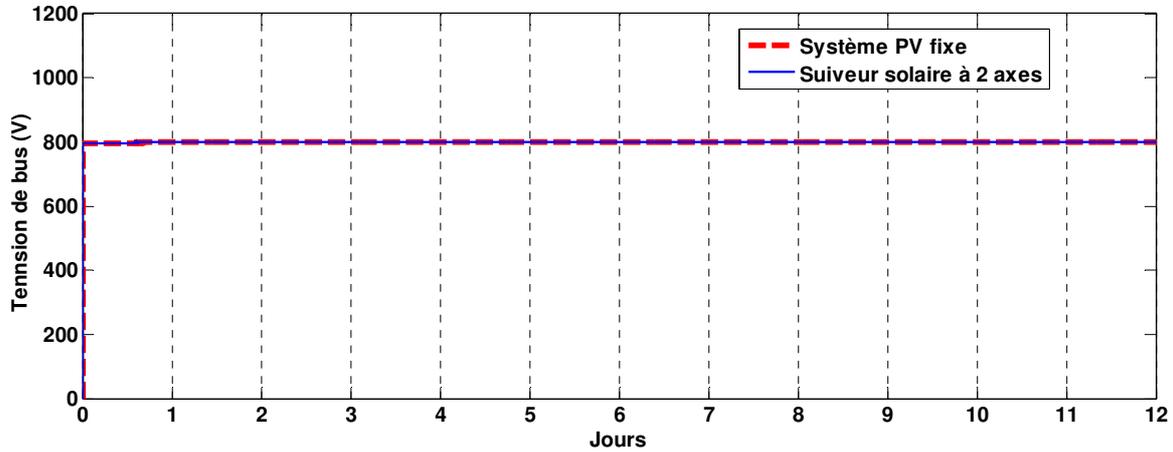


Figure IV.20. Tension de bus continu avec le régulateur PI.

Pour les deux systèmes photovoltaïques connectés au réseau (fixe et avec poursuite solaire), la tension de bus est maintenue au niveau de la tension de référence quel que soit la variation des conditions climatiques puisque ($V=800\text{ V}$), voir figure IV.20.

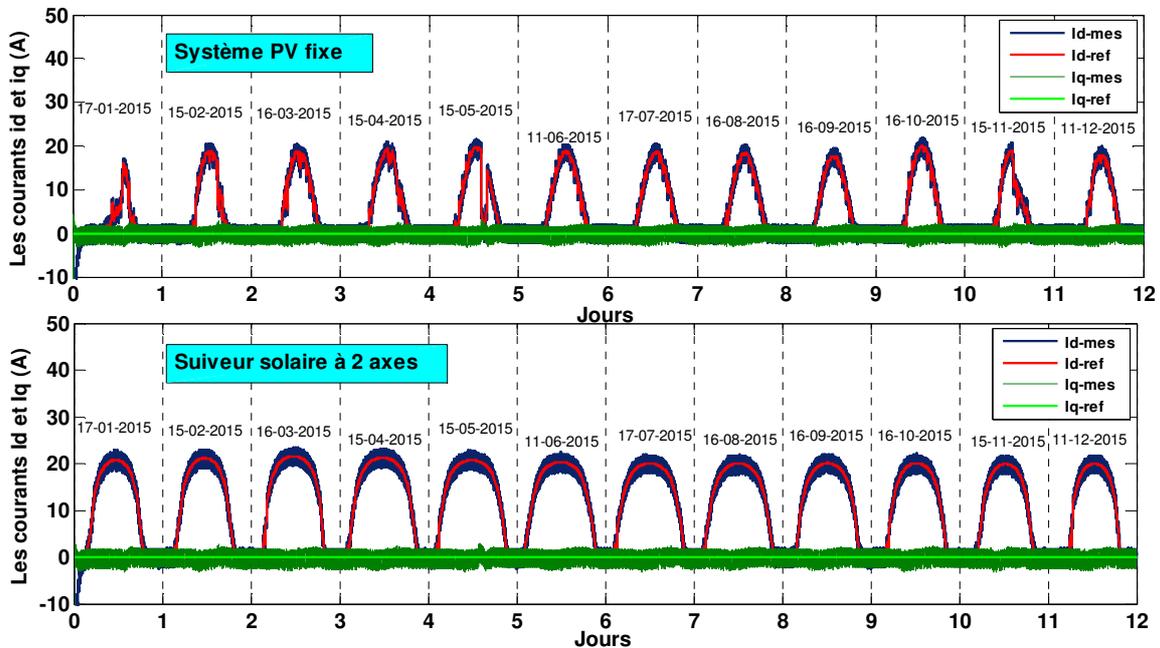


Figure IV.21. Les courants mesurés ($I_{d,mes}$ et $I_{q,mes}$) et leurs références ($I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$)

La figure IV.21 représente les courants mesurés (I_{d-mes} et I_{q-mes}) et les courants de référence ($I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$) dans le domaine de Park. Les courants de référence $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$, montrent la stratégie de la commande qui oblige le courant $I_{q,ref}$ à s'annuler pour que le système photovoltaïque fournit uniquement de l'énergie active au réseau, ce qui apparaît clairement dans cette figure.

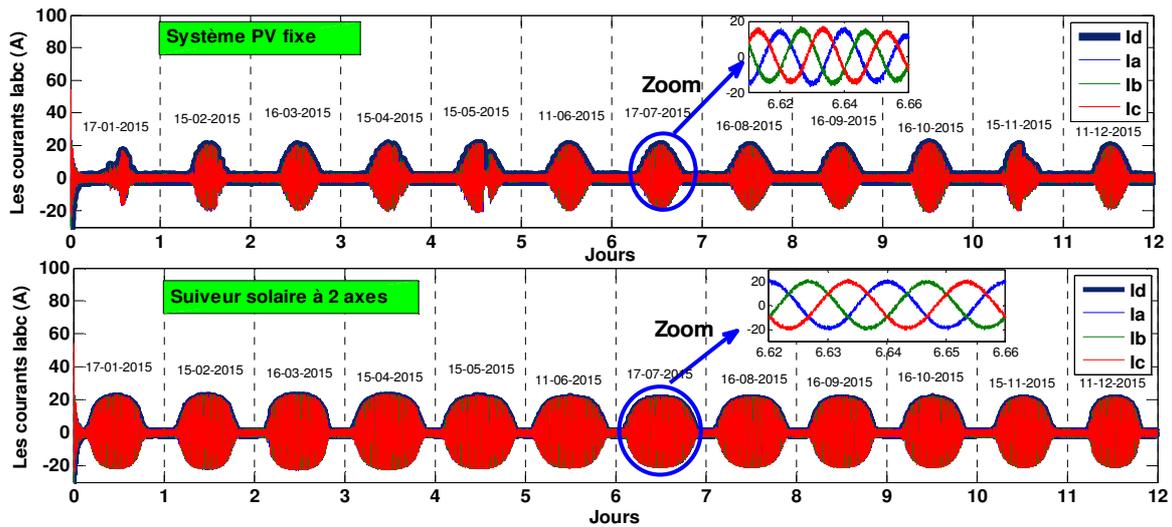


Figure IV.22. Caractéristiques des Courants triphasés injectés au réseau

La figure IV.22 représente les caractéristiques des courants triphasés injectés au réseau (I_{abc}), ainsi que le courant (I_d) injecté au réseau dans le domaine de Park.

Selon les résultats de simulation présentés ci-dessous, toutes les grandeurs à optimiser, entre autre le courant de commande injecté au réseau, convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable plus court relativement à la dynamique lente du profil des irradiations.

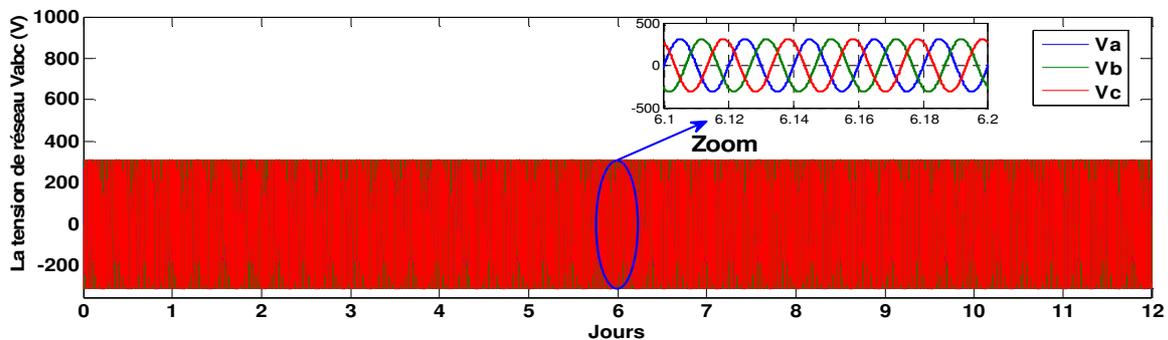


Figure IV.23. Caractéristiques des tensions triphasées du réseau.

Les tensions triphasées du réseau (Figure IV.23) ont une forme sinusoïdale de même fréquence (50Hz), déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant la même valeur efficace (220V), forment un système triphasé équilibré.

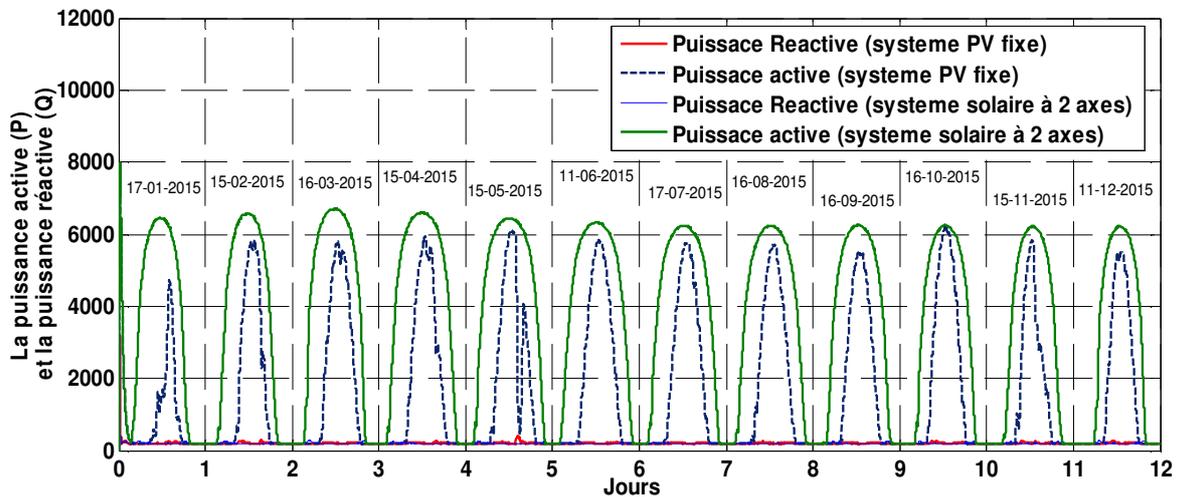


Figure IV.24. Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau.

La figure IV.24 représente les caractéristiques de la puissance active totale injectée au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle. La figure met également en évidence un bon découplage entre la puissance active et réactive. Il est clair que la puissance active suit ses valeurs désirées pendant toutes les variations de l'éclairement.

Les résultats de simulation obtenus tout au long de ce chapitre, nous permettent de conclure que le système commandé par le mode neuro-floue s'adapte à l'évolution des perturbations externes et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi en termes de temps de réponse et de stabilité.

II.8. Conclusion

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque (GPV) dépend de plusieurs facteurs climatiques, tels que l'ensoleillement et la température. Cependant, une poursuite en temps réel du point optimal de fonctionnement (MPP : Maximum Power Point) est nécessaire pour optimiser le rendement du système. Dans ce chapitre, nous avons étudié la modélisation et la commande par une technique intelligente, combinant les deux approches (floue et neuronale) d'un système photovoltaïque connecté au réseau dans le but d'extraire le maximum de puissance

du champ PV et de l'injecté réellement et efficacement dans le réseau. Les caractéristiques du GPV ont été prélevées sous différentes conditions climatiques pour en déduire la base de données nécessaire à l'apprentissage du réseau. Une base de règles sous forme linguistique décrivant le processus de poursuite est ainsi généré. La sortie du réseau est utilisée comme référence pour un contrôleur flou. Les résultats de simulation obtenus ont montré que la technique neuro-floue présente de bons résultats non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour sa robustesse, sa rapidité et la précision de ses sorties.

Pour mettre en évidence l'efficacité de notre système, on a effectué également une comparaison des résultats obtenus sur des modules fixes orientés vers le sud et inclinés de 32° par rapport à l'horizontale, par rapport à celle des modules mobiles (suiveur solaire à deux axes) d'une même puissance. Nous avons montré l'importance de leur utilisation en termes de puissance générée qui apporte un gain en énergie intéressant, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées. Les résultats de simulation ont montré que l'utilisation qu'un suiveur solaire à deux axes permet une augmentation de l'ordre de 30% d'énergie électrique par rapport à un plan fixe (amélioration du rendement énergétique).

Chapitre V

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par mode glissant-floue

V.1. Introduction

Généralement, les techniques de commande sont appliquées dans le but de résoudre le problème des variations paramétriques, d'assurer une erreur statique nulle, de garantir une réponse rapide, et d'avoir donc un système de contrôle stable et robuste. Parmi ces techniques, on trouve la commande modes glissants (en anglais : sliding mode control) [108]. Ses principaux domaines d'application sont la robotique [109] et la commande des machines électriques [110]. Elle est considérée comme l'une des meilleures approches de commande des systèmes non linéaires et des systèmes ayant des modèles imprécis grâce aux avantages qu'elle présente la grande précision, la réponse dynamique rapide, la stabilité, la simplicité de la conception et l'implantation, et la robustesse vis-à-vis de la variation des paramètres internes ou externes [111-114].

Cependant, ces performances sont obtenues au prix de certains inconvénients: l'apparition du phénomène de chattering ou broutement provoqué par la partie discontinue de la commande qui peut avoir un effet néfaste sur les actionneurs. À chaque instant, le système est soumis à une commande élevée afin d'assurer sa convergence vers l'état désiré, et ceci n'est pas souhaitable.

Parmi les solutions proposées à ces problèmes, on peut citer : la commande par mode glissant à bande limite qui consiste à remplacer la fonction de commutation par une fonction de saturation. Mais, cette solution n'est qu'un cas particulier de la commande par mode glissant flou, d'où l'intérêt d'utiliser une commande qui combine la logique floue et le mode glissant afin d'obtenir une commande robuste et lisse.

Dans ce chapitre, on montrera comment la commande intelligente par mode glissant-floue peut être appliquée au contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire) dans le but d'extraire le maximum de puissance (*MPPT*) du champ PV et de l'injecter réellement et efficacement dans le réseau dans des conditions de température et d'ensoleillement variables. Pour cela, on procédera tout d'abord un rappel théorique sur la commande par mode de glissement. On abordera ensuite la conception de l'algorithme de commande avec ces différentes étapes. Dans ce système, le contrôleur de logique floue remplace la partie discontinue de la loi de commande classique. Les différentes étapes de la conception de ce dispositif de commande sont regroupées, avec sa simulation. L'efficacité du système de contrôle proposé est vérifiée par la simulation numérique. Les résultats de la validation numérique du système proposé font ressortir de bonnes performances par rapport à la commande classique de mode glissant. Dans ce chapitre, notre étude consistera aussi à la comparaison des performances d'un système de suivi à deux axes à celles d'un système d'inclinaison fixe identique orienté vers le sud avec un angle d'inclinaison annuel optimal.

V.2. La commande par mode glissant

On considère le système non linéaire suivant :

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (\text{V.1})$$

La commande par mode glissant a connu un grand succès ces dernières années; cela est dû à sa simplicité de mise en œuvre, sa haute précision, sa stabilité et à sa robustesse par rapport aux incertitudes du système et des perturbations externes entachant le processus.

L'idée de base de la commande par mode glissant est premièrement d'attirer les états du système vers une surface de glissement convenablement choisie (Figure V.1), puis de concevoir une loi de commande stabilisante qui pourra maintenir le système sur cette surface. En résumé, La mise en œuvre de cette méthode de commande nécessite principalement trois étapes [115-119]:

- Le choix des surfaces de glissement.
- La définition des conditions d'existence et de convergence du régime glissant.
- La détermination de la loi de commande.

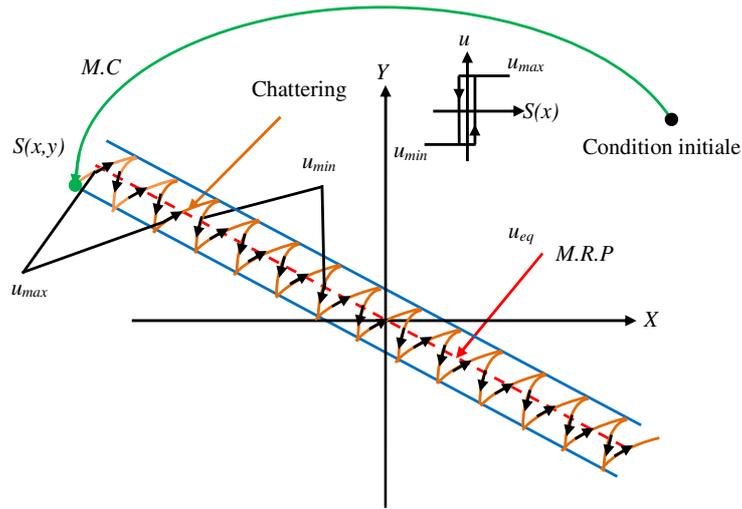


Figure V.1. Convergence du système glissant [43].

V.2.1. Choix de la surface de glissement

Soit le système non linéaire décrit par l'équation différentielle suivante [120] :

$$x(t) = f(x, t) + g(x, t)u(t) \quad (V.2)$$

Où :

- f et g sont des fonctions non linéaires du vecteur d'état décrivant le système ;
- $x(t) \in R_n$: Vecteur d'état ;
- $u(t) \in R_m$: Vecteur de commande.

Un système d'ordre n avec m entrées peut avoir jusqu'à $(2^m - 1)$ surfaces. Pour le choix de la forme de la surface de glissement, Slotine [111] a proposé une forme générale qui consiste à définir une fonction scalaire des surfaces de glissements dans le plan de phase, donnée par :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{r-1} . e(x) \quad (V.3)$$

Avec :

x : La variable à commander $e(x)$: l'erreur de poursuite $e(x) = x_{ref} - x$.

λ_x : Une constante positive qui interprétera la dynamique de la surface.

r : Le degré relatif du système, il représente le nombre de fois qu'il faut dériver la surface pour faire apparaître la commande [121-123].

V.2.2. Conditions d'existence et de convergence du régime glissant

Les conditions d'existence et de convergence de la commande sont les critères qui permettent aux différentes dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment de la perturbation, appelées aussi conditions d'attractivités.

Il existe deux types de conditions d'accès à la surface de glissement et d'assurer le mode de convergence.

V.2.2.1. Approche directe (La fonction discrète de commutation)

Cette approche de convergence est la plus ancienne, elle a été proposée par Utkin [108] [124] et Emilyanov [125]. Il s'agit de donner à la surface une dynamique convergente vers zéro. Elle est donnée par :

$$\left(\begin{cases} \dot{S}(x) > 0 \text{ lorsque } S(x) < 0 \\ \dot{S}(x) < 0 \text{ lorsque } S(x) > 0 \end{cases} \right) \Rightarrow \dot{S}(x)S(x) < 0 \quad (\text{V.4})$$

V.2.2.2. Approche de Lyapunov

Il s'agit de choisir une fonction candidate de Lyapunov (fonction scalaire positive $V(x) > 0$) pour les variables d'état du système et de choisir une loi de commande qui fera décroître cette fonction ($\dot{V}(x) < 0$). Elle est utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires. En définissant la fonction candidate de Lyapunov pour le système comme suit [121] [126]:

$$V(x) = \frac{1}{2} \cdot S^2(x) \quad (\text{V.5})$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit de s'assurer que sa dérivée est négative.

Ceci est vérifié si :

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (\text{V.6})$$

V.2.3. Calcul de la loi de commande

Une fois la surface de glissement est choisie, ainsi que le critère de convergence, il reste à déterminer la commande nécessaire pour attirer la variable à régler vers la surface de glissement, ensuite vers son point d'équilibre.

La structure d'un contrôleur par mode de glissement est constituée de deux termes [15] [56] [127] [128]:

$$u = u_{eq} + u_{dis} \quad (V.7)$$

u_{eq} correspond à la commande équivalente proposée par Filipov et Utkin. Elle correspond à la commande qui garantit l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface et la satisfaction de la condition :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \quad (V.8)$$

En remplaçant (V.2) et (V.7) dans (V.8), il vient :

$$\dot{s} = \frac{\partial S}{\partial x} \left(f(x, t) + g(x, t)u_{eq}(t) \right) + \frac{\partial S}{\partial x} g(x, t)u_{dis}(t) \quad (V.9)$$

V.2.3.1. Commande équivalente

Durant le mode de glissement et le régime permanent, la surface est nulle ($S(x)=0$), et par conséquent, sa dérivée et la partie discontinue sont aussi nulles. D'où nous déduisons l'expression de la commande équivalente :

$$u_{eq} = - \left(\frac{\partial S}{\partial x} \cdot g(x, t) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial S}{\partial x} \cdot f(x, t) \quad (V.10)$$

Pour que la commande équivalente puisse prendre une valeur finie, il faut que $\frac{\partial S}{\partial x} g(x, t) \neq 0$

V.2.3.2. Commande discontinue

La commande discontinue u_{dis} qui représente le mode de convergence est la fonction la plus simple qui peut être utilisée pour accomplir la fonction de cette commande est définie par :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (V.11)$$

Elle est généralement de la forme :

$$u_n = K \cdot \text{sign}(S(x, t)) \quad (V.12)$$

Avec :

$$\text{sign}(s(x)) = \begin{cases} 1 & \text{si } s(x) > 0 \\ 0 & \text{si } s(x) = 0 \\ -1 & \text{si } s(x) < 0 \end{cases} \quad (\text{V.13})$$

La fonction sign peut être représentée par la [figure V.2](#).

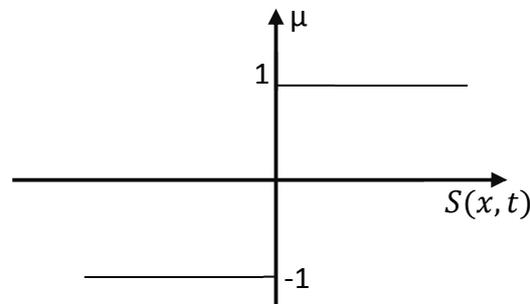


Figure V.2. Représentation de la commande discontinue

La [figure V.3](#) résume les étapes de calcul de la commande par mode glissant :

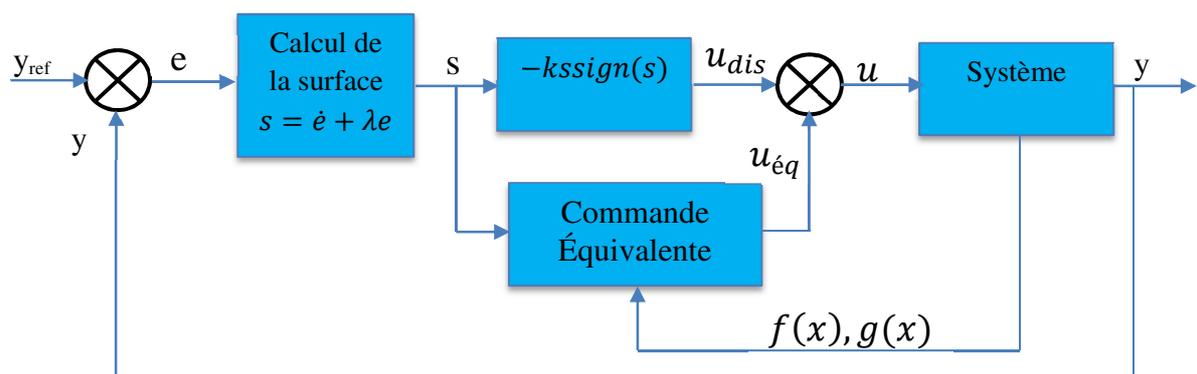


Figure V.3. Principe de la commande par mode glissant avec commande équivalente [127].

V.4. Commande MPPT par mode glissant-floue [56] [129-138]

Après avoir présentée la théorie de la commande par mode glissant dans la première partie de ce chapitre, nous allons analyser dans cette partie le comportement du système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire) commandé par mode glissant pour la maximisation de la puissance des panneaux:

Le modèle dans l'espace d'état du convertisseur boost peut être écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_L \\ \dot{V}_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L}(1-D) \\ \frac{1}{C}(1-D) & -\frac{1}{C.R_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (\text{V.14})$$

L'équation (V.14) peut s'écrire sous la forme:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1-D}{L} x_2 + \frac{1}{L} V_{pv} \\ \dot{x}_2 = \frac{1-D}{C} x_1 + \frac{1}{C.R_L} x_2 \end{cases} \quad (V.15)$$

Ou: $x = [I_L, V_{dc}]$

La puissance de sortie du GPV :

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot i_{PV} \quad (V.16)$$

Pour une puissance de GPV maximal, on a : $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0$

La surface de glissement est définit par :

$$S = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial (V_{PV} \cdot i_{PV})}{\partial V_{PV}} = i_{PV} + \frac{\partial i_{PV}}{\partial V_{PV}} V_{PV} = 0 \quad (V.17)$$

La représentation de l'état (V.14) peut s'écrire sous la forme générale d'un système non linéaire invariant dans le temps:

$$\dot{X} = f(X) + g(X) \cdot D \quad (V.18)$$

Le contrôle équivalent est déterminé à partir de la condition suivante:

$$\dot{S} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T \dot{X} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (f(X) + g(X) \cdot D) = 0 \quad (V.19)$$

Après le développement, l'expression de la composante équivalente est donné par:

$$D_{eq} = -\frac{f(x)}{g(x)} \quad (V.20)$$

De l'équation (V.14), on trouve :

$$\begin{cases} f(x) = \frac{1}{L} (V_{pv} - V_{dc}) \\ g(x) = \frac{V_{dc}}{L} \end{cases} \quad (V.21)$$

$$\text{Donc : } D_{eq} = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}} \quad (V.22)$$

La loi de commande finale est donnée par:

$$D(t) = D_{eq}(t) + D_n(t) \quad (V.23)$$

La structure d'un contrôleur par mode de glissement est constituée de deux parties :

$D_{éq}$ correspond à la commande équivalente proposée par Filipov et Utkin. Elle correspond à la commande qui garantit l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface et satisfait la condition : $S(x)S(\dot{x}) < 0$

D_n est la commande discontinue qui représente le mode de convergence, la fonction la plus simple qui peut être utilisée pour accomplir la fonction de cette commande est définie par :

$$D_n = K \cdot \text{sign}(S(x, t))$$

D_n est défini selon le signe de la surface de glissement :

$$D_n = \begin{cases} 0 & S \geq 0 \\ 1 & S < 0 \end{cases} \quad (\text{V.24})$$

V.4.1. Conditions de convergence et d'existence

Parmi les critères qui permettent la convergence vers la surface de glissement du système ; les conditions de convergence et d'existence. On va vérifier ces conditions :

La fonction de Lyapunov

$$V = \frac{1}{2} S^2 > 0$$

La dérivée de cette fonction est :

$$\dot{V} = S \frac{dS}{dt} = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \right) \quad (\text{V.25})$$

D'après le chapitre (II) on a l'équation (I.1) $I_{pv} = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\gamma \cdot K \cdot T_c}\right) - 1 \right]$

En remplaçant l'équation (II.1) dans (V.17), on obtient l'équation de S, et on résume cette dernière avec la vérification des conditions dans le tableau suivant :

$$S = I_{pv} = (I_L - I_0) - I_0 \left(1 + \frac{q \cdot (V_{pv})}{\gamma \cdot K \cdot T_c} \right) \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\gamma \cdot K \cdot T_c}\right) \right] \quad (\text{V.26})$$

$$\frac{dS}{dt} = \frac{dS}{dV_{pv}} \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = -I_0 \left(\frac{2 \cdot q}{\gamma \cdot K \cdot T_c} + \frac{q \cdot (V_{pv})}{\gamma \cdot K \cdot T_c} \right) \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V_{pv})}{\gamma \cdot K \cdot T_c}\right) \right] \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} \quad (\text{V.27})$$

	S	dS
$\frac{dV_{pv}}{dt} < 0$	Négative	Positif
$\frac{dV_{pv}}{dt} > 0$	Positif	Négative
$S \cdot \frac{dS}{dt}$	Négative	Négative

Tableau V.1. Vérification des conditions de convergence

La figure V.4 montre la configuration proposée. Elle se compose du contrôleur MPPT, du contrôleur de mode de glissement et la modulation de largeur d'impulsion(PWM). Le contrôleur MPPT suit le point maximal de puissance en utilisant la tension et le courant. Le dispositif de commande en mode glissant commande le courant d'inductance à suivre le courant de référence par l'intermédiaire de la surface de glissement. Le générateur PWM génère le motif de commutation en fonction de l'entrée de commande.

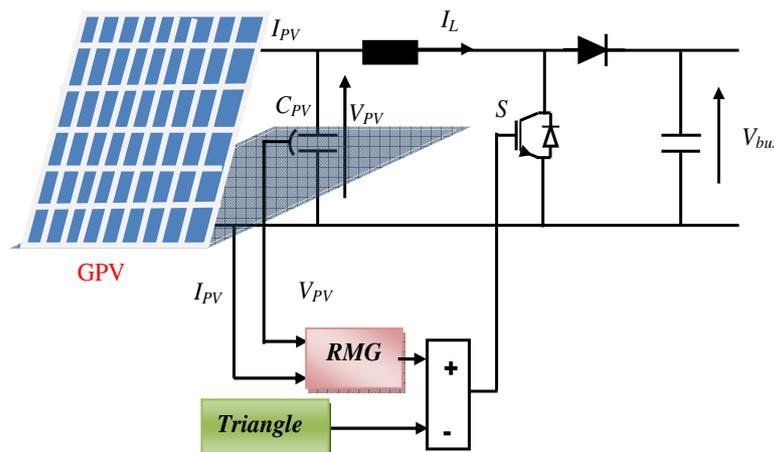


Figure V.4. Configuration du contrôleur du système solaire

V.4.2. Le phénomène de Chattering

Le phénomène de broutement, appelé (chattering en anglais) est provoqué sur la surface de glissement par une commutation rapide de la fonction *sign* de la partie discontinue de la loi de commande des systèmes quand les modes techniques des modes glissants sont utilisés, ce qui est en général indésirable, caractérisé par de fortes oscillations de hautes fréquences autour de la surface du glissement. En conséquence, les performances et la robustesse du système sont dégradées et cela peut même conduire à l'instabilité [139-141].

V.4.3. Solutions pour atténuer le phénomène de Chattering

Pour remédier à ce problème et dans le but de réduire ces oscillations, plusieurs solutions ont été apportées, on citera à titre d'exemple, des couches limites, mode glissant d'ordre supérieur, approach law, fuzzy sliding mode, etc.....

Dans ce chapitre on a proposé la technique fuzzy sliding mode, de remplacer la fonction discontinue *sign* par une fonction continue générée par la logique floue [142].

La loi de commande globale devient:

$$D(t) = D_{eq}(t) + D_{Floue}(t) \quad (V.28)$$

La structure du contrôleur proposé, pour générer la commande MPPT par mode glissant-floue est présentée par la [figure V.5](#).

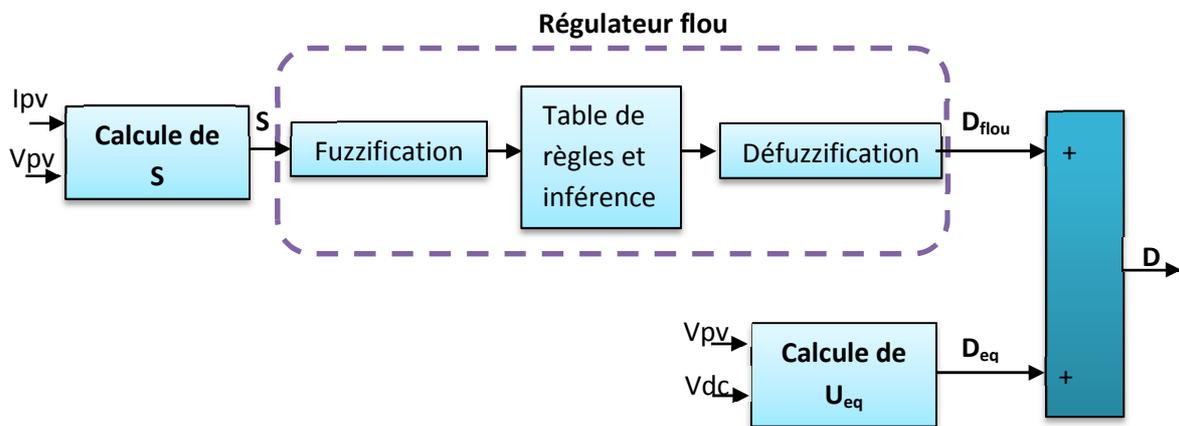


Figure V.5. Structure du contrôleur MPPT par mode glissant-floue flu utilisé

Les caractéristiques principales du contrôleur flou utilisé dans ce travail sont les suivantes :

- Fuzzification avec univers de discours continu [-1, 1] ;
- Cinq ensembles flous pour la surface définie par des fonctions d'appartenances triangulaires comme l'illustre la [figure V.6](#);
- La base de règles est calculée comme suit :

R1 : si S est NG, alors ufloue est PG ;

R2 : si S est NM, alors ufloue est PM ;

R3 : si S est EZ, alors ufloue est EZ ;

R4 : si S est PM, alors ufloue est NM ;

R5 : si S est PG, alors ufloue est NG.

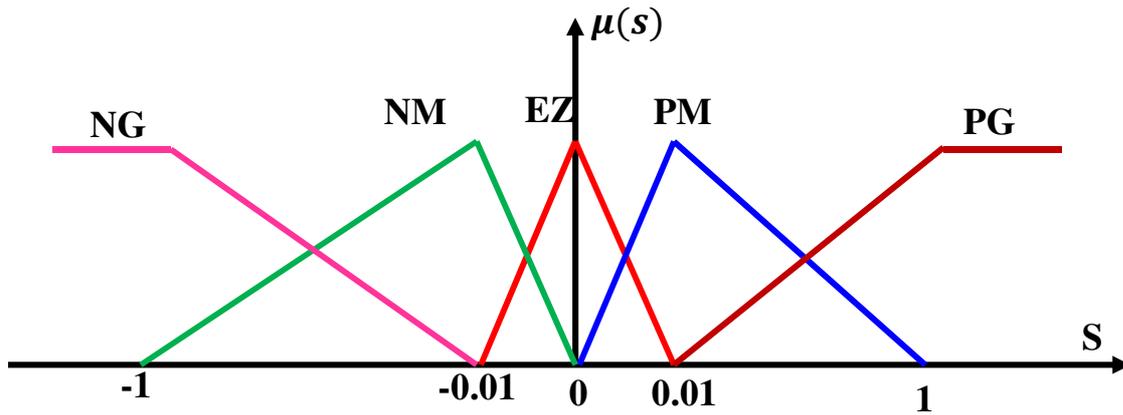


Figure V.6. Répartition des fonctions d'appartenances pour l'entrée S

- Cinq ensembles flous pour la sortie définie par des fonctions d'appartenances singletons comme l'illustre la figure V.7;

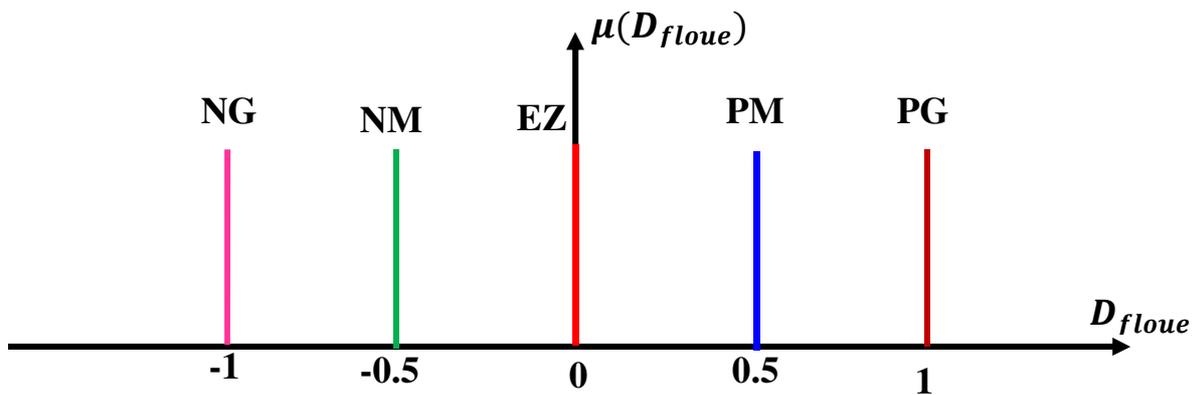


Figure V.7. Répartition des fonctions d'appartenances pour sortie D_{floue}

- La défuzzification par centre de gravité est adoptée :

$$D_{floue} = \frac{\sum_{i=1}^5 u(D_i)D_i}{\sum_{i=1}^5 u(D_i)} \quad (V.29)$$

$u(D_i)$ est le degré d'appartenance de la prémisse ou de la surface s . D_i est l'abscisse du singleton qui représente la fonction d'appartenance de la sortie.

V.5. Résultats de simulation

On présente ci-dessous une simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire) d'une puissance égale à 6 kWc sous les conditions nominales ($T= 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $G= 1000\text{ W/m}^2$) décrit dans le chapitre II. Il est composé en fait de deux étages de conversion en cascade, permettant un transfert adéquat de l'énergie extraite du générateur PV au réseau électrique. Le premier étage dit « continu », se compose de cinq branches de modules en parallèles, chaque branche contient 20 modules en série, type MSX 60, connectés en série et un convertisseur DC-DC boost qui élève la tension optimale du générateur à une tension convenable du bus continu; ce dispositif sert ainsi comme un adaptateur d'impédance. La deuxième étage dit « alternatif », se compose à son tour, d'un onduleur de tension à deux niveaux, connecté au réseau via un filtre inductif.

Le dispositif de commande proposé est constitué principalement de deux blocs de contrôle :

- Un bloc de contrôle du convertisseur survolteur DC/DC associé au générateur photovoltaïque.
- Un bloc de contrôle du courant de convertisseur DC/AC coté réseau.

Les paramètres du système à simuler sont regroupés dans le tableau (III.2), comme mentionné dans le chapitre III.

Les données d'irradiation utilisées pour l'étude

Afin de bien étudier le comportement de notre système face aux changements climatiques réels de l'irradiation dans l'environnement Matlab Simulink, on a choisi des jours types de l'analyse de Liu *et al* pour chaque mois, regroupés dans le [tableau \(III.3\)](#), comme indiqué dans le chapitre III.

- Les données météorologiques réelles des irradiances globales sur le plan incliné fixe (32°), utilisées ont été fournies par la station météorologique installée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER).
- Les données météorologiques théoriques utilisant le modèle de Liu & Jordan des irradiances globales sur le plan incliné selon les deux axes, ont été relevées à partir d'une application Web de calcul du rayonnement solaire lancé par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) [84].

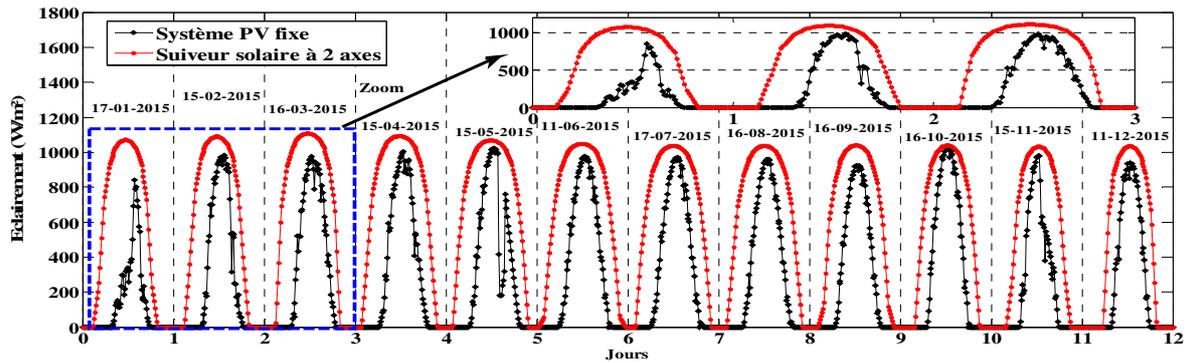


Figure V.8. Profile de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m^2)

- La figure V.8 représente l'évolution de l'éclairement solaire journalier pour les deux systèmes choisis (fixe et avec poursuite solaire). Le graphe journalier de la radiation solaire reçue par poursuite solaire est tracé en rouge et celui du système PV fixe en noir. L'examen de la figure fait ressortir que pour un ciel clair, la radiation solaire varie au cours de la journée d'une manière gaussienne entre $0 W/m^2$ et $1000 W/m^2$. Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil, ce qui correspond à une hauteur de soleil nulle et elle atteint le maximum en milieu de la journée, c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale.
- Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas de la poursuite solaire à 2 axes est nettement supérieur par rapport au plan incliné fixe.

Les résultats de simulation de l'application de l'approche mode glissant-floue à la poursuite du point de puissance maximale de tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire à 2 axes), tels que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et le réseau sont présentés ci-dessous.

a. Générateur photovoltaïque

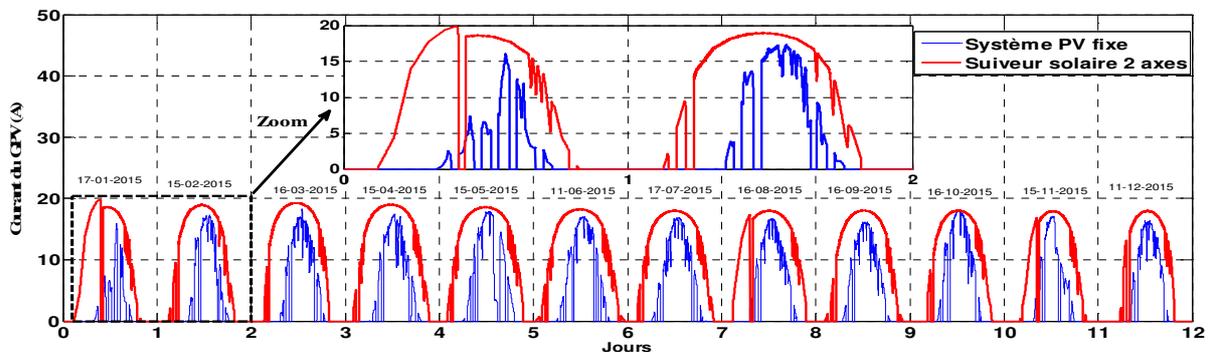


Figure V.9. Caractéristiques des courants du générateur photovoltaïque.

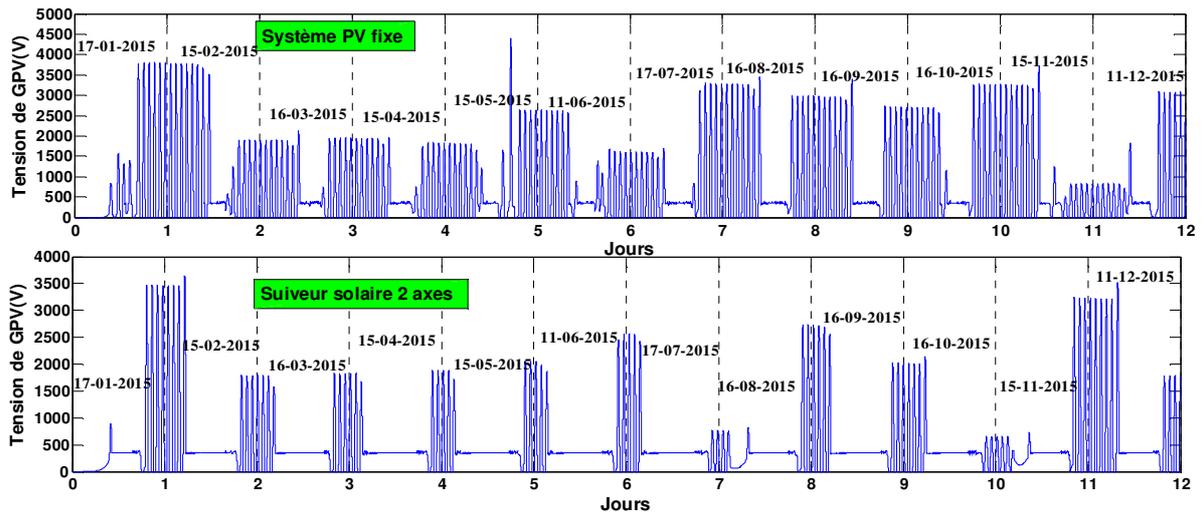


Figure V.10. Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque.

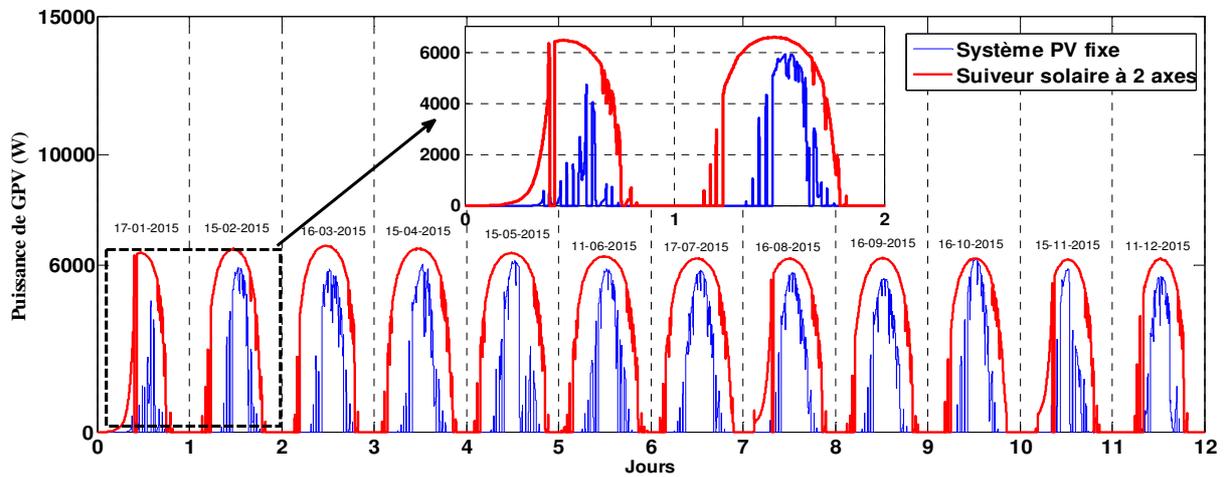


Figure V.11. Caractéristiques des puissances du générateur photovoltaïque.

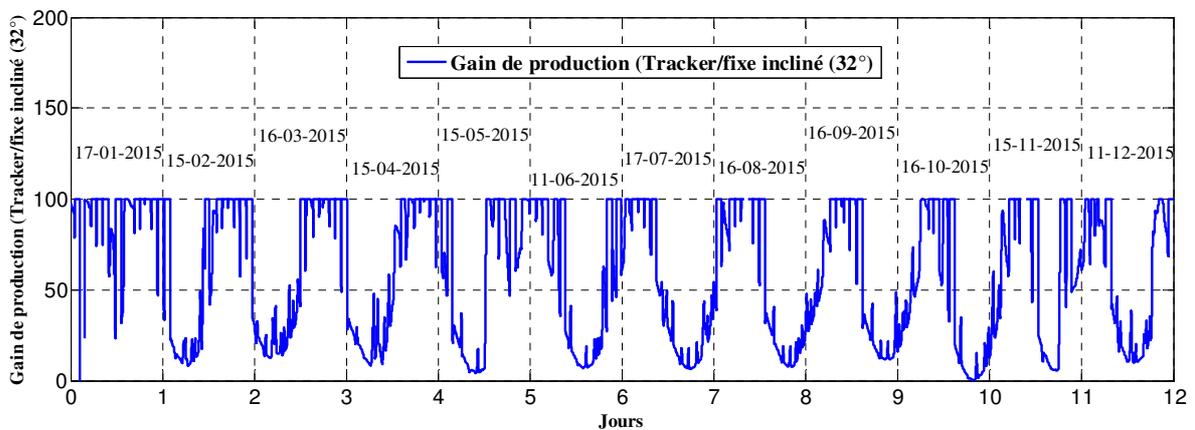


Figure V.12. Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))

- La [figure V.12](#) représente un diagramme comparatif de production électrique d'une installation fixe à une installation identique mais équipée d'un suiveur de trajectoire solaire. Le but de ces simulations est de visualiser les différentes caractéristiques électriques à la sortie du panneau PV.
- Selon les résultats, Il apparaît que toutes les grandeurs électriques (les puissances, les tensions et les courants) à optimiser du générateur photovoltaïque convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable égale à 0.01s relativement à la dynamique lente du profil de la source primaire (éclairage).
- L'évolution du courant photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne, ce qui explique la dépendance direct de la puissance de l'éclairage solaire. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 20 A environ à un pic des radiations apparait à midi, approximativement de l'ordre de 1000W/m^2 (voir [figure V.9](#)).
- L'évolution de la tension photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 300 V environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi (voir [figure V.10](#)).
- L'évolution de la puissance photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne, ce qui explique la dépendance directe de la puissance de l'éclairage solaire. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 6 kWc environ à une pic des radiations apparait à midi, approximativement de l'ordre de 1000W/m^2 (voir [figure V.11](#)).
- La [figure V.11](#) illustre la puissance journalière produite pour les deux systèmes solaires (fixe et avec poursuite solaire). On remarque que l'énergie développée est beaucoup plus élevée durant le mois de juillet en comparaison avec le mois de janvier, car l'éclairage solaire reçu au niveau du champ photovoltaïque est très élevé durant ce mois. En juillet, la ville de Ghardaïa reçoit une quantité considérable de rayonnement solaire, le pic des radiations apparait à midi; il est de l'ordre de 1000W/m^2 , correspondant à une puissance de 6000 W tandis qu'au mois de décembre, le pic d'éclairage est de l'ordre de 800W/m^2 représentant la moitié de la puissance délivrée pendant le mois de juillet (5000W). On peut conclure que l'efficacité (le gain énergétique) du système est importante durant la période estivale (les mois les plus chauds). Il est à souligner que la puissance produite au niveau de système avec poursuite solaire est supérieure à celle produite par le système PV fixe sur un plan incliné en raison de l'irradiation solaire important reçue par le premier..

- La courbe rouge de la poursuite solaire monte en puissance dès le matin pendant que la courbe noire du système fixe monte progressivement jusqu'à son maximum à midi solaire. L'écart mesuré en pourcentage est montré sur la [figure V.12](#). Il dépasse largement 100% en début et en fin de journée ; la moyenne s'élève à 54,5% pour cette journée ensoleillée.
- Le résultat obtenu confirme l'importance d'un suiveur solaire à deux axes par rapport à un plan fixe, en termes de production journalière d'énergie électrique. Pour une même installation donnée la présence du suiveur solaire permet une augmentation de 30% d'énergie électrique.

b. Côté onduleur réseau

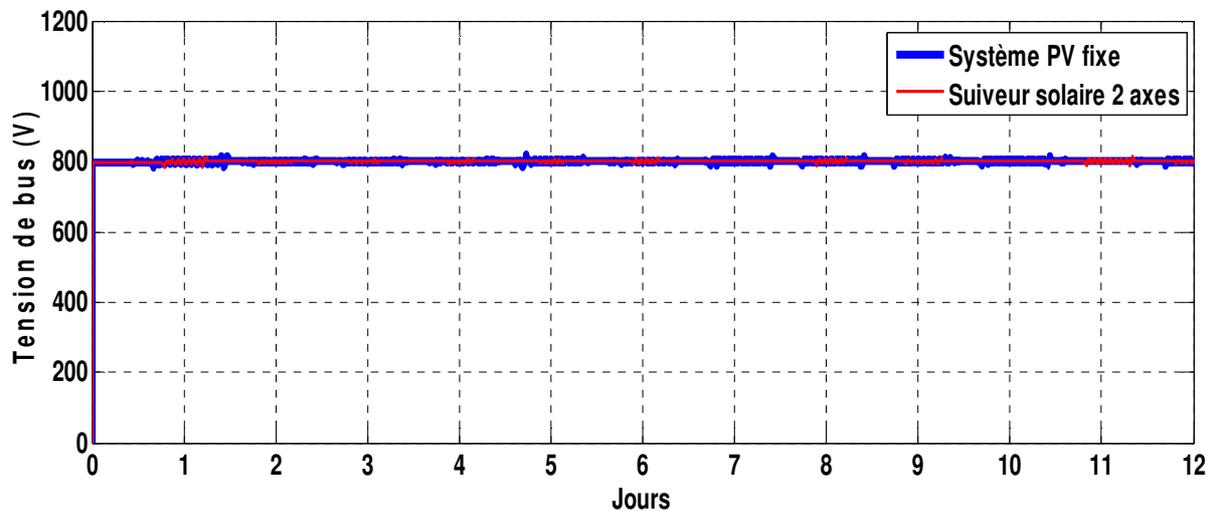


Figure V.13. Tension de bus continu avec le régulateur PI.

Pour les deux systèmes photovoltaïques connectés au réseau (fixe et avec poursuite solaire), la tension du bus est conservée à la tension de référence quel que soit la variation des conditions climatiques puisque ($V = 800 \text{ V}$), voir [figure V.13](#).

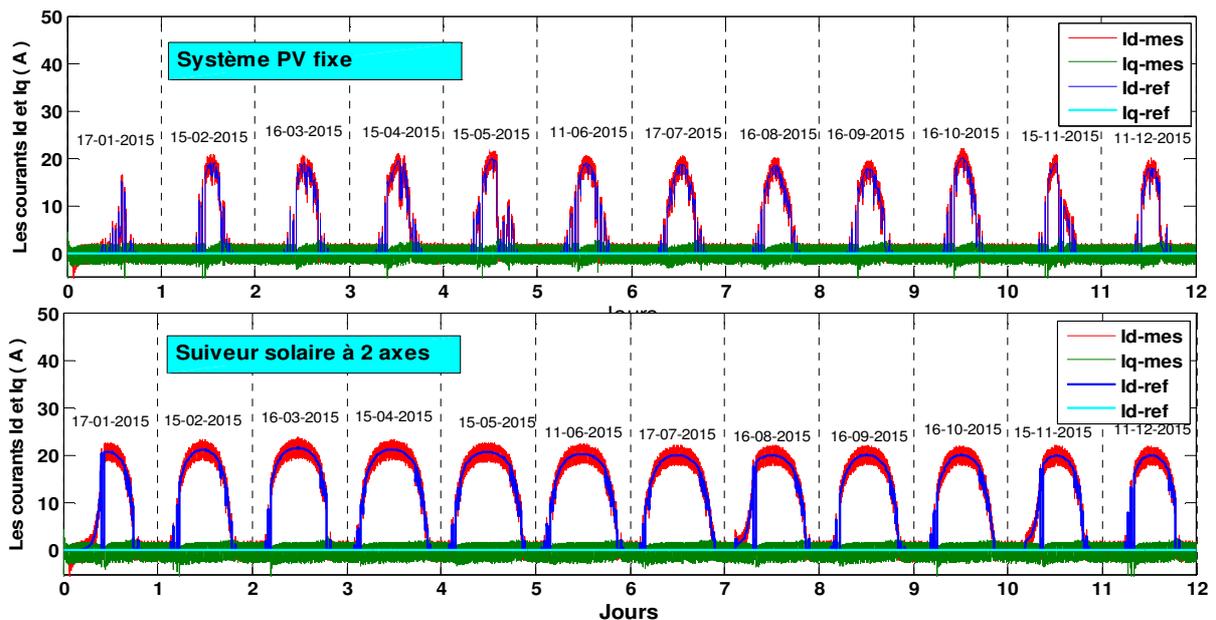


Figure V.14. Les courants mesurés ($I_{d,mes}$ et $I_{q,mes}$) et leurs références ($I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$)

La figure V.14 représente les courants mesurés ($I_{d,mes}$ et $I_{q,mes}$) et les courants de référence ($I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$) dans le domaine de Park. Les courants de référence $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$, montrent la stratégie de la commande qui oblige le courant $I_{q,ref}$ à s'annuler pour que le système photovoltaïque fournisse uniquement de l'énergie active au réseau, ce qui apparaît clairement dans la figure ci-dessous.

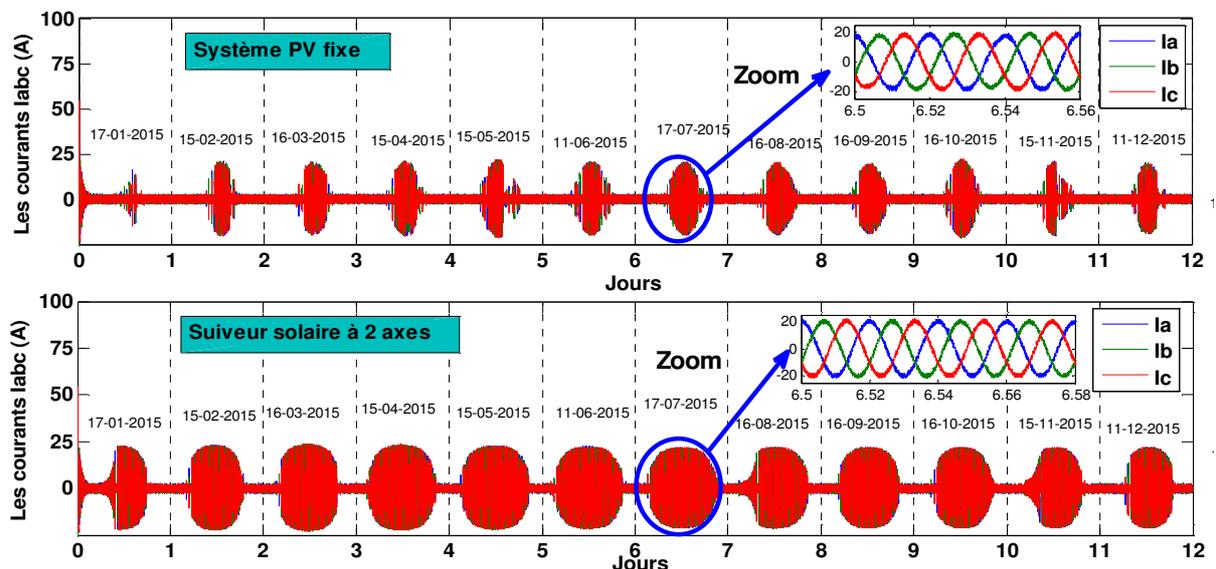


Figure V.15. Caractéristiques des Courants triphasé injectés au réseau.

La figure V.15 représente les caractéristiques des courants triphasés injectés au réseau (I_{abc}), ainsi que le courant (I_d) injecté au réseau dans le domaine de Park.

Selon les résultats de simulation présentés ci-dessous, toutes les grandeurs à optimiser entre autre le courant de commande injecté au réseau convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable plus court relativement à la dynamique lente du profil d'irradiation.

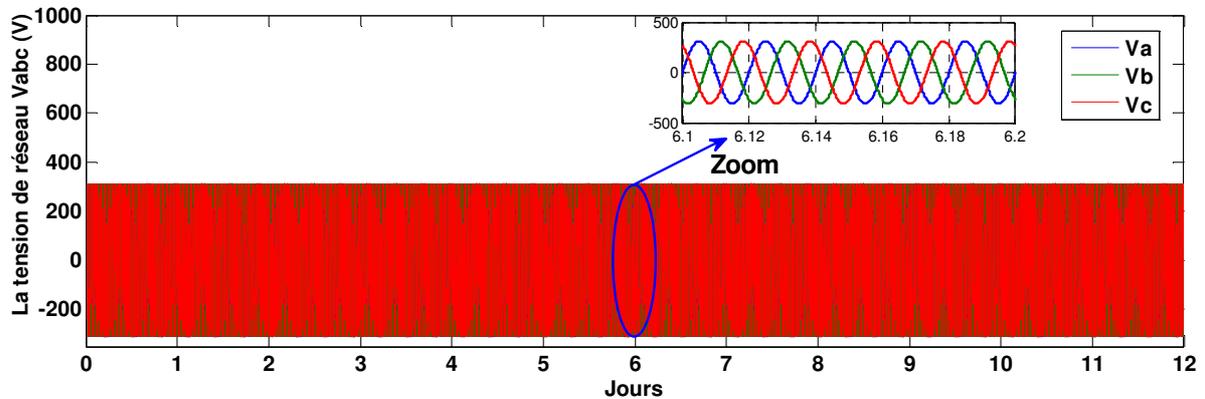


Figure V.16. Caractéristiques des tensions triphasées du réseau.

Les tensions triphasées du réseau (Figure V.16) a une forme sinusoïdale de même fréquence 50Hz, déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant la même valeur efficace 220V, elles forment un système triphasé équilibré.

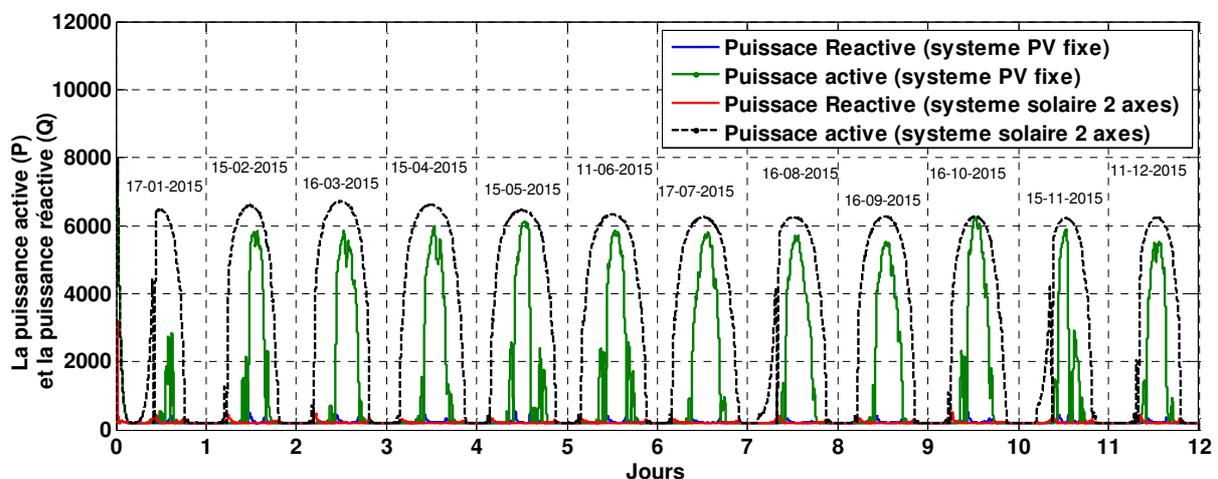


Figure V.17. Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau.

La figure V.17 représente les caractéristiques de la puissance active totale injectée au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle. Par ailleurs, la figure montre bien un bon découplage entre la puissance active et réactive. Il est clair que la puissance active suit ses valeurs désirées pendant toutes les variations de l'éclairement.

Les résultats de simulation obtenus tout au long de ce chapitre, nous permettent de conclure que le système commandé par le mode glissant-floue s'adapte à l'évolution des perturbations

externes et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi en terme de temps de réponse et de stabilité.

V.6.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé une méthode intelligente et innovante, combinant les deux techniques intelligentes (floue et mode glissant) ayant pour objet la poursuite du point de puissance maximale, quel que soit la variation des conditions climatiques (ensoleillement, température,.....etc.) même dans les cas les plus défavorables.

Les résultats de simulation obtenus ont montré que la technique floue en mode glissant présente de bons résultats et que ce contrôleur est performant et très robuste. Toutefois, il y a un inconvénient qui réside dans le temps de calcul qui est relativement long qui dépend de la classe des fonctions d'appartenance.

Pour mettre en évidence l'efficacité de notre système, on a effectué aussi une comparaison des résultats obtenus sur des modules fixes orientés vers le sud et inclinés de 32° par rapport à l'horizontale, par rapport à celle des modules mobiles (suiveur solaire à deux axes) d'une même puissance. Nous avons montré l'importance de leur utilisation en termes de puissance générée qui apporte un gain en énergie intéressant, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées. Les résultats de simulation ont montré que l'utilisation d'un suiveur solaire à deux axes permet une augmentation de l'ordre de 30% d'énergie électrique par rapport à un plan fixe (amélioration du rendement énergétique).

Chapitre VI

Commande MPPT d'un système photovoltaïque par P&O-PI optimisée par la Technique PSO

VI.1. Introduction

Généralement, pour résoudre un problème d'optimisation combinatoire, nous utilisons les méthodes exactes. Mais dans le cas contraire, comme il est souvent le cas pour les applications réelles, les méthodes approchées et en particulier, les méta-heuristiques sont devenues une alternative intéressante [143]. Ces méta-heuristiques sont inspirées parfois de la théorie d'évolution chez les sociétés d'animaux et d'insectes dans laquelle on trouve les algorithmes génétiques (AG), d'autre fois elles sont inspirées de la théorie d'éthologie de ces sociétés dans laquelle on cite les algorithmes d'optimisation par essais particuliers PSO, les colonies de Fourmies (ACO), etc. Les méta-heuristiques sont des algorithmes d'optimisation de type stochastique. Ces algorithmes sont basés sur l'exploration aléatoire probabiliste d'une ou de plusieurs régions de l'espace de recherche, cette exploration aléatoire guidée parfois par des fonctions probabilistes permet d'éviter les optimum locaux lors de l'exploration contrairement aux méthodes déterministes qui se bloquent en général dans un optima local ou bien si la fonction objective présente une certaine complexité mathématique grandissante. Les premières méta-heuristiques datent des années 1980, et bien qu'elles soient d'origine discrète, on peut les adapter à des problèmes continus. Elles sont utilisées généralement quand les méthodes classiques (mathématiques) ne permettent pas de trouver la solution souhaitée. Mais leur efficacité n'est pas toujours garantie car elle dépend de la nature du problème envisagé et des paramètres de l'algorithme. Ces méthodes sont largement appliquées aux différents domaines notamment dans le domaine de l'optimisation de l'énergie électrique.

Les méta-heuristiques sont souvent employées pour leur facilité de programmation et de manipulation. Elles sont en effet facilement adaptables à tout type de problème d'optimisation. Parmi les méta-heuristiques les plus connues on cite [127] :

- Les algorithmes génétiques.

- Les algorithmes d'optimisation par essais de particules.
- Les algorithmes de colonies de fourmis.
- Les algorithmes à évolution différentielle.
- Les stratégies d'évolution.

VI.2. Optimisation par Essaim de Particules (PSO)

La résolution satisfaisante d'un problème d'optimisation difficile, qui comporte un grand nombre de solutions sous-optimales, justifie souvent le recours à une Meta heuristique puissante. La majorité des algorithmes utilisés pour résoudre ces problèmes d'optimisation sont les Meta heuristiques à population. Parmi celles-ci, nous nous intéressons à l'Optimisation par Essaim Particulaire (OEP, ou PSO en anglais) qui est apparue en 1995 [144] [145]. PSO a attiré beaucoup de chercheurs et a été exploité dans différents domaines d'optimisation. Cette méthode est devenue de plus en plus populaire. Elle s'inspire de la dynamique d'animaux se déplaçant en groupes compacts (essaims d'abeilles, vols groupés d'oiseaux, bancs de poissons). Les particules d'un même essaim communiquent entre elles tout au long de la recherche pour construire une solution au problème posé, et ce en s'appuyant sur leur expérience collective. L'avantage de cette approche par rapport aux techniques traditionnelles est la robustesse, la flexibilité, en plus, de son efficacité dans une grande variété de problèmes [144] [146].

L'essaim de particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position (le vecteur solution) et une vitesse. De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance (en position et en valeur) et de la meilleure performance atteinte par les particules « voisines » (informatrices) : chaque particule dispose en effet d'un groupe d'informatrices, historiquement appelé son voisinage. Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, « survole » l'espace de recherche, à la recherche de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;

- Une composante sociale: la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

La stratégie de déplacement d'une particule est illustrée dans la [Figure VI.1](#).

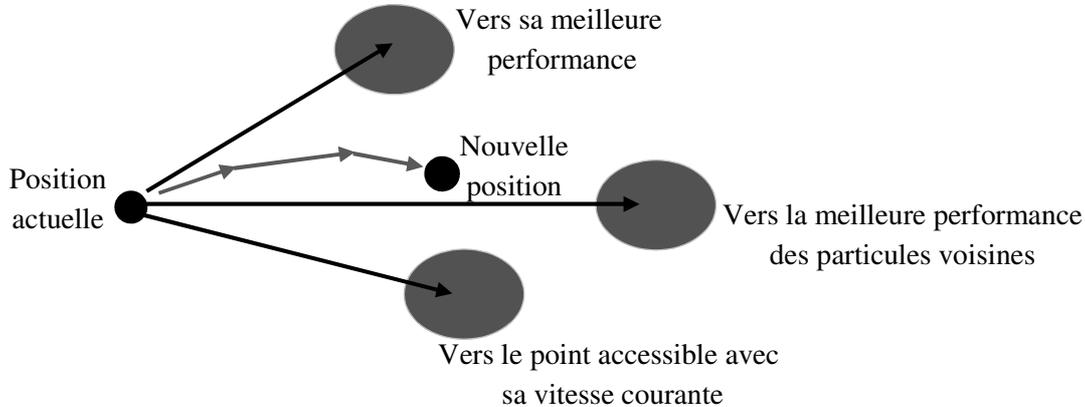


Figure VI.1. Déplacement d'une particule

VI.3. Principe de l'Algorithme PSO

On dispose d'une fonction objective (une fonction coût) à optimiser dans un sens ou dans l'autre. Un essaim est un ensemble de particules positionnées dans l'espace de recherche de la fonction objective. Le principe de l'algorithme consiste à déplacer ces particules dans l'espace de recherche afin qu'elles trouvent la solution optimale [144] [147].

Chacune de ces particules est dotée :

- D'une position, c'est-à-dire ses coordonnées dans l'ensemble de définition.
- D'une vitesse qui permet à la particule de se déplacer. De cette façon, au cours des itérations, chaque particule change de position. Elle évolue en fonction de son meilleur voisin, de sa meilleure position, et de sa position précédente. C'est cette évolution qui permet de tomber sur une particule optimale.
- D'un voisinage, c'est-à-dire un ensemble de particules qui interagissent directement sur la particule, en particulier celle qui a le meilleur critère.

VI.4. Formulation Mathématique de l'Algorithme PSO

Dans un espace de recherche de dimension D , la particule i de l'essaim est modélisée par son vecteur position $\vec{X}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ et par son vecteur vitesse $\vec{V}_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$. La qualité de sa position est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point. Cette particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée, que l'on

note : $\overrightarrow{Pbest}_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{iD})$. La meilleure position atteinte par les particules de l'essaim est notée $\overrightarrow{Gbest}_i = (gbest_{i1}, gbest_{i2}, \dots, gbest_{iD})$.

Au temps t , le vecteur vitesse est calculé à partir de l'équation VI.1, [144] [148-153].

$$v_{ij}(t) = wv_{ij}(t-1) + c_1r_1(p_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1)) + c_2r_2((g_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1))) \quad (VI.1)$$

$$j \in \{1, \dots, D\}$$

La position au temps t de la particule i est alors définie par l'équation VI.2 :

$$x_{ij}(t) = x_{ij}(t-1) + v_{ij}(t) , j \in \{1, \dots, D\} \quad (VI.2)$$

Où [144] [148]:

- w est en général une constante appelée, coefficient d'inertie, c_1 et c_2 sont deux constantes appelées coefficients d'accélération, r_1 et r_2 sont deux nombres aléatoires tirés uniformément dans $[0,1]$ à chaque itération et pour chaque dimension.
- $wv_{ij}(t-1)$ correspond à la composante physique du déplacement. Le paramètre w contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur. Il est à noter que, dans certaines applications, le paramètre w peut-être variable.
- $c_1r_1(p_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1))$ correspond à la composante cognitive du déplacement où c_1 contrôle le comportement cognitif de la particule.
- $c_2r_2((g_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1)))$ correspond à la composante sociale du déplacement, où c_2 contrôle l'aptitude sociale de la particule.

Les gammes appropriées de valeurs pour c_1 et c_2 sont de 1 à 2, mais 2 est le plus approprié dans beaucoup de cas [144] [154].

Le coefficient d'inertie est donné par [144] [155] :

$$w = w_{max} - \left(\frac{w_{max} - w_{min}}{k_{max}} \right) \times k \quad (VI.3)$$

Où k_{max} , k sont respectivement le nombre maximum des itérations et le nombre d'itération courante. w_{min} et w_{max} sont respectivement les coefficients minimum et maximum d'inertie. Le coefficient d'inertie w joue un rôle important dans la procédure de recherche. Elle garantit un équilibre entre la recherche locale et la recherche globale, un bon choix de cette fonction augmente l'efficacité de la méthode pour avoir une solution globale. L'expérience a montré

que la diminution linéaire de la valeur de w de 0.9 à 0.4 [144] [154] au cours de la procédure de recherche donne des meilleurs résultats.

Dans un algorithme de PSO, les particules volent autour d'un espace multidimensionnel de recherche. Pendant le vol, chaque particule ajuste sa position selon sa propre expérience [144] [156] ($p_{ij\ best}$), et selon l'expérience d'une particule voisine ($g_{j\ best}$), servie la meilleure position produite par elle-même et son voisin [144] [155] [157] [158], (Figure VI.2).

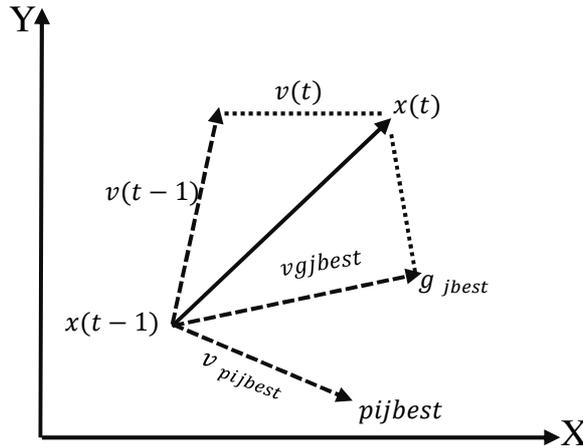


Figure VI.2. Schéma vectorielle du déplacement d'une particule

A chaque itération de l'algorithme, chaque particule est déplacée suivant les équations (VI.1) et (VI.2). Une fois le déplacement des particules effectué, les nouvelles positions sont évaluées. Les \bar{P}_{best} ainsi que \bar{G}_{best} sont alors mises à jour. Cette procédure est résumée par l'algorithme VI.1.

Algorithme VI.1 : Algorithme d'optimisation par l'essaim de particules [144]

Initialisation aléatoire des positions et des vitesses de chaque particule

Pour chaque particule i $\bar{P}_{i\ best} = \bar{X}_i$

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint faire

Pour $i = 1$ à N faire

Déplacement de la particule à l'aide de l'équation VI.1 et VI.2

Évaluation des positions

Si $f(\bar{X}_i) < f(\bar{P}_{i\ best})$

$\bar{P}_{i\ best} = \bar{X}_i$

Fin Si

Si $f(\bar{P}_{i\ best}) < f(\bar{G}_{best})$

$\bar{G}_{best} = \bar{P}_{i\ best}$

Fin Pour

Fin Tant que

La Figure VI.3 montre l'organigramme général de la méthode PSO, [144] [145] :

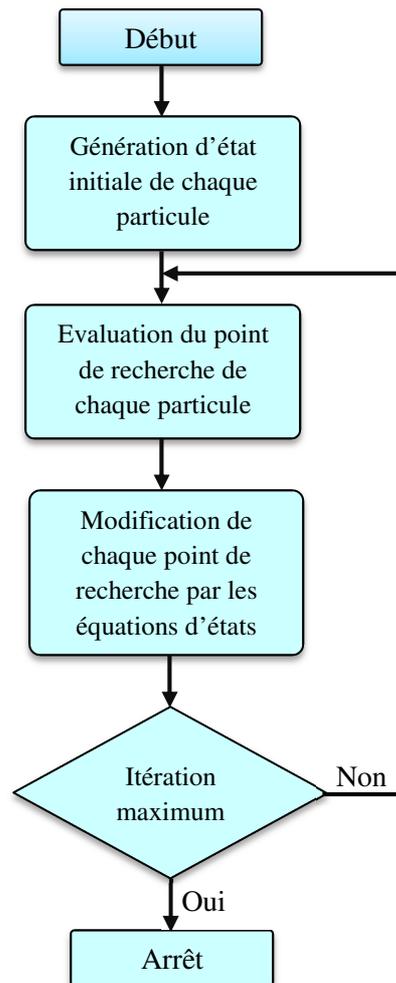


Figure VI.3. Organigramme général de la méthode PSO [144] [159]

VI.5. Réglage du contrôleur PI en utilisant la méthode PSO pour la commande MPPT

Le réglage des paramètres d'un contrôleur PI peut être considéré comme un problème d'optimisation où il s'agit de trouver la solution optimale des gains du contrôleur dans un espace de recherche prédéfini afin de permettre au système de suivre une référence désirée. Dans ce contexte, nous allons appliquer l'algorithme PSO pour trouver les combinaisons optimales des gains proportionnels et intégrals K_{p1}, K_{p2}, K_{i1} et K_{i2} , des régulateurs proportionnels intégrateurs PI de tension et de courant respectivement qui sont utilisés dans la commande P&O MPPT pour extraire le maximum de la puissance d'un panneau PV photovoltaïque et d'améliorer les performances des résultats de simulation.

Le régulateur PI est un système linéaire de premier ordre à une entrée et une sortie, dont sa fonction de transfert dans le domaine de Laplace est donnée par l'équation VI.4.

$$C(p) = K_p + \frac{K_i}{p} \quad (VI.4)$$

Où :

K_p : Constante de proportionnalité ou gain proportionnel,

K_i : Constante d'intégration ou gain intégral.

Les indices couramment utilisés sont définis de la façon suivante [144] [160-164] :

L'intégral de la valeur absolue de l'erreur (*IAE, Integration Absolute Error*) est définie par :

$$IAE = \int_0^{\infty} |e(t)| dt \quad (VI.5)$$

L'intégral du produit de l'erreur par le temps (*ITAE, Integral Time Absolute Error*) est donnée par :

$$ITAE = \int_0^{\infty} t |e(t)| dt \quad (VI.6)$$

L'intégral de l'erreur quadratique (*ISE, Integrated of Squared Error*) est définie par :

$$ISE = \int_0^{\infty} e^2 dt \quad (VI.7)$$

Où $e(t)$ est l'erreur entre la consigne (valeur désirée) et la valeur mesurée.

Le but de l'algorithme PSO est de réduire au minimum la fonction objectif, pour cela nous allons utiliser le critère quadratique à minimiser suivant :

$$e_1(i) = \int (V_{pv_ref} - V_{pv})^2 dt \quad (VI.8)$$

$$e_2(i) = \int (I_{pv_ref} - I_{pv})^2 dt \quad (VI.9)$$

$$F = \sum_i^N |e_1(i)| + |e_2(i)| \quad (VI.10)$$

Où :

V_{pv_ref} et I_{pv_ref} : la tension et le courant désirée.

V_{pv} et I_{pv} la tension et le courant délivrés par le module sous les conditions normalisées :

$T=25^\circ C$ et $S=1000W/m^2$.

L'algorithme PSO est utilisé pour déterminer les paramètres du régulateur PI (K_{p1}, K_{p2}, K_{i1} et K_{i2}), basé sur les deux erreurs (la première erreur est entre la tension désirée et la tension maximale délivrée par le module et la deuxième erreur est entre le courant désirée et le courant maximal délivré par le module) où toutes les particules dans cet algorithme sont décodées en quatre dimensions pour K_{p1}, K_{p2}, K_{i1} et K_{i2} . La [figure VI.4](#) présente le schéma bloc global d'implantation de l'algorithme PSO pour l'ajustement des gains (K_{p1}, K_{p2}, K_{i1} et K_{i2}) des deux régulateurs PI.

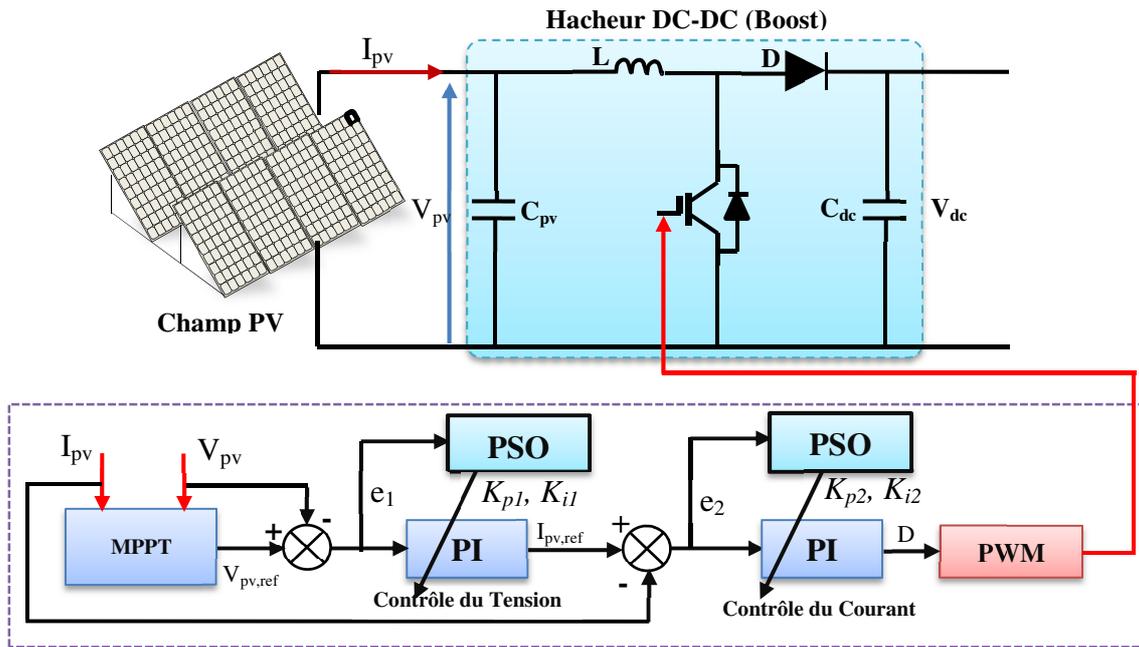


Figure VI.4. Schéma bloc global d'implantation de l'algorithme PSO pour l'ajustement des gains K_p et K_i du régulateur PI dans la commande MPPT par P&O d'un system photovoltaïque

Pour la mise en œuvre informatique de l'algorithme PSO, nous avons exploité les équations (VI.1) et (VI.2) pour le développement d'un programme sous le logiciel MATLAB qu'on peut schématiser sous l'organigramme présenté par la [Figure VI.5](#).

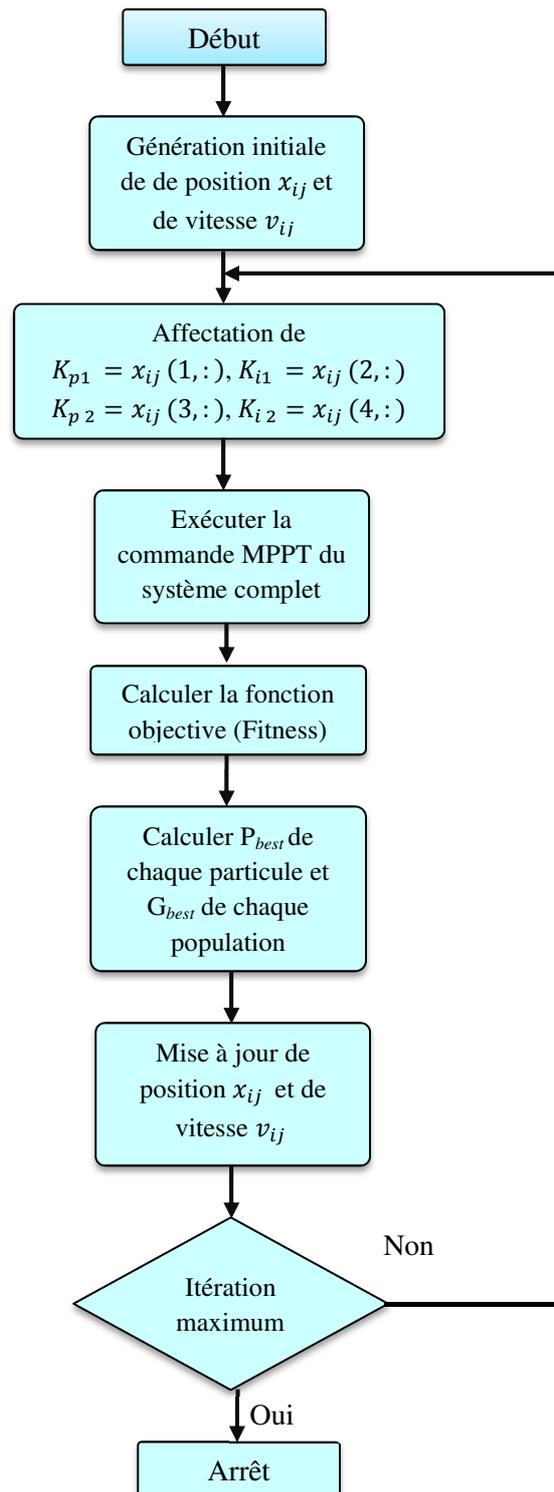


Figure VI.5. Organigramme de l'algorithme PSO pour l'ajustement des gains K_p et K_i du régulateur PI dans le système complet [144] [162] [165]

VI.6. Résultats de Simulation

On présente ci-dessous une simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique (fixe et avec poursuite solaire) d'une puissance égale à 6 kWc sous les conditions

nominales ($T= 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $G= 1000\text{ W/m}^2$) décrites dans le chapitre II. Il est composé en fait de deux étages de conversion en cascade, permettant un transfert adéquat de l'énergie extraite du générateur PV au réseau électrique. Le premier étage dit « continu », se compose de cinq branches de modules en parallèles chaque branche contient 20 modules en série, type MSX 60, connectés en série et un convertisseur DC-DC boost, qui élève la tension optimale du générateur à une tension convenable du bus continu, ils servent ainsi comme un adaptateur d'impédance. Le deuxième étage dit « alternatif », se compose à son tour, d'un onduleur de tension à deux niveaux, connecté au réseau via un filtre inductif.

Le dispositif de commande proposé est constitué principalement de deux blocs de contrôle :

- Un bloc de contrôle du convertisseur survolteur DC/DC associé au générateur photovoltaïque.
- Un bloc de contrôle du courant du convertisseur DC/AC coté réseau.

Les paramètres du système à simuler sont regroupés dans le [tableau \(III.2\)](#), comme mentionné dans le chapitre III.

Les paramètres de l'algorithme PSO sont montrés au [tableau VI.1](#).

La taille d'essaim	15
Le nombre maximal d'itération	20
$c_1=c_2$	2
w_{max}	0.9
w_{min}	0.4

Tableau VI.1. Paramètres de l'algorithme PSO

Après plusieurs expériences, nous avons obtenu les résultats suivants :

- L'augmentation de la taille d'essaim mène à compliquer le calcul avec prolongation dans le temps de calcul.
- Dans notre cas la taille d'essaim égale à 15 est un bon choix.
- Dans notre cas, le nombre d'itération maximum égal à 20 est satisfaisant pour obtenir de bons résultats comme il est montré dans les figures ci-dessous.
- Dans plusieurs journaux scientifiques (par exemple dans [2] [7]) les coefficients $c_1 = c_2 = 2$, $w_{max} = 0.9$ et $w_{min} = 0.4$.
- Les variations de la fonction objectif et les variations des gains optimaux K_{p1} , K_{i1} , K_{p2} et K_{i2} pendant la simulation sont présentées respectivement par les figures VI.6 et VI.7.
- La meilleure valeur de la fonction objectif est $6.6436e+03$ et les gains optimaux sont $K_{p1}= 100.90$, $K_{i1} = 4.34$, $K_{p2} = 0.77$ et $K_{i2} = 28.22$, qui sont montrés clairement dans [les figures VI.6 et VI.7](#).

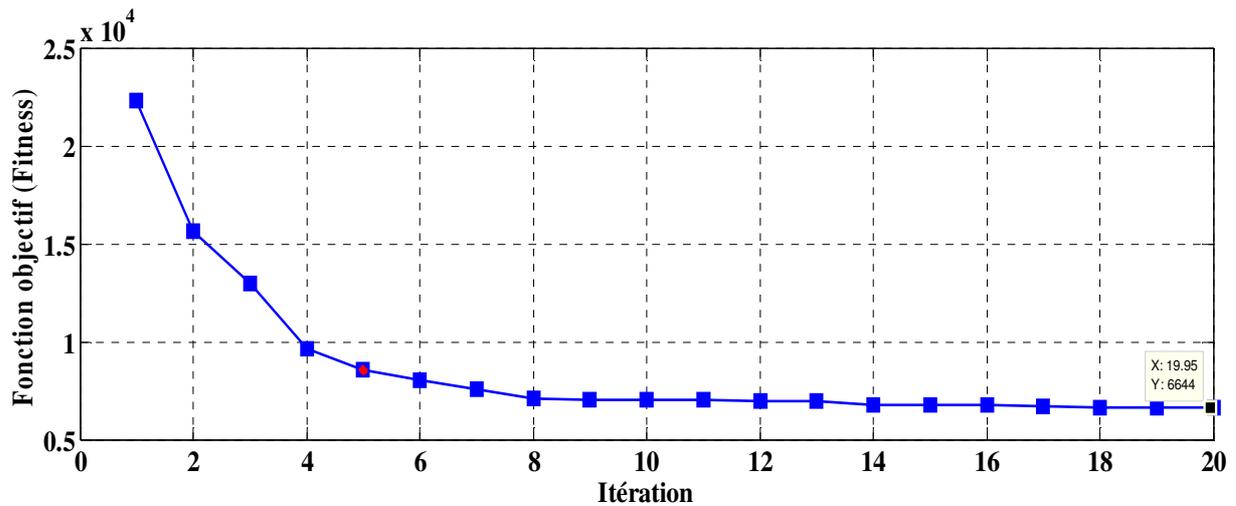


Figure VI.6. Les variations de la fonction objective

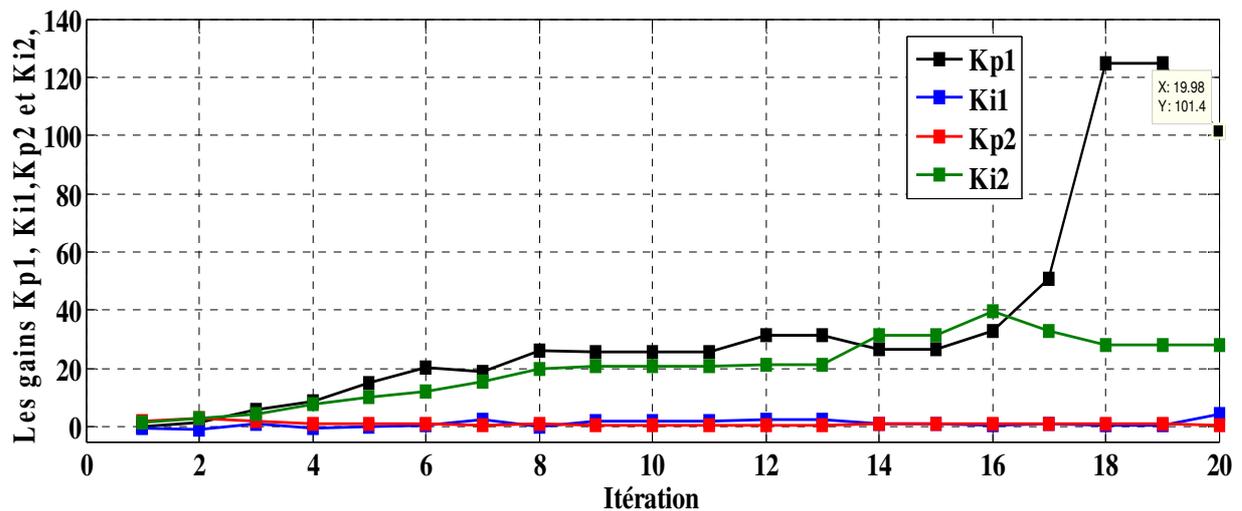


Figure VI.7. Les variations des gains optimaux $Kp1$, $Ki1$, $Kp2$ et $Ki2$

Les données d'irradiation utilisées pour l'étude

Afin de bien étudier le comportement de notre système face aux changements climatiques réels de l'irradiation dans l'environnement Matlab Simulink, on a choisi des jours types de l'analyse de Liu *et al* pour chaque mois, regroupés dans le tableau (III.3), comme mentionné dans le chapitre III.

- Les données météorologiques réelles des irradiations globales sur le plan incliné fixe (32°), utilisées ont été fournies par la station météorologique installée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER).
- Les données météorologiques théoriques utilisant le modèle de Liu & Jordan des irradiations globales sur le plan incliné selon les deux axes ont été relevées à partir

d'une application Web de calcul du rayonnement solaire lancée par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) [84].

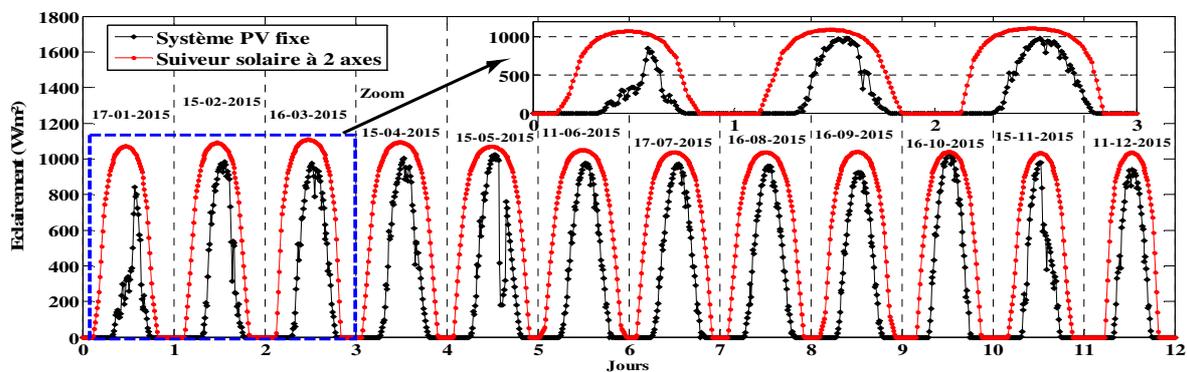


Figure VI.8. Profile de rayonnement global sur un plan fixe et sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m^2)

- La figure VI.8 représente l'évolution de l'éclairement solaire journalier pour les deux systèmes choisis (fixe et avec poursuite solaire). Le graphe journalier de la radiation solaire, reçue par poursuite solaire, est tracé en rouge alors que celui du système PV fixe est en noir. L'examen de la figure fait ressortir que pour un ciel clair, la radiation solaire varie au cours de la journée d'une manière gaussienne entre $0 W/m^2$ et $1000 W/m^2$. Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil ce qui correspond à une hauteur du soleil nulle et elle atteint le maximum au milieu de la journée, c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale.
- Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas de la poursuite solaire à 2 axes est nettement supérieur au plan incliné fixe.

Les résultats de l'application de la commande MPPT par P&O-PI optimisée par la Technique PSO, de tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique fixe et avec poursuite solaire, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et le réseau sont représentés ci-dessous.

a. Générateur photovoltaïque

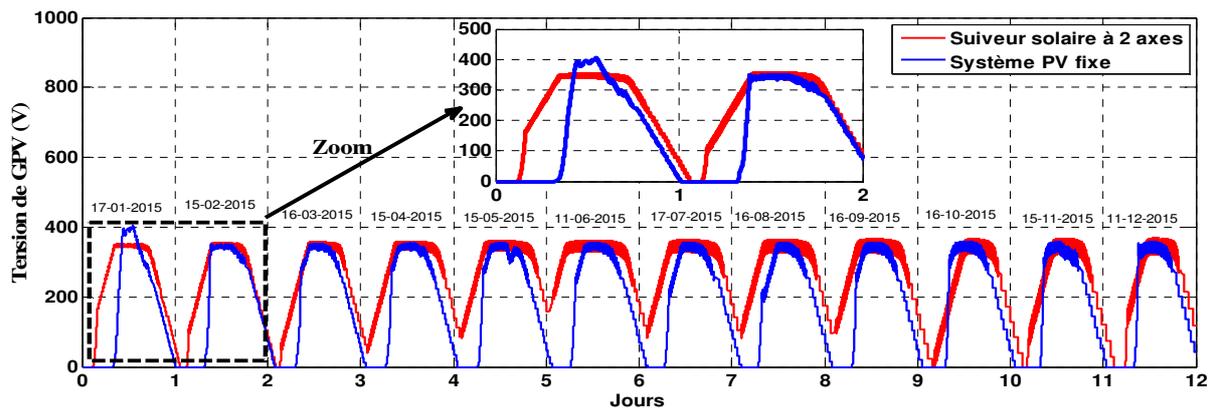


Figure VI.9. Caractéristiques des tensions du générateur photovoltaïque.

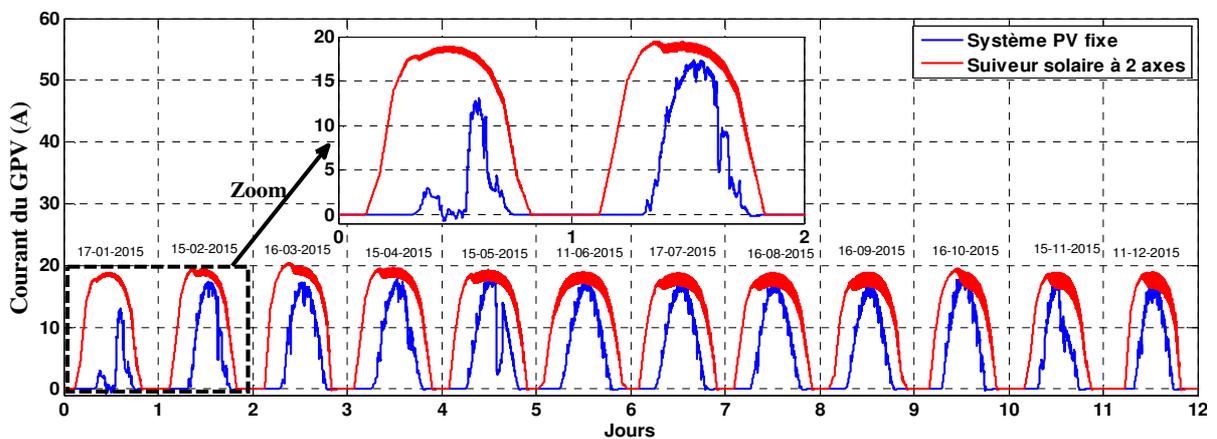


Figure VI.10. Caractéristique des courants du générateur photovoltaïque.

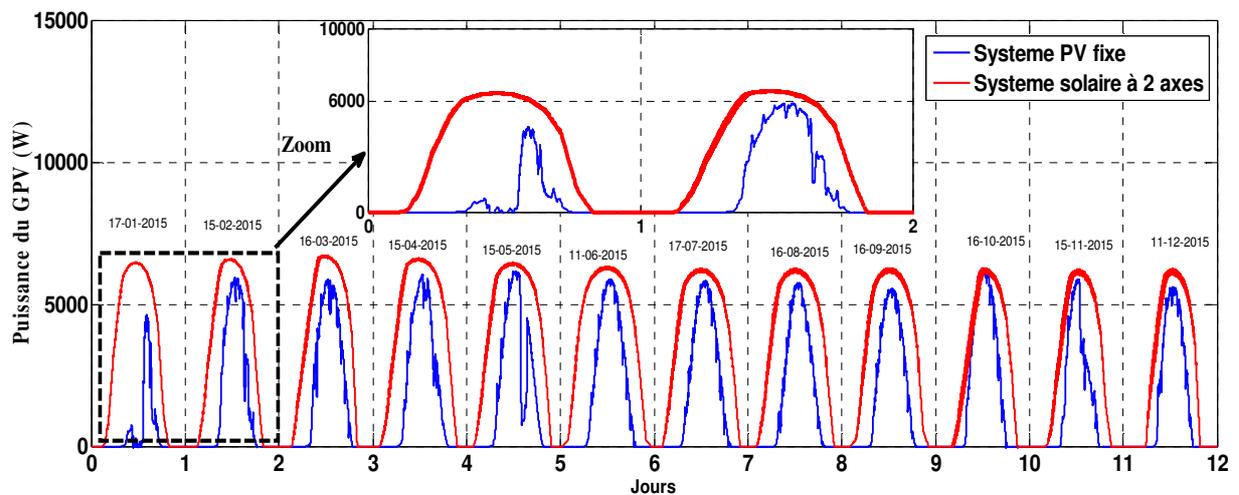


Figure VI.11. Caractéristique des puissances du générateur photovoltaïque.

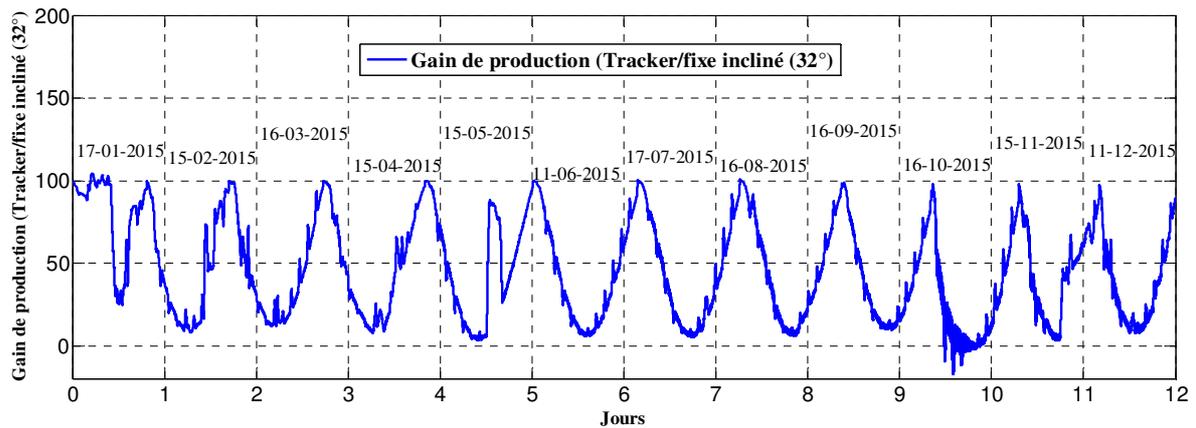


Figure VI.12. Gain de production (Tracker/fixe incliné (32°))

- La figure VI.12 représente un diagramme comparatif de production électrique d'une installation fixe à une installation identique mais équipée d'un suiveur de trajectoire solaire. Le but de ces simulations est de visualiser les différentes caractéristiques électriques à la sortie du panneau PV.
- Selon les résultats, Il apparaît que toutes les grandeurs électriques (les puissances, les tensions et les courants) à optimiser du générateur photovoltaïque convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable égale 0.01s relativement à la dynamique lente du profil de la source primaire (éclairage).
- Les figures VI.9 et VI.10 représentent l'évolution du courant et de la tension journalière respectivement du champ PV pour les deux systèmes PV (fixe et avec poursuite solaire). L'examen des deux figures fait ressortir que pour un ciel clair, le courant et la tension varient au cours de la journée d'une manière gaussienne. Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil ce qui correspond à une hauteur du soleil nulle et atteint le maximum au milieu de la journée c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale.
- L'évolution de la tension photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 300 V environ qui correspond à un pic des radiations de l'ordre de 1000W/m² apparaissant à midi, (voir figure VI.9).
- L'évolution du courant photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance de l'éclairage solaire.

Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 20 A environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi (voir figure VI.10).

- L'évolution de la puissance photovoltaïque varie au cours de la journée d'une manière gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance de l'éclairement solaire. Le profile augmente graduellement de zéro jusqu'à atteindre la valeur maximale de 6 kWc environ qui correspond à un pic de radiations de l'ordre de 1000W/m^2 apparaissant à midi(voir figure IV.11).
- La figure VI.11 illustre la puissance journalière produite pour les deux systèmes solaires (fixe et avec poursuite solaire). On remarque que l'énergie développée est beaucoup plus élevée durant le mois de juillet en comparaison avec le mois de janvier, car l'éclairement solaire reçu au niveau du champ photovoltaïque est très élevé durant ce mois. En juillet, la ville de Ghardaïa reçoit une quantité considérable du rayonnement solaire, le pic des radiations apparait à midi, et il est de l'ordre de 1000W/m^2 correspondant à une puissance de 6000 W tandis qu'au mois de décembre le pic d'éclairement est de l'ordre de 800W/m^2 qui représente la moitié de la puissance délivrée pendant le mois de juillet qui est de l'ordre de 5000W. On peut conclure que l'efficacité (le gain énergétique) du système est importante durant la période estivale (les mois les plus chauds). Il est à souligner que la puissance produite au niveau du système avec poursuite solaire est supérieure à celle produite par le système PV fixe sur un plan incliné en raison de l'irradiation solaire importante reçue par le premier.
- La courbe rouge de poursuite solaire monte en puissance dès le matin pendant que la courbe noir du système fixe monte progressivement jusqu'à son maximum à midi solaire. L'écart mesuré en pourcentage est montré sur la figure VI.12. Il dépasse largement 100% en début et en fin de journée ; la moyenne s'élève à 54,5% pour cette journée ensoleillée.
- Le résultat obtenu confirme l'importance d'un suiveur solaire à deux axes par rapport à un plan fixe, en termes de production journalière d'énergie électrique. Pour une même installation donnée, la présence du suiveur solaire permet une augmentation de 30% d'énergie électrique.

b. Coté onduleur réseau

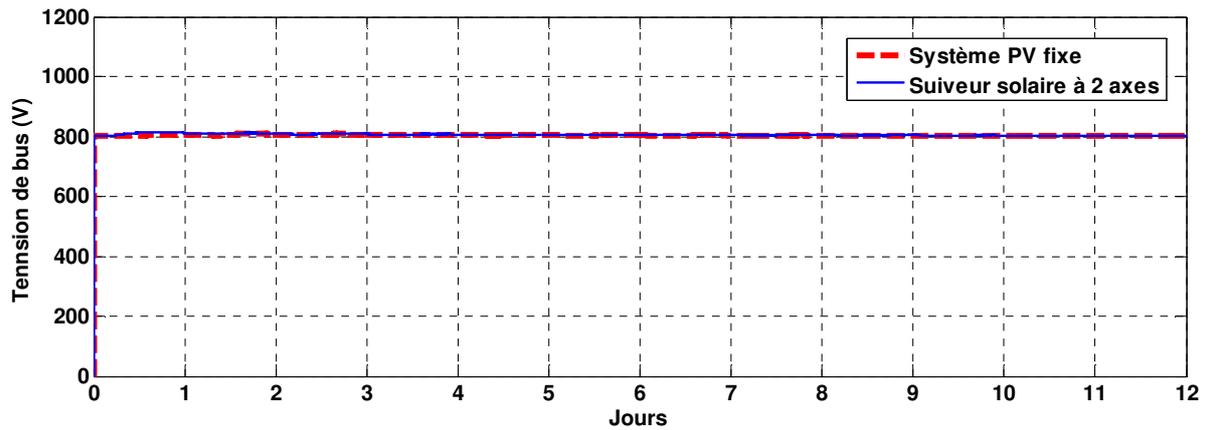


Figure VI.13. Tension de bus continu avec le régulateur PI.

Pour les deux systèmes photovoltaïques connectés au réseau (fixe et avec poursuite solaire), la tension du bus est maintenue à la tension de référence quel que soit la variation des conditions climatiques puisque ($V = 800 \text{ V}$), voir figure VI.13.

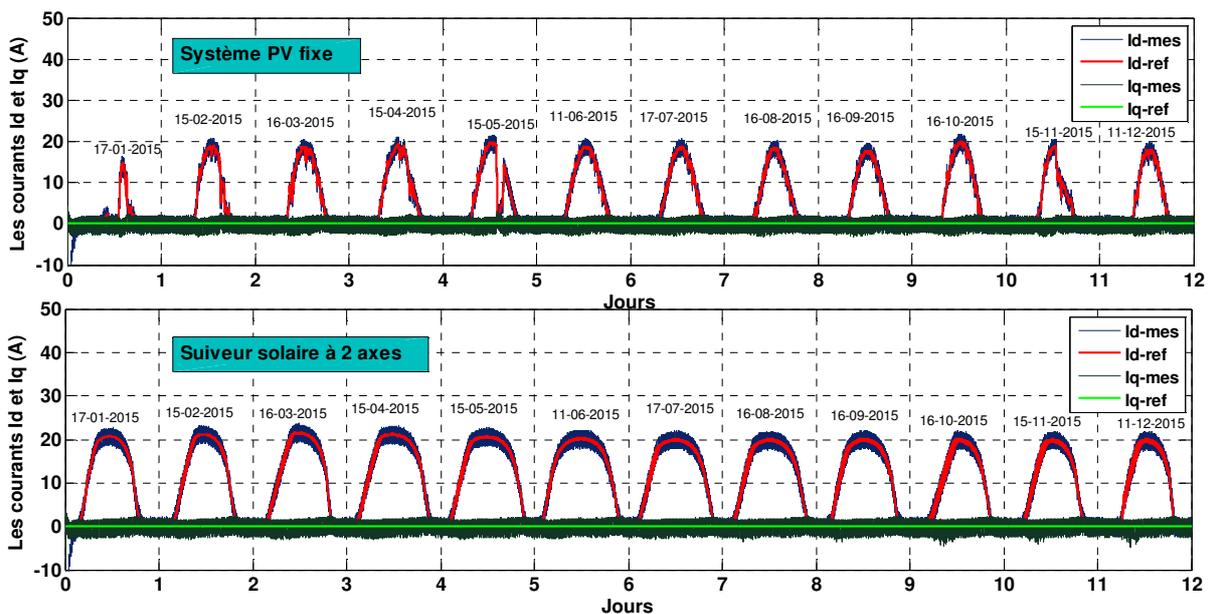


Figure VI.14. Les courants mesurés ($I_{d\text{-mes}}$ et $I_{q\text{-mes}}$) et leurs références ($I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$).

La figure VI.14 représente les courants mesurés ($I_{d\text{-mes}}$ et $I_{q\text{-mes}}$) et les courants de référence ($I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$) dans le domaine de Park. Les courants de référence $I_{d\text{-ref}}$ et $I_{q\text{-ref}}$ montrent la stratégie de la commande qui oblige le courant $I_{q\text{-ref}}$ d'être nul pour que le système photovoltaïque fournisse uniquement de l'énergie active au réseau, ce qui apparaît clairement dans cette figure.

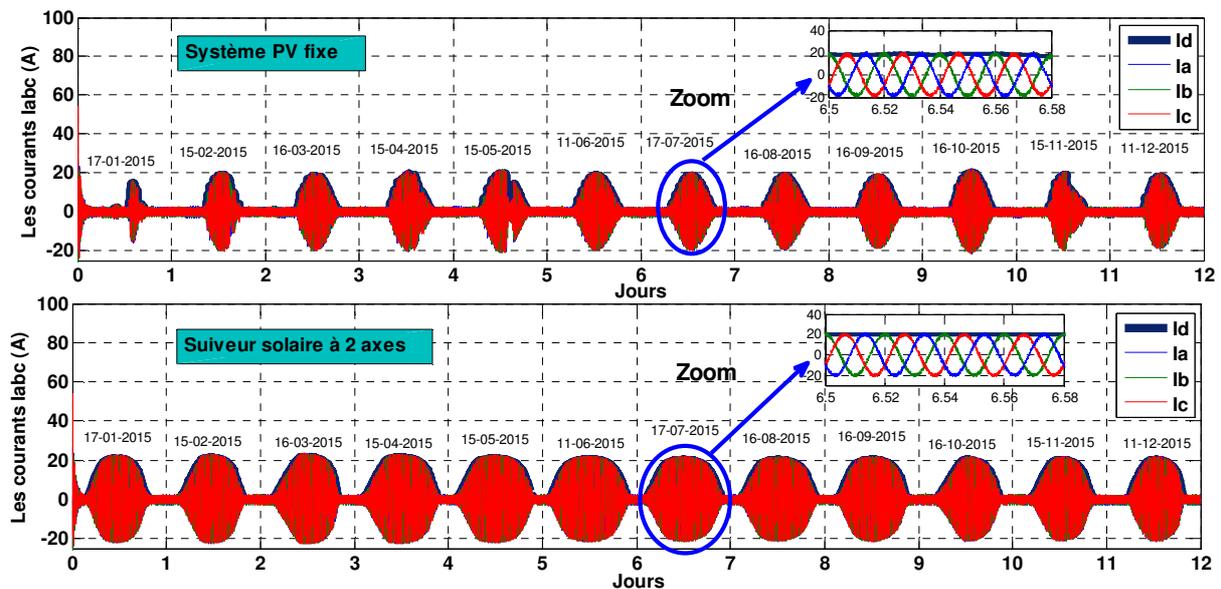


Figure VI.15. Caractéristiques des Courants triphasé injectées au réseau.

La figure VI.15 représente les caractéristiques des courants triphasés injectés au réseau (Iabc), ainsi que le courant (Id) injecté au réseau dans le domaine de Park.

Selon les résultats de simulation présentés ci-dessous, toutes les grandeurs à optimiser, entre autres le courant de commande injecté au réseau, convergent bien vers leurs références après un temps de réponse acceptable plus court relativement à la dynamique lente du profil d'irradiation.

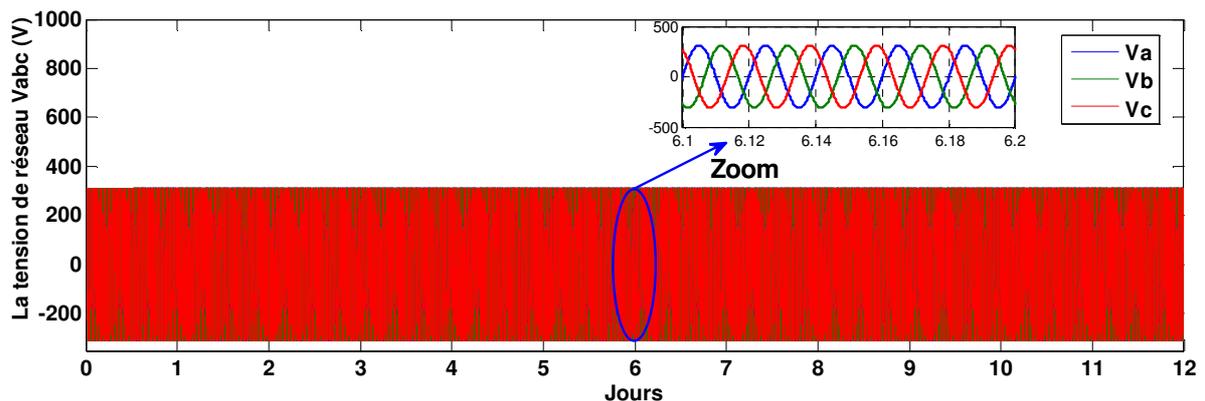


Figure VI.16. Caractéristiques des tensions triphasées du réseau.

Les tensions triphasées du réseau (Figure VI.16) ont une forme sinusoïdale de même fréquence 50Hz, déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant la même valeur efficace 220V, formant un système triphasé équilibré.

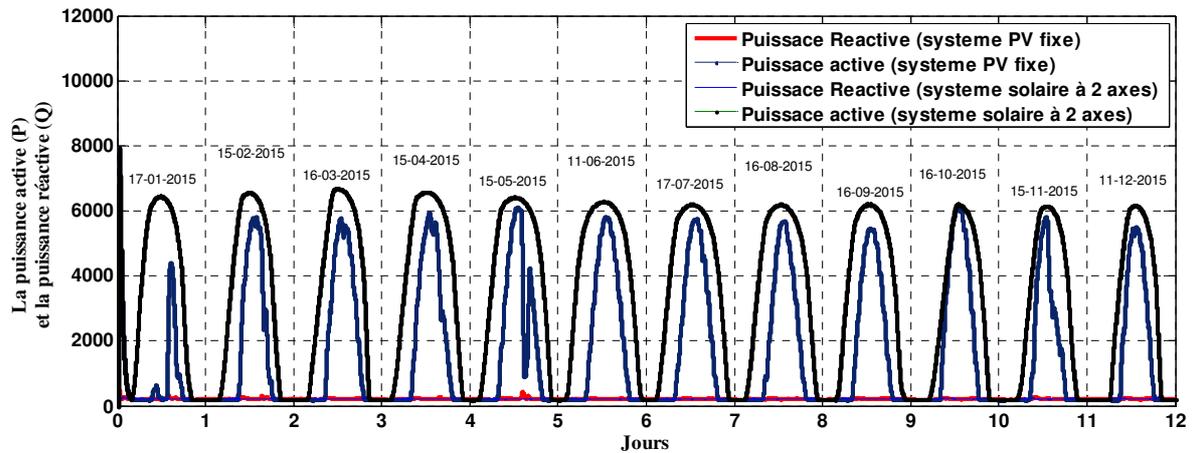


Figure VI.17. Caractéristiques des Puissances active et réactives injectée au réseau.

La figure VI.17 représente les caractéristiques de la puissance active totale injectée au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle. La figure montre bien aussi un bon découplage entre la puissance active et réactive. Il est clair que la puissance active suit ses valeurs désirées pendant toutes les variations de l'éclairement.

Les résultats de simulation obtenus tout au long de ce chapitre, nous permettent de conclure que le système commandé par le mode glissant-flou s'adapte à l'évolution des perturbations externes et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour le temps de réponse et pour la stabilité.

VI.7. Conclusion

Dans cette étude, nous avons proposé une méthode basée sur un algorithme meta-heuristique à travers l'utilisation de la technique d'essaims de particules pour trouver le point optimal du courant et de la tension correspond à la puissance maximal dans un système PV. Les résultats de simulation montrent de meilleures performances et que ce contrôleur est capable de maintenir très rapidement au point de fonctionnement maximale des systèmes PV ainsi la quantité d'énergie effectivement extraite des modules PV, et donc d'augmenter l'efficacité de l'installation PV.

Pour mettre en évidence l'efficacité de notre système, on a effectué aussi une comparaison des résultats obtenus par des modules fixes (orientés vers le sud et inclinés de 32° par rapport à l'horizontale, par rapport à celle des modules mobiles (suiveur solaire à deux axes) d'une même puissance. Nous avons montré l'importance de leur utilisation en termes de puissance

générée qui apporte un gain en énergie intéressant, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées. Les résultats de simulation ont montré que l'utilisation d'un suiveur solaire à deux axes permet une augmentation de l'ordre de 30% d'énergie électrique par rapport à un plan fixe (amélioration du rendement énergétique).

Conclusion générale et perspectives

Les enjeux majeurs des chercheurs et des industriels dans le domaine photovoltaïque sont d'augmenter le rendement et de diminuer les coûts des cellules, des modules et des systèmes photovoltaïques afin de les rendre les plus compétitifs possible. Cependant, ces systèmes présentent des caractéristiques fortement non linéaires et leur production d'énergie dépend des conditions climatiques qui sont hautement aléatoires. Tout cela rend la conception d'un système photovoltaïque optimisé difficile. Le développement de techniques performantes devient indispensable pour palier à ce problème.

L'application des techniques intelligentes connaît un grand essor actuellement, dans la commande des systèmes; ceci grâce à leur adaptabilité face aux changements des paramètres des systèmes, et leur robustesse envers les perturbations. ce qui en fait des solutions viables et performantes pour le problème de l'optimisation des systèmes photovoltaïques.

Dans ce travail nous avons essayé d'apporter une contribution à l'optimisation d'un système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire). L'objectif est l'extraction des puissances maximales fournies par le générateur photovoltaïque en utilisant des lois de commande basées sur des techniques intelligentes (les réseaux de neurones, neuro-floue, mode glissant floue, P&O amélioré par PSO), ainsi que l'injection de cette puissance dans un réseau de distribution triphasé via un système de conversion à deux étages. Le deuxième objectif était de trouver un algorithme efficace, optimal et un écoulement souple et fiable de cette énergie au réseau de distribution.

Dans le premier chapitre, nous avons commencé tout d'abord par passer en revue une étude sur la problématique de la production électrique dans le monde et dans le cas particulier de l'Algérie, nous avons présenté une vue générale sur le gisement solaire ainsi que sur les centrales entrées en service dans le cadre du programme lancé par le gouvernement. Enfin, nous avons présenté

brièvement les différentes topologies des systèmes photovoltaïques : autonome, connectés au réseau et avec poursuite solaire.

Le second chapitre, traite des éléments qui constituent une chaîne complète de production PV. On a commencé par la modélisation du comportement d'un panneau photovoltaïque sous l'environnement Matlab-Simulink. Ensuite, nous avons entamé la description de deux étages d'adaptation du convertisseur DC-DC et le convertisseur DC-AC. Pour cela, nous avons défini les différentes topologies utilisées dans les deux cas. Les convertisseurs DC-DC les plus utilisés comme étage d'adaptation sont les convertisseurs boost (hacheur survolteur), buck (hacheur dévolteur) et mixte buck-boost (le hacheur dévolteur-survolteur). Une brève description de ces convertisseurs a été faite dans ce chapitre. Pour les convertisseurs DC-AC, nous avons aussi rappelé les principales architectures des onduleurs utilisés dans ces installations. Dans la dernière partie, les algorithmes MPPT les plus répandus existants dans la littérature ont été présentés.

Dans le troisième chapitre, une présentation des réseaux de neurones artificiels (RNA) a été effectuée en rappelant leur principe, les différents modèles neuronaux existants et le processus d'apprentissage des RNA. Ensuite, nous avons appliqué une technique intelligente basée sur les réseaux de neurones pour commander le point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire). L'efficacité de l'algorithme MPPT a été démontrée à travers les résultats de la simulation.

Dans le quatrième chapitre, nous avons appliqué une technique intelligente hybride basée sur la logique floue et les réseaux de neurones (neuro-floue) pour la commande et la recherche d'un point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire). Les résultats de simulation prouvent que cette méthode peut s'adapter et obtenir ainsi une réponse rapide, peu sensible aux variations des perturbations externes, et présente un pic de régime transitoire assez petit.

Dans le cinquième chapitre, nous avons appliqué une technique intelligente par mode glissant floue pour la commande et la recherche d'un point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire). Il a pour but d'améliorer le rendement et la puissance du panneau photovoltaïque (PV). Les résultats de simulation prouvent

que cette méthode peut s'adapter et obtenir par conséquent une réponse rapide, peu sensible aux variations des perturbations externes, et présente un pic de régime transitoire assez petit.

Dans le sixième chapitre, nous avons proposé une approche pour l'amélioration et l'optimisation des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau (fixe et avec poursuite solaire), en ajoutant une boucle de régulation PI au circuit de commande MPPT par Perturbation et Observation pour accélérer le temps de réponse et éliminer l'erreur statique en régime permanent (P&O-PI). Dans cette étude, nous avons également proposé une méthode basée sur un algorithme meta- heuristique par l'utilisation de la méthode par essaims de particules (Particle Swarm Optimisation : PSO), dans le but d'optimiser les gains du régulateur PI afin de trouver le point optimal du courant et de la tension correspondant à la puissance maximal dans le système PV injecté au réseau. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de la stratégie de commande de P&O-PI amélioré par PSO du MPPT sous différentes conditions de fonctionnement (variation de d'éclairement).

A l'issue du travail effectué, les points suivants peuvent être établis :

- ✓ La recherche par les méthodes d'intelligence artificielle, par exemple, offre de grands avantages pour la poursuite de PPM. D'abord, elles ne nécessitent pas un modèle mathématique et s'appliquent normalement aux systèmes non linéaire et offrent une grande robustesse.
- ✓ Quelque soit les conditions de fonctionnements, le système transmet quasiment la totalité de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque vers le réseau de distribution.
- ✓ La radiation solaire varie au cours de la journée d'une manière Gaussienne. Elle est faible au voisinage du lever et du coucher du soleil ce qui correspond à une hauteur du soleil nulle et atteint le maximum au milieu de la journée, c'est-à-dire à midi solaire quand la hauteur du soleil est maximale,
- ✓

- ✓ L'énergie développée est beaucoup plus élevée durant le mois de juillet que durant le mois de décembre, car l'éclairement solaire reçu au niveau du collecteur est très élevé en ce mois,
- ✓ Nous pouvons dire, à partir des résultats satisfaisants que nous avons obtenu, que la technique PSO est un outil d'optimisation très puissant. Donc, cet outil a donné un sens à notre contribution.
- ✓ Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas de la poursuite solaire est nettement supérieur au plan incliné fixe.
- ✓ L'utilisation de ce mécanisme de poursuite solaire permet, d'après les résultats obtenus, de récupérer une partie supplémentaire d'énergie par rapport aux systèmes fixes, inclinés
- ✓ Une étude comparative entre une poursuite solaire à deux axes et un système fixe en termes d'énergie: Les résultats obtenus montrent que l'utilisation du système de poursuite solaire à deux axes apporte un gain énergétique moyen variant entre 30% à 40% de plus par rapport à un plan fixe, notamment aux heures de la journée les moins ensoleillées.
- ✓ On peut appliquer toutes les techniques intelligentes précédentes dans le pilotage de l'onduleur de tension et la régulation des courants de références afin d'injecter le maximum de la puissance active dans le côté réseau.

V.2 Perspectives:

D'après les résultats obtenus et les observations enregistrées, des perspectives de recherche à compléter ce travail et des réalisations pratiques intéressantes envisageables à la commande des systèmes PV connecté au réseau:

- L'application d'autres méthodes pour atteindre une meilleure optimisation que celle de la méthode PSO tels que : colonies de fourmis, colonies d'abeilles, Bacterial Foraging Optimization (BFO), l'hybridation entre les algorithmes génétiques et le PSO, etc.
- L'analyse énergétique du système PV (reference yield (*YR*), array yield (*YA*), array capture losses (*LC*) and system losses (*LS*) et system performance ratio (*PR*)).

- L'implantation des commandes proposées sur des sites réels
- L'utilisation des algorithmes génétiques pour optimiser les différents points de puissance maximale du système photovoltaïque.
- L'implantation des lois de commande étudiées dans un DSP.

Bibliographie

- [1]. Samia Latreche, Mabrouk Khemliche, «Réalisation de la Commande d'un Suiveur Solaire», Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER'14), Tunisie.
- [2]. J.Bellala, « Contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie : Application aux systèmes photovoltaïques », thèse de Doctorat en science, faculté des sciences de l'ingénieur, Département Génie industriel, Université de BATNA, 2008, 163p.
- [3]. R. Chenni, « Etude Technico-économique D'un Système De Pompage Photovoltaïque Dans Un Village Solaire», thèse de doctorat en Physique Energétique, Université Mentouri - Constantin, 2007.
- [4]. [http : //www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz).
- [5]. Brahimi (MEM), «Situation des énergies renouvelables en Algérie». Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche», 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.
- [6]. « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », Edition 2011, Ministère de l'Energie et des Mines.
- [7]. Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [8]. Borni, A., Bouarroudj, N., Bouchakour, A., Zaghba, L. (2017) « P&O-PI and fuzzy-PI MPPT Controllers and their time domain optimization using PSO and GA for grid-connected photovoltaic system: a comparative study», Int. J. Power Electronics, Vol. 8, No. 4, pp.300–322.
- [9]. Makhloufi Salim, «contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes», thèse de doctorat en sciences, université de Batna, 2013.
- [10]. B. Mokhtari, A. Cheknane, A. Ameer, L. Mokrani et B. Azoui, «DTC d'un MAS utilisé pour l'optimisation des performances d'un panneau photovoltaïque», Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4, 595 – 602, Université Amar Tilidji, Laghouat, Algérie, 2008.
- [11]. R. Rezoug et A. Zaatri, «Optimisation du rendement d'un système photovoltaïque par poursuite du soleil», Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°2 (2009) 299 – 306.
- [12]. Salim Abouda, «contribution à la commande des systèmes photovoltaïques: application aux systèmes de pompage», thèse de doctorat, L'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2015.
- [13]. Observ'ER, l'Observatoire des Energies Renouvelables, «La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde», Quinzième Inventaire Edition 2013. <http://www.energies-renouvelables.org/accueil-observ-er.asp>.
- [14]. « Rapport Mondial 2012 Sur Les Energies Renouvelables », Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, www.ren21.net.

- [15]. Bouzeria Hamza, «modélisation et commande d'une chaîne de Conversion photovoltaïque», these doctorat 3ème cycle LMD, 2016.
- [16]. A Ysar M.M. Yasin « Distributed Generation Systems Based on Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell structures » Thèse de doctorat, Università Degli Studi di Catania Scuola Superiore di Catania 2012.
- [17]. A.Labouret, M.Villoz, Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel), édition DUNOD, août 2003, Paris(France).
- [18]. J.Royer, T.Djiako, E.Schiller, B.Sada SY, «Le pompage photovoltaïque: manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens», IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA, 1998.
- [19]. Y. Riffonneau, F. Barruel and S. Bacha, «Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau», Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 407 – 422.
- [20]. F. Bouchtouche Cherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.
- [21]. J. Bione, O.C. Vilela and N. Fraidenraich, «Comparison of the Performance of PV Water Pumping Systems Driven by Fixed, Tracking and V-Trough Generators», Solar Energy, Vol. 76, N°3, pp. 703 – 711, 2004.
- [22]. G.C. Bakos, «Design and Construction of a Two-Axis Sun Tracking System for Parabolic Trough Collector (PTC) Efficiency Improvement», Renewable Energy, Vol. 31, N°15, pp. 2411 – 2421, 2006.
- [23]. M. Koussa, A. Malek et M. Haddadi, Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes. «Application aux capteurs plans», Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 515 – 537.
- [24]. Document, «Contrôle des Systèmes DEGERtraker», DEGER energie GmbH, 72160 Horb/Germany. <http://www.degerenergie.de>.
- [25]. European office: Solenergy Europe St. Petersburg, Russia, Universal solar tracker Sunflower St.
- [26]. Document, «Export Bureau International», Manufacture Export Directory, Solar-Azimuth Trackers.
- [27]. Report, «Array Technologies», Inc: Wattsun Solar Trackers.
- [28]. Rapport, « Analyse du gain de production des trackers», 2012, www.rti.fr.
- [29]. Mechouma Rabiaa, « Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques: Applications pour les charges commerciales», thèse de doctorat en sciences, université de Batna, 2015.

- [30]. Mohamed Lakhdar Louazene, « Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla », Thèse de Doctorat en Sciences, université de Batna, 2015.
- [31]. A. Oi, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Thèse de Doctorat, California Polytechnic State University San Luis Obispo, 2005.
- [32]. A. M. Zaki, S. I. Amer, M. Mostafa, « Maximum power point tracking for PV system using advanced neural networks technique », Electronics Research Institute (ERI), Dokki, Cairo, Egypt, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, Volume 2, Issue 12, December 2012.
- [33]. Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension ». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers, décembre 2004
- [34]. H.E.A. Ibrahim, Mahmoud Ibrahim, «Comparison between fuzzy and P&O control for MPPT for photovoltaic system using boost converter», Arab Academy for Science and Technology and marine transport, Cairo, Egypt, Journal of Energy Technologies and Policy, www.iiste.org, ISSN 2224-3232 (Paper) ISSN 2225-0573 (Online) Vol.2, No.6, 2012.
- [35]. Jui-Liang, Ding-Tsair Su, Ying-Shing Shiao, «Research on MPPT and Single Grid-connected for photovoltaic system », WSEAS Transactions on Systems, Issue 10, vol .10 ,october 2008.
- [36]. I. Glasner, J.Appelbaum, «Advantage of boost VS buck topology for maximum power point tracker in photovoltaic systems».IEEE.1996.
- [37]. K. Benlarbi, L. Mokrani, M. S. Nait-Said, «A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system », a LSPIE Laboratory, Electrical Engineering Department, Engineering Science Faculty, Batna University,2004.
- [38]. C. S. Chin, P. Neelakantan, H. P. Yoong, K. T. K. Teo, «Optimization of fuzzy based maximum power point tracking in pv system for rapidly changing solar irradiance», University Malaysia Sabah, Kota Kinabalu, Malaysia, global journal of technology and optimization, Volume 2, 2011.
- [39]. Ahmed M. Fares, Belal A. Abo Zalam, Salwa G. El Nashar, Haitham Aka, «Comparison Between Different Algorithms for Maximum PPT in Photovoltaic Systems and its Implementation on Microcontroller», Journal of Energy Technologies and Policy , ISSN 2224-3232 ,Vol.3, No.5, 2013.
- [40]. Amarouyache Mohamed, «Contribution à l'optimisation d'une chaine de conversion d'énergie photovoltaïque», thèse de doctorat en sciences, université de Constantine 1 ,2014.
- [41]. Gassab Samir and Radjeai Hammoud, «Simulation d'un système de conversion d'énergie photovoltaïque connecté au réseau», international conference on electrical engineering. (CIGE'2013). 17-19 November 2013, Bechar.

- [42]. Bouafia. A « Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance : application aux redresseurs à MLI», thèse de Doctorat de l'Université de Sétif.
- [43]. Borni Abdelhalim, étude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique, thèse de doctorat, université Constantine 1, ,2015.
- [44]. Marouani R, Mami A. «Voltage oriented control applied to a grid connected photovoltaic system with maximum power point tracking technique». Am J Appl Sci 2010;7:1168.
- [45]. J. David Irwin, Muhammad H. Rashid «Power electronics Handbook». University of West Florida Joint Program and Computer Engineering, Copyright # 2001 by academic press.
- [46]. Abbassen Lyes, «étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque», thèse de magister université de Tizi-Ouzou.
- [47]. JIN-WOO JUNG, PH.D, «Mechatronic systems laboratory ». Departement of electrical and computer engineering the ohio state university» 2008.
- [48]. A.Lopez, «Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie de la basse tension ». Thèse de doctorat, de l'institut national polytechnique de Grenoble avec le Label Europeen, 14 novembre 2006.
- [49]. Menadi Abdelkrim, «Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau», thèse de doctorat, université de Biskra, 2016.
- [50]. D. M. Brod and D. W. Novotny, «Current control of VSI-PWM inverters», IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 21, pp. 562–570, July/Aug.1985.
- [51]. L. Malesani and P. Tenti, «A novel hysteresis control method for current controlled VSI PWM inverters with constant modulation frequency», IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 26, pp. 88–92, Jan. /Feb. 1990.
- [52]. Hassaine Linda, «Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau électrique», Bulletin des énergies renouvelables N° 20 2011.
- [53]. Jianzhong Zhang and Shuai Xu, «Application of Fuzzy Logic Control for Grid-Connected Wind Energy Conversion System», <http://dx.doi.org/10.5772/59923>.
- [54]. Houria Boumaaraf , Abdelaziz Talha, Omar Bouhali , «A three-phase NPC grid-connected inverter for photovoltaic applications using neural network MPPT», Renewable and Sustainable Energy Reviews 49 (2015)1171–1179.
- [55]. Tianfu Huang, Xinchun Shi, Yuwei Sun, Dan Wang, «Three-phase Photovoltaic Grid-connected Inverter Based on Feedforward Decoupling Control», © 2014 IEEE publisher Vol:2, pp.476 – 480, DOI: 10.1109/ICMREE.2013.6893714.
- [56]. A.Menadi, S. Abdeddaim, A. Ghamri, and A. Betka, «Implementation of fuzzy-sliding mode based control of a grid connected photovoltaic system», ISA transactions, vol. 58, pp. 586-594, 2015.

- [57]. A. Vijayakumari, A.T. Devarajan, N. Devarajan, «Decoupled control of grid connected inverter with dynamic online grid impedance measurements for micro grid applications», *Electrical Power and Energy Systems* 68 (2015) 1–14.
- [58]. Riad Kadri, Jean-Paul Gaubert, Member, IEEE, and Gerard Champenois, Member, IEEE, «An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-Connected Inverter Based on Voltage-Oriented Control», *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 58, no. 1, January 2011.
- [59]. Ridha Benadli , Brahim Khiari , Anis Sellami, «Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking Technique Based On Voltage-Oriented Control and Using Sliding Mode Controller», 2015 6th International Renewable Energy Congress (IREC).
- [60]. Song Kim, «Robust maximum power point tracker using sliding mode controller for the three-phase grid-connected photovoltaic system», *Solar Energy*, pp. 405-414, April 2006.
- [61]. Hadi Malek, «control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators», these de doctorat, Utah STATE University, Logan, Utah, 2014.
- [62]. M. A. Mahmud, H. Pota, and M. J. Hossain, «Dynamic stability of three-phase grid connected photovoltaic system using zero dynamic design approach», *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 4, pp. 564–571, 2012.
- [63]. Rym Marouani and Abdelkader Mami, «Voltage Oriented Control Applied to a Grid Connected Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking Technique», *American Journal of Applied Sciences* 7 (8): 1168-1173, 2010, ISSN 1546-9239, © 2010 Science Publications.
- [64]. Zarour Laid, «étude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque- éolien hors reseau», doctorat en sciences en électrotechnique, université de Constantine, 2010.
- [65]. C. Touzet, «Le réseaux de neurones artificielles. Introduction et connexionisme», livre PDF, 1992.
- [66]. M. Parizeau, «Réseaux de neurones», Livre PDF ,2004.
- [67]. F. Sorin, L. Broussard, «Régulation d'un processus industriel par réseaux de neurones », *Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle Doc : S 7 582*.
- [68]. Salem Mohammed, «Approches de l'intelligence artificielle pour la commande robuste des systèmes non linéaires», doctorat en sciences, 2014.
- [69]. Daikh Fatima Zohra, «contribution des approches de l'intelligence artificielle pour la stabilisation robuste des systèmes non linéaire», thèse de doctorat, université d'Oran, 2015.
- [70]. A. Mellit, S. Saglam, S.A. Kalogirou, «Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module», *Renewable Energy* 60 (2013) 71-78.

- [71]. A.Al.Amoudi, L.Zhang, «Application of radial basis function networks for solar array modelling and maximum power-point prediction», IEE Proceedings. Online, Vol 147, No 5 pp310-316, September, 2005.
- [72]. M.S. Aït Cheikh, M. Haddadi and A. Zerguerras, «Design of a neural network control scheme for the maximum power point tracking (MPPT) », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 109 – 118.
- [73]. Abdessamia Elgharbi, Dhafer Mezghani, Abdelkader Mami , «A maximum power point tracking method based on artificial neural network for a PV system», International Journal of Advances in Engineering & Technology, ISSN: 2231-1963 ,Nov. 2012.
- [74]. Gauthier E. (1999), «Use of the artificial neural network for autonomous vehicle control», Phd thesis, National Polytechnic Institute of Grenoble.
- [75]. Balamurugan M., Sarat Kumar Sahoo, Sukruedee Sukchaib, «Application of soft computing methods for grid connected PV system: A technological and status review.
- [76]. K. Samangkool , S. Premrudeepreechacharn, « Maximum Power Point Tracking Using Neural Networks for Grid-Connected Photovoltaic System », DOI: 10.1109/FPS.2005.204215.
- [77]. P. C. Sen, «Artificial Neural Network Maximum Power Point Tracker for Solar Electric Vehicle », ISSN Vol 10. No2. pp 204-208, April 2005.
- [78]. Moufdi Hadjab, Amina Benzina, Asma Djellid, Smail Berrah, Hamza Abid, «L'intelligence artificielle pour la poursuite du point de puissance maximum d'un générateur photovoltaïque», Séminaire sur l'Energie, Alger, 25-27 Mars 2012.
- [79]. Houria Boumaaraf , Abdelaziz Talha, Omar Bouhali , «A three-phase NPC grid-connected inverter for photovoltaic applications using neural network MPPT», Renewable and Sustainable Energy Reviews 49 (2015)1171–1179.
- [80]. D. Djafera, A.Irbah, «estimation of atmospheric turbidity over Ghardaia city», atmospheric research, (128) 76–84 (2013).
- [81]. Tabet Ismail, Étude, «Réalisation et simulation d'un capteur solaire», thèse de doctorat, 2016 université de Constantine.
- [82]. Robert Foster, Majid Ghassemi, Alma Cota, «Solar Energy: renewable Energy and the Environment, 2009.
- [83]. E. Ouedraogo, O. Coulibaly et A. Ouedraogo, «Elaboration d'une année météorologique type de la ville de Ouagadougou pour l'étude des performances énergétiques des bâtiments», Revue des Energies Renouvelables Vol. 15 N°1 (2012) 77 – 90.
- [84]. <http://data.cder.dz:81> base de données éclaircissement
- [85]. A. Dolara, R. Faranda, S. Leva., «Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems», Journal of Electromagnetic Analysis and Applications, vol.1, no.3, pp.152-162, Sep 2009.

- [86]. Trishan Eeram, Patrick L. Chapman, «Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques», IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.22, no.2, pp.439-449, June 2007.
- [87]. D.K. Mohamed, A. Midoun et F. Safia, «La Recherche du Point Optimum de Fonctionnement d'un Générateur Photovoltaïque en Utilisant les Réseaux NEURO-FLOUS», Rev. Energ. Ren. : Chemss 2000 39-44.
- [88]. I.Djelloul, K. Latreche, «optimisation et simulation du fonctionnement d'un système de production sous labview pour réaliser la technique de surveillance par approche neuro-flou», international conference on systems and processing information May 12-14, 2013, Guelma, Algeria.
- [89]. Otilia Elina VASILE, «Contribution au pronostic de défaillance par réseau neuroflou», thèse de doctorat, université de France comté, 2008. 2008. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00362509>.
- [90]. Ajith Abraham, «Neuro Fuzzy Systems: State-of-the-art Modeling Techniques»; School of Computing & Information Technology.
- [91]. J.S.R Jang, «ANFIS: Adaptive-network-based fuzzy inference systems». IEEE Trans. Syst., Man, and Cybern, vol. 23, pp. 665-685, 1993.
- [92]. Ferdi Brahim and Dib Samira, « Statcom Dc-bus Voltage Fuzzy-Controller Design using ANFIS», Fourth International Conference on Power Engineering, Université de Bechar, 17-19 November 2013.
- [93]. Jyh-Shing Roger Jang, «Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System».
- [94]. livre: «Algorithmes d'apprentissage pour systèmes d'inférence floue», Pierre Yves Glorennec Département d'Informatique INSA de Rennes / IRISA.
- [95]. A. Mehdaoui, A. Chaker, M. Zerikat et L. Messikh, «Développement de deux modèles neuro-flous pour la poursuite du MPPT des modules photovoltaïques UDTS-50 Application au site d'Adrar», Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°2 (2009) 257 – 268.
- [96]. D.K. Mohamed, A. Midoun et F. Safia, «La Recherche du Point Optimum de Fonctionnement d'un Générateur Photovoltaïque en Utilisant les Réseaux NEURO-FLOUS», Rev. Energ. Ren. : Chemss 2000 39-44.
- [97]. T.Shanthi and A.S.Vanmukhil, «Photovoltaic Generation System with MPPT Control Using ANFIS», International Electrical Engineering Journal (IEEJ) Vol. 4 (2013) No. 3, pp. 1105-1115 ISSN 2078-2365.
- [98]. F.Belhachat, C. Larbes, L. Barazane, S. Kharzi, «Commande neuro-floue d'un hacheur MPPT» - 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP'2007. 03-04 November 2007.
- [99]. G. Balasubramanian, S. Singaravelu, «Fuzzy logic controller for the maximum power point tracking in photovoltaic system», Department of Electrical Engineering Annamalai

- University Annamalainagar-608 002, INDIA, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 41– No.12, March 2012.
- [100]. Ahmed M. Fares, Belal A. Abo Zalam, Salwa G. El Nashar, Haitham Aka , «Comparison Between Different Algorithms for Maximum PPT in Photovoltaic Systems and its Implementation on Microcontroller», Journal of Energy Technologies and Policy , ISSN 2224-3232 ,Vol.3, No.5, 2013.
- [101]. H.E.A. Ibrahim, «Comparison Between Fuzzy and P&O Control for MPPT for Photovoltaic System Using Boost Converter», Journal of Energy Technologies and Policy, ISSN 2224-3232, Vol.2, No.6, 2012.
- [102]. S .Lalouni, D. Rekioua, «Optimal Control of a Grid Connected Photovoltaic System with Constant Switching Frequency», Energy Procedia 36 (2013) 189 – 199.
- [103]. Aurobinda Panda, M.K.Pathak, S.P.Srivastava, «Fuzzy Intelligent Controller for the Maximum Power Point Tracking of a Photovoltaic Module at Varying Atmospheric Conditions», Journal of Energy Technologies and Policy, ISSN 2224-3232 ,Vol.1, No.2, 2011.
- [104]. Rasoul Rahmani, Mohammadmehdi Seyedmahmoudian, Saad Mekhilef and Rubiyah Yusof, «Implementation of fuzzy logic maximum power point tracking controller for photovoltaic system», American Journal of Applied Sciences, 10 (3): 209-218, 2013,ISSN: 1546-9239.
- [105]. Amrani Mohamed Nader, Dib Abderrahmane, Alem Said, «optimisation des performances d'un système de Pompage photovoltaïque par neuro floue et le contrôle direct du couple», Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg., 59, 3, p. 279–289, Bucarest, 2014.
- [106]. Semmah, H. Hamdaoui, A. Ayad, Y. Ramdani, «Commande Floue et Neuro-Floue d'un Dispositif Facts», Rev. Roum. Sci. Techn – Électrotechn. et Énerg., 54, 2, pp. 195–204, 2009.
- [107]. Cherroun Lakhmissi, «Navigation Autonome d'un Robot Mobile par des Techniques Neuro-Floues», thèse de Doctorat en Sciences, 2014.
- [108]. Vadim. I. Utkin, «Variable Structure Systems with Sliding Modes», IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. AC-22, No. 2, April 1977, pp. 212–222.
- [109]. J. M. Yang, I. H. Choi, J. H. Kim, « Sliding mode motion control of non holonomic mobile robots », IEEE control system, Vol. 19, N° 19, pp. 15-23, 1999.
- [110]. A. Ishigame, T. Furukawa, «Sliding mode controller design based on fuzzy inference for nonlinear systems», IEEE transactions on industrial Electronics, Vol. 40, N° 1, February 1993.
- [111]. J. E. SLOTINE, «Sliding Controller Design for Nonlinear Systems», International Journal of Control, Vol. 40, No.2, 1984, pp. 421–434.
- [112]. Slotine J.J.E and Li.W, «Applied nonlinear control», Prentice-Hall,1991.

- [113]. L. Fridman et A. Levant. «High-Order Sliding Modes Sliding Modes Control in Engineering», Ed. W. Perruquetti, J.P. Barbot, M. Dekker, Inc. New York, 2002.
- [114]. A Hamzaoui, N Essounbouli and J Zaytoon, «Fuzzy Sliding Mode Control for Uncertain SISO Systems», Processing of IFAC Conf. on Intelligent Control Systems and Signal ICONS'03, pages 233–238, 2003.
- [115]. Weibing GAO, «Variable structure control of nonlinear systems: a new approach», IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 40, No. 1, February 1993.
- [116]. D. Arzelier et D. Peaucelle, «Systèmes et Asservissement non Linéaires», Notes de Cours, Version 4, CNAM–B2 [64] S.V. Emilyanov, “Sliding mode control systems”, Nauka, Moscow, 1957.
- [117]. M. C. S. Alaoui, «Commande et Observateur par Modes glissants d’un Système de Pompage et d’un Bras Manipulateur», Thèse de doctorat Université Sidi Mohammed Ben Abdellah 2009.
- [118]. M.S. Merzouga, H. Benalla, L. Louze, «Sliding Mode Control (SMC) Of Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG) » Energy Procedia Vol.18, pp 43 – 52, 2012.
- [119]. H. D. Battista, R. J. Mantz, C. F. Christiansen «Dynamical Sliding Mode Power Control of Wind Driven Induction Generators», IEEE, Vol. 15, Issue. 4, December 2000.
- [120]. W. Perruquetti, J. P. Barbot, «Sliding Mode Control in Engineering», Edition Marcel Dekker, ISBN 0-8247-0671-4. 2002.
- [121]. U. Benz, « Réglage par Mode de Glissement Hybride, Applique au Réglage de Position de Systèmes Electromécaniques », Thèse de doctorat Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne 1992.
- [122]. Hebertt Sira-Ramirez and Miguel Rios-Bolivar, «Sliding mode controller design for nonlinear systems: an extended linearization approach», Research Article, University of Los Andes, Venezuela, pp. 510–515.
- [123]. B. Beltran «Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : du Mode Glissant Classique au Mode Glissant D'ordre Supérieur», Thèse de Doctorat Université de Bretagne Occidentale, 2010.
- [124]. I. V. Utkin ,« Sliding Mode Control Design Principles and Applications to Electric Drives», IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 40, No. 1, February 1993.
- [125]. S.V. Emilyanov, «Sliding mode control systems», Nauka, Moscow, 1957.
- [126]. J. Y. Hung, Weibing Gao, James C. Hung, “Variable Structure Control: A Survey”, IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 40, No. 1, Feb. 1993.
- [127]. Salem Mohammed, «Approches de l’intelligence artificielle pour la commande robuste des systèmes non linéaires», doctorat en sciences, 2014.
- [128]. Y. Weslati , A. Sellami, F. Bacha, R. Andoulsi, «Sliding mode control of a photovoltaic grid connected system», Journal of Electrical Systems, 4, pp. 24-38.

- [129]. Chen-Chi Chu , Chieh-Li Chen, «Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach»,Solar Energy, March 2009, pp. 1370–1378.
- [130]. Ridha Benadli, Anis Sellami, «Sliding Mode Control of a Photovoltaic-Wind Hybrid System, Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014 International Conference on, DOI: 10.1109/CISTEM.2014.7077041.
- [131]. D. Rekioua, A. Achour, and T. Rekioua, «Tracking power photovoltaic system with sliding mode control strategy»,Energy Procedia, vol. 36, pp. 219-230, 2013.
- [132]. Sabir Ouchen , Sabrina Abdeddaim , Achour Betka , Abdelkrim Menadi, «Experimental validation of sliding mode-predictive direct power control of a grid connected photovoltaic system, feeding a nonlinear load» , Solar Energy 137 (2016) 328–336.
- [133]. R.Anusuyadevi, P.Suresh Pandiarajan, J.Muruga Bharathi, «Sliding Mode Controller based Maximum Power Point Tracking of DC to DC Boost Converter», International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS), Vol.3, No.3, September 2013, pp.321~327,ISSN: 2088-8694.
- [134]. M. Zhang,J. Wu, H. Zhao, «The Application of slide technology in PV Maximum Power Point tracking System», Proceedings of the World Congress on Intelligent Control and Automation, June 15-19, Hangzhou, PR. China IEEE, Vol.6,pp 5591- 5594, 2004.
- [135]. F.Valenciaga, P.F.Puleston, P.E.Battaiotto, R.J.Mantz,«Passivity/sliding mode control of a stand-alone hybrid generation system », IEEE Proc.-Control Theory Appl.Vol.147, Issue.6, pp 680-686, November 2000.
- [136]. F.Valenciaga, P.F.Puleston ,P.E.Battaiotto ,«Power Control of a Photovoltaic Array in a Hybrid Electric Generation System Using Sliding Mode Techniques », IEE Proc.-Control Theory Appl., Vol. 148, Issue. 6, pp 448-455, November 2001.
- [137]. F. Valenciaga, P. F. Puleston, P. E. Battaiotto «Power Control of a Solar/Wind Generation System Without Wind Measurement: A Passivity/Sliding Mode Approach», IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, Issue. 4, pp 501-507, December 2003.
- [138]. M.W. Naouar, B. Ben Hania, I. S.Belkhodja, E. Monmasson , A.A. Naassani, «FPGA based sliding mode direct control of single phase PWM boost rectifier», Mathematics and Computers in Simulation Vol.91,pp 249–261,2013.
- [139]. M. C. S. Alaoui, «Commande et Observateur par Modes glissants d'un Système de Pompage et d'un Bras Manipulateur», Thèse de doctorat Université Sidi Mohammed Ben Abdellah 2009.
- [140]. M.S. Merzouga, H. Benalla, L. Louze, «Sliding Mode Control (SMC) Of Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG) », Energy Procedia Vol.18, pp 43 – 52, 2012.
- [141]. H. D. Battista, R. J. Mantz, C. F. Christiansen ,«Dynamical Sliding Mode Power Control of Wind Driven Induction Generators», IEEE, Vol. 15, Issue. 4, December 2000.

- [142]. A. Bouzidi, S. Barkat, M. Bouzidi, «Commande par Mode Glissant Floue d'un D-Statcom Cinq Niveaux, International conference on electrical engineering», CIGE'2013,17-19 Novembre 2013, université de Bechar.
- [143]. M. Mitchell, «an introduction to genetic algorithms», prentice-Hall, 1998.
- [144]. Youcef Bekakra, «Contribution à l'Etude et à la Commande Robuste d'un Aérogénérateur Asynchrone à Double Alimentation», thèse de Doctorat en sciences, université de Biskra ,2014.
- [145]. J. Kennedy, R. Eberhart, «Particle swarm optimization»,Proc. of IEEE International Conf. on Neural Networks, pp. 1942-1948, 1995.
- [146]. C. Blum, D. Merkle, «Swarm intelligence, introduction and applications»,Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [147]. A. Rioland, A. Eudes, «Optimisation par essaim particulaire pour un problème d'ordonnancement et d'affectation de ressources», Rapport de Projet 3ème année Modélisation et Calcul Scientifique, Institut Supérieur d'Informatique de Modélisation et de Leurs Applications Complexe des Cezeaux, Aubiere Cedex, 2007.
- [148]. Y. Cooren, «Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'optimisation par essaim particulaire - applications en génie médical et en électronique», Thèse de Doctorat de l'Université Paris 12, Val de Marne, 2008.
- [149]. L.K. Letting, J.L. Munda , Y. Hamama, «Optimization of a fuzzy logic controller for PV grid inverter control using S-function based PSO», Solar Energy 86 (2012) 1689–1700.
- [150]. Ayat Rhma, Mabrouk Khemliche, «Optimal Fuzzy Logic Controller Based on PSO for the MPPT in Photovoltaic System», Le 3ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, Ghardaïa – Algérie 13 et 14 Octobre 2014.
- [151]. Shi Y., Eberhart R., «A modified particle swarm optimizer, Proc. 1998 Int. Conf. on Evolutionary Computation», The IEEE World Congress on Computational Intelligence, Anchorage, May 1998, p. 69 – 73.
- [152]. Mohcene Bechouat , Youcef Soufi , Moussa Sedraoui , Sami Kahla , «Energy storage based on maximum power point tracking in photovoltaic systems: A comparison between GAs and PSO approaches», i n t e r n a t i o n a l journal of hydrogen energy 4 0 (2 0 1 5) 1 3 7 3 7 e1 3 7 4 8.
- [153]. J. Adeline Sneha, V. Bens Joie Victor, J. Aran Glenn, «indirect field oriented speed control of an induction motor drive by using pso algorithm», International Journal For Technological Research In Engineering, Volume 1, Issue 11, July-2014 ISSN (Online): 2347 – 4718.
- [154]. R. Eberhart, Y. Shi, «Comparing inertial weights and constriction factor in particle swarm optimization», Proceeding of the International Congress on Evaluationing Computation, San Diego, California, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. 84- 88, 2000.

- [155]. M. Padma Lalitha, V. C. Veera Reddy, V. Usha, «Optimal DG placement for minimum real power loss in radial distribution systems using PSO», *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, pp. 107- 116, 2010.
- [156]. I. N. Kassabalidis, «Dynamic security border identification using enhanced particle swarm optimization», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 17, No. 3, August 2002.
- [157]. K. Khezzane, F. Khoucha, «Application de la Technique PSO pour la Poursuite du PPM d'un Système Photovoltaïque», *Le 3ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables*, Ghardaïa – Algérie 13 et 14 Octobre 2014.
- [158]. Zainal Salam, Jubaer Ahmed, Benny S. Merugu, «The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review», *Applied Energy* 107 (2013) 135–148.
- [159]. Pablo García-Triviño , Francisco Llorens-Iborra ,Carlos A. García-Vázquez , Antonio J. Gil-Mena ,Luis M. Fernández-Ramírez , Francisco Jurado , «Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/ hydrogen hybrid system», *International Journal of Hydrogen Energy* xxx (2 0 1 4) 1 e1 2.
- [160]. Y. Bekakra, D. Ben Attous, « Optimal tuning of PI controller using PSO optimization for indirect power control for DFIG based wind turbine with MPPT», *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, Springer, Volume 5, Issue 3, pp. 219-229, September 2014.
- [161]. B. Allaoua, B. Gasbaoui, B. Mebarki, , «Setting up PID DC motor speed control alteration parameters using particle swarm optimization strategy», *Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies*, ISSN 1583-1078, Issue 14, January-June 2009, pp. 19-32.
- [162]. Boumediène Allaoua, Brahim Gasbaoui and Brahim Mebarki, «Setting Up PID DC Motor Speed Control Alteration Parameters Using Particle Swarm Optimization Strategy», *Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies*, ISSN 1583-1078, Issue 14, January-June 2009,p. 19-32.
- [163]. Lieslehto J., «PID controller tuning using Evolutionary programming, *American Control Conference*», VA June 25-27, 2001.
- [164]. Mitsukura Y., Yamamoto T., Kaneda M., «A design of self-tuning PID controllers using a genetic algorithm», in *Proc. Amer. Contr. Conf.*, San Diego, CA, June 1999, p. 1361 –1365.
- [165]. Boumediene Allaoua, Abdessalam Abderrahmani, Brahim Gasbaoui, Abdelfatah Nasri, «The Efficiency of Particle Swarm Optimization Applied on Fuzzy Logic DC Motor Speed Control», *Serbian Journal Of Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 2, November 2008, 247-262. déplacement d'une particule.