



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Automatique
Laboratoire de Commande des Processus



Thèse de Doctorat En Génie Electrique

Option : Automatique

Présentée par :
BELABBAS Belkacem
Magister en Génie Electrique d'Université de Tiaret.

Intitulée

**Gestion des Flux Energétiques d'un Système de Production d'Energie
de Sources Renouvelables avec Stockage en Vue de la Conception des
Réseaux Electriques Intelligents "Smart GRID"**

Soutenue le 04 / 06 / 2018 devant le jury composé de :

| | | | |
|-----------------|-----------------------|------------|----------------------|
| Président : | M. HEMICI Boualem | Professeur | ENP Alger |
| Rapporteur : | M. ALLAOUI Tayeb | Professeur | Université de Tiaret |
| Co-rapporteur : | M. TADJINE Mohamed | Professeur | ENP Alger |
| Examineurs : | M. BELFEDAL Cheikh | Professeur | Université de Tiaret |
| Médéa | M. BOUDANA Djamel | MCA | Université de |
| | M. BENMANSOUR Khelifa | Professeur | ESDAT Réghaïa |
| | M. NEZLI Lazhari | Professeur | ENP Alger |

ENP 2018



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Automatique
Laboratoire de Commande des Processus



Thèse de Doctorat En Génie Electrique

Option : Automatique

Présentée par :
BELABBAS Belkacem
Magister en Génie Electrique d'Université de Tiaret.

Intitulée

**Gestion des Flux Energétiques d'un Système de Production d'Energie
de Sources Renouvelables avec Stockage en Vue de la Conception des
Réseaux Electriques Intelligents "Smart GRID"**

Soutenue le 04 / 06 / 2018 devant le jury composé de :

| | | | |
|-----------------|-----------------------|------------|----------------------|
| Président : | M. HEMICI Boualem | Professeur | ENP Alger |
| Rapporteur : | M. ALLAOUI Tayeb | Professeur | Université de Tiaret |
| Co-rapporteur : | M. TADJINE Mohamed | Professeur | ENP Alger |
| Examineurs : | M. BELFEDAL Cheikh | Professeur | Université de Tiaret |
| Médéa | M. BOUDANA Djamel | MCA | Université de |
| | M. BENMANSOUR Khelifa | Professeur | ESDAT Réghaïa |
| | M. NEZLI Lazhari | Professeur | ENP Alger |

ENP 2018

Louange à **ALLAH**, nôtre grand seigneur, de nous avoir éclairé le chemin du savoir et de nous avoir donné la bonne volonté et la patience pour l'achèvement de ce modeste travail.

Je voudrais tout d'abord remercier mes Professeurs et Directeurs de thèse en l'occurrence Messieurs Tayeb ALLAOUI, Professeur à l'Université Ibn Khaldoun, Tiaret, Directeur de Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique (L2GEGI) ainsi que Mohamed TADJINE, Professeur à l'Ecole National Polytechnique (ENP), Alger, Membre de la Laboratoire de Commande des Processus (LCP) pour leurs appuis scientifiques et pour leurs disponibilités durant toutes les années de préparation de cette thèse. Travailler en collaboration est un grand plaisir.

Je remercie Monsieur Boualem HEMICI, Professeur à l'ENP, Alger, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Je veux adresser tous mes remerciements à Monsieur Cheikh BELFEDAL, Professeur à l'Université de Tiaret, d'avoir accepté sa participation au jury de cette thèse et pour ses nombreux conseils très valables qui m'ont beaucoup aidé pour l'amélioration du contenu de cette thèse.

Je tiens à remercier tout particulièrement Monsieur Djamel BOUDANA, Maître de Conférences à l'Université de Médéa pour avoir accepté d'examiner cette thèse. De même Monsieur Khelifa BENMANSOUR, Professeur à l'Ecole supérieure de la défense aérienne du territoire (ESDAT), Réghaïa. Alger, qui ma a fait l'honneur de participer à ce jury.

Je tiens également à exprimer toute ma gratitude à Monsieur Lazhari NEZLI, Professeur à l'ENP, Alger, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.

J'adresse aussi mes vifs remerciements à Monsieur Mouloud Azzedine DENAI, Professeur à l'Université Hertfordshire, Hatfield UK, de m'avoir accueilli au sein du laboratoire EPESR (Electric Power and Energy Systems Research) et pour ces encouragements et conseils durant toutes ces années de thèse, mes remerciements.

Je tiens tout particulièrement à remercier tous les personnels (enseignants chercheurs, doctorants, techniciens, ingénieurs, secrétaires) de Département de Génie Electrique de l'université de Tiaret ainsi le Département d'Automatique de l'ENP Alger, pour leurs encouragements et qui ont contribué à ma formation. Je leur exprime ma profonde sympathie en leur souhaitant beaucoup de bonheur et de réussite dans leurs vies personnelle et professionnelle.

A toutes les personnes appartenant au Laboratoire LCP et au L2GEGI, qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Je ne peux terminer sans avoir un grand remerciement à mes parents, mon grand-père, mes sœurs et mon frère. Ils m'ont toujours soutenu et encouragé.

Livre même écrit d'une seule main n'est jamais le travail d'un seul. En premier lieu, nous remercions ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la santé, pour achever ce travail dans les meilleures conditions.

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous ceux que j'aime particulièrement :

A mes très chers parents (Malika & Mahdi), dont le sacrifice, la tendresse, l'amour, la patience, le soutien, l'aide et les encouragements sont l'essence de ma réussite. Sans eux, je ne serais pas ce que je suis aujourd'hui.

A mon grand frère Djilali et sa femme ;

A mes adorables sœurs Wardia et Akila ;

A mon grand-père Ramdan ICHER et ma grand-mère ;

A mes nièces Hayat et Kenza ;

Ainsi à mon neveu Mahdi ;

A toute ma famille que ça soit mes tantes, mes oncles, mes cousines et cousins.

A tous les enseignants et les éducateurs qui ont contribué à ma formation durant tout le parcours de mes études jusqu'à ce jour ;

A tous les Doctorants du Département de Génie Electrique. Université de Tiaret ;

A tous mes amis, en particulier ceux que j'apprécie les plus ;

A tous ceux qui m'ont nourri de leur savoir ;

A ceux avec qui je partage de bons souvenirs ;

A tous ceux qui me sont chers.

Belkacem

Table des matières

| | |
|---|----|
| Résumé | |
| Liste des Figures | |
| Liste des Tableaux | |
| Abréviation | |
| Table de notation et symbole | |
| Introduction générale..... | 1 |
| Chapitre I : Système d'énergie renouvelable hybride | |
| I.1. Introduction | 7 |
| I.2. Généralités sur les systèmes d'énergie renouvelable hybrides | 8 |
| I.2.1. Introduction..... | 8 |
| I.2.2. Les avantages des systèmes d'énergies renouvelables hybrides | 9 |
| I.3. Principaux composants des SERH..... | 9 |
| I.4. SERH raccordé au réseau électrique ou autonome | 10 |
| I.4.1. SERH raccordé au réseau électrique | 10 |
| I.4.2. SERH raccordé au site autonome (isolé) | 11 |
| I.5. Etude d'un SERH proposé..... | 11 |
| I.5.1. Eolienne..... | 11 |
| I.5.1.a. Production mondiale de l'énergie éolienne | 11 |
| I.5.1.b. Système de conversion d'énergie éolienne | 14 |
| I.5.1.c. Types d'aérogénérateur | 14 |
| I.5.1.d. Générateurs éoliens | 15 |
| I.5.2. Photovoltaïque | 19 |
| I.5.2.a. Production mondiale de l'énergie photovoltaïque..... | 19 |
| I.5.2.b. Système de conversion d'énergie photovoltaïque..... | 20 |
| I.5.2.c. Les topologies des installations photovoltaïques..... | 22 |
| I.5.2.d. Raccordement des GPV..... | 26 |
| I.5.3. Système de stockage | 27 |
| I.5.3.a. Batteries électrochimiques..... | 27 |
| I.5.3.b. Volant d'inertie..... | 28 |
| I.5.3.c. Systèmes d'air comprimé..... | 29 |
| I.5.3.d. Super condensateurs..... | 29 |
| I.6. Système de supervision..... | 29 |
| I.7. Équipements électronique de puissance dans SHER..... | 30 |

| | |
|--|----|
| I.8. Conclusion..... | 30 |
| Chapitre II : Modélisation et commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne | |
| II.1. Introduction..... | 31 |
| II.2. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne | 32 |
| II.2.1. Turbine éolienne..... | 32 |
| II.2.1.a. Modèle des pales..... | 33 |
| II.2.1.b. Modèle du multiplicateur de vitesse..... | 34 |
| II.2.1.c. Modèle de l'arbre mécanique | 35 |
| II.2.2. Modèle de la MADA..... | 36 |
| II.2.2.a. Modèle général de la MADA | 36 |
| II.2.2.b. Modèle général de la MADA avec la stratégie d'orientation du flux de stator .. | 38 |
| II.2.3. Modèle du convertisseur NPC à trois niveaux | 40 |
| II.2.3.a. Présentation et principe de fonctionnement | 40 |
| II.2.3.b. Modélisation du convertisseur NPC à trois niveaux..... | 42 |
| II.2.3.c. Modélisation du bus continu..... | 44 |
| II.2.3.d. Modélisation du filtre côté réseau..... | 44 |
| II.3. Commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne | 45 |
| II.3.1. Stratégie de commande de la turbine éolienne | 46 |
| II.3.1.a. Différentes zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable | 46 |
| II.3.1.b. Principe de MPPT | 47 |
| II.3.1.c. Contrôle avec asservissement de la vitesse | 47 |
| II.3.2. Commande des puissances active et réactive de la MADA | 48 |
| II.3.3. Stratégie de commande de convertisseur NPC à trois niveaux..... | 49 |
| II.3.3.a. Contrôle de la tension du bus continu | 50 |
| II.3.3.b. Contrôle des courants côté réseau électrique..... | 53 |
| II.4. Résultats de simulation et interprétation | 54 |
| II.5. Conclusion | 61 |
| Chapitre III : Commande robuste non linéaire de la MADA | |
| III.1. Introduction..... | 63 |
| III.2. Commande par mode glissant..... | 64 |
| III.2.1. Conception de la commande par mode glissant | 65 |
| III.2.1.a. Choix de la surface | 65 |
| III.2.1.b. Conditions de convergence..... | 66 |

| | |
|--|-----|
| III.2.1.c. Détermination de la loi de commande..... | 67 |
| III.2.2. Application du contrôleur par mode glissant..... | 68 |
| III.2.3. Résultats de simulation..... | 70 |
| III.3. Commande par mode glissant super-twisting..... | 72 |
| III.3.1. Application du contrôleur de mode glissant super-twisting..... | 72 |
| III.3.2. Résultats de simulation..... | 73 |
| III.4. Commande par backstepping..... | 77 |
| III.4.1. Introduction..... | 77 |
| III.4.2. Principe de la commande backstepping..... | 78 |
| III.4.3. Principe de la commande backstepping..... | 78 |
| III.4.4. Application du contrôleur de backstepping..... | 82 |
| III.4.5. Résultats de simulation..... | 85 |
| III.5. Conclusion..... | 88 |
| Chapitre IV : Modélisation et commande d'un système GPV/Batterie connecté au réseau électrique | |
| IV.1. Introduction..... | 90 |
| IV.2. Modélisation du système GPV/Batterie..... | 91 |
| IV.2.1. Modélisation du système PV et conception de la stratégie de contrôle MPPT..... | 92 |
| IV.2.1.a. Modélisation d'une cellule PV..... | 92 |
| IV.2.1.b. Poursuite du point de puissance maximum..... | 94 |
| IV.2.2. Système de stockage d'énergie par batterie..... | 98 |
| IV.2.2.a. Différentes types du système de stockage d'énergie..... | 98 |
| IV.2.2.b. Modèle de la batterie l'ion lithium..... | 99 |
| IV.2.2.c. Système de contrôle de la batterie Li-ion..... | 100 |
| IV.3. Connexion de système GPV/batterie sur le réseau électrique..... | 102 |
| IV.3.1. Modèle du réseau avec le filtre RL..... | 103 |
| IV.3.2. Commande de l'interface au réseau électrique..... | 104 |
| IV.4. Résultats de simulation et discussions..... | 106 |
| IV.5. Conclusion..... | 114 |
| Chapitre V : Intégration du SERH dans le réseau électrique | |
| V.1. Introduction..... | 116 |
| V.2. Configuration du SERH proposée..... | 117 |
| V.3. Système de contrôle et de surveillance..... | 118 |

| | |
|--|-----|
| V.4. Résultats de simulation sous différents scénarios | 122 |
| V.4.1. Charge constante | 122 |
| V.4.1.a. Données météorologiques nominales | 122 |
| V.4.1.b. Variation de la vitesse du vent..... | 131 |
| V.4.1.c. Faible vitesse du vent | 133 |
| V.4.1.d. Variation de l'éclairement | 134 |
| V.4.1.e. Faible valeur de l'éclairement | 136 |
| V.4.2. Variation de la charge..... | 138 |
| V.4.3. Défaut de court-circuit triphasé | 141 |
| V.5. Conclusion..... | 146 |
| Conclusion générale..... | 148 |
| Références Bibliographiques | |
| Annexes | |

ملخص:

تساهم هذه الأطروحة في دراسة محاكاة سلوكيات نظام هجين "هوائي ضوئي" موصول بشبكة كهربائية يتكون هذا النظام من مولدين، مولد هوائي يعتمد على تحويل الطاقة الهوائية ومولد كهروضوئي. يعتبر النظام الهجين حالياً من الحلول الناجعة في مجال تحسين موثوقية، نوعية وكفاءة الشبكات الكهربائية في توليد الطاقة. يقترح هذا العمل بنية هرمية، تعتمد على خوارزميات تسيير ومراقبة لكل عناصر النظام الهجين، وذلك لتحسين كفاءة وجودة الطاقة التي ينتجها الجزء الأول من نظام المراقبة المقترح، يتضمن وحدة تحكم تعتمد على منظم غير خطي "Bachstepping"، وذلك لمراقبة كل من الاستطاعتين الفعالة والرديئة من جهة، ومراقبة التيار الكهربائي المتعلق بالجزء الدوار للآلة الكهربائية اللاتزامنية ثنائية التغذية (MADA) والمستعملة في المولد الكهربائي من جهة أخرى. أما بالنسبة لإنتاج أكبر قدر ممكن من الطاقة الكهروضوئية، لجأنا إلى اعتماد خوارزمية تتبع نقطة الطاقة القصوى وذلك باستعمال المنطق الغامض باستعمال MATLAB كأداة للمحاكاة، قمنا بتنفيذ النموذج الشامل للنظام الهجين موصولاً بشبكة كهربائية وذلك لاختبار أداء الخوارزميات ومنظمات المراقبة المقترحة بواسطة سلسلة من سيناريوهات المحاكاة. أظهرت مختلف النتائج للأداء الجيد لنظام التحكم المقترح والتنسيق الفعال والمستقر للنظام الهجين.

الكلمات المفتاحية: نظام الهجين، الطاقة الهوائية، MPPT، الطاقة الكهروضوئية، تخزين الطاقة، إدارة وتسيير

الطاقة، المنطق الغامض، جودة الطاقة، الأنظمة اللاخطية.

Abstract

This thesis presents a simulation study to analyse the behavior of a Hybrid Renewable Energy System (HRES) connected to the electricity grid. This HRES consists of a wind and photovoltaic energy conversion systems as Renewable Energy Sources (RES) and a storage system. Nowadays, the HRES represents an efficient and economical energy supply solution for the power grid. This thesis proposes the design of a hierarchical Power Management (PM) structure and controllers for each sources of SREH to improve the reliability, efficiency and quality of energy produced by this system. The first layer of the overall control scheme includes a robust, non-linear back-stepping controller to control the active, reactive powers and rotor currents of the Doubly Fed Induction Machine (DFIG) used in the wind conversion system. A Maximum Power Point Tracking (MPPT) controller based on Fuzzy Logic Controller (FLC) is designed to extract the optimum power from the photovoltaic generator. The second control layer coordinates the HRES to ensure a permanent and efficient operation of the system. MATLAB and the SimPowerSystems toolbox are

used to implement the model of the HRES connected to the power grid and test the performance of the proposed control scheme. A series of simulation scenarios are presented and the results demonstrate a good performance of the proposed control system and efficient and stable coordination between the HRES for all simulation scenarios considered.

Keywords: Hybrid Renewable Energy System (HRES); Wind power, MPPT; Photovoltaic power; Energy storage; Power Management; Energy quality; Back-stepping; Fuzzy Logic;. Non-linear control.

Résumé

Cette thèse présente une étude de simulation sur la gestion et le comportement d'intégration d'un Système d'Énergie Renouvelable Hybride (SERH) au réseau électrique. Ce SERH comprend des systèmes de conversion d'énergies éolienne et photovoltaïque comme des Sources d'Énergies Renouvelables (SER) et un système de stockage. Actuellement, le SERH représente une solution d'approvisionnement énergétique efficace et économique pour le réseau électrique. Ce travail suggère une structure hiérarchique de la gestion énergétique et des contrôleurs pour chaque composante de SERH dans le but d'améliorer la fiabilité, l'efficacité et la qualité d'énergie produite par ce système. La première couche du schéma de contrôle global comprend un contrôleur robuste non linéaire de type Backstepping pour contrôler les puissances (active, réactive) et les courants de rotor de la Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) utilisée dans le Système de Conversion d'Énergie Éolienne (SCEE) et un contrôleur de suivi de point de puissance maximal basé sur la Logique Floue (LF) est conçu pour extraire la puissance optimale de Générateur Photovoltaïque (GPV). La deuxième couche de contrôle coordonne le SERH par un organigramme de contrôle et de surveillance pour assurer la continuité de service et l'efficacité de la production. MATLAB /SimPower System sont utilisés pour mettre en œuvre le modèle global du système SERH connecté au réseau électrique et pour tester les performances du schéma de contrôle proposé qui est évalué par une série de scénarios de simulation. Les résultats ont montré une bonne performance du

système de contrôle proposé et une coordination efficace et stable entre le SERH et le réseau électrique pour tous les scénarios de simulation considérés.

Mots clés : Système d'Énergie Renouvelable Hybride (SERH) ; Énergie éolienne ; MPPT ; Énergie Photovoltaïque ; Stockage ; Gestion énergétique ; Qualité d'énergie,

Bachstepping ; Logique floue. Commande non-linéaire

Chapitre I

| | |
|--|----|
| Figure. I. 1. Schéma général d'un système hybride connecté à un bus CC..... | 8 |
| Figure. I. 2. Schéma général d'un système hybride connecté à un bus AC..... | 9 |
| Figure. I. 3. Capacité annuelle d'énergie éolienne installée dans le monde 2001-2016. | 12 |
| Figure. I. 4. Top 10 des nouvelles capacités installées Janvier-Décembre 2001-2016..... | 12 |
| Figure. I. 5. Capacité d'énergie éolienne cumulée dans le monde 2001-2016. | 13 |
| Figure. I. 6. Top 10 des capacités cumulées en Décembre 2016. | 13 |
| Figure. I. 7. Principe de la conversion de l'énergie éolienne. | 14 |
| Figure. I. 8. Éolienne à vitesse constante. | 15 |
| Figure. I. 9. Éoliennes à vitesse variable commandées par le stator..... | 18 |
| Figure. I. 10. Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA. | 19 |
| Figure. I. 11. Capacité d'énergie Photovoltaïque cumulée dans le monde en 2016. | 20 |
| Figure. I. 12. Schéma bloc d'un système de conversion photovoltaïque. | 21 |
| Figure. I. 13. Configuration d'un onduleur centralisée..... | 22 |
| Figure. I. 14. Configuration d'un onduleur rangé. | 23 |
| Figure. I. 15. Panneaux photovoltaïques dans une configuration à plusieurs rangées. | 24 |
| Figure. I. 16. Configuration du module CA..... | 24 |
| Figure. I. 17. Schéma de principe de la topologie d'un hacheur modulaire parallèle. | 25 |
| Figure. I. 18. Schéma de principe de la topologie d'un hacheur modulaire série. | 25 |
| Figure. I. 19. Exemple de système photovoltaïque connecté au réseau de distribution..... | 26 |
| Figure. I. 20. Exemple d'un système PV/ stockage connecté au réseau autonome. | 27 |

Chapitre II

| | |
|---|----|
| Figure. II. 1. Structure de la chaîne de conversion éolienne à base de la MADA..... | 32 |
| Figure. II. 2. Modèle de la turbine éolienne. | 33 |
| Figure. II. 3. Coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour différents β | 34 |
| Figure. II. 4. Schéma bloc du modèle simplifié de la turbine éolienne. | 35 |
| Figure. II. 5. Principe de la commande vectorielle par orientation du flux de stator. | 38 |
| Figure. II. 6. Schéma bloc du modèle simplifié de la MADA..... | 40 |
| Figure. II. 7. Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux à structure NPC..... | 41 |
| Figure. II. 8. Structures d'un bras de l'onduleur à trois niveaux à structure NPC..... | 41 |
| Figure. II. 9. . Interconnexion des deux convertisseurs par l'intermédiaire d'un bus continu..... | 44 |
| Figure. II. 10. Modélisation d'une phase du réseau électrique. | 45 |
| Figure. II. 11. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne..... | 46 |
| Figure. II. 12. Schéma bloc de la technique de MPPT avec asservissement de la vitesse..... | 48 |
| Figure. II. 13. Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance..... | 49 |
| Figure. II. 14. Schéma bloc globale du contrôle du convertisseur NPC à trois niveaux..... | 50 |
| Figure. II. 15. Boucle de régulation du bus continu..... | 52 |
| Figure. II. 16. Boucle de régulation de la boucle de courant du réseau électrique..... | 53 |
| Figure. II. 17. Vitesse du vent..... | 54 |
| Figure. II. 18. Vitesse mécanique..... | 54 |
| Figure. II. 19. Flux de stator. | 55 |
| Figure. II. 20. Puissance de la MADA : (a) Active, (b) Réactive..... | 56 |
| Figure. II. 21. Courant de rotor : (a) axe-«d », (b) axe-«q ». | 57 |
| Figure. II. 22. Couple électromagnétique..... | 57 |
| Figure. II. 23. Courant triphasé de stator. | 58 |
| Figure. II. 24. Phase de la tension et du courant de stator..... | 58 |
| Figure. II. 25. Phase de la tension et du courant de rotor. | 59 |

Figure. II. 26. (a) Tension du bus continu, (b) Différence entre les tensions continues. 60
 Figure. II. 27. Courants de sortie du redresseur triphasé à trois niveaux à structure NPC : (a) I_{red1} , (b) I_{red2} , (c) I_{red0} 61

Chapitre III

Figure. III. 1. Différents mode pour la trajectoire. 65
 Figure. III. 2. Schéma fonctionnel de la commande par mode glissant. 70
 Figure. III. 3. Puissance de la MADA contrôlée par CMG : (a) Active, (b) Réactive. 71
 Figure. III. 4. Courant de rotor contrôlé par CMG : (a) axe-« d », (b) axe-« q ». 71
 Figure. III. 5. Schéma fonctionnel de la commande par mode glissant super twisting. 73
 Figure. III. 6. Puissance de la MADA contrôlé par CMG-ST : (a) Active, (b) Réactive. 74
 Figure. III. 7. Courant de rotor contrôlé par CMG-ST : (a) axe-« d », (b) axe-« q ». 75
 Figure. III. 8. Puissance active et réactive de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST. 76
 Figure. III. 9. Courant de rotor de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST. 77
 Figure. III. 10. Schéma fonctionnel de la commande par Backstepping. 84
 Figure. III. 11. Puissance de la MADA contrôlé par la CBS : (a) Active, (b) Réactive. 85
 Figure. III. 12. Courants de rotor contrôlé par la CBS : (a) axe-« d », (b) axe-« q ». 86
 Figure. III. 13. Puissance active et réactive de la MADA contrôlé par : (a) CBS, (b) CMG-ST. 87
 Figure. III. 14. Courant de rotor de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST. 88

Chapitre IV

Figure. IV. 1. Structure d'un système GPV/Batterie connecté au réseau électrique. 91
 Figure. IV. 2. Modele d'une cellule PV. 92
 Figure. IV. 3. Hacheur survolteur avec l'algorithme de MPPT pour le GPV. 95
 Figure. IV. 4. Schéma bloc de l'algorithme de MPPT à base de logique flou. 95
 Figure. IV. 5. Fonction d'appartenance de l'algorithme du MPPT à base de la logique floue. 97
 Figure. IV. 6. Circuit équivalent de modele de la batterie Li-ion. 99
 Figure. IV. 7. Connexion de la batterie avec hacheur bidirectionnel (survolteur-dévolteur). 100
 Figure. IV. 8. Disposition générale du contrôleur de la batterie. 102
 Figure. IV. 9. Contrôle de courant par hystérésis. 102
 Figure. IV. 10. Schéma de l'interface d'un onduleur au réseau électrique et la charge. 103
 Figure. IV. 11. Schéma bloc de commande du processus d'injection. 106
 Figure. IV. 12. Répartition de la puissance active de: charge (bleu), Réseau (rouge), PV (vert).
 108
 Figure. IV. 13. Réponse de la batterie : (a) SOC, (b) Puissance, (c) Courant et (d) Tension. 109
 Figure. IV. 14. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau et (c) PV. 110
 Figure. IV. 15. RMS des courants de la charge, réseau et PV. 111
 Figure. IV. 16. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le
 courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de PV. 112
 Figure. IV. 17. Tension continue. 113
 Figure. IV. 18. THD des courants pour : (a) charge, (b) réseau, (c) PV. 114

Chapitre V

Figure. V. 1. Le SERH connecté au réseau électrique. 118
 Figure. V. 2. Organigramme du SCS pour le SERH connecté au réseau électrique. 121
 Figure. V. 3. Répartition de la puissance active pour des données météorologiques
 nominales. 123

| | |
|---|-----|
| Figure. V. 4. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau, (c) PV et (d) ferme éolienne..... | 124 |
| Figure. V. 5. RMS des courants pour des données météorologiques nominales..... | 125 |
| Figure. V. 6. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de GPV, (d) Tension du réseau et le courant de la ferme éolienne..... | 127 |
| Figure. V. 7. THD des courants pour : (a) charge, (b) réseau, (c) GPV, (d) ferme éolienne. .. | 128 |
| Figure. V. 8. Réponse de la tension continue : (a) GPV, (b) éolienne. | 130 |
| Figure. V. 9. Réponse de la batterie : (a) SOC, (b) Puissance, (c) Courant et (d) Tension. | 131 |
| Figure. V. 10. Vitesse du vent variable. | 132 |
| Figure. V. 11. Répartition de la puissance active pour une variation de la vitesse du vent. . | 132 |
| Figure. V. 12. Faible vitesse du vent. | 134 |
| Figure. V. 13. Répartition de la puissance active pour une faible vitesse du vent. | 134 |
| Figure. V. 14. Variation de l'éclairement..... | 135 |
| Figure. V. 15. Répartition de la puissance active pour une variation de l'éclairement. | 136 |
| Figure. V. 16. Faible valeur de de l'éclairement. | 137 |
| Figure. V. 17. Répartition de la puissance active pour des faibles valeurs de l'éclairement. | 138 |
| Figure. V. 18. Répartition de la puissance active pour la variation de la charge..... | 139 |
| Figure. V. 19. Répartition de la puissance active pour la variation de la charge..... | 140 |
| Figure. V. 20. RMS des courants pour la variation de la charge..... | 141 |
| Figure. V. 21. Répartition de la puissance active pour le défaut de court-circuit. | 142 |
| Figure. V. 22. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau, (c) GPV et (d) ferme éolienne..... | 144 |
| Figure. V. 23. RMS des courants..... | 144 |
| Figure. V. 24. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de PV, (d) Tension du réseau et le courant de la ferme éolienne..... | 146 |

Chapitre I

Tableau I. 1. Performances des différentes technologies électrochimiques. 28

Chapitre II

Tableau. II. 1. Grandeurs électriques caractérisant chaque configuration possible d'un bras k.
..... 42

Chapitre IV

Tableau. IV. 1. Base de règles de contrôleur MPPT flou. 97

Chapitre V

Tableau. V. 1. THD des courants..... 129

| | |
|--------|---|
| SERH | Système d'Énergie Renouvelable Hybride |
| SER | Sources d'Énergies Renouvelables |
| MADA | Machine Asynchrone Double Alimentation |
| SCEE | Système de Conversion d'Énergie Eolienne |
| CLF | Contrôleur de Logique Flou |
| PV | Photovoltaïque |
| GPV | Générateur Photovoltaïque |
| SCEPV | Système de Conversion d'Énergie Photovoltaïque |
| GD | Groupe Diésel |
| EMS | Énergie Magnétique Supraconductrice |
| SMES | Superconducting Magnetic Energy Storage |
| NPC | Neutral Point Clamped |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| CC | Courant Continu |
| CA | Courant Alternatif |
| P & O | Perturbation & Observation |
| CEI | Commission Electrotechnique Internationale |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| CMEE | Conseil Mondial de l'Énergie Eolienne |
| GWEC | Global Wind Energy Council |
| MAS | Machines Asynchrone |
| MS | Machines Synchrones |
| CCR | Convertisseur Coté Réseau |
| CCM | Convertisseur Coté Machine |
| WER | World Energy Resources |
| PN | Positive-Négative |
| Ni/Cd | Nickel Cadmium |
| Ni/MH | Nickel-Hydrure Métallique |
| Li-ion | Lithium-ion |
| PCC | Point de Couplage Commun |
| MLI | Modulation de Largeur d'Impulsion |
| THD | Total Harmonic Distortion |
| MCC | Machine à Courant Continu |
| PI | Proportionnel-Intégral |
| CMG | Contrôleur de Mode Glissant |
| CMGOS | Contrôleurs de Mode de Glissement d'Ordre Supérieur |
| CMGST | Contrôleur de Mode de Glissement Super-Twisting |
| CBS | Contrôleur de Backstepping |
| MC | Mode de Convergence |
| MG | Mode de Glissement |
| MRP | Mode de Régime Permanent |
| PLL | Phase-Locked Loop |
| SCS | Système de Contrôle de Surveillance |
| RMS | Valeur efficace |

1. Système de conversion d'énergie éolienne

Turbine éolienne

| | |
|--|---|
| v | Vitesse du vent |
| β | Angle de calage |
| Ω_t | Vitesse mécanique de la turbine éolienne |
| $\Omega_{t_réf}$ | Vitesse mécanique de référence de la turbine éolienne |
| $\Omega_{méc}$ | Vitesse mécanique de la génératrice |
| $\Omega_{méc_réf}$ | Vitesse mécanique de référence de la génératrice |
| T_a | Couple aérodynamique |
| T_g | Couple de générateur |
| G | Gain de multiplicateur |
| P_v | Puissance cinétique du vent |
| ρ | Densité de l'air |
| R | Longueur de la pale |
| S | Surface balayée par la turbine |
| P_a | Puissance aérodynamique |
| C_p | Coefficient de puissance |
| C_{p_max} | Coefficient de puissance maximale |
| λ | Vitesse spécifique |
| λ_{opt} | Vitesse spécifique optimale |
| J | Inertie totale |
| J_t | Inertie de la turbine |
| J_g | Inertie de la génératrice |
| f | Frottement totale |
| f_t | Frottement de la turbine |
| f_g | Frottement de la génératrice |
| $T_{méc}$ | Couple mécanique |
| T_{em} | Couple électromagnétique |
| $T_{em_réf}$ | Couple électromagnétique de référence |
| T_{vis} | Couple de frottement visqueux |
| $\Omega_{dém}$ | Vitesse mécanique de démarrage |
| P_{nom} | Puissance nominale |
| P_{opt} | Puissance optimale |
| $K_{p(\Omega_{méc})}, K_{i(\Omega_{méc})}$ | Les gains de régulateur PI pour asservir la vitesse mécanique |

Machine Asynchrone Double Alimentation

| | |
|------------------------|--|
| R_s, R_r | Résistances du stator et du rotor de la MADA |
| L_s, L_r | Inductances du stator et du rotor de la MADA |
| L_m | Inductance mutuelle |
| V_{sd}, V_{sq} | Tensions du stator suivant les axes d et q de repère de Park |
| V_{rd}, V_{rq} | Tensions du rotor suivant les axes d et q de repère de Park |
| i_{sd}, i_{sq} | Courants du stator suivant les axes d et q de repère de Park |
| i_{dr}, i_{qr} | Courants du rotor suivant les axes d et q de repère de Park |
| ψ_{sd}, ψ_{sq} | Flux du stator suivant les axes d et q de repère de Park |
| ψ_{rd}, ψ_{rq} | Flux du rotor suivant les axes d et q de repère de Park |
| ω_r | Pulsation du rotor |
| ω_s | Pulsation synchrone |

| | |
|--|---|
| θ_r | Angle de rotor |
| θ_s | Angle de stator |
| g | Glissement |
| P_s, Q_s | Puissance active et réactive du stator |
| P_r, Q_r | Puissance active et réactive du rotor |
| P | Nombre de pair de pôle |
| $K_{p(P_s, Q_s)}, K_{i(P_s, Q_s)}$ | Les gains de régulateur PI pour asservir les puissances |
| $K_{p(i_{rd}, i_{rq})}, K_{i(i_{rd}, i_{rq})}$ | Les gains de régulateur PI pour asservir les courants |

Convertisseur NPC à trois niveaux

| | |
|----------------------------------|---|
| V_{AM}, V_{BM}, V_{CM} | Tensions triphasées de sortie |
| i_1, i_2, i_3 | Courants triphasés de sortie |
| i_{d1}, i_{d2} | Courants de l'onduleur |
| I_{rec1}, I_{rec2} | Courants de redresseur |
| F_{ks} | Fonction de connexion |
| T_{ks} | Ordre de base du transistor |
| F_{km}^b | Fonction de connexion de demi bras |
| $T_{A1}, T_{A2}, T_{A3}, T_{A4}$ | Interrupteurs statiques commandés pour un seul bras |
| D_{A1}, D_{A2} | Diodes |

Filtre intermédiaire

| | |
|--------------------------|---|
| C_1, C_2 | Condensateurs |
| V_c | Tension continue du bus continu |
| $V_{c_réf}, V_c^*$ | Tension continue de référence du bus continu |
| V_{cmoy} | Tension moyenne continue du bus continu |
| V_{c1}, V_{c2} | Tension continue pour chaque condensateur |
| i_{c1}, i_{c2} | Courants dans les condensateurs |
| $K_{p(V_c)}, K_{i(V_c)}$ | Les gains de régulateur PI pour asservir la tension continue. |

Clamping bridge

| | |
|------------------|-----------------------------------|
| i_{R1}, i_{R2} | Courants dans le Pont de clamping |
| R_p | Résistance de Pont de clamping |

Filtre

| | |
|----------------------------------|---|
| $R_{rés}, L_{rés}$ | Résistance et inductance d'un transformateur |
| $i_{rés}$ | Courant du réseau électrique. |
| $V_{rés}$ | Tension du réseau électrique. |
| $i_{rés_réf}$ | Courant de référence du réseau électrique. |
| P_e | Puissance d'entrée |
| P_s | Puissance de sortie |
| $K_{p(i_{rés})}, K_{i(i_{rés})}$ | Les gains de régulateur IP pour asservir le courant du réseau |

2. Système de conversion d'énergie photovoltaïque

| | |
|---------------|--|
| I_{ph} | Courant généré par la photopile. |
| I_d | Courant de la diode. |
| I_p | Courant circulant dans la résistance parallèle. |
| I_{PV} | Courant net de la cellule PV. |
| V_{PV} | Tension de la cellule PV. |
| V_d | Tension de la diode. |
| R_s, R_p | Résistances en série et en parallèle respectivement. |
| I_o | Courant de saturation de diode. |
| a | Facteur d'idéalité de diode. |
| V_t | Tension thermique. |
| N_s | Nombre de cellules connectées en série. |
| K | Constante de Boltzmann. |
| T | Température réelle. |
| T_n | Température nominale. |
| ΔT | Différence de la température. |
| G | Eclairement. |
| G_n | Eclairement nominale. |
| q | Charge de l'électron. |
| I_{sc} | Courant de court-circuit. |
| $I_{sc,n}$ | Courant de court-circuit nominale. |
| $V_{oc,n}$ | Tension nominale en circuit ouvert. |
| K_V | Coefficient de la tension. |
| K_I | Coefficient du courant. |
| E | Erreur. |
| dE | Changement d'erreur. |
| D | Rapport cyclique. |
| NP | Négatif petit. |
| Z | Zéro. |
| NG | Négatif grand. |
| SOC | State Of Charge |
| V_{OC} | Tension en circuit ouvert de la batterie |
| R_1, C_1 | Effets créés par le transport de masse de la batterie |
| R_2, C_2 | Effets créés par le transfert de charge de la batterie |
| R | Résistance de condensateur de la batterie |
| I | Courant de charge ou décharge de la batterie |
| C_r | Capacité nominale de la batterie |
| M | Multiple ou fraction |
| t | Temps. |
| L_{hs} | Inductance de hacheur survolteur. |
| L_{hb} | Inductance de hacheur bidirectionnel. |
| C_{hs} | Condensateur de hacheur survolteur. |
| R_f, L_f | Résistance et inductance du filtre. |
| C | Condensateur de l'onduleur. |
| $P_{Présaeu}$ | Puissance de réseau électrique. |
| P_{PV} | Puissance de PV. |
| P_{batt} | Puissance de la batterie. |
| P_{charge} | Puissance de la charge. |
| P_{Vdc} | Puissance du bus continu. |

| | |
|--------------------------------|---|
| V_{batt} | Tension de la batterie. |
| I_{batt} | Courant de la batterie. |
| I_{batt}^* | Courant de référence de la batterie |
| V_{dc} | Tension continue |
| V_{dc}^* | Tension continue de référence |
| P, Q | Puissances active et réactive |
| P^*, Q^* | Références des puissances active et réactive |
| $V_{rés1}, V_{rés2}, V_{rés3}$ | Tension triphasé simple de réseau électrique. |
| $i_{rés1}, i_{rés2}, i_{rés3}$ | Courant triphasé simple de réseau électrique. |
| V_{α}, V_{β} | Tension biphasé de réseau électrique. |
| $V_{\alpha}^*, V_{\beta}^*$ | Tension biphasé de réseau électrique. |
| i_{α}, i_{β} | Courant biphasé de réseau électrique. |
| $i_{\alpha}^*, i_{\beta}^*$ | Courant de référence biphasé de réseau électrique. |
| $K_{p(V_{dc})}, K_{i(V_{dc})}$ | Les gains de régulateur IP pour asservir la tension continue. |

3. SERH

| | |
|----------------|---------------------------------|
| $P_{Eolienne}$ | Puissance de la ferme éolienne. |
| P_e | Puissance électrique |

Introduction générale

Durant la fin de 2016, la capacité mondiale de production d'énergie renouvelable se haussait à 2006 GW. L'énergie éolienne et l'énergie Photovoltaïque (PV) représentaient la majeure partie avec des capacités respectives de 467 GW et 296 GW. Les autres énergies renouvelables comprenaient la bioénergie, géothermique, marine (marée, vague et océan) et Hydrogène.

Comme l'année 2015, la capacité de production d'énergie renouvelable a augmenté de 161 GW ou de + 8,7% en 2016, poursuivant la tendance depuis 2009 d'une croissance de la capacité annuelle d'environ 8-9%.

L'énergie PV a pris la première place, avec une augmentation de capacité de 71 GW (+ 32%), suivie par l'énergie éolienne avec une augmentation de 51 GW (+ 12%) [1], [2].

L'expansion de la capacité renouvelable continue d'être principalement stimulée par de nouvelles installations d'énergie PV et éolienne, bien que 2016 ait été la meilleure année pour l'enrichissement de la production d'énergie renouvelable.

Après ces statistiques de la production des Sources d'Energie Renouvelables (SER) dans le monde, le développement de ces sources s'améliore continuellement du fait de sa disponibilité abondante dans la nature, écologique et recyclable [3]–[5].

La consommation d'énergie sans cesse croissante, le coût élevé des combustibles fossiles et la dégradation de l'environnement mondial ont suscité un intérêt croissant pour les systèmes de production d'énergie par des SER qui sont devenues plus importantes de nos jours [6]–[8]. Comparées aux centrales électriques conventionnelles, ces SER sont durables, de plus petites tailles et peuvent être installées plus près des centres de charge [9].

La conception d'une centrale de production des SER est très importante du point de vue économique, environnemental et la qualité d'énergie du point de vue de la production [10].

Les Systèmes d'Energie Renouvelable Hybride (SERH) ont un grand potentiel pour fournir aux clients une alimentation de meilleure qualité et plus fiable qu'un

système basé sur une seule SER. A cause de cela, les SERH ont attiré l'attention de la recherche mondiale [11].

Les SERH combinent deux ou plusieurs SER pour générer de l'énergie de sorte que chacun d'eux puissent couvrir la faiblesse d'un autre dans la couverture de la demande de charge. De toute évidence, la combinaison de différentes SER doit être adaptée en fonction des conditions de chaque emplacement spécifié [12].

Il existe de nombreuses combinaisons de différentes SER pour construire un système hybride. La liste suivante répertorie dont certains des SERH reliés au réseau électrique ou isolé qui ont été rapportés dans la littérature tels que les systèmes d'alimentations :

- Système PV / Eolienne sans système de stockage [13]–[30] et avec système de stockage [31]–[37].
- Système PV / Eolienne / Groupe Diésel (GD) sans batterie de stockage [38]–[41] et avec batterie de stockage [42]–[48].
- Système PV / Eolienne / Groupe Diésel avec Super condensateur [49].
- Système PV / Eolienne / Pile à combustible [50].
- Système PV / Eolienne / Pile à combustible / batterie de stockage [51].
- Système Eolienne / hydrogène [52].
- Système PV / Eolienne / Groupe Diésel / Energie Magnétique Supraconductrice (EMS) (SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage) [53].
- Système PV / Eolienne / hydrogène [54].
- Système PV / hydrogène [55].

A partir des SERH énumérés ci-dessus, il est noté que les principales SER utilisées sont les énergies éoliennes et photovoltaïques.

La production d'énergie éolienne et photovoltaïque sont des technologies de production d'énergie renouvelable les plus prometteuses [56]–[60]. L'impact de la nature variable de deux SER sera partiellement résolu et l'ensemble du système deviendra plus fiable et plus économique à exploiter. Cependant, aucune de ces

technologies ne sont pas parfaite parce qu'elles dépendent fortement des données météorologiques [61]–[63].

Dans cette thèse, nous nous intéressons à un SERH connecté au réseau électrique composé d'un système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) et photovoltaïque (SCEPV).

L'énergie éolienne est relativement propre et durable et elle est devenue l'une des ressources énergétiques les plus prometteuses et les plus dynamiques du monde [64], [65]. En raison de la technologie électronique toujours croissante, le coût de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne a été réduit régulièrement [66]–[68].

Comme la présence croissante de la production décentralisée et en particulier l'introduction de SER ainsi que les nouvelles exigences de l'intégration du SER au réseau électrique. Il est important d'améliorer la qualité de l'énergie générée par les parcs éoliens [69], [70].

Un système électronique typique d'énergie éolienne est composé d'une source d'énergie renouvelable (vent), une éolienne, une boîte de vitesses, un générateur, un convertisseur de puissance, un transformateur et un réseau électrique [71], [72].

Actuellement, la majorité des projets éoliens fonctionnent avec une vitesse variable pour l'avantage d'augmenter le rendement énergétique et améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe [73].

Dans le cadre de notre travail, nous allons étudier un SCEE basé sur la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) à vitesse variable [74]. L'avantage principal d'utiliser ce type de la machine est la possibilité de contrôler les puissances générées autour d'un point de fonctionnement.

Le stator de la MADA est directement connecté au réseau électrique, tandis qu'un convertisseur de puissance à échelle partielle contrôle la fréquence du rotor et donc la vitesse de celui-ci.

L'éolienne capture l'énergie éolienne au moyen des pales de turbine, convertissant l'énergie éolienne en énergie mécanique. Une boîte de vitesses est utilisée pour faire correspondre la vitesse basse de la turbine à la vitesse élevée du générateur [75]. Le

générateur convertit la puissance mécanique en énergie électrique, qui est ensuite introduite dans un réseau électrique, éventuellement via des convertisseurs NPC à trois niveaux et un transformateur [64], [76].

Pour contraindre la puissance maximale du SCEE, nous avons appliqué un système de suivi de point de puissance maximum (MPPT : Maximum Power Point Tracking) pour le but d'extraire la puissance optimale pour différentes valeurs de la vitesse du vent [77], [78].

Pour améliorer les performances de la production d'énergie éolienne, nous sommes intéressé d'employer des contrôleurs robustes non-linéaires de type mode glissant et Bachstepping pour contrôler indépendamment les puissances actives et réactives générées par la MADA [79]–[81].

Par conséquent, trois problèmes importants sont préoccupants dans le système de production d'énergie éolienne, à savoir la fiabilité, l'efficacité et surtout l'amélioration de la qualité de l'énergie [82].

Le système PV a beaucoup de mérite tels que moins d'entretien, bruit et est une ressource d'énergie propre et renouvelable, qui connaît un fort potentiel de croissance ces dernières années [58], [83], [84]. Il génère de son propre énergie selon les grandeurs d'éclairement et la température à chaque instant donné.

L'association d'un PV au réseau électrique se fait à l'aide d'un hacheur survolteur et un onduleur de tension [85]. La puissance injectée dans le réseau à partir du panneau PV à travers deux étapes. En première étape, pour améliorer le niveau de tension continue du panneau PV, le Générateur PV (GPV) est connecté au convertisseur survolteur [86]. Le MPPT est utilisé pour suivre le point de puissance optimal afin d'atteindre son point maximal. Dans la deuxième étape, à travers le contrôle de l'onduleur connecté au réseau électrique, le Courant Continu (CC) est converti en Courant Alternatif (CA) [87], [88]. De plus, il contrôle le courant et la puissance injectés au le réseau électrique [89], [90].

La stratégie de contrôle de puissance est utilisée pour extraire son maximum. Le suivi de MPPT est essentiel pour assurer la puissance de sortie maximale du système de production d'énergie photovoltaïque [60], [91]–[93].

Les techniques de MPPT sont décrites dans la littérature [94]–[105]. Les méthodes de Perturbe et Observe (P & O) [97], [98], [106]–[110] et de conductance incrémentale [96], [111] sont largement utilisées dans les algorithmes de MPPT du fait de leurs simple implantations, mais ils représentent des pertes de puissances.

Afin d'atteindre l'efficacité maximale de la production d'énergie PV, une méthode de contrôle efficace et robuste devrait être choisie. Dans cette thèse, un contrôleur robuste de type Logique Floue est utilisé dans MPPT pour le but d'extraire la puissance maximale possible du GPV [106], [112]–[119].

Un autre élément joue un rôle très important dans le SCEPV est le système de stockage d'énergie [120]–[123]. Le système d'énergie GPV / stockage est connecté entre eux à travers un convertisseur bidirectionnel. Le SCEPV stocke l'énergie produite dans le système de stockage à chaque fois qu'il y a un surplus dans le GPV. Cette énergie sera récupérée et injectée au bus continu dans le cas d'un déséquilibre de la tension continue qui sera notre but dans cette thèse.

Les différents systèmes de stockage sont largement utilisés dans un SCEPV et sont décrites dans la littérature [124]–[136]. Parmi eux, batterie électrochimique, super condensateur, système d'air comprimé et stockage d'énergie magnétique supraconductrice. Pour notre travail, un système de stockage d'énergie basé sur la batterie électrochimique sera utilisé.

Le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution sur le comportement et la gestion énergétique de l'intégration d'un SERH au réseau électrique pour différentes scénarios comme : la variation des données météorologiques (éclairage solaire, vitesse moyenne du vent), variation de la charge et le défaut de court-circuit triphasé.

La thèse se compose donc de cinq chapitres :

Outre cette introduction générale, la première partie du premier chapitre expose le contexte global de la situation énergétique au monde puis une généralité et des différentes composantes du SERH. La seconde partie du premier chapitre énonce le SERH étudié dans cette thèse.

Le second chapitre propose une étude sur la modélisation de chaque élément de la chaîne de conversion éolienne basée sur une MADA. Comme il présente l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude.

Le troisième chapitre est consacré aux applications des commandes robustes non-linéaires basées sur le Contrôleur Mode Glissant (CMG), le Contrôleur Mode Glissant Super Twisting (CMGST) et le Contrôleur Buckstepping (CBS) pour contrôler les puissances (active, réactive) et les courants du rotor de la MADA pour le but d'améliorer les performances de SCEE face aux perturbations externes.

Le quatrième chapitre présente le SCEPV avec un système de stockage connecté au réseau électrique à travers un onduleur. Dans ce chapitre en décrivant les modèles développés pour les composants constituant le système ainsi que les interfaces de puissance avec leur contrôleurs inhérents en se focalisant sur l'algorithme de maximisation de l'optimal de puissance produite par le GPV par le Contrôleur de Logique Flou (CLF), le contrôle de la charge et la décharge de la batterie et aussi le contrôle de la puissance injectée par le GPV au réseau électrique.

Le dernier chapitre propose un schéma sur la gestion et un système de contrôle de surveillance pour le SERH connecté au réseau électrique, où les résultats de simulations pour différents scénarios sont donnés et discutés.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale et des perspectives pour de futurs travaux.

I.1. Introduction

Le système de génération hybride combine les ressources photovoltaïques et éoliennes pour la production d'électricité. Les sources renouvelables éoliennes et photovoltaïques individuelles ont un comportement aléatoire imprévisible [3].

Tout au long de la journée, l'énergie photovoltaïque est présente mais en raison de l'intensité du soleil et des ombres imprévisibles des nuages, les niveaux d'éclairement solaire varient. En raison de cette cause, l'énergie photovoltaïque est peu fiable et moins utilisée [7].

Le vent est une forme d'énergie solaire. En raison du chauffage différent de l'atmosphère par le flux du vent du soleil. En raison des terrains terrestres, des plans d'eau et de la végétation, les modèles d'écoulement du vent sont modifiés. Le vent est très imprévisible dans la nature car il peut exister un moment et disparaît dans un autre moment, mais il est capable de fournir une grande quantité de puissance. En raison de ce concept de l'énergie éolienne, cette dernière est peu fiable et moins utilisée [4].

Il est donc préférable d'utiliser un SERH qui est meilleur que l'éolien individuel ou le système de production PV individuel. Donc, il surmonte les démerites du système individuel. L'interface de réseau électrique du SERH améliore la fiabilité du système.

Cependant, le reste de ce chapitre est organisé comme suit : Les sections 2 et 3 présentent les généralités et les principales composantes du SERH. La section 4 montre le raccordement du SERH au réseau électrique ou dans un site isolé (autonome). Dans la section 5, nous présentons le SERH étudié dans cette thèse. Enfin, le système de supervision et les autres composantes du SERH sont présentés aux sections 6 et 7 respectivement.

I.2. Généralités sur les systèmes d'énergie renouvelable hybrides

I.2.1. Introduction

Les SERH combinent deux ou plusieurs SER pour générer l'énergie de sorte que chacun d'eux puissent couvrir la faiblesse d'un autre dans la couverture de la demande de charge et dans les conditions météorologiques variables. Ils améliorent potentiellement l'efficacité du système et la fiabilité de l'alimentation. De toute évidence, la combinaison de différentes ressources renouvelables doivent être adaptées en fonction des conditions de chaque emplacement spécifié [11], [58], [60].

Il existe plusieurs façons d'intégrer différentes sources d'énergie alternatives pour former un système hybride. Les méthodes peuvent généralement être classées en deux catégories : couplage CC et couplage CA [11], [60].

Dans une configuration de couplage CC, illustrée à la figure I.1, différentes sources d'énergie alternatives sont connectées à un bus CC par des circuits d'interface électronique de puissance appropriés. Ensuite, l'énergie à CC est convertie en CA (50 Hz ou 60 Hz) par l'intermédiaire d'un convertisseur CC / CA (onduleur) qui peut

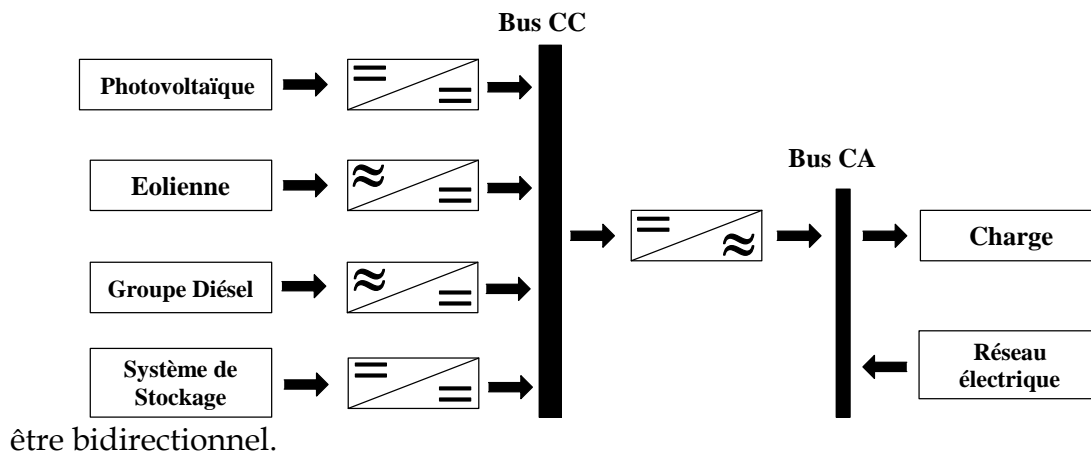


Figure. I. 1. Schéma général d'un système hybride connecté à un bus CC.

Dans un schéma de couplage CA, représenté sur la figure I.2, différentes sources d'énergies sont intégrées à travers des circuits d'interface électronique de puissance appropriés à un bus CA à fréquence industrielle.

Un bus électrique est commun à tous les éléments qui sont connectés. Ces derniers sont regroupés selon leur fonction électrique : les éléments de génération (ou

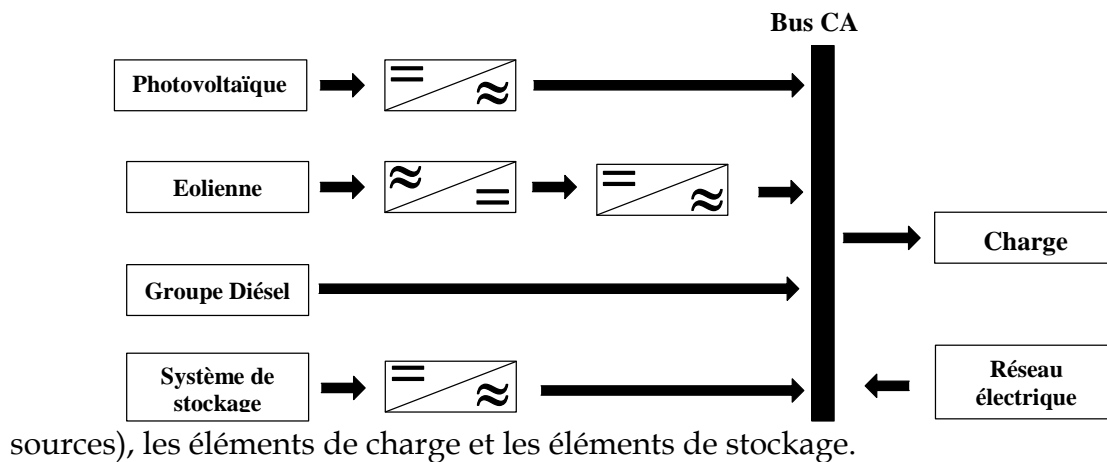


Figure. I. 2. Schéma général d'un système hybride connecté à un bus AC.

I.2.2. Les avantages des systèmes d'énergies renouvelables hybrides

- Les SERH peuvent répondre aux limites en termes de flexibilité, d'efficacité, de fiabilité, d'émissions et / ou d'économie de carburant ;
- Atteignent une plus grande fiabilité peuvent être accomplir avec des technologies redondantes et le stockage d'énergie. Certains SERH incluent généralement les deux, ceux qui peuvent simultanément améliorer la qualité et la disponibilité de l'énergie ;
- Les SERH peuvent être conçus pour maximiser l'utilisation des énergies renouvelables, ce qui donne un système avec des émissions plus faibles que les technologies traditionnelles à combustibles fossiles ;
- Les SERH peuvent être conçus pour atteindre les attributs souhaités au coût acceptable le plus bas, ce qui est la clé de l'acceptation du marché.

I.3. Principaux composants des SERH

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les Générateurs Diésel (GD) sont souvent utilisés dans le SERH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique et géothermique.

Les convertisseurs, les charges peuvent également faire partie d'un SERH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie) et le stockage d'hydrogène.

I.4. SERH raccordé au réseau électrique ou autonome

De nombreux paramètres sont étudiés tels que la puissance réalisable à partir du réseau électrique, le coût de fourniture d'énergie à partir du réseau et les caractéristiques météorologiques du site pour installer un SERH qui peut être conçu comme des systèmes connectés au réseau ou autonome [61], [63], [122].

I.4.1. SERH raccordé au réseau électrique

Les systèmes connectés au réseau sont conçus de manière à couvrir leur demande locale en fonction de la capacité du réseau électrique, l'excédent de production peut être vendu au réseau électrique pour être transféré vers d'autres lieux de la demande [9].

De plus, en cas de manque d'énergie dans la production de SERH, la puissance requise restante peut être fournie par le réseau électrique. Ces systèmes ne nécessitent pas de système de stockage séparé pour maintenir la fiabilité, car le réseau électrique fonctionnera comme un système de secours infini.

La connexion des SERH au réseau électrique doit respecter certaines règles qui ne sont pas forcément spécifiques au domaine d'énergies renouvelables.

Majoritairement, les SERH sont de puissance inférieure à 10 MW. Alors ils sont soumis à la réglementation pour son interconnexion au réseau électrique.

Plusieurs chercheurs au sein de la CEI (Commission Electrotechnique Internationale) étudient sur la normalisation des SER [57], [58], [137].

Aux Etats-Unis, la série des normes IEEE 1547 insère toutes les apparences liées à l'interconnexion entre les SER et le réseau électrique. Ces règles imposent des

revendications sur la qualité de l'énergie produite en termes de tension, de fréquence et d'harmonique [57].

Ces contraintes imposent l'implantation des boucles de régulation spécifiques avec des dispositifs de filtrage dans les SERH.

I.4.2. SERH raccordé au site autonome (isolé)

Les SERH autonomes sont des solutions les plus prometteuses afin d'amener l'électricité dans des endroits reculés. Cependant, comme il n'y a pas de connexion au réseau disponible pour ces systèmes, ils nécessitent d'avoir une unité de secours ou auxiliaire tels que des systèmes de stockage ou des GD conventionnels pour contribuer à retenir la fiabilité [10], [63].

I.5. Etude d'un SERH proposé

Dans nos travaux de recherche, nous nous intéressons principalement aux SERH formés par deux SER de type éolien et photovoltaïque, ce dernier est relié à un système de stockage. En effet, le SERH proposé dans cette thèse est interconnecté au réseau électrique.

I.5.1. Eolienne

I.5.1.a. Production mondiale de l'énergie éolienne

Le Conseil Mondial de l'Energie Eolienne (CMEE) (en anglais Global Wind Energy Council (GWEC)) a publié que plus de 54 GW d'énergie éolienne a été installée sur le marché mondial en 2016 illustrée dans la figure I.3, qui comprend maintenant plus de 90 pays, dont 9 avec plus de 10 000 MW installés, et 29 qui ont passé la barre des 1 000 MW présentés dans la figure I.4.

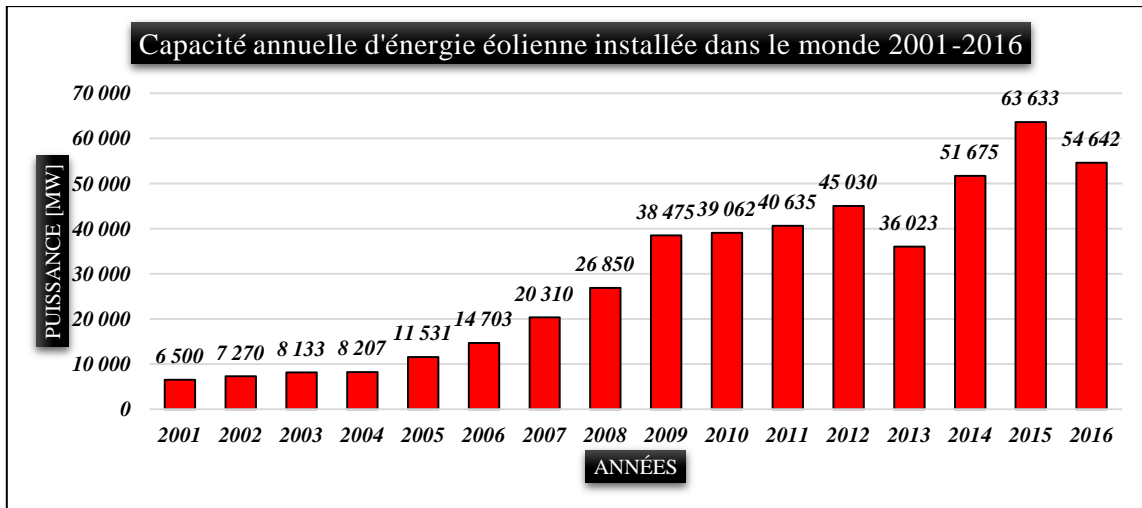


Figure. I. 3. Capacité annuelle d'énergie éolienne installée dans le monde 2001-2016.

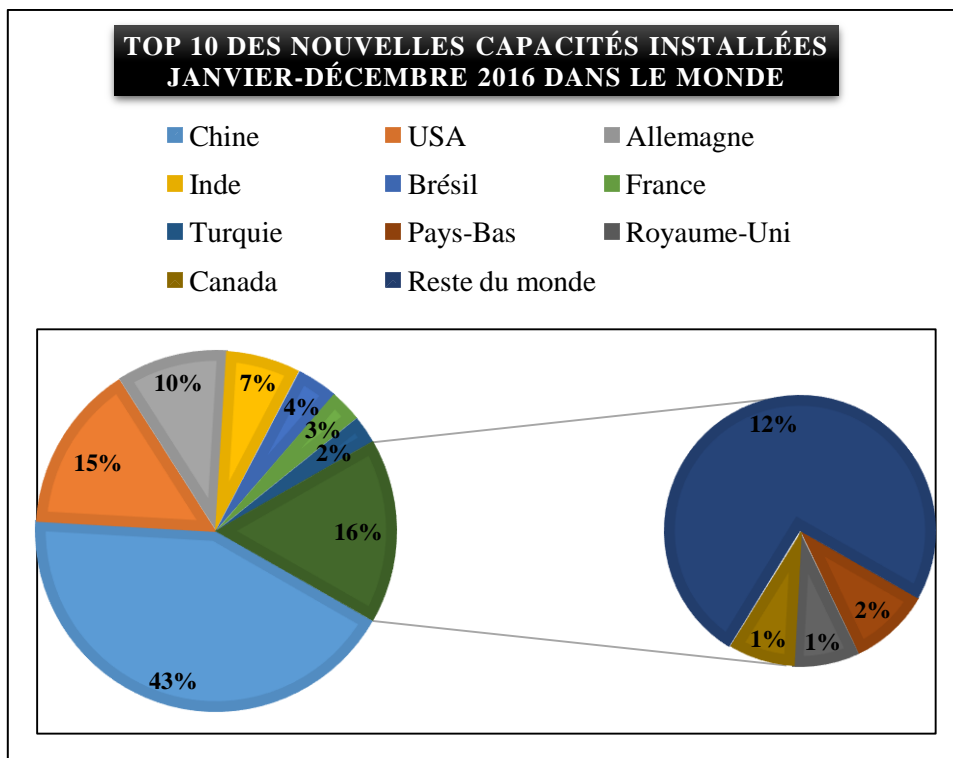


Figure. I. 4. Top 10 des nouvelles capacités installées Janvier-Décembre 2001-2016.

La capacité cumulée a augmenté de 12,6% pour atteindre un total de 486,8 GW présentée dans les figures I.5 et I.6.

Les taux de pénétration de l'énergie éolienne continuent d'augmenter, avec notamment 40% du Danemark, l'Uruguay, le Portugal et l'Irlande avec plus de 20% en l'Espagne et Chypre environ 20%, l'Allemagne 16%; et les grands marchés de la

Chine, des États-Unis et du Canada obtiennent respectivement 4%, 5,5% et 6% de leur énergie éolienne.

Les prévisions quinquennales glissantes de CMEE prévoient près de 60 GW de nouvelles installations éoliennes en 2017, pour atteindre un marché annuel d'environ 75 GW d'ici 2021, pour atteindre une capacité installée cumulée de plus de 800 GW d'ici la fin de 2021 [1].

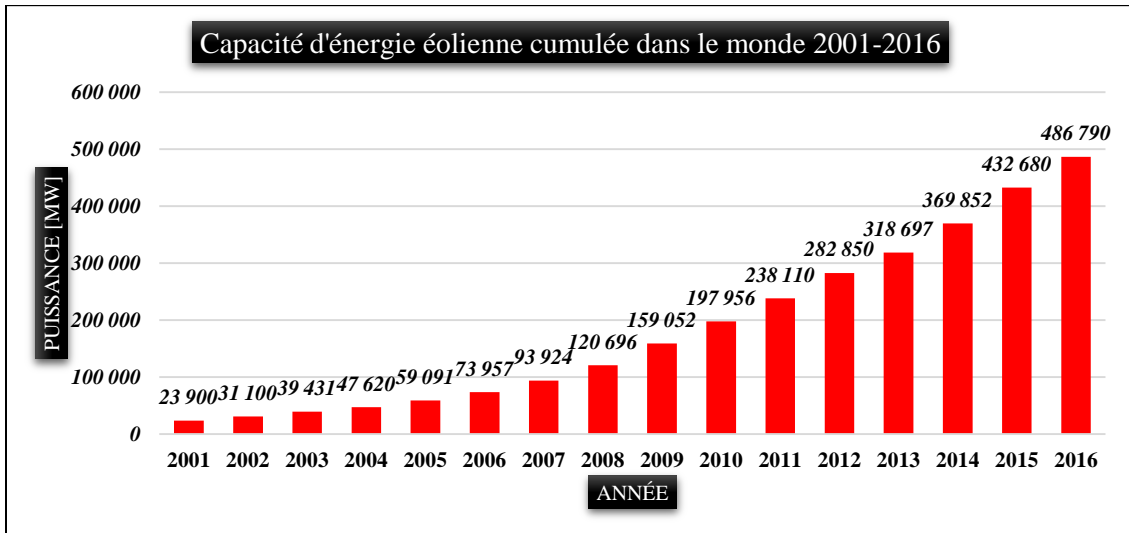


Figure. I. 5. Capacité d'énergie éolienne cumulée dans le monde 2001-2016.

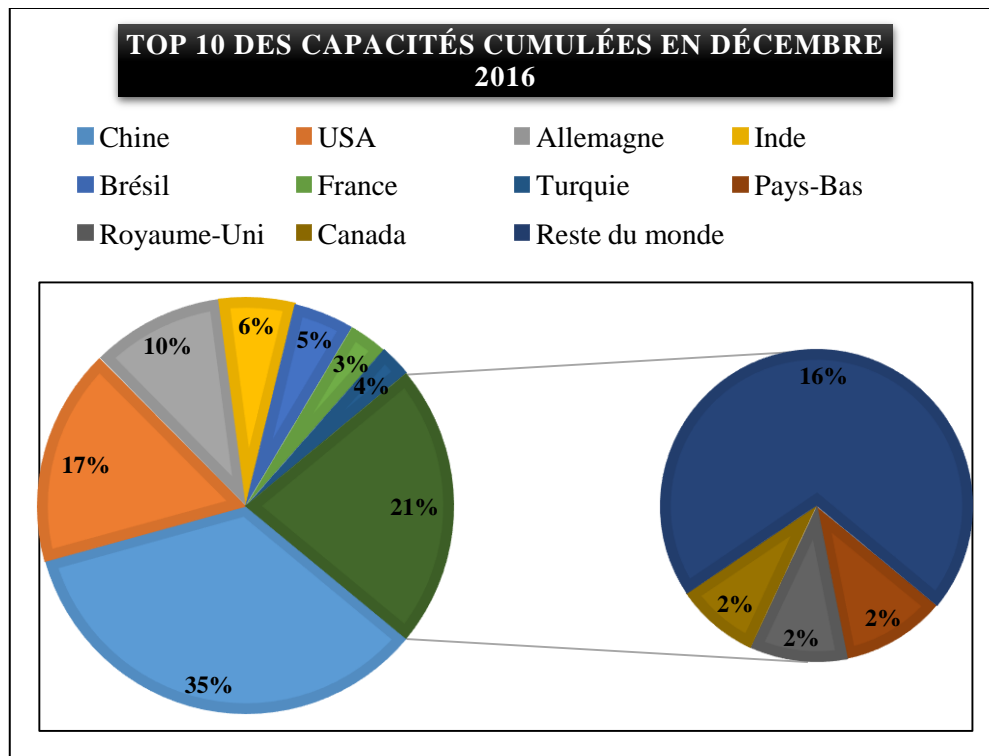


Figure. I. 6. Top 10 des capacités cumulées en Décembre 2016.

I.5.1.b. Système de conversion d'énergie éolienne

Pour le SCEE, l'éolienne permet de convertir le flux d'air (énergie cinétique) en un mouvement de rotation (énergie mécanique) qui entraîne ensuite un générateur pour la production d'électricité (énergie électrique) [65], [138]. Le générateur employé de ce système est de type synchrone ou asynchrone. Le principe de SCEE est illustré

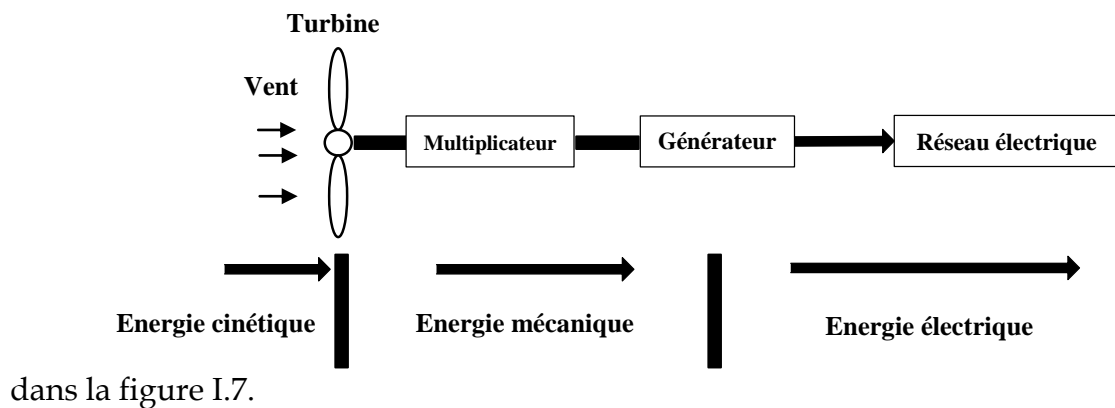


Figure. I. 7. Principe de la conversion de l'énergie éolienne.

I.5.1.c. Types d'aérogénérateur

Il existe deux types principaux d'éoliennes, l'axe horizontal et l'axe vertical [77].

Les turbines à axe horizontal ont des pales comme des hélices d'avion, et elles ont généralement trois pales. Les plus grandes turbines à axe horizontal sont aussi hautes que les bâtiments de 20 étages et ont des pales de plus de 100 pieds de long. Les turbines plus hautes avec des pales plus longues génèrent plus d'électricité. Actuellement, presque toutes les éoliennes utilisent les turbines à axe horizontal.

Les turbines à axe vertical ont des pales fixées au sommet et au bas d'un rotor vertical. Le type le plus courant de turbine à axe vertical, l'éolienne Darrieus, du nom de l'ingénieur français Georges Darrieus qui a breveté le design en 1931, ressemble à un batteur à œufs géant à deux pales. Certaines versions de la turbine à axe vertical font 100 pieds de haut et 50 pieds de large.

Très peu d'éoliennes à axe vertical sont utilisées aujourd'hui parce qu'elles ne fonctionnent pas aussi bien que les turbines à axe horizontal [68], [72].

Dans ce travail, nous allons plutôt utiliser une turbine à axe horizontal. Il s'agit d'un aérogénérateur tripale à rotation rapide.

I.5.1.d. Générateurs éoliens

Pour des configurations possibles de SCEE. Il existe principalement deux types d'éoliennes à base de vitesse : variable ou constante [64].

I.5.1.d.1. Éolienne à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les turbines les plus simples en fonctionnement avec un très peu de variation dans la vitesse du rotor de la turbine, et emploient des générateurs asynchrone à cage d'écureuil directement raccordés au réseau comme illustre la figure I.8.

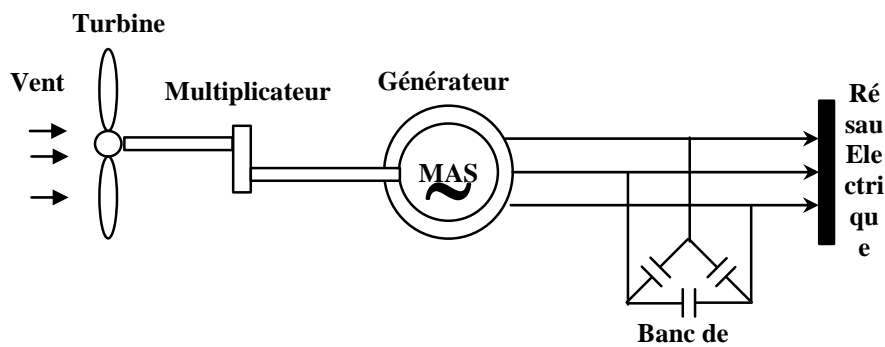


Figure. I. 8. Éolienne à vitesse constante.

Par conséquent, la vitesse de rotation de la génératrice est pratiquement fixée pour différentes vitesses du vent. C'est pour cette raison que cette structure convient à un générateur éolien à vitesse fixe. Il est très robuste, nécessite peu d'entretien et son coût de construction est faible. Il consomme toujours de la puissance réactive. Cette dernière est indésirable et est généralement compensée en partie ou entièrement par des bancs de condensateurs ou autres technique de la compensation de l'énergie réactive [138].

I.5.1.d.2. Éolienne à vitesse variable

L'évolution de l'électronique de puissance a permis d'exploiter les machines électriques à des vitesses variables et d'augmenter la production d'énergie électrique. Cette évolution a permis l'augmentation de la taille des éoliennes, d'une part et le choix de plus en plus fréquent de la vitesse variable, d'autre part.

Les éoliennes à vitesse variable présentent les avantages suivants :

- Une excellente rentabilité et une grande simplicité de contrôle de l'angle de calage de pale. Par vent faible, le pas de pale est généralement fixe et les réglages interviennent uniquement pour limiter la puissance maximale de sortie en cas de vents forts.
- La réduction des efforts mécaniques et la capacité d'amortir les bourrasques : l'inertie mécanique de l'éolienne donne une élasticité qui réduit la pulsation de couple.
- Une meilleure qualité de l'énergie produite : la réduction des pulsations de couple grâce à l'élasticité du système aérogénérateur élimine les variations de puissance et réduit les oscillations.
- Une plus grande efficacité du système : la vitesse du rotor est ajustable de manière à obtenir la puissance maximale en sortie.
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à une puissance réduite car la vitesse est lente.

On peut distinguer deux types de génératrices pour le SCEE pour une vitesse variable selon la localité des convertisseurs de puissance.

A. Les éoliennes à vitesse variable commandées par le stator

Les machines qui sont couramment utilisées pour ce genre d'éoliennes, indirectement couplées au réseau, sont les Machines Asynchrone (MAS) à cage et Synchrone (MS) à aimant permanent.

Elles sont généralement couplées à la turbine via un multiplicateur de vitesse présentée dans figure I.9.a, tandis que la MS à rotor multi-pôles est couplée directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur de vitesse présentée dans la figure I.9.b.

Pour permettre le fonctionnement à vitesse variable, les générateurs sont reliés au réseau grâce à un SCEE à fréquence variable, qui découple complètement la vitesse du générateur de la fréquence du réseau. Par conséquent, la fréquence électrique du générateur peut varier avec la vitesse du vent alors que la fréquence du réseau est

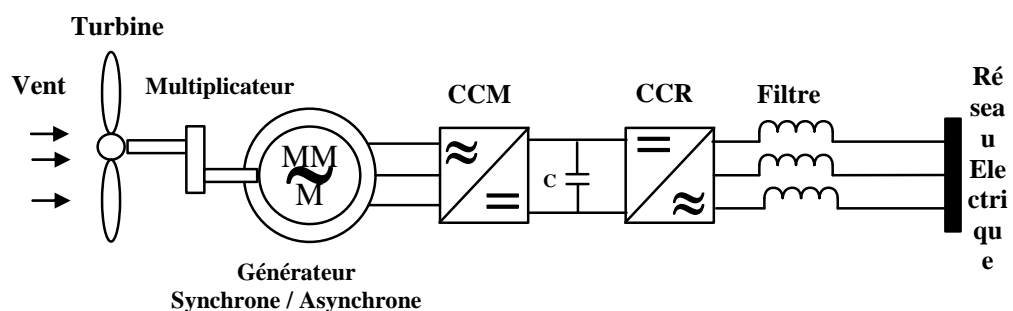
inchangeable. Avec ce type d'éolienne, la capacité du SCEE est égale à la puissance nominale du générateur plus les pertes.

Le SCEE se compose des convertisseurs coté réseau et coté générateur connectés dos-à-dos par une liaison à Courant Continu (CC) [65], [66], [139].

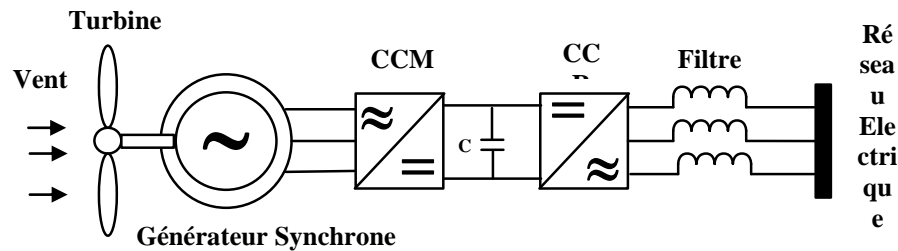
La liaison de ces convertisseurs au réseau est réalisée au moyen de trois filtres (RL) permettant de réduire les harmoniques de courant.

Le Convertisseur Côté Réseau (CCR) permet d'injecter des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau et avec la possibilité de régler le facteur de puissance (puissance réactive). Le Convertisseur Côté Machine (CCM) assure le contrôle de la puissance générée en agissant sur la vitesse du générateur. Malgré le fonctionnement à vitesse variable, cette technologie d'éolienne présente quelques inconvénients :

- Le dimensionnement des convertisseurs utilisé est prévu pour transiter la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau.
- Le dimensionnement des filtres est également servant pour transiter la puissance totale. Cela engendre des problèmes de conception, d'encombrement et également une répercussion sur le coût.
- L'augmentation des pertes des convertisseurs de puissance avec l'augmentation de la puissance des éoliennes, ce qui influe sur le rendement du système éolien.



(a) Éolienne à vitesse variable basée sur une MAS à cage ou la MS à aimant permanent.



(b) Éolienne à vitesse variable basée sur la MS à rotor multi-pôles.

Figure. I. 9. Éoliennes à vitesse variable commandées par le stator.

B. Les éoliennes à vitesse variable commandées par le rotor

Cette configuration est basée sur la MADA. Elle a suscité un intérêt particulier surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie éolienne. Pour les éoliennes en utilisant la MADA [80], [140], son stator est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers deux convertisseurs statiques comme le montre la figure I.10. Cette machine sera adoptée pour le reste du travail de thèse.

Lorsque la MADA fonctionne en génératrice, la turbine fournit une puissance mécanique. Le stator et le rotor peuvent fournir de l'électricité au réseau et le rotor peut également prélever de la puissance. Tout dépend de la vitesse de rotation du générateur [65], [71].

Si le générateur fonctionne en mode super-synchrone, il fournit de l'énergie au réseau par le rotor via les convertisseurs. S'il fonctionne en mode sous-synchronisme, le rotor prélève de la puissance sur le réseau à travers les convertisseurs.

En effet, dans le domaine éolien, la MADA procure plusieurs avantages [64] :

- Le convertisseur lié à l'armature du rotor est dimensionné au tiers de la puissance nominale : il en résulte moins de volume, moins de coût, un système de refroidissement moins lourd et moins de perturbations.
- Les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de générateur amélioré.
- Le dimensionnement des filtres est réduit.

- Le facteur de puissance peut être réglé, conséquence du contrôle indépendant des puissances actives et réactives mis en œuvre par le CCM.
- Cette structure n'a besoin ni de compensateur d'énergie réactive ni d'un démarreur.
- La bidirectionnalité du convertisseur permet le fonctionnement dans les deux modes cités ci-dessus.

Cette configuration présente aussi quelques inconvénients :

- La présence d'un multiplicateur et d'un système de bagues et de balais demande un entretien régulier.
- Cet entretien est pris en compte dans le programme maintenance, tout particulièrement pour les projets off-shore.

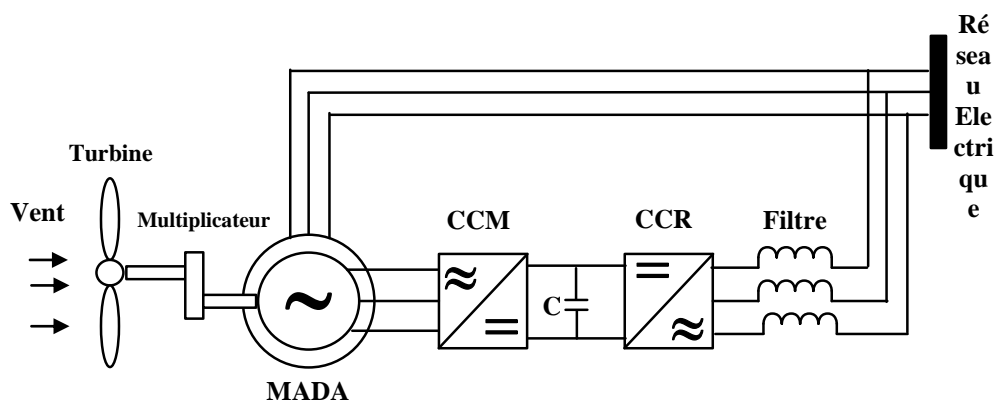


Figure. I. 10. Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA.

I.5.2. Photovoltaïque

I.5.2.a. Production mondiale de l'énergie photovoltaïque

D'après les statistiques éditées par WER (World Energy Resources) pour l'année 2016. Les nouvelles installations totalisant plus de 75 GW en 2016 ont porté la capacité mondiale de production d'énergie PV à 301 GW en fin d'année, en hausse de 33,2% par rapport à fin 2015. La capacité a plus que triplé au cours des quatre dernières années [2].

Les augmentations les plus importantes en 2016 étaient enregistrées en Chine (34,5 GW) et aux États-Unis (14,7 GW), représentant ensemble les deux tiers de la croissance

de la capacité photovoltaïque mondiale. Le Japon a fourni un troisième plus grand ajout (8,6 GW).

La Chine arrive également en tête en termes de capacité installée cumulée (78,1 GW), avec plus d'un quart du total mondial. Le Japon (42,8 GW) a dépassé l'Allemagne (41,3 GW) pour prendre la deuxième place, les États-Unis (40,3 GW) se maintenant derrière l'Allemagne présenté dans la figure I.11.

La production d'énergie photovoltaïque a connu une nouvelle année de croissance très rapide en 2016, avec une augmentation de 29,6%. Sa part globale dans la production d'énergie mondiale reste faible (1,3%), mais cette part a plus que doublé en trois ans seulement. L'énergie photovoltaïque commence à avoir un impact notable en termes de source de croissance de la production d'électricité, contribuant à plus de 20% de la croissance de la puissance mondiale en 2016.

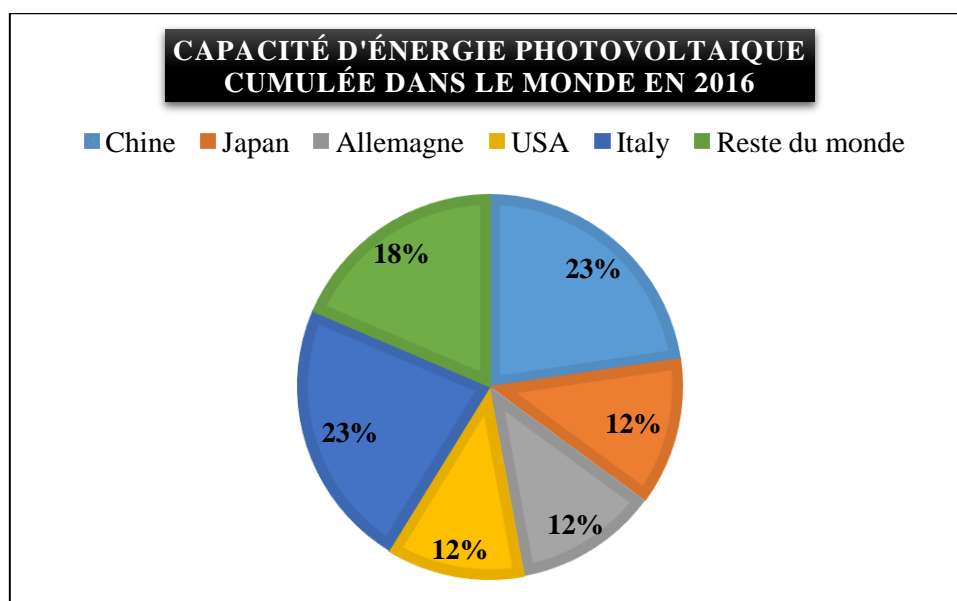


Figure. I. 11. Capacité d'énergie Photovoltaïque cumulée dans le monde en 2016.

I.5.2.b. Système de conversion d'énergie photovoltaïque

La conversion de l'énergie photovoltaïque en énergie électrique dans un élément semi-conducteur a été découverte par le physicien français Alexander E en 1839 [58].

La cellule photovoltaïque est constituée de silicium de haute pureté. Sur le silicium, une jonction PN (Positive-Négative) s'est formée comme barrière potentielle. Les photons qui tombent sur la jonction PN provoquent l'apparition de paires de

porteurs de charges électriques opposés (trou d'électrons) qui en raison de la présence de la jonction PN, sont séparés dans deux directions différents. Les électrons vont au semi-conducteur N et les trous vont au semi-conducteur P [120].

La tension va apparaître à la jonction. Du fait que les charges électriques séparées sont des porteurs redondantes, ayant ce que l'on appelle une durée de vie infinie et une tension de jonction PN constante, la jonction, sur laquelle la lumière tombe, agit comme une cellule électrique stable [56], [87], [93].

La puissance produite dépend des caractéristiques d'une cellule photovoltaïque et des données météorologiques (éclairage solaire, température).

Pour avoir une puissance désirée, les cellules photovoltaïques doivent se regrouper en modules et l'association de plusieurs modules en parallèle ou en série entre eux forment un panneau photovoltaïque pour arriver à la puissance désirée [141].

Un Générateur Photovoltaïque (GPV) est une source de Courant Continu (CC) et par conséquent sa sortie doit être adaptée pour sa connexion à un réseau alternatif ou pour alimenter une charge à Courant Alternatif (CA).

Le GPV est relié à un convertisseur CC / CC contrôlé pour le but d'extraire le point de production de puissance maximale. Puis, il est connecté au réseau électrique à travers un convertisseur CC / CA.

Le schéma général de la chaîne de conversion photovoltaïque peut se décomposer comme le montre la figure I.12 :

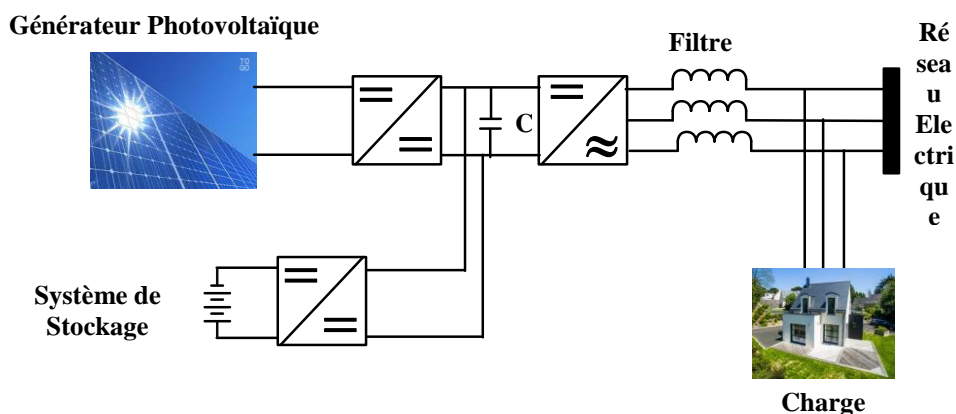


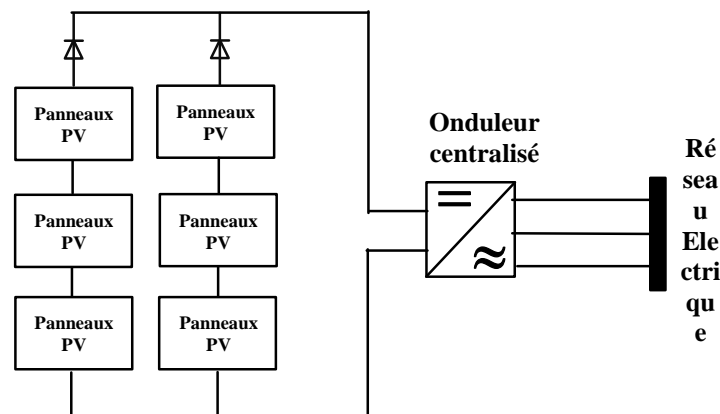
Figure. I. 12. Schéma bloc d'un système de conversion photovoltaïque.

I.5.2.c. Les topologies des installations photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques peuvent être structurés en plusieurs configurations opérationnelles. Chaque configuration possède les interfaces électroniques de puissance de base qui relient le système au réseau électrique [121].

La figure I.13 montre la configuration où un onduleur centralisé est utilisé. Cela a été le type le plus utilisé dans le passé. Les modules PV sont connectés en série et / ou en parallèle et connectés à un convertisseur CC / CA centralisé.

Le principal avantage de cette conception est le coût le plus bas en raison de la présence d'un seul onduleur. Cependant, le principal inconvénient de cette configuration est que les pertes de puissance peuvent être élevées en raison de la discordance entre les modules PV et la présence des diodes. Un autre inconvénient est que cette configuration n'assure pas la continuité de service en cas de panne de

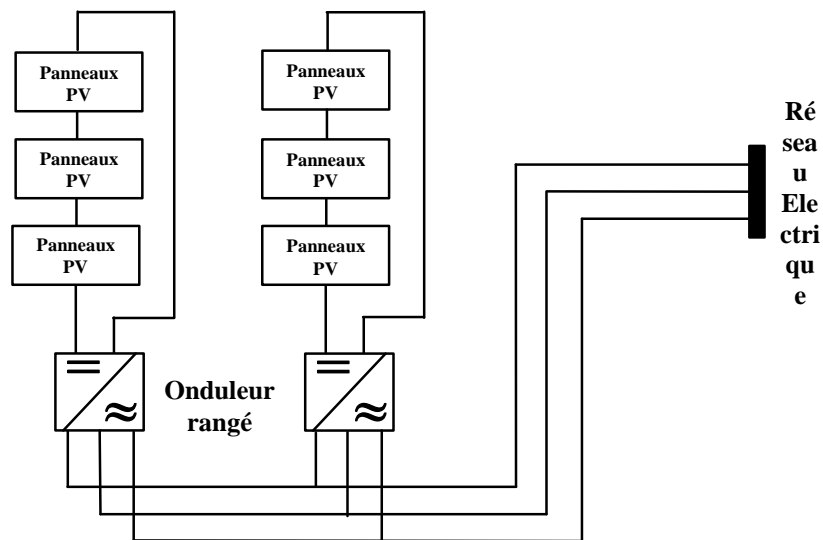


l'onduleur et présente donc moins de fiabilité [9].

Figure. I. 13. Configuration d'un onduleur centralisée.

La figure I.14 montre la configuration des chaînes des panneaux photovoltaïques avec des onduleurs rangés. Les séries de panneaux PV sont connectées sous la forme d'une seule rangée. En règle générale, 15 panneaux sont reliés ensemble en série et interconnectés par le biais de l'utilitaire avec un onduleur par ranger.

Le principal avantage de cette topologie est qu'il n'y a pas de pertes associées aux diodes et qu'un suivi de point de puissance maximale (MPPT) peut être appliqué pour chaque rangée. Ceci est particulièrement utile lorsque plusieurs rangées sont montées sur des surfaces fixes dans différentes opérations. L'inconvénient de cette



configuration est l'augmentation des coûts due aux onduleurs supplémentaires [57].

Figure. I. 14. Configuration d'un onduleur rangé.

La figure I.15 montre la configuration d'un système PV à plusieurs rangées. Elle utilise un hacheur en bout de chaque rangée du système PV, le tout est connecté à un onduleur central pour l'interfaçage au réseau électrique. Elle est caractérisée par certains avantages tels que le coût réduit par rapport à l'onduleur rangé, chaque convertisseur CC / CC dispose de sa propre commande MPPT. Le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement localisé et la possibilité d'intégrer un élément de stockage sur le bus continu. Mais, la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur.

La figure I.16 montre une configuration où chaque panneau PV a son propre onduleur. Cette conception est également connue sous le nom de module CA. L'avantage de ce type de configuration est facile d'ajouter des modules car chaque module possède son propre onduleur CC / CA.

Il y a également une amélioration globale de la fiabilité du système car il n'y a pas de panne unique pour le système. En outre, la perte de puissance du système est plus faible en raison de la discordance réduite entre les modules.

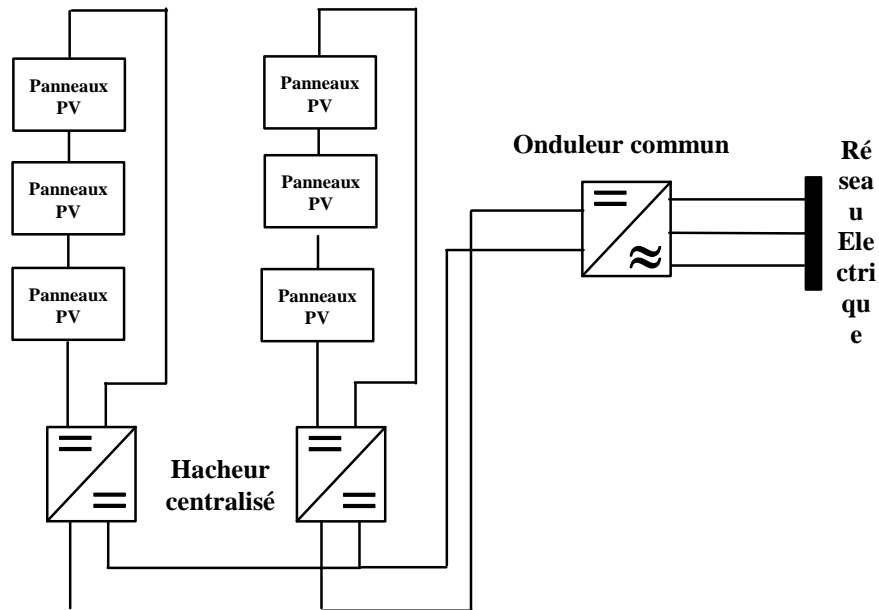
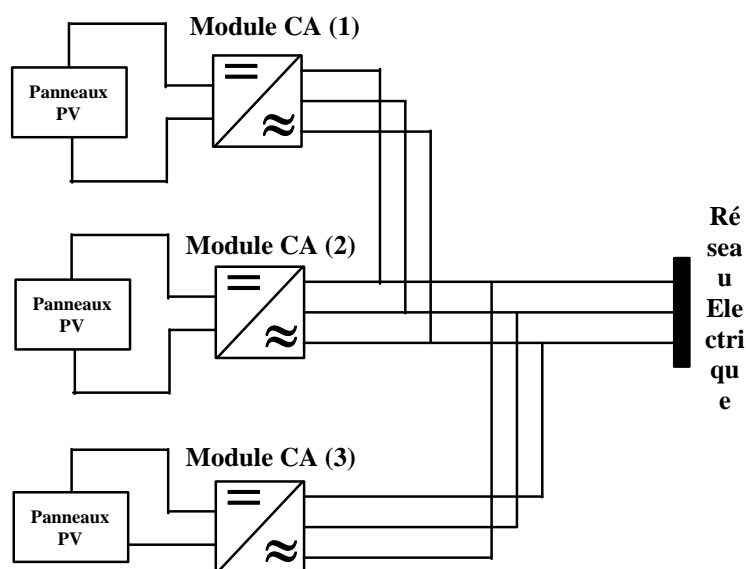


Figure. I. 15. Panneaux photovoltaïques dans une configuration à plusieurs rangées.

Cette configuration semble être une option prometteuse pour les futures conceptions car elle peut être utilisée comme un dispositif enfichable par des



personnes sans connaissances spécialisées.

Figure. I. 16. Configuration du module CA.

Une évolution de la topologie de hacheur rangé est la topologie de hacheur modulaire parallèle présenté sur la figure I.17. Le hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PV mais directement à la sortie du module PV. Cette évolution garde tous les avantages du hacheur rangé, tout en augmentant le niveau de

discrétisation du MPPT. L'inconvénient majeur de cette configuration, est le grand rapport d'élévation entre l'entrée CC et la tension CA côté réseau [63].

En effet pour un hacheur non isolé, les pertes croient avec le rapport d'élévation, ce dernier limite le rendement du hacheur et pénalise cette topologie. Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation, est de mettre la sortie des hacheurs en série. Cette structure dénommée hacheur modulaire série est présentée sur la figure I.18.

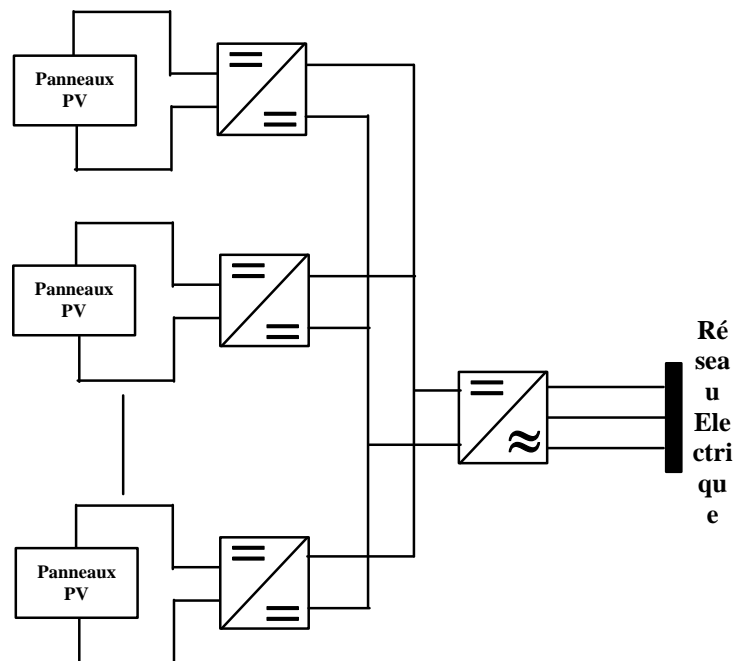


Figure. I. 17. Schéma de principe de la topologie d'un hacheur modulaire parallèle.

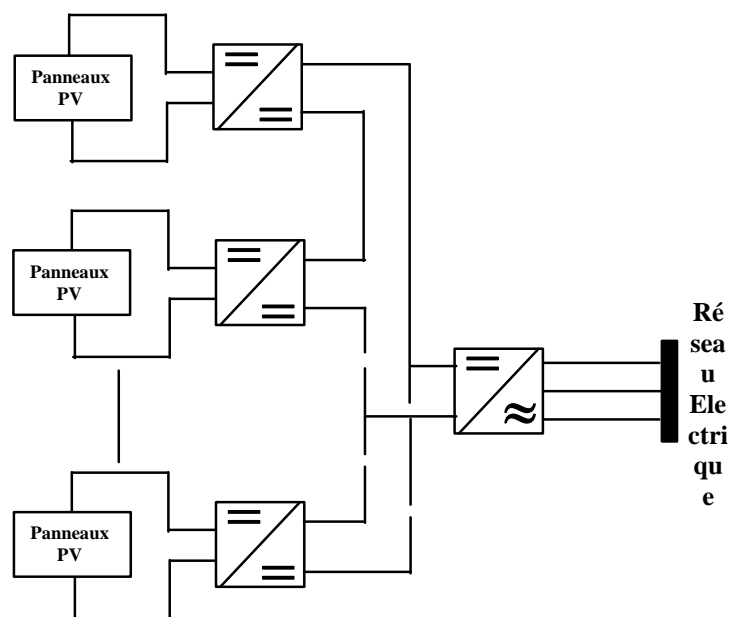


Figure. I. 18. Schéma de principe de la topologie d'un hacheur modulaire série.

I.5.2.d. Raccordement des GPV

Les GPV peuvent être classés en deux catégories :

- Raccordé au réseau,
- Autonome, isolé du réseau.

I.5.2.d.1. GPV raccordé au réseau

Les systèmes PV, connectés au réseau sont utilisés le plus souvent pour vendre la totalité de l'énergie produite. Dans le cas d'une installation PV domestique, l'électricité issue du GPV peut être auto consommée et le surplus est vendu à l'opérateur du réseau. Dans ce cas, le réseau est utilisé pour l'alimentation en manque d'énergie du GPV [56], [60], [89].

La figure I.19 présente un système PV connecté au réseau électrique. Actuellement, dans la plupart des législations, pour les systèmes PV avec stockage, connectés au réseau, il est interdit de charger les éléments de stockage depuis le réseau. Cette règle est établie afin d'éviter des fraudes éventuelles.

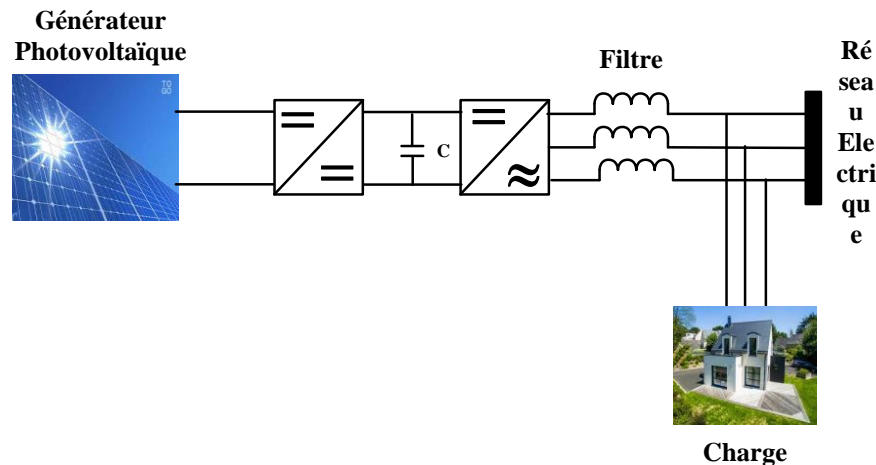


Figure. I. 19. Exemple de système photovoltaïque connecté au réseau de distribution.

I.5.2.d.2. GPV raccordé au réseau isolé

Les systèmes autonomes sont employés pour alimenter directement les demandes des charges. Ce mode de fonctionnement nécessite une association d'un système de stockage afin d'assurer l'alimentation en cas de panne du GPV [10], [57], [123], [141].

La figure I.20 représente l'exemple d'un système PV / stockage connecté dans le réseau autonome. Le système de stockage est associé au GPV à travers un

convertisseur CC-CC bidirectionnel pour assurer l'alimentation continue au fur et à mesure malgré l'intermittence de la production.

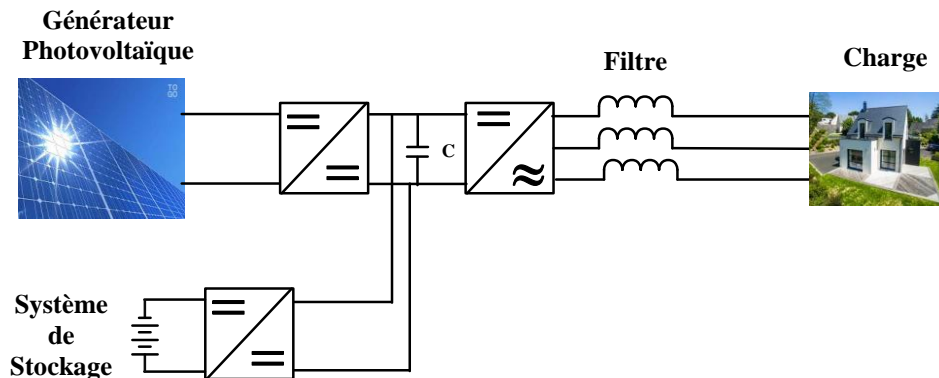


Figure. I. 20. Exemple d'un système PV/ stockage connecté au réseau autonome.

I.5.3. Système de stockage

Même si les SER sont connectées au réseau de distribution, elles sont généralement couplées à d'autres sources d'énergie pour améliorer la robustesse contre les pannes intermittentes. Les approches populaires comprennent l'utilisation de GD, de batterie, de volant d'inertie, de super condensateur et de système d'air comprimé [3], [77], [90]. Ils sont absolument essentiels pour les installations autonomes.

Pour notre travail, nous avons utilisé un système de stockage avec le GPV pour assurer la stabilité du bus continu comme un objectif principal.

I.5.3.a. Batteries électrochimiques

Le banc de batterie se trouve généralement dans le système PV mais peut également être utilisé partout où un bus CC peut apparaître, comme dans certains systèmes d'éoliennes [57], [62], [63].

Dans les applications PV, la batterie peut être dimensionnée pour fournir de l'énergie des jours ou des soirs nuageux. En tant qu'une source d'énergie supplémentaire, l'interface avec la batterie pourrait être un convertisseur de puissance ou un ensemble moteur / générateur.

Les batteries électrochimiques possèdent une technologie éprouvée caractérisée par coût et haute modularité. Leur taux d'échec élevées, avec problèmes environnementaux [4], [83], [141].

Les batteries utilisées dans le système PV sont habituellement des batteries [9], [12], [61], [137], [142]:

- À Plomb/acide ;
- À Nickel cadmium (Ni/Cd) ;
- À Nickel-hydrure métallique (Ni/MH) ;
- À Lithium-ion (Li-ion).

Le tableau I.1 représente les performances des différentes technologies des batteries électrochimiques. La batterie Li-ion possède une énergie spécifique et une tension plus importante par rapport aux autres batteries électrochimiques [90]. Actuellement, elles sont largement répandues dans les appareils portatifs et plébiscitées pour la voiture électrique [123]. Pour cette thèse, nous avons proposé d'utiliser la batterie de type Li-ion dans le système PV connecté au réseau électrique.

Tableau I. 1. Performances des différentes technologies électrochimiques.

| Technologie | Tension De Cellule [V] | Energie Spécifique [Wh/Kg] |
|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Plomb/Acide | 2 | 20-40 |
| Ni/Cd | 1.3 | 20-55 |
| Ni/Mh | 1.3 | 50-80 |
| Li-Ion | 3.6 | 100-200 |

I.5.3.b. Volant d'inertie

Les volants d'inerties peuvent être soit à basse vitesse (masse plus élevée) ou haute vitesse (masse inférieure). Longtemps sont utilisés pour les applications spatiales, le système d'énergie du volant d'inertie est distingué pour les applications de lissage de puissance. Un système entraîne le volant pour stocker l'énergie mécanique lorsque l'énergie excédentaire est disponible et est entraîné par le volant pour injecter énergie pendant les creux de puissance [77], [89].

Contrairement aux batteries, qui sont limitées par les taux de réaction chimique et généralement par leur environnement impact, le système de volant d'inertie gère rapidement la cinétique de l'énergie stockée avec des conséquences minimales pour l'environnement. Les puissances nominales de volant d'inertie et de son électronique de puissance associée ainsi que le bruit audible sont les principaux facteurs limitants.

I.5.3.c. Systèmes d'air comprimé

Ces systèmes stockent l'énergie au moyen d'un compresseur dans un fluide qui peut être stocké sous terre. Les systèmes d'air comprimé peuvent avoir une très longue durée de vie et un faible impact sur l'environnement, ce qui en fait un bon candidat pour une solution à long terme pour les SER [121]. Cependant, la complexité des systèmes est encore un facteur limitant qui peut en faire une solution peu pratique pour les petits SER distribués.

I.5.3.d. Super condensateurs

Aussi connus sous le nom d'ultra condensateur, ces dispositifs basse tension sont configurés dans des systèmes de cellules pour fournir une tension suffisante. L'avantage du condensateur est sa capacité à être rapidement chargé et déchargé, ce qui en fait un bon candidat pour fournir une puissance instantanée ou pour aider à intégrer des SER [120]-[122]. Ils ont un faible impact sur l'environnement et une densité de puissance très élevée, mais ils souffrent de problèmes d'équilibrage.

I.6. Système de supervision

La plupart des SERH comportent une certaine forme de commande. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du SERH.

Quelques exemples de commandes intégrées sont la commande des puissances actives et réactives produites par les systèmes de conversion d'énergie éolienne et photovoltaïque, un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries ou que leur état de charge baisse trop pour prolonger sa durée de vie et la commande de la tension continue de la liaison entre le GPV et le système de stockage...etc.

Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants du SERH. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs éoliennes, le chargement des batteries et la répartition de la puissance suivant les variations de charge et les données météorologiques [5], [57], [60]–[63], [90], [137].

I.7. Équipements électronique de puissance dans SHER

Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SERH : le redresseur (CA-CC), l'onduleur (CC-CA) et le hacheur (CC-CC). Ils sont utilisés pour résoudre les problèmes de connexion de SHRE au réseau électrique.

Puisque la tension et la fréquence de connexion doivent rester stables, ces connexions CA-CC-CA dans les systèmes de conversion d'énergie éoliennes et les connexions CC-CC-CA dans les systèmes de conversion d'énergie photovoltaïques sont utilisées.

Les convertisseurs (CC-CC) ont le devoir de changer l'amplitude de la tension dans les systèmes de conversion d'énergie photovoltaïques et donc agissent comme un transformateur pour les sources de CC [63].

Les SER comprennent des filtres dans le côté CA pour le but d'améliorer la qualité d'énergie produite et de filtrer les harmoniques au Point de Couplage Commun (PCC) au réseau électrique.

I.8. Conclusion

Une brève description des SERH a été réalisée dans ce chapitre. Dans ce contexte, les principales notions et les différentes composantes utilisées dans les SERH ont été présentées. Puis, une étude globale sur le SERH étudié dans cette thèse qui se compose par deux SER, l'une est basée sur le SCEE et l'autre est basée sur le SCEPV. Ce dernier est interconnecté par un système de stockage basé sur une batterie électrochimique de type Li-ion. Le SERH étudié est connecté au réseau électrique. Le chapitre suivant est totalement consacré au SCEE à base d'une MADA.

II.1. Introduction

L'énergie éolienne est actuellement classée parmi les énergies renouvelables à croissance rapide et elle joue un rôle majeur dans la réalisation des objectifs énergétiques futurs du monde [64].

Les concepts de turbines éoliennes utilisant différents types de générateurs ont été développés et utilisés dans des applications éoliennes [56]. La MADA avec une commande vectorielle a été largement utilisée pour les applications de production éolienne à grande échelle et est actuellement la technologie dominante en raison de ses avantages tels que le fonctionnement à vitesse variable grâce à l'emploi des convertisseurs de puissance, le contrôle de puissance active et réactive pour une meilleure intégration au réseau électrique et la réduction du coût de convertisseur [65], [77], [140]. Ainsi, certains liés à sa conception simple, sa fabrication peu coûteuse, sa grande robustesse et nécessite peu d'entretien [71].

La chaîne de conversion d'énergie éolienne privilégiée dans cette thèse est donnée sous la topologie illustrée par la figure II.1. Elle est constituée d'une turbine éolienne, une génératrice électrique de type MADA, bus continu, deux convertisseurs statiques de puissance et un filtre triphasé de courant.

La turbine éolienne entraîne la MADA à une vitesse de rotation variable à travers un multiplicateur de vitesse pour le but d'extraire à tout instant le maximum de la puissance produite quelle que soit la vitesse du vent.

Le stator de la MADA est directement connecté au réseau électrique tandis que le rotor est connecté au réseau via deux convertisseurs statiques contrôlés par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) mis en cascade à travers d'un bus continu dans une configuration appelée Back to Back, l'un du côté rotor de la MADA appelé CCM et l'autre du côté réseau électrique appelé CCR.

Différentes topologies des convertisseurs de puissance ont été proposées pour le conditionnement de puissance dans les applications de systèmes de conversion d'énergie éolienne. Les convertisseurs multiniveaux spécialement la topologie du NPC

sont les plus couramment utilisés dans le développement des centrales éoliennes à haute tension et à haute puissance [143]-[145].

Les convertisseurs multiniveaux présentent de nombreux avantages tels que la meilleure forme d'onde de la tension de sortie, réduisent le taux de distorsion harmonique (en anglais : Total Harmonic Distortion (THD)) de la tension et le courant par rapport aux convertisseurs conventionnels standard à deux niveaux et réduisent la taille du filtre de sortie [76].

Ces convertisseurs présentent un seul inconvénient est celui de l'équilibrage des tensions de condensateur existant dans la liaison du bus continu. Dans cette étude, nous avons utilisé le convertisseur NPC à trois niveaux.

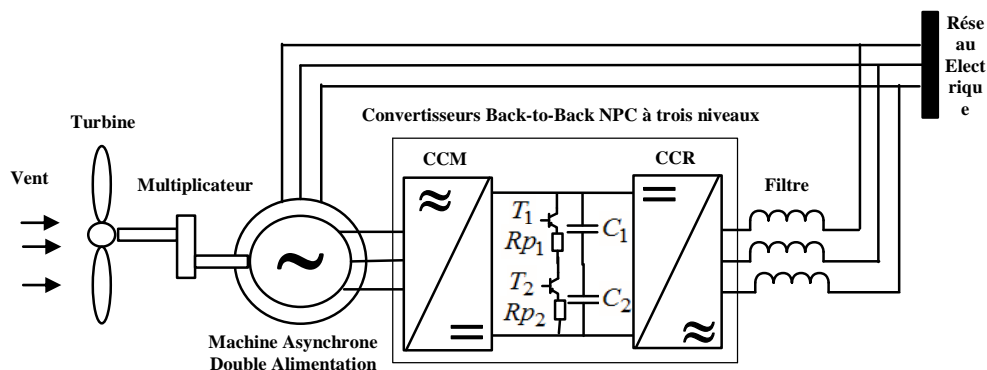


Figure. II. 1. Structure de la chaîne de conversion éolienne à base de la MADA.

Ce chapitre s'organise comme suit : la section 2 présente une modélisation des différentes composantes du système de conversion de l'énergie éolienne. Dans la section 3, les algorithmes de contrôle proposés pour la turbine éolienne, la MADA et les convertisseurs NPC à trois niveaux. Enfin, les résultats de simulation et la conclusion de ce chapitre sont présentés respectivement aux sections 4 et 5.

II.2. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

II.2.1. Turbine éolienne

Le dispositif de la turbine éolienne illustré dans la figure. II.2 comprend trois pales orientables de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une

vitesse Ω_t qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique de type MADA [146], [147].

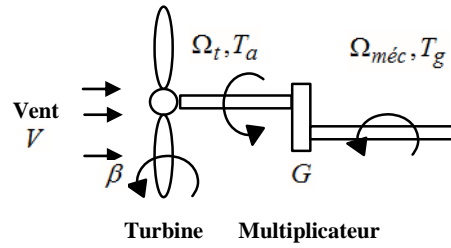


Figure. II. 2. Modèle de la turbine éolienne.

II.2.1.a. Modèle des pales

La puissance cinétique du vent est donnée par :

$$P_v = \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3}{2} \quad (\text{II.1})$$

La turbine permet de convertir la puissance cinétique du vent P_v en puissance aérodynamique P_a apparaissant au niveau du rotor de la turbine qui s'écrit comme suit :

$$P_a = C_p(\lambda, \beta) \cdot P_v = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (\text{II.2})$$

Son couple aérodynamique T_a est donné par l'expression suivante :

$$T_a = \frac{1}{2 \cdot \Omega_t} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (\text{II.3})$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Ce dernier dépend de la dimension des pales, de l'angle de calage des pales β et de la vitesse spécifique λ qui est définie comme le rapport entre la vitesse de la turbine et la vitesse du vent, son expression est donnée comme suit [148], [149]:

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{v} \quad (\text{II.4})$$

Plusieurs expressions du coefficient de puissance sont proposées dans la littérature [6], ou par des constructeurs de turbines éoliennes. L'expression de coefficient de puissance que nous allons utiliser dans cette thèse est donnée par [64] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(116 \frac{1}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\left(\frac{-21}{\lambda_i} \right)} + 0.0068\lambda_i \quad (\text{II.5})$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (\text{II.6})$$

La figure. II.3. représente le C_p calculé à partir de l'équation (II.5), en fonction de λ pour différents angles des pales β . Sur cette figure, plusieurs courbes sont distinguées, mais nous sommes intéressés à celle qui possède le plus haut sommet lorsque $\beta = 0$. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda_{opt} = 8.1, C_{p_max} = 0.48$) qui est le point correspondant au maximum de la puissance mécanique récupérée [15].

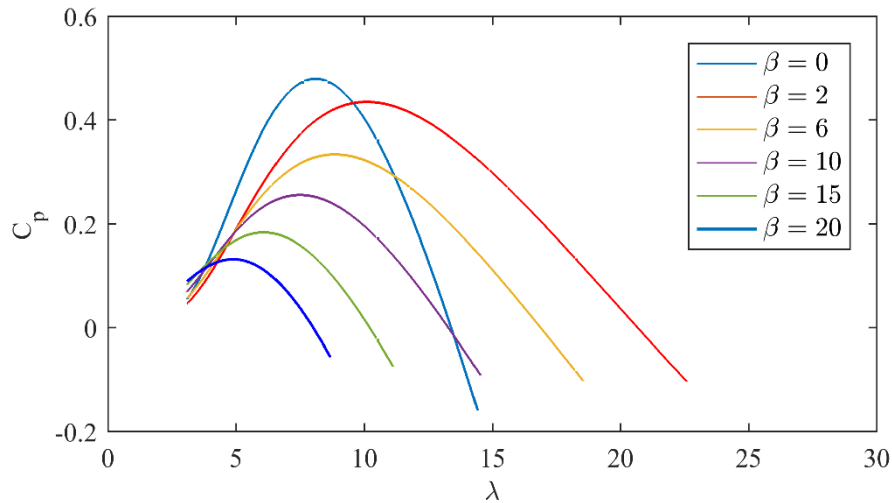


Figure. II. 3. Coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour différents β .

II.2.1.b. Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine assez lente à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$\Omega_t = \frac{1}{G} \Omega_{méc} \quad (\text{II.7})$$

$$T_g = \frac{1}{G} T_a \tag{II.8}$$

II.2.1.c. Modèle de l'arbre mécanique

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_t et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J comme une somme de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice J_g [143], [150].

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \tag{II.9}$$

L'évolution de la vitesse mécanique $\Omega_{méc}$ dépend du couple mécanique appliqué au rotor de la génératrice $T_{méc}$ qui est la résultante d'un couple électromagnétique T_{em} produit par la génératrice, d'un couple de frottement visqueux T_{vis} et d'un couple du multiplicateur de vitesse T_g .

$$\begin{cases} J \cdot \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_{méc} \\ T_{méc} = T_g - T_{em} - T_{vis} \\ T_{vis} = f \cdot \Omega_{méc} \\ f = \frac{f_t}{G^2} + f_g \end{cases} \tag{II.10}$$

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine est représenté par la figure II.4. Il montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées : l'angle d'orientation des pales et le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

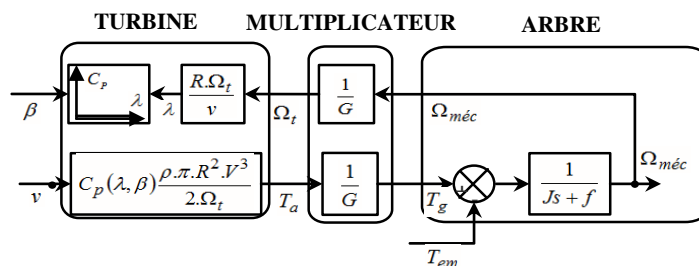


Figure. II. 4. Schéma bloc du modèle simplifié de la turbine éolienne.

II.2.2. Modèle de la MADA

II.2.2.a. Modèle général de la MADA

La modélisation de la MADA a été largement traitée dans la littérature. Toutefois, malgré sa simplicité de construction, son modèle mathématique présente des équations différentielles complexes avec une structure multivariable fortement non-linéaire.

Certaines hypothèses simplificatrices sont les plus couramment considérées dans la littérature scientifique pour établir un modèle simple [64], [71], [151]. Elles sont données comme suit :

- La machine est de constitution symétrique, par conséquent, la somme des courants et la somme des tensions sont égales à zéro ;
- la force magnétomotrice dans l'entrefer est sinusoïdale ;
- on suppose que le circuit magnétique n'est pas saturé ;
- absence de phénomène d'hystérésis et de courants de Foucault ;
- l'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligé.

Parmi les approches utilisées pour la modélisation des machines tournantes triphasées, l'approche basée sur la théorie des deux axes de R.H. Park qui présente la propriété de conserver les puissances. Elle consiste à la transformation d'un système triphasé en un système biphasé équivalent, en passant du référentiel fixe (A, B, C) vers un second référentiel mobile (d, q) .

Cette transformation permet également d'utiliser moins de variables pour modéliser la machine. La modélisation de la MADA est identique à celle de la MAS à cage. La seule différence réside dans le fait que les tensions de rotor ne sont pas nulles, ses enroulements n'étant pas en court-circuit.

Le modèle de la MADA décrit dans le référentiel (d, q) tournant à la vitesse du champ statorique est exprimé comme suit par l'ensemble d'équations de tension et de flux [152]-[158].

Les équations électriques des tensions de stator et de rotor sont données comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_r \psi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_r \psi_{rd} \end{cases} \quad (\text{II.11})$$

Les équations magnétiques des flux de stator et de rotor sont données comme suit :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

Le couple électromagnétique est exprimé par :

$$T_{em} = \frac{3}{2} \frac{P \cdot L_m}{L_s} (\psi_{sq} \cdot i_{rd} - \psi_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{II.13})$$

Les puissances actives et réactives de stator sont définies par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} \cdot i_{sd} + V_{sq} \cdot i_{sq} \\ Q_s = V_{sq} \cdot i_{sd} - V_{sd} \cdot i_{sq} \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

La fréquence de la tension de stator étant imposée par le réseau électrique, la pulsation des courants de rotor est donnée par :

$$\omega_r = \omega_s - p\Omega \quad (\text{II.15})$$

Les angles θ_s et θ_r sont obtenus respectivement par intégration de ω_s et ω_r .

$$\begin{cases} \theta_s = \int_0^t \omega_s dt + \theta_{s_0} \\ \theta_r = \int_0^t \omega_r dt + \theta_{r_0} \end{cases} \quad (\text{II.16})$$

II.2.2.b. Modèle général de la MADA avec la stratégie d'orientation du flux de stator

La MADA est caractérisée par un système non-linéaire, où son couple électromagnétique écrit par l'équation (II.13) est obtenu à travers un produit croisé entre les flux de stator et les courants de rotor. Ce qui rend la commande de la MADA difficile.

La commande vectorielle (la commande par orientation de flux) est utilisée afin d'éliminer cette difficulté. Elle permet de contrôler séparément le couple électromagnétique et le flux de la MADA pour obtenir une situation équivalente à celle de la Machine à Courant Continu (MCC). Son principe est basé sur le choix d'un repère de référence lié aux flux que l'on désire orienter. En effet, le référentiel lié au champ tournant peut être orienté de telle sorte que l'axe « d » de ce référentiel coïncide avec un des flux de la machine (stator, rotor ou d'entrefer) [158]-[160]. Dans le cadre de ce travail, nous avons envisagé d'établir une commande vectorielle par orientation du flux de stator suivant l'axe « d ».

La figure II.5 illustre le principe de l'orientation du flux de stator.

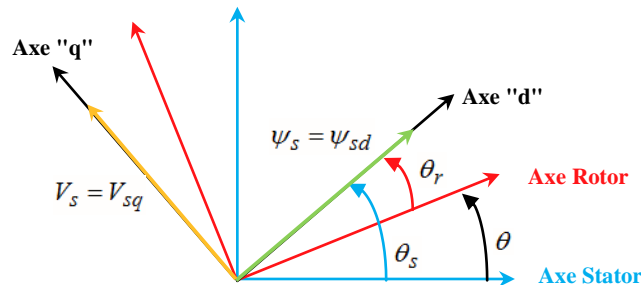


Figure. II. 5. Principe de la commande vectorielle par orientation du flux de stator.

En adoptant les hypothèses de la résistance de stator négligeable R_s et les tensions du réseau électrique sont équilibrées et le flux de stator est constant. Les équations de la machine se réduisent à la forme suivante [161] :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = \psi_s \\ \psi_{sq} = 0 \end{cases} \quad (\text{II.17})$$

$$\begin{cases} V_{sd} = 0 \\ V_{sq} = V_s \approx \omega_s \psi_s \end{cases} \quad (\text{II.18})$$

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ 0 = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

A partir des équations des composantes directes et quadratures du flux de stator on obtient les relations liant les courants de stator à ceux du rotor :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{V_s}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

Par conséquent, les équations de la tension du rotor peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r i_{rd} + L_r \sigma \frac{di_{rd}}{dt} - F_{emd} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + L_r \sigma \frac{di_{rq}}{dt} + F_{emq} \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Le couple de la MADA a pour expression :

$$T_{em} = -\frac{3}{2} \frac{P L_m}{L_s} (\psi_{sd} i_{rq}) \quad (\text{II.22})$$

Avec :

$$F_{emd} = g \omega_s L_r \sigma i_{rq}; F_{emq} = g \omega_s L_r \sigma i_{rd} + g \frac{L_m V_s}{L_s}; \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s}$$

Finalement, les puissances actives et réactives de stator sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{V_s L_m}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = -\frac{V_s L_m}{L_s} i_{rd} + \frac{V_s^2}{L_s \omega_s} \end{cases} \quad (\text{II.23})$$

Le schéma bloc représentant le modèle mathématique ainsi simplifié de la MADA est illustré par la figure II.6.

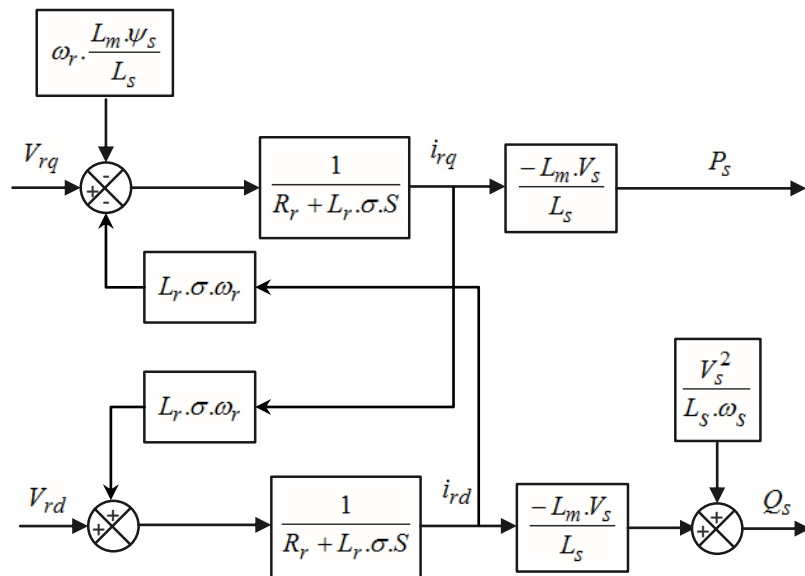


Figure. II. 6. Schéma bloc du modèle simplifié de la MADA.

II.2.3. Modèle du convertisseur NPC à trois niveaux

II.2.3.a. Présentation et principe de fonctionnement

Le convertisseur NPC à trois niveaux représenté dans la figure II.7 compose de deux capacités en série (C_1, C_2) formant un point milieu noté (0) qui permet au convertisseur d'accéder à un niveau de tension supplémentaire par rapport au convertisseur classique à deux niveaux.

Cette structure se compose de trois bras (A, B, C), chacun des trois bras est composé de quatre interrupteurs commandés ($T_{A1}, T_{A2}, T_{A3}, T_{A4}$) et deux diodes de clamp (D_{A1}, D_{A2}) pour le bras (A) connectées au point milieu du bus continu sont utilisées afin de clamper la borne de chaque interrupteur commandé au point milieu du bus continu.

Les interrupteurs commandés doivent être bidirectionnels en courant et unidirectionnels en tension, ils s'agissent d'associations d'un transistor et d'une diode en antiparallèle [162].

Une analyse de topologie d'un bras du convertisseur triphasé à trois niveaux est illustrée dans la figure II.8 montre qu'elle existe cinq configurations possibles.

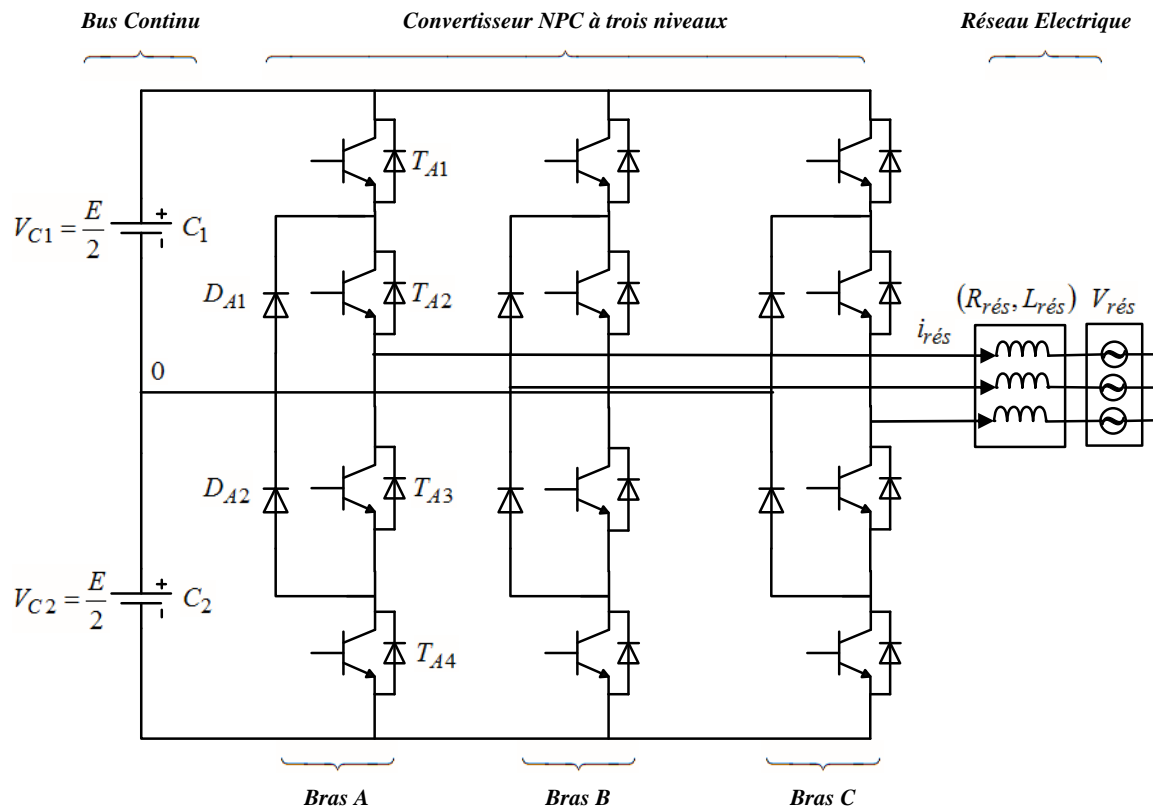


Figure. II. 7. Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux à structure NPC.

Ces différentes configurations sont représentées dans le tableau II.1 qui donne les grandeurs électriques caractérisant chacune de ces configurations pour un seul bras.

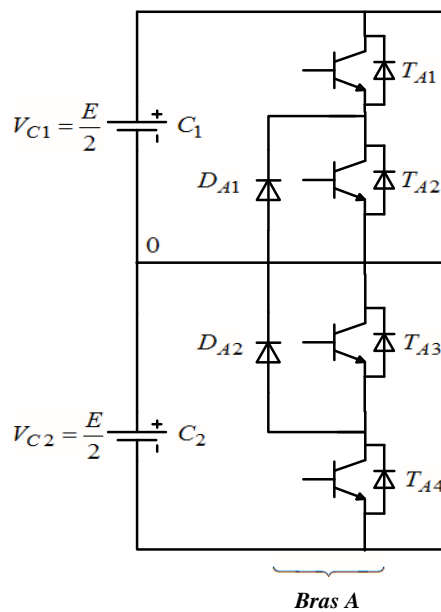


Figure. II. 8. Structures d'un bras de l'onduleur à trois niveaux à structure NPC.

La technique de MLI est employée pour déterminer les intervalles de conductions des interrupteurs. Le principe et l'algorithme de la commande de la technique de MLI avec deux porteuses pour le convertisseur à trois niveaux sont plus détaillées dans la référence [64].

Tableau. II. 1. Grandeurs électriques caractérisant chaque configuration possible d'un bras k.

| Configuration | Grandeur Electrique |
|---------------|---------------------|
| E_0 | $V_1 = 0$ |
| E_1 | $V_1 = E/2$ |
| E_2 | $V_1 = 0$ |
| E_3 | $V_1 = -E/2$ |
| E_4 | $V_1 = 0$ |

II.2.3.b. Modélisation du convertisseur NPC à trois niveaux

On définit la fonction de connexion de chaque interrupteur T_{ks} comme étant une fonction qui décrit l'état ouvert ou fermé de celui-ci.

$$\begin{cases} F_{ks} = 1 \text{ Si } T_{ks} \text{ est fermé} \\ F_{ks} = 0 \text{ Si } T_{ks} \text{ est ouvert} \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

Pour éviter la conduction simultanée des quatre interrupteurs d'un seul bras, qui peut engendrer leur destruction par croissance du courant lors du court-circuit, ou à une surtension dans le cas de l'ouverture de tous les interrupteurs, on définit la commande complémentaire suivante :

$$\begin{cases} F_{k1} = \overline{F_{k4}} = 1 - F_{k4} \\ F_{k2} = \overline{F_{k3}} = 1 - F_{k3} \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

Les fonctions de connexion des demi bras F_{km}^b s'expriment au moyen des fonctions de connexion des interrupteurs comme suit :

$$\begin{cases} F_{k1}^b = F_{k1} \cdot F_{k2} \\ F_{k0}^b = F_{k3} \cdot F_{k4} \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

Avec :

$m = 1$: Demi bras du haut.

$m = 0$: Demi bras du bas.

Les potentiels aux nœuds (A, B, C) du convertisseur par rapport au point milieu (0) s'expriment au moyen des fonctions de connexion des interrupteurs et des tensions d'entrée comme suit :

$$\begin{aligned} V_{KM} &= F_{i1} \cdot F_{i2} \cdot V_{c1} - F_{i3} \cdot F_{i4} \cdot V_{c2} \\ K &\in \{A, B, C\}; i \in \{1, 2, 3\} \end{aligned} \quad (\text{II.27})$$

Les potentiels s'écrivent sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{AM} \\ V_{BM} \\ V_{CM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{11}^b \\ F_{11}^b \end{bmatrix} \cdot V_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{10}^b \\ F_{10}^b \end{bmatrix} \cdot V_{c2} \quad (\text{II.28})$$

Si on prend en considération l'hypothèse ($V_{c1} = V_{c2} = V_c$), l'équation (II.28) devient comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{AM} \\ V_{BM} \\ V_{CM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{11}^b - F_{10}^b \end{bmatrix} \cdot V_c \quad (\text{II.29})$$

Les expressions des tensions simples sont déterminées par le système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{11}^b - F_{10}^b \end{bmatrix} \cdot V_c \quad (\text{II.30})$$

II.2.3.c. Modélisation du bus continu

La figure II.9 montre l'interconnexion des deux convertisseurs par l'intermédiaire d'un bus continu.

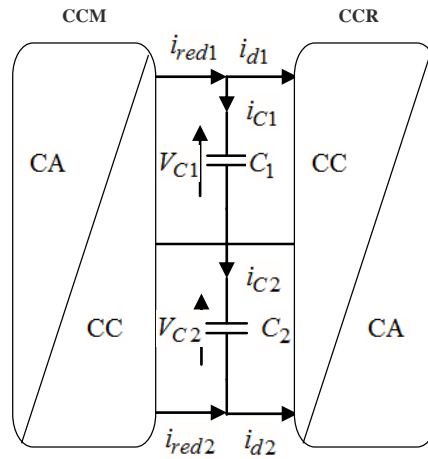


Figure. II. 9. . Interconnexion des deux convertisseurs par l'intermédiaire d'un bus continu.

Le modèle du filtre est défini par le système suivant :

$$\begin{cases} V_{c1} = \frac{1}{c_1} \int (i_{red1} - i_{d1}) dt \\ V_{c2} = \frac{1}{c_2} \int (i_{red2} - i_{d2}) dt \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} c_1 \cdot \frac{dV_{c1}}{dt} = i_{red1} - i_{d1} \\ c_2 \cdot \frac{dV_{c2}}{dt} = i_{red2} - i_{d2} \end{cases} \quad (II.31)$$

Avec :

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{11}^b \cdot i_1 + F_{21}^b \cdot i_2 + F_{31}^b \cdot i_3 \\ i_{d2} = F_{10}^b \cdot i_1 + F_{20}^b \cdot i_2 + F_{30}^b \cdot i_3 \\ i_{red1} = F_{11}^b \cdot i_{rés1} + F_{21}^b \cdot i_{rés2} + F_{31}^b \cdot i_{rés3} \\ i_{red2} = F_{10}^b \cdot i_{rés1} + F_{20}^b \cdot i_{rés2} + F_{30}^b \cdot i_{rés3} \end{cases} \quad (II.32)$$

II.2.3.d. Modélisation du filtre côté réseau

Le réseau électrique est modélisé par une source de tension en série avec une inductance, se comportant ainsi comme une source de courant.

Vu que l'inductance du réseau faible et mal connue, elle est généralement insuffisante pour atténuer l'ondulation du courant. Il est donc nécessaire d'ajouter une

inductance $L_{rés}$ et une résistance $R_{rés}$ plus importantes en série, afin de négliger celle du réseau mal connu et de réduire l'effet de leurs variations [72].

En appliquant la loi des mailles au modèle de la figure II.10, on trouve :

$$\begin{aligned} V_{rési} &= R_{rés} \cdot i_{rési} + V_{KN} + L_{rés} \cdot \frac{di_{rési}}{dt} \\ K &\in \{A, B, C\}; i \in \{1, 2, 3\} \end{aligned} \quad (\text{II.34})$$

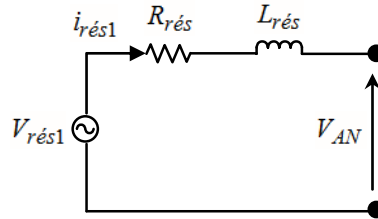


Figure. II. 10. Modélisation d'une phase du réseau électrique.

Après la transformation de Laplace, le système prédéfini s'écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{rés1} \\ V_{rés2} \\ V_{rés3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (R_{rés} + L_{rés} \cdot S) & 0 & 0 \\ 0 & (R_{rés} + L_{rés} \cdot S) & 0 \\ 0 & 0 & (R_{rés} + L_{rés} \cdot S) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{rés1} \\ i_{rés2} \\ i_{rés3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} \quad (\text{II.35})$$

La fonction de transfert du filtre peut être modélisée par un système de premier ordre, ayant comme variable d'entrée la tension aux bornes de l'impédance ($V_{rési} - V_{KN}$), et pour variable de sortie le courant de phase ($i_{rési}$).

La fonction de transfert en boucle ouverte du filtre peut s'écrire comme suit

$$F(S) = \frac{i_{rési}}{(V_{rési} - V_{KN})} = \frac{1}{(R_{rés} + L_{rés} \cdot S)} \quad (\text{II.36})$$

II.3. Commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne

Cette section de ce chapitre fournit une description détaillée pour les différentes stratégies de contrôle utilisées dans la chaîne de conversion d'énergie éolienne.

II.3.1. Stratégie de commande de la turbine éolienne

II.3.1.a. Différentes zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable

Les quatre zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable sont illustrées sur la figure II.11 [163].

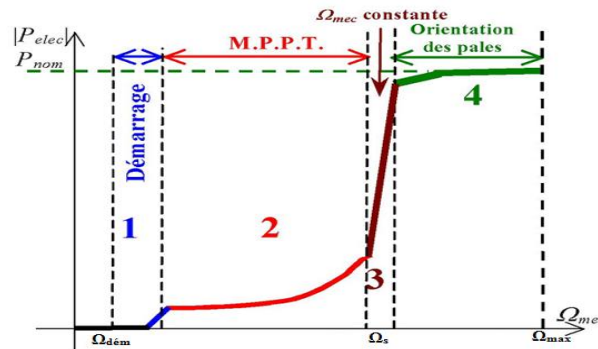


Figure. II. 11. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne.

Zone1 : C'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse de démarrage $\Omega_{dém}$.

Zone2 : Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur de seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale MPPT. Pour extraire le maximum de puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale afin d'obtenir un C_p maximal. Dans cette zone, la vitesse mécanique varie et peut atteindre une valeur proche de la vitesse nominale, la puissance électrique augmente rapidement.

Zone3 : Au-delà de la vitesse nominale, l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale P_{nom} .

Zone4 : Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales (Pitch Control) ou par un système de décrochage aérodynamique (Stall Control).

Dans ce qui suit, nous allons intéresser à la zone 2, où la maximisation de l'énergie électrique extraite est appliquée.

II.3.1.b. Principe de MPPT

Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale de ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique de MPPT correspond à la zone II doit être utilisée.

La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée [150], [164], [165].

Deux approches pour contrôler le couple électromagnétique ont été proposées dans la littérature [64] : le contrôle avec et sans asservissement de la vitesse. Dans cette thèse, nous avons employé la stratégie de la commande MPPT avec asservissement de la vitesse.

Cette approche nécessite une connaissance précise des paramètres de l'éolienne et la mesure de la vitesse du vent afin de déterminer la vitesse requise du générateur pour extraire la puissance maximale.

II.3.1.c. Contrôle avec asservissement de la vitesse

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Ces fluctuations constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

A cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quel que soit la puissance générée [166], [167].

$$T_{em} = T_{em_réf} \quad (\text{II.37})$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique (II.10) permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence désirée. Ceci est obtenu en utilisant un correcteur de la vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

La synthèse de dimensionnement de correcteur de vitesse à base de régulateur classique de type PI est bien détaillée dans l'annexe A.

$$T_{em_réf} = C_{\Omega_{méc}} (\Omega_{méc_réf} - \Omega_{méc}) \quad (\text{II.38})$$

La vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{méc_réf} = G.\Omega_{t_réf} \tag{II.39}$$

La vitesse de référence de la turbine Ω_{t_ref} correspond à la valeur optimale du ratio de la vitesse λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{p_max} .

La vitesse de référence de la turbine aura dans ce cas comme expression :

$$\Omega_{t_réf} = \frac{\lambda_{opt}.v}{R} \tag{II.40}$$

La référence de la puissance optimale de la turbine est donnée par l'équation suivante :

$$P_{opt} = \frac{C_{p_max}.\rho.\pi.R^5.\Omega_{méc}^3}{2.\lambda_{opt}^3.G^3} \tag{II.41}$$

La représentation de l'algorithme de MPPT avec asservissement de vitesse se déduit sous forme dans schéma blocs comme illustre la figure II.12.

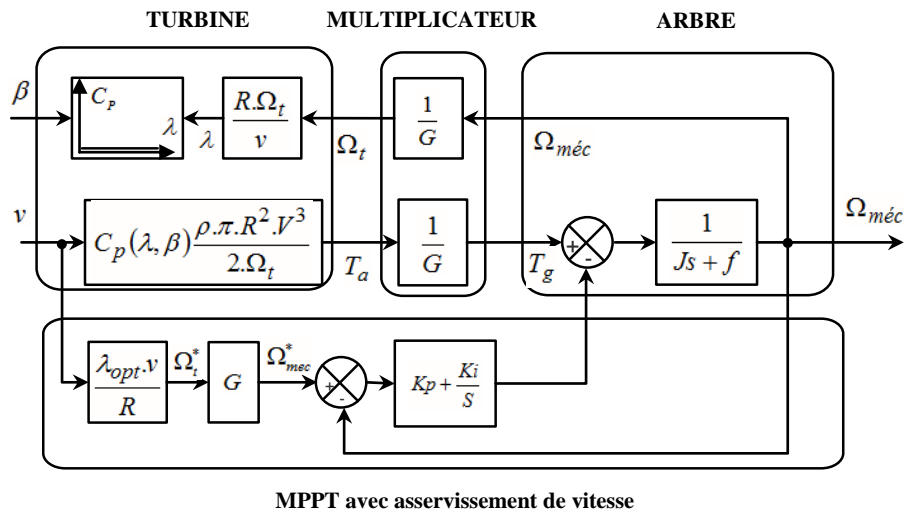


Figure. II. 12. Schéma bloc de la technique de MPPT avec asservissement de la vitesse.

II.3.2. Commande des puissances active et réactive de la MADA

Le contrôle des puissances actives et réactives produites par la MADA a été largement traité dans la littérature [156], [168]-[170]. Il existe deux solutions pour effectuer la commande en puissance de la MADA. La première méthode, dite directe,

consiste à négliger les termes de couplage et la deuxième, indirecte, consiste à tenir compte des termes de couplage.

Dans le cadre de ce travail, nous avons choisi d'appliquer la commande indirecte avec boucle de puissance pour l'avantage d'assurer le contrôle des puissances et des courants de rotor.

La figure II.13 illustre la structure de cette commande, sur laquelle on distingue bien les deux boucles de régulation pour chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre contrôlant la puissance [156].

Les régulateurs intervenants dans les deux boucles sont de type proportionnel intégral (PI). La synthèse de dimensionnement de ces régulateurs est bien détaillée dans l'annexe B.

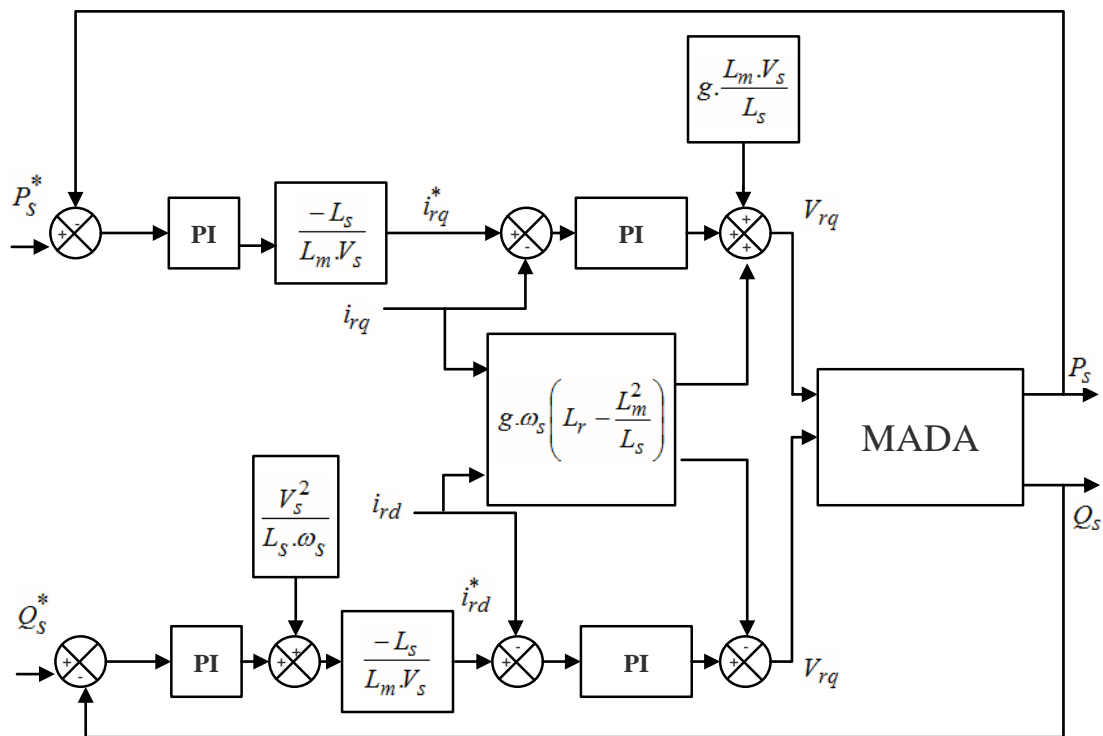


Figure. II. 13. Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance.

II.3.3. Stratégie de commande de convertisseur NPC à trois niveaux

La structure globale du contrôle du convertisseur NPC à trois niveaux côté réseau utilisée dans la chaîne de conversion éolienne est donnée par la figure II.14.

- **Puissance d'entrée (P_e)**

$$P_e = \sum_{i=1}^3 (V_{rés_i} \cdot i_{rés_i} - R_{rés} i_{rés_i}^2) \quad (\text{II.42})$$

- **Puissance de sortie (P_s)**

$$P_s = V_{c1} \cdot i_{red1} - V_{c2} \cdot i_{red2} \quad (\text{II.43})$$

D'après la figure II.14, les courants (i_{red1}, i_{red2}) sont déterminés de la façon suivante :

$$\begin{cases} i_{red1} = i_{c1} + i_{d1} \\ i_{red2} = -i_{c1} + i_{d2} \end{cases} \Rightarrow P_s = V_{c1} \cdot (i_{c1} + i_{d1}) - V_{c2} \cdot (-i_{c1} + i_{d2}) \quad (\text{II.44})$$

Les grandeurs (i_c, i_d, V_c, i_{red}) sont déterminées comme suit :

$$\begin{cases} i_c = \frac{i_{c1} + i_{c2}}{2} \\ i_d = \frac{i_{d1} - i_{d2}}{2} \\ V_{cmoy} = \frac{V_{c1} + V_{c2}}{2} \\ i_{red} = i_c + i_d \end{cases} \quad (\text{II.45})$$

L'équation (II.43) est réécrite de la forme suivante :

$$P_s = 2 \cdot V_c \cdot (i_c + i_d) = 2 \cdot V_c \cdot i_{red} \quad (\text{II.46})$$

En utilisant le principe de la conservation de la puissance et en négligeant les pertes joules dans la résistance ($R_{rés}$), on peut écrire :

$$P_e = P_s = \sum_{i=1}^3 (V_{rés_i} \cdot i_{rés_i}) = 2 \cdot V_c \cdot i_{red} \Leftrightarrow 3 \cdot V_{rés} \cdot i_{rés} = 2 \cdot V_c \cdot i_{red} \quad (\text{II.47})$$

Le courant du réseau de référence s'écrit :

$$i_{rés_réf} = \frac{2 \cdot V_c \cdot i_{red}}{3 \cdot V_{rés}} \quad (\text{II.48})$$

Le déséquilibre des tensions (V_{c1}, V_{c2}) d'entrée de l'onduleur à trois niveaux cause le problème de flottement du potentiel du point milieu (0). Aussi, pour avoir un

fonctionnement parfait de l'onduleur à trois niveaux, ces deux tensions d'entrée doivent être constantes et égales.

Pour atteindre cet objectif, on se propose d'étudier l'asservissement de ces deux tensions (V_{c1}, V_{c2}) par l'intermédiaire du redresseur de courant triphasé à trois niveaux.

La régulation sera de type cascade on va utiliser pour cela un régulateur classique de type IP qui permet d'obtenir une fonction de transfert en boucle fermée qui ne contient pas le zéro.

Les régulateurs IP sont analogues aux régulateurs PI sauf que les actions proportionnelles et intégrales sont mises en série contrairement aux régulateurs PI où ils sont mis en parallèle.

Le schéma fonctionnel de la régulation de tension du bus continu est représenté par la figure II.15. La synthèse de dimensionnement du régulateur IP est présentée en détail dans l'annexe C.

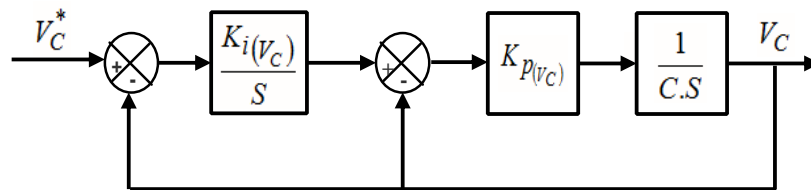


Figure. II. 15. Boucle de régulation du bus continu.

Pour assurer la stabilité des tensions du bus continu, il est nécessaire de minimiser la différence entre elles. La structure de pont d'équilibrage dit Pont de Clamping a été largement employé dans la littérature [155] dans les convertisseurs multiniveaux.

Elle se compose d'un transistor et d'une résistance R_p en série, placés parallèlement aux bornes de chaque capacité du bus continu comme l'indique la figure II.14.

Chaque transistor est commandé de telle façon d'assurer la stabilité des tensions d'entrées du convertisseur (onduleur) à une valeur de référence fixe.

Dans ce cas, le modèle mathématique du bus continu avec le pont de clamping est défini comme suit [64].

$$\begin{cases} V_{c1} = \frac{1}{c_1} \int (i_{red1} - i_{d1} - i_{r1}) dt \\ V_{c2} = \frac{1}{c_2} \int (-i_{red2} + i_{d2} - i_{r2}) dt \end{cases} \quad (\text{II.49})$$

Avec :

$$i_{ri} = T_i \cdot \frac{V_{ci}}{R_{pi}} \quad \text{Avec: } i \in \{1,2\}$$

L'algorithme de la commande du pont de clamping utilisé pour assurer la régulation de la tension du bus continu aux bornes de chaque condensateur est le suivant [2] :

$$\begin{cases} (V_{ci} - V_{c_réf}) = \varepsilon \\ \text{Si } \varepsilon > 0 : T_i = 1 \Rightarrow i_{ri} = T_i \cdot \frac{V_{ci}}{R_p} \\ \text{Si non: } T_i = 0 \Rightarrow i_{ri} = 0 \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

II.3.3.b. Contrôle des courants côté réseau électrique

Cette section traite la correction du courant coté réseau électrique. Les courants de réseau sont contrôlés par trois correcteurs de type PI qui génèrent les références des tensions à appliquer pour déterminer les instants de commutation des interrupteurs statiques du convertisseur coté réseau électrique par l'application de la technique de MLI. Les courants de références sont déterminés à partir de la boucle de contrôle de la tension du bus continu.

La figure II.16 montre le schéma bloc simplifié pour le contrôle les courants du réseau électrique. Le dimensionnement des régulateurs classiques de type PI sont présentés en détail dans l'annexe D.

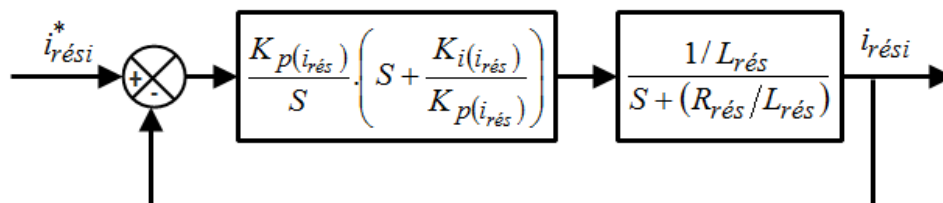


Figure. II. 16. Boucle de régulation de la boucle de courant du réseau électrique.

II.4. Résultats de simulation et interprétation

Le système global de la figure II.1 a été simulé dans un environnement Matlab / Simulink avec les paramètres donnés dans l'annexe E. Une étude de simulation présentée dans cette section pour évaluer la structure de contrôle proposée pour la chaîne de conversion éolienne à base de la MADA connecté au réseau électrique. Le système est simulé avec un profil de vitesse du vent variable (environ 8 m / s) représenté par la figure II.17.

La figure II.18 illustre la vitesse mécanique mesurée avec sa référence. On peut constater une convergence très rapide de la vitesse vers la référence, une bonne poursuite et avec une erreur qui est presque négligeable.

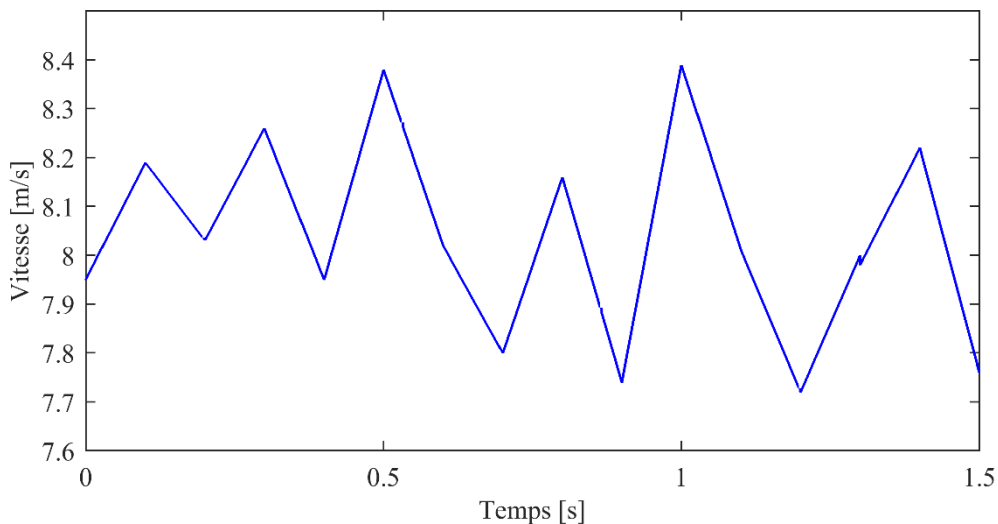


Figure. II. 17. Vitesse du vent.

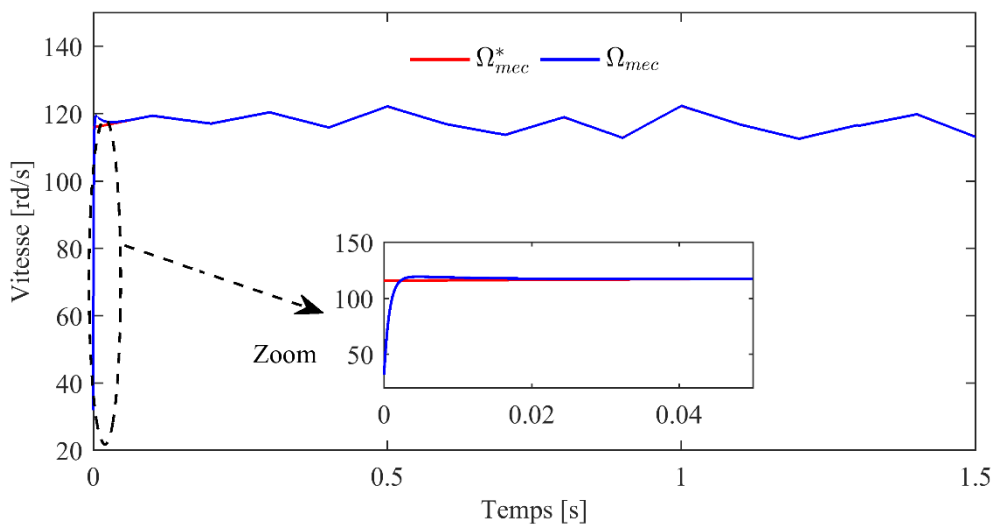


Figure. II. 18. Vitesse mécanique.

Le flux statorique de la MADA dans le repère (d, q) est illustré sur la figure II. 19. Notons que le flux statorique de l'axe « q » est nul, ce qui démontre que le flux statorique est parfaitement orienté selon l'axe « d ».

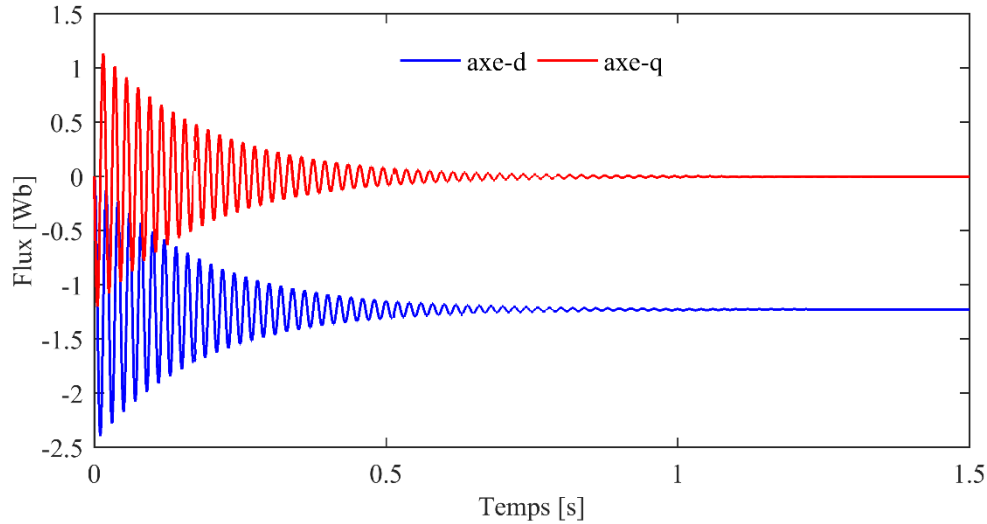


Figure. II. 19. Flux de stator.

Figures II. 20 (a) et (b) montrent les réponses de la puissance active et réactive de la MADA respectivement.

La référence de la puissance active de la MADA a été calculée à partir de la courbe de suivi de puissance maximale pour avoir une puissance optimale pour chaque vitesse du vent. La référence de la puissance réactive a été fixée à une valeur nulle dans le but d'assurer un facteur de puissance unitaire côté réseau électrique.

Les résultats de la figure II. 20 montrent clairement que la dynamique de la puissance active et réactive réagit rapidement. Les références sont correctement suivies et il n'y a plus d'erreur sur les puissances.

Les figures II. 21 (a) et (b) montrent respectivement les réponses des courants du rotor dans les axes « d » et « q » de repère de Park. On observe également que les allures des courants de rotor suivent leurs références avec succès et avec une erreur statique nulle. Ainsi, les courants de rotor dans l'axe « d » et l'axe « q » sont respectivement les images de la puissance réactive et active.

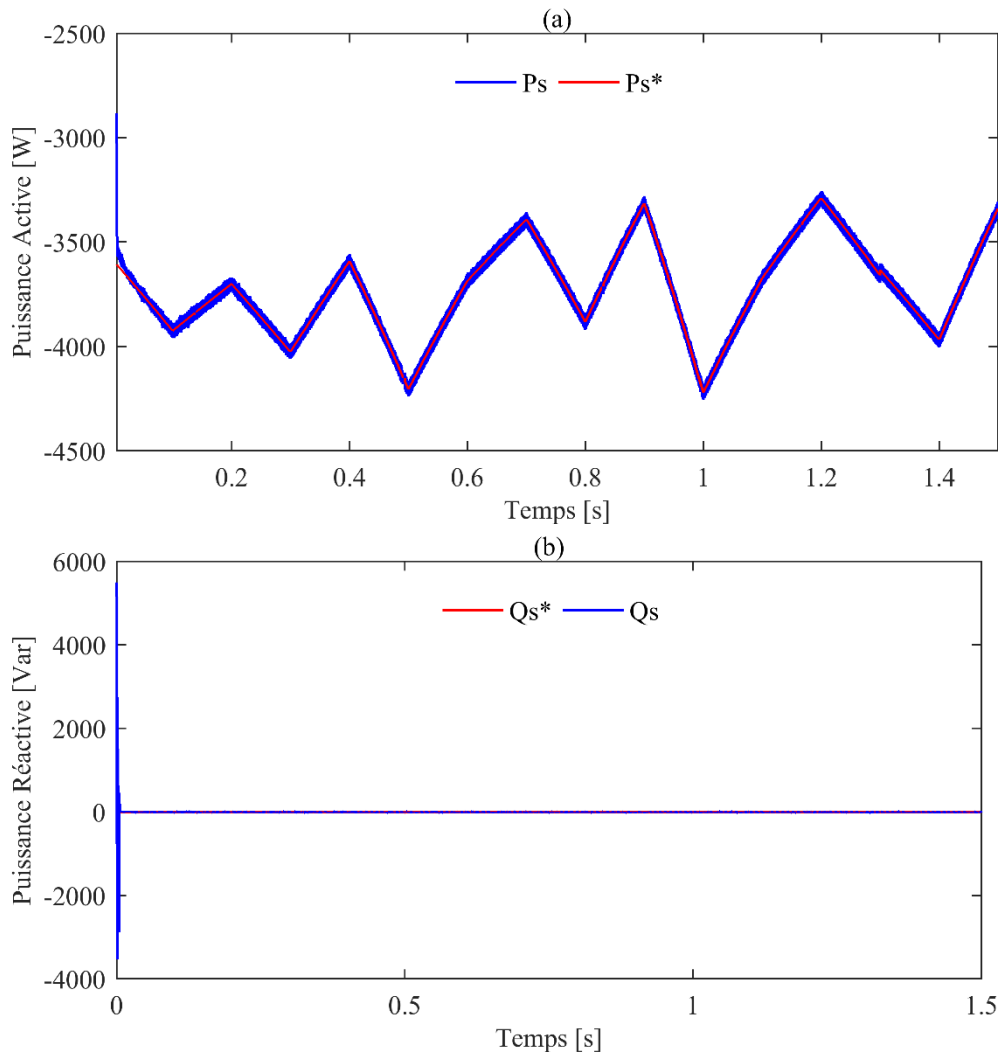
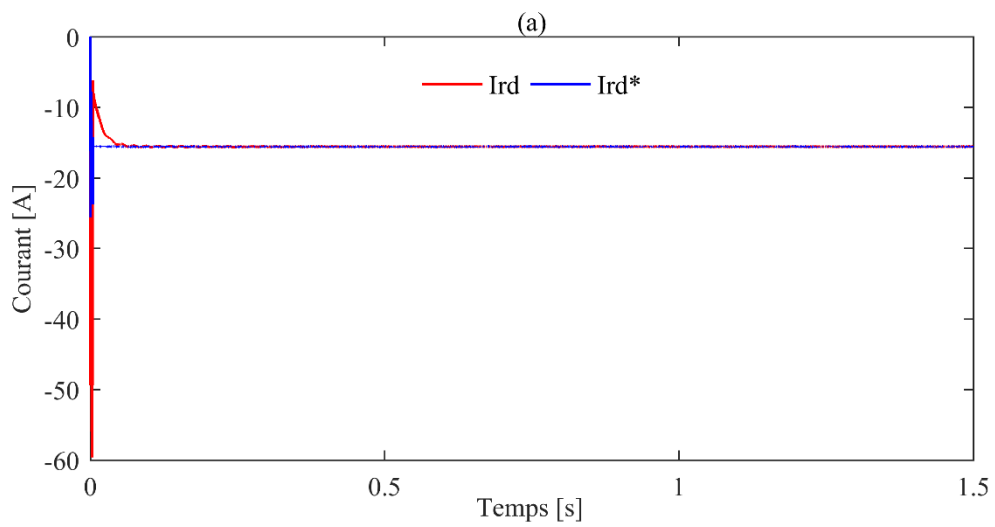


Figure. II. 20. Puissance de la MADA : (a) Active, (b) Réactive.



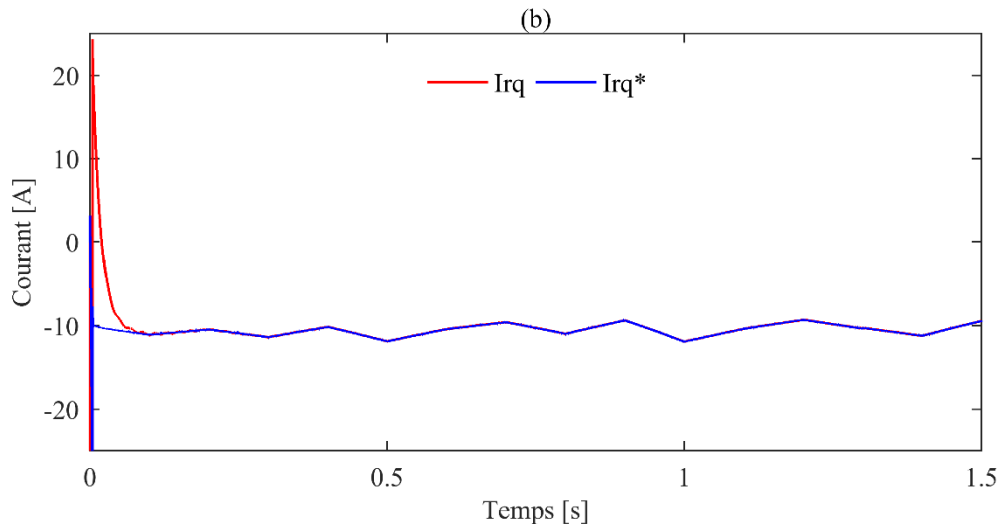


Figure. II. 21. Courant de rotor : (a) axe-«d », (b) axe-«q ».

Il est également noté que le couple électromagnétique représenté sur la figure II. 22 réagit spontanément lorsqu'il y a une demande de puissance active. Mais, il est indépendant de la puissance réactive.

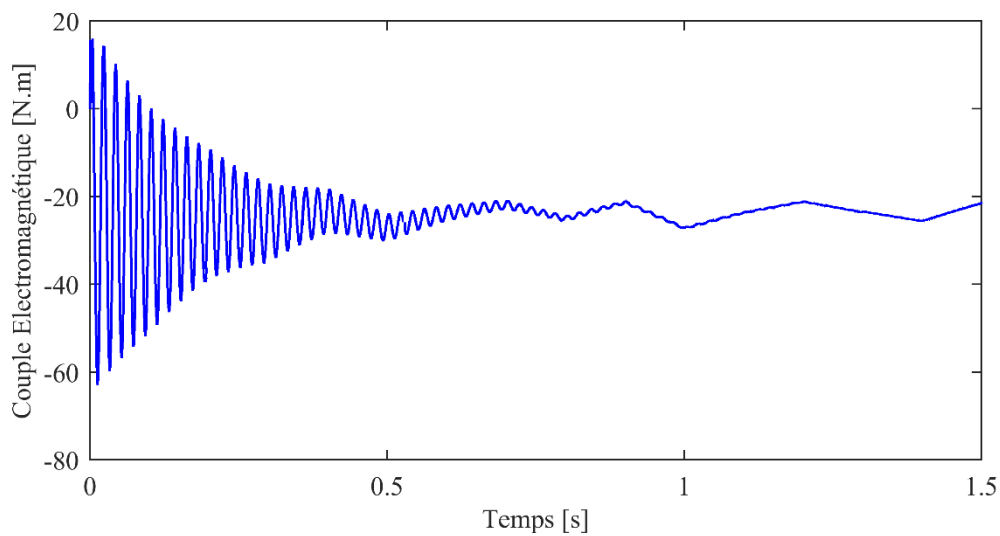


Figure. II. 22. Couple électromagnétique.

La figure II. 23 montre la forme d'onde du courant de réseau. On note clairement que les formes d'onde sont sinusoïdales et la fréquence est maintenue à une valeur de 50 Hz.

La figure II. 24 montre la tension et le courant du réseau électrique. On peut noter que le courant et la tension du réseau sont opposés de phase, ce qui implique que le système de conversion de l'énergie éolien fournit une puissance active au réseau électrique.

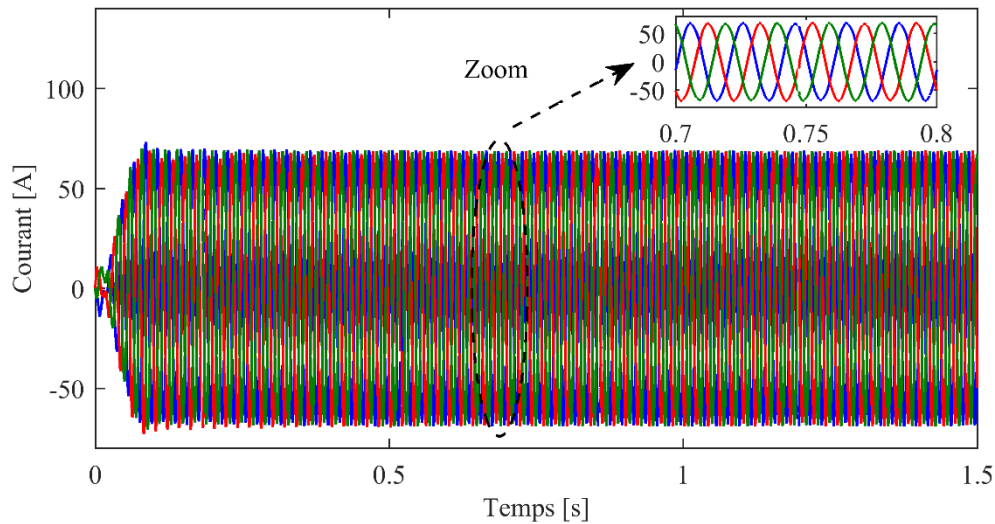


Figure. II. 23. Courant triphasé de stator.

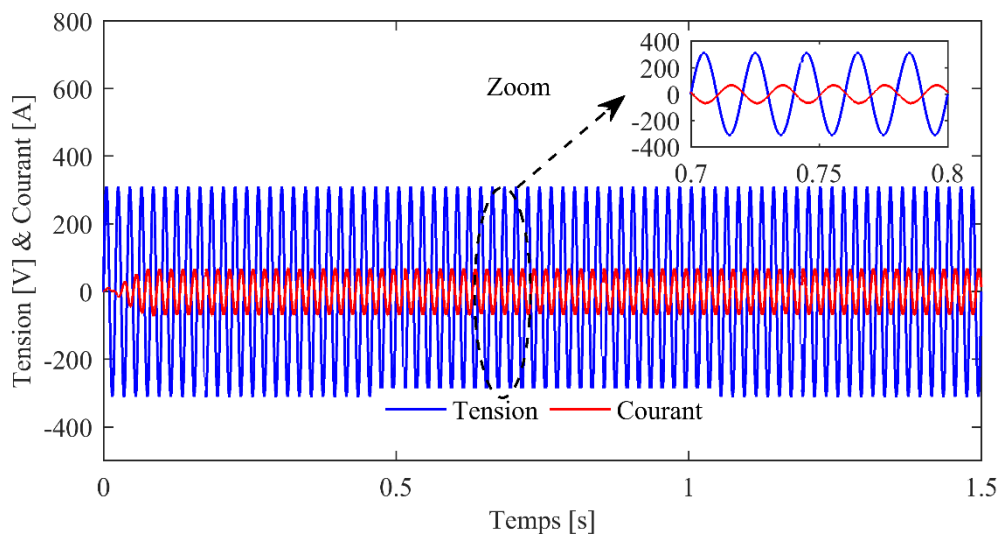


Figure. II. 24. Phase de la tension et du courant de stator.

La figure II. 25 montre la tension et le courant de rotor. On peut noter que le courant et la tension sont en phase, ce qui signifie que le rotor de la MADA consomme de la puissance active à partir du réseau électrique.

Les figures II. 26 (a) et (b) montrent les allures de la tension du bus continu et la différence entre les tensions ($V_{c1} - V_{c2}$) respectivement.

A partir de la figure II. 26 (a), on peut remarquer que la tension continue mesurée suit sa référence avec une bonne poursuite et un régime transitoire un peu prononcé.

En outre, la figure II. 26 (b) montre que la différence entre les tensions continues ($V_{c1} - V_{c2}$) est maintenue égales à zéro. Ceci est dû à l'effet positif du pont de clamping

et de son algorithme de contrôle pour la régulation de la tension continue. Ces résultats confirment l'équilibre et la stabilité du point milieu du convertisseur NPC à trois niveaux.

Les figures II. 27 (a), (b) et (c) montrent les allures des courants de sortie du redresseur triphasé à trois niveaux à structure NPC. On constate clairement que les courants (I_{red1}) et (I_{red2}) ont la même forme mais inversés l'un par rapport à l'autre. Le courant (I_{red0}) a une valeur moyenne nulle. Ce qui monte le bon fonctionnement de ce type de redresseur.

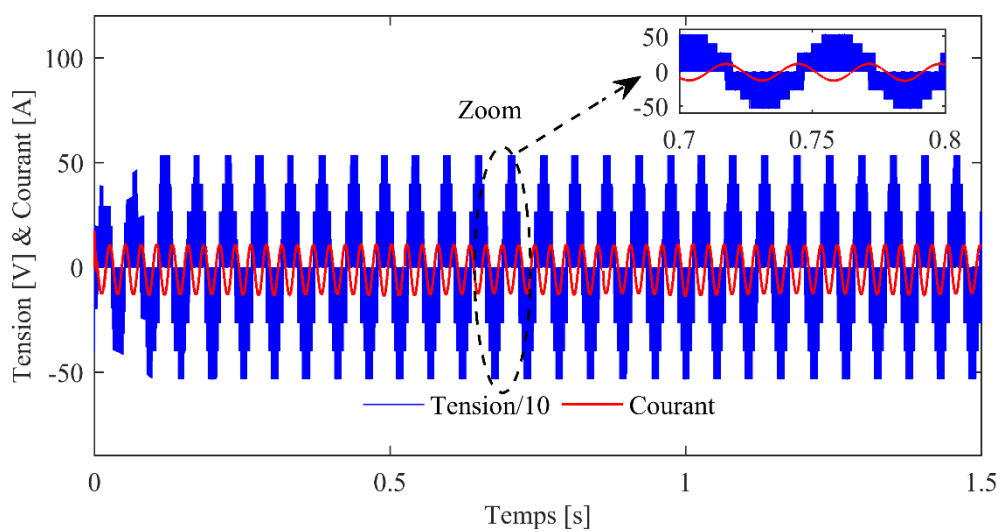
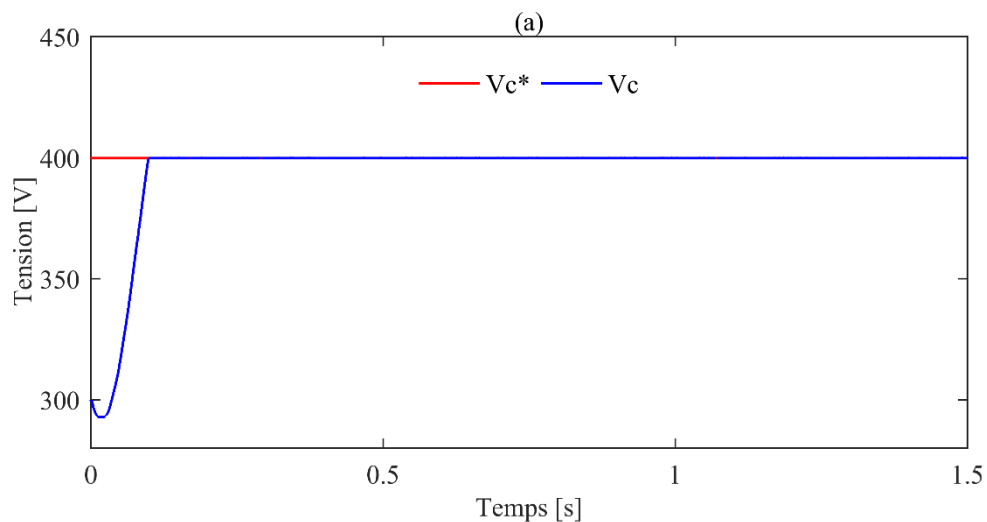


Figure. II. 25. Phase de la tension et du courant de rotor.



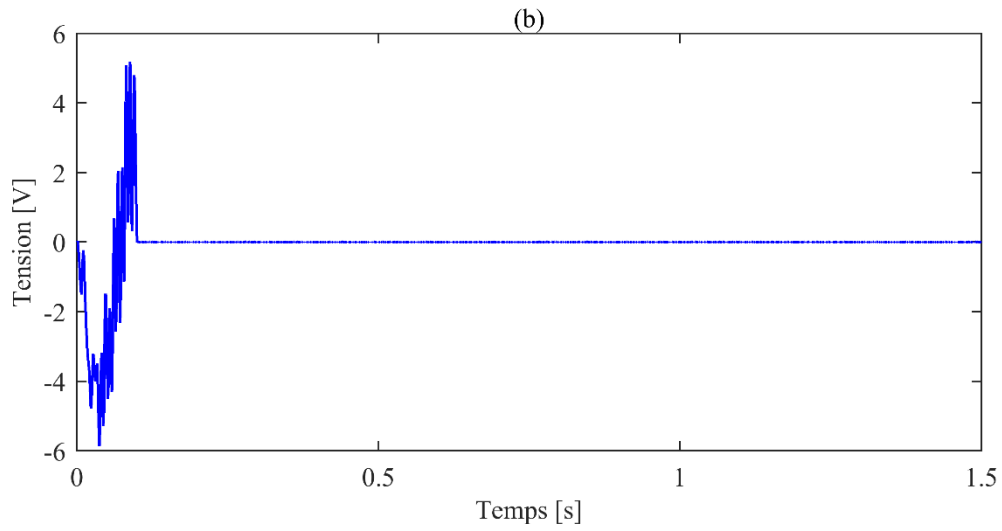
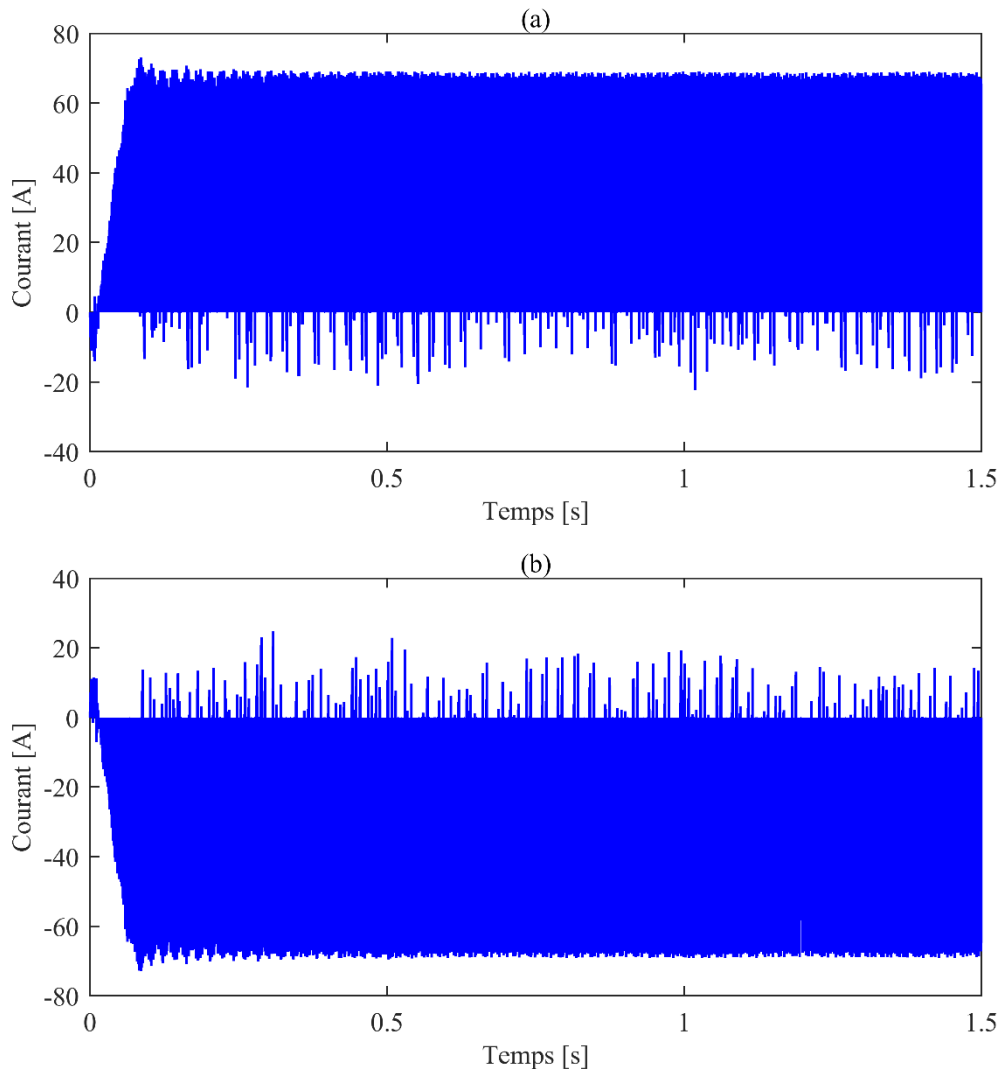


Figure. II. 26. (a) Tension du bus continu, (b) Différence entre les tensions continues.



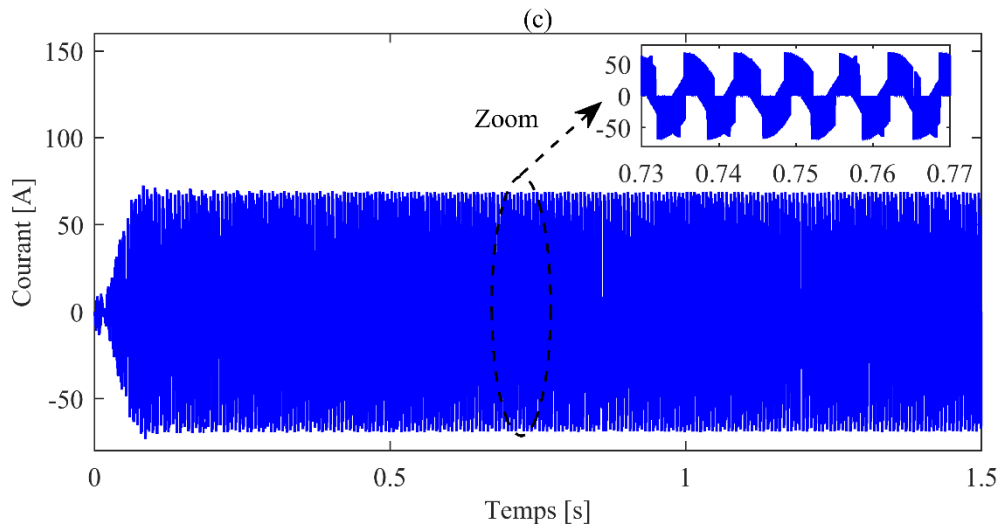


Figure. II. 27. Courants de sortie du redresseur triphasé à trois niveaux à structure NPC : (a)

I_{red1} , (b) I_{red2} , (c) I_{red0} .

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a été donné de s'intéresser à la modélisation et la commande du système de conversion éolien à base de la MADA connecté au réseau électrique en utilisant des convertisseurs NPC à trois niveaux. Ce système sera utilisé dans les prochains chapitres. En premier lieu, les modèles mathématiques des différentes composantes constituants du système éolien : turbine, MADA, convertisseur back-to-back NPC à trois niveaux, bus contenu et le réseau électrique sont présentés.

Cependant, différentes stratégies de commande du système éolien étaient détaillées. La technique de MPPT permet d'extraire la puissance optimale de la turbine pour différentes vitesses du vent. La stratégie de commande indirecte avec boucle de puissance employée pour contrôler les puissances de la MADA par orientation du flux de stator est décrite. Un algorithme de contrôle avec un circuit de pont de clamping est proposé pour assurer un bon contrôle de la tension du bus continu.

Enfin, des résultats de simulation de la commande du système éolien complet sont présentés pour valider ces performances des contrôleurs employés dans le système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA.

Le chapitre suivant est concerné à l'application des commandes non linéaires (mode glissant, super twisting mode glissant, buckstepping) pour améliorer les performances de réglage des puissances actives et réactives de la MADA et de compenser les incertitudes paramétriques.

III.1. Introduction

Plusieurs contrôleurs ont été proposés dans la littérature pour contrôler les puissances (actives, réactives) et les courants de rotor de la MADA. Le contrôleur conventionnel de type Proportionnel-Intégral (PI) est le régulateur le plus couramment utilisé du fait de leur simplicité de la mise en œuvre. Cependant, il ne peut pas donner une performance satisfaisante dans des conditions d'exploitation difficiles telles que les variations paramétriques de la MADA.

Des contrôleurs non linéaires robustes basés sur la stabilité de Lyapunov ont été proposés dans la littérature pour améliorer les performances de la MADA dans des conditions de fonctionnement difficiles. Parmi eux, le Contrôleur de Mode Glissant (CMG) a été largement appliqué en raison de son insensibilité aux variations des paramètres internes et externes, sa stabilité, sa simplicité de mise en œuvre et ces temps de réponse très faibles. Cependant, le principal inconvénient de cette commande est la présence de problème de Broutement (Chattering en anglais), qui peut desservir au fonctionnement de la MADA [166], [172]-[177].

Pour éliminer le problème de Broutement, plusieurs approches ont été décrites dans la littérature comme les Contrôleurs de Mode de Glissant d'Ordre Supérieur (CMGOS) [178]-[186], le Contrôleur de Mode Glissant Floue (CMGF) [187]-[189], [186], [170], [190] et le Contrôleur de Mode de Glissant Super-Twisting (CMGST) [191]-[197].

Le CMGOS généralise l'idée de base de CMG, mais l'inconvénient majeur de cette commande est la demande accrue d'informations de la dérivée temporelle de la variable glissante. L'approche par CMGF est la combinaison entre le CMG et les avantages de Contrôleur de Logique Floue (CLF). Le CMGST est un alternatif viable par rapport au contrôleur conventionnel de CMG et sans affecter les performances de suivi.

Une autre loi de contrôle basée aussi sur la théorie de Lyapunov qui est bien adaptée au contrôle des puissances et des courants de rotor de la MADA. C'est le Contrôleur de

Backstepping (CBS), il est l'une des techniques plus robustes et très appréciées par des chercheurs [193], [198], [199]. Beaucoup d'études qui étaient largement développées afin d'atteindre la stabilité du système.

L'objectif principal de ce chapitre est de proposer un schéma de contrôle robuste non-linéaire pour contrôler les puissances (actives, réactives) et les courants de rotor de la MADA.

Pour cet effet, nous avons la possibilité d'appliquer trois stratégies de commande. La première, fait appel au CMG, la seconde est basée sur la méthode du CMGST et la troisième est basée sur le CBS.

Ces contrôleurs sont simulés à l'aide de logiciel Matlab / Simulink, le contrôleur qui a une meilleure performance sera utilisé dans la chaîne de production d'énergie éolienne.

III.2. Commande par mode glissant

La technique de CMG consiste à attirer la dynamique d'un système vers la surface de glissement, puis de commuter à l'aide d'une loi de commande jusqu'au point d'équilibre [173]. Il est constitué de trois parties distinctes comme il est illustré dans la figure III.1.

Mode de Convergence (MC) : durant lequel la variable à réguler se déplace à partir du point d'équilibre initial et tend vers la surface de commutation $S(X) = 0$ caractérisé par le critère de convergence.

Mode de Glissement (MG) : durant lequel la variable d'état atteint la surface de glissement caractérisé par le choix de la surface de glissement.

Mode de Régime Permanent (MRP) : il est nécessaire pour l'étude de comportement du système autour du point d'équilibre.

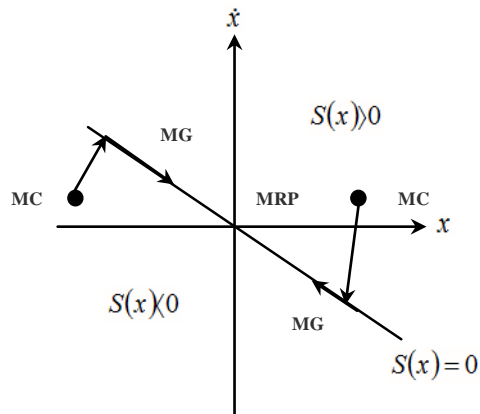


Figure. III. 1. Différents mode pour la trajectoire.

III.2.1. Conception de la commande par mode glissant

La conception de CMG prend en compte les problèmes de stabilité et les performances désirées d'une façon systématique. La mise en œuvre de cette commande est principalement réalisée en trois étapes [81] :

- ❖ Le choix de la surface.
- ❖ L'établissement des conditions d'existence et de convergence
- ❖ La détermination de la loi de commande.

III.2.1.a. Choix de la surface

Le choix de la surface de glissement concerne le nombre nécessaire des surfaces et leurs formes en fonction d'application ainsi l'objectif visé. Dans notre choix, nous jugeons intéressant pour la forme d'équation générale proposée par J.J Slotine [79] pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable d'état vers sa valeur désirée et de stabilité du système, une forme générale a été donnée par :

$$S(x) = \left(\frac{d}{dt} - \lambda \right)^{r-1} . e(x) \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$e(x) = x^* - x$: Écart de la variable à régler.

λ : Constante positive.

r : Degré relatif, égale au nombre de fois qu'il fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

III.2.1.b. Conditions de convergence

Les conditions de convergence sont les critères qui permettent aux dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester stable face aux perturbations. Nous retenons de la littérature deux conditions correspondantes au mode de convergence de l'état du système que décrivons ci-dessous.

A. Fonction directe de commutation

C'est la première condition de convergence ; elle est proposée par Emilianov et Utkin. Elle est donnée par :

$$S(x) > 0 \quad (III.2)$$

B. Fonction de Lyapunov

Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive ($V(x) > 0$) pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction ($\dot{V}(x) < 0$). Elle est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires.

En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (III.3)$$

Et sa dérivée par :

$$\dot{V}(x) = S(x) \dot{S}(x) \quad (III.4)$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative. Ceci est vérifié si :

$$\dot{S}(x).S(x) < 0 \quad (\text{III.5})$$

Cette approche est utilisée pour étudier la robustesse et de la stabilité des systèmes non linéaires.

III.2.1.c. Détermination de la loi de commande

Une fois la surface de glissement choisie, ainsi que le critère de convergence, il reste à déterminer la condition nécessaire pour ramener la variable à contrôler vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant la condition d'existence des modes glissants. La structure d'un CMG est composé de deux thèmes l'un appelé U_{eq} qui concerne la linéarisation exacte du système, l'autre appelé U_n qui concerne la stabilisation du système [143].

$$U = U_{eq} + U_n \quad (\text{III.6})$$

U_{eq} : sert à maintenir l'état sur la surface de glissement ($V(x) = 0$). Il est calculé en reconnaissant que le comportement du système durant le mode de glissement est décrit par : ($\dot{S}(x) = 0$).

U_n : introduite pour satisfaire la condition de convergence ($\dot{S}(x).S(x) < 0$). Il détermine ainsi le comportement dynamique du système durant le mode de convergence.

Pour garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement, il faut assurer cette condition donnée par : ($\dot{S}(x) = U_n$)

La forme la plus simple que peut prendre la commande U_n :

$$U_n = K.\text{sgn } S(x,t) \quad (\text{III.7})$$

Où $\text{sgn} S(x,t)$ est la fonction définie par :

$$\text{sgn } S(x,t) = \begin{cases} -1 & \text{si } S(x,t) < 0 \\ +1 & \text{si } S(x,t) > 0 \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

L'utilisation de la fonction *signe* signifie que la commande U_n commute entre deux valeurs $\pm K$ avec une fréquence théoriquement infinie. Si le gain K est très petit, le temps

de réponse sera long, si K est très grand, le temps de réponse sera rapide mais des oscillations indésirables risquent d'apparaître sur les réponses en régime permanent.

III.2.2. Application du contrôleur par mode glissant

Dans cette partie de notre travail, nous suggérons l'application du CMG pour contrôler les puissances et les courants de rotor de la MADA [143].

Etape 1 : Commande de la puissance active et réactive

Le degré relatif de la surface est égal à un ($r = 1$). Les variables de glissement sont définies par :

$$\begin{cases} S(P_s) = P_s^* - P_s \\ S(Q_s) = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Afin de garantir l'existence d'un mode glissant et assurer la convergence, la condition sur la fonction de Lyapunov doit être remplie :

$$\begin{cases} \dot{S}(P_s) \cdot S(P_s) \leq 0 \\ \dot{S}(Q_s) \cdot S(Q_s) \leq 0 \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

$$\begin{cases} \dot{S}(P_s) = \dot{P}_s - \dot{P}_s^* = \dot{P}_s + \frac{L_s}{V_s \cdot L_m} \dot{i}_{rq} \\ \dot{S}(Q_s) = \dot{Q}_s - \dot{Q}_s^* = \dot{Q}_s + \frac{L_s}{V_s \cdot L_m} \dot{i}_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

Les sorties des CMG sont les références de courants de rotor de la MADA. Donc, le contrôle équivalent est donné par :

$$\begin{cases} \dot{S}(P_s) = 0 \Leftrightarrow \dot{i}_{rq} = -\frac{V_s \cdot L_m}{L_s} \dot{P}_s \\ \dot{S}(Q_s) = 0 \Leftrightarrow \dot{i}_{rd} = -\frac{V_s \cdot L_m}{L_s} \dot{Q}_s \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Pour assurer la convergence de la fonction de Lyapunov, nous devons poser :

$$\begin{cases} i_{rqn} = -K_{(P_s)} \cdot \text{sgn } S(P_s) \\ i_{rdn} = -K_{(Q_s)} \cdot \text{sgn } S(Q_s) \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Avec : $(K_{(P_s)}, K_{(Q_s)})$ sont des constantes positives.

Étape 2 : Commande des courants de rotor

Le degré relatif de la surface est égal à un ($r = 1$). Les variables de glissement sont définies par :

$$\begin{cases} S(i_{rd}) = i_{rd}^* - i_{rd} \\ S(i_{rq}) = i_{rq}^* - i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

Afin de garantir l'existence d'un mode glissant et assurer la convergence, la condition sur la fonction de Lyapunov doit être remplie :

$$\begin{cases} \dot{S}(i_{rd}) \cdot S(i_{rd}) \leq 0 \\ \dot{S}(i_{rq}) \cdot S(i_{rq}) \leq 0 \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

$$\begin{cases} \dot{S}(i_{rd}) = \dot{i}_{rd} - \dot{i}_{rd}^* = \dot{i}_{rd} - \frac{1}{\sigma \cdot L_r} (V_{rd} - R_r \cdot i_{rd}) \\ \dot{S}(i_{rq}) = \dot{i}_{rq} - \dot{i}_{rq}^* = \dot{i}_{rq} - \frac{1}{\sigma \cdot L_r} (V_{rq} - R_r \cdot i_{rq}) \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Les sorties des contrôleurs des courants de rotor par le CMG sont les références de tensions de rotor de la MADA, ainsi, le contrôle équivalent est donné par :

$$\begin{cases} \dot{S}(i_{rd}) = 0 \Leftrightarrow V_{rd}^* = \sigma \cdot L_r \cdot \dot{i}_{rd}^* + R_r \cdot i_{rd} \\ \dot{S}(i_{rq}) = 0 \Leftrightarrow V_{rq}^* = \sigma \cdot L_r \cdot \dot{i}_{rq}^* + R_r \cdot i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

Pour assurer la convergence de la fonction de Lyapunov, nous devons poser :

$$\begin{cases} V_{rdn} = -K_{(i_{rd})} \cdot \text{sgn} S(i_{rd}) \\ V_{rqn} = -K_{(i_{rq})} \cdot \text{sgn} S(i_{rq}) \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Avec : $(K_{i_{rd}}, K_{i_{rq}})$ sont des constantes positives.

La figure III.2 présente le schéma de principe de la commande de mode glissant pour contrôler les puissances (actives et réactives) et les courants de rotor de la MADA.

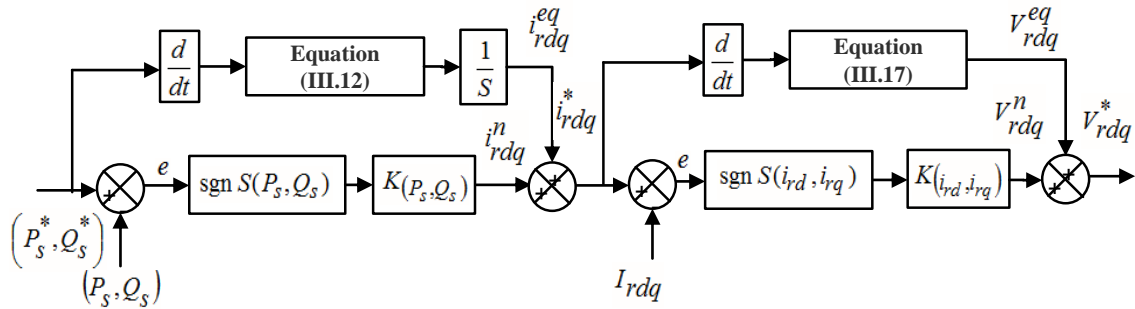


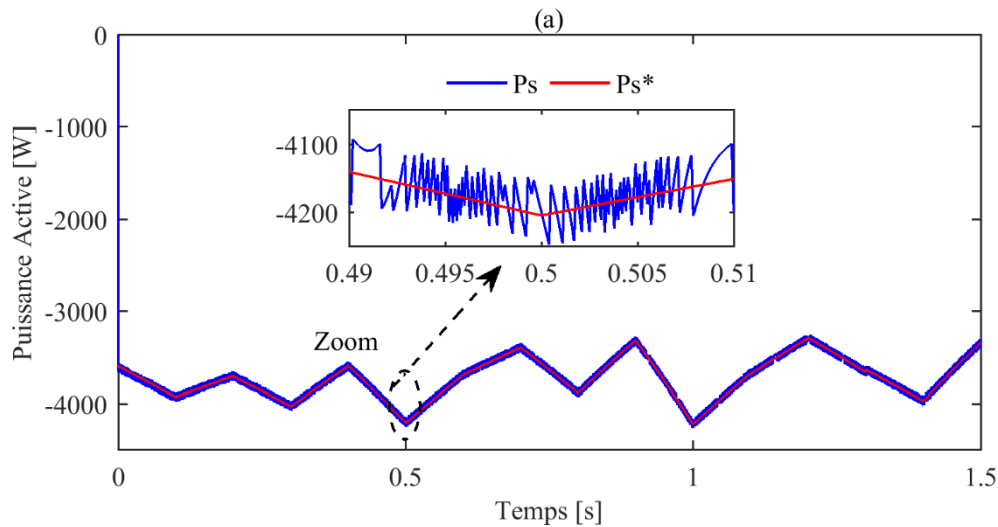
Figure. III. 2. Schéma fonctionnel de la commande par mode glissant.

III.2.3. Résultats de simulation

Cette partie présente les résultats de simulation de contrôleur proposé basé sur le CMG pour contrôler les puissances (active, réactive) et les courants de rotor de la MADA.

Les figures III.3 III.4 présentent les allures des puissances et les courants contrôlés par la CMG.

D'après ces figures, on constate clairement que les puissances ainsi que les courants de rotor de la MADA suivent ces références avec succès. Mais, le seul inconvénient de CMG est la présence de broutement dans ces allures.



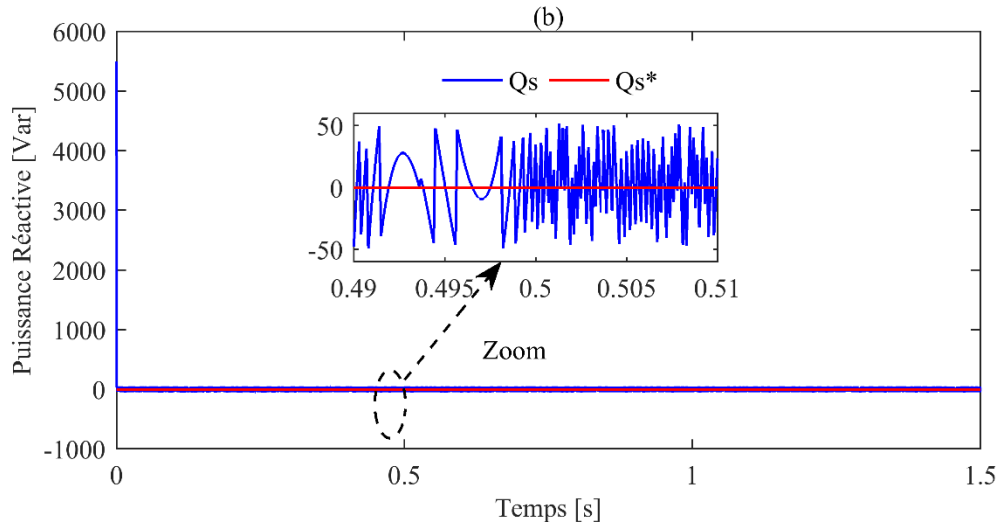


Figure. III. 3. Puissance de la MADA contrôlée par CMG : (a) Active, (b) Réactive.

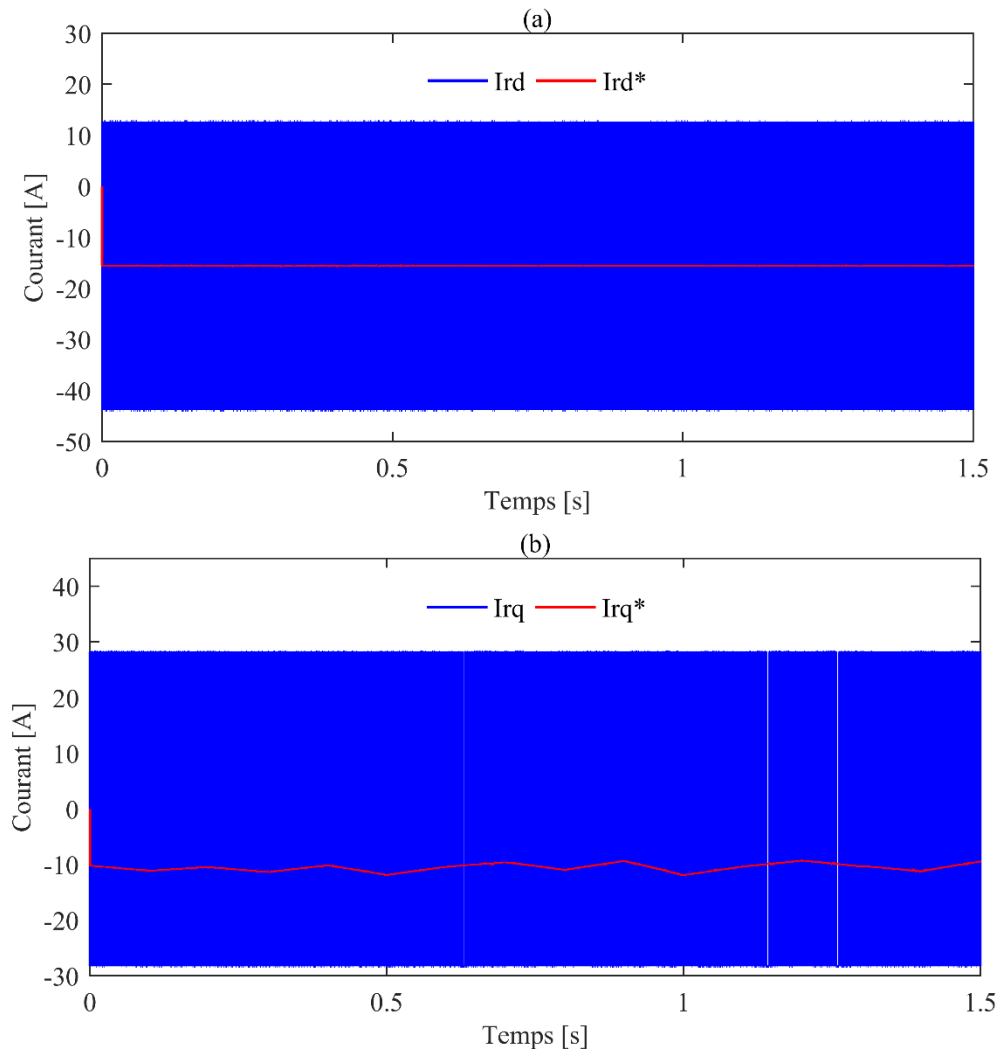


Figure. III. 4. Courant de rotor contrôlé par CMG : (a) axe-«d», (b) axe-«q».

III.3. Commande par mode glissant super-twisting

Une application sur le CMG avec la surface de "*sgn*" provoque le phénomène de broutement. Il est provoqué par une commutation non rapide quand les techniques des modes glissants sont utilisées.

Théoriquement, cette commande tend à osciller au voisinage de la surface à une fréquence infinie. Ceci est impossible à réaliser en vue de la présence d'un temps de retard pour le calcul de la commande. Par conséquent, ces oscillations à hautes fréquences se produisent et qu'ils peuvent aller jusqu'à détruire les équipements des systèmes.

Pour remédier à ce problème, la fonction discontinue "*sgn*", est remplacée par d'autres fonctions continues pour limiter ce phénomène dont on cite ci-dessous :

- Commande adoucie avec seuil ;
- Commande continue avec composante intégrale ;
- Commande continue avec Logique Floue ;
- Utilisation d'une surface augmentée (Super Twisting).

De ce fait, nous optons pour la dernière solution, c'est l'application de la CMGST pour contrôler les puissances et les courants de rotor de la MADA [197].

III.3.1. Application du contrôleur de mode glissant super-twisting

Pour le contrôle équivalent de CMGST, nous utilisons la même procédure que le CMG conventionnel. Sa procédure de conception appliquée à un modèle de la MADA elle comprend les étapes suivantes :

Etape 1 : Commande de la puissance active et réactive

Pour éliminer le problème de broutement, nous avons utilisé cette surface de Super Twisting à base d'une fonction "*tanh*". La surface de super-twisting est donnée par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \dot{i}_{rq(st)} = -\lambda_{(P_s)} |S(P_s)|^{1/2} \cdot \tanh(S(P_s)) - \int \gamma_{(P_s)} \cdot \tanh(S(P_s)) dt \\ \dot{i}_{rd(st)} = -\lambda_{(Q_s)} |S(Q_s)|^{1/2} \cdot \tanh(S(Q_s)) - \int \gamma_{(P_s)} \cdot \tanh(S(Q_s)) dt \end{cases} \quad (III.19)$$

Pour assurer la condition de convergence, nous avons choisi ces constantes positives : $(\lambda_{(P_s)}, \lambda_{(Q_s)}, \gamma_{(P_s)}, \gamma_{(Q_s)})$.

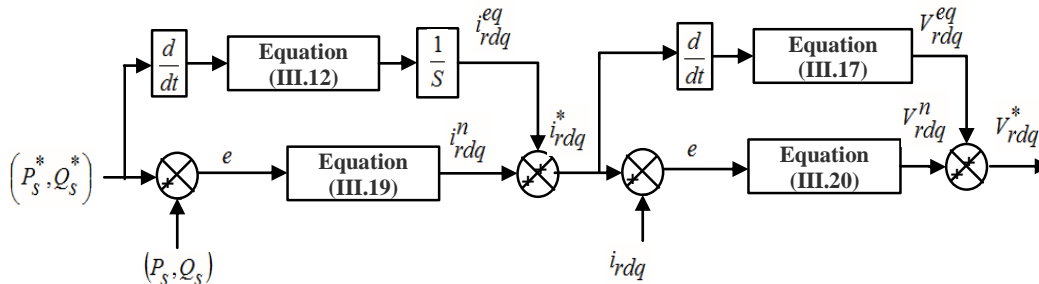
Etape 2 : Commande des courants de rotor

La surface de super-twisting est donnée par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \dot{V}_{rq(st)} = -\lambda_{(i_{rq})} |S(i_{rq})|^{1/2} \cdot \tanh(S(i_{rq})) - \int \gamma_{(i_{rq})} \cdot \tanh(S(i_{rq})) dt \\ \dot{V}_{rd(st)} = -\lambda_{(i_{rd})} |S(i_{rd})|^{1/2} \cdot \tanh(S(i_{rd})) - \int \gamma_{(i_{rd})} \cdot \tanh(S(i_{rd})) dt \end{cases} \quad (III.20)$$

Pour assurer la condition de convergence, nous avons choisi ces constantes positives : $(\lambda_{(i_{rd})}, \lambda_{(i_{rq})}, \gamma_{(i_{rd})}, \gamma_{(i_{rq})})$.

La figure III.5 présente le schéma de principe de la commande de mode glissant super twisting pour contrôler les puissances (actives et réactives) ainsi que les courants du



rotor de la MADA.

Figure. III. 5. Schéma fonctionnel de la commande par mode glissant super twisting.

III.3.2. Résultats de simulation

Les résultats de simulation de contrôleur CMGST sont exposés dans cette partie. Les figures III.6 et III.7 présentent les allures des puissances (active, réactive) ainsi que les courants du rotor de la MADA contrôlés par le CMGST.

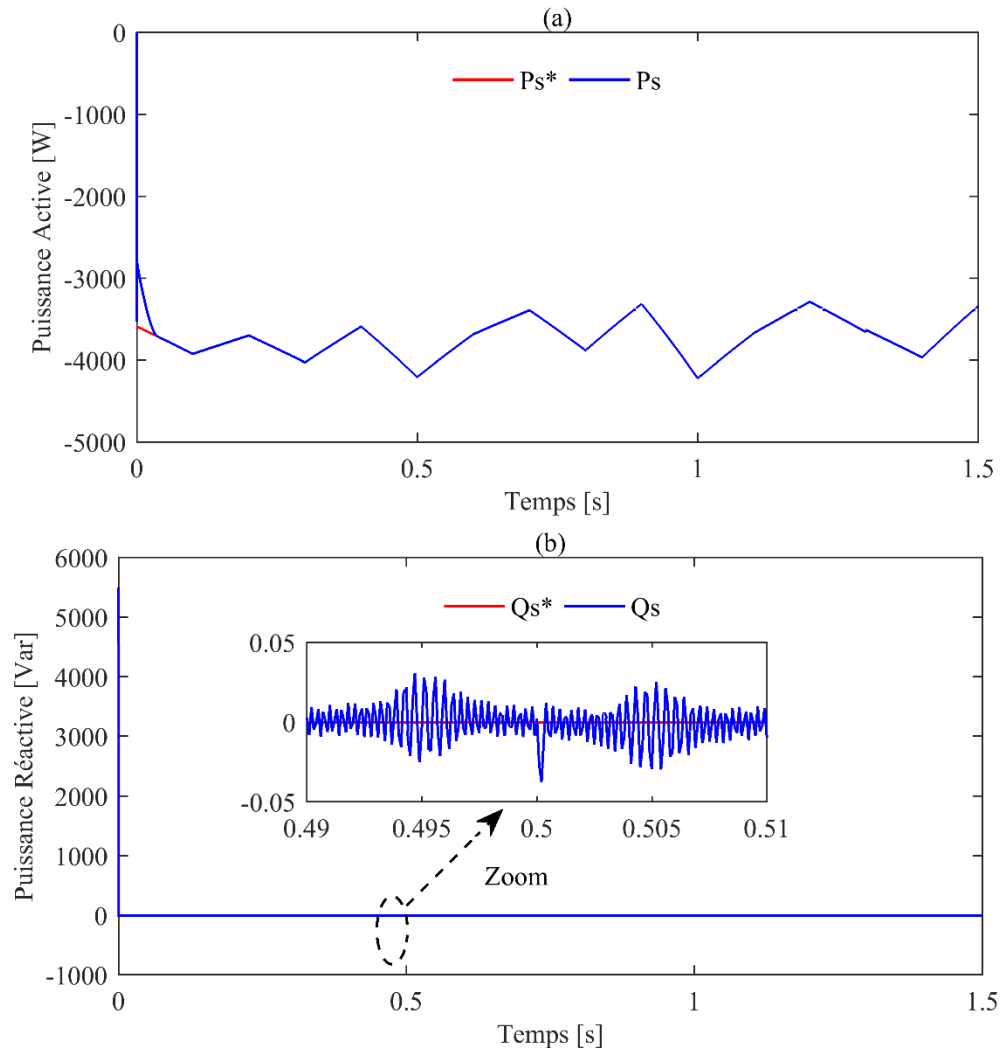
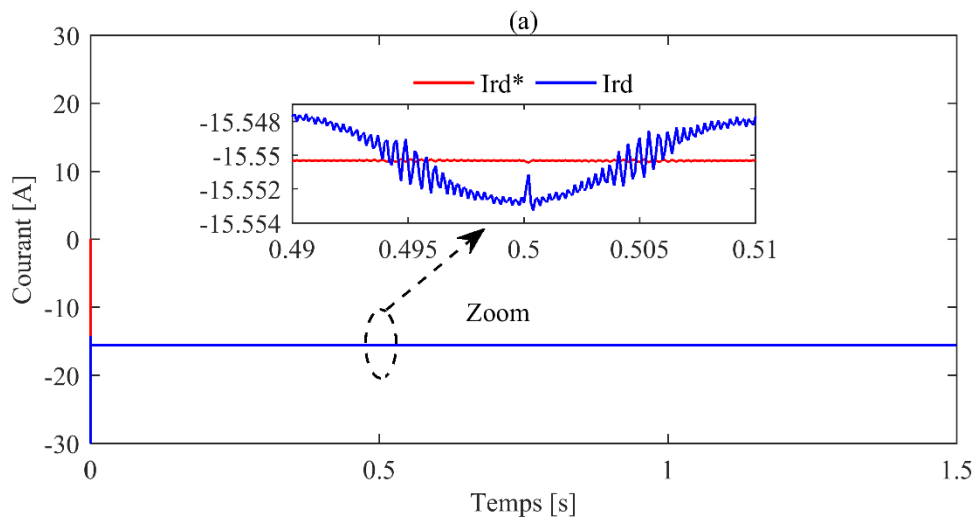
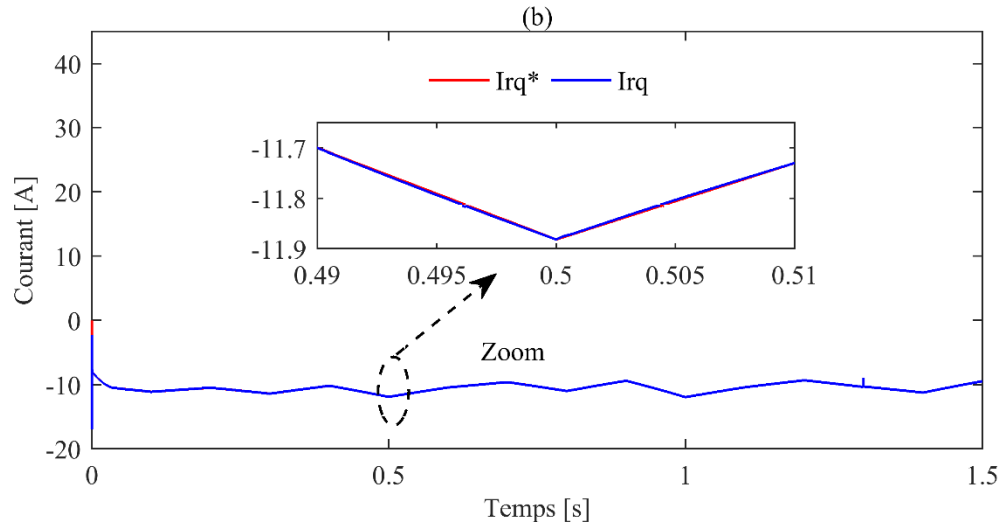


Figure. III. 6. Puissance de la MADA contrôlé par CMG-ST : (a) Active, (b) Réactive.





D'après ces figures, on remarque bien que cette commande donne des meilleures performances en termes de poursuite des références, de dynamique et de précision avec des erreurs statiques nulles.

Pour montrer l'avantage du CMGST par rapport au CMG. Une comparaison entre les deux contrôleurs sera effectuée.

Les figures III.8 et III.9 montrent les réponses des puissances ainsi que les courants du rotor de la MADA respectivement, qui sont déjà contrôlés par les deux régulateurs.

Nous voyons clairement que le CMGST élimine complètement le problème de broutement comparativement au CMG. On peut conclure que le CMGST porte un grand avantage pour assurer la durée de vie de la MADA, car il protège celle-ci contre la surintensité et les vibrations.

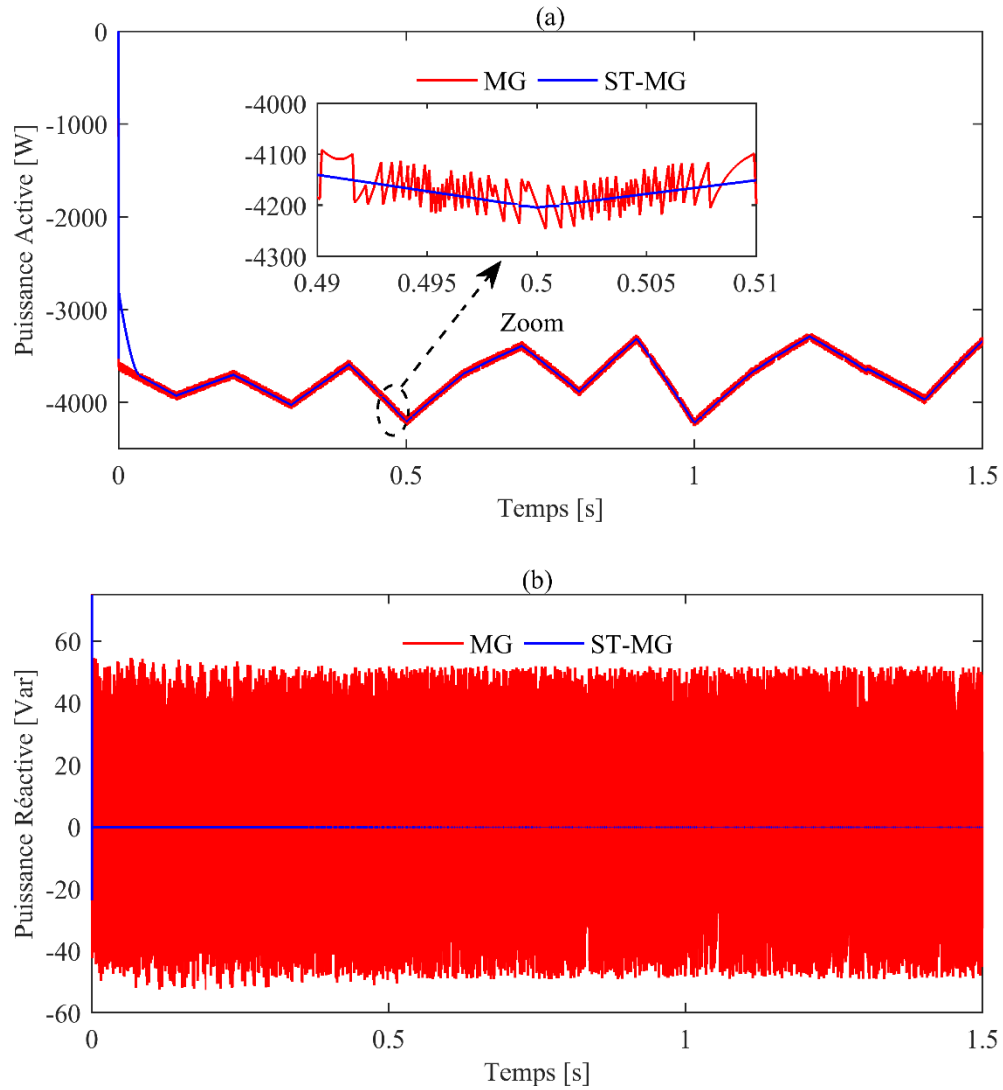
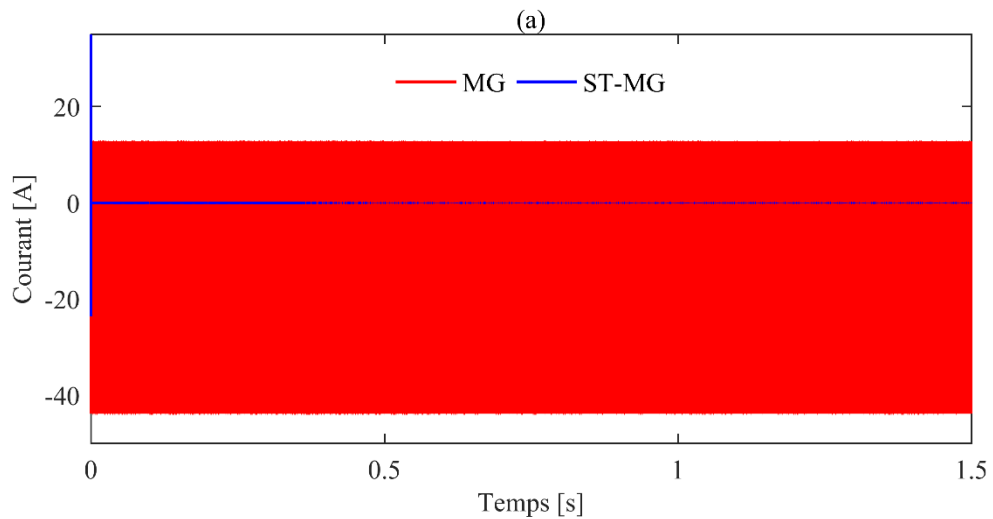


Figure. III. 8. Puissance active et réactive de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST.



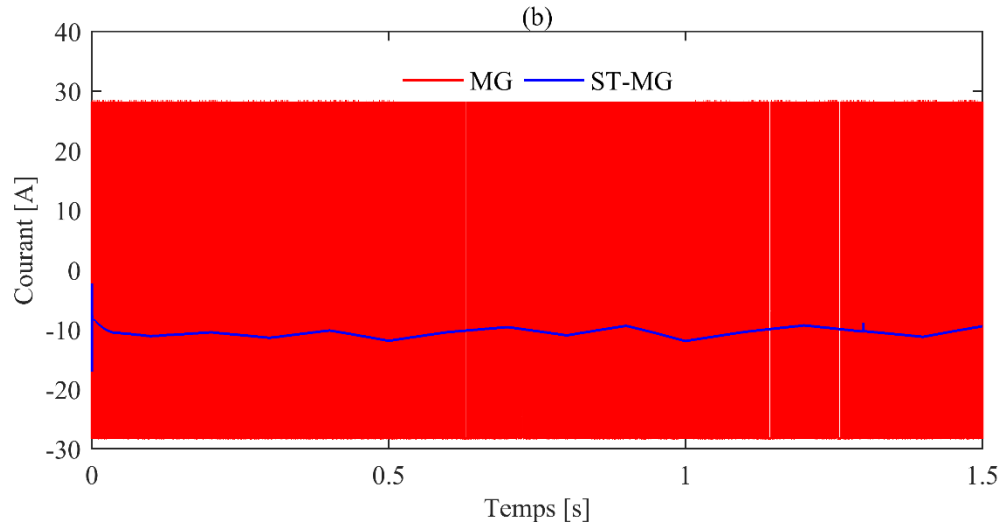


Figure. III. 9. Courant de rotor de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST.

III.4. Commande par backstepping

III.4.1. Introduction

La technique du Backstepping est une approche très récente et largement approfondie pour la commande des systèmes non linéaires. Elle a été développée par Kanellakopoulos (1991) et inspiré par les travaux de Feuer Morse (1978) d'une part et Tsinias (1989) et Kokotovic Sussmann (1989) d'autre part [200].

L'apparition de cette technique de contrôle a donné une nouvelle aspiration à la commande des systèmes non linéaires. Elle présente une alternative prometteuse aux d'autres méthodes de contrôle des systèmes non linéaires. La tâche principale pour ce contrôleur est d'assurer et de garantir en tout moment la poursuite, la régulation et la stabilité globale d'un système [80], [201].

Le mot backstepping est particulièrement justifié par le processus récursif intrinsèque à la synthèse. Il permet d'effectuer une synthèse constructive d'une loi de commande pour étudier la stabilité des systèmes non linéaires en adoptant la théorie de Lyapunov [78], [81].

III.4.2. Principe de la commande backstepping

L'idée principale de Backstepping consiste à calculer une loi de commande en plusieurs étapes afin de garantir une certaine fonction de Lyapunov qui soit toujours positive et sa dérivée sera toujours négative, ce qui garantit instantanément la stabilité globale du système [200].

Dans ce qui suit, on présente quelques notions de base conduisant à la compréhension du CBS. Puis, une structure et une synthèse de cette commande seront présentées pour contrôler des puissances et les courants de rotor de la MADA basé sur le principe de l'orientation du flux de stator. Enfin, nous présentons les résultats de simulations qui montrent l'efficacité de cette commande.

III.4.3. Principe de la commande backstepping

Cette méthode s'applique à des systèmes ayant une forme dite triangulaire, telle que l'indique la représentation d'état suivante :

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_1 &= f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\
 \dot{x}_2 &= f_2(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2)x_3 \\
 &\vdots \\
 \dot{x}_n &= f_n(x_1, K, x_n) + g_0(x_1, K, x_n)u
 \end{aligned}
 \tag{III.21}$$

Avec : $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T \in R^n, u \in R$

On désire faire suivre à la sortie $y = x$ le signal de référence y^* supposée connue. Le système étant d'ordre n , la conception s'effectue en n étapes. On commence par la première équation du système (III.21) où x_2 sera considérée comme une commande virtuelle intermédiaire. On définit la première référence désirée du sous-système x_2 qui doit suivre la référence définie y^* telle que :

Etape 1 : Réglage de la variable x_1

$$(x_1)_d = y^* = \alpha_0
 \tag{III.22}$$

Avec : $(x_1)_d$ est l'état désiré.

La première variable d'erreur du sous-système est définie par :

$$e_1 = x_1 - \alpha_0 \quad (\text{III.23})$$

$$\dot{x}_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0 \quad (\text{III.24})$$

Pour un tel sous système, nous préférons choisir d'abord la fonction de Lyapunov V_1 sous une forme quadratique :

$$V_1 = \frac{1}{2} e_1^2 \quad (\text{III.25})$$

Sa dérivée temporelle est donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{V}_1 &= e_1 \cdot \dot{e}_1 \\ \dot{V}_1 &= e_1 \cdot [f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0] \end{aligned} \quad (\text{III.26})$$

Afin d'assurer la stabilité du sous-système, d'après Lyapunov il faut que \dot{V}_1 soit négative. Pour cela on choisit \dot{V}_1 sous la forme :

$$\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 \leq 0 \quad (\text{III.27})$$

Avec : $k_1 > 0$ est un paramètre constant. En substituant (III.27) dans (III.26) on trouve :

$$\dot{V}_1 = e_1 \cdot [f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0] = -k_1 e_1^2 \leq 0 \quad (\text{III.28})$$

Cela donne la commande virtuelle x_2

$$x_2 = \frac{1}{g_0(x_1)} [-k_1 e_1 + \dot{\alpha}_0 - f_1(x_1)] \quad (\text{III.29})$$

D'où la stabilité asymptotique à l'origine. Cette dernière variable sera la nouvelle référence désirée x_2^* du sous-système suivant.

Etape 2 : Réglage de la variable x_2

On considère les deux premières équations du système définie en (III.21)

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\ \dot{x}_2 &= f_1(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2)x_3 \end{aligned} \quad (\text{III.30})$$

Où la nouvelle référence désirée α_1 sera la variable de commande pour le sous-système précédent x_2^* tel que :

$$y_2^* = \alpha_1 \quad (\text{III.31})$$

Et la nouvelle variable d'erreur :

$$e_2 = x_2 - \alpha_1 \quad (\text{III.32})$$

De la même manière, on définit la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du sous-système suivant :

$$\dot{x}_2 = f_1(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2) \cdot x_3 \quad (\text{III.33})$$

Ces fonctions dépendent forcément des états précédents du sous-système définie par :

$$\begin{aligned} V_2 &= V_1 + \frac{1}{2} e_2^2 \\ V_2 &= \frac{1}{2} [e_1^2 + e_2^2] \end{aligned} \quad (\text{III.34})$$

Cette dernière a pour dérivée :

$$\begin{aligned} \dot{V}_2 &= \dot{V}_1 + e_2 \cdot \dot{e}_2 \\ \dot{V}_2 &= -k_1 e_1^2 + e_2 \cdot [f_1(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2) \cdot x_3 - \dot{\alpha}_1] \end{aligned} \quad (\text{III.35})$$

Afin d'assurer la stabilité du sous-système, il faut que \dot{V}_2 soit négative. Pour cela on choisit \dot{V}_2 sous la forme :

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \leq 0 \quad (\text{III.36})$$

Avec : $k_2 > 0$ est un paramètre constant. En substituant (III.36) dans (III.35) on trouve :

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 + e_2 \cdot [f_1(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2) \cdot x_3 - \dot{\alpha}_1] = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \quad (\text{III.37})$$

Cela donne la commande virtuelle x_3

$$x_3 = \frac{1}{g_0(x_1, x_2)} [-k_2 e_2 - f_2(x_1, x_2) + \dot{\alpha}_1] \quad (\text{III.38})$$

Avec :

$$\begin{aligned}
 x_3 &= \frac{1}{g_0(x_1, x_2)} [-k_2 \cdot e_2 - f_2(x_1, x_2) + \alpha_2] \\
 \alpha_2 &= \frac{\partial \alpha_1}{\partial x_1} = \frac{g_0(x_1) [-k_1 \alpha_1 + \alpha_0 - f(x_1)] - g_0'(x_1) [-k_1 e_1 + \alpha_0 - f(x_1)]}{g_0^2(x_1)}
 \end{aligned}
 \tag{III.39}$$

Cette dernière sera la nouvelle référence désirée x_3^* .

On pose $x_3^* = \alpha_2$ et on continue jusqu'à la dernière expression du sous-système (III.21) où on atteindra le calcul de la loi de commande réelle.

$n^{\text{ième}}$ Étape : Réglage de la variable $n^{\text{ième}}$

Le système (III.21) est maintenant considéré dans sa globalité. De la même façon, pour cette étape la référence à suivre sera :

$$(x_n)_d = \alpha_{n-1} \tag{III.40}$$

La variable d'erreur de régulation :

$$e_n = x_n - \alpha_{n-1} \tag{III.41}$$

Sa dérivée est :

$$\begin{aligned}
 \dot{\alpha}_n &= f_1(x_1) + g_0(x_1) \cdot x_2 - \alpha_{n-1} \\
 \dot{\alpha}_n &= f_1(x_1, \dots, x_n) + g_0(x_1, \dots, x_n) u - \alpha_{n-1}
 \end{aligned}
 \tag{III.42}$$

Avec la fonction de Lyapunov augmentée :

$$\begin{aligned}
 V_n &= V_1 + \dots + \frac{1}{2} e_n^2 \\
 V_n &= \frac{1}{2} [e_1^2 + \dots + e_n^2]
 \end{aligned}
 \tag{III.43}$$

La dérivée devient

$$\begin{aligned}
 \dot{V}_n &= \dot{V}_1 + \dots + e_n \cdot \dot{\alpha}_n \\
 \dot{V}_n &= -k_1 e_1^2 + \dots + e_n \cdot [f_n(x_1, \dots, x_n) + g_0(x_1, \dots, x_n) u - \alpha_{n-1}]
 \end{aligned}
 \tag{III.44}$$

Dans cette dernière étape, on est arrivé à déduire la loi de commande réelle u qui permet d'atteindre les objectifs de conception pour le système global qui contrairement aux lois x_i qui sont des lois virtuelles. Un bon choix de celle-ci doit satisfaire :

$$f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n) - \dot{x}_{n-1} = -k_n \cdot e_n^2 \quad (\text{III.45})$$

Avec : $k_n > 0$ est un paramètre de conception.

Ainsi, la loi de commande pour le système entier sera donnée par :

$$u = \frac{1}{g_n(x_1, \dots, x_n)} [-k_n \cdot e_n - f_n(x_1, \dots, x_n) + \dot{x}_{n-1}] \quad (\text{III.46})$$

Ce qui garantit la négativité de la dérivée de la fonction de Lyapunov augmentée

$$\dot{V}_n = -k_1 \cdot e_1^2 - \dots - k_n \cdot e_n^2 \leq 0 \quad (\text{III.47})$$

Nous avons ainsi défini la méthodologie de CBS que nous allons mettre en application sur la commande des puissances (active, réactive) et les courants de rotor de la MADA.

III.4.4. Application du contrôleur de backstepping

La commande par la technique de Backstepping tente de trouver un contrôle stabilisant pour les systèmes non linéaires en boucle fermée, cette stabilité est assurée en employant la théorie de Lyapunov. Sa procédure de conception est appliquée pour contrôler les puissances (actives, réactives) et les courants de rotor de la MADA qui comprend les étapes suivantes [198]:

Etape 1 : Commande de la puissance active et réactive

Les erreurs de la puissance active et réactive sont définies comme suit :

$$\begin{cases} e_1 = P_s^* - P_s \\ e_3 = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

La dérivée de l'erreur est la suivante :

$$\begin{cases} \dot{e}_1 = \dot{P}_s^* - \dot{P}_s \\ \dot{e}_3 = \dot{Q}_s^* - \dot{Q}_s \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

Nous pouvons choisir la première fonction de Lyapunov telle que :

$$V_1 = \frac{1}{2} e_1^2 + \frac{1}{2} e_3^2 \quad (\text{III.50})$$

La dérivée de la fonction V_1 exprimée comme :

$$\dot{V}_1 = e_1 \dot{e}_1 + e_3 \dot{e}_3 \quad (\text{III.51})$$

La dérivée peut être réécrite comme suit :

$$\dot{V}_1 = -K_1 e_1^2 - K_3 e_3^2 \quad (\text{III.52})$$

Pour s'assurer que la dérivée de V_1 est négative, il faut choisir les constantes positives de K_1 et K_3 . L'équation (III.49) peuvent être réécrites comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\mathcal{E}}_1 = \left(\dot{\mathcal{I}}_s^* + \frac{V_s L_m}{L_s} \dot{\mathcal{I}}_{rq} \right) = -K_1 e_1 \\ \dot{\mathcal{E}}_3 = \left(\dot{\mathcal{G}}_s^* + \frac{V_s L_m}{L_s} \dot{\mathcal{I}}_{rd} \right) = -K_3 e_3 \end{cases} \quad (\text{III.53})$$

Enfin, les courants de rotor de la MADA choisis comme :

$$\begin{cases} \dot{\mathcal{I}}_{rd} = \frac{L_s}{V_s L_m} \left(-\dot{\mathcal{G}}_s^* - K_3 e_3 \right) \\ \dot{\mathcal{I}}_{rq} = \frac{L_s}{V_s L_m} \left(-\dot{\mathcal{I}}_s^* - K_1 e_1 \right) \end{cases} \quad (\text{III.54})$$

Etape 2 : Commande des courants de rotor

Définir les erreurs des courants de rotor comme :

$$\begin{cases} e_2 = i_{rq}^* - i_{rq} \\ e_4 = i_{rd}^* - i_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.55})$$

La dérivée de l'erreur est la suivante :

$$\begin{cases} \dot{\mathcal{E}}_2 = \dot{i}_{rq}^* - \dot{i}_{rq} \\ \dot{\mathcal{E}}_4 = \dot{i}_{rd}^* - \dot{i}_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.56})$$

Avec :

$$\begin{cases} \dot{i}_{rd} = \frac{1}{L_r \sigma} (V_{rd} - R_r i_{rd}) \\ \dot{i}_{rq} = \frac{1}{L_r \sigma} (V_{rq} - R_r i_{rq}) \end{cases} \quad (\text{III.57})$$

Nous pouvons choisir la deuxième fonction de Lyapunov comme :

$$V_2 = \frac{1}{2} (e_1^2 + e_2^2 + e_3^2 + e_4^2) \quad (\text{III.58})$$

La dérivée de la fonction V_2 exprimée comme :

$$\dot{V}_2 = e_1 \dot{\mathcal{E}}_1 + e_2 \dot{\mathcal{E}}_2 + e_3 \dot{\mathcal{E}}_3 + e_4 \dot{\mathcal{E}}_4 \quad (\text{III.59})$$

La dérivée peut être réécrite comme suit :

$$\dot{V}_2 = -K_1 e_1^2 - K_2 e_2^2 - K_3 e_3^2 - K_4 e_4^2 \quad (III.59)$$

Pour s'assurer que la dérivée de V_2 est négative, il faut choisir les constantes positives de K_2 et K_4 . L'équation (III.55) peuvent être réécrites comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\mathcal{E}}_2 = \left(\left(\frac{L_s}{V_s L_m} (-\dot{\mathcal{E}}_s - K_1 e_1) \right) - \left(\frac{1}{L_r \sigma} (V_{rq} - R_r i_{rq}) \right) \right) = -K_2 e_2 \\ \dot{\mathcal{E}}_4 = \left(\left(\frac{L_s}{V_s L_m} (-\dot{\mathcal{E}}_s - K_3 e_3) \right) - \left(\frac{1}{L_r \sigma} (V_{rd} - R_r i_{rd}) \right) \right) = -K_4 e_4 \end{cases} \quad (III.60)$$

Enfin, la tension de rotor de la MADA choisie comme suit :

$$\begin{cases} V_{rd} = L_r \sigma \left(\left(\frac{L_s}{V_s L_m} (-\dot{\mathcal{E}}_s - K_3 e_3) \right) + \frac{R_r}{L_r \sigma} i_{rd} + K_4 e_4 \right) \\ V_{rq} = L_r \sigma \left(\left(\frac{L_s}{V_s L_m} (-\dot{\mathcal{E}}_s - K_1 e_1) \right) + \frac{R_r}{L_r \sigma} i_{rq} + K_2 e_2 \right) \end{cases} \quad (III.61)$$

Un schéma fonctionnel de CBS utilisé dans cette section pour contrôler les puissances et les courants de rotor de la MADA est illustré dans la figure III.10.

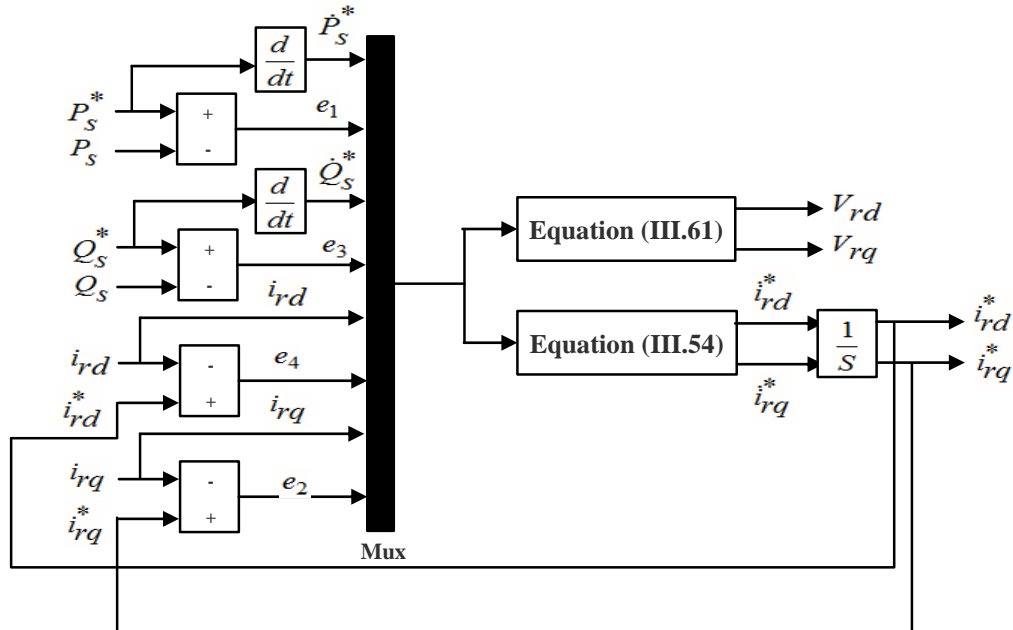


Figure. III. 10. Schéma fonctionnel de la commande par Backstepping.

III.4.5. Résultats de simulation

Cette troisième partie présente les résultats de simulation de contrôleur basé sur le CBS. Les figures III. 11 (a) et (b) montrent la réponse de deux puissances (actives, réactives) de la MADA respectivement. Nous constatons que les deux puissances suivent ces références avec succès, et avec un temps de réponse rapide. Ces résultats montrent l'efficacité du contrôleur BSC proposé.

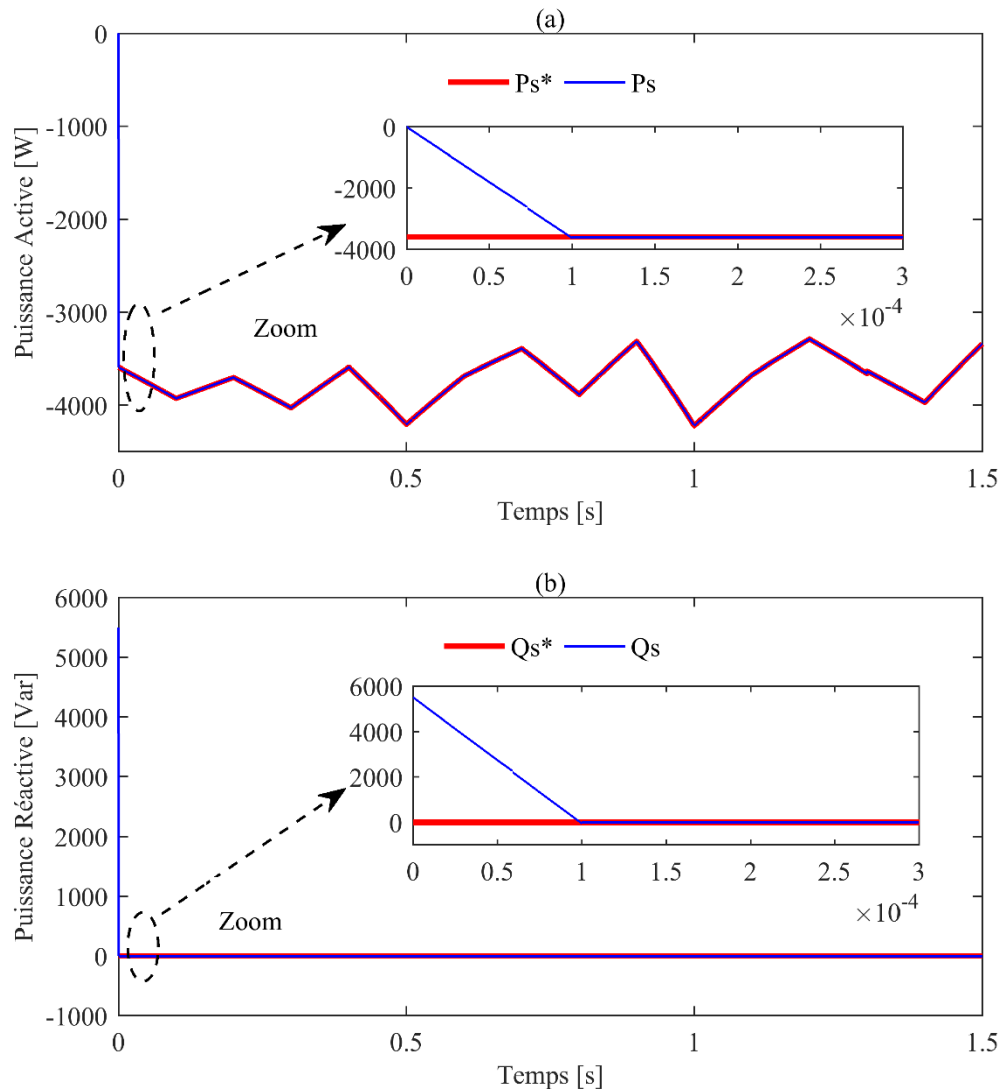


Figure. III. 11. Puissance de la MADA contrôlé par la CBS : (a) Active, (b) Réactive.

Les figures III.12 (a) et (b) montrent la réponse des courants de rotor dans les axes $d - q$ du repère de Park respectivement. On observe également que les régimes des courants

du rotor suivent ces références avec succès et dont l'erreur statique nulle et avec des bonnes performances en termes de rapidité et de poursuite. Ainsi, les courants de rotor dans les axes $d - q$ de Park sont respectivement les images de la puissance réactive de la puissance active.

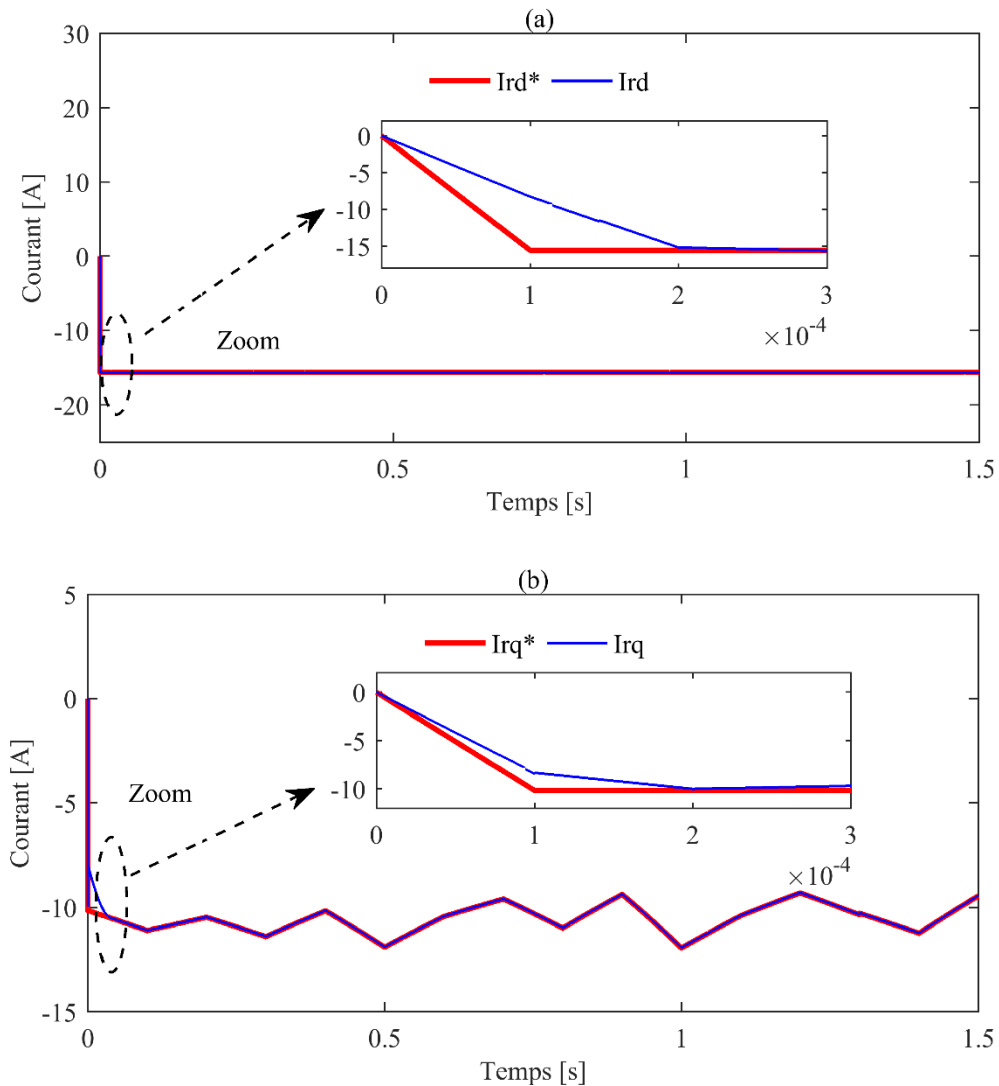


Figure. III. 12. Courants de rotor contrôlé par la CBS : (a) axe-« d », (b) axe-« q ».

Pour montrer l'avantage du CBS par rapport au CMGST. Une comparaison entre les deux contrôleurs sera effectuée.

Les figures III.13 et III.14 montrent les réponses des puissances (actives, réactives) ainsi que les courants du rotor de la MADA respectivement, qui sont déjà contrôlés par les deux types de régulateurs (CBS, CMGST).

Nous voyons clairement que le CBS est caractérisé par une bonne performance par rapport au CMGST. Suite à ces résultats obtenus avec cette comparaison, nous avons choisi le CBS pour contrôler les puissances et les courants de la MADA dans la chaîne de conversion d'énergie éolienne utilisée dans le SERH connecté au réseau électrique.

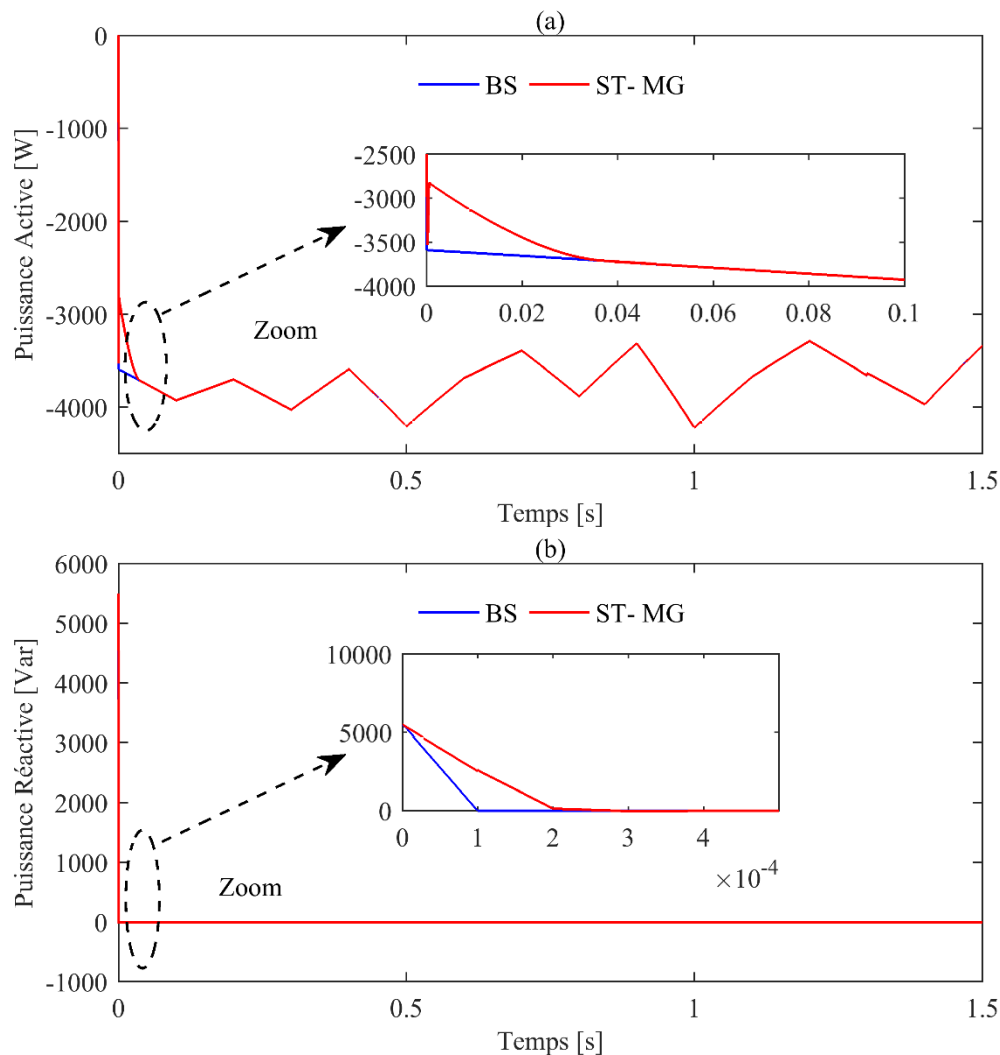


Figure. III. 13. Puissance active et réactive de la MADA contrôlé par : (a) CBS, (b) CMG-ST.

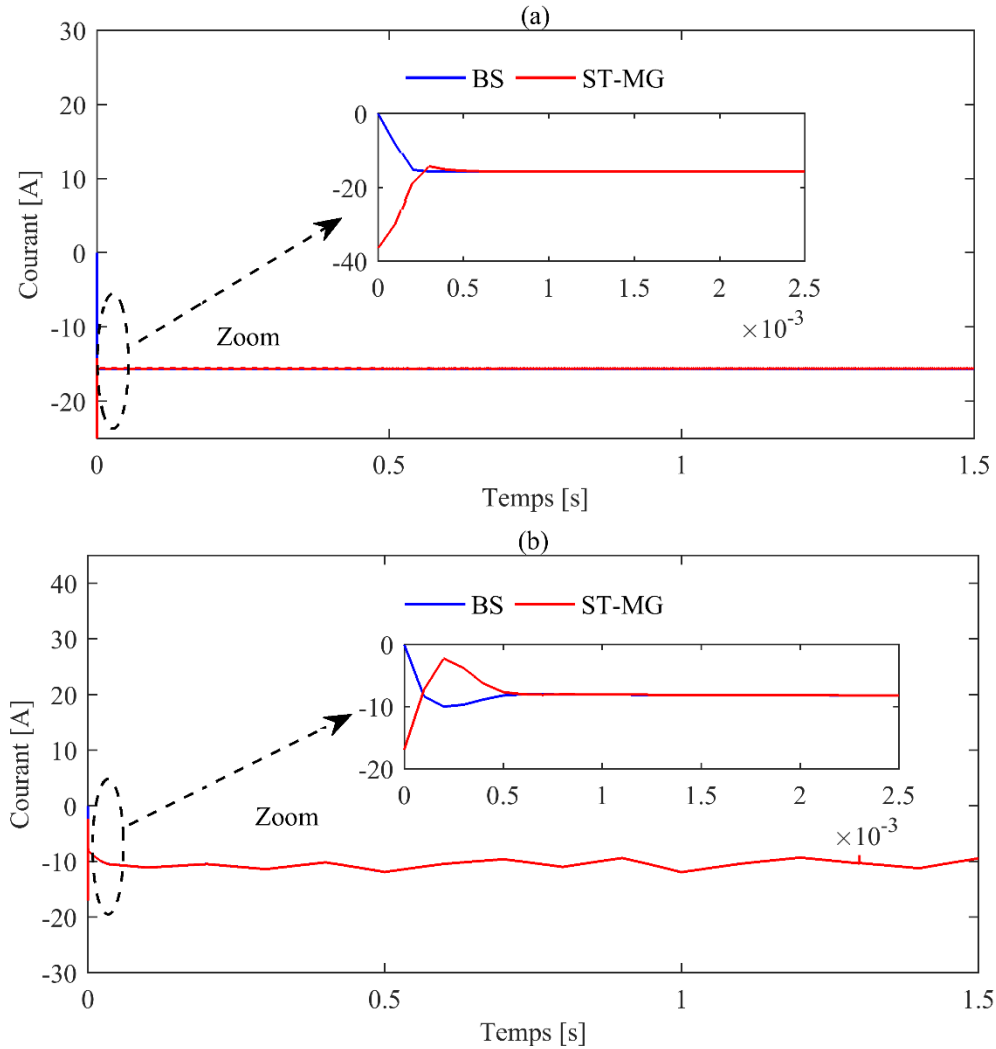


Figure. III. 14. Courant de rotor de la MADA contrôlé par : (a) CMG, (b) CMG-ST.

III.5. Conclusion

Une brève description sur les commandes robustes non linéaires ont été données dans ce chapitre. Dans ce contexte, une brève présentation sur les trois stratégies de commande utilisées pour contrôler les puissances (active, réactive) et les courants de rotor de la MADA.

La première stratégie, fait appel à la commande par mode glissant, la seconde est basée sur la méthode du mode glissant Super-twisting, Enfin, la troisième est basée sur la commande par Backstepping.

Une analyse qualitative a été faite à la base d'une série de test de simulation dans le but de montrer les avantages de ces contrôleurs.

D'après des résultats quantitatifs de simulation, le contrôleur par Backstepping montre de bonnes performances en termes de précision et de rapidité par rapport au contrôleur de mode glissant super-twisting.

Afin d'améliorer la performance de la MADA dans le cadre de la production d'énergie éolienne sous les perturbations externes. Nous avons choisi la commande par Backstepping pour contrôler les puissances et les courants de rotor de cette machine lorsqu'elle est intégrée dans le système hybride, la chose qu'on va voir dans le dernier chapitre.

IV.1. Introduction

En général, les systèmes de production d'électricité décentralisés sont couplés au réseau électrique avec/ou sans un système de stockage, ou bien isolés du réseau électrique donc associés à un système de stockage de l'énergie. Le principal avantage des systèmes de production d'électricité décentralisés connectés au réseau électrique est de revendre l'énergie produite sans être consommée sur place au fournisseur du réseau ou de se stocker dans un système prévu comme un accumulateur [88], [202].

Généralement, les systèmes de conversion d'énergie renouvelables souffrent d'un manque d'optimisation qui remet ces systèmes chers et présentant encore des déficiences importantes en rendement et en fiabilité [60], [62], [93], [203].

Dans ce cadre, l'énergie PV bien que connue depuis de nombreuses années pour pouvoir être une source d'énergie électrique ayant de grandes possibilités pouvant aller de quelques milliwatts aux mégawatts. Les problèmes qui restent à résoudre concernent le matériau de construction des cellules solaires qui reste cher. La chaîne de conversion présente beaucoup de perte suite au manque d'optimisation qui est souvent une utilisation difficile des convertisseurs statiques.

Le travail présenté dans ce chapitre est une contribution à la modélisation et la commande d'un tel système et plus particulièrement des différents composants d'un GPV connecté au réseau électrique.

Ce système est composé de GPV, système de stockage, d'un convertisseur CC / CC (hacheur survolteur), d'un convertisseur bidirectionnel CC / CC (survolteur-dévolteur), de l'onduleur CC / CA commandé par la technique de MLI, de filtre et le réseau électrique.

Le hacheur survolteur sera commandé dans le but d'extraire et d'injecter le maximum de puissance du GPV. L'onduleur est chargé de transférer l'énergie produite par le GPV

dans le réseau électrique. Le système de stockage est utilisé pour assurer la stabilité du bus continu.

La simulation du système GPV/batterie sera effectuée sous le logiciel Matlab/Sim Power System.

IV.2. Modélisation du système GPV/Batterie

Le système GPV/Batterie connecté au réseau électrique est représenté sur la figure IV.1. Le GPV est connecté au bus continu via un hacheur survolteur de la tension commandé par un algorithme MPPT pour le but d'extraire la puissance maximale. Il est ensuite connecté au réseau électrique via l'onduleur à deux niveaux. La batterie est connectée à la liaison du CC par l'intermédiaire d'un hacheur bidirectionnel. Enfin, un filtre passif RL est connecté entre la sortie de l'onduleur et le réseau électrique pour éliminer les harmoniques de hautes fréquences dues aux commutations des interrupteurs statiques.

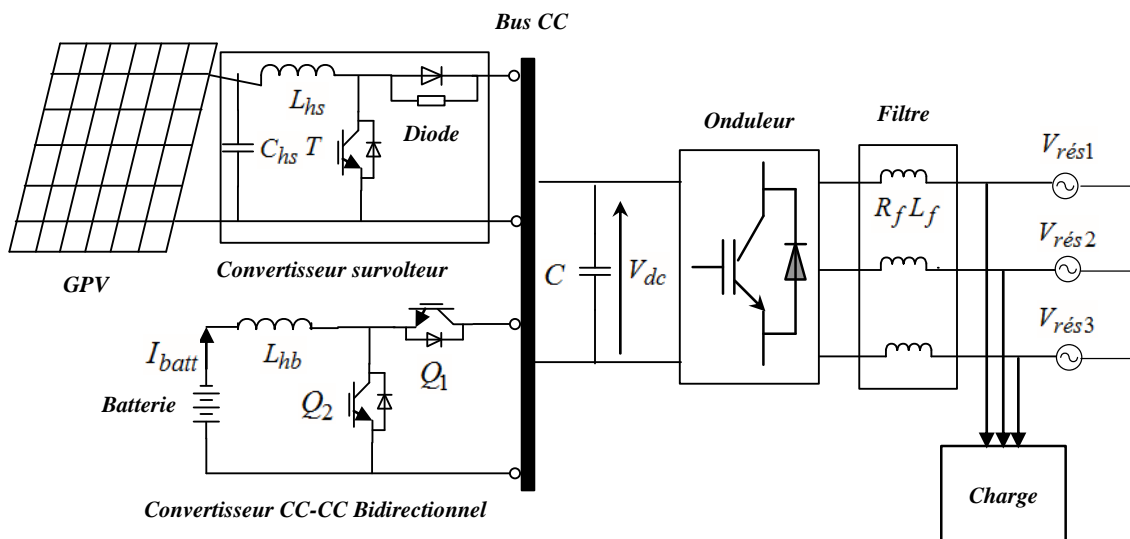


Figure. IV. 1. Structure d'un système GPV/Batterie connecté au réseau électrique.

IV.2.1. Modélisation du système PV et conception de la stratégie de contrôle MPPT

IV.2.1.a. Modélisation d'une cellule PV

L'énergie électrique générée par le GPV change en fonction des conditions de météorologiques tels que les niveaux d'éclairément solaire et la température ambiante. Une cellule solaire peut être représentée comme un modèle de source de courant comme indiquée sur la figure IV.2 [112], [113].

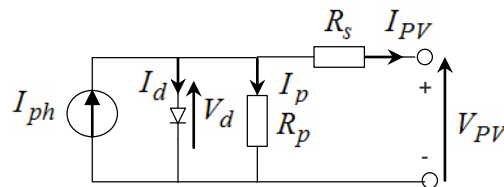


Figure. IV. 2. Modele d'une cellule PV.

Où I_{ph} est le courant généré par la photopile, I_d est le courant de la diode, I_p est le courant circulant dans la résistance parallèle R_p , I_{PV} est le courant net de la cellule PV, V_{PV} est la tension de la cellule PV, V_d est la tension de la diode, R_p and R_s sont respectivement les résistances en parallèle et en série de la cellule PV.

En appliquant la loi de Kirchhoff, le courant I_{PV} de la cellule est :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (IV.1)$$

$$I_p = \frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{R_p} \quad (IV.2)$$

Le courant I_d est donné par :

$$I_d = I_0 \left[e^{\frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{\alpha \cdot V_t}} - 1 \right] \quad (IV.3)$$

L'équation reliant le courant et la tension dans le circuit s'écrit :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{\alpha \cdot V_t}} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + R_s \cdot I_{PV}}{R_p} \quad (IV.4)$$

$$V_t = \frac{N_s \cdot K \cdot T}{q} \quad (\text{IV.5})$$

Où I_0 est le courant de saturation de diode, a est le facteur d'idéalité de diode, V_t est la tension thermique, N_s représente le nombre de cellules connectées en série, K indique la constante de Boltzmann, T est la température réelle et q est la charge de l'électron.

Le courant généré par la photopile d'une cellule PV est difficile à déterminer car il est influencé par les deux résistances. Les fiches techniques ne fournissent que le courant de court-circuit nominal ($I_{sc,n}$), qui est le courant maximal pouvant être généré par la cellule PV. Une hypothèse couramment utilisée dans les modèles PV est $I_{sc} \approx I_{pv}$ car dans les dispositifs pratiques R_p est élevée et R_s est faible. Avec cette hypothèse, le courant généré par la photopile est exprimé comme suit:

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_I \cdot \Delta_T) \cdot \frac{G}{G_n} \quad (\text{IV.6})$$

Lorsque I_{sc} est un courant de court-circuit, $\Delta_T = T - T_n$ (T_n est la température nominale), G and G_n sont respectivement l'irradiation et l'irradiation nominale.

Le courant I_0 est exprimé comme:

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_I \cdot \Delta_T}{\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \cdot \Delta_T}{\alpha \cdot V_t} \right)^{-1}} \quad (\text{IV.7})$$

Lorsque $V_{oc,n}[V]$ est la tension nominale en circuit ouvert. K_V et K_I sont les coefficients de tension et de courant.

IV.2.1.b. Poursuite du point de puissance maximum

L'efficacité de conversion d'énergie du module PV (module PV : l'association des plusieurs cellule PV en série et en parallèle) est plutôt faible et varie en fonction de l'éclairement et la température.

Le contrôle du suivi du point de puissance maximale d'un module PV est un problème compliqué. Par conséquent, pour surmonter ces problèmes et obtenir une efficacité maximale, le système PV nécessite une application d'un algorithme de MPPT pour le but d'extraire une puissance optimal pour différentes conditions de fonctionnement [94], [98], [204].

Pour atténuer ces problèmes, diverses stratégies de contrôle de suivi de la puissance optimale étaient déjà discutées dans la littérature pour l'obtention d'une meilleure efficacité de conversion énergétique pour toutes les données météorologiques, telles que l'algorithme Perturbe et Observe (P & O) [97], [103], [106], [205] et conductance incrémentale [96], [111] sont les plus couramment utilisées dans les algorithmes du MPPT.

Ces stratégies de contrôlent présentent certains inconvénients tels que la robustesse, le coût élevé, la complexité et la difficulté pour la mise en œuvre. Pour surmonter ces inconvénients et assurer l'efficacité de conversion d'énergie maximale d'un GPV, plusieurs recherches dans le cadre de l'approche d'intelligence artificielle comme la logique floue [106], [112], [113], [116]-[118], [206] et le Réseau Neuronal Artificiel [95], [99], [104], [207] pour obtenir l'efficacité de conversion d'énergie maximale d'un GPV.

Dans cette thèse, nous avons choisi l'algorithme MPPT à base de logique floue. Il fournit une méthodologie de conception simple et ne nécessite pas d'information sur le modèle exact du système. Des contrôleurs MPPT similaires basés sur la logique floue sont appliqués dans les références [112], [113].

La figure IV.3 montre la configuration de circuit de base d'un hacheur survolteur de tension avec un contrôleur MPPT.

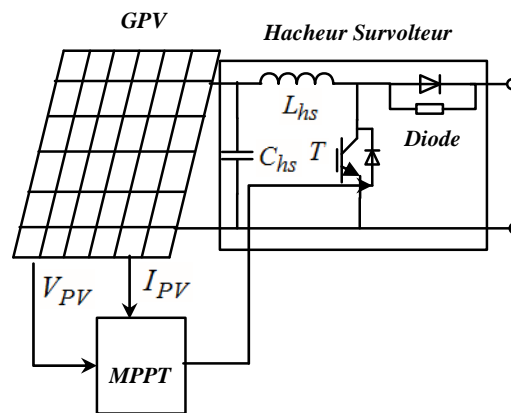


Figure. IV. 3. Hacheur survolteur avec l'algorithme de MPPT pour le GPV.

Le schéma de base de la logique floue est présenté à la figure IV.4. Les entrées sont l'erreur E et le changement d'erreur dE , et la sortie est la variation de rapport cyclique D qui est appliquée au hacheur survolteur de tension pour contrôler la tension de sortie du module PV. Le concept de logique floue est bien présenté dans la référence [64].

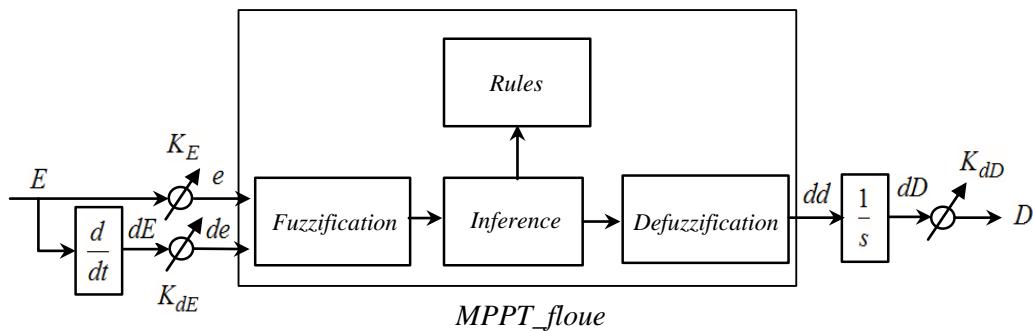


Figure. IV. 4. Schéma bloc de l'algorithme de MPPT à base de logique floue.

La puissance instantanée du GPV est donnée par :

$$P_{PV}(k) = V_{PV}(k) \cdot I_{PV}(k) \quad (\text{IV.8})$$

Dans l'algorithme MPPT, le rapport de dP/dV est calculé instantanément, de sorte que la première entrée E du CLF peut être déterminée comme suit :

$$E = \frac{dP}{dV}(k) = \frac{P_{PV}(k) - P_{PV}(k-1)}{V_{PV}(k) - V_{PV}(k-1)} \quad (\text{IV.9})$$

La deuxième entrée du CLF est définie comme l'écart dE :

$$dE = \Delta \left(\frac{dP}{dV}(k) \right) = \frac{dP_{PV}(k)}{dV_{PV}(k)} - \frac{dP_{PV}(k-1)}{dV_{PV}(k-1)} \quad (\text{IV.10})$$

$$dE = E(k) - E(k-1) \quad (\text{IV.11})$$

Le changement de rapport cyclique dD est obtenu en utilisant l'équation de différence de temps discrète suivante :

$$dD(k) = dd(k) - dd(k-1) \quad (\text{IV.12})$$

Les e , de et D sont normalisées comme suit :

$$\begin{cases} e = K_E \cdot E \\ de = K_{dE} \cdot dE \\ D = K_{dD} \cdot dD \end{cases} \quad (\text{IV.13})$$

Où K_E , K_{dE} et K_{dD} sont des gains d'échelle sélectionnés pour atteindre les temps de réponse requis [29].

L'univers du discours de e , de et D est divisé en trois ensembles flous avec des fonctions d'appartenance triangulaires et trapézoïdales étiquetés NP (Négatif Petit), Z (Zéro) et NG (Négatif Grand) comme montré dans la figure IV.5.

Les règles floues utilisées pour déterminer la sortie du MPPT fluide sont résumées dans le Tableau IV.1

La défuzzification est basée sur la méthode du centre de gravité.

$$dd = \frac{\sum_{i=1}^n [\mu(dd_i) dd_i]}{\sum_{i=1}^n [\mu(dd_i)]} \quad (IV.14)$$

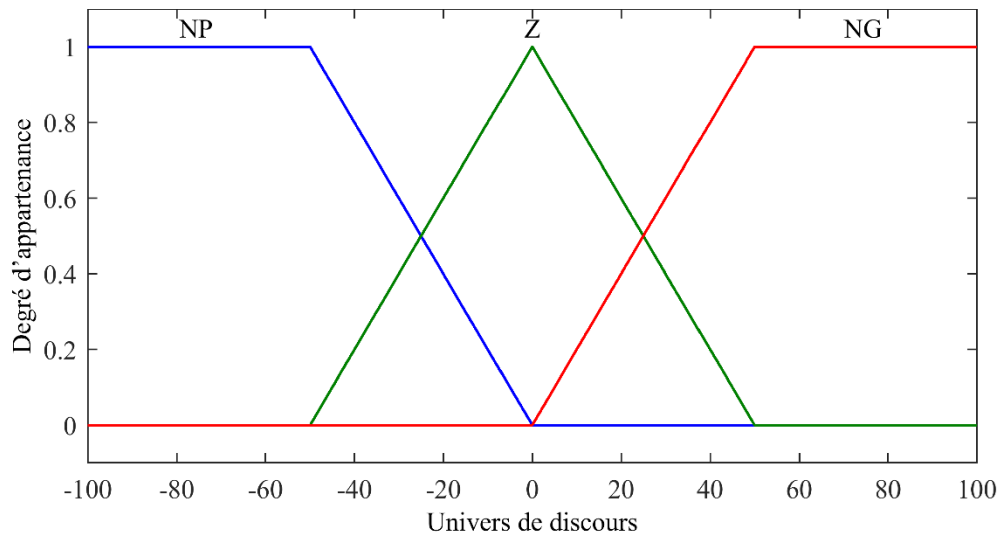


Figure. IV. 5. Fonction d'appartenance de l'algorithme du MPPT à base de la logique floue.

Tableau. IV. 1. Base de règles de contrôleur MPPT fluide.

| | | | | |
|---------------|----------|-----------|----------|-----------|
| dE \ E | E | NP | Z | NG |
| NP | | NP | NP | Z |
| Z | | NP | Z | NG |
| NG | | Z | NG | NG |

IV.2.2. Système de stockage d'énergie par batterie

IV.2.2.a. Différentes types du système de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie sont classés en deux catégories en fonction de la plage de puissance (élevée ou faible) requise pour l'intégration de source d'énergie renouvelable [128], [129], [132]-[135], [208]-[211].

Premièrement, les systèmes de stockage d'énergie de hautes puissances tels que le stockage d'énergie de l'induction magnétique (SMES) sont plus populaires pour les applications d'énergies renouvelables, en particulier les systèmes PV [212], qui ont des rendements très élevés et peuvent supporter plusieurs cycles sans perte appréciable de la capacité de stockage d'énergie. Cependant, la principale difficulté de ce type de système de stockage est leur coût élevé de mise en œuvre.

Deuxièmement, les systèmes de stockage d'énergie de faible puissance, tels que les volants d'inertie, les piles à combustible et les batteries, sont plus souvent utilisés dans les applications de PV de moyenne et basse puissance [125], [129], [130], [135], [205], [213]-[218].

Les systèmes de stockage d'énergie de faible puissance à base des batteries sont abordés dans cette thèse.

Quatre types de technologies de stockage d'énergie par batterie sont largement utilisés : l'acide de plomb, le nickel cadmium, le nickel métal hydride et l'ion lithium. Cependant, les principaux inconvénients des systèmes de stockage d'énergie par batterie sont leur coût d'investissement élevé et leur durée de vie réduite. Par conséquent, il est recommandé de ne pas trop décharger la batterie en dessous de 20% de son état de charge (SOC : Stat Of Charge) pour prolonger sa durée de vie [126], [128]-[130], [132].

Le modèle de batterie considéré dans ce travail est Li-ion [107], [219]-[223]. Elle peut atteindre des rendements de stockage de haute énergie proche de 100% et ont la densité énergétique la plus élevée par rapport aux autres types de batteries [221].

IV.2.2.b. Modèle de la batterie l'ion lithium

La figure IV.6 présente le circuit équivalent d'une batterie Li-ion [123], [224], [225]. Le modèle comprend une source de tension contrôlée par le SOC et son impédance équivalente, qui est également en fonction du SOC.

Il y a une analogie directe entre ce modèle et les vraies batteries, car tous les coefficients et paramètres peuvent être obtenus expérimentalement. Les effets de la température et l'autodécharge pour cette batterie ne sont pas prises en compte.

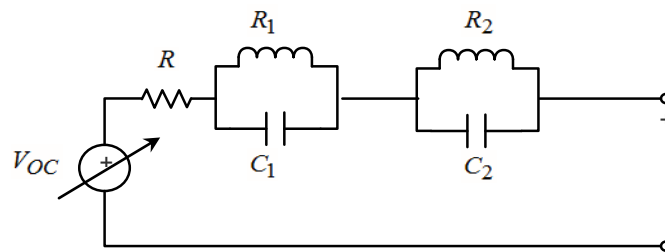


Figure. IV. 6. Circuit équivalent de modèle de la batterie Li-ion.

Le système de stockage d'énergie par batterie est caractérisé par son état de charge ou de décharge défini comme suit :

$$I = M.C_r.t \quad (IV.15)$$

Où I est le courant de charge ou de décharge, C_r est la capacité nominale, M est multiple ou fraction de C_r , t est le temps.

En théorie, le système de stockage d'énergie par batterie fournirait sa capacité nominale dans un temps bien estimé lorsqu'il fonctionnerait au courant nominal de décharge. En pratique, la décharge du système de stockage d'énergie par batterie est inférieure à la durée estimée due aux inefficacités du cycle de décharge.

Les algorithmes de gestion de charge de système de stockage d'énergie par batterie sont discutés plus en détail dans les références [219], [224].

IV.2.2.c. Système de contrôle de la batterie Li-ion

L'objectif du système de contrôle est de régler le courant de la batterie afin d'obtenir la puissance requise. Les limites de courant de charge et de décharge et les limites maximales de SOC sont également incluses dans le contrôle.

Le système de stockage d'énergie par batterie Li-ion est connecté au bus continu par l'intermédiaire d'un hacheur bidirectionnel (survolteur-dévolteur) comme illustre à la figure IV.7.

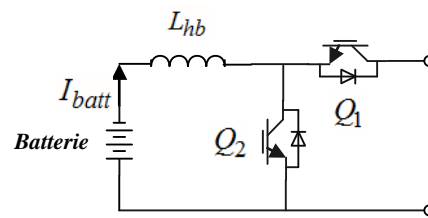


Figure. IV. 7. Connexion de la batterie avec hacheur bidirectionnel (survolteur-dévolteur).

Le système de stockage d'énergie par batterie (Li-ion) fonctionnera en mode charge ou décharge selon les besoins d'énergie. Ces modes sont gérés selon la tension du bus continue au point de couplage du Li-ion. Par conséquent, le rôle principal de l'intégration de système de stockage avec le système PV étudié dans cette thèse est la stabilité de la tension du bus continu.

En mode charge, l'interrupteur Q_2 est activé et le hacheur fonctionne comme un abaisseur de tension, en mode de décharge, l'interrupteur Q_1 est activé et le hacheur fonctionne comme un élévateur de tension.

Lorsque la tension du circuit intermédiaire est inférieure à la référence de tension, l'interrupteur Q_1 est activé. En revanche, lorsque la tension du circuit intermédiaire est supérieure à la référence de tension, le commutateur Q_2 est activé.

La réponse de batterie aux variations des modes de fonctionnement est caractérisée par une constante de temps inhérente. Dans de tels cas, les condensateurs du bus continu peuvent agir comme une inertie virtuelle pour combler le manque ou absorber le surplus d'énergie.

Le bilan de puissance de la liaison du CC peut être exprimé par l'équation différentielle suivante :

$$V_{dc} \cdot I_{dc} = P_{réseau} + P_{PV} + P_{batt} - P_{charge} \quad (IV.16)$$

$$V_{dc} \cdot I_{dc} = C \cdot V_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = P_{réseau} + P_{PV} + P_{batt} - P_{charge} \quad (IV.17)$$

Dans le cas où la puissance de PV (P_{PV}) est complètement consommée par la charge (P_{charge}), la batterie fournira l'énergie (P_{batt}) nécessaire au condensateur de la liaison du CC afin de stabiliser la tension continue (V_{dc}).

La fonction de transfert entre P_{batt} et V_{dc} est donnée par:

$$\frac{V_{dc}(S)}{P_{batt}(S)} = \frac{1}{S \cdot C \cdot V_{dc}} \quad (IV.18)$$

Où S représente la variable de Laplace.

Avec :

$$P_{batt} = V_{batt} \cdot I_{batt} \quad (IV.19)$$

L'équation (IV.18) devient:

$$\frac{V_{dc}(S)}{I_{batt}(S)} = \frac{V_{batt}}{S \cdot C \cdot V_{dc}} \quad (IV.20)$$

Le courant de référence de la batterie I_{batt}^* peut être obtenu à partir d'une boucle de régulation de la tension continue basée sur un régulateur classique de type IP. La boucle de régulation est définie par les paramètres ($K_p(V_{dc}), K_i(V_{dc})$). La synthèse de dimensionnement du régulateur IP pour contrôler la tension continue est présentée en détail dans l'annexe C.

$$I_{batt}^* = (IP)(V_{dc}^* - V_{dc}) \quad (IV.21)$$

Enfin, un contrôleur à hystérésis est appliqué pour commander les commutateurs de hacheur bidirectionnel Q_1 et Q_2 pour le but de contrôler la circulation de courant de la batterie I_{batt} comme montre la figure IV.8.

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.

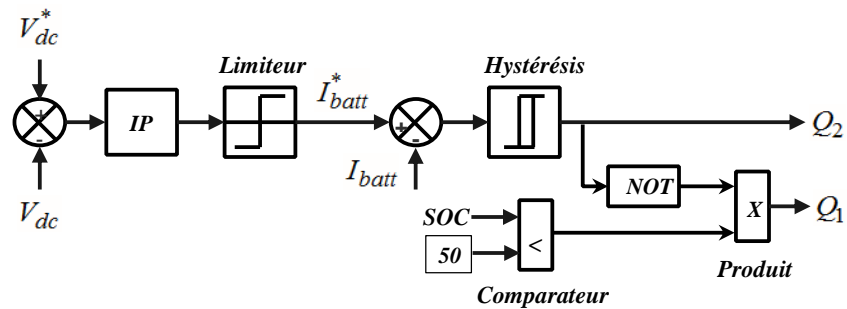


Figure. IV. 8. Disposition générale du contrôleur de la batterie.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la figure IV.9 que l'on utilise. 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 commutateurs de hacheur bidirectionnel.

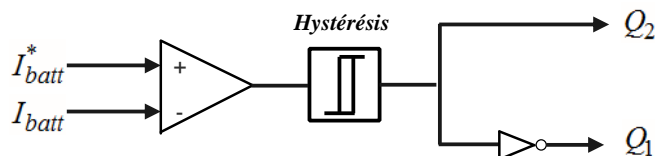


Figure. IV. 9. Contrôle de courant par hystérésis.

IV.3. Connexion de système GPV/batterie sur le réseau électrique

Un système de production GPV/batterie peut être éventuellement connecté au réseau électrique. Ce système est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur, cette étude de connexion est représentée dans la figure IV.10.

Elle contient trois éléments principaux : la source CC, l'onduleur triphasé et le filtre de connexion au réseau. La source CC intègre au système PV/batterie.

L'onduleur de tension triphasé commandé par MLI assure la conversion CC / CA. Le filtre de connexion au réseau est un filtre qui sert à minimiser les harmoniques de commutation.

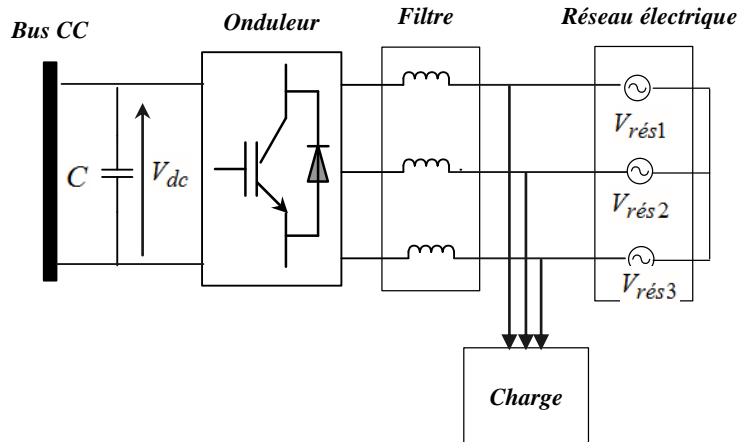


Figure. IV. 10. Schéma de l'interface d'un onduleur au réseau électrique et la charge.

IV.3.1. Modèle du réseau avec le filtre RL

L'injection de la puissance à partir du système PV au réseau de distribution est typiquement faite par l'intermédiaire d'un onduleur de tension. Pour notre étude, nous avons utilisé un onduleur classique contrôlé par la technique de MLI.

L'analyse présentée dans cette thèse considère la tension du réseau en tant que sinusoïdale pure avec une amplitude constante. Le réseau électrique est représenté par les trois tensions simples qui sont les suivantes :

$$\begin{cases} V_{rés1} = V_{max} \cdot \sin(\omega t) \\ V_{rés2} = V_{max} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{rés3} = V_{max} \cdot \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (IV.22)$$

Tant que les GPV sont reliés au réseau de distribution par des convertisseurs statiques et peuvent donc éventuellement causer des harmoniques, dégradant ainsi la qualité de

l'énergie électrique et changeant les performances d'autres équipements sensibles aux harmoniques de tension.

Ce phénomène rend, l'utilisation des filtres dans ces systèmes est indispensable afin d'améliorer la qualité de puissance du réseau. Le modèle de filtre souvent utilisé dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électriques de distribution. La présentation de modèle du filtre est le même que celui étudié au chapitre II.

IV.3.2. Commande de l'interface au réseau électrique

Dans le système de production des énergies renouvelables, les sources sont généralement éloignées les unes des autres et les grandeurs de mesure ne sont pas facilement accessibles, il est donc nécessaire de développer un algorithme de contrôle pour l'onduleur qui utilise uniquement les variables locales qui peuvent être facilement mesurées.

Le but est de concevoir une stratégie de contrôle pour imposer les valeurs des puissances actives et réactives injectées au réseau de distribution. Il existe plusieurs stratégies de contrôle des puissances actives et réactives, parmi lesquelles la méthode de la puissance instantanée est généralement utilisée dans les systèmes de production pour contrôler les puissances actives et réactives injectées au réseau électrique [128], [208], [217], [226]–[230].

Cette stratégie de commande proposée dans cette thèse est illustrée sur la figure IV.11. Notons respectivement les tensions simples et les courants de ligne d'un système triphasé sans composante homopolaire par $(V_{rés1}, V_{rés2}, V_{rés3})$ et $(i_{rés1}, i_{rés2}, i_{rés3})$.

La transformation de Concordia permet de ramener ce système triphasé équilibré à un système diphasé $(\alpha\beta)$ dont les axes sont en quadrature. Cette transformation appliquée aux tensions du réseau et aux courants de ligne qui sont présentés sous les formes matricielles ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{rés1} \\ V_{rés2} \\ V_{rés3} \end{bmatrix} \quad (IV.23)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{rés1} \\ i_{rés2} \\ i_{rés3} \end{bmatrix} \quad (IV.24)$$

Les puissances actives et réactives dans le repère de Concordia sont exprimées par les deux équations suivantes :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} (V_\alpha \cdot I_\alpha + V_\beta \cdot I_\beta) \\ Q = \frac{3}{2} (V_\beta \cdot I_\alpha - V_\alpha \cdot I_\beta) \end{cases} \quad (IV.25)$$

Les différentes simplifications réalisées après analyse du système nous ont permis de conclure que les courants de consignes seront injectés au point de connexion de la production PV. Ces courants sont calculés grâce aux références de puissances et à la mesure de tension au point de connexion ; ceux-ci vont être calculés dans le référentiel de Concordia selon le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} i_\alpha^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P \cdot V_\alpha + Q \cdot V_\beta}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \right) \\ i_\beta^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P \cdot V_\beta - Q \cdot V_\alpha}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \right) \end{cases} \quad (IV.26)$$

En injectant uniquement la puissance active générée par le générateur photovoltaïque pour le but d'assurer un facteur de puissance unitaire. On impose que la puissance réactive injectée est égal à zéro ($Q^* = 0$). L'équation IV.25 devient :

La figure IV.12 montre la puissance active générée par le réseau électrique, celle produite par le GPV et celle demandée par la charge.

Le SOC, la puissance, le courant et la tension de la batterie (Li-ion) sont présentés sur la figure IV.13 (a, b, c et d) respectivement.

Le système proposé est exploité selon trois modes de fonctionnement possibles en fonction de la charge variable

Mode de fonctionnement 1 : pendant l'intervalle du temps $t = [0 \ 0.5s]$, la batterie n'est pas complètement chargée, le GPV charge la batterie et injecte une puissance à la charge simultanément avec le réseau électrique pour assurer l'équilibre entre la puissance demandée et celle générée.

Mode de fonctionnement 2 : pendant l'intervalle du temps $t = [0.5 \ 1s]$, la batterie n'est pas complètement chargée et la demande de la charge est augmentée par rapport au mode de fonctionnement 1.

Dans ce cas, le réseau électrique augmente sa production pour assurer toujours la stabilité entre la puissance requise et la puissance générée par le GPV.

Mode de fonctionnement 3 : pendant l'intervalle du temps $t = [1 \ 1.5s]$, la batterie n'est pas aussi complètement chargée et la demande de la charge est diminuée par rapport au mode de fonctionnement 1.

Dans ce cas, le GPV injecte une puissance à la charge et charge aussi la batterie. Le réseau électrique diminue sa production pour assurer toujours la stabilité entre la puissance demandée et celle générée.

Après ces résultats, nous avons assuré l'égalité et la stabilité de la puissance générée par le réseau électrique et une source renouvelable (GPV) et celle demandée par la charge.

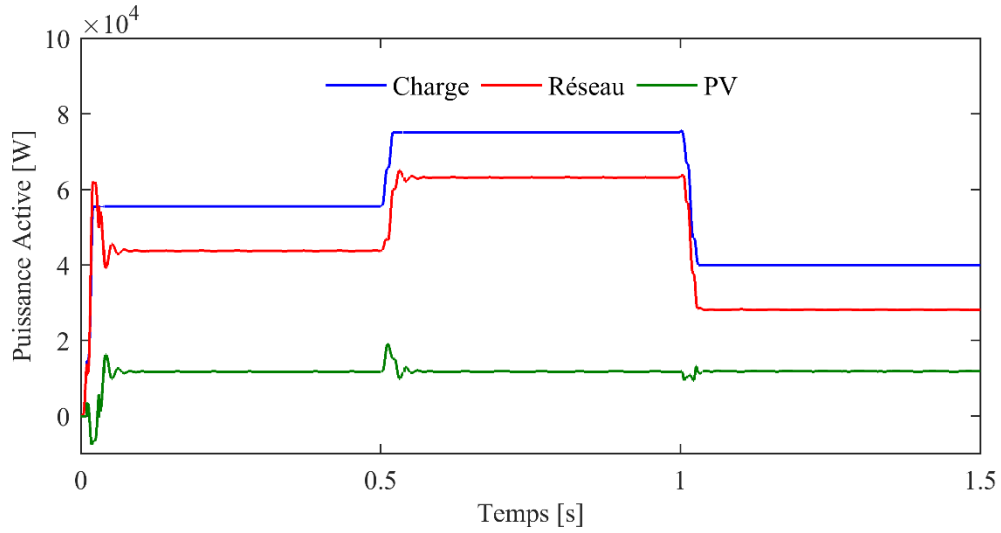
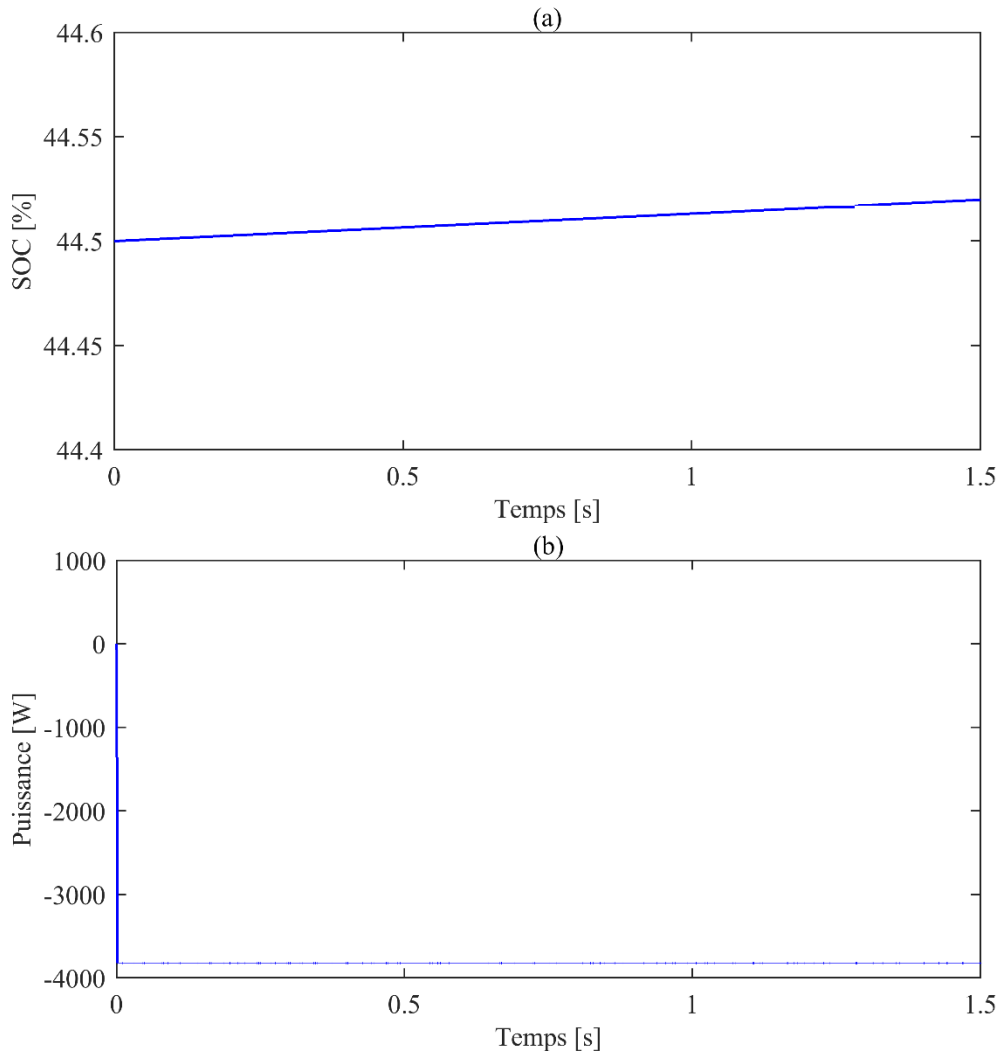


Figure. IV. 12. Répartition de la puissance active de: charge (bleu), Réseau (rouge), PV (vert).



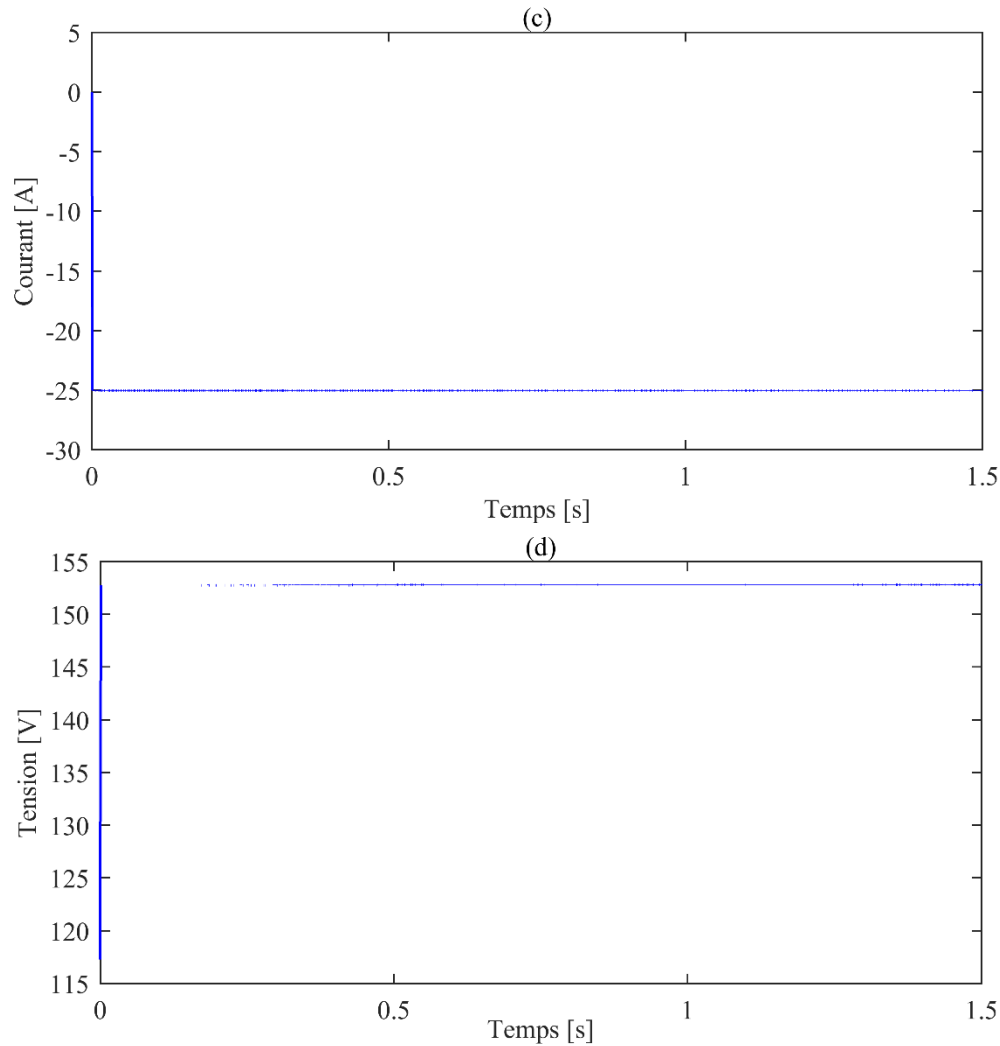


Figure. IV. 13. Réponse de la batterie : (a) SOC, (b) Puissance, (c) Courant et (d) Tension.

Les figures IV.14 (a), (b) et (c) montrent les formes d'ondes des courants de la charge, de réseau électrique et du GPV respectivement. Sur ces figures, on remarque que les formes d'onde des courants sont sinusoïdales et que la fréquence est maintenue à 50 Hz.

La figure IV.15 montre le RMS du courant de charge, du réseau électrique et de GPV qui sont observés suivant les variations de charge simulées. La direction des courants adoptés dans ces simulations est basée sur l'équation suivante :

$$i_{charge} = i_{réseau} + i_{PV} \quad (IV.28)$$

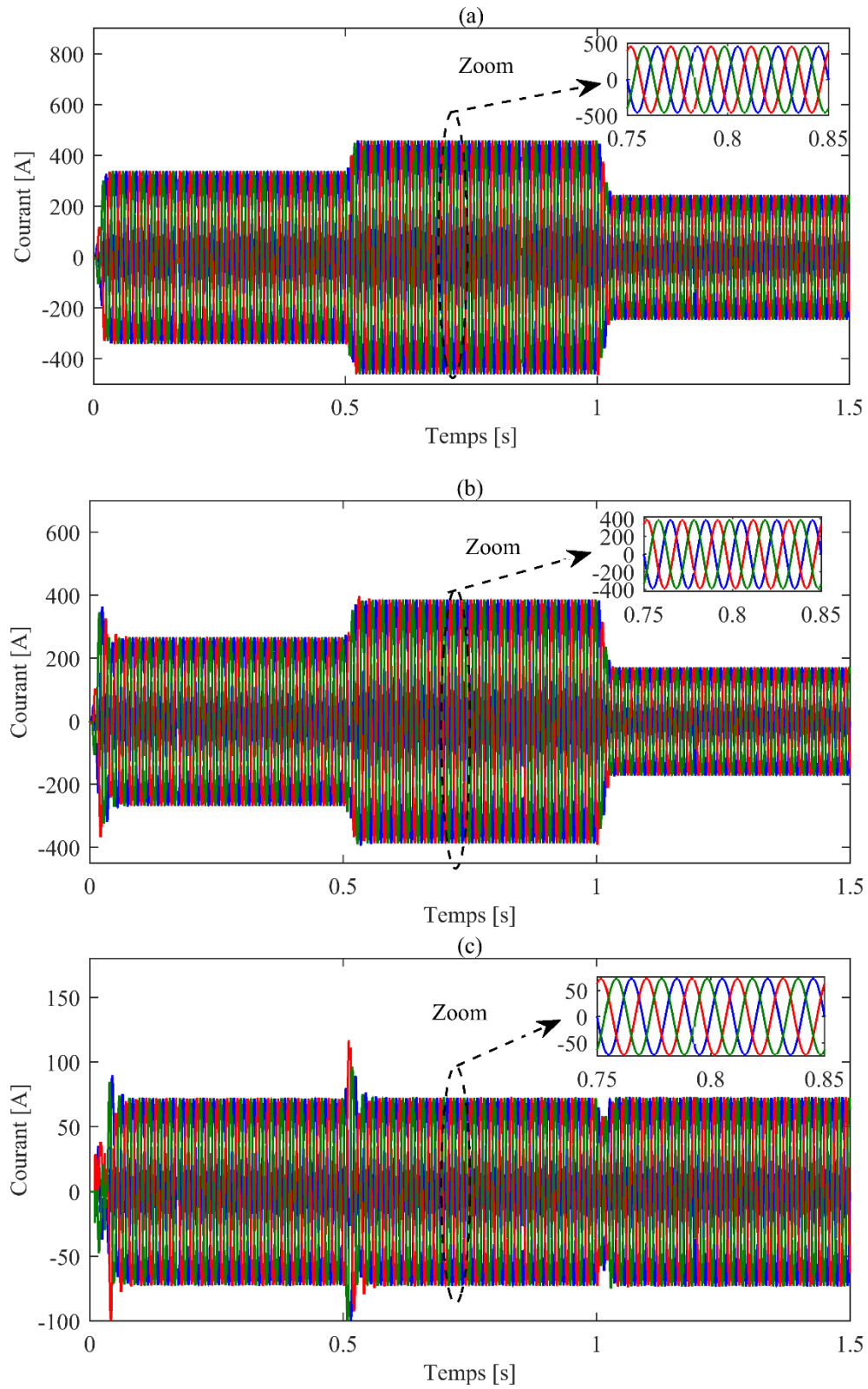


Figure. IV. 14. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau et (c) PV.

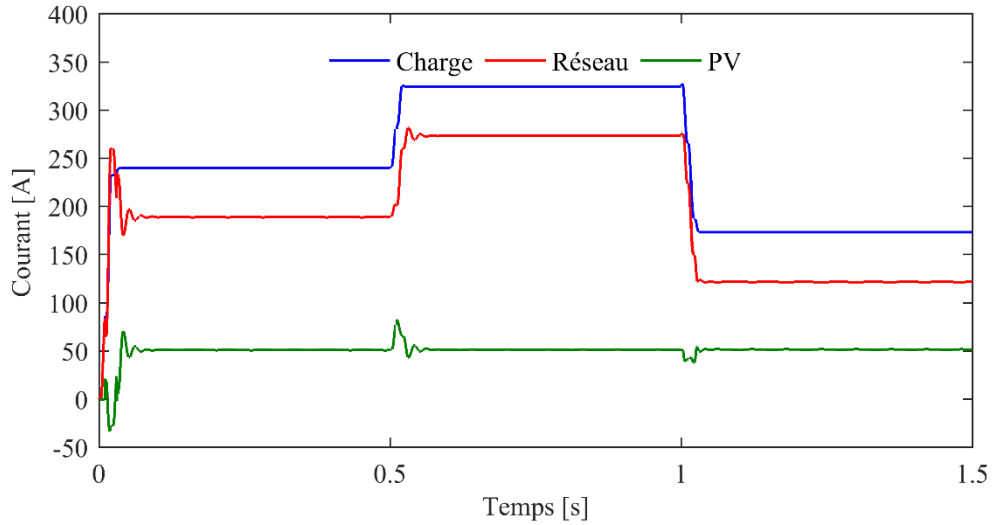
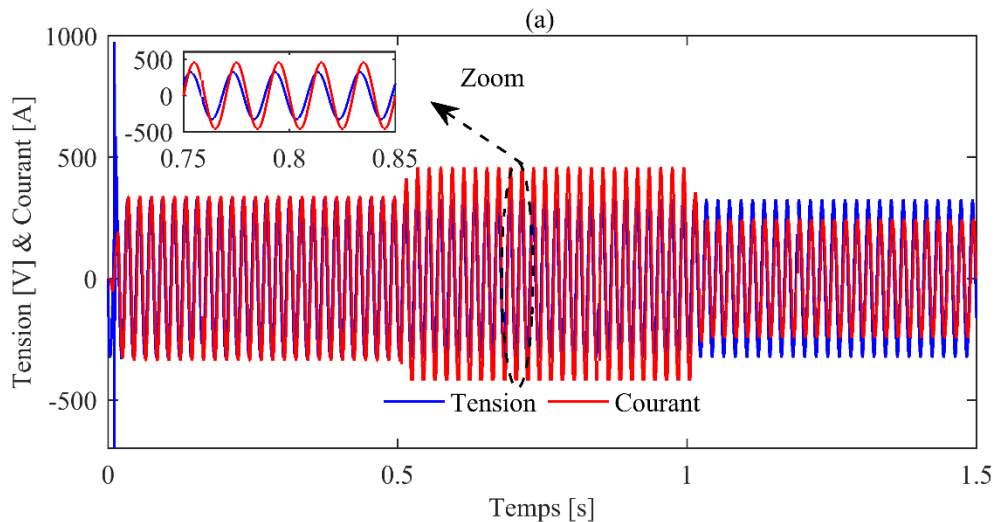


Figure. IV. 15. RMS des courants de la charge, réseau et PV.

Les figures IV.16 (a), (b) et (c) illustrent les zooms d'une phase de la tension de réseau avec le courant de charge, de réseau électrique et de GPV respectivement. Les Figures IV.16 (b) et (c) montrent que le courant de GPV et le courant du réseau sont déphasés avec la tension du réseau, ce qui implique que le GPV et le réseau électrique fournissent la puissance active à la charge.

La figure IV. 16 (a) montre que le courant de charge est en phase avec la tension de réseau, ce qui signifie que la charge consomme de l'énergie du réseau et GPV. Aussi, nous notons que l'amplitude de la tension du réseau est constante, mais l'amplitude du courant de réseau électrique est variable en fonction de la variation de la charge.



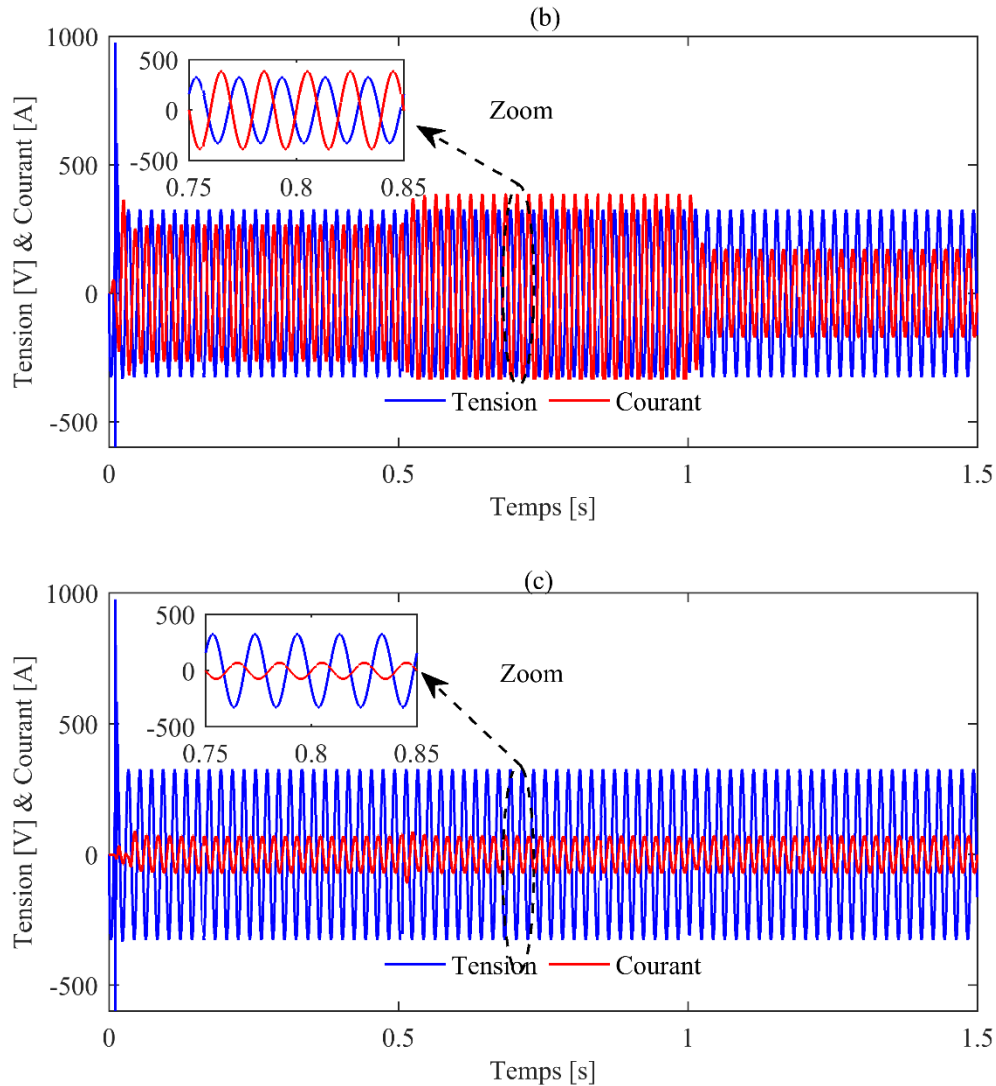


Figure. IV. 16. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de PV.

La figure IV.17 montre les allures de la tension continue mesurée et celle de référence. On constate clairement que la tension mesurée suit sa référence avec succès, elle n'influe pas à la variation de la charge. Le convertisseur bidirectionnel est basculé entre le mode abaisseur et le mode élévateur dans le cas où la tension de bus continu est inférieure à celle de référence.

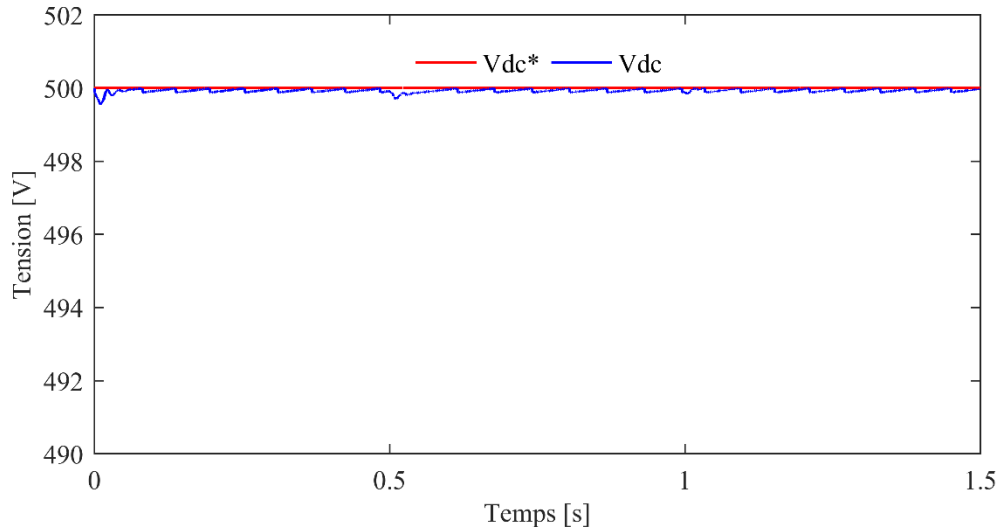
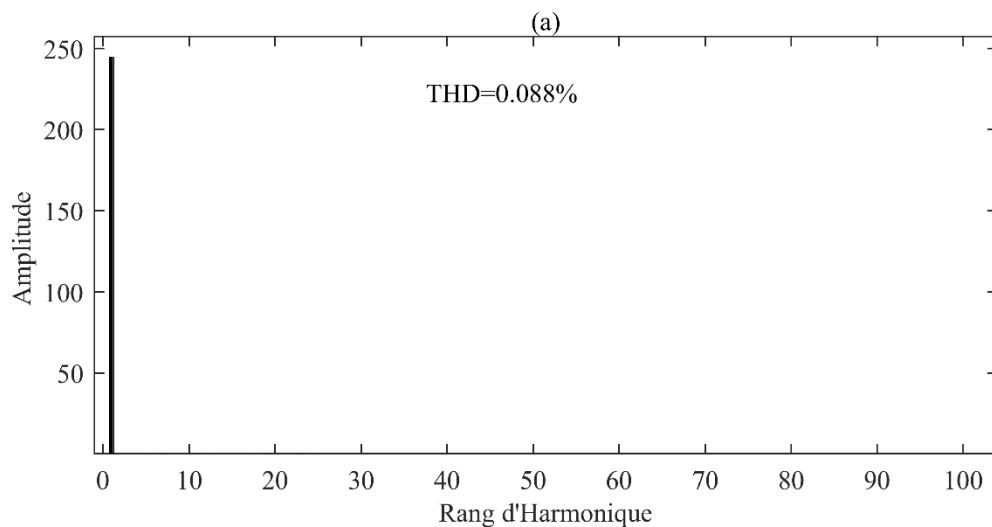


Figure. IV. 17. Tension continue.

Les figures IV. 18 (a), (b) et (c) montrent l'analyse de la distorsion d'harmonique totale (THD) des courants de la charge, de réseau électrique et de GPV. Nous pouvons clairement constater que les THD pour les trois courants (charge, réseau et GPV) ont des valeurs inférieures à 5%. Nous concluons que le dimensionnement de filtre RL permet de filtrer les harmoniques des courants injectés par le GPV et n'influe pas sur la qualité d'énergie produite par le réseau électrique.



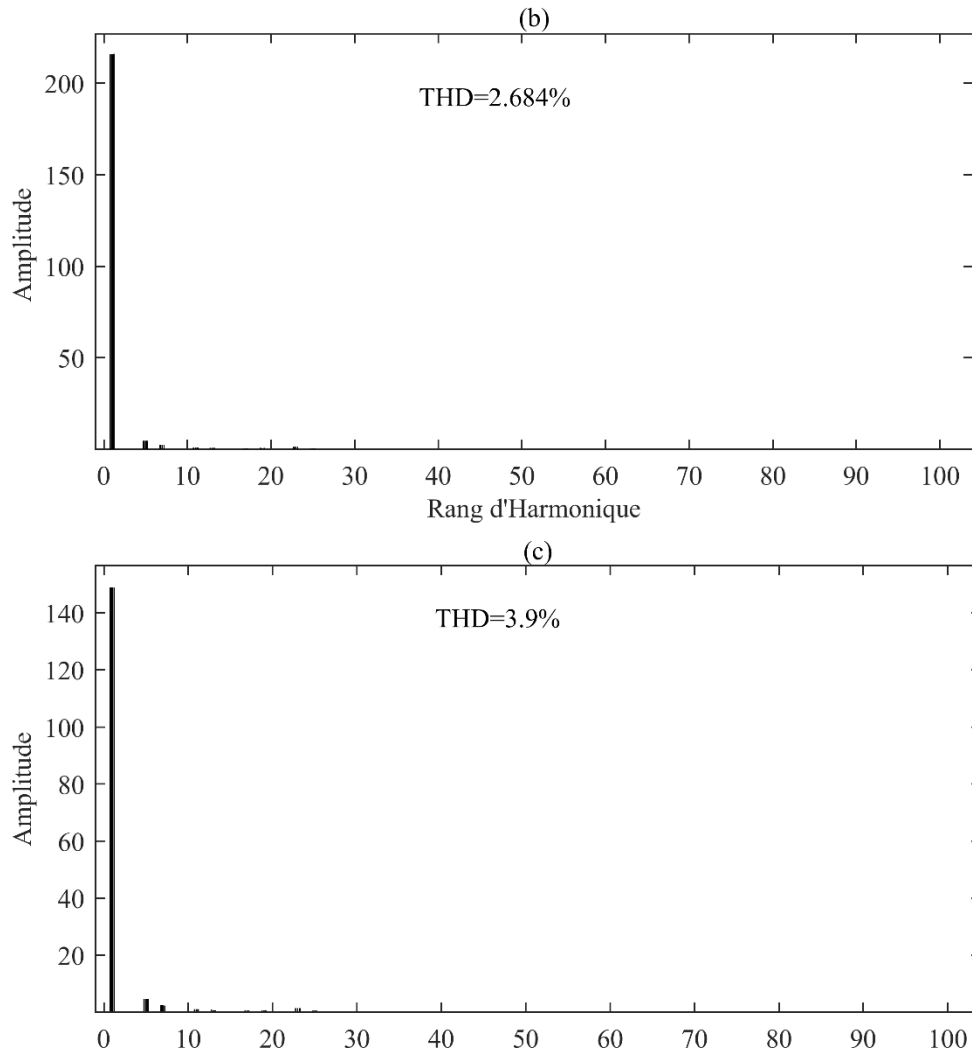


Figure. IV. 18. THD des courants pour : (a) charge, (b) réseau, (c) PV.

IV.5. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation et la commande des différentes parties du système GPV/batterie raccordé au réseau électrique. En premier lieu, les modèles mathématiques des différents composants constituant du SCEPV : cellule PV, hacheur survolteur, onduleur et le réseau électrique sont présentés. Aussi, un système de stockage électrochimique de type Li-ion avec un hacheur bidirectionnel sont montrés.

Cependant, différentes stratégies de commande du SECPV sont détaillées. La technique de MPPT floue est employée pour le but d'extraire la puissance optimale de

GPV pour différentes données météorologiques (éclairage, température). La stratégie de commande de la puissance instantanée est employée pour contrôler les puissances injectées au réseau électrique à travers un onduleur. Aussi, des boucles des régulations sont décrites pour contrôler le hacheur bidirectionnel pour charger ou décharger la batterie suivant les cas de fonctionnements et assurer aussi la stabilité de la tension du bus continu.

Enfin, les résultats de simulation d'un système GPV / batterie connecté au réseau électrique sont montrés. Vu les bonnes résultats obtenus, nous opterons à la combinaison avec le SECC ce qui fera l'objet du chapitre suivant.

V.1. Introduction

L'intégration des SER au réseau de distribution introduit une dynamique différente dans le système de production. Si les SER distribuées ne sont pas correctement contrôlées, le réseau peut devenir instable et même échouer [9].

Les SERH se sont révélés être une solution viable pour aider le réseau électrique d'assurer l'équilibre énergétique entre les sources de production et la demande. Considérons que les générateurs d'énergies renouvelables dépendent des conditions climatiques qui les rendent intrinsèquement intermittents [3].

Les SERH connectés au réseau sont conçus de façon à couvrir leur demande locale au réseau électrique. L'excédent de production peut être vendu au réseau pour être transféré vers d'autres lieux de la demande. De plus, en cas de manque d'énergie dans la production de ressources renouvelables, la puissance requise restante peut être fournie par le réseau, car il fonctionnera comme un système de secours infini [5].

Le défi de connecter un SERH au réseau électrique est en grande partie résolu par l'utilisation des convertisseurs des puissances électroniques qui gèrent les fonctionnalités suivantes [4], [12], [231], [232] :

- Transférer la puissance maximale extraire par les SERH ;
- Protéger les sources aux variations brusques de la charge ;
- Contrôler les puissances (actives, réactives) injectées au réseau électrique ;
- Contrôler la qualité d'énergie produite.

Le contrôle de la puissance active et réactive nécessite la connaissance du déphasage, de la fréquence et de l'amplitude de la tension du réseau. La méthode de synchronisation avec le réseau est la plus répandue dans la littérature de recherche est basée sur la boucle à verrouillage de phase (PLL) [68], [71], [72], [79], [233].

La qualité d'énergie est un défi permanent pour les SERH. Leurs susceptibilités aux fonctionnements intermittents pour aboutir les normes de performance qui spécifieront

les capacités de façon à supporter de brefs défauts à condition que les unités désexcitent ne régénèrent leur zone du réseau [61].

L'intégration d'un système de stockage d'énergie dans le SERH connecté au réseau électrique n'est pas nécessaire tant qu'il y a un réseau électrique qui s'en charge toujours de garder la stabilité du système afin de fournir rapidement de l'énergie et de surmonter une défaillance temporaire.

Dans cette thèse, nous optons pour étudier un SERH connecté au réseau électrique avec l'utilisation d'un système de stockage dans le SCEPV.

Pour un SERH, des filtres résonnants sensibles aux fréquences harmoniques indésirables peuvent être ajoutés pour le but de réduire le THD [56], [57].

L'objectif principal de ce chapitre est d'étudié par simulation le comportement et la gestion de l'intégration d'un SERH au réseau électrique pour des différents scénarios à savoir : la variation des données météorologiques (éclairage solaire, vitesse moyenne du vent), variation de la charge et le défaut de court-circuit triphasé.

Ce chapitre a été établi comme suit : La section 2 présente une description générale d'un SERH connecté au réseau électrique. Dans la section 3, un système de contrôle et de surveillance du SERH est proposé pour différents scénarios. Enfin, les résultats de la simulation et la conclusion sont présentés aux sections 4 et 5 respectivement.

V.2. Configuration du SERH proposée

La figure V.1 montre la configuration générale du SERH proposé connecté au réseau électrique. Dans notre étude, pour le SCEE, nous proposons d'intégrer une ferme éolienne comportant trois éoliennes à base d'une MADA fournie une puissance nominale de 7.5 KW chacune. Les trois génératrices éoliennes reçoivent le même profil de vent. Ce système est bien détaillé dans le chapitre II.

La deuxième source d'énergie renouvelable de type PV, d'une puissance optimale de 30 KW, est associée avec la ferme éolienne. La description de raccordement d'un générateur photovoltaïque au réseau électrique est bien représentée dans le chapitre IV.

Les puissances générées par ce SERH sont transférées vers le réseau électrique. Dans notre étude, le réseau électrique est considéré comme un système de secours infini.

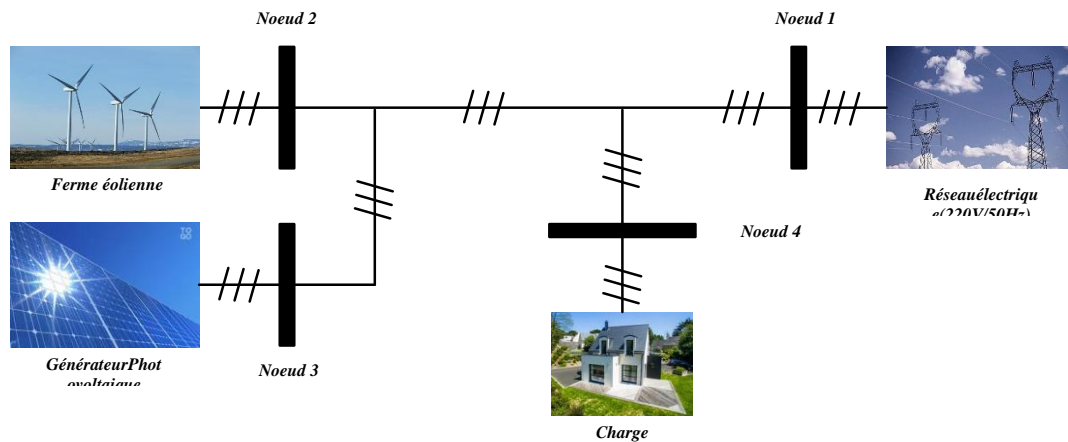


Figure. V. 1. Le SERH connecté au réseau électrique.

V.3. Système de contrôle et de surveillance

Les SERH se sont révélés être une solution viable pour amener l'électricité dans les systèmes connectés au réseau électrique. Les SER dépendent des conditions climatiques qui les rendent intrinsèquement intermittentes, le fait que ces systèmes devraient être en mesure de fournir une meilleure qualité de l'électricité.

La figure V.2 représente un organigramme du Système de Contrôle et de Surveillance (SCS) pour le SERH connecté au réseau électrique.

Les objectifs de ce SCS sont présentés dans deux sections principales, la section de contrôle de puissance et la section de sûreté et de continuité de service.

La section de contrôle est attribuée pour décider quel type des SER utilisées pour coordonner avec le réseau électrique afin d'alimenter la charge pour les différentes

situations ou scénarios qui pourraient être considérées pour le fonctionnement de ce SERH connecté au réseau électrique.

Son rôle principale est d'assurer l'équilibre énergétique entre la puissance générée par le SERH et celle demandée par la charge [9].

La section de protection a pour rôle d'assurer la sûreté et la continuité de fonctionnement du SERH pour différents scénarios imposés suivants les données météorologiques [60], [62], [84], [122], [234].

Initialement, suivant les données météorologiques qui concernent la vitesse moyenne du vent et l'éclairement solaire, le GPV et la ferme éolienne génèrent ces puissances optimales.

Le SCS compare la puissance de charge avec les puissances générées par le SERH sur la base de cette équation :

$$P_e = P_{PV} + P_{Eolienne} - P_{charge} \quad (V.1)$$

- Si P_e est positif, le GPV et la ferme éolienne assurent la production d'énergie nécessaire à la charge, sinon le réseau électrique doit réagir rapidement afin de fournir la différence entre la puissance demandée par la charge et celle disponible à partir de ces deux SER. Afin d'assurer la stabilité entre la puissance demandée et la puissance générée suivant l'équation (V.2).

$$P_e = P_{Réseau} + P_{PV} + P_{Eolienne} - P_{charge} \quad (V.2)$$

- Si la vitesse moyenne du vent $V \geq 1.5 [m/s]$, la ferme éolienne produit la puissance optimale et génère avec le GPV et le réseau la puissance nécessaire à la charge suivant l'équation précédente. Lorsque la vitesse mécanique est inférieure à celle de démarrage $\Omega_{dém}$, la puissance générée par la ferme éolienne sera nulle et ceci par l'intervention du SCS.

Dans ce cas, la puissance de la charge sera assurée par le GPV et le réseau électrique.

$$P_e = P_{Réseau} + P_{PV} - P_{charge} \quad (V.3)$$

• Si l'éclairement solaire $G \geq 100 [W/m^2]$ et si la batterie est complètement chargée $SOC \geq 80\%$, le GPV produit la puissance optimale et génère avec la ferme éolienne et le réseau électrique la puissance nécessaire à la charge suivant l'équation (V.2).

Si ce n'est pas le cas, la batterie est chargée à partir de GPV selon l'équation suivante :

$$P_e = P_{Réseau} + (P_{PV} - P_{batt}) + P_{Eolienne} - P_{charge} \quad (V.4)$$

Sinon, la puissance générée par le GPV sera nulle après l'intervention d'un SCS. Dans ce cas, la puissance de la charge sera assurée par la ferme éolienne et le réseau électrique.

$$P_e = P_{Réseau} + P_{Eolienne} - P_{charge} \quad (V.5)$$

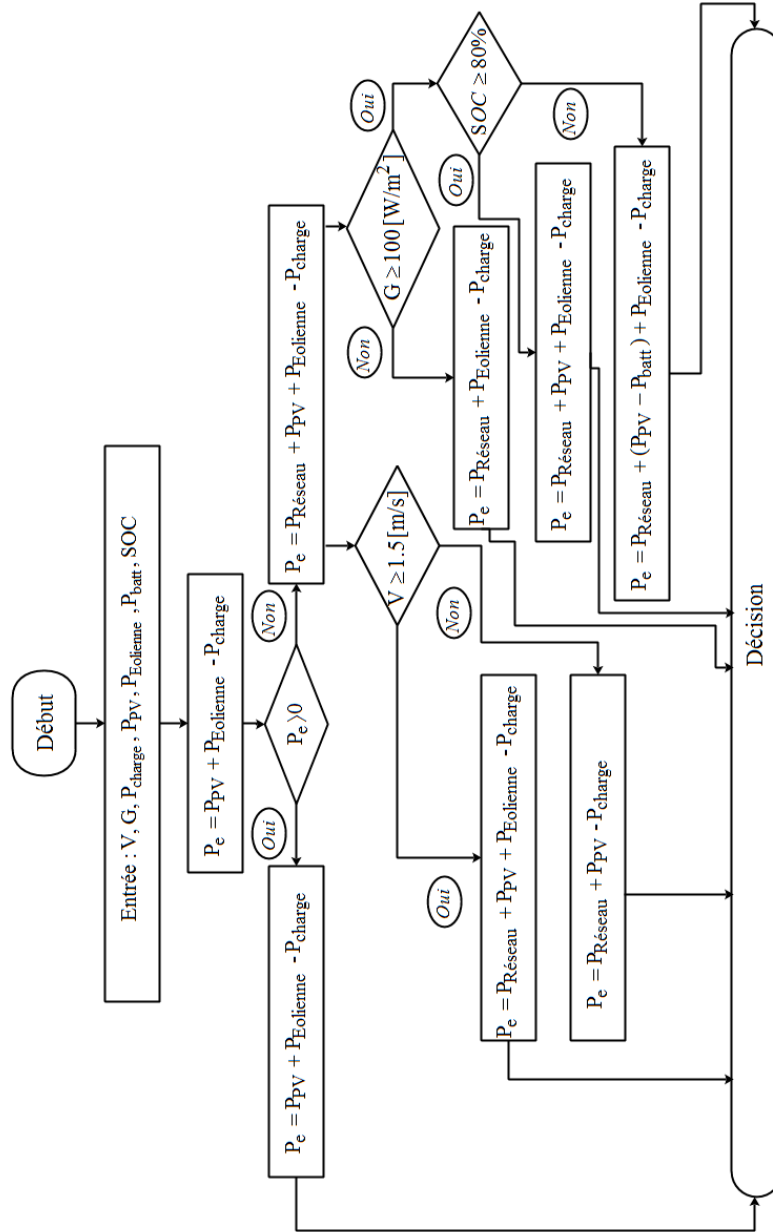


Figure. V. 2. Organigramme du SCS pour le SERH connecté au réseau électrique.

V.4. Résultats de simulation sous différents scénarios

Le système global de la figure V.1 a été simulé dans l'environnement Matlab / Sim Power System. Plusieurs scénarios de simulations dans différentes conditions de fonctionnement seront étudiés dans ce qui suit.

V.4.1. Charge constante

Afin d'exécuter la simulation pour le SERH connecté au réseau électrique, les données de la charge et les données météorologiques (vitesse du vent, éclairement et la température de l'air) sont nécessaires.

La première partie des résultats de simulation est consacrée à montrer les performances du SERH connecté au réseau électrique dans un état sain (sans défauts) pour une charge constante de valeur de **0.1 MW** pour différents scénarios suivant les données météorologiques.

V.4.1.a. Données météorologiques nominales

Dans ce scénario, on considère les données météorologiques suivantes :

- Température : $T = 293 [K]$;
- Eclairement solaire : $G = 1000 [W/m^2]$;
- Vitesse moyenne du vent est environ $6.5 [m/s]$.

La figure V.3 présente la répartition de la puissance active entre la puissance requise et celles produites par le réseau électrique, GPV et la ferme éolienne.

Après cette figure, il devient clair que le système de production assure pleinement la production de la puissance à la charge afin d'assurer la stabilité entre la puissance requise et la puissance générée.

Les figures V.4 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement les formes d'ondes des courants de la charge, de réseau électrique, du GPV et de la ferme éolienne.

D'après ces figures, on constate que les formes d'ondes des courants sont sinusoïdales stables et que leurs fréquences sont maintenues à 50 Hz.

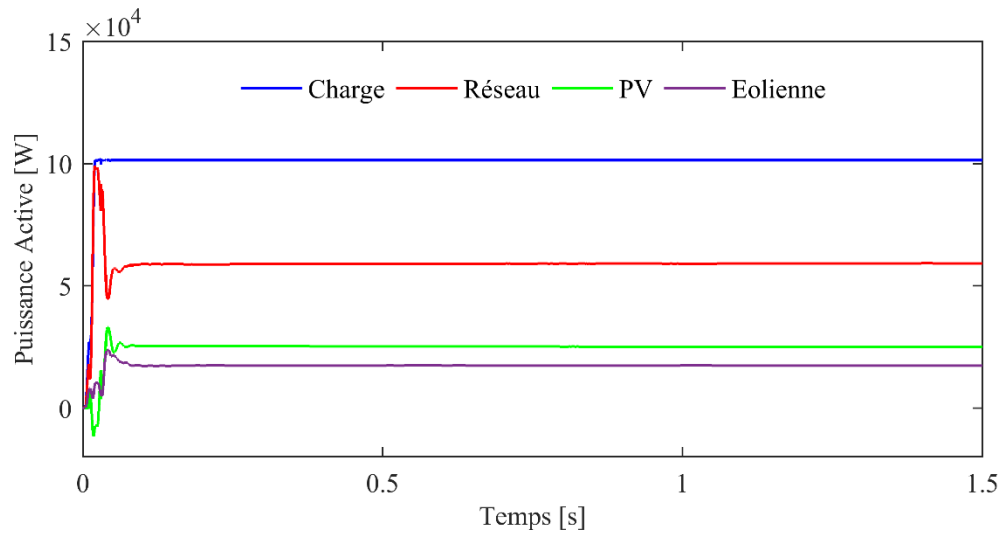
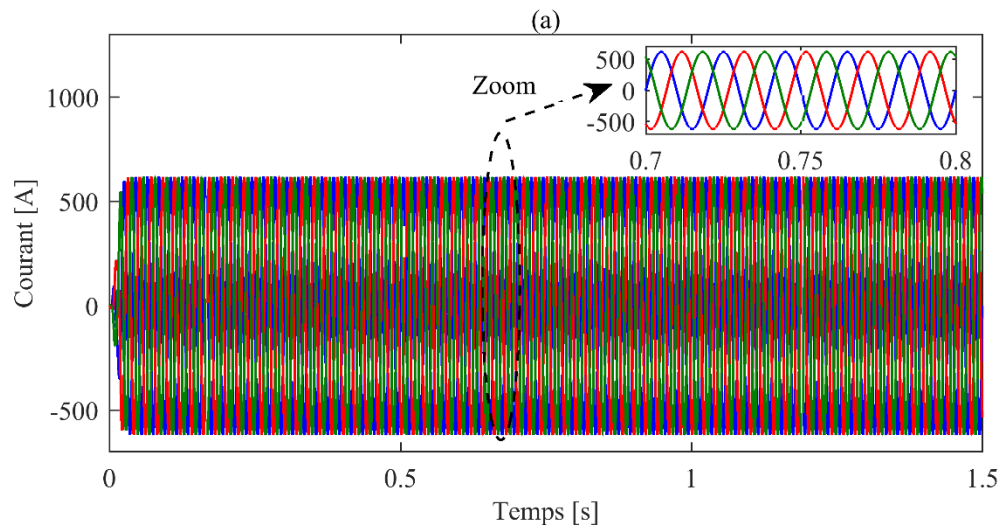


Figure. V. 3. Répartition de la puissance active pour des données météorologiques nominales.



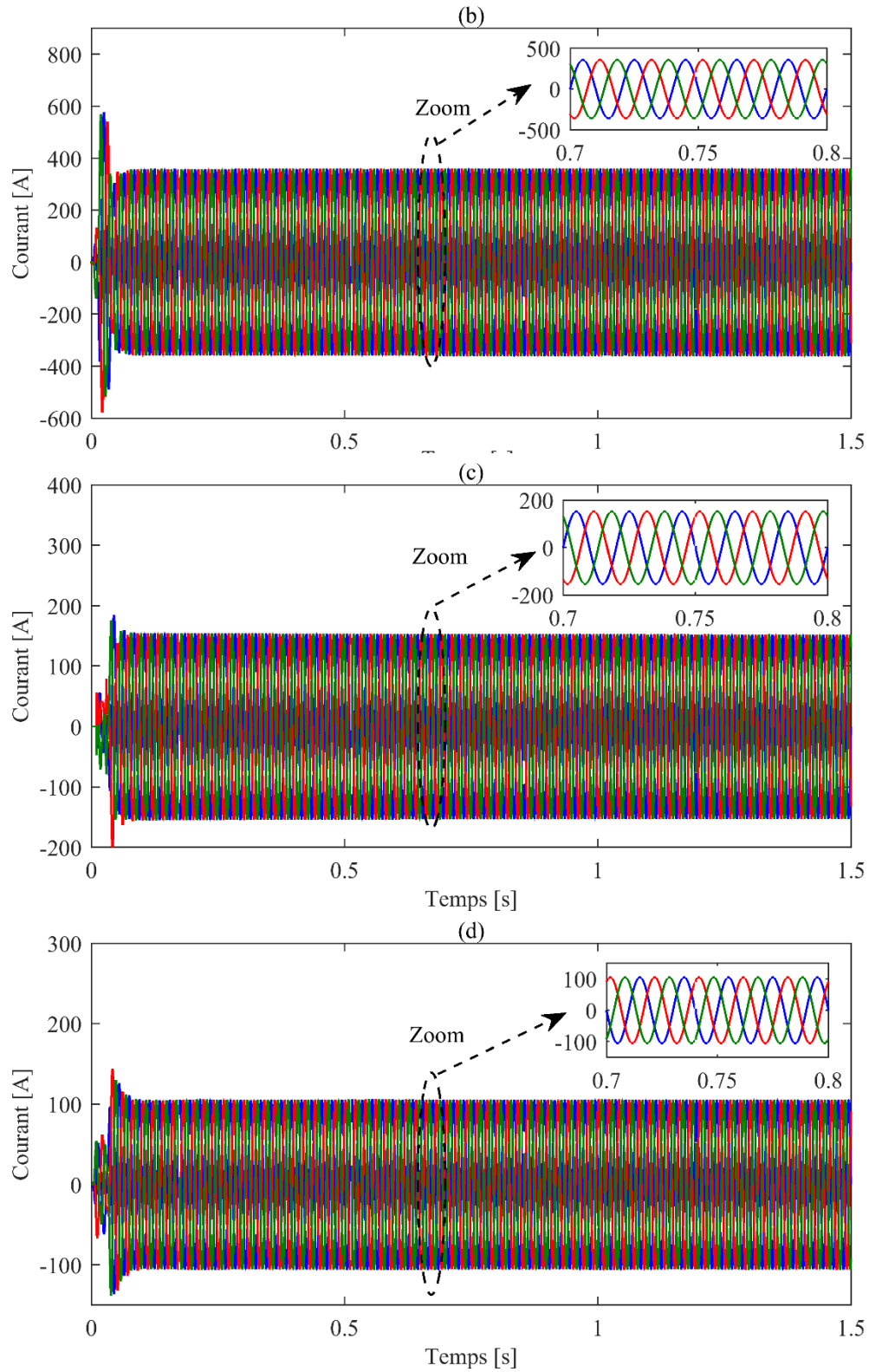


Figure. V. 4. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau, (c) PV et (d) ferme éolienne.

La figure V.5 illustre le RMS des courants de charge, de réseau, de GPV et de la ferme éolienne. On peut bien remarquer, que le RMS du courant de charge est égal à la somme du RMS des courants de réseau, de GPV et de la ferme éolienne, ce qui montre un bon équilibre entre la puissance produite et celle demandée. Ceci nous permet de conclure l'efficacité de l'algorithme proposé.

Les figures V.6 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement une phase de la tension avec le courant de charge, le courant de réseau, le courant de GPV et le courant de la ferme éolienne.

Comme le réseau, GPV et la ferme éolienne fournissent l'énergie à la charge, de sorte que les courants sont déphasés avec la tension de réseau. D'autre part, le courant de charge est en phase avec la tension du réseau, ce qui implique que la charge consomme de l'énergie.

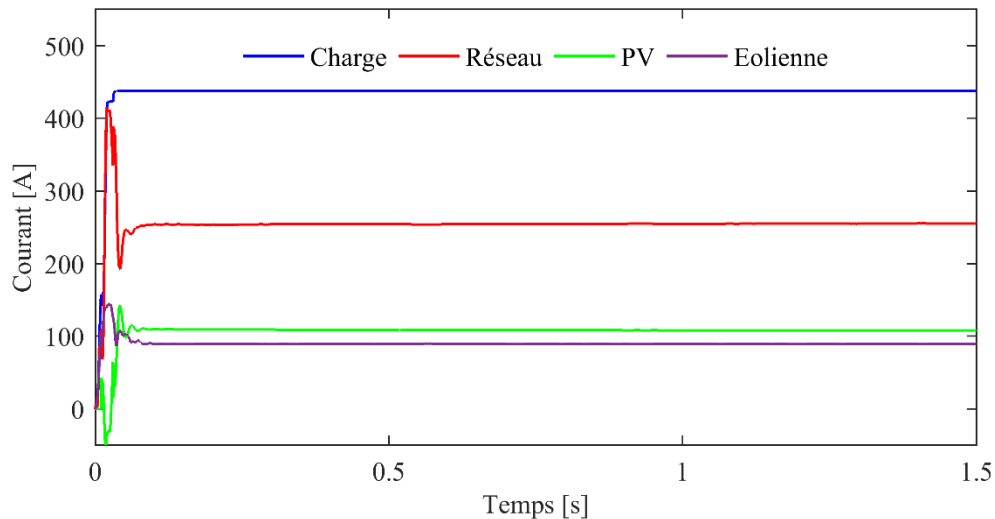
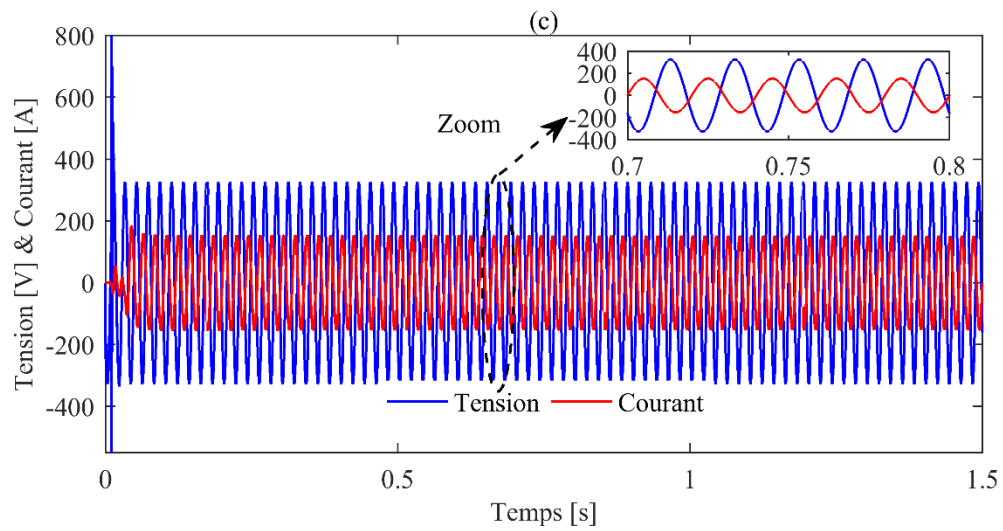
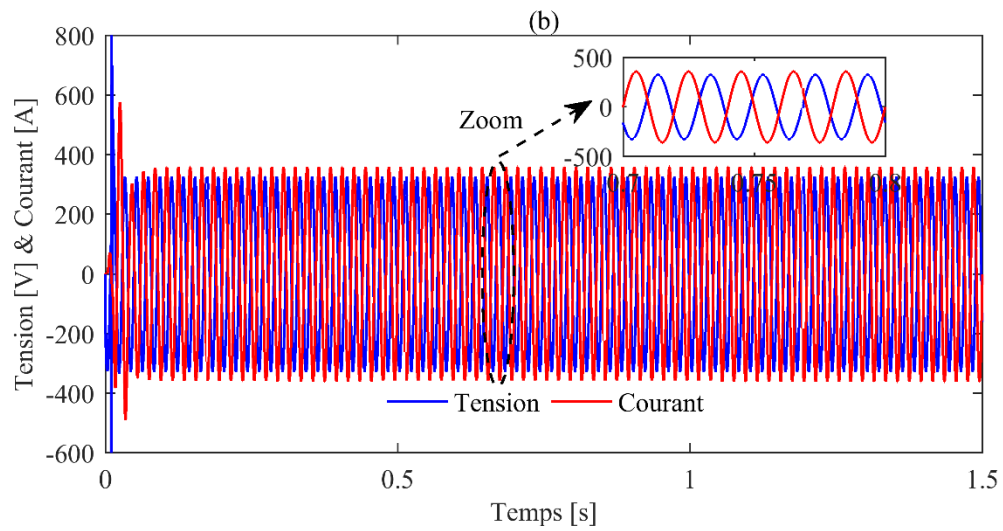
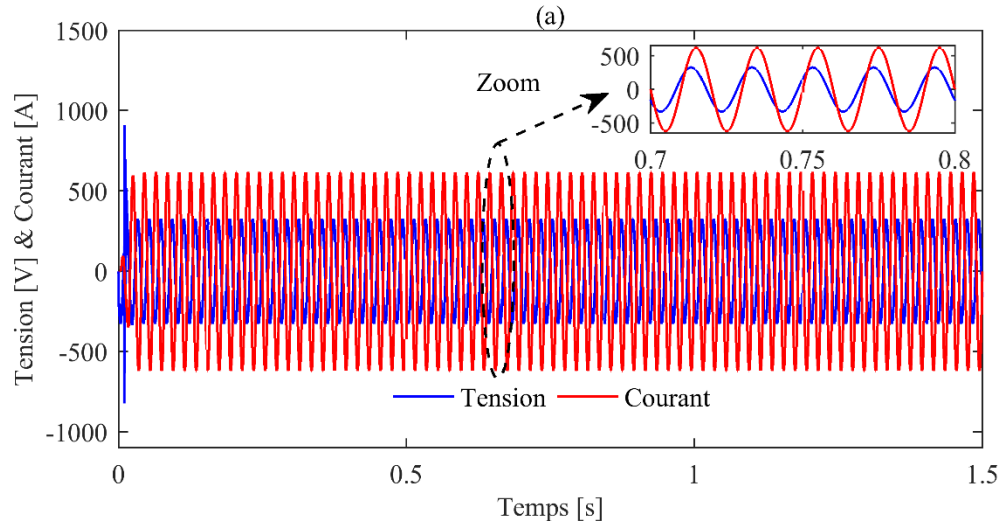


Figure. V. 5. RMS des courants pour des données météorologiques nominales.



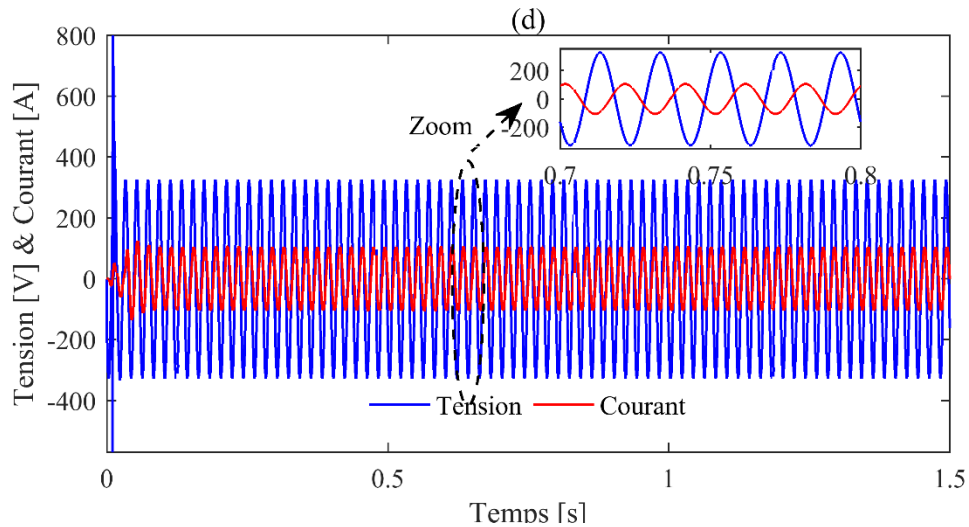
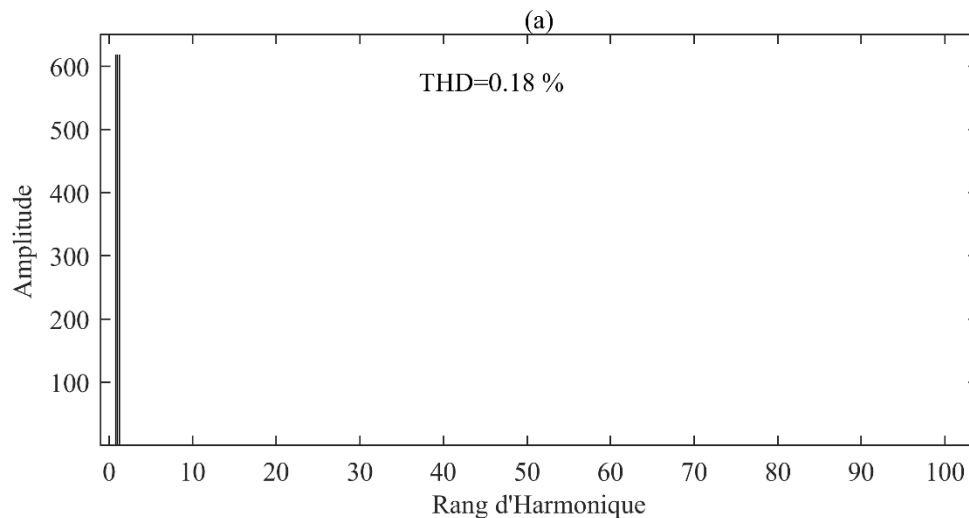


Figure. V. 6. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de GPV, (d) Tension du réseau et le courant de la ferme éolienne.

Les figures V. 7 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement l'analyse de la THD des courants de la charge, de réseau électrique, du GPV et de la ferme éolienne. Nous pouvons clairement constater que les THD obtenus pour les quatre courants ont des valeurs inférieures à 5%. Ces résultats montrent les meilleures qualités d'énergies produites par les SER et l'efficacité de l'intégration d'un SERH au réseau électrique.



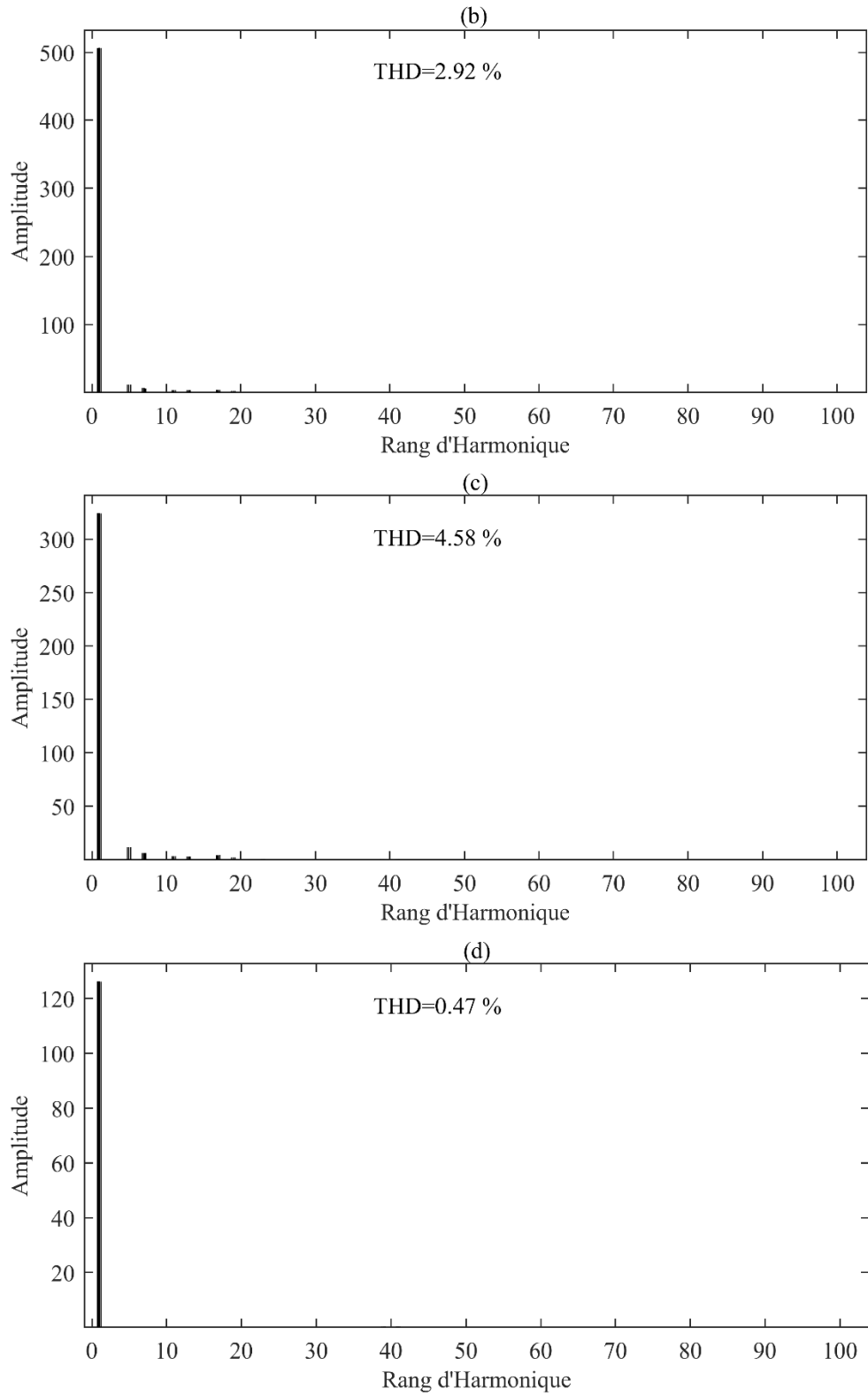


Figure. V. 7. THD des courants pour : (a) charge, (b) réseau, (c) GPV, (d) ferme éolienne.

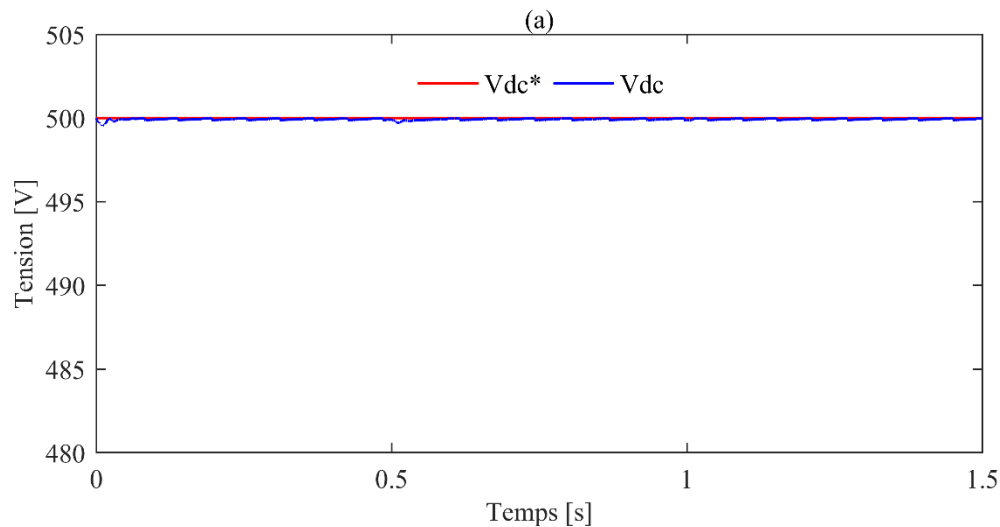
Le tableau V.1 résume l'analyse du THD des courants de charge, de réseau, du GPV et de la ferme éolienne.

Tableau. V. 1. THD des courants.

| Courant | Charge | Réseau | GPV | Ferme éolienne |
|---------|--------|--------|------|----------------|
| THD [%] | 0.18 | 2.92 | 4.58 | 0.47 |

Les figures V.8 (a) et (b) montrent respectivement les allures de la tension continue mesurée et celle de référence pour le SCEPV et SCEE. On constate clairement que les tensions mesurées suivent leurs références avec succès.

Les figures V.9 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement le SOC, la puissance, le courant et la tension de la batterie Li-ion. Tant que la tension du bus continu de GPV reste stable tout au long de cette simulation (figure I.6. (a)) la batterie reste en mode de stockage de l'énergie à partir du GPV suivant la gestion énergétique du SERH proposée.



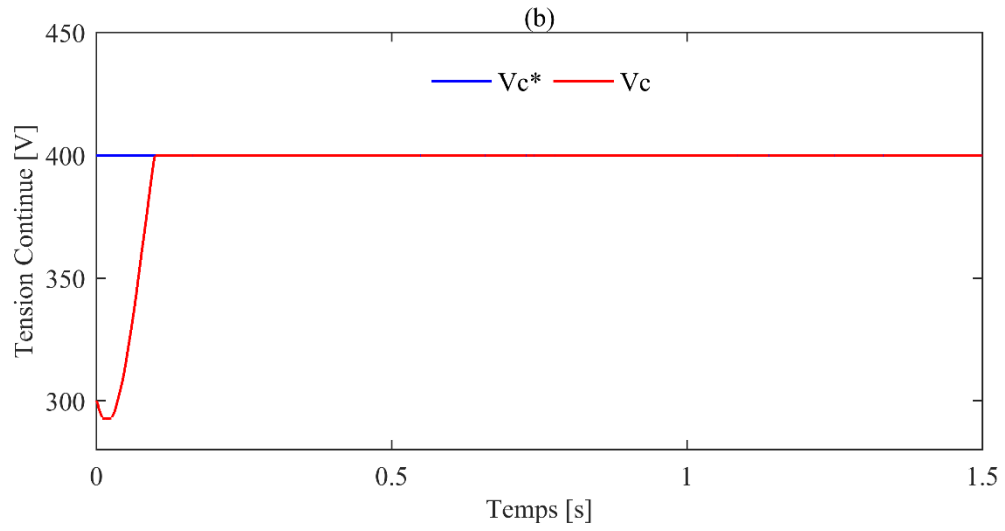
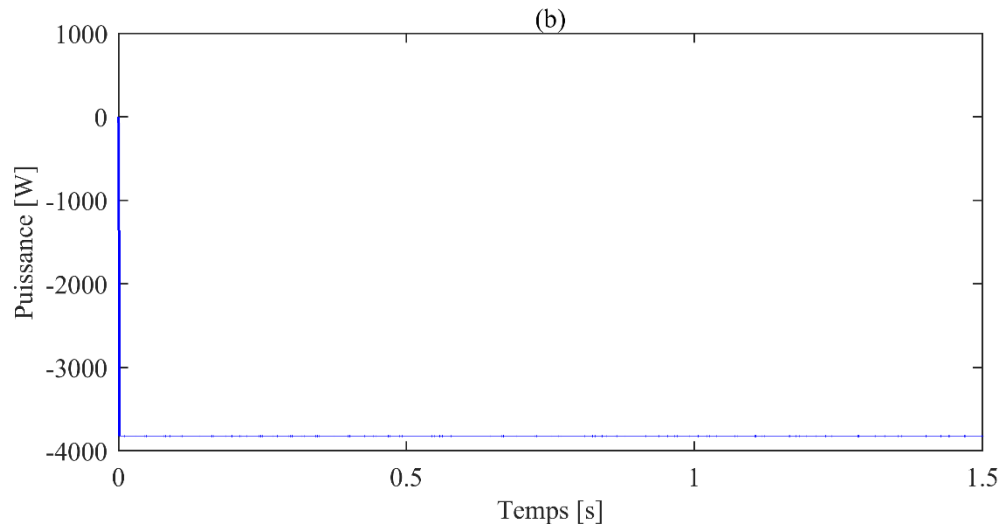
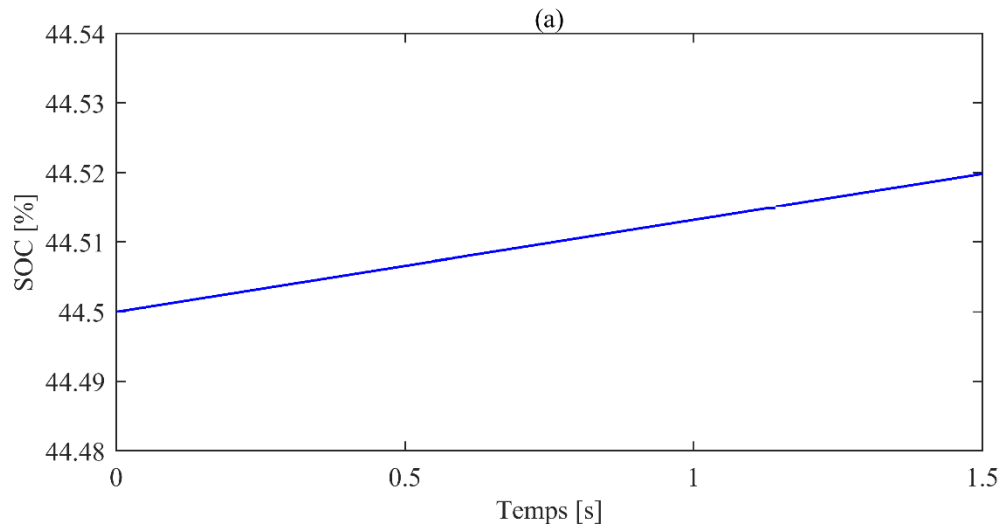


Figure. V. 8. Réponse de la tension continue : (a) GPV, (b) éolienne.



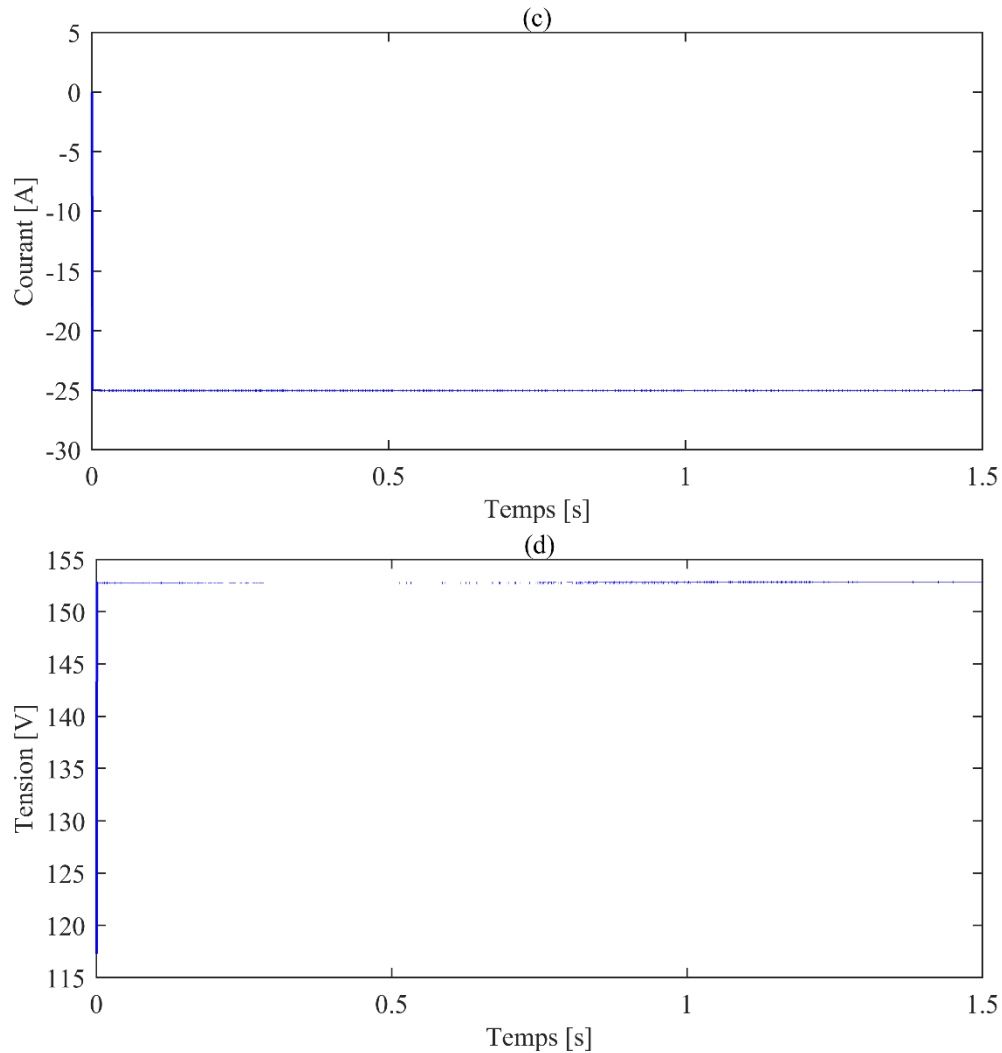


Figure. V. 9. Réponse de la batterie : (a) SOC, (b) Puissance, (c) Courant et (d) Tension.

V.4.1.b. Variation de la vitesse du vent

Dans ce scénario, le SERH connecté au réseau électrique est simulé avec une vitesse du vent variable. Comme illustre la figure V. 10, la vitesse moyenne du vent est initialement réglée à $6.5 [m/s]$ ensuite est abaissée à $6 [m/s]$ et à $5.5 [m/s]$ respectivement aux instants $t = 0.5 [s]$ et $t = 1 [s]$.

Pour les autres données météorologiques, on prend les mêmes conditions que le scénario précédent.

Les puissances actives générées par le réseau électrique, GPV, la ferme éolienne et la demande de charge. Cette dernière est supposée constante de valeur de $0.1 MW$ est illustrée à la figure V.11.

On constate clairement qu'après cette figure la puissance générée par la ferme éolienne est diminuée avec la variation de la vitesse du vent (voir la figure V.10). Nous notons également que la puissance générée par le GPV reste constante tout au long de la simulation car il produit une puissance maximale pour une température et éclairement nominales. Lors de la diminution de la puissance produite par la ferme éolienne, le réseau électrique doit réagir rapidement pour compenser cette diminution et assurer l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance générée. Ces résultats démontrent l'efficacité du SERH connecté au réseau électrique.

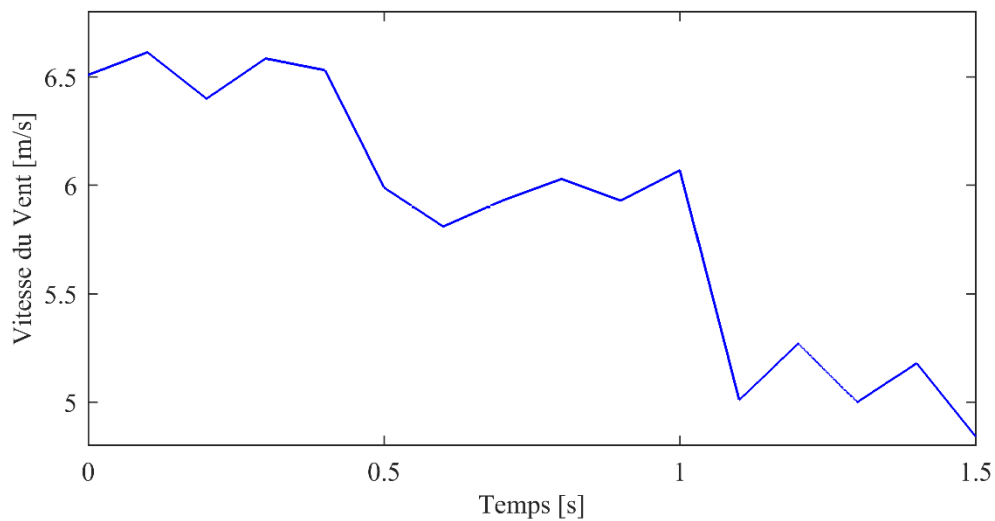


Figure. V. 10. Vitesse du vent variable.

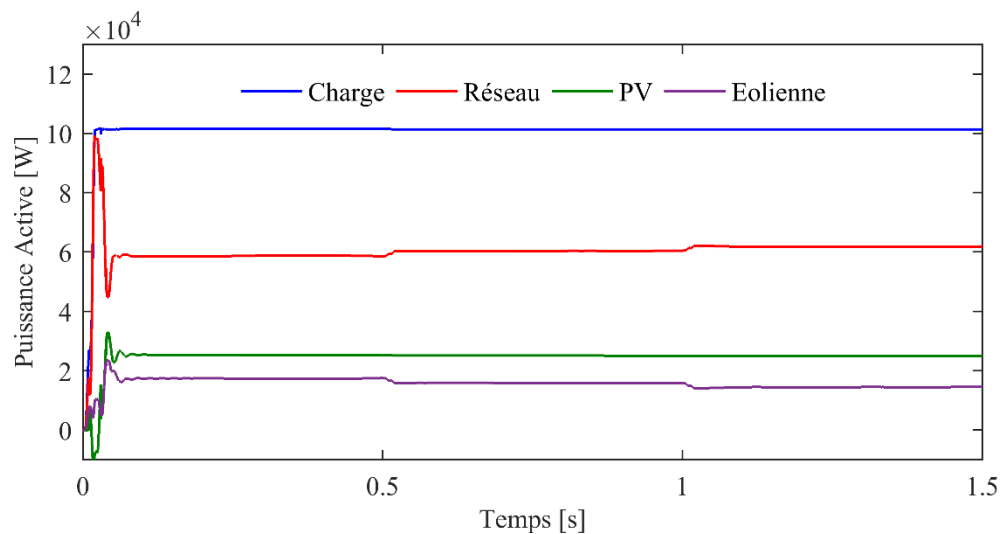


Figure. V. 11. Répartition de la puissance active pour une variation de la vitesse du vent.

V.4.1.c. Faible vitesse du vent

Le but de ce scénario est d'étudier le comportement et l'influence de la ferme éolienne sur le SERH connecté au réseau électrique, pour une faible vitesse du vent. La simulation est effectuée pendant une période de la journée.

D'après la stratégie de la gestion énergétique concernant le SERH. La puissance générée par la ferme éolienne sera nulle lorsque la vitesse du vent est inférieure à $1.5 [m/s]$ de façon que la vitesse mécanique est inférieure à une certaine vitesse de démarrage $\Omega_{dém}$ (voir la figure II.11 au chapitre II).

La figure V.12 montre le profil de la vitesse du vent dans une période de la journée. Les données de la température et de l'éclairement sont données comme suit :

- Température : $T = 293 [K]$;
- Eclairement solaire : $G = 1000 [W/m^2]$;

La puissance générée par la ferme éolienne dans le SERH au cours de cette période est illustrée à la figure V.13. Lorsque la vitesse du vent est inférieure à $1.5 [m/s]$, la puissance de sortie de la ferme éolienne est limitée à $0 KW$ par la stratégie de SCS.

Après la coupure de la production d'énergie de la ferme éolienne, le réseau électrique répond rapidement pour le but de compenser l'énergie de la ferme éolienne générée à la charge. Tant que les données météorologiques sont supposées constantes, le GPV génère la même puissance à la charge.

Ce scénario montre l'avantage d'utiliser deux sources d'énergie renouvelables dans le SERH connecté au réseau électrique, et spécialement dans le cas d'une interruption d'une source renouvelable (éolienne).

Grace à ce système on assure une continuité de service avec un équilibrage entre la puissance demandée par la charge et celle produite.

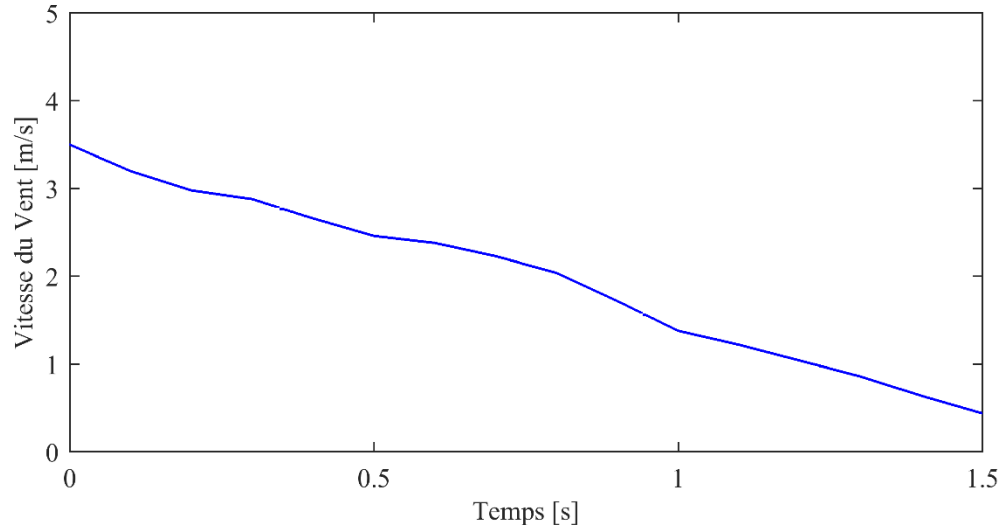


Figure. V. 12. Faible vitesse du vent.

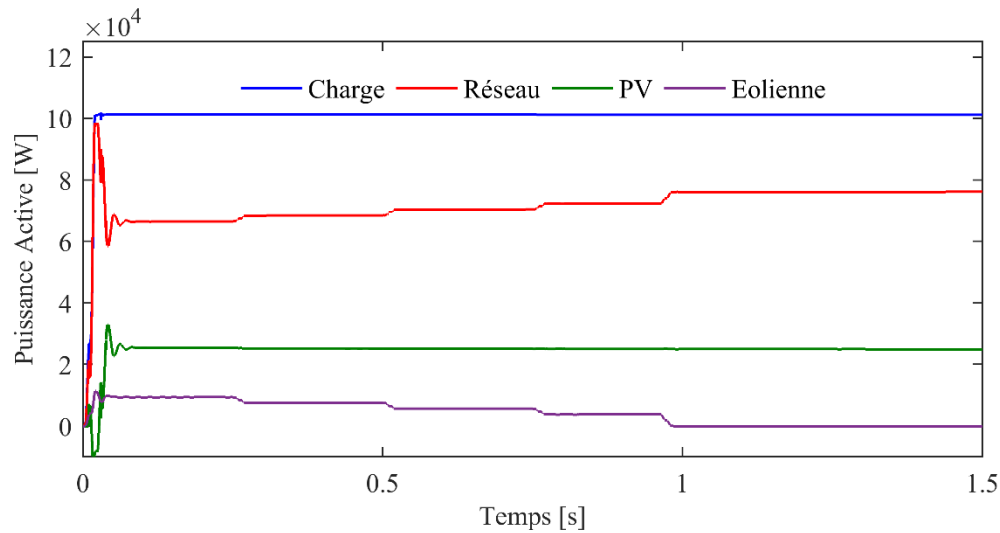


Figure. V. 13. Répartition de la puissance active pour une faible vitesse du vent.

V.4.1.d. Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, le SERH connecté au réseau électrique est simulé avec une variation de l'éclairement. Comme illustre la figure V.14, l'éclairement est initialement réglé à $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ ensuite est abaissé à $800 \text{ [W/m}^2\text{]}$ et à $600 \text{ [W/m}^2\text{]}$ respectivement aux instants $t = 0.5\text{[s]}$ et $t = 1\text{[s]}$.

Les autres données météorologiques sont données comme suit :

- Température : $T = 293 \text{ [K]}$;

- Vitesse moyenne du vent est environ 6.5 [m/s].

La figure V.15 montre la répartition de la puissance active de la charge, de réseau électrique, de GPV et de la ferme éolienne.

Initialement, suivant les données météorologiques, les puissances générées par le GPV et la ferme éolienne sont maximales. Le réseau électrique fournit la différence entre la puissance demandée par la charge et celle disponible à partir du GPV et la ferme éolienne.

Le GPV est contrôlé par la technique de MPPT de façon à générer la puissance maximale pour différentes valeurs d'éclairements solaires. Cette technique a un rôle très important pour l'amélioration des performances de la cellule PV.

À partir de $t = 0.5$ s, l'éclairement est diminué à sa valeur nominale (voire figure V.14), plus la valeur de puissance maximale générée par le GPV est réduite (voire figure V.15).

Nous notons également que la puissance générée par la ferme éolienne reste constante tout au long de la simulation car elle produite une puissance maximale pour une vitesse du vent moyenne de 6,5 m / s. Mais la puissance générée par le réseau électrique augmente avec la diminution de la puissance produite par le GPV pour le but d'assurer la stabilité énergétique entre la demande et la production.

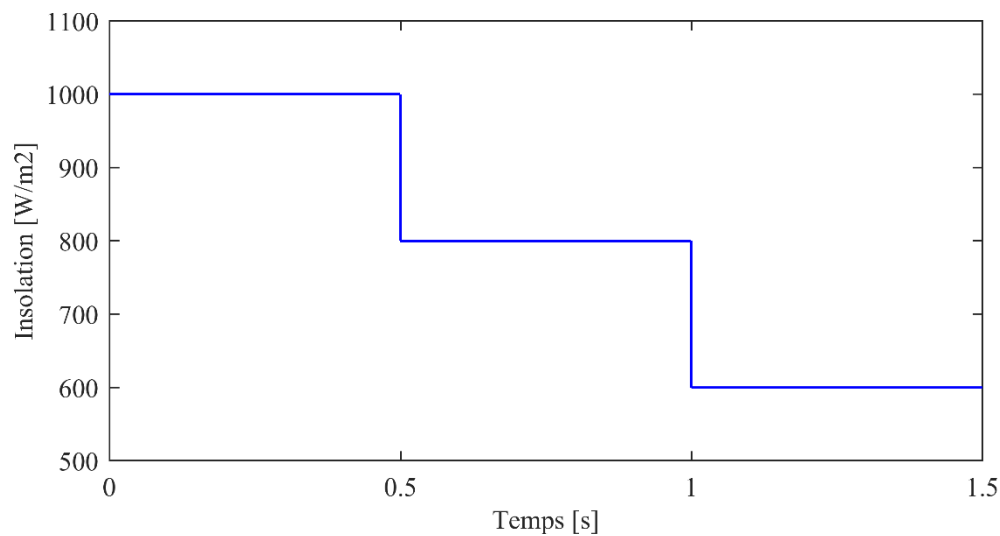


Figure. V. 14. Variation de l'éclairement.

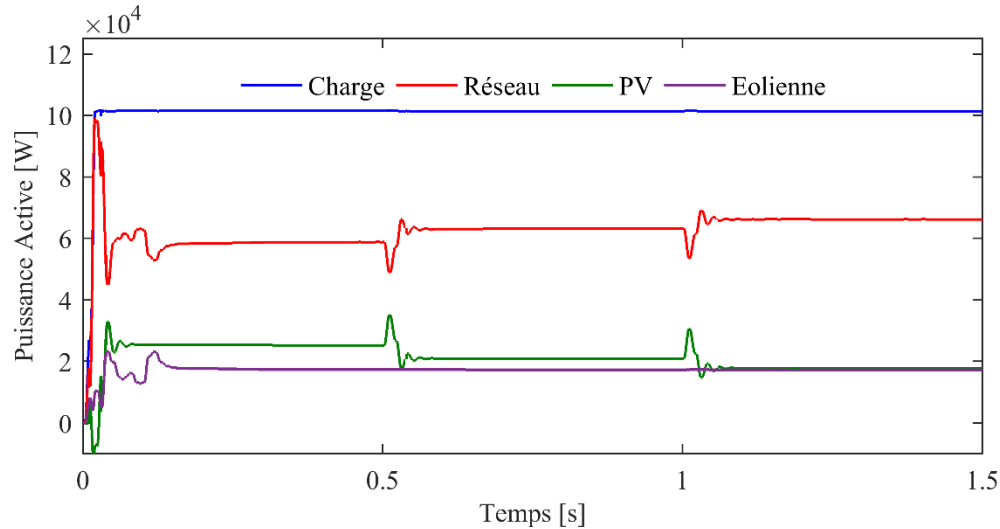


Figure. V. 15. Répartition de la puissance active pour une variation de l'éclairement.

V.4.1.e. Faible valeur de l'éclairement

Ce scénario présente une étude par simulation sur le comportement et l'influence de la coupure de la production du GPV sur le SERH connecté au réseau électrique pour un faible éclairement.

D'après la stratégie de la gestion énergétique pour le SERH, lorsque l'éclairement solaire est inférieur à $100 [W/m^2]$, la puissance générée par le GPV sera nulle. La figure V.16 montre le profil de l'éclairement solaire dans une période de la journée. Les données de la température et de la vitesse moyenne du vent sont données comme suit :

- Température : $T = 293 [K]$;
- Vitesse moyenne du vent est environ $6.5 [m/s]$.

La figure V.17 montre la répartition de la puissance active de la charge, de réseau électrique, de GPV et de la ferme éolienne.

Comme nous avons indiqué dans le scénario précédent qu'avec la variation de l'éclairement solaire et suivant l'algorithme de MPPT la puissance générée par le GPV est aussi variée. Mais lorsque l'éclairement solaire est inférieur à $100 [W/m^2]$, la puissance générée par GPV est limitée à $0 KW$ par la stratégie de la gestion énergétique. Après la coupure de la production d'énergie du GPV, le réseau électrique répond rapidement pour assurer la stabilité énergétique.

Suivant les données météorologiques qui sont supposées constantes pour la température et la vitesse moyenne du vent, la ferme éolienne génère la même puissance à la charge.

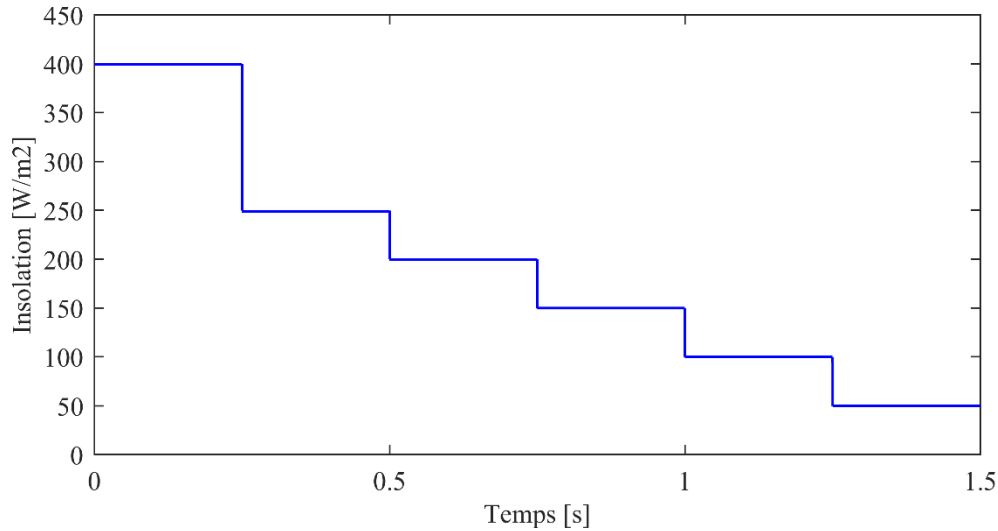


Figure. V. 16. Faible valeur de de l'éclairement.

Ce scénario montre l'efficacité du SERH connecté au réseau électrique lorsqu'il y a une coupure dans une source renouvelable (GPV). Dans ce cas, la puissance demandée par la charge est régulièrement assurée par le réseau électrique et la deuxième source renouvelable (ferme éolienne) afin de garantir la stabilité entre la puissance demandée et celle générée par le SERH connecté au réseau électrique. Aussi, la coupure de la production du GPV n'influe pas sur la deuxième source renouvelable ou sur la stabilité de SERH.

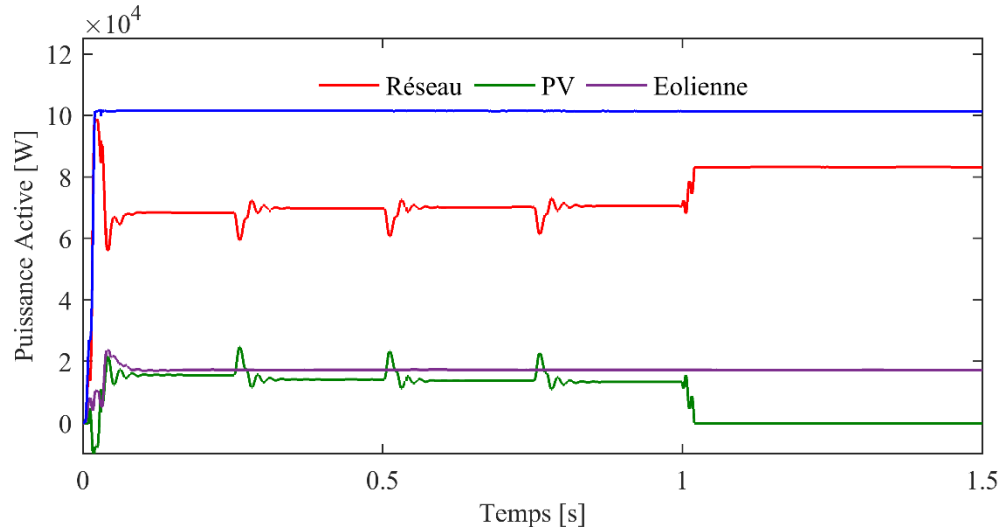


Figure. V. 17. Répartition de la puissance active pour des faibles valeurs de l'éclairement.

V.4.2. Variation de la charge

Ce scénario traite l'influence de la variation de la charge sur le comportement du SERH. Initialement nous avons imposé une puissance de la charge de $0.1MW$. A l'instant $t = 0.5[s]$, elle augmente brusquement à $0.12MW$ puis elle diminue à $0.08MW$ à $t = 1[s]$. Le système est simulé dans une période avec les données météorologiques suivantes :

- Température : $T = 293 [K]$;
- Eclairement solaire : $G = 1000 [W/m^2]$;
- Vitesse moyenne du vent est environ $6.5 [m/s]$.

La figure V.18 présente la répartition des puissances de la charge, réseau électrique, GPV et la ferme éolienne pour le cas de la variation de charge.

Suivant les données météorologiques, le GPV et la ferme éolienne génèrent des puissances constantes tout au long de cette simulation. Mais, ils sont légèrement influencés dans les instants de variation de la charge. Par contre, pour assurer toujours la stabilité énergétique entre les sources de production du SERH et la charge, le réseau électrique doit toujours suivre la variation de la charge pour relever ou abaisser sa production d'énergie électrique.

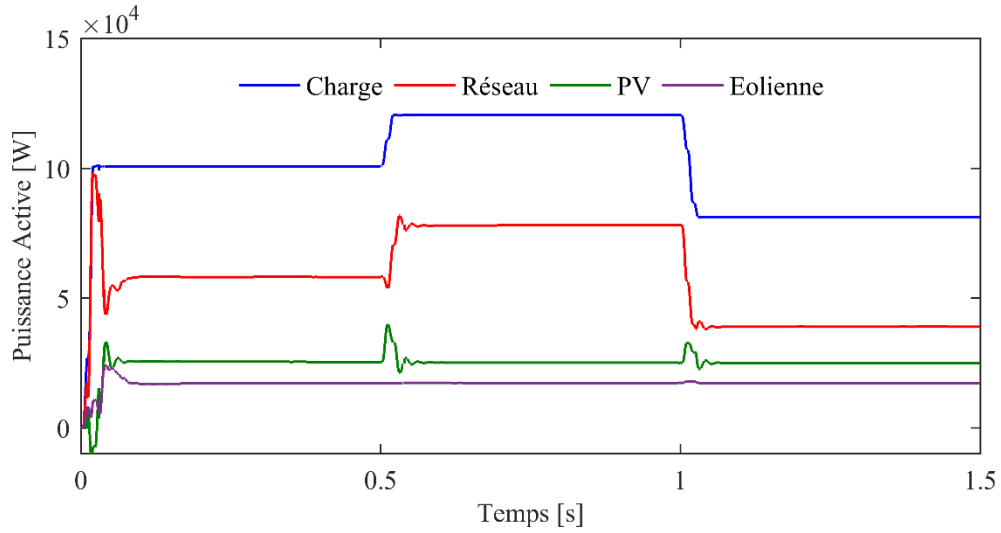
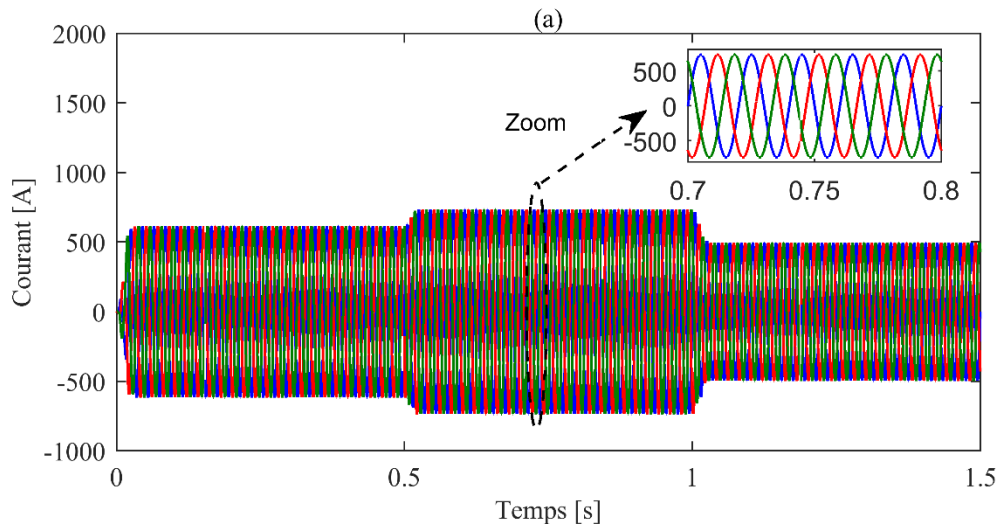


Figure. V. 18. Répartition de la puissance active pour la variation de la charge.

Les figures V.19 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement les courants triphasés de la charge, de réseau électrique, de GPV et de la ferme éolienne. On peut observer que les courants sont sinusoïdaux et stables et ne sont pas influencés par la variation de la charge.

Suivant la figure V.20, l'amplitude du courant de réseau électrique change avec la variation de l'amplitude de la charge. Cependant, les amplitudes des courants de GPV et la ferme éolienne restent constants.



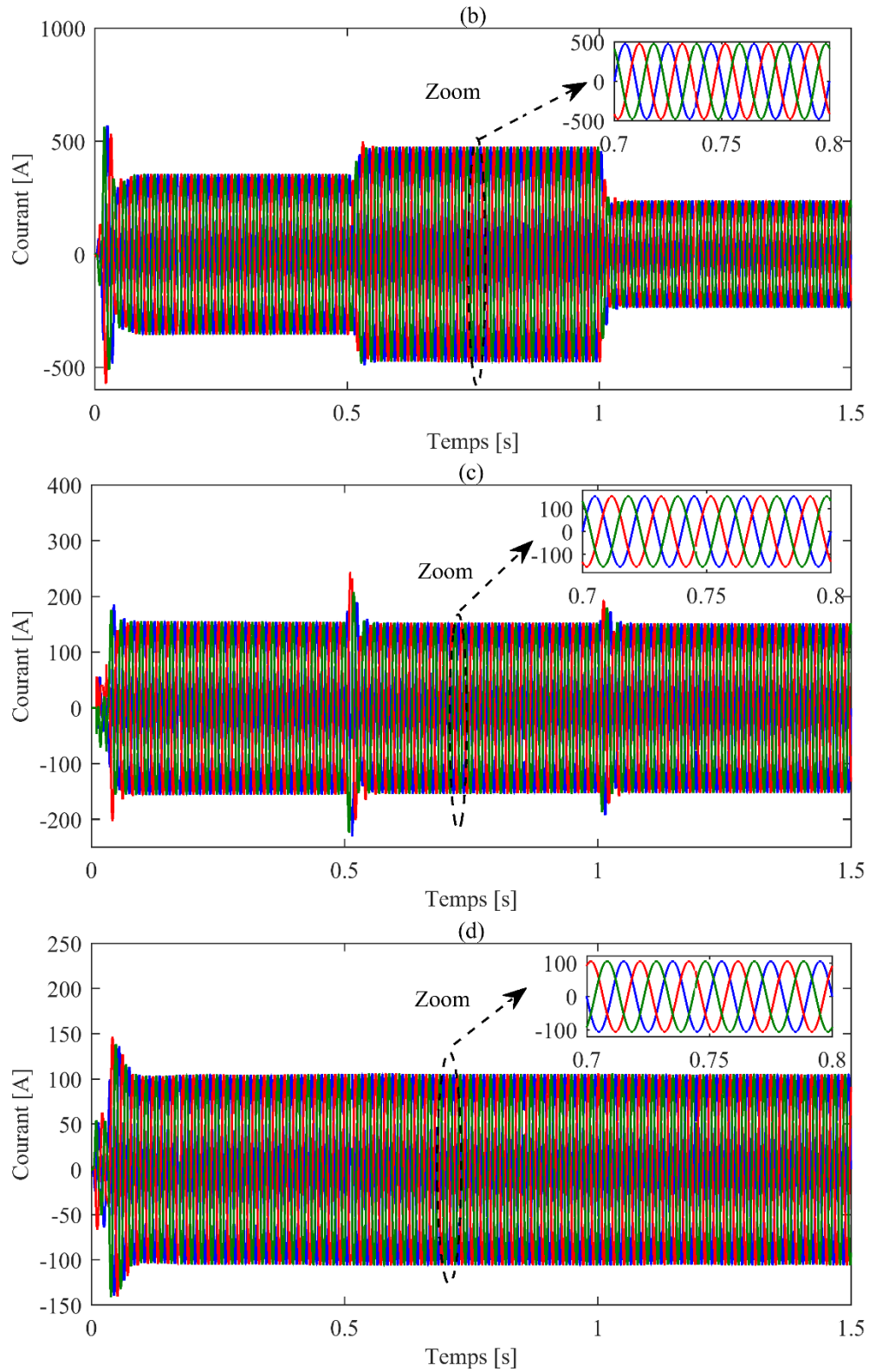


Figure. V. 19. Répartition de la puissance active pour la variation de la charge.

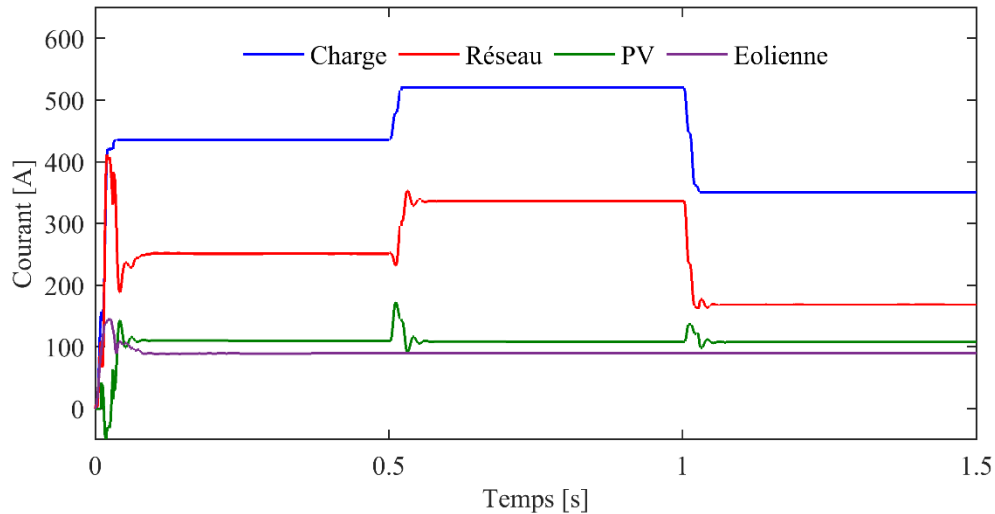


Figure. V. 20. RMS des courants pour la variation de la charge.

V.4.3. Défaut de court-circuit triphasé

Le but de ce scénario est d'illustrer le comportement dynamique d'un SERH connecté au réseau électrique, et son impact sur la stabilité électrique lors d'un défaut de court-circuit triphasé (grand mouvement).

Le défaut de court-circuit triphasé est appliqué au point de couplage commun (PCC), entre les deux instants $t = 0.75s$ et $t = 0.77s$. On considère une charge constante de $0.1 MW$ et les données météorologiques comme suit :

- Température : $T = 293 [K]$;
- Eclairement solaire : $G = 1000 [W/m^2]$;
- Vitesse moyenne du vent est environ $6.5 [m/s]$.

La répartition des puissances actives de la charge, le réseau électrique, le GPV et la ferme éolienne sont illustrés dans la figure V.21. On peut bien remarquer que ces puissances sont passées par trois régimes différents à savoir :

Régime 1 : le système est simulé avant l'apparition de défaut durant l'intervalle $t = [0 \ 0.75] s$, on constate clairement que le réseau électrique, le GPV et la ferme éolienne assurent pleinement la production de la puissance à la charge afin d'assurer la stabilité entre la puissance requise et la puissance générée.

Régime 2 : entre $t = [0.75 \ 0.77] \text{ s}$, durant le défaut de court-circuit. Dans ce cas, le SERH connecté au réseau électrique devient instable et présente un régime transitoire et un déséquilibre entre les puissances générées et celle demandée.

Régime 3 : entre $t = [0.77 \ 1.5] \text{ s}$, après l'annulation du défaut de court-circuit, le SERH connecté au réseau électrique intervient rapidement pour rétablir l'équilibre du flux de puissance.

Ces résultats montrent l'efficacité et la bonne performance d'un SERH après l'annulation de défaut de court-circuit, car il produit la même puissance avant et après ce défaut.

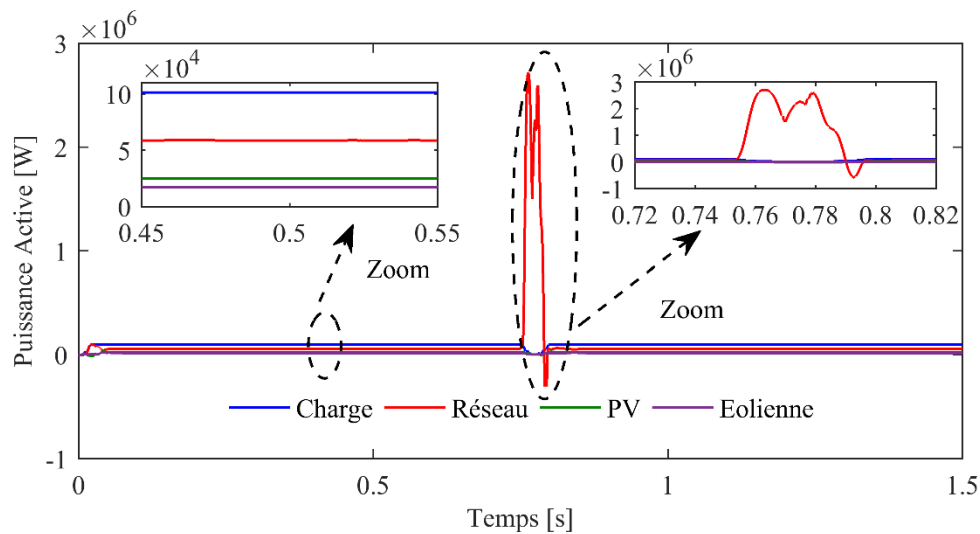


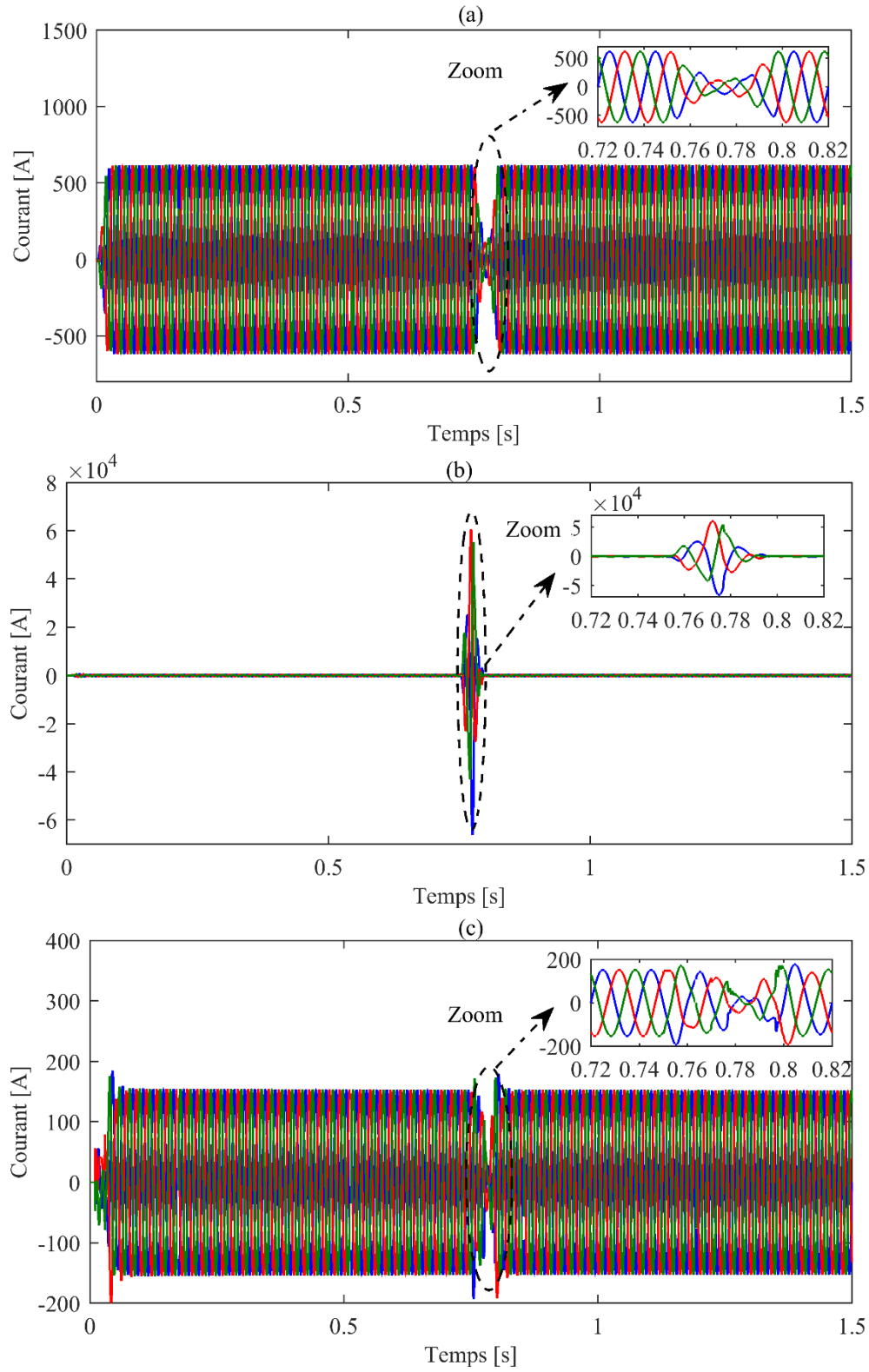
Figure. V. 21. Répartition de la puissance active pour le défaut de court-circuit.

Les figures V.22 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement les formes d'ondes des courants de la charge, de réseau électrique, du GPV et de la ferme éolienne.

D'après ces figures, on note que les formes d'onde des courants sont sinusoïdales et que la fréquence est maintenue à 50 Hz.

On constate clairement à l'instant d'application d'un défaut de court-circuit, les courants présentent un déséquilibre.

Une fois le court-circuit triphasé disparaît, les courants reviennent à leurs états initiaux qui impliquent la bonne performance de l'intégration du SERH dans le réseau électrique.



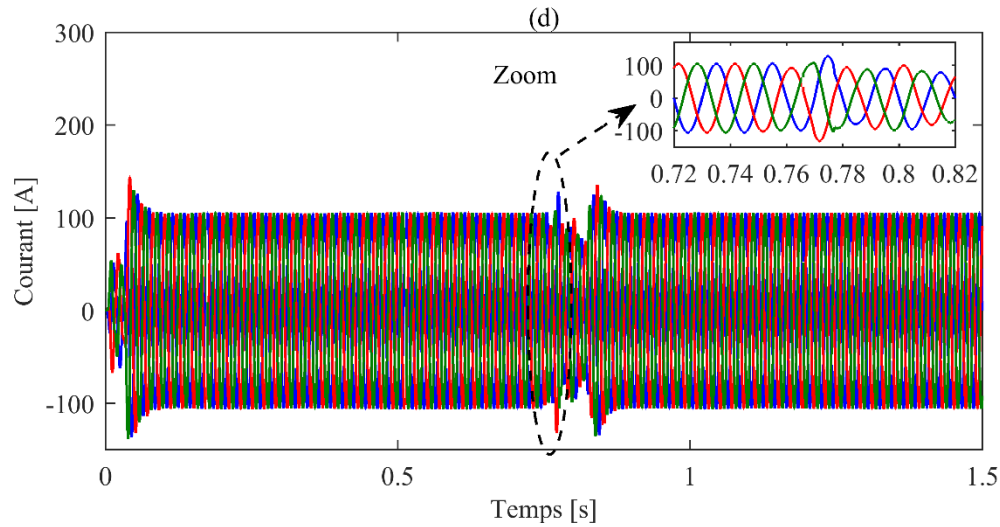


Figure. V. 22. La forme d'onde des courants : (a) charge, (b) réseau, (c) GPV et (d) ferme éolienne.

La figure V.23 illustre le RMS des courants de charge, de réseau électrique, de GPV et de la ferme éolienne. Cette figure montre la stabilité du SERH après la disparition du défaut de court-circuit et nous notons que le RMS du courant de charge est égal à la somme du RMS des courants de réseau électrique, de GPV et de la ferme éolienne avant et après le défaut qui implique la stabilité de production d'énergie.

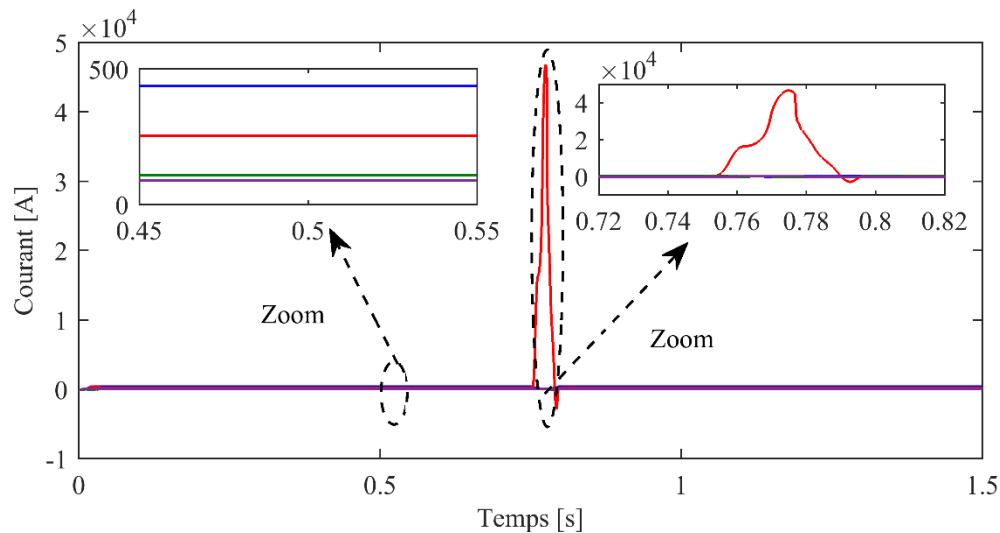
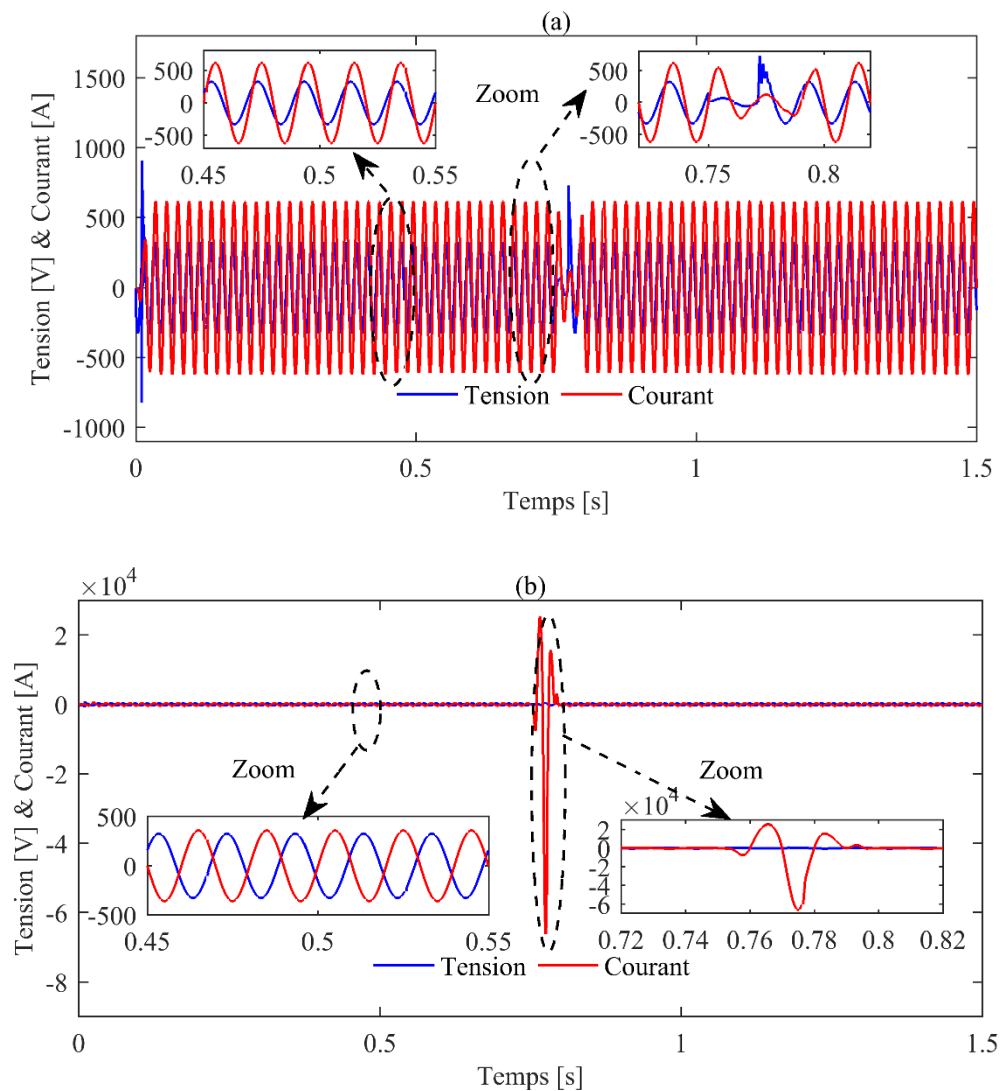


Figure. V. 23. RMS des courants.

Les figures V.24 (a), (b), (c) et (d) montrent respectivement une phase de la tension avec le courant de charge, le courant de réseau électrique, le courant de GPV et le courant de la ferme éolienne.

D'après ces figures, on remarque que durant le défaut de court-circuit les sources de production d'énergie électrique sont instables, mais après la disparition du défaut, les sources produisent toujours les mêmes puissances générées avant le défaut.

Suite à ces résultats de simulations obtenus de ce scénario, on peut conclure que le SERH, étudié dans cette thèse, est caractérisé par des bonnes performances dynamiques et il a maintenu sa stabilité après la disparition de défaut de court-circuit triphasé.



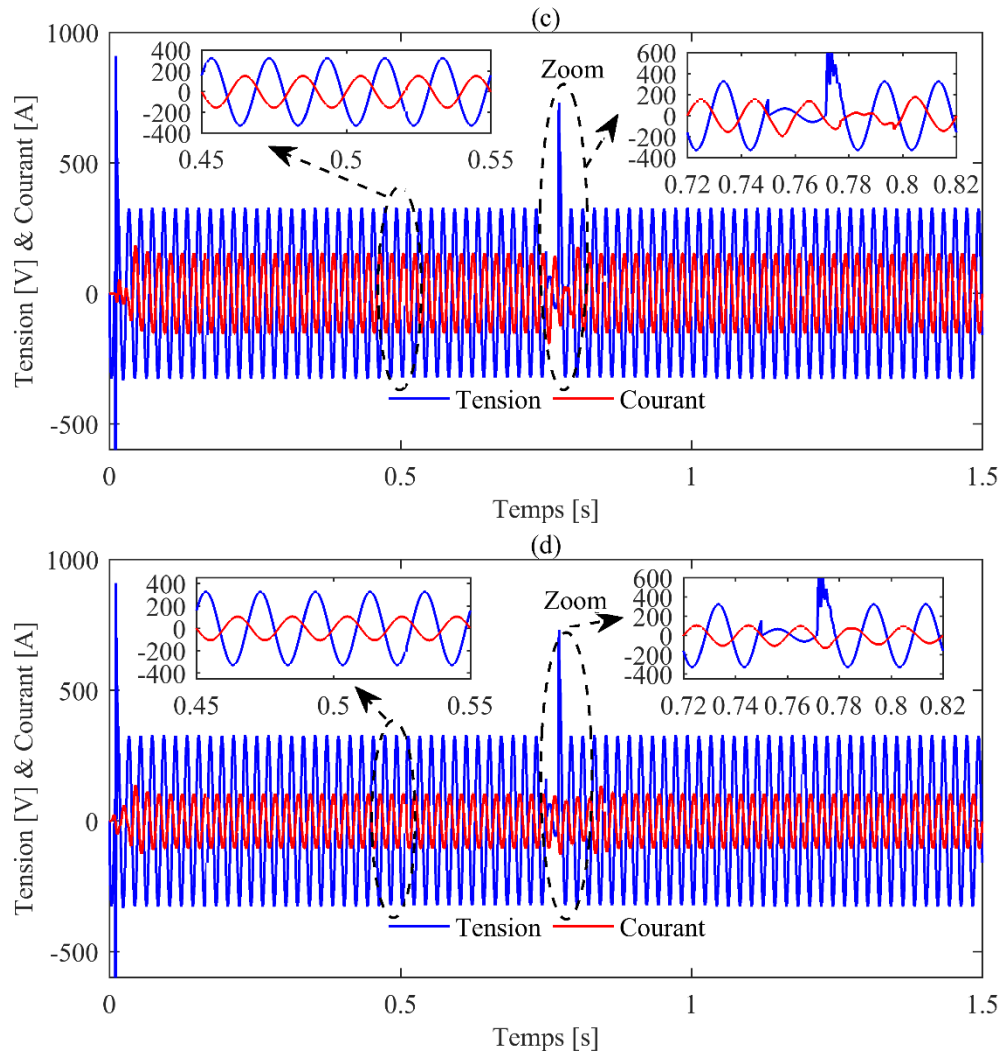


Figure. V. 24. (a) Tension du réseau et le courant de charge, (b) Tension du réseau et le courant de réseau, (c) Tension du réseau et le courant de PV, (d) Tension du réseau et le courant de la ferme éolienne.

V.5. Conclusion

Ce chapitre était axé sur la conception et l'évaluation de l'intégration d'un SERH connecté au réseau électrique composé d'un GPV et une ferme éolienne.

Le SCS proposé a été évalué dans une série de scénarios de simulation, y compris la variation de la charge, l'évolution de l'éclairement solaire, variation de la vitesse moyenne du vent et le défaut de court-circuit triphasé dans la ligne de transmission.

Les résultats de simulation montrent les bonnes performances de l'intégration de SERH au réseau électrique.

En outre, les résultats sont également montrés l'efficacité de SCS à coordonner entre le SERH dans les différents scénarios considérés pour le rôle d'assurer la protection de SERH.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse porte sur le contrôle et la gestion optimale des puissances générées du système hybride (éolien-photovoltaïque), connecté au réseau électrique et associé à des batteries de stockage afin d'améliorer la qualité d'énergie produite par ce genre de système qui est fluctuant à cause du caractère intermittent du vent et du solaire. Pour pallier à cet état de fait, on a appliqué plusieurs techniques de commande classiques et avancées et on a développé un algorithme de gestion qui gère l'échange énergétique entre les différents composants du SERH et le réseau électrique.

Les objectifs principaux auxquels nous avons visé dans cette thèse sont :

- Amélioration de la qualité d'énergie produite par le SERH connecté au réseau électrique ;
- Assurer la stabilité énergétique entre les sources de production et la charge ;
- Utilisation d'un contrôleur robuste non linéaire pour contrôler les puissances injectées par le système de conversion d'énergie éolienne ;
- Utilisation des convertisseurs multiniveaux dans le système de conversion d'énergie éolienne dans le but d'améliorer la qualité d'énergie produite ;
- Utiliser un algorithme avancé pour extraire le maximum d'énergie produite par le système de conversion d'énergie photovoltaïque ;
- Utilisation d'un système de stockage qui est connecté avec le générateur photovoltaïque par l'intermédiaire d'un hacheur bidirectionnel (survolteur, dévolteur) pour le but d'assurer la stabilité de la tension du bus continu ;
- Application d'un système de contrôle et de surveillance SCS dans le but prévu pour assurer la stabilité énergétique entre les sources de production et la puissance demandée à chaque instant et pour différents scénarios : variation de charge, variation de l'éclairement solaire, variation de la vitesse moyenne du

vent et un défaut de court-circuit. Aussi, pour assurer la sûreté et la continuité du fonctionnement de SERH.

Nous avons proposé un aperçu général sur les SERH en montrant leur importance comme source d'énergie efficace et moins coûteuse qui permet d'améliorer la stabilité des systèmes énergétiques et compenser l'effet néfaste du caractère intermittent des sources renouvelables sur cette stabilité. Dans ce contexte, les principales notions et les différents composants utilisés dans les SERH avaient été présentés. Des techniques de stockage de l'énergie électrique avaient été données après avoir adopté sur celle qui est basée sur la batterie électrochimique de type Li-ion, vu ses avantages.

La modélisation et le réglage d'une chaîne de conversion éolienne basée sur la MADA connectée au réseau électrique après avoir utilisé des convertisseurs NPC à trois niveaux ont été bien présentées. La commande par l'orientation de flux basée sur un régulateur PI est utilisée pour contrôler la puissance active et réactive injectées au réseau électrique. Les performances d'une telle commande sont évaluées par des résultats de simulations sur le réseau qui montrent un découplage P/Q satisfaisant. Une commande MPPT basée sur l'asservissement de vitesse est appliquée pour extraire le maximum de puissance.

Plusieurs modes de contrôles sont donc établis en vue de les comparer entre eux et d'en retenir le meilleur. Pour cela, les performances des trois contrôleurs robustes, mode glissant, mode glissant Super-twisting et Backstepping, sont développées et évaluées en simulations sous l'environnement Simulink/Matlab. Les résultats des simulations montrent que le contrôleur Backstepping donne une meilleure réponse transitoire par rapport aux autres contrôleurs avec un temps de réponse inférieur, un dépassement réduit et une bonne précision. Ce contrôleur minimise l'interaction existant entre les deux puissances actives et réactives et sa robustesse vis-à-vis des variations paramétriques contrairement au régulateur PI qui ne tolère pas pour lequel les variations de paramètre entraînent une dégradation des performances.

L'étude de la chaîne de conversion solaire associée à un système de stockage connectée au réseau électrique, a été bien étudiée. Ce système est constitué d'un GPV connecté à un

hacheur survolteur. Pour injecter la puissance produite par le GPV au réseau électrique, nous avons utilisé un onduleur relié à un filtre dans le but d'améliorer la qualité d'énergie injectée. Nous avons utilisé une batterie électrochimique de type Li-ion pour assurer la régulation de tension continue. L'interconnexion entre GPV et la batterie se fait à travers un hacheur bidirectionnel (survolteur, dévolteur) qui permet l'échange énergétique dans les deux sens.

La charge et la décharge de la batterie sont assurées par un système de contrôle et de protection suivant les conditions de fonctionnement.

Dans le but d'extraire le maximum d'énergie produite par le SCEPV dans les différentes valeurs de l'éclairement solaire et de température. Plusieurs techniques de MPPT sont développées et utilisées. Parmi elles, nous avons appliqué celle à base de logique floue, vu ses avantages en termes de bonne robustesse face aux perturbations externe de système, une bonne performance et sa simple implantation. Les résultats de simulations obtenus montrent la bonne efficacité de la commande sur le fonctionnement de cette chaine connectée au réseau soumis à différentes conditions de fonctionnement.

A la fin de cette thèse, un algorithme de supervision a été développé pour assurer une coordination de contrôle entre le générateur éolien, le GPV, la batterie et la charge, d'une part, et pour assurer une continuation de service de système dans le cas d'une variation de la charge, l'évolution de l'éclairement solaire, variation de la vitesse moyenne du vent et le défaut de court-circuit triphasé, d'autre part.

Finalement, on peut confirmer que les objectifs principaux visés ont été globalement atteints. En revanche, des études complémentaires sont bien évidemment nécessaires pour aborder dans ses multiples aspects la question précitée. Ainsi, à l'issu de ces travaux, nous pouvons mentionner quelques perspectives et pistes d'études futures à suivre :

- Une étude en expérimentale d'un SERH dans un réseau de distribution réel et les modes de leur gestion temps réel.

- Application des algorithmes MPPT intelligents pour suivre le point maximal de la puissance dans le cas d'un profil du vent aléatoire.
- Application des algorithmes génétiques et avancée pour assurer la gestion énergétique d'un SERH.
- L'utilisation de notre système considéré comme une plateforme d'un réseau intelligent (SMART-GRID).

Références Bibliographique

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Lauha Fried, « GWEC | Representing the global wind energy industry », Global wind energy industry, 10-févr-2017. .
- [2] « World Energy Resources Solar | 2016 », World Energy Council, 2016. .
- [3] A. Kamjoo, « A Decision Support System for Integrated Design of Hybrid Renewable Energy System », PhD Thesis, Northumbria University, 2015.
- [4] S. Patel, « Modeling and control of a grid connected wind-PV hybrid generation system », Master's Thesis, Department of Electrical Engineering National Institute of Technology, Rourkela, 2014.
- [5] H. Faisal, « Hybrid Wind-Solar Electric Power System », PhD Thesis, University Of Khartoum, 2014.
- [6] C. Wang, « Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems », PhD Thesis, Montana State University-Bozeman, College of Engineering, 2006.
- [7] D. Yang, « Performance analysis of a grid connected hybrid photovoltaic and wind electricity generation system in cold climate », Master's Thesis, University of Jyväskylä, 2007.
- [8] C. Tiller, « Case study of a large-scale solar and wind power hybrid system at Fakken Wind Farm, Troms », Master's Thesis, UiT the Arctic University of Norway, 2017.
- [9] J. Hu, « Advanced control in smart microgrids », PhD Thesis, University of Technology, Sydney, 2013.
- [10] S. Kumar, « Modeling and simulation of hybrid Wind/Photovoltaic Stand-alone generation system », PhD Thesis, National Institute of Technology Rourkela, 2014.
- [11] R. Huang, « Integration of Renewable Distributed Energy Resources into Microgrids », PhD Thesis, University of California, 2015.
- [12] A. M. M. Yasin, « Distributed Generation Systems Based on Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Structures », PhD Thesis, Università degli Studi di Catania Scuola Superiore di Catania, 2012.
- [13] G. S. Chaurasia, A. K. Singh, S. Agrawal, et N. K. Sharma, « A meta-heuristic firefly algorithm based smart control strategy and analysis of a grid connected hybrid photovoltaic/wind distributed generation system », Sol. Energy, vol. 150, n° Supplement C, p. 265- 274, juill. 2017.
- [14] D. Nguyen, G. Fujita, « Analysis of sensorless MPPT method for hybrid PV-Wind system using DFIG Wind Turbines », Sustain. Energy Grids Netw., vol. 5, n° Supplement C, p. 50- 57, mars 2016.
- [15] M. Boussetta, R. El Bachtiri, M. Khanfara, K. El Hammoumi, « Assessing the potential of hybrid PV-Wind systems to cover public facilities loads under different Moroccan climate conditions », Sustain. Energy Technol. Assess., vol. 22, n° Supplement C, p. 74- 82, août 2017.
- [16] S. Weida, S. Kumar, R. Madlener, « Financial Viability of Grid-connected Solar PV and Wind Power Systems in Germany », Energy Procedia, vol. 106, n° Supplement C, p. 35- 45, déc. 2016.
- [17] H. Al-Hamidi, J. Al Asfar, « Hybrid renewable energy system with minimum noise wind turbine », Renew. Energy, vol. 114, n° Part B, p. 581- 587, déc. 2017.
- [18] C.-M. Hong, C.-H. Chen, « Intelligent control of a grid-connected wind-photovoltaic hybrid power systems », Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 55, n° Supplement C, p. 554- 561, févr. 2014.
- [19] A. Rezvani, A. Esmaeily, H. Etaati, M. Mohammadinodoushan, « Intelligent hybrid power generation system using new hybrid fuzzy-neural for photovoltaic system and RBFNSM for wind turbine in the grid connected mode », Front. Energy, p. 1- 18, mars 2017.
- [20] Q. Huang, Y. Shi, Y. Wang, L. Lu, Y. Cui, « Multi-turbine wind-solar hybrid system », Renew. Energy, vol. 76, n° Supplement C, p. 401- 407, avr. 2015.
- [21] I. M. Syed, « Near-optimal standalone hybrid PV/WE system sizing method », Sol. Energy, vol. 157, n° Supplement C, p. 727- 734, nov. 2017.
- [22] H. Fathabadi, « Novel grid-connected solar/wind powered electric vehicle charging station with vehicle-to-grid technology », Energy, vol. 132, n° Supplement C, p. 1- 11, août 2017.
- [23] A. González, J.-R. Riba, A. Rius, R. Puig, « Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system », Appl. Energy, vol. 154, n° Supplement C, p. 752- 762, sept. 2015.
- [24] B. Bhandari, K.-T. Lee, G.-Y. Lee, Y.-M. Cho, S.-H. Ahn, « Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review », Int. J. Precis. Eng. Manuf.-Green Technol., vol. 2, n° 1, p. 99- 112, janv. 2015.

- [25] H. Belmili, S. Boulouma, B. Boualem, A. M. Fayçal, « Optimized Control and Sizing of Standalone PV-wind Energy Conversion System », *Energy Procedia*, vol. 107, n° Supplement C, p. 76- 84, févr. 2017.
- [26] A. Anzalchi, A. Sarwat, « Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems », *Energy Convers. Manag.*, vol. 152, n° Supplement C, p. 312- 327, nov. 2017.
- [27] Y. Sawle, S. C. Gupta, A. K. Bohre, « Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, n° Part 2, p. 2217- 2235, janv. 2018.
- [28] J. Shi, Z. Zhong, X. Zhu, G. Cao, « Robust design and optimization for autonomous PV-wind hybrid power systems », *J. Zhejiang Univ.-Sci. A*, vol. 9, n° 3, p. 401- 409, mars 2008.
- [29] B. Abu-Hijleh, « Use of Hybrid PV and Wind Turbine - Grid Connected System in a Local Emirati Home in Dubai-UAE », *Energy Procedia*, vol. 100, n° Supplement C, p. 463- 468, nov. 2016.
- [30] B. V. Ermolenko, G. V. Ermolenko, Y. A. Fetisova, L. N. Proskuryakova, « Wind and solar PV technical potentials: Measurement methodology and assessments for Russia », *Energy*, vol. 137, n° Supplement C, p. 1001- 1012, oct. 2017.
- [31] A. Aghahosseini, D. Bogdanov, N. Ghorbani, C. Breyer, « Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV, wind energy and storage », *Int. J. Environ. Sci. Technol.*, p. 1- 20, juin 2017.
- [32] S. Khisa, R. Ebihara, T. Dei, « Dynamics of a Grid Connected Hybrid Wind-Solar and Battery System: Case Study in Naivasha-Kenya », *Energy Procedia*, vol. 138, n° Supplement C, p. 680- 685, oct. 2017.
- [33] Z. Xiao, J. M. Guerrero, J. Shuang, D. Sera, E. Schartz, J. C. Vásquez, « Flat tie-line power scheduling control of grid-connected hybrid microgrids », *Appl. Energy*, vol. 210, n° Supplement C, p. 786- 799, janv. 2018.
- [34] S. Li, F. Sun, H. He, Y. Chen, « Optimization for a Grid-connected Hybrid PV-wind-retired HEV Battery Microgrid System », *Energy Procedia*, vol. 105, n° Supplement C, p. 1634- 1643, mai 2017.
- [35] M. Tahani, N. Babayan, A. Pouyaei, « Optimization of PV/Wind/Battery stand-alone system, using hybrid FPA/SA algorithm and CFD simulation, case study: Tehran », *Energy Convers. Manag.*, vol. 106, n° Supplement C, p. 644- 659, déc. 2015.
- [36] N. Ghorbani, A. Kasaeian, A. Toopshekan, L. Bahrami, A. Maghami, « Optimizing a Hybrid Wind-PV-Battery System Using GA-PSO and MOPSO for Reducing Cost and Increasing Reliability », *Energy*.
- [37] M. M. R. Singaravel, S. A. Daniel, « Sizing of hybrid PMSG-PV system for battery charging of electric vehicles », *Front. Energy*, vol. 9, n° 1, p. 68- 74, mars 2015.
- [38] R. Bouchebbat, S. Gherbi, « A Novel Optimal Control and Management Strategy of Stand-Alone Hybrid PV/Wind/Diesel Power System », *J. Control Autom. Electr. Syst.*, vol. 28, n° 2, p. 284- 296, avr. 2017.
- [39] V. Reddy, A. Raturi, « Optimization and sensitivity analysis of a PV/Wind/Diesel hybrid system for a rural community in the pacific », *Appl. Sol. Energy*, vol. 46, n° 2, p. 152- 156, juin 2010.
- [40] A. Bianchini, N. Magnelli, G. Ferrara, E. A. Carnevale, L. Ferrari, « Optimization of a PV-wind-Diesel Hybrid System for a Remote Stand-alone Application », *Energy Procedia*, vol. 81, n° Supplement C, p. 133- 145, déc. 2015.
- [41] B. Shi, W. Wu, L. Yan, « Size optimization of stand-alone PV/wind/diesel hybrid power generation systems », *J. Taiwan Inst. Chem. Eng.*, vol. 73, n° Supplement C, p. 93- 101, avr. 2017.
- [42] R. Wang, G. Li, M. Ming, G. Wu, L. Wang, « An efficient multi-objective model and algorithm for sizing a stand-alone hybrid renewable energy system », *Energy*, vol. 141, p. 2288- 2299, déc. 2017.
- [43] B. K. Das, N. Hoque, S. Mandal, T. K. Pal, M. A. Raihan, « A techno-economic feasibility of a stand-alone hybrid power generation for remote area application in Bangladesh », *Energy*, vol. 134, n° Supplement C, p. 775- 788, sept. 2017.
- [44] F. Baghdadi, K. Mohammadi, S. Diaf, O. Behar, « Feasibility study and energy conversion analysis of stand-alone hybrid renewable energy system », *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, n° Supplement C, p. 471- 479, nov. 2015.
- [45] J. Zhao, X. Yuan, « Multi-objective optimization of stand-alone hybrid PV-wind-diesel-battery system using improved fruit fly optimization algorithm », *Soft Comput.*, vol. 20, n° 7, p. 2841- 2853, juill. 2016.

- [46] R. Dufo-López, I. R. Cristóbal-Monreal, J. M. Yusta, « Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation », *Renew. Energy*, vol. 94, n° Supplement C, p. 280- 293, août 2016.
- [47] M. Hossain, S. Mekhilef, L. Olatomiwa, « Performance evaluation of a stand-alone PV-wind-diesel-battery hybrid system feasible for a large resort center in South China Sea, Malaysia », *Sustain. Cities Soc.*, vol. 28, n° Supplement C, p. 358- 366, janv. 2017.
- [48] R. Dufo-López, I. R. Cristóbal-Monreal, J. M. Yusta, « Stochastic-heuristic methodology for the optimisation of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems », *Renew. Energy*, vol. 99, n° Supplement C, p. 919- 935, déc. 2016.
- [49] A. Abdelkafi, A. Masmoudi, L. Krichen, « Assisted power management of a stand-alone renewable multi-source system », *Energy*, vol. 145, p. 195- 205, févr. 2018.
- [50] E. Dursun, O. Kilic, « Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, n° 1, p. 81- 89, janv. 2012.
- [51] B. Madaci, R. Chenni, E. Kurt, K. E. Hemsas, « Design and control of a stand-alone hybrid power system », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 29, p. 12485- 12496, août 2016.
- [52] A. Maleki, M. A. Rosen, « Design of a cost-effective on-grid hybrid wind-hydrogen based CHP system using a modified heuristic approach », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 25, p. 15973- 15989, juin 2017.
- [53] S. Singh, R. K. Verma, A. K. Shakya, S. P. Singh, « Frequency Regulation of Micro-grid Connected Hybrid Power System with SMES », *Technol. Econ. Smart Grids Sustain. Energy*, vol. 2, n° 1, p. 13, déc. 2017.
- [54] A. Maleki, H. Hafeznia, M. A. Rosen, F. Pourfayaz, « Optimization of a grid-connected hybrid solar-wind-hydrogen CHP system for residential applications by efficient metaheuristic approaches », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 123, n° Supplement C, p. 1263- 1277, août 2017.
- [55] I. Abadlia, M. Adjabi, H. Bouzeria, « Sliding mode based power control of grid-connected photovoltaic-hydrogen hybrid system », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 47, p. 28171- 28182, nov. 2017.
- [56] T. Tafticht, « Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien », PhD Thesis, Université du Québec à Trois-Rivières, 2006.
- [57] D. Abbes, « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome », Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2012.
- [58] M. BENCHERIF, « Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension. », Thèse de Doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen, 2014.
- [59] N. A. J. Frédéric, « Modélisation et commande d'un système de cogénération utilisant des énergies renouvelables pour le bâtiment », Thèse de Doctorat, Paris Saclay, 2015.
- [60] S. ABDEDDAIM, « Optimisation de deux systèmes de génération renouvelable (photovoltaïque et éolienne) connectés au réseau », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2013.
- [61] L. Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables », Thèse de Doctorat, Université Pascal Paoli, 2011.
- [62] H. Kanchev, « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [63] I. Vechiu, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de Doctorat, Université du Havre, 2005.
- [64] B. Belabbas, « Intégration de l'énergie éolienne dans un réseau électrique local », Mémoire de Magister, Université Ibn Khaldoun de Tiaret-Algérie, 2012.
- [65] M. S. Brahim, « Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri-Tizi Ouzou, 2015.
- [66] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2003.

- [67] S. El Aimani, « modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension) thèse de doctorat », Thèse de Doctorat, de Lille, 2004.
- [68] F. Brédard, « Modélisation et contrôle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable connectée au réseau et utilisant une machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université du Québec à Rimouski, 2014.
- [69] K. Belmokhtar, « Contribution à l'intégration d'un parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène », Thèse de Doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, 2015.
- [70] T. Ghennam, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [71] T. Azzouz, « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2015.
- [72] K. Djilali, « Modélisation, Simulation et Commande d'un Système Éolien a Machine Asynchrone à Double Alimentation », Thèse de Doctorat, usto, 2013.
- [73] A. Bechouche, « Utilisation des techniques avancées pour l'observation et la commande d'une machine asynchrone : application à une éolienne », Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou, 2013.
- [74] A. Chaiba, « Commande de la Machine Asynchrone à Double Alimentation par des Techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2010.
- [75] F. Bonnet, « Contribution à l'optimisation de la commande d'une machine asynchrone à double alimentation utilisée en mode moteur », Thèse de Doctorat, 2008.
- [76] R. Electricques, « Contribution à l'Etude des Performances des Onduleurs Multiniveaux sur les Réseaux de Distribution », Université de Biskra, 2014.
- [77] A. Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I, 2006.
- [78] H. Bennani, « Machine asynchrone à double alimentation: les lois de commande en régime permanent », Thèse de Doctorat, Université Laval, 2011.
- [79] P.-É. Vidal, « Commande non-linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2004.
- [80] T. MOHAMMED, « Contribution à l'amélioration de la robustesse de la commande d'une machine Asynchrone à double alimentation (MADA)-Utilisation de l'énergie Eolienne », Thèse de Doctorat, 2016.
- [81] G. Salloum, « Contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.
- [82] L. ABDELHAMID, « Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens-Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement », Thèse de Doctorat,, Université de Batna 2, 2008.
- [83] S. Abouda, « Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques: application aux systèmes de pompes. », Thèse de Doctorat, Reims, 2015.
- [84] D. Meekhun, « Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l'application aéronautique », Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2010.
- [85] S. Rabih, « Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique De Toulouse, 2008.
- [86] E. Jamshidpour, « Contribution à l'étude de la sûreté de fonctionnement et de la continuité de service des bus DC », Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2014.
- [87] H. BOUZERIA, « MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE », Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2016.

- [88] V. Stéphane, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [89] X. L. Dang, « Contribution à l'étude des systèmes PV/Stockage distribués : impact de leur intégration à un réseau fragile », Thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2014.
- [90] C. Darras, « Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène : applications site isolé, micro-réseau et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H). », Thèse de Doctorat, Université Pascal Paoli, 2010.
- [91] D. Amine, « Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le pompage solaire », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf des sciences et de la technologie d'Oran, 2013.
- [92] D. Y. Nguewo, « Expérimentation et Optimisation d'un Prototype De Centrale Hybride Solaire PV/Diesel sans Batteries de Stockage : Validation Du Concept «Flexy Energy» », Thèse de Doctorat, Université de Perpignan, 2012.
- [93] P. Petit, « Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université de Metz, 2011.
- [94] A. K. Pati, N. C. Sahoo, « A new approach in maximum power point tracking for a photovoltaic array with power management system using Fibonacci search algorithm under partial shading conditions », *Energy Syst.*, vol. 7, n° 1, p. 145-172, 2016.
- [95] H. Zhang, S. Cheng, « A new MPPT algorithm based on ANN in solar PV systems », in *Advances in Computer, Communication, Control and Automation*, Springer, 2012, p. 77-84.
- [96] Q. Mei, M. Shan, L. Liu, J. M. Guerrero, « A Novel Improved Variable Step-Size Incremental-Resistance MPPT Method for PV Systems », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 58, n° 6, p. 2427-2434, 2011.
- [97] T. Ebrahim, P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », *IEEE Trans. ENERGY Convers. EC*, vol. 22, n° 2, p. 439, 2007.
- [98] A. G. Abo-Khalil, D.-C. Lee, J.-W. Choi, H.-G. Kim, « Maximum power point tracking controller connecting PV system to grid », *J. Power Electron.*, vol. 6, n° 3, p. 226-234, 2006.
- [99] A. B. G. Bahgat, N. H. Helwa, G. E. Ahmad, E. T. El Shenawy, « Maximum power point tracking controller for PV systems using neural networks », *Renew. Energy*, vol. 30, n° 8, p. 1257-1268, 2005.
- [100] A. S. Oshaba, E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, « MPPT control design of PV system supplied SRM using BAT search algorithm », *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 2, p. 51- 60, juin 2015.
- [101] S. Ozdemir, N. Altin, I. Sefa, « Single stage three level grid interactive MPPT inverter for PV systems », *Energy Convers. Manag.*, vol. 80, p. 561- 572, avril 2014.
- [102] M. Kaliamoorthy, V. Rajasekaran, I. Gerald Christopher Raj, « Single-phase fifteen-level grid-connected inverter for photovoltaic system with evolutionary programming based MPPT algorithm », *Sol. Energy*, vol. 105, p. 314- 329, juillet 2014.
- [103] D. Lalili, A. Mellit, N. Lourci, B. Medjahed, C. Boubakir, « State feedback control and variable step size MPPT algorithm of three-level grid-connected photovoltaic inverter », *Sol. Energy*, vol. 98, Part C, p. 561- 571, décembre 2013.
- [104] A. A. Kulaksiz R. Akkaya, « Training data optimization for ANNs using genetic algorithms to enhance MPPT efficiency of a stand-alone PV system », *Turk J Electr Eng Comput Sci*, vol. 20, n° 2, p. 241-254, 2012.
- [105] T. Ebrahim, P. L. Chapman, « Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques », *IEEE Trans. Energy Convers. EC*, vol. 22, n° 2, p. 439, 2007.
- [106] H. E. A. Ibrahim, M. Ibrahim, « Comparison Between Fuzzy and P&O Control for MPPT for Photovoltaic System Using Boost Converter », *J. Energy Technol. Policy*, vol. 2, n° 6, p. 1-11, 2012.
- [107] H.-T. Yau, Q.-C. Liang, C.-T. Hsieh, « Maximum power point tracking and optimal Li-ion battery charging control for photovoltaic charging system », *Comput. Math. Appl.*, vol. 64, n° 5, p. 822-832, 2012.
- [108] K. Arulkumar, D. Vijayakumar, K. Palanisamy, « Modeling and control strategy of three phase neutral point clamped multilevel PV inverter connected to the grid », *J. Build. Eng.*, vol. 3, p. 195- 202, sept. 2015.

- [109] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, L. Rahmani, « Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters », *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 20, n° 1, p. 46- 58, janv. 2012.
- [110] A. Ravi, P. S. Manoharan, J. Vijay Anand, « Modeling and simulation of three phase multilevel inverter for grid connected photovoltaic systems », *Sol. Energy*, vol. 85, n° 11, p. 2811- 2818, nov. 2011.
- [111] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, Y. Kang, « A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 55, n° 7, p. 2622-2628, 2008.
- [112] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, M. Denai, « Power management and control strategies for off-grid hybrid power systems with renewable energies and storage », *Energy Syst.*, p. 1-30, 2017.
- [113] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, M. Denai, « Power Quality Enhancement in Hybrid Photovoltaic-Battery System based on three-Level Inverter associated with DC bus Voltage Control », *J. Power Technol.*, vol. 97, n° 4, p. 272-282, 2017.
- [114] S. K. M. Niapour, S. Danyali, M. B. B. Sharifian, M. R. Feyzi, « Brushless DC motor drives supplied by PV power system based on Z-source inverter and FL-IC MPPT controller », *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, n° 8, p. 3043-3059, 2011.
- [115] M. Ouada, M. Meridjet, M. Saoud, N. Talbi, « Increase efficiency of photovoltaic pumping system based BLDC motor using fuzzy logic MPPT control », *WSEAS Trans Power Syst*, vol. 8, p. 104-113, 2013.
- [116] M. Ouada, M. S. Meridjet, N. Talbi, « Optimization photovoltaic pumping system based BLDC using fuzzy logic MPPT control », in *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2013 International, 2013, p. 27-31.
- [117] A. Al Nabulsi, R. Dhaouadi, « Efficiency Optimization of a DSP-Based Standalone PV System Using Fuzzy Logic and Dual-MPPT Control », *Ind. Inform. IEEE Trans. On*, vol. 8, n° 3, p. 573-584, 2012.
- [118] R. Rahmani, M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, et R. Yusof, « Implementation of Fuzzy Logic Maximum Power Point Tracking Controller for Photovoltaic System », *Am. J. Appl. Sci.*, vol. 10, n° 3, p. 209, 2013.
- [119] M. F. Ansari, S. Chatterji, A. Iqbal, « Fuzzy logic-based MPPT controllers for three-phase grid-connected inverters », *Int. J. Sustain. Energy*, vol. 32, n° 3, p. 186-195, 2013.
- [120] M. A. Camara, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs », Thèse de Doctorat, Université Paris-Est, 2011.
- [121] I. Tegani, « Optimisation et contrôle d'un micro smart grid utilisant une pile à combustible, des supercondensateurs, des batteries, une éolienne et une source photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2016.
- [122] M. Hattab, « Optimisation et gestion d'énergie pour un système hybride: association pile à combustible et supercondensateurs », Thèse de Doctorat, Université de Technologie Belfort Montbéliard, 2008.
- [123] J.-F. Reynaud, « Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.
- [124] H. Fakhm, D. Lu, B. Francois, « Power control design of a battery charger in a hybrid active PV generator for load-following applications », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 58, n° 1, p. 85-94, 2011.
- [125] A. Tofighi, M. Kalantar, « Power management of PV/battery hybrid power source via passivity-based control », *Renew. Energy*, vol. 36, n° 9, p. 2440- 2450, sept. 2011.
- [126] N.-K. C. Nair, N. Garimella, « Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration », *Energy Build.*, vol. 42, n° 11, p. 2124-2130, 2010.
- [127] N. Eghtedarpour, E. Farjah, « Distributed charge/discharge control of energy storages in a renewable-energy-based DC micro-grid », *Renew. Power Gener. IET*, vol. 8, n° 1, p. 45-57, 2014.
- [128] H. Wu, S. Wang, B. Zhao, C. Zhu, « Energy management and control strategy of a grid-connected PV/battery system », *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, 2014.
- [129] S. G. Malla, C. N. Bhende, « Enhanced operation of stand-alone "Photovoltaic-Diesel Generator-Battery" system », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, p. 250-257, 2014.

- [130] S. Ahmad Hamidi, D. M. Ionel, A. Nasiri, « Modeling and Management of Batteries and Ultracapacitors for Renewable Energy Support in Electric Power Systems–An Overview », *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 43, n° 12, p. 1434–1452, 2015.
- [131] D. Depernet, O. Ba, A. Berthon, « Online impedance spectroscopy of lead acid batteries for storage management of a standalone power plant », *J. Power Sources*, vol. 219, p. 65–74, 2012.
- [132] A.-M. I. Aldaoudeyeh, « Photovoltaic-battery scheme to enhance PV array characteristics in partial shading conditions », *IET Renew. Power Gener.*, 2015.
- [133] H. Fakham, D. Lu, B. Francois, « Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator for Load-Following Applications », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 58, n° 1, p. 85–94, 2011.
- [134] M. Nayeripour, M. Hoseintabar, T. Niknam, J. Adabi, « Power management, dynamic modeling and control of wind/FC/battery-bank based hybrid power generation system for stand-alone application », *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 22, n° 3, p. 271–293, 2012.
- [135] S. Patra, Ankur, M. Narayana, S. R. Mohanty, N. Kishor, « Power Quality Improvement in Grid-connected Photovoltaic–Fuel Cell Based Hybrid System Using Robust Maximum Power Point Tracking Controller », *Electr. Power Compon. Syst.*, p. 1–16, 2015.
- [136] R. W. Wies, R. Johnson, A. N. Agrawal, T. J. Chubb, « Simulink model for economic analysis and environmental impacts of a PV with diesel-battery system for remote villages », *Power Syst. IEEE Trans. On*, vol. 20, n° 2, p. 692–700, 2005.
- [137] H. G. Arantzamendi, « Étude de structures d’intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2006.
- [138] S. El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2004.
- [139] K. Idjdarene, « Contribution à l’étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes », Thèse de Doctorat, Université de Lille 1, 2010.
- [140] R. Rouabhi, « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée », Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2016.
- [141] P. Shaw, « Modeling and control of a battery connected standalone photovoltaic system », Master’s Thesis, National Institute of Technology Rourkela. India, 2015.
- [142] N. Perez de la Mora, « Energy Storage for a Grid-Connected PV-System: A Feasibility Study », Master’s Thesis, Dalarna University Energy and Environmental Technology, 2013.
- [143] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, A. Safa, « Hybrid fuzzy sliding mode control of a dfig integrated into the network », *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 3, n° 4, p. 351, 2013.
- [144] F. Merahi, E. M. Berkouk, « Back-to-back five-level converters for wind energy conversion system with DC-bus imbalance minimization », *Renew. Energy*, vol. 60, p. 137–149, 2013.
- [145] E. Pouresmaeil, O. Gomis-Bellmunt, D. Montesinos-Miracle, J. Bergas-Jané, « Multilevel converters control for renewable energy integration to the power grid », *Energy*, vol. 36, n° 2, p. 950–963, 2011.
- [146] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane, « Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines », *Control Eng. Pract.*, vol. 18, n° 12, p. 1357–1368, 2010.
- [147] A. Dadone, L. Dambrosio, « Estimator based adaptive fuzzy logic control technique for a wind turbine-generator system », *Energy Convers. Manag.*, vol. 44, n° 1, p. 135–153, 2003.
- [148] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, M. Denai, « Higher Performance of the Type 2 Fuzzy Logic Controller for Direct Power Control of Wind Generator based on a Doubly Fed Induction Generator in Dynamic Regime », in *IC-AIRES2017*, Tipaza, Algeria, 2017.
- [149] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, Z. Gadouch, « Robust Fuzzy Logic Control for Mechanical Speed Observer of Wind Turbine based of Doubly Fed Induction Generator », in *CEE2016*, Batna, Algeria, 2016.
- [150] S. Abdeddaim, A. Betka, « Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 49, p. 234–242, 2013.

- [151] M. Smaili, « Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération », Thèse de Doctorat, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2013.
- [152] D. G. Forchetti, G. O. Garcia, M. I. Valla, « Adaptive observer for sensorless control of stand-alone doubly fed induction generator », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 56, n° 10, p. 4174–4180, 2009.
- [153] A. Yousefi-Talouki, E. Pouresmaeil, B. N. Jørgensen, « Active and reactive power ripple minimization in direct power control of matrix converter-fed DFIG », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, p. 600- 608, décembre 2014.
- [154] R. D. Shukla, R. K. Tripathi, « A novel voltage and frequency controller for standalone DFIG based Wind Energy Conversion System », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 37, p. 69- 89, sept. 2014.
- [155] H.-G. Jeong, W. S. Kim, K.-B. Lee, B. C. Jeong, S.-H. Song, « A sliding-mode approach to control the active and reactive powers for a DFIG in wind turbines », in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE, 2008*, p. 120–125.
- [156] M. Boutoubat, L. Mokrani, M. Machmoum, « Control of a wind energy conversion system equipped by a DFIG for active power generation and power quality improvement », *Renew. Energy*, vol. 50, p. 378–386, 2013.
- [157] H. Li et al., « Damping control strategies of inter-area low-frequency oscillation for DFIG-based wind farms integrated into a power system », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, p. 279- 287, oct. 2014.
- [158] A. Dida, D. Benattous, « A complete modeling and simulation of DFIG based wind turbine system using fuzzy logic control », *Front. Energy*, p. 1–12, 2016.
- [159] A. Tamaarat, A. Benakcha, « Performance of PI controller for control of active and reactive power in DFIG operating in a grid-connected variable speed wind energy conversion system », *Front. Energy*, vol. 8, n° 3, p. 371–378, 2014.
- [160] A. Dida, D. B. Attous, « Doubly-fed induction generator drive based WECS using fuzzy logic controller », *Front. Energy*, vol. 9, n° 3, p. 272–281, 2015.
- [161] A. M. Kassem, K. M. Hasaneen, A. M. Yousef, « Dynamic modeling and robust power control of DFIG driven by wind turbine at infinite grid », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, n° 1, p. 375–382, 2013.
- [162] G. Tsengenes, G. Adamidis, « A multi-function grid connected PV system with three level NPC inverter and voltage oriented control », *Sol. Energy*, vol. 85, n° 11, p. 2595- 2610, nov. 2011.
- [163] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, C. W. Tan, R. Saidur, « A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 5, p. 3220–3227, 2012.
- [164] T. Surinkaew, I. Ngamroo, « Robust power oscillation damper design for DFIG-based wind turbine based on specified structure mixed H₂/H_∞ control », *Renew. Energy*, vol. 66, p. 15- 24, juin 2014.
- [165] W.-M. Lin, C.-M. Hong, « Intelligent approach to maximum power point tracking control strategy for variable-speed wind turbine generation system », *Energy*, vol. 35, n° 6, p. 2440–2447, 2010.
- [166] M. Loucif, A. Boumediene, A. Mechernene, « Nonlinear Sliding Mode Power Control of DFIG under Wind Speed Variation and Grid Connexion », *Electroteh. Electron. Autom.*, vol. 63, n° 3, p. 23, 2015.
- [167] M. Mansour, M. N. Mansouri, M. F. Mmimouni, « Study and control of a variable-speed wind-energy system connected to the grid », *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*, vol. 1, n° 2, p. 96–104, 2011.
- [168] N. Janssens, G. Lambin, N. Bragard, « Active power control strategies of DFIG wind turbines », in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, 2007*, p. 516–521.
- [169] L. Jerbi, L. Krichen, A. Ouali, « A fuzzy logic supervisor for active and reactive power control of a variable speed wind energy conversion system associated to a flywheel storage system », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, n° 6, p. 919–925, 2009.
- [170] D. Kairous, R. Wamkeue, « DFIG-based fuzzy sliding-mode control of WECS with a flywheel energy storage », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 93, p. 16–23, 2012.
- [171] F. Merahi, E. M. Berkouk, S. Mekhilef, « New management structure of active and reactive power of a large wind farm based on multilevel converter », *Renew. Energy*, vol. 68, p. 814–828, 2014.
- [172] B. Hamane, M. L. Doumbia, M. Bouhamida, A. Draou, H. Chaoui, M. Benghanem, « Comparative Study of PI, RST, Sliding Mode and Fuzzy Supervisory Controllers for DFIG based Wind Energy Conversion System », *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*, vol. 5, n° 4, p. 1174–1185, 2015.

- [173] J. Hu, H. Nian, B. Hu, Y. He, Z. Q. Zhu, « Direct active and reactive power regulation of DFIG using sliding-mode control approach », *Energy Convers. IEEE Trans. On*, vol. 25, n° 4, p. 1028–1039, 2010.
- [174] A. Djoudi, H. Chekireb, E. M. Berkouk, « Robust sliding mode observer/controller of wind energy conversion system based on DFIG », in *2013 3rd International Conference on Systems and Control (ICSC)*, 2013, p. 886–893.
- [175] D. Zhang et al., « Sliding-mode control for grid-side converters of DFIG-based wind-power generation system », in *Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 2014 IEEE Conference and Expo, 2014, p. 1–5.
- [176] R. K. Patnaik, P. K. Dash, K. Mahapatra, « Adaptive terminal sliding mode power control of DFIG based wind energy conversion system for stability enhancement », *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, p. n/a-n/a, juin 2015.
- [177] A. M. Fihakhir, M. Bouhamida, « Nonlinear Control of a Doubly Fed Induction Generator Driven Wind Turbine », *Electroteh. Electron. Autom.*, vol. 64, n° 2, p. 23, 2016.
- [178] B. Beltran, M. E. H. Benbouzid, T. Ahmed-Ali, « A combined high gain observer and high-order sliding mode controller for a DFIG-based wind turbine », in *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon)*, 2010 IEEE International, 2010, p. 322–327.
- [179] B. Beltran, M. E. H. Benbouzid, T. Ahmed-Ali, « High-order sliding mode control of a DFIG-based wind turbine for power maximization and grid fault tolerance », in *Electric Machines and Drives Conference*, 2009. IEMDC'09. IEEE International, 2009, p. 183–189.
- [180] S. E. B. Elghali, M. El Hachemi Benbouzid, T. Ahmed-Ali, J. F. Charpentier, « High-order sliding mode control of a marine current turbine driven doubly-fed induction generator », *Ocean. Eng. IEEE J. Of*, vol. 35, n° 2, p. 402–411, 2010.
- [181] R. Zhu, Z. Chen, X. Wu, H. Liu, « High order sliding mode control of doubly-fed induction generator under unbalanced grid faults », in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, p. 1662–1667.
- [182] F. Yong, Z. Minghao, W. Yuye, Y. Yongming, « High-order terminal sliding-mode control strategy for wind energy Integration into power network », in *Control Conference (CCC)*, 2013 32nd Chinese, 2013, p. 3186–3189.
- [183] M. Benbouzid, B. Beltran, Y. Amirat, G. Yao, J. Han, H. Mangel, « Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement », *ISA Trans.*, vol. 53, n° 3, p. 827–833, 2014.
- [184] B. Beltran, M. El Hachemi Benbouzid, T. Ahmed-Ali, « Second-order sliding mode control of a doubly fed induction generator driven wind turbine », *Energy Convers. IEEE Trans. On*, vol. 27, n° 2, p. 261–269, 2012.
- [185] B. Beltran, M. El Hachemi Benbouzid, T. Ahmed-Ali, « Second-order sliding mode control of a doubly fed induction generator driven wind turbine », *Energy Convers. IEEE Trans. On*, vol. 27, n° 2, p. 261–269, 2012.
- [186] S. Ebrahimkhani, « Robust fractional order sliding mode control of doubly-fed induction generator (DFIG)-based wind turbines », *ISA Trans.*, vol. 63, p. 343–354, 2016.
- [187] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, M. Denai, « High Order Sliding Mode Controller Simulation by a Wind Turbine for DFIG Protection against Overcurrent », *Electroteh. Electron. Autom.*, vol. 65, n° 4, p. 142–147, 2017.
- [188] M. Yuhendri, M. Ashari, M. H. Purnomo, « Adaptive Type-2 Fuzzy Sliding Mode Control for Grid-Connected Wind Turbine Generator Using Very Sparse Matrix Converter », *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*, vol. 5, n° 3, p. 668–676, 2015.
- [189] D. Kairous, B. Belmadani, « Robust Fuzzy-Second Order Sliding Mode based Direct Power Control for Voltage Source Converter », *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl.*, vol. 1, n° 6, p. 167–175.
- [190] M. Mohammadi, M. Nafar, « Fuzzy sliding-mode based control (FSMC) approach of hybrid micro-grid in power distribution systems », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 51, p. 232–242, 2013.
- [191] A. Swikir, V. Utkin, « Chattering analysis of conventional and super twisting sliding mode control algorithm », in *Variable Structure Systems (VSS)*, 2016 14th International Workshop on, 2016, p. 98–102.

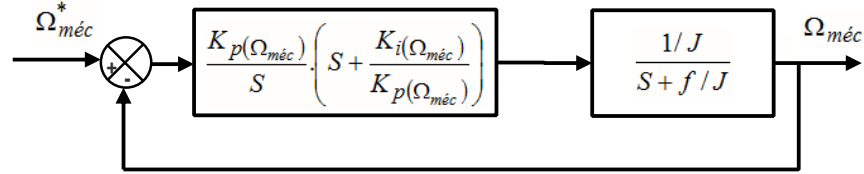
- [192] M. Derbeli, M. Farhat, O. Barambones, L. Sbita, « Control of PEM fuel cell power system using sliding mode and super-twisting algorithms », *Int. J. Hydrog. Energy*, 2016.
- [193] M. Horch, A. Boumédiène, L. Baghli, « Backstepping approach for nonlinear super twisting sliding mode control of an induction motor », in *Control, Engineering & Information Technology (CEIT), 2015 3rd International Conference on*, 2015, p. 1–6.
- [194] A. Chalanga, S. Kamal, L. M. Fridman, B. Bandyopadhyay, J. A. Moreno, « Implementation of super-twisting control: super-twisting and higher Order sliding-mode observer-based approaches », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, n° 6, p. 3677–3685, 2016.
- [195] D. H. Phan, S. Huang, « Super-Twisting Sliding Mode Control Design for Cascaded Control System of PMSG Wind Turbine », *J. Power Electron.*, vol. 15, n° 5, p. 1358–1366, 2015.
- [196] C. Lascu, F. Blaabjerg, « Super-twisting sliding mode direct torque control of induction machine drives », in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE*, 2014, p. 5116–5122.
- [197] B. Belabbas, T. Allaoui, M. Tadjine, M. Denai, « Higher Performance of the Super-Twisting Sliding Mode Controller for Indirect Power Control of Wind Generator based on a Doubly Fed Induction Generator », in *ICEE2017, Bumerdes, Algeria*, 2017.
- [198] A. Tarek, H. Abdelaziz, E. Najib, B. Farid, « An adaptive backstepping controller of doubly-fed induction generators », in *Control, Engineering & Information Technology (CEIT), 2015 3rd International Conference on*, 2015, p. 1–6.
- [199] M. Reddak, A. Berdai, A. Gourma, A. Belfqih, « Integral backstepping control based maximum power point tracking strategy for wind turbine systems driven DFIG », in *Electrical and Information Technologies (ICEIT), 2016 International Conference on*, 2016, p. 84–88.
- [200] Y. SOUKKOU, « Commande adaptative par backstepping d’une classe des systèmes non linéaires incertains », Thèse de Doctorat, Université Abdelhak Benhamouda de Jijel, 2014.
- [201] N. AKKARI, « Contribution à l’amélioration de la robustesse de la commande d’une machine asynchrone à double alimentation », Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2010.
- [202] D. Meekhun, « Réalisation d’un système de conversion et de gestion de l’énergie d’un système photovoltaïque pour l’alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l’application aéronautique », Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2010.
- [203] M. Makhlof, « Modélisation Et Optimisation de Systèmes de Production d’énergies renouvelables couples au Réseau », Thèse de Doctorat, 2012.
- [204] M. Coppola, « Maximum Power Point Tracking Algorithm for Grid-tied Photovoltaic Cascaded H-bridge Inverter », *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 43, n° 8- 10, p. 951–963, 2015.
- [205] K. Himour, K. Ghedamsi, E. M. Berkouk, « Supervision and control of grid connected PV-Storage systems with the five level diode clamped inverter », *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, p. 98- 107, janv. 2014.
- [206] F. A. O. Aashoor, F. V. P. Robinson, « Maximum power point tracking of photovoltaic water pumping system using fuzzy logic controller », in *Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities’*, 2013, p. 1–5.
- [207] M. A. Younis, T. Khatib, M. Najeeb, A. M. Ariffin, « An improved maximum power point tracking controller for PV systems using artificial neural network », *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 88, n° 3b, p. 116–121, 2012.
- [208] D. Velasco de la Fuente, C. L. T. Rodríguez, G. Garcerá, E. Figueres, R. O. Gonzalez, « Photovoltaic Power System With Battery Backup With Grid-Connection and Islanded Operation Capabilities », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 60, n° 4, p. 1571–1581, 2013.
- [209] X. Feng, H. B. Gooi, S. X. Chen, « Hybrid Energy Storage With Multimode Fuzzy Power Allocator for PV Systems », *Sustain. Energy IEEE Trans. On*, vol. 5, n° 2, p. 389–397, 2014.
- [210] A. Elmitwally, M. Rashed, « Flexible Operation Strategy for an Isolated PV-Diesel Microgrid Without Energy Storage », *Energy Convers. IEEE Trans. On*, vol. 26, n° 1, p. 235–244, 2011.
- [211] M. Kalantar, others, « Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage », *Appl. Energy*, vol. 87, n° 10, p. 3051–3064, 2010.

- [212] P. Naderi, F. Fallahi, « A novel structure proposal for distributed generation using SMES and PV system with relative controllers design », *Energy Syst.*, vol. 6, n° 2, p. 153–172, 2015.
- [213] N.-K. C. Nair, N. Garimella, « Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration », *Energy Build.*, vol. 42, n° 11, p. 2124– 2130, nov. 2010.
- [214] N. Eghtedarpour, E. Farjah, « Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC micro-grids », *Renew. Energy*, vol. 45, p. 96– 110, sept. 2012.
- [215] D. Parra, G. S. Walker, M. Gillott, « Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling », *Sustain. Cities Soc.*, vol. 10, p. 1–10, 2014.
- [216] S. M. Sichilalu, X. Xia, « Optimal energy control of grid tied PV–diesel–battery hybrid system powering heat pump water heater », *Sol. Energy*, vol. 115, p. 243– 254, mai 2015.
- [217] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix, « Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries », *Sustain. Energy IEEE Trans. On*, vol. 2, n° 3, p. 309–320, 2011.
- [218] D. Parra, M. Gillott, S. A. Norman, G. S. Walker, « Optimum community energy storage system for PV energy time-shift », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 576– 587, janv. 2015.
- [219] S. Dearborn, « Charging Li-ion Batteries for Maximum Run Times », *Power Electron Technol Mag*, vol. 31, n° 4, p. 40–49, 2005.
- [220] H. Beltran, M. Swierczynski, A. Luna, G. Vazquez, E. Belenguer, « Photovoltaic plants generation improvement using Li-ion batteries as energy buffer », in *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, p. 2063–2069.
- [221] S. Anuphappharadorn, S. Sukchai, C. Sirisamphanwong, N. Ketjoy, « Comparison the Economic Analysis of the Battery between Lithium-ion and Lead-acid in PV Stand-alone Application », *Energy Procedia*, vol. 56, p. 352– 358, 2014.
- [222] A. Salvadori, D. Grazioli, M. G. D. Geers, « Governing equations for a two-scale analysis of Li-ion battery cells », *Int. J. Solids Struct.*, vol. 59, p. 90– 109, mai 2015.
- [223] H. Beltran, M. Swierczynski, A. Luna, G. Vazquez, E. Belenguer, « Photovoltaic plants generation improvement using Li-ion batteries as energy buffer », in *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, p. 2063–2069.
- [224] L. W. Yao, J. A. Aziz, P. Y. Kong, N. R. N. Idris, « Modeling of lithium-ion battery using MATLAB/simulink », in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, p. 1729–1734.
- [225] P. Xiong, L. Peng, D. Chen, Y. Zhao, X. Wang, G. Yu, « Two-dimensional nanosheets based Li-ion full batteries with high rate capability and flexibility », *Nano Energy*, vol. 12, p. 816– 823, mars 2015.
- [226] A. Luna, F. Blaabjerg, P. Rodríguez, « Control of Power Converters in AC Microgrids », *Power Electron. IEEE Trans. On*, vol. 27, n° 11, p. 4734–4749, 2012.
- [227] V. Madhaiyan, V. Subramaniam, « Extended Reference Signal Generation Scheme for Integration of Unified Power Quality Conditioner in Grid-connected Photovoltaic System », *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 43, n° 8– 10, p. 914–927, 2015.
- [228] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, D. Vicuna, L. García, M. Castilla, « Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids – A General Approach Toward Standardization », *Ind. Electron. IEEE Trans. On*, vol. 58, n° 1, p. 158–172, 2011.
- [229] J. Baojian, H. Feng, W. Jianhua, H. Shengming, « A Dual Buck Three-Level PV Grid-Connected Inverter », *J. Power Electron.*, vol. 15, n° 4, p. 910–919, 2015.
- [230] N. Altin, S. Ozdemir, « Three-phase three-level grid interactive inverter with fuzzy logic based maximum power point tracking controller », *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, p. 17– 26, mai 2013.
- [231] B. K. Myla, « Modeling and Control of PV/Wind microgrid », PhD Thesis, Halmstad University, 2017.
- [232] L. Zarour, « Etude technique d’un système d’énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau », Thèse de Doctorat, Université Mentouri De Constantine, 2010.
- [233] H. Serhoud, « Contribution à la Commande Robuste de la Machine Asynchrone sans Balais à Double Alimentations », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2015.
- [234] M. Nasser, « Supervision de sources de production d’électricité hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d’énergie interconnectés ou isolés », Thèse de Doctorat, Arts et Métiers ParisTech, 2011.

Annexes

A. Dimensionnement du régulateur de la vitesse (MPPT)

Le calcul des régulateurs est basé sur la dynamique en boucle fermée à l'aide du principe de compensation des pôles. La boucle de régulation de la vitesse est présentée



par le schéma bloc de la figure (A.1).

Figure. A.1. Schéma fonctionnel de régulation de la vitesse.

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$C_{\Omega_{méc}} = \frac{K_{p(\Omega_{méc})}}{S} \left(S + \frac{K_{i(\Omega_{méc})}}{K_{p(\Omega_{méc})}} \right) \quad (\text{A.1})$$

Par la méthode de compensation du pôle on obtient :

$$\frac{K_{i(\Omega_{méc})}}{K_{p(\Omega_{méc})}} = \frac{f}{J} \quad (\text{A.2})$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

$$G(\Omega_{méc}) = \frac{\Omega_{méc}^*}{\Omega_{méc}} = \frac{1}{1 + \frac{J}{K_{p(\Omega_{méc})}} \cdot S} = \frac{1}{1 + \tau_{\Omega_{méc}} \cdot S} \quad (\text{A.3})$$

Les gains de régulateur de la vitesse $\Omega_{méc}$ sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_{p(\Omega_{méc})} = \frac{J}{\tau_{\Omega_{méc}}} \\ K_{i(\Omega_{méc})} = \frac{f}{\tau_{\Omega_{méc}}} \end{cases} \quad (\text{A.4})$$

B. Dimensionnement des régulateurs pour la commande indirecte avec boucle de puissance.

B.1. Boucle interne : boucle du courant de rotor

La figure B.1 montre le schéma fonctionnel du régulateur PI utilisé pour contrôler les courants de rotor de la MADA. La synthèse et la détermination des gains de régulateur sont détaillée dans cette partie.

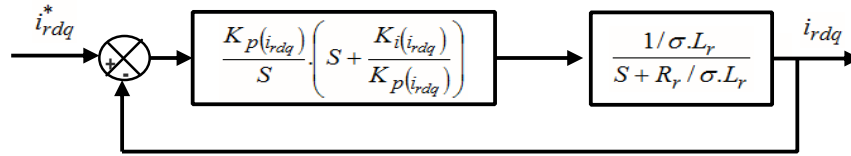


Figure. B.1. Schéma fonctionnel de régulation du courant rotorique.

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$C_{i_{rdq}} = \frac{K_p(i_{rdq})}{S} \cdot \left(S + \frac{K_i(i_{rdq})}{K_p(i_{rdq})} \right) \quad (\text{B.1})$$

Par la méthode de compensation du pôle on obtient :

$$\frac{K_i(i_{rdq})}{K_p(i_{rdq})} = \frac{R_r}{L_r \cdot \sigma} \quad (\text{B.2})$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

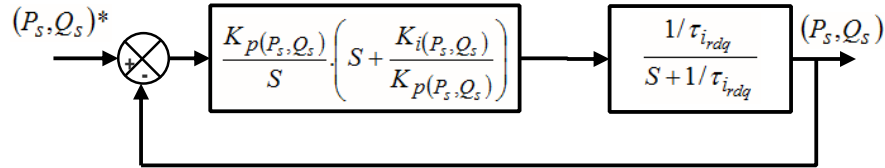
$$G(i_{rdq}) = \frac{i_{rdq}^*}{i_{rdq}} = \frac{1}{1 + \frac{\sigma \cdot L_r}{K_p(i_{rdq})} \cdot S} = \frac{1}{1 + \tau_{i_{rdq}} \cdot S} \quad (\text{B.3})$$

Les gains de régulateur du courant rotorique i_{rdq} sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_p(i_{rdq}) = \frac{\sigma \cdot L_r}{\tau_{i_{rdq}}} \\ K_i(i_{rdq}) = \frac{R_r}{\tau_{i_{rdq}}} \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

B.2. Boucle externe : boucle de la puissance

La figure B.2 montre le schéma fonctionnel du régulateur PI utilisé pour contrôler les puissances (active, réactive) de la MADA. La synthèse et la détermination des gains de



régulateur sont détaillée dans cette partie.

Figure. A.3. Schéma fonctionnel de régulation des puissances de la MADA.

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$C_{(P_s, Q_s)} = \frac{K_{p(P_s, Q_s)}}{S} \cdot \left(S + \frac{K_{i(P_s, Q_s)}}{K_{p(P_s, Q_s)}} \right) \quad (\text{B.5})$$

Par la méthode de compensation du pôle on obtient :

$$\frac{K_{i(P_s, Q_s)}}{K_{p(P_s, Q_s)}} = \frac{1}{\tau_{irdq}} \quad (\text{B.6})$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

$$G(P_s, Q_s) = \frac{(P_s, Q_s)^*}{(P_s, Q_s)} = \frac{1}{1 + \frac{\tau_{irdq}}{K_{p(P_s, Q_s)}} \cdot S} = \frac{1}{1 + \tau_{(P_s, Q_s)} \cdot S} \quad (\text{B.7})$$

Les gains de régulateur de la puissance (P_s, Q_s) sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_{p(P_s, Q_s)} = \frac{\tau_{irdq}}{\tau_{(P_s, Q_s)}} \\ K_{i(P_s, Q_s)} = \frac{1}{\tau_{(P_s, Q_s)}} \end{cases} \quad (\text{B.8})$$

C. Dimensionnement du régulateur de la tension du bus continu.

Le schéma fonctionnel de la régulation de tension du bus continu est représenté sur la figure C.1 :

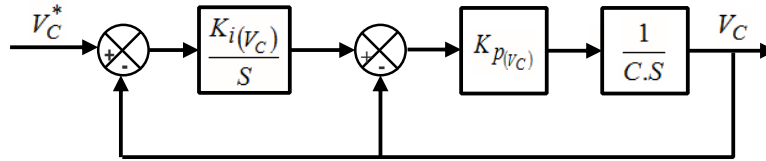


Figure. C.1. Boucle de régulation du bus continu.

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

$$G(V_C) = \frac{V_C^*}{V_C} = \frac{\frac{(K_{p(V_C)} \cdot K_{i(V_C)})}{S}}{S^2 + \frac{K_{p(V_C)}}{C} \cdot S + \frac{(K_{p(V_C)} \cdot K_{i(V_C)})}{C}} = \frac{k}{S^2 + \frac{2 \cdot \zeta}{\omega_n} \cdot S + \omega_n^2} \quad (C.1)$$

Les gains de régulateur de la tension du bus continu (V_C) sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_{p(V_C)} = 2 \cdot \zeta \cdot \omega_n \cdot C \\ K_{i(V_C)} = \frac{C \cdot \omega_n^2}{K_{p(V_C)}} \end{cases} \quad (C.2)$$

D. Dimensionnement de régulateur du courant de réseau électrique.

Le schéma fonctionnel de la régulation du courant de réseau électrique est représenté sur la figure D.1 :

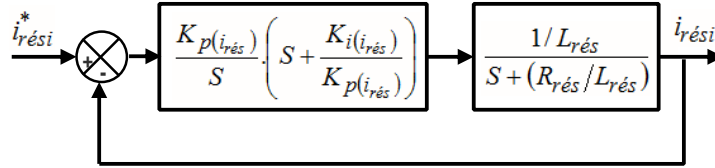


Figure. D.1. Boucle de régulation du courant du réseau électrique.

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$C_{i_{rés}} = \frac{K_{p(i_{rés})}}{S} \cdot \left(S + \frac{K_{i(i_{rés})}}{K_{p(i_{rés})}} \right) \quad (D.1)$$

Par la méthode de compensation du pôle on obtient :

$$\frac{K_{i(i_{rés})}}{K_{p(i_{rés})}} = \frac{R_{rés}}{L_{rés}} \quad (D.2)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

$$G(i_{rés}) = \frac{i_{rés}^*}{i_{rés}} = \frac{1}{1 + \frac{L_{rés}}{K_{p(i_{rés})}} \cdot S} = \frac{1}{1 + \tau_{i_{rés}} \cdot S} \quad (D.3)$$

Les gains de régulateur du courant du réseau électrique $i_{rés}$ sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_{p(i_{rés})} = \frac{L_{rés}}{\tau_{i_{rés}}} \\ K_{i(i_{rés})} = \frac{R_{rés}}{\tau_{i_{rés}}} \end{cases} \quad (D.4)$$

Paramètre de système de conversion éolienne

Turbine éolienne

| | | |
|---------------|---------------------|-------|
| $P_{n\ aéro}$ | KW | 10 |
| R | m | 3 |
| G | | 5.4 |
| J_t | Kg.m ² | 0.042 |
| f_t | N.m.s ⁻¹ | 0.017 |

MADA

| | | |
|--------------|---------------------|----------------------|
| P_{n_gen} | KW | 7.5 |
| V | V | 220/380 |
| f | Hz | 50 |
| R_s | Ω | 0.455 |
| R_r | Ω | 0.62 |
| L_s | H | 0.048 |
| L_r | H | 0.081 |
| L_m | H | 0.078 |
| J_g | Kg.m ² | 0.3125 |
| f_g | N.m.s ⁻¹ | $6.73 \cdot 10^{-3}$ |
| p | | 2 |

Pont de Clamping

| | | |
|------------|----------|------|
| f_s | Hz | 50 |
| f_p | Hz | 1050 |
| V_c | V | 400 |
| C_1, C_2 | μ F | 1200 |
| R_c | Ω | 5 |

Filter

| | | |
|-----------|----------|------|
| $L_{rés}$ | H | 0.01 |
| $R_{rés}$ | Ω | 0.25 |

*Gains des contrôleurs PI**Vitesse mécanique*

| | |
|-----------------------|-------|
| $K_{p(\Omega_{méc})}$ | 44.23 |
| $K_{i(\Omega_{méc})}$ | 3129 |

Puissance active et réactive

| | |
|-------------------|-----------|
| $K_{p(P_s, Q_s)}$ | 10^{-4} |
| $K_{i(P_s, Q_s)}$ | 10^4 |

Courants de rotor

| | |
|------------------|-----------|
| $K_{p(i_{rdq})}$ | 857.1425 |
| $K_{i(i_{rdq})}$ | 6.210^4 |

Bus continu

| | |
|--------------|-------|
| $K_{p(V_c)}$ | 0.2 |
| $K_{i(V_c)}$ | 70.72 |

Filtre

| | |
|------------------|-----|
| $K_{p(i_{rés})}$ | 10 |
| $K_{i(i_{rés})}$ | 250 |

Gains des contrôleurs non linéaires pour les puissances et les courants de rotor***Mode glissant***

| | |
|------------------|-------|
| $K_{(P_s, Q_s)}$ | 12000 |
| $K_{(i_{rdq})}$ | 18000 |

Super twisting

| | |
|------------------------|--------|
| $\lambda_{(P_s, Q_s)}$ | 100 |
| $\gamma_{(P_s, Q_s)}$ | 10^5 |
| $\lambda_{(i_{rdq})}$ | 100 |
| $\gamma_{(i_{rdq})}$ | 10^6 |

Backstepping

| | |
|-------|--------|
| K_1 | 10^6 |
| K_2 | 10^6 |
| K_3 | 10^6 |
| K_4 | 10^6 |

Paramètre de système de conversion photovoltaïque

Cellule d'une PV (Modele KC200GT).

| | | |
|------------|----------|------------------------|
| P | W | 200.143 |
| $V_{oc,n}$ | V | 32.9 |
| $I_{sc,n}$ | A | 8.21 |
| $I_{0,n}$ | A | $9.825 \cdot 10^{-8}$ |
| R_p | Ω | 415.405 |
| R_s | Ω | 0.221 |
| K_V | V/K | -0.123 |
| K_I | A/K | 0.0032 |
| a | - | 1.3 |
| N_s | - | 54 |
| K | J/K | $1.281 \cdot 10^{-23}$ |
| q | C | $1.602 \cdot 10^{-19}$ |

Hacheur survolteur.

| | | |
|----------|---------------|----|
| L_{hs} | μH | 11 |
| C_{hs} | mF | 1 |

Batterie Li-ion

| | | |
|------------|----------|-------------------|
| V_{batt} | V | 120 |
| I_{batt} | A | 21.7391 |
| C_r | Ah | 50 |
| R | Ω | 0.0745 |
| R_1 | Ω | 0.067 |
| C_1 | F | 702.72 |
| R_2 | Ω | 0.0498 |
| C_2 | F | $4.47 \cdot 10^3$ |
| V_{OC} | V | 3.79 |

Hacheur bidirectionnel

| | | |
|----------|---------------|----|
| L_{hb} | μH | 75 |
|----------|---------------|----|

Onduleur

| | | |
|---------------------------|------------------|-----|
| Résistance de Snubber | $\text{k}\Omega$ | 5 |
| Capacité de Snubber | F | Inf |
| Résistance interne | $\text{m}\Omega$ | 1 |
| Fréquence f | Hz | 50 |
| Tension continue V_{dc} | V | 500 |

| | | |
|------------------|---------------|------|
| Condensateur C | μF | 2200 |
|------------------|---------------|------|

Filtre

| | | |
|-------|------------|---|
| L_f | mH | 9 |
| R_f | m Ω | 5 |

*Paramètres des contrôleurs**Bus continu*

| | |
|-----------------|-----|
| $K_{p(v_{ac})}$ | 1 |
| $K_{i(v_{ac})}$ | 100 |

Filtre

| | |
|------------------|------|
| $K_{p(i_{rés})}$ | 4.33 |
| $K_{i(i_{rés})}$ | 1.5 |
