

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie électrique
Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information (LTII)

THÈSE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologies Filière : Electrotechnique
Spécialité : Commande et Conversion d'Énergie

Présentée par
Younes SAHRI

Thème

**Contribution à la commande non linéaire et à la gestion
d'énergie d'un système hybride d'énergies renouvelables**

Soutenue le : 22 juin 2022

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom

Grade

Mr BOUDRIES Zoubir	Prof	Univ. de Bejaia	Président
Mme BELAID Sofia	Prof	Univ. de Bejaia	Rapporteur
Mr TAMALOUZT Salah	MCA	Univ. de Bejaia	Co-Rapporteur
Mr BACHA Seddik	Prof	Univ. de Grenoble-Alpes	Examineur
Mr CHAIBA Azeddine	Prof	Univ. de Khenchela	Examineur
Mr AOUZELLAG Djamel	Prof	Univ. de Bejaia	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie électrique
Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information (LTII)

THÈSE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologies Filière : Electrotechnique
Spécialité : Commande et Conversion d'Energie

Présentée par
Younes SAHRI

Thème

**Contribution à la commande non linéaire et à la gestion
d'énergie d'un système hybride d'énergies renouvelables**

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
Mr BOUDRIES Zoubir	Prof	Univ. de Bejaia	Président
Mme BELAID Sofia	Prof	Univ. de Bejaia	Rapporteur
Mr TAMALOUZT Salah	MCA	Univ. de Bejaia	Co-Rapporteur
Mr BACHA Seddik	Prof	Univ. de Grenoble-Alpes	Examineur
Mr CHAIBA Azeddine	Prof	Univ. de Khenchela	Examineur
Mr AOUZELLAG Djamel	Prof	Univ. de Bejaia	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Remerciements

Je remercie très vivement Madame **S. BELAID** Professeur à l'Université de Bejaia directeur de thèse ainsi que Monsieur **S. TAMALOUZT** Maître de Conférences(A) à l'Université de Bejaia co-directeur de thèse pour avoir dirigé ce travail, pour la confiance et l'intérêt qu'ils ont témoigné tout au long de la réalisation de ce travail, pour leurs disponibilités et pour m'avoir fait bénéficier de leurs compétences scientifiques.

Je tiens à remercier Monsieur **Z. BOUDRIES** Professeur à l'Université de Bejaia, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Mes vifs remerciements vont également à Monsieur **S. BACHA** Professeur à l'Université de Grenoble-Alpes, Monsieur **A. CHAIBA** Professeur à l'Université de Khenchela et Monsieur **D. AOUZELAG** Professeur à l'Université de Bejaia pour l'intérêt qu'ils ont manifesté pour ce travail en participant au jury.

Je remercie également Monsieur **F. HAMOUDI**, Professeur à l'Université de Bejaia ; Monsieur **Y. BELKHIER**, Maitre de Recherche à l'Université Charles de Prague, d'avoir contribué à la rédaction et à la correction des articles publiés.

Mes remerciements vont également adressés à ma mère, mon père et mes chers frères pour tout ce qu'ils ont fait. Ils se sont beaucoup sacrifiés pour m'offrir les conditions qui m'ont permis de devenir ce que je suis. Qu'ils trouvent dans ce document toute ma reconnaissance.

Pour leurs soutiens et leurs encouragements, je remercie également toute ma grande famille.

Un grand merci à mes chers amis, pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de ces années de thèse. Ma reconnaissance est inexprimable.

Que tous mes enseignants trouvent ma profonde reconnaissance pour leurs contributions à ma formation.

Dédicaces

A ceux à qui je dois tout

A ma Chère Mère

A mon Cher Père

Pour leurs sacrifices et leurs qualités humaines

A toute ma famille et mes Frères

A mes chers amis et tous qui m'ont soutenu

A celles et ceux qui m'aiment

Table des matières

Table des matières

Table des matières	I
Liste des Figures	IV
Liste des Tableaux	IX
Liste des symboles et Acronymes	XI
Introduction générale	1
I. Généralités sur les systèmes hybrides à base d'énergies renouvelables	7
I.1. Introduction	7
I.2. Soleil, source principale des SERs	8
I.3. Description des sources d'énergies renouvelables (SERs)	8
I.4. Énergies renouvelables dans le monde, statistiques	9
I.5. Description des systèmes énergétiques hybrides	11
I.5.1. État de l'art sur les systèmes hybrides à base des SERs	12
I.5.2. Architectures des systèmes hybrides	14
I.5.3. Types des systèmes hybrides	17
I.6. Choix du système hybride à étudier	18
I.6.1. Énergie solaire photovoltaïque (PV)	18
I.6.1.1. Principe de la conversion photovoltaïque	18
I.6.1.2. Avantages et inconvénients d'énergie photovoltaïque	19
I.6.1.3. Structure d'une cellule photovoltaïque	19
I.6.1.4. Principaux types de cellules PV	20
I.6.1.5. Composition d'un système photovoltaïque	20
I.6.1.6. Suivi du point de puissance maximale (MPPT)	21
I.6.2. Énergie éolienne	22
I.6.2.1. Le vent	23
I.6.2.2. Parcs éoliens offshore et onshore	24
I.6.2.3. Classification des différents types d'éoliennes	25
I.6.2.4. Principaux composants d'une éolienne	27
I.6.2.5. Principe de conversion de l'énergie éolienne	27
I.6.2.6. Commande des turbines éoliennes	28
I.6.2.7. Sous-système électrique des systèmes éoliens	28
I.6.3. Systèmes de stockage d'énergie	31
I.6.3.1 Principales applications des systèmes de stockage	31
	32

I.6.3.2 Types des SSEs	
I.6.4. Convertisseurs de puissance des systèmes énergétiques	36
I.6.4.1. Convertisseurs DC-DC	36
I.6.4.2. Convertisseurs DC-AC/AC-DC (Onduleurs/Redresseurs)	37
I.7. Structure du système à étudier	37
I.8. Conclusion	38
II. Modélisation et optimisation du système hybride proposé	40
II.1. Introduction	40
II.2. Système photovoltaïque	40
II.2.1. Structure du système photovoltaïque connecté au réseau AC/micro-réseau DC	40
II.2.2. Modélisation des composants du système photovoltaïque	40
II.2.3. Caractéristiques du panneau PV	42
II.2.4. Influence de la température et de l'irradiation solaire sur le système PV	43
II.3. Modélisation du système de stockage (Batterie)	45
II.4. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne	46
II.4.1. Modélisation de la partie mécanique du système de conversion éolien	46
II.4.1.1 Modélisation de la turbine éolienne	46
II.4.1.2 Modélisation du multiplicateur de vitesse	48
II.4.1.3 Modélisation de l'arbre de transmission	49
II.4.1.4 Schéma fonctionnel de la turbine éolienne	49
II.4.2. Modélisation de la partie électrique du système de conversion éolien	49
II.4.2.1 Modélisation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)	50
II.4.2.2 Modélisation du convertisseur AC/DC-DC/AC	54
II.4.2.3 Modélisation de bus DC	55
II.5. Optimisation de la chaîne de conversion éolienne	55
II.5.1. Zones de fonctionnement de l'éolienne	55
II.5.2. Contrôle MPPT pour l'optimisation de puissance	56
II.5.3. Contrôle de l'angle des pales	56
II.6. Optimisation de la chaîne de conversion photovoltaïque	57
II.6.1. Méthodes MPPTs conventionnels	57
II.6.2. Méthode avancée, MPPT-Floue	58
II.7. Conclusion	60
III. Commande de la chaîne de conversion éolienne	61
III.1. Introduction	61
III.2. Commande Directe du Couple du système MADA-Eolien (DTC)	64
III.2.1. Principe de la commande C-DTC appliquée au MADA-Eolien	65
III.2.2. Estimation du couple électromagnétique et de flux rotorique	65

III.3. Commande DTC améliorée à base de 12 secteurs	66
III.4. Commande DTC améliorée à base de la logique floue et de 12 secteurs	67
III.5. Résultats de simulation et interprétations (C-DTC, 12-DTC, F12-DTC)	70
III.6. Commande Directe de Puissance (DPC) appliquée au système MADA-Eolien	76
III.6.1. Commande DPC modifiée appliquée au système MADA-Eolien	76
III.6.2. Commande DPC améliorée basée sur les réseaux de neurones et neuro-flou	81
III.6.2.1. Description de la commande DPC à base des réseaux de neurones (NN-DPC)	81 87
III.6.2.2. Description de la commande DPC à base du réseau Neuro-Flou (NF-DPC)	
III.7. Résultats de simulation et interprétations (C-DPC, NN-DPC, NF-DPC)	90
III.8. Conclusion	104
IV. Contrôle et gestion d'énergie du système hybride proposé	106
IV.1. Introduction	106
IV.2. Description du système hybride proposé	107
IV.3. Description du système de conversion éolien	109
IV.4. Description du système de conversion photovoltaïque	109
IV.5. Description du système de stockage à base des batteries	110
IV.6. Gestion de l'énergie et régulation de la tension du micro-réseau-DC	111
IV.7. Commande directe de puissance du convertisseur CCR	113
IV.7.1. Description de la commande directe de puissance classique appliquée au CCR	114
IV.7.2. Description de la commande directe de puissance avancée MF-DPC appliquée au CCR	116
IV.8. Résultats de simulation et interprétation	119
IV.9. Conclusion	129
Conclusion générale	130
Références bibliographiques	133
Annexe	145

Liste des Figures

Liste des Figures

I. Généralités sur les systèmes hybrides à base d'énergies renouvelables	7
Figure I.1. Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2014-2020	10
Figure I.2. Structure d'un micro-réseau AC connecté au réseau AC principal	15
Figure I.3. Structure d'un micro-réseau DC	16
Figure I.4. Structure de micro-réseau hybride AC-DC	17
Figure I.5. Structure de base d'une cellule PV	19
Figure I.6. Structure complète d'un système PV avec stockage d'énergie connecté au réseau	21
Figure I.7. Comportement électrique du module PV avec MPPT sous un rayonnement solaire	22
Figure I.8. Circulation des vents sur la planète Terre	23
Figure I.9 Turbine éolienne à axe: a) Vertical, b) Horizontale	26
Figure I.10 Principaux composants d'une éolienne	27
Figure I.11 Générateur synchrone à aimant permanent connecté au réseau via un convertisseur AC-DC/DC-AC	29
Figure I.12 Différentes configurations des éoliennes à base des générateurs asynchrones connectés au réseau AC	30
Figure I.13 Schéma global de la structure du système hybride à étudier	37
II. Modélisation et optimisation du système hybride proposé	40
Figure II.1. Structure complète d'un système PV connecté à un micro-réseau DC avec des batteries de stockage et une charge DC	41
Figure II.2. Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque	41
Figure II.3. Modèle d'un panneau PV sous MATLAB/Simulink	43
Figure II.4. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié sous les conditions standards	43
Figure II.5. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié pour des conditions de températures variables : $G=1000W/m^2$ et $T= 0^\circ, 25^\circ, 50^\circ$ et $100^\circ C$	44
Figure II.6. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié pour des conditions d'irradiations variables : $T=25^\circ C$ et $G=250, 500, 750$ et $1000 W/m^2$	45
Figure II.7. Modèle R-C de la batterie	45
Figure II.8. Structure simplifiée de la turbine éolienne à base d'une MADA	46
Figure II.9. Variations du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse et de l'angle β	48
	48

Figure II.10. Schéma d'une turbine éolienne couplé à une MADA à travers un multiplicateur de vitesse	49
Figure II.11. Schéma fonctionnel de la turbine éolienne	50
Figure II.12. Représentation schématique d'une MADA dans le repère naturel	54
Figure II.13. Représentation schématique d'un convertisseur AC/DC triphasé	56
Figure II.14. Zones de fonctionnement de l'éolienne	57
Figure II.15. Schéma de contrôle de la turbine éolienne	59
Figure II.16. Structure du contrôleur MPPT à base de la logique floue	
III. Commande de la chaine de conversion éolienne	61
Figure III.1. Bandes d'hystérésis à deux niveaux pour l'erreur de flux rotorique	66
Figure III.2. Bandes d'hystérésis à cinq niveaux pour l'erreur de couple électromagnétique	66
Figure III.3. Secteurs de la 12-DTC avec l'influence des vecteurs sur le flux/couple	67
Figure III.4. MFs de l'erreur de flux rotorique	68
Figure III.5. MFs de l'erreur du couple électromagnétique	68
Figure III.6. MFs de l'angle de flux rotorique	68
Figure III.7. MFs de vecteur de tension rotorique	68
Figure III.8. Schéma de principe des commandes DTC (C-DTC, 12-DTC et F12-DTC) appliquées au système MADA-Eolien	70
Figure III.9. Profil de la vitesse du vent et de la vitesse mécanique de la MADA	71
Figure III.10. Coefficient de puissance, rapport de vitesse et angle des pales	71
Figure III.11. Évolution du couple électromagnétique avec sa référence	71
Figure III.12. Évolution de l'amplitude de flux rotorique avec sa référence	71
Figure III.13. Forme circulaire de flux rotorique dans le plan α - β	72
Figure III.14. Évolution des composantes de flux rotorique ($\varphi_{r\alpha}$ et $\varphi_{r\beta}$)	72
Figure III.15. Évolution des courants rotorique $i_{r(abc)}$	72
Figure III.16. Évolution des courants générés $i_{s(abc)}$	72
Figures III.17. Analyse FFT du courant généré de la phase [a], durant tous les modes de fonctionnement	73
Figure III.18. Évolution de la puissance active générée par la MADA	73
Figure III.19. Évolution de la puissance active rotorique de la MADA	73
Figure III.20. Ondulations du flux rotorique de la C-DTC, 12-DTC et F12-DTC	74
Figures III.21. Ondulations de T_{em} durant les trois modes de fonctionnement et en régime de survitesse par les trois méthodes : la C-DTC, la 12-DTC et la F12-DTC proposée	75
Figure III.22. Secteurs et vecteurs de tension avec l'influence des vecteurs sur les puissances active et réactive	80
Figure III.23. Architecture du sélectionneur de vecteurs neuronaux avec les données d'entrées et de sorties	83

Figure III.24. Concept mathématique d'un neurone (n) d'une couche (l)	83
Figure III.25. Validation des performances du sélectionneur de vecteurs ANN	84
Figure III.26. Architecture des régulateurs neuronaux avec les données d'entrée et de sortie	85
Figure III.27. Validation des performances des régulateurs ANNs entraînés	85
Figure III.28. Schéma de la DPC à base des réseaux de neurones (NN-DPC)	86
Figure III.29. Architecture du sélectionneur de vecteurs à base du réseau NF avec les données d'entrée et de sortie	87
Figure III.30. Validation de performance du réseau NF développé	88
Figure III.31. Conception du régulateur flou proposé pour la NF-DPC	89
Figure III.32. MFs de l'entrée eQ_{AC}	89
Figure III.33. MFs de l'entrée eP_s	89
Figure III.34. MFs de la sortie DQ_{AC}	89
Figure III.35. MFs de la sortie DP_s	89
Figure III.36. Schéma de la NF-DPC proposé où le NF est utilisé comme sélectionneur de vecteurs et le FC comme double régulateur	90
Figure III.37. Schéma global des commandes C-DPC, NN-DPC et NF-DPC appliquées au système MADA-Eolien	91
Figure III.38. Profil de la vitesse du vent	92
Figure III.39. Vitesse mécanique de la MADA	92
Figure III.40. Coefficient de puissance et rapport de vitesse	92
Figure III.41. Angle des pales de la turbine	92
Figure III.42. Puissance active générée de la MADA avec sa référence	92
Figure III.43. Puissance réactive compensée localement avec sa référence	92
Figure III.44. Puissance active rotorique de la MADA	93
Figure III.45. Zoom sur la puissance réactive rotorique de la MADA en mode synchrone	93
Figures III.46. Couple électromagnétique de la MADA avec des zooms	93
Figure III.47. Profil de la vitesse du vent	94
Figure III.48. Vitesse mécanique de la MADA	94
Figure III.49. Puissances actives générées par le système MADA-Eolien, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	95
Figure III.50. Puissance active générée durant le mode hypo-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	95
Figure III.51. Puissance active générée durant le mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	96
Figure III.52. Puissance active générée durant le mode synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	97
Figure III.53. Compensation locale de la puissance réactive par le système MADA-Eolien, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	97
Figure III.54. Puissance réactive consommée durant le mode hypo-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	98

Figure III.55. Puissance réactive nulle durant: (a) mode hypo-synchrone et (b) mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	98
Figure III.56. Puissance réactive générée durant le mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	99
Figure III.57. Puissance réactive consommée en mode hyper-synchrone et générée en mode synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC	99
Figure III.58. Courants générés par la MADA commandée par les méthodes étudiées	
Figure III.59. Analyse FFT du courant généré de la phase [a]	100
	101
IV. Contrôle et gestion d'énergie du système hybride proposé	106
Figure VI.1. Structure du système hybride proposé, MADA-Eolien/PV/Batteries avec charge DC variable	108
Figure VI.2. Représentation du système MADA-Eolien commandé par la NF-DPC au niveau du convertisseur CCM	110
Figure IV.3. Représentation de schéma synoptique du système PV avec le contrôle F-MPPT	110
Figure IV.4. Représentation de schéma synoptique du système de stockage par batteries avec la régulation du V_{DC}	111
Figure IV.5. Organigramme de gestion de flux énergétique du système hybride proposé	112
Figure IV.6. Secteurs et vecteurs de tension de la DPC pour la commande du convertisseur coté réseau (CCR)	115
Figure IV.7. Schéma synoptique de la CR-DPC appliquée au convertisseur côté réseau (CCR)	116
Figure IV.8. MFs de l'erreur de puissance réactive	118
Figure IV.9. MFs de l'erreur de puissance active	118
Figure IV.10. MFs de l'angle de tension du réseau	118
Figure IV.11. MFs des vecteurs de tension du réseau	118
Figure IV.12. Configuration de la MF-DPC proposée, appliquée au convertisseur CCR	119
Figure IV.13. Profil de la vitesse du vent	120
Figure IV.14. Profil d'irradiations solaires	120
Figure IV.15. Évolution de la vitesse mécanique de la MADA	121
Figure IV.16. Puissance active générée par la MADA et sa référence, commandée par la NF-DPC	121
Figure IV.17. Puissance réactive locale compensée et sa référence, commandée par la NF-DPC	122
Figure IV.18. Courants générés par la MADA, commandée par la NF-DPC	122
Figure IV.19. Puissance active photovoltaïque produite	123

Figure IV.20. Puissance active rotorique de la MADA	123
Figure IV.21. Puissance active requise pour la charge DC	123
Figure IV.22. Puissance disponible dans le micro-réseau-DC	123
Figure IV.23. Stockage et dissipation d'énergie dans les batteries	123
Figure IV.24. Évolution de l'état de charge des batteries (SOC)	123
Figure IV.25. Puissance requise échangée entre le micro-réseau-DC et le réseau AC via le CCR	124
Figure IV.26. Tension des batteries et du micro-réseau DC avec sa référence	124
Figure IV.27. Puissance active dans le jeu de barre d'interconnexion AC	124
Figure IV.28. Puissance active échangée entre le micro-réseau-DC et le réseau AC via le CCR	125
Figure IV.29. Puissance réactive à la sortie du CCR	126
Figure IV.30. Évolution du courant de la phase [a] à la sortie du convertisseur CCR	127
Figure IV.31. Analyse FFT de la phase [a] des courants injectés par le CCR commandé par la CR-DPC et la MF-DPC	128

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

I. Généralités sur les systèmes hybrides à base d'énergies renouvelables	7
Tableau I.1. Indications sur les énergies renouvelables pour 2020	9
Tableau I.2. Classification des pays en fonction des ajouts de capacité totaux en 2020	10
Tableau I.3. Classification des pays en termes de production totale à la fin de l'année 2020	11
Tableau I.4. Avantages et inconvénients des systèmes solaires photovoltaïques	19
II. Modélisation et optimisation du système hybride proposé	40
Tableau II.1. Tableau des règles floues de contrôleur MPPT-Floue	59
III. Commande de la chaîne de conversion éolienne	61
Tableau III.1. Table de commutation de la commande C-DTC	65
Tableau III.2. Table de commutation de la commande 12-DTC	66
Tableau III.3. Table des règles floues de la commande F12-DTC proposée pour le système MADA-Eolien	69
Tableau III.4. Analyse comparative des ondulations de flux rotorique et du couple électromagnétique de la F12-DTC proposée et les commandes conventionnelles (C-DTC et 12-DTC)	74
Tableau III.5. Table de commutation de la DPC modifiée pour la commande du système MADA-Eolien	80
Tableau III.6. Règles floues du régulateur proposé	90
Tableau III.7. Ondulations de la puissance active générée avec les différentes méthodes (C-DPC, NN-DPC et NF-DPC)	96
Tableau III.8. Ondulations de la puissance réactive compensée localement - comparaison entre les différentes techniques de commande DPC traitées (C-DPC, NN-DPC et NF-DPC)	102
Tableau III.9. THD du Courant généré - Comparaison entre les différentes techniques de commande DPC traitées (C-DPC, NN-DPC et NF-DPC)	103
Tableau III.10. Analyse comparative entre les trois méthodes étudiées : C-DPC-, NN-DPC et NF-DPC	103

IV. Contrôle et gestion d'énergie du système hybride proposé	106
Tableau IV.1. Table de commutation de la commande DPC classique appliquée au CCR	115
Tableau IV.2. Règles floues de la commande MF-DPC proposée, pour le contrôle du CCR	118
Tableau IV.3. Analyse comparative des ondulations des puissances actives et réactives de la CR-DPC et la MF-DPC proposée appliquée au CCR	127
Tableau IV.4. Analyse comparative du THD du i_{ga} de la CR-DPC et de la MF-DPC proposée	128

Liste des symboles et Acronymes

Liste des symboles

P_s, P_{s-ref} et P_r	Puissance statorique, puissance statorique de référence et puissance rotorique de la MADA respectivement, W
$P_{DC-Load}$	Puissances de la charge DC, W
P_{pv}	Puissance PV, W
P_{batt}	Puissance des batteries, W
P_g	Puissances échangées entre le micro-réseau DC et le réseau AC, W
P_{AC}	Puissance active générée par le stator et le CCR de la MADA vers le jeu de barre d'interconnexion avec le réseau AC, W
P_{Net}	Puissance disponible dans le micro-réseau DC, W
Q_{AC}, Q_{AC-ref}	Puissance réactive échangée entre le système proposé et le réseau AC avec sa référence respective, VAR
Q_s	Puissance réactive du stator de la MADA, VAR
Q_g	Puissance réactive à la sortie du convertisseur CCR, VAR
Q_{AC}	Puissance réactive dans le bus AC, VAR
Q_r	Puissance réactive du rotor de la MADA, VAR
$\omega_s, \omega_r, \omega$	Pulsations du réseau, du glissement et mécanique de la MADA respectivement, rad/s
R_s, R_r	Résistances de phase du stator et du rotor respectivement, Ω
L_s, L_r	Inductances propre statorique et rotorique respectivement, H
L_s, L_r	Inductances cyclique statorique et rotorique respectivement, H
M	Inductance mutuelle cyclique entre l'enroulement du stator et celle du rotor, H
M_0	Valeur maximale d'inductance mutuelle stator-rotor, H
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} et v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}	Courant et tension instantané de phase statorique respectivement des phases a, b, et c, A et V
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} et v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}	Courant et tension instantané de phase rotorique respectivement des phases a, b, et c, A et V
$V_{sd}, V_{sq}, V_{rd},$ V_{rq}	Tensions statoriques et rotoriques d-q après la transformation de Park respectivement, V
$I_{sd}, I_{sq}, I_{rd}, I_{rq}$	Courants statoriques et rotoriques d-q après la transformation de Park respectivement, A
$v_{sd}, v_{sq}, v_{rd},$ v_{rq}	Tensions statoriques et rotoriques d-q respectivement, V
$i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}$	Courants statoriques et rotoriques d-q respectivement, A

$\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$ et $\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$	Composantes du flux statorique et rotorique d-q respectivement, Wb
$i_{r\alpha}, i_{r\beta}$ et $V_{r\alpha}, V_{r\beta}$	Composantes du courant et de la tension le long des axes α et β du rotor respectivement, A et V
$\varphi_{r\alpha}, \varphi_{r\beta}$ & $\varphi_r, \varphi_{r-ref}$	Composantes du flux rotorique le long des axes α et β , son amplitude et sa référence respectivement, Wb
v	vitesse du vent, m/s
v_{n0}	Vitesse nominale du vent, m/s
$v_{cut-out}, v_{cut-in}$	Vitesse du vent de coupure et d'entrée (limitée) respectivement, m/s
ρ	densité de l'air, kg/m ³
R_t	Rayon des pales de la turbine, m
J	Moment d'inertie de la partie tournante, kg.m ²
T_t	Couple aérodynamique de la turbine, N.m
C_p, C_{p-max}	Coefficient de puissance et sa valeur maximale
T_{em}, T_{em-ref}	Couple électromagnétique de la MADA et sa référence respective, N.m
P	Nombre de pair de pôles
f_v	Coefficient de frottement, N.m.s /rad
s	Glissement mécanique de la MADA
λ, λ_{opt}	Rapport de vitesse de pointe et sa valeur optimale
$\Omega_t, \Omega_{méc}$	Vitesse de la turbine, vitesse mécanique de la MADA respectivement, rad/s
$n_t, n_{méc}$	Vitesse de la turbine, vitesse mécanique de la MADA respectivement, tr/min
G	Gain du multiplicateur
β	Angle des pales respectivement, °
V_{DC}, V_{DC-ref}	Tension continue dans le micro-réseau DC et sa référence respectivement, V
AM	Coefficient de masse d'air
I_{sc}	Courant du court-circuit du panneau PV
V_{oc}	Tension de circuit ouvert du panneau PV
I_{mpp}	Courant optimum du panneau PV
V_{mpp}	Tension optimale du panneau PV
P_{mpp}	Puissance maximale du panneau PV
α_{sc}	Coefficient d'incrémentement du courant I_{sc}
β_{oc}	Coefficient d'incrémentement de la tension V_{oc}

R_{ss}	Résistance de la cellule PV en série, Ω
V_{batt}	Tensions des batteries, V
E	Force électromotrice correspondant à la tension de la batterie en circuit ouvert, V
C_b	Capacité interne de la batterie, F
R_{in}	Résistance interne de la batterie, Ω
i_{batt}	Courant des batteries, A
E_0	Tension de la batterie déchargée, V
C_{batt}	Capacité de la batterie, Ah
Q_d	Quantité de charge manquante par rapport à C_{batt} , Ah

Liste des Acronymes

SER	Source d'Energie Renouvelable
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
SSE	Système de Stockage d'Energie
DC	Courant continu (Direct Current)
AC	Courant alternatif (Alternative Current)
MPPT	Suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)
FC	Contrôleur flou (Fuzzy Controller)
MFs	Fonctions d'appartenance (Membership Functions)
SOC, SOC _{max} , SOC _{min}	Etat de charge de la batterie avec sa valeur maximale et minimale (State of Charge)
THD	Distorsion harmonique totale (Total Harmonic Distortion)
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
SVM	Modulation de largeur d'impulsion vectorielle (Space Vector Modulation)
CCM	Convertisseur Coté Machine (rotor de la MADA)
CCR	Convertisseur Coté Réseau
FOC	Commande à flux orienté (Field Oriented Control)
PI	Régulateur linéaire de type proportionnel-intégral
DTC	Commande directe du couple (Direct Torque Control)
12-DTC	Commande DTC basée sur la méthodologie de 12 secteurs
F12-DTC	Commande DTC basée sur contrôleur flou et la méthodologie de 12 secteurs
DPC	Commande directe de puissance (Direct Power Control)
C-DPC	Commande DPC Classique pour le contrôle du convertisseur CCM
NN-DPC	Commande DPC basée sur les réseaux de neurones pour le contrôle du convertisseur CCM
NF-DPC	Commande DPC basée sur le réseau Neuro-Flou pour le contrôle du convertisseur CCM
CR-DPC	Commande DPC Classique pour le contrôle du convertisseur CCR
MF-DPC	Commande DPC basée sur un contrôleur flou modifié pour le contrôle du convertisseur CCR

Introduction générale

Introduction générale

La production mondiale d'énergie électrique repose sur l'utilisation massive de sources d'énergie fossiles polluantes, qui ne sont pas éternelles avec des réserves limitées. L'utilisation de ces énergies cause des dégâts environnementaux considérables ; où les températures augmentent et les périodes de sécheresse s'allongent dans plusieurs régions du monde, les glaciers fondent et provoquent des déséquilibres qui causent des catastrophes naturelles qui deviennent de plus en plus fréquentes : incendie de forêt, cyclones, inondations. En effet, la planète, l'homme et tous les êtres vivants souffrent de la pollution, du changement climatique et de leurs conséquences, ce qui cause la mort de plus de 9 millions d'humains chaque année [Lan.19] et provoque l'extinction de plusieurs espèces animales et même végétales sur Terre. Sachant que plus de 30 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre sont dues à la production d'énergie électrique [C2E.20]. Toutes ces menaces donnent aux sources d'énergies renouvelables une place importante, et présagent un développement accéléré pour remplacer les sources conventionnelles, ce qui peut constituer une solution durable aux émissions de gaz à effet de serre.

Les sources à énergies renouvelables (SERs) (hydroélectrique, éolienne, solaire thermique et photovoltaïque, géothermique, biomasse et marines) sont abondantes et propres, en particulier, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et l'énergie éolienne sont les plus prometteuses, avec une croissance rapide qui comptent parmi les plus grandes productrices d'énergie [Ano.18]. Elles produisent de l'électricité sans émission de CO₂ en utilisant des systèmes de conversion et des techniques de commandes et d'optimisations appropriées. Le caractère aléatoire de ces énergies qui est dû aux variations des conditions climatiques (rayonnements solaires, température et vitesse du vent) présente un handicap majeur qui rend leurs exploitations difficiles. Pour cela, la combinaison de deux ou plusieurs sources dans un seul système énergétique, appelé Système Énergétique Hybride (SEH), est considérée comme étant l'une des meilleures solutions pour remédier à cette difficulté.

Au cours des dernières années, les systèmes SEH sont devenus un axe de recherche important. Leurs complémentarités peuvent produire un système énergétique durable, fiable et respectueux de l'environnement [Rek.14-Tam.16a]. Un SEH est généralement constitué d'un micro-réseau qui interconnecte tous les composants du système, il existe des SEH connectés au réseau de distribution et d'autres complètement isolés (autonomes), utilisés généralement dans les régions éloignées [Vil.22]. Les SEHs connectés au réseau sont plus favorables dans le sens où le déficit énergétique

peut être acheté du réseau principal et l'énergie excédentaire peut être vendue au réseau, ce qui augmente l'efficacité, la fiabilité et le rendement énergétique du système.

Bien qu'il existe plusieurs combinaisons des énergies renouvelables, l'éolien et le photovoltaïque sont les plus utilisés pour la conception des systèmes hybrides en raison de leurs performances, leur faible coût, la disponibilité et la complémentarité de ces deux sources [Das.17].

Les énergies éolienne et photovoltaïque souffrent d'intermittences et de problèmes d'imprévisibilité, ce qui rend les systèmes de stockage énergétique (SSE) indispensables pour adapter la production à la consommation. Il existe plusieurs types de stockage qui sont développés durant ces dernières années, chaque type est utilisé en fonction de ses caractéristiques et de son utilité par rapport au système conçu. Les SSE sont classés de plusieurs manières : les systèmes de stockage mécanique, comme les systèmes de pompage et les systèmes à air comprimé sont les plus utilisés dans le monde, grâce à leurs grand potentiel et leur haute efficacité, mais la dépendance géographique et les longues périodes de gestation limitent leur utilisation dans les systèmes hybrides ; les SSE électriques comme les super-condensateurs sont très utilisés dans le domaine des véhicules électriques pour leur rapidité de charge et de décharge, alors que l'autodécharge et leur petite capacité limitent leur utilisation ; les SSE électrochimiques (batteries) qu'on rencontre dans diverses applications, sont caractérisés par un temps de réponse rapide et une densité énergétique élevée.

Parmi toutes les configurations des systèmes hybrides existantes, le système Éolien-MADA/PV/Batteries est parmi les plus efficaces pour une application connectée au réseau avec une charge locale, en termes de pollution, coût et rendement. Le système nécessite un algorithme de gestion énergétique afin de coordonner les flux d'énergies entre les différents éléments du micro-réseau avec le réseau AC. L'avantage de cette topologie PV/Eolien-MADA/Batteries est l'accessibilité aux bus AC et DC ainsi que sa simplicité. En outre, les convertisseurs intermédiaires (AC/DC) et (DC/DC) pour une éventuelle alimentation des charges DC ne sont pas nécessaires. Cette configuration permet ainsi un fonctionnement optimal et un contrôle efficace des différentes sources, assurant ainsi une meilleure qualité d'énergie transitant ou alimentant les réseaux AC et DC, à savoir : la régulation de la tension DC et alternative ainsi que la fréquence du réseau, un service continu non interrompu et une compensation locale de la puissance réactive. Par ailleurs, le micro-réseau basé sur une topologie à plusieurs sources est flexible du point de vue gestion, même dans le cas où il est connecté au réseau AC.

L'énergie solaire est de loin la source d'énergie la plus abondante disponible sur Terre. L'exploitation de l'énergie photovoltaïque a dépassé l'énergie éolienne avec une capacité de 760 GW (fin 2020) [REN.21]. Les générateurs photovoltaïques sont inoffensifs pour la faune et extrêmement fiables. Un système PV est considéré comme un générateur de courant continu avec une caractéristique non linéaire, ce qui rend le contrôle MPPT nécessaire pour maximiser la puissance générée. Pour cela, plusieurs techniques ont été proposées au fil des années, notamment des méthodes conventionnelles simples telles que la technique de perturbation et d'observation et la technique de conductance incrémentale [Far.08-Lal.09b], ainsi que les techniques avancées qui sont plus performantes mais complexes, telles que MPPT-Floue, MPPT-Neural [Lal.09a], etc.

De nos jours, l'énergie éolienne se développe rapidement, ce qui a motivé les recherches dans ce domaine pour améliorer la production et la qualité d'énergie. Les éoliennes sont essentiellement classées en fonction de la façon dont elles tournent, à axe vertical ou à axe horizontal. Ces dernières sont les plus courantes, tandis que l'utilisation des éoliennes à axe vertical a considérablement diminué ces dernières années en raison de la faible énergie interceptée par le rotor. Deux sous-groupes d'éoliennes à axe horizontal peuvent être identifiés, à savoir les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable. Les éoliennes à vitesse fixe sont simples et peuvent être connectées directement au réseau. Tandis que, les éoliennes à vitesse variable sont généralement de grande capacité et sont conçues pour fonctionner sur une large gamme de vitesses du vent. Seules les éoliennes à axe horizontal à vitesse variable sont prises en compte dans cette thèse, elles représentent actuellement la technologie éolienne la plus performante et la plus utilisée [Min.19].

Parmi tous les générateurs électriques utilisés dans les éoliennes ; générateur synchrone à aimants permanents (GSAP), générateur asynchrone à cage d'écureuil (GACE), générateur asynchrone à double étoile (GADE), générateur asynchrone à double alimentation (GADA), ... Ce dernier, appelé souvent la MADA (Machine Asynchrone à Double Alimentation), domine le marché des éoliennes [Sah.21a]. Il offre plusieurs avantages par rapport aux autres générateurs électriques : il est capable de fonctionner à vitesse variable sur une large plage de vitesse, il permet le contrôle indépendant des puissances active et réactive et il offre une grande capacité avec moins de pertes [Shi.19-Jal.20].

Différentes méthodes de commande de la MADA ont été proposées dans la littérature pour exploiter au maximum ses avantages et pour le développement d'une conversion éolienne efficace et peu coûteuse. La commande vectorielle à flux orientée (Field Oriented Control : FOC) et ces

dérivées (classiques ou avancées) sont définies comme étant des commandes indirectes. Elle nécessite des transformations avec un repère bien défini et un bloc de modulation MLI, rendant ces méthodes plus complexes. Le dimensionnement des régulateurs PI de la commande FOC dépend directement des paramètres du système, ce qui rend cette méthode sensible aux variations paramétriques. Les techniques de commande directe, DTC et DPC (Direct Torque Control -DTC- et Direct Power Control -DPC-), sont des techniques de commande compétitives. Elles possèdent moins de dépendance vis-à-vis les paramètres de la machine, ne nécessitent pas de transformation des coordonnées, possèdent une bonne réponse dynamique et de bonnes performances en régime permanent, et une réponse plus rapide en régime transitoire avec une structure simple [Abd.13-Tam.16].

La commande DTC classique (C-DTC) et la DPC classique (C-DPC) souffrent de certains inconvénients majeurs : elles possèdent une fréquence de commutation variable, une large bande d'ondulation des grandeurs contrôlées et un THD élevé des courants générés [Tam.16a]. Ces inconvénients limitent leurs utilisations où lorsqu'une bonne qualité d'énergie est extrêmement importante. Pour cela, plusieurs chercheurs ont proposé différentes méthodes et topologies afin d'améliorer ces techniques pour les systèmes de production d'énergie éolienne à base de la MADA [Ben.20]. Dans cette thèse, nous allons traiter en premier lieu l'amélioration de la C-DTC, en utilisant la méthodologie de 12 secteurs (12-DTC) et la logique floue (F12-DTC). Dans cette dernière, les régulateurs à hystérésis et la table de commutation seront remplacés par un contrôleur flou qui est conçu sur la base de la commande 12-DTC pour minimiser les ondulations du couple et de flux et avoir une bonne qualité d'énergie produite. Malgré tous les avantages de la C-DTC et DTC avancées, ces approches ne permettent pas de réguler la puissance réactive. Un système énergétique nécessite la gestion du facteur de puissance. De plus, certains avantages de la MADA ne pourraient pas être exploités avec les techniques basées sur la DTC. Nous nous intéressons donc aux approches basées sur la DPC qui permettent de contrôler séparément l'échange de puissances active et réactive entre la MADA et le réseau AC, ce qui est plus intéressant pour un système de production d'énergie. Nous allons proposer d'abord une stratégie de commande directe de puissance active avec la gestion de la puissance réactive locale, en modifiant la DPC classique proposée dans [Xu.06]. Puis nous développerons deux améliorations de celles-ci (DPC modifiée) en appliquant les techniques d'intelligence artificielle avec l'apprentissage : réseau de neurones

artificiel et réseau neuro-flou, ce qui rendra la stratégie proposée plus performante et réduire au maximum les inconvénients de la C-DPC.

Le système à étudier dans cette thèse sera basé sur la connexion de deux sources d'énergie différentes : un système photovoltaïque, une éolienne à axe horizontal basée sur une MADA associée à un système de stockage. L'étude du système hybride global sera basée sur la sélection de meilleures structures et méthodes de contrôle qui seront étudiées dans cette thèse, puis de développer un algorithme de gestion d'énergie adéquat, permettant la gestion de flux énergétique disponible dans le micro-réseau DC. D'un autre côté, le micro-réseau-DC est connecté au réseau AC à travers un convertisseur DC/AC (convertisseur côté réseau CCR) commandé pour assurer le flux d'énergie active entre le micro-réseau-DC et le réseau AC et pour imposer un facteur de puissance unitaire à la sortie du CCR, alors une nouvelle DPC à base d'un contrôleur flou modifié (MF-DPC) sera développée et sera utilisée comme une amélioration de la DPC conventionnelle.

Le travail que nous allons présenter dans cette thèse a pour objectif l'étude, la modélisation, l'optimisation, le contrôle et la gestion énergétique d'un système hybride, basé sur deux sources d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolienne) combinées avec un système de stockage énergétique et une charge DC. L'objectif est d'assurer la continuité de service, la fiabilité, l'efficacité et la robustesse du système, avec une bonne qualité énergétique, tout en augmentant le rendement énergétique du système proposé.

Afin d'accomplir au mieux ce travail, la présente thèse est structurée en quatre principaux chapitres, en plus de l'introduction générale et la conclusion générale.

Le premier chapitre sera consacré aux généralités sur les différents systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable. Nous commencerons par les statistiques d'installations des différentes énergies renouvelables dans le monde. Ensuite, un état de l'art des systèmes hybrides et leurs structures seront présentés avec une description générale des systèmes photovoltaïques, éoliens et systèmes de stockage.

La modélisation et la simulation du système photovoltaïque, ainsi que le modèle de la batterie seront traités dans le deuxième chapitre. Ensuite, nous présenterons la modélisation de la chaîne de conversion électromécanique du système éolien, basé sur la MADA. C'est également dans ce chapitre que les stratégies d'optimisation MPPT seront présentées pour les deux systèmes de production : éolien et PV.

Dans le troisième chapitre, nous allons étudier et mettre en œuvre la meilleure approche pour contrôler de manière optimale le fonctionnement d'un système de conversion éolienne afin de l'utiliser dans le système hybride à étudier. Deux techniques de commande directe seront abordées : la commande directe du couple (DTC) et la commande directe de puissances (DPC). Par la suite, nous présenterons l'amélioration des contrôles directs conventionnels, en conservant leurs avantages, afin d'obtenir à un contrôle robuste en améliorant la qualité de l'énergie produite par le système, tout en exploitant les avantages de la MADA.

Le dernier chapitre sera consacré à l'étude, la simulation et la validation du système hybride proposé. Nous présenterons les différentes parties du système hybride avec les techniques de commandes appropriées : le générateur PV contrôlé par un algorithme MPPT flou, la batterie de stockage avec le contrôle du bus DC, le système MADA-Eolien contrôlé par la technique avancée DPC (Neuro-Flou-DPC). Un algorithme de gestion de flux énergétique dans le micro-réseau DC, par la suite nous allons développer le contrôle du convertisseur côté réseau pour la maîtrise de flux de puissance entre les éléments du système (le micro-réseau DC et le réseau AC). Des résultats de simulation seront présentés, confirmant ainsi l'efficacité des stratégies de commande développées, et l'efficacité du système hybride proposé.

Enfin, nous terminerons ce travail par une conclusion générale, qui clôturera notre travail avec un certain nombre de perspectives.

CHAPITRE I

Généralités sur les systèmes hybrides à
base d'énergies renouvelables

I.1. Introduction

Le réchauffement de la planète et le changement climatique sont les principales raisons de la technologie des énergies renouvelables, qui connaît une croissance rapide, afin de produire de l'électricité verte. Les énergies solaire et éolienne sont les sources renouvelables les plus exploitées en raison de leur potentiel élevé de production. Selon « Renewable Energy Policy Network for the 21st Century » (REN21), la capacité éolienne et solaire a augmenté plus rapidement que les autres ressources renouvelables au cours des dernières années [REN.21]. Les installations des éoliennes ont été multipliées par dix entre 2003 et 2014 (passant d'environ 6 GW à 65 GW), et ont été multipliées par dix entre 2014 et 2019 (passant de 65 GW à 651 GW). Alors que, l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque a été multipliée par plus de 240 fois entre 2012 et 2020 (d'environ 3,1 GW à 760 GW) [REN.21].

La combinaison de l'énergie photovoltaïque (PV) et de l'énergie éolienne est réalisable et respectueuse de l'environnement. Ces deux sources sont largement utilisées pour la conception des systèmes hybrides, qui peuvent être autonomes avec des charges locales, connectées au réseau de distribution, ou bien en hybride connectées au réseau avec des charges locales. La gestion des fluctuations du vent et des irradiations solaires et de l'intermittence de ces deux sources est un défi majeur, donc des précautions supplémentaires sont nécessaires pour un fonctionnement optimal. Pour cela, des systèmes de stockage sont largement introduits avec ces deux sources pour adapter la production à la consommation. Ils sont utilisés pour fournir le déficit d'énergie à la charge lorsque l'énergie produite n'est pas capable de satisfaire sa demande et pour stocker le surplus d'énergie générée par ces ressources.

Dans ce chapitre, nous présenterons une description des Sources d'Énergies Renouvelables (SERs) en général, en donnant un aperçu sur les statistiques de leurs développements et leurs exploitations, suivi d'une étude bibliographique sur les systèmes énergétiques à base des SERs. Ensuite, nous décrirons les systèmes hybrides avec les différentes structures et configurations, tout en décrivant les deux systèmes énergétiques particuliers, PV et éolien, ainsi que les systèmes de stockage afin de permettre le choix de meilleures structures d'un système hybride à base d'énergies renouvelables.

I.2. Soleil, source principale des SERs

Le soleil est la source ultime de tout type d'énergie sur notre planète (sauf l'énergie nucléaire et géothermique). Le Soleil rayonne 174 billions de kWh d'énergie à Terre par heure [Muh.18].

Les caractéristiques du soleil sont résumées comme suit : la masse est de 2×10^{30} kg, la longueur du faisceau est de 700 000 km, âgé de 5×10^9 ans et estimé à environ 5 milliards d'années de vie supplémentaires. La température de surface du soleil est d'environ 5800°K , alors que la température interne est d'environ $1,5 \times 10^7$ °K. Le processus de fusion nucléaire de l'hydrogène en hélium se traduit par une température élevée du soleil et de grandes quantités d'énergie émises en permanence. [CAS.21].

L'énergie solaire peut être utilisée pour produire de l'électricité directement avec les panneaux photovoltaïques ou panneaux thermiques, ou indirectement par les éoliennes ou les hydroliennes [Chu.15].

I.3. Description des sources d'énergies renouvelables (SERs)

Les énergies renouvelables, souvent appelées énergies propres, proviennent de sources ou de processus naturels qui se renouvèlent constamment. Par exemple, la lumière du soleil ou le vent continuent de briller et de souffler, même si leur disponibilité dépend du temps et de la météo.

Si les énergies renouvelables sont souvent considérées comme une nouvelle technologie, l'exploitation de la nature est utilisée depuis longtemps pour le chauffage, le transport, l'éclairage, etc. Le vent a permis aux bateaux de naviguer sur les mers et aux moulins de moulinier le grain. Le soleil a fourni de la chaleur pendant la journée et a permis d'allumer des feux qui durent jusqu'au soir. Mais au cours des 500 dernières années, les humains se sont de plus en plus tournés vers des sources d'énergie moins chères et plus polluantes, telles que le charbon et les hydrocarbures.

L'énergie hydroélectrique, éolienne, solaire (photovoltaïque, thermique et thermodynamique solaire), géothermique, biomasse et les énergies marines sont les principales sources d'énergie renouvelables. Alors que, le photovoltaïque et les éoliennes ont suscité plus d'attention.








Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que les nombreuses mesures incitatives ont eu une influence positive sur l'intégration des SERs dans la production d'énergie électrique, mais les efforts mondiaux déployés jusqu'à présent demeurent insuffisants pour réduire les problèmes de pollution. Cependant, les problèmes techniques actuels liés à la

nature intermittente des SERs ont limité leurs pénétrations dans les réseaux électriques existants [Ujj.18].

I.4. Énergies renouvelables dans le monde, statistiques

Malgré les impacts de la pandémie de COVID-19, les énergies renouvelables ont établi un nouveau record avec plus de 257 gigawatts (GW) de nouvelles capacités installées en 2020. Elles ont été les seules sources de production d'électricité à enregistrer une augmentation nette de la capacité totale [REN.21]. (Voir Figure I.1. et Tableau I.1)

Tableau I.1. Indications sur les énergies renouvelables pour 2020 [REN.21]

		2019	2020
INVESTISSEMENT			
Nouveaux investissements (annuels) dans les énergies renouvelables et carburants	Milliards \$	298.4	303.5
PUISSANCE			
Capacité de production d'énergie renouvelable (compris l'hydroélectricité)	GW	2,581	2,838
Capacité de production d'énergie renouvelable (hors hydroélectricité)	GW	1,430	1,668
 Capacité hydroélectrique	GW	1,150	1,170
 Capacité solaire PV	GW	621	760
 Capacité de production d'énergie éolienne	GW	650	743
 Capacité bioénergétique	GW	137	145
 Capacité de production d'énergie géothermique	GW	14,0	14,1
 Capacité de production d'énergie solaire thermique à concentration	GW	6.1	6.2
 Capacité de production d'énergie des océans	GW	0,5	0,5

Parmi les SERs, les énergies éolienne et solaire sont devenues des sources d'électricité courantes et sont de plus en plus compétitives en termes de coûts. Entre 2010 et 2020, le coût nivelé moyen pondéré mondial de l'électricité produite à partir de l'énergie solaire photovoltaïque a diminué de 85 %, tandis que les coûts de l'énergie éolienne onshore (terrestre) ont baissé de 56 % au cours de la même période. Dans un nombre croissant de régions, dont certaines parties de la Chine, de l'Union européenne (UE), de l'Inde et des États-Unis, il est déjà devenu moins cher de construire de nouvelles centrales éoliennes ou solaires PV que d'exploiter les centrales au charbon existantes [IRE.21-REN.21].

Au cours de l'année 2020, environ 139 GW de PV solaire ont été ajoutés dans le monde, consolidant le statut de leader des SERs avec 54 % des ajouts, suivis par l'énergie éolienne d'environ 93 GW avec 36 %, et l'hydroélectricité d'environ 20 GW avec 7 %. Les 3 % restants provenaient de la bioénergie, de la géothermie et de l'énergie solaire thermique [REN.21]. (Voir Figure I.1. et Tableau I.1)

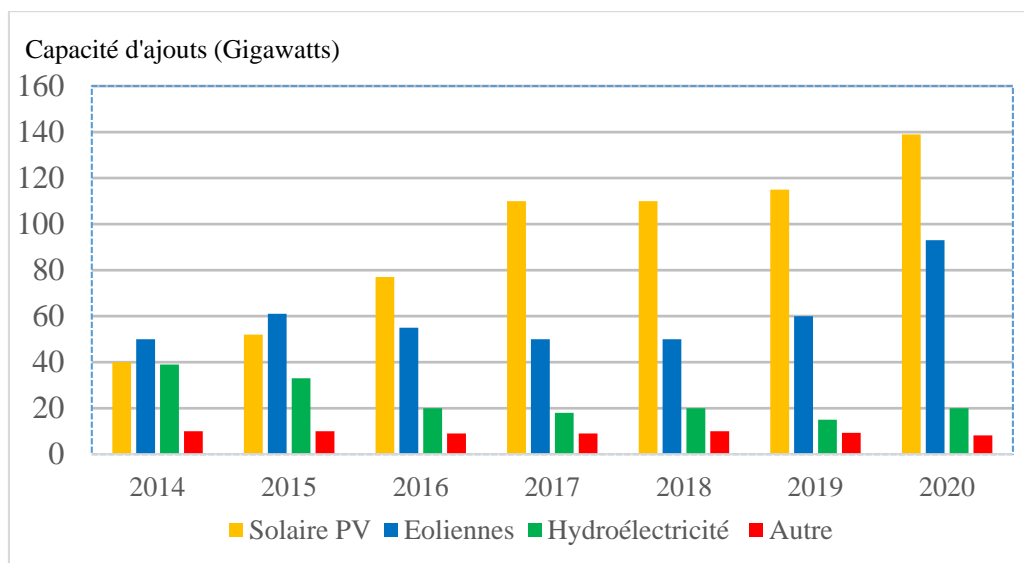








Figure I.1. Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2014-2020 [REN.21]

Parmi les pays du monde, la Chine est le leader mondial avec 908 GW de capacité de production d'énergie renouvelable (fin 2020), suivie par les États-Unis avec 313 GW, le Brésil avec 150 GW, l'Inde avec 142 GW et l'Allemagne avec 132 GW, voir Tableaux I.2 et I.3. La Chine est également en tête du monde en termes de capacité ajoutée au cours de l'année avec 116 GW, suivie par les États-Unis avec 36 GW et le Vietnam avec 11 GW [REN.21].

Tableau I.2. Classification des pays en fonction des ajouts de capacité totaux en 2020

PUISSANCE	1	2	3	4	5
🌊 Capacité hydroélectrique	Chine	Turquie	Mexique	Inde	Angola
☀️ Capacité solaire PV	Chine	USA	Vietnam	Japon	Allemagne
🌬️ Capacité d'énergie éolienne	Chine	USA	Brésil	Hollande	Allemagne /Espagne
🌋 Capacité d'énergie géothermique.	Turquie	USA	Japon	-	-
☀️ Capacité d'énergie solaire thermique à concentration	Chine	-	-	-	-
☀️ Capacité de chauffage solaire de l'eau	Chine	Turquie	Inde	Brésil	USA

Tableau I.3. Classification des pays en termes de production totale à la fin de l'année 2020

PUISSANCE	1	2	3	4	5
Capacité de production d'énergie renouvelable (compris l'hydroélectricité)	Chine	USA	Brésil	Inde	Allemagne
Capacité de production d'énergie renouvelable (hors hydroélectricité)	Chine	USA	Allemagne	Inde	Japon
Capacité d'énergie renouvelable par habitant (hors hydroélectricité)	Islande	Danemark	Suède	Allemagne	Australie
 Capacité hydroélectrique	Chine	Brésil	Canada	USA	Russie
 Capacité solaire PV	Chine	USA	Japon	Allemagne	Inde
 Capacité d'énergie éolienne	Chine	USA	Allemagne	Inde	Espagne
 Capacité d'énergie géothermique	USA	Indonésie	Philippines	Turquie	Nouvelle-Zélande
 Capacité d'énergie solaire thermique à concentration	Espagne	USA	Chine	Maroc	Afrique du Sud
 Capacité de chauffage solaire de l'eau	Chine	Turquie	Inde	Brésil	USA

I.5. Description des systèmes énergétiques hybrides

Au cours des dernières années, les systèmes de génération hybrides sont devenus un champ de recherche important pour exploiter les différentes sources disponibles dans certaines régions. Un système énergétique hybride (SEH) utilise au moins deux sources d'énergie, des convertisseurs de puissance et dans certaines situations, des composants de stockage. Il peut s'agir de ressources énergétiques renouvelables pures, ou combinées à des systèmes de production classiques (gaz naturel, générateurs diesel...). La complémentarité des ressources renouvelables peut fournir un système énergétique durable, fiable et respectueux de l'environnement [Rek.14-Tam.16a].

Un SEH est généralement constitué d'un micro-réseau qui interconnecte tous les composants du système. Ce système pourrait être connecté au réseau de distribution ou complètement isolé [Vil.22].

Bien qu'il existe d'autres combinaisons de production d'énergie renouvelable, les éoliennes et les générateurs photovoltaïques sont largement utilisés pour la réalisation des systèmes hybrides. La facilité de mise à l'échelle, le coût relativement faible, la disponibilité de ces deux sources et leur complémentarité sont les principales raisons qui justifient cette importance ainsi que le choix de cette combinaison pour notre étude [Das.17].

I.5.1. État de l'art sur les systèmes hybrides à base des SERs

De nombreuses recherches et applications sur les systèmes hybrides ont été réalisées ces dernières années afin de développer l'exploitation des sources renouvelables pour de remplacer les sources conventionnelles polluantes.

Depuis plusieurs années, les générateurs diesel seuls ont dominé la production locale pour les systèmes isolés, même si les systèmes hybrides constituaient une alternative importante. Récemment, différentes études ont porté sur les SEH à base de diesel et de SER : Éolien/Diesel [Bhu.21-Has.18], PV/Diesel [Fod.19-Li.19] et Éolien/PV/Diesel [Das.21-Ram.18], dans lesquels, l'utilisation du moteur à combustion a été minimisée, notamment en cas de vents de grande vitesse et/ou irradiations solaires importantes, ce qui permet de réduire la consommation de carburant, mais il y a toujours des émissions de dioxyde de carbone.

Dans [Aki.13], les auteurs ont présenté un article de synthèse sur les systèmes solaires PV et hybrides autonomes : PV/Éolien, PV/Hydro, PV/Éolien/Diesel et PV/Éolien/Diesel/Hydro/Bio-gaz, où ils ont montré la viabilité et l'importance de l'énergie solaire PV, sous forme autonome et hybride.

Bien que différentes combinaisons soient possibles pour une production d'énergie propre, la combinaison d'un système éolien avec un système photovoltaïque a reçu beaucoup d'attention dans la littérature [Aki.13-Dia.08-Hu.19-Nye.20-Sah.21b-Tam.16b-Tam.17-Eid.14-Sol.2-Wan.14]. La disponibilité et le faible coût sont les principales raisons de cette option. Néanmoins, la production non permanente causée par le comportement stochastique et intermittent du soleil et du vent constitue l'inconvénient le plus important de ces deux sources quand elles sont utilisées séparément. La combinaison du système PV avec l'éolien dans un système hybride offre la possibilité de réduire ces inconvénients. Ces deux sources sont complémentaires entre elles : les vents forts se produisent le plus souvent pendant la nuit et les jours nuageux, tandis que les jours ensoleillés avec une bonne irradiation solaire sont souvent calmes avec des vents faibles. La plupart des travaux qui présentent un SEH à base PV/Éolien traitent les systèmes de stockage pour assurer la continuité du service.

Les deux sources PV et éolienne ont aussi été utilisées avec d'autres sources renouvelables : hydroélectrique, solaire thermique, biomasse, etc. Dans [Ram.13], les chercheurs ont étudié un système hybride PV/Éolien/Hydroélectrique avec des batteries. Le système est capable de fonctionner en multimodes, c'est-à-dire en mode PV/Éolien/Hydro, PV/Éolien, PV/Hydro ou

Éolien/Hydro en raison de variations des sources d'énergie renouvelable. Lorsque le temps est favorable, l'énergie excédentaire du PV et éolienne est stockée dans des batteries et/ou dans le réservoir d'eau pour une utilisation ultérieure.

Dans [Nye.20], Nyeche et Diemuodeke ont réalisé une étude de faisabilité d'un système de stockage par pompage hydroélectrique pour un système PV/Éolien. Le système est conçu pour alimenter d'abord une charge, et l'énergie excédentaire est utilisée pour pomper l'eau d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur, de sorte que l'énergie est stockée sous forme d'énergie hydro-potentielle. Lorsque le système PV/Éolien est incapable de couvrir la totalité de la charge, le système hydraulique est mis en service. L'utilisation de l'hydroélectrique et du stockage par hydro-potentielle est limitée par la dépendance géographique du site d'application et les longues périodes de gestation.

D'autres études ont proposé le système des piles à combustible comme une alternative d'un système de stockage avec le PV et l'éolienne pour garantir une efficacité avec un rendement électrique plus élevé [Sah.21b-Tam.16b]. Le coût d'un tel dispositif le rend économiquement non viable pour des applications commerciales.

Dans [Hu.19], les auteurs ont proposé l'application d'un système hybride PV/Éolien/Batteries à base d'un micro-réseau hybride AC/DC. Le système est composé d'une interface commune de bus DC et AC, avec des charges AC connectées au bus AC, et des charges DC connecté au bus DC. Le problème de cette configuration est que la gestion d'énergie et le contrôle du convertisseur bidirectionnel restent compliqués.

Les auteurs dans [Dia.08] ont proposé un système hybride PV/Éolien/Batteries à base d'un micro-réseau DC connecté au réseau AC, dans lequel l'énergie provenant des SERs est directement fournie à la charge, et en cas de surplus, elle sera stockée dans des batteries ou envoyée vers le réseau selon le mécanisme de gestion. Le réseau peut être utilisé comme un stockage illimité. Cette topologie offre beaucoup d'avantages avec une simplicité et un coût relativement faible.

Alors que les systèmes PV génèrent du courant continu, les systèmes éoliens génèrent du courant alternatif, qui varie en fonction du générateur électrique utilisé. Le choix du générateur et d'une éolienne dans un système hybride est déterminé par de nombreux critères. Dans la littérature, trois principaux générateurs sont utilisés pour les systèmes éoliens : générateur synchrone à aimants

permanents (GSAP), générateur asynchrone à cage d'écurueil (GACE) et générateur asynchrone à double alimentation (GADA).

Dans [Sol.21], Soliman et al. ont étudié un système hybride PV/Éolien/Hydroélectrique, les deux turbines entraînent directement le GSAP sans multiplicateur de vitesse. En outre, le GSAP présente quelques inconvénients : coût élevé, risque de démagnétisation irréversible des aimants et structure complexe.

Cependant, les avantages du GACE, à savoir sa simplicité et le faible coût, le rendent particulièrement intéressant pour les applications éoliennes à vitesse variable, d'où son utilisation dans divers systèmes hybride. La puissance du convertisseur utilisé dans ces systèmes est de 120% de la puissance nominale du générateur GACE, ce qui limite son application dans les systèmes éoliens, y compris les systèmes de grande capacité et les SEHs [Eid.14].

Les nombreux avantages du GADA le mis en avant-garde dans les systèmes éoliens, notamment quand ces derniers sont intégrés dans les systèmes hybrides. Dans [Sah.21b-Tam.16a-Tam17], un système hybride PV/Pile à combustible/Éolien basé sur le GADA a été étudié. Ce système hybride bénéficie donc des avantages du GADA. Il est connecté au micro-réseau DC par son rotor avec un convertisseur dimensionné à une fraction de la puissance nominale du générateur, contrairement à GSAP et GACE qui utilisent un convertisseur complet (dimensionné à 100% de la puissance nominale), et il est connecté directement au réseau AC sans autre voilà convertisseur, en gardant une fréquence et une tension fixe. Cette topologie assure un fonctionnement à des vitesses variables sur une large plage de fonctionnement, permet de gérer la puissance réactive dans le bus AC, et de transférer l'énergie active dans les deux bus AC et DC avec moins de pertes.

I.5.2 Architectures des systèmes hybrides

Au tout début, la question du choix du courant alternatif ou continu comme système de transfert de l'énergie électrique a fait l'objet d'un débat. Au départ, le système à courant continu (DC) a été adopté et utilisé intensivement pour l'alimentation en énergie électrique. Cependant, les pertes de puissance de transmission et les chutes de tension importantes le long des lignes de courant continu ont obligé les chercheurs à trouver une alternative. Le développement du transformateur et de la transmission en courant alternatif par L. Gaulard et J.D. Gibbs a certainement été un soulagement, et le système d'alimentation en courant alternatif (AC) a été adopté rapidement. Un autre soutien au système d'alimentation en AC a été apporté par Nicola

Tesla lorsqu'il a développé le système polyphasé. Ce dernier a donné une composante de haute fiabilité au réseau électrique à courant alternatif, ce qui a permis par la suite de remplacer le système DC vers la fin du 19^{ème} siècle [Mek.18].

La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux existants a créé de nouveaux types de défis pour les ingénieurs et les chercheurs en électricité. L'un des problèmes des SER est qu'ils ont une sortie en courant continu, ou en courant alternatif à fréquence ou tension variable. Une architecture appropriée est donc nécessaire pour gérer le flux d'énergie entre les différents éléments du SEH et avec le réseau, à savoir, micro-réseaux AC, micro-réseaux DC, ou micro-réseaux hybride AC-DC [Mek.18-Pou.19].

I.5.2.1. SEH à base du micro-réseau AC

Un système hybride à base d'un micro-réseau AC est constitué d'un bus à courant alternatif, où les éléments du SEH à fréquence et/ou tension variable sont connectés au bus AC par un convertisseur de fréquence AC/AC. Alors que les éléments à courant continu sont connectés au bus AC par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC. Cette architecture est utilisée beaucoup plus en mode connecté au réseau où la plupart des éléments du SEH ont une sortie AC. La Figure I.2 présente le schéma de la structure d'un micro-réseau AC.

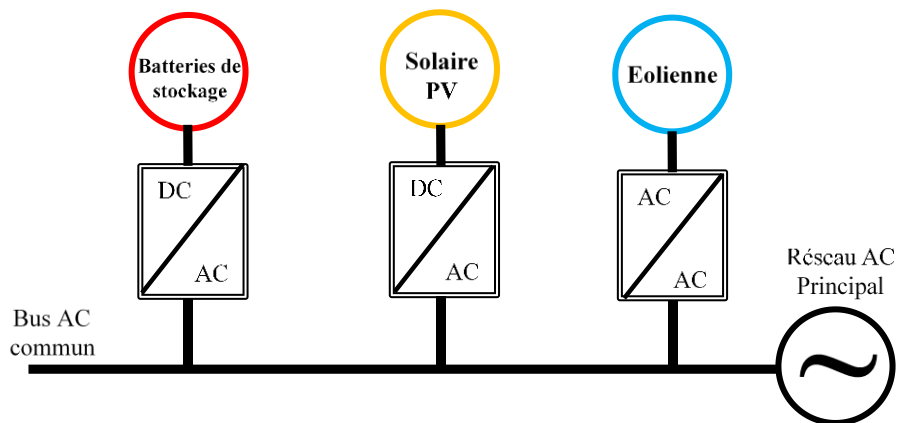


Figure I.2. Structure d'un micro-réseau AC connecté au réseau AC principal

I.5.2.2. SEH à base du micro-réseau DC

Un système hybride à base du micro-réseau DC constitue d'un bus à courant continu, qui interconnecte les différents éléments du SEH. Les éléments du SEH à une sortie continue peuvent être connectés directement au bus DC ou à travers des convertisseurs DC/DC, tandis que les éléments à sortie alternative sont reliés par un convertisseur AC/DC. En outre, le problème des

harmoniques dus au convertisseur de puissance n'est pas présent en raison de la nature continue de la puissance de sortie. La [Figure I.3](#) présente le schéma d'un micro-réseau à courant continu. Le micro-réseau DC présente des avantages par rapport au micro-réseau AC en termes d'efficacité, de coût et de taille du système. Par ailleurs, un support pour la stabilisation de la fréquence n'est pas nécessaire [[Hos.14](#)].

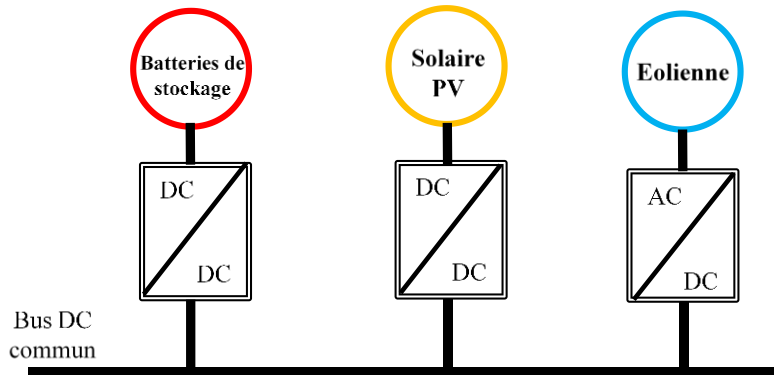


Figure I.3. Structure d'un micro-réseau DC

I.5.2.3. SEH à base du micro-réseau hybride AC-DC

Il s'agit d'un système hybride avec une combinaison d'un bus AC et d'un autre bus DC. Un certain nombre de convertisseurs de puissance sont nécessaires essentiellement pour l'interface de différents éléments. Une structure de micro-réseau hybride AC-DC a été proposée dans la littérature, dans le but d'intégrer plus d'éléments avec un minimum de convertisseurs [[Liu11](#)]. En général, les éléments à courant continu sont connectés au bus DC par des convertisseurs DC/DC, et les éléments à courant alternatif peuvent être connectés au bus AC soit directement ou via des convertisseurs AC/AC. Les deux bus AC et DC sont interconnectés par un convertisseur bidirectionnel, qui permet le flux d'énergie entre les deux bus dans les deux sens. La [Figure I.4](#) présente le schéma d'un micro-réseau hybride AC-DC, où les charges DC et AC sont connectées directement au bus DC et AC respectivement, et les sources d'énergie sont connectées à travers les convertisseurs qui correspondent. Comme le micro-réseau hybride AC-DC peut être connecté au réseau principal à travers le convertisseur bidirectionnel, son système de commande devient plus complexe. Cette architecture est adaptée au SEH de grande échelle avec plusieurs éléments interconnectés.

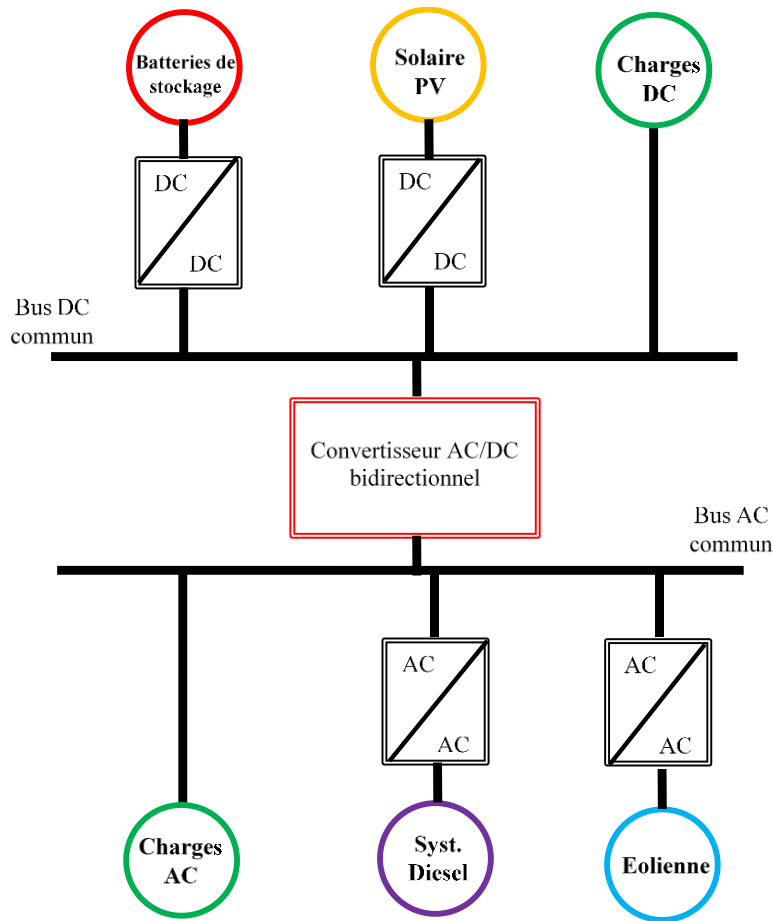


Figure I.4. Structure de micro-réseau hybride AC-DC

I.5.3. Types des systèmes hybrides

Un système hybride peut être soit isolé, soit connecté au réseau. Pour une application autonome, un SEH à base des SERs doit avoir un système de stockage suffisant pour gérer les variations de puissance des sources alternatives concernées. En général, les systèmes hybrides autonomes sont considérés comme une solution pour fournir de l'électricité aux régions éloignées où l'extension du réseau est très difficile. Cependant, les systèmes autonomes présentent quelques inconvénients : un coût excessif des batteries et une capacité limitée de stockage, ce qui entraîne le gaspillage de l'énergie supplémentaire produite. Pour une application connectée au réseau, les sources d'énergie peuvent alimenter à la fois les charges locales et le réseau de distribution. En plus de la puissance active, ces sources de production d'énergie peuvent également être utilisées pour fournir de la puissance réactive. La capacité du dispositif de stockage d'un SEH connecté au réseau peut être plus faible, puisque le réseau est considéré comme système de secours avec une capacité infinie. Cependant, lorsqu'un SEH est connecté à un réseau d'utilité publique, des exigences

importantes de fonctionnement, de qualité et de performance sont imposées au système. Les systèmes hybrides connectés au réseau sont plus favorables dans le sens où le déficit énergétique peut être acheté du réseau principal et l'énergie excédentaire peut être vendue au réseau, ce qui augmente l'efficacité, la fiabilité et le rendement du système [Wan.06-Das.17].

I.6. Choix du système hybride à étudier

Parmi toutes les configurations existantes, la combinaison Éolien/PV avec un système de stockage est la plus efficace pour une application connectée au réseau, en raison des bonnes performances, du rendement relativement élevé, du faible coût, de la disponibilité et de la complémentarité de ces deux sources. Cette configuration a été choisie pour les raisons évoquées. Dans la suite de ce chapitre, nous décrirons les systèmes PV et les systèmes éoliens, ainsi que les systèmes de stockage afin de sélectionner les meilleures structures, pour chaque élément, formant le système hybride global.

I.6.1. Énergie solaire photovoltaïque (PV)

L'énergie solaire est de loin la source d'énergie la plus abondante disponible sur Terre. Chaque heure, la surface de Terre reçoit une quantité d'énergie supérieure aux besoins annuels de la population mondiale [Til.17]. Seuls les panneaux photovoltaïques convertissent l'énergie du soleil directement en électricité.

Comme les systèmes photovoltaïques n'ont pas de pièces mobiles (pas comme les éoliennes et hydroélectriques), ils sont inoffensifs pour la faune et extrêmement fiables. Cependant, les conditions extérieures et les paramètres variables influent négativement sur leur rendement : rayonnements solaires, température, vitesse du vent, ombre et poussière.

I.6.1.1. Principe de la conversion photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques utilisent des plaquettes de semi-conducteurs pour produire de l'électricité en convertissant l'énergie incidente de la lumière du soleil (les photons) en énergie électrique. Les électrons de la cellule photovoltaïque seront stimulés par les faisceaux lumineux du soleil. Un système PV ne crée aucune pollution avec un minimum d'entretien. Un certain nombre de cellules solaires doivent être combinées et connectées pour former un module PV. Lorsqu'un grand nombre de modules PV sont connectés en parallèle et/ou en série pour former un système de production à plus grande échelle, cela s'appelle un "**Panneau Solaire**". La technologie, le

processus de production et de fonctionnement sont des facteurs importants pour concevoir un système photovoltaïque. Le rendement d'un panneau photovoltaïque diffère selon la technologie utilisée [Bar.16].

I.6.1.2. Avantages et inconvénients d'énergie photovoltaïque

Les principaux avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque sont décrits dans le Tableau I.4 [Gar.19].

Tableau I.4. Avantages et inconvénients des systèmes solaires photovoltaïques

Avantages	Inconvénients
Système fiable et source d'énergie gratuite.	Grande surface nécessaire à l'installation.
Production d'énergie au plus près du consommateur.	Nécessité d'un système de stockage.
Faible coût d'exploitation et de maintenance et faible impact sur l'environnement.	La fabrication des cellules photovoltaïques relève de la haute technologie.
Énergie propre, sans pollution et sans bruit. Haute disponibilité.	Dépend des conditions météorologiques. Coût initial élevé.

I.6.1.3. Structure d'une cellule photovoltaïque :

La structure d'une cellule photovoltaïque est assez simple. Elle se compose principalement de deux couches de semi-conducteur (Silicium) dopé N et P, une jonction P-N et deux électrodes, comme le montre la Figure I.5. L'efficacité de l'absorption des photons augmente grâce à la surface du verre noir qui protège la cellule contre les éléments de l'atmosphère. Les pertes par réflexion des photons sont réduites à moins de 5% grâce au revêtement antireflet. La distance de déplacement des photons est minimisée par une grille de contact, de sorte qu'elle puisse atteindre les semi-conducteurs. Le cœur du système photovoltaïque est constitué de semi-conducteurs de jonction « p » et « n » sous forme de deux couches minces. Enfin, le contact arrière contribue à une meilleure conduction [Chu.15].

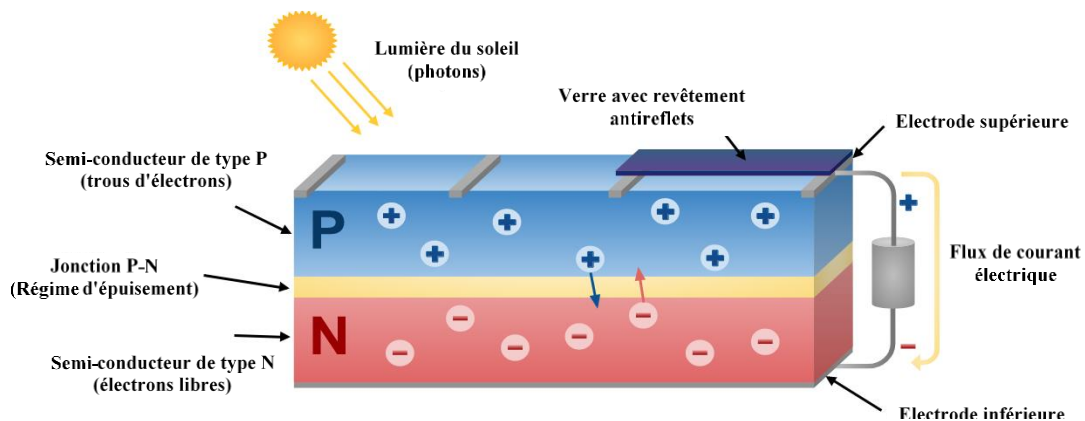


Figure I.5. Structure de base d'une cellule PV.

I.6.1.4. Principaux types de cellules PV

Le silicium (Si) est le matériau le plus utilisé dans l'industrie des photovoltaïques. Il se trouve dans le sable sous forme d'oxyde de silicium (SiO_2). Le produit final se caractérise par une grande pureté de 99,99 %. Les cellules PVs en silicium se répartissent en quatre catégories, selon la structure du matériau de base à partir duquel elles sont fabriquées. Les types sont les suivants [Pat.06-Lab.10] :

a. Silicium monocristallin : C'est le matériau de base. Le silicium est purifié, fondu et cristallisé en lingots. Ces derniers sont découpés en fines tranches pour former des cellules individuelles. Leur rendement est entre 15 et 20%, il se caractérise par un coût de fabrication élevé et une couleur bleu foncé.

b. Silicium polycristallin : Ce type particulier est relativement grand et peut facilement prendre la forme d'un carré, ce qui élimine pratiquement toute zone inactive entre les cellules. Son efficacité oscille entre 10 et 14 %, il se caractérise par un coût inférieur au précédent à cause de sa fabrication et une couleur bleue claire.

c. Ruban de silicium : Ce type est fabriqué en produisant un ruban à partir du silicium cristallin fondu au lieu d'un lingot. Son rendement est d'environ 13%, mais il est très coûteux avec une production industrielle limitée.

d. Silicium amorphe : Les cellules de silicium amorphe ou « à couche mince » sont des solides dans lesquels les atomes de silicium sont beaucoup moins ordonnés que sous forme cristalline. En utilisant des jonctions multiples, ce type de cellules atteint un rendement maximal d'environ 10%, tandis que le coût d'installation est réduit. En outre, son rendement ne diminue pas avec l'augmentation de la température et il est beaucoup moins cher à produire que le silicium cristallin.

D'autres matériaux tels que l'Arséniure de Gallium et le Tellure de Cadmium sont en cours de test dans les laboratoires et présentent un rendement d'environ 38%.

I.6.1.5. Composition d'un système photovoltaïque

Les modules PV sont généralement connectés en série pour former une chaîne afin d'augmenter la tension de fonctionnement, et ces chaînes sont connectées en parallèle pour augmenter le courant, qui augmente ensuite la capacité de production d'énergie. Pour des raisons de sécurité, le système PV est équipé par des diodes by-pass (diode de contournement) qui

empêchent les cellules photovoltaïques d'inverser leur mode de fonctionnement dans des conditions d'ombre [Gar.19].

Un système photovoltaïque complet connecté à un bus DC ou AC est composé essentiellement des panneaux PV, un système de contrôle de suivi de point de puissance maximale (MPPT), un convertisseur de puissance (DC-DC, DC-AC), un système de stockage d'énergie.

Un exemple de la structure d'un système PV connecté au bus DC et un bus AC est représenté sur la Figure I.6.

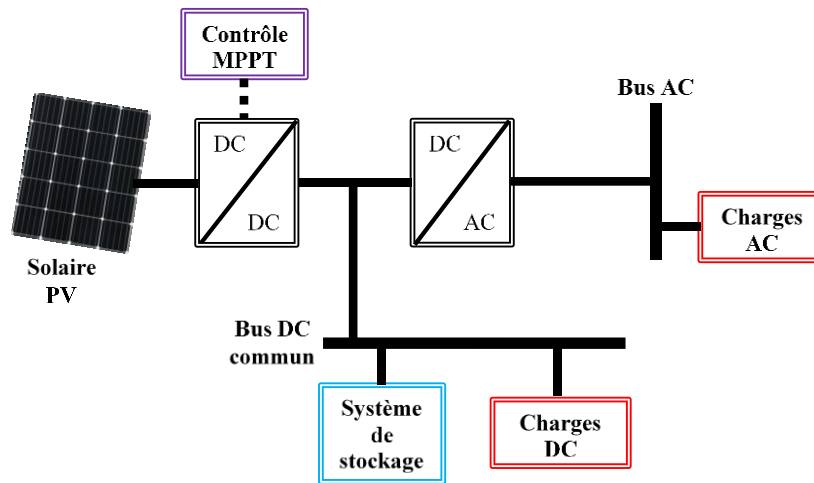


Figure I.6. Structure complète d'un système PV avec stockage d'énergie connecté au réseau

I.6.1.6. Suivi du point de puissance maximale (MPPT)

Un système PV est considéré comme un générateur de courant continu, il est caractérisé par un courant qui varie entre 0 et le courant de court-circuit (I_{sc}), et une tension qui varie entre 0 et la tension de circuit ouvert (V_{oc}) ; et par conséquent la puissance générée varie entre 0 et une valeur maximale qui est définie par la puissance maximale du panneau PV (P_{mpp}). Des algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) sont utilisés pour maximiser la puissance de sortie du PV. La P_{mpp} est définie par deux points : le courant optimum (I_{mpp}) et la tension optimale (V_{mpp}). Lorsqu'un système PV reçoit un rayonnement solaire uniforme, comme le montre la Figure I.7.a, les courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) ont un seul pic, qui est le point de puissance maximale. Mais lorsque le système reçoit un rayonnement partiel, il peut présenter plusieurs pics sur les courbes, en fonction de la température et de l'irradiation, comme le montre la Figure I.7.b. Le premier pic près de la tension de circuit ouvert est appelé point de puissance maximale globale (GMPP), et les autres pics sont appelés les points de puissance maximale locale

(LMPPs). Alors que plusieurs algorithmes MPPTs ne peuvent pas faire la distinction entre GMPP et LMPP, le système peut fonctionner sur l'une des LMPP, ce qui provoque des pertes drastiques dans la production d'énergie photovoltaïque. Certains nouveaux algorithmes MPPT ont la capacité de trouver le GMPP dans des conditions non homogènes [Ver.16-Lal.09].

Le contrôle MPPT nécessite un outil de commande, alors l'utilisation des convertisseurs de puissance est indispensable dans les systèmes PV pour optimiser l'énergie et convertir le courant continu en alternatif avant de l'injecter au réseau AC (si le système est connecté au réseau AC).

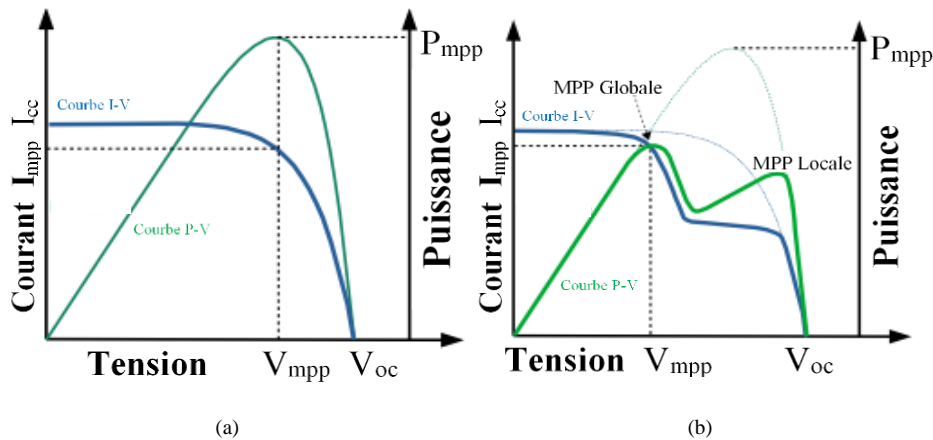


Figure I.7. Comportement électrique du module PV avec MPPT sous un rayonnement solaire :

a) uniforme et b) non uniforme (à l'ombre)

I.6.2. Énergie éolienne

Historiquement, l'énergie éolienne a été employée pour diverses applications, le broyage du grain, le pompage de l'eau, etc. De nos jours, l'énergie éolienne se développe rapidement en tant que source principale de l'énergie électrique, ce qui a motivé les recherches dans ce domaine pour améliorer la production et la qualité d'énergie, et réduire le coût d'installation des turbines éolienne. Ces objectifs peuvent être atteints par [Min.19]:

- L'amélioration de la qualité d'énergie produite en concevant correctement un système de commande de l'aérogénérateur ;
- L'augmentation de l'extraction d'énergie en concevant correctement les contrôleurs de la turbine ;
- Le placement des turbines à proximité les unes des autres, c'est-à-dire dans un parc éolien, pour réduire le coût de la maintenance et de l'interconnexion électrique.

Dans cette partie, nous décrirons tout d'abord la source de l'énergie éolienne : le vent, et nous citerons la différence entre les parcs éoliens offshore et onshore, puis nous classifions les différents types des turbines éoliennes. Ensuite, nous décrirons le principe de la conversion de l'énergie éolienne ainsi que les principaux composants d'un système éolien, et enfin nous allons entamer la commande et la partie électrique du système.

I.6.2.1. Le vent

Le vent est le mouvement continu des masses d'air atmosphérique, il est déterminé par sa vitesse et son orientation. Ce mouvement provient des différents changements de la pression atmosphérique alors que ces valeurs sont le résultat du réchauffement solaire de différentes régions de la surface de Terre. Malgré le fait que l'air atmosphérique se déplace horizontalement et verticalement, seul le mouvement horizontal est considéré comme vent. La circulation des vents sur la planète Terre est représentée sur la [Figure I.8](#).

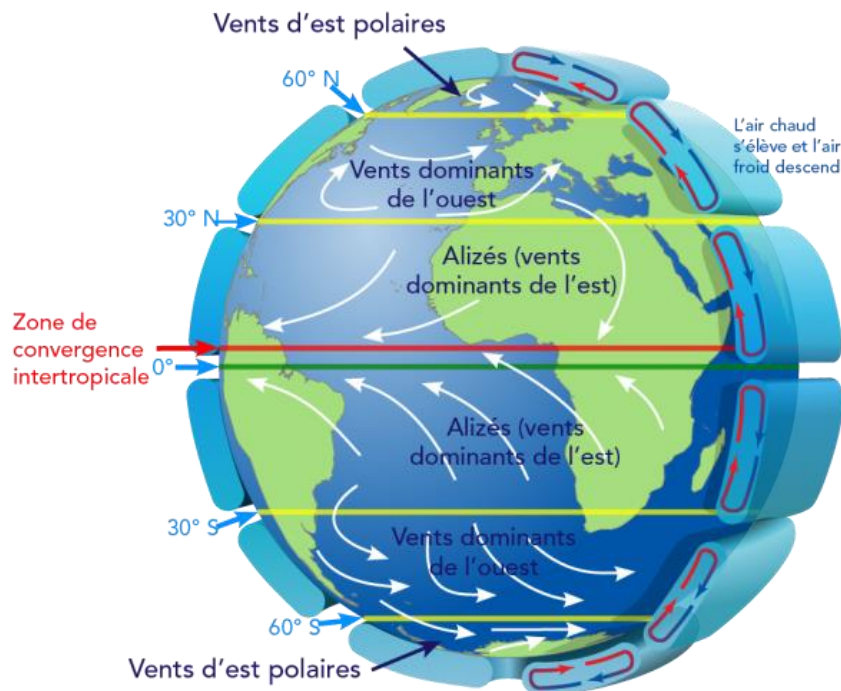


Figure I.8. Circulation des vents sur la planète Terre

L'énergie éolienne est la conversion d'un petit pourcentage, environ 0,2 %, du rayonnement solaire qui atteint la surface de Terre. La puissance éolienne autour du globe est estimée à $3,6 \times 10^9$ MW, alors que, selon des estimations valables de l'organisation météorologique mondiale,

le pourcentage disponible pour l'exploitation énergétique dans différentes parties du monde n'est que de 1% [Chu.15].

De nombreux chercheurs scientifiques soutiennent que l'exploitation correcte de l'énergie éolienne peut résoudre d'une certaine manière le problème énergétique mondial. Le vent est une forme d'énergie avec faible densité, ce qui implique que de grandes structures doivent être réalisées pour son exploitation.

I.6.2.2. Parcs éoliens offshore et onshore

Il existe deux types de parcs éoliens, les éoliennes installées sur terre appelées onshores, et les éoliennes installées dans les mers et les océans appelées offshores.

a) Eoliennes Offshores

L'éolienne Offshore est le système de conversion de l'énergie éolienne en Mer ou en Océan. Ce type est en augmentation exponentielle. En 2020, 6,1 GW ont été ajoutés dans le monde, portant la capacité offshore mondiale cumulée à plus de 35,3 GW. L'Europe reste le leader des offshores avec 25 GW. 2,9 GW ont été ajoutés en 2020. Les raisons de sa croissance sont l'abondance de l'espace, les ressources éoliennes constantes et presque pas d'opposition de la part de la population. Mais les éoliennes offshores sont coûteuses en raison de la logistique complexe de leur installation. Elles ont une grande structure et sont difficiles à connecter au réseau [Neo.17].

Avantages de l'éolienne offshore [Neo.17] :

- Grande capacité ;
- Pas de restrictions physiques telles que des collines ou des bâtiments qui pourraient bloquer ou abaisser le flux du vent ;
- Parcs de surfaces plus grandes et beaucoup moins gênantes pour la population ;
- Vitesse et force du vent beaucoup plus élevées.

Inconvénients de l'éolien offshore :

- Coût d'installation et de maintenance très élevé ;
- Risque de dommages causés par des vents violents lors de tempêtes et d'ouragans ;
- L'effet des parcs éoliens offshore sur la vie marine et les oiseaux n'est pas encore totalement compris ;

- Les parcs éoliens offshore qui sont construits plus près des côtes (généralement à moins de 42 km) peuvent être impopulaires auprès des résidents, et peuvent affecter la valeur des propriétés et du tourisme.

b) Eoliennes Onshores

L'énergie éolienne onshore (terrestre) désigne les turbines situées sur la terre. Elles sont généralement situées dans des zones où la valeur de conservation ou d'habitat est faible.

Avantages de l'éolienne Onshore :

- Coût relativement faible par rapport aux parcs offshore ;
- Moins de pertes et chutes de tension ;
- Installation très rapide.

Inconvénients de l'éolienne Onshore :

- Beaucoup de gens les considèrent comme une horreur pour le paysage ;
- Faible vitesse du vent à cause d'obstacles physiques tels que les bâtiments et les collines ;
- Pollution sonore pour les communautés voisines et même pour la faune.

I.6.2.3. Classification des différents types d'éoliennes

Les éoliennes sont essentiellement classées en fonction de la façon dont l'éolienne tourne, en axe vertical ou en axe horizontal. Les éoliennes qui tournent autour d'un axe horizontal sont plus courantes, tandis que l'utilisation des éoliennes à axe vertical a considérablement diminué ces dernières années en raison de la faible énergie interceptée par le rotor.

a) Éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical sont installées près du sol, elles ont la capacité de capter une vitesse de vent plus faible, en particulier dans une zone résidentielle. Le rotor tourne autour d'un axe vertical, ce qui permet aux pales de capter l'air soufflé dans différentes directions. Les éoliennes à axe vertical produisent une faible puissance avec moins de bruit et nécessitent moins de maintenance par rapport aux éoliennes à axe horizontal [Bar.16], comme présenté sur la [Figure I.9a](#).

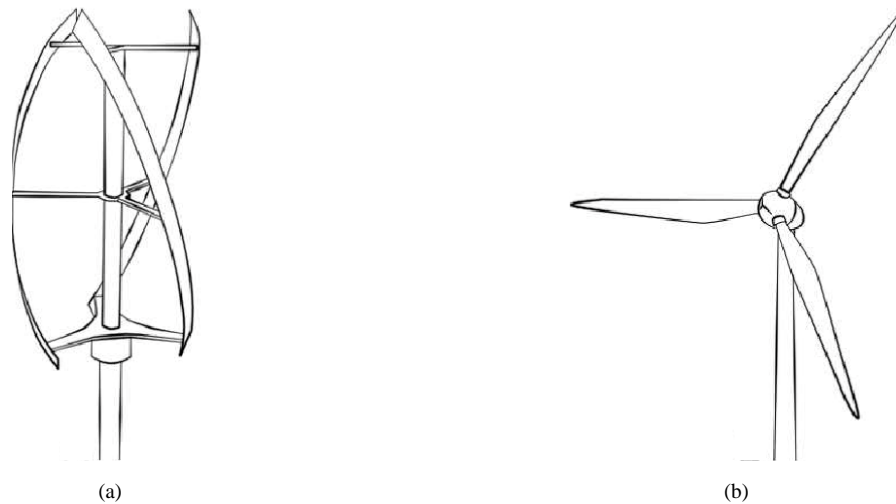


Figure I.9. Turbine éolienne à axe: a) Vertical, b) Horizontale

b) Éoliennes à axe horizontal

La plupart des éoliennes à axe horizontal ne sont pas adaptées pour les zones résidentielles. La hauteur du moyeu et la section transversale du rotor sont réellement importantes pour ce type et sont directement proportionnelles à la puissance de sortie de l'éolienne [Bah.13], comme le montre la Figure I.9b.

Deux sous-groupes d'éoliennes à axe horizontal peuvent être identifiés, à savoir les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable :

- i. Éoliennes à vitesse fixe :** Elles ont l'avantage d'être simples et fiables à contrôler. Cependant, la connexion directe au réseau impose au générateur de tourner à une vitesse de synchronisme, ce qui évite l'utilisation du convertisseur et du système de commande.
- ii. Éoliennes à vitesse variable :** est une éolienne spécialement conçue pour fonctionner sur une large plage de vitesses de rotor. La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance. Trois types différents d'éoliennes à vitesse variable ont été étudiés au fil des années. L'éolienne à vitesse variable limitée avec une plage de fonctionnement varie entre 0 et 10 % au-dessus de la vitesse de synchronisme, l'éolienne à vitesse variable avec un convertisseur à échelle partielle, et l'éolienne à vitesse variable avec un convertisseur à échelle complète [Min.19].

Dans cette étude, seules les éoliennes à axe horizontal à vitesse variable sont prises en compte, par ce qu'elles représentent actuellement la technologie éolienne la plus performante et la plus utilisée.

I.6.2.4. Principaux composants d'une éolienne

Une centrale éolienne est composée principalement dans [Min.19]:

- Le Rotor, qui est l'assemblage des pales, généralement trois, relié à un moyeu central ;
- La Nacelle, qui abrite le multiplicateur de vitesse, le générateur et tous les autres composants permettant la transmission mécanique, telle que les échangeurs de chaleur, les refroidisseurs et les réchauffeurs ;
- La Tour, qui soutient la nacelle ;
- Le Lacet, qui est situé entre la nacelle et la tour de l'éolienne afin de s'assurer que le rotor est tourné vers la direction du vent.

Les principaux composants sont représentés sur la Figure I.10.

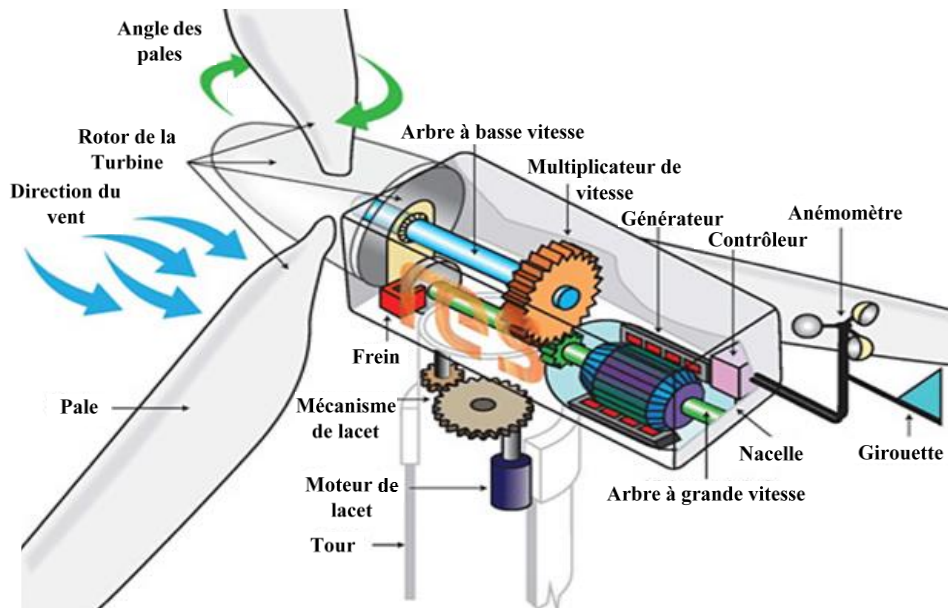


Figure I.10. Principaux composants d'une turbine éolienne [Pao.11]

I.6.2.5. Principe de conversion de l'énergie éolienne

Les éoliennes sont des dispositifs qui produisent de l'électricité en utilisant l'énergie du vent pour entraîner un générateur électrique. La turbine éolienne extrait l'énergie cinétique du vent de la zone balayée par ces pales en créant des différences de pression entre les pales qui font tourner

le rotor. Le mécanisme de lacet est un élément important des éoliennes qui sert à diriger le rotor de la turbine à la direction du flux du vent afin d'extraire le maximum de l'énergie cinétique du vent. Le couple développé par l'éolienne est transmis au générateur électrique par l'intermédiaire d'un multiplicateur de vitesse afin d'adapter le couple et la vitesse de l'éolienne avec le générateur. Ce dernier produit de l'électricité à partir de l'énergie mécanique transformée.

Les éoliennes commencent à produire de l'électricité lorsque le flux de vent dépasse la vitesse minimale du vent (vitesse de déclenchement). La puissance de l'éolienne augmente avec la vitesse du vent jusqu'à ce qu'elle atteigne la vitesse nominale où elle produit une puissance maximale. L'éolienne ne produit plus d'électricité au-delà de la vitesse de coupure du vent pour des raisons de sécurité [Bah.13].

I.6.2.6. Commande des turbines éoliennes

L'éolienne doit être commandée de manière à capter autant d'énergie que possible du vent. Si la vitesse du vent dépasse la vitesse minimale (vitesse de déclenchement), le rapport de vitesse de pointe doit être amené à une valeur particulière pour atteindre la puissance maximale à chaque instant, c'est le fonctionnement sous un contrôle MPPT. Cela se fait en ajustant le couple électromagnétique du générateur à l'aide d'un système de commande appliqué au convertisseur de puissance adapté. Dans des conditions de vitesse du vent plus élevée (supérieure à la vitesse nominale du vent pour laquelle l'éolienne est conçue), le contrôle de l'angle du pitch doit être activé pour limiter la puissance générée par le générateur et les courants et les tensions soient dans des limites sûres pour protéger l'éolienne pendant les périodes de grande vitesse du vent (régime de survitesse). Alors, la génératrice fonctionne sous un contrôle de puissance et de couple électromagnétique constant. Si la vitesse du vent devient très violente (dépasse la vitesse de coupure), l'éolienne doit être arrêtée pour éviter tout endommagement mécanique ou électrique [Sah.21c].

I.6.2.7. Sous-système électrique des systèmes éoliens

Bien qu'on trouve les générateurs asynchrones et les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) en particulier dans les systèmes autonomes, les générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) dominant de loin le marché des éoliennes connectées au réseau. Les éoliennes modernes comprennent un système d'électronique de puissance avec un système de commande adéquat qui assure un bon fonctionnement des générateurs. Nous examinons

brèvement dans cette partie les caractéristiques de ces générateurs afin de choisir la meilleure topologie pour le système étudié [Bia.07].

a) Générateur Synchrone à Aimants Permanents

La tendance moderne est d'utiliser le GSAP comme générateur à entraînement direct avec l'éolienne (sans engrenage), en particulier dans l'environnement de production décentralisée. Le principal avantage du GSAP est que le rotor ne nécessite pas une alimentation en courant continu, et il peut être construit avec un grand nombre de pôles, de sorte que même dans des conditions de faible vitesse du vent, les courants générés peuvent être de 50 Hz. Cependant, si le générateur doit produire de l'électricité pour un vent variable, un convertisseur doit être inséré entre les bornes du stator et le réseau, voir [Figure I.11](#). Des contrôles appropriés doivent être prévus pour le convertisseur de puissance afin de réguler la fréquence et la tension, et pour maintenir également le facteur de puissance du générateur. La commande permet aussi d'obtenir un suivi de puissance maximale (MPPT) pour un fonctionnement à vitesse variable. Par ailleurs, le coût élevé et la structure complexe sont les principaux inconvénients qui limitent l'utilisation de ce générateur [Tri.15].

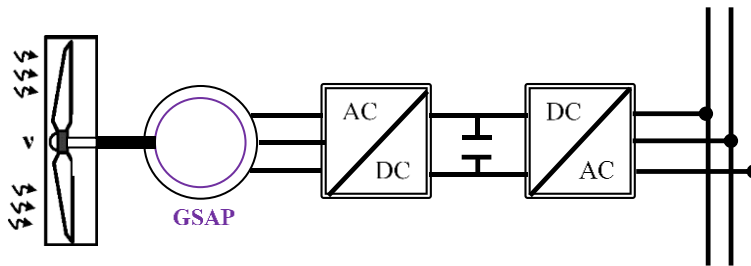


Figure I.11. Générateur synchrone à aimants permanents connecté au réseau via un convertisseur AC-DC/DC-AC

b) Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil

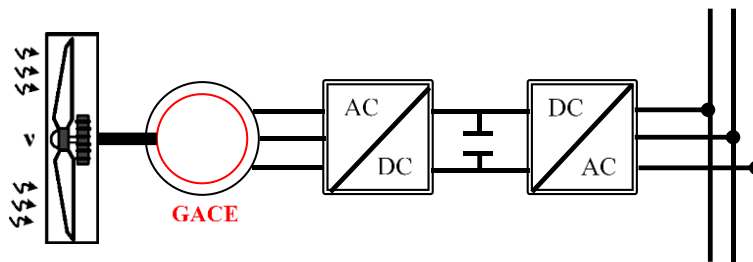
Le principal intérêt du Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil (GACE) réside dans l'absence de contacts électrique par bagues-collecteurs, ce qui conduit à une structure simple, robuste et facile à construire. Ce générateur peut fonctionner à vitesse variable grâce à des convertisseurs de puissance adéquats, et peut fonctionner sur une vaste gamme de vitesse du vent [Ela.04]. Une turbine éolienne à base du GACE est illustrée sur la [Figure I.12a](#).

En effet, le dimensionnement du convertisseur de puissance doit être à 120% de la puissance nominale du stator. Pour ces raisons, cette configuration est rarement exploitée, car elle n'est pas

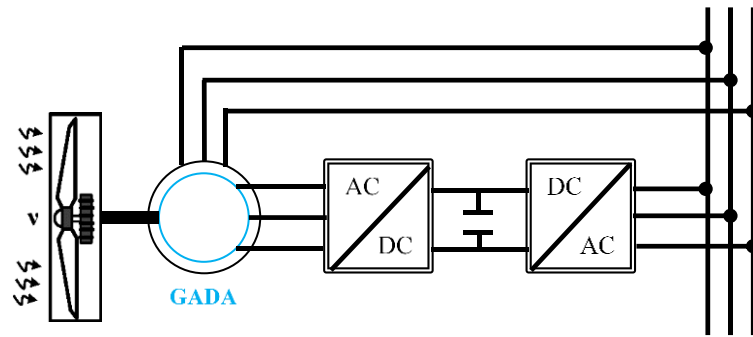
concurrentielle avec les autres types de machines et notamment la machine asynchrone à double alimentation [Idj.10].

c) Générateur Asynchrone à Double Alimentation

Le Générateur Asynchrone à Double Alimentation (GADA, en anglais Doubly Fed Induction Generator : DFIG) est une machine asynchrone où les enroulements du stator sont connectés directement au réseau AC, tandis que les enroulements du rotor sont couplés par un convertisseur de fréquence au même réseau. Une éolienne à base d'une GADA est représentée sur la [Figure I.12b](#). Ce type est connu par le nom MADA : Machine Asynchrone à Double Alimentation.



(a) GACE connecté par son stator au réseau via un convertisseur AC/DC-DC/AC



(b) GADA connecté par son stator directement au réseau, et par son rotor via un convertisseur AC/DC-DC/AC

Figure I.12. Différentes configurations des éoliennes à base des générateurs asynchrones connectés au réseau AC

En fait, cette machine fonctionne dans une large gamme de vitesse du vent, son principal avantage est que le dispositif d'électronique de puissance ne doit gérer qu'une fraction de la puissance nominale. D'autre part, le principal inconvénient est la complexité accrue du GADA due à la présence de bagues collectrices et de balais au niveau du rotor. Les grandes éoliennes modernes sont principalement basées sur cette configuration avec un convertisseur comme interface entre les enroulements du rotor et le réseau AC. Ce schéma permet un contrôle découplé de la puissance active et réactive. Comme le stator est connecté directement au réseau, la vitesse de synchronisme et la vitesse du champ magnétique statorique restent constantes. Le convertisseur est constitué

généralement d'une paire de convertisseurs de puissance connectés à un bus continu DC commun. D'une part, le convertisseur côté réseau contrôle la tension de bus DC, et il peut être contrôlé pour consommer ou produire de la puissance réactive, mais la puissance apparente que le convertisseur peut gérer est limitée par sa puissance nominale. D'autre part, le convertisseur côté machine contrôle indépendamment les puissances active et réactive du stator en manipulant les courants rotoriques, mais la puissance réactive du stator est limitée par la puissance apparente du générateur [Bia.07-Sah.21d-Tam.17].

I.6.3. Systèmes de stockage d'énergie

Les sources d'énergie renouvelables souffrent encore de nombreux problèmes qui doivent être résolus avant de prétendre remplacer les combustibles fossiles. De plus, il est également compréhensible qu'aucune source d'énergie existant dans la nature ne puisse en faire autant. C'est pourquoi les systèmes de stockage de l'énergie (SSE) ont été un sujet intéressant pour les chercheurs travaillant dans le domaine des systèmes hybrides et micro-réseaux.

Les énergies éolienne et photovoltaïque souffrent d'intermittences et de problèmes d'imprévisibilité, alors que les systèmes de stockage assurent un fonctionnement flexible, permettent d'améliorer la capacité de distribution, et peuvent être utilisés surtout aux heures de pointe. De même, il existe de nombreux types de systèmes de stockage qui ont des caractéristiques distinctes et conviennent à diverses applications.

Dans cette section, nous explorerons donc la nécessité des SSEs et la manière dont ils peuvent être mis en œuvre dans des systèmes hybrides à base des SERs pour permettre de fournir une énergie fiable et de bonne qualité.

I.6.3.1 Principales applications des systèmes de stockage

Les systèmes de stockage sont utilisés dans divers usages, dont les systèmes hybrides à base des énergies renouvelables sont la principale application [Fat.18].

a. Nivellement de la charge et écrêtage des pointes : L'énergie est produite uniquement au moment où la source naturelle est disponible, ce qui n'est pas nécessairement le moment de la demande de pointe. Alors, un SSE peut satisfaire la demande de pointe et niveler la courbe de charge.

b. Amélioration de la qualité de l'énergie : Un SSE peut également être utilisé pour améliorer la qualité de l'énergie. Les SSEs utilisés doivent avoir des densités de puissance élevées et des temps de réponse courts, comme les volants d'inertie et les super-condensateurs (SCs). Ils devront maintenir les fluctuations de puissance, de tension et de fréquence dans certaines limites.

c. Maisons intelligentes : Les SSEs résidentiels jouent un rôle majeur dans la réalisation de maisons intelligentes et de bâtiments à base des SERs. Un système de gestion énergétique intelligent sera capable de gérer le stockage et la consommation d'énergie.

d. Véhicules électriques : Les SSEs des véhicules électriques sont développés et promus à un rythme rapide et ils ont participé à la baisse du prix des batteries. L'ensemble du secteur des véhicules électriques peut lui-même agir comme un grand SSE qui peut fournir de l'énergie au réseau avec une planification et une programmation appropriées.

I.6.3.2 Types des SSEs

Il existe plusieurs types de stockage de l'énergie électrique, chaque type étant utilisé en fonction de ses caractéristiques et de son utilité par rapport au système conçu [Fat.16-Han.17].

A. Stockage mécanique

a) Stockage hydroélectrique par pompage (SHP) [Mel.17] : Le SHP est une forme de stockage d'énergie mature et largement mise en œuvre pour les applications des réseaux électriques. De nombreux réservoirs d'eau ont été utilisés pour des projets de SHP dans le but d'économiser l'énergie en période de disponibilité en pompant l'eau à des altitudes plus élevées et en produisant de l'énergie à partir de celle-ci dans le processus inverse. Les avantages des systèmes hydroélectriques par pompage sont :

- Grande capacité ;
- Longue vie ;
- Haute efficacité ;
- Très faibles pertes de décharge.

L'obstacle majeur de ce type est la dépendance géographique du site et les longues périodes de gestation.

b) Stockage de l'énergie par l'air comprimé (SEAC) : Le SEAC stocke l'énergie sous forme d'air comprimé dans des cavernes souterraines naturelles ou des chambres à air construites. Les avantages des SEAC sont les suivants :

- Grande capacité ;
- Longue vie ;
- Très faibles pertes de décharge.

Le principal obstacle est le même que pour les systèmes SHPs, à savoir la dépendance géographique, les investissements à grande échelle et le fait qu'ils ne conviennent que pour les applications au niveau du réseau.

c) Stockage de l'énergie par volant d'inertie (SEVI) [Li.22] : Les volants d'inertie sont des masses rotatives qui stockent l'énergie sous forme d'énergie cinétique dans un rotor accéléré. Certains avantages de la SEVI sont :

- Excellente stabilité du cycle ;
- Longue vie ;
- Peu de maintenance ;
- Faible coût ;
- Forte densité de puissance ;
- Haute efficacité.

Le principal inconvénient est que les SEVIs souffrent de phénomène d'autodécharge et ne conviennent pas aux applications exigeant un stockage d'énergie prolongé.

B. Stockage électrique

a) Supercondensateurs/Ultra-condensateurs (SCs/UCs) [Nas.22] : Les SCs sont des grands condensateurs avec une solution d'électrolyte placée entre deux conducteurs solides. Ils ont une capacité et une densité d'énergie beaucoup plus importantes par rapport aux condensateurs conventionnels. Les SCs peuvent stocker ou délivrer de l'énergie en grande quantité en peu de temps. Certains avantages des SCs sont :

- Stabilité du cycle ;
- Densité de puissance extrêmement élevée ;
- Charge et décharge très rapides ;

- Haute fiabilité ;
- Ne nécessite pas de maintenance ;
- Longue vie ;
- Fonctionnement sur une large plage de températures.

Ces avantages en font une option intéressante pour les applications liées à la qualité de l'énergie et aux véhicules électriques. Le principal inconvénient des super-condensateurs est similaire à celui des volants d'inertie, ils souffrent également d'autodécharge et ne conviennent pas aux applications exigeant un stockage d'énergie prolongé.

b) Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES) [Bou.21] : Très connu dans la littérature par la terminologie anglaise : Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES). Le SMES se compose d'une bobine supraconductrice, d'un système de conditionnement d'énergie, d'un réfrigérateur cryogénique et d'un vide. L'énergie est stockée sous forme d'un champ magnétique créé par le courant continu circulant dans la bobine supraconducteur refroidi sous sa température critique. Certains avantages du SMES sont :

- Nombre illimité de cycles de charge et de décharge ;
- Charge et décharge très rapides ;
- Disponibilité instantanée de l'énergie ;
- Rendement très élevé ;
- Aucune perte d'énergie.

Les SMESs sont encore en phase de développement. Ils sont adaptés aux applications qui nécessitent un mode de fonctionnement constant avec une rotation complète et continue. Ces caractéristiques font que le système SMES peut être utilisé pour résoudre les problèmes de stabilité de tension et de qualité de l'énergie pour les grands clients industriels.

C. Stockage électrochimique

C'est le Stockage de l'énergie dans des batteries (SEB) où l'énergie est stockée sous forme électrochimique dans l'électrolyte de la batterie. Elles comportent un ensemble de cellules de faible tension/puissance connectées en parallèle et en série pour obtenir les caractéristiques électriques souhaitées. Sur le plan de la construction, la batterie est composée d'un électrolyte liquide, pâteux ou solide, une anode (l'électrode négative) et une cathode (l'électrode négative), qui subissent des

réactions chimiques, et un séparateur. La réaction est réversible et permet à la batterie de fournir l'énergie absorbée pour se décharger [Fat.18].

Les batteries sont disponibles dans une large gamme de caractéristiques, et peuvent être adoptées pour diverses applications. Certains des avantages des batteries sont :

- Temps de réponse rapide ;
- Faible perte d'autodécharge ;
- Puissance et densités énergétiques élevées ;
- Une technologie mature ;
- Facilité de mise à disposition commerciale.

➤ Types de batteries électrochimiques

Différents types de batteries sont disponibles avec des caractéristiques variées et peuvent être utilisées pour diverses applications [Fat.18]:

a. Batteries à base de Nickel : Elle est composée d'une électrode de Nickel (Ni) et d'un électrolyte de Cadmium (Cd). Ces avantages comprennent les cycles de décharge rapides, le faible coût par cycle et la longue durée de vie. Cependant, ce type souffre de quelques inconvénients majeurs tels que la toxicité du cadmium, l'effet mémoire, la forte exothermie (en particulier le NiMH), le coût élevé et la nécessité de maintenance continue ;

b. Batteries Sodium-Soufre (Na-S) : C'est une technologie beaucoup plus récente. Elle est dotée d'une anode de sodium (Na), d'une cathode de soufre (S), et d'un électrolyte céramique de Beta-Al₂O₃. Ces principaux avantages sont : une excellente densité d'énergie et une densité de puissance très élevée. Le principal inconvénient de la batterie NaS est qu'elle nécessite une source de chaleur qui utilise l'énergie stockée de la batterie, ce qui réduit partiellement ses performances. Le coût d'investissement initial reste un autre problème majeur ;

c. Batteries à base de Lithium : Ce type de batterie est largement utilisé dans le secteur de l'électronique portable et le secteur de transport. Des recherches récentes tentent de les développer en tant que batteries à grande échelle pour les réseaux électriques et les systèmes hybrides. C'est le précurseur du choix de stockage pour les futurs véhicules électriques. Les batteries au lithium présentent les avantages suivants : une densité énergétique élevée, un taux de décharge/charge rapide, un rendement élevé et un poids léger. L'emballement thermique, l'instabilité à des

températures de fonctionnement élevées et l'autodécharge sont les principaux problèmes auxquels les chercheurs doivent faire face ;

d. Batteries à flux : Elles se caractérisent par une structure très souple comportant deux solutions électrolytiques distinctes, qui sont stockées à l'extérieur et peuvent réagir à l'intérieur de la batterie pour générer la mobilité des électrons. L'électrolyte peut être pompé à l'intérieur et à l'extérieur de la batterie à l'aide de pompes hydrauliques où il subit des réactions pour libérer des électrons. Les deux cotés positif et négatif de la batterie sont séparés au moyen d'une membrane sélective des ions pour permettre leur mobilité. Ce type présente les avantages suivants : une longue durée de vie avec un bon rendement, ce qui en fait le meilleur choix pour le stockage d'énergie à grande échelle. Par contre, le principal inconvénient de ce type est la faible densité d'énergie et le coût élevé [Hua.22] ;

e. Batterie au Plomb : C'est une batterie composée à une électrode positive faite de dioxyde de plomb (PbO) et d'une électrode faite de plomb, toutes deux immergées dans une solution d'acide sulfurique agissant comme électrolyte. Il s'agit du type le plus utilisé dans les systèmes photovoltaïques et hybrides basés sur les SER en raison de ses avantages importants : faible coût, rendement élevé et rétention plus longue de la charge stockée.

I.6.4. Convertisseurs de puissance des systèmes énergétiques

Les convertisseurs de puissance sont utilisés comme des outils de commande et aussi pour adapter la tension de sortie d'un système électrique avec le bus adéquat, et même pour convertir le courant DC en AC ou le contraire selon l'exigence. Nous présenterons dans cette partie les différents types de convertisseurs utilisés dans la littérature pour les systèmes énergétiques étudiés.

I.6.4.1. Convertisseurs DC-DC

Les convertisseurs DC-DC peuvent assurer diverses fonctions. Ils peuvent adapter le niveau de tension entre le système PV ou le système de stockage avec le bus DC. Selon le choix, les convertisseurs DC-DC peuvent augmenter ou diminuer la tension de sortie. Le Convertisseur Buck est capable de générer une tension de sortie inférieure à la tension d'entrée. Le Convertisseur Boost est capable de générer une tension de sortie supérieure à la tension d'entrée. Tandis que, le Convertisseur Buck-boost est capable de générer une tension de sortie inversée supérieure ou inférieure à la tension d'entrée (polarité inverse) en utilisant une inductance [Gar.19].

I.6.4.2. Convertisseurs DC-AC/AC-DC (Onduleurs/Redresseurs)

Les convertisseurs DC-AC/AC-DC sont appelés les onduleurs lorsqu'ils convertissent le courant continu en courant alternatif, et ils sont appelés les redresseurs lorsqu'ils convertissent le courant alternatif en courant continu. Ces convertisseurs sont utilisés pour interconnecter un système à courant continu avec un réseau AC. Ce convertisseur est commandé afin d'imposer un système de courbes électriques conforme au réseau AC, et pour imposer un facteur de puissance unitaire. Une inductance fonctionnant comme un filtre est implanté généralement sur chaque sortie du convertisseur, permettant de limiter les problèmes de compatibilité électromagnétique liés à la forme du courant injecté au réseau, alors que sa taille est le principal inconvénient. Le transformateur peut également remplacer la bobine du filtre [Ank.18].

I.7. Structure du système à étudier

Le système à étudier est basé sur un système photovoltaïque, une éolienne à axe horizontal à vitesse variable basée sur une MADA associées à un système de stockage basé sur des batteries en plomb.

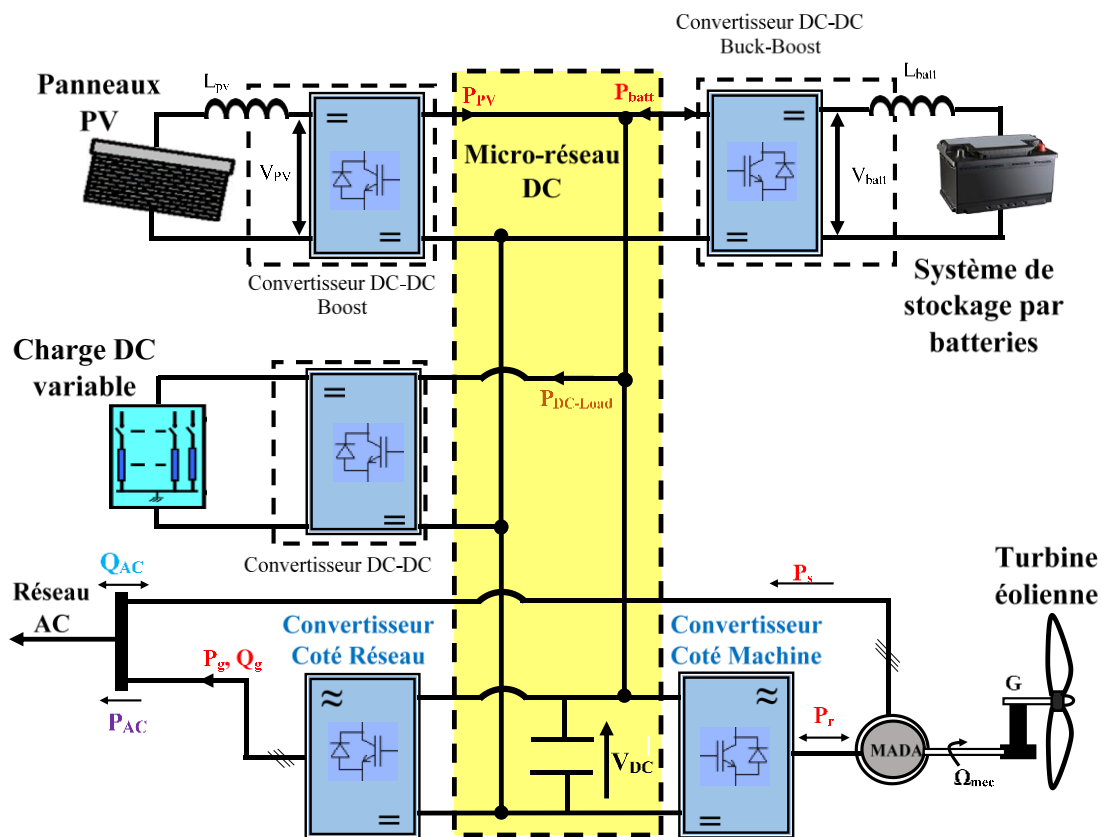


Figure I.13. Schéma global de la structure du système hybride à étudier

Cette structure est très efficace pour une application connectée au réseau, en termes de pollution, coût et rendement. Une charge locale (DC ou AC) peut être associée. Le système proposé est constitué d'un micro-réseau-DC qui est connecté au réseau AC à travers un convertisseur DC/AC (convertisseur côté réseau CCR). Ce dernier devra être commandé pour assurer la maîtrise du flux d'énergie entre le micro-réseau-DC et le réseau AC, tout en assurant une gestion correcte de l'énergie active et en imposant un facteur de puissance unitaire à la sortie du CCR. Le stator du système MADA-Eolien est connecté directement au réseau AC, comme l'illustre la [Figure I.13](#), qui présente le schéma global de la configuration du système hybride à étudier dans cette thèse.

I.8. Conclusion

L'exploitation de l'énergie solaire et éolienne augmente de jour en jour et a montré une croissance importante au cours des dernières décennies pour produire de l'électricité dans le monde entier, tout en minimisant l'émission des gaz à effet de serre. Dans ce chapitre, nous avons présenté les progrès de ces technologies, qui comprennent la description des sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne, les différentes structures et architectures des systèmes hybrides et des systèmes énergétiques proposés ainsi que les technologies de contrôle afin d'optimiser l'exploitation des SERs, tout en présentant les avantages et les inconvénients de chaque choix.

Les systèmes hybrides sont de plus en plus populaires comme alternative aux sources conventionnelles dans le processus de production d'énergie électrique. Presque tous les systèmes qui incluent plus d'une source d'énergie renouvelable présentent de meilleures performances que les systèmes qui n'incluent qu'une seule source. On peut également conclure que les systèmes hybrides autonomes sont utilisés pour certains cas particuliers, les zones éloignées du réseau de distribution, tandis que les systèmes connectés au réseau sont les plus abondants. Pour les systèmes éoliens à vitesse variable, on peut noter que la MADA est le générateur le plus utilisé en raison de ses avantages par rapport aux simples générateurs asynchrones et synchrones, en particulier la capacité de produire de la puissance active dans une large gamme et de gérer la puissance réactive, où il peut être utilisé comme un compensateur local de l'énergie réactive. Pour les systèmes de stockage, on peut noter que les batteries en plomb sont très utilisées dans les systèmes hybrides, en raison de leurs simplicités, de leurs potentiels élevés, de leurs bonnes performances et de leurs faibles coûts par rapport aux autres systèmes de stockage.

La maîtrise et la compréhension du comportement des différents composants du système hybride passent nécessairement par l'étude, la modélisation et l'analyse du fonctionnement de chaque sous-système, tout en précisant les techniques de commande à utiliser afin d'optimiser l'extraction d'énergie et d'améliorer la qualité de la puissance générée par les sous-systèmes et le système global. Cela, fera l'objectif des chapitres suivants.

CHAPITRE II

Modélisation et optimisation du système
hybride proposé

II.1. Introduction

Afin d'étudier le fonctionnement d'un système hybride MADA-Eolien/PV/Batteries connecté au réseau AC, nous nous proposons de modéliser chaque sous-système énergétique indépendamment puis le simuler sous le logiciel MATLAB/Simulink.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présenterons brièvement le modèle du système photovoltaïque avec les batteries de stockage. Dans la deuxième partie, nous présenterons l'architecture du système de conversion éolien à base d'une machine asynchrone à double alimentation ainsi que le modèle mathématique équivalent de la partie mécanique et de la partie électrique. Par la suite, nous présenterons les zones de fonctionnement d'une turbine éolienne, pour aborder les techniques de contrôle MPPT, classiques et avancées, appliquées aux systèmes éoliens et PV, afin d'optimiser l'énergie produite par ces deux sources.

II.2. Système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques convertissent directement l'énergie du soleil en énergie électrique. Les fermes d'énergie PV peuvent produire une quantité importante d'électricité pour alimenter les systèmes électriques. A l'échelle réduite, ils peuvent fournir suffisamment d'énergie pour une utilisation résidentielle et commerciale.

II.2.1. Structure du système photovoltaïque connecté au réseau AC/micro-réseau DC

Un système PV connecté à un réseau AC/micro-réseau DC est composé dans son ensemble de :

- a) Panneaux PV ;
- b) Convertisseur statique d'électronique de puissance adéquat permettant de les connecter au bus DC ou AC ;
- c) Module de contrôle MPPT ;
- d) Éléments de stockage.

La [Figure II.1](#) présente un système PV connecté à un micro-réseau DC avec des batteries de stockage et une charge DC.

II.2.2. Modélisation des composants du système photovoltaïque

Les cellules PV sont constituées de semi-conducteurs à jonction p-n qui génèrent du courant électrique lorsqu'ils sont atteints par les rayonnements solaires (effet photovoltaïque). Le schéma

équivalent d'un panneau PV est représenté sur la [Figure II.2](#). Les pertes de tension sont modéliser par une résistance en série (R_{se}) et les courants de fuite sont modéliser par la résistance parallèle (R_{sh}) [[Das.17](#)].

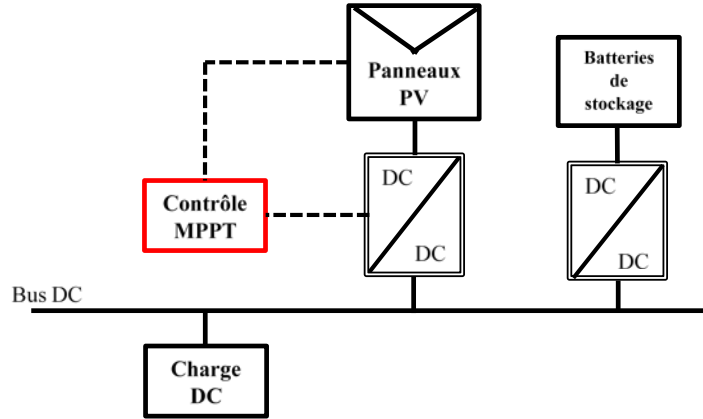


Figure II.1. Structure complète d'un système PV connecté à un micro-réseau DC avec des batteries de stockage et une charge DC

Plusieurs modèles mathématiques du panneau PV ont été utilisés dans la littérature scientifique, afin d'évaluer et de développer les performances des systèmes photovoltaïques. Pour notre étude, le choix s'est porté sur un modèle à une diode, prenant en considération les variations du courant et de la tension du panneau en fonction des changements climatiques (température et irradiation solaire).

Le courant de sortie du panneau PV (I_{pv}) est calculé par l'équation [II.1](#) dans des conditions climatiques standards (G_{stc} et T_{stc}) [[Lal.09a](#)].

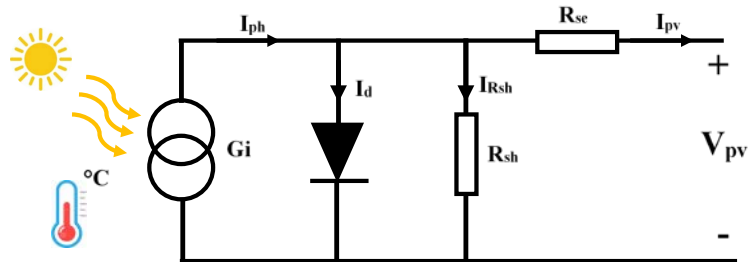


Figure II.2. Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque

$$I_{pv} = I_{cc} \left[1 - K_1 \left(e^{K_2 V_{pv}^m} - 1 \right) \right] \quad (II.1)$$

Où les coefficients K_1 , K_2 et m sont donnés par :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_1 = 0.001175 \\ K_4 = \ln\left(\frac{1+K_1}{K_1}\right) \\ K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m} \\ K_3 = \ln\left(\frac{I_{sc}(1+K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{sc}}\right) \end{array} \right. \quad (II.2)$$

$$m = \frac{\ln\left(\frac{K_3}{K_4}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mpp}}{V_{oc}}\right)} \quad (II.3)$$

Pour un fonctionnement dans des conditions climatiques variables (ensoleillement (G) et température (T) variable), les variations de la tension et du courant du panneau PV (ΔV_{pv} et ΔI_{pv}) sont données en fonction de variation de température (ΔT) et le rapport d'irradiation solaire [Lal.09b] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_c = T_c - T_{stc} \\ \Delta I_{pv} = \alpha_{sc} \left(\frac{G}{G_{stc}}\right) \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{stc}} - 1\right) I_{sc, stc} \\ \Delta V_{pv} = -\beta_{oc} \Delta T_c - R_{ss} \Delta I_{pv} \end{array} \right. \quad \text{Avec} \quad \left\{ \begin{array}{l} G_{stc} = 1000 \text{ W / m}^2 \\ T_{stc} = 25^\circ \text{C} \\ AM = 1.5 \end{array} \right. \quad (II.4)$$

Alors que les valeurs réelles du courant et de la tension photovoltaïque dans des conditions quelconques de fonctionnement sont indiquées par le système d'équations suivant [Lal.09b] :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{pv, \text{nouv}} = I_{pv} + \Delta I_{pv} \\ V_{pv, \text{nouv}} = V_{pv} + \Delta V_{pv} \end{array} \right. \quad (II.5)$$

II.2.3. Caractéristiques du panneau PV

Dans cette section, nous validerons le modèle du panneau photovoltaïque qui a été décrit dans la section précédente. Il existe dans la littérature et sur le marché différentes puissances normalisées de panneaux PV. Dans cette étude, nous utiliserons le panneau PV de SIEMENS SM 110-24, ses paramètres sont donnés en [Annexe](#).

Puisque le système PV est une source de courant, alors pour déterminer ses différentes caractéristiques, on utilise une charge capacitive en série qui permet de passer par deux principaux points :

- Le point de court-circuit : à $t = 0$, le condensateur est déchargé, il est considéré comme un fil ; ce qui reflète le comportement d'un court-circuit ;

- b) Le point de circuit ouvert ; à $t \rightarrow \infty$, le condensateur est chargé, il est considéré comme une résistance de très grande valeur ; reflétant ainsi le comportement d'un circuit ouvert ;

Le schéma fonctionnel du panneau photovoltaïque en série avec une charge capacitive sous le logiciel MATLAB/Simulink est représenté sur la [Figure II.3](#).

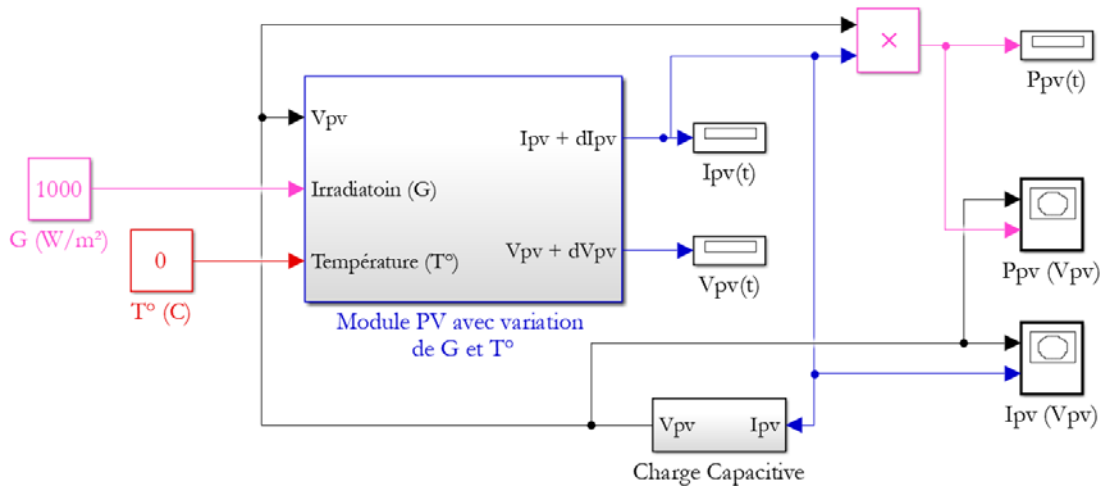


Figure II.3. Modèle d'un panneau PV sous MATLAB/Simulink

La simulation de panneau PV est effectuée pour obtenir les caractéristiques de sous-système PV ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) sous les conditions climatiques standards ($G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_{stc} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$). Les courbes obtenues sont illustrées sur la [Figure II.4](#).

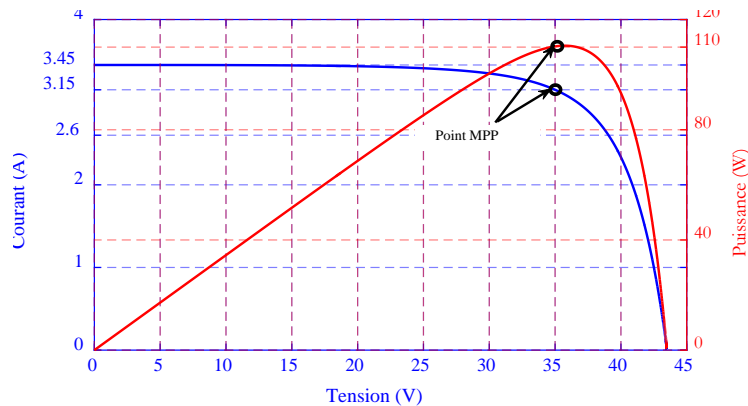


Figure II.4. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié sous les conditions standards

II.2.4. Influence de la température et de l'irradiation solaire sur le système PV

Afin de déterminer l'influence de la température et l'irradiation solaire sur les performances du système PV, divers tests de simulation sont effectués en variant les deux paramètres : température et irradiation.

a) Influence de la température

On effectue différents tests de simulation avec une irradiation fixe, $G = 1000 \text{ W/m}^2$, et des températures différentes ($T = 0^\circ, 25^\circ, 50^\circ$ et 100°C). La Figure II.5 montre l'influence du changement de la température sur les caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$). Les résultats de simulation montrent que la puissance obtenue à partir du panneau photovoltaïque est inversement proportionnelle aux variations de température, c'est-à-dire que la diminution de la température entraîne une augmentation de la puissance générée par le panneau.

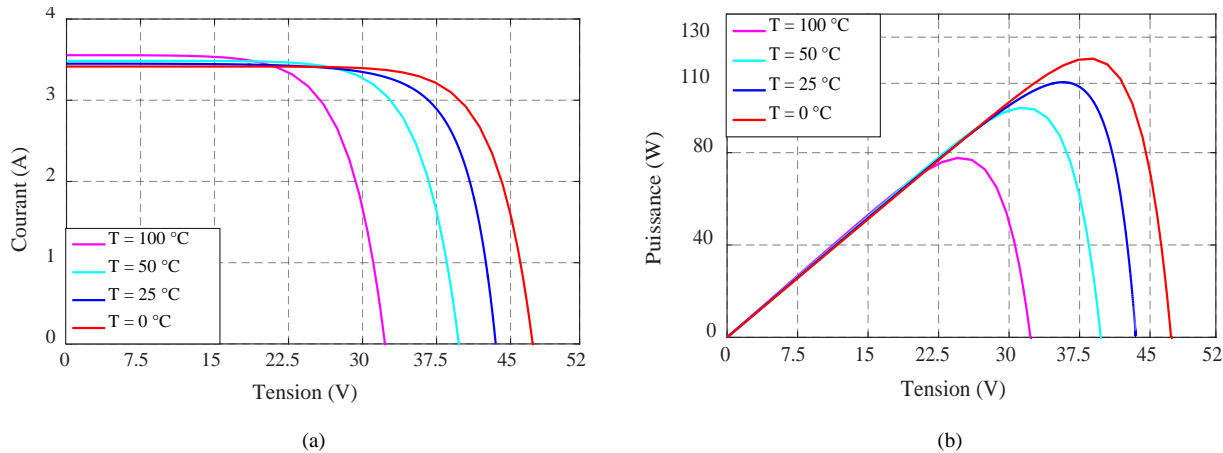


Figure II.5. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié pour des conditions de températures variables : $G=1000\text{W/m}^2$ et $T= 0^\circ, 25^\circ, 50^\circ$ et 100°C

b) Influence de l'irradiation

Cette fois, on effectue des tests de simulation avec une température fixe, $T = 25^\circ\text{C}$, et des irradiations solaires différentes ($G = 250, 500, 750$ et 1000 W/m^2). La Figure II.6 montre l'influence de changement d'irradiation sur les caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$). Les résultats de simulation montrent que la puissance obtenue à partir du panneau photovoltaïque est proportionnelle aux variations de l'irradiation, c'est-à-dire que l'augmentation de l'irradiation engendre l'augmentation de la puissance générée par le panneau.

À partir des différentes caractéristiques obtenues dans cette section, nous pouvons remarquer clairement la nature non linéaire du système photovoltaïque sous n'importe quelle condition, d'où la nécessité d'un algorithme d'optimisation afin de forcer le système de génération à poursuivre le point de puissance maximale à chaque instant de fonctionnement. L'algorithme est très connu dans la littérature sous l'abréviation « MPPT », terminologie anglaise qui est : Maximum Power Point Tracking, ce qui signifie : le Suivre de Point de Puissance Maximale [Lal.09b].

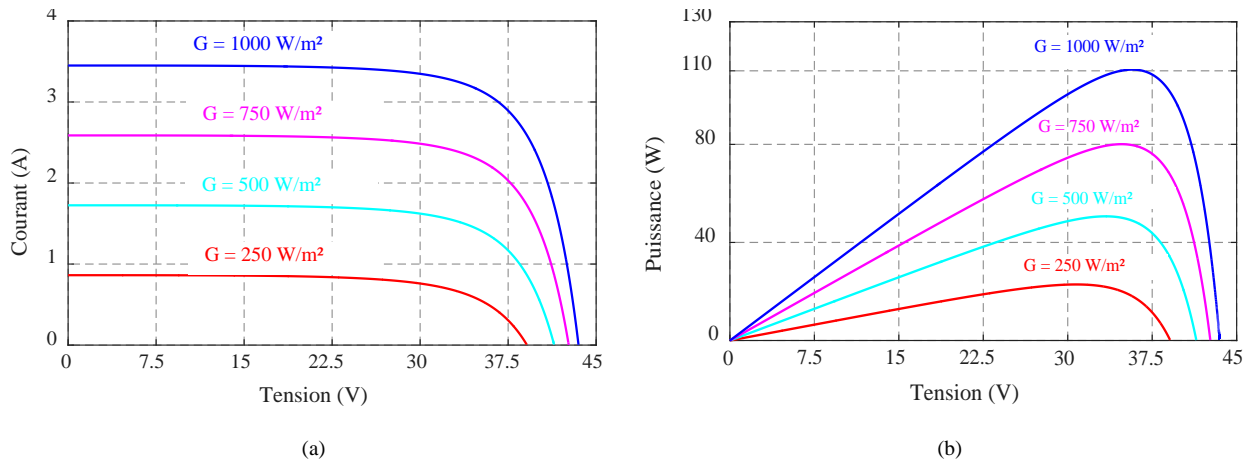


Figure II.6. Caractéristiques ($P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$) du panneau PV étudié pour des conditions d'irradiations variables : $T=25^{\circ}\text{C}$ et $G=250, 500, 750$ et 1000 W/m^2

II.3. Modélisation du système de stockage (Batterie)

Les batteries en plomb sont caractérisées par la facilité d'installation, le faible coût avec un bon rendement. Il existe différents types de batteries en plomb, et leur modélisation est difficile en raison des nombreuses caractéristiques à prendre en compte. Les batteries réagissent différemment selon l'application et les conditions auxquelles elles sont soumises, il n'existe donc pas de modèle unique qui soit correct dans tous les cas. Notre choix s'est porté sur le modèle R-C, qui est représenté sur la [Figure II. 7](#), relativement simple par rapport aux autres modèles [\[Sin.10\]](#).

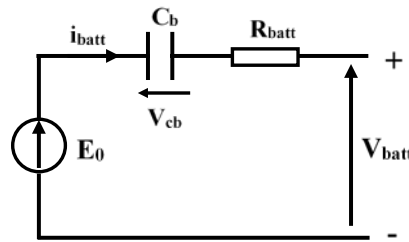


Figure II.7. Modèle R-C de la batterie [\[Sin.10\]](#)

Le modèle R-C comprend une force électromotrice (E_0) modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_b) et une résistance en série modélisant la résistance interne de la batterie (R_{batt}) [\[Sin.10\]](#).

À partir du modèle R-C, nous pouvons déduire la relation suivante :

$$V_{batt} = E_0 - R_{batt} i_{batt} - V_{cb} \quad (\text{II.6})$$

L'état de charge de la batterie (SOC) est exprimé par :

$$\text{SOC} = 1 - \frac{Q_d}{C_{\text{batt}}} \quad (\text{II.7})$$

II.4. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

Le système éolien proposé est constitué essentiellement d'une turbine à axe horizontal à base d'une machine asynchrone à double alimentation qui est connectée directement à un réseau AC à travers son stator. Son rotor est connecté au réseau AC via un convertisseur de fréquence indirect AC/DC-DC/AC. La turbine est caractérisée par un couple important et une vitesse faible, alors l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse est nécessaire afin d'adapter le couple à la vitesse du générateur. Dans cette section, nous allons modéliser toutes les parties du sous-système éolien. Nous allons commencer par la partie mécanique qui comprend la turbine, le multiplicateur de vitesse et l'arbre de transmission. En deuxième lieu, nous passerons à la partie électrique qui comprend le générateur (MADA), le convertisseur de fréquence et le bus DC. La structure générale du système de conversion éolien est représentée sur la [Figure II.8](#).

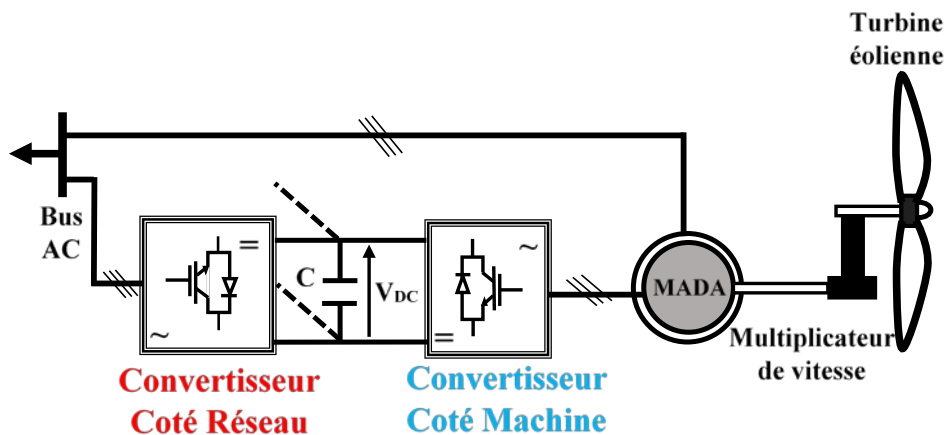


Figure II.8. Structure simplifiée de la turbine éolienne à base d'une MADA

II.4.1. Modélisation de la partie mécanique du système de conversion éolien

Dans cette section, nous allons présenter la modélisation de la turbine éolienne, le multiplicateur de vitesse et l'arbre de transmission.

II.4.1.1 Modélisation de la turbine éolienne

Le système éolien transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La turbine tourne à une vitesse angulaire sous l'effet de la force du vent créant un couple qui agit sur le rotor.

L'énergie cinétique du vent E_v qui passe à travers une surface S_t est en fonction de la vitesse du vent (v) qui traverse cette surface et la masse d'air m_{air} dans cette surface. Elle est décrite par l'équation suivante [Min.19] :

$$E_v = \frac{1}{2} m_{air} v^2 \quad (II.8)$$

On considère S_t la surface totale des pâles de l'éolienne et R_t la longueur du pôle.

Si l'énergie E_v pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface S_t , situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance éolienne instantanée serait alors la puissance cinétique du vent P_v qui passe par la surface S_t et peut être exprimée par la relation suivante [Tam.17] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{air} S_t v^3 \quad (II.9)$$

Selon la théorie de Betz, il est impossible de récupérer la totalité de l'énergie de l'air qui passe par la turbine éolienne, elle est limitée théoriquement à $16/27$ (59.259%). En tenant compte du coefficient de puissance (C_p) qui est le rapport entre l'énergie totale de l'air qui passe par la turbine et l'énergie récupérée par le système, qui dépend du rapport de vitesse (λ) et de l'angle d'orientation des pales (β), la turbine éolienne extrait une puissance mécanique $P_{méc}$ définie comme suit :

$$P_{méc} = C_p(\lambda, \beta) P_v \quad (II.11)$$

$$P_{méc} = \frac{1}{2} \rho S_t C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (II.12)$$

$$P_{méc} = T_t \Omega_t \quad (II.13)$$

Le rapport de vitesse est le rapport entre la vitesse du vent et celle de la turbine, il s'exprime comme suit :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{v} \quad (II.14)$$

L'équation (II.15) représente une forme largement appliquée dans la littérature [Ayr.18-Tam.17], où a , b et C_1 à C_6 , sont les coefficients correspondants. Le modèle de la turbine avec ces coefficients est simulé sous le logiciel MATLAB/Simulink. Une visualisation de la variation de coefficient de puissance en fonction de rapport de vitesse et d'angle des pâles est représentée sur

la [Figure II.9](#), où le coefficient de puissance optimal (C_{p-max}) est de 0,5 et le rapport de vitesse optimal (λ_{opt}) est de 9 [\[Att.14\]](#).

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left[C_2 \left(\frac{1}{\lambda_i} \right) - C_3 \beta - C_4 \right] e^{\left(\frac{C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \lambda_i \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + a\beta} - \frac{b}{1 + \beta^3} \end{cases} \quad (II.15)$$

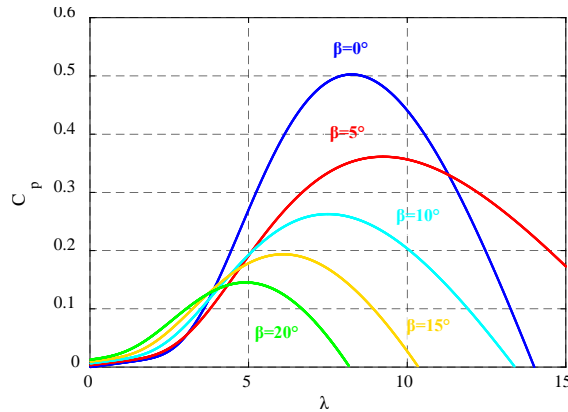


Figure II.9. Variations du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse et de l'angle β

II.4.1.2 Modélisation du multiplicateur de vitesse :

Le générateur nécessite une adaptation de vitesse et du couple pour réduire le couple de la turbine et augmenter sa vitesse en utilisant un multiplicateur de vitesse qui peut être modélisé par un gain (G). La [Figure II.10](#) représente le schéma d'une turbine éolienne couplée à une MADA à travers un multiplicateur de vitesse. Alors, les expressions de la vitesse mécanique ($\Omega_{méc}$) et du couple mécanique (T_g) de la MADA peuvent être exprimées comme suit [\[Sah.21a\]](#) :

$$\begin{cases} \Omega_{méc} = G \Omega_t \\ T_g = \frac{1}{G} T_t \end{cases} \quad (II.16)$$

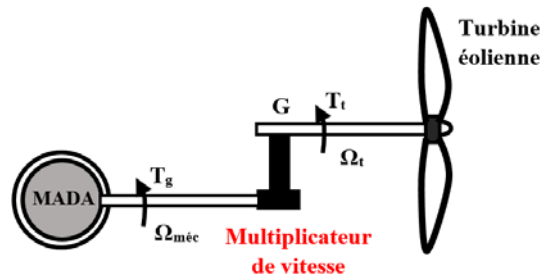


Figure II.10. Schéma d'une turbine éolienne couplé à une MADA à travers un multiplicateur de vitesse

II.4.1.3 Modélisation de l'arbre de transmission

L'inertie totale de la turbine éolienne (J_{tur}) représente toute la masse de la turbine, qui constitue la masse de son rotor et la masse de ces pâles, alors que l'inertie du générateur (J_g) représente la masse du rotor de la MADA. Bien que le générateur soit lié à la turbine via un multiplicateur de vitesse, qui modifie le couple et la vitesse. L'inertie du système (J) est définie par l'équation suivante [Ela.04-Tam.17] :

$$J = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_g \quad (II.17)$$

Pour finaliser la modélisation de la partie mécanique du système éolien, il est nécessaire de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique de la MADA ($\Omega_{méc}$) en utilisant l'équation fondamentale de la dynamique, qui est définie comme suit :

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_g - T_{em} - T_f \quad (II.18)$$

Avec :

$$T_f = f_v \cdot \Omega_{méc} \quad (II.19)$$

II.4.1.4. Schéma fonctionnel de la turbine éolienne

Le schéma fonctionnel de la turbine éolienne est représenté par la Figure II.11, déduit à partir des équations précédentes.

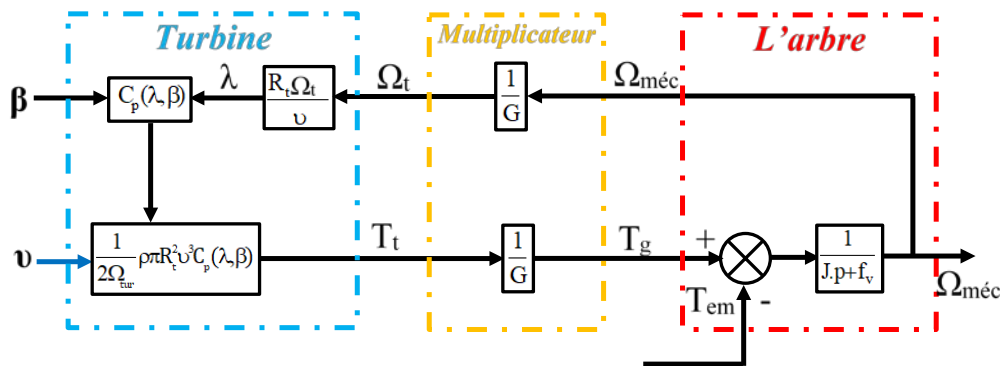


Figure II.11. Schéma fonctionnel de la turbine éolienne

II.4.2. Modélisation de la partie électrique du système de conversion éolien

Dans cette section, nous allons présenter la modélisation de la MADA, le convertisseur statique de puissance et le bus DC.

II.4.2.1 Modélisation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

En premier lieu, nous allons présenter le modèle mathématique de la MADA dans les différents repères : le repère naturel qui présente la machine dans le repère temporel, et les trois repères en biphasé : le repère lié au champ tournant, le repère lié au rotor et le repère lié au stator (le repère fixe), tout en considérant les hypothèses simplificatrices suivantes.

a) Hypothèses simplificatrices

La MADA possède une configuration assez complexe pour sa modélisation et sa simulation, pour cela, nous allons considérer les hypothèses suivantes :

- ✓ L'effet d'encoches et l'effet de peau sont négligés ;
- ✓ Les pertes ferromagnétiques sont négligées ;
- ✓ Circuit magnétique non saturé ;
- ✓ Entrefer entre le rotor et le stator est constant ;
- ✓ Les résistances des différent enroulements statoriques sont considérées identiques et les résistances des différent enroulements rotoriques sont considérées identiques ;
- ✓ Les forces magnétomotrices sont à répartition sinusoïdale ;
- ✓ L'influence de l'échauffement sur les caractéristiques n'est pas prise en compte.

b) Modèle mathématique de la MADA dans le repère naturel

Les équations de la MADA dans le repère naturel s'écrivent comme suit :

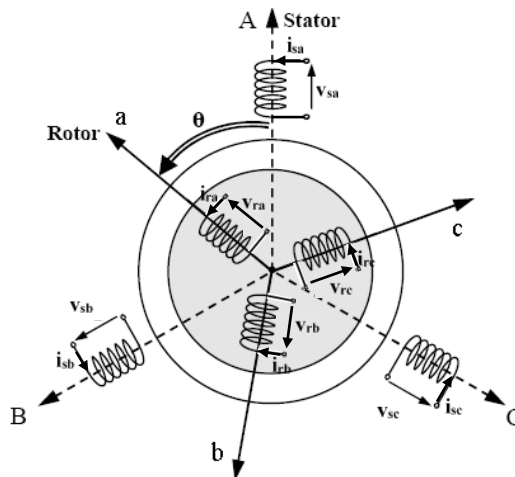


Figure II.12. Représentation schématique d'une MADA dans le repère naturel.

✓ Équations électriques :

Se référant à la figure des enroulements de la MADA (Figure II.12), les équations électriques du modèle s'écrivent respectivement pour le stator avec l'indice « s » et le rotor avec l'indice « r » comme suit :

$$\begin{cases} v_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d\varphi_{sa}}{dt} \\ v_{sb} = R_s i_{sb} + \frac{d\varphi_{sb}}{dt} \\ v_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d\varphi_{sc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

$$\begin{cases} v_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\varphi_{ra}}{dt} \\ v_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\varphi_{rb}}{dt} \\ v_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\varphi_{rc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

✓ Équations électromagnétiques :

Le modèle matriciel des flux peut être exprimé comme suit :

$$\begin{cases} [\varphi_{s(abc)}] = [L_{ss}] [i_{s(abc)}] + [M_{sr}] [i_{r(abc)}] \\ [\varphi_{r(abc)}] = [L_{rr}] [i_{r(abc)}] + [M_{rs}] [i_{s(abc)}] \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

Les matrices d'inductance statorique $[L_{ss}]$ et rotorique $[L_{rr}]$ sont exprimées comme suit :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} \quad (\text{II.23}) \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

$$[M_{sr}] = M_0 \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} = [M_{rs}]^t \quad (\text{II.25})$$

Les matrices $[M_{sr}]$ et $[M_{rs}]$ dépendent de l'angle de rotation mécanique et nécessitent alors un calcul instantané. C'est pourquoi les transformations de triphasé en biphasé sont utilisées pour simplifier la modélisation et la commande des machines à courant alternatif.

c) Modélisation de la MADA dans les repères de Park

La transformation de Park nécessite l'utilisation d'un référentiel dont le choix se fait en fonction des objectifs de l'application [Bag.05-Bou.20] :

i) Repère lié au champ tournant

C'est le seul référentiel qui n'introduit pas de simplification dans les équations de la machine. Il est utile lorsque la fréquence d'alimentation est constante. Ce repère tournera à la vitesse du champ tournant. Ce champ étant créé par les enroulements statoriques, il tourne à la vitesse de synchronisme (en régime permanent). Cependant, le modèle lié à ce repère permet de mettre en œuvre une commande vectorielle à flux orienté du fait que les variables de contrôle deviennent continu. Il permet également de calculer une représentation scalaire du couple électromagnétique de la même manière que la machine à courant continu.

Les équations électriques de la MADA s'écrivent comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \\ v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{array} \right. \quad \text{Avec : } \left\{ \begin{array}{l} \omega_s = 2\pi f_s \\ \omega_r = \omega_s - \omega \\ \omega = P \cdot \Omega_{méc} \end{array} \right. \quad (\text{II.26})$$

Les équations des flux magnétiques statoriques et rotoriques sont comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{array} \right. \quad \text{Avec : } \left\{ \begin{array}{l} M = \frac{3}{2} M_0 \\ L_s = l_s + m_s \\ L_r = l_r + m_r \end{array} \right. \quad (\text{II.27})$$

Les équations de puissances active (P_s) et réactive (Q_s) statoriques, et les puissances active (P_r) et réactive (Q_r) rotoriques sont présentées par :

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q_s = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (\text{II.28})$$

$$\begin{cases} P_r = V_{rd} I_{rd} + V_{rq} I_{rq} \\ Q_r = V_{rq} I_{rd} - V_{rd} I_{rq} \end{cases} \quad (\text{II.29})$$

• **Équations du couple électromagnétiques :**

Les différentes expressions du couple électromagnétique sont exprimées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} T_{em} = P(\varphi_{sd} i_{sq} - \varphi_{sq} i_{sd}) \\ T_{em} = P(\varphi_{rq} i_{rd} - \varphi_{rd} i_{rq}) \\ T_{em} = P \frac{M}{L_r} (\varphi_{rd} i_{sq} - \varphi_{rq} i_{sd}) \\ T_{em} = PM(i_{rd} i_{sq} - i_{rq} i_{sd}) \end{cases} \quad (\text{II.30})$$

ii) Repère lié au stator (repère immobile)

C'est le repère le mieux adapté pour travailler avec des grandeurs instantanées, où les grandeurs récupérées sont réelles (tensions et des courants réels) et peut être utilisé pour étudier les régimes de démarrage et de freinage des machines AC.

Les équations électriques peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} v_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} \\ v_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} \\ v_{r\alpha} = R_r i_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{r\alpha}}{dt} + \omega \varphi_{r\beta} \\ v_{r\beta} = R_r i_{r\beta} + \frac{d\varphi_{r\beta}}{dt} - \omega \varphi_{r\alpha} \end{cases} \quad (\text{II.31})$$

iii) Repère lié au rotor

Généralement ce repère tourne à la vitesse du rotor. Les équations électriques sont écrites comme suit :

$$\begin{cases} v_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} - \omega\varphi_{r\beta} \\ v_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} + \omega\varphi_{r\alpha} \\ v_{r\alpha} = R_r i_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{r\alpha}}{dt} \\ v_{r\beta} = R_r i_{r\beta} + \frac{d\varphi_{r\beta}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.32})$$

II.4.2.2. Modélisation du convertisseur AC/DC-DC/AC

Le convertisseur statique de puissance (AC/DC ou DC/AC) est un élément essentiel pour la commande et le raccordement des systèmes au réseau. Son utilisation permet de réguler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau. Il peut être utilisé en mode onduleur ou redresseur. La modélisation est la même dans les deux cas [Dje.15].

La Figure II.13 montre la représentation schématique du convertisseur triphasé à deux niveaux, qui alimente le rotor de la MADA. Il s'agit d'un convertisseur AC/DC triphasé avec des commandes complémentaires, représenté par (06) interrupteurs.

Pour maintenir la continuité des courants alternatifs dans les lignes d'une part et éviter de court-circuiter la source, les paires d'interrupteurs (k_1 et k_1'), (k_2 et k_2'), et (k_3 et k_3') doivent être commandés de manière complémentaire. Les diodes (D_i ($i=1, 2, \dots, 6$)) sont des diodes de roue libre [Dje.15].

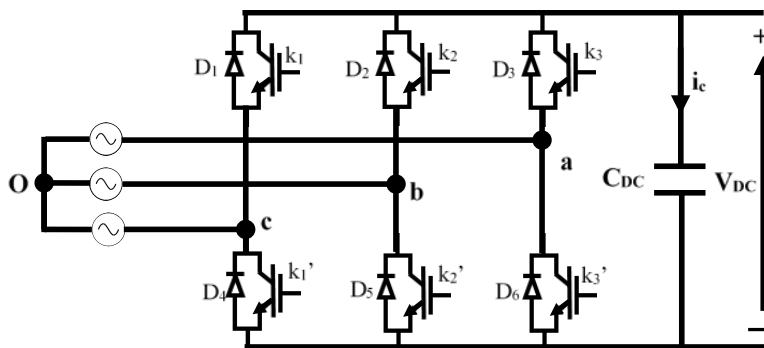


Figure II.13. Représentation schématique d'un convertisseur AC/DC triphasé

On suppose que les différents interrupteurs du convertisseur sont idéaux. Nous pouvons remplacer les bras du convertisseur par des interrupteurs à deux positions décrites par une fonction logique dont la valeur est 1 si l'interrupteur est fermé et 0 s'il est ouvert.

L'état des interrupteurs peut être défini par trois grandeurs booléennes de commande S_j ($j= a,b,c$) :

- $S_j = 1$, le cas où l'interrupteur de haut est fermé et celui du bas est ouvert.
- $S_j = 0$, le cas où l'interrupteur de haut est ouvert et celui du bas est fermé.

Avec : $S_j = \overline{S_j'}$, et S_j' ($j= a,b,c$).

La matrice du convertisseur AC/DC ou DC/AC triphasé est donnée en fonction de l'état des interrupteurs et la tension de bus continu (V_{DC}) par l'équation matricielle suivante [Dje.15] :

$$\begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

II.4.2.3 Modélisation de bus DC

Le bus DC connecte les différentes parties du système hybride proposé : rotor de la MADA, le sous-système PV, les batteries et la charge DC. Il est composé d'un condensateur (C_{DC}), qui a pour but le lissage de la tension V_{DC} . L'évolution de la tension V_{DC} est représentée par :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C_{DC}} i_c \quad (\text{II.34})$$

II.5. Optimisation de la chaine de conversion éolienne

II.5.1. Zones de fonctionnement de l'éolienne

Les systèmes éoliens fonctionnent généralement dans deux zones de fonctionnement et deux zones d'arrêts. La connaissance de ces zones est indispensable pour le bon contrôle du système afin d'extraire l'optimum de puissance à chaque instant sans avoir de dommage électrique ou mécanique. La Figure II.14 montre les zones de fonctionnement, dans lesquelles, la turbine éolienne est arrêtée dans deux cas : lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse d'enclenchement (v_{cut-in}), cette vitesse est très faible pour initier la production d'énergie et lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse de coupure ($v_{cut-out}$), le système éolien est hors service pour des raisons de sécurité. La turbine éolienne est mise en service dans deux zones : - Zone I, le système éolien commence à fonctionner après avoir reçu du vent de vitesse supérieure à la vitesse d'enclenchement ($v > v_{cut-in}$) ; le système utilise l'algorithme MPPT avec un angle de pales nul ($\beta=0^\circ$)

pour extraire le maximum de puissance ; - Zone II, si le vent dépasse la vitesse nominale (v_{n0}), le système éolien fonctionne sous contrôle du pitch en faisant varier l'angle des pales ($\beta > 0$) afin de limiter la puissance de sortie à sa valeur nominale [Sah.21c].

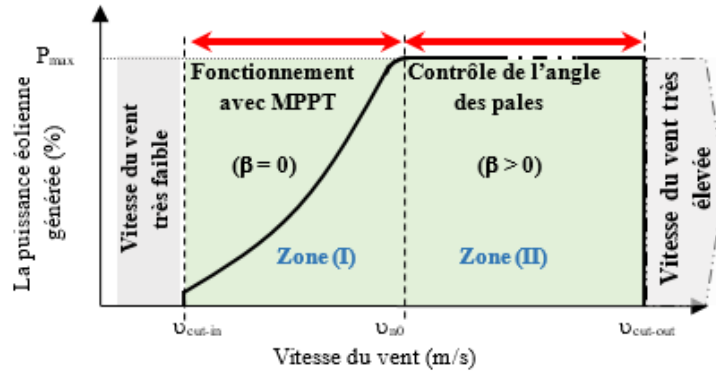


Figure II.14. Zones de fonctionnement de l'éolienne

II.5.2. Contrôle MPPT pour l'optimisation de puissance

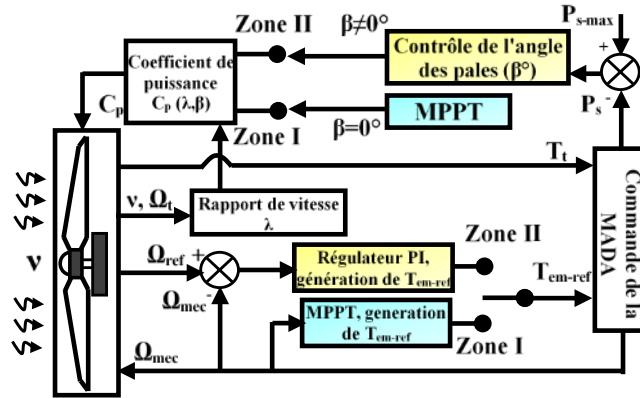
La courbe caractéristique de la puissance éolienne en fonction de la vitesse mécanique est non linéaire, elle a une forme parabolique. Cependant, l'algorithme MPPT doit être utilisé pour extraire le maximum de puissance instantanément. Dans la littérature, les chercheurs ont utilisé de nombreux algorithmes MPPTs. Dans [Lal.15], les auteurs ont étudié trois algorithmes différents : contrôle de rétroaction du signal de puissance, contrôle du rapport de vitesse et contrôle optimal du couple (optimal torque control : OTC). Ils ont conclu que la méthode OTC possède de meilleures performances. Pour cela, c'est cette dernière méthode qui va être utilisée dans ce travail durant le fonctionnement dans la zone I où le couple électromagnétique est régulé à sa valeur optimale. L'angle des pales est maintenu nul pour obtenir un coefficient de puissance maximal et un rapport de vitesse optimal. La référence du couple électromagnétique optimal est calculée par l'équation suivante :

$$T_{em-ref} = \frac{\rho}{2} \frac{C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3} \pi \frac{R_t^5}{G} \Omega_{mec}^2 \quad (II.35)$$

II.5.3. Contrôle de l'angle des pales

Pour une vitesse du vent supérieure à la vitesse nominale et inférieure à la vitesse de coupure, le contrôle de l'angle des pales limite la puissance de sortie à sa valeur nominale afin de protéger la turbine, le générateur et les convertisseurs. Ce contrôle augmente l'angle des pales pour réduire

le rapport de vitesse et le coefficient de puissance et par conséquent, maintient la puissance à sa valeur nominale. Un régulateur PI assure la régulation de cette puissance, tout en assurant la génération de couple électromagnétique de référence (la valeur optimale).



Turbine éolienne

Figure II.15. Schéma de contrôle de la turbine éolienne

Le système de contrôle de la turbine éolienne est illustré sur la Figure II.15. Le contrôle de l'angle des pales se fait à l'aide d'un régulateur PI, qui est basé sur le calcul de l'erreur de puissance ($P_{s-max} - P_s$) comme indiqué par la relation suivante [Tam.16a] :

$$\frac{d\beta_{ref}}{dt} = K_p (P_{s-max} - P_s) + K_i \int (P_{s-max} - P_s) dt \quad (II.36)$$

II.6. Optimisation de production de la chaîne de conversion photovoltaïque

Par définition, l'application du contrôle MPPT à un système PV permet de produire en permanence le maximum de puissance, quelles que soient les conditions météorologiques (irradiation, température). Plusieurs techniques sont proposées dans la littérature, dont on cite :

- Les méthodes conventionnelles, qui sont simples à implémenter, exemple : la technique de Perturbation et Observation et la technique de Conductance Incrémentale (P&O et IC) [Far.08-Lal.09b], etc ;
- Les techniques avancées sont plus performantes mais complexes à l'implémentation, qui sont basées par exemple sur : les réseaux de neurones, la logique floue, les réseaux neuro-flous [Lal.09a], etc.

II.6.1. Méthodes MPPTs conventionnelles

La méthode de conductance incrémentale prend en compte la comparaison entre la conductance du panneau (I_{pv}/V_{pv}) et sa dérivée (dI_{pv}/dV_{pv}). Ces deux relations ne seront égales qu'au MPP. Cette technique est souvent jugée efficace dans la recherche du point de puissance maximale. Cependant l'algorithme à implémenter est complexe et nécessite une capacité de calcul élevée [Das.17-Lal.09b].

La méthode de perturbation et d'observation est la plus utilisée en raison de sa simplicité : une boucle de rétroaction et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant la perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes des panneaux est augmentée à cause de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans le même sens. Inversement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation s'effectue dans le sens inverse. Les principaux avantages de cette méthode sont sa simplicité et le fait qu'elle ne nécessite pas de paramètres du système. Les méthodes conventionnelles présentent certains inconvénients, tels que le coût élevé et l'instabilité. Pour cela, des recherches ont été menées pour développer des techniques avancées afin d'améliorer et d'optimiser le rendement énergétique et le fonctionnement des systèmes PVs [Lal.09b].

II.6.2. Méthode avancée, MPPT-Floue

L'algorithme conventionnel de perturbation et d'observation utilise une perturbation constante pour déterminer la tension de fonctionnement. Cela produit des oscillations du point de fonctionnement autour du MPP à un état stable. Le contrôleur MPPT-Floue qui a été proposé dans [Lal.09a], résout le problème des oscillations. Nous l'avons développé par la simplification de MFs et des règles floues.

La technique MPPT-Floue (F-MPPT) est une méthode avancée de contrôle MPPT basée sur la logique floue, qui se caractérise par son aptitude à résoudre les problèmes de non-linéarité et une robustesse par rapport aux variations des conditions atmosphériques. Le contrôleur F-MPPT comprend trois composants de base : le module de fuzzification, le moteur d'inférence et le module de défuzzification [Ben.14].

Le contrôleur proposé utilise deux entrées, la puissance P_{pv} et la tension V_{pv} , alors que le degré de changement de tension du panneau (ΔV_{pv-ref}) est utilisé comme sortie. Le contrôle est effectué en modifiant la tension afin de ramener le point de fonctionnement au point optimal, où la pente

est nulle. La structure du contrôleur MPPT à base du système flou modifié est illustrée par la [Figure II.16](#).

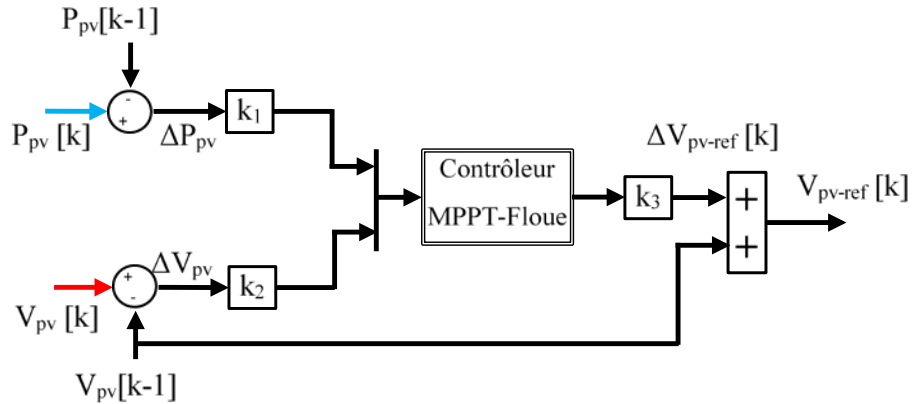


Figure II.16. Structure du contrôleur MPPT à base de la logique floue

Les étapes de conception du contrôleur MPPT-Flou modifié prévu sont comme suit :

a. Fuzzification

La fuzzification permet de passer des variables réelles aux variables floues. Les variables d'entrée du contrôleur flou sont converties en variables linguistiques et de fonctions d'appartenance (Membership Function : MF) telles que PG (grand positif), PP (petit positif), Z (zéro), NP (petit négatif), NG (grand négatif).

b. Règles floues

Le contrôleur applique les règles floues aux variables linguistiques (qui sont générées par le processus de fuzzification) pour déterminer les sorties floues. Ces règles seront conçues en utilisant les MFs d'entrées et de sortie. Elles sont présentées dans le [Tableau II.1](#).

Tableau II.1. Tableau des règles floues de contrôleur MPPT-Floue

$\Delta V_{pv}/\Delta P_{pv}$	NG	NP	Z	PP	PG
NG	NG	NG	NP	NP	Z
NP	NG	NP	NP	Z	PP
Z	NP	NP	Z	PP	PP
PP	NP	Z	PP	PP	PG
PG	Z	PP	PP	PG	PG

c. Défuzzification

La défuzzification peut être réalisée par plusieurs méthodes. La méthode la plus utilisée est celle de détermination du Centre de Gravité (CoG) de l'ensemble flou combiné. Ce dernier est défini par l'union de tous les ensembles flous de la sortie en utilisant l'opérateur AND.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les modèles mathématiques des éléments du système hybride proposé dans cette thèse. Tout d'abord, nous avons modélisé le système photovoltaïque, puis nous avons effectué des simulations en utilisant le logiciel MATLAB/Simulink afin de montrer les caractéristiques du panneau PV et l'influence de la température et de l'irradiation solaire sur la génération de puissance électrique. Puis, nous avons présenté le modèle du système de stockage basé sur des batteries. Ensuite, nous avons modélisé les différentes parties du système éolien ; la partie mécanique qui comprend la turbine, le multiplicateur de vitesse et l'arbre de transmission de puissance mécanique, puis la partie électrique qui comprend la MADA, les convertisseurs de puissance et le bus DC.

À la fin de ce chapitre, nous avons présenté les différentes zones de fonctionnement d'une turbine éolienne, permettant l'optimisation de la puissance électrique générée par la chaîne de conversion éolienne en utilisant l'algorithme MPPT et le contrôle de l'angle des pales. Puis, nous avons présenté un contrôle MPPT avancé basé sur la logique floue permettant l'optimisation du rendement énergétique de la chaîne de conversion photovoltaïque. Pour mieux compléter la conception du système hybride proposée, nous allons réserver le chapitre suivant pour le contrôle et la maîtrise du système éolien.

CHAPITRE III

Commande de la chaîne de conversion
éolienne

III.1. Introduction

La pénétration massive de la production photovoltaïque et éolienne sur le marché de l'énergie est soutenue par les problèmes de pollutions et leurs conséquences sur notre environnement. Dans ce contexte, l'objectif de tous les travaux présentés dans la littérature est de développer des systèmes à base d'énergies renouvelables pour réduire le coût de leurs exploitations. Parmi toutes les SERs, l'énergie éolienne est parmi les sources d'énergie la plus prometteuse, où la MADA est la machine la plus utilisée sur le marché des éoliennes onshores, en raison de ses nombreux avantages [Tam.17]. Cette machine est connectée directement au réseau alternatif par son stator et via des convertisseurs de fréquences par son rotor. Elle permet d'offrir un contrôle découplé des puissances active et réactive sur une large gamme [Tam.21]. Cependant, la connexion directe du stator au réseau rend ce type de machine plus sensible aux perturbations du réseau. De plus, la variabilité de la vitesse du vent, la dynamique non-linéaire et les incertitudes des paramètres de la MADA, rend le système de commande difficile à réaliser [Sah.21c]. Pour remédier à ces problèmes, le contrôle et la maîtrise du fonctionnement de l'aérogénérateur sont primordiaux.

Les technologies de contrôle des éoliennes sont classées en fonction du type d'actionneur de commande utilisée : commande du lacet, commande de l'angle des pales et commande du générateur électrique [Yan.20], ces deux derniers types seront discutés et étudiés dans la suite de ce chapitre.

Le contrôle conventionnel de la MADA est basé sur la commande indirecte, fondée sur le contrôle vectoriel à flux orienté (Field Oriented Control : FOC) et les méthodes de commande directe : (Direct Torque Control -DTC- et Direct Power Control -DPC-). La commande FOC a été présentée dans différents travaux [Tam.17] ; les performances des régulateurs (PI) utilisés dépendent directement des paramètres du système. De plus, elle nécessite une transformation avec un repère bien défini et un bloc de modulation MLI, ce qui rend cette méthode plus complexe. D'autre part, nous trouvons les méthodes de commande directe, la DTC et la DPC, qui sont caractérisées par des performances supérieures à celles de la commande FOC, notamment la simplicité, la réponse dynamique rapide et instantanée, la non-nécessité de bloc de modulation ni de la connaissance des paramètres du système [Tam.16a].

Par ailleurs, la commande DTC classique (C-DTC) et la DPC classique (C-DPC) utilisent des régulateurs à hystérésis pour les deux grandeurs de contrôle et une table prédéfinie pour le

choix du vecteur de tension rotorique optimal. Les deux techniques souffrent de certains inconvénients majeurs : elles possèdent une fréquence de commutation variable, une large bande d'ondulation des grandeurs de contrôle et un THD élevé des courants générés [Tam.16a]. Ces inconvénients limitent leurs utilisations pour les systèmes énergétiques, où une bonne qualité d'énergie est extrêmement importante. Par conséquent, de nombreux chercheurs ont proposé différentes méthodes et topologies afin d'améliorer ces techniques pour les systèmes de production d'énergie éolienne à base de la MADA [Ben.20].

La commande DTC est la première technique directe qui a remplacé la commande vectorielle à flux orienté pour le contrôle de machines alternatives. Par la suite, plusieurs recherches ont été proposées pour l'amélioration de cette dernière pour le contrôle de la MADA dans les systèmes énergétiques, en particulier les centrales électriques. Dans [Dje.15], un réseau de neurones artificiel (ANN) a été développé pour remplacer les régulateurs et la table de la C-DTC. Les résultats ont montré des améliorations considérables en réduisant les ondulations du flux et du couple, mais le développement d'un ANN optimal est un processus compliqué et aléatoire, ce qui entrave les performances de cette stratégie [Rez.14]. Dans [EIO.19-Ayr.18-Ayr.19], une commande DTC à base d'un contrôleur flou (FC) a été présentée. Les résultats ont montré une amélioration importante avec un THD faible, alors que les auteurs dans [Ayr.18-Ayr.19] ont traité seulement le mode hypo-synchrone, qui est similaire à l'étude d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil.

Malgré les avantages de la C-DTC et DTC avancées, ces approches ne permettent pas de réguler la puissance réactive. Alors qu'un système énergétique nécessite le contrôle du facteur de puissance, de plus, les avantages de la MADA ne pourraient pas être exploités avec l'utilisation des techniques basées sur la DTC. Par conséquent, plusieurs chercheurs sont intéressés au contrôle du système MADA-Eolien par la commande DPC afin d'exploiter tous les avantages du système utilisé.

La commande DPC a été introduite pour la première fois par Lie Xu en 2006 pour contrôler les puissances active et réactive du stator de la MADA [Xu.06]. Par la suite, plusieurs techniques de commande ont été présentées dans la littérature sous le nom « DPC », mais dans leurs contextes, ils utilisent des stratégies indirectes pour le contrôle des puissances [Amr.16-Dec.18-Reg.20]. Par ailleurs, d'autres travaux ont traité des méthodes d'amélioration de cette technique, tel que, la technique MLI vectorielle (Space Vector Modulation : SVM-DPC) qui a été introduite

pour avoir une fréquence de commutation fixe [Reg.20-Amr.16]. Les techniques d'intelligence artificielle ont été aussi introduites comme des techniques d'amélioration, où le FC a été utilisé dans plusieurs contributions avec différentes stratégies, soit pour remplacer les outils de la DPC, soit en combinaison avec d'autres méthodologies telles que le contrôle en mode glissant (SMC) [Meh.14-Ver.14-Pic.13-Bor.15-Ver.12-Hey.18] et les algorithmes génétiques sont utilisés aussi pour un contrôle optimal de puissances [Ver.14-Pic.13-Bor.15-Ver.12-Hey.18]. Certains auteurs ont introduit les réseaux de neurones artificiels (ANN) pour remplacer les régulateurs PI de la technique SVM-DPC [Tam.19- Tam.21-Ben.20-Mar.14]. D'autres chercheurs ont modifié la structure d'alimentation, en utilisant des convertisseurs multi-niveaux ou des convertisseurs matriciels [Lha.18-Ben.19-Tam.19]. Ces contributions ont été faites dans le but de réduire le THD, d'améliorer la qualité de l'énergie et de minimiser les ondulations des puissances active/réactive. Toutes ces techniques mentionnées dans [Reg.20-Amr.16-Lha.18- Ben.19-Tam.19-Meh.14-Ver.14-Pic.13-Bor.15-Hey.18] augmentent de plus en plus la complexité du système de contrôle et nécessitent la connaissance des paramètres du système.

Les DPC analysées précédemment dans les références [Amr.16-Reg.20-Meh.14-Ver.14-Lha.18] sont basées sur la stratégie conventionnelle mentionnée en [Xu.06]. Dans ces références, les résultats de simulation vérifient les performances du système uniquement en mode hyp-synchrone, reflétant le fonctionnement d'une simple machine asynchrone à cage d'écureuil dans un petit intervalle de temps de fonctionnement avec une consigne de puissance constante indépendamment de la vitesse du vent ou de la turbine ; la caractéristique principale de l'éolienne n'est pas prise en compte, or la puissance électrique générée par un tel système dépend directement de la caractéristique mécanique de l'éolien (vitesse et puissance mécanique). De plus, les avantages les plus importants de la MADA ne sont pas exploités : fonctionnement à vitesse variable, contrôle de la puissance active et gestion de la puissance réactive. Par ailleurs, dans les références [Xu.06-Amr.16-Reg.20-Meh.14-Ver.14-Lha.18], les auteurs ont commandé la puissance réactive du côté stator pour avoir un facteur de puissance unitaire, sans tenir compte de la compensation locale de la puissance réactive (Q_{AC}), ceci indique que les opportunités offertes par le système MADA-Eolien ne sont pas prises en compte.

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est d'étudier et de mettre en œuvre les techniques de commande directe (DTCs et DPCs) afin de déterminer la meilleure approche à utiliser pour commander de manière optimale la chaîne de conversion éolienne.

Nous étudierons en premier lieu l'amélioration de la DTC, en utilisant la méthodologie de 12 secteurs et un contrôleur flou (F12-DTC), en concevant un FC de commutation à 180 règles floues. Les performances de la F12-DTC proposée seront comparées à la C-DTC et la DTC de 12 secteurs (12-DTC).

Dans la suite de ce chapitre, nous entamerons la stratégie de commande directe de puissance active et la compensation locale de la puissance réactive, en modifiant la DPC proposée dans [Xu.06]. Puis nous développerons deux améliorations de la DPC modifiée, en appliquant les techniques d'intelligence artificielle avec apprentissage : réseau de neurones artificiel et réseau neuro-flou, ce qui va rendre la stratégie proposée plus performante, en réduisant au maximum les inconvénients des techniques traitées.

L'analyse des performances des stratégies proposées a été faite dans tous les modes de fonctionnement du système MADA-Eolien : modes hypo, hyper, synchrone et le régime de survitesse, tout en considérant tous les modes de compensation locale de l'énergie réactive, sous un comportement aléatoire des profils du vent et de la demande de la puissance réactive, reproduisant ainsi un fonctionnement qui se rapproche du comportement réel d'un aérogénérateur à base d'une MADA. L'énergie éolienne captée est optimisée pour extraire la puissance optimale en utilisant l'algorithme MPPT, et au-delà de la vitesse nominale de la turbine nous nous agissons sur le contrôle de l'angle des pâles. La qualité de l'énergie délivrée par le générateur (les ondulations des grandeurs contrôlées et le THD des courants générés) sera analysée.

III.2. Commande Directe du Couple du système MADA-Eolien (DTC)

La Commande Direct du Couple (Direct Torque Control DTC) a été proposée en 1985 par Isao Takahashi pour la commande des machines alternatives. Cette technique est inspirée de l'autocontrôle direct (Direct Self-Control DSC) qui a été proposé comme un brevet par Depenbrock. Le premier schéma DTC industrialisé a été développé par l'entreprise internationale ABB fin des années 90. Depuis son invention, d'intenses recherches ont été consacrées à la DTC classique (C-DTC) pour diverses applications [Tam.17-Sah.21c].

Tout d'abord, nous allons décrire la commande C-DTC, pour passer à la DTC à base de 12 secteurs, qui est considérée comme une amélioration de la première, ensuite nous allons passer au développement d'une nouvelle stratégie basée sur 12-DTC et la logique floue (F12-DTC), qui est une amélioration des deux méthodes (C-DTC et 12-DTC).

III.2.1. Principe de la commande C-DTC appliquée au système MADA-Eolien

Le principe fondamental de la commande DTC classique (C-DTC) appliquée au rotor de la MADA consiste à sélectionner un vecteur de tension rotorique (c'est-à-dire les états de commutation du convertisseur), à partir d'une table de commutation prédéterminée, pour compenser les erreurs de flux rotorique et du couple électromagnétique. Des régulateurs à hystérésis à deux et à trois niveaux sont utilisés pour digitaliser les erreurs de flux et du couple respectivement. L'angle de flux rotorique est calculé afin de déterminer sa position, où l'espace de flux rotorique est divisé en six secteurs de 60° chacun. Les sorties des comparateurs à hystérésis ainsi que la position du flux rotorique sont introduites dans une table de commutation, [Tableau III.1](#), pour choisir un vecteur de tension approprié [\[Ayr.18\]](#).

Tableau III.1. Table de commutation de la commande C-DTC [\[Tam.17\]](#)

Secteur N		I	II	III	IV	V	VI
H_{ϕ_r}	$H_{T_{em}}$						
1	1	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₁
	0	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀
	-1	V ₆	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅
-1	1	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₁	V ₂
	0	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇
	-1	V ₅	V ₆	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄

III.2.2. Estimation du couple électromagnétique et de flux rotorique

La mesure des tensions et courants rotoriques ($v_{r(abc)}$ et $i_{r(abc)}$) permet d'estimer les valeurs requises, le couple électromagnétique T_{em} , le flux rotorique ϕ_r et l'angle de flux rotorique θ_r , qui sont exprimés par les équations mathématiques suivantes [\[Tam.16a\]](#) :

$$\begin{cases} \phi_{r\alpha}(t) = \int_0^t (v_{r\alpha} - R_r i_{r\alpha}) dt \\ \phi_{r\beta}(t) = \int_0^t (v_{r\beta} - R_r i_{r\beta}) dt \end{cases} \quad (III.1)$$

$$\phi_r(t) = \sqrt{\phi_{r\alpha}^2 + \phi_{r\beta}^2} \quad (III.2)$$

$$T_{em} = P(\phi_{r\beta} i_{r\alpha} - \phi_{r\alpha} i_{r\beta}) \quad (III.3)$$

$$\theta_r = \tan^{-1}\left(\frac{\phi_{r\beta}}{\phi_{r\alpha}}\right) \quad (III.4)$$

III.3. Commande DTC améliorée à base de 12 secteurs

La méthodologie de DTC à base de douze secteurs a été présentée dans certains travaux de recherche comme une amélioration de la C-DTC ; simple, combinée à d'autres techniques ou appliquée à différents types de convertisseurs. Elle est caractérisée principalement par sa simplicité par rapport aux d'autres améliorations [AIQ.16-Tal.18].

Tableau III.2. Table de commutation de la commande 12-DTC [AIQ.16]

Secteur N		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
H_ϕ	$H_{T_{em}}$												
1	2	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂
	1	V ₀	V ₂	V ₇	V ₃	V ₀	V ₄	V ₇	V ₅	V ₀	V ₆	V ₇	V ₁
	0	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀
	-1	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆
	-2	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆
-1	2	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃
	1	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₄
	0	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇
	-1	V ₇	V ₅	V ₀	V ₆	V ₇	V ₁	V ₀	V ₂	V ₇	V ₃	V ₀	V ₄
	-2	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅

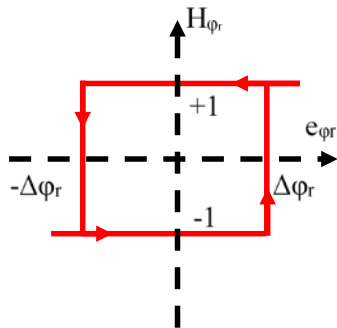


Figure III.1. Bandes d'hystérésis à deux niveaux pour l'erreur de flux rotorique

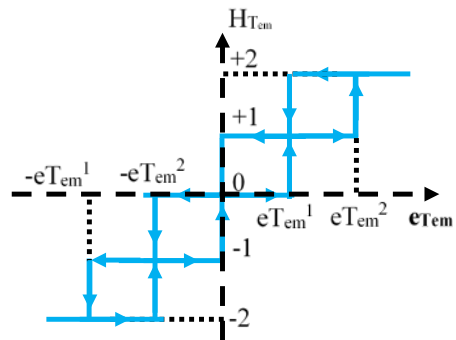


Figure III.2. Bandes d'hystérésis à cinq niveaux pour l'erreur de couple électromagnétique

La méthode 12-DTC est basée sur le même principe que la C-DTC. Les régulateurs à hystérésis utilisés sont à deux et cinq niveaux au lieu de deux et trois niveaux, comme présentés sur les Figures III.1 et III.2. L'espace du flux rotorique est divisé en douze secteurs de 30° chacun au lieu de six secteurs afin d'augmenter la liberté pour la sélection du vecteur de tension rotorique. Les secteurs et l'influence des vecteurs sur les grandeurs contrôlées sont représentés sur la Figure III.3.

La sélection de vecteurs de tension rotorique est basée sur une table de commutation présentée dans le [Tableau III.2](#). Cette dernière utilise les mêmes entrées que celle de la C-DTC, mais elle est basée sur 12 secteurs de flux rotorique et 5 états du couple électromagnétique, ce qui donne 120 règles au lieu de 36.

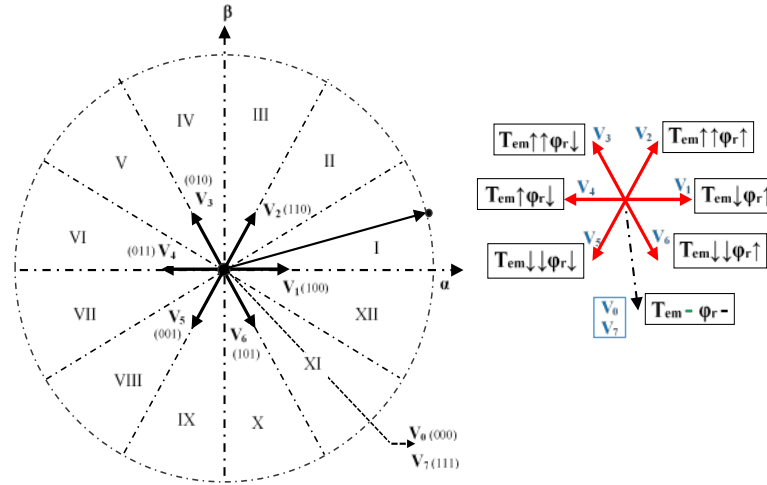


Figure III.3. Secteurs de la 12-DTC avec l'influence des vecteurs sur le flux/couple :
 $\uparrow\uparrow/\downarrow\downarrow$ augmentation/diminution importante, \uparrow/\downarrow augmentation/diminution normale

III.4. Commande DTC améliorée à base de la logique floue et de 12 secteurs

Une nouvelle stratégie de contrôle basée sur la DTC floue à base de 12 secteurs (F12-DTC) est proposée dans cette partie pour commander le système MADA-Eolien. La nouvelle F12-DTC a été développée pour améliorer les deux commandes C-DTC et 12-DTC, afin de résoudre le problème des ondulations et de distorsion des courants générés durant tous les modes de fonctionnement.

La méthode proposée est basée sur l'utilisation de deux techniques : la logique floue et la méthodologie de 12 secteurs. Les deux régulateurs et la table de commutation sont remplacés par un seul contrôleur flou.

Le FC est conçu après plusieurs tests numériques pour obtenir les règles floues et les fonctions d'appartenances optimales. L'erreur et l'angle de flux rotorique (e_{ϕ_r} , θ_r) ainsi que l'erreur de couple e_T sont les entrées du contrôleur. La sortie est le vecteur de tension rotorique V_j ($j : 0, \dots, 7$).

Le processus de conception du FC obtenu a été réalisé comme suit :

a) Fuzzification

La première étape consiste à convertir les entrées et la sortie du système en variables floues en utilisant les termes linguistiques flous et les fonctions d'appartenance (Membership Functions : MFs) :

- Les MFs de l'erreur de couple (e_T) sont cinq variables linguistiques : Négatif Large (NL), Positif Large (PL), Négatif Petit (NS) et Positif Petit (PS) et Zéro (Z). NL et PL sont formés par des MFs de forme trapézoïdales, alors que NS, PS et Z sont formés par des MFs triangulaires, **Figure III.4** ;
- Les MFs de l'erreur de flux (e_{ϕ_r}) sont trois variables linguistiques : Négatif (N), Positif (P) et Zéro (Z). N et P sont formés par des MFs trapézoïdaux, alors que Z est formé par une MF triangulaire, **Figure III.5** ;
- Les MFs de l'angle de flux rotorique sont douze variables linguistiques : $\theta_1, \dots, \theta_{12}$, ils sont formés par des MFs triangulaires, **Figure III.6** ;
- Les MFs du vecteur de tension sont huit variables linguistiques : V_j ($j : 0, \dots, 7$), ils sont représentés par des MFs singletons, **Figure III.7**.

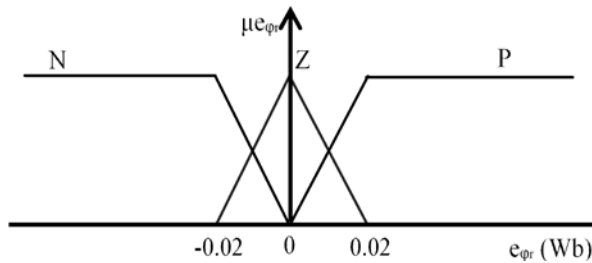


Figure III.4. MFs de l'erreur de flux rotorique.

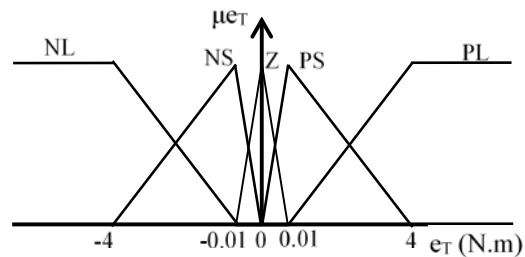


Figure III.5. MFs de l'erreur du couple électromagnétique.

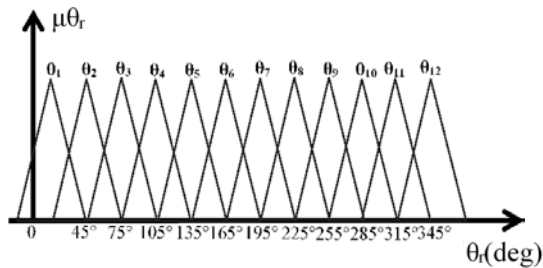


Figure III.6. MFs de l'angle de flux rotorique.

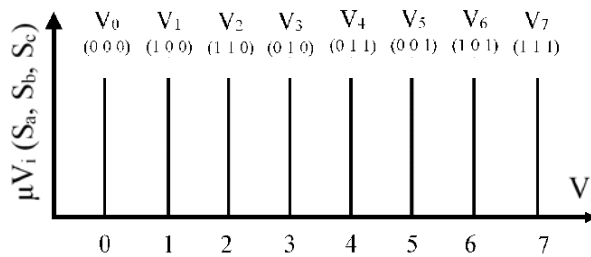


Figure III.7. MFs de vecteur de tension rotorique.

b) Règles floues

La deuxième étape consiste à développer un ensemble de règles appropriées, ces règles sont développées en utilisant les entrées et la sortie avec le concept de la commande 12-DTC. Ces

règles sont présentées dans le [Tableau III.3](#). Il y a 180 règles basées sur les MFs des trois entrées ($3 \times 5 \times 12$) et les MFs de sortie.

Tableau III.3. Table des règles floues de la commande F12-DTC proposée pour le système MADA-Eolien

e_φ	e_T	Secteurs											
		θ_1	θ_2	θ_3	θ_4	θ_5	θ_6	θ_7	θ_8	θ_9	θ_{10}	θ_{11}	θ_{12}
N	NL	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅
	NS	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄
	Z	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀
	PS	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃
	PL	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂
Z	NL	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅
	NS	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇
	Z	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇
	PS	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂
	PL	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂
P	NL	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆
	NS	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆
	Z	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀
	PS	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁
	PL	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁

c) Défuzzification

Enfin, la défuzzification consiste à combiner les règles et à convertir les valeurs floues résultantes en valeurs réelles. La méthode de centre de gravité (Center of Gravity : CoG) est utilisée pour le calcul de la valeur de sortie.

La sortie du contrôleur est le vecteur V_j qui sera appliqué au convertisseur AC/DC. Par conséquent, le V_j devrait être converti en signaux de commutation (S_a , S_b et S_c) en utilisant une expression booléenne (0 ou 1).

La structure générale des commandes : C-DTC, 12-DTC et F12-DTC proposée, appliquées au système MADA-Eolien, est représentée sur la [Figure III.8](#).

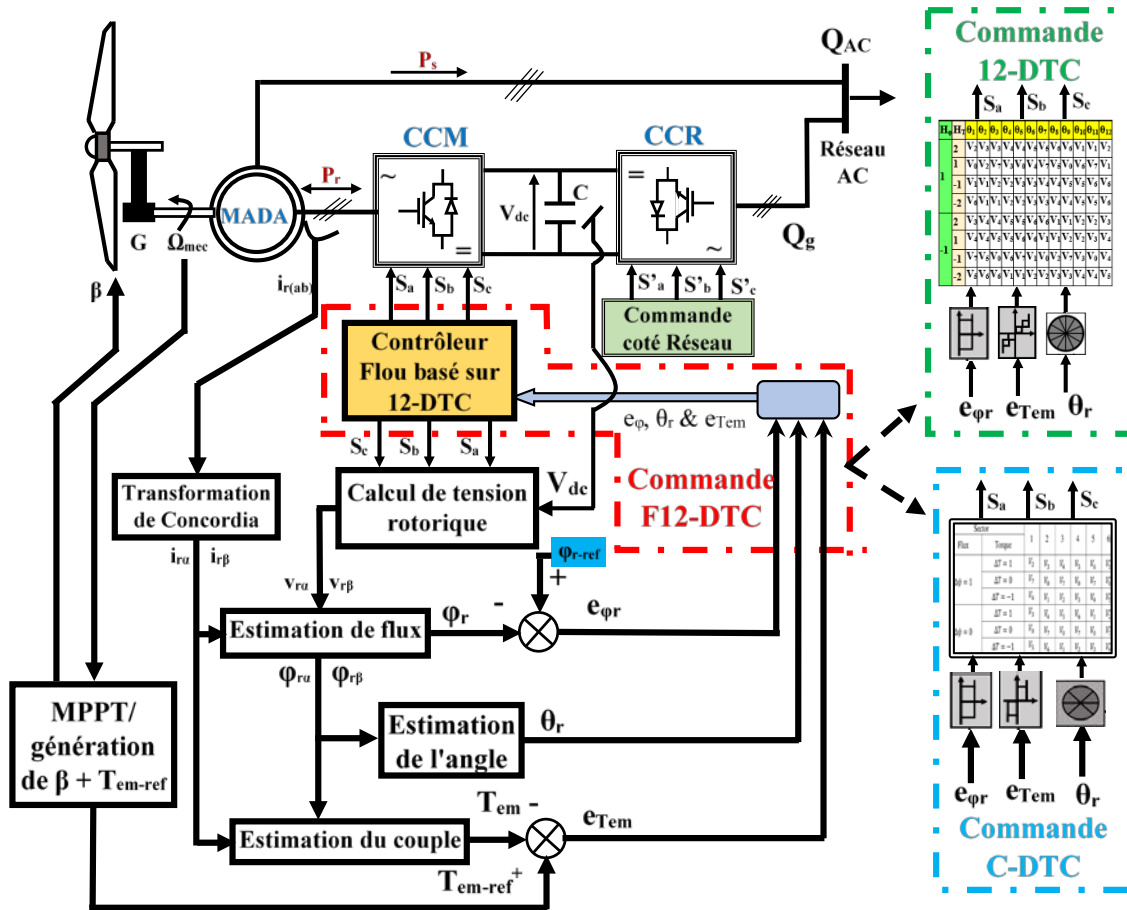


Figure III.8. Schéma de principe des commandes DTC (C-DTC, 12-DTC et F12-DTC) appliquées au système MADA-Eolien

III.5. Résultats de simulation et interprétations (C-DTC, 12-DTC, F12-DTC)

Les tests de simulation de la méthode F12-DTC proposée sont réalisés sous MATLAB/Simulink. Une comparaison entre les trois méthodes sera présentée à la fin de cette section dans le but de montrer les améliorations des deux techniques, la 12-DTC et la F12-DTC par rapport à la C-DTC, et de la F12-DTC par rapport à la 12-DTC.

Le profil de la vitesse du vent choisi varie dans une large gamme entre 5 et 11.2 m/s pendant 24s. Il est illustré avec la vitesse mécanique de la MADA sur la Figure III.9. L'algorithme MPPT a permis de fixer le coefficient de puissance à sa valeur maximale et le rapport de vitesse λ à sa valeur optimale durant les modes hypo-, hyper- et synchrone. En régime de survitesse, le contrôle des pales a varié l'angle β et le rapport de vitesse, afin de limiter la vitesse et le couple électromagnétique à leurs valeurs maximales, comme représenté sur les Figures III.9-11.

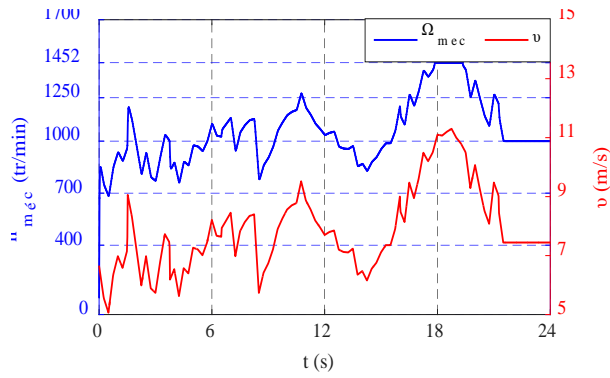


Figure III.9. Profil de la vitesse du vent et de la vitesse mécanique de la MADA

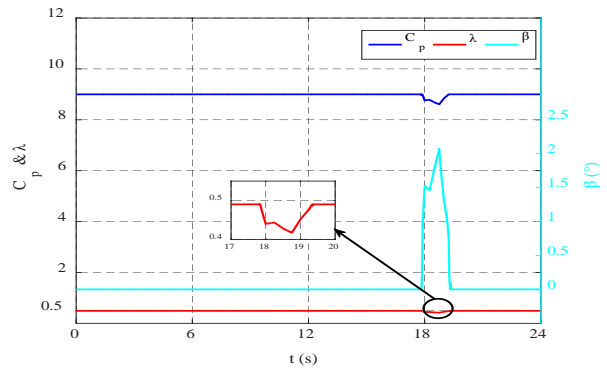


Figure III.10. Coefficient de puissance, rapport de vitesse et angle des pales

L'évolution du couple électromagnétique (T_{em}) dépend de la vitesse mécanique, où il suit parfaitement sa référence, comme le montre la [Figure III.11](#). L'amplitude de flux rotorique est maintenue constante à la valeur de référence (1.2Wb), comme l'illustre la [Figure III.12](#). Dans le plan (α , β), il prend une forme circulaire très fine avec un rayon constant de 1.2 Wb, comme le présente la [Figure III.13](#). Durant les deux modes : hypo et hyper-synchrone, le comportement sinusoïdal de ces deux composantes ($\varphi_{r\alpha}$, $\varphi_{r\beta}$) provoque la forme circulaire. Pendant le mode synchrone, les deux composantes de flux ($\varphi_{r\alpha}$, $\varphi_{r\beta}$) sont continues, comme illustrées sur la [Figure III.14](#).

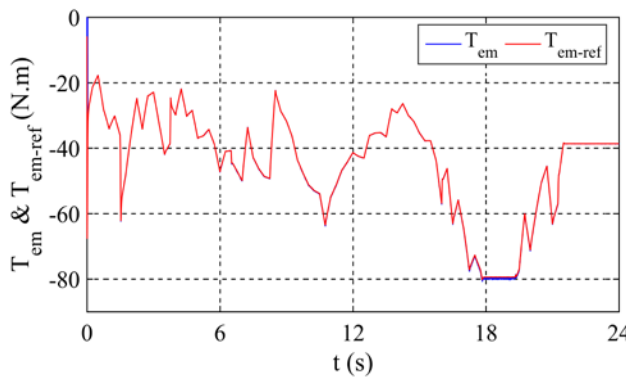


Figure III.11. Évolution du couple électromagnétique avec sa référence

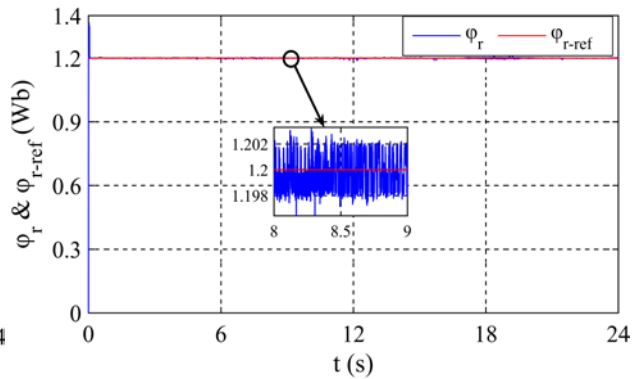


Figure III.12. Évolution de l'amplitude de flux rotorique avec sa référence

La [Figure III.15](#) illustre les courants rotoriques $I_{r(abc)}$ qui ont une forme sinusoïdale avec une fréquence variable due à la variation du glissement. En mode synchrone, le glissement est nul, alors les courants rotoriques prennent une forme continue (DC).

Les courants générés $I_{s(abc)}$ ont une forme sinusoïdale avec une amplitude variable qui change avec la variation du couple électromagnétique et une fréquence maintenue constante à la fréquence du réseau alternatif (50Hz), comme l'indiquent les [Figures III.16](#) et [III.17](#).

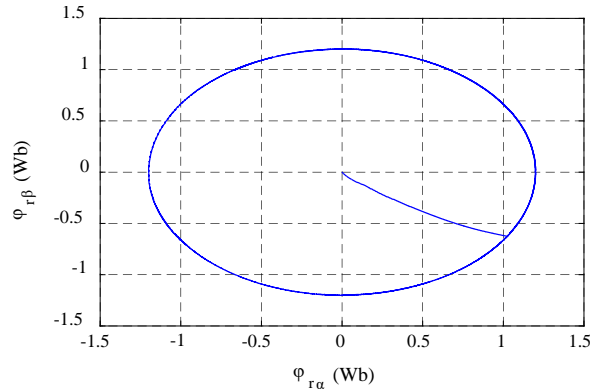


Figure III.13. Forme circulaire de flux rotorique dans le plan α - β

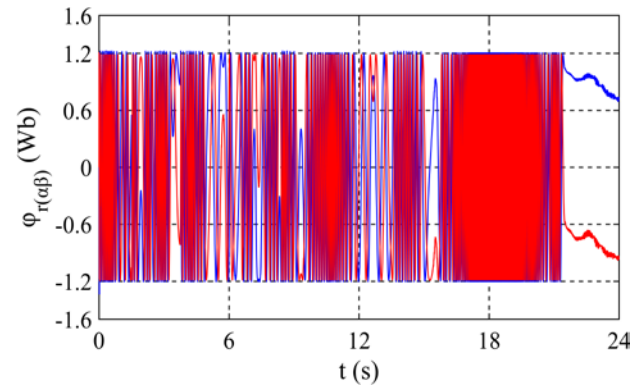


Figure III.14. Évolution des composantes de flux rotorique ($\varphi_{r\alpha}$ et $\varphi_{r\beta}$)

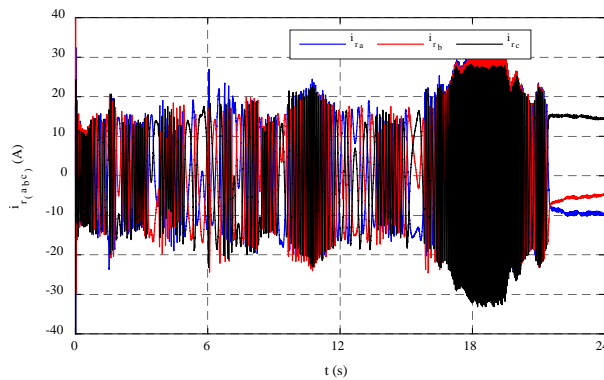


Figure III.15. Évolution des courants rotoriques $i_{r(abc)}$

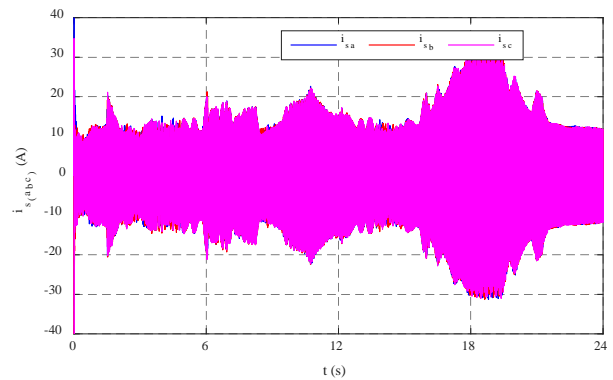


Figure III.16. Évolution des courants générés $i_{s(abc)}$

L'analyse FFT du courant généré de la première phase est représentée sur la [Figure III.17](#). On constate un faible THD ($<3.05\%$) en maintenant une fréquence de réseau constante de 50 Hz.

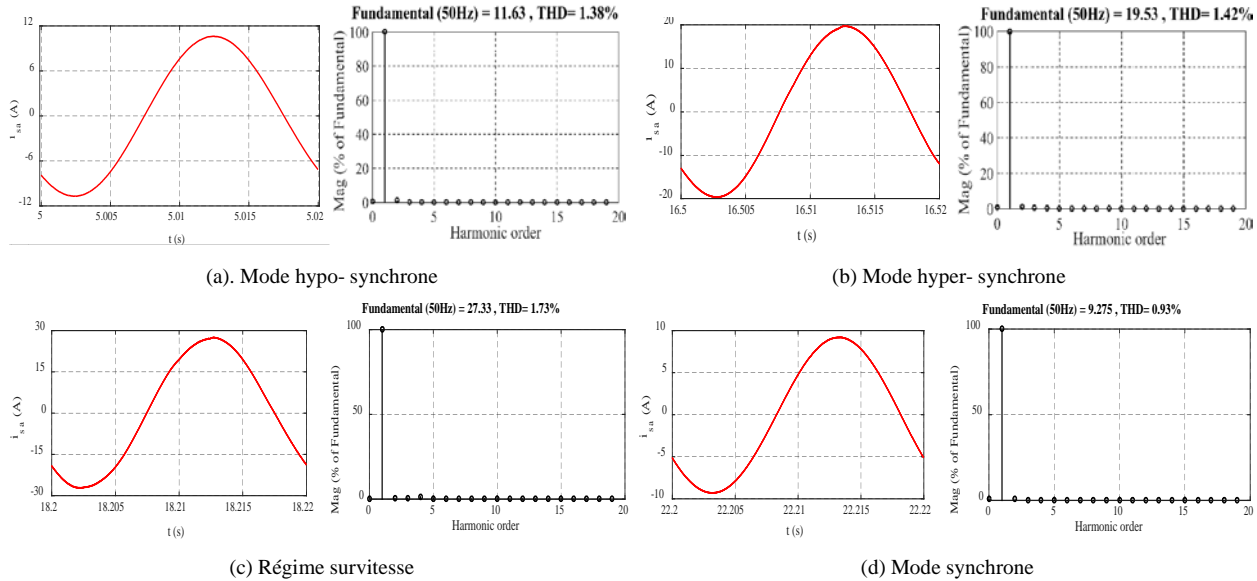
La puissance active générée par la MADA est représentée sur la [Figure III.18](#). Le signe négatif indique le fonctionnement en mode générateur.

[Figure III.19](#) illustre la puissance active rotorique, où nous pouvons clairement identifier :

- Le mode hypo-synchrone par le signe positif, où la MADA prend de l'énergie du réseau AC par son rotor ;
- Le mode synchrone est caractérisé par un signe positif avec une faible valeur en raison des résistances rotoriques ;

- Le mode hyper-synchrone est caractérisé par un signe négatif, où le régime de survitesse est un cas particulier de ce mode.

La génération de l'énergie par le stator et le rotor de la MADA durant les deux modes hyper-synchrone et survitesse est l'un des avantages les plus importants de cette machine.



Figures III.17. Analyse FFT du courant généré de la phase [a], durant tous les modes de fonctionnement

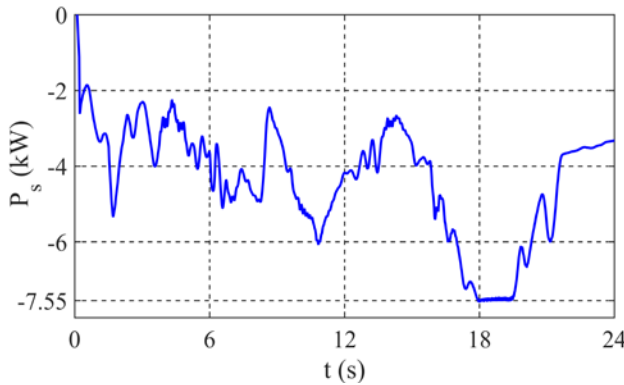


Figure III.18. Évolution de la puissance active générée par la MADA

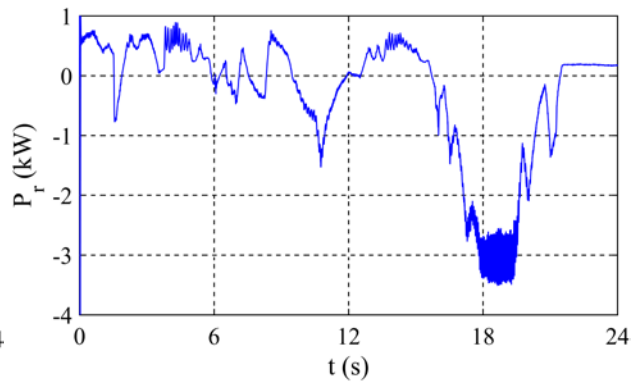


Figure III.19. Évolution de la puissance active rotorique de la MADA

Pour montrer les améliorations apportées par la technique proposée par rapport aux méthodes étudiées dans la littérature [AIQ.16-Tal.18-EIO.19-Ayr.18-Ayr.19-Tam.16a], une comparaison entre la C-DTC, la 12-DTC et la F12-DTC a été effectuée et représentée sur les Figures III.20-21 avec une récapitulation présentée dans le Tableau III.4. Les résultats montrent une amélioration significative par rapport : à la C-DTC, à la 12-DTC et à la DTC floue (F-DTC) proposées dans [AIQ.16-Tal.18-EIO.19-Ayr.18-Ayr.19-Tam.16a], et ANN-DTC proposée dans [Dje.15], où le

traitement de tous les modes sous un comportement aléatoire du vent de manière successive et continue n'est pas pris en compte dans [AIQ.16-Tal.18-EIO.19-Ayr.18-Ayr.19-Dje.15].

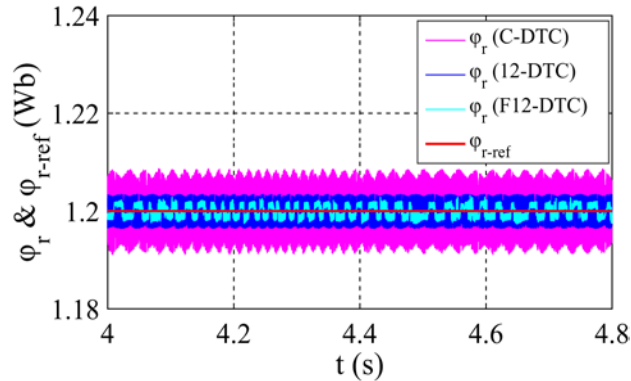


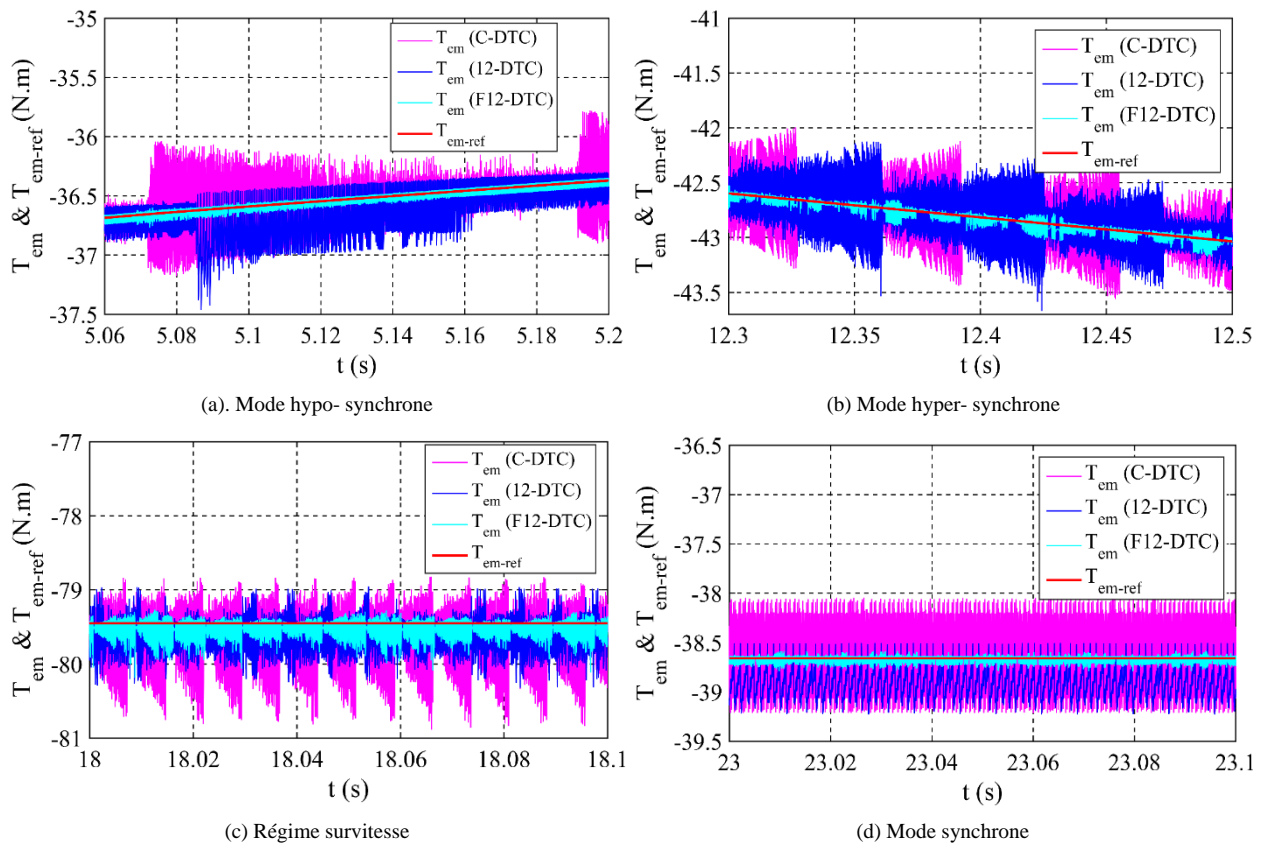
Figure III.20. Ondulations du flux rotorique de la C-DTC, 12-DTC et F12-DTC

Tableau III.4. Analyse comparative des ondulations de flux rotorique et du couple électromagnétique de la F12-DTC proposée et les commandes conventionnelles (C-DTC et 12-DTC)

Performances		Modes de fonctionnement				Moyen
		Hypo- Synchrone	Hyper-Synchrone	Synchrone	Survitesse	
φ_r (Wb)	C-DTC	1.2 ±0.0088	1.2 ±0.0088	1.2 ±0.008	1.2 ±0.0084	1.2 ±0.0085
	12-DTC	1.2 ±0.0034	1.2 ±0.006	1.2 ±0.007	1.2 ±0.0032	1.2 ±0.0049
	F12-DTC	1.2 ±0.002	1.2 ±0.0034	1.2 ±0.007	1.2 ±0.002	1.2 ±0.0036
	Amélioration par rapport à la C-DTC	77.27 %	61.36 %	12.5 %	76.19 %	56.83 %
	Amélioration par rapport à la 12-DTC	41.17 %	43.33 %	0 %	37.5 %	30.5 %
T_{em} (N.m)	C-DTC	-36.65±0.58	-42.63±0.64	-38.66±0.54	-79.45±1.33	-79.45±0.77
	12-DTC	-36.65±0.46	-42.63±0.52	-38.66±0.54	-79.45±0.66	-79.45±0.54
	F12-DTC	-36.65±0.09	-42.63±0.09	-38.66±0.09	-79.45±0.4	-79.45±0.16
	Amélioration par rapport à la C-DTC	84.48 %	85.93 %	83 %	69.92 %	80.83 %
	Amélioration par rapport à la 12-DTC	80.43 %	82.69 %	83 %	39.39 %	71.37 %

Les résultats de simulation ont montré des performances très satisfaisantes : réduction considérable des ondulations du couple et de flux, bonnes réponses dynamiques, faible THD (<3.05%) du courant généré par rapport à la C-DTC et même par rapport à la 12-DTC qui est considérée déjà comme une amélioration.

Les techniques basées sur la commande DTC appliquées au système MADA-Eolien souffrent de deux problèmes majeurs : elles offrent un contrôle indirect de la puissance active et elles ne peuvent pas assurer la régulation de la puissance réactive. Un système éolien est un système de production d'énergie électrique qui sera connecté directement à un réseau AC, d'où la nécessité de gérer le facteur de puissance et d'assurer une bonne qualité des puissances active et réactive mises en jeu avec le réseau, en utilisant la MADA, ce qui ne peut pas être garanti par les techniques basées sur la commande DTC. Pour remédier à ce problème, nous allons utiliser la commande DPC, ce qui va nous permettre de mieux exploiter les avantages du générateur utilisé (MADA).



Figures III.21. Ondulations de T_{em} durant les trois modes de fonctionnement et en régime de survitesse par les trois méthodes : la C-DTC, la 12-DTC et la F12-DTC proposée

III.6. Commande Directe de Puissance (DPC) appliquée au système MADA-Eolien

Le principe de la commande directe de puissance (DPC) est principalement inspiré de la commande DTC où la régulation de la puissance active générée et de la puissance réactive locale est basée sur l'estimation des puissances et la position de flux statorique pour sélectionner le vecteur tension rotorique optimal, en utilisant la table de commutation mentionnée en [Xu.06].

Pour cela, afin d'éviter les principaux inconvénients des commandes basés sur la DTC, et pour avoir une meilleure précision de contrôle, nous allons présenter et appliquer une stratégie de commande directe de puissances active et réactive (DPC) au système MADA-Eolien, en modifiant la DPC développée par [Xu.06]. Cette stratégie assure un contrôle direct des puissances en gardant les avantages de la DTC. Par la suite, nous allons présenter deux améliorations de cette technique, en s'appuyant sur les techniques d'intelligence artificielle avec apprentissage : les réseaux de neurones et les réseaux neuro-flous artificiels.

III.6.1. Commande DPC modifiée appliquée au système MADA-Eolien

L'idée principale de la commande DPC modifiée est que la sélection du vecteur de tension rotorique optimal est basée sur la position de flux rotorique au lieu de la position de flux statorique utilisé dans [Xu.06]. Ce contrôle donnera plus de précision et une réponse rapide, car les variations de puissances ont une relation directe avec la tension et le flux rotorique, tant que l'amplitude du flux statorique est maintenu constante (imposé par le réseau). Nous allons développer les équations (III.5) afin de démontrer mathématiquement le principe de cette commande [Sah.21a].

Les puissances générées par le stator de la MADA (P_s) et la puissance réactive au niveau du jeu de barres de connexion de l'aérogénérateur et le réseau AC (Q_{AC}) sont données par les équations suivantes [Sah.21a] :

$$\begin{cases} P_s = V_{s\alpha} I_{s\alpha} + V_{s\beta} I_{s\beta} \\ Q_{AC} = V_{s\beta} I_{s\alpha} - V_{s\alpha} I_{s\beta} \end{cases} \quad \text{avec} \quad Q_g = 0 \quad (III.5)$$

Alors que les tensions statoriques dans le repère lié au rotor sont données par :

$$\begin{cases} v_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} - \omega \varphi_{s\beta} \\ v_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} + \omega \varphi_{s\alpha} \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

Si on néglige la chute de tension au niveau des résistances statoriques, les composantes des tensions statoriques seront exprimées comme suit :

$$\Rightarrow \begin{cases} v_{s\alpha} \approx \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} - \omega \varphi_{s\beta} \\ v_{s\beta} \approx \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} + \omega \varphi_{s\alpha} \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

Alors que les composantes (α - β) de flux statoriques et rotoriques sont données par :

$$\begin{cases} \varphi_{s\alpha} = L_s i_{s\alpha} + M i_{r\alpha} \\ \varphi_{s\beta} = L_s i_{s\beta} + M i_{r\beta} \\ \varphi_{r\alpha} = L_r i_{r\alpha} + M i_{s\alpha} \\ \varphi_{r\beta} = L_r i_{r\beta} + M i_{s\beta} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} i_{s\alpha} = \frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\alpha} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\alpha} \\ i_{s\beta} = \frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\beta} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\beta} \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Avec σ le coefficient de dispersion de Blondel : $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$

Or, le flux statorique dans le repère lié au rotor est donné par :

$$\bar{\varphi}_s = |\varphi_s| e^{j\theta_r} \quad (\text{III.9})$$

Tant qu'on considère un réseau infini, le module de flux statorique $|\varphi_s|$ reste constant, alors :

$$\begin{cases} \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} = |\varphi_s| j e^{j\theta_r} \frac{d\theta_r}{dt} \quad \text{Où} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r = \omega_s - \omega \\ \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} = j\omega_r |\varphi_s| e^{j\theta_r} \\ \bar{\varphi}_s = \varphi_{s\alpha} + j\varphi_{s\beta} \\ \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} = j\omega_r \varphi_s \Rightarrow \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} = j\omega_r (\varphi_{s\alpha} + j\varphi_{s\beta}) \Rightarrow \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} = -\omega_r \varphi_{s\beta} + j\omega_r \varphi_{s\alpha} \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} = -\omega_r \varphi_{s\beta} \Rightarrow \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} = -\omega_s \varphi_{s\beta} + \omega \varphi_{s\beta} \\ \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} = \omega_r \varphi_{s\alpha} \Rightarrow \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} = \omega_s \varphi_{s\alpha} - \omega \varphi_{s\alpha} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

On remplace les tensions dans les équations des puissances P_s et Q_{AC} :

$$\begin{cases} P_s = \left[\frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} - \omega\varphi_{s\beta} \right] i_{s\alpha} + \left[\frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} + \omega\varphi_{s\alpha} \right] i_{s\beta} \Rightarrow P_s = -\omega_s \varphi_{s\beta} i_{s\alpha} + \omega_s \varphi_{s\alpha} i_{s\beta} \\ Q_{AC} = \left[\frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} + \omega\varphi_{s\alpha} \right] i_{s\alpha} - \left[\frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} - \omega\varphi_{s\beta} \right] i_{s\beta} \Rightarrow Q_{AC} = \omega_s \varphi_{s\alpha} i_{s\alpha} + \omega_s \varphi_{s\beta} i_{s\beta} \end{cases} \quad (III.12)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} P_s = -\omega_s \varphi_{s\beta} \left(\frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\alpha} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\alpha} \right) + \omega_s \varphi_{s\alpha} \left(\frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\beta} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\beta} \right) \\ Q_{AC} = \omega_s \varphi_{s\alpha} \left(\frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\alpha} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\alpha} \right) + \omega_s \varphi_{s\beta} \left(\frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{s\beta} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_{r\beta} \right) \end{cases} \quad (III.13)$$

$$\begin{cases} P_s = \frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s \varphi_{s\beta} \varphi_{r\alpha} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s \varphi_{s\alpha} \varphi_{r\beta} \\ Q_{AC} = -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s (\varphi_{s\alpha} \varphi_{r\alpha} + \varphi_{s\beta} \varphi_{r\beta}) + \frac{1}{\sigma L_s} \omega_s (\varphi_{s\alpha} \varphi_{s\alpha} + \varphi_{s\beta} \varphi_{s\beta}) \end{cases} \quad (III.14)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} P_s = -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s (\varphi_{s\alpha} \varphi_{r\beta} - \varphi_{s\beta} \varphi_{r\alpha}) \\ Q_{AC} = -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s |\varphi_s| |\varphi_r| \cos \gamma + \frac{1}{\sigma L_s} \omega_s |\varphi_s|^2 \end{cases} \quad (III.15)$$

Alors P_s et Q_{AC} peuvent être exprimées par :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \omega_s |\varphi_s| |\varphi_r| \sin \gamma \\ Q_{AC} = \frac{\omega_s}{\sigma L_s} |\varphi_s| \left(\frac{M}{L_r} |\varphi_r| \cos \gamma - |\varphi_s| \right) \end{cases} \quad (III.16)$$

Puisque le module de flux statorique $|\varphi_s|$ est constant, donc les variations de la puissance active générée et de la puissance réactive locale (ΔP_s , ΔQ_{AC}) dépendent des variations de flux rotorique ($\Delta \varphi_r$) et de l'angle entre le flux statorique et rotorique (γ). Alors nous développons les équations de flux rotorique afin de montrer la relation entre la variation des puissances et le vecteur de tension rotorique.

Le flux rotorique est donné par :

$$\varphi_r(t) = \int_0^t (v_r - R_r i_r) dt \quad (III.17)$$

L'évolution de flux est en fonction du vecteur de tension rotorique et de la période entre deux commutations du convertisseur, qui est défini par une courte durée (ΔT) :

$$\varphi_r(t) = \varphi_r(0) + v_r \Delta T - \int_0^t R_r i_r dt \quad (\text{III.18})$$

La chute de tension rotorique est négligée par rapport à la tension rotorique, ainsi l'équation (III.18) est simplifiée comme suit :

$$\varphi_r(t) = \varphi_r(0) + v_r \Delta T \quad (\text{III.19})$$

Alors, nous pouvons décrire la variation de flux rotorique par l'équation :

$$\Delta \varphi_r = v_r \Delta T \quad (\text{III.20})$$

Enfin, nous pouvons conclure des équations précédentes que les variations des puissances active et réactive (ΔP_s , ΔQ_{AC}) dépendent de la variation du flux rotorique, lequel, à son tour dépend de vecteur de tension rotorique sélectionné (V_r) et de son temps d'application. Les bonnes performances de la commande proposée dépendent donc de la bonne sélection du vecteur de tension rotorique. Dans ce contexte, nous utilisons la table de commutation basée sur la position de flux rotorique au lieu de la position du flux statorique (utilisé dans [Xu.06]) afin d'avoir une meilleure précision de contrôle.

Les puissances P_s et Q_{AC} , et le flux rotorique sont estimés à l'aide des courants rotoriques et de la composante de la tension statorique dans le repère d-q lié au champ tournant, comme suit :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{M}{L_s} V_s I_{rq} \\ Q_{AC} = \left[\frac{V_s^2}{L_s \omega_s} - V_s \frac{M}{L_s} I_{rd} \right] \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = \sigma L_r I_{rd} + \frac{M}{L_s} \frac{V_s}{\omega_s} \\ \varphi_{rq} = \sigma L_r I_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

Ensuite, la transformation dq/ $\alpha\beta$ donnera les composantes de flux rotorique dans le repère α - β lié au rotor :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{r\alpha} \\ \varphi_{r\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_r & -\sin \theta_r \\ \sin \theta_r & \cos \theta_r \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix}; \quad \text{Avec} \quad \theta_r = \int (\omega_s - p \cdot \Omega_{mec}) dt \quad (III.23)$$

Tableau III.5. Table de commutation de la DPC modifiée pour la commande du système MADA-Eolien [Sah.21a]

H _{Qs}	H _{Ps}	N					
		I	II	III	IV	V	VI
+1	+1	V ₅	V ₆	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄
	0	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀
	-1	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₁	V ₂
-1	+1	V ₆	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅
	0	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇	V ₀	V ₇
	-1	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₁

Les erreurs de puissances active et réactive sont converties en forme numérique (1, 0 ou -1) en utilisant des régulateurs à hystérésis de deux et trois niveaux respectivement. L'espace de flux rotorique est divisé en six secteurs de 60° chacun, comme indiqué sur la Figure III.22. Le vecteur de commutation du convertisseur est sélectionné en fonction des sorties de régulateurs et du secteur de flux rotorique. Le vecteur est choisi selon la table de commutation présentée dans le Tableau III.5.

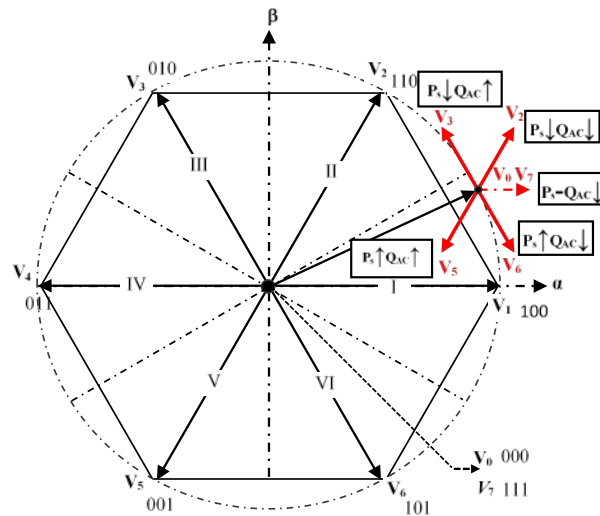


Figure III.22. Secteurs et vecteurs de tension avec l'influence des vecteurs sur les puissances active et réactive :
 ↑ Augmentation, ↓ Diminution

Cette technique utilise toujours des régulateurs à hystérésis et une table de commutation prédéfinie. Pour vérifier les performances sous un comportement plus proche de la réalité, nous avons augmenté le pas de simulation, d'où des ondulations importantes ont été observées malgré le bon suivi des références, ce qui est un problème majeur pour un système de production d'énergie électrique. Par conséquent, nous proposerons des techniques avancées basées sur le principe de la DPC proposée dans cette partie, dans le but de garder l'avantage de cette approche et améliorer encore le système de commande pour avoir un fonctionnement optimal afin d'utiliser le système MADA-Eolien dans le système hybride que nous allons traiter dans le prochain chapitre.

III.6.2. Commande DPC améliorée basée sur les réseaux de neurones et neuro-flou

Malgré les améliorations apportées par la DPC proposée dans la section précédente, elle souffre de certains inconvénients comme la C-DTC : une large bande d'ondulation des puissances active et réactive et un THD élevé des courants générés, ce qui réduit la qualité d'énergie produite par le système [Sah.21c-Sah.21d]. Ces inconvénients limitent son utilisation pour les systèmes énergétiques, notamment les éoliennes, où une bonne qualité d'énergie est extrêmement importante. Alors, afin de minimiser ces inconvénients, nous allons viser directement la cause des ondulations des puissances et des distorsions de courant générées ; les régulateurs à hystérésis et la table de commutation seront remplacés par une nouvelle approche basée sur les contrôleurs d'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique. Tout d'abord, trois réseaux neuronaux sont développés en utilisant le concept de la DPC (NN-DPC). Cette stratégie NN-DPC est basée sur : deux régulateurs neuronaux et un sélectionneur de vecteurs neuronal. Ensuite, la méthode NN-DPC est améliorée et optimisée en utilisant un seul régulateur flou au lieu de deux régulateurs neuronaux, tandis que le sélectionneur de vecteurs est développé en utilisant un réseau neuro-flou (NF) au lieu d'un réseau neuronal, tout en utilisant le concept de la DPC (NF-DPC).

III.6.2.1. Description de la commande DPC à base des réseaux de neurones (NN-DPC)

Le réseau de neurones artificiel (ANN) est un système informatique inspiré du fonctionnement et de la structure des neurones du cerveau biologique. Le ANN est un système composé d'un certain nombre d'éléments simples, fortement interconnectés et orientés vers le traitement de l'information via leurs états dynamiques et leurs réponses aux stimuli externes. Les

réseaux de neurones artificiels sont généralement conçus pour résoudre des problèmes réels rencontrés dans différentes branches de l'ingénierie (les mathématiques, l'automatisme, les systèmes de commande, l'optimisation...). Les ANNs sont généralement conçus par différentes méthodes d'apprentissage en utilisant des données suffisantes. Dans notre cas, le contrôleur désiré doit traiter toutes les erreurs des puissances et les données de l'angle ainsi que la sélection du vecteur optimal ce qui rend compliqué la conception d'un seul ANN performant [Rez.14]. Par conséquent, nous proposons d'utiliser trois réseaux neuronaux au lieu d'un seul, afin d'optimiser la conception et l'apprentissage de chaque réseau et d'avoir un fonctionnement plus performant. Deux ANN seront développés pour être des contrôleurs qui convertissent les erreurs de puissances (eP_s et eQ_{AC}) en erreurs numériques (DP_s et DQ_{AC}), et un ANN sera développé pour être un sélectionneur de vecteurs. La conception des trois réseaux de neurones de la NN-DPC proposée est comme suit :

a) Sélectionneur de vecteurs neuronal

- **Conception** : Le sélectionneur de vecteurs neuronal est le réseau le plus compliqué à réaliser et le plus important ; il est structuré selon le principe de la DPC. Ce réseau ANN a 3 entrées, à savoir : l'erreur numérique de la puissance active (DP_s), l'erreur numérique de la puissance réactive (DQ_{AC}) et le secteur de flux rotorique (N), avec une seule sortie, qui est le vecteur de tension à appliquer.
- **Architecture** : Le sélectionneur de vecteurs neuronal nécessite plusieurs tests de simulation qui prennent beaucoup de temps pour obtenir une structure optimale. Dans ce cas, chaque structure ANN a été testée au moins 7 fois, et chaque architecture a pris entre 30 secondes et 2 minutes. En général, l'architecture est composée de 3 couches principales : couche d'entrée, couche cachée et couche de sortie. Pour cet ANN, des tests numériques ont été effectués pour obtenir la couche cachée appropriée. La [Figure III.23](#) illustre l'architecture du sélectionneur de vecteur ANN avec les données d'entrée et de sortie requises.
- **Procédure de calcul de la sortie** : Cette procédure est basée sur le modèle mathématique du réseau neuronal, en utilisant le diagramme d'un neurone, présenté sur la [Figure III.24](#). La sortie du neurone est obtenue par l'application de la fonction d'activation sur la somme des entrées. La sortie de chaque neurone est multipliée par le poids correspondant (ω_{in}), et le résultat sera l'entrée des neurones de la couche suivante, jusqu'à la couche finale qui est celle

de sortie, et les résultats finaux formant la sortie du ANN. Cette procédure est expliquée par les équations III.24-26 et la Figure III.24 :

$$\begin{cases} S_n^l = \theta_n^l + \sum_{n=1}^N x_n^l \omega_n^l \\ x_n^{l+1} = f_n^l(S_n^l) \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

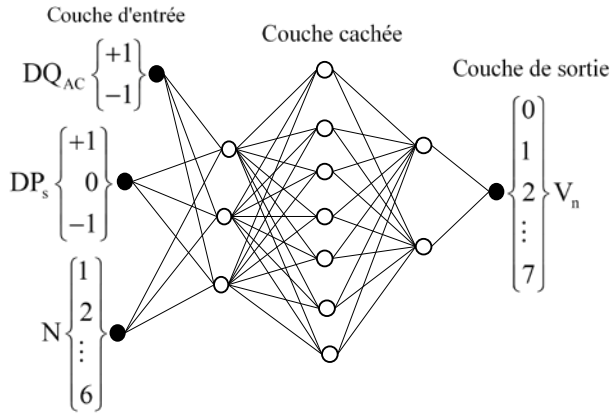


Figure III.23. Architecture du sélectionneur de vecteurs neuronaux avec les données d'entrées et de sorties

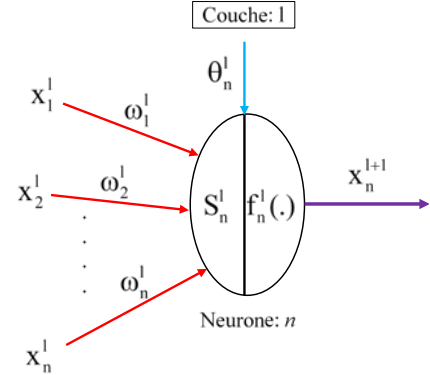


Figure III.24. Concept mathématique d'un neurone (n) d'une couche (l)

Il existe plusieurs fonctions d'activation utilisées pour les ANNs. Dans notre cas, la fonction Tangente Hyperbolique est utilisée pour chaque neurone (sauf la couche de sortie) :

$$f_i^n(S_i^n) = \frac{2}{1 + e^{-2S_i^n}} - 1 \Rightarrow f_i^n(S_i^n) = \frac{1 - e^{-2S_i^n}}{1 + e^{-2S_i^n}} \quad (\text{III.25})$$

Cette équation est une sorte de forme sigmoïde utilisée en mathématiques et en informatique :

$$f_i^n(S_i^n) = \tan(S_i^n) = 2.\text{sig}(2S_i^n) - 1 \quad (\text{III.26})$$

- **Processus d'apprentissage :** L'apprentissage du réseau neuronal est l'étape la plus importante pour obtenir un réseau adéquat. Ce processus consiste en une série de calculs (itérations) visant à minimiser l'erreur entre la sortie du réseau et la sortie souhaitée. Il est nécessaire de calculer d'abord la sortie à l'aide des données, puis de trouver l'erreur. Tous les algorithmes d'entraînement sont basés sur l'apprentissage par rétro-propagation de l'erreur, qui est basée sur l'algorithme du gradient. Il est réalisé en présentant des exemples d'entrée/sortie au réseau neuronal et en corrigeant les valeurs de poids et de biais du réseau à

chaque itération. Dans notre cas, la méthode de Levenberg Marquardt est adoptée en raison de son efficacité [Rez14-Sah.21b].

L'erreur (e_k) est la différence entre la sortie du réseau ANN (y_k) et la sortie désirée (y_d), comme exprimée par l'équation (III.27) :

$$e_k = y_k - y_d \quad (\text{III.27})$$

Le processus d'apprentissage du sélectionneur de vecteurs a été effectué sous MATLAB, en utilisant les données de la matrice d'entrée et la matrice de sortie avec 36 éléments. Les spectres de validation des performances d'apprentissage sont présentés sur la Figure III.25.

b) Régulateurs neuronaux de P_s et Q_{AC}

- **Conception** : Ces ANNs sont plus simples que le premier. Ils n'ont qu'une entrée qui est l'erreur de puissances active/réactive (eP_s/eQ_{AC}), et une sortie qui est l'erreur numérique de puissances active/reactive (DP_s/DQ_{AC}).
- **Architecture** : En raison du grand nombre de données qui devraient être utilisées pour cette formation spécifique, les deux ANNs prennent plus de temps pour atteindre une structure optimale ; et plus de tests de validation ont été effectués par rapport au premier ANN. Dans ces cas, chaque structure ANN a été testée au moins 7 fois, et chaque architecture a pris entre 2 et 5 minutes. La Figure III.26 illustre l'architecture des régulateurs ANNs des puissances active et réactive avec les données d'entrée et de sortie.
- **Procédure de calcul de la sortie** : La procédure de calcul de la sortie ANN est la même que pour le premier réseau (sélectionneur de vecteurs ANN).

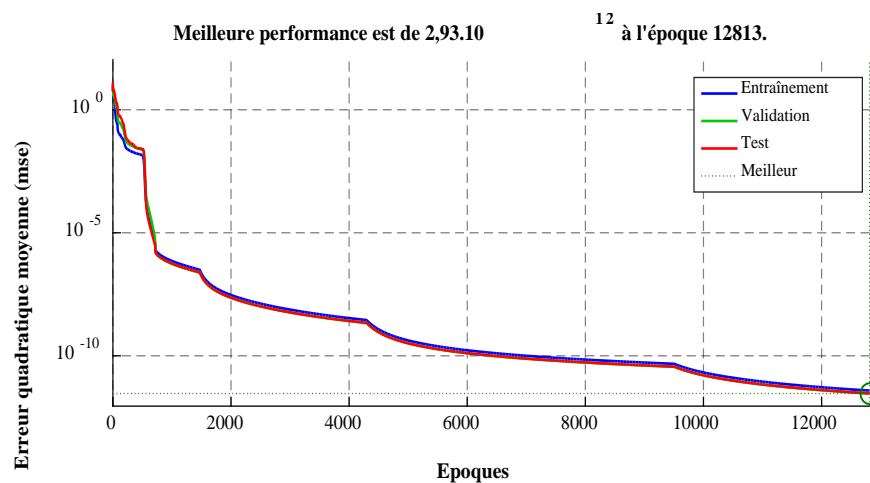


Figure III.25. Validation des performances du sélectionneur de vecteurs ANN

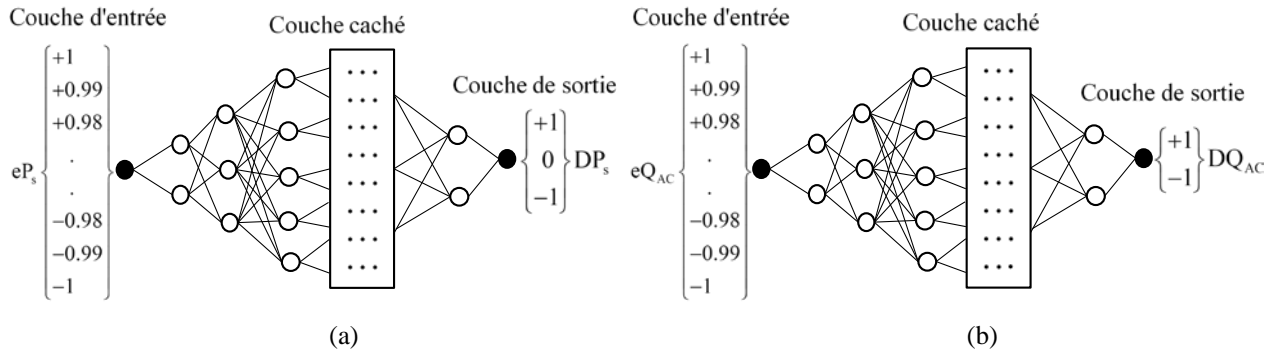


Figure III.26. Architecture des régulateurs neuronaux avec les données d'entrée et de sortie : (a) régulateur neuronal de puissance active générée (b) régulateur neuronale de puissance réactive locale

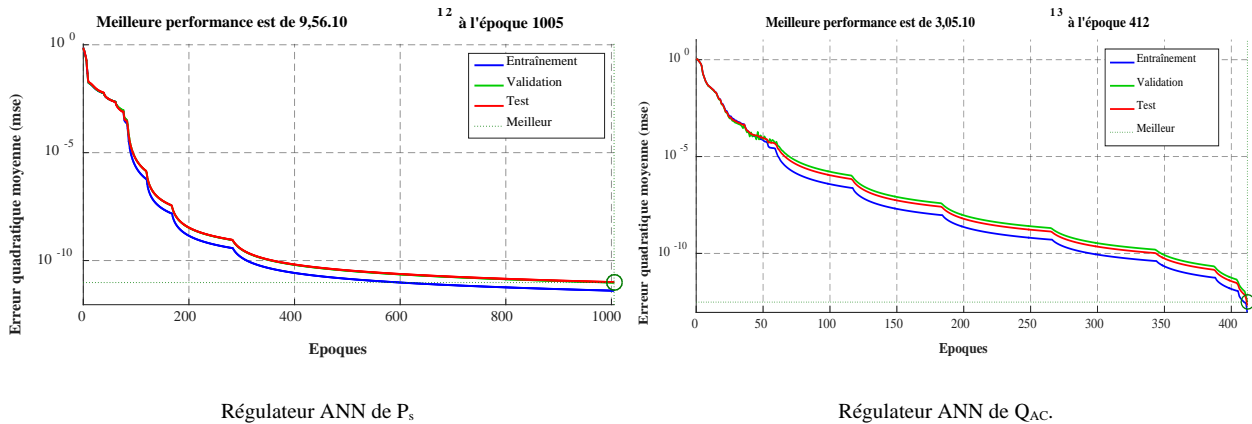


Figure III.27. Validation des performances des régulateurs ANNs entraînés

- L'apprentissage :** Le processus d'apprentissage de ces régulateurs est effectué de la même manière que pour le sélectionneur de vecteurs neuronal, mais avec des données différentes. Les données de la matrice d'entrée du régulateur neuronal P_s contiennent trois types de nombres réels : des valeurs positives, négatives et nulles (même nombre de valeurs pour chaque type), et pour le régulateur neuronal Q_{AC} , elles contiennent deux types (positif et négatif). Les matrices de sortie ont le même nombre d'éléments que les matrices d'entrée, à savoir 1, 0 et -1 pour le régulateur neuronal P_s , et 1, -1 pour le régulateur neuronal Q_{AC} (1 pour les nombres positifs, -1 pour les nombres négatifs et 0 pour le chiffre 0).

Les spectres de validation des performances d'apprentissage des régulateurs neuronaux de P_s et Q_{AC} sont représentés sur la [Figure III.27](#).

Comme le montrent les [Figures III.25 et 27](#), l'apprentissage du sélectionneur de vecteurs ANN nécessite plus d'itérations que celui des régulateurs neuronaux (P_s et Q_{AC}). En fait, le ANN sélectionneur de vecteurs a atteint une performance de 10^{-12} après 12000 itérations, alors que le régulateur neuronal P_s a atteint une performance de 10^{-12} après 1000 itérations et le régulateur

neuronale Q_{AC} a atteint une performance de 10^{-13} après seulement 400 itérations. Cependant, le régulateur neuronal P_s a pris plus de temps que les autres ANNs. Il a fallu 4 minutes et 4 secondes pour effectuer 1005 itérations, le régulateur neuronal Q_{AC} a pris 2 minutes pour effectuer 412 itérations, tandis que le sélectionneur de vecteurs neuronal a pris seulement 42 secondes pour effectuer 12813 itérations. Cette grande différence est due au nombre de possibilités et aux données d'apprentissage. En fait, le sélectionneur de vecteurs a trois entrées avec 36 possibilités ($2 \times 3 \times 6$), et une sortie avec 8 possibilités (nombre de vecteurs), tandis que le régulateur P_s a une entrée de 30000 possibilités (-1, -0.99999, ..., 0,, 1) et une sortie avec 3 possibilités répétées 10000 fois (-1, 0, 1), alors que le régulateur Q_{AC} a une entrée de 20000 possibilités (-1, -0.9999, ..., 0,, 1) et une sortie avec 2 possibilités répétées 10000 fois (-1, 1). Par conséquent, le nombre de données pour l'entraînement est comme suit :

- i. 144 données pour le sélectionneur de vecteurs ANN ;
- ii. 60 000 données pour le régulateur neuronal P_s ;
- iii. 40 000 données pour le régulateur neuronal Q_{AC} .

Le schéma de la DPC à base des réseaux de neurones est présenté sur la [Figure III.28](#).

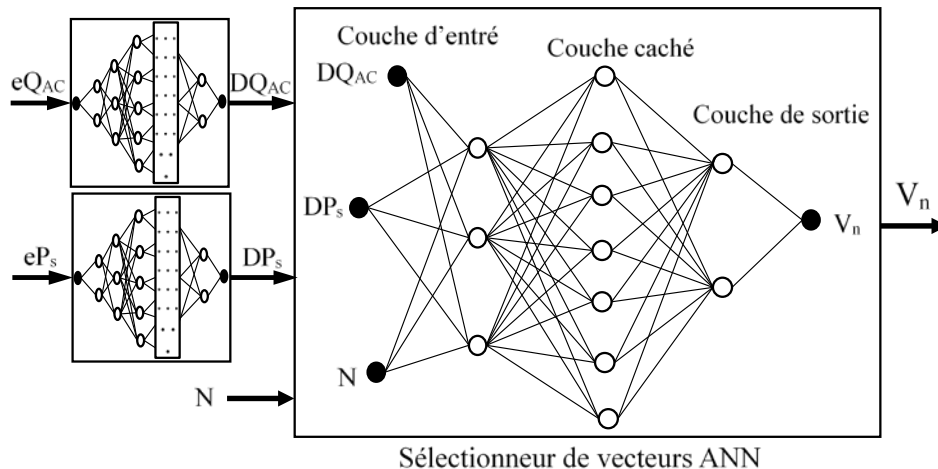


Figure III.28. Schéma de la DPC à base des réseaux de neurones (NN-DPC)

Après plusieurs tentatives de validation des ANNs obtenus sous MATLAB, il est devenu évident que l'apprentissage prend beaucoup de temps, et que les réseaux obtenus ne sont pas toujours performants ; des cas ont été rencontrés avec des réseaux de performance de 10^{-12} , mais les résultats ont montré des divergences. Pour cette raison, la solution a été réorientée vers l'étude

du réseau neuro-flou afin d'augmenter les performances et l'efficacité, d'optimiser l'apprentissage et de réduire le temps d'entraînement.

III.6.2.2. Description de la commande DPC à base du réseau Neuro-Flou (NF-DPC)

Afin de simplifier le système de contrôle, une autre stratégie basée sur deux outils d'intelligence artificielle au lieu de trois est proposée dans cette partie. Un contrôleur à logique floue sera introduit comme un double régulateur des puissances active et réactive au lieu de deux régulateurs neuronaux, qui converti les erreurs des puissances en erreurs numériques, et un réseau Neuro-Flou comme sélectionneur de vecteurs au lieu d'un ANN. La conception du contrôleur FC et du réseau Neuro-Flou (NF) de la NF-DPC proposée, est récapitulée dans les étapes suivantes :

a) Sélectionneur de vecteurs Neuro-Flou

Un réseau neuro-flou est un système d'intelligence artificielle hybride qui combine un réseau neuronal artificiel et la logique floue pour déterminer les paramètres des ensembles flous et des règles floues à partir de données de la commande souhaitée.

La boîte ANFIS de MATLAB est utilisée pour construire le réseau souhaité.

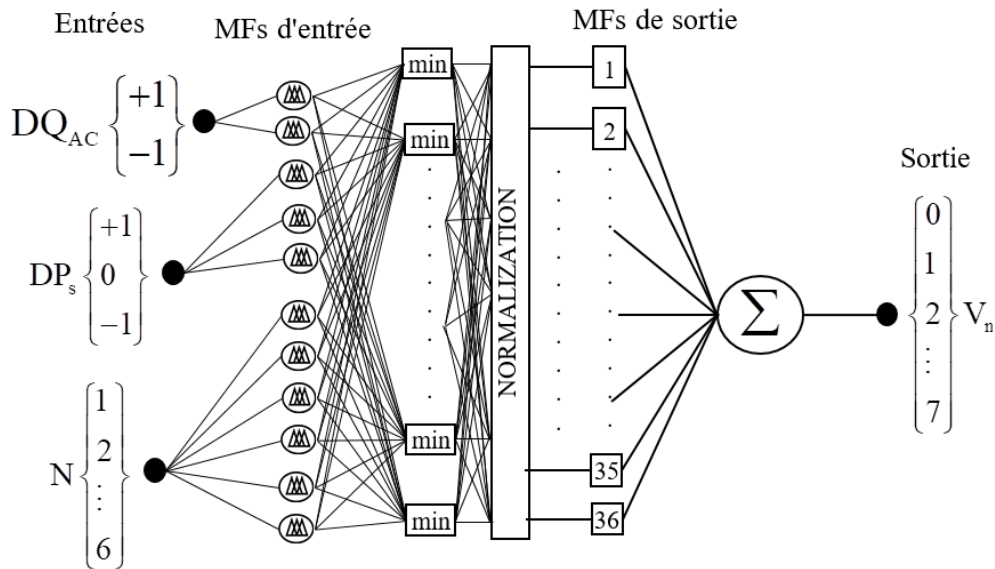


Figure III.29. Architecture du sélectionneur de vecteurs à base du réseau NF avec les données d'entrée et de sortie

- **Conception du réseau NF :** La boîte ANFIS de MATLAB utilise une matrice qui contient toutes les données d'apprentissage (les erreurs possibles, les secteurs de flux et les vecteurs) afin de déterminer : les entrées, les sorties, les fonctions d'appartenance et les règles floues. Le nombre de fonctions d'appartenance (MFs) est ensuite introduit pour la fuzzification des

entrées. Le réseau Neuro-Flou obtenu possède trois entrées et une sortie. Pour chaque entrée, le nombre de MFs est assigné comme suit :

- 1) Première entrée : l'erreur numérique de Q_{AC} (DQ_{AC}) a 2 MFs ;
- 2) Deuxième entrée : l'erreur numérique de P_s (DP_s) a 3 MFs ;
- 3) Troisième entrée : le numéro du secteur (N) a 6 MFs.

L'architecture du NF sélectionneur de vecteurs est illustrée sur la [Figure III.29](#).

- **Apprentissage du réseau NF** : Contrairement aux réseaux neuronaux artificiels, l'apprentissage des réseaux Neuro-flous est très rapide et efficace, il suit les règles floues déjà introduites dans la phase de conception. Le réseau est construit et entraîné à l'aide de la boîte ANFIS, tandis qu'une méthode d'optimisation hybride combinant la méthode des moindres carrés et la méthode de descente de gradient par rétropropagation sont utilisées pour l'entraînement du réseau NF proposé.

Le réseau NF développé a montré une performance de 4.3×10^{-6} après seulement 60 itérations dans un temps très court par rapport aux ANNs, il a pris seulement 3 secondes. La validation de performance du réseau NF proposé est représentée sur la [Figure III.30](#).

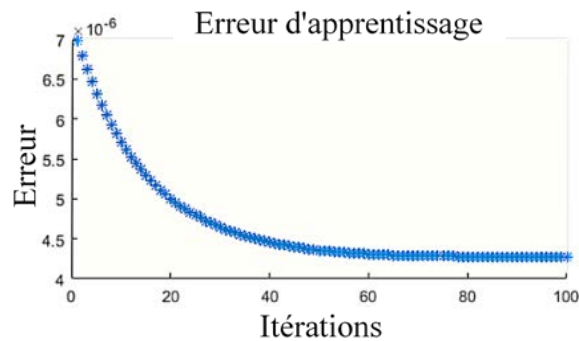


Figure III.30. Validation de performance du réseau NF développé

b) Régulateur flou de puissances active et réactive

Un contrôleur flou est introduit ici pour réaliser un double régulateur pour les puissances active et réactive. La [Figure III.31](#) montre la conception du double régulateur flou proposé, avec deux entrées, à savoir les erreurs des puissances active et réactive (eP_s et eQ_{AC}), et deux sorties, qui sont les erreurs numériques des puissances active et réactive (DP_s et DQ_{AC}). Le processus de conception a été réalisé comme suit :

- Fuzzification** : L'erreur de la puissance réactive (eQ_{AC}) (première entrée) est fuzzifiée par deux MFs nommées : N pour les erreurs négatives et P pour les erreurs positives, comme le montre la Figure III.32. L'erreur de puissance active (eP_s) (deuxième entrée) est fuzzifiée par trois MFs : N pour les erreurs négatives, AZ pour les erreurs autour de zéro $[-0,01-0,01]$ et P pour les erreurs positives, comme le montre la Figure III.33.

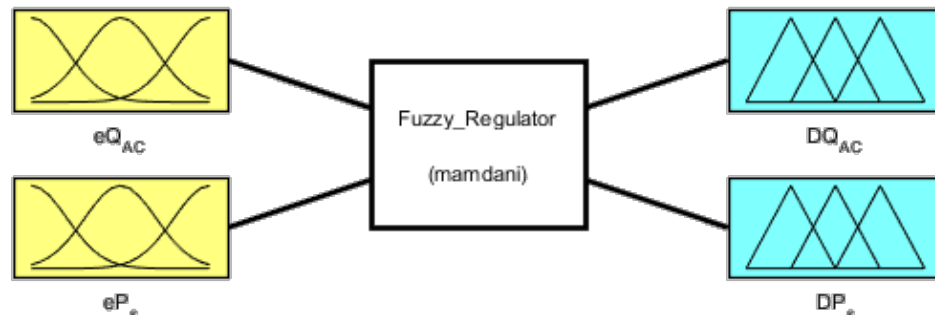


Figure III.31. Conception du régulateur flou proposé pour la NF-DPC

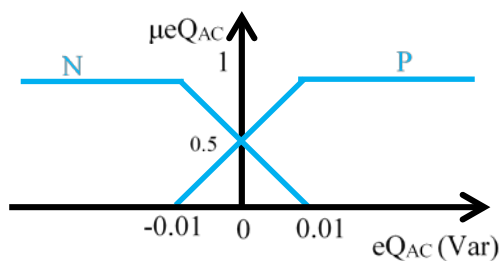


Figure III.32. MFs de l'entrée eQ_{AC}

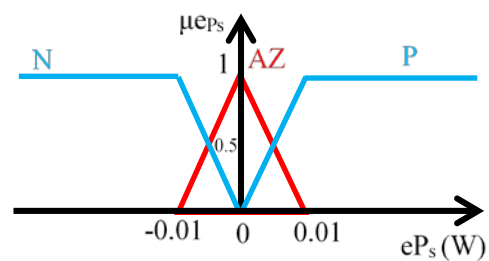


Figure III.33. MFs de l'entrée eP_s

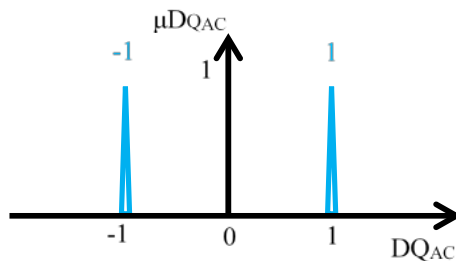


Figure III.34. MFs de la sortie DQ_{AC}

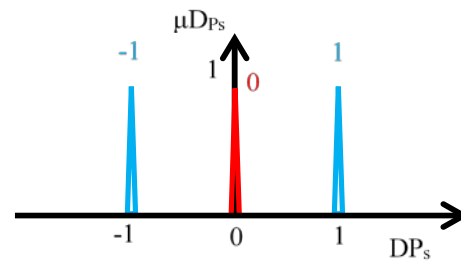


Figure III.35. MFs de la sortie DP_s

- Règles floues** : Les règles floues sont configurées pour que chaque sortie soit basée sur une seule entrée, afin d'obtenir une régulation découplée des puissances active et réactive. Les règles floues sont résumées dans le Tableau III.6.
- Défuzzification** : La première sortie utilise deux MFs désignées par: -1 et 1, tandis que la seconde utilise trois MFs désignées par: -1, 0 et 1, comme le montrent les MFs des sorties sur les Figures III.34 et III.35. La défuzzification est effectuée par la méthode du petit maximum

(SoM), qui est nécessaire pour effectuer des sorties entier (-1, 0 ou 1). Alors, la première sortie sera soit -1 ou 1, et la deuxième sortie sera soit -1, 0 ou 1.

Tableau III.6. Règles floues du régulateur proposé

MFs d'entrée de l'eQ _{AC}	N	P	MFs d'entrée de l'eP _s	N	AZ	P
MFs de sortie du DQ _{AC}	-1	1	MFs de sortie du DP _s	-1	0	1

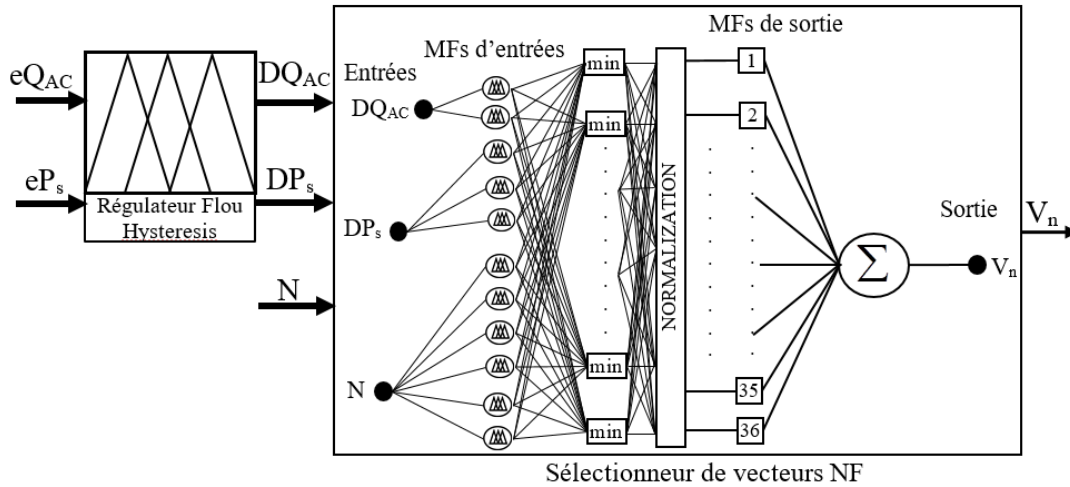


Figure III.36. Schéma de la NF-DPC proposé où le NF est utilisé comme sélectionneur de vecteurs et le FC comme double régulateur

Le schéma de commande DPC Neuro-Flou (NF-DPC) comprenant le régulateur flou et le sélectionneur de vecteurs Neuro-Flou est représenté sur la Figure III.36.

Le schéma global des commandes C-DPC, NN-DPC et NF-DPC appliquées au système MADA-Eolien est représenté sur la Figure III.37.

III.7. Résultats de simulation et interprétations (C-DPC, NN-DPC, NF-DPC)

Dans cette section, les tests de simulation des commandes DPC étudiées pour le système MADA-Eolien seront réalisés à l'aide de logiciel Matlab/Simulink en deux parties. Dans la première partie, la C-DPC modifiée sera testée sous un comportement aléatoire de la vitesse du vent, et une demande variable de puissance réactive à compenser localement, où le comportement de la machine sera étudié et les performances de la C-DPC modifiée seront traitées. Dans la deuxième partie, une comparaison entre les performances des stratégies C-DPC, NN-DPC et NF-DPC seront présentées, sous des profils en palier pour la vitesse du vent et la puissance réactive à

compenser localement, afin de traiter chaque mode de fonctionnement et de compensation séparément, ainsi que la réponse dynamique au changement brusque des références.

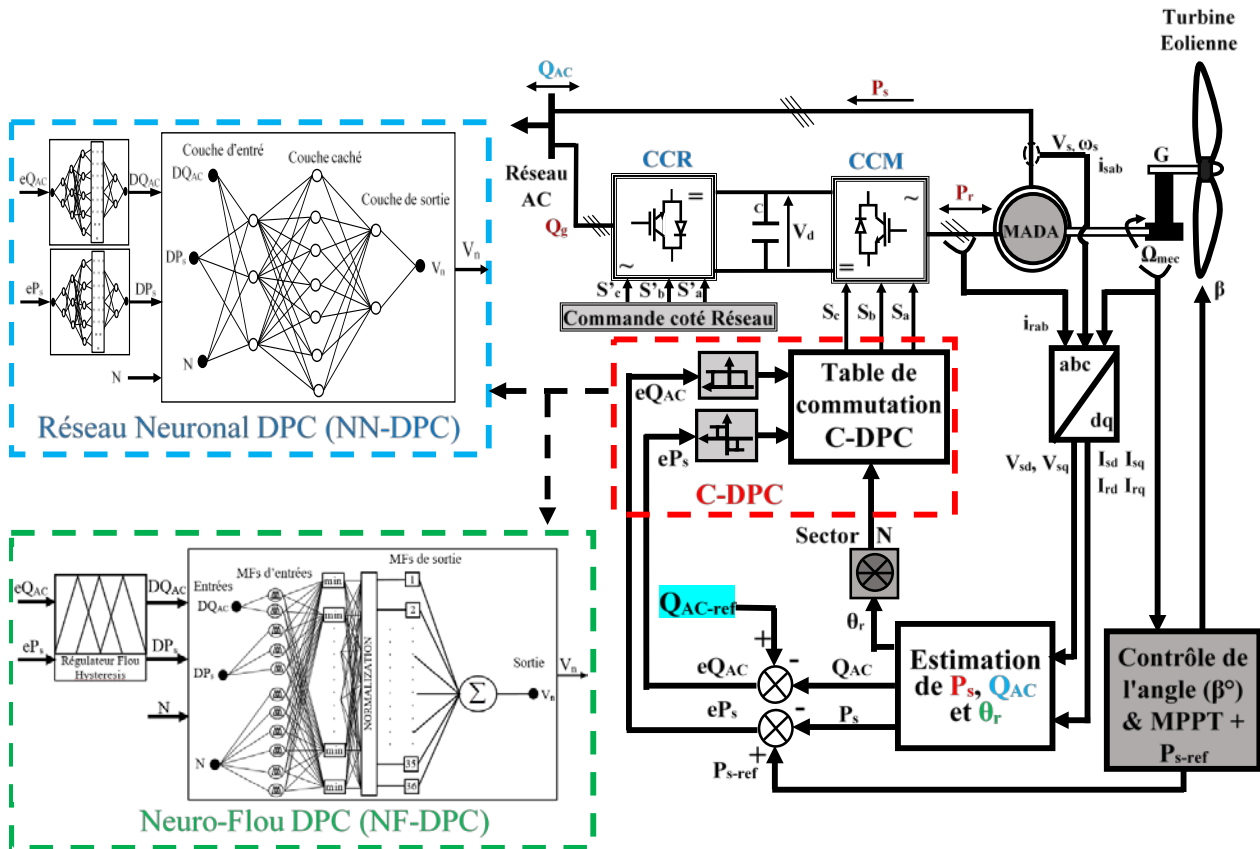


Figure III.37. Schéma global des commandes C-DPC, NN-DPC et NF-DPC appliquées au système MADA-Eolien

L'objectif des commandes basées sur le principe de la DPC est d'assurer une commande découplée de la puissance active générée en fonction de la puissance fournie par l'éolienne, et une compensation locale de la puissance réactive en fonction de la demande. Ainsi, la référence de la puissance active (P_{s-ref}) dépendra des variations de la vitesse du vent, alors que celle de la puissance réactive à compenser localement (Q_{AC-ref}) dépendra de la demande.

A) Analyse de la C-DPC modifiée

Le profil aléatoire du vent et la vitesse mécanique de la MADA sont illustrés sur les [Figures III.38](#) et [III.39](#). La vitesse mécanique de la MADA varie en fonction des variations de celle du vent, ce qui entraîne les trois modes de fonctionnement du générateur : fonctionnement hyper-synchrone (Mode I), fonctionnement hyper-synchrone (Mode II) et fonctionnement synchrone (Mode IV), fonctionnement en survitesse (Mode III), comme illustrée sur la [Figure III.39](#).

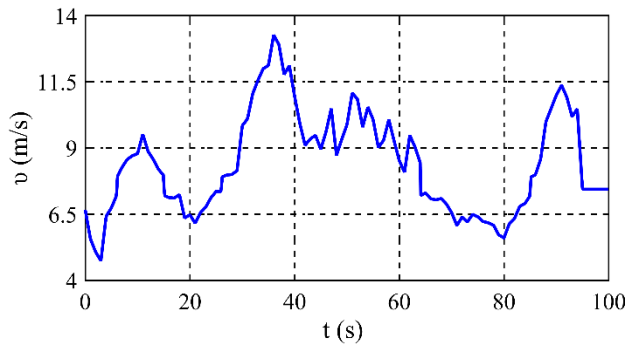


Figure III.38. Profil de la vitesse du vent

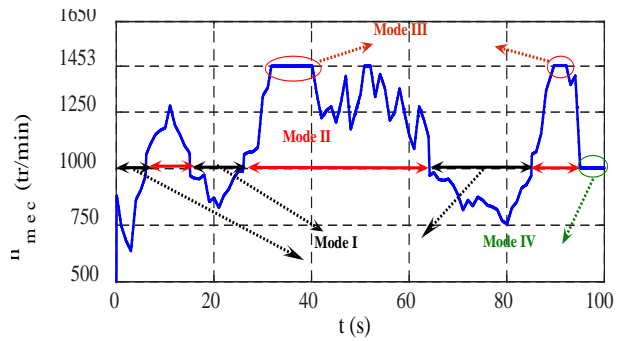


Figure III.39. Vitesse mécanique de la MADA

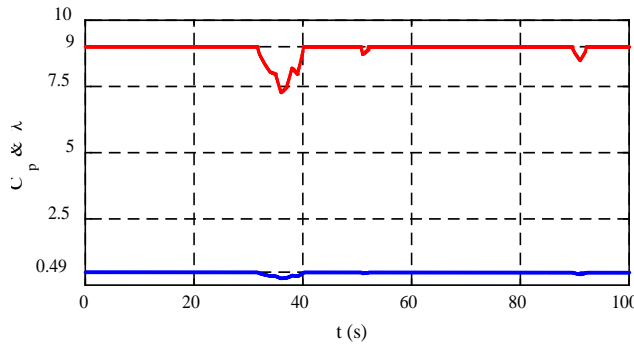


Figure III.40. Coefficient de puissance et rapport de vitesse

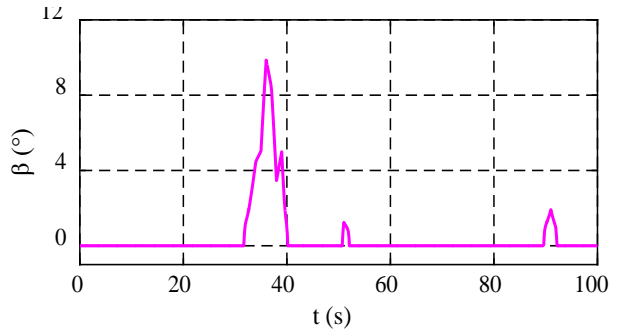


Figure III.41. Angle des pales de la Turbine

Le coefficient de puissance, le rapport de vitesse et l'angle des pales prennent des valeurs différentes dans cette plage de temps (survitesse), comme le montrent les Figures III.40 et III.41.

Les Figures III.42 et III.43 montrent les réponses de la puissance active générée et de la compensation locale de la puissance réactive, où elles suivent parfaitement leurs valeurs de référence.

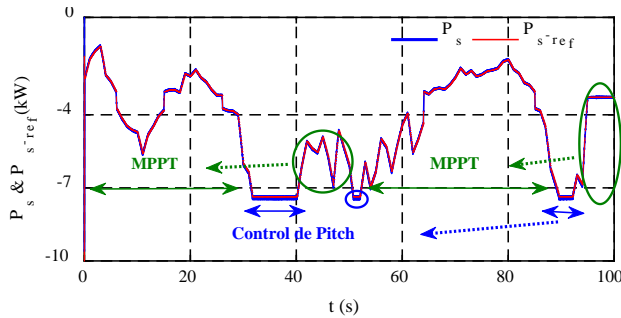


Figure III.42. Puissance active générée de la MADA avec sa référence

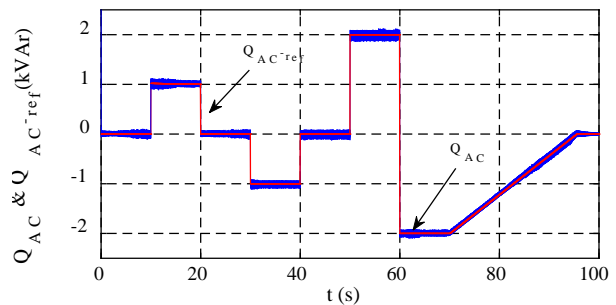


Figure III.43. Puissance réactive compensée localement avec sa référence

La puissance active générée a toujours un signe négatif, ce qui signifie qu'elle est toujours débitée vers le réseau. La compensation locale de la puissance réactive a un signe variable, où la

MADA est capable de prendre ou de délivrer la puissance réactive et peut même imposer un facteur de puissance unitaire selon la demande ($Q_{AC} = 0$), ce qui fait que la MADA fonctionne en tant que compensateur local de la puissance réactive.

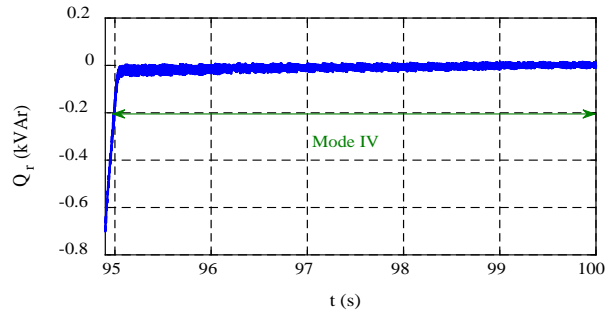
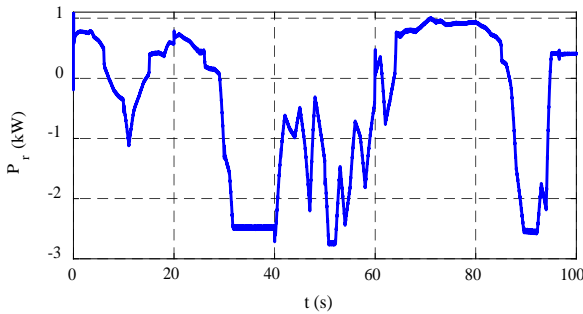
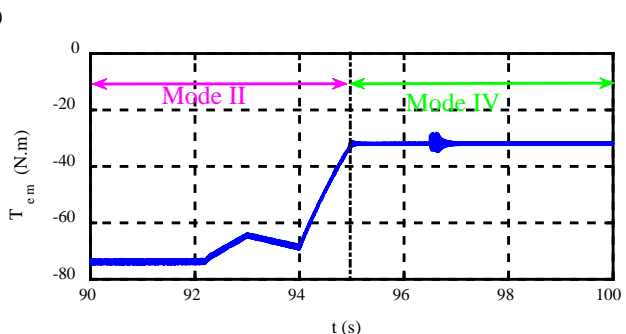
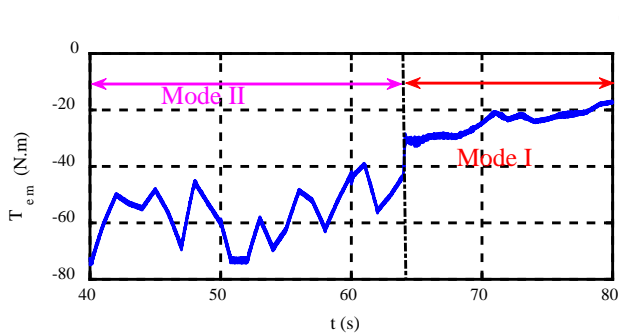
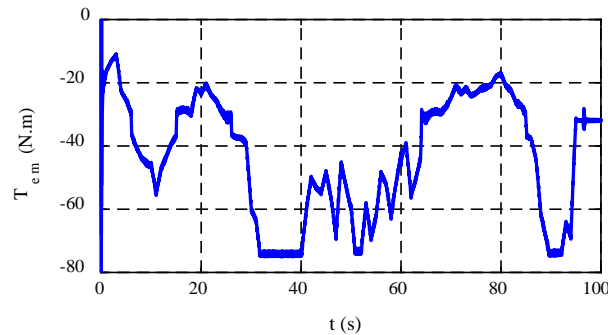


Figure III.44. Puissance active rotorique de la MADA **Figure III.45.** Zoom sur la puissance réactive rotorique de la MADA en mode synchrone



Figures III.46. (a) Couple électromagnétique de la MADA, avec des zooms de :

- (b) passage du mode hyper-synchrone (Mode II) au mode hypo-synchrone (Mode I), (c) passage du mode hyper-synchrone (Mode II) au mode synchrone (Mode IV)

L'analyse de la réponse de la puissance active rotorique indique le comportement du générateur, comme le montre la [Figure III.44](#). Nous pouvons remarquer que la puissance réactive rotorique est nulle en mode synchrone, comme l'illustre la [Figure III.45](#).

L'évolution du couple électromagnétique est représentée sur la [Figure III.46](#) ; elle a le même comportement que la puissance active générée.

Cette stratégie a prouvé son mérite et sa robustesse, où la simplicité du contrôle est conservée, la puissance éolienne est optimisée, la précision du contrôle des puissances est observée, avec une compensation satisfaisante de la puissance réactive locale en fonction de la demande.

B) Comparaison entre la C-DPC modifiée, la NN-DPC et la NF-DPC proposées

On choisit un profil du vent sur une plage de vitesses, allant de 6,3 jusqu'à 8,7 m/s, afin d'assurer le fonctionnement de la MADA dans ses différents modes (modes hypo, hyper et synchrone), comme le montrent les Figures III.47 et III.48. La vitesse synchrone du système est de 1000 tr/min. Le mode hypo-synchrone se produit de 0s à 3,1s (la vitesse mécanique est inférieure à 1000 tr/min), le mode hyper-synchrone se produit entre 3,1s et 7s (la vitesse mécanique est supérieure à 1000 tr/min), et enfin, le mode synchrone se produit de 7s à 8s (la vitesse mécanique = 1000 tr/min).

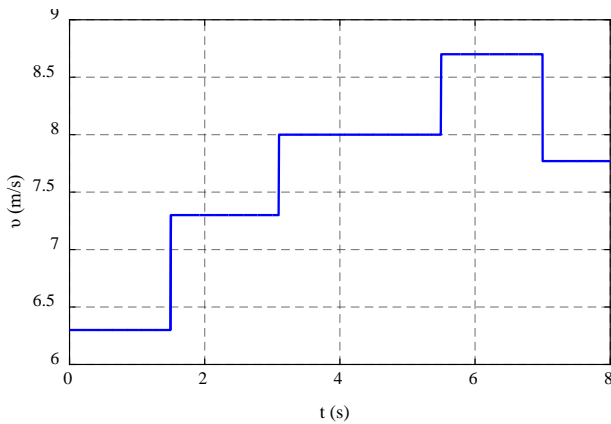


Figure III.47. Profil de la vitesse du vent

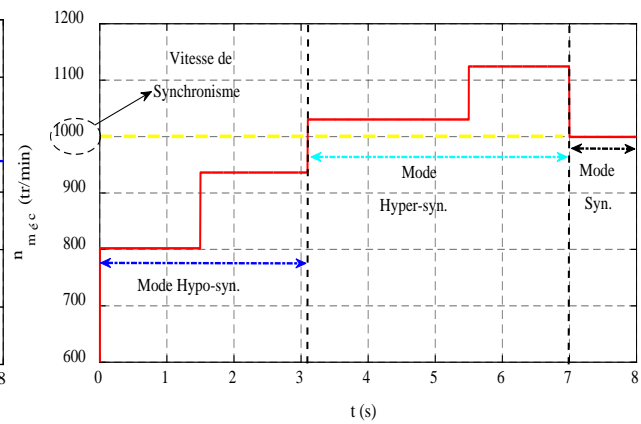


Figure III.48. Vitesse mécanique de la MADA

Les puissances actives générées par le système MADA-Eolien commandé par la C-DPC, la NN-DPC et la NF-DPC sont présentées sur la Figure III.49. Elles suivent parfaitement leur référence avec une large bande dans le cas de la commande C-DPC qui s'est minimisée dans les deux autres cas, la NN-DPC et la NF-DPC.

Pour analyser les performances de chaque méthode, les réponses dynamiques entre les modes de fonctionnement sont zoomées sur la même figure (Figure III.49). Un zoom est effectué pour montrer le temps de réponse au démarrage. La réponse rapide des stratégies NN-DPC et NF-DPC par rapport à la C-DPC est clairement visible, où la technique NF-DPC présente des réponses légèrement plus rapides que la NN-DPC.

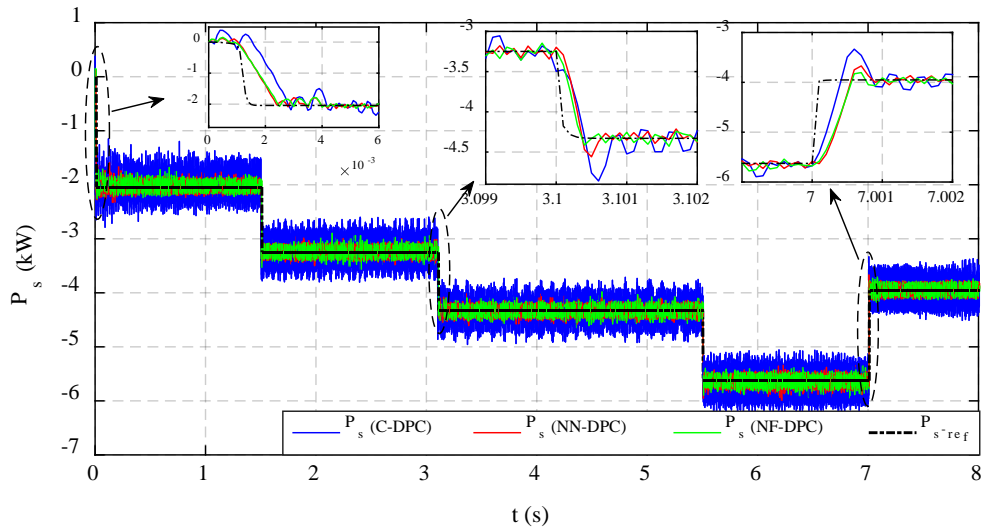


Figure III.49. Puissances actives générées par le système MADA-Eolien, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

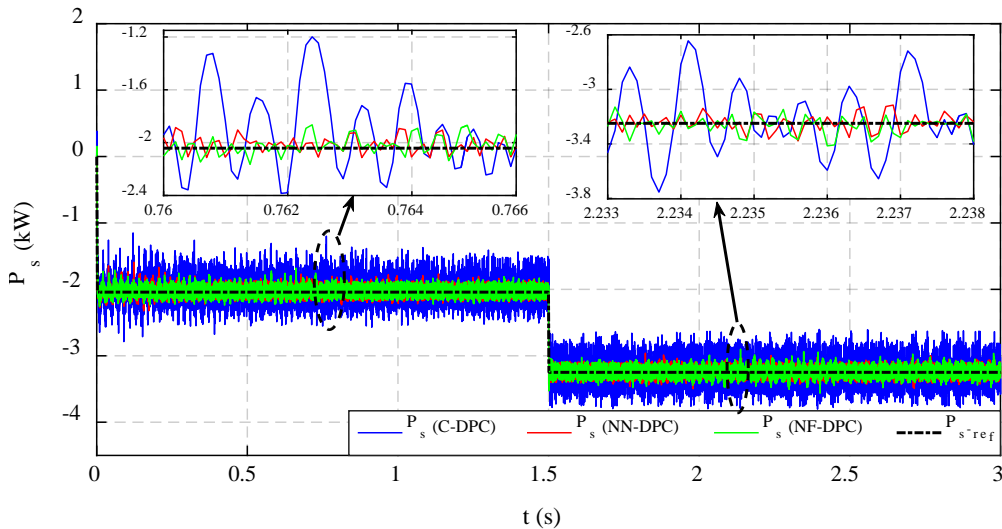


Figure III.50. Puissance active générée durant le mode hypo-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

Pour l'analyse en régime permanent, la puissance active est représentée séparément durant chaque mode de fonctionnement sur les [Figures III.50-52](#). On peut voir sur les parties zoomées que les ondulations de la puissance active sont clairement plus importantes dans le cas de la commande C-DPC. Cependant, ces ondulations sont considérablement réduites par les commandes développées, NN-DPC et NF-DPC, durant tous les modes de fonctionnement. En outre, afin de clarifier les performances de chaque stratégie de contrôle, une analyse précise utilisant les équations [III.28](#) est effectuée pour calculer la moyenne de la bande d'ondulation de la

puissance active générée et la puissance réactive locale compensée (P_{rip} , Q_{rip}). Les résultats obtenus sont consignés dans le [Tableau III.7](#), montrant une légère différence entre la NN-DPC et la NF-DPC, mais les deux méthodes présentent une amélioration significative par rapport à la C-DPC. Durant les modes hypo- et hyper-synchrone, ces ondulations ont diminué avec la NF-DPC, alors qu'en mode synchrone, la NN-DPC semble être la meilleure.

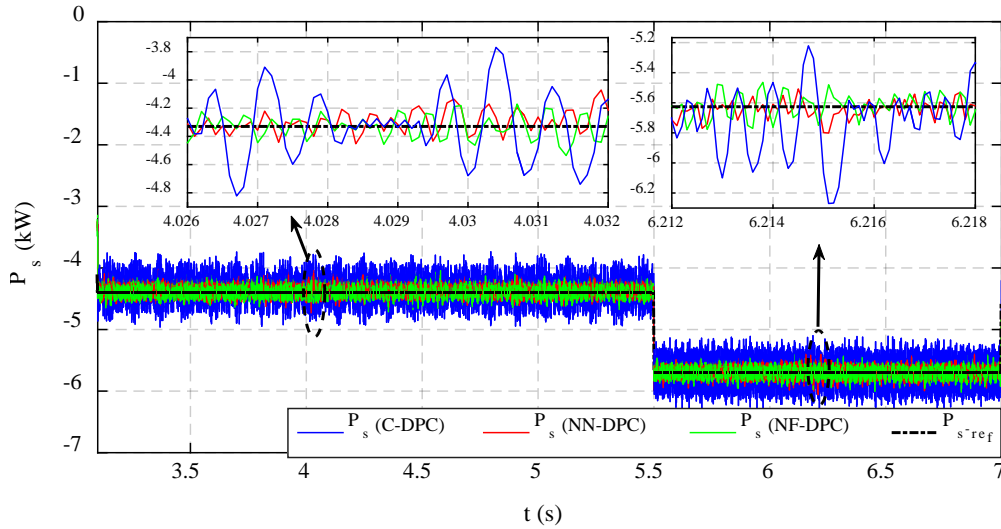


Figure III.51. Puissance active générée durant le mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

$$\begin{cases} P_{rip} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_i - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i)^2} \\ Q_{rip} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Q_i - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Q_i)^2} \end{cases} \quad (III.28)$$

Tableau III.7. Ondulations de la puissance active générée avec les différentes méthodes : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

Performances		Modes de fonctionnement			Moyen
		Hypo-synchrone	Hyper-synchrone	Synchrone	
$P_{s-rip}(W)$	C-DPC	206.79	199.93	195.98	200.9
	NN-DPC	69.69	72.17	61.30	67.72
	NF-DPC	67.97	70.39	62.72	67.07
Réduction d'ondulations	NF-DPC par rapport C-DPC	67.13 %	64.79 %	67.99 %	66.91 %
	NF-DPC par rapport NN-DPC	2.47 %	2.46 %	-2.32 %	0.87 %

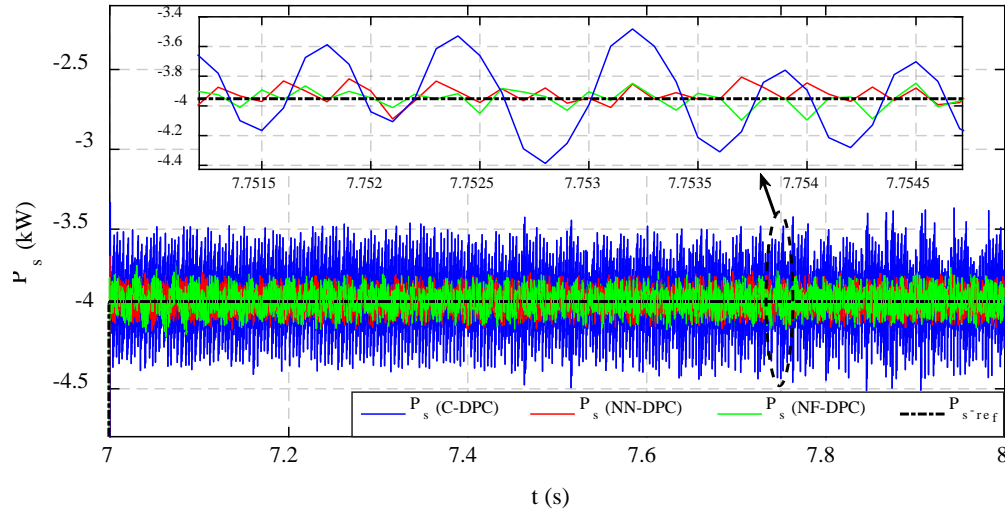


Figure III.52. Puissance active générée durant le mode synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

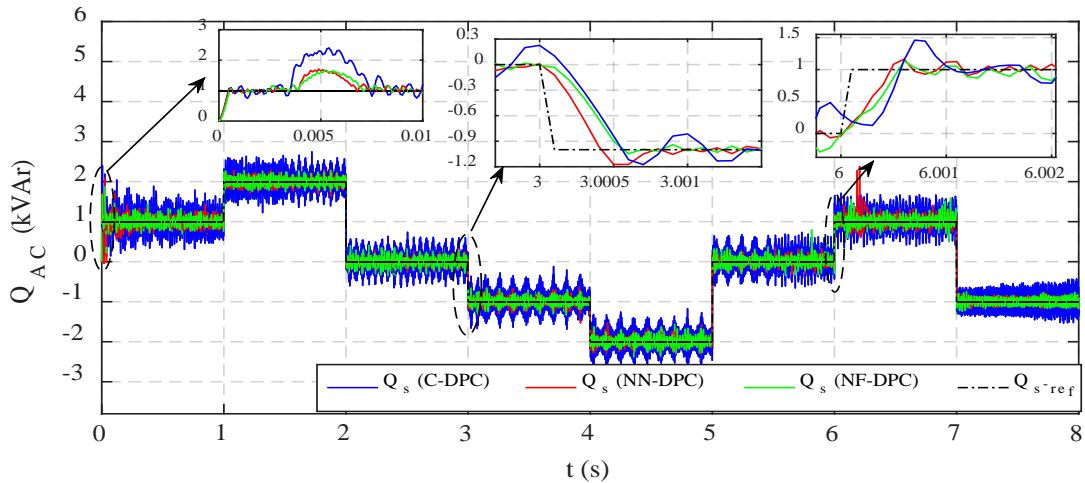


Figure III.53. Compensation locale de la puissance réactive par le système MADA-Eolien, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

Les compensations locales des puissances réactives du système MADA-Eolien commandé par la C-DPC, la NN-DPC et la NF-DPC sont représentées sur la [Figure III.53](#). La Q_{AC} suit idéalement sa valeur de référence ; lorsque celle-ci est négative, la MADA génère la puissance réactive nécessaire au niveau du jeu de barre d'interconnexion, ce qui reflète un fonctionnement de la MADA similaire à un condensateur ; cela est observé sur la [Figure III.53](#) de 3s jusqu'à 5s et de 7s jusqu'à 8s. Cependant, pour une référence positive, nous avons un excès de puissance réactive au niveau du jeu de barre d'interconnexion, donc la MADA absorbe cette puissance, ce qui est similaire à un fonctionnement d'une bobine, comme on peut le voir sur la [Figure III.53](#), de

0s à 2s et de 6s à 7s. Cela confirme donc la compensation locale de la puissance réactive. Lorsque le facteur de puissance est unitaire au niveau du jeu de barre ($Q_{AC-ref} = 0$), la MADA fonctionne à une puissance réactive nulle, ce qui reflète un fonctionnement d'une résistance, ce qui est visible dans les intervalles : de 2s à 3s et de 5s à 6s.

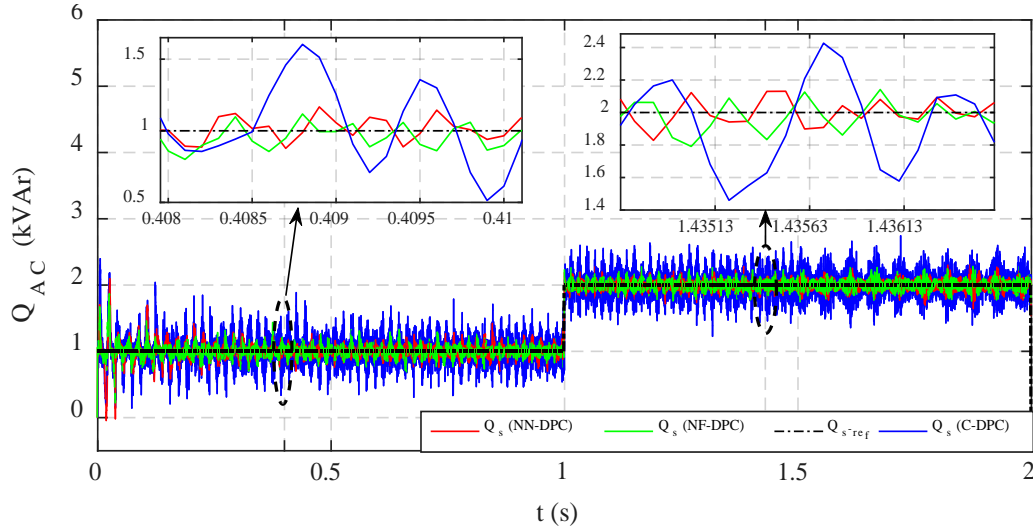


Figure III.54. Puissance réactive consommée durant le mode hypo-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

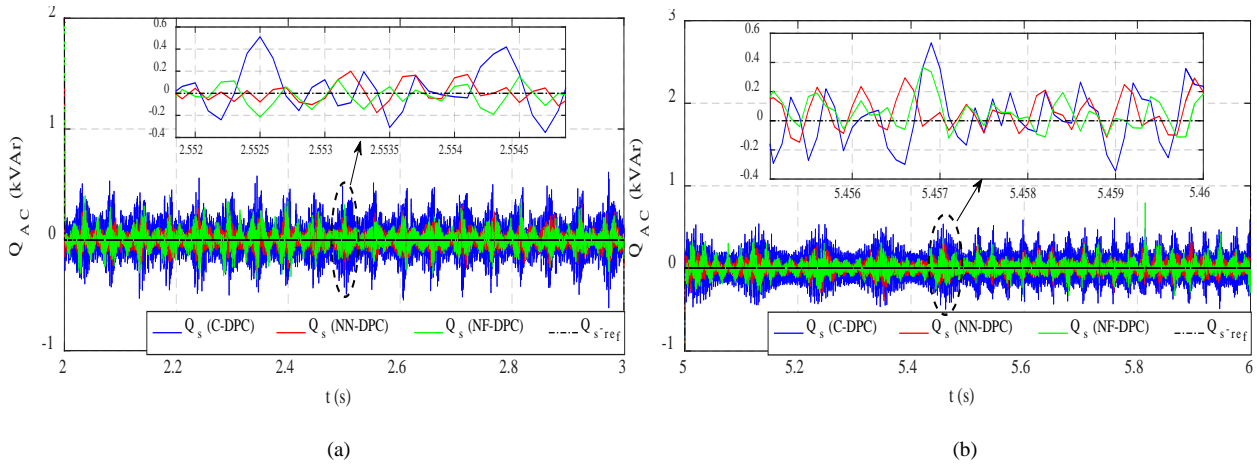


Figure III.55. Puissance réactive nulle durant: (a) mode hypo-synchrone et (b) mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

Pour analyser la réponse de chaque méthode pour le contrôle de la compensation locale de la puissance réactive, on utilise les mêmes procédures qui ont été déjà utilisées pour la puissance active. Les phases transitoires entre les différents modes de fonctionnement sont zoomées sur la [Figure III.53](#). Comme pour la commande de la puissance active, on peut remarquer que la NN-DPC et la NF-DPC sont caractérisées par une réponse identique, qui est clairement plus rapide

que la C-DPC. Il convient également de mentionner que la NF-DPC est légèrement plus rapide par rapport à la NN-DPC.

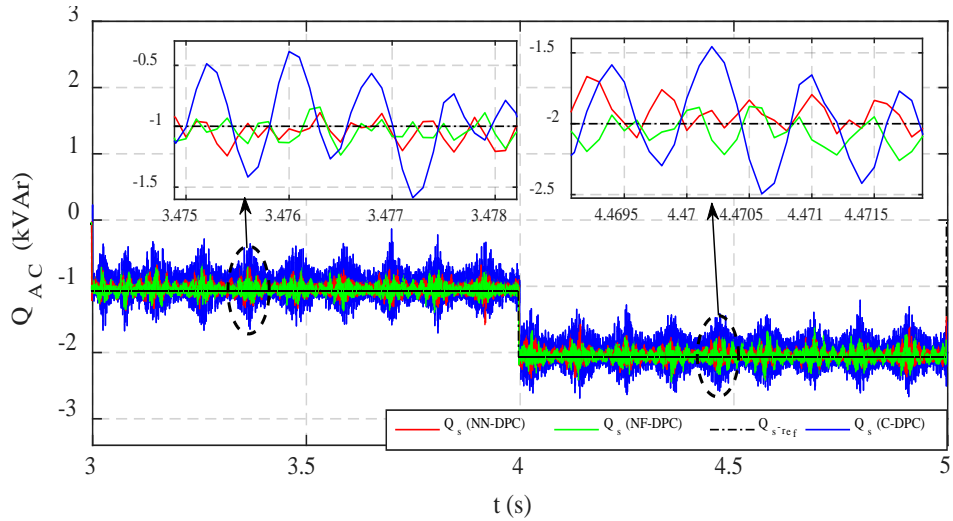


Figure III.56. Puissance réactive générée durant le mode hyper-synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

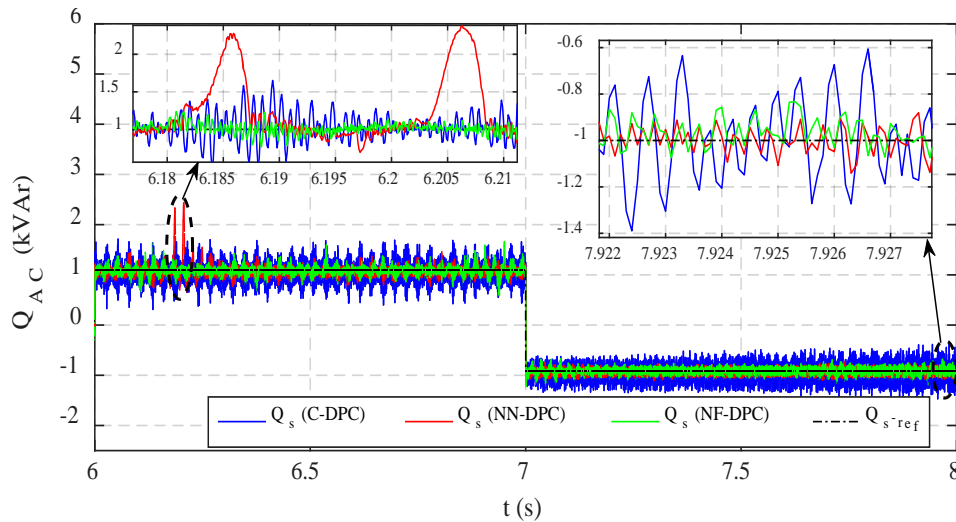


Figure III.57. Puissance réactive consommée en mode hyper-synchrone et générée en mode synchrone, pour les trois types de commande DPC : C-DPC, NN-DPC et NF-DPC

L'évolution de Q_{AC} dans les trois modes de compensations ($Q_{AC} > 0$, $Q_{AC} < 0$ et $Q_{AC} = 0$) reflète l'opération de la MADA en tant que compensateur local de l'énergie réactive.

Pour l'analyse en régime permanent, la compensation locale de la puissance réactive est illustrée séparément durant chaque mode de fonctionnement de la MADA sur les [Figures III.54-57](#). La C-DPC présente toujours plus d'ondulations. Cependant, ces ondulations sont réduites de

manière significative dans le cas de la NN-DPC et la NF-DPC, avec des bandes presque identiques. On peut observer deux pics importants causés par la méthode NN-DPC durant le mode de consommation de puissance réactive, entre 6.18s et 6.21s (Figure III.57). Ces deux pics montrent la sensibilité du réseau de neurones, bien que les mêmes données d'apprentissage aient été utilisées pour les deux réseaux (réseau neuronal et réseau neuro-flou) alors que le réseau neuro-flou présente de très bonnes performances sans aucune anomalie durant tous les modes de fonctionnement et de compensation.

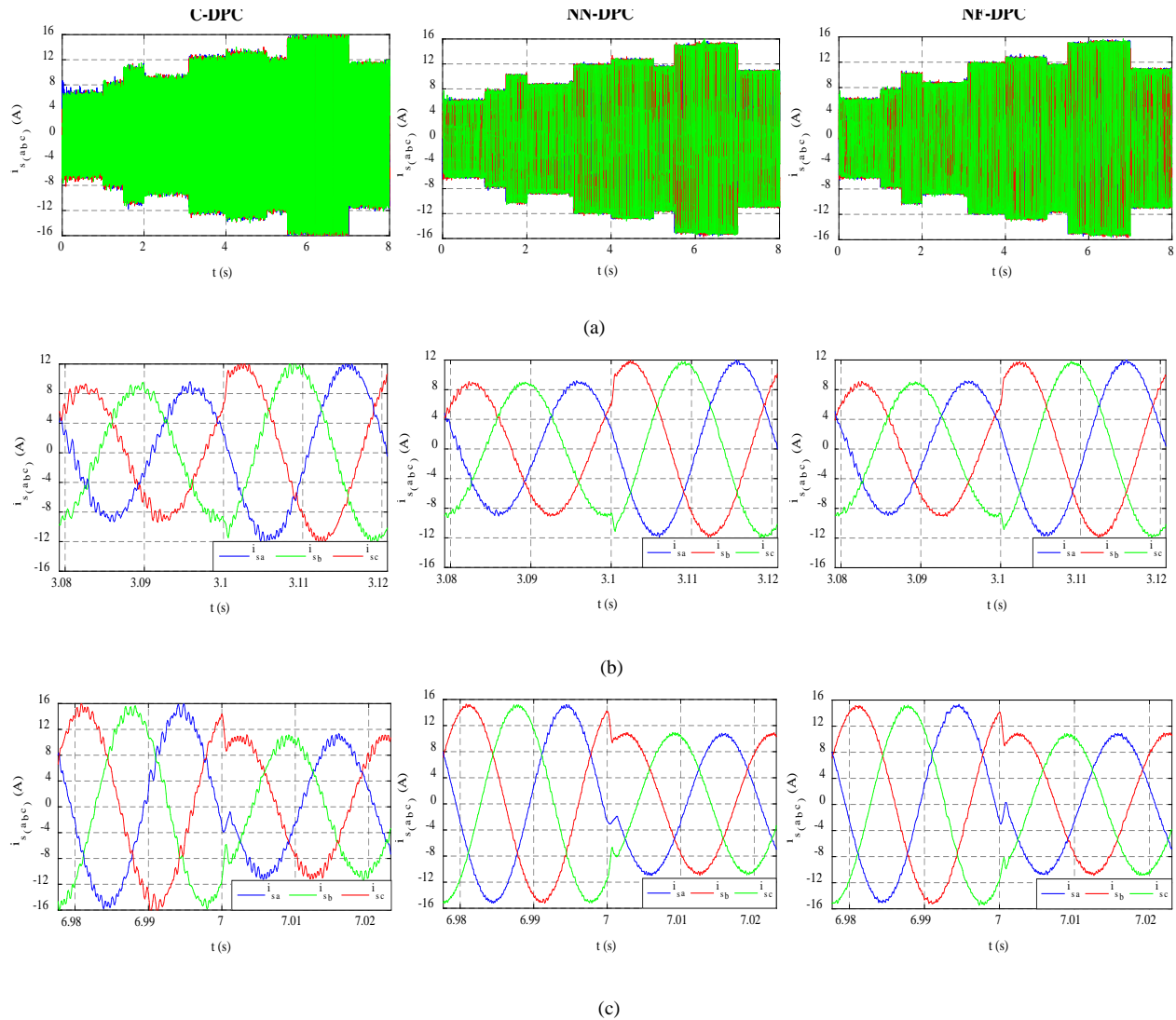


Figure III.58. Courants générés par la MADA commandée par les méthodes étudiées : la C-DPC, la NN-DPC et la NF-DPC, (a) temps complet, (b) passage du mode hypo- au mode hyper-synchrone, (c) passage du mode hyper- au mode synchrone

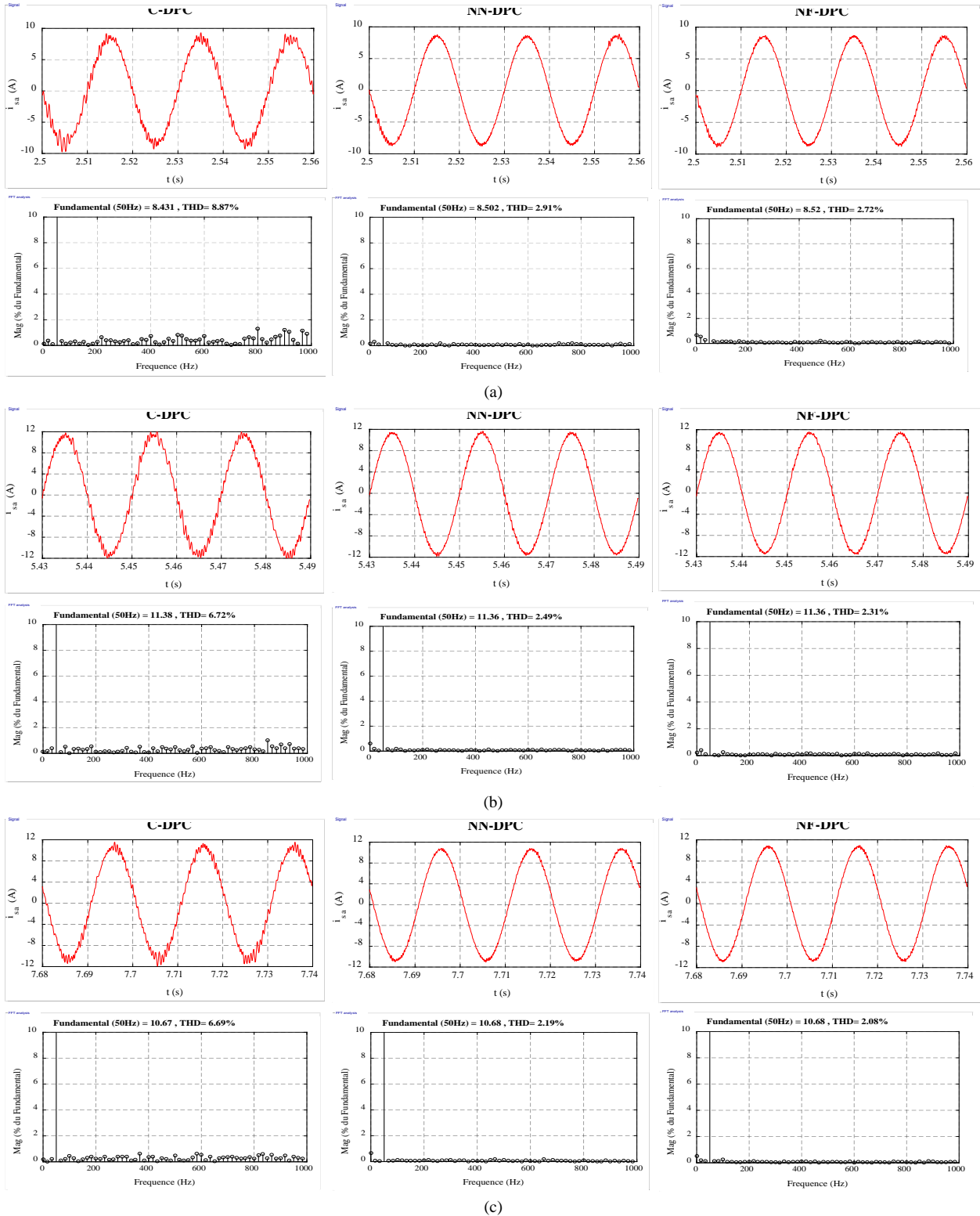


Figure III.59. Analyse FFT du courant généré de la phase [a] du : (a) mode hypo-synchrone, (b) mode hyper-synchrone, (c) mode synchrone

Les équations (III.28) sont utilisées pour calculer la moyenne de la bande d'ondulation de la puissance réactive compensée localement pour chaque méthode, afin de mettre en évidence les performances de chaque stratégie étudiée, dans les différents modes de compensation. Les principaux résultats sont présentés dans le Tableau III.8. Comme dans le cas de la puissance active, une large bande d'ondulation a été observée avec la C-DPC par rapport à la NN-DPC et la NF-DPC. Une légère différence entre la NN-DPC et la NF-DPC peut être notée, avec une supériorité de la NF-DPC en mode de consommation du réactif. Cependant, cette supériorité est plus apparente en fonctionnement sous un facteur de puissance unitaire. Enfin, en mode de production du réactif, les réponses des deux techniques, la NN et la NF-DPC, sont identiques.

Les courants générés par le système MADA-Eolien commandé par : la C-DPC, la NN-DPC et la NF-DPC sont représentés sur les Figures III.58.

Le passage entre les modes de fonctionnement du générateur est indiqué sur les sous-figures b et c, avec une fréquence de 50 Hz. On peut clairement voir que les deux techniques de commande proposées améliorent significativement la qualité du courant par rapport à celle obtenue par la C-DPC.

Tableau III.8. Ondulations de la puissance réactive compensée localement - comparaison entre les différentes techniques de commande DPC traitées (C-DPC, NN-DPC et NF-DPC)

Performances		Modes de compensation réactive							
		Consommation			Production		Mode facteur de puissance unitaire		
Mode de fonctionnement du système		Hypo-synch.		Hyper-synch.	Hyper-synch.		Synch.	Hypo-synch.	Hyper-synch.
$Q_{AC-ref} (VAr)$		+1000	+2000	+1000	-1000	-2000	-1000	0	0
$Q_{AC-rip} (VAr)$ Ondulations	C-DPC	227.74	183.01	187.69	182.12	181.11	177.47	183.93	190.51
	NN-DPC	124.66	63.94	123.42	72.53	71.54	70.34	71.87	72.32
	NF-DPC	97.03	64.10	88.16	68.88	76.23	69.18	86.98	88.33
Réduction d'ondulations	NF-DPC par rapport C-DPC	57.74 %	64.97 %	53.02 %	62.17 %	57.90 %	61.01 %	52.71 %	53.63 %
	NF-DPC par rapport NN-DPC	22.16 %	-0.25 %	28.57 %	5.03 %	-6.56 %	1.65 %	-21.02 %	-22.14 %

Tableau III.9. THD du Courant généré - Comparaison entre les différentes techniques de commande DPC traitées (C-DPC, NN-DPC et NF-DPC)

Performances		Modes de fonctionnement			Moeyn
		Hypo-Synch.	Hyper-Synch.	Synch.	
THD du Courant généré	C-DPC	8.87 %	6.72 %	6.69 %	7.43 %
	NN-DPC	2.91 %	2.49 %	2.19 %	2.53 %
	NF-DPC	2.72 %	2.31 %	2.08 %	2.37 %
L'amélioration	NF-DPC par rapport C-DPC	69.33 %	65.6 %	68.91 %	67.95 %
	NF-DPC par rapport NN-DPC	6.53 %	7.22 %	5.02 %	6.26 %

Tableau III.10. Analyse comparative entre les trois méthodes étudiées : C-DPC-, NN-DPC et NF-DPC

Performances	C-DPC	NN-DPC	NF-DPC	Technique recommandée
THD des courants générés	Élevé	Bas	Bas	NF-DPC et NN-DPC
Ondulations des puissances	Élevé	Bas	Bas	NF-DPC et NN-DPC
Performances transitoires des puissances	Rapide	Très Rapide	Très Rapide	NF-DPC et NN-DPC
Temps d'établissement des puissances	Moyen	Bas	Bas	NF-DPC et NN-DPC
Complexité	Bas	Élevé	Moyen	C-DPC
Robustesse face aux variations des modes de fonctionnement/compensation	Élevé	Moyen	Élevé	NF-DPC et C-DPC
Temps d'entraînement	/	Très Élevé	Très Bas	NF-DPC
Itérations pour l'apprentissage	/	Très Élevé	Très Bas	NF-DPC

La MADA alimente directement le réseau AC par son stator, il est donc nécessaire de maintenir un niveau très élevé de qualité des courants générés. Le contenu harmonique est analysé en utilisant la technique FFT du courant généré (phase [a]) durant les trois modes de fonctionnement. Sur les [Figures III.59](#), les spectres obtenus sont représentés, indiquant que pour tous les modes considérés, les techniques développées assurent de faible THD (moins de 2,91%), alors que ce THD semble élevé (plus de 6,69%) dans le cas de la C-DPC. Les résultats détaillés

sont résumés dans le [Tableau III.9](#). D'une manière générale, on peut noter que la NF-DPC proposée améliore le THD d'environ 68% par rapport à la C-DPC et d'environ 6% par rapport à la NN-DPC.

Une analyse comparative entre les méthodes étudiées est représentée dans le [Tableau III.10](#), qui indique que la méthode NF-DPC est plus performante que les méthodes NN-DPC et C-DPC, en fonction des paramètres pertinents : temps de réponse, robustesse face aux différentes variations, temps d'apprentissage et qualité d'énergie.

III.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la commande de la chaîne de conversion éolienne par les deux techniques de commande directe : commande directe du couple (DTC) et commande directe de puissance (DPC). Bien que la DTC et la DPC soient rentables par rapport à la commande FOC en raison de leur simplicité et de leur robustesse, ils présentent certains inconvénients, tels que les ondulations des grandeurs de commande et la distorsion des courants générés. Pour cela, des améliorations ont été présentées, afin d'aboutir à un choix d'une technique optimale, qui sera utilisé pour le système hybride proposé.

Dans la première partie de ce chapitre, après avoir présenté le principe de la DTC appliquée au système MADA-Eolien, deux approches ont été développées pour minimiser ses inconvénients : une commande basée sur la DTC de 12 secteurs (12-DTC) et une commande basée sur la 12-DTC combinée avec la logique floue (F12-DTC). La 12-DTC a préservé les mérites de la simplicité, alors que l'approche F12-DTC a montré des performances clairement satisfaisantes : réduction considérable des ondulations de couple et de flux, bonnes réponses dynamiques, avec un faible THD des courants générés.

Malgré les bonnes performances offertes par les approches proposées basées sur la DTC, elles n'offrent pas le contrôle direct de la puissance active, de plus elles n'assurent pas le contrôle de la puissance réactive. Or, le système MADA-Eolien est connecté directement au réseau, ce qui exige des performances particulières dans les puissances mise en jeu avec le réseau au niveau du jeu de barre d'interconnexion. C'est pour cette raison que nous nous sommes intéressés à l'étude de la commande DPC qui peut remédier à ce problème et assurer l'exploitation de tous les avantages de la MADA.

Nous avons tous d'abord modifié la première DPC qui a été proposée en 2006 par Lie Xu [Xu.06], et nous avons proposé une DPC modifiée, où les résultats ont prouvé la précision et la robustesse de l'approche proposée en gardant la simplicité du système de contrôle, mais nous avons observé que même la DPC modifiée engendre des ondulations très importantes dans les puissances active/réactive avec un THD des courants générés très élevés, ce qui est un problème majeur pour un système de production d'énergie électrique. Cependant, deux nouvelles stratégies de commande des puissances basées sur les réseaux de neurones et le réseau neuro-flou (NN-DPC et NF-DPC) ont été développées et appliquées au système MADA-Eolien. Les nouvelles DPC ont été développées pour surmonter les inconvénients des DPC conventionnelles liés aux oscillations des puissances active et réactive, aux performances de la dynamique du système, à la robustesse et à la qualité des courants générés durant tous les modes de fonctionnement du système, ainsi que les modes de compensation locale de la puissance réactive.

Une analyse comparative entre les trois stratégies : la C-DPC, la NN-DPC et la NF-DPC, a été réalisée, afin de montrer les performances de chaque méthode en fonction de la réponse temporelle, de la robustesse face aux différentes variations, des ondulations des puissances active et réactive ainsi que du THD des courants générés. Pour tous ces paramètres, une amélioration significative a été obtenue avec les deux stratégies proposées durant tous les modes de fonctionnement et de compensation, donc moins de problèmes sur la MADA (vibration mécanique, bruit et échauffement). La stratégie NF-DPC a prouvé ses mérites et ses capacités avec un processus d'apprentissage simplifié, une grande précision, une réponse rapide et une bonne robustesse. Enfin, il convient de mentionner que tous les avantages de la MADA ont été exploités dans ce travail.

En résumé, la stratégie de contrôle développée NF-DPC garantit son efficacité et donne l'opportunité au système MADA-Eolien de fonctionner avec un minimum de vibrations et de bruit, avec une production d'énergie performante. Suite à ces avantages, nous sommes amenés à son utilisation dans le chapitre suivant, pour assurer le contrôle du système MADA-Eolien dédié au système hybride étudié.

CHAPITRE IV

Contrôle et gestion d'énergie du système
hybride proposé

IV.1. Introduction

Un système hybride de production d'énergie renouvelable utilise différentes sources pour produire de l'électricité. Le système à présenter dans cette partie est basé sur la connexion de deux sources d'énergie différentes : un système photovoltaïque et une éolienne à axe horizontal basée sur une MADA connectés à un système de stockage. Le système hybride proposé possède cinq convertisseurs pour différents objectifs. Un contrôle MPPT est appliqué pour garantir une extraction maximale des puissances éolienne et photovoltaïque.

Notre objectif est d'assurer un fonctionnement optimal du système global, tout en introduisant des techniques de commande, en s'appuyant sur ce qui a été présenté dans les chapitres précédents, puis de présenter un algorithme de gestion du flux énergétique disponible au niveau du micro-réseau DC. Nous allons également introduire une commande directe en puissance pour le convertisseur côté réseau (CCR), qui va être le garant de la qualité d'énergie échangée entre le micro-réseau-DC et celui du jeu de barre d'interconnexion du système MADA-Eolien ainsi que le réseau AC.

Les stratégies de la commande DPC appliquées au CCM de la MADA ainsi qu'au CCR du micro-réseau indiquées dans [\[Akh.20-Jin.21-Kad.20-Ngu.16\]](#), ont traité les performances du système de commande uniquement sous une puissance active fixe, sans tenir compte des circonstances météorologiques réelles (vent et irradiances solaires variables). Cela signifie que les avantages du système hybride ne sont pas exploités. De plus, les auteurs n'ont pas traité les avantages les plus essentiels de la MADA, surtout dans un système hybride composé d'un micro-réseau-DC et connecté au réseau AC, à savoir sa capacité de réguler la puissance active produite et la gestion de la puissance réactive, ainsi que sa capacité de fonctionner à des vitesses variables sur une large gamme.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le contrôle des puissances active et réactive échangées avec le réseau AC en fonction des variations météorologiques (irradiances solaires et profil du vent aléatoire) selon les exigences au niveau du jeu de barre d'interconnexion avec le réseau AC pour la puissance réactive locale à compenser, puis le flux énergétique sera géré en fonction de la puissance générée et des exigences de la charge, ainsi une nouvelle commande DPC à base d'un contrôleur flou modifié (MF-DPC) sera utilisée comme une amélioration de la DPC conventionnelle pour la commande du convertisseur CCR.

Nous allons présenter en premier lieu la structure du système hybride ainsi que ses différents éléments. Ensuite, nous présenterons la stratégie de gestion et de commande du système hybride global, dont les concepts et la modélisation ont été présentés dans le deuxième et le troisième chapitre. Les résultats de simulation seront présentés pour confirmer l'efficacité des stratégies proposées et les bonnes performances du système hybride étudié.

IV.2. Description du système hybride proposé

Le système étudié est un système hybride composé d'un micro-réseau DC, dont tous les éléments sont connectés et d'un convertisseur statique DC/AC qui le connecte à un réseau AC. Le système hybride proposé combine deux sources d'énergie renouvelable différentes : un système de conversion d'énergie éolienne et un système de conversion photovoltaïque, qui sont associés à un système de stockage à base des batteries alimentant des charges variables, comme l'illustre la [Figure IV.1](#).

Le système de conversion éolien est basé sur une MADA. Cette dernière est connectée directement au réseau AC à travers son stator et elle est connectée au micro-réseau-DC à travers son rotor via un convertisseur de fréquence indirecte AC/DC. Ce dernier est commandé par un système approprié afin d'extraire le maximum de l'énergie du vent et garantir la compensation locale de la puissance réactive au niveau du jeu de barre d'interconnexion avec le réseau AC. Le système PV est également connecté au micro-réseau-DC via un convertisseur DC/DC, qui est contrôlé par un algorithme MPPT approprié afin d'assurer une extraction maximale de puissance. Le micro-réseau-DC est associé à un système des batteries afin d'absorber la puissance excédante, et de débiter la puissance manquante en cas de faible puissance générée par les deux systèmes éolien et PV ou bien une forte demande d'énergie. Le système de stockage est connecté au micro-réseau-DC via un convertisseur DC/DC buck-boost, qui est contrôlé pour maintenir l'équilibre de flux énergétique et garder la tension du bus DC constante. Les performances de fonctionnement du micro-réseau-DC dépendent de la stabilité de tension du bus continu (V_{DC}), en particulier en cas de défauts, de perturbations ou de fluctuations des puissances produites ou consommées.

L'algorithme de gestion d'énergie de l'ensemble du système est conçu pour gérer et maîtriser au maximum l'énergie dans le micro-réseau-DC ainsi que celle échangée entre ce dernier et le réseau AC, atténuer l'effet des variations quotidiennes ou saisonnières dues aux conditions climatiques ou géographiques, assurer une puissance de sortie stable et de bonne qualité et

satisfaire la demande requise en puissance active et réactive. Cet algorithme va aussi éviter les décharges profondes et les surcharges des batteries (limité entre 20% et 80%) ; dans le cas où les batteries sont déchargées à 20%, le besoin d'énergie sera pris du réseau AC et si les batteries sont chargées à 80%, l'excès d'énergie sera injecté au réseau AC. Dans ces deux cas, le réseau AC est considéré comme un système de stockage illimité.

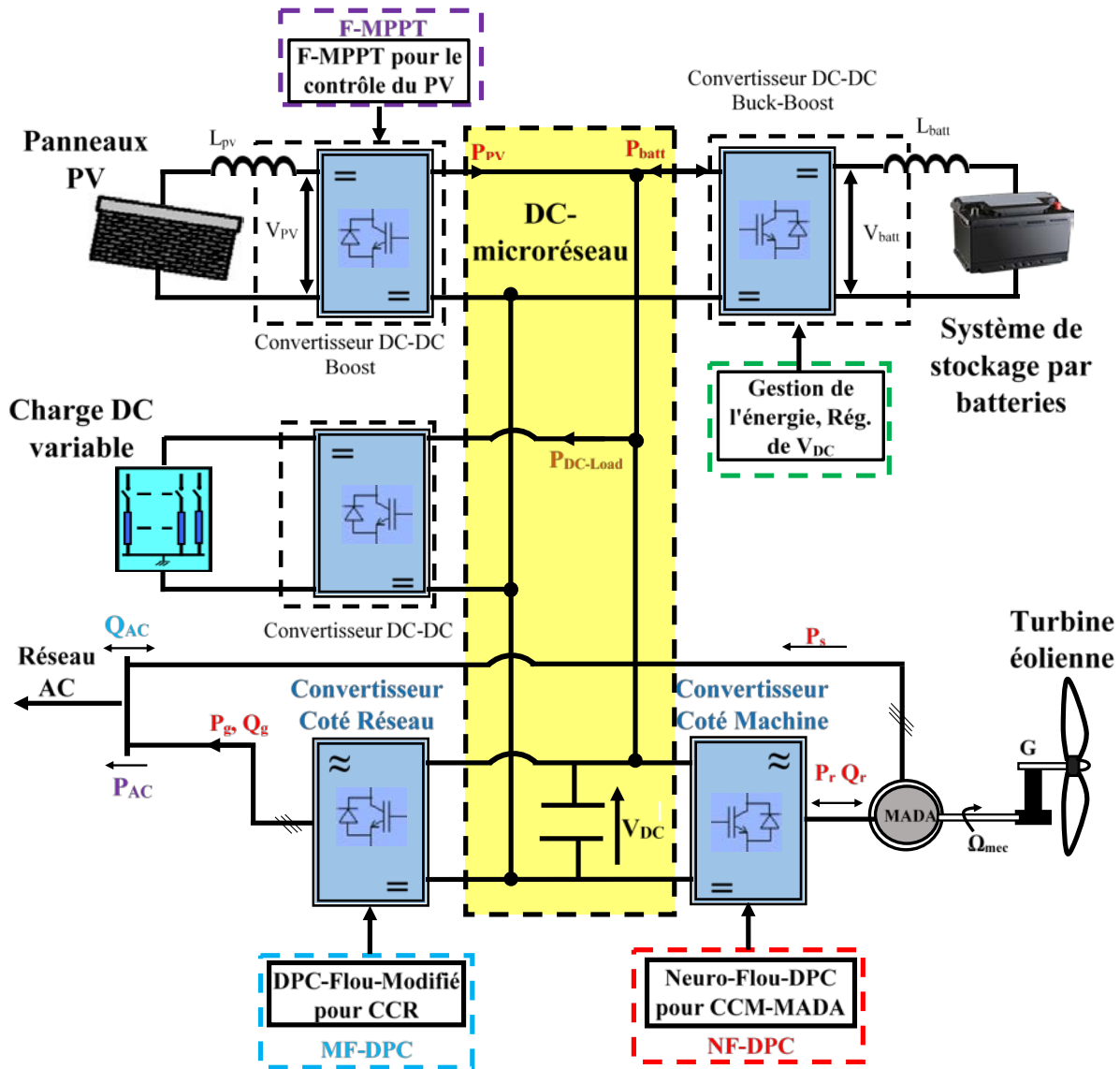


Figure VI.1. Structure du système hybride proposé, MADA-Eolien/PV/Batteries avec charge DC variable

Le micro-réseau-DC est connecté au réseau AC via un convertisseur DC/AC commandé par la DPC du côté réseau. Cette commande assure un facteur de puissance unitaire (puissance réactive nulle $Q_g=0$) et une puissance active selon la demande du micro-réseau-DC (P_g).

IV.3. Description du système de conversion éolien

La description de tout le système éolien à base d'une MADA avec son système de commande a été déjà présentée dans le deuxième et troisième chapitre. Sachant que, le stator est connecté directement au jeu de barre d'interconnexion AC, tandis que, son rotor est connecté via un convertisseur AC/DC (CCM) au bus DC (le micro-réseau-DC). Ce convertisseur est commandé par la technique NF-DPC, déjà présenté au 3^{ème} chapitre, pour assurer le contrôle de l'aéro générateur. Le micro-réseau-DC est connecté au jeu de barre d'interconnexion AC via le convertisseur DC/AC (CCR) qui est commandé par la technique MF-DPC qui sera décrite dans la section qui suit. Les principaux objectifs visés par l'utilisation de cette topologie est d'assurer un contrôle fiable et robuste de l'aérogénérateur, d'assurer une meilleure exploitation et de bénéficier au maximum des avantages offerts par la chaîne proposée, tout en assurant une bonne gestion de l'énergie réactive et en garantissant une énergie non perturbée et stable au réseau avec un service non interrompu et une meilleure qualité d'énergie. Le système MADA-Eolien commandé par la technique NF-DPC est représenté sur la [Figure VI.2](#)

IV.4. Description du système de conversion photovoltaïque

La description du système photovoltaïque a été déjà présentée avec le développement mathématique et le contrôle d'optimisation MPPT dans le deuxième chapitre. Il est connecté au micro-réseau DC via un convertisseur boost (DC/DC), qui est contrôlé par la technique F-MPPT validée dans le deuxième chapitre. Le schéma synoptique du système PV contrôlé par la technique F-MPPT est illustré sur la [Figure IV.3](#).

La puissance générée par le stator du système MADA-Eolien va être injecté directement au réseau AC, alors les panneaux PV doivent couvrir la charge locale dans le micro-réseau DC. Nous allons donc calculer la puissance crête des panneaux PV pour assurer au maximum la continuité de service sachant que l'énergie totale de la charge ($E_{\text{tot-ch}}$) est de 18 kWh :

$$P_{\text{pv-c}} = \frac{E_{\text{tot-ch}}}{C_{\text{pp}} N_{\text{eq}}} \Rightarrow P_{\text{pv-c}} = 6,6 \text{ kW} \quad (\text{IV.1})$$

Où C_{pp} est le coefficient du perte et N_{eq} est le nombre d'heure équivalent d'ensoleillement.

Le système photovoltaïque introduit dans le système hybride proposé est constitué de 15 panneaux de 110 W connectés en série formant une chaîne parallèle avec 3 autres chaînes, pour avoir une puissance crête ($P_{\text{pv-c}}$) totale de 6,6 kW.

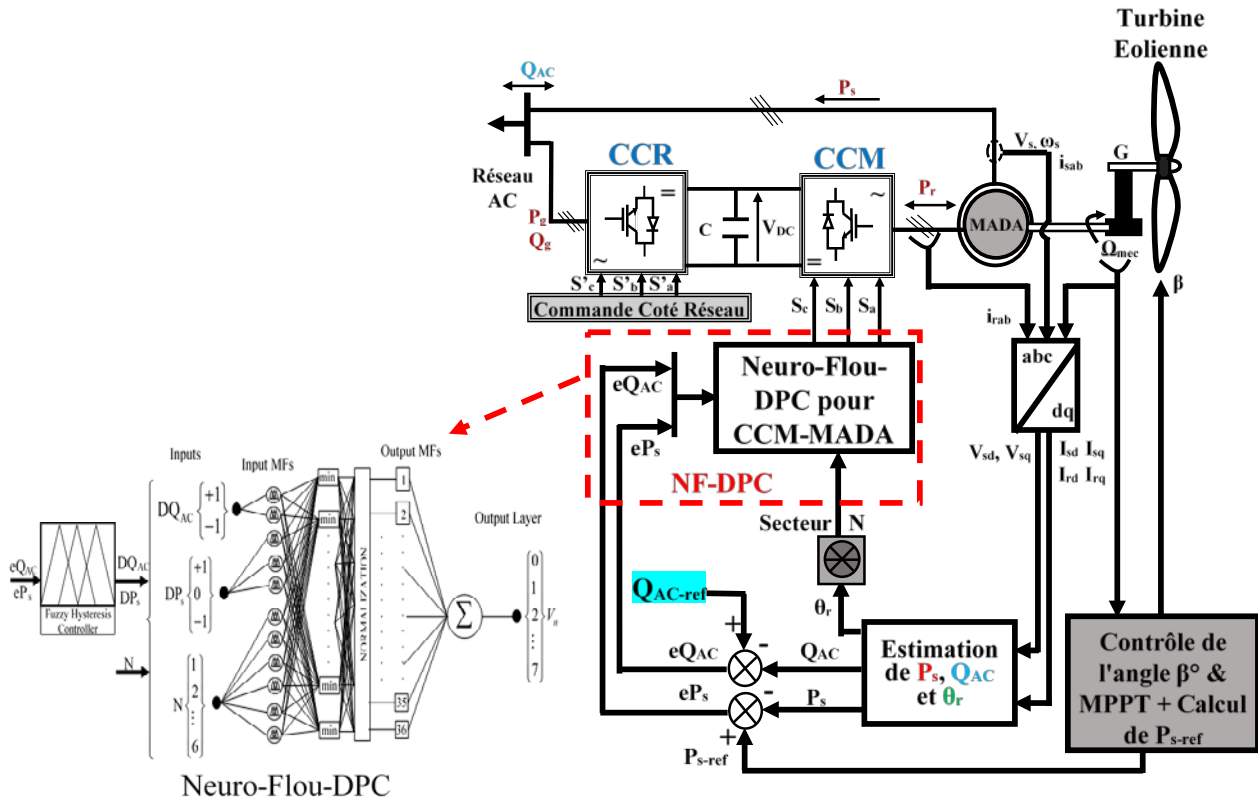


Figure VI.2. Représentation du système MADA-Eolien commandé par la NF-DPC au niveau du convertisseur CCM

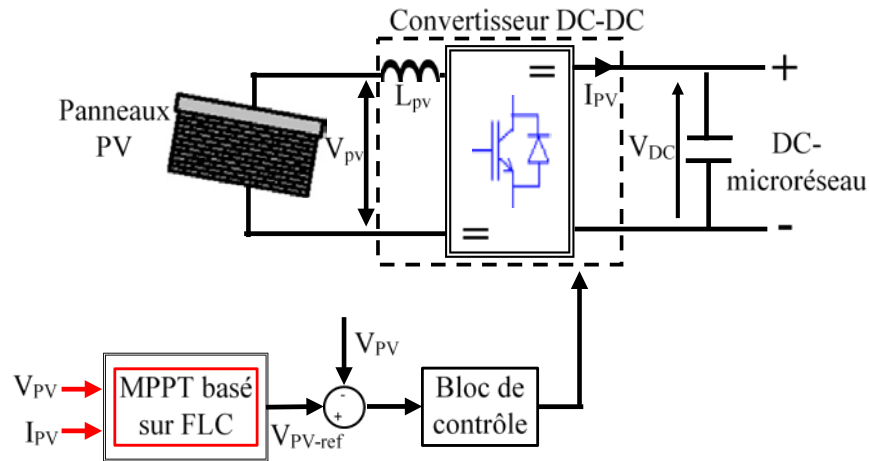


Figure IV.3. Représentation de schéma synoptique du système PV avec le contrôle F-MPPT

IV.5. Description du système de stockage à base des batteries

Les batteries sont connectées au micro-réseau-DC via un convertisseur bidirectionnel Buck-Boost DC/DC, où l'état de charge des batteries (SOC) est une mesure critique à superviser et à contrôler, qui va être utilisé pour la gestion de flux énergétique dans le micro-réseau DC. Le système de supervision proposé doit prendre en considération le SOC de banc des batteries de

stockage, afin de prendre des décisions en fonction de son état et de la puissance requise ; si le SOC atteint 80%, ce qui signifie que les batteries ont atteint la charge maximale, la puissance écoulee dans le micro-réseau-DC doit être injectée au réseau AC via le convertisseur DC/AC (CCR), mais si le SOC atteint 20%, ce qui signifie que les batteries sont déchargées et ont atteint le niveau de la charge minimale, le besoin de puissance dans le micro-réseau-DC doit être ramené du réseau AC. Il est très important de maintenir la stabilité du micro-réseau-DC sans faire appel à la puissance du réseau AC, qui sera utilisé en dernier recours (en cas d'absence de vent et de soleil ou de décharge des batteries à un niveau minimal). Le système de stockage par batteries connecté au micro-réseau-DC à travers un convertisseur DC/DC est illustré sur la [Figure IV.4](#).

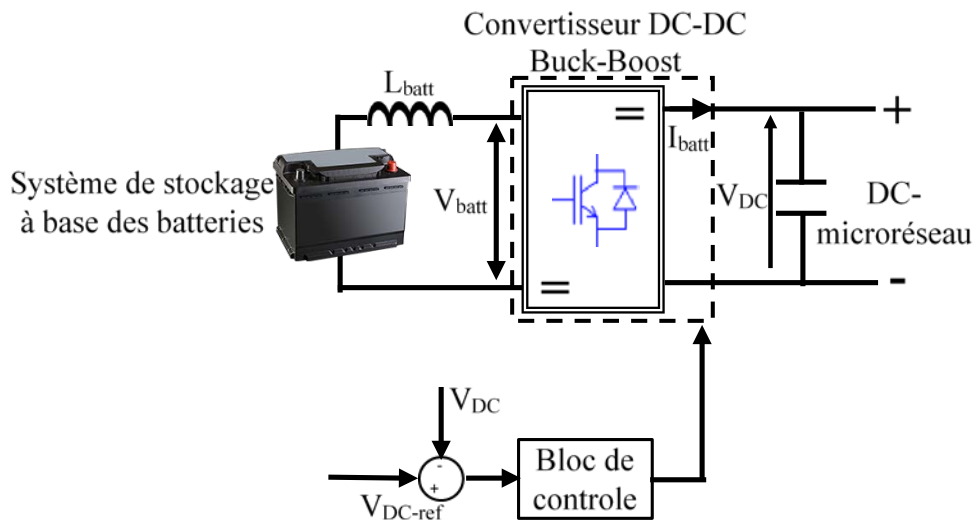


Figure IV.4. Représentation de schéma synoptique du système de stockage par batteries avec la régulation du V_{DC}

IV.6. Gestion de l'énergie et régulation de la tension du micro-réseau-DC

L'objectif principal de la stratégie de gestion de l'énergie est de fournir un niveau adéquat de puissance et assurer la stabilité et la continuité du service pour la charge.

Un convertisseur Buck-Boost DC/DC (BBDC) bidirectionnel est utilisé entre le système de stockage d'énergie et le micro-réseau-DC, son contrôle maintient la tension DC du micro-réseau (V_{DC}) constante et égale à la tension de référence (V_{DC-ref}).

La tension des batteries peut être maintenue plus basse que la tension de référence de bus continu (V_{DC-ref}), ce qui permet de réduire le nombre de batteries à connecter en série. Dans le système proposé, la tension des batteries est maintenue autour de 384 V, donc, 32 batteries de 12V connectées en série sont nécessaires.

La capacité des batteries est calculée en fonction de l'énergie totale demandée par la charge comme exprimée sur l'équation suivante :

$$C_{batt} = \frac{E_{tot-ch}}{V_{batt} \times \eta_{batt} \times PDD} = 91.91 \text{ Ah} \tag{IV.2}$$

Où η_{batt} est le rendement de la batterie et PDD est la profondeur maximale de décharge.

Les niveaux de charge/décharge des batteries sont limités dans cette étude entre 20% et 80% pour éviter la décharge profonde et la surcharge. En fonction des besoins énergétiques et des conditions météorologiques, les batteries peuvent être considérées comme sources d'énergie ou comme éléments de stockage, dans le cas d'un excès ou un déficit d'énergie dans le micro-réseau-DC la charge ou la décharge doit se faire dans les limites indiquées.

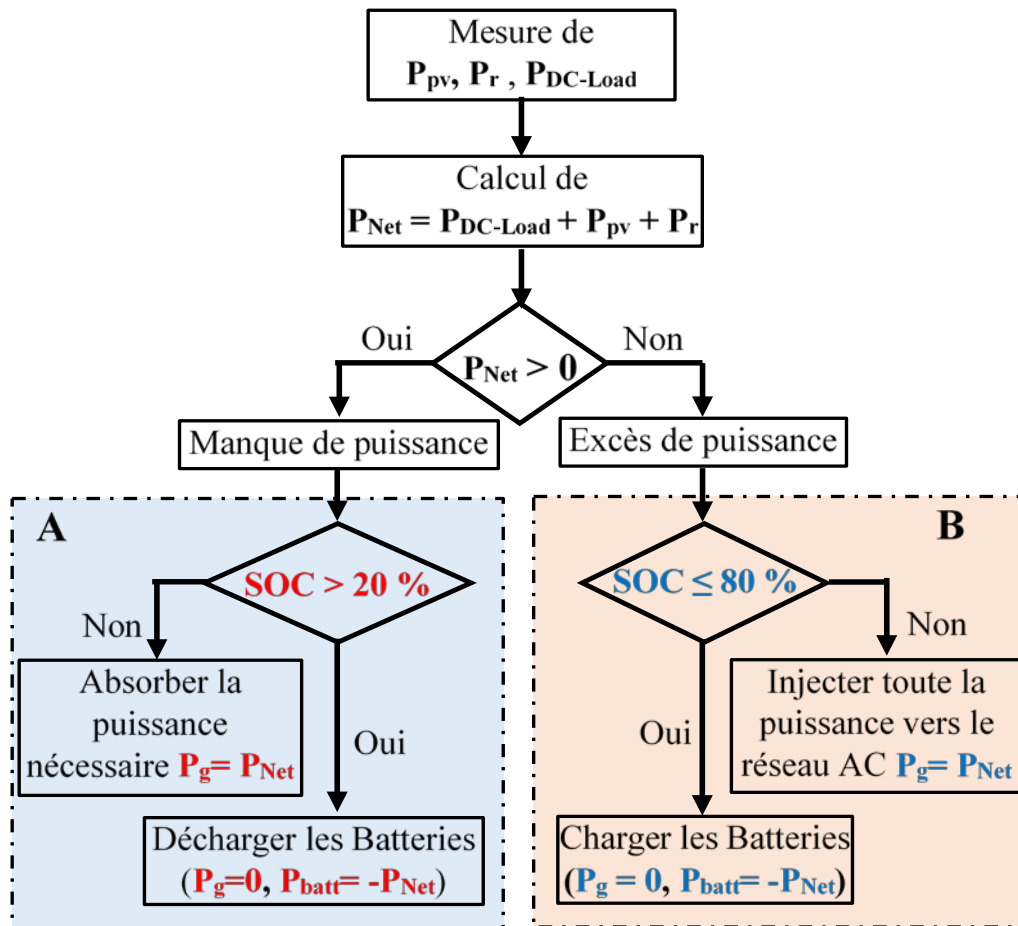


Figure IV.5. Organigramme de gestion de flux énergétique du système hybride proposé

La Figure IV.5 représente l'organigramme de la gestion de flux énergétique entre tous les

systèmes connectés au micro-réseau-DC. La régulation de la tension du micro-réseau-DC est assurée par le système de batteries de stockage et son convertisseur BBDC. La différence de puissance échangée entre la production et les besoins dans le micro-réseau-DC (P_{Net}) est utilisée pour déterminer le mode de fonctionnement : un excès ou un déficit d'énergie.

P_{Net} est donnée par l'expression :

$$P_{Net} = P_{DC-Load} + P_{pv} + P_r \quad (IV.3)$$

En cas d'excès de puissance ($P_{Net} < 0$), ce qui veut dire que la génération d'énergie des deux sources (PV et éolienne) est supérieure à la demande de la charge, le surplus d'énergie est utilisé en premier lieu pour charger les batteries de stockage, si les batteries sont chargées à 80%, le reste sera injecté au réseau AC. En cas de déficit de puissance ($P_{Net} > 0$), ce qui veut dire que la génération d'énergie des deux systèmes de production est inférieure à la demande de la charge, le besoin sera ramené en premier lieu des batteries de stockage, jusqu'à ce que les batteries soient déchargées à 20%, le reste du besoin sera complété du réseau AC.

Pour la compensation locale de la puissance réactive, le convertisseur coté réseau (CCR) est commandé pour avoir un facteur de puissance unitaire (puissance réactive nulle) entre le jeu de barre AC et le convertisseur CCR ($Q_g=0$), ce qui donne :

$$\begin{cases} Q_{AC} = Q_g + Q_s \\ Q_g = 0 \end{cases} \Rightarrow Q_{AC} = Q_s \quad (IV.4)$$

La puissance active échangée entre le jeu de barre AC, le bus DC et le stator de la MADA (P_{AC}) est donnée en fonction de la puissance active générée par le stator de la MADA (P_s) et la puissance active échangée entre le micro-réseau DC via le CCR et le jeu de barre AC (P_g). La P_{AC} est décrite par l'équation suivante :

$$P_{AC} = P_g + P_s \quad (IV.5)$$

IV.7. Commande directe de puissance appliquée au convertisseur CCR

La commande directe de puissance appliquée au convertisseur côté réseau (CCR) est basée sur le même principe que la DPC appliquée au convertisseur côté machine (CCM). Elle est basée sur deux boucles de commande de puissances active et réactive instantanées avec deux

régulateurs à hystérésis à deux niveaux pour les deux grandeurs au lieu de deux et trois niveaux, associés à une table prédéfinie pour déterminer le vecteur de tension approprié.

IV.7.1. Description de la commande directe de puissance classique appliquée au CCR

Le principe de la DPC a été proposé pour la première fois en 1996 dans [Nog.96], pour le contrôle direct des puissances active et réactive instantanées du convertisseur DC/AC coté réseau triphasé. Ensuite elle a été développée pour différentes applications. L'objectif de la commande DPC appliquée au CCR est d'assurer un contrôle découplé des puissances active et réactive en garantissant des courants sinusoïdaux et un facteur de puissance unitaire.

La table de commutation est utilisée pour choisir une série d'ordres de commutation des semi-conducteurs qui composent le convertisseur CCR (S_a' , S_b' , S_c'). Chaque séquence de commande (S_a' , S_b' et S_c') est liée à un vecteur de tension de l'entrée du convertisseur. Huit vecteurs de tension peuvent être appliqués à l'entrée du convertisseur CCR en fonction de diverses combinaisons de trois états du convertisseur : 2 vecteurs nommés nuls (V_0 , V_7) et 6 vecteurs actifs (V_1 à V_6) (similaire à la DPC appliquée au convertisseur CCM). Comme le montre la Figure IV.6, ces vecteurs sont exprimés dans le repère stationnaire. Les erreurs entre les références des puissances active et réactive (P_{g-ref} et Q_{g-ref}) et les valeurs réelles (P_g et Q_g) seront converties en erreurs numériques par les régulateurs à hystérésis à deux niveaux, qui ont deux sorties logiques (S_P , S_Q), où ils prennent le niveau "1" pour indiquer la nécessité d'une augmentation de la variable contrôlée (P_g , Q_g) et le niveau "-1" pour indiquer la nécessité d'une réduction :

$$\text{Si } P_{g-ref} - P_g \geq H_P \text{ alors } S_P = 1, \text{ Si } P_{g-ref} - P_g < H_P \text{ alors } S_P = -1$$

$$\text{Si } Q_{g-ref} - Q_g \geq H_Q \text{ alors } S_Q = 1, \text{ Si } Q_{g-ref} - Q_g < H_Q \text{ alors } S_Q = -1$$

Le calcul de la position angulaire des tensions du réseau dans le plan stationnaire α - β nécessite la connaissance des composantes $V_{s\alpha}$ et $V_{s\beta}$, qui peuvent être soit calculées à partir des mesures des tensions de réseau, soit estimées à partir des puissances et courants instantanés mesurés. Cette position peut être définie par la relation suivante :

$$\theta_{vg} = \arctg\left(\frac{V_{s\beta}}{V_{s\alpha}}\right) \tag{IV.6}$$

L'espace de tension est divisé en douze secteurs de 30° chacun, comme le montre la [Figure IV.6](#). Le numéro du secteur (m) est déterminé en comparant l'angle θ_{vg} avec les bornes de chacun des douze secteurs, qui sont définis par la formule suivante :

$$(vg-1)\frac{\pi}{6} \leq \theta_{vg} \leq (vg)\frac{\pi}{6} \quad vg=1,2,\dots,12 \quad (IV.7)$$

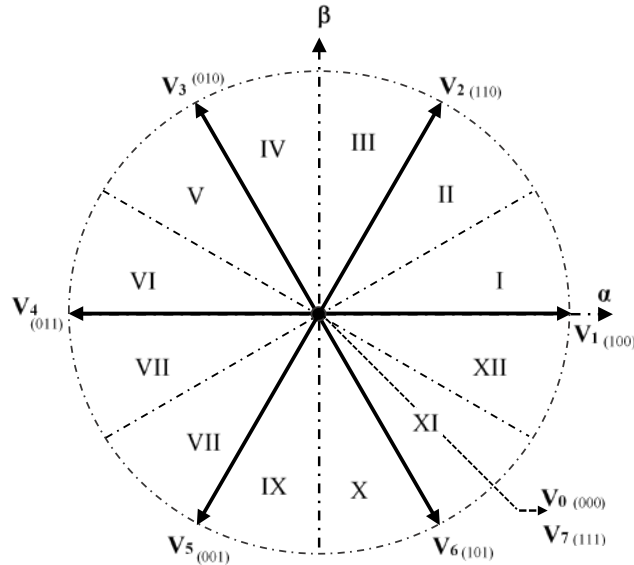


Figure IV.6. Secteurs et vecteurs de tension de la DPC pour la commande du convertisseur coté réseau (CCR)

Une fois les erreurs numériques et le secteur sont déterminés, le vecteur de tension sera choisi selon la table de commutation conventionnelle, qui est présentée dans le [Tableau IV.1](#).

Tableau IV.1. Table de commutation de la commande DPC classique appliquée au CCR [Dje.15]

S_P	S_Q	Secteurs de tension											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	1	V_7	V_0	V_0	V_7	V_7	V_0	V_0	V_7	V_7	V_0	V_0	V_7
	-1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6	V_6	V_1	V_1
-1	1	V_6	V_1	V_1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6
	-1	V_1	V_1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6	V_6

Cependant, la DPC classique appliquée au convertisseur CCR (CR-DPC) présente plusieurs inconvénients, exactement similaire aux inconvénients de la C-DPC appliquée au CCM, tels que

la fréquence de commutation variable, la distorsion élevée des courants générés et les ondulations importantes des puissances active et réactive [Yai.19]. Ces contraintes limitent son utilisation pour les convertisseurs de réseau triphasés, où la qualité de l'énergie est primordiale. Pour remédier à cette préoccupation de nombreux chercheurs ont proposé plusieurs approches et topologies pour son amélioration la CR-DPC.

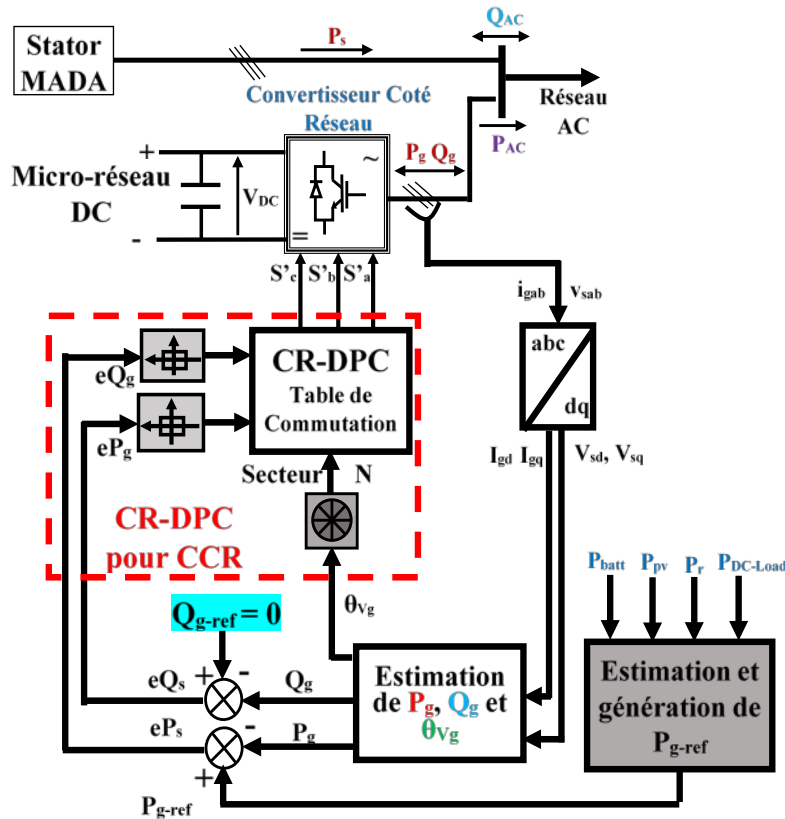


Figure IV.7. Schéma synoptique de la CR-DPC appliquée au convertisseur côté réseau (CCR)

IV.7.2. Description de la commande directe de puissance avancée MF-DPC appliquée au CCR

Dans cette partie, une nouvelle DPC basée sur un contrôleur Flou Modifié (MF-DPC) sera développée, puis une étude comparative entre la MF-DPC proposée et la CR-DPC sera présentée.

La commande MF-DPC proposée vise à remplacer la table de commutation classique et les régulateurs à hystérésis par un seul contrôleur flou. Ce dernier est introduit pour améliorer la qualité de l'énergie injectée au réseau AC. La CR-DPC exige quatre dispositifs pour sa mise en œuvre : un sélectionneur de secteurs de tension, deux régulateurs à hystérésis à deux niveaux et une table de commutation, alors que l'approche proposée n'utilise qu'un seul dispositif, qui est un

contrôleur à base de la logique floue. Les régulateurs à hystérésis n'ajustent pas les sorties avant que l'erreur n'atteigne le niveau d'hystérésis, ce qui entraîne un retard de réponse. Alors que le FC est un outil d'intelligence artificielle qui détermine le vecteur idéal rapidement et instantanément, ce qui améliore les performances du système de commande et le rend plus performant.

La DPC Floue (F-DPC) développée dans [Bou.09-Dje.15] est caractérisée par sa complexité. Dans [Bou.09], les auteurs ont utilisé 6 MFs (3, 3) pour les erreurs de puissances active et réactive, et 12 MFs pour l'angle de tension, ce qui donne 108 règles floues ($3 \times 3 \times 12$). Pour simplifier encore cette commande, un nouveau concept sera proposé dans cette partie, où le contrôleur FC est basé sur 4 MFs (2, 2) pour les erreurs des puissances active et réactive et 12 MFs pour l'angle de la tension, ce qui donne 48 règles floues ($2 \times 2 \times 12$), ce qui va réduire le nombre de règles de 55,56 % par rapport à la F-DPC proposée dans la littérature.

Les erreurs des puissances active et réactive ainsi que l'angle de tension du réseau sont les entrées du FC proposé, tandis que le vecteur de tension approprié V_i ($i : 0, \dots, 7$) sera la sortie.

La conception du FC proposé est basée sur les procédures suivantes :

a) Fuzzification

Le concept générale de la commande MF-DPC proposée commence par la conception des ensembles flous, afin de transformer les entrées du système en variable floues. Donc, nous aurons trois entrées : la première et la deuxième entrée sont divisées en deux MFs (inspirées des régulateurs à hystérésis à deux niveaux de la DPC), tandis que la troisième entrée est divisée en douze MFs (inspirées des douze secteurs du sélectionneur de secteur). Il y a une seule sortie divisée en huit MFs (inspirée des huit vecteurs de tension) :

- Les MFs de l'erreur des puissances active/réactive (eP_g , eQ_g) sont deux variables linguistiques : négative (N) et positive (P) de forme trapézoïdale, comme indiqué sur les Figures IV.8 et IV.9 ;
- Les MFs de l'angle de tension sont douze variables linguistiques : θ_1 à θ_{12} , de forme triangulaire, comme indiquée sur la Figure IV.10 ;
- Les MFs du vecteur de tension sont huit variables linguistiques : V_0 , V_2 ..., V_7 , qui est désignée par des MFs singeltons, comme le montre la Figure IV.11.

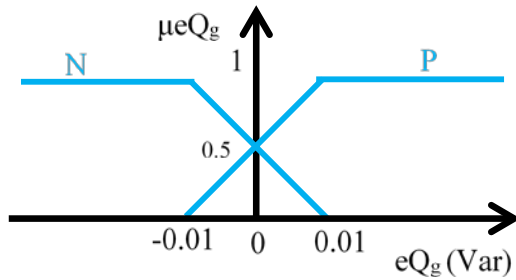


Figure IV.8. MFs de l'erreur de puissance réactive

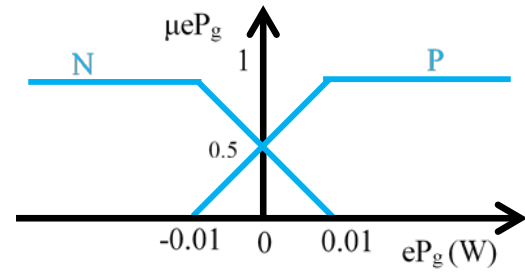


Figure IV.9. MFs de l'erreur de puissance active

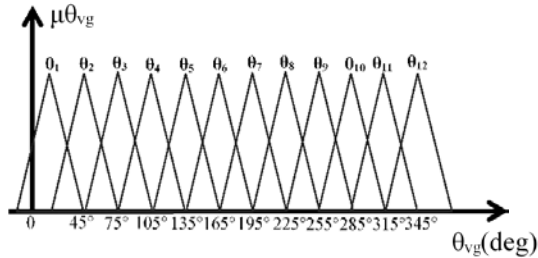


Figure IV.10. MFs de l'angle de tension du réseau

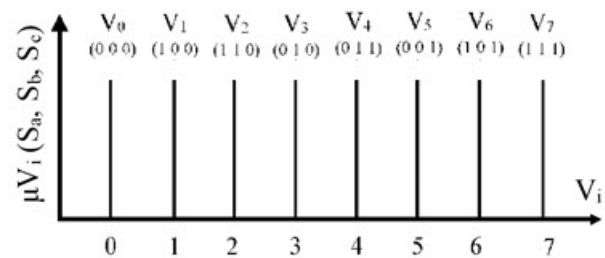


Figure IV.11. MFs des vecteurs de tension du réseau

b) Règles floues

Cette étape conduit à la création d'un ensemble de règles appropriées, qui sera construit en utilisant les entrées, les variables de sortie et les MFs. Pour exécuter le contrôleur de commutation à logique floue, un système d'inférence floue de type Mamdani est utilisé. Les règles floues de la MF-DPC proposée sont créées sur la base de la table de commutation de la DPC classique appliquée au CCR. Alors, il doit y avoir 48 règles ($2 \times 2 \times 12$) pour couvrir tous les scénarios possibles pendant le fonctionnement du système, où les règles floues sont présentées dans le [Tableau IV.2](#).

Tableau IV.2. Règles floues de la commande MF-DPC proposée, pour le contrôle du CCR

eQ_g	eP_g	θ_1	θ_2	θ_3	θ_4	θ_5	θ_6	θ_7	θ_8	θ_9	θ_{10}	θ_{11}	θ_{12}
N	N	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆
	P	V ₆	V ₁	V ₁	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆
P	N	V ₂	V ₂	V ₃	V ₃	V ₄	V ₄	V ₅	V ₅	V ₆	V ₆	V ₁	V ₁
	P	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇	V ₇	V ₀	V ₀	V ₇

c) Défuzzification

La technique du centre de gravité (CoG) est utilisée pour calculer la sortie du FC, qui est le vecteur de tension de réseau V_j ($j : 0, \dots, 7$), qui sera appliqué au convertisseur CCR, en utilisant une formule booléenne (0 ou 1), le V_j est transformé en signaux de commutation pour les interrupteurs du convertisseur de puissance DC/AC ($S_{a'}$, $S_{b'}$ et $S_{c'}$).

La structure générale de la MF-DPC appliquée au CCR du micro-réseau-DC connecté au réseau AC est représentée sur la [Figure IV.12](#).

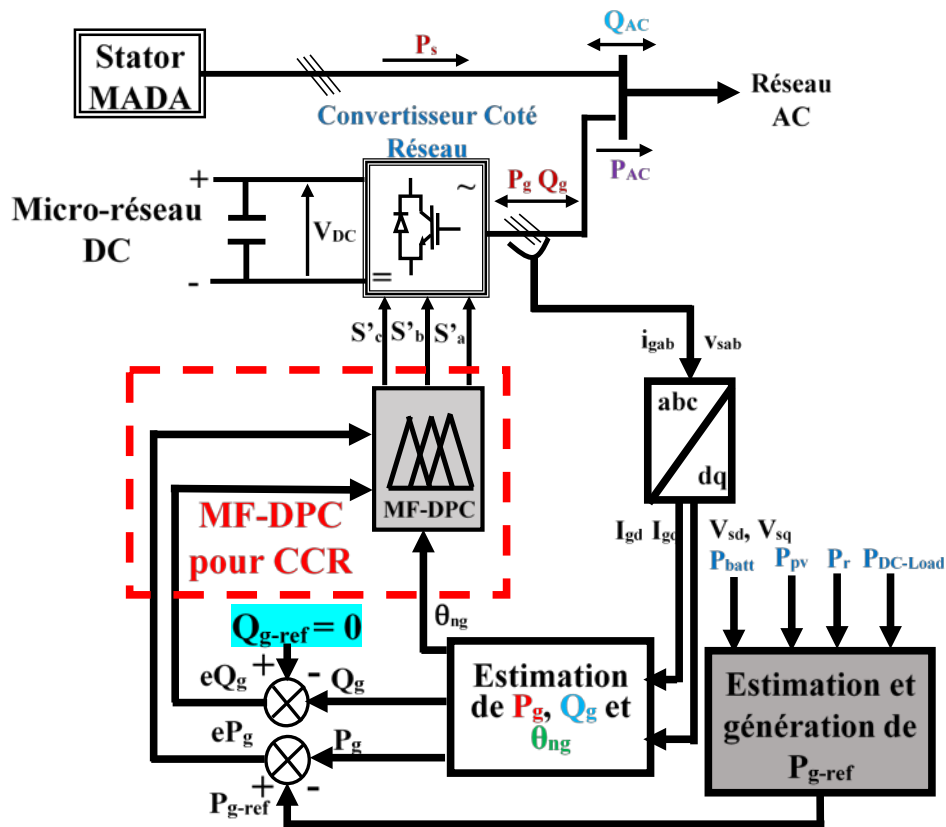


Figure IV.12. Configuration de la MF-DPC proposée, appliquée au convertisseur CCR

IV.8. Résultats de simulation et interprétation

Dans ce travail, le système hybride est basé sur la combinaison MADA-Eolien/PV/Batteries avec une charge DC. Ce système est connecté au réseau AC via un convertisseur côté réseau DC/AC (CCR). La MADA est connectée directement au réseau AC via son stator et elle est connectée au micro-réseau-DC par le convertisseur côté machine (CCM) via son rotor. Le CCM est commandé par la technique NF-DPC, qui a été développée dans le troisième chapitre. Le

panneau PV est connecté au micro-réseau DC via un convertisseur Boost DC/DC, qui est contrôlé par la technique F-MPPT décrite dans le deuxième chapitre. Les batteries sont connectées au micro-réseau DC via un convertisseur Buck-boost DC/DC, tandis que la charge DC est connectée via un convertisseur DC/DC au micro-réseau-DC.

Les résultats de simulation du système global sont obtenus à l'aide de logiciel Matlab/Simulink, ses paramètres sont présentés dans l'Annexe. Nous avons opté pour des données météorologiques variables (profils de vitesse du vent aléatoire avec irradiances solaires assimilée à une journée d'ensoleillement) et des exigences de puissance variables (profil variable de la charge DC avec exigences aléatoire de la puissance réactive locale au niveau du jeu de barres d'interconnexion), afin de reproduire un fonctionnement qui se rapproche de la réalité et de montrer les performances du système hybride proposé, sous des conditions sévères, permettant de vérifier l'efficacité, la stabilité, la robustesse et les hautes performances de la topologie et des contrôles proposés.

Les Figures IV-13 et IV-14 illustrent les profils de vitesse du vent et d'irradiations solaires. Le profil de vent est choisi pour exploiter objectivement le générateur choisi, d'où le système passe par les trois modes de fonctionnement comme montré sur l'allure de la vitesse mécanique de la MADA, Figure IV-15. Tandis que le profil d'irradiations solaires qui a été utilisé similaire à l'irradiation quotidienne d'une journée d'été.

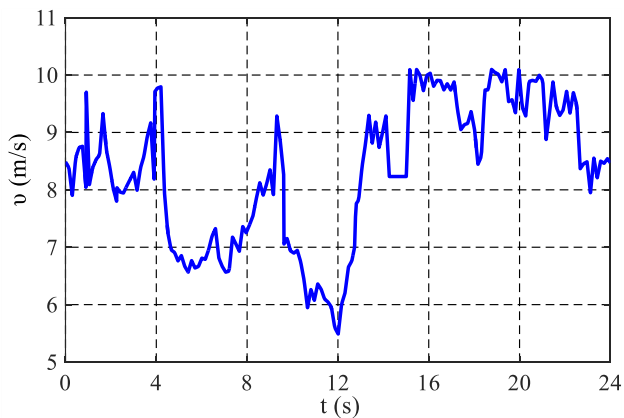


Figure IV.13. Profil de la vitesse du vent

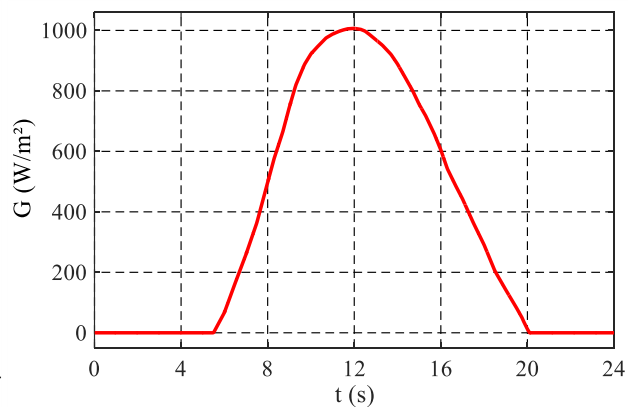


Figure IV.14. Profil d'irradiations solaires

Dans tous les résultats de simulation obtenus, le signe négatif de la puissance signifie qu'elle est générée (mode de production d'énergie), et le signe positif signifie qu'elle est absorbée (mode de consommation d'énergie).

Les Figures IV.16-IV.17 montrent clairement une poursuite parfaite de références des

puissances active et réactive misent en jeu par la MADA, malgré les variations brusques au niveau des références imposées. La [Figure IV.18](#) montre les trois composantes des courants générés par la MADA, et les zooms de cette figure illustrent le passage entre les trois modes de fonctionnement de la MADA : mode hypo-, hyper- et synchrone, où toutes les composantes conservent une forme sinusoïdale avec un très faible THD (moins de 2%) durant tous les modes de fonctionnement, tout en préservant une fréquence constante des signaux générés (50Hz). Cela nous permet de dire que l'énergie et les signaux générés par la MADA, associée à la commande NF-DPC, sont de très bonne qualité.

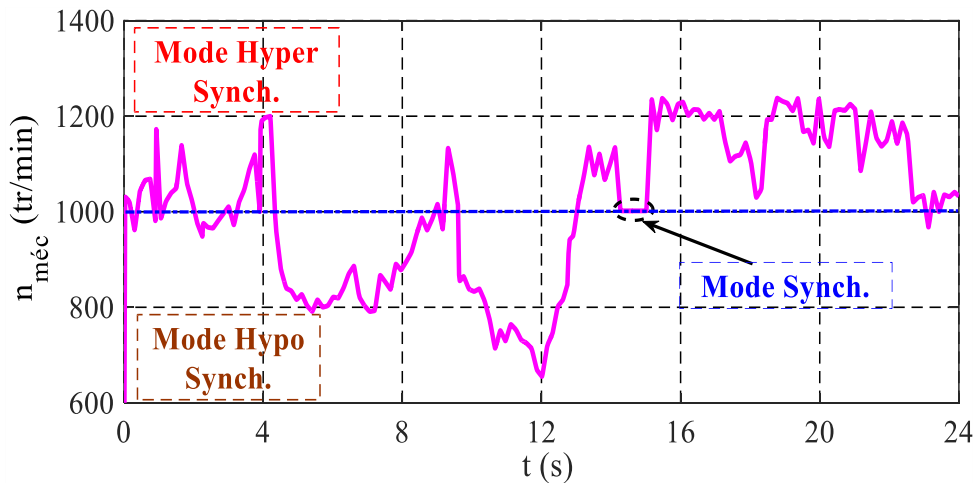


Figure IV.15. Évolution de la vitesse mécanique de la MADA

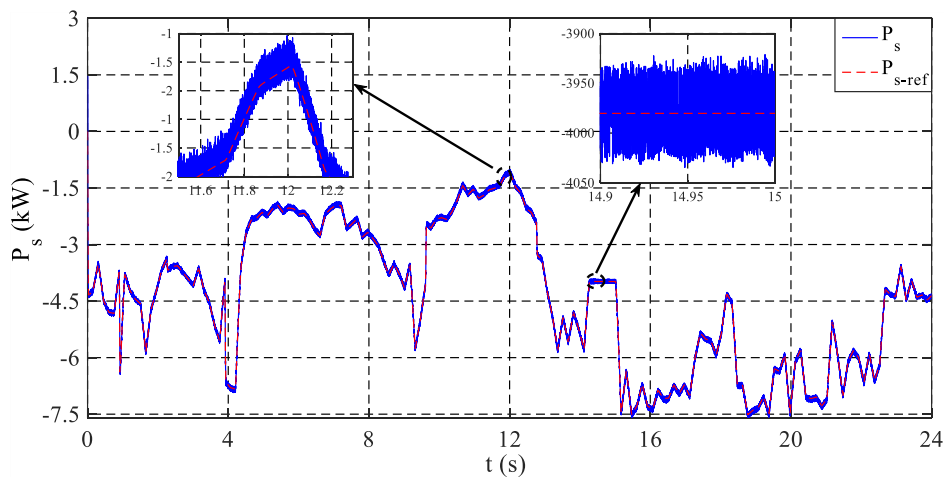


Figure IV.16. Puissance active générée par la MADA et sa référence, commandée par la NF-DPC

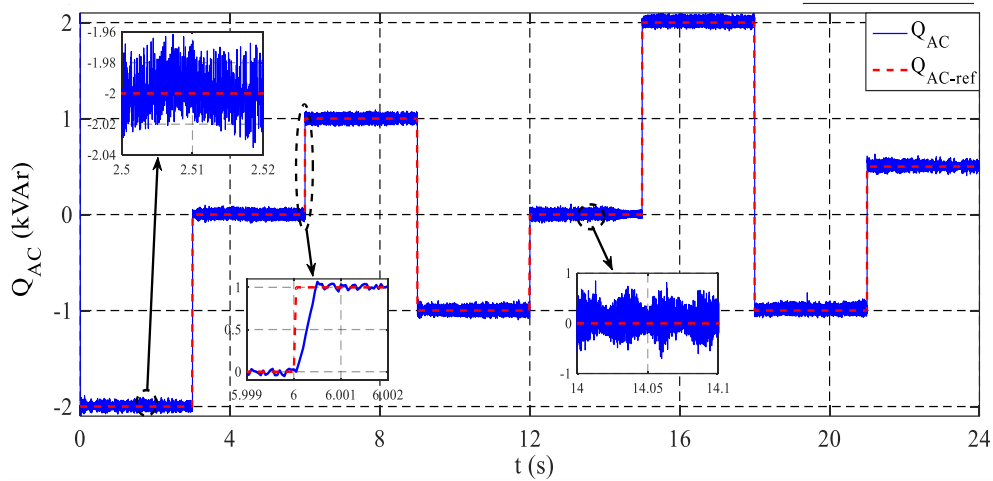


Figure IV.17. Puissance réactive locale compensée et sa référence, commandée par la NF-DPC

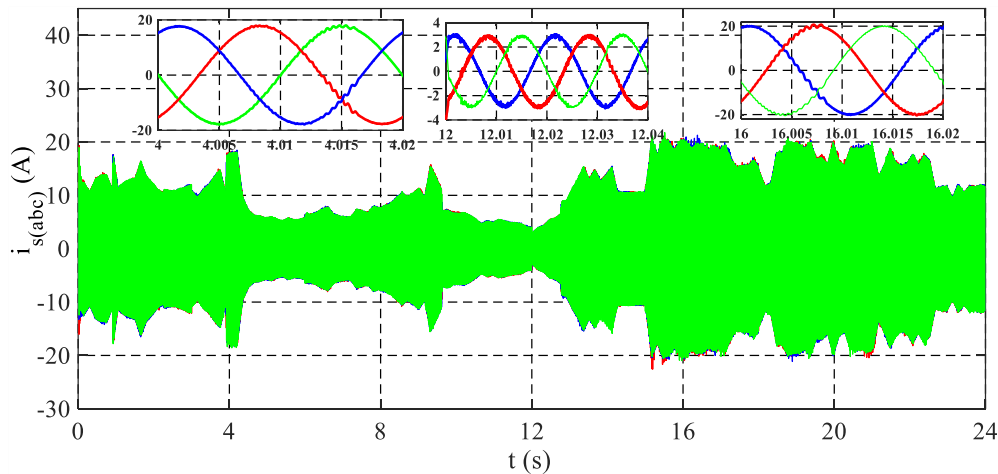


Figure IV.18. Courants générés par la MADA, commandée par la NF-DPC

Les [Figures IV.19-21](#) montrent les puissances générées et demandées dans le micro-réseau-DC. La [Figure IV.19](#) illustre la puissance produite par les panneaux PV (P_{pv}), qui dépend directement de l'ensoleillement. Elle a une courbe similaire à celle d'irradiations solaires ([Figure IV.14](#)). La puissance active rotorique de la MADA (P_r) est représentée sur la [Figure IV.20](#), où on peut remarquer le changement entre le mode de production et de consommation selon les modes de fonctionnement de la MADA. Le rotor produit une puissance dans le seul cas où la vitesse mécanique est totalement supérieure à la vitesse de synchronisme (qui est le mode hyper-synchrone), et il absorbe de l'énergie dans les deux autres modes. La puissance de la charge DC ($P_{DC-Load}$) est illustrée sur la [Figure IV.21](#), elle possède un profil variable, qui change de manière brusque afin de tester la robustesse et l'efficacité du système de commande vis-à-vis des conditions variables.

La Figure IV.22 montre l'évolution de P_{Net} , qui est la différence entre la puissance générée et la puissance consommée dans le micro-réseau-DC.

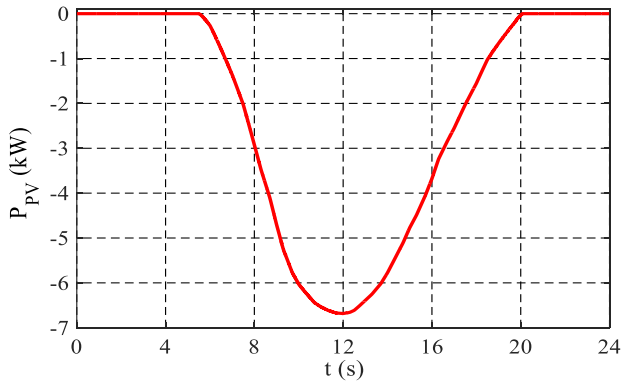


Figure IV.19. Puissance active photovoltaïque produite

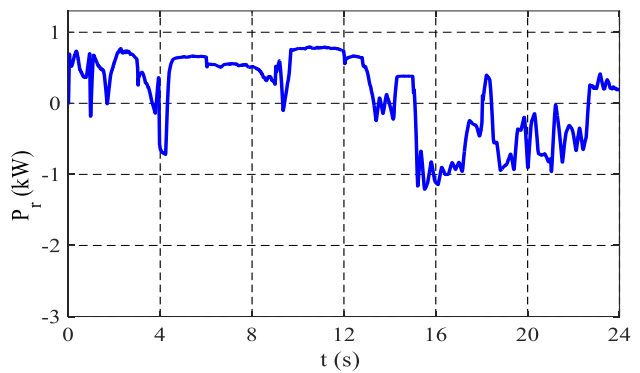


Figure IV.20. Puissance active rotorique de la MADA

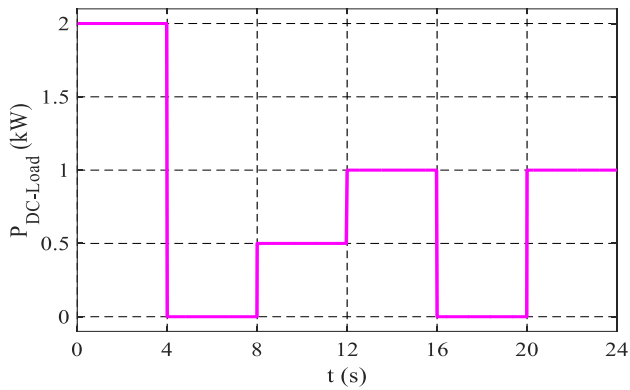


Figure IV.21. Puissance active requise pour la charge DC

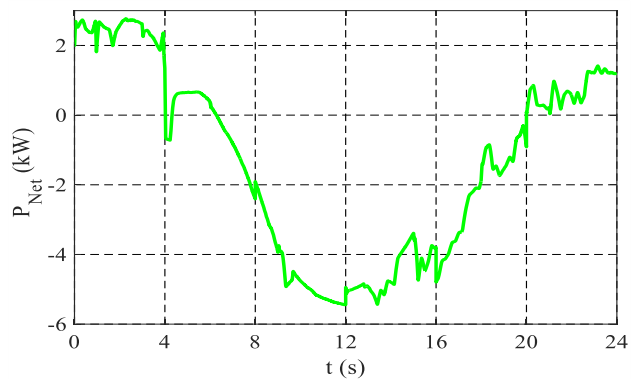


Figure IV.22. Puissance disponible dans le micro-réseau-DC

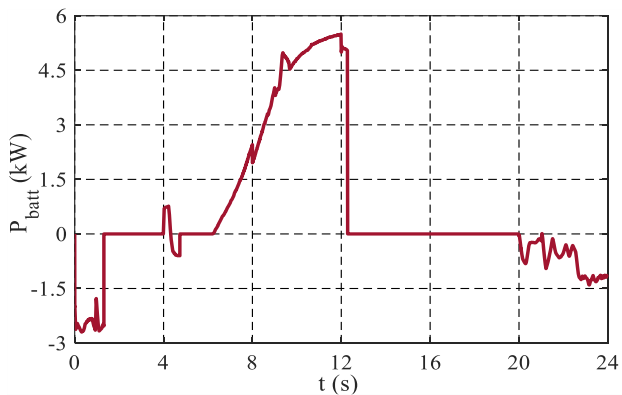


Figure IV.23. Stockage et dissipation d'énergie dans les batteries

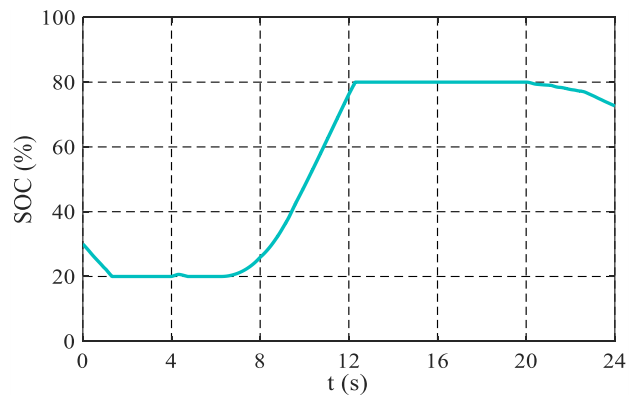


Figure IV.24. Évolution de l'état de charge des batteries (SOC)

Les Figures IV.23 et IV-24 illustrent la puissance des batteries (P_{batt}) et leur état de charge (SOC). Le signe négatif indique que les batteries fournissent (se déchargent) de l'énergie au micro-réseau-DC, et le signe positif signifie que les batteries reçoivent (se chargent) de l'énergie du micro-réseau-DC. Les batteries fournissent de la puissance durant deux périodes, $t \in [0s, 2s]$ et

$t \in [20s, 24s]$, on peut remarquer que ce sont des périodes sans ensoleillement où la production des PV est nulle.

Il est possible de conclure que ; lorsque $P_{Net} < 0$, l'excès d'énergie dans le micro-réseau DC est stocké dans les batteries, et si ces dernières sont chargées à 80%, le surplus d'énergie est injecté au réseau AC via le CCR. Lorsque $P_{Net} > 0$, cela signifie que le rotor de la MADA et les panneaux PV sont incapables de produire suffisamment d'énergie, alors, les batteries fourniront l'énergie stockée pour répondre à la demande de la charge DC, et si les batteries sont déchargées à 20%, le besoin d'énergie est absorbé du réseau AC via le CCR.

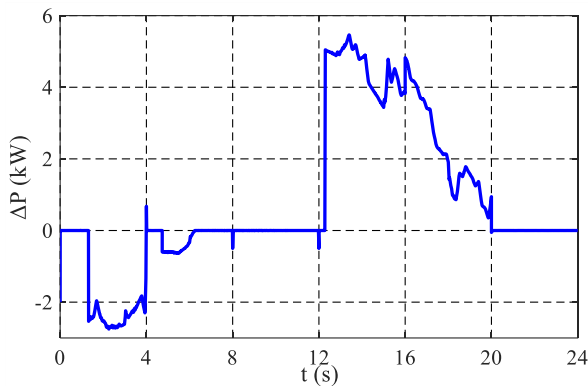


Figure IV.25. Puissance requise échangée entre le micro-réseau-DC et le réseau AC via le CCR

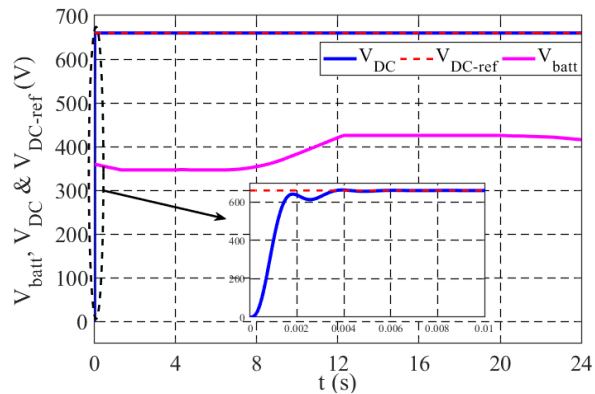


Figure IV.26. Tension des batteries et du micro-réseau DC avec sa référence

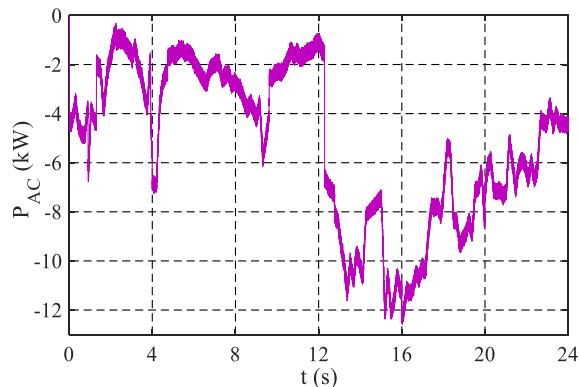


Figure IV.27. Puissance active dans le jeu de barre d'interconnexion AC

L'insuffisance ou le surplus de puissance dans le micro-réseau-DC, qui doit être prélevée du réseau AC ou injectée au réseau AC (ΔP), est représenté sur la [Figure IV.25](#), ce qui montre que le micro-réseau-DC absorbe de la puissance du réseau AC via le CCR durant $t \in [1.3s, 4s]$ et $t \in [4.69s, 6.27s]$, et il débite au réseau AC via le convertisseur CCR durant $t \in [12.1s, 20s]$. La

Figure IV.26 montre la tension des batteries et la tension du micro-réseau-DC (V_{DC}), qui est bien maintenue à sa valeur de référence.

La puissance active générée par le stator et le CCR de la MADA vers le jeu de barre d'interconnexion avec le réseau AC (P_{AC}) est illustrée sur la Figure IV.27.

L'objectif principal de la commande DPC appliquée au convertisseur CCR est de garantir une puissance active conforme à la puissance délivrée ou absorbée par le micro-réseau-DC, et une puissance réactive nulle entre le convertisseur CCR et le jeu de barre d'interconnexion AC. Le ΔP est la puissance de référence de celle échangée entre le micro-réseau DC et le réseau AC via le CCR (P_{g-ref}), d'où $P_{g-ref} = -\Delta P$, car le transfert de puissance du réseau AC vers le micro-réseau-DC est un mode de production par rapport au micro-réseau-DC, qui est un mode d'absorption par rapport au réseau AC et vice-versa. Tandis que, la référence de la puissance réactive (Q_{g-ref}) est nulle, afin d'assurer un fonctionnement à facteur de puissance unitaire (une puissance réactive nulle à la sortie du CCR).

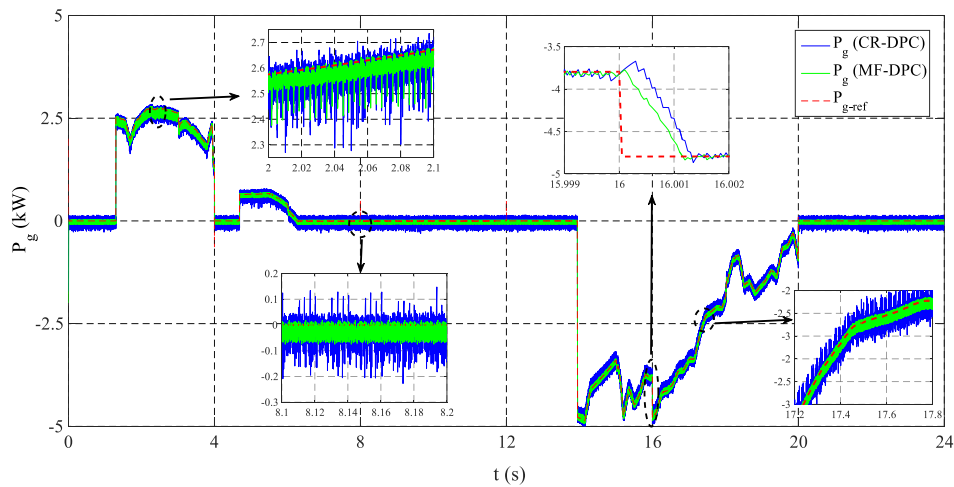


Figure IV.28. Puissance active échangée entre le micro-réseau-DC et le réseau AC via le CCR

La puissance active échangée entre le micro-réseau-DC et le jeu de barre d'interconnexion AC avec sa référence est illustrée sur la Figure IV.28. Cette figure montre une poursuite parfaite de la référence imposée, cela est vérifié pour les deux techniques appliquées pour le contrôle du convertisseur CCR, la CR-DPC et la MF-DPC. Cependant, la CR-DPC a engendré des ondulations importantes par rapport à la MF-DPC. Pour vérifier les performances de la MF-DPC par rapport à la CR-DPC, les variations de poursuite de références entre les différents modes sont montrées dans les zooms illustrés sur la même figure, Figure IV.28. Les zooms montrent

clairement que la méthode MF-DPC a un temps de réponse beaucoup plus rapide que la méthode CR-DPC. De plus, la méthode MF-DPC a montré de très bonnes performances : moins d'ondulations, une réponse rapide et une grande robustesse vis-à-vis les variations brusques, comparée à la CR-DPC.

Le profil de la puissance réactive imposée par le CCR, commandé par la CR-DPC et la MF-DPC, est illustré sur la [Figure IV.29](#) où on peut constater une très bonne poursuite de référence.

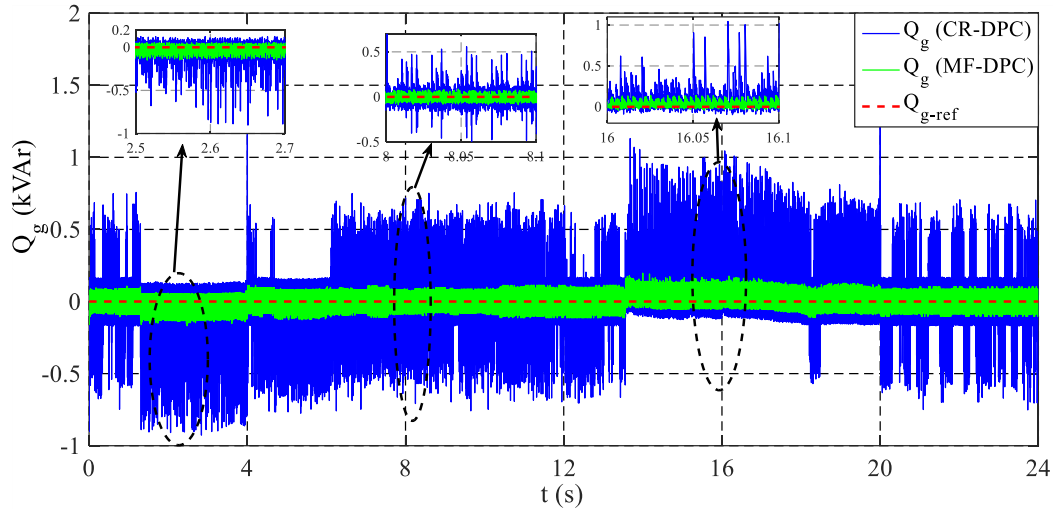


Figure IV.29. Puissance réactive à la sortie du CCR

Dans la même figure ([Figure IV.29](#)), les phases transitoires entre les différents modes de puissance sont zoomées. De la même manière que pour la régulation de la puissance active, la technique MF-DPC est clairement plus performante que la CR-DPC. Cette dernière présente également de grandes ondulations, qui sont considérablement réduites par l'approche proposée.

Pour une analyse plus approfondie de l'efficacité de chaque approche, on utilise l'équation [\(IV.8\)](#) (déjà utilisé dans le chapitre III pour les commandes appliquées au CCM) pour calculer la moyenne de la bande d'ondulation des puissances active et réactive. Les résultats obtenus sont présentés dans le [Tableau IV.3](#), indiquant une amélioration considérable de la MF-DPC par rapport à la CR-DPC, atteignant 64,18% pour la puissance active et 73% pour la puissance réactive.

$$X_{ripp} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i)^2} \quad (IV.8)$$

La [Figure IV.30](#) montre la première phase du courant injecté dans le réseau AC par le

convertisseur CCR, commandé par la CR-DPC et la MF-DPC. La transition d'un mode à un autre est représentée sur les zooms illustrés dans la figure (IV.30), indiquant une fréquence de 50 Hz dans les deux modes, absorption et génération. La technique de commande proposée MF-DPC a amélioré considérablement la qualité du courant mis en jeu par rapport à la CR-DPC.

Tableau IV.3. Analyse comparative des ondulations des puissances actives et réactives de la CR-DPC et la MF-DPC proposée appliquée au CCR

Performances		Ondulations				Moyen
		t ∈ [2,9-3,0s]	t ∈ [4,9-5,0s]	t ∈ [8,0-8,1s]	t ∈ [14-14,1s]	
$P_g(W)$	CR-DPC	64.66	62.11	59.93	68.62	63.83
	MF-DPC	22,82	22.49	22.64	23.32	22.81
	Amélioration de la MF-DPC par rapport à la CR-DPC	64,70%	63,79%	62,22%	66,01%	64,18%
$Q_g(VAr)$	CR-DPC	154.37	138.26	120.60	133.38	136.65
	MF-DPC	39,65	39.36	33.26	39.35	37.90
	Amélioration de la MF-DPC par rapport à la CR-DPC	74,25%	71,53%	72,42%	70,50%	72,17%

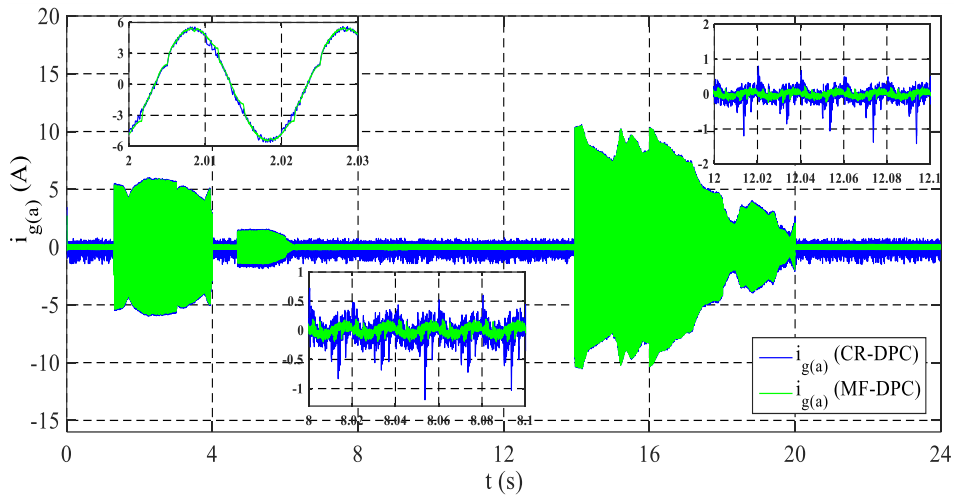


Figure IV.30. Évolution du courant de la phase [a] à la sortie du convertisseur CCR

L'analyse FFT du courant injecté au réseau AC a été réalisée, où nous pourrions clairement remarquer que la MF-DPC présente un faible THD (<4%) comparé à la CR-DPC, tout en maintenant la fréquence des courants générés constante à 50 Hz, comme le montre la Figure. IV.31.

L'analyse comparative entre la CR-DPC et la MF-DPC en termes de THD des courants injectés est représentée dans le Tableau IV.4, montrant ainsi que l'approche proposée a réduit le

THD d'environ 50%.

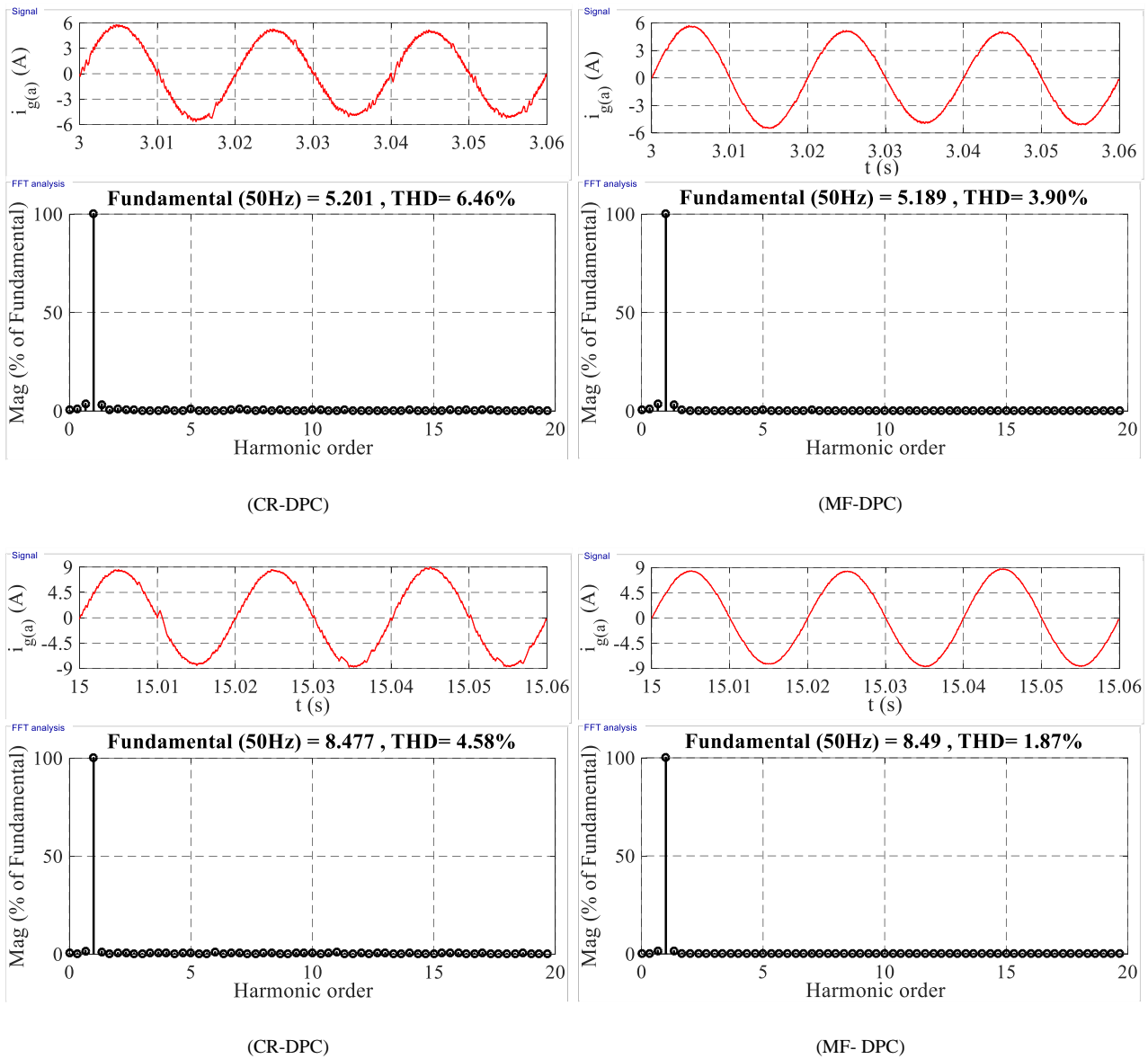


Figure IV.31. Analyse FFT de la phase [a] des courants injectés par le CCR commandé par la CR-DPC et la MF-DPC

Tableau IV.4. Analyse comparative du THD du $i_{g(a)}$ de la CR-DPC et de la MF-DPC proposée

Performances		$t \in [3-3,06s]$	$t \in [15-15,06s]$	Moeyn
THD de	CR-DPC	6.64 %	4,58 %	5,61 %
	MF-DPC	3.9 %	1,87 %	2,88 %
$i_{g(a)}$ (%)	Amélioration de la MF-DPC par rapport à la CR-DPC	41,26%	59,17%	50,21%

IV.9. Conclusion

Le travail présenté dans ce chapitre décrit l'étude d'un système hybride composé d'un système MADA-Eolien, un système PV, des batteries de stockage et une charge DC. La connexion des différents systèmes est assurée au niveau du micro-réseau DC, qui est connecté au réseau AC via un convertisseur CCR (DC/AC). Les sources de production d'énergie sont utilisées le système éolien et le système solaire PV, tandis que les batteries sont utilisées pour la régulation de la puissance entre la demande et la production au niveau du micro-réseau-DC. L'étude de tous les éléments du système a été prise en compte dans ce travail ; en présentant l'optimisation et la commande des systèmes MADA-Eolien et PV, la régulation de la tension du micro-réseau DC, la commande du convertisseur CCR et la gestion d'énergie du système global.

Les résultats de simulation confirment les objectifs attendus de la commande, l'optimisation et la gestion des puissances. La topologie et les stratégies de commande utilisées, la NF-DPC pour le rotor de la MADA, la MF-DPC pour le convertisseur CCR et la stratégie de gestion d'énergie, montrent une amélioration significative des performances du système global dans des conditions météorologiques défavorables et critiques. La robustesse vis-à-vis des variations brusques des références, le suivi rapide des valeurs désirées et la stabilité du système global, ainsi qu'une meilleure gestion d'énergie et une compensation satisfaisante de la puissance réactive locale, sont observés. L'application de la NF-DPC au convertisseur CCM de la MADA a considérablement amélioré la qualité de l'énergie fournie directement au réseau AC avec un THD des courants très faible durant tous les modes de fonctionnement du système MADA-Eolien. De plus, une bonne compensation locale de l'énergie réactive démontre également l'efficacité du système MADA-Eolien. La MF-DPC appliquée au CCR s'est avérée très performante, une amélioration significative a été observée par rapport au contrôle conventionnel avec une bonne qualité des puissances injectées au réseau AC.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse constituent une contribution à la commande non linéaire et à la gestion d'énergie d'un système hybride d'énergies renouvelables.

Nous avons entamé notre travail par une recherche bibliographique relative aux différentes configurations et structures des systèmes hybrides à base de sources d'énergies renouvelables, ainsi que les principales structures de systèmes photovoltaïque et éolien et les techniques de commandes associées. Cette recherche a permis de conclure que la structure, MADA-Eolien/PV/Batteries, est très appropriée pour une application d'un micro-réseau local connecté au réseau de distribution. Cette structure possède l'avantage d'être formée par un micro-réseau-DC et AC en même temps, pouvant alimenter des charges locales, ce qui constitue un système de production pour un réseau de distribution. Ce système permet de faire un contrôle parfait de la puissance active produite et de bien gérer la compensation locale de la puissance réactive. Aussi, comme avantage principal de la machine utilisée, le convertisseur associé au circuit rotorique ne traite qu'une fraction de la puissance totale du système, ce qui permet de minimiser les pertes et le coût d'investissement pour son implantation. Grâce à ses avantages exceptionnels, la configuration MADA-Eolien a permis d'augmenter l'efficacité et le rendement du système hybride proposé.

Nous avons présenté la modélisation du système global, en passant par chaque élément séparément. En premier lieu, nous avons commencé par le système photovoltaïque ou une description et une modélisation a été développée. Le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque nous a imposé l'utilisation d'un algorithme MPPT améliorée par la logique floue. Par la suite, un aperçu sur le fonctionnement général de l'éolienne a été présenté, puis une description et une modélisation de l'aérogénérateur et de toutes les parties associées sont développées dans le deuxième chapitre. Pour répondre aux exigences du fonctionnement optimal de ce générateur, le développement d'un algorithme de commande et d'optimisation de l'énergie mise en jeu a été élaboré.

Ensuite, nous avons étudié en détail la commande de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne basée sur une MADA, dans le troisième chapitre. Pour réduire les inconvénients de la C-DTC, nous avons développé deux techniques qui sont 12-DTC et F12-DTC. Après une comparaison entre les trois, une synthèse a été faite où nous avons pu conclure que l'approche F12-DTC répond aux exigences souhaitées en termes de poursuite des références, robustesse et stabilité

vis-à-vis les variations brusques de la vitesse du vent avec une meilleure qualité d'énergie injecter au réseau AC. Néanmoins, les commandes basées sur le principe de la DTC assurent la commande d'énergie active seulement, alors que l'avantage de compensation de l'énergie réactive du système MADA-Eolien ne peut pas être exploité. Pour cette raison nous avons proposé l'utilisation de la commande DPC, qui permet de contrôler les puissances active et réactive en préservant les avantages de la DTC. Les approches basées sur la DPC ont permis de contrôler séparément l'échange de puissance active et réactive entre la MADA et le réseau AC, ce qui est plus intéressant pour un système de production d'énergie. Dans un premier lieu, nous avons présenté la DPC classique basée sur la position du flux rotorique au lieu de flux statorique pour avoir plus de précision. Ensuite, nous avons développé deux différentes approches pour améliorer la C-DPC qui sont : le Réseau de Neurone DPC (NN-DPC) et le réseau Neuro-Floue DPC (NF-DPC). Ces deux approches ont été comparées à la C-DPC en termes de : poursuite de la consigne, sensibilité aux perturbations et robustesse vis-à-vis les variations de la vitesse du vent, selon les modes de fonctionnement de la MADA, ainsi qu'aux modes de compensation locale de l'énergie réactive. L'approche NF-DPC a montré de meilleures performances par rapport à la C-DPC et une légère amélioration par rapport au NN-DPC. Pour cela, cette approche (NF-DPC) a été choisie pour commander le système MADA-Eolien dans le système hybride proposé.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté le système hybride choisi, qui est basé sur un système éolien, un système PV, des batteries de stockage et une charge DC variable, tous ces éléments sont connectés au micro-réseau-DC, lui-même connecter au réseau AC via un convertisseur DC/AC. La production d'énergie se fait par le système éolien et le système solaire PV, tandis que les batteries sont utilisées pour la régulation de la puissance entre la demande de la charge DC et la production dans le micro-réseau-DC. Pour assurer la maîtrise et le contrôle optimal de tout le système hybride proposé, nous avons opté pour un choix de meilleures méthodes sélectionnées dans les parties précédentes, afin de bien commander les différents éléments constituant le système hybride et d'aboutir à une meilleure qualité d'énergie et donc répondre aux critères de continuité de service. De plus, nous avons proposé une approche avancée de la DPC pour commander le convertisseur côté réseau, entre le micro-réseau DC et le réseau AC, en basant sur un Contrôleur Flou Modifié (MF-DPC), puis un algorithme de gestion d'énergie approprié a été utilisé, afin d'assurer la gestion du flux d'énergie entre le réseau AC et le micro-réseau-DC. Le système a été testé sous des conditions météorologiques défavorables et critiques, vent et irradiation

solaire variable en fonction du temps. Ceci nous a permis de conclure que, quelles que soient les perturbations engendrées, le comportement du système hybride s'est montré très efficace sur les plans : robustesse et stabilité du système, poursuite des références désirées ainsi qu'une meilleure gestion de flux énergétique dans le micro-réseau-DC. De plus la compensation locale de l'énergie réactive est bien maîtrisée.

Dans le cadre de la continuité de ce travail, nous envisageant comme perspectives, un complément d'études plus approfondies dans ce domaine dans les différentes directions, à savoir :

- Mise en œuvre d'un banc d'essai pratique pour la validation des différentes méthodes de commandes développées dans le cadre de cette thèse.
- Généraliser l'utilisation des méthodes de commande développées dans ce travail pour d'autres applications telles que les véhicules électriques ;
- Utiliser d'autres sources d'énergie telles que la pile à combustible ainsi que d'autres systèmes de stockage tels que les supercondensateurs et le stockage inertiels ;
- Utiliser des techniques de modulation plus adéquates, permettant d'éliminer le problème de fréquences de commutations variables dans les commandes directes (DTC, DPC et DVC) ;
- Étendre cette contribution par l'alimentation du rotor de la MADA via des convertisseurs de puissance bidirectionnelle utilisant des convertisseurs matriciels directs et les convertisseurs indirects multiniveaux (AC-DC-AC) ;
- Étudier l'efficacité des systèmes proposés dans le cas des défauts liés aux convertisseurs, générateurs ou bien ceux causés par le réseau.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [Abd.13] R. Abdelli, D. Rekioua, T. Rekioua, A. Tounzi. Improved direct torque control of an induction generator used in a wind conversion system connected to the grid. *ISA Transactions*. 52, 4, 525-38. 2013.
- [Agh.20] M. Aghaei, N.M. Kumar, A. Eskandari et al. Chapter 5 - Solar PV systems design and monitoring. *Photovoltaic Solar Energy Conversion*. 117-145. 2020.
- [Akh.20] A. Akhbari, M. Rahimi, M.H. Khooban. Efficient and seamless power management of hybrid generation system based-on DFIG wind sources and microturbine in DC microgrid. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 23, 100367. 2020.
- [Aki.13] R.K. Akikur, R. Saidur, H.W. Ping, K.R. Ullah. Comparative Study of Stand-Alone and Hybrid Solar Energy Systems Suitable for Off-Grid Rural Electrification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 27, 738-752. 2013.
- [AlQ.16] A. Al-Quteimat, A. Roccaforte, U. Schäfer. Performance improvement of Direct Torque Control for Doubly Fed Induction Generator with 12 Sector Methodology. 5th International Conference on Renewable Energy Research and Application, Birmingham, UK. Nov. 20-23, 2016.
- [Amr.16] F. Amrane, A. Chaiba. A Novel Direct Power Control For Grid-Connected Double Fed Induction Generator Based On Hybrid Artificial Intelligent Control With Space Vector Modulation. *Rev. Roum. Sci. Techn.–Électrotechn. et Énerg.* 61, 3, 263–268. 2016.
- [Ank.18] S.K. Ankit, S. Sahoo, F. Sukchai, F. Yanine. Review and comparative study of single-stage inverters for a PV system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 91, 962-986. 2018.
- [Ano.18] K. Anounea, M. Bouya, A. Astito, A. Ben Abdellah. Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 93, 652-673, 2018.
- [Att.14] A.B.T. Attya. Wind Energy Penetration Impact on Grid Frequency During Normal operation and Frequency Deviations. Thèse de Doctorat. Technisch Universitat Darmstadt, Allemagne. 2014.

- [Ayr.18] W. Ayrir, M. Ourahou, B. El Hassouni, A. Haddi A. Direct torque control improvement of a variable speed DFIG based on a fuzzy inference system. *Math Comput Simul.*, 167, 308-324. 2018.
- [Ayr.19] W. Ayrir, A. Haddi. Fuzzy 12 sectors improved direct torque control of a DFIG with stator power factor control strategy. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. e12092. 2019.
- [Bar.16] A. B. Barnawi. Hybrid PV/Wind Power Systems Incorporating Battery Storage and Considering the Stochastic Nature of Renewable Resources. Thèse de Doctorat, The University of Toledo. 2016.
- [Bah.13] S.T. Bahta. Design and Analyzing of an Off-Grid Hybrid Renewable Energy System to Supply Electricity for Rural Areas (Case Study: Atsbi District, North Ethiopia). Thèse de Magistère. School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, Suède. 2013.
- [Bag.05] L. Baghli. Modélisation et commande de la Machine Asynchrone. Cours IUFM de Lorraine – UHP (Université Henry Poincré), France. 2005.
- [Bay.22] Navid Bayati, Ebrahim Balouji, Hamid Reza Baghaee, et al. Locating high-impedance faults in DC microgrid clusters using support vector machines. *Applied Energy*. 308, 15, 118338. 2022.
- [Ben.14] B.Bendib, F.Krim, H.Belmili, et al. Advanced Fuzzy MPPT Controller for a Stand-alone PV System. *Energy Procedia*. 50, 383-392. 2014.
- [Ben.19] H. Benbouhenni, Application of Five-Level NPC inverter in DPCANN of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Generation Systems, *International Journal of Smart Grid.*, 3, 3. 2019.
- [Ben.20] H. Benbouhenni, A. Belaidi, Z. Boudjema. Power Ripple Reduction of DPC DFIG Drive Using ANN Controller. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 20,15-22. 2020.
- [Bhu.21] Laxman Bhukya, Anil Annamraju, Srikanth Nandiraju. Robust frequency control in a wind-diesel autonomous microgrid: A novel two-level control approach. *Renewable Energy Focus*. 36, 21-30. 2021.
- [Bia.07] F.D. Bianchi, R.J. Mantz, H. De Battista. *Wind Turbine Control Systems, Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer, London. 2007.

- [Bor.15] H.Z. Boroujeni, H.F. Othman, A.H. Shirdel. Improving waveform quality in direct power control of DFIG using fuzzy controller. *Neural Comput&Applic.* 26, 949-955. 2015.
- [Bou.09] A. Bouafia, F. Krim, J.P. Gaubert. Fuzzy-Logic-Based Switching State Selection for Direct Power Control of Three-Phase PWM Rectifier. *IEEE Transactions on Industrial Electronics.* 56, 6, 1984-1992. 2009.
- [Bou.20] E. Bounadja. Modélisation des Machines Electrique. Cours et exercice. Université de Chlef, Algérie. 2020.
- [Bou.21] A. Boudia, S. Messalti, A. Harrag, M. Boukhnifer. New hybrid photovoltaic system connected to superconducting magnetic energy storage controlled by PID-fuzzy controller. *Energy Conversion and Management.* 244, 114435. 2021.
- [C2E.20] Centre for Climate and Energy Solutions, <https://www.c2es.org/content/renewable-energy/>.
- [CAS.21] COSMOS - The SAO Encyclopedia of Astronomy – The Sun. The Centre for Astrophysics and Supercomputing (Australia), CASMOS, <https://astronomy.swin.edu.au/cosmos/S/Sun>
- [Cha.21] A. Chandra, G. K. Singh, V. Pant. Protection of AC microgrid integrated with renewable energy sources – A research review and future trends. *Electric Power Systems Research.* 193, 107036. 2021
- [Chu.15] S.C. Chun. Development of Hybrid Solar Wind Turbine for Sustainable Energy Storage. Thèse de Magistère, Universiti Tun Hussein Onn Malaysia. 2015.
- [Das.17] M.J.L. Da Silva. Design and Control of a Multicell Interleaved Converter for a Hybrid Photovoltaic-Wind Generation System. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse). 2017.
- [Das.21] B. K. Das, M.A. Alotaibi, P. Das, et al. Feasibility and techno-economic analysis of stand-alone and grid-connected PV/Wind/Diesel/Batt hybrid energy system: A case study. *Energy Strategy Reviews.* 37, 100673. 2021.
- [Deb.18] M. Debouza, A. Al-Durraa, R. Errouissia, S.M. Muyeen. Direct power control for grid-connected doubly fed induction generator using disturbance observe based control. *Renewable Energy.* 125, 365-372. 2018.

- [Dia.08] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, et al. Design and Techno-Economical Optimization for Hybrid PV/Wind System under Various Meteorological Conditions,” Applied Energy. 85, 968-987. 2008.
- [Dje.15] Y. Djeriri. Commande directe du couple et des puissances d’une MADA associée à un système éolien par les techniques de l’intelligence artificielle. Thèse de Doctorat. Université de Sidi Bel Abbès, Algérie. 2015.
- [Ela.04] S. Elaimani. Modélisation de différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. Thèse de doctorat. École Centrale de Lille – Université des Sciences et Technologies de Lille. 2004.
- [ElO.19] N. El Ouanjli, S. Motahhir, A. Derouich, et al. Improved DTC strategy of doubly fed induction motor using fuzzy logic controller. Energy Reports. 5, 271–279. 2019.
- [Eid.14] A. Eid. Utility integration of PV-wind-fuel cell hybrid distributed generation systems under variable load demands. Electrical Power & Energy Systems. 62, 689-699. 2014.
- [Far.08] R. Faranda e S. Leva. Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems. WSEAS Trans. Power Syst. 3, 6, 446–455, 2008.
- [Fat.16] A.H. Fathima, K. Palanisamy. Energy storage systems for energy management of renewables in distributed generation systems. Energy Management of Distributed Generation Systems. Chapitre 7. 2016
- [Fat.18] A. H. Fathima, K. Palanisamy. Renewable systems and energy storages for hybrid systems. Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids, Integration, Developments and Control. 2018, Chapitre 8, 147-164.
- [Fer.22] V.F. Pires, A. Cordeiro, D. Foito, J.F. Silva. Control transition mode from voltage control to MPPT for PV generators in isolated DC microgrids. Electrical Power & Energy Systems. 2022, 137, 107876.
- [Fod.19] F. Fodhil, A. Hamidat, O. Nadjemi. Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in Algeria. Energy. 2019, 169, 613-624.
- [Gan.18] P. Ganguly, A. Kalam, A. Zayegh. 12 - Solar–wind hybrid renewable energy system: current status of research on configurations, control, and sizing methodologies. Chapitre du livre: Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids. 2018, 219-248.

- [Gar.19] L.A. Garcia-Gutiérrez. Développement d'un Contrôle Actif Tolérant aux Défaillances Appliqué aux Systèmes PV. Thèse de Doctorat. Cotutelle international : Université Toulouse 3 Paul Sabatier et Universidad de Los Andes.
- [Han.17] M.A. Hannan, M.M. Hoque, A. Mohamed, A. Ayob. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges. *Renewable Sustain. Energy Rev.* 2017, 69, 771–778.
- [Has.18] M. Ul Hassan, M. Humayun, R. Ullah, et al. Control strategy of hybrid energy storage system in diesel generator based isolated AC micro-grids. *Electrical Systems and Information Technology.* 2018, 5, 3, 964-976.
- [Hey.18] E. Heydari, M. Rafiee, M. Pichan. Fuzzy-Genetic Algorithm-Based Direct Power Control Strategy for DFIG. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering.* 04, 353-361. 2018.
- [Hos.14] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, R. Perez. Microgrid testbeds around the world: State of art. *Energy Conversion and Management.* 2014, 86, 132-153.
- [Hu.19] J. Hu, Y. Shan, Y. Xu, J.M. Guerrero. A coordinated control of hybrid AC/DC microgrids with PV-wind-battery under variable generation and load conditions. *Electrical Power & Energy Systems.* 2019, 104, 583-592.
- [Hua.22] Z. Huang, A. Mu, L. Wu, H. Wang. Vanadium redox flow batteries: Flow field design and flow rate optimization. *Journal of Energy Storage.* 2022, 45, 103526.
- [Idj.10] K. Idjdarene. Contribution à l'Etude et la Commande de Génératrices Asynchrones à Cage Dédiées à des Centrales Electriques Eoliennes Autonomes. Thèse de doctorat. Université de Bejaia, Algérie. Université de Lille, France. 2010.
- [IRE.21] Statistics Time Series, Trends in Renewable Energy. International Renewable Energy Agency, <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- [Jal.20] K.K. Jaladi, K.S. Sandhu, P. Bommala. Real-Time Simulator of DTC–FOC-Based DFIG During Voltage Dip and LVRT. *J Control Autom. Electr. Syst.* 31, 402–411, 2020.
- [Jay.19] M. Jayachandran, G. Ravi. Predictive power management strategy for PV/battery hybrid unit based islanded ac microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy System.* s 2019, 110, 487–96.

- [Jin.21] J.X. Jin, R.H. Yang, R.T. Zhang, et al. Combined low voltage ride through and power smoothing control for DFIG/ PMSG hybrid wind energy conversion system employing a SMES-based AC-DC unified power quality conditioner. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 128, 2021, 106733.
- [Kad.20] Kadri, H. Marzougui, A. Aouiti, F. Bacha. Energy management and control strategy for a DFIG wind turbine/fuel cell hybrid system with super capacitor storage system. *Energy*, 192, 2020, 116518.
- [Kar.21] H. Karimi, M.T.H. Beheshti, A. Ramezani, H. Zareipour. Intelligent control of islanded AC microgrids based on adaptive neuro-fuzzy inference system. *Electrical Power & Energy Systems*. 133, 2021, 107161.
- [Kau09] D.P. Kaundinya, P. Balachandra, N.H. Ravindranath. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009, 13, 8, 2041-2050.
- [Lab.09] A. Labouret, M. Villoz. *Energie Solaire Photovoltaïque 4^e édition*. Dunod, 2009.
- [Lal.09a] S. Lalouni, D. Rekioua, T. Rekioua, E. Matagne. Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage. *Journal of Power Sources*. 2009, 193, 899–907.
- [Lal.09b] S. Lalouni. *Etude, Commande et Simulation d'une chaîne hybride (Photovoltaïque-Eolienne) de Production d'Énergie Électrique*. Thèse de Doctorat. Université de Bejaia. 2009.
- [Lal.15] S. Lalouni, D. Rekioua, K. Idjdarene, A. Tounzi. Maximum Power Point Tracking Based Hybrid Hill-climb Search Method Applied to Wind Energy Conversion System, *Electric Power Components and Systems*. 2015, 43, 8-10, 1028-1038.
- [Lan.19] P.J. Landrigan, R. Fuller, S. Fisher et al. Pollution and children's health. *Science of The Total Environment*. 650, 2, 2389-2394, 2019.
- [Lha.18] H. Lhachimi, Y. Sayouti, Y. El Kouari, "Optimal improvement of direct power control strategy based on sliding mode controllers", *Computers and Electrical Engineering*., 71, pp.637–656 (2018).
- [Li.19] C. Li, D. Zhou, H. Wang et al. Feasibility assessment of a hybrid PV/diesel/battery power system for a housing estate in the severe cold zone—a case study of Harbin, China. *Energy*. 2019, 185, 671–681.

- [Li.21] Q. Li, A. Li, T. Wang, Y. Cai. Interconnected hybrid AC-DC microgrids security enhancement using blockchain technology considering uncertainty. *Electrical Power & Energy Systems*. 2021, 133, 107324.
- [Li.22] X. Li, A. Palazzolo. A review of flywheel energy storage systems: state of the art and opportunities. *Journal of Energy Storage*. 46, 2022, 103576.
- [Liu11] X. Liu, P. Wang, P.C. Loh. A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2011, 2, 2, 278–286.
- [Maz.20] F. Mazouz, S. Belkacem, I.Colak, S.Drid, Y. Harbouche. Adaptive direct power control for double fed induction generator used in wind turbine. *Electrical Power and Energy Systems*. 114, 105395 (2020).
- [Mar.14] R. Marchi, P.S. Dainez, F.J. Von Zuben, E. Bim. A Multilayer Perceptron Controller Applied to the Direct Power Control of a Doubly Fed Induction Generator. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. 26-30 July 2015. Denver, CO, USA. 2015.
- [Meh.14] A. Mehdi, A. Reama, H. Medouce, S. Rezgui, H. Benalla. Direct Active and Reactive Power Control of DFIG Based Wind Energy Conversion System. *International Symposium on Power Electronics. Electrical Drives, Automation and Motion*. Ischia, Italy: 2014.
- [Mek.18] S. Mekhilef, M. Asif Hasan, 2 - Microgrid architecture, control, and operation, In *Woodhead Publishing Series in Energy, Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids*, Woodhead Publishing, 2018.
- [Mel.17] M. Melikoglu. Pumped hydroelectric energy storage: Analysing global development and assessing potential applications in Turkey based on Vision 2023 hydroelectricity wind and solar energy targets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*., 72, 146-153. 2017.
- [Min.19] S.S. Minna. *Advanced Wind Farm Control Strategies for Enhancing Grid Support*. Thèse de Doctorat, 2019, Universitat Politècnica de Catalunya, Espagne.
- [Mir.18] S. Mirsaeidi, X. Dong, D.M. Said. Towards hybrid AC/DC microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 97-103. 2018.

- [Muh.18] Hayat MB, Ali D, Monyake KC, Alagha L, Ahmed N. Solar energy—A look into power generation, challenges, and a solar-powered future. *Int J Energy Res.* 43, 1049-1067. 2018.
- [Nas.22] F. Naseri, S. Karimi, E. Farjah, E. Schaltz. Supercapacitor management system: A comprehensive review of modeling, estimation, balancing, and protection techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2022, 155, 111913.
- [Neo.17] S. Neogi. Automatic tuning of wind turbine controller. Thèse de Magistère, Delft University of Technology. Holland. 2017.
- [Ngu.16] D. Nguyen, G. Fujita. Analysis of sensorless MPPT method for hybrid PV–Wind system using DFIG Wind Turbines. *Sustainable Energy, Grids and Networks.* 5, 50–57. 2016.
- [Nog.96] T. Noguchi, H. Tomiki, et al. Direct Power Control of PWM Converter Without Power-Source Voltage Sensors. IAS '96. Conference Record of the 1996 IEEE Industry Applications Conference Thirty-First IAS Annual Meeting, San Diego, CA, USA: 1996.
- [Nye.20] E.N. Nyeche, E.O. Diemuodeke. Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities. *Journal of Cleaner Production.* 2020, 250, 119578.
- [Ola.21] A.G.Olabi, T. Wilberforce, M. Ramadan. Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review. *Journal of Energy Storage.* 34, 102000. 2021.
- [Pao.11] L. Y. Pao, K. E. Johnson. Control of wind turbines. *IEEE Control System magazine.* 31, 2, 44-62, 2011.
- [Pat.06] M.R. Patel. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation.* Taylor & Francis Group, 2006.
- [Pic.13] M. Pichan, H. Rastegar, M. Monfared. Two fuzzy-based direct power control strategies for doubly-fed induction generators in wind energy conversion systems. *Energy.* 51, 154-162. 2013
- [Pou.19] M. Pourbehzadi, T. Niknam, J. Aghaei et al. Optimal operation of hybrid AC/DC microgrids under uncertainty of renewable energy resources: A comprehensive review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems.* 2019, 109, 139-159.

- [Ram.13] J. Ram Prabhakar and K.Ragavan. Power Management Based Current Control Technique for Photovoltaic-Battery Assisted Wind– Hydro Hybrid System. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*. 2013, 14, 4, 351-362.
- [Ram.18] M.A. Ramli, H. Bouchekara, A.S. Alghamdi. Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renew. Energy* 121 (2018) 400–411.
- [REN.21] REN21. Renewables 2021 Global Status Report. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- [Reg.20] A. Reguig Berra, S. Barkat, M. Bouzidi. Virtual Flux Predictive Direct Power Control of Five-level T-type Multi-terminal VSC-HVDC System. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*. 64, 2, 133-143. 2020. <https://doi.org/10.3311/PPee.14441>.
- [Rek.14] D. Rekioua, S. Bensmail, N. Bettar. Development of hybrid photovoltaic-fuel cell system for stand-alone application. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2014, 39, 3, 1604-1611.
- [Rez.14] C.M.F.S. Reza, Md. Didarul Islam, S. Mekhilef. A review of reliable and energy efficient direct torque-controlled induction motor drives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 37, 919-932. 2014.
- [Sah.21a] Y. Sahri, S. Tamalouzt, S. Lalouni Belaid. Enhanced Direct Power Control Strategy of a DFIG-Based Wind Energy Conversion System Operating Under Random Conditions. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 65, 3, 196–206, 2021.
- [Sah.21b] Y. Sahri, Y. Belkhier, S. Tamalouzt, et al. Energy Management System for Hybrid PV/Wind/Battery/Fuel Cell in Microgrid-Based Hydrogen and Economical Hybrid Battery/Super Capacitor Energy Storage. *Energies*. 2021, 14, 18, 5722.
- [Sah.21c] Y. Sahri, S. Tamalouzt, S. Lalouni Belaid, et al. New intelligent direct power control of DFIG-based wind conversion system by using machine learning under variations of all operating and compensation modes. *Energy Reports*, 7, 6394-6412, 2021.
- [Sah.21d] Y. Sahri, S. Tamalouzt, S. Lalouni Belaid, et al. Advanced Fuzzy 12 DTC Control of Doubly Fed Induction Generator for Optimal Power Extraction in Wind Turbine System under Random Wind Conditions. *Sustainability*, 13, 21, 11593, 2021.

- [Shi.19] K. V. Shihabudheen, G. N. Pillai, S. Krishnama Raju. Neuro-Fuzzy Control of DFIG Wind Energy System with Distribution Network. *Electr. Power Compon. Syst.*, 46, 13, 1416-1431, 2019.
- [Shi.21] Y. Shi, Y. Sun, J. Liu, X. Du. Model and stability analysis of grid-connected PV system considering the variation of solar irradiance and cell temperature. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021, 132, 107155.
- [Sin.10] A.T. Singo. Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome. Thèse doctorat. Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2010.
- [Sol.21] M.S. Soliman, Y. Belkhier, N. Ullah, et al. Supervisory energy management of a hybrid battery/PV/tidal/wind sources integrated in DC-microgrid energy storage system. *Energy Reports*. 2021, 7, 7728-7740.
- [Su.22] M. Su, K. Zhang, Y. Sun, H. Han, G. Shi, S. Fu. Coordinated control for PV-ESS islanded microgrid without communication. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 136, 107699. 2022.
- [Tal.18] M. Taleb, M. El Haroussi, A.Ba-Razzouk. Improved Direct Torque Control of a Doubly Fed Induction Generator in a Wind Energy Conversion System. 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Rabat, Morocco, Dec. 5-8, 2018.
- [Tam.16a] S. Tamalouzt, K. Idjdarene, T. Rekioua, and R. Abdessemed. Direct Torque Control of Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator. *Rev. Roum. Sci. Techn. Électrotechn. et Énerg.* 61, 3, 244–249, 2016.
- [Tam.16b] S. Tamalouzt, N. Benyahia, T. Rekioua, D. Rekioua and R. Abdessemed, Performances analysis of WT-DFIG with PV and fuel cell hybrid power sources system associated with hydrogen storage hybrid energy system, *International Journal of Hydrogen Energy*. 41, 45, 21006-21021. 2016.
- [Tam.17] S. Tamalouzt. Contribution à l'Etude, Conception et la Commande des Convertisseurs Electromagnétiques Double Alimentés. Thèse doctorat. Université de Bejaia. Algérie. 2017.

- [Tam.19] S. Tamalouzt. Performances of Direct Recative Power Control Technique applied to Three Level-Inverter Under Random Behavior of Wind Speed. *Rev. Roum. Sci. Techn.–Électrotechn. et Énerg.* 64, 33-38. 2019.
- [Tam.21] S. Tamalouzt, Y. Belkhier, Y. Sahri, M. Bajaj, N. Ullah, M.S. Chowdhury, T. Titseesang, K. Techato. Enhanced Direct Reactive Power Control-Based Multi-Level Inverter for DFIG Wind System under Variable Speeds. *Sustainability.* 13, 9060. 2021.
- [Til.17] C. Tiller. Case Study of a Large-Scale Solar and Wind Power Hybrid System at Fakken Wind Farm, Troms. Thesis Master, 2017. University of Norway.
- [Tri.15] S.M. Tripathi, A.N. Tiwari, D. Singh. Grid-integrated permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion systems: A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 51, 1288-1305. 2015.
- [Ujj.18] D. Ujjwal, K. Akhtar, S. Juan. Hybrid PV–wind renewable energy sources for microgrid application: an overview. *Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids,* Chapitre 1, 1-22. 2018.
- [Ver.12] M. Verij Kazemia, M. Moradib, R. Verij Kazemic. Minimization of powers ripple of direct power controlled DFIG by fuzzy controller and improved discrete space vector modulation. *Electric Power Systems Research.* 89, 23-30. 2012.
- [Ver.14] M. Verij Kazemi, M. Moradi, R. Verij Kazemi. Fuzzy logic control to improve the performance of the direct power control based DFIG. *The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering.* 33, 254-272. 2014.
- [Ver.16] D. Verma, S. Nema, A. Shandilya, S. K. Dash. Maximum power point tracking (mppt) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 54, 1018 – 1034. 2016.
- [Vil.22] J.A. Villanueva-Rosario, F. Santos-García, M.E. Aybar-Mejía, P. Mendoza-Araya, A. Molina-García, Coordinated ancillary services, market participation and communication of multi-microgrids: A review, *Applied Energy,* 308, 2022.
- [Wan.06] C. Wang. Modeling and Control of Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Distributed Generation Systems. Thèse de doctorat, Montana State University, Bozeman, États-Unis. 2006.

-
- [Wan.14] C.N. Wang, W.C. Lin, X.K. Le. Modelling of a PMSG Wind Turbine with Autonomous Control. *Mathematical Problems in Engineering*. 2014.
- [Xu.06] L. Xu, P. Cartwright. Direct Active and Reactive Power Control of DFIG for Wind Energy Generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 21, 3. 2006.
- [Yai.19] I. Yaichi. Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie électrique d'un système éolien basé sur la MADA. Thèse de doctorat. Université de Sidi Bel Abbes. Algérie. 2019.
- [Yan.20] J. Yang, L. Fang, D. Song, et al.. Review of control strategy of large horizontal-axis wind turbines yaw system. *Wind Energy*. 24,2, 97-115. 2020.
- [Yan.22] F. Yang, L. Ye, S.M. Muyeen. Power management for hybrid AC/DC microgrid with multi-mode subgrid based on incremental costs. *Electrical Power & Energy Systems*. 138, 107887. 2022.
- [Zol.22] M. Zolfaghari, G.B. Gharehpetian, M. Shafie-khah, J.P.S. Catalão. Comprehensive review on the strategies for controlling the interconnection of AC and DC microgrids. *Electrical Power & Energy Systems*. 136, 107742. 2022.
- [Zaf.10] D.P. Zafirakis. Overview of energy storage technologies for renewable energy systems. *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems, Technology, Energy Storage and Applications*. Chapitre 2, 29-80. 2010.

Annexe

Annexe

Les paramètres du système et de simulation sont donnés sur les tableaux ci-dessous [Lal.09a] [Tam.17].

Tableau A.1. Paramètres de la turbine éolienne

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale P_{nt}	7.5 kW
Vitesse nominale Ω_{nt}	296 tr/min
Rayon des pales R_t	3.24 m
Coefficient du multiplicateur de vitesse G	5.065

Tableau A.2. Paramètres de la MADA

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale P_n	7.5 kW
Vitesse nominale Ω_n	970 tr/min
Nombre de pair de pôles P	3
Résistance statorique R_s	1.02 Ω
Résistance rotorique R_r	0.8 Ω
Inductance statorique L_s	0.093 H
Inductance rotorique L_r	0.081 H
Inductance mutuelle M	0.0664 H
Moment d'inertie de la partie tournante	75 kg.m ²

Tableau A3. Les caractéristiques de la batterie

Paramètres	Valeurs
Tension unitaire de la batterie U_{batt}	12 V
Capacité unitaire de la batterie C_{batt}	92Ah
Nombre total des batteries utilisées	32

Tableau A.4. Paramètres du module PV de SIEMENS SM 110-24

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	110 W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	3.15 A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	35 V
Courant de court-circuit I_{sc}	3.45 A
Tension en circuit ouvert V_{oc}	43.5 V
Coefficient d'incrémentatation du courant I_{sc} (α_{sc})	1.4 mA/°C
Coefficient d'incrémentatation de la tension V_{oc} (β_{oc})	-152 mV/°C
Nombre total des panneaux utilisés	60

Résumé

La production énergétique mondiale est basée sur l'utilisation massive des sources fossiles qui sont limitées et polluantes, ce qui a encouragé le développement de l'exploitation des sources d'énergies renouvelables. Les énergies éolienne et photovoltaïque semblent les plus prometteuses, mais elles possèdent un caractère aléatoire. A ce sujet, cette thèse traite la modélisation, le contrôle avancé et la gestion de l'énergie d'un système hybride intégrant un système photovoltaïque et une éolienne à base d'une MADA associé à un système de stockage d'énergie par batterie. Afin d'améliorer la qualité des courants générés par le système MADA-Eolien, un contrôle DPC à base d'un réseau Neuro-Flou (NF-DPC) est développé. Un algorithme MPPT basé sur un contrôleur flou est investi pour optimiser la puissance PV. En outre, un contrôle DPC Flou Modifié (MF-DPC) est appliquée au convertisseur côté réseau, afin de contrôler la puissance active et réactive, tout en surveillant le flux de puissance active impliqué et en fournissant un facteur de puissance unitaire. Un algorithme de gestion d'énergie est utilisé pour éviter la surcharge et la décharge profonde des batteries, maintenir l'équilibre énergétique, pour répondre à la demande de la charge DC et atténuer les fluctuations causées par les variations des conditions météorologiques. Afin de valider l'efficacité de l'algorithme de gestion énergétique ainsi que les techniques de contrôle utilisées, des tests de simulation des différents systèmes mono-source et du système global ont été réalisés sur MATLAB/Simulink. Les résultats obtenus ont révélé la capacité de l'algorithme de gestion d'énergie à gérer le flux d'énergie produit et demandé par la charge, l'efficacité de la NF-DPC et de la MF-DPC et leurs supériorités par rapport aux méthodes conventionnelles en termes d'ondulations de puissance et de THD des courants générés.

Mots clés - Energie photovoltaïque, Energie éolienne, Système hybride, Systèmes de stockages, Gestion d'énergie, Commande non linéaire, MADA.

Abstract

The world energy production is based on the massive use of fossil sources which are limited and polluting, which has encouraged the development of renewable energy sources. Wind and photovoltaic energies seem to be the most promising, but they have a random character. In this regard, this thesis deals with the modeling, advanced control and energy management of a hybrid system integrating a photovoltaic system and a wind turbine based on a DFIG associated with a battery energy storage system. In order to improve the quality of the currents generated by the DFIG-Wind Turbine system, a Neuro-Fuzzy Network based DPC control (NF-DPC) is developed. A fuzzy controller based MPPT algorithm is invested to optimize the PV power. In addition, a Modified Fuzzy DPC (MF-DPC) control is applied to the grid side converter to control the active and reactive power, while monitoring the active power flow involved and providing a unit power factor. An energy management algorithm is used to avoid overcharging and deep discharging of the batteries, maintain energy balance, meet the DC load demand and mitigate fluctuations caused by weather variations. In order to validate the effectiveness of the energy management algorithm as well as the control techniques used, simulation tests of the different single-source systems and the overall system were performed on MATLAB/Simulink. The results obtained revealed the ability of the energy management algorithm to manage the energy flow produced and demanded by the load, the efficiency of NF-DPC and MF-DPC and their superiority over conventional methods in terms of power ripples and THD of the generated currents.

Keywords - Photovoltaic energy, Wind energy, Hybrid systems, Storage systems, Energy management, Non linear control, DFIG.

المخلص

يعتمد إنتاج الطاقة العالمي على الاستخدام المكثف للمصادر الأحفورية المحدودة والملوثة، مما شجع على تطوير استغلال مصادر الطاقة المتجددة. تبدو طاقات الرياح والطاقة الكهروضوئية هي الأكثر وعادة، لكن لها طابع عشوائي. في هذا الموضوع، تتناول هذه الأطروحة النمذجة والتحكم المتقدم وإدارة الطاقة لنظام هجين يدمج نظامًا ضوئيًا وتوربين الرياح بالاعتماد على الآلة الغير متزامنة مزدوجة التغذية والمرتبطة بنظام تخزين الطاقة بالبطارية. من أجل تحسين جودة التيارات الناتجة عن نظام توربين الرياح، تم تطوير طريقة التحكم المباشر للاستطاعة (DPC) بالاعتماد على شبكة عصبية ضبابية Neuro-Flou (NF-DPC). يتم استثمار خوارزمية تحسين الطاقة MPPT القائمة على وحدة التحكم الضبابية لتحسين الطاقة الكهروضوئية. بالإضافة إلى ذلك، يتم تطبيق التحكم الضبابي المعدل Fuzzy DPC (MF-DPC) على محول جانب الشبكة، للتحكم في الطاقة النشطة والمتفاعلة، مع مراقبة تدفق الطاقة النشط المعني وتوفير عامل قدرة الوحدة. يتم استخدام خوارزمية إدارة الطاقة لمنع الشحن الزائد والتفريغ العميق للبطاريات، والحفاظ على توازن الطاقة، ولتلبية طلب المستهلك بالتيار المستمر، ولتسهيل التقلبات التي تسببها التغيرات الجوية. من أجل التحقق من كفاءة خوارزمية إدارة الطاقة وكذلك تقنيات التحكم المستخدمة، تم إجراء اختبارات المحاكاة للأنظمة أحادية المصدر وللنظام العام على MATLAB/Simulink. كشفت النتائج عن قدرة خوارزمية إدارة الطاقة على إدارة تدفق الطاقة الناتج والمطلوب من المستهلك، وكفاءة NF-DPC و MF-DPC وتفوقها مقارنة بالطرق التقليدية من حيث تموجات الطاقة و جودة التيارات المتولدة.

الكلمات المفتاحية - الطاقة الكهروضوئية، طاقة الرياح، الأنظمة الهجينة، أنظمة التخزين، إدارة الطاقة، التحكم الغير الخطي، الآلة الغير متزامنة مزدوجة التغذية.