

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GENIE ELECTRIQUE ET DE L' INFORMATIQUE

DÉPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE

THÈSE DE DOCTORAT

3^{ème} CYCLE LMD

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE

Présentée par :

M. Aghiles ARDJAL

Sujet

**STRUCTURES DE COMMANDE AVANCEES POUR
L'OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DE L'ENERGIE
DANS UNE TURBINE EOLIENNE**

Soutenue publiquement le : 24/06/2018, devant le jury d'examen composé de :

HADDAD Salah	Professeur, Université de Tizi-Ouzou	Président
MANSOURI Rachid	Professeur, Université de Tizi-Ouzou	Rapporteur
BETTAYEB Maâmar	Professeur, Université de Sharjah (EAU)	Co-Encadreur
GHEDAMSI Kaci	Professeur, Université de Bejaïa	Examineur
DJENNOUNE Said	Professeur, Université de Tizi-Ouzou	Examineur
SEDDIKI Hamid	Professeur, Université de Tizi-Ouzou	Examineur

Directeur de thèse : Professeur Rachid MANSOURI

Co-directeur de thèse : Professeur Maâmar BETTAYEB

Laboratoire de Conception et Conduite des Système de Production (L2CSP), Département d'Electrotechnique,
Faculté de Génie Electrique et d'Informatique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Résumé Le travail présenté dans cette thèse consiste à étudier différentes structures de commande des turbines éoliennes permettant d'optimiser le transfert énergétique. La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) étant le point central de cette optimisation. Les techniques de commande utilisées pour proposer de nouvelles structures de commande permettant d'atteindre cet objectif sont basées sur la dérivation non entière, la commande par mode glissant, la commande synergétique et la commande PI intelligente sans modèle. De plus, afin d'améliorer toutes ces méthodes nous avons utilisé des structures mixtes, (commande Hybride) qui permettent d'exploiter les meilleures performances des régulateurs tout en éliminant leurs points faibles.

Afin de valider toutes les structures de commande que nous avons développé théoriquement, nous les avons testées par simulation sous Matlab/simulink sur des modèles d'un système de production de l'énergie éolien. En plus de ces résultats de simulation des résultats expérimentaux ont également été présentés.

Mots clés Régulateurs fractionnaire, Turbine éolienne, Commande robuste, MPPT, Commande par mode glissant, Commande sans modèle, Commande synergétique, Structure de commande hybride.

Abstract The work presented in this thesis consists of studying different control structures of wind turbines to optimize energy transfer. The pursuit of the maximum power point (MPPT) being the central point of this optimization. The control techniques used to provide new control structures to achieve this goal are based on non-integral derivation, sliding mode control, synergistic control, and model free intelligent PI control. Moreover, in order to improve all these methods we have used mixed structures (Hybrid control) which make it possible to exploit the best performances of the regulators while eliminating their weak points.

In order to validate all the control structures that we developed theoretically, we tested them by simulation under Matlab/simulink on models of a wind energy production system. In addition to these simulation results experimental results were also presented.

Key words Fractional Regulators, Wind Turbine, Robust Control, MPPT, Sliding Mode Control, Modelless Control, Synergistic Control, Hybrid control structure.

***Aux Meilleurs Parents du Monde
Artisans de Ma Réussite***

*Aucune dédicace ne saurait exprimer ma reconnaissance,
mon grand attachement et mon profond Amour.*

*Vous avez toujours tout fait
pour me préserver une part de bonheur et de réconfort.*

*Qu'Allah puisse m'aider à vous prouver ma sincère gratitude
pour ces nombreuses années de sacrifice.*

*Je n'oserais prétendre, que ce travail soit à la hauteur des longues nuits de
veille
et des moments d'angoisse que vous avez endurés
pendant toutes mes années d'étude.*

*Qu'Allah vous protèges et vous accordes longue vie
afin que je puisse vous combler à mon tour.*

Remerciements

Ce travail a été effectué au Laboratoire de Conception et Conduite des Systèmes de Production (L2CSP), de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

Je tiens à exprimer ma gratitude, ma plus grande reconnaissance et mon profond respect à mon directeur de thèse, Monsieur Rachid Mansouri, Professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, qui a dirigé mes travaux de recherche et qui m'a apporté son apport scientifique indéniable, ses judicieux conseils, sa disponibilité et de m'avoir fait confiance tout au long de l'élaboration de ma thèse. J'ai profité de son approche rigoureuse, de ses précieux et nombreux conseils, de ses qualités humaines. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

Je témoigne toute ma gratitude à mon co-directeur de thèse, Monsieur Maâmar Bettayeb, Professeur à l'université de Sharjah (Emirats Arabes Unies), et vice recteur chargé de la poste graduation pour avoir accepté de m'accueillir dans l'université de Sharjah. Il a mis à ma disposition tous les moyens (bureau, station de travail et accès à la documentation...etc) ainsi que son soutien moral, son écoute, sa collaboration, les nombreuses discussions enrichissantes que j'ai pu avoir avec lui et ses conseils qui ont permis le bon déroulement de mon stage et la réalisation d'un bon travail. Je tiens à le remercier pour toute l'attention qu'il m'a apporté tout au long de ma thèse. Je lui suis très reconnaissant de la confiance qu'il a su me témoigner. Je tiens également à remercier toute sa famille pour leur sympathie et leur générosité, en particulier son fils Youcef auquel je souhaite une bonne réussite dans ces études.

Je tiens à remercier Monsieur Adel Merabet Maître de conférences et directeur d'un laboratoire LCSM (Laboratory of Control Systems and Mechatronics) à l'université de Saint Mary's au Canada qui nous a permis de faire la partie expérimentale au sein de son laboratoire.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur Salah Haddad, Professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de cette thèse. Je n'ai aucun doute que ses riches connaissances et précieuses suggestions me permettront d'améliorer ce travail.

Je remercie également Messieurs Kaci Ghedamsi, Professeur à l'université Abderahmane MIRA de Bejaia, et Hamid Seddiki, Professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, d'avoir accepté de participer à ce jury.

Je tiens aussi à remercier en particulier Monsieur Said Djennoune, Professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour les nombreux conseils qu'il m'a prodigués et pour avoir accepté de participer à ce jury.

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur Mourad Laghrouche, professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. Je n'oublierai pas de remercier son staff pour leur disponibilité et leur écoute.

Mes remerciements s'adressent également à tous les membres du Laboratoire de Conception et Conduite des Systèmes de Production (L2CSP), pour leur sympathie et l'excellente ambiance de travail qu'ils ont créée.

Je tiens à remercier l'ensemble du personnel de l'université de Sharjah, UAE, en particulier : Qassim Nasir, Chaouki Ghenai, Tareq Samir Zaki Salameh, Sofiane Khadrawi, Raouf Fareh, Anwar Hasan Jarndal, Amer Ghias, Aissa Laamara et Abdelbasset Mehiri.

C'est avec un grand plaisir et une grande reconnaissance que je remercie mes proches de m'avoir encouragé et soutenu tout au long de la réalisation de cette thèse.

Enfin je remercie toutes les personnes ayant contribué au bon déroulement de mes études en m'apportant leurs soutiens, plus particulièrement mes parents, ma sœur Aziza, mes frères Juba, Boukhalfa et sa femme ainsi que ma petite nièce adorée Assia.

J'adresse également toute ma reconnaissance à ma chère maman et mon cher père pour leur nombreux sacrifices consentis, ainsi que leur confiance, leur aide et leur compréhension totale durant les périodes difficiles. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma reconnaissance et de mon éternelle gratitude.

Table des matières

Introduction générale	1
1 État de l'art	7
1.1 Introduction	7
1.2 Systèmes de production de l'énergie éolienne	8
1.2.1 Caractéristiques d'un système de génération d'énergie éolienne	8
1.2.2 Topologies des systèmes de production de l'énergie éolienne	10
1.3 Stratégies et objectifs de contrôle des systèmes de production d'énergie éolienne .	19
1.3.1 Stratégies de contrôle des SGEE	19
1.3.2 Objectifs de commande	22
1.4 Technique de poursuite du point de puissance maximal	23
1.4.1 Technique du rapport de vitesse de point (TSR)	23
1.4.2 Technique de retour du signal de puissance (PSF)	24
1.4.3 Technique de recherche de côte (HCS)	26
1.4.4 Autres techniques de régulation de puissance	28
1.5 État de l'art sur les méthodes de commande des éoliennes	29
1.6 Conclusion	35
2 Modélisation du système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE)	37
2.1 Introduction	37
2.2 Turbine éolienne	38
2.2.1 Modèle du vent	38
2.2.2 Modèle de l'éolienne	39
2.2.3 Modèle du système mécanique d'un SGEE	42

2.3	Modélisation du générateur asynchrone à double alimentation (GADA)	45
2.3.1	Équations du GADA dans le plan a, b, c	47
2.3.2	Équations du GADA dans le système de référence synchrone	49
2.3.3	Expression de la puissance	53
2.3.4	Modélisation du DC-Link	55
2.3.5	Modélisation Côté réseau	56
2.4	Modélisation du générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)	57
2.4.1	Equation du GSAP dans le plan a, b, c	57
2.4.2	Equations du GSAP dans le système de référence synchrone	62
2.4.3	Équations de la puissance	64
2.4.4	Modélisation du convertisseur élévateur DC-DC	65
2.4.5	Modélisation du convertisseur côté réseau	66
2.5	Conclusion	67
3	Structures de commande basées sur la commande par modes glissants	69
3.1	Introduction	69
3.2	Généralités sur la théorie de la commande par modes glissants	70
3.2.1	Structure de commutation au niveau de l'organe de commande	71
3.2.2	Structure de commutation au niveau d'une contre réaction d'état	71
3.2.3	Structure de commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la commande équivalente	72
3.3	Principe de la commande par modes glissants	73
3.3.1	Choix de la surface de glissement	73
3.3.2	Etablissement des conditions d'invariance	74
3.3.3	Détermination de la loi de commande	75
3.3.4	Synthèse de la loi de commande par modes glissants d'ordre un	76
3.4	Algorithme Super-Twisting	77
3.5	Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants d'ordre un	79
3.6	Application à la turbine éolienne de l'algorithme Super-twisting	81
3.7	Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants classique hybride	82

3.8	Application à la turbine de la commande hybride : commande par modes glissants- algorithme super-twisting	82
3.9	Résultats de simulation et discussions	84
3.9.1	Résultats obtenus avec la CMG et CMG Hybride	84
3.9.2	Résultats obtenus avec la commande hybride : CMG-AST	88
3.10	Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire	96
3.10.1	Objectif et conception du contrôle robuste	96
3.10.2	Résultats de simulation	101
3.11	Conclusion	111
4	Structures de commande basées sur la commande synergétique	113
4.1	Introduction	113
4.2	Conception du contrôleur synergétique	114
4.3	Similitudes et différences entre la commande synergétique et la commande par modes glissants	116
4.4	Commande non linéaire synergétique	117
4.4.1	Application pour la commande de la turbine éolienne	117
4.4.2	Application pour la commande de la tension du bus continu dc-link d'un SCEE complet avec une GADA connectée au réseau	120
4.5	Contrôle non linéaire synergétique fractionnaire	127
4.5.1	Application à la turbine éolienne de la commande non linéaire synergétique fractionnaire	127
4.5.2	Application à un SCEE complet avec un GSAP connecté au réseau de la commande non linéaire synergétique fractionnaire	131
4.6	Conclusion	141
5	Commande sans modèle proportionnel-intégral intelligent d'une éolienne pour la recherche du PPM	145
5.1	Introduction	145
5.2	Conception du contrôleur sans modèle	146

5.3	Application à la turbine éolienne de la méthode Pli pour la poursuite du point de puissance maximale	148
5.4	Conclusion	152
	Conclusion générale	154
	Bibliographie	157

Table des figures

1.1	Evolution typique du rendement aérodynamique en fonction de la vitesse relative λ et du modèle d'éolienne[211].	9
1.2	Schéma d'une turbine éolienne à axe horizontal.	11
1.3	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone.	13
1.4	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec pont redresseur non commandé côté générateur.	14
1.5	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec pont redresseur non commandé côté générateur et convertisseur DC / DC.	15
1.6	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec un convertisseur back-to-back.	15
1.7	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction connecté directement au réseau électrique.	17
1.8	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction relié au réseau électrique par l'intermédiaire d'un système back-to-back.	17
1.9	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction à double alimentation, le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire d'un redresseur non commandé et d'un onduleur.	18
1.10	Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction à double alimentation. le rotor est au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur Back-to-Back.	19
1.11	Classification des systèmes de conversion des énergies éoliennes.	20
1.12	Courbe de puissance par rapport à la vitesse du vent.	20

1.13 Niveau de commande d'un SCCE.	23
1.14 Schéma synoptique de la technique du rapport de vitesse de point TSR pour SCCE.	24
1.15 Schéma synoptique de la technique PSF.	26
1.16 Schéma synoptique de la technique HCS.	27
2.1 Caractéristiques de $C_P(\lambda, \beta)$ pour différentes valeurs de β	41
2.2 Schéma synoptique du dispositif d'entraînement à deux masses.	42
2.3 Schéma synoptique du dispositif d'entraînement à une seule masse.	45
2.4 Schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne.	45
2.5 Modèle du générateur asynchrone à double alimentation dans le plan abc.	47
2.6 Modèle de Park du générateur asynchrone à double alimentation.	51
2.7 Convertisseur back to back.	55
2.8 Structure du convertisseur coté réseau.	56
2.9 Diagramme conceptuel du générateur synchrone à aimants permanents à une paire de pôles.	58
2.10 Circuit équivalent du GSAP dans le système de référence synchrone.	64
2.11 Circuit du hacheur élévateur.	66
2.12 Deux modes de fonctionnement du circuit hacheur-élévateur. (a) $d = 0$. (b) $d = 1$	66
3.1 Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande.	71
3.2 Structure de commutation au niveau d'une contre réaction d'état	72
3.3 Structure de commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la commande équivalente	72
3.4 Schéma de l'algorithme Super-Twisting	78
3.5 Schéma fonctionnel de la commande par modes glissants d'ordre un hybride.	82
3.6 Schéma fonctionnel de la commande hybride CMG-AST.	83
3.7 Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un pour différentes valeurs de k	85
3.8 Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un pour différentes valeurs de k	85
3.9 Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un pour différentes valeurs de k	86

3.10	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un hybride.	86
3.11	Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un hybride.	87
3.12	Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un hybride.	87
3.13	Schéma de commande de la turbine éolienne en présence de perturbation.	87
3.14	Signal de la perturbation	88
3.15	Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un hybride en présence de perturbation.	88
3.16	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un.	89
3.17	Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un.	90
3.18	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par l'algorithme Super-Twisting.	90
3.19	Surface de glissement et son zoom pour l'algorithme Super-Twisting.	91
3.20	Coefficient de puissance des trois commandes.	91
3.21	Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par la commande hybride CMG-AST.	92
3.22	Surface de glissement et son zoom pour la commande hybride CMG-AST.	92
3.23	Signal de la perturbation	93
3.24	Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par la commande hybride CMG-AST en présence de perturbation.	93
3.25	Coefficient de puissance de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST en présence de perturbation.	94
3.26	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST l'ors d'une variation du coefficient de frottement K_t	94
3.27	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST l'ors d'une variation du coefficient d'inertie J_t	95
3.28	Schéma de commande de l'éolienne en présence de bruit.	95
3.29	Allur du signal du bruit.	95
3.30	Coefficient de puissance de la turbine éolienne avec un bruit SNR 30dB.	96
3.31	Surface de glissement avec un bruit SNR 30dB.	96
3.32	Coefficient de puissance de la turbine éolienne avec un bruit SNR 20dB.	97
3.33	Surface de glissement avec un bruit SNR 20dB.	97

3.34	Profil de la vitesse du vent.	102
3.35	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG classique.	102
3.36	Surface de glissement de la commande CMG classique.	102
3.37	Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMG classique.	103
3.38	Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par CMGOF et sa référence pour le contrôleur SMC fractionnaire.	104
3.39	Surface de glissement de la commande CMGOF.	104
3.40	Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMGOF.	105
3.41	Zoom du dépassement.	106
3.42	Surface de glissement pour différente valeur de μ	106
3.43	Coefficient de puissance pour différente valeur de μ	106
3.44	Allure du signal de perturbation	107
3.45	Surface de glissement pour CMGOF en présence de la perturbation pour ($\mu = 1.5$). 108	
3.46	Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMGOF en présence de perturbation pour ($\mu = 1.5$).	108
3.47	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMGOF lors d'une variation du coefficient de frottement K_t de $\pm 20\%$ pour ($\mu = 1.5$).	109
3.48	Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMGOF lors d'une variation du coefficient d'inertie J_t de $\pm 20\%$ pour ($\mu = 1.5$).	109
3.49	Bruit de capteur.	110
3.50	Coefficient de puissance de la turbine en présence des bruits SNR 20dB ($\mu = 1.5$). 110	
4.1	Vitesse du générateur et sa référence pour la commande synergétique avec la macro-variable linéaire $\psi_{\omega 1}$	120
4.2	Evolution de la macro-variable $\psi_{\omega 1}$	120
4.3	Coefficient de puissance de la turbine éolienne pour la commande synergétique avec la macro variable linéaire $\psi_{\omega 1}$	121
4.4	Evolution des macro-variable $\psi_{\omega 1}$ et $\psi_{\omega 2}$ en présence de la perturbation.	121
4.5	Coefficients de puissance de la turbine éolienne avec la commande synergique pour les deux macro-variable $\psi_{\omega 1}$ et $\psi_{\omega 2}$ en présence de la perturbation.	122

4.6	Performances de la commande synergétique classique sous la vitesse variable et la tension du bus continu (dc-link) constante. (a) vitesse mesurée, (b) tension de liaison dc mesurée, (c) erreur de la tension de liaison dc, (d) puissance active et réactive.	124
4.7	THD de la tension de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable simple.	125
4.8	THD du courant de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable simple.	125
4.9	Performances de la commande non linéaire synergétique proposé sous la vitesse variable et la tension du bus continu (dc-link) constante (a) vitesse mesurée, (b) tension de liaison dc mesurée, (c) erreur de la tension de liaison dc, (d) puissance active et réactive.	126
4.10	THD du courant de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable non linéaire.	126
4.11	THD de la tension de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable non linéaire.	127
4.12	Coefficient de puissance de la turbine commandée par la commande synergétique non linéaire fractionnaire en présence de perturbation $\psi_{\omega frac}$	130
4.13	Schéma de contrôle du convertisseur côté machine du SCEE.	132
4.14	Schéma de contrôle coté réseau du SCEE.	135
4.15	Configuration expérimentale du laboratoire.	137
4.16	Interface de commande d'émulateur de turbine de vent.	139
4.17	Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse constante et une tension continue constante. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.	140
4.18	Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse constante et une tension de liaison cc variable. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.	141

4.19	Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse variable et une tension continue constante. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.	142
5.1	Structure du système de contrôle sans modèle PIi.	147
5.2	La vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PIi sans modèle comparé à la loi de contrôle PI.	149
5.3	Erreur de la vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PIi sans modèle comparé à la loi de contrôle PI.	150
5.4	Coefficient de puissance de la turbine éolienne obtenus avec le contrôleur PIi sans modèle et le contrôleur PI.	150
5.5	Signal de perturbation	151
5.6	La vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PIi sans modèle par rapport à la loi de contrôle PI avec perturbation.	151
5.7	Coefficient de puissance de l'éolienne et son zoom pour la loi de commande sans modèle-iPI comparé à la loi de commande PI avec perturbation.	152
5.8	Coefficient de puissance de l'éolienne en présence du bruit SNR 20dB.	152

Liste des tableaux

3.1	Paramètres de l'éolienne.	84
3.2	Comparaison des performances.	86
3.3	Performances des trois commandes pour un signal de référence d'onde carrée. . .	90
3.4	Performance de la commande proposé pour les incertitudes de paramètres. . . .	93
3.5	Résultat de la comparaison de la commande par modes glissants avec la surface PI^μ pour différentes valeurs de μ	105
3.6	Plage de variation des paramètres du système.	109
4.1	Paramètres du GADA.	124
4.2	Résultat de comparaison de la commande synergétique non linéaire fractionnaire pour différentes valeurs de μ	130
4.3	Paramètres du système de conversion de l'énergie éolienne.	138
4.4	Paramètres des contrôleurs.	138
5.1	Résultat de comparaison du contrôle sans modèle avec un contrôleur intelligent PI et un contrôleur PI	149

Introduction générale

La fourniture de services énergétiques - l'éclairage, le chauffage, la cuisine, la communication et la mobilité - est essentielle tant pour le bien social que pour le bien économique. Mais l'utilisation de combustibles fossiles pour répondre à ces besoins peut également conduire à d'autres problèmes tels que le réchauffement de la planète et la pollution due à l'augmentation de la concentration atmosphérique des émissions de gaz pouvant constituer une menace pour notre bien-être. Aujourd'hui, avec la crise énergétique et le réchauffement climatique, les gouvernements et les états du monde sont contraints de changer leur matrice énergétique, de réduire leur dépendance aux combustibles fossiles, de mieux utiliser les ressources en eaux, et notamment les énergies alternatives : éolienne, solaire, biomasse, géothermique, petite énergie micro-centrale et l'hydrogène, qui sont considérées comme « énergie propre », en d'autres termes, ont moins de pollution de l'environnement.

En effet, parmi ces énergies renouvelables, le soleil et le vent commencent à s'imposer. la technologie permettant de transformer les énergies renouvelables en énergie électrique est mieux maîtrisée et le prix de revient devient également de plus en plus intéressant économiquement. Cette réalité est visible grâce au nombre sans cesse croissant de projets consacrés à la production de l'énergie électrique à partir du solaire et du vent. Néanmoins, le rendement de ces systèmes reste insuffisant en raison de la technologie utilisée mais également de la fluctuation de ces énergies.

Un des points importants dans les systèmes de production de l'énergie éolienne est de convertir la plus grande quantité d'énergie du vent captée par l'éolienne en énergie électrique (améliorer le rendement), en cherchant à atteindre des valeurs d'efficacité élevées et une bonne qualité de l'énergie fournie au réseau, cela passe nécessairement par la mise en œuvre de stratégies de contrôle qui lui permettent de le faire [11]-[15]. En plus de cet objectif, les stratégies de commande visent à limiter la puissance aux spécifications du système et à fonctionner dans une

gamme de vitesses de vent sûres, pour éviter que la turbine ne devienne incontrôlable et puisse être détruite ou causer des dommages. A mesure que la taille du système de génération d'énergie (SGE) augmente, le contrôle devient plus exigeant et les mécanismes de réglementation sont les plus sophistiqués. Le développement du système de contrôle dans le SGE comporte plusieurs étapes à suivre, la première étape consiste à définir clairement quel est l'objectif du contrôle, la seconde est de sélectionner la stratégie de contrôle appropriée, basée sur le comportement du SGE à chaque vitesse du vent. La troisième étape consiste à définir comment la stratégie de contrôle sera exécutée, elle comprend la détermination des variables à contrôler, les signaux de référence, le schéma de contrôle, l'interaction entre les convertisseurs et la dernière étape est la caractérisation dynamique du contrôle selon les spécifications.

Afin d'obtenir la puissance maximale de la turbine, par ce que l'on appelle le contrôle MPPT, divers contrôleurs conventionnels peuvent être utilisés pour assurer les performances désirées, comme le contrôleur PID [116]. Malheureusement, la variation des paramètres du système provoque des incertitudes sur les coefficients du contrôleur. Ceci est dû au fait que la robustesse des contrôleurs linéaires n'est valable qu'au voisinage du point de fonctionnement autour duquel le système est linéarisé. Aussi, pour étendre cette gamme de variation paramétrique et assurer la robustesse pour tous les points de fonctionnement, une technique de contrôle non linéaire [178] appelée contrôle à structure variable (VSC) [94], connue pour sa simplicité, sa rapidité et sa robustesse a été largement adoptée et a montré son efficacité dans de nombreuses applications. Cependant, ce type de contrôleurs présente un inconvénient majeur, le phénomène de chattering qui peut causer l'instabilité voir même endommager le système [4, 155].

Pour éviter l'effet du chattering, des recherches approfondies ont été rapportées [21, 22, 190]. Le contrôle par mode glissant d'ordre supérieur (HOSM) [21] s'est imposé comme une technique efficace pour réduire ce phénomène.

En plus de ces recherches, plusieurs autres approches dites hybrides ont été développées [10, 81, 100]. Une autre technique de contrôle (approche synergétique) est proposée dans [99], élimine l'effet du chattering par rapport au contrôle par mode glissant.

Dans cette thèse, nous adoptons la stratégie de contrôle MPPT basée sur plusieurs types de contrôleurs. Les différentes structures de commande utilisées sont, la commande par modes glissants, la commande synergétique et la commande dite sans modèle.

Contributions scientifiques de la thèse

La principale contribution de cette thèse consiste à développer de nouvelles structures de commande avancées dans le but de les appliquer pour l'optimisation de la production de l'énergie dans une turbine éolienne. Plusieurs structures de commande sont alors proposées. C'est dans ce cadre que s'inscrit le travail de recherche proposé dans cette thèse.

Cette thèse est basée sur les travaux présentés dans les publications suivantes

✓ **Publication internationale**

- Ardjal, A., Mansouri, R. and Bettayeb, M. (2018). *Fractional sliding mode control of wind turbine for maximum power point tracking*. *SAGE Transactions of the Institute of Measurement and Control*, DOI : 10.1177/0142331218764569.
- Ardjal, A. Mansouri R. and Bettayeb, M. (2017) *Sliding Mode Super Twisting and Fractional Control of an Inverted Pendulum-Cart System : A Comparative Study*. *The Mediterranean journal of measurement and control*. Vol. 13, No. 2, pp. 748-757.

✓ **Conférences internationales**

- Ardjal, A., Bettayeb, M. and Mansouri, R. (2017). *Nonlinear Synergetic Control of Wind Turbine for Maximum Power Point Tracking*. In *Electrical Engineering-Boumerdes (ICEE-B)*, 2017 5th International Conference on pp. 1-5. IEEE, Boumerdes, Algeria, 29-31 Oct.
- Ardjal, A., Bettayeb, M. Mansouri, R. and Mehiri, A. (2017). *Model Free Intelligent Proportional-Integral Control of a Wind Turbine for MPPT*. *International Conference on Electrical and Computing Technologies and Applications (ICECTA)*, Ras Al Khaimah, United Arab Emirates, 21-23 Nov.
- Ardjal, A., Bettayeb, M. and Mansouri, R. (2017). *Hybrid Petri network sliding mode control of wind turbine for maximum power point tracking*. In *Electrical Engineering-Boumerdes (ICEE-B)*, 2017 5th International Conference on pp. 1-5. IEEE, Boumerdes, Algeria, 29-31 Oct.
- Ardjal, A., Bettayeb, M., Mansouri, R. and Mehiri, A. (2018). *Nonlinear synergetic control approach for dc-link voltage regulator of wind turbine DFIG connected to the grid*. *International Conference on Renewable Energy : Generation and Applications (ICREGA)*, Al Ain, United Arab Emirates, 25-28 Feb. .
- Mehiri, A., Bettayeb, M., Hamid, A.K. and Ardjal, A. (2018) *Fractional Nonlinear Synergetic Control for DC-Link Voltage Regulator of Three Phase Inverter Grid-Tied PV System*. *International Conference on Renewable Energy : Generation and Applications (ICREGA)*,

Al Ain, United Arab Emirates, 25-28 Feb. .

Organisation de la thèse

Ce mémoire est organisé en cinq chapitres :

Le chapitre 1 sera consacré à la présentation de manière générale d'un système de conversion de l'énergie éolienne. Nous aborderons au début quelques définitions des différents composants fondamentaux d'une éolienne afin de comprendre la terminologie de la thèse. Ce chapitre contiendra aussi les différentes topologies d'un système de conversion d'énergie éolienne. Ensuite, les stratégies et objectifs de contrôle des systèmes de production d'énergie éoliennes ainsi que les différents techniques de poursuite du point de puissance maximal seront présentées. Dans la dernière partie de ce chapitre, nous présenterons un état de l'art sur les différentes structures de contrôleur utilisés.

Le chapitre 2 portera sur la modélisation mathématique des composants du système de conversion de l'énergie éolienne. Nous présenterons en premier lieu le modèle mathématique de la partie mécanique du système de conversion d'énergie éolienne. Ce modèle mathématique du système mécanique sera présenté par ces deux types, modèle à deux masses et modèle à une seule masse (ramené sur l'arbre rapide et lent). Nous présenterons par la suite une analyse détaillée des générateurs qui seront utilisés, afin d'obtenir les équations caractéristiques dans le système de référence synchrone. Ces équations seront utilisées pour la conception des différents régulateurs qui composent le système de contrôle du système de conversion d'énergie éolienne.

Le chapitre 3 regroupera toutes les structures de commande proposées pour le contrôle de la turbine éolienne qui sont à base de la commande par mode glissant. Tous les régulateurs proposés seront appliqués pour le contrôle de la turbine éolienne. En plus de la commande par mode glissant classique et la commande Super-Twisting, trois nouvelles structures de commande seront proposées. la première structure est une commande par mode glissant classique hybride. Cette méthode consiste à utiliser les réseaux de Petri pour pouvoir commuter progressivement entre différentes valeurs du coefficient de la partie discontinue du mode glissant. la seconde structure est aussi une commande hybride, elle consiste à utiliser la commande par mode glissant classique avec la commande Super-Twisting dans l'objectif et de prendre le meilleur de chacun des deux contrôleurs et de l'appliquer à la commande de la turbine. Un organe de supervision basé sur les réseaux de Petri est utilisé pour passer d'un contrôleur à un autre. La dernière structure consiste à proposer une commande par mode glissant fractionnaire. la composante

d'ordre fractionnaire de cette loi de contrôle est introduite par une surface de glissement.

Le chapitre 4 regroupera toutes les structures de commande qui sont à base de la commande synergétique. Deux types de contrôleurs seront proposés. Le premier est un contrôleur non-linéaire synergétique et le second est un contrôleur non-linéaire synergétique fractionnaire. Le contrôleur non-linéaire synergétique sera appliqué en premier lieu pour un système éolien afin qu'il puisse fonctionner dans son point optimum ensuite il sera appliqué pour contrôler la tension de liaison d'un SCÉE complet utilisant une génératrice à double alimentation. Le contrôleur non-linéaire synergétique fractionnaire sera lui aussi appliqué pour optimiser le fonctionnement de l'éolienne, il sera également appliqué et validé expérimentalement sur un banc d'essai d'un système éolien complet.

Le chapitre 5 sera consacré à l'utilisation d'un contrôleur Proportionnel-intégral intelligent dont le dimensionnement n'utilise pas de modèle (Model free intelligent-PI (MF-iPI)) pour contrôler l'éolienne afin de poursuivre le point de puissance maximum. Le principale avantage de ce régulateur est la non nécessité de disposer du modèle du système à commander afin de calculer les paramètres du régulateur. Une comparaison entre le contrôleur MF-iPI et le contrôleur PI classique pour la poursuite du point de puissance maximum d'une éolienne sera également présentée dans ce chapitre.

Enfin, cette thèse est clôturée par une conclusion générale et quelques perspectives.

Chapitre 1

État de l'art

1.1 Introduction

Le développement d'une énergie propre est essentiel pour lutter contre le changement climatique et limiter ses effets dévastateurs. Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie inépuisables, propres et de plus en plus compétitives. Ils diffèrent des combustibles fossiles principalement par leur diversité, leur abondance et leur potentiel d'utilisation partout sur la planète, mais surtout parce qu'ils ne produisent pas de gaz à effet de serre - causant le changement climatique - ni d'émissions polluantes. En outre, leurs coûts sont en baisse constante, tandis que la tendance globale des coûts des combustibles fossiles est en hausse.

Parmi ces sources d'énergies renouvelables alternatives, la production d'énergie éolienne est la plus utilisée. Cela est dû au fait que ce type de générateur est compétitif, il permet de produire une grande quantité d'énergie et il nécessite des temps de construction plus court que les autres.

Les éoliennes sont inter-connectées avec des systèmes d'alimentation électrique, il est donc nécessaire d'appliquer de nouveaux critères pour la conception, le fonctionnement et le contrôle du système d'alimentation moderne. Les éoliennes ont un problème, leur puissance varie de manière non linéaire avec la vitesse du vent, la vitesse des pointes des pales du rotor de la turbine et l'angle d'inclinaison des pales [10, 11]. A un angle d'inclinaison donné et à la vitesse du vent, la puissance maximale est obtenue avec une turbine spécifique et une certaine vitesse angulaire. Puisque les vitesses du vent varient généralement sur une large plage, la vitesse de la turbine doit être ajustée en permanence afin que sa puissance puisse être maximisée.

L'objectif de ce chapitre est de présenter de manière général ce qu'est un système de conver-

sion de l'énergie éolienne et de revoir certaines définitions. Afin de comprendre la terminologie utilisée dans cette thèse. Nous abordons au début quelques définitions des différents composantes fondamentales d'une éolienne. Nous parlons sur les différentes topologies qui diffèrent selon plusieurs classifications. Ensuite, les différentes stratégies et objectifs de contrôle des systèmes de production d'énergie éolienne seront évoqués. Eventuellement, nous présentons à la fin de ce chapitre un état de l'art des méthodes de commande des éoliennes.

1.2 Systèmes de production de l'énergie éolienne

Un système de génération d'énergie éolienne (SGEE) ou le système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) est responsable de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique avec les caractéristiques nécessaires pour une utilisation soit dans l'accumulateur d'énergie ou par injection au réseau électrique.

1.2.1 Caractéristiques d'un système de génération d'énergie éolienne

Afin de comprendre la terminologie de la thèse, il est nécessaire de comprendre de manière général ce qu'est un système de conversion de l'énergie éolienne et de revoir certaines définitions.

Les systèmes de génération d'énergie éolienne sont fondamentalement composés de trois éléments :

- ***Eolienne*** : est responsable de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, elle est aussi appelé turbine.
- ***Générateur électrique*** : est responsable de la conversion de l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique.
- ***Etage de puissance*** : elle est chargée de conditionner l'énergie électrique provenant du générateur, afin qu'elle puisse être traitée correctement, soit dans le stockage d'énergie, soit en lui donnant les caractéristiques de tension et de fréquence nécessaires pour qu'elle soit injectée dans le réseau électrique.

La puissance disponible dans la zone balayée de la turbine éolienne n'est pas pleinement exploité, cela dépend des caractéristiques du système de génération d'énergie éolienne.

Dans la figure (1.1), l'efficacité des types d'éoliennes les plus courantes est montrée. En remarque d'après cette figure que le coefficient de puissance, exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la

vitesse du vent, dépend du type d'éolienne utilisé, qui peut être regroupé en deux groupes, selon la vitesse du vent, les éoliennes à marche rapide et les éoliennes à marche lent.

Les éoliennes à marche rapide possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Elle sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique [159].

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (illustré ci-dessous par l'éolienne américaine). Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite.

Les éoliennes à trois pales sont les plus répandues car elles présentent de meilleures performances pour les plages moyennes de la vitesse du vent, c'est pourquoi elles ont été sélectionnées pour être utilisées dans le système de la conversion de l'énergie éolienne objet de cette thèse.

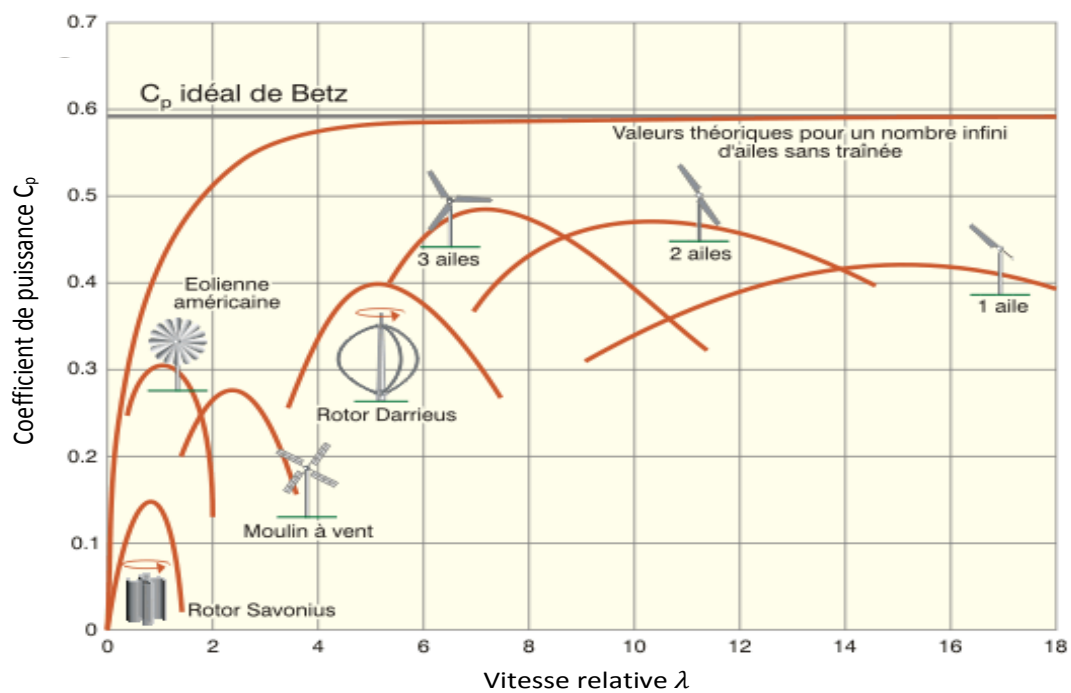


FIG. 1.1: Evolution typique du rendement aérodynamique en fonction de la vitesse relative λ et du modèle d'éolienne[211].

Dans certains cas, les systèmes de production d'énergie éolienne sont également appelés éoliennes.

1.2.2 Topologies des systèmes de production de l'énergie éolienne

Il existe actuellement différentes topologies dans le SGEE [123, 188, 115, 150] qui peuvent être classées de différentes façons, selon la gamme de puissance, selon le type de turbine, selon la vitesse de rotation fixe ou variable, ou selon le type de générateur électrique utilisé.

Sur la base de leur **puissance nominale**, le SGEE peut être classé comme suit :

- Eoliennes de petite puissance, avec des puissances inférieures à $50kW$.
- Eoliennes de moyenne puissance, avec des puissances comprises entre $50kW$ et $1MW$.
- Eoliennes de grande puissance, avec des puissances supérieures à $1MW$.

Sur la base **du type d'éolienne utilisé**, il y a deux configurations de base d'éolienne ; les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical. De plus, le rotor de l'éolienne peut être propulsé soit par des forces de traînées, soit par un soulèvement aérodynamique. Les conceptions de traînée horizontales ou verticales fonctionnent avec une vitesse faible et un couple élevé, ce qui peut être utile principalement pour broyer des grains ou pomper de l'eau [87, 148]. D'autre part, les conceptions de soulèvement aérodynamique horizontales et verticales fonctionnent avec une vitesse élevée et un faible couple, en conséquence, elles ont été utilisées pour produire de l'électricité [148, 123]. La turbine à axe horizontal pourrait même être classée en s'appuyant sur des numéros utilisés comme simple, double, multi-pales et bicyclette [150]. Actuellement, presque toutes les éoliennes ont un axe horizontal, c'est-à-dire que leur axe de rotation est parallèle à la direction du vent. La figure 1.2 montre une éolienne à axe horizontal composée des parties suivantes :

- **Une turbine éolienne**, comprenant un certain nombre de lames fixées à une pièce appelée moyeu. La fonction de la turbine est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation.
- **Une boîte de vitesses**, dont la fonction est d'augmenter la vitesse de rotation.
- **Générateur électrique**, sa fonction est de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.
- **Une nacelle** qui renferme le multiplicateur de vitesse, le générateur électrique et l'étage de contrôle et de régulation.
- **Une tour**, qui prend en charge l'ensemble des éléments.
- **les fondations** souvent circulaire et en béton armé dans le cas des éoliennes terrestres, qui permet de maintenir la structure globale.

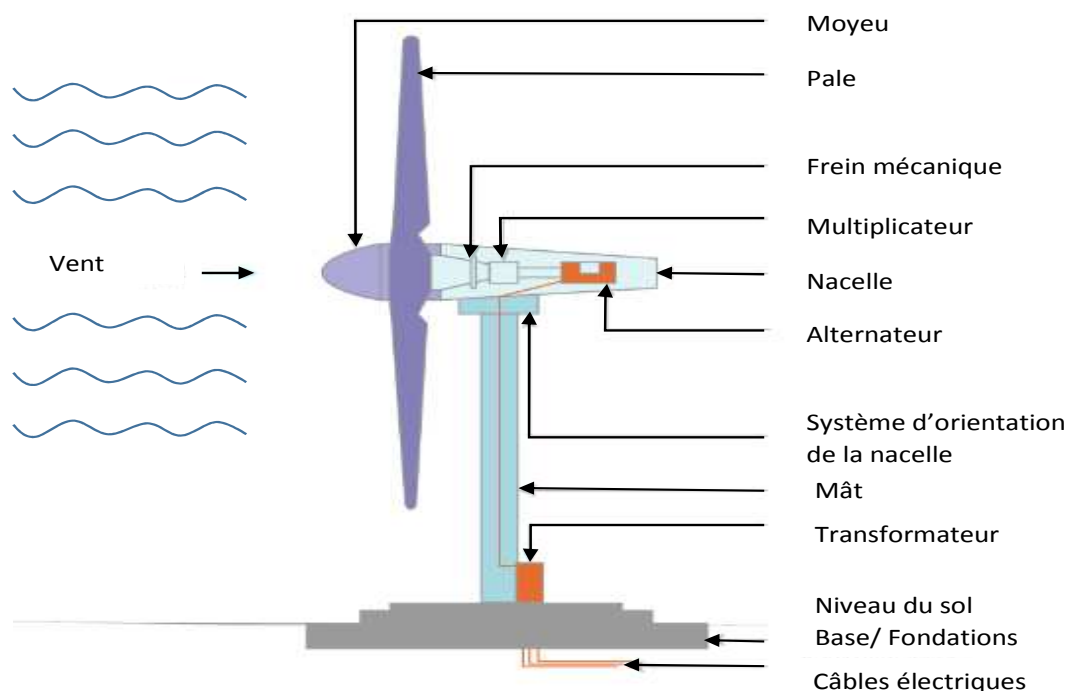


FIG. 1.2: Schéma d'une turbine éolienne à axe horizontal.

Sur la base *de la vitesse de rotation fixe ou variable*, les configurations à vitesse variable offrent la possibilité de contrôler la vitesse du rotor car elles comportent souvent un étage de convertisseur électronique de puissance entre la turbine et le réseau. Cela permet au système éolien de fonctionner constamment près de son rapport optimal. Dans le passé, la majorité des éoliennes installées étaient à vitesse fixe [166, 91]. Les principaux avantages de la configuration à vitesse variable sur celle à vitesse constante qui peuvent être mis en évidence sont [121] :

- La production annuelle d'énergie augmente, parce que la vitesse de la turbine peut être ajustée en fonction de la vitesse du vent pour maximiser la puissance de sortie.
- En fonction de l'aérodynamisme de la turbine et du régime du vent, la turbine recueillera en moyenne jusqu'à 10% d'énergie supplémentaire par an [91].
- Les contraintes mécaniques sont réduites en raison de la conformité du groupe motopropulseur.
- La turbulence et le cisaillement du vent peuvent être absorbés, c'est-à-dire que l'énergie est stockée dans l'inertie mécanique de la turbine, créant une complaisance qui réduit les pulsations de couple.
- La variation de la puissance de sortie est un peu découplée de la condition instantanée

présente dans le vent et les systèmes mécaniques.

- Quand une rafale de vent arrive à la turbine, le système électrique peut continuer à fournir une puissance constante au réseau tandis que l'inertie du système mécanique absorbe l'énergie excédentaire en augmentant la vitesse du rotor.

Bien que le principal inconvénient de la configuration à vitesse variable soit le coût supplémentaire et la complexité des convertisseurs de puissance nécessaires pour interfacer le générateur et le réseau, son utilisation a été augmentée en raison des avantages qui viennent d'être mentionnés.

Sur la base *du type du générateur utilisé*, le SGEE est constitué essentiellement de deux types de générateurs : générateurs synchrones et générateur asynchrone. On explique dans ce qui suit les caractéristiques de chacun d'eux, ainsi que les topologies de l'électronique de puissance nécessaire pour injecter l'énergie au réseau électrique

Générateurs Synchrones

Un générateur synchrone (GS) est généralement constitué d'un stator contenant un ensemble d'enroulements triphasés qui alimente la charge externe et un rotor qui fournit une source de champ magnétique. Le rotor peut être alimenté soit à partir d'un courant continu circulant dans un rotor bobiné, soit à partir d'un aimant permanent.

Générateur synchrone à inducteur bobiné

Un générateur synchrone est généralement constitué d'un stator fixe qui est bobiné de manière triphasée et d'un rotor qui contient un champ magnétique. Lorsque le champ magnétique est tourné, une force électromotrice (fem) est générée dans le stator, la forme d'onde de la force électromotrice induite est identique à la forme d'onde du champ magnétique dans l'espace. La fréquence de la fem est directement liée à la vitesse de rotation du rotor, c'est pourquoi on l'appelle générateurs synchrones. Le champ magnétique dans le rotor est généré par une source de courant continu, externe au générateur et qui permet de graduer le champ magnétique nécessaire. Compte tenu de ces caractéristiques, les SGEE qui utilisent un GS utilisent une topologie Back-to-Back pour connecter le stator au réseau, du côté du stator le convertisseur régule le couple électromécanique tandis que du côté du réseau le convertisseur régule la puissance active et réactive qui est injecté dans le réseau; Un convertisseur AC/DC est placé du côté du rotor pour fournir le courant d'excitation de sorte qu'un champ magnétique est généré dans le rotor. La

topologie de ce type de structure est illustrée à la figure (1.3).

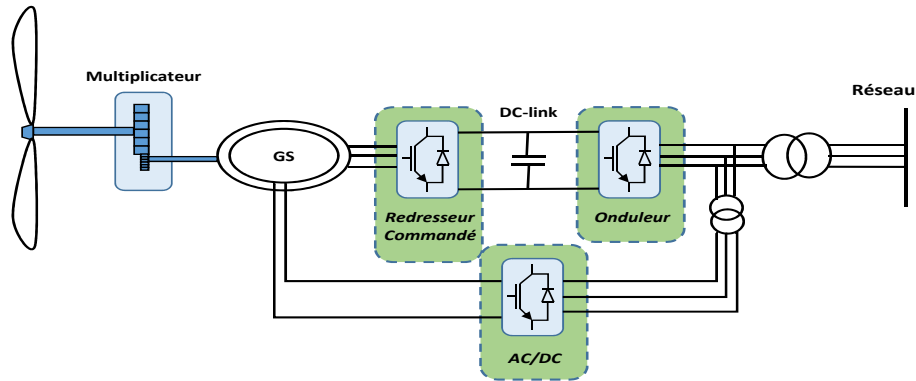


FIG. 1.3: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone.

Les GS travaillent dans une large gamme de vitesses de vent, ils fonctionnent dans l'ordre de kW et MW . Les avantages de ces GS sont qu'ils ont un rendement élevé, car ils utilisent tout le courant du stator pour produire le couple électromagnétique [164]. De plus, le pas polaire de ce générateur (GS) peut être inférieur à celui de la machine à induction, le nombre de pôles dans le rotor peut être augmenté. Cela pourrait être une caractéristique très importante pour obtenir des machines multipolaires à faible vitesse, en éliminant la boîte de vitesses [181]. L'inconvénient de ce type de générateurs est qu'il nécessite une alimentation externe pour le rotor, ce qui entraîne un entretien plus important, [50, 138] et généralement l'énergie consommée dans le rotor est de l'ordre de 5% dans les générateurs de faible puissance et 0,2 – 5% pour les générateurs de forte puissance.

Générateur synchrone à aimants permanents

Les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) ont le même principe de fonctionnement que les générateurs synchrones précédemment définis, à la différence que le champ magnétique dans le rotor est généré par des aimants permanents, avec lesquels le flux est constant, et la maintenance est réduite par rapport au GS, puisque on n'a nul besoin d'alimenter le rotor pour générer le champ magnétique. Le GSAP est principalement utilisé dans les SGEE de faible puissance, de plusieurs dizaines de kW , puisqu'il est limité aux propriétés des matériaux magnétiques. Cependant, actuellement il y a plusieurs fabricants qui commencent à les construire avec des puissances de plusieurs MW , Ceci est réalisé en utilisant des matériaux ayant une densité de flux magnétique élevée, tels que les alliages Nd-Fe-B ou Sa-Co.

Avoir un champ magnétique constant dans le rotor augmente le rendement, car aucune puissance externe n'est nécessaire pour générer le champ magnétique. Le SGEE avec GSAP fonctionne à vitesse variable et peut fonctionner dans des réseaux électriques isolés [13]. Il y a plusieurs topologies avec GSAP, qui sont principalement différenciées par le type de convertisseur qui est connecté au stator, car ce dernier est responsable de la régulation de la puissance active et réactive injectée dans le réseau, ainsi que du contrôle de la tension du bus continu (DC-Link). La topologie de base de ces SGEE est illustrée à la figure (1.4), où un pont redresseur à diodes est utilisé côté générateur. L'inconvénient de cette topologie est qu'elle ne permet pas de contrôler le couple, en plus d'augmenter l'amplitude et la distorsion harmonique en courant, qui génère des vibrations dans la machine et une diminution du facteur de puissance, cette topologie est utilisée dans les SGEE de très faible puissance, car elle est peu coûteuse.

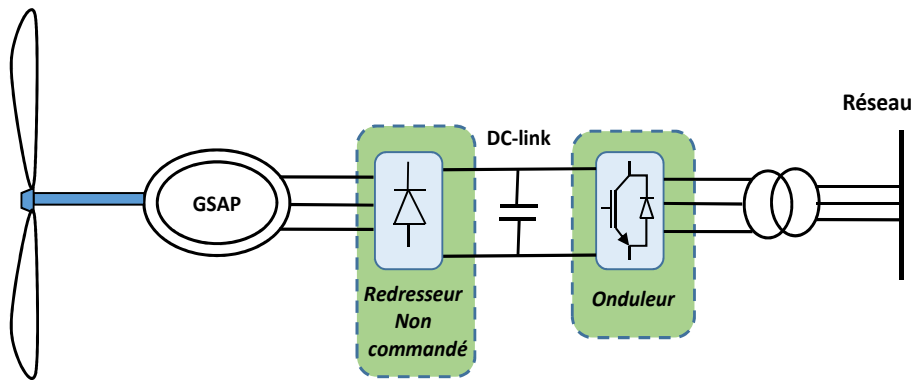


FIG. 1.4: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec pont redresseur non commandé côté générateur.

Une autre topologie avec le GSAP est d'interconnecter un étage DC/DC entre le redresseur et l'onduleur du côté du réseau [54, 84, 138], ceci permet de contrôler le couple du générateur. Tandis que le convertisseur du côté réseau (Grid side converter, GSC pour son acronyme anglais) (l'onduleur) régule la tension du circuit intermédiaire (dc-link). Cette topologie est illustrée à la figure (1.5), cette topologie est utilisée dans les systèmes de dizaines de kW. Le convertisseur DC/DC le plus couramment utilisé dans ce cas est un convertisseur Boost. L'inconvénient de cette configuration est l'utilisation d'un redresseur à diode qui augmente l'amplitude et la distorsion du courant [84]. En conséquence, la sélection d'une technique de contrôle adéquate peut améliorer le facteur de puissance et diminuer la distorsion harmonique du courant.

Enfin, une topologie largement utilisée avec le GSAP qui consiste à utiliser une topologie dite

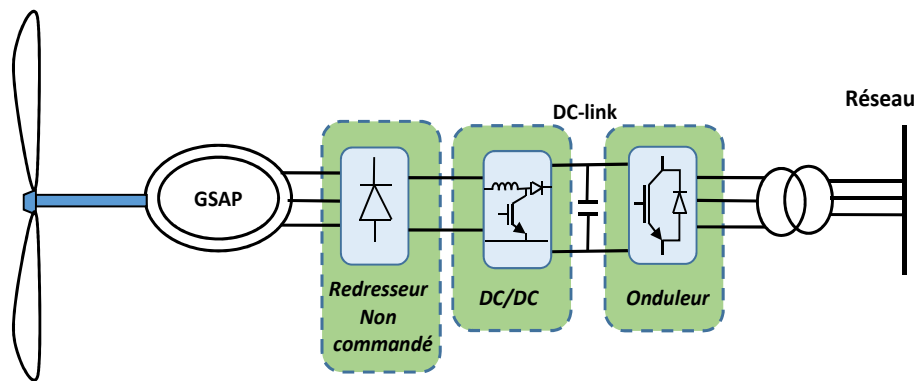


FIG. 1.5: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec pont redresseur non commandé côté générateur et convertisseur DC / DC.

Back-to-Back, dans laquelle le convertisseur côté générateur (machine side converter MSC, pour son acronyme anglais) régule le couple électromagnétique du générateur et réduit la distorsion harmonique du courant et augmente le facteur de puissance en utilisant des techniques de contrôle vectorielle [124]. L'inconvénient de cette topologie est le coût du convertisseur côté générateur, puisque si le SGEE est de faible puissance, elle ne justifie pas le coût nécessaire à sa mise en œuvre [50, 85]. Cette topologie est illustrée à la figure (1.6).

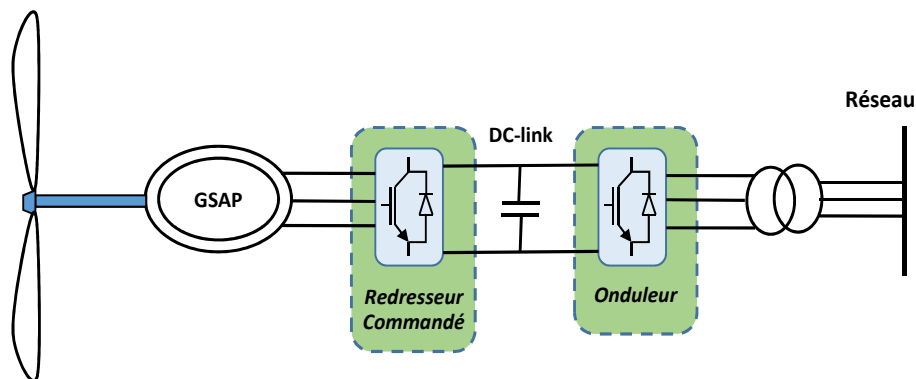


FIG. 1.6: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents avec un convertisseur back-to-back.

Générateurs asynchrone

Le type de générateur à courant alternatif qui est le plus souvent été utilisé dans les éoliennes est le générateur à induction (générateur asynchrone). Il existe deux types de générateurs à

induction utilisés dans les éoliennes : générateur à induction à cage d'écureuil et générateur à induction à rotor bobiné connu sous le nom générateur à double alimentation (GADA) [50, 83].

Générateur à induction à cage d'écureuil GICE

Les machines à induction sont principalement utilisées comme moteurs, mais elles peuvent fonctionner comme générateurs dans certaines conditions. Autrement dit, lorsque le moteur tourne, le couple interne est positif et tend à faire tourner la machine dans une direction positive, en l'absence de couple résistant, le rotor tourne à la même vitesse du champ tournant, donc aucun courant ne circule à travers le rotor, aucun couple n'est produit. Cependant, si le couple mécanique externe au lieu de s'opposer, commence à contribuer, la machine accélère au-dessus de la vitesse de synchronisme, le courant commence à circuler à travers le rotor mais dans le sens inverse, avec lequel le couple interne de la machine est négatif pour maintenir l'équilibre mécanique, faisant de la machine un générateur [5]. Ces générateurs ont seulement des enroulements dans le stator et le rotor est une cage d'écureuil.

Du fait de ces caractéristiques, les SGEE qui utilisent GICE dans l'un de leurs cas sont directement couplés au réseau électrique, à l'aide d'un multiplicateur, car les plages de vitesses de la turbine et du rotor sont différentes. Les variations de la vitesse du rotor sont très faibles, car les variations de la vitesse ne peuvent que produire de petits changements dans le glissement du rotor, compte tenu de cela, on considère que la SGEE fonctionne à vitesse fixe. Un GICE consomme de l'énergie réactive, si souvent des condensateurs sont ajoutés pour générer le courant magnétisant requis par le générateur, ce qui améliore le facteur de puissance du système. Cette topologie est illustrée à la figure (1.7).

Une autre topologie utilisée avec ce type de générateur n'est pas de connecter directement au réseau le générateur, mais au travers d'un convertisseur Back-to-Back, ce qui permet un flux bidirectionnel de puissance active et réactive. Cette topologie est illustrée à la figure (1.8). Dans ce cas, le système de commande du convertisseur du côté du générateur régule le couple électromagnétique et la puissance réactive pour faire magnétiser la machine. Le convertisseur côté réseau régule la puissance active et réactive que le système injecte dans le réseau et régule également la tension du DC-Link. Cette topologie fonctionne à une vitesse variable qui présente une efficacité supérieure par rapport à la topologie de connexion directe au réseau, bien que le fait que le convertisseur doit traiter toute la puissance est un inconvénient dans la gamme des

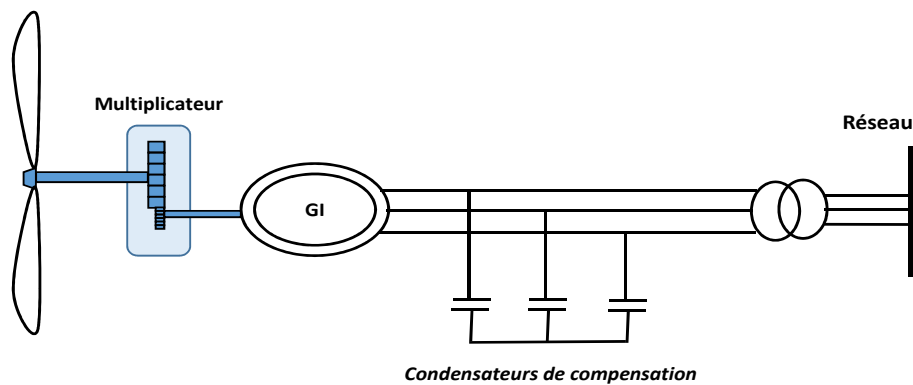


FIG. 1.7: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction connecté directement au réseau électrique.

puissances élevées.

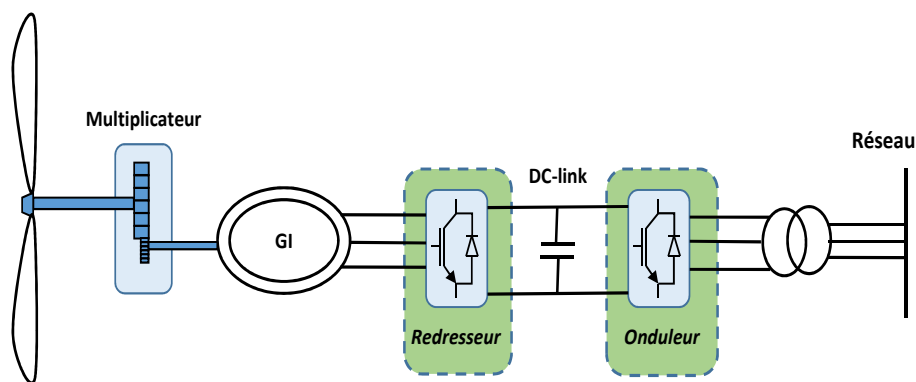


FIG. 1.8: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction relié au réseau électrique par l'intermédiaire d'un système back-to-back.

Les avantages des GICE sont qu'ils sont relativement bon marché, robustes et nécessitent peu d'entretien. Les SGEE qui utilisent les GICE ont une plage de puissance comprise entre kW et MW .

Générateur asynchrone à double alimentation GADA

Ces types de générateurs sont à induction, seulement le rotor est bobiné. Le SGEE qui utilise un GADA permet le contrôle du générateur à travers le rotor, un avantage significatif est la capacité à fournir une plus grande puissance de sortie sans surchauffer, et transférer la puissance maximale sur une large gamme de vitesses. La chose la plus importante dans ce générateur est

que la puissance est contrôlée à partir de la connexion au rotor, tandis que le flux de puissance est à travers le stator. Le stator est directement connecté au réseau électrique tandis que le rotor est connecté au réseau à travers un convertisseur. Le GADA utilise également une boîte de vitesses pour coupler les vitesses de la turbine et du générateur.

Dans la première topologie, le convertisseur est constitué d'un redresseur non contrôlé côté rotor et d'un onduleur côté réseau comme le montre la figure (1.9) et dans la seconde topologie, le convertisseur est constitué d'un redresseur contrôlé côté rotor et d'un onduleur côté réseau cette topologie est appelé Back-to-Back commande le montre la figure (1.10). La première topologie permet uniquement au générateur de fonctionner à des vitesses supérieures à la vitesse de synchronisation.

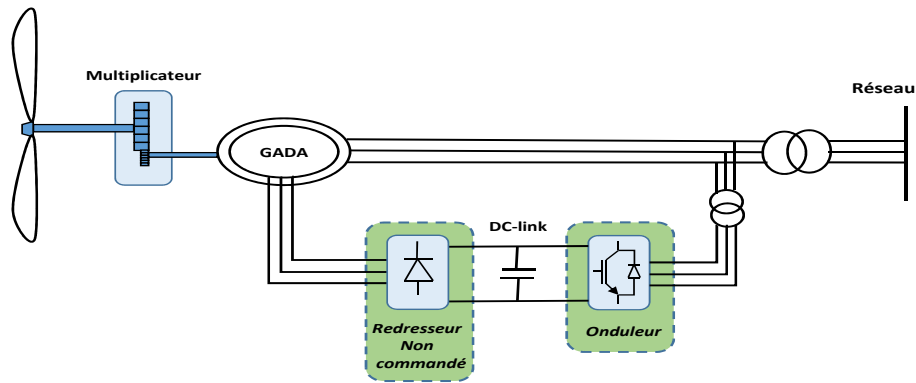


FIG. 1.9: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction à double alimentation, le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire d'un redresseur non commandé et d'un onduleur.

Cependant, la deuxième topologie sépare la fréquence du réseau électrique de la fréquence mécanique du rotor, ce qui permet de fonctionner à des vitesses inférieures et supérieures à la vitesse de synchronisation, ce qui conduit le générateur à fonctionner dans une large plage de vitesses. Le convertisseur est composé du convertisseur côté réseau (GSC) et du convertisseur côté rotor (rotor side converter, RSC, pour son acronyme en anglais). Le *RSC* et le *GSC* sont couplés par le biais de la liaison (dc-link) continue-continue, qui est un condensateur qui fonctionne comme source de tension continue du convertisseur [156]. Le convertisseur qui est du côté du rotor *RSC* permet de contrôler le couple qui à son tour donne un contrôle dans la turbine. Ce type d'opération de contrôle permet un contrôle absolu de la puissance active et réactive. Côté réseau *GSC*, l'onduleur fonctionne normalement en facteur de puissance unitaire, il ne

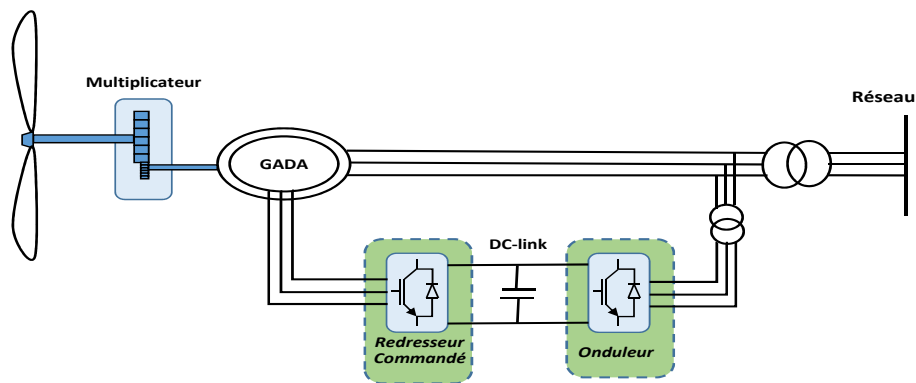


FIG. 1.10: Système de génération d'énergie éolienne avec générateur d'induction à double alimentation. le rotor est au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur Back-to-Back.

participe donc pas à l'échange de puissance réactive entre le générateur et le réseau électrique. Ce générateur fonctionne de l'ordre de kW et MW , le convertisseur fonctionne généralement avec 30% de la puissance totale du système. Les inconvénients sont qu'une commande complexe est nécessaire, le coût est élevé et la maintenance est augmentée en raison de l'enroulement dans le rotor.

La topologie (ou bien la classification) des systèmes de production d'énergie éolienne peut être donné par le figure (1.11).

1.3 Stratégies et objectifs de contrôle des systèmes de production d'énergie éolienne

1.3.1 Stratégies de contrôle des SGEE

Pour une éolienne, la capacité de production se réfère à la quantité de puissance pouvant être extraite du vent, compte tenu des limitations physiques et économiques, qui est généralement représentée par une courbe qui relie la vitesse du vent et la puissance générée, comme indiqué dans la figure (1.12). La puissance de sortie de l'éolienne peut être contrôlée pour fonctionner plus efficacement dans une plage spécifique des vitesses de vent limitées par des vitesses d'enclenchement (Vw_{In}) et de découpe (Vw_{Out}). Hors de cette gamme, la turbine ne devrait pas fonctionner pour sa sécurité aussi bien que celle du générateur. La puissance nominale ($P_{nominale}$) est obtenue à partir de l'éolienne à une vitesse de vent spécifique ($Vw_{nominale}$). Par conséquent, il y a quatre

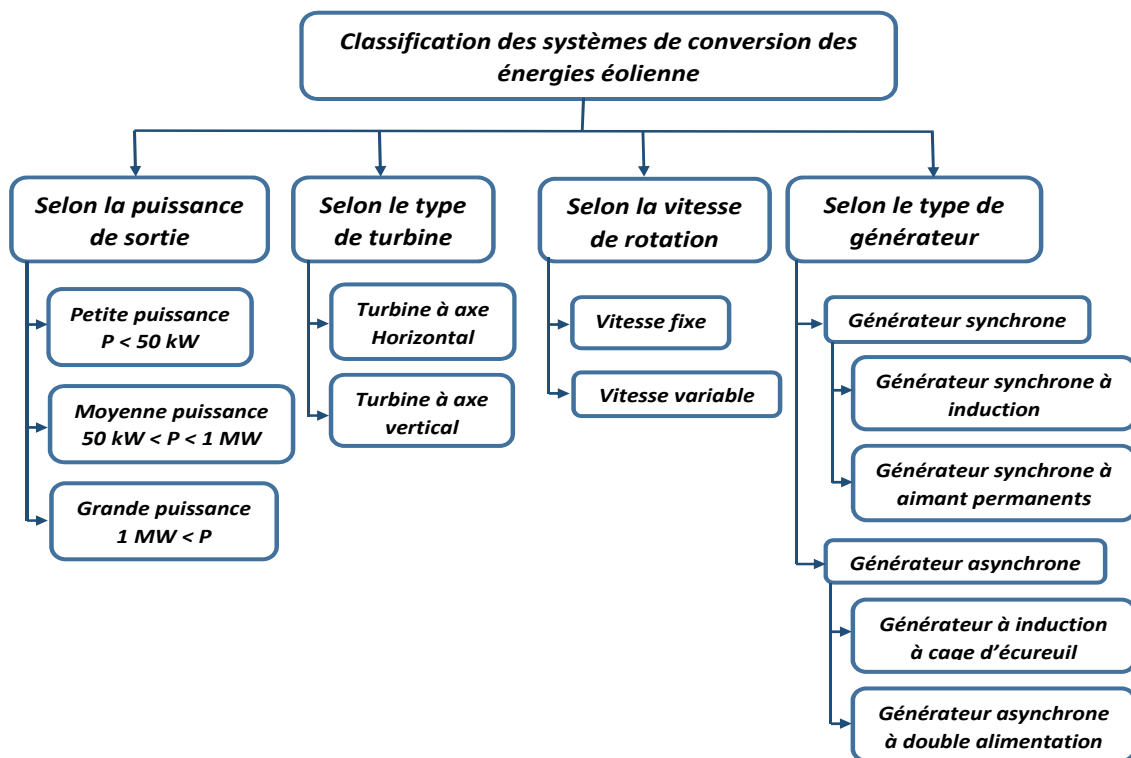


FIG. 1.11: Classification des systèmes de conversion des énergies éoliennes.

régions principales d'opération comme il est montré dans la figure (1.12) [35, 1, 203, 107].

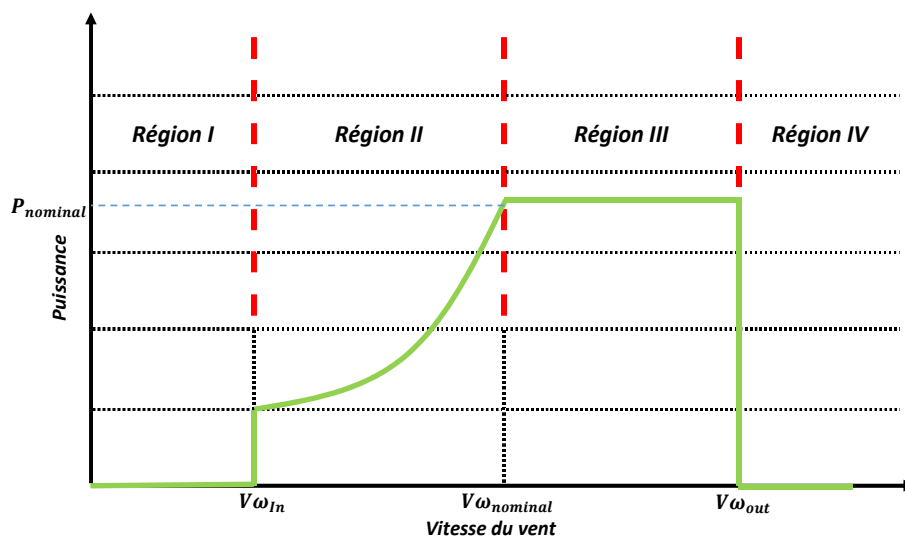


FIG. 1.12: Courbe de puissance par rapport à la vitesse du vent.

- Région I : En dessous de la vitesse d'enclenchement (connexion) ($V\omega_{In}$), l'énergie éolienne disponible est insuffisante pour compenser les coûts d'exploitation et les pertes dans tout

le système, ce qui explique pourquoi l'énergie n'est pas produite dans cette région. Dans ce cas, la stratégie de contrôle consiste à maintenir la turbine à l'arrêt jusqu'à ce que la vitesse d'enclenchement soit dépassée.

- Région II : C'est là que la puissance qui peut être extraite du système de production, elle dépend de la vitesse de rotation de la turbine, de la vitesse du vent et des caractéristiques de la turbine. Dans cette région l'objectif du contrôle est d'obtenir la plus haute quantité de puissance possible, qui est donné par l'algorithme de suivi de puissance maximum, étudié dans les sections qui suivent avec différents types de contrôleurs qui sera l'objet principal de notre travail.
- Région III : Dans cette région, la quantité d'énergie qui peut être obtenue du vent est supérieure à ce que le système peut traiter. La vitesse du vent produit une puissance qui dépasse la puissance électrique nominale du générateur, de sorte que la stratégie de contrôle à suivre est de limiter la puissance aux caractéristiques du SGEE, afin d'éviter la surcharge, cette zone est comprise entre $(Vw_{nominale})$ et (Vw_{out}) .
- Région IV : Au-dessus de la vitesse de déconnexion, le système est arrêté pour éviter les problèmes d'émission de bruit acoustique et maintenir les forces centrifuges en dessous des valeurs tolérées par l'éolienne. Normalement, il est situé à (Vw_{out}) . Dans ce cas, la stratégie de contrôle consiste à arrêter la turbine pour préserver son intégrité, normalement cela se produit avec des vents très forts et des conditions environnementales extrêmes.

Un autre point à prendre en compte dans la sélection de la stratégie de contrôle sont les variations rapides de la vitesse du vent générées par la turbulence et les rafales, qui peuvent changer radicalement le système d'une région d'exploitation à l'autre ; et la qualité de l'énergie injectée dans le réseau, qui dépend beaucoup du type de générateur et de la topologie utilisée, afin de ne pas affecter le réseau électrique, ce qui signifie que la stratégie de commande considère le type de convertisseur électronique, cela permet à la stratégie de contrôle de prendre en compte tous les aspects du système de génération d'énergie éolienne.

D'une certaine manière, la stratégie de contrôle décrit comment la turbine est configurée pour s'approcher de l'état stationnaire dans la courbe de puissance à une vitesse de vent constante. Par conséquent, la stratégie de contrôle établit les valeurs d'équilibre du couple ou de la puissance et de la vitesse de rotation de la turbine pour chaque vitesse de vent, dans sa plage de fonctionnement. Le système de commande peut varier d'une région de fonctionnement à une

autre, de plus les petits modèles de signaux utilisés pour la conception du contrôleur dépendent fortement des modes de fonctionnement et des zones de fonctionnement. La réponse en boucle fermée du système est étroitement liée aux points de fonctionnement, en raison de la non-linéarité sous-jacente à l'aérodynamique de l'éolienne [16].

1.3.2 Objectifs de commande

Les réponses temporelles du système électrique de la turbine éolienne sont beaucoup plus rapides que celles des autres parties du système de la turbine. Ceci permet de dissocier le générateur et les conceptions de commande de la turbine et ainsi de définir une structure de contrôle en cascade autour de deux boucles de contrôle [39, 40]. On peut distinguer deux niveaux de commande d'une éolienne comme le montre la figure (1.13).

- La boucle de régulation externe concerne la commande de la turbine qui fournit les entrées de référence de la boucle interne (couple et angle de calage de référence), elle est notée ***commande de niveau 1***.
- La boucle de régulation interne concerne la commande du générateur électrique via les convertisseurs de puissance, elle est notée ***commande de niveau 2***.

La commande de niveau 1 ne s'occupe pas de la partie électrique mais uniquement de la turbine ; la génératrice étant vue comme un dispositif de commande de la turbine, cette commande de la turbine peut donc être réalisée sans modéliser la partie électrique [39, 45]. Cette approche est souvent utilisée dans les travaux qui concernent la commande de la turbine, dont on peut citer [63, 82, 109, 120, 165]. La commande de niveau 2 contrôle la génératrice et fait appliquer les références issues de la commande de niveau 1. La vitesse de rotation (ω_r) et la puissance (P_e) sont les sorties du système générateur. Le couple (T_g) et l'angle de calage (β) sont les commandes de la turbine. Cependant, de nombreux travaux dédiés spécifiquement à la commande de niveau 2 (partie électrique) ont été faits, dont on peut citer [46, 47, 48, 65, 152, 153, 154, 29].

Toutes les commandes élaborées ont pour but d'optimiser la capture de la puissance issue du vent mais elles peuvent également être utilisées pour assurer la régulation.

Les objectifs des systèmes de contrôle d'énergie éolienne SCCE par rapport à la puissance sont fondamentalement deux. Le premier, consiste à maximiser l'extraction d'énergie éolienne dans la région II lorsque la vitesse du vent est compris entre V_{in} et ($V_{wnominale}$). Le deuxième objectif, consiste à maintenir, limité, la production d'énergie électrique à une valeur nominale,

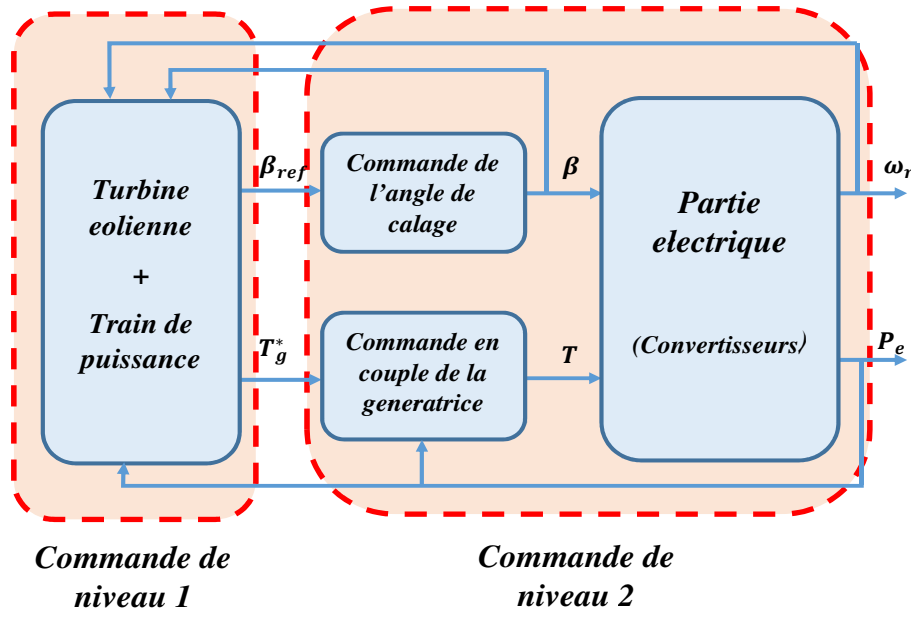


FIG. 1.13: Niveau de commande d'un SCEE.

dans la région III, de sorte que le système éolien complet soit protégé.

1.4 Technique de poursuite du point de puissance maximal

Les algorithmes d'extraction de puissance maximale (maximum power point tracking MPPT, pour son acronyme anglais) développés jusqu'à présent peuvent être classés en trois méthodes de contrôle principales, à savoir le contrôle du rapport de vitesse de pointe (TSR), le contrôle du retour du signal de puissance (PSF) et le contrôle de montée en côte (HCS) [3, 8].

1.4.1 Technique du rapport de vitesse de point (TSR)

Dans l'algorithme de contrôle du rapport de vitesse de point (*Tip speed ratio* TSR, pour son acronyme en anglais) il est nécessaire de maintenir le TSR, le rapport de vitesse de point et la vitesse du vent, à une valeur optimale à laquelle la puissance extraite est maximisée en régulant la vitesse de rotation du générateur [3, 42, 58, 101, 107, 187]. Cet algorithme nécessite une valeur mesurée de la vitesse du vent ainsi que de la vitesse du générateur pour obtenir le *TSR* optimal λ_{opt} de la turbine afin que le système soit en mesure d'extraire le maximum de puissance atteignable.

La vitesse de rotation optimale est dans ce cas donnée par : $\omega_{opt} = \lambda_{opt} V_\omega / R$. Où V_ω est la

vitesse du vent et R est le rayon de la turbine

Le diagramme (1.14) montre un contrôle SCCE avec TSR [107, 187]. Dans ce diagramme, la vitesse de rotation optimale est comparée à la valeur réelle et la différence est ensuite injectée dans le contrôleur, ce qui modifie la vitesse du générateur en réduisant cette erreur. (En suivant la vitesse de référence, cet algorithme force la puissance mécanique du générateur à suivre la puissance mécanique maximale). L'algorithme TSR est très efficace et a une réponse rapide [107, 137]. La limite de cette méthode est que la vitesse du vent doit être connue avec les mesures de vitesse de rotation de la turbine, cela nécessite un anémomètre précis, ce qui ajoute au coût de l'ensemble du système, en particulier lorsqu'il est envisagé d'utiliser des éoliennes à petite échelle [3, 25, 55, 107, 121]. Pour améliorer la fiabilité du système de contrôle, certaines recherches ont porté sur l'estimation de la vitesse du vent. Parmi ces méthodes on peut citer, la technique de la logique floue utilisée dans [160, 177, 202] ou avec la technique des réseau de neurones qui a été utilisée dans [114] pour estimer la vitesse du vent.

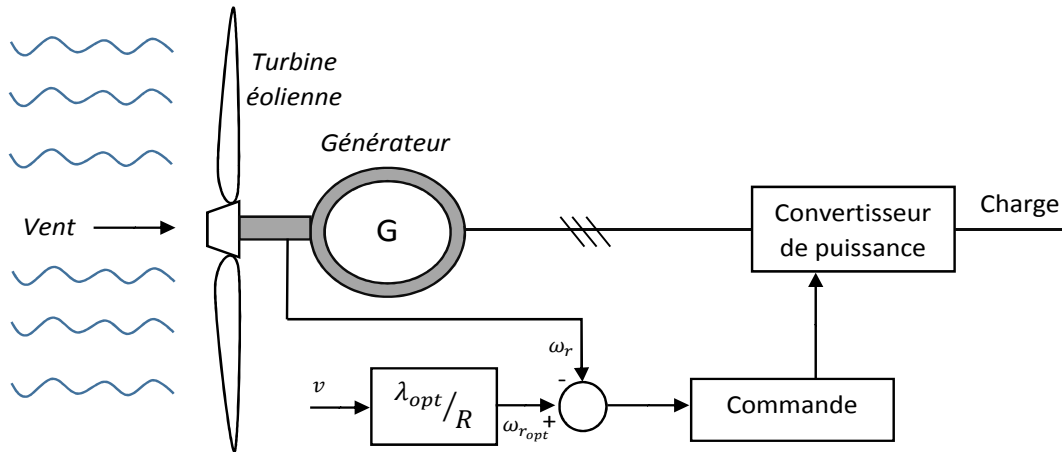


FIG. 1.14: Schéma synoptique de la technique du rapport de vitesse de point TSR pour SCCE.

1.4.2 Technique de retour du signal de puissance (PSF)

Le contrôle MPPT de retour de puissance est mis en oeuvre sur la base des calculs de la vitesse du générateur sans avoir besoin de la vitesse du vent. Cette technique nécessite néanmoins, la connaissance des caractéristiques de l'éolienne ainsi que la vitesse du générateur [55].

Cette technique de contrôle (power signal feedback, (PSF), pour son acronyme en anglais) nécessite la connaissance de la courbe de puissance optimale de l'éolienne en fonction de la vitesse

du rotor [25, 107], qui est suivie par ses mécanismes de contrôle [3, 42]. Les courbes de puissance et couple optimaux peuvent être obtenues par des simulations ou des essais expérimentaux sur des éoliennes individuelles [52, 107, 144]. Ensuite, les points de données pour une puissance de sortie maximale et la vitesse de l'éolienne correspondante doivent être enregistrés dans une table de correspondance.

Cette méthode peut être divisée en deux catégories : le contrôle de retour de puissance optimale et le contrôle de retour de couple optimal. Néanmoins, les deux méthodes de contrôle sont essentiellement les mêmes [55].

Selon les équations (2.8) et (2.9) données dans le chapitre I, la puissance et le couple optimaux délivrés par l'éolienne sont respectivement donnés par [210]

$$P_{max} = \frac{0.5\pi\rho C_{p_{max}} R^5}{\lambda_{opt}^3} \omega_{r_{opt}}^3 = K_{opt} \omega_{r_{opt}}^3 \quad (1.1)$$

et

$$T_{max} = \frac{0.5\pi\rho C_{p_{max}} R^5}{\lambda_{opt}^3} \omega_{r_{opt}}^2 = K_{opt} \omega_{r_{opt}}^2 \quad (1.2)$$

où K_{opt} est un facteur déterminé par les caractéristiques de l'éolienne donné par (1.3).

$$K_{opt} = \frac{0.5\pi\rho C_{p_{max}} R^5}{\lambda_{opt}^3} \quad (1.3)$$

où

$$\omega_{r_{opt}} = \frac{\lambda_{opt} v_{\omega}}{R} \quad (1.4)$$

La figure (1.15) montre le schéma de principe d'un SCEE avec la commande PSF [144, 187].

Dans cette méthode, la puissance optimale P_{opt} est générée soit en utilisant une courbe puissance-vitesse, couple-vitesse pré-obtenue [17, 183, 185, 198], soit en utilisant l'expression de la puissance de sortie de la turbine ou le couple données respectivement par (1.1) et (1.2). En d'autres termes, la puissance et le couple maximum peuvent être atteints par l'éolienne lorsque la vitesse du générateur est à la valeur optimale. Le schéma de commande des stratégies de contrôle MPPT à rétroaction de puissance optimale et à retour de couple optimal est représenté sur la figure (1.15) (a et b) respectivement [55]. où la vitesse de la turbine est utilisée comme entrée. Le contrôleur réduit l'erreur entre la puissance ou le couple optimal et la puissance ou le couple réel respectivement.

Deux inconvénients significatifs de la méthode de contrôle de rétroaction de puissance traditionnelle sont [55] :

- Il n'y a pas de façon précise de déterminer le facteur K_{opt} puisque l'aérodynamique de la pale peut changer de façon significative au fil du temps.
- Même lorsque le K_{opt} peut être déterminé avec précision par des simulations ou des expériences, les fluctuations de la vitesse du vent rendent la vitesse du générateur difficile à mesurer et forcent l'éolienne à fonctionner hors du pic de sa courbe C_p la plupart du temps.

En raison des inconvénients existant dans le contrôle de rétroaction de puissance traditionnel, de nombreuses mesures d'amélioration efficaces ont été proposées par les chercheurs. La méthode MPPT à rétroaction de puissance en mode glissant a été proposée dans [26], ce qui peut réduire les effets négatifs de l'incertitude sur le K_{opt} et du changement du point de fonctionnement optimal dû à la turbulence de la vitesse du vent. Dans [18] une commande de retour de puissance mécanique sans capteur de vitesse avec un convertisseur matriciel (CM) a été proposée sans nécessiter de capteur de vitesse d'arbre. Un nouveau contrôle MPPT avec un contrôle de compensation adaptatif a été proposé dans [145] sur la base du contrôle de retour de couple optimal.

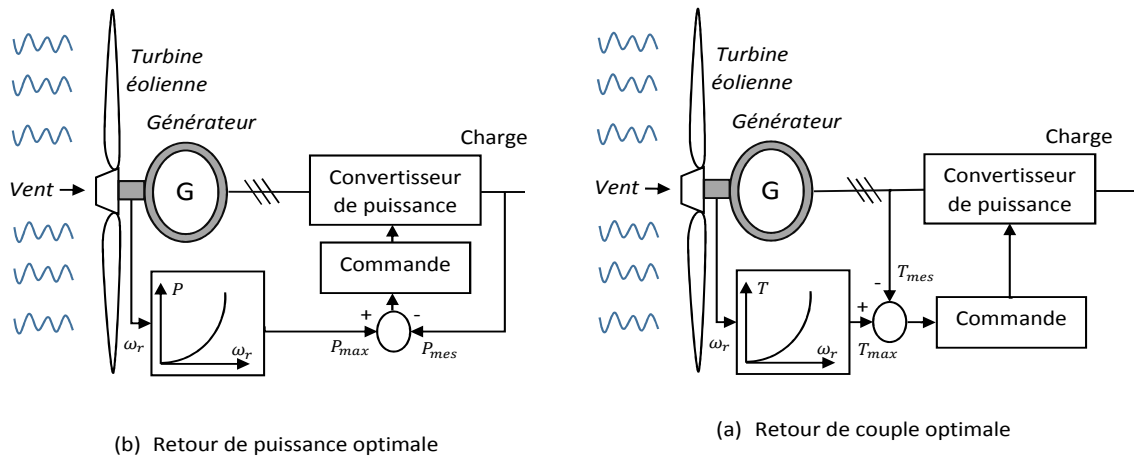


FIG. 1.15: Schéma synoptique de la technique PSF.

1.4.3 Technique de recherche de côte (HCS)

Cet algorithme (Hill Climb Search, (HCS), pour son acronyme en anglais) est une stratégie d'optimisation mathématique, pour localiser le point maximum local d'une fonction donnée [3, 42, 133, 209]. La méthode HCS de la MPPT utilise le graphique en forme de U inversé entre la puissance et la vitesse du rotor. Cet algorithme est basé sur la perturbation d'une variable

de contrôle dans une certaine taille de pas et l'observation des changements qui en résultent dans la fonction objective jusqu'à ce que la pente devienne nulle [95, 103, 151, 179, 196]. Comme il existe une puissance de crête définie correspondant à une vitesse de rotor particulière, l'algorithme compare la puissance présente à un instant donné à la puissance obtenue à l'étape précédente [121]. Le contrôle HCS a l'avantage d'être indépendant des caractéristiques du système et de ne pas nécessiter de mesure de la vitesse du vent ou de la vitesse du générateur. Il est largement utilisé dans les SCEE pour extraire la puissance maximale en recherchant le point de fonctionnement optimal [57, 103, 136, 184]. Néanmoins, cette technique présente de nombreux inconvénients, parmi les plus importants on peut citer : le choix de la taille du pas de calcul qui est difficile à prendre. En effet, comme le montre la figure (1.16), une grande taille de pas de perturbation augmente la vitesse de convergence mais détériore l'efficacité de l'MPPT en amplifiant les oscillations autour du point de puissance maximale P_{max} comme le montre la figure (1.16)(a). Par contre, une petite taille du pas augmente l'efficacité mais réduit la vitesse de commande MPPT qui peut conduire à une incapacité à suivre le point de puissance maximale exacte sous une vitesse de vent variant rapidement comme le montre la figure (1.16)(b). D'autre part, on observe une fluctuation permanente autour du point optimal [92, 102], notamment avec les éoliennes à moyenne et grande inertie.

En raison des inconvénients existant dans la méthode *HCS* traditionnelle, de nombreuses études [93, 95, 103] ont proposé des algorithmes de taille de pas variables afin d'améliorer la précision et l'efficacité des algorithmes *HCS* conventionnels.

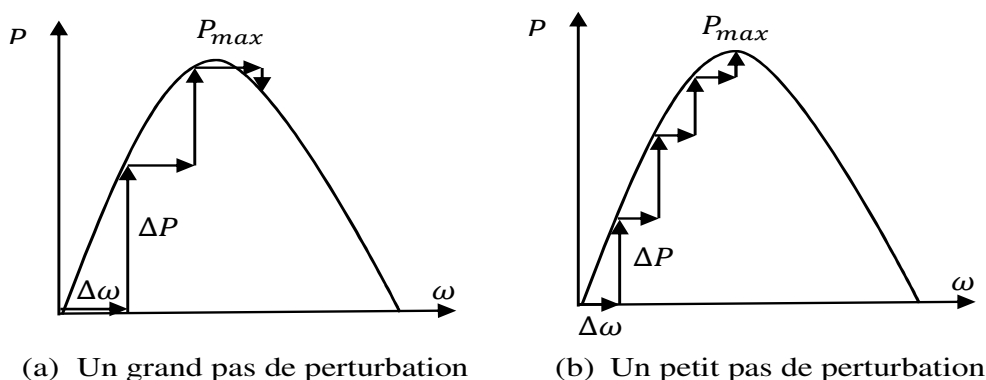


FIG. 1.16: Schéma synoptique de la technique HCS.

1.4.4 Autres techniques de régulation de puissance

En plus des trois techniques décrites dans les sections précédentes, il existe d'autres méthodes permettant de réguler la puissance de l'énergie captée par l'éolienne.

Ces techniques sont généralement utilisées en fonction de la puissance du système et on peut trouver des systèmes qui utilisent plus d'une technique à la fois. Parmi les techniques les plus courantes on peut citer :

- Technique de contrôle de désorientation.
- Technique de contrôle passif à angle fixe.
- Technique de contrôle actif à angle variable.

Technique de contrôle de désorientation

Cette technique permet de limiter la puissance par désorientation de l'éolienne par rapport à la direction du vent pour des vitesses de vent élevées. La puissance captée par la turbine est limitée par son changement de direction, de sorte que la direction du vent ne soit pas perpendiculaire aux pales. Ce contrôle est utilisé lorsque la puissance nominale du système est atteinte (*zone III*).

En plus cette technique permet d'élargir la plage d'exploitation de la turbine en augmentant la valeur de la vitesse de déconnexion $V_{\omega out}$.

Dans cette technique, afin de guider partiellement le rotor, des contraintes mécaniques importantes sont créées dans la turbine limitant son application seulement à des turbines à faible puissance, en tant qu'élément de protection contre les hautes vitesses de vent qui pourraient compromettre l'intégrité de la turbine.

Technique du contrôle passif à angle fixe

Dans cette technique les pales de l'éolienne restent fixés au rotor, sans possibilité de modifier l'angle d'attaque. Cependant, le profil de la pale est conçu de façon aérodynamique pour assurer, au moment où la vitesse du vent est trop élevée, une certaine turbulence dans la partie de la pale qui cause une perte de portance. Cette perte de portance empêche la force de portance de la lame agissant sur le rotor.

Au fur et à mesure que la vitesse du vent dans la zone augmente, l'angle d'attaque de la pale du rotor augmente également, jusqu'à ce qu'il atteigne le point de départ pour perdre sa portance. Cette technique est utilisée dans les systèmes de petite et moyenne puissance où la

puissance manipulée ne justifie pas un système mécanique pour modifier l'angle d'attaque.

Comparé à la technique de contrôle de désorientation, le contrôle passif est moins efficace, mais présente l'avantage de ne nécessiter aucun système de contrôle ou mécanisme d'ajustement.

Technique du contrôle actif à angle variable

C'est le type de contrôle le plus utilisé dans les éoliennes de grande puissance. Le contrôle effectue un ajustement de l'incidence du vent sur les pales, en modifiant l'angle d'attaque et la quantité d'énergie extraite par celui-ci. Avec ce type de régulation, en fonctionnant à une puissance inférieure à la puissance nominale, la commande ajuste l'angle de la lame à sa valeur optimale, obtenant ainsi la puissance maximale du vent. En cas de dépassement de la puissance nominale, la commande modifie l'angle des pales, afin de réduire les performances de la turbine, en dérivant la puissance excédentaire par perte aérodynamique [23]. Cette technique présente l'inconvénient de devoir introduire des pièces mobiles pour permettre le réglage mécanique de la position des pales, ce qui fait augmenter leurs coûts.

En d'autres termes, lorsque la vitesse du vent augmente et que la puissance extraite doit être limitée, l'angle des pales diminue, ce qui réduit l'efficacité aérodynamique de l'éolienne.

Dans les petites éoliennes, le mécanisme d'ajustement de l'angle de la pale est très coûteux et n'est pas justifié. Par conséquent, la régulation à des vitesses de vent élevées, est réalisée par des moyens électriques, en variant le point de fonctionnement de l'éolienne.

1.5 État de l'art sur les méthodes de commande des éoliennes

Comme il a été mentionné dans la section précédente et [91, 166], Les objectifs d'une loi de commande d'une éolienne à vitesse variable sont :

- Génération de la puissance maximale en dessous de la puissance nominale dans les vents faibles.
- Minimiser les forces exercées sur les pales du rotor et sur le dispositif d'entraînement.
- Maintenir une puissance de qualité satisfaisante au-dessus de la puissance nominale.

Cela signifie que le contrôle des SCIE peut améliorer les performances des éoliennes en améliorant la capture d'énergie et en réduisant les charges dynamiques et statiques.

Il existe plusieurs configurations possibles du système de contrôle, en fonction des actionneurs (convertisseur) disponibles. Beaucoup de travaux dans le domaine du contrôle du système de

conversion de l'énergie éolienne SCEE ont été proposés.

Le développement de ces commandes est principalement basé sur des modèles LTI (Linear Time Invariant pour son acronyme anglais) des systèmes éoliens. Les contrôleurs conventionnels PI, PID ont été largement utilisés, mais un ensemble de contrôleurs linéaires ont été développés par Ekelund [63] pour une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, y compris les contrôles LQ et LQG [39, 63, 140]. Concernant [140], des expériences d'identification du système ont été effectuées sur une éolienne horizontale à vitesse variable de $400kW$, à l'aide de divers schémas d'identification. Les résultats ont ensuite fourni des valeurs numériques des paramètres dans un modèle physique du système d'entraînement. Le modèle ainsi obtenu est ensuite utilisé pour la conception et l'évaluation d'un certain nombre de schémas de contrôle linéaires et non linéaires pour la régulation de la vitesse des éoliennes.

Dans [120] une brève description d'un contrôleur de l'angle de calage (pitch control) avec un régulateur *PI* et *LQG* pour une éolienne à vitesse constante, en plus une combinaison entre le contrôle de vitesse et celui de l'angle de calage y est étudié.

Le travail développé dans [168] montre un régulateur *PI* appliqué à un SCEE autonome avec un générateur synchrone à aimants permanents connecté à un convertisseur DC avec une inductance et une résistance comme charge. Le système réduit l'erreur de suivi et le pourcentage de dépassement. Afin d'améliorer la puissance extraite du vent, le contrôle de la vitesse est montré sur la base de la variation du couple électromagnétique, où le courant continu est affecté par la modification de la valeur de la résistance de charge. Contrairement aux études précédentes l'utilisation de la méthode d'optimisation (Particles Swarm Optimisation PSO), permet de réduire le temps de réponse et permet d'obtenir des paramètres avec une performance optimale.

Dans [135] la synthèse d'une structure de contrôle optimale pour les éoliennes à pas fixe à vitesse variable est présentée. Une configuration particulière de la structure de contrôle, générée par le principe de séparation des fréquences est adopté dans la modélisation du vent. La structure de commande est composée de deux boucles : la boucle d'efficacité énergétique maximale, régie par la composante basse vitesse, et une boucle de régulation optimale, régie par la composante turbulente. Ce problème optimal est traité dans le cadre d'une approche stochastique (*LQG*) complète, dont l'efficacité a été démontrée par des tests expérimentaux sur un simulateur électromécanique en temps réel, permettant la validation des différents régimes de vent, indépendamment du contexte météorologique réel.

En plus de ces contrôleurs, un autre type de régulateur utilisant les concepts du calcul fractionnaire est utilisé dans les systèmes éoliens, on peut citer [61, 77, 79, 126, 193].

Un contrôleur d'angle de calage à pas fractionnaire est développé dans [79]. La stratégie de contrôle fractionnaire peut atteindre le potentiel lorsque le système contient une forte non-linéarité, en particulier lorsque la turbulence du vent est forte. Le contrôleur PI classique et PI^μ fractionnaire dans le contrôle de l'angle de calage sont comparés à la perturbation des rafales de vent. Les tests de simulation ont été réalisés en utilisant Matlab/Simulink.

En raison de la non-linéarité du modèle de l'éolienne, un contrôleur robuste devrait être plus adapté qu'un contrôleur linéaire. Dans [41], un algorithme de contrôle non linéaire basé sur la théorie du mode glissant est proposé pour maximiser l'extraction de la puissance d'une éolienne à vitesse variable. Cet algorithme fonctionne dans la région de charge partielle. Il est utilisé pour contrôler la vitesse de l'éolienne afin qu'elle atteigne la valeur désirée qui correspond au point de puissance maximale. Afin de prouver son efficacité et montrer l'amélioration apportée par cet algorithme de contrôle, une comparaison avec un contrôleur linéaire classique utilisant un régulateur PI a été donnée. Les tests de simulation sont établis en utilisant Matlab Simulink. Les résultats de simulation montrent que la commande non linéaire contrôle avec succès l'éolienne à vitesse variable, satisfaisant les performances statiques et dynamiques, et réalisant la maximisation de la puissance.

Dans [146], les auteurs présentent une nouvelle méthode de contrôle du point de puissance maximum (MPPT) pour les systèmes de conversion d'énergie éolienne à fréquence constante à vitesse variable. La méthode de suivi proposée combine les idées de contrôle par mode glissant (sliding mode SM, pour son acronyme anglais) et du contrôle de recherche extrême (Extreme Search Controller (ESC), pour son acronyme anglais). La seule entrée nécessaire dans cette méthode est la puissance active de sortie du générateur. Cela évite certains problèmes difficiles dans les algorithmes de suivi traditionnels, tels que la mesure de la vitesse du vent, le besoin de modèles et de paramètres de la turbine éolienne et la détection du gradient de puissance par rapport à la vitesse du rotor. La méthode proposée est testée sur un système de conversion d'énergie éolienne basé sur un générateur à induction à double alimentation. Les convertisseurs back-to-back connectés au générateur adoptent la méthode du contrôle vectoriel. Le modèle de simulation d'un exemple du système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) est établi sur Matlab. L'entrée de référence de la boucle de vitesse dans la commande vectorielle est le résultat

optimal résultant du bloc MPPT basé sur le mode glissant ESC. Les résultats de simulation confirment la validité de cette méthode.

La commande par mode glissant ESC a été aussi utilisée dans [147, 74, 53]. Dans [53], les auteurs ont utilisé l'application ESC combinée à la théorie de la logique floue pour un suivi du point de puissance maximal. Cette méthode a besoin de construire un ensemble de règles floues et nécessite également un calcul plus long.

Dans [91], les auteurs présentent une nouvelle méta-heuristique appelée optimisation du loup gris (Grey Wolf Optimization) pour trouver les paramètres optimaux du contrôleur de mode flou-glissant appliqué à un générateur d'induction utilisé dans un système de conversion d'énergie éolienne connecté au réseau. Tout d'abord, les différentes parties du SCEE proposé ont été modélisées séparément et le contrôle du mode Fuzzy-Sliding vise à réduire l'effet du chattering dans l'alternative haute fréquence provoquée par le contrôle par mode glissant, tout en limitant les ondulations du couple électromagnétique. Basé sur deux critères d'objectifs afin de maximiser la puissance captée par SCEE ; alors que, les contraintes mécaniques sont allégées, (multi objective grey wolf optimization MO-GWO pour son acronyme anglais) est utilisé pour sélectionner les paramètres du contrôleur. Les résultats obtenus du contrôleur proposé par rapport au commande par modes Fuzzy-Sliding et commande par modes glissants étaient vraiment encourageants dans l'application de l'énergie éolienne, vu la robustesse et la qualité de l'énergie produite.

Plusieurs autres travaux sur le contrôle des SCEE basés sur la commande par mode glissant ont été proposés dans la littérature [23, 26, 27, 28, 30, 191]

La stratégie de contrôle par mode glissant développée par [23], fournit un compromis approprié entre les deux objectifs de contrôle (maximiser le rendement de conversion et minimiser les oscillations du couple d'amortissement). Une compensation intégrale est incluse, ce qui réduit considérablement le chattering dû à l'action de contrôle discontinue. La loi de commande proposée offre une robustesse complète aux perturbations du réseau et aux incertitudes dans les paramètres électriques. De plus, des effets de saturation dus à des limitations pratiques sont considérés et une surface de glissement combinée pour éviter les problèmes de saturation est développée.

Concernant les travaux qui ont été réalisés par Beltran et al., dans [26] ils traitent le problème du contrôle de la production d'énergie dans les éoliennes à vitesse variable. A cet effet, une stratégie de contrôle par mode glissant a été proposée pour assurer la stabilité dans les deux

régions d'exploitation et pour imposer la solution idéale de contrôle par rétroaction malgré les incertitudes du modèle. La stratégie de commande par mode de glissement proposée présente des caractéristiques intéressantes comme la robustesse aux incertitudes paramétriques de la turbine et du générateur ainsi que les perturbations du réseau électrique. Le schéma adopté utilise un gain adaptatif qui augmente tant que l'erreur de suivi de puissance n'est pas égale à zéro. Par contre, dans [27], la stratégie de commande proposée combine un observateur en mode glissant du second ordre avec un contrôleur en mode glissant du second ordre. Cette stratégie n'utilise pas la vitesse du vent et évite les phénomènes de chattering. Avec cette approche, des améliorations efficaces sont apportées concernant une stratégie de contrôle en mode glissant proposée précédemment [26]. Il est à noter que cette stratégie nécessite uniquement un capteur permettant de mesurer la vitesse de rotation de la génératrice.

Le contrôleur par mode glissant du second ordre Super-Twisting a été aussi appliqué dans [28, 30] pour une turbine éolienne basée sur un générateur à double alimentation. L'approche de contrôle du mode de glissement d'ordre élevé proposée dans [28] a été validée sur une éolienne à trois pales de 1,5 MW utilisant le simulateur d'éolienne FAST. En plus de la validation par le simulateur d'éolienne FAST, [30] présente des résultats en temps réel qui permettent la validation de l'approche de contrôle du mode glissant d'ordre élevé proposée.

Dans [191], les auteurs présentent la conception de la commande par modes glissants d'un SCEE-GSAP qui intègre un système hybride autonome dans deux modes opérationnels différents : la conversion de puissance optimale et la régulation de puissance. Pour éviter la présence de cliquetis sur les surfaces, la conception des contrôleurs est réalisée en utilisant l'approche du mode de glissement du second ordre super-tordant. Les principales caractéristiques des contrôleurs sans chattering obtenus sont leur simplicité de mise en oeuvre, leur robustesse et leur temps d'atteinte limité.

En plus de ces commandes citées, on trouve d'autres commandes avancées à base des intelligences artificielles (Flou, réseaux de Neurones et Neuro-Flou) appliqué aux systèmes éoliens dont on peut citer

Dans [207], une stratégie MPPT fondée sur la logique floue est proposée pour les systèmes de génération d'éoliennes à vitesse variable PMSG. La stratégie MPPT proposée adopte une méthode de recherche d'escalade (HCS), et est donc indépendante des caractéristiques de la turbine et du générateur. La stratégie MPPT localise les points de fonctionnement du système le

long des courbes de puissance maximale en fonction de la tension cc de l'onduleur, évitant ainsi la détection de la vitesse du générateur.

[66] propose un système de contrôle de vitesse variable pour un système de conversion d'énergie éolienne connecté au réseau utilisant un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG). L'algorithme de contrôle suit la puissance maximale pour les vitesses de vent inférieures à la vitesse nominale des éoliennes et garantit que la puissance ne dépassera pas la puissance nominale pour les vitesses de vent supérieures à la valeur nominale. L'algorithme de commande utilise un contrôleur de logique floue (FLC) pour suivre efficacement sa référence.

[24] présente une nouvelle méthode FLC MPPT (suivi de point de puissance maximum sans capteur à logique floue) pour SCCE. Premièrement, un système adaptatif de référence de modèle basé sur la technique de logique floue est utilisé pour estimer la vitesse du rotor du générateur. Ensuite, une méthode FLC MPPT est appliquée pour fournir le couple électromagnétique de référence. Par la suite, afin d'atteindre la technique MPPT sans capteur, l'énergie éolienne est estimée à partir de la vitesse estimée du générateur et de la référence du couple électromagnétique. Enfin, la vitesse du vent est estimée à partir de la puissance mécanique en utilisant une technique de logique floue. La méthode de contrôle proposée a été appliquée à un générateur de turbine éolienne entraînant un GADA de 3,7 kW en mode vitesse variable.

De même pour [186], un algorithme de commande de suivi de point de puissance maximale MPPT basé sur un réseau neuronal RN sans capteur de vitesse du vent pour un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable. La méthode proposée est développée en utilisant le RN récurrent de type Jordan qui est formé en ligne en utilisant la rétro-propagation.

En plus de tous ces travaux cités qui visent à améliorer la performance du système éolien et à assurer une meilleure qualité de l'extraction et de la puissance délivrée au réseau, nous trouvons plusieurs techniques de contrôle avancées qui incluent divers modes tels que la logique floue [16, 51, 182], les réseaux de neurones artificiels [14, 15, 199], la commande par modes glissants d'ordre un [86, 129, 171] et la commande par modes glissants d'ordre supérieur [31, 69, 118].

L'objectif principal de ces méthodes (algorithmes) et structures de commande est principalement concentré sur comment optimiser, maximiser et étendre l'utilisation de l'énergie éolienne. C'est dans ce cadre que se situe les travaux présentés dans cette thèse, qui consiste à proposer des structures de commande avancées pour l'optimisation de la production de l'énergie dans une turbine éolienne.

Le travail demandé consiste à étudier les différentes structures de commande des turbines éoliennes permettant d'optimiser le transfert énergétique. La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) étant le point central de cette optimisation. Les techniques de commande qui seront utilisées pour proposer de nouvelles structures de commande permettant d'atteindre cet objectif sont basées sur la dérivation non entière, commande mode glissant, commande synergétique et commande PI intelligentes sans modèle. Ainsi, pour améliorer toutes ces méthodes on utilise des structures mixtes appelées commandes Hybrides qui permettent d'exploiter les meilleures performances des régulateurs tout en éliminant leur point faibles.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre une brève description des systèmes de production d'énergie éolienne a été donnée. Quelques principales notions sur les caractéristiques d'un système de génération d'énergie éolienne ont été présentées. Elles concernent principalement, les composants d'un système de génération d'énergie éolienne, constitué de trois éléments (éolienne, générateur électrique et étage de puissance). Une étude sur les différentes topologies des SCCE qui peuvent être classées de différentes façons selon la gamme de puissance, selon le type de turbine, selon la vitesse de rotation fixe ou variable, ou selon le type de générateur électrique utilisé. Ensuite, une section est consacrée à souligner les objectifs et les stratégies de contrôle des systèmes de production d'énergie éolienne, où une définition de chaque méthode est donnée. A travers cette section on a constaté qu'en raison des limites physiques de l'éolienne, le vent doit être limité. Cela se produit dans le seul but d'éviter d'endommager l'éolienne. Il y a deux façons de réduire la puissance donnée par le vent au générateur ; la première consiste à réduire l'angle d'inclinaison des pales, ce qui réduit la vitesse angulaire du rotor. Le deuxième moyen consiste à réduire le couple donné au générateur en utilisant un système de rupture dans la turbine. La façon dont l'énergie est obtenue est contrôlée ; en fonction de la vitesse du vent, en déterminant la zone de travail pour la turbine. Ces régions de travail peuvent être classées en *quatre* zones différentes, comme indiqué dans ce chapitre.

Enfin, un état de l'art des différentes méthodes de commande des éoliennes a été présenté dans le but de souligner les différents travaux qui ont été faits auparavant dans ce domaine ainsi que de situer les différentes contributions de cette thèse.

Le chapitre suivant, sera consacré à la modélisation du système de conversion de l'énergie

éolienne.

Chapitre 2

Modélisation du système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE)

2.1 Introduction

Ce chapitre décrit la modélisation mathématique des composants du système de conversion de l'énergie éolienne. En ce qui concerne les composants mécaniques du SCEE, le modèle mathématique est étudié lorsqu'il est supposé que l'énergie pouvant être captée par le vent est connue, basée sur un profil dans la vitesse du vent connue, qui sera utilisée dans les futurs tests de simulation. Cela ne signifie pas que le système proposé nécessite une connaissance a priori du profil du vent, puisqu'il est évident que celui-ci est aléatoire et, à moins qu'il ne soit mesuré ou estimé, constitue une variable externe inconnue. Le profil proposé est juste un exemple, qui est utilisé pour obtenir des réponses reproductibles dans le laboratoire et être capable de réaliser des études comparatives. Le modèle mathématique du système mécanique est présenté par ces deux types, modèles à deux masses et modèles à une seule masse.

En ce qui concerne la modélisation des générateurs qui seront utilisés dans la suite de cette thèse, une analyse détaillée est montrée pour obtenir les équations caractéristiques dans le système de référence synchrone. Ces équations seront particulièrement intéressantes pour la conception des différents régulateurs qui composent le système de contrôle du SCEE, ainsi que l'optimisation de la puissance extraite [134].

2.2 Turbine éolienne

Dans cette section, une analyse du modèle de la turbine est faite, établissant les concepts qui permettent de trouver la relation de comment l'énergie cinétique du vent se transforme en énergie mécanique. Cette analyse comprend les caractéristiques qui lui permettent d'être aussi proche de la réalité. Il comprend également l'analyse de l'interrelation entre l'éolienne et le générateur pour intégrer le système incluant toutes les variables qui y sont impliquées. Pour ce faire, on donne en premier lieu le modèle du vent ensuite le modèle de l'éolienne sera étudié.

2.2.1 Modèle du vent

Le vent est le mouvement de l'air par rapport à la surface de la terre qui est principalement horizontal. La vitesse et la direction du vent sont le résultat de l'action de la force due au gradient de pression horizontal, due à la rotation de la terre (force de Coriolis), à la force centrifuge due à la courbure des isobares et la force due au frottement. Cela peut également varier en fonction de la rugosité du terrain, du type de terrain, des problèmes météorologiques, etc.

Pour cette raison, la ressource en vent, du point de vue de sa distribution statistique, est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent. La vitesse du vent est un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent considéré dans ce modèle se limite à une dimension[2]. Il peut être modélisé par une valeur moyenne et une somme de plusieurs harmoniques [132] comme suit

$$v(t) = A_v + \sum_{k=1}^n a_k \sin(\omega_k t) \quad (2.1)$$

où A_v est la valeur moyenne, a_k et ω_k sont respectivement l'amplitude et la fréquence de l'harmonique d'ordre k .

En ce qui concerne le modèle du profil du vent utilisé dans la suite de cette thèse, il est donné par

$$v(t) = 10 + 0.2\sin(0.1047t) + 2\sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2\sin(3.6645t) \quad (2.2)$$

Il est à signaler que ce profil de vent particulier correspond à des mesures effectuées par EDF sur le site du canal des dunes [2].

2.2.2 Modèle de l'éolienne

Plusieurs modèles d'éoliennes ont été développés pour différents usages et, par conséquent, ils traitent de différentes caractéristiques du système d'éoliennes couvrant tous les aspects pertinents pour un dispositif de ce type. Le but des simulations aérodynamiques est de vérifier et d'optimiser la conception des turbines, selon les critères établis. Une utilisation générale des modèles liés aux propriétés électriques des éoliennes est largement utilisée. Il existe également des modèles économiques, qui évaluent la rentabilité de la fabrication et de l'installation des éoliennes. Les modèles de prédiction des conditions météorologiques et, par conséquent, la puissance correspondante produite dans les grands parcs éoliens, sont des données importantes lors de la planification du contrôle d'un système d'alimentation à forte pénétration énergétique.

Enfin, il existe des modèles développés afin d'évaluer l'impact des éoliennes sur l'environnement (une détermination du bruit généré par le fonctionnement de l'éolienne en est un exemple)[168].

(a) *Notions théoriques sur les éoliennes*

Le fonctionnement de base d'une turbine éolienne peut être résumée comme suit : Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent à travers le rotor et les pales, transforme ensuite l'énergie cinétique en énergie électrique. Ensuite, si l'on veut connaître la puissance qu'une éolienne peut avoir, il est nécessaire de spécifier l'énergie cinétique fournie par le vent disponible.

(b) *Relation entre la vitesse et l'énergie éolienne*

Quand nous parlons de l'énergie éolienne, nous devons parler de l'énergie cinétique du mouvement des particules d'air (qui composent l'atmosphère) et cela est exprimé par le produit de la masse d'air (m) de la moitié de la vitesse (v_ω) au carré donnée par :

$$E_v = \frac{1}{2}mv_\omega^2 \quad (2.3)$$

Par conséquent, la puissance de l'air en mouvement, en supposant que la vitesse du vent (v_ω) constante, est déterminée à partir de :

$$P_0 = \frac{d}{dx}E_v = \frac{1}{2}\dot{m}v_\omega^2 \quad (2.4)$$

Où $\dot{m}$ est le débit massique d'air par seconde. Lorsque l'air traverse une zone A , compte tenu de la densité de l'air (ρ), le débit massique d'air est exprimé par :

$$\dot{m} = \rho Av_\omega \quad (2.5)$$

Puisque A c'est la zone balayée par les pales (aubes) de la turbine, on peut l'exprimer par

$$A = \pi R^2 \quad (2.6)$$

Où R est le rayon de la turbine.

En substituant (2.5) et (2.6) dans (2.4), on obtient

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_\omega^3 \quad (2.7)$$

Cependant, l'énergie cinétique de l'air ne peut pas être convertie en énergie mécanique avec une efficacité de 100%, ceci est dû au fait que l'équation de la continuité du flux d'air doit être remplie lorsqu'elle passe à travers la turbine. Par conséquent, il n'est pas possible d'extraire toute l'énergie éolienne disponible du vent.

Le vent qui traverse la turbine ralentit, partant à une vitesse plus faible, mais toujours différente de zéro. Dans une éolienne idéale, la vitesse du vent est réduite selon la loi de Betz. Cette loi indique que seulement 59,25% de l'énergie cinétique du vent peut être convertie en énergie mécanique. Cette valeur est connue sous le nom de *limite de Betz*.

Pour une turbine donnée, la puissance (P) dans cette turbine est l'énergie éolienne *extraite* du vent qui est inférieure à l'énergie éolienne. Parce que toute l'énergie éolienne ne peut pas être transférée à la turbine, pour cela il existe une relation entre la puissance de l'éolienne et la puissance du vent. Cette relation est connue comme le *coefficient de puissance* (C_p), obtenant ainsi l'expression de la puissance de la turbine éolienne donnée par

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 v_\omega^3 \quad (2.8)$$

C_p dépend du type d'éolienne utilisée, de la conception mécanique et aérodynamique de la turbine, ainsi que de sa vitesse et de la vitesse du vent.

Au sein d'un seul type de turbine, le coefficient de puissance dépend fondamentalement de deux facteurs :

- La vitesse spécifique ou "*Rapport de vitesse de pointe*" (λ).
- L'angle d'inclinaison des pales de la turbine "*l'angle de calage*" (β).

Par conséquent, le coefficient de puissance est donné en fonction de deux variables ($C_p(\lambda, \beta)$).

La vitesse spécifique est définie comme le rapport entre la vitesse linéaire ou tangentielle de

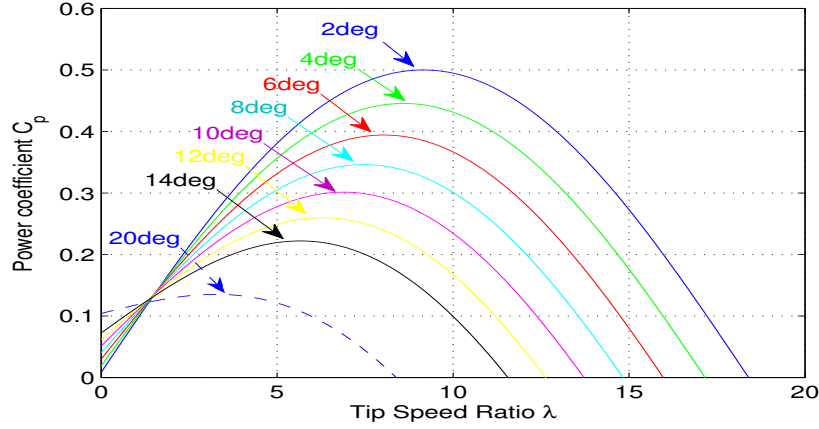


FIG. 2.1: Caractéristiques de $C_P(\lambda, \beta)$ pour différentes valeurs de β .

l'extrémité de la pale de la turbine et la vitesse du vent, elle est exprimée par

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_\omega} \quad (2.9)$$

Où (ω_r) est la vitesse de rotation de la turbine.

La figure 2.1 illustre l'évolution du coefficient de puissance (C_p) en fonction des paramètres (λ) et (β) pour une éolienne spécifique donnée par [65, 78]

$$C_p = (0.5 - 0.167(\beta - 2)) \sin\left(\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{(18.5 - 0.3(\beta - 2))}\right) - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (2.10)$$

La relation entre la puissance sur l'arbre de la turbine (P_m) et le couple sur l'arbre (T_m) est exprimée par

$$P_m = \omega_r T_m \quad (2.11)$$

On substitue (2.8) et (2.9) dans (2.11), le couple sur l'axe de l'éolienne (T_m) est obtenu par

$$T_m = \frac{1}{2} C_t \rho \pi R^3 v_\omega^2 \quad (2.12)$$

Où (C_t) est le coefficient de couple de la turbine qui est donnée par.

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (2.13)$$

De même, le coefficient (C_t) dépend aussi des paramètres (λ) et (β) et du type de turbine utilisée (pour un type de turbine spécifique).

2.2.3 Modèle du système mécanique d'un SGEE

La connexion entre l'éolienne et le générateur électrique établit un système mécanique qui est d'une importance vitale à analyser afin d'obtenir le modèle dynamique de cette connexion, ce qui permet d'avoir un modèle du SGEE complet. Deux types de modèles peuvent être associés au SGEE, un **modèle** dit **à deux masses** et l'autre **modèle** dit **à une masse**.

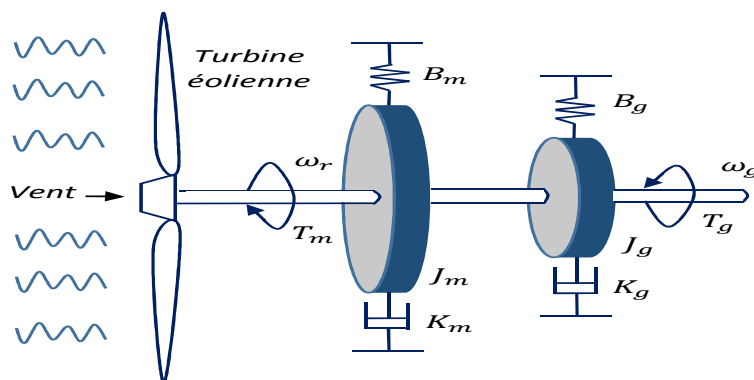


FIG. 2.2: Schéma synoptique du dispositif d'entraînement à deux masses.

Modèle à deux masses

Dans la littérature [37, 39, 139, 180], le modèle mécanique souvent utilisé pour un système de génération d'énergie éolienne de faible puissance est le modèle à deux masses, qui consiste à coupler mécaniquement les masses tournantes correspondant à la turbine (l'éolienne) et au générateur électrique, le modèle est représenté sur la figure (2.2). Les variables du côté de l'éolienne sont le couple mécanique (T_m), le coefficient d'amortissement (B_m), l'inertie (J_m) et le coefficient de pertes par frottement (K_m) et du côté du générateur électrique ce sont le couple électrique (T_g), la vitesse de rotation du générateur (ω_g), l'inertie (J_g), le coefficient d'amortissement (B_g) et le coefficient de pertes par frottement (K_g).

A partir du modèle, nous obtenons le système d'équations différentielles qui est exprimé par

$$\begin{cases} J_m \frac{d}{dt} \omega_r = T_m - T_{ls} - B_m \frac{d}{dt} \omega_r - K_m \omega_r \\ J_g \frac{d}{dt} \omega_g = T_{hs} - T_g - B_g \frac{d}{dt} \omega_g - K_g \omega_g \end{cases} \quad (2.14)$$

où (T_{ls}) est le couple en basse vitesse et (T_{hs}) est le couple en haute vitesse.

Modèle à une masse

Dans [37, 39, 139, 180] le modèle mécanique souvent utilisé pour un système de génération d'énergie éolienne de grande puissance est le modèle à une masse, qui consiste à ramener le modèle à deux masses à un modèle à une masse ; constitué d'un seul coefficient de pertes par frottement regroupant tous les coefficients de frottements, d'une seule inertie et d'un seul coefficient d'amortissement regroupant tous les coefficients d'amortissements [39].

L'effet de la boîte de multiplicateur avec un coefficient (G) permet d'obtenir la relation entre les vitesses de rotation et les paires du couple de petite et grande vitesse comme suit.

$$G = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} \quad (2.15)$$

Concernant le modèle à une seule masse, il existe deux types de modèles, selon que le modèle est ramené sur l'arbre de la génératrice (l'arbre rapide) ou sur l'arbre de la turbine (l'arbre lent)

(a) Modèle à une masse ramené sur l'arbre de la génératrice

Lorsque le modèle à une masse est ramené sur l'arbre de la génératrice, en utilisant l'équation (2.15), l'équation (2.14) devient comme suit

$$\begin{cases} \frac{J_m}{G} \frac{d}{dt} \omega_g = T_m - T_{ls} - \frac{B_m}{G} \frac{d}{dt} \omega_g - \frac{K_m}{G} \omega_g \\ J_g \frac{d}{dt} \omega_g = \frac{T_{ls}}{G} - T_g - B_g \frac{d}{dt} \omega_g - K_g \omega_g \end{cases} \quad (2.16)$$

En divisant la première équation par G et en additionnant les deux équations membre à membre, on aboutit à

$$J_t \frac{d}{dt} \omega_g = T_a - T_{em} - B_t \frac{d}{dt} \omega_g - K_t \omega_g \quad (2.17)$$

Où les coefficients de l'ensemble sont donnés par l'équation (2.18)

$$\begin{cases} J_t = J_g + \frac{J_m}{G^2} \\ T_a = \frac{T_m}{G} \\ T_{em} = T_g \\ B_t = B_g + \frac{B_m}{G^2} \\ K_t = K_g + \frac{K_m}{G^2} \end{cases} \quad (2.18)$$

J_t , T_a , T_{em} , B_t et K_t sont respectivement l'inertie, le couple aérodynamique, le couple électromagnétique, le coefficient d'amortissement et le coefficient de frottement ramenés du côté de l'arbre de la génératrice (l'arbre rapide).

Ce modèle, à une masse ramené sur l'arbre rapide, est généralement utilisé dans la commande de la génératrice [39].

(b) Modèle à une masse ramené sur l'arbre de la turbine

Lorsque le modèle à une masse ramené est sur l'arbre de la turbine, en utilisant l'équation (2.15), l'équations (2.14) devient

$$\begin{cases} J_m \frac{d}{dt} \omega_r = T_m - GT_{hs} - B_m \frac{d}{dt} \omega_r - K_m \omega_r \\ J_g \frac{d}{dt} G\omega_r = T_{hs} - T_g - B_g \frac{d}{dt} G\omega_r - K_g G\omega_r \end{cases} \quad (2.19)$$

En multipliant la deuxième équation de (2.19) par G et en sommant les deux équations, membre à membre, on aboutit à

$$J_t \frac{d}{dt} \omega_r = T_a - T_{em} - B_t \frac{d}{dt} \omega_r - K_t \omega_r \quad (2.20)$$

Où les coefficients de l'ensemble sont donnés par l'équation (2.21)

$$\begin{cases} J_t = J_m + G^2 J_g \\ T_{em} = GT_g \\ T_a = T_m \\ B_t = B_m + G^2 B_g \\ K_t = K_m + G^2 K_g \end{cases} \quad (2.21)$$

J_t , T_{em} , B_t et K_t sont respectivement l'inertie, le couple électromagnétique de la génératrice, le coefficient d'amortissement et le coefficient de frottement ramenés du côté de l'arbre de la turbine (l'arbre lent).

Dans le cas de systèmes de faible puissance où il n'y a pas de multiplicateur entre l'éolienne et le générateur électrique, les vitesses de rotation de la turbine et du générateur électrique sont égales, de sorte que le système d'équations peut être réduit à celui montré dans (2.17) et (2.20) où ($G = 1$) .

Dans les systèmes actuels de production d'énergie éolienne, le coefficient d'amortissement est très inférieur à l'inertie, au coefficient de frottement et à la différence de couple, ce qui permet

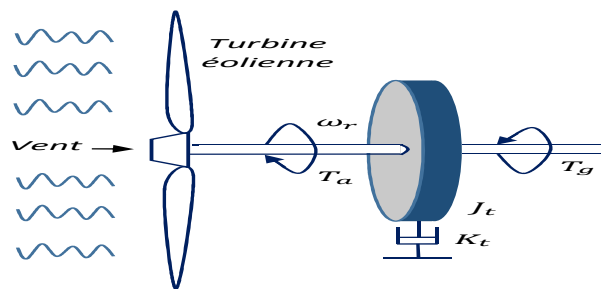


FIG. 2.3: Schéma synoptique du dispositif d'entraînement à une seule masse.

de simplifier le modèle de l'éolienne, comme montré dans la figure (2.3). Dans ce cas l'équation du modèle mécanique qui régit le comportement simplifié du système est donnée par

$$\frac{d}{dt}\omega_r = \frac{1}{J_t} (T_a - T_g - K_t\omega_r) \quad (2.22)$$

Cette expression sera utilisé dans la suite de cette thèse, en lui appliquant les différents types de contrôleurs qui seront proposés.

La figure 2.4 montre le schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne ramené sur l'arbre de la génératrice.

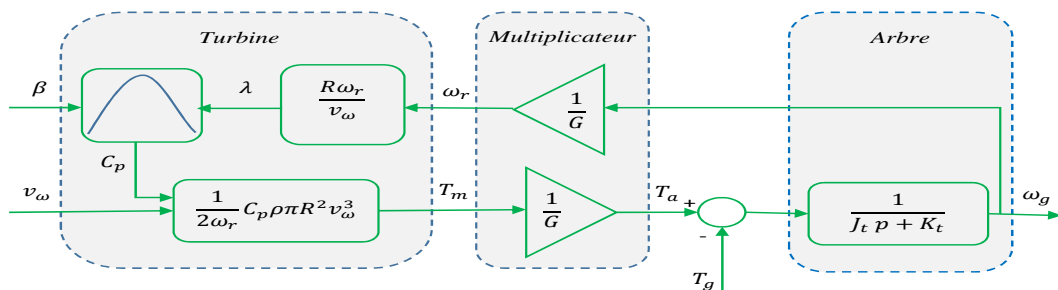


FIG. 2.4: Schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne.

2.3 Modélisation du générateur asynchrone à double alimentation (GADA)

Le générateur à induction à double alimentation (GADA) est actuellement le plus installé dans de nombreux parcs éoliens. Comparé au générateur asynchrone général, GADA a une configuration plus complexe. Le stator est directement connecté à la réseau, tandis que le rotor bobiné

est connecté à un convertisseur de fréquence électronique de puissance partiellement nominal constitué de deux onduleurs / redresseurs back to back connectés avec une liaison *DC-link* intermédiaire comme sur la Fig. 1.10. Cependant, en raison de la configuration unique et du schéma de contrôle vectoriel, le système éolien utilisant un GADA présente de nombreux avantages, dont les principaux sont listés ci-dessous

- Fonctionnement au-dessous, au-dessus et à travers la vitesse synchrone avec la plage de vitesse restreinte uniquement par les valeurs de tension de rotor du GADA.
- Contrôle indépendant du couple du générateur et de l'analyse modale du rotor concernant le mode de commande de l'excitation du générateur d'induction à double alimentation.
- Caractéristique de suivi de puissance optimale de l'énergie éolienne par le contrôle de couple.[117]

Le GADA est basé sur un principe de générateur d'induction et incorpore deux ensembles d'enroulement multiphasés de puissance nominale similaire qui ont des moyens d'excitation indépendants. Le GADA transforme la puissance de la turbine d'entrée en énergie électrique. La puissance du stator produite est toujours positive. La puissance du rotor peut être à la fois positive et négative en raison de la présence du convertisseur back-back. Le rotor du GADA se connecte au réseau avec un convertisseur de source de tension back-to-back qui contrôle le système d'excitation. C'est dans le but de découpler la fréquence du rotor mécanique et électrique. Le convertisseur côté rotor fonctionne à la fréquence du rotor tandis que le convertisseur côté réseau fonctionne à la fréquence du réseau. La tension du rotor à fréquence variable permet le réglage de la vitesse du rotor pour correspondre au point de fonctionnement optimal à n'importe quelle vitesse de vent pratique [143]. Le convertisseur côté rotor est généralement utilisé par de nombreux fabricants pour contrôler la vitesse ainsi que la tension aux bornes et le facteur de puissance. Alors que le convertisseur côté réseau, en tant que convertisseur de puissance réactive, est également utilisé pour contrôler le circuit intermédiaire et maintenir la tension de liaison [173].

Le modèle du GADA est donné dans le plan triphasé a,b,c ensuite après modification, introduction des hypothèses simplificatrice et la transformation de Park, on aboutit à un modèle dans le plan biphasé, ce modèle est donné en détail dans la suite de ce chapitre.

2.3.1 Équations du GADA dans le plan a, b, c

La figure (2.5) montre un diagramme conceptuel du générateur asynchrone à double alimentation. En cela, on observe la distribution symétrique des enroulements dans le stator et rotor des phases a, b, c qui sont espacées de 120° l'une de l'autre.

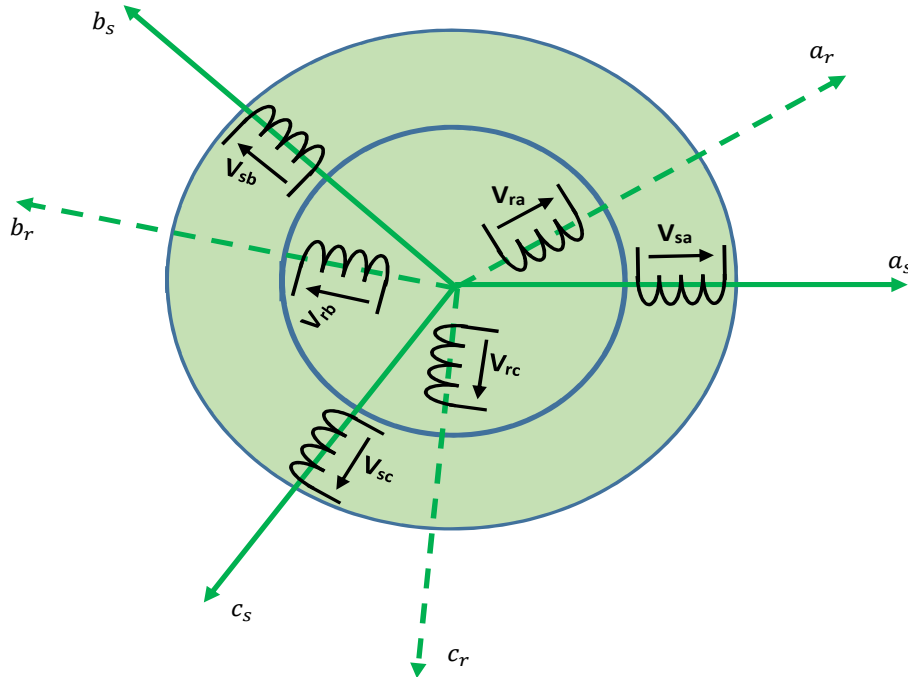


FIG. 2.5: Modèle du générateur asynchrone à double alimentation dans le plan abc .

Certaines simplifications sont généralement trouvées dans la littérature et sont utilisées sans dégrader la validité du modèle dans la plage de fonctionnement du générateur utilisé. Le modèle utilisé repose sur les hypothèses simplificatrices classiques suivantes :

- Effet des encoches négligé.
- Entrefer constant.
- L'influence de l'effet de peau et de l'échauffement n'est pas prise en compte.
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer.
- Circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante.
- Pertes ferromagnétiques négligeables.
- Tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductance mutuelle ne dépendent que de la position des enroulements.

En appliquant la loi de Faraday aux enroulements de la machine asynchrone, et compte tenu

des hypothèses simplificatrices, il est possible d'obtenir les équations du générateur sous forme vectorielle exprimant les différents tensions au niveau du stator et du rotor [64, 65, 172] :

- **Equations de tension du stator :**

$$[V_{sabc}] = [R_s] [i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{sabc}] \quad (2.23)$$

Où V_{sabc} est le vecteur des tensions simples triphasées du stator, $[R_s]$ est la matrice de la résistance du stator, $[i_{sabc}]$ est le vecteur des courants du stator, et $[\phi_{sabc}]$ est le vecteur des flux propres circulant au stator. Les vecteurs et les matrices de l'équation (2.23) sont définis en (2.24).

$$[V_{sabc}] = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix}, [i_{sabc}] = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}, [\phi_{sabc}] = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix}, [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

- **Equations de tension du rotor :**

$$[V_{rabc}] = [R_r] [i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{rabc}] \quad (2.25)$$

Où V_{rabc} est le vecteur des tensions simples triphasées du rotor, $[R_r]$ est la matrice de la résistance du rotor, $[i_{rabc}]$ est le vecteur des courants du rotor, et $[\phi_{rabc}]$ est le vecteur des flux propres circulant au rotor. Les vecteurs et les matrices de l'équation (2.25) sont définis en (2.26).

$$[V_{rabc}] = \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix}, [i_{rabc}] = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}, [\phi_{rabc}] = \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix}, [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Les vecteurs des flux propres circulant au stator et au rotor peuvent être exprimés d'une façon matricielle donnée par l'équation (2.27).

$$\begin{bmatrix} \phi_{sabc} \\ \phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Où $[L_s]$ et $[L_r]$ sont respectivement les matrices des inductances, propre et mutuelle, des enroulements statoriques et rotoriques. les matrices $[L_s]$ et $[L_r]$ sont donnée respectivement par

(2.28) et (2.29)

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} = l_s \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} = l_r \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

Où l_s et l_r sont les inductance propre des enroulements statoriques et rotoriques respectivement. m_s et m_r sont les inductance mutuelle des enroulements statoriques et rotoriques respectivement.

Et finalement $[M_{sr}]$ et $[M_{rs}]$ sont respectivement la matrice des inductance mutuelle Stator-Rotor et Rotor-Stator qui sont exprimé par l'équation (2.30).

$$[M_{sr}] = [M_{rs}] = M_{max} \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(p\theta) & \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(p\theta) \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Où M_{max} représente la valeur maximale des coefficients d'inductance mutuelle stator-rotor obtenue lorsque les bobinages sont en regard l'un de l'autre [65].

2.3.2 Équations du GADA dans le système de référence synchrone

On remarque que les systèmes (2.23) et (2.25) engendrent des équations fortement non-linéaires et couplées. A partir de l'analyse du générateur asynchrone à double alimentation présentée dans la section précédente, un ensemble d'équations est déduit du synchronisme existant entre la position du rotor et le flux électromagnétique (2.27) et (2.30), ce qui permet de simplifier l'analyse dans le domaine temporel.

Pour obtenir les équations du générateur dans le système de référence synchrone, la majorité des travaux dans la littérature préfèrent d'utiliser la dite transformation de Park [19, 59, 80], où un vecteur dans les systèmes de coordonnées a, b, c peut être converti en un vecteur du système de référence synchrone dq , appelées les composantes d-q ou les équations de Park, et vice versa.

Cette transformation de Park et son inverse sont définis par l'équation (2.31).

$$\begin{aligned} [X_{dq0}] &= [P_\theta] [X_{abc}] \\ [X_{abc}] &= [P_\theta]^{-1} [X_{dq0}] \end{aligned} \quad (2.31)$$

où X peut-être une tension un courant ou un flux et θ représente la position du rotor ou bien du stator. Les termes X_d , X_q représentent les composantes longitudinale et transversale des variables statoriques et rotoriques (tensions, courants, flux et inductances).

la transformation de Parc $[P_\theta]$ avec conservation de puissance et son inverse $[P_\theta]^{-1}$ sont donnés par (2.32) et (2.33).

$$[P_\theta] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ +\sin(\theta) & +\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & +\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$[P_\theta]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & +\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & +\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & +\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Avec :

- . $\theta = \theta_s$ pour les grandeurs statoriques.
- . $\theta = \theta_r$ pour les grandeurs rotoriques.

Les repères de la transformation de Park des grandeurs rotoriques et celle des grandeurs statoriques doivent coïncider pour simplifier ces équations [6]. Ceci se fait en liant les angles θ_r et θ_s par la relation : $\theta = \theta_s - \theta_r$ comme le montre la figure 2.6.

Du point de vue physique, cette transformation est interprétée comme étant une substitution des enroulements immobiles (a, b, c) par des enroulements (d, q) tournant avec le rotor. Cette transformation rend les équations dynamiques des moteurs à courant alternatif plus simples ce qui facilite leur étude et leur analyse.

La figure 2.6 montre le modèle de Park du générateur asynchrone à double alimentation.

En pré-multipliant l'équation du modèle du générateur dans le système de référence a, b, c de l'équation (2.23) et la transformée de Park, montrée dans l'équation (2.32), on obtient l'équation (2.34) :

$$[P_{\theta_s}] \cdot [V_{sabc}] = [P_{\theta_s}] \cdot [R_s] [i_{sabc}] + [P_{\theta_s}] \cdot \frac{d}{dt} [\phi_{sabc}] \quad (2.34)$$

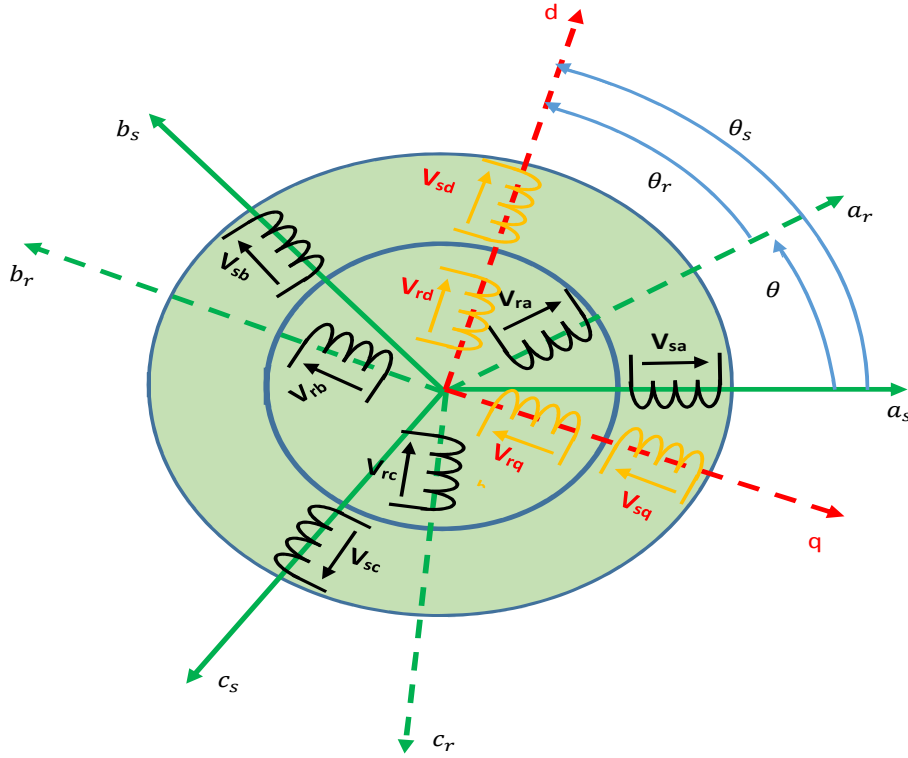


FIG. 2.6: Modèle de Park du générateur asynchrone à double alimentation.

En réécrivant l'équation (2.34) et en utilisant l'équation (2.31), en plus d'appliquer la règle de la chaîne pour la dérivée, on obtient les équations suivantes.

$$\begin{aligned}
 [V_{sdq0}] &= [P_{\theta_s}] \cdot [R_s] [P_{\theta_s}]^{-1} \cdot [i_{sdq0}] + [P_{\theta_s}] \cdot \frac{d}{dt} \left([P_{\theta_s}]^{-1} \cdot [\phi_{sdq0}] \right) \\
 &= [P_{\theta_s}] \cdot [R_s] [P_{\theta_s}]^{-1} \cdot [i_{sdq0}] + [P_{\theta_s}] \cdot [P_{\theta_s}]^{-1} \cdot \frac{d}{dt} ([\phi_{sdq0}]) + [P_{\theta_s}] \cdot \frac{d}{d\theta_s} \left([P_{\theta_s}]^{-1} \cdot \right) \cdot \frac{d\theta_s}{dt} [\phi_{sdq0}]
 \end{aligned} \quad (2.35)$$

Où $[V_{sdq0}]$, $[i_{sdq0}]$, et $[\phi_{sdq0}]$ sont les variables transformées dans le système de référence synchrone et sont définies comme indiqué dans l'équation (2.36).

$$[V_{sdq0}] = \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ V_{s0} \end{bmatrix}, [i_{sdq0}] = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{s0} \end{bmatrix}, [\phi_{sdq0}] = \begin{bmatrix} \phi_{sd} \\ \phi_{sq} \\ \phi_{s0} \end{bmatrix}, \quad (2.36)$$

Avec :

$$[\phi_{sdq0}] = [P_{\theta_s}] \cdot [L_s] [P_{\theta_s}]^{-1} \cdot [i_{sdq0}] + [P_{\theta_s}] \cdot [M_{sr}] [P_{\theta_s}]^{-1} \cdot [i_{sdq0}] \quad (2.37)$$

Les termes restants des l'équations (2.35) et (2.37) sont définis dans l'ensemble des équations

(2.38).

$$\begin{aligned}
[P_{\theta_s}] \cdot [R_s] [P_{\theta_s}]^{-1} &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \\
[P_{\theta_s}] \cdot \frac{d}{d\theta_s} ([P_{\theta_s}])^{-1} = \lambda &= \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\
[P_{\theta_s}] \cdot L_s \cdot [P_{\theta_s}]^{-1} = L_{sp} &= \begin{bmatrix} L_{sd} & 0 & 0 \\ 0 & L_{sq} & 0 \\ 0 & 0 & L_{0s} \end{bmatrix} \\
[P_{\theta_s}] \cdot M_{sr} \cdot [P_{\theta_s}]^{-1} = M_{srp} &= \frac{3}{2} M_{max} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\
L_{sd} = L_{sq} = L_{s0} = L_{sp} &= l_s - m_s \\
L_{s0} &= l_s + 2m_s
\end{aligned} \tag{2.38}$$

Enfin, le système d'équations électrique qui modélise le stator du GADA dans le système de référence de Park est donné par

$$[V_{sdq0}] = [R_s] [i_{sdq0}] + \frac{d}{dt} ([\phi_{sdq0}]) + \lambda \frac{d\theta_s}{dt} [\phi_{sdq0}] \tag{2.39}$$

En procédant d'une façon analogue à celle du stator, on trouve le système d'équations électrique qui modélise le rotor de la GADA dans le système de référence de Park donné par

$$[V_{rdq0}] = [R_r] [i_{rdq0}] + \frac{d}{dt} ([\phi_{rdq0}]) + \lambda \frac{d\theta_r}{dt} [\phi_{rdq0}] \tag{2.40}$$

En général, dans les générateurs de courant alternatif triphasés, quel que soit leur type de connexion étoile-triangle, la composante homopolaire est négligeable étant donné que ses charges sont considérées comme équilibrées, donc il est possible de considérer V_{s0} et i_{s0} nul.

En réécrivant les équations (2.39) et (2.40), on obtient les équations différentielles données

par (2.41).

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt}(\phi_{sd}) + \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt}(\phi_{sq}) - \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d}{dt}(\phi_{rd}) + \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d}{dt}(\phi_{rq}) - \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{rd} \end{cases} \quad (2.41)$$

Avec :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_{sp} i_{sd} + M_{srp} i_{sq} \\ \phi_{sq} = L_{sq} i_{sq} + M_{srp} i_{sd} \\ \phi_{rd} = L_{rp} i_{rd} + M_{srp} i_{rq} \\ \phi_{rq} = L_{rq} i_{rq} + M_{srp} i_{rd} \end{cases} \quad (2.42)$$

2.3.3 Expression de la puissance

Du point de vue électrique, la puissance traitée dans le GADA est donnée par l'équation

$$\begin{aligned} P_e &= V_{sa} i_{sa} + V_{sb} i_{sb} + V_{sc} i_{sc} + V_{ra} i_{ra} + V_{rb} i_{rb} + V_{rc} i_{rc} \\ &= \begin{pmatrix} i_{sa} & i_{sb} & i_{sc} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} i_{ra} & i_{rb} & i_{rc} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{pmatrix} \\ &= i_{sabc}^T V_{sabc} + i_{rabc}^T V_{rabc} \\ &= (P_{\theta_s}^{-1} i_{sdq0})^T (P_{\theta_s}^{-1} V_{sdq0}) + (P_{\theta_r}^{-1} i_{rdq0})^T (P_{\theta_r}^{-1} V_{rdq0}) \\ &= i_{sdq0} (P_{\theta_s}^{-1})^T (P_{\theta_s})^{-1} (V_{sdq0}) + i_{rdq0} (P_{\theta_s}^{-1})^T (P_{\theta_s})^{-1} (V_{rdq0}) \end{aligned} \quad (2.43)$$

Sachons que

$$(P_{\theta_s}^{-1})^T (P_{\theta_s})^{-1} = (P_{\theta_r}^{-1})^T (P_{\theta_r})^{-1} = \begin{pmatrix} \frac{3}{2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{3}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{pmatrix} \quad (2.44)$$

L'expression de la puissance électrique traité dans la GADA peut alors être

$$P_e = \frac{3}{2} (V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq} + 2V_{s0} i_{s0}) + \frac{3}{2} (V_{rd} i_{rd} + V_{rq} i_{rq} + 2V_{r0} i_{r0}) \quad (2.45)$$

Après avoir remplacé les tensions V_{sd} , V_{sq} , V_{rd} et V_{rq} à partir les équations (2.41) et (2.42) et en considérant les composantes homopolaires négligeables, le bilan électrique peut alors être

ré-exprimé comme suit :

$$\begin{aligned}
P_e = & \frac{3}{2} (R_s i_{sd}^2 + R_s i_{sq}^2) + \frac{3}{2} (R_r i_{rd}^2 + R_r i_{rq}^2) \\
& + \frac{3}{2} \left(\frac{d}{dt} (\phi_{sd}) i_{sd} + \frac{d}{dt} (\phi_{sq}) i_{sq} \right) + \frac{3}{2} \left(\frac{d}{dt} (\phi_{rd}) i_{rd} + \frac{d}{dt} (\phi_{rq}) i_{rq} \right) \\
& + \frac{3}{2} (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \frac{d\theta_s}{dt} + \frac{3}{2} (\phi_{rd} i_{rq} - \phi_{rq} i_{rd}) \frac{d\theta_r}{dt}
\end{aligned} \tag{2.46}$$

De l'équation ci-dessus, le premier terme représente les pertes par l'effet de Joule dans les conducteurs des enroulements dans le stator et le rotor, le deuxième terme représente la variation de l'énergie magnétique stockée par unité de temps, et le troisième et dernier terme est puissance électrique transformée en puissance mécanique.

La puissance utilisable en termes mécanique et électrique du générateur en régime permanent est déterminée par l'équation (2.47)

$$P_{gGADA} = \frac{3}{2} (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \frac{d\theta_s}{dt} + \frac{3}{2} (\phi_{rd} i_{rq} - \phi_{rq} i_{rd}) \frac{d\theta_r}{dt} \tag{2.47}$$

Sachant que

$$(\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) = -(\phi_{rd} i_{rq} - \phi_{rq} i_{rd}) \tag{2.48}$$

l'expression (2.47) devient comme suit

$$\begin{aligned}
P_{gGADA} &= \frac{3}{2} (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \left(\frac{d\theta_s}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \right) \\
&= \frac{3}{2} (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \frac{d\theta}{dt} = \omega_r T_g
\end{aligned} \tag{2.49}$$

La relation entre la vitesse angulaire des signaux électriques du générateur ω et la vitesse mécanique du rotor ω_r est liée au nombre de paires de pôles du rotor, p , de la forme indiquée dans l'équation (2.50) :

$$\omega = p \omega_r \tag{2.50}$$

En substituant (2.50) dans (2.49), le couple électromagnétique associé au générateur est obtenu en fonction des courants dans le système de référence dq .

$$T_g = \frac{3}{2} p (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \frac{d\theta}{dt} \tag{2.51}$$

2.3.4 Modélisation du DC-Link

Un convertisseur triphasé back-to-back est normalement utilisé pour connecter le circuit rotor du GADA et le réseau, la topologie la plus courante comme le montre la figure (1.10).

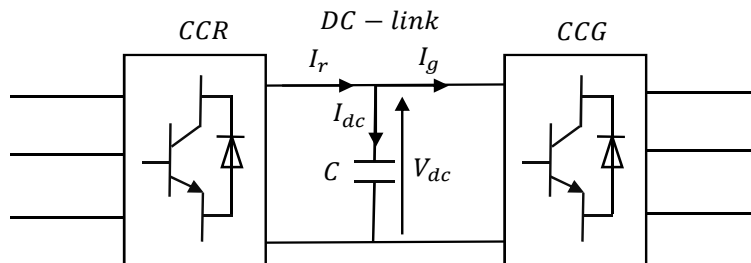


FIG. 2.7: Convertisseur back to back.

Le convertisseur qui transfère l'énergie dans les deux directions consiste en un convertisseur côté rotor RSC, un condensateur de liaison CC intermédiaire et un convertisseur côté réseau GSC dans une connexion en série comme le montre la figure (2.7). La tâche principale du RSC est de contrôler indépendamment les puissances active et réactive du GADA, tandis que le convertisseur côté réseau (GSC) rend la tension du condensateur dc-link constante, et le condensateur DC-link fournit le stockage intermédiaire de l'énergie. Le convertisseur back-to-back est modélisé selon les lois de circuit de Kirchhoff

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = -I_g + I_r \quad (2.52)$$

où I_r est le courant à la sortie du convertisseur coté rotor, I_g est le courant à l'entrée du convertisseur coté réseau, C est le condensateur de la liaison cc et V_{dc} est la tension du bus continu.

À la sortie de l'onduleur, les puissances active et réactive peuvent être calculées comme suit [11, 128]

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (V_{gd}i_{gd} + V_{gq}i_{gq}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (V_{gq}i_{gd} - V_{gd}i_{gq}) \end{cases} \quad (2.53)$$

comme nous considérons que l'axe d est synchrone avec le réseau

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} V_{gq}i_{gq} \\ Q_g = -\frac{3}{2} V_{gd}i_{gq} \end{cases} \quad (2.54)$$

en supposant que l'onduleur est idéal, la relation entre la puissance active échangée entre le réseau et le bus continu est donnée par

$$V_{dc}I_g = \frac{3}{2}V_s i_{gq} \quad (2.55)$$

De (2.52) et (2.55), la dynamique de la tension de liaison cc peut être illustrée comme suit :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{3V_s}{2CV_{dc}}i_{gq} + \frac{Ir}{C} \quad (2.56)$$

2.3.5 Modélisation Côté réseau

Pour le convertisseur côté réseau, sa dynamique dans le référentiel (d, q) avec l'axe d orienté avec le vecteur de tension du réseau peut être décrite par :

$$\begin{cases} \frac{di_{gd}}{dt} = -\frac{1}{L_g}(R_g i_{gd} - L_g \omega i_{gq} - v_{gd} + V_{gd}) \\ \frac{di_{gq}}{dt} = -\frac{1}{L_g}(R_g i_{gq} + L_g \omega i_{gd} - v_{gq} + V_{gq}) \end{cases} \quad (2.57)$$

où R_g et L_g sont respectivement la résistance et l'inductance du filtre côté réseau ; et v_{gd} , v_{gq} et i_{gd} , i_{gq} sont les composantes des axes $d q$ de la tension et du courant, respectivement. V_{gd} et V_{gq} sont la tension des axes $d q$ du réseau, respectivement ; et ω est la fréquence angulaire de la grille.

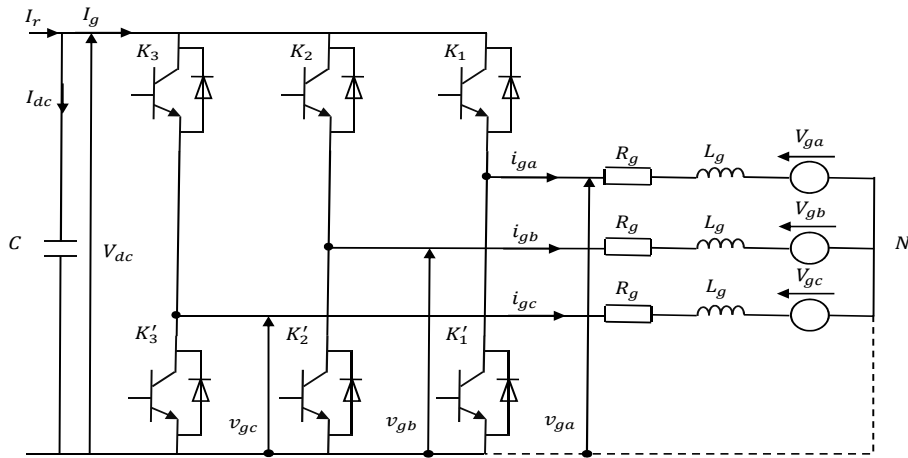


FIG. 2.8: Structure du convertisseur coté réseau.

2.4 Modélisation du générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)

À l'heure actuelle les générateurs synchrones à aimants permanents, ont commencé à avoir une grande importance dans les systèmes de génération, parce qu'on commence à construire des matériaux magnétiques de haute densité, à des prix compétitifs, en plus de l'amélioration dans le traitement de l'énergie, ce qui conduit à une efficacité accrue et à un coût inférieur dans les systèmes de production d'énergie éolienne avec des générateurs synchrones à aimants permanents. Parmi les fonctionnalités qui ont été améliorées on peut citer :

- Efficacité.
- Couple-inertie.
- Couple-volume.
- Densité de flux magnétique.
- Rapport d'accélération et de décélération.
- Réponse linéaire par rapport à la tension d'entrée.
- Coût de maintenance.

Cependant, le GSAP présente des inconvénients tels que : le risque de démagnétisation des aimants en cas de surintensité, un coût initial élevé et la limitation de la température de fonctionnement. Malgré ces inconvénients, ils continuent d'avoir une utilisation accrue dans les systèmes de génération d'énergie éolienne.

Le modèle du GSAP est initialement donné dans le plan triphasé a, b, c ensuite après modification, introduction des hypothèses simplificatrice et la transformation de Park, on aboutit à un modèle dans le plan biphasé, ce modèle est donné en détail dans la suite de ce chapitre.

2.4.1 Equation du GSAP dans le plan a, b, c

La figure (2.9) montre un diagramme conceptuel du générateur synchrone à aimants permanents à une paire de pôles. En cela, on observe la distribution symétrique des enroulements dans le stator des phases a, b, c qui sont espacées de 120° l'une de l'autre. La distribution est sinusoïdale et les bobines du stator sont connectées en étoile. Chaque enroulement a N_s tours et une résistance équivalente R_s . Les aimants du rotor sont situés à l'intérieur de celui ci.

En fonction de la manière dont les aimants sont placés, on peut distinguer deux types de

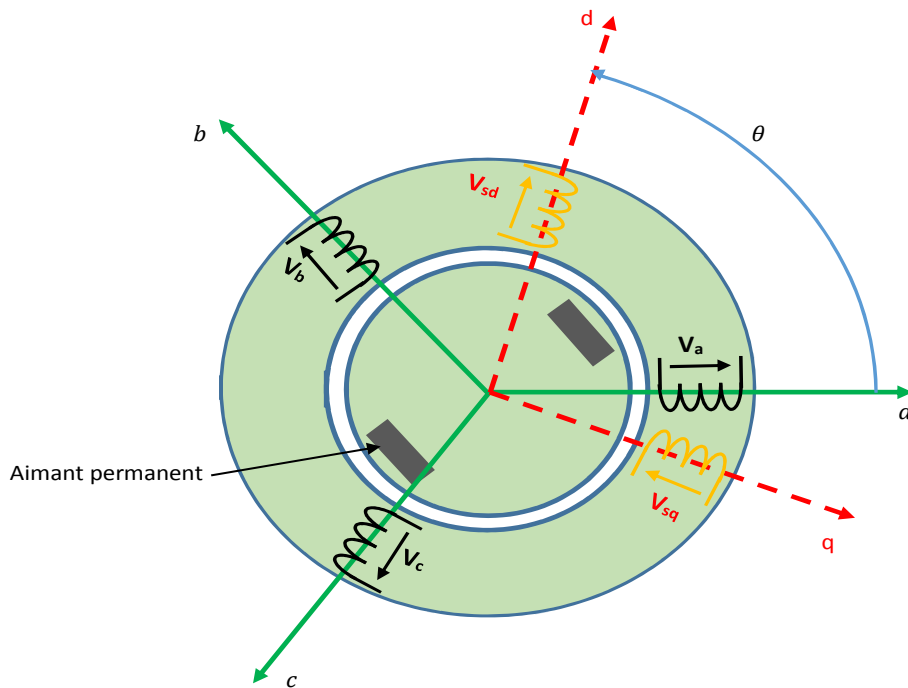


FIG. 2.9: Diagramme conceptuel du générateur synchrone à aimants permanents à une paire de pôles.

rotors :

- Dans le premier type, les aimants sont montés à l'intérieur de la masse rotorique et l'entrefer sera variable à cause de l'effet de la saillance. Dans ce cas, les inductances dépendent fortement de la position du rotor.
- Dans le deuxième, par contre, les aimants sont montés sur la surface du rotor offrant un entrefer homogène, le générateur est appelé à rotor lisse et les inductances ne dépendent pas de la position du rotor.

Dans la figure (2.9), on peut également voir les axes abc , pris dans le système de référence synchrone dq , ce qui simplifie l'analyse du générateur.

Certaines simplifications sont généralement trouvées dans la littérature et sont utilisées sans dégrader la validité du modèle dans la plage de fonctionnement du générateur utilisé. Ces hypothèses et simplifications sont [106, 104, 105] :

- Dans les enroulements du générateur, on suppose une distribution spatiale sinusoïdale de la force magnétomotrice (fmm) créé par chaque phase statoriques.
- Les pertes en fer ne sont pas prises en compte.

- Le matériau magnétique est censé avoir un comportement linéaire. La saturation magnétique n'est donc pas prise en compte, ou du moins, sa plage de fonctionnement présente un comportement linéaire.
- Aucun type d'effet thermique n'est pris en compte, ni sur les enroulements ni sur les aimants permanents.

Compte tenu des hypothèses et des simplifications, il est possible d'obtenir les équations électriques du générateur sous forme vectorielle donnée par l'équation (2.58).

$$[V_{abc}] = [R_s] [i_{abc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{abc}] \quad (2.58)$$

Où V_{abc} est le vecteur de tension du stator, $[R_s]$ est la matrice de résistance du stator, $[i_{abc}]$ est le vecteur des courants du stator, et $[\phi_{abc}]$ est le vecteur de flux. Les vecteurs et les matrices de l'équation (2.58) sont définis en (2.59).

$$[V_{abc}] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, [i_{abc}] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, [\phi_{abc}] = \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix}, [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}, \quad (2.59)$$

Le vecteur de flux est composé du flux résultant du produit du courant et de l'inductance de chaque phase et du flux créé par les aimants permanents du rotor, exprimé par l'équation (2.60).

$$[\phi_{abc}] = [\phi_{abcM}] + [\phi_{abcL}] \quad (2.60)$$

Dans l'équation (2.60), $[\phi_{abcL}]$ c'est le flux créé par les courants du stator eux-mêmes il est défini dans l'équation (2.61).

$$[\phi_{abcL}] = - \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} [i_{abc}], \quad (2.61)$$

Où L_{aa} , L_{bb} et L_{cc} sont les inductances propre des enroulements de phase a , b et c respectivement et L_{ab} , L_{ba} , L_{ac} , L_{ca} , L_{bc} et L_{cb} sont les inductances mutuelles entre les enroulements de phase a , b et c respectivement.

D'autre part, $[\phi_{abcM}]$ représente le flux créé par les aimants du rotor et est défini dans l'équation (2.62) de la manière suivante :

$$[\phi_{abcM}] = \phi_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

Où ϕ_m représente l'amplitude du flux magnétique exprimé en $(v/rad/s.)$, Créé par les aimants permanents du rotor et dépend de la position angulaire des composants électriques exprimée en rad . Cette position angulaire dépend à son tour de la position angulaire du rotor et du nombre de paire de pôles de la machine.

Le cas général des machines synchrones à aimants permanents correspond au type de pôle saillant où les tensions et les courants diffèrent des signaux sinusoïdaux par la géométrie des aimants permanents dans le rotor. De plus l'espace entre le fer n'est pas uniforme, les inductances propres et mutuelles des enroulements dans le stator sont fonction de la position du rotor. Le générateur à rotor lisse correspond à un cas particulier de ces machines polaires.

Pour cette raison, dans ce travail, le cas général est modélisé, dont la description simplifiée est présentée ci-dessous :

Les inductances mutuelles entre les enroulements du stator peuvent être exprimées sous la forme (2.63).

$$\begin{cases} L_{bc} = L_{cb} = -\frac{1}{2}L_1 - L_2\cos(2\theta) \\ L_{ab} = L_{ba} = -\frac{1}{2}L_1 - L_2\cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ L_{ac} = L_{ca} = -\frac{1}{2}L_1 - L_2\cos(2\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (2.63)$$

où L_1 et L_2 sont déterminés par (2.64).

$$\begin{cases} L_1 = (\frac{n_s}{2})^2 \mu_0 \pi l \delta \varepsilon_1 \\ L_2 = (\frac{n_s}{2})^2 \mu_0 \pi l \delta \varepsilon_2 \end{cases} \quad (2.64)$$

où n_s est le nombre de spires du stator, μ_0 est la perméabilité de l'air, δ est le rayon depuis le centre de la machine jusqu'à l'extrémité de la circonférence interne du stator et l est la longueur

axiale de l'entrefer de la machine. ε_1 et ε_2 ils sont définis par (2.65).

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{d_{min}} + \frac{1}{d_{max}} \right) \\ \varepsilon_2 = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{d_{min}} - \frac{1}{d_{max}} \right) \end{cases} \quad (2.65)$$

où d_{min} et d_{max} sont la longueur minimale et maximale d'entrefer respectivement.

Les inductances des enroulements du stator peuvent être exprimées par l'ensemble des équations (2.66).

$$\begin{cases} L_{aa} = L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta) \\ L_{bb} = L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ L_{cc} = L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta + \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (2.66)$$

où L_l est l'inductance de dispersion et est la même pour tous les enroulements.

Enfin, dans le générateur de cas général à pôles saillants, la matrice de flux est exprimée comme suit

$$[\phi_{abc}] = \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} = -L_M \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \phi_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (2.67)$$

où L_M est déterminé par l'équation (2.68).

$$L_M = \begin{bmatrix} L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta) & -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}) & L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta) \\ -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\frac{1}{2}L_1 - L_2 \cos(2\theta) & L_l + L_1 - L_2 \cos(2\theta + \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (2.68)$$

Dans le cas du GSAP de rotor à pôle lisse ; on estime que $d_{min} = d_{max}$, rendant $\varepsilon_2 = 0$, donc les éléments de la matrice inductance de l'équation (2.68) ne dépendent plus de la position du rotor. L'équation (2.68) se réduit donc à l'équation (2.69).

$$L_M = \begin{bmatrix} L_l + L_1 & -\frac{1}{2}L_1 & -\frac{1}{2}L_1 \\ -\frac{1}{2}L_1 & L_l + L_1 & -\frac{1}{2}L_1 \\ -\frac{1}{2}L_1 & -\frac{1}{2}L_1 & L_l + L_1 \end{bmatrix} \quad (2.69)$$

2.4.2 Equations du GSAP dans le système de référence synchrone

On remarque que le système (2.58) engendre des équations fortement non-linéaires et couplées. A partir de l'analyse du générateur synchrone à aimants permanents présenté dans la section précédente, un ensemble d'équations est déduit du synchronisme existant entre la position du rotor et le flux électromagnétique, ce qui permet de faire un changement de repère afin de rendre l'écriture des équations de la machine plus simple à exploiter. Pour obtenir les équations du générateur dans le système de référence synchrone, dans notre étude nous avons utilisé la transformation de Park.

Elle consiste à appliquer aux courants, tensions et flux, un changement de variables faisant intervenir l'angle entre les axes des phases abc et les axes dq. Ceci afin d'obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle du système précédent.

Cette transformation de Park qui permet le passage du système triphasé au système biphasé s'effectue en faisant correspondre aux variables réelles leurs composantes homopolaires, directes et en quadrature.

En pré-multipliant l'équation du modèle du générateur dans le système de référence a, b, c de l'équation (2.58) par la matrice de Park, montrée dans l'équation (2.32), on obtient l'équation (2.70) :

$$[P_\theta] \cdot [V_{abc}] = [P_\theta] \cdot [R_s] [i_{abc}] + [P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} [\phi_{abcL}] + [P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} [\phi_{abcM}] \quad (2.70)$$

En réécrivant l'équation (2.70) et en utilisant l'équation (2.31), en plus d'appliquer la règle de la chaîne pour la dérivée, on obtient l'équation (2.71).

$$\begin{aligned} [V_{dq0}] = [P_\theta] \cdot [R_s] [P_\theta]^{-1} \cdot [i_{dq0}] - [P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} ([L_M]) [P_\theta]^{-1} \cdot [i_{dq0}] - [P_\theta] \cdot L_M \cdot \frac{d}{dt} ([P_\theta]^{-1}) \cdot [i_{dq0}] \\ - [P_\theta] \cdot L_M \cdot [P_\theta]^{-1} \cdot \frac{d}{dt} ([i_{dq0}]) + [P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} [\phi_{abcM}] \end{aligned} \quad (2.71)$$

Où $[V_{dq0}]$, $[i_{dq0}]$, et $[\phi_{dq0}]$ sont les variables transformées dans le système de référence synchrone et sont définies comme indiqué dans l'équation (2.72).

$$[V_{dq0}] = \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix}, [i_{dq0}] = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}, [\phi_{dq0}] = \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_0 \end{bmatrix}, \quad (2.72)$$

Les termes restants de l'équation (2.71) sont définis dans l'ensemble des équations (2.73).

$$\begin{aligned}
[P_\theta] \cdot [R_s] [P_\theta]^{-1} &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \\
[P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} ([L_M]) [P_\theta]^{-1} &= \begin{bmatrix} 0 & -3\omega L_2 & 0 \\ -3\omega L_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\
[P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} ([L_M]) [P_\theta]^{-1} &= \begin{bmatrix} 0 & -\omega L_d & 0 \\ \omega L_q & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\
[P_\theta] \cdot L_M \cdot [P_\theta]^{-1} &= \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix} \\
[P_\theta] \cdot \frac{d}{dt} [\phi_{abcM}] &= \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{\frac{3}{2}}\omega\phi_m \\ 0 \end{bmatrix} \\
L_d &= L_l + \frac{3}{2}(L_1 - L_2) \\
L_q &= L_l + \frac{3}{2}(L_1 + L_2)
\end{aligned} \tag{2.73}$$

Enfin, le système linéaire qui modélise la GSAP dans le système de référence synchrone est donné par l'équation présentée en (2.74).

$$[V_{dq0}] = [A] [i_{dq0}] - [B] \frac{d}{dt} [i_{dq0}] + [\phi_{dq0}] \tag{2.74}$$

Où les matrices de A et B sont définies par

$$[A] = \begin{bmatrix} -R_s & \omega L_q & 0 \\ -\omega L_d & -R_s & 0 \\ 0 & 0 & -R_s \end{bmatrix}, [B] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix}, \tag{2.75}$$

En réécrivant le modèle GSAP, dans le système de référence synchrone représenté par l'équation (2.74), on obtient les équations différentielles des courants et des tensions données par

$$\begin{cases} V_{sd} = -R_s i_{sd} + \omega L_q i_q - L_d \frac{di_d}{dt} \\ V_{sq} = -R_s i_{sq} - \omega L_d i_d - L_q \frac{di_q}{dt} + \sqrt{\frac{3}{2}}\omega\phi_m \\ V_{s0} = -R_s i_{s0} - \omega L_l \frac{di_{s0}}{dt} \end{cases} \tag{2.76}$$

En général, dans les générateurs de courant alternatif triphasés, quel que soit leur type de connexion étoile-triangle, la composante homopolaire est négligeable étant donné que ses charges sont considérées comme équilibrées, donc il est possible de considérer V_{s0} et i_{s0} nuls.

A partir de l'ensemble des équations du modèle GSAP dans le système de référence synchrone dq , le circuit équivalent représenté sur la Fig. (2.10) est obtenu.

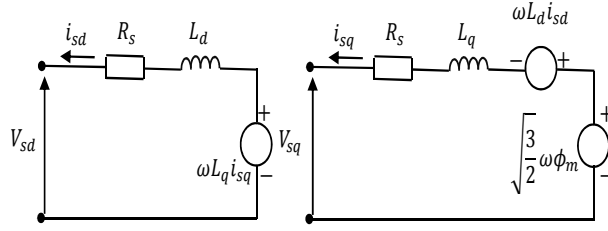


FIG. 2.10: Circuit équivalent du GSAP dans le système de référence synchrone.

Parmi les avantages obtenus avec le circuit équivalent du GSAP dans le Système de référence synchrone, se trouve la possibilité de pouvoir régler séparément la puissance active et réactive et le fait que les grandeurs fictives d'axes d et q sont continues et non sinusoïdales, ce qui facilite la conception des régulateurs.

2.4.3 Équations de la puissance

Du point de vue électrique, la puissance traitée dans le GSAP est donnée par l'équation (2.77).

$$P_{e_{GSAP}} = V_{sd}i_{sd} + V_{sq}i_{sq} \quad (2.77)$$

Après avoir remplacé les tensions V_{sd} et V_{sq} à partir des équations (2.76) dans l'équation (2.77), le bilan énergétique peut être ré-exprimé comme suit (2.78).

$$P_{e_{GSAP}} = \underbrace{(R_s i_{sd}^2 + R_s i_{sq}^2)}_{\text{Pertes de Joule}} + \underbrace{\frac{1}{2} \left(L_d i_{sd} \frac{d}{dt} i_{sd} + L_q i_{sq} \frac{d}{dt} i_{sq} \right)}_{\text{Variation d'énergie magnétique}} + \underbrace{\omega \left((L_d - L_q) i_{sd} i_{sq} + \sqrt{\frac{3}{2}} \phi_m i_{sq} \right)}_{\text{puissance électrique transformée en puissance mécanique}} \quad (2.78)$$

De l'équation ci-dessus, le premier terme représente les pertes par l'effet de joule dans les conducteurs des enroulements dans le stator, le deuxième terme représente la variation de l'énergie magnétique stockée, et le troisième et dernier terme est la conversion en puissance électrique

effective. La puissance utilisable en termes mécaniques et électriques du générateur en régime permanent est déterminée par l'équation (2.79).

$$P_{g_{GSAP}} = \omega \left((L_d - L_q) i_{sd} i_{sq} + \sqrt{\frac{3}{2}} \phi_m i_{sq} \right) = \omega_r T_g \quad (2.79)$$

La relation entre la vitesse angulaire des signaux électriques du générateur ω et la vitesse mécanique du rotor ω_r est liée au nombre de paires de pôles du rotor, p , de la forme indiquée dans l'équation (2.80)

$$\omega = p \omega_r \quad (2.80)$$

En substituant (2.80) dans (2.79), le couple électromagnétique associé au générateur est obtenu en fonction des courants dans le système de référence dq (2.81).

$$T_g = p \left((L_d - L_q) i_{sd} i_{sq} + \sqrt{\frac{3}{2}} \phi_m i_{sq} \right) \quad (2.81)$$

Comme on peut l'observer dans l'équation (2.81), la paire associée au générateur est le produit de la somme de deux termes. Le premier, est le produit du couple de réluctance, provenant de la différence des inductances des axes dq et le second est le produit des aimants permanents du rotor.

Dans le cas de générateurs à rotor lisse, le couple de réluctance est négligeable, étant donné que les réluctances des axes d et q sont égales ($L_d = L_q$). Donc dans les équations qui suivront l'inductance équivalente sera donnée par ($L = L_d = L_q$). Dans ce cas, le couple associé résultant de la machine, est le produit uniquement de l'effet des aimants permanents

$$T_g = p \sqrt{\frac{3}{2}} \phi_m i_{sq} \quad (2.82)$$

2.4.4 Modélisation du convertisseur élévateur DC-DC

Le circuit de hacheur élévateur (DC-DC Boost converter pour son acronyme anglais), sur la figure (2.11), fonctionne dans un mode de courant continu dans la plage de fonctionnement normal en choisissant une inductance appropriée.

En supposant que "d" est le signal de commutation du dispositif de puissance, les deux modes de fonctionnement du circuit du hacheur-élévateur dans un cycle de commutation sont représentés sur la figure (2.12).

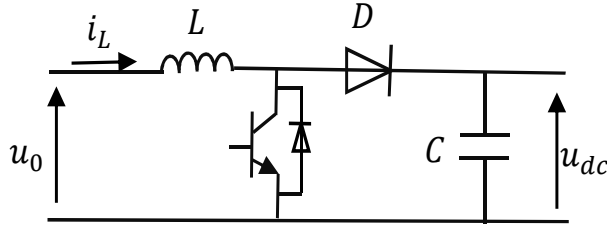
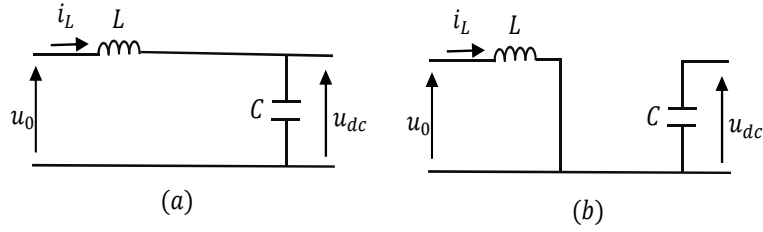


FIG. 2.11: Circuit du hacheur élévateur.

FIG. 2.12: Deux modes de fonctionnement du circuit hacheur-élévateur. (a) $d = 0$. (b) $d = 1$.

Selon [200], le modèle d'espace d'état du circuit boost-converter est donné par

$$L \frac{di_L}{dt} = (d - 1)u_{dc} + u_0 \quad (2.83)$$

où d est le rapport cyclique du signal de commutation.

2.4.5 Modélisation du convertisseur côté réseau

Pour le convertisseur côté réseau, sa dynamique dans le référentiel (d, q) avec le vecteur de tension du réseau orienté avec l'axe d peut être décrite par

$$\begin{cases} \frac{di_{gd}}{dt} = -\frac{1}{L_g}(R_g i_{gd} - L_g \omega i_{gq} - v_{gd} + V_{gd}) \\ \frac{di_{gq}}{dt} = -\frac{1}{L_g}(R_g i_{gq} + L_g \omega i_{gd} - v_{gq} + V_{gq}) \end{cases} \quad (2.84)$$

où R_g et L_g sont respectivement la résistance et l'inductance du filtre côté réseau ; et v_{gd} , v_{gq} et i_{gd} , i_{gq} sont les composantes de la tension et du courant du convertisseur coté réseau des axes dq , respectivement. V_{gd} et V_{gq} sont les tensions des axes d et q du réseau réseau, respectivement ; et ω est la fréquence angulaire du réseau.

La relation tension-courant de la liaison continu-continu cc (dc-link) entre le convertisseur

continu-continu et l'inverseur (onduleur) est exprimée par [127]

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_0 - i_g \quad (2.85)$$

où i_0 est le courant de sortie du convertisseur DC/DC, i_g est le courant à l'entrée de l'onduleur, C est la capacité dc-link et v_{dc} est la tension de liaison.

Considérant l'onduleur idéal, où les pertes de puissance dans l'onduleur sont négligeables, et la tension du réseau est orientée avec les composants de l'axe d, la relation d'équilibre de puissance entre les deux côtés de l'onduleur est donnée par [127]

$$v_{dc}i_g = \frac{3}{2}(V_{gd}i_d) \quad (2.86)$$

Du côté réseau de l'onduleur, à partir de (2.85) et (2.86), la tension de liaison CC est exprimée par [127]

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = -\frac{3}{2Cv_{dc}}(V_{gd}i_d) + \frac{1}{C}i_0 \quad (2.87)$$

Les équations de ce chapitre seront utilisées pour la conception des différents contrôleurs qui feront l'objet des prochains chapitres.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation d'un système de conversion d'énergie éolienne. En premier lieu, nous avons traité le modèle mathématique de la turbine. Ce modèle mécanique est présenté par ces deux types, modèle dit à deux masses et modèle dit à une seule masse. Concernant ce dernier, deux modèles ont été donnés : modèle à une seule masse ramené sur l'arbre rapide (l'arbre de la génératrice) ou bien modèle à une seule masse ramené sur l'arbre lent (l'arbre de la turbine).

En second lieu, la modélisation de la GADA dans le repère triphasé (abc) et le repère biphasé (dq) a été présentée. L'expression de la puissance traitée dans la GADA est donnée afin d'obtenir l'expression du couple électromagnétique en fonction des courants dans le repère (dq). Ensuite, l'équation de la dynamique de la tension de liaison dc-link a été donnée suivie par les expressions de la dynamique des convertisseurs côté réseau. En dernier lieu, la modélisation de la GSAP est présentée dans le plan triphasé et biphasé suivie de l'équation de puissance traitée dans la

GSAP qui permet d'obtenir l'expression du couple électromagnétique en fonction des courants dans le repère (dq) . Le modèle du convertisseur élévateur DC-DC boost est aussi donné suivi des expressions de la dynamique des convertisseurs coté réseau ainsi que la tension de liaison dc-link.

Ces modèles déduits dans ce chapitre seront utilisés pour la synthèse des lois de commande qui font l'objet des chapitres 3 et 4.

Chapitre 3

Structures de commande basées sur la commande par modes glissants

3.1 Introduction

La méthode de commande par modes glissants (CMG) (sliding mode control (SMC) pour son acronyme anglais) [43, 174], basée sur la conception de Lyapunov, présente de nombreux avantages par rapport aux méthodes traditionnelles. Elle est connue comme l'une des méthodes de conception les plus puissantes pour de nombreux systèmes pratiques. Elle peut être utilisée dans les systèmes linéaires et non linéaires [62, 206] ; elle peut également être appliquée aux systèmes temporels continus et discrets. Elle est considérée comme une approche efficace dans les systèmes de contrôle, en raison de la simplicité de la procédure de conception, de la robustesse aux incertitudes du modèle du système et des perturbations externes. Cependant, un phénomène indésirable principal et majeur rencontré par les CMG sont les oscillations à haute fréquence (chattering) qui peuvent causer de l'instabilité et endommager le système [4, 155]. Pour éviter cet effet, des recherches approfondies ont été rapportées [21, 22, 190]. La commande par modes glissant d'ordre supérieur (CMGOS) (high-order sliding mode control (HOSM) pour son acronyme anglais) [21] s'est imposée comme une technique efficace pour réduire ce phénomène. L'algorithme Super-Twisting est un contrôleur continu qui assure toutes les propriétés principales de la CMG simple pour le système et peut éviter le chattering mais il a un temps de réponse plus grand que le mode glissant classique.

Cependant, certaines performances ne peuvent être garanties en présence de changements

structurels ou de perturbations externes. Il est alors nécessaire de concevoir des lois de commande robustes vis-à-vis de ces perturbations. Pour assurer la robustesse du mode glissant et éliminer le phénomène de chattering sans dégradation des performances du système, plusieurs approches dites hybrides ont été développées [10, 81, 100].

Ce chapitre regroupe toutes les structures de commande basées sur la commande par modes glissants proposées dans cette thèse. L'objectif de toutes ces nouvelles méthodes est la régulation du système éolien afin qu'il puisse fonctionner dans son point optimum, commande de niveau 1, tout en maintenant les performances de la commande par modes glissants classique. Trois types de contrôleurs seront proposés.

- ✓ Le premier est un contrôleur mode glissant classique hybride. La structure hybride consiste à faire varier la valeur de la partie discontinue du régulateur mode glissant tout en réduisant son point faible qui est le chattering.
- ✓ Le second est un contrôleur mode glissant classique-super-twisting hybride. La structure hybride consiste à combiner entre deux lois de commande robustes : la commande par modes glissants classique et la commande par modes glissants d'ordre supérieur (algorithme Super-Twisting).
- ✓ Le troisième régulateur proposé permet de combiner entre la commande par modes glissants et la théorie de l'ordre fractionnaire. La composante d'ordre fractionnaire de la loi de contrôle est introduite par une surface de glissement fractionnaire. Cette structure est déjà appliquée pour les systèmes à ordre non entier [175, 176].

3.2 Généralités sur la théorie de la commande par modes glissants

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode de glissement, on peut trouver trois configurations de base pour la synthèse des différentes commandes. La première correspond à la structure la plus simple où la commutation a lieu au niveau de l'organe de commande lui-même. La deuxième structure fait intervenir la commutation au niveau d'une contre-réaction d'état. Et enfin, la dernière structure est une structure par commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la "commande équivalente" [43, 192]. C'est cette dernière structure qui est retenue pour la suite de notre étude.

3.2.1 Structure de commutation au niveau de l'organe de commande

Le schéma d'une structure par commutation au niveau de l'organe de commande est donné sur la figure (3.1). Cette structure de commande est la plus classique et la plus usitée. Elle correspond au fonctionnement tout ou rien des interrupteurs de puissance associés, dans une grande majorité d'applications, aux variateurs de vitesse. Elle a également été utilisée pour la commande des moteurs pas-à-pas [32]. Cette configuration s'adapte bien à la commande des convertisseurs électriques dont l'organe de commande est un interrupteur [38, 176].

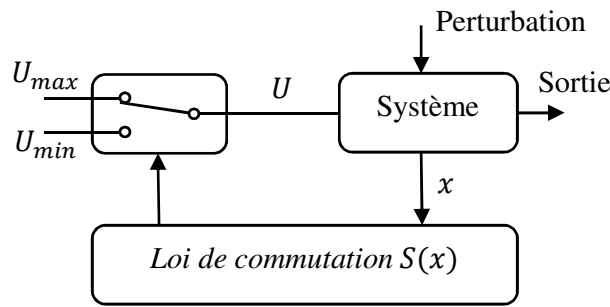


FIG. 3.1: Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande.

A l'aide de la loi de commutation $S(x)$, on ajuste la position du commutateur, la commande U prend la valeur U_{max} ou bien U_{min} , elle est donnée par :

$$U = \begin{cases} U_{min} & \text{si } S(x) > 0 \\ U_{max} & \text{si } S(x) < 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

3.2.2 Structure de commutation au niveau d'une contre réaction d'état

Le schéma général d'une telle structure est représenté sur la figure (3.2). D'après les études menées dans [32], c'est la structure la moins exigeante au niveau de la sollicitation de la commande. Elle a été mise en œuvre dans la commande de moteurs à courant continu et à aimants permanents, ainsi que dans la commande des machines à induction [43]. Elle s'appuie sur la commande par contre réaction d'état classique où le réglage de la dynamique du système est réalisé par les gains de réglage. La non linéarité provient de la commutation entre les gains donc on crée une commutation au niveau de la dynamique du système. De même, pour ce cas de configuration, à l'aide de la loi de commutation $S(x)$, selon la position du commutateur, le vecteur d'état x est

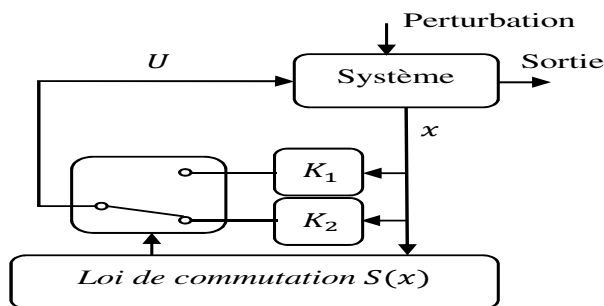


FIG. 3.2: Structure de commutation au niveau d'une contre réaction d'état

mis en contre réaction soit par K_1 ou bien K_2 . Cette loi de commutation est donnée par :

$$U = \begin{cases} K_1^T \cdot x & \text{si } S(x) > 0 \\ K_2^T \cdot x & \text{si } S(x) < 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

3.2.3 Structure de commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la commande équivalente

Cette structure, dont le principe est montré sur la figure (3.3), présente un réel avantage. Elle permet de prépositionner l'état futur du système grâce à la commande équivalente qui n'est rien d'autre que la valeur désirée du système en régime permanent. L'organe de commande est beaucoup moins sollicité. Néanmoins cette structure est moins robuste car elle dépend des variations paramétriques du fait de l'expression de cette commande équivalente.

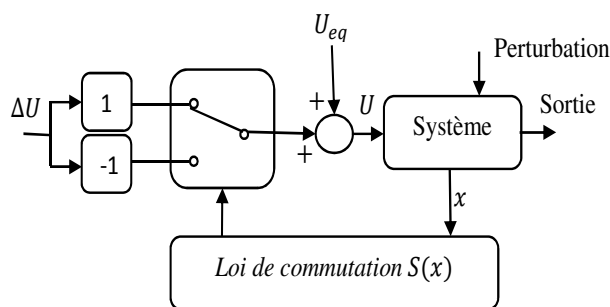


FIG. 3.3: Structure de commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la commande équivalente

Cette structure de commutation ressemble à la première structure, sauf qu'ici la commande du système est la somme de deux termes, le premier appelé commande équivalente U_{eq} et le deuxième

terme de commutation U_d assure principalement la convergence des trajectoires du système vers l'état désiré en assurant son maintien [176]. La loi de commutation de cette structure est donnée par :

$$U = \begin{cases} U_{eq} - U_d & \text{si } S(x) > 0 \\ U_{eq} + U_d & \text{si } S(x) < 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

C'est cette forme d'écriture de la loi de commande qui sera retenue dans la suite de cette thèse.

3.3 Principe de la commande par modes glissants

Les avantages de la commande par modes glissants sont variés et importants : haute précision, bonne stabilité, simplicité, invariance, robustesse, etc. Cela lui permet d'être particulièrement adaptée aux systèmes avec un modèle imprécis. Il est souvent préférable de spécifier le système dynamique en mode convergence. Dans ce cas, la structure du contrôleur comporte deux parties, l'une représente la dynamique pendant le mode de glissement et l'autre représente le système dynamique discontinu pendant le mode de convergence [163].

La conception du contrôle peut être obtenue en trois étapes complémentaires :

- ✓ Le choix de la surface de glissement,
- ✓ L'établissement des conditions d'existence et de convergence du régime glissant,
- ✓ Détermination de la loi de commande.

3.3.1 Choix de la surface de glissement

Pour un système défini par l'équation (3.4), le vecteur de surface a la même dimension que le vecteur de contrôle (U).

$$\dot{x} = A(x, t) \cdot x + B(x, t) \cdot U \quad (3.4)$$

Afin d'assurer la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de référence x_{ref} , différentes formes de la surface de glissement ont été proposées, chaque surface a de meilleures performances pour une application donnée. En général, on choisit une surface non linéaire. La forme non linéaire est une fonction de l'erreur sur la variable contrôlée, notée $e(x)$, elle est donnée par l'équation (3.5), qui est la surface classique basée sur la forme générale proposée par Slotine

[178] :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{r-1} \cdot e(x) \quad (3.5)$$

où $e(x) = x_{ref} - x$ est la différence entre la variable contrôlée x et sa référence x_{ref} , λ_x est une constante positive, r est le nombre de fois qu'il faut dériver la surface pour obtenir la grandeur de commande U , et x est la variable contrôlée.

L'équation (3.5) est une équation différentielle linéaire avec une solution unique $e(x) = 0$ pour un choix approprié du paramètre λ_x par rapport à la condition de convergence et c'est le but de la commande.

3.3.2 Etablissement des conditions d'invariance

Les conditions d'existence et les critères de convergence ont des dynamiques différentes qui permettent au système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment de la perturbation. On présente deux types d'approches pour assurer le mode de convergence (l'approche directe et l'approche de Lyapunov).

Approche directe

C'est la première condition de convergence. On doit donner à la surface une dynamique convergeant vers zéro. En d'autres termes, la commande doit rendre cette surface de glissement localement attractive. Pour ce faire, il faut que la condition (3.6) soit vérifiée.

$$\begin{cases} \dot{S}(x) < 0 & si & S(x) > 0 \\ \dot{S}(x) > 0 & si & S(x) < 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

Cette condition peut être écrite, de façon simplifiée, par

$$\dot{S}(x) \cdot S(x) < 0 \quad (3.7)$$

Approche de Lyapunov

La fonction de Lyapunov est une fonction scalaire positive pour les variables d'état du système. L'idée est de choisir une fonction scalaire pour assurer l'attraction de la variable à contrôler à sa valeur de référence.

En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(x) = \frac{1}{2}S^2(x) \quad (3.8)$$

La dérivée de cette fonction est :

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) \quad (3.9)$$

La fonction va diminuer, si sa dérivée est négative. Ceci est vérifié si et seulement si la condition (3.7) est vérifiée. Cette approche est utilisée pour estimer les performances de la commande, l'étude de la stabilité et de la robustesse des systèmes non linéaires.

Lorsque le régime glissant est atteint, la dynamique du système est indépendante de la loi qui n'a pour but que de maintenir les conditions de glissement (l'attractivité de la surface), c'est pour cette raison que la surface est déterminée indépendamment de la commande. Maintenant, il reste à déterminer la commande nécessaire pour attirer la trajectoire d'état vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant les conditions d'existence du mode de glissement.

3.3.3 Détermination de la loi de commande

L'obtention d'un régime de glissement suppose une commande discontinue. La surface de glissement devrait être attractive des deux côtés. De ce fait, si cette commande discontinue est indispensable, il n'empêche nullement qu'une partie continue lui soit ajoutée. La partie continue peut en effet amener à réduire autant que souhaité l'amplitude de la partie discontinue. En présence d'une perturbation, la partie discontinue a essentiellement pour but de vérifier les conditions d'attractivité. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur par modes glissants se compose de deux parties. La première concerne la linéarisation exacte (U_{eq}), et la seconde concerne la stabilisation (U_d). La loi de commande de cette structure est donnée par l'équation (3.3) et peut être écrite comme suit :

$$U = U_{eq} + U_d \quad (3.10)$$

où U_{eq} correspond à la commande équivalente. Elle sert à maintenir la variable à commander sur la surface de glissement. Physiquement, cette commande équivalente représente la valeur moyenne de la commande U . Elle est déduite, en considérant que la dérivée de la surface est nulle. U_d est la commande discontinue déterminée pour vérifier la condition de convergence en

temps fini vers la surface et le rejet d'une certaine classe de perturbations. L'amplitude de la discontinuité doit être supérieure aux bornes dans lesquelles évoluent les perturbations et les incertitudes du modèle.

3.3.4 Synthèse de la loi de commande par modes glissants d'ordre un

On considère le système linéaire défini par l'équation (3.4). On calcule l'expression analogique de la loi de commande U . Supposons que le comportement en mode glissant existe sur la surface de glissement $S(x)$ et essayons de trouver la commande continue telle que la dérivée du vecteur $S(x)$ demeure nulle

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \quad (3.11)$$

En substituant les équations (3.4) et (3.10) dans (3.11), on obtient :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x} \cdot (A(x, t) \cdot x + B(x, t) \cdot U_{eq}) + \frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t) \cdot U_d \quad (3.12)$$

Durant le mode de glissement et l'état stable, l'expression de la loi de commande discontinue U_d est nulle. D'où on déduit l'expression de la loi de commande équivalente :

$$U_{eq} = - \left(\frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial S}{\partial x} \cdot A(x, t) \cdot x \quad (3.13)$$

Pour que le contrôle équivalent puisse prendre une valeur finie, il doit assurer la condition :

$$\frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t) \neq 0 \quad (3.14)$$

Durant le mode de convergence et en remplaçant le contrôle équivalent par son expression dans l'équation (3.12), on obtient la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x, t) = \frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t) \cdot U_d \quad (3.15)$$

et la condition exprimée par l'équation (3.7) devient :

$$S(x, t) \cdot \frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t) \cdot U_d < 0 \quad (3.16)$$

Afin de satisfaire la condition, le signe de U_d doit être opposée à celui de $S(x, t) \cdot \frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t)$. La forme la plus simple que peut prendre la loi de commande discontinue U_d est celle d'une fonction sign.

$$U_d = -K \cdot \text{sign}(S(x, t)) = -K \frac{|S|}{S} \quad (3.17)$$

où le signe de K doit être différent de celui de $\left(\frac{\partial S}{\partial x} \cdot B(x, t)\right)$. Le choix de la constante K est très influant, car lorsque celle-ci est très petite, le temps de réponse est trop lent et lorsqu'elle est très grande, le phénomène de chattering apparaît. Pour résoudre ce problème, une solution est proposée dans cette thèse.

L'expression de la loi de commande U est l'addition de (3.13) et (3.17), elle est donnée par

$$U = -\left(\frac{\partial S}{\partial t} \cdot B(x, t)\right)^{-1} \left(\frac{\partial S}{\partial t} \cdot A(x, t)\right) x - K \cdot \text{sign}(S(x, t)) \quad (3.18)$$

L'expression de U est l'action de la commande désirée pour le suivi de la consigne. La loi de commande (3.18) force la trajectoire variable du système à satisfaire l'équation (3.7).

Malheureusement cette commande par modes glissants d'ordre un, souffre du phénomène de chattering, vu qu'elle a une partie discontinue.

Un mode de glissement idéal n'existe pas dans la pratique car il impliquerait que le contrôle commute à une fréquence infinie. En présence d'imperfections de commutation, telles que des temporisations de commutation et de petites constantes de temps dans les actionneurs, la discontinuité dans la commande de rétroaction produit le phénomène de *Chattering*. Par conséquent, le mode de glissement a lieu à proximité de la surface de glissement. La dimension de ce voisinage est inversement proportionnelle à la fréquence de contrôle [157]. Le chattering est un point négatif majeur du mode glissant dans la mise en œuvre pratique.

3.4 Algorithme Super-Twisting

L'algorithme Super-Twisting (Super-Twisting algorithm (STA) pour son acronyme anglais) est un contrôleur continu assurant toutes les propriétés principales d'une CMG simple pour le système et peut éviter le phénomène de chattering. AST assure une convergence en temps fini sur la surface de glissement avec une meilleure précision que le CMG d'ordre un. AST a été proposé dans [110] dans le cas des systèmes de degré relatif un par rapport à l'entrée, puis

modifié dans [97] pour les systèmes de degré relatif deux et généralisé dans [90]. Rappelons que le degré relatif du système par rapport à la sortie $y(t)$ est défini comme étant le nombre minimum de fois qu'il faut dériver la sortie $y(t)$ par rapport au temps, pour y voir apparaître l'entrée de manière explicite. L'algorithme Super-Twisting est conçu pour obtenir un contrôle continu en utilisant seulement l'information sur la surface S et n'a pas besoin d'informations sur la dérivée temporelle de S . En fait, la mesure du signe de la dérivée de la surface S en temps réel est très difficile à cause des bruits de mesure. Le schéma de l'algorithme Super-Twisting est représenté sur la figure (3.4).

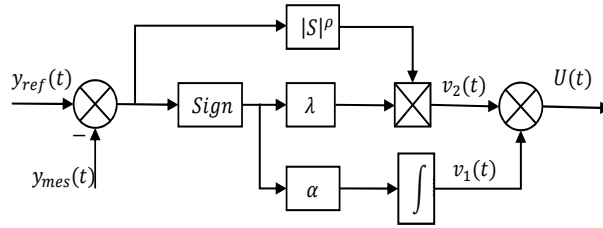


FIG. 3.4: Schéma de l'algorithme Super-Twisting

La loi de commande de l'algorithme Super-Twisting, $U(t)$, est composée de deux parties ; Une partie continue $\nu_1(t)$ et une partie discontinue $\nu_2(t)$ [110].

$$U(t) = \nu_1(t) + \nu_2(t) \quad (3.19)$$

$$\dot{\nu}_1(t) = \begin{cases} -U & \text{si } |U| > U_M \\ -\alpha \operatorname{sign}(S) & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.20)$$

$$\nu_2(t) = \begin{cases} -\lambda |S_0|^\rho \operatorname{sign}(S) & \text{si } |U| > S_0 \\ -\lambda |S|^\rho \operatorname{sign}(S) & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.21)$$

Les conditions suffisantes correspondantes pour la convergence à temps fini vers la surface de glissement et la stabilité sont que les gains, α et λ soient suffisamment importants [110].

$$\alpha > \frac{\Phi}{\Gamma_m}, \quad \lambda^2 \geq \frac{4\phi}{\Gamma_m^2} \frac{\Gamma_m(\alpha + \Phi)}{\Gamma_m(\alpha - \Phi)}, \quad 0 < \rho \leq 0.5 \quad (3.22)$$

où $\phi \geq |\Phi|$ et $\Gamma_M \geq \Gamma \geq \Gamma_m$ et Φ et Γ définis par la dérivée seconde de S

$$\frac{d^2 S}{dt^2} = \Phi(x, t) + \Gamma(x, t) \frac{dU}{dt} \quad (3.23)$$

Les paramètres de conception (λ, α) sont choisis par le concepteur. Cette loi de commande est divisée en un terme algébrique (non dynamique) et un terme intégral. Nous pouvons donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire du contrôleur PI habituel. Le contrôleur peut être simplifié si le système à contrôler est linéaire. Dans ce cas $U(t)$ n'a pas besoin d'être bornée, $S_0 \rightarrow \infty$ et l'algorithme est simplifié comme suit [110].

$$\begin{cases} U(t) = -\lambda|S|^\rho \text{sign}(S) + \nu_1 \\ \dot{\nu}_1 = -\alpha \text{sign}(S) \end{cases} \quad (3.24)$$

3.5 Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants d'ordre un

Afin d'extraire la puissance maximale du vent, nous avons adopté la stratégie de contrôle de l'éolienne *TSR* avec un contrôleur non linéaire. Ce contrôleur est basé sur la théorie du mode glissant.

Comme nous l'avons mentionné dans le premier chapitre, la méthode de contrôle *TSR* régule la vitesse du générateur pour maintenir le *TSR* à une valeur optimale pour laquelle la puissance extraite est maximale. Cette méthode nécessite de mesurer ou estimer à la fois la vitesse du vent et la vitesse de la turbine. En plus, elle nécessite la connaissance du *TSR optimal* de la turbine pour que le système puisse extraire le maximum de puissance possible.

Dans cette section, la commande par modes glissants classique est utilisée pour optimiser la capture de la puissance issue du vent. L'objectif étant de contrôler la vitesse de la turbine et parce que le degré relatif du modèle de la turbine donnée par l'équation (2.22) est $r = 1$, la surface de glissement est choisie comme suit :

$$S_\omega = \varepsilon_\omega = \omega_{ref} - \omega_r \quad (3.25)$$

où ε_ω est l'erreur de vitesse et ω_{ref} est la vitesse de référence.

La dérivée de la surface de glissement est :

$$\dot{S}_\omega = \dot{\omega}_{ref} - \dot{\omega}_r \quad (3.26)$$

En remplaçant l'expression de la vitesse par l'équation mécanique (2.22), on aura :

$$\dot{S}_\omega = \dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t}(T_a - K_t\omega_r - T_g) \quad (3.27)$$

La grandeur de commande étant le couple T_g , on décompose celui-ci selon : $T_g = T_{geq} + T_{gdisc}$. En remplaçant cette expression dans l'équation (3.27), le contrôle apparaît clairement, il est donné par :

$$\dot{S}_\omega = \dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t}(T_a - K_t\omega_r - (T_{geq} + T_{gdisc})) \quad (3.28)$$

Pendant le mode de glissement et le régime permanent, on a :

$$S_\omega = 0, \quad \dot{S}_\omega = 0, \quad T_{gdisc} = 0 \quad (3.29)$$

A l'aide de ces conditions, on obtient à partir de l'équation (3.28), l'amplitude du contrôleur équivalent T_{geq} qui est donnée par :

$$T_{geq} = T_a - K_t\omega_r - J_t\dot{\omega}_{ref} \quad (3.30)$$

En mode de convergence, pour que la condition $S\dot{S} < 0$ soit vérifiée, il faut que :

$$\dot{S}_\omega = \frac{1}{J_t}T_{gdisc} \quad (3.31)$$

En conséquence, le terme de commutation est donné par :

$$T_{gdisc} = -k_{T_g} \text{sign}(S_\omega) \quad (3.32)$$

Pour vérifier la condition de stabilité du système, k_{T_g} doit être positif. L'expression de la commande T_g est l'addition de (3.30) et (3.32), elle est donnée par :

$$T_g = T_a - K_t\omega_r - J_t\dot{\omega}_{ref} - k_{T_g} \text{sign}(S_\omega) \quad (3.33)$$

Cette expression du couple est la sortie de la commande par mode glissant d'ordre un. des résultats obtenus par cette expression seront comparés aux autres commandes proposées. C'est pour cette raison que nous avons omis de les montrer ici.

3.6 Application à la turbine éolienne de l'algorithme Super-twisting

Dans cette section, la commande mode glissant super-twisting est utilisée pour optimiser la capture de la puissance issue du vent. L'objectif étant de contrôler la vitesse de la turbine, la surface de glissement considérée dans ce cas aussi est donnée par l'équation (3.25) dont sa dérivée est donnée par (3.26). En utilisant encore une fois le modèle de la turbine donnée par l'équation (2.22), on obtient :

$$\dot{S}_\omega = \dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t}(T_a - K_t\omega_r - T_g) \quad (3.34)$$

Soit A une fonction définie par :

$$A = \dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t}(T_a + K_t\omega_r) \quad (3.35)$$

alors

$$\ddot{S}_\omega = \frac{1}{J_t}\dot{T}_g + \dot{A} \quad (3.36)$$

Soit aussi les fonctions Φ et Γ définies par

$$\Phi = \dot{A} \quad \text{et} \quad \Gamma = \frac{1}{J_t} \quad (3.37)$$

Les quantités Φ et Γ sont bornées, car le couple (courant) et la vitesse du rotor sont toujours limités. Considérons maintenant le contrôleur de mode glissant de second ordre utilisé dans l'algorithme Super-Twisting [30, 96, 111] donné par :

$$\begin{cases} T_g = -\lambda|S_\omega|^\rho \text{sign}(S_\omega) + \nu_1 \\ \dot{\nu}_1 = -\alpha \text{sign}(S_\omega) \end{cases} \quad (3.38)$$

Pour assurer la stabilité et la convergence à temps fini vers la surface de glissement, il faut satisfaire les conditions données par l'équation (3.22). Les résultats obtenus en utilisant cette loi de commande seront eux aussi présentés dans la section (3.9).

3.7 Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants classique hybride

Dans cette partie, un nouveau schéma de commande robuste "hybride" basé sur la commande par modes glissants d'ordre un est présentée. Cette structure de commande est appliquée à la turbine éolienne afin d'optimiser sa puissance.

L'objectif de cette nouvelle méthode est de commander l'éolienne pour qu'elle fonctionne dans sa valeur optimale en maintenant les performances de la commande par mode glissant classique (robustesse, temps de réponse) tout en réduisant son point faible qui est le chattering.

Afin réduire les erreurs résiduelles et d'éviter le phénomène de chattering, nous avons choisi la commande par modes glissants classique en utilisant les réseaux de Pétri comme le montre la figure (3.5).

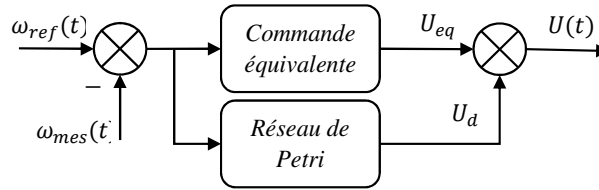


FIG. 3.5: Schéma fonctionnel de la commande par modes glissants d'ordre un hybride.

Le réseau de Petri utilisé dans ce schéma de commande permet la commutation progressive entre différentes valeurs du coefficient de la partie discontinue du mode glissant classique k . Afin de montrer les performances de la commande proposée par rapport à la commande par modes glissants, différentes simulations en présence ou non de perturbations sont effectuées, ils seront également présentés dans la section (3.9).

3.8 Application à la turbine de la commande hybride : commande par modes glissants-algorithme super-twisting

Afin d'assurer l'optimisation et la robustesse du système en boucle fermée et une réponse dynamique rapide avec les meilleures performances, un nouveau schéma de commande «hybride» à réponse rapide et robuste est proposé et appliqué à l'éolienne. La structure consiste à utiliser une approche hybride en combinant deux lois de commande robustes : la commande par modes

glissants (d'ordre un) et l'algorithme Super-Twisting (AST) du second ordre. Nous proposons un superviseur basé sur un réseau de Petri permettant le basculement progressif entre deux lois de commande : la première est la commande par modes glissants d'ordre un conventionnel utilisée pendant le régime transitoire et la seconde est l'algorithme Super-Twisting activé en régime permanent.

La première commande favorise la convergence du système vers son état stationnaire avec une insensibilité aux perturbations externes et une dynamique rapide. Alors que la seconde assure une erreur statique pratiquement nulle et un contrôle plus doux (réduisant le phénomène de chattering). Pour éviter une transition brutale d'une commande à l'autre, nous avons utilisé un changement progressif donnée par l'expression

$$U = (1 - \sigma)U_{SMC} + \sigma U_{ST} \quad (3.39)$$

où σ est un facteur de pondération généré par un superviseur utilisant lui aussi un réseau de Petri dont l'entrée est l'erreur de suivi de consigne. Les règles de base de ce dernier sont construites de sorte que la sortie prenne la valeur 0 lorsque le système est éloigné du chemin désiré et la valeur 1 lorsque l'erreur de poursuite converge vers zéro. La structure de l'approche proposée est illustrée par le diagramme de la figure (3.6).

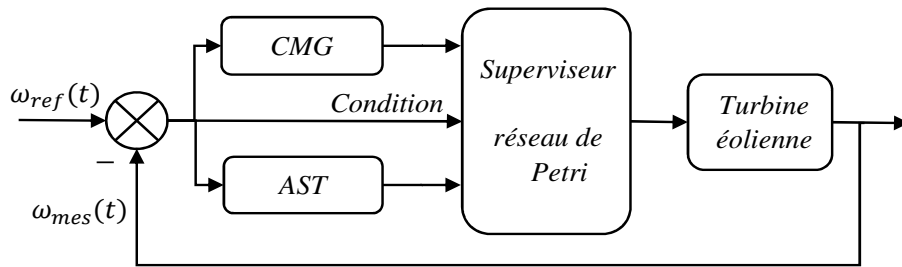


FIG. 3.6: Schéma fonctionnel de la commande hybride CMG-AST.

Les résultats de simulation obtenus avec cette structure hybride seront eux aussi présentés dans la section (3.9).

3.9 Résultats de simulation et discussions

3.9.1 Résultats obtenus avec la CMG et CMG Hybride

Dans cette partie, les résultats de simulation de la turbine éolienne basés sur la commande par modes glissants d'ordre un hybride, obtenus sous Matlab/simulink sont représentés et commentés. Les paramètres de la turbine éolienne utilisés sont listés dans le tableau (3.1).

TAB. 3.1: Paramètres de l'éolienne.

Paramètres de la turbine éolienne.	
Rapport de boîte de vitesses	23.75
Densité de l'air	$1.25kg/m^3$
Nombre de pales	3
Diamètre du rotor	23.2m
Inertie totale de la turbine (ramené sur l'arbre rapide)	$4.6822kg.m^2$
Coefficient de frottement visqueux total (ramené sur l'arbre rapide)	$0.012N.m.s/rad$

Pour analyser les performances de la stratégie de commande proposée, nous avons effectué plusieurs tests avec la commande par mode glissant d'ordre un pour différents valeurs de k . Ces essais permettent de vérifier les performances de la stratégie proposée.

Les résultats des figures. (3.7), (3.8) et (3.9) montrent que chaque fois que k (le paramètre de la partie discontinue du mode glissant) augmente, la réponse transitoire est améliorée mais la bande de chattering augmente. Le chattering, peut avoir un effet néfaste sur le système de contrôle de l'énergie éolienne lui-même; il met également une forte contrainte au générateur. Pour éliminer cet effet négatif, la commande par modes glissants hybride par réseaux de Pétri est appliqué au SCEE.

Les performances de la commande mode glissant d'ordre un hybride proposé sont montrées sur les figures (3.10), (3.11) et (3.12). On constate clairement qu'il possède de bonnes performances, c'est-à-dire une amélioration du temps de montée du système et l'élimination du phénomène de chattering.

En fonctionnement réel, le système éolien peut avoir des perturbations externes dans les capteurs. Des simulations ont été faites pour étudier la capacité de la commande à rejeter ces perturbations. Cette dernière est ajoutée à la sortie du régulateur comme le montre la figure

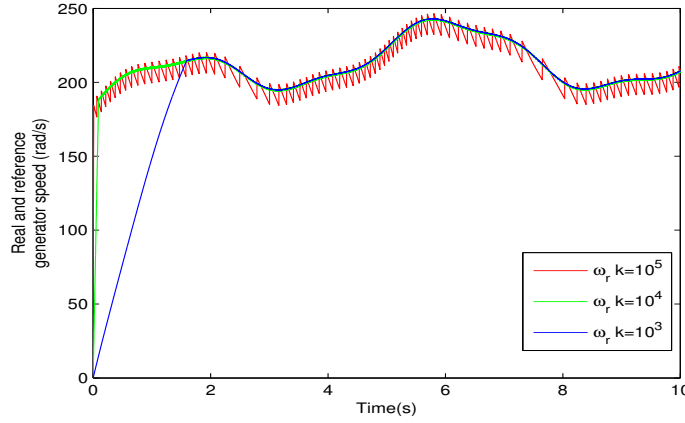


FIG. 3.7: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un pour différentes valeurs de k .

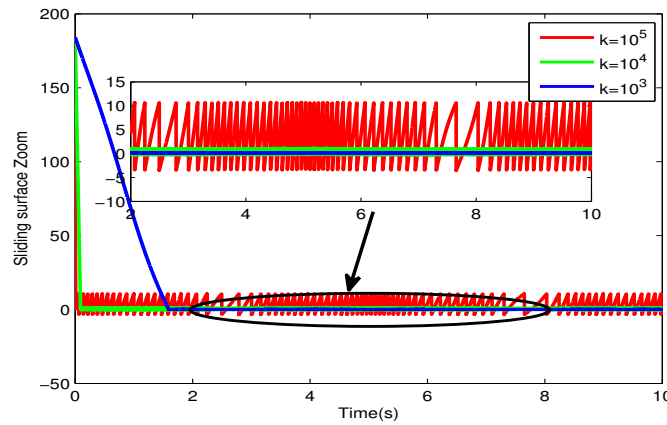


FIG. 3.8: Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un pour différents valeurs de k .

(3.13), la forme de la perturbation est illustrée sur la figure (3.14).

La réponse du système, illustrée sur la figure (3.15), montre un excellent suivi de la référence malgré cette perturbation. En fait, la présence de la perturbation n'a pratiquement aucune influence sur le bon suivi de la consigne. Par conséquent, on peut conclure que cette commande est robuste par rapport aux perturbations externes.

Le tableau (3.2) résume les aspects qualitatifs de la commande par modes glissants d'ordre un hybride par rapport la commande par modes glissants d'ordre un classique.

L'avantage principal de la commande proposée est de contrôler l'éolienne afin de suivre le point de puissance maximum et de réduire le chattering tout en réduisant le temps de réponse.

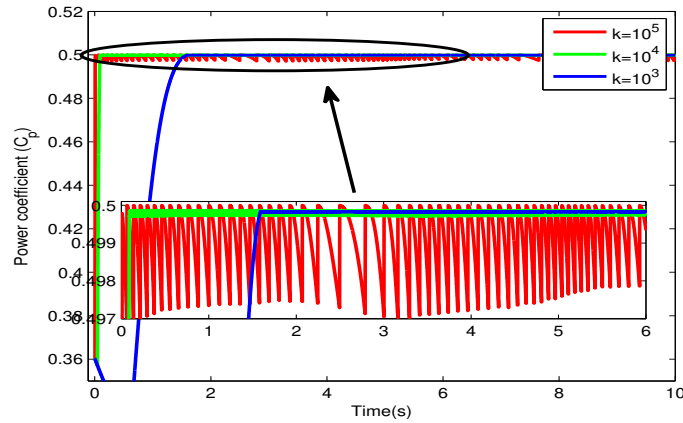


FIG. 3.9: Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un pour différentes valeurs de k .

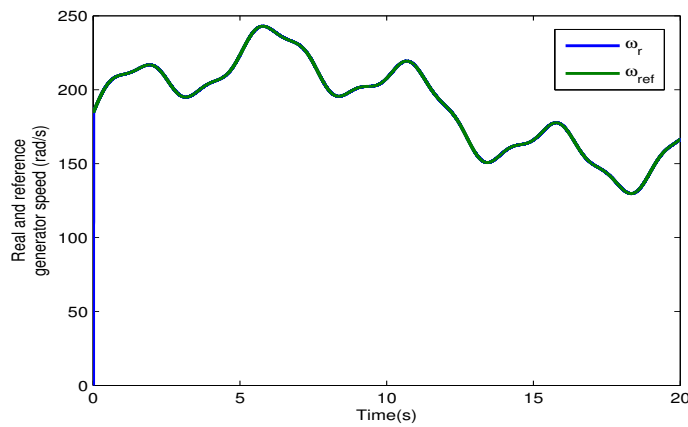


FIG. 3.10: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un hybride.

TAB. 3.2: Comparaison des performances.

	k	Réponse transitoire (s)	Erreur (rad/s)
SMC classique	10^3	1.6	0.1
	10^4	0.9	1.1
	10^5	0.01	10
Hybride		0.01	0.1

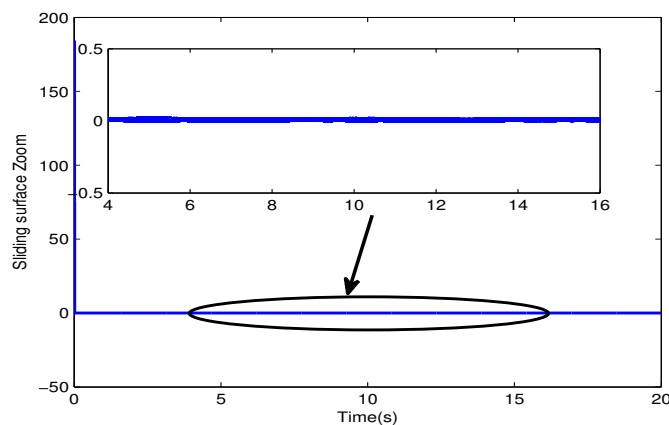


FIG. 3.11: Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un hybride.

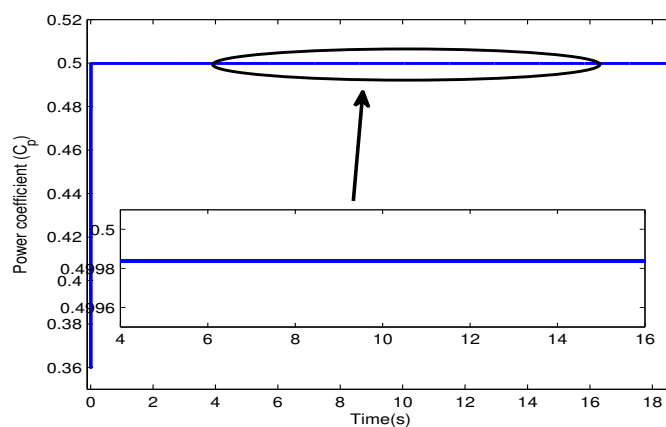


FIG. 3.12: Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un hybride.

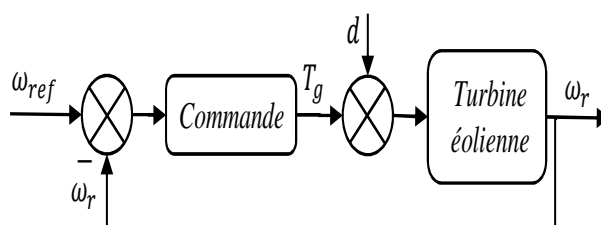


FIG. 3.13: Schéma de commande de la turbine éolienne en présence de perturbation.

Les résultats de simulation montrent les performances et l'efficacité améliorées de la commande hybride proposée, en termes de la réduction du phénomène de chattering, l'amélioration

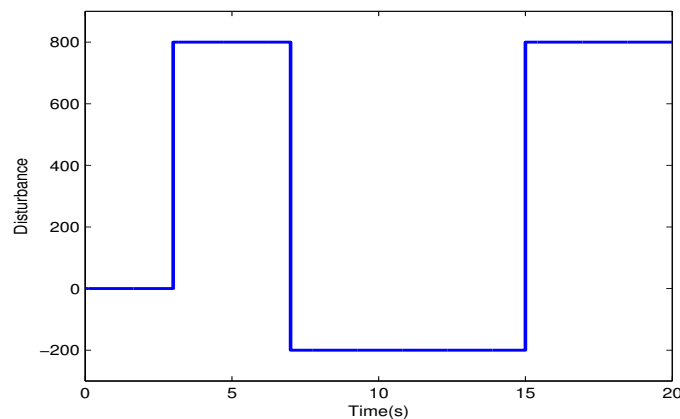


FIG. 3.14: Signal de la perturbation

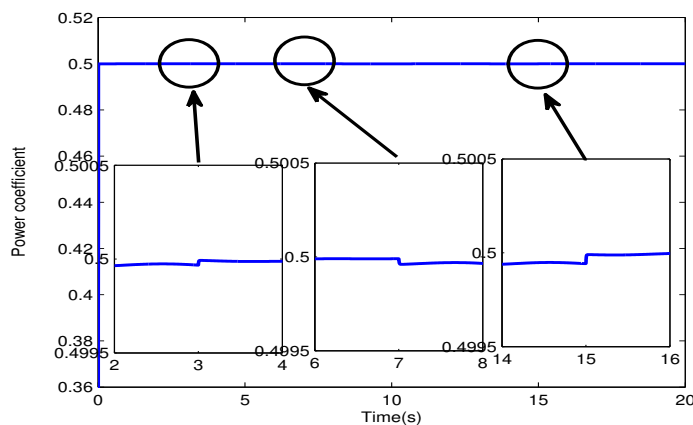


FIG. 3.15: Coefficient de puissance de la turbine éolienne commandée par CMG d'ordre un hybride en présence de perturbation.

du temps de montée et la robustesse par rapport au rejet de perturbations externes. De plus, la synthèse de la commande est simple. Les résultats de cette méthode ont été publiés dans [10]

3.9.2 Résultats obtenus avec la commande hybride : CMG-AST

Dans cette partie, les résultats de simulation de la turbine éolienne basés sur la commande hybride CMG-AST, (commande par modes glissants et algorithme Super-Twisting), obtenus sous Matlab/simulink sont représentés et commentés. Les paramètres sélectionnés dans ce cas sont les même que ceux utilisés dans la section précédente et indiqués dans le tableau (3.1).

Dans un premier temps, la loi de commande par modes glissants classique et l'algorithme

Super-Twisting sont appliquées séparément à la turbine afin de montrer leurs performances individuellement et de les comparer à la commande proposée.

La figure (3.16) montre l'évolution de la vitesse du rotor et sa référence obtenues avec la commande par modes glissants d'ordre un. Nous constatons que la vitesse de rotation converge vers la référence souhaitée avec une bonne dynamique et suit parfaitement la référence. Néanmoins, comme le montre la figure (3.17), la vitesse de la turbine est perturbée par le phénomène de chattering.

La figure (3.18) montre la vitesse du rotor et sa référence obtenues avec l'algorithme Super-Twisting. Un bon suivi est observé, mais le temps de montée est plus grand ce qui est un inconvénient pour ce régulateur par rapport au CMG d'ordre un. Comme le montre la figure (3.19), le principal avantage de ce contrôleur est la suppression du phénomène de chattering.

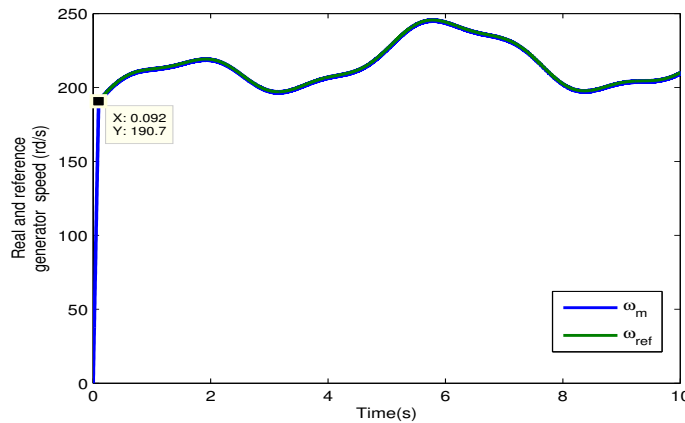


FIG. 3.16: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG d'ordre un.

L'objectif principal de la commande hybride proposée est de prendre le meilleur de chacune des deux commandes. Pour cela on propose d'utiliser les deux dans une même structure de contrôle. Pour passer d'un contrôleur à l'autre, nous avons ajouté un organe de supervision (assuré par des réseaux de Pétri), obtenant ainsi le régulateur hybride proposé.

Les résultats de simulations illustrés sur la figure (3.20) montrent que le coefficient de puissance atteint la valeur optimale, (le point de puissance maximale PPM est atteint), dans les trois cas. Le contrôleur hybride est meilleur que la CMG qui a du chattering et que l'AST qui a un temps de montée important.

Les performances de la loi de commande par modes glissants hybride proposée sont illustrées

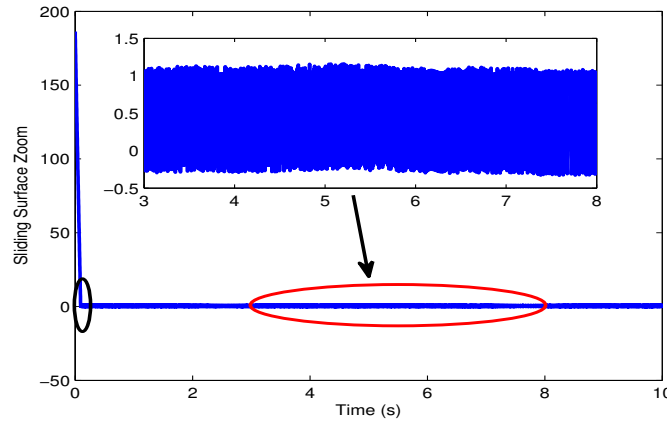


FIG. 3.17: Surface de glissement et son zoom avec CMG d'ordre un.

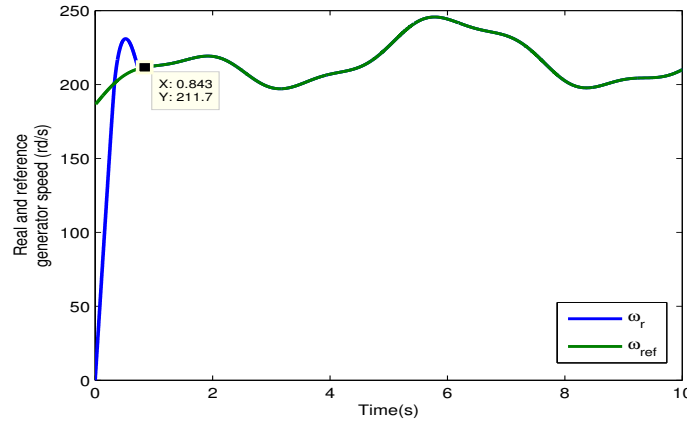


FIG. 3.18: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par l'algorithme Super-Twisting.

par les figures (3.20), (3.21) et dans le tableau (3.3). Ces figures montrent que la solution proposée possède des performances meilleures par rapport aux deux commandes, CMG d'ordre un et AST, c'est-à-dire, le temps de montée du système et l'élimination du phénomène de chattering.

TAB. 3.3: Performances des trois commandes pour un signal de référence d'onde carrée.

	M_p (%)	t_r (s)	Bande de chattering(rad)
CMG	0	0.092	0.7
AST	9.8	0.843	0
CMG-AST Hybride	0.4	0.092	0

En plus de la capacité à poursuivre la consigne, des simulations sont présentées pour étudier

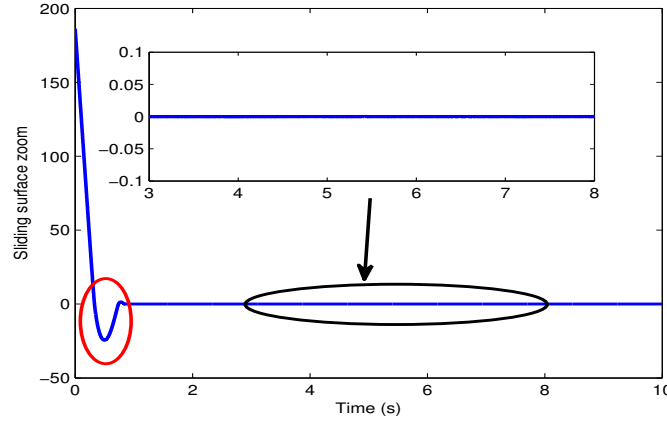


FIG. 3.19: Surface de glissement et son zoom pour l'algorithme Super-Twisting.

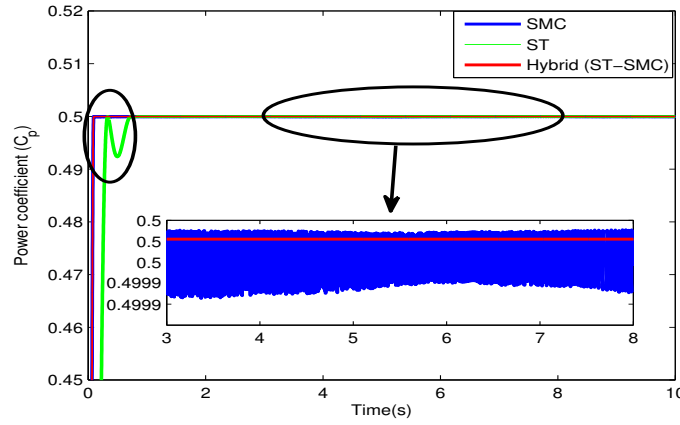


FIG. 3.20: Coefficient de puissance des trois commandes.

la capacité de la commande proposée à rejeter les perturbations et à être robuste par rapport aux incertitudes paramétriques et à filtrer les bruits. C'est ce qui est présenté dans les paragraphes suivants.

✓Rejet de perturbation

Dans cette partie, nous étudions la robustesse du régulateur proposé par rapport à une perturbation externe. Cette dernière est ajoutée à la sortie du régulateur comme le montre la figure (3.13), la forme de la perturbation est donnée à la figure (3.23).

Il est montré sur les figures (3.24) et (3.25) que la commande hybride CMG-AST proposée réussit à rejeter la perturbation, ce qui se traduit par une bonne poursuite de la référence de la vitesse de rotation. En fait, on peut voir sur les figures (3.24) et (3.25) que la présence de la

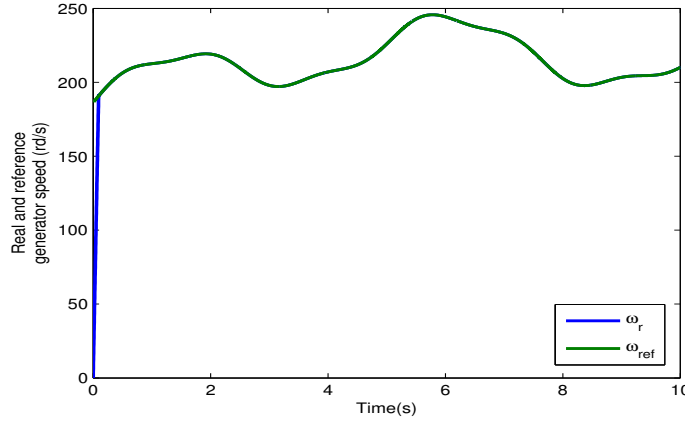


FIG. 3.21: Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par la commande hybride CMG-AST.

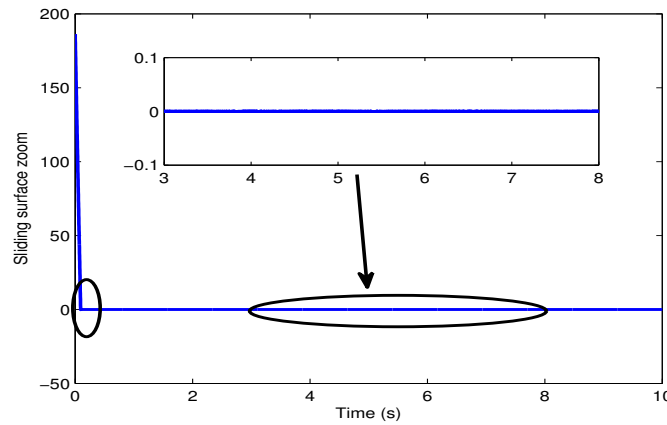


FIG. 3.22: Surface de glissement et son zoom pour la commande hybride CMG-AST.

perturbation n'a pratiquement aucune influence sur le suivi de la consigne.

✓ *Robustesse aux incertitudes paramétriques*

Dans cette partie, nous étudions la robustesse de la structure de commande hybride proposée par rapport aux variations des paramètres de la turbine.

Selon les valeurs indiquées sur les figures (3.26), (3.27) et le tableau (3.4), on peut voir, pour cet exemple particulier, que la variation du coefficient de frottement K_t et du moment d'inertie J_t n'a pas d'impact significatif sur les performances du système (dépassement, temps de montée et bande de chattering). Nous constatons une petite variation du temps de réponse qui peut être négligée. Ces résultats montrent ainsi la robustesse du contrôleur hybride lorsque ces paramètres

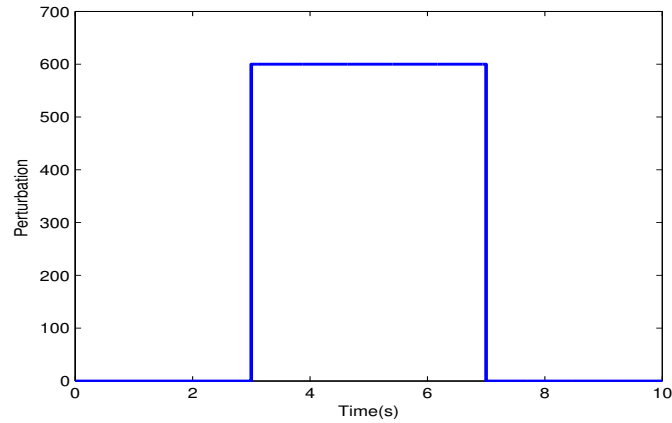


FIG. 3.23: Signal de la perturbation

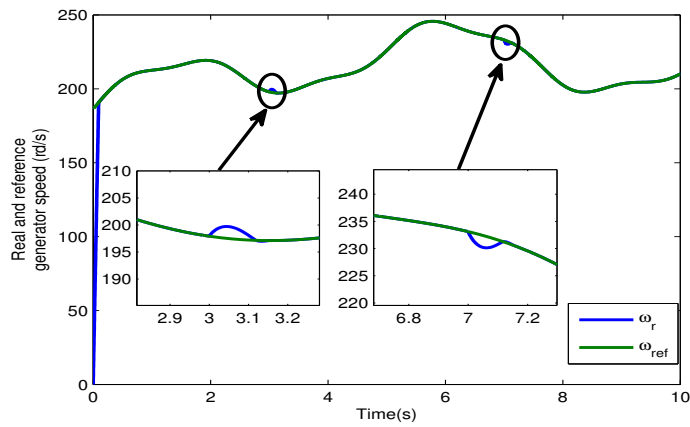


FIG. 3.24: Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par la commande hybride CMG-AST en présence de perturbation.

TAB. 3.4: Performance de la commande proposé pour les incertitudes de paramètres.

	M_p (%)	t_r s	Bande de chattering(rad)
$K_t = 0.5 * K_t$	0	0.095	0
$K_t = 2 * K_t$	0	0.095	0
$J_t = 0.5 * J_t$	0	0.093	0
$J_t = 2 * J_t$	0	0.236	0

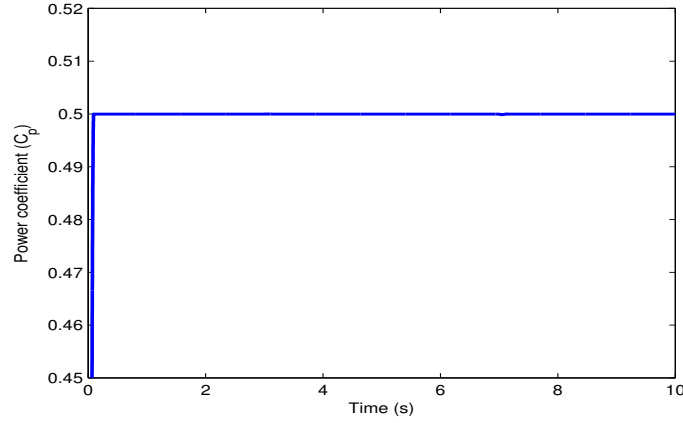


FIG. 3.25: Coefficient de puissance de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST en présence de perturbation.

changent.

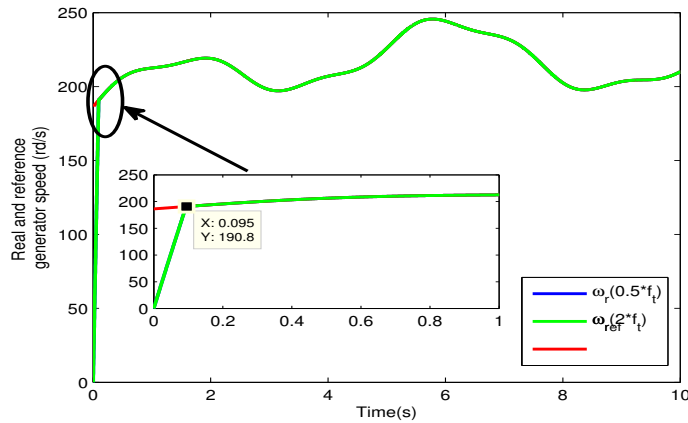


FIG. 3.26: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST lors d'une variation du coefficient de frottement K_t .

✓ Filtrage du bruit

Dans cette partie, nous étudions la robustesse de la structure hybride par rapport au filtrage de bruit. Le schéma de simulation est représenté sur la figure (3.28) où le bruit est ajouté à la sortie du capteur de vitesse du générateur. Le signal du bruit ajouté sur la figure (3.29) est celui représenté avec deux valeur du SNR , $20dB$ et $30dB$.

Les résultats illustrés par les figures (3.30), (3.31), (3.32) et (3.33) montrent l'impact du bruit

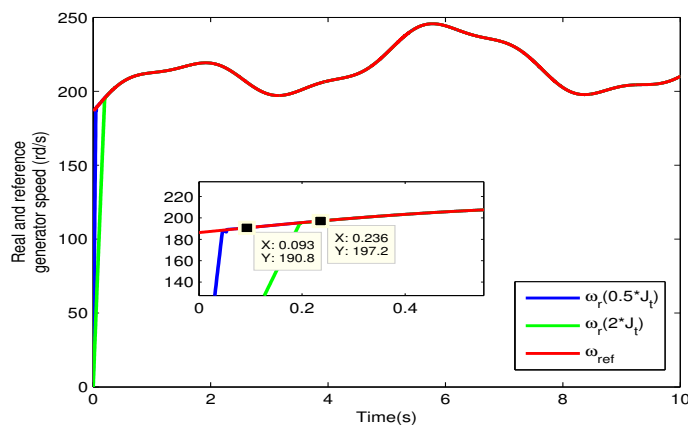


FIG. 3.27: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par la commande hybride CMG-AST lors d'une variation du coefficient d'inertie J_t .

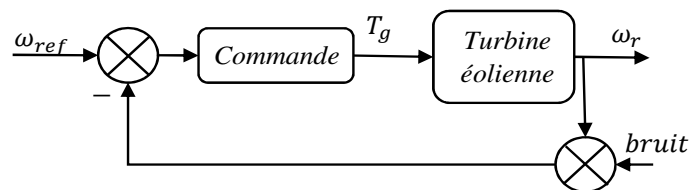


FIG. 3.28: Schéma de commande de l'éolienne en présence de bruit.

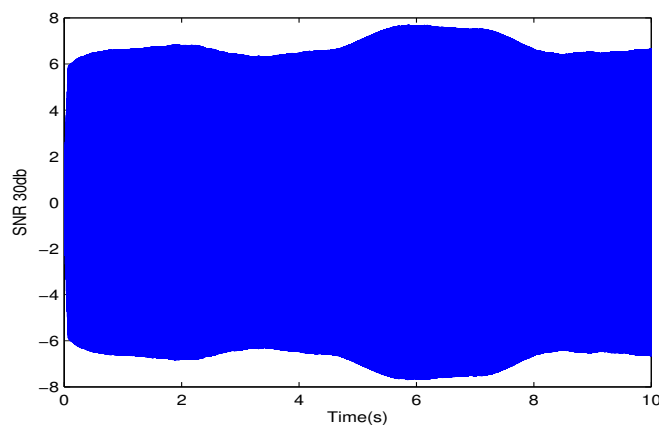


FIG. 3.29: Allure du signal du bruit.

ajouté sur la qualité du signal de sortie. Ces figures montrent que le bruit haute fréquence est bien filtré par le contrôleur hybride proposé.

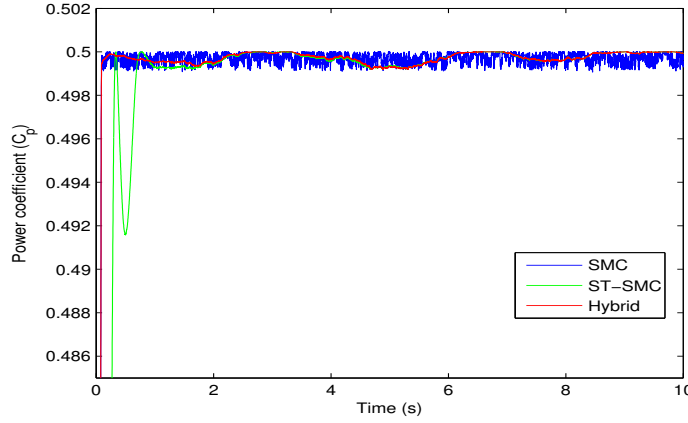


FIG. 3.30: Coefficient de puissance de la turbine éolienne avec un bruit SNR 30dB.

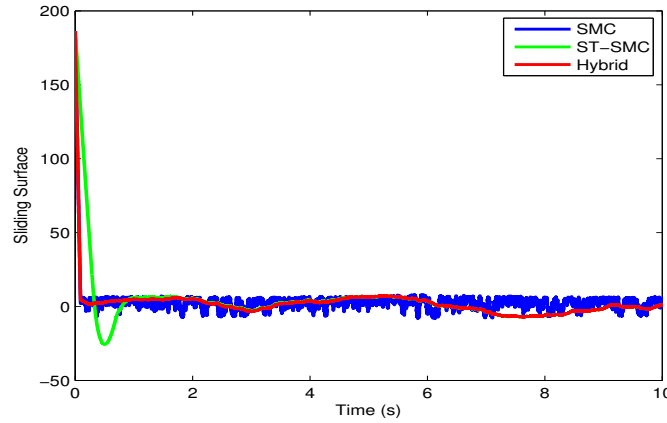


FIG. 3.31: Surface de glissement avec un bruit SNR 30dB.

3.10 Application à la turbine éolienne de la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire

3.10.1 Objectif et conception du contrôle robuste

Cette partie traite un algorithme de contrôle non-linéaire basé sur la théorie du mode glissant pour atteindre le point de puissance maximal d'un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable. La méthode proposée permet de combiner la théorie de la commande par modes glissants et la théorie de l'ordre fractionnaire. La composante d'ordre fractionnaire de la loi de commande est introduite par une surface de glissement fractionnaire. Afin de valider la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire développée, elle sera comparée à la CMG d'ordre entier.

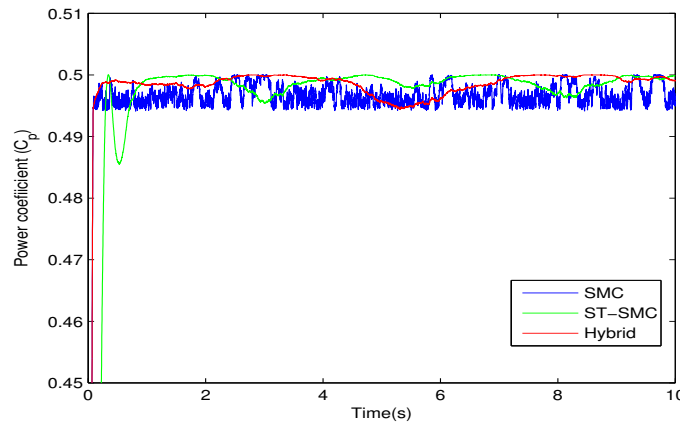


FIG. 3.32: Coefficient de puissance de la turbine éolienne avec un bruit SNR 20dB.

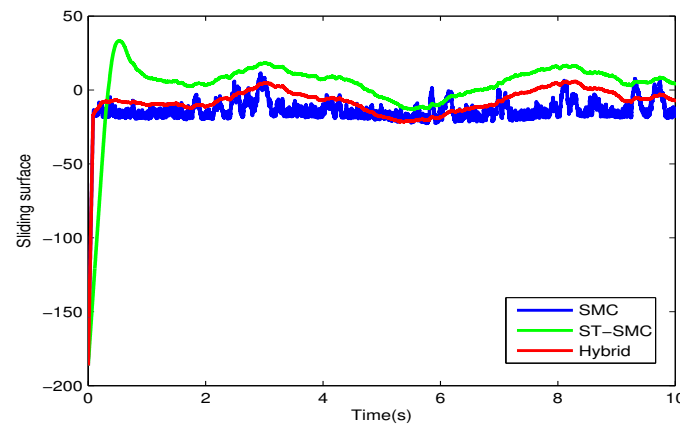


FIG. 3.33: Surface de glissement avec un bruit SNR 20dB.

Comme la dynamique du système de commande par modes glissants dépend des paramètres de la surface de commutation, le choix de cette dernière est d'une grande importance. Pour cela, on a choisi une surface fractionnaire qui est de la forme PI^μ comprenant une intégrale non entière.

Les résultats que nous allons présenter seront regroupés de façon à pouvoir comparer les performances de plusieurs combinaisons de surfaces de glissement.

D'abord, la surface classique basée sur la forme générale proposée par Slotine [178] est choisie. L'expression de cette surface est donnée par l'équation (3.5)

Ensuite, afin de réduire les erreurs résiduelles et éviter le chattering, nous avons choisi la solution proposée dans [169] qui consiste à insérer un terme intégral de l'erreur dans la loi de

commande pour annuler l'erreur. La surface de glissement est donnée par :

$$S_\omega = K_p(\varepsilon_\omega) + K_i \int (\varepsilon_\omega) \quad (3.40)$$

Finalement, pour améliorer cette méthode, nous proposons d'utiliser une intégrale d'ordre fractionnaire. la structure de la surface de glissement utilisée est de la forme d'un contrôleur PI^μ , elle est donnée par l'équation (3.41). Cette structure est déjà utilisée par [175] mais dans le cas des systèmes modélisés par un modèle fractionnaire.

$$S_\omega = K_p(\varepsilon_\omega) + K_i I^\mu(\varepsilon_\omega) \quad (3.41)$$

où K_p , K_i et μ sont des paramètres à déterminer. La CMG d'ordre entier est un cas particulier de la CMG d'ordre non entier pour $\mu = 1$.

La dérivée de l'équation (3.41) est donnée par :

$$\dot{S}_\omega = K_p \dot{\varepsilon}_\omega + K_i I^{\mu-1}(\varepsilon_\omega) \quad (3.42)$$

En utilisant les équations (2.22), (3.25) et (3.42), la dérivée de la surface de glissement peut être réécrite sous la forme :

$$\dot{S}_\omega = K_p \left(\dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t} (T_a - T_g - K_t \omega_r) \right) + K_i I^{\mu-1} (\omega_{ref} - \omega_r) \quad (3.43)$$

En remplaçant l'expression T_g par $T_{geq} + T_{gdisc}$ dans l'équation (3.43), on obtient :

$$\dot{S}_\omega = K_p \left(\dot{\omega}_{ref} - \frac{1}{J_t} (T_a - (T_{geq} + T_{gdisc}) - K_t \omega_r) \right) + K_i I^{\mu-1} (\omega_{ref} - \omega_r) \quad (3.44)$$

Pendant le mode de glissement et l'état stable on a : $S_\omega = \dot{S}_\omega = 0$ et $T_{gdisc} = 0$, ce qui permet de trouver l'expression de la commande équivalente donnée par :

$$U_{eq} = T_{geq} = (T_a - K_t \omega_r) - J_t \left(\dot{\omega}_{ref} + \frac{K_i}{K_p} I^{\mu-1} (\omega_{ref} - \omega_r) \right) \quad (3.45)$$

l'attractivité de la surface est présentée dans le théorème suivant.

Théorème 1. Considérons le système dynamique (2.22). Avec la surface de glissement d'ordre fractionnaire (3.41), alors, sous la loi de commande (3.10), (3.17) et (3.45), l'accessibilité de la surface de glissement d'ordre fractionnaire est garantie pour $K_p > 0$ et $K > 0$. De plus, dans ce

cas, la trajectoire du système converge vers la surface de glissement en temps fini t_s donné par $t_s = \frac{J_t \sqrt{2}}{K_p K} \sqrt{V(0)}$.

Preuve. L'analyse de l'accessibilité d'un mode de glissement dans le cas de la surface de glissement d'ordre fractionnaire actuel ne varie fondamentalement pas du cas de la surface de glissement entière. En fait, en considérant la fonction de Lyapunov

$$V = \frac{1}{2} S_\omega^T S_\omega = \frac{1}{2} S_\omega^2 \quad (3.46)$$

La dérivée de la fonction (3.46) est donnée par :

$$\dot{V} = S_\omega \cdot \dot{S}_\omega \quad (3.47)$$

En utilisant les équations (3.47), (3.10), (3.43) et (3.45) la dérivée temporelle de V peut être calculée par :

$$\dot{V} = -S_\omega \frac{K_p K}{J_t} \text{sign}(S_\omega) \quad (3.48)$$

de (3.17) et (3.48) on a

$$\dot{V} = -\frac{K_p K}{J_t} |S_\omega| \quad (3.49)$$

où, $\dot{V} < 0$ pour $K_p > 0$ et $K > 0$. Ceci garantit l'accessibilité de la surface de glissement.

De l'équation (3.46), la surface de glissement est donnée par :

$$S_\omega = \sqrt{2V} \quad (3.50)$$

en substitution l'équation (3.50) dans (3.49), on obtient :

$$\dot{V} = \frac{dV}{dt} = -\frac{K_p K}{J_t} \sqrt{2V} \quad (3.51)$$

$$\sqrt{V(t)} = -\frac{K_p K}{J_t \sqrt{2}} t + \sqrt{V(0)} \quad (3.52)$$

où $V(0)$ est la valeur initiale de la fonction Lyapunov.

à $t = t_s \Rightarrow V(t) = 0$, en utilisant (3.52), on aura finalement :

$$t_s = \frac{J_t \sqrt{2}}{K_p K} \sqrt{V(0)} \quad (3.53)$$

Par conséquent, lorsqu'on utilise la loi de commande (3.10), (3.17) et (3.45), les trajectoires du système (2.22) atteignent la surface de glissement d'ordre fractionnaire (3.41) avec un temps fini t_s donné par (3.53).

En remplaçant le terme (3.45) dans l'équation (2.22) de la dynamique de l'éolienne, on aura le modèle en mode glissant donné par :

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{J_t}((T_a - K_t \omega_r) - ((T_a - K_t \omega) - J_t(\dot{\omega}_{ref} + \frac{K_i}{K_p} I^{\mu-1}(\omega_{ref} - \omega_r)))) \quad (3.54)$$

$$\dot{\omega}_r = \dot{\omega}_{ref} + \frac{K_i}{K_p} I^{\mu-1}(\omega_{ref} - \omega_r) \quad (3.55)$$

La stabilité du système en boucle fermée durant le mode de glissement est indiquée dans le théorème suivant.

Théorème 2. Pour le système dynamique (2.22), avec la surface de glissement d'ordre fractionnaire (3.41). Alors, sous la loi de contrôle (3.10), (3.17) et (3.45), la stabilité du système en boucle fermée durant le mode de glissement est garantie pour $K_i/K_p > 0$.

Preuve. Pour étudier la stabilité du système en boucle fermée durant le mode de glissement, l'approche de stabilité de Lyapunov est utilisée. Considérons alors la fonction de Lyapunov

$$V_1 = \frac{1}{2} \varepsilon_\omega^T \varepsilon_\omega \quad (3.56)$$

La dérivée par rapport au temps de V_1 est

$$\dot{V}_1 = \dot{\varepsilon}_\omega^T \varepsilon_\omega \quad (3.57)$$

En substituant l'équation (3.25) dans (3.55) on obtient :

$$\dot{\varepsilon}_\omega = -\frac{K_i}{K_p} I^{\mu-1}(\varepsilon_\omega) \quad (3.58)$$

La fonction de transfert équivalente à l'équation (3.58) est donnée par :

$$s e_\omega(s) - e_\omega(0) = -\frac{K_i}{K_p} \frac{1}{s^{\mu-1}} \quad (3.59)$$

où s est l'opérateur de Laplace, $e_\omega(s)$ est la transformée de Laplace de $\varepsilon_\omega(t)$ et $e_\omega(0)$ est la valeur initiale de ε_ω .

Après réarrangement, l'équation (3.59) est écrite comme suit :

$$e_\omega(s) = \frac{s^{\mu-1}}{s^\mu + \frac{K_i}{K_p}} e_\omega(0) \quad (3.60)$$

Cette équation montre que la condition $K_i/K_p > 0$ garantit la stabilité du système en boucle fermée durant le mode de glissement.

Remarque. Notons que, de l'équation (3.55), la dynamique du système de mode de glissement ne dépend que des paramètres de la surface. Par conséquent, la variation de l'ordre non entier μ peut augmenter la performance dynamique du système à commander.

Dans notre cas, on prend $-2 < \mu < -1$ et nous avons utilisé l'approximation récursive d'Oustaloup (*ORA*) [141, 142].

3.10.2 Résultats de simulation

La stratégie de commande proposée est appliquée à la turbine éolienne. Les paramètres de la turbine éolienne sont donnés dans le tableau (3.1). Le profil de la vitesse du vent appliqué est indiqué sur la figure (3.34).

Tout d'abord, une loi de commande par modes glissants d'ordre un est appliquée à la turbine éolienne afin de la comparer aux résultats de la commande par mode glissant d'ordre fractionnaire.

La vitesse du rotor et sa référence, en utilisant la loi de commande par modes glissants d'ordre un, sont présentée sur la figure (3.35).

La surface de glissement et le coefficient de puissance sont respectivement illustrés sur les figures (3.36) et (3.37). Une bonne capacité de poursuite est observée mais elle est perturbée par les oscillations à haute fréquence (chattering).

La vitesse du rotor et sa référence, en utilisant la loi de commande par modes glissants d'ordre fractionnaire, sont présentées sur la figure (3.38). La surface de glissement et le coefficient de puissance sont respectivement présentés sur les figures (3.39) et (3.40). Une bonne capacité de

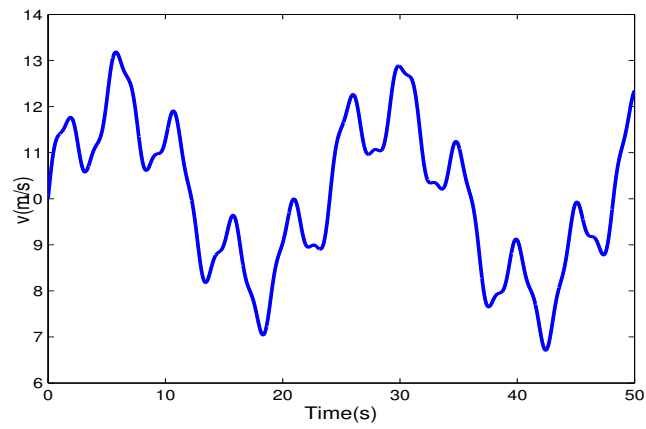


FIG. 3.34: Profil de la vitesse du vent.

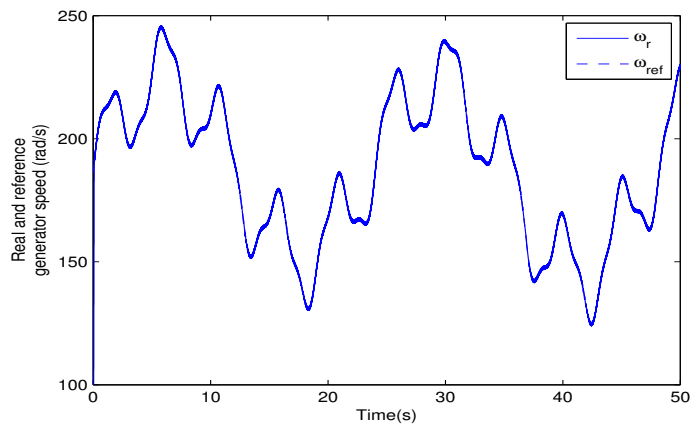


FIG. 3.35: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMG classique.

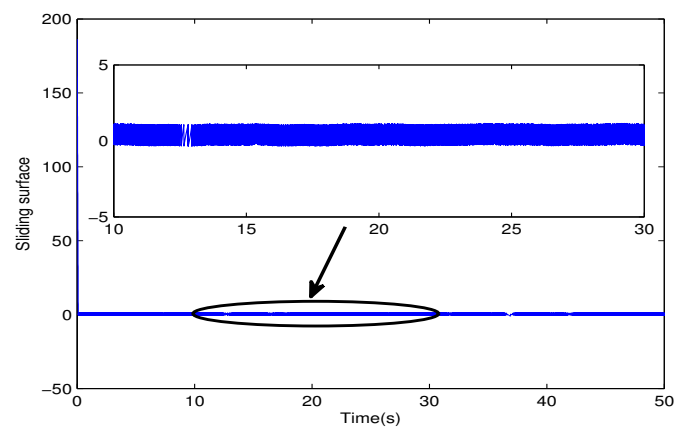


FIG. 3.36: Surface de glissement de la commande CMG classique.

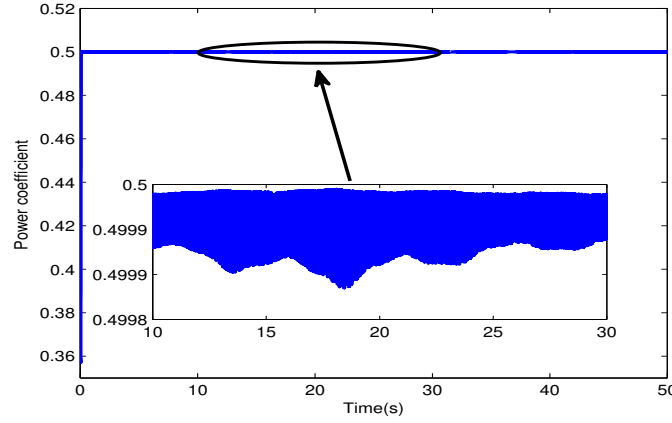


FIG. 3.37: Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMG classique.

poursuite est observée dans ce cas aussi et les oscillations à haute fréquence ont été supprimées. Comme nous pouvons le voir, le coefficient de puissance converge vers la référence désirée assez rapidement avec une bonne précision. Le tableau (3.5) résume le résultat de la comparaison du contrôleur par modes glissants avec la surface PI^μ pour différentes valeurs de μ . Les différents paramètres de comparaison sont

- Le temps de pic t_p qui est le temps nécessaire pour que la réponse atteigne le pic du dépassement,
- le dépassement M_p ,
- le temps de réponse t_s (temps de stabilisation) qui est le temps nécessaire à la réponse pour amortir tous les transitoires et est communément appelé le temps de réglage. Généralement, la valeur acceptable est fixé à deux ou cinq pour cent de la valeur finale.
- l'erreur ε_{ω_r} (en%) définie par l'équation (3.61)

$$\varepsilon_{\omega_r} = \frac{\omega_r - \omega_{ref}}{\omega_{ref}} * 100 \quad (3.61)$$

Du Tableau (3.5) et des figures (3.41), (3.42) et (3.43), on constate que la variation de l'ordre non entier μ a une influence directe sur la réponse du système. Ainsi, l'augmentation de μ est inversement proportionnelle au dépassement mais le fait que μ augmente engendre une augmentation de l'erreur et du temps de réponse.

Noter que le coefficient de puissance atteint la valeur optimale, c'est-à-dire que le point de puissance maximal PPM est atteint dans les deux cas (mode glissant avec surface de glissement

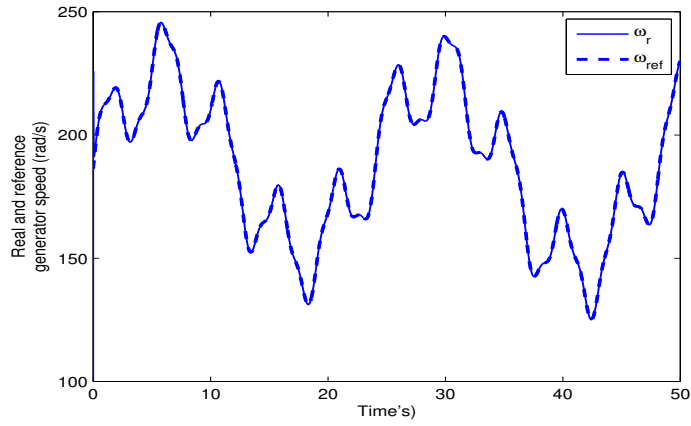


FIG. 3.38: Evolution de la vitesse de la turbine éolienne commandée par CMGOF et sa référence pour le contrôleur SMC fractionnaire.

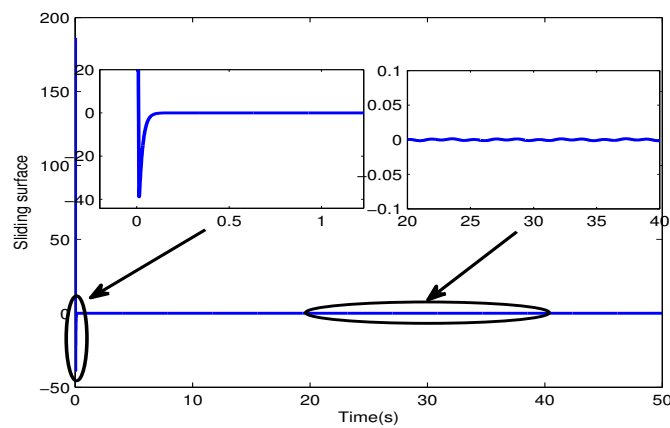


FIG. 3.39: Surface de glissement de la commande CMGOF.

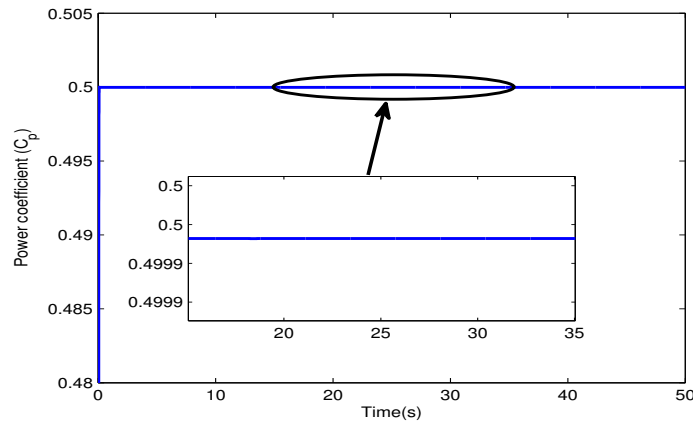


FIG. 3.40: Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMGOF.

TAB. 3.5: Résultat de la comparaison de la commande par modes glissants avec la surface PI^μ pour différentes valeurs de μ .

	μ	M_p (%)	t_p (s)	t_s (s)	ε_{ω_r} (%) (10^{-3})
PI^μ	1	20.79	0.013	0.06	0.184
	1.1	14.02	0.013	0.072	0.237
	1.2	9.531	0.014	0.086	0.332
	1.3	6.715	0.021	0.104	0.434
	1.4	5.187	0.036	0.124	0.553
	1.5	4.294	0.054	0.148	0.686
	1.6	3.729	0.077	0.175	0.852
	1.9	2.938	0.168	0.279	3.824

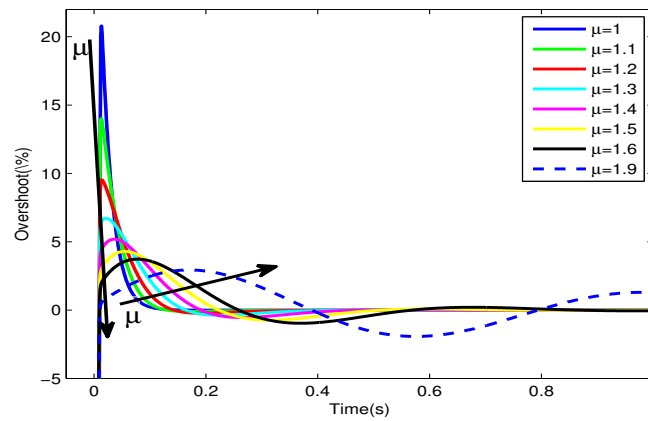
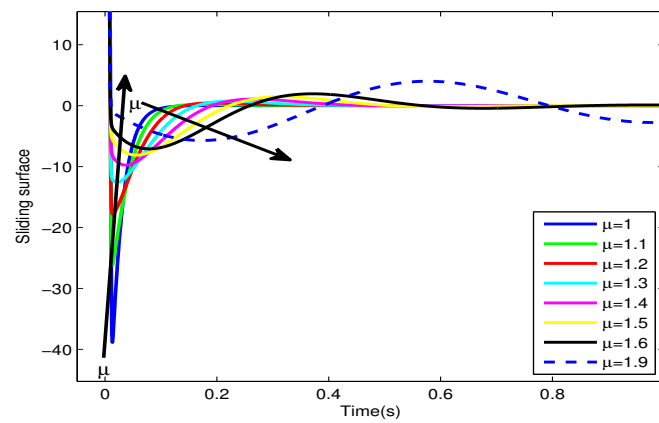
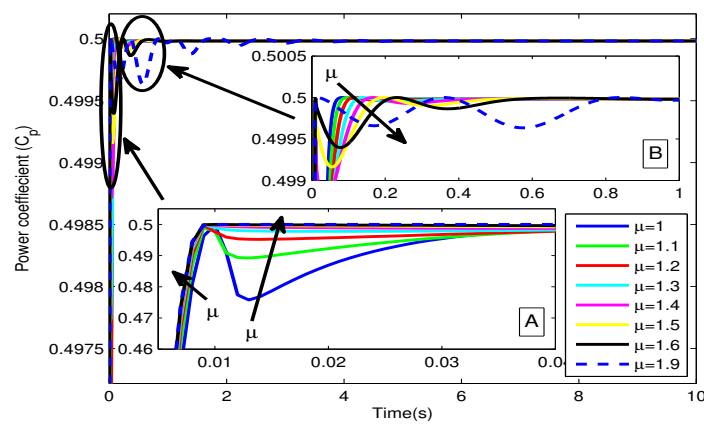


FIG. 3.41: Zoom du dépassement.

FIG. 3.42: Surface de glissement pour différente valeur de μ FIG. 3.43: Coefficient de puissance pour différente valeur de μ .

classique et mode glissant avec surface de glissement PI^μ).

À partir de ces résultats de simulation, nous pouvons conclure que la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire proposée est meilleure que la commande par modes glissants d'ordre entier classique en ce qui concerne l'annulation du chattering et le suivi de la consigne.

Enfin, et afin de compléter l'analyse des performances de la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire, des tests de robustesse sont effectués. Il s'agit notamment de tester les performances de la loi de commande lors de la présence des perturbations externes, des erreurs de modélisation ainsi que des bruits de mesure.

✓ *Rejet de perturbation*

Le schéma de simulation est celui de la figure (3.13) où la perturbation est ajoutée à la sortie du régulateur. La forme de la perturbation est donnée à la figure (3.44).

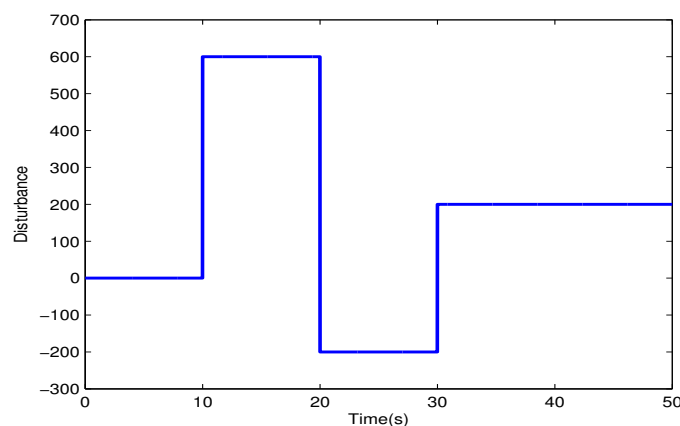


FIG. 3.44: Allure du signal de perturbation

Malgré cette de perturbation, les figures (3.45) et (3.46) montrent un excellent suivi de la consigne. En effet, la présence de la perturbation n'a pratiquement aucune influence sur le suivi de la consigne. Par conséquent, on peut conclure que le schéma de commande par modes glissant fractionnaire proposé est robuste vis à vis des perturbations.

✓ *Incertitudes paramétriques*

Dans cette partie, nous étudions la robustesse de la commande proposée par rapport à la variation des paramètres de la turbine. Les incertitudes incorporées sont présentées dans le tableau (3.6). Ces variations sont de $\pm 20\%$ par rapport aux valeurs nominales.

L'évolution de la vitesse du rotor et sa référence sont illustrés sur les figures (3.47) et (3.48),

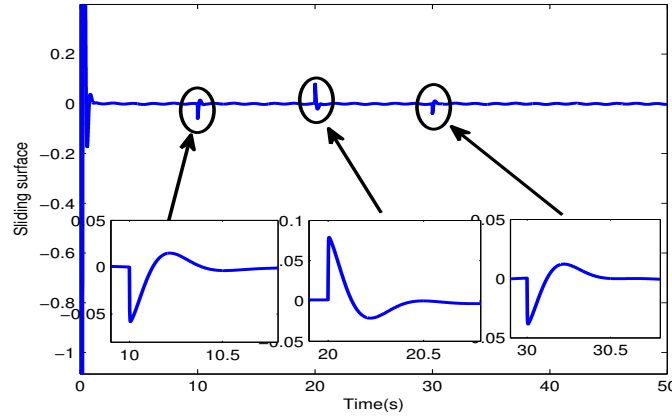


FIG. 3.45: Surface de glissement pour CMGOF en présence de la perturbation pour ($\mu = 1.5$).

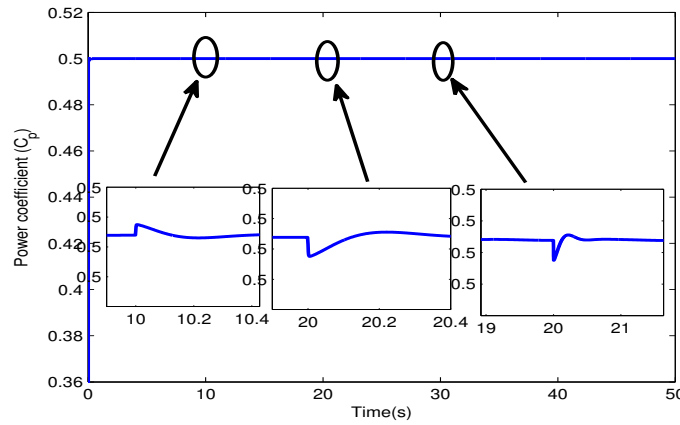


FIG. 3.46: Coefficient de puissance de la turbine commandée par CMGOF en présence de perturbation pour ($\mu = 1.5$).

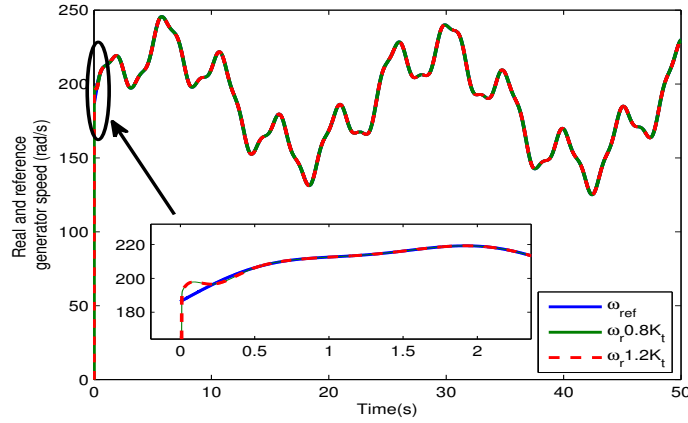
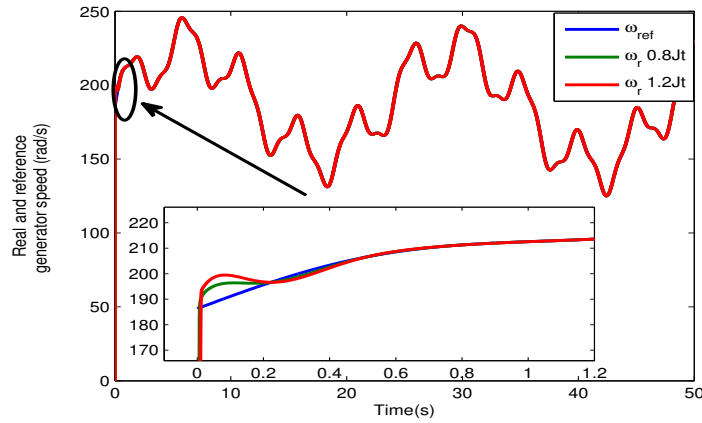
respectivement. Au vu de ces résultats, on peut conclure, dans cet exemple particulier, que les variations du coefficient de frottement total (K_t) et de l'inertie totale de la turbine n'ont pas d'impact significatif sur les performances de la commande (dépassement, temps de montée et bande du chattering).

✓ Filtrage du bruit

Dans cette partie, nous étudions la robustesse de la structure de commande par mode glissant par modes glissants d'ordre fractionnaire par rapport au filtrage de bruit. Le schéma de simulation est représenté sur la figure (3.28) où le bruit est ajouté à la sortie du capteur de vitesse du générateur. La signal du bruit ajouté est donnée par la figure (3.49).

TAB. 3.6: Plage de variation des paramètres du système.

Paramètres	Variation
Inertie total de la turbine (J_t)	$\pm 20\%$
Coefficient de frottement total (K_t)	$\pm 20\%$


FIG. 3.47: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMGOF lors d'une variation du coefficient de frottement K_t de $\pm 20\%$ pour $(\mu = 1.5)$.

FIG. 3.48: Evolution de la vitesse de la turbine commandée par CMGOF lors d'une variation du coefficient d'inertie J_t de $\pm 20\%$ pour $(\mu = 1.5)$.

Le résultat est représenté sur la figure (3.50), il montre l'impact du bruit ajouté sur la qualité du signal de sortie. Cette figure montre que le bruit à haute fréquence est bien filtré par la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire.

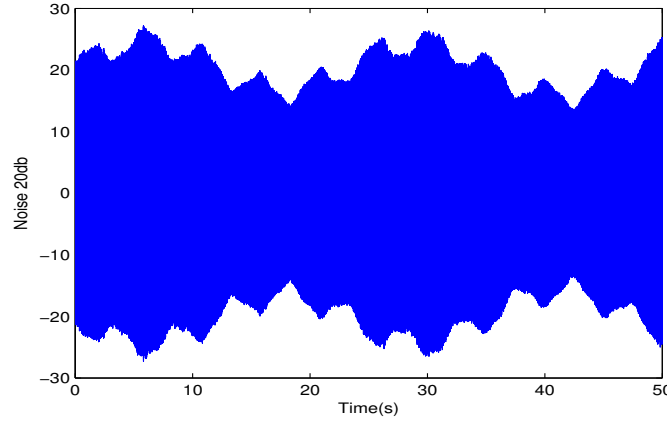
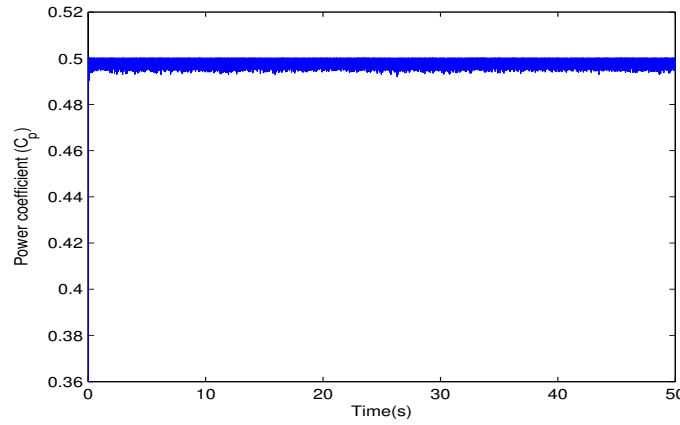


FIG. 3.49: Bruit de capteur.

FIG. 3.50: Coefficient de puissance de la turbine en présence des bruits SNR 20dB ($\mu = 1.5$).

Selon les résultats de simulation, nous voyons que les performances de la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire proposée, en termes de régulation, est meilleure comparée à la commande par modes glissants d'ordre entier. La stratégie de commande proposée n'introduit pas de contraintes mécaniques sur le groupe motopropulseur de l'éolienne. En effet à partir du tableau (3.5) on voit que dans le cas entier ($\mu = 1$), le dépassement est très important, il est égal à 20,79 %, ce qui est une valeur inacceptable. Par conséquent, l'intégral fractionnaire introduite dans la surface de glissement permet de réduire la valeur du dépassement tout en gardant l'erreur petite et acceptable.

De plus, la commande par modes glissants d'ordre entier est connue pour sa robustesse vis-à-vis des perturbations externes, des incertitudes du modèle et du bruit. Pour montrer que le

composant fractionnaire que nous avons introduit dans la surface de glissement ne change pas cette caractéristique, plusieurs simulations ont été faites. Les résultats obtenus montrent que le contrôleur proposé est robuste vis-à-vis des perturbations externes, comme le montrent les figures (3.45) et (3.46) ainsi que pour l'incertitude et le bruit du modèle comme indiqué dans les figures (3.47), (3.48) et (3.50). Les résultats de cette méthode proposée ont été publiés dans [12]

3.11 Conclusion

La première partie de ce chapitre a été consacrée à la présentation de la théorie de la commande par modes glissants. On a, en particulier, mis en évidence les différentes structures de commutation et la conception de la commande par modes glissants.

Dans la seconde partie, après avoir présenté les notions de bases de la commande par modes glissants classique d'ordre un et l'algorithme Super-Twisting, ces méthodes ont été appliquées pour la commande de la turbine de niveau 1 afin de les comparer aux nouvelles structures que nous avons proposées.

La troisième et dernière partie de ce chapitre a été consacrée à la présentation et au développement des différentes structures de commande proposées. Toutes ces structures de commande avancées pour l'optimisation de la puissance de la turbine montrent d'excellents résultats que ce soit la poursuite du point de puissance maximal que l'élimination du chattering et la réduction du temps de réponse.

Une autre structure de commande, basée sur la commande synergétique est proposée dans cette thèse. Cette structure de commande fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 4

Structures de commande basées sur la commande synergétique

4.1 Introduction

La commande synergétique est un système de commande non linéaire utilisé pour contrôler les systèmes en utilisant leur modèle dans l'espace d'état. Comparée à une autre commande non linéaire telle que CMG, commande synergétique et CMG partagent de nombreuses similitudes telles que la réduction des commandes et le design de la procédure de découplage. Alors que CMG souffre de l'effet de chattering engendré par la fréquence de commutation variable du contrôleur, la commande synergétique n'a pas ce problème.

La théorie de la commande synergétique (TCS) est un algorithme de résolution de systèmes d'équations non linéaires ; il crée des systèmes d'équations dynamiques à partir des systèmes d'origine avec des propriétés connues. Il ne nécessite pas la linéarisation du modèle et utilise explicitement un modèle non linéaire pour la synthèse de la commande.

La commande synergétique a été introduite la première fois par des chercheurs Russes [99], ensuite elle a été appliquée avec succès dans le domaine des commandes de l'électronique de puissance [88, 112, 113]. Dans [75], la commande synergétique est proposée comme une technique de commande non linéaire pour commander les systèmes photovoltaïques et il est montré en utilisant la simulation que la commande synergétique élimine l'effet de chattering par rapport à la commande par modes glissants. Le contrôleur synergétique qui a reçu beaucoup d'attention pour les systèmes d'ordres entiers peut également être conçu pour des systèmes d'ordre fractionnaire

comme il est montré dans [60].

Dans ce chapitre, la commande synergétique sera appliquée pour le contrôle de la turbine pour extraire la puissance maximale. elle sera ensuite utilisée pour la commande d'un système de conversion d'énergie éolienne complet. Une nouvelle approche basée sur l'introduction de l'ordre fractionnaire sera également proposée.

Ce chapitre regroupe toutes les structures de commande basées sur la commande synergétique. Deux types de commande sont proposées. La première est une commande non-linéaire synergétique et la seconde est une commande non-linéaire synergétique fractionnaire. Dans un premier temps, la commande non-linéaire synergétique sera appliquée pour un système éolien afin qu'il puisse fonctionner dans son point optimum, commande de niveau 1. Ensuite, elle sera appliquée pour contrôler la tension du bus continu dc-link d'un SCEE complet composé d'une génératrice à double alimentation. De même pour la commande non-linéaire synergétique fractionnaire proposée, elle sera appliquée pour un système éolien afin qu'il puisse fonctionner dans son point optimum, commande niveau 1. Ensuite, elle sera appliquée et validée expérimentalement sur un banc d'essai d'un système de conversion d'énergie éolienne complet, commande niveau 2.

4.2 Conception du contrôleur synergétique

La procédure de conception de la théorie de la commande synergétique suit la méthode ADAR (Analytical Design of Aggregated Regulator) [99]. Considérons que le système dynamique à commander soit décrit par un ensemble d'équations non linéaires de dimension n donné par :

$$\frac{dx(t)}{dt} = f(x, u, t) \quad (4.1)$$

où x est le vecteur d'état de dimension n , u est le vecteur de commande de dimension m et $f(\cdot)$ est une fonction non linéaire et continue dans le temps.

La conception de la commande synergétique commence par le choix des macro-variables définies en fonction des variables d'état du système sous forme de relations algébriques entre ces variables qui reflètent les caractéristiques des exigences de la conception.

$$\psi = \psi(x, t) \quad (4.2)$$

$\psi(x, t)$ est une fonction définie par l'utilisateur en fonction des variables d'état du système et ψ est la macro-variable. Le nombre de macro-variables n'excède pas le nombre de variables à contrôler. Ces macro-variables peuvent être définies sous forme de combinaisons linéaires des variables d'état et déterminent les propriétés du mouvement du système (4.2).

Selon les paramètres de contrôle, le temps de réponse, les limitations de la commande, etc, les caractéristiques de la macro-variable peuvent être choisies par le concepteur. L'objectif de la commande synergétique est de forcer le système à fonctionner sur la " manifold " où la macro-variable est égale à zéro. L'évolution dynamique souhaitée de la macro-variable est donnée par l'équation différentielle du premier ordre

$$T\dot{\psi} + \psi = 0; \quad T > 0 \quad (4.3)$$

Où T est un paramètre de conception qui spécifie la vitesse de convergence du système en boucle fermée à la variété spécifiée par la macro-variable égale à zéro, $\dot{\psi}$ est la dérivée de la macro-variable agrégée. La solution de cette équation différentielle donne la fonction suivante pour $\psi(t)$

$$\psi(t) = \psi_0 e^{\frac{-t}{T}} \quad (4.4)$$

Remarque : $\psi(t)$ est attirée vers l'intersection de la " manifold " $\psi = 0$ à partir de n'importe quelle condition initiale ψ_0 .

En tenant compte de la chaine de la différentiation qui est donnée par :

$$\dot{\psi} = \frac{d\psi}{dx} \frac{dx(t)}{dt} \quad (4.5)$$

En combinant les équations (4.1), (4.3) et (4.5), on obtient :

$$T \frac{d\psi}{dx} f(x, u, t) + \psi = 0 \quad (4.6)$$

En résolvant l'équation (4.6) pour u , la loi de commande est alors exprimée par :

$$u = g(x, \psi(x, t), T, t) \quad (4.7)$$

Cette équation montre que la loi de commande dépend de la macro-variable et du paramètre de contrôle T et pas seulement des variables d'état du système. En d'autres termes, le concep-

teur peut choisir une macro-variable appropriée et un paramètre de contrôle spécifique T , afin de choisir les caractéristiques du contrôleur. Dans la conception du contrôleur synergétique défini ci-dessus, il est clair qu'il agit sur le système non linéaire et la linéarisation ou la simplification du modèle n'est pas nécessaire comme c'est souvent le cas pour les approches de contrôle traditionnelles.

La stabilité du système peut être déterminée en utilisant la fonction de Lyapunov

$$V = \frac{1}{2}\psi(x, t)^2 \quad (4.8)$$

La dérivée de cette fonction est donnée par :

$$\dot{V} = \dot{\psi}(x, t)\psi(x, t) = -\frac{1}{T}\psi(x, t)^2 < 0 \quad \text{si } T > 0 \quad (4.9)$$

L'équation (4.9) montre que la stabilité du mouvement du système en boucle fermée vers l'attracteur n'est pas compromise par les propriétés non linéaires du modèle du système (2.22) et que le mouvement du système est stable tant que le paramètre T est supérieur à zéro.

Il est intéressant de noter que la loi de la commande synergétique garantit la stabilité globale sur le domaine choisi. Ceci signifie qu'une fois que l'hypersurface est atteinte le système n'est pas supposé la quitter.

4.3 Similitudes et différences entre la commande synergétique et la commande par modes glissants

Après avoir décrit la procédure de la commande synergétique, il convient de discuter de certaines de ses caractéristiques et de les comparer à la commande par modes glissants classique, car il existe des similitudes, mais aussi des différences significatives [170].

Similitudes

- La commande synergétique et la commande par modes glissants ont pour but de forcer le système à fonctionner sur la surface $S = 0$ (macro-variable $\psi = 0$). Ceci introduit une contrainte algébrique sur le système une fois qu'il atteint le collecteur, réduisant son ordre. C'est la soi-disant propriété de réduction d'ordre. Noter qu'il appartient au concepteur de sélectionner une surface (macro-variable) appropriée afin que le nouveau système restreint ait la stabilité et les caractéristiques dynamiques requises.

- Une autre propriété commune aux deux théories de commande est la propriété dite de *découplage*. Le problème de contrôle peut être divisé en deux problèmes plus petits, qui peuvent être résolus séparément, l'un lié à la dynamique sur la surface (macro-variable), et l'autre lié à la dynamique hors de la surface (macro-variable).

Différences

- La loi de commande qui définit comment le système atteint la surface choisie est différente. Par exemple, dans la loi de commutation (3.1), lorsque l'entrée de contrôle est simplement le temps d'activation et de désactivation de l'interrupteur (entrée manipulée discontinue). Ainsi, la fréquence de commutation est variable et incontrôlable ce qui fait que CMG a besoin d'une large bande dans l'implémentation numérique, avec des chances de plus de bruit dans le système.
- Cependant, la commande synergétique est une loi de commande continue selon l'équation (4.4). La commande synergétique a de bonnes propriétés comme le taux de convergence contrôlé T vers la macro-variable en plus, une bande passante faible qui la rend plus adaptée aux implémentations numériques.
- La commande synergétique élimine le problème de chattering rencontré dans CMG.
- La commande synergétique utilise les paramètres du modèle du système qui le rend dépendant du modèle du système. Cependant, CMG n'a pas besoin d'un modèle du système dans l'entrée de commande.

4.4 Commande non linéaire synergétique

Dans cette section, la commande non linéaire synergétique est appliquée pour la commande de la turbine éolienne afin qu'elle puisse fonctionner dans son point optimal. Ensuite, elle est appliquée pour la commande de la tension du bus continu d'un système de conversion d'énergie éolienne.

4.4.1 Application pour la commande de la turbine éolienne

Cet section se concentre sur l'amélioration de l'efficacité des systèmes d'éoliennes, c'est à dire maximiser la puissance de sortie fournie par l'éolienne. Pour ce faire, il est nécessaire d'avoir un bon contrôleur. Dans cette partie, nous utilisons une commande synergique non linéaire. La théorie de la commande synergétique est appliquée pour atteindre le suivi du point de puissance

maximum (MPPT) d'un système de conversion d'énergie à vitesse variable. Une comparaison avec la commande robuste par modes glissants permettra de montrer l'efficacité de la commande proposée.

Objectif et conception du contrôleur

Les paramètres de l'éolienne sont évalués en fonction de la configuration du modèle et ils sont également fixes. Selon les équations (2.8) et (2.10), à n'importe quelle vitesse du vent, la puissance extraite par l'éolienne dépend uniquement de la valeur de C_p . Par conséquent, pour une turbine à angle constant, la puissance captée est habituellement dominée par la valeur de C_{pmax} et cette valeur dépend de la vitesse du rotor de l'éolienne. Afin d'obtenir la puissance de sortie maximale à partir de la vitesse du vent, la turbine doit fonctionner au TSR optimal. Dans cette étude, on a adopté la stratégie de commande du rapport de vitesse de pointe (TSR) avec une commande non linéaire. Cette commande est basée sur une commande synergétique non linéaire.

Dans cette partie, deux types de macro-variables sont utilisés.

- Premièrement, considérons la macro-variable la plus simple, donné par :

$$\psi_{\omega 1} = \omega_{ref} - \omega_r \quad (4.10)$$

L'objectif de la commande synergétique est de forcer le système à fonctionner sur la " manifold " où la macro-variable est égale à zéro. Selon le schéma évolutif de la théorie de la commande synergétique, l'évolution de la dynamique souhaitée de la macro-variable est donnée par l'équation (4.3).

En substituant l'équation (4.10) dans l'équation (4.3), on aura

$$T(\dot{\omega}_{ref} - \dot{\omega}_r) + (\omega_{ref} - \omega_r) = 0 \quad (4.11)$$

En remplaçant l'équation de la dynamique de l'éolienne (2.22) dans (4.11) et en réarrangeant un peu l'équation, on obtient

$$T_g = T_a - K_t \omega_r - \frac{J_t}{T}(\omega_{ref} - \omega_r + T\dot{\omega}_{ref}) \quad (4.12)$$

•Deuxièmement, utilisons la macro-variable donnée par l'équation (4.13) qui consiste à insérer un terme intégral de l'erreur dans la loi de commande pour obtenir une erreur égale à zéro.

$$\psi_{\omega 2} = K_p(\omega_{ref} - \omega_r) + K_I \int (\omega_{ref} - \omega_r) \quad (4.13)$$

où K_p et K_I sont les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable non linéaire.

En substituant l'équation (4.13) dans (4.3), on aura

$$T \left(K_p(\dot{\omega}_{ref} - \dot{\omega}_r) + K_I(\omega_{ref} - \omega_r) \right) + K_p(\omega_{ref} - \omega_r) + K_I \int (\omega_{ref} - \omega_r) = 0 \quad (4.14)$$

En remplaçant une nouvelle fois l'expression de la dynamique de l'éolienne (2.22) dans l'équation (4.14) et en réarrangeant l'équation, on obtient

$$T_g = T_a - K_t \omega_r - J_t \left(\dot{\omega}_{ref} + \frac{1}{K_p} \left(\frac{\psi_{\omega 2}}{T} + K_I(\omega_{ref} - \omega_r) \right) \right) \quad (4.15)$$

Résultats de simulation

Dans cette partie, les résultats de simulation de la turbine éolienne basée sur la commande non linéaire synergétique, obtenus sous Matlab / Simulink sont présentés et commentés. Les paramètres utilisés pour ce système sont indiqués dans le tableau (3.1).

Pour étudier le comportement et l'efficacité de la commande non linéaire synergétique, une comparaison avec la commande synergétique utilisant une macro variable plus simple est présentée.

Les résultats de la commande synergétique utilisant la macro-variable $\psi_{\omega 1}$ sont présentés dans les figures (4.1), (4.2) et (4.3). Nous pouvons voir clairement que la vitesse de rotation converge vers la référence souhaitée avec une bonne dynamique et suit parfaitement la référence.

Pour simuler une perturbation, on considère qu'elle agit sur la turbine en tant que couple externe. La perturbation est ajoutée à la sortie du contrôleur. Les amplitudes de cette dernière sont $600Nm$, $-400Nm$ et $200Nm$ à $5s < t < 15s$, $15s < t < 25s$ et $25s < t < 30$, respectivement.

Après l'addition de la perturbation, les figures (4.4) et (4.5) montrent un excellent suivi de référence et rejet de la perturbation pour la commande synergétique avec la macro-variable $\psi_{\omega 2}$, contrairement à la commande synergétique avec la macro-variable $\psi_{\omega 1}$. L'avantage de la commande synergétique utilisant la macro-variable $\psi_{\omega 2}$ par rapport à la commande synergétique

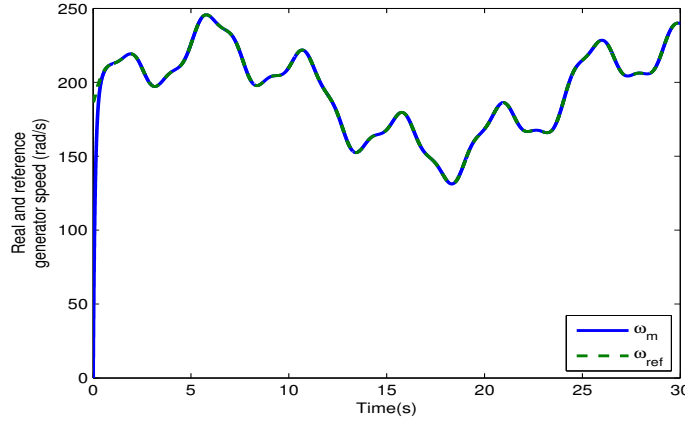


FIG. 4.1: Vitesse du générateur et sa référence pour la commande synergétique avec la macro-variable linéaire $\psi_{\omega 1}$.

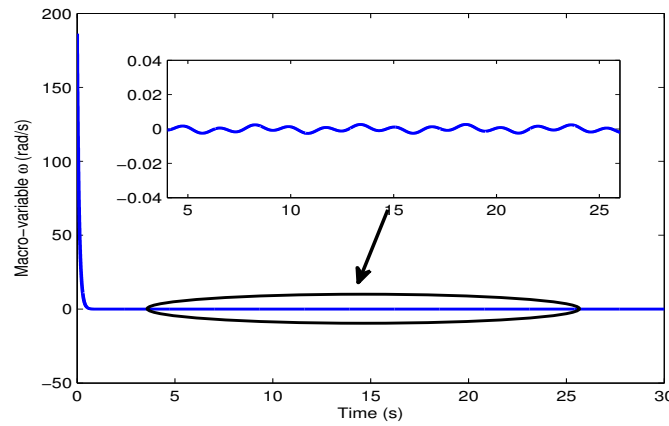


FIG. 4.2: Evolution de la macro-variable $\psi_{\omega 1}$.

utilisant la macro-variable $\psi_{\omega 1}$ est l'incorporation du terme intégral d'erreur qui permet d'annuler l'erreur malgré la présence de la perturbation. Les résultats de cette méthode ont été publiés dans [8].

4.4.2 Application pour la commande de la tension du bus continu dc-link d'un SCEE complet avec une GADA connectée au réseau

Dans cet section, la commande synergétique non linéaire est appliquée au générateur d'induction à double alimentation (GADA) connecté au réseau dans un système de conversion d'énergie éolienne. Le GADA utilisé consiste en un générateur d'induction à double alimentation relié au

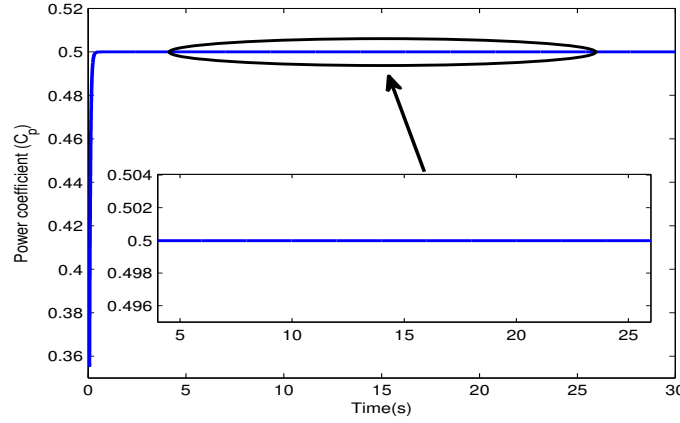


FIG. 4.3: Coefficient de puissance de la turbine éolienne pour la commande synergétique avec la macro variable linéaire $\psi_{\omega 1}$.

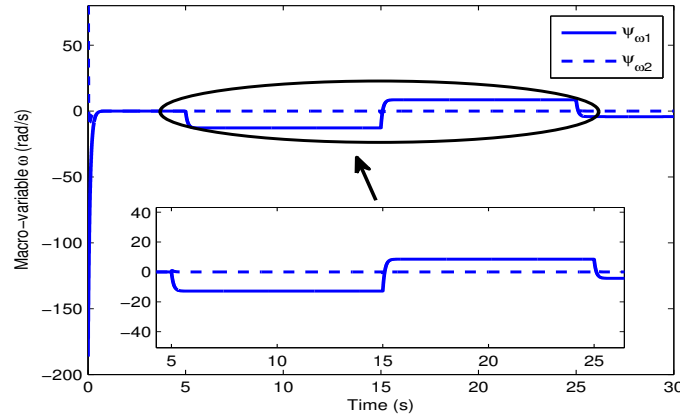


FIG. 4.4: Evolution des macro-variable $\psi_{\omega 1}$ et $\psi_{\omega 2}$ en présence de la perturbation.

rotor par l'intermédiaire d'un convertisseur électronique de puissance à échelle réduite back-to-back, un convertisseur côté rotor et un convertisseur côté réseau comme il est montré dans la figure (1.10). Cette configuration a un contrôle total de la vitesse, contrôle total sur le couple électrique, fonctionne dans le cas des perturbations du réseau et prend également en charge la compensation de la puissance réactive. La commande synergétique non linéaire est appliquée au convertisseur côté réseau pour la régulation de la tension du bus continu dc-link.

La méthode de commande synergétique non linéaire est appliquée et validée par des simulations. Les résultats de simulation du système de conversion d'énergie éolienne basés sur la commande synergétique, obtenus sous Matlab/Simulink/Simpower sont représentés et com-

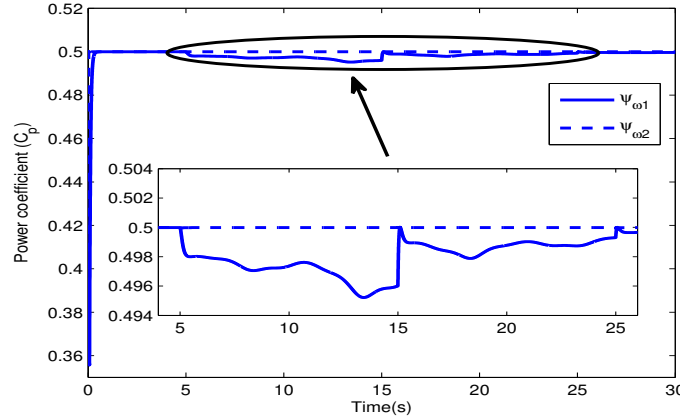


FIG. 4.5: Coefficients de puissance de la turbine éolienne avec la commande synergétique pour les deux macro-variables $\psi_{\omega 1}$ et $\psi_{\omega 2}$ en présence de la perturbation.

mentés. Pour étudier le comportement et l'efficacité de la commande non linéaire, utilisant une macro-variable PI, une comparaison avec la commande synergétique utilisant une macro-variable classique est dans ce cas aussi présentée.

Concernant la commande du convertisseur côté générateur, des régulateurs proportionnel intégrale PI sont utilisés.

Formulation du problème

Pour contrôler la tension du bus continu, deux types de macro-variables (macro-variable linéaire et macro-variable non-linéaire) sont utilisées.

- Premièrement, considérons la macro-variable simple donnée par :

$$\psi_{V_{dc}1} = V_{dc}^* - V_{dc} \quad (4.16)$$

où V_{dc}^* et V_{dc} sont les tensions de référence et mesurée du bus continu, respectivement. Selon le schéma évolutif de la théorie de la commande synergétique, l'évolution de la dynamique souhaitée de la macro-variable est donnée par l'équation (4.3).

En substituant l'équation (4.16) dans l'équation (4.3) et en utilisant l'équation (2.56), la sortie du contrôleur est donnée par :

$$i_{gq}^* = -\frac{2CV_{dc}^*}{3V_s} \left(\dot{V}_{dc}^* + \frac{1}{T} \left(K_p V_{dc}^* - V_{dc} \right) - \frac{I_r}{C} \right) \quad (4.17)$$

•Deuxièmement, considérons la macro-variable donnée par :

$$\psi_{V_{dc}} = K_p(e_{V_{dc}}) + K_I \int (e_{V_{dc}}) \quad (4.18)$$

où K_p et K_i sont les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable et $e_{V_{dc}} = V_{dc}^* - V_{dc}$. Selon le schéma évolutif de la théorie de la commande synergétique, l'évolution de la dynamique souhaitée de la macro-variable est donnée par l'équation (4.3).

En substituant l'équation (4.18) dans l'équation (4.3) et en utilisant l'équation (2.56), la sortie du contrôleur est dans ce cas donnée par

$$i_{gq}^* = -\frac{2CV_{dc}^*}{3V_s} \left(\dot{V}_{dc}^* + \frac{1}{TK_p} \left(K_p e_{V_{dc}} + TK_I \psi_{V_{dc}} + K_I e_{V_{dc}} dt \right) - \frac{I_r}{C} \right) \quad (4.19)$$

Les expression (4.17) et (4.19) sont les actions de la commande désirée pour la commande de la tension du bus continu. Ces lois de commande forcent la trajectoire variable de la tension du bus continu à satisfaire l'équation (4.3).

Résultats de simulation

Pour montrer l'efficacité de la commande synergique non linéaire proposée, des simulations obtenues sous l'environnement MATLAB/Simulink/Simpower sont présentées sur un système de conversion d'énergie éolienne basé sur un GADA typique connecté au réseau. Les paramètres du GADA sont donnés dans la tableau (4.1). Les performances de la commande synergétique non linéaire proposée sont comparées à la commande synergétique classique. Dans cette étude, la variation de la vitesse du vent en mètres par seconde est de 15, 11 et 14 à 3 et 7 secondes. La puissance réactive est fixée à 0 pour obtenir un facteur de puissance unitaire. La valeur de la tension du bus continu est fixée à 1150 volts.

Les figures. (4.6) (a), (4.9) (a) et (4.6) (b), (4.9) (b) montrent la vitesse du générateur et la tension du bus continu (dc-link), respectivement. Ces résultats montrent que, malgré la variation de la vitesse, les deux commandes synergétiques permettent au système de suivre parfaitement la consigne de la tension du bus continu dc-link. Mais comme il est montré dans les figures (4.6) (c) et (4.9) (c), l'erreur de la tension du bus continu de l'état d'étude de la commande synergétique classique est plus grande que celle de la commande synergétique non linéaire.

Les résultats de simulation pour la puissance active et réactive pour les deux contrôleurs sont montrés sur les figures (4.6) (d) et (4.9) (d). Il peut être montré à partir de ces figures que la

TAB. 4.1: Paramètres du GADA.

Paramètres du GADA	
Puissance	$1.510^6 W$
Tension nominale	$575(V_{rms})$
Fréquence	$60Hz$
Nombre de paires de pôles	3
Résistance du rotor	$0.016(pu)$
Résistance du stator	$0.023(pu)$
Inductance du rotor	$0.6(pu)$
Inductance du stator	$0.18(pu)$
Inductance mutuel	$2.9(pu)$

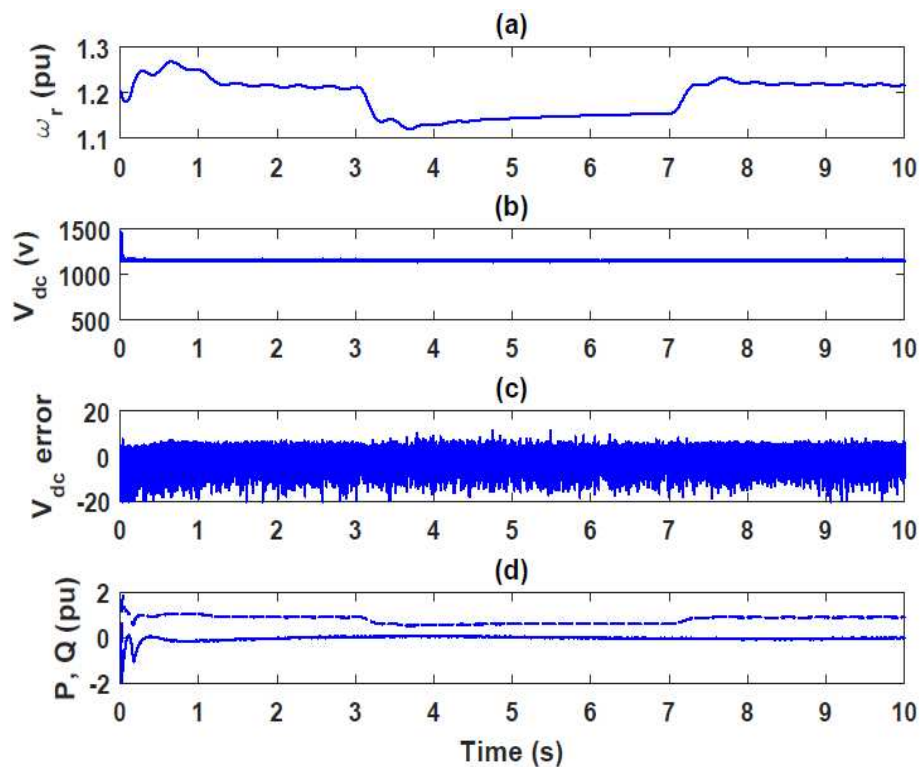


FIG. 4.6: Performances de la commande synergétique classique sous la vitesse variable et la tension du bus continu (dc-link) constante. (a) vitesse mesurée, (b) tension de liaison dc mesurée, (c) erreur de la tension de liaison dc, (d) puissance active et réactive.

puissance active suit la puissance maximale lorsque la vitesse change. La puissance réactive est maintenue à zéro, ce qui signifie que le système de conversion d'énergie éolienne fonctionne avec

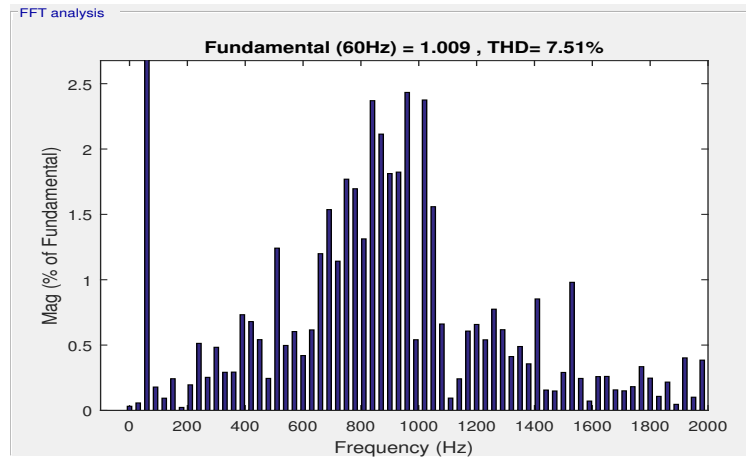


FIG. 4.7: THD de la tension de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable simple.

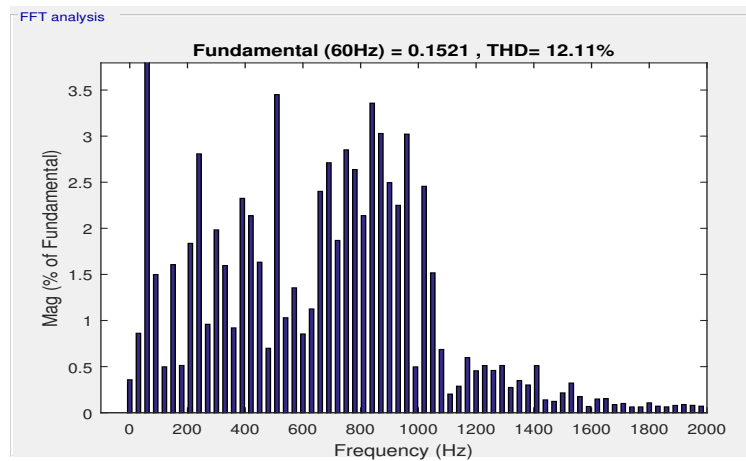


FIG. 4.8: THD du courant de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable simple.

un facteur de puissance unitaire.

Les figures (4.7), (4.10) et (4.8), (4.11) montrent respectivement la distorsion harmonique totale (THD taux harmonic distortion pour son acronyme anglais) générée par la tension et le courant. Nous pouvons voir clairement l'efficacité et la performance de la commande synergétique non linéaire proposée par rapport à la commande synergétique classique.

Comme le montre les résultats de cette section la commande synergétique non linéaire offre de meilleur résultats que ce soit pour la commande de la turbine ou bien pour la commande de la tension du bus continu. Les résultats de cette commande ont fait l'objet d'une publication

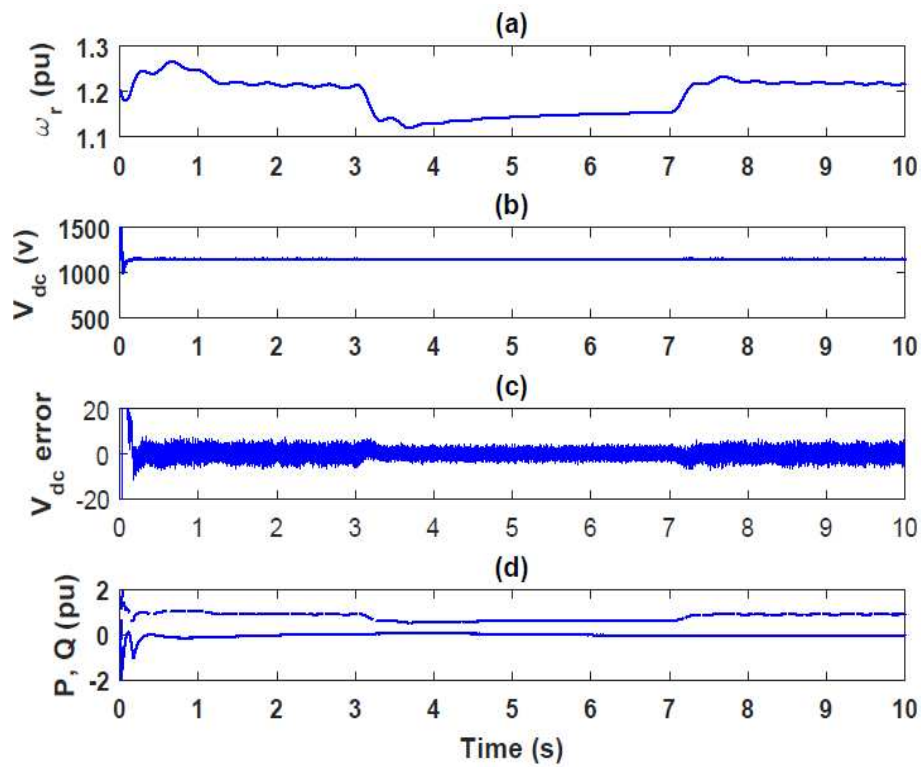


FIG. 4.9: Performances de la commande non linéaire synergétique proposé sous la vitesse variable et la tension du bus continu (dc-link) constante (a) vitesse mesurée, (b) tension de liaison dc mesurée, (c) erreur de la tension de liaison dc, (d) puissance active et réactive.

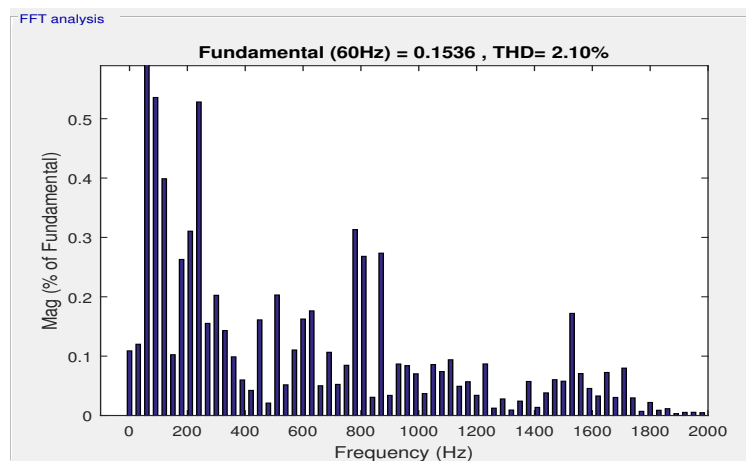


FIG. 4.10: THD du courant de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable non linéaire.

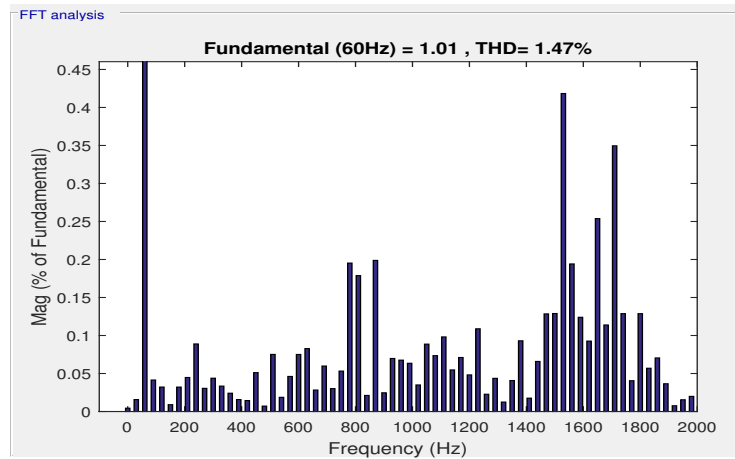


FIG. 4.11: THD de la tension de la phase (a) injectée sur le réseau obtenue par la commande synergétique utilisant une macro-variable non linéaire.

dans [11]. Dans la suite de ce chapitre on propose un autre type de commande qui est basé sur la commande synergétique non linéaire fractionnaire.

4.5 Contrôle non linéaire synergétique fractionnaire

Dans cette section, la commande non linéaire synergétique fractionnaire est appliquée pour la commande de la turbine éolienne afin qu'elle puisse fonctionner dans son point optimal, ensuite elle est appliquée pour la commande d'un système de conversion d'énergie éolienne complet. Afin de valider cette commande des résultats expérimentaux ont également été effectués sur un banc d'essai.

4.5.1 Application à la turbine éolienne de la commande non linéaire synergétique fractionnaire

Cette section se concentre sur l'amélioration de l'efficacité des systèmes éoliens, afin de maximiser la puissance de sortie fournie par l'éolienne. Nous présentons une nouvelle conception de la commande synergétique non linéaire fractionnaire (CSNF) appliquée pour atteindre le suivi de point de puissance maximale d'un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable. L'ordre fractionnaire est introduit en prenant une macro-variable avec une intégrale fractionnaire. L'objectif principal du nouveau design de la CSNF est d'améliorer la performance de la loi de commande synergétique. Trois types de macro-variables sont proposés pour comparer et

montrer l'avantage de la nouvelle macro-variable proposée. Ces commandes sont testées avec une turbine éolienne dans un environnement Matlab/Simulink.

Formulation du problème

Dans la section précédente (Conception du contrôleur synergétique), la méthode décrite nécessite de commencer par définir une macro-variable ψ . Ainsi, sur la base de l'équation (2.22), il est facile de savoir que la sortie du régulateur de la turbine peut être commandée en contrôlant ω_r .

Dans cette partie, on propose une nouvelle structure de commande non linéaire fractionnaire basée sur la théorie de la commande synergétique non linéaire. Cette méthode permet d'assurer des résultats meilleurs, en augmentant le degré de liberté du régulateur. Ceci est obtenu en introduisant l'intégrale d'ordre non entier dans la macro-variable.

La macro-variable fractionnaire choisie est donnée par :

$$\psi_{\omega_{frac}} = K_p(\omega_{ref} - \omega_r) + K_I I_a^\mu (\omega_{ref} - \omega_r) \quad (4.20)$$

où K_p et K_I sont respectivement les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable fractionnaire, I_a^μ est l'opérateur de l'intégral, μ est l'ordre de l'intégrale fractionnaire.

Selon le schéma évolutif de la théorie de la commande synergétique, l'évolution de la dynamique souhaitée de la macro-variable $\psi_{\omega_{frac}}$ est donnée par (4.3).

En remplaçant l'équation (4.20) dans l'équation (4.3), on aura

$$T \left(K_p(\dot{\omega}_{ref} - \dot{\omega}_r) + K_I I^{\mu-1}(\omega_{ref} - \omega_r) \right) + K_p(\omega_{ref} - \omega_r) + K_I I^\mu(\omega_{ref} - \omega_r) = 0 \quad (4.21)$$

En substituant directement l'équation (2.22) dans (4.21) et en réarrangeant les calculs, on obtient alors la loi de commande synergétique donnée par :

$$T_g = T_a - K_t \omega_r - J_t \left(\dot{\omega}_{ref} + \frac{1}{K_p} \left(\frac{\psi_{\omega_{frac}}}{T} + K_I I^{\mu-1}(\omega_{ref} - \omega_r) \right) \right) \quad (4.22)$$

L'expression de T_g est l'action de la commande désirée pour le suivi du point de puissance maximum. La loi de commande (4.22) force la trajectoire variable de la vitesse du vent à satisfaire l'équation (4.3).

Selon cette équation, la trajectoire converge avec une constante de temps T vers le collecteur $\psi_{frac} = 0$ et reste ensuite sur cette dernière. Ainsi, à partir de ce moment, la vitesse de la turbine est égale à la vitesse de référence, c'est-à-dire que le point de puissance maximale de la turbine est atteint.

Les résultats obtenus en utilisant la macro-variable fractionnaire proposée, sont comparés à ceux obtenus en utilisant les commandes basées sur les deux autre macro-variables données par les équations (4.10) et (4.13).

Remarque 2 : Les macro-variables $\psi_{\omega 1}$ et $\psi_{\omega 2}$ sont des cas particulier de la macro-variable fractionnaire proposée $\psi_{\omega frac}$. $\psi_{\omega 1} = \psi_{\omega frac}$ lorsque $K_p = 1$ et $K_I = 0$. $\psi_{\omega 2} = \psi_{\omega frac}$ lorsque $\mu = 1$.

Résultats de simulation

Afin d'étudier l'efficacité et la validité de la commande synergétique non linéaire fractionnaire (CSNF) proposée pour le système de la turbine éolienne, les résultats de simulation, du système de la turbine éolienne basée sur la commande synergétique pour différentes macro-variables, obtenus sous Matlab/Simulink seront présentés. Les paramètres de l'éolienne sont donnés dans le tableau (3.1).

Les résultats obtenus en utilisant les macro-variables entières ont été présentés dans la section (4.4.1). Selon ces résultats, on a constaté que l'utilisation de la macro-variable $\psi_{\omega 2}$ permet d'avoir de bon résultats par rapport a ceux obtenus par la macro-variable $\psi_{\omega 1}$ en présence de la perturbation.

D'après la figure (4.12) et le tableau (4.2), on peut voir que la variation de l'ordre non-entier μ a une influence directe sur la réponse du système. Ainsi, on constate que l'augmentation de μ est proportionnelle au dépassement mais l'augmentation de μ engendre une diminution de l'erreur et du temps de stabilisation.

A partir des résultats de simulation, on constate que la commande synergétique non linéaire fractionnaire surpasse la commande synergétique non linéaire d'ordre entier car elle permet de réduire le dépassement tout en permettant la poursuite de la consigne, ce qui permet à la turbine de fournir sa puissance maximale pour n'importe quelle valeur du vent. Des résultats similaires sont obtenus dans le cas des incertitudes paramétriques.

Afin de valider la méthode proposée dans cette section, il est impérativement nécessaire de

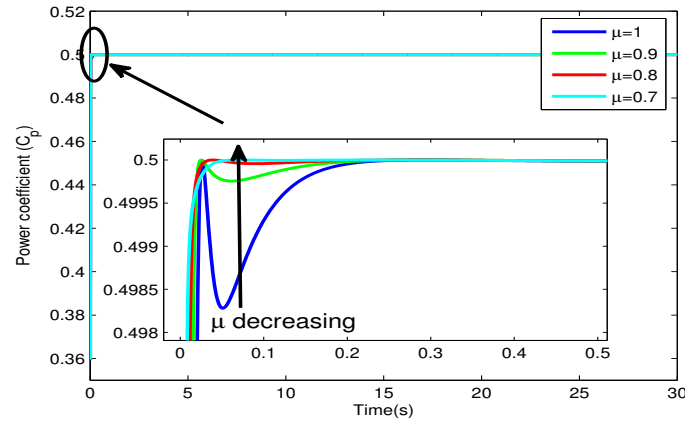


FIG. 4.12: Coefficient de puissance de la turbine commandée par la commande synergétique non linéaire fractionnaire en présence de perturbation $\psi_{\omega_{frac}}$.

TAB. 4.2: Résultat de comparaison de la commande synergétique non linéaire fractionnaire pour différentes valeurs de μ

$\psi = Kp\sigma + k_i I^\mu \sigma$				
μ	Dépassement (%)	$t_p(s)$	$\varepsilon_{\omega_r}(10^{-3})$	
			<i>Sans</i>	<i>Avec</i>
			<i>perturbation</i>	<i>perturbation</i>
1	5.917	0.051	$1.654 * 10^{-2}$	$9.56 * 10^{-3}$
0.9	2.574	0.061	1.115	2.108
0.8	1.396	0.089	2.367	4.229
0.7	0.8065	0.12	3.531	7.086

l'implémenter sur un système éolien. Dans la suite de ce chapitre, la commande non linéaire synergétique fractionnaire sera appliquée et implémentée sur un système de conversion d'énergie éolienne complet.

4.5.2 Application à un SCEE complet avec un GSAP connecté au réseau de la commande non linéaire synergétique fractionnaire

Dans cette section, un contrôleur synergétique non linéaire fractionnaire est développé pour l'extraction efficace de l'énergie et le fonctionnement d'un système de conversion de l'énergie éolienne à vitesse variable. Le schéma de commande synergétique non linéaire fractionnaire proposé comprend :

- (1) la régulation de la vitesse de rotation pour l'extraction de la puissance maximale du côté du convertisseur du générateur à travers le convertisseur élévateur (boost converter) DC/DC ;
- (2) la régulation de la tension du circuit intermédiaire et la régulation des puissances active et réactive, en contrôlant les composantes quadratiques directes du courant, pour le transfert de puissance à un facteur de puissance unitaire, au niveau du convertisseur côté réseau à travers l'onduleur.

La conception analytique du régulateur est utilisée dans la conception de la loi de commande synergétique non linéaire avec l'introduction d'une macro-variable fractionnaire afin d'augmenter le degré de liberté du contrôleur synergétique classique. Afin de montrer les performances de la structure proposée, différents résultats expérimentaux sont présentés. L'expérimentation, sur une configuration d'éolienne basée sur un générateur synchrone à aimants permanents, est réalisée pour valider le système de commande synergétique non linéaire fractionnaire proposé pour faire fonctionner le système de génération d'énergie éolienne. Différents cas sont étudiés.

Sur le banc d'essai expérimental utilisé, l'émulation de l'éolienne est effectuée à l'aide d'une dynamomètre, basée sur un moteur à courant continu à aimants permanents et un logiciel LV-DAC pour imiter les caractéristiques d'une éolienne réelle. Le générateur synchrone à aimants permanents triphasé GSAP est considéré dans le système de conversion d'énergie éolien. La sortie du courant alternatif du générateur est convertie, par le redresseur à diodes, en une puissance continue, et sa tension est augmentée par le circuit du hacheur-élévateur pour répondre à l'exigence de la tension en courant continu. Afin d'assurer l'extraction maximale de la puissance du

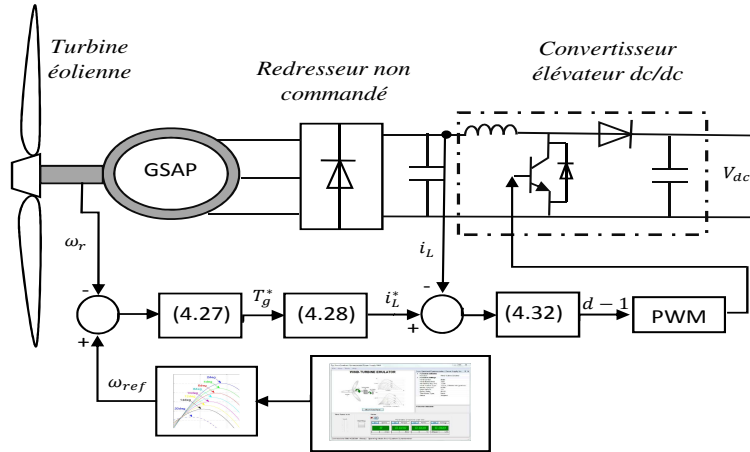


FIG. 4.13: Schéma de contrôle du convertisseur côté machine du SCEE.

système de turbine, le courant du hacheur-élévateur est régulé pour suivre la consigne du courant optimisée en se basant sur le système MPPT. Le GSAP est couplé avec l'éolienne et le couple électromagnétique a l'expression donnée par (2.81)

La macro-variable fractionnaire est donnée par l'équation suivante :

$$\psi_{\omega_{frac}} = K_p(x_{ref} - x_r) + K_I I^\mu(x_{ref} - x_r) \quad (4.23)$$

où x_{ref} et x_r sont respectivement les valeurs de référence et mesurée (courant, tension et vitesse), K_p et K_I sont respectivement les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable fractionnaire, I^μ est l'opérateur de l'intégral fractionnaire et μ est l'ordre de l'intégrale fractionnaire.

Commande du côté du générateur

Pour le fonctionnement à extraction de puissance maximale, le schéma de commande, pour le convertisseur du générateur, a une structure en cascade qui inclut un régulateur de courant de boucle interne pour fournir le cycle de fonctionnement du convertisseur élévateur dc-dc et un régulateur de vitesse de la boucle externe pour fournir le couple de référence basé sur l'équation (2.82) comme indiqué sur la figure (4.13).

Conception du régulateur de vitesse

L'objectif est de suivre une référence de vitesse, réalisée pour la commande MPPT, telle que

$$e_\omega(t) = (\omega_{ref} - \omega_r) = 0 \quad (4.24)$$

Considérons la macro-variable fractionnaire donnée par :

$$\psi_{\omega frac} = K_{p_\omega} e_\omega + K_{I_\omega} I^{\mu_\omega} e_\omega \quad (4.25)$$

où K_{p_ω} et K_{I_ω} sont respectivement les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable d'ordre non entier de vitesse, μ_ω est l'ordre de l'intégrale fractionnaire.

Selon le schéma évolutif de la commande synergétique, l'évolution dynamique souhaitée de la macro-variable $\psi_{\omega frac}$ est donnée par l'équation (4.3).

En substituant les équation (4.24) et (4.25) dans l'équation (4.3), on aura :

$$T_\omega \left(K_{p_\omega} (\dot{\omega}_{ref} - \dot{\omega}_r) + K_{I_\omega} I^{\mu-1} (\omega_{ref} - \omega_r) \right) + K_{p_\omega} (\omega_{ref} - \omega_r) + K_{I_\omega} I^\mu (\omega_{ref} - \omega_r) = 0 \quad (4.26)$$

En substituant directement l'équation (2.22) dans l'équation (4.26), on obtient la loi de contrôle synergétique donnée par :

$$T_g^* = T_a - K_t \omega_r - J_t \left(\dot{\omega}_{ref} + \frac{1}{K_{p_\omega}} \left(\frac{\psi_{\omega frac}}{T_\omega} + K_{I_\omega} I^{\mu-1} (\omega_{ref} - \omega_r) \right) \right) \quad (4.27)$$

L'expression pour T_g^* est l'action de la commande désirée pour le suivi du point de puissance maximum. La loi de commande (4.27) force la trajectoire variable de la vitesse du vent à satisfaire la dynamique (4.3). Selon cette dynamique, la trajectoire converge avec une constante de temps T_ω vers le collecteur $\psi_{\omega frac} = 0$ et reste ensuite sur cette dernière. Par conséquent, à partir de ce moment, la vitesse de la turbine est égale à la vitesse de référence, ce qui garantit d'atteindre le point de puissance maximale. Le signal de commande de commutation du convertisseur élévateur est aussi généré par un régulateur de courant utilisant la commande non linéaire synergétique fractionnaire et la modulation de largeur d'impulsion (MLI), qui est basée sur la commande du courant continu i_L .

D'après l'équation (2.82), le courant continu de référence i_L^* du convertisseur dc/dc boost est donné comme suit :

$$i_L^* = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{T_g^*}{p\phi_m} \quad (4.28)$$

L'objectif du régulateur de courant continu est de suivre la référence actuelle telle que

$$e_{i_L}(t) = (i_L^* - i_L) = 0 \quad (4.29)$$

La macro-variable fractionnaire du courant i_L est définie par :

$$\psi_{i_L frac} = K_{p_{i_L}} e_{i_L} + K_{I_{i_L}} I^{\mu_{i_L}} e_{i_L} \quad (4.30)$$

où $K_{p_{i_L}}$ et $K_{I_{i_L}}$ sont respectivement les paramètres proportionnel et intégral de la macro-variable fractionnaire de vitesse, μ_{i_L} est l'ordre de l'intégrale fractionnaire.

Selon le schéma évolutif de la commande synergétique l'évolution dynamique souhaitée de la macro-variable $\psi_{i_L frac}$ est donnée par l'équation (4.3).

En substituant les équations (4.29) et (4.30) dans l'équation (4.3), on obtient :

$$T_{i_L} \left(K_{p_{i_L}} (\dot{i}_L^* - \dot{i}_L) + K_{I_{i_L}} I^{\mu_{i_L}-1} (i_L^* - i_L) \right) + K_{p_{i_L}} (i_L^* - i_L) + K_{I_{i_L}} I^{\mu_{i_L}} (i_L^* - i_L) = 0 \quad (4.31)$$

Ensuite, en substituant l'équation (2.83) dans l'équation (4.31), la loi de commande synergétique est donnée par

$$(d-1)^* = \frac{1}{u_L} \left(-u_0 + L \left(\dot{i}_L^* + \frac{1}{K_{p_{i_L}}} \left(\frac{1}{T} \psi_{i_L} + K_{I_{i_L}} I^{\mu_{i_L}-1} (i_L^* - i_L) \right) \right) \right) \quad (4.32)$$

Contrôle du côté du réseau

Le schéma de commande de l'onduleur côté réseau est représenté sur la figure (4.14), où la tension du bus continu et les courants sont contrôlés en incluant un régulateur de la tension du bus continu de la boucle externe et un régulateur de courant de la boucle interne pour fournir l'entrée de la MLI pour les signaux de commutation de l'onduleur.

finalement donnée par :

$$i_d^* = -\frac{2Cv_{dc}^*}{3e_d} \left(\dot{v}_{dc}^* + \frac{1}{T_{v_{dc}} K_{p_{v_{dc}}}} \left(K_{p_{v_{dc}}} e_{v_{dc}} + K_{I_{v_{dc}}} I^{\mu_{v_{dc}}} e_{v_{dc}} dt + T_{v_{dc}} K_{I_{v_{dc}}} I^{\mu_{v_{dc}}-1} e_{v_{dc}} dt \right) - \frac{1}{C} i_0 \right) \quad (4.36)$$

Conception du régulateur du courant

De l'équation (2.84), on constate que la commande des puissances active et réactive peut être réalisée en découplant et en contrôlant séparément les composantes du courant direct i_{gd} et en quadrature i_{gq} . Par conséquent, deux macro-variables fractionnaires sont sélectionnées, elles sont données par :

$$\begin{cases} \psi_{i_{gd}frac} = K_{p_{i_{gd}}} e_{i_{gd}} + K_{I_{i_{gd}}} I^{\mu_{i_{gd}}} e_{i_{gd}} \\ \psi_{i_{gq}frac} = K_{p_{i_{gq}}} e_{i_{gq}} + K_{I_{i_{gq}}} I^{\mu_{i_{gq}}} e_{i_{gq}} \end{cases} \quad (4.37)$$

où $K_{p_{i_{gd}}}$, $K_{I_{i_{gd}}}$ et $K_{p_{i_{gq}}}$, $K_{I_{i_{gq}}}$ sont les paramètres proportionnels et intégral des macro-variables fractionnaires directes et en quadrature, respectivement. $e_{i_{gd}}(t) = (i_{gd}^* - i_{gd})$ et $e_{i_{gq}}(t) = (i_{gq}^* - i_{gq})$. Dans cette étude, $i_{gd}^* = i_d^*$ et $i_{gq}^* = 0$.

En substituant (4.37) dans (4.3), la dynamique devient :

$$\begin{cases} T_{i_{gd}} \left(K_p (\dot{i}_{gd}^* - \dot{i}_{gd}) + K_I I^{\mu_{i_{gd}}-1} (i_{gd}^* - i_{gd}) \right) + K_p (i_{gd}^* - i_{gd}) + K_I I^{\mu_{i_{gd}}} (i_{gd}^* - i_{gd}) = 0 \\ T_{i_{gq}} \left(K_p (\dot{i}_{gq}^* - \dot{i}_{gq}) + K_I I^{\mu_{i_{gq}}-1} (i_{gq}^* - i_{gq}) \right) + K_p (i_{gq}^* - i_{gq}) + K_I I^{\mu_{i_{gq}}} (i_{gq}^* - i_{gq}) = 0 \end{cases} \quad (4.38)$$

Les sorties de commande peuvent être calculées, en synthétisant (2.84) et (4.38), comme suit :

$$\begin{cases} v_{gd} = V_{gd} + L_g (\dot{i}_{gd}^* + \frac{1}{K_{p_{i_{gd}}} T_{i_{gd}}} (\psi_{i_{gd}frac} + T_{i_{gd}} K_{I_{i_{gd}}} I^{\mu_{i_{gd}}-1} e_{i_{gd}})) + R_g i_{gd} - L_g \omega i_{gq} \\ v_{gq} = V_{gq} + L_g (\dot{i}_{gq}^* + \frac{1}{K_{p_{i_{gq}}} T_{i_{gq}}} (\psi_{i_{gq}frac} + T_{i_{gq}} K_{I_{i_{gq}}} I^{\mu_{i_{gq}}-1} e_{i_{gq}})) + R_g i_{gq} + L_g \omega i_{gd} \end{cases} \quad (4.39)$$

Résultats expérimentaux

Pour vérifier l'efficacité et la validité du schéma de la commande synergétique non linéaire fractionnaire proposé dans des applications pratiques, des résultats expérimentaux sont présentés en utilisant des systèmes de conversion d'énergie éolienne émulés.

La configuration expérimentale est illustrée sur la figure (4.15). Il est constitué d'un dynamomètre (émulateur de vent), piloté par le logiciel LVDAC à l'aide de la fonction de commande

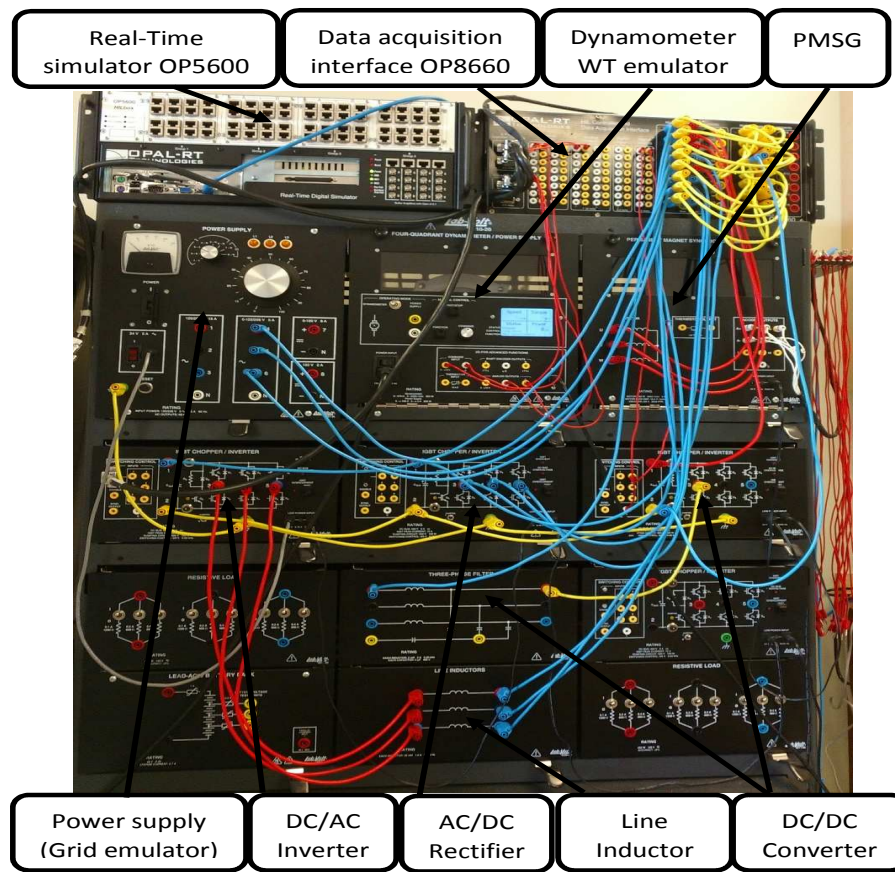


FIG. 4.15: Configuration expérimentale du laboratoire.

Turbine Emulateur figure (4.16), d'un générateur synchrone à aimants permanents, couplé au dynamomètre et au redresseur non contrôlé, d'un convertisseur DC-DC, et d'un onduleur, le filtre RL et un réseau émulée par une alimentation triphasée. L'interface d'acquisition (OPAL-RT OP8660) fournit les mesures de tensions et de courants, un codeur de vitesse et des sorties d'impulsions pour commander les convertisseurs. Le simulateur Real-Time (OPAL-RT OP5600) est équipé d'un processeur Intel Xeon Quad Core à 2,4 GHz et constitue un outil puissant pour les applications hardware-in-the-loop (HIL) et le prototypage rapide. Il est utilisé pour réaliser le prototypage de contrôle rapide du SCEE au niveau des convertisseurs du générateur et du réseau commandés par les schémas de contrôle synergétiques non linéaires fractionnaires proposés. Le système de conversion de l'énergie éolienne et les paramètres du régulateur sont donnés respectivement dans les tableaux (4.3) et (4.4).

Premièrement, le système de commande non linéaire synergétique fractionnaire est testé sous une vitesse de vent constante (vitesse du rotor constante) et une référence constante du profil

TAB. 4.3: Paramètres du système de conversion de l'énergie éolienne.

Paramètre de l'éolienne émulée	
Nombre de pales	3
densité de l'air (kg/m^3)	1.225
Diamètre (m)	1.15
Pulley ratio	24.12
Moment d'inertie ($kg.m^2$)	0.028
PMSG	
Puissance nominale (W)	260
courant nominal (A)	3
Résistance du stator (Ω)	1.3
Inductance de l'axe d du stator (mH)	1.5
Inductance de l'axe q du stator (mH)	1.5
Flux linkage (Wb)	0.027
Nombre de paires de pôles	3
Moment d'inertie ($kg.m^2$)	$1.7 * 10^{-6}$
Coefficient de frottement ($Nm.s/rad$)	$0.314 * 10^{-6}$

TAB. 4.4: Paramètres des contrôleurs.

Régulateur de vitesse	
$K_{p\omega}, K_{I\omega}, \mu_{\omega}, T_{\omega}$	100, 0.4, 0.9, 0.1
$K_{p_{i_{dc}}}, K_{I_{i_{dc}}}, \mu_{i_{dc}}, T_{i_{dc}}$	400, 0.6, 0.9, 0.1
Contrôleur de tension	
$K_{p_{v_{dc}}}, K_{I_{v_{dc}}}, \mu_{v_{dc}}, T_{v_{dc}}$	1000, 10, 0.9, 0.0001
Contrôleur de courant	
$K_{p_{i_{gd}}}, K_{I_{i_{gd}}}, \mu_{i_{gd}}, T_{i_{gd}}$	0.3, 1, 1, 0.005
$K_{p_{i_{gq}}}, K_{I_{i_{gq}}}, \mu_{i_{gq}}, T_{i_{gq}}$	0.3, 8, 1, 0.001

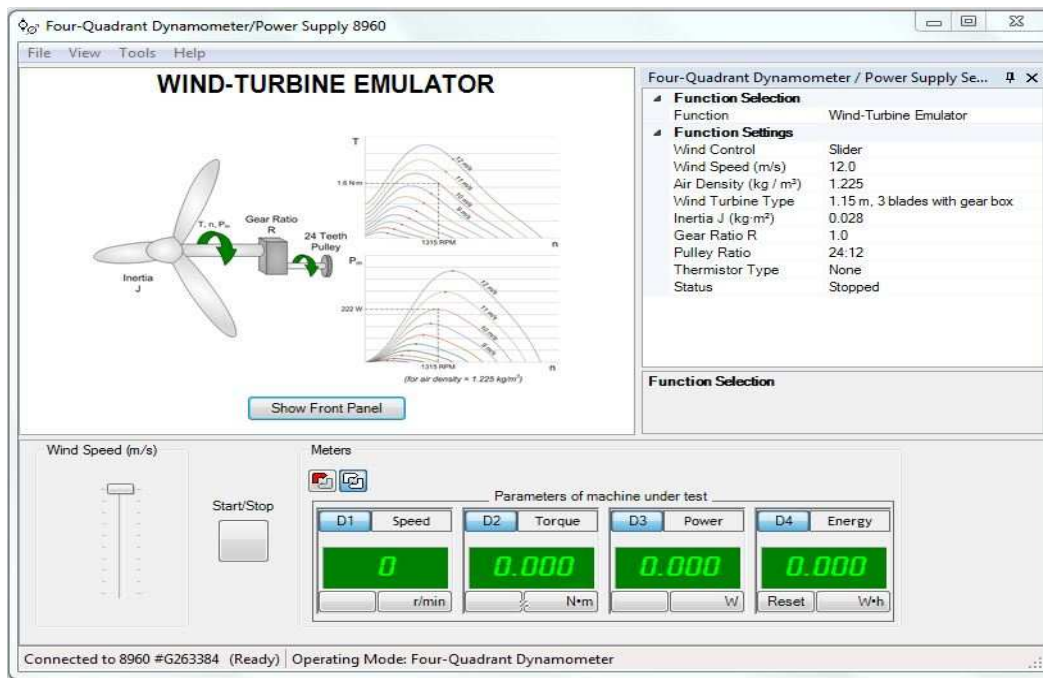


FIG. 4.16: Interface de commande d'émulateur de turbine de vent.

de la tension du bus continu. La référence de la vitesse est générée à partir de l'interface de commande d'émulateur de turbine éolienne donnée par la figure (4.16).

La réponse de vitesse, sur la figure (4.17-a), et l'erreur de vitesse, sur la figure (4.17-b), montrent un suivi réussi par le schéma de commande de vitesse proposé. En outre, la tension du bus continu représentée sur la figure (4.17-c), est régulée pour être maintenue constante avec une erreur d'état stable nulle. De la figure (4.17-d), la puissance active est constante et la puissance réactive est nulle, comme prévu, pour assurer une extraction de puissance maximale avec un facteur de puissance unitaire.

Deuxièmement, l'expérimentation est effectuée sous une vitesse de vent constante et une référence de tension variable. La vitesse est contrôlée pour être constante comme indiqué sur la figure (4.18-a) et l'erreur de la vitesse est illustrée sur la figure (4.18-b). La tension de liaison dc, représentée sur la figure (4.18-c), suit les variations de la référence de la tension avec une erreur d'état stationnaire nulle. Les puissances actives et réactives sont représentées sur la figure (4.18-d) et répondent aux exigences de transfert de puissance maximum avec un facteur de puissance unitaire.

Enfin, le système de commande proposé est validé sous une vitesse de vent variable et une

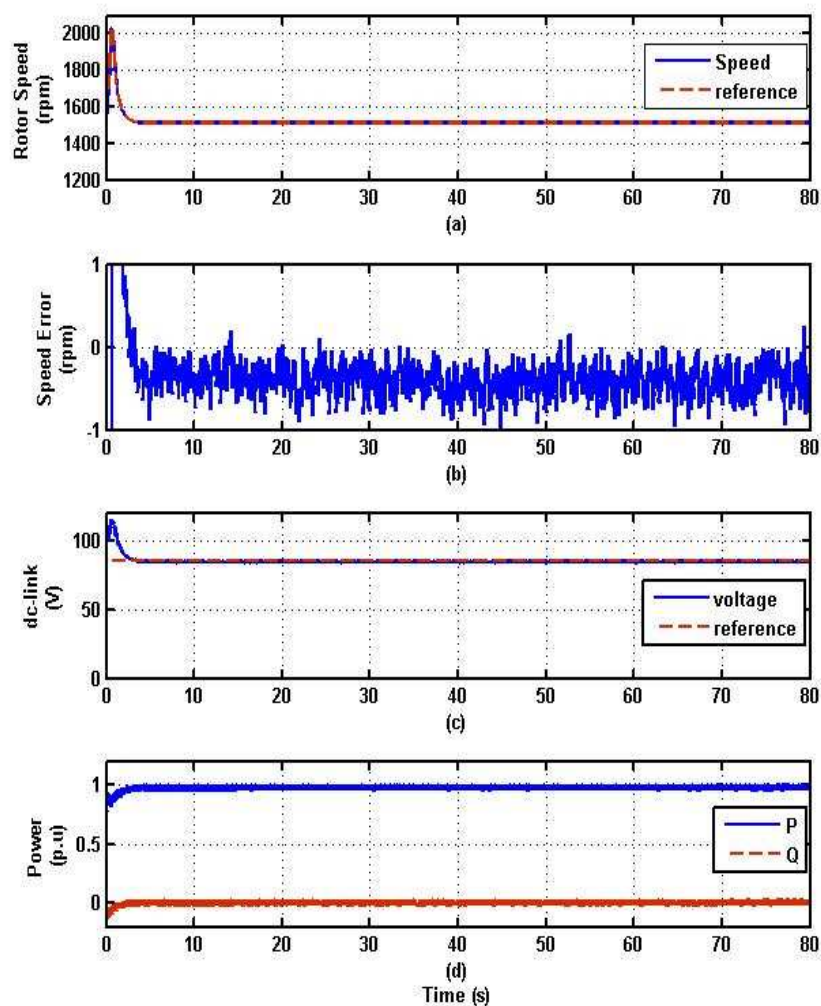


FIG. 4.17: Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse constante et une tension continue constante. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.

tension constante. La vitesse du rotor suit la vitesse du dynamomètre, générée par l'émulateur de l'éolienne, comme indiqué sur la figure (4.19-a) avec une erreur présentée dans la figure (4.19-b). La tension de liaison cc est régulée avec succès pour suivre la référence constante, comme il est indiqué sur la figure (4.19-c), où l'on peut observer que la réponse de tension est affectée par la variation de vitesse mais corrigée rapidement par le contrôleur pour maintenir la tension continue constante. De nouveau, comme le montre la figure (4.19-d), les puissances active et

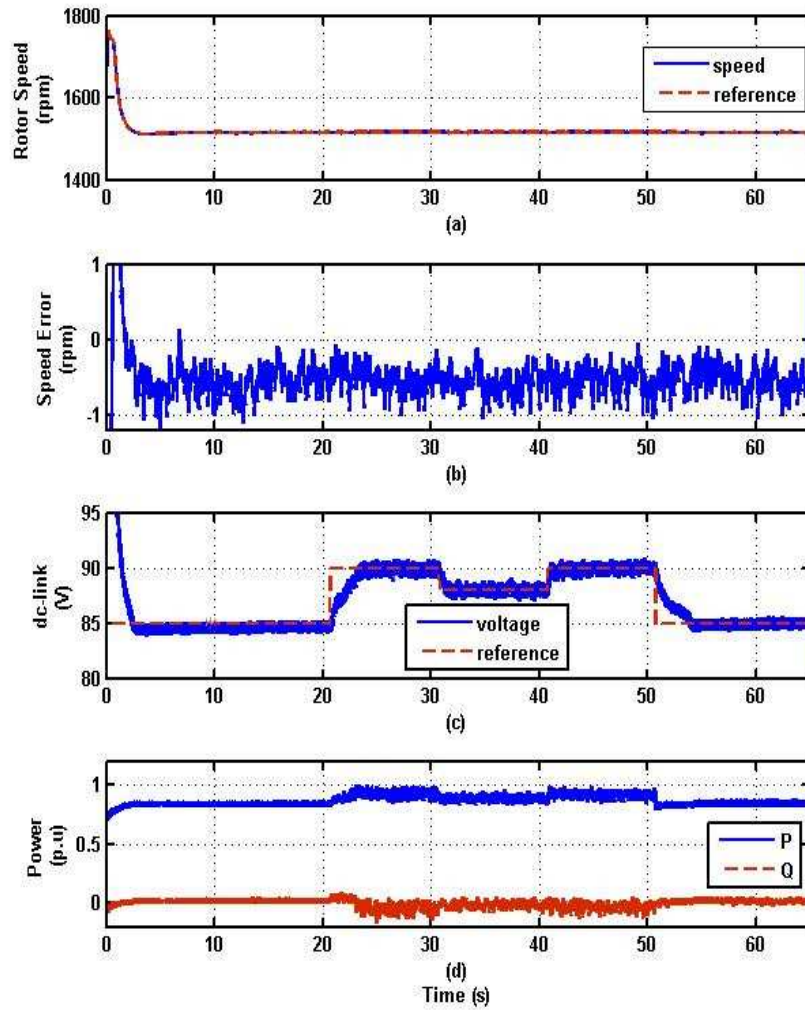


FIG. 4.18: Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse constante et une tension de liaison cc variable. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.

réactive maintiennent une réponse pour un transfert de puissance maximum.

4.6 Conclusion

Au début de ce chapitre nous avons présenté un rappel sur la conception du contrôleur synergétique et nous avons introduit quelques similitudes et différences avec le contrôleur par modes glissants dont nous constatons plusieurs similitudes. Ensuite, nous avons présenté un

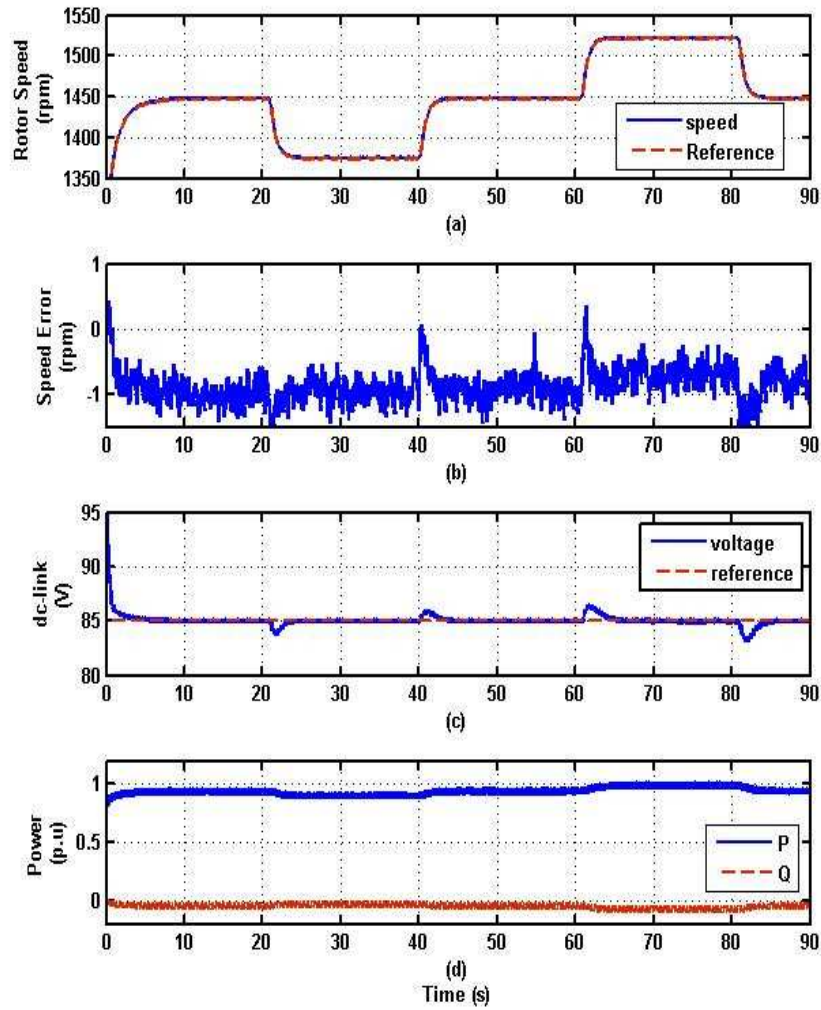


FIG. 4.19: Résultats expérimentaux du SCEE commandé par CSNF sous une vitesse variable et une tension continue constante. (a) la vitesse de référence et la vitesse mesurée, (b) l'erreur de vitesse, (c) la tension de liaison cc, (d) les puissances active et réactive.

contrôle non linéaire synergétique appliqué pour le contrôle de la turbine éolienne, commande niveau 1, pour la poursuite du point de puissance maximal. Puis il a été appliqué pour le contrôle de la tension de liaison dc-link d'un système de conversion d'énergie éolien complet composé d'une génératrice à double alimentation connectée au réseau. Par la suite nous avons présenté un autre type de contrôleur non linéaire synergétique fractionnaire. Ce nouveau modèle est basé sur les contrôleur d'ordre non entier, il a été appliqué pour le contrôle de la turbine éolienne,

commande de niveau 1, ensuite sur un système de conversion d'énergie éolien complet composé d'une génératrice à aimant permanent connectée au réseau. Plusieurs résultats de simulations et expérimentaux ont été présentés afin de montrer les performances de ces différentes structures de commande.

Chapitre 5

Commande sans modèle proportionnel-intégral intelligent d'une éolienne pour la recherche du PPM

5.1 Introduction

De nombreux travaux de recherche sur le contrôle des éoliennes ont été proposés [56, 119, 122]. Cependant, chaque processus a ses propres exigences ; chaque appareil a ses propres conditions de fonctionnement. Il est donc essentiel que la réglementation soit conçue pour répondre aux besoins spécifiques liés à la sécurité, aux exigences de production et aux équipements. La régulation est l'action d'ajuster automatiquement une grandeur pour qu'elle garde toujours sa valeur ou reste proche de la valeur désirée, quelles que soient les perturbations qui peuvent survenir.

La contribution principale de ce chapitre est d'explorer l'application de la structure de commande proportionnelle intégrale intelligente sans modèle (PIi-SM) (Model free intelligent PI MF-iPI pour son acronyme anglais) [70, 71, 72, 73, 162] pour une éolienne afin de suivre le point de puissance maximal.

Comme il est mentionné dans le premier chapitre, afin d'obtenir la puissance de sortie maximale pour une vitesse du vent, la turbine doit fonctionner au rapport de vitesse de pointe optimal (TSR) [107]. Dans cette étude, nous adoptons la stratégie de commande du rapport de vitesse de pointe (TSR) avec un contrôleur sans modèle. Ce contrôleur est basé sur le contrôleur PI intelligent introduit dans [70, 72].

Dans ce chapitre, le contrôleur (Model free intelligent PI) est conçu pour contrôler l'éolienne afin de poursuivre le point de puissance maximum. Le but de ce travail est la comparaison entre le contrôleur MF-iPI et le contrôleur PI classique pour la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) d'une éolienne. Les résultats de simulation montrent l'efficacité du contrôleur proposé le suivi du point de puissance maximale.

5.2 Conception du contrôleur sans modèle

Supposons que nous ayons un système pour lequel le modèle dynamique n'est pas disponible. Par souci de simplicité, nous limitons notre travail aux systèmes monovariabiles. Le modèle ultra local (5.1) peut être utilisé pour désigner la description globale inconnue du système (modèle mathématique), qui n'est valable que pendant un très court intervalle de temps [71, 76].

$$y^\eta(t) = F(t) + \alpha u(t) \quad (5.1)$$

où $y^\eta(t)$ est la dérivée d'ordre η de la sortie $y(t)$ qui est généralement égal à 1 ou 2 [72, 73]; α est et le paramètre constant non physique, il est choisi par le concepteur de telle sorte que αu et y^η soient de même amplitude et α est positif. $F(t)$ qui représente le terme inconnu, à tout instant il peut être estimé à partir de la mesure de l'entrée de la commande $u(t)$ et de la sortie commandée $y(t)$. $F(t)$ inclut non seulement les effets de la dynamique non modélisée du système, mais aussi de toutes les perturbations externes [108, 162, 194, 195].

Comme indiqué dans [70, 161, 162], le contrôleur PI intelligent est basé sur le modèle de processus du premier ordre.

$$\dot{y}(t) = F(t) + \alpha u(t) \quad (5.2)$$

Pour boucler la boucle via le PII, la mise en œuvre de la loi de commande proportionnelle intégrale est donnée par :

$$u(t) = \frac{1}{\alpha} \left(-F_{est}(t) + \dot{y}^*(t) - K_p \epsilon(t) - K_i \int_0^t \epsilon(\tau) d\tau \right) \quad (5.3)$$

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (5.4)$$

où $y^*(t)$ est la trajectoire de référence de la sortie désirée, elle représente le comportement imposé au système de commande $C(t)$ avec fonction de transfert (5.4), où K_i et K_p sont les gains intégral et proportionnel du contrôleur PI , respectivement. $\epsilon(t)$ est l'erreur de suivi donnée par l'équation (5.5), $F_{est}(t)$ est la valeur estimée de $F(t)$ et est évaluée à partir de u et $\dot{y}_{est}$ à tout moment comme indiqué dans l'équation (5.6)

$$\epsilon(t) = y(t) - y^*(t) \quad (5.5)$$

$$F_{est}(t) = \dot{y}_{est} - \alpha u(t) \quad (5.6)$$

La structure de la commande proportionnel intégral intelligent sans modèle est donnée par la figure (5.1)

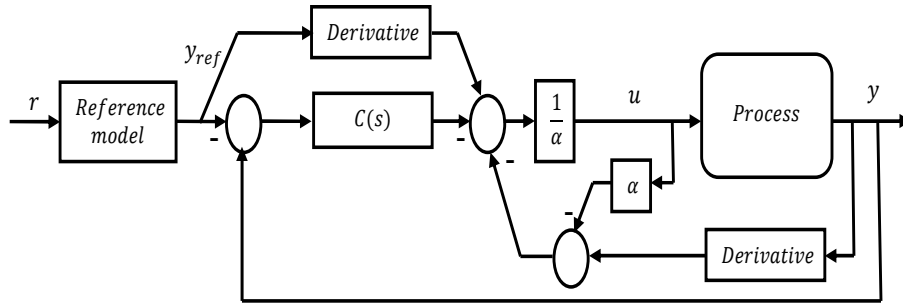


FIG. 5.1: Structure du système de contrôle sans modèle PIi.

L'erreur d'estimation du terme inconnu $F(t)$, à savoir $\epsilon_{est}(t)$ dont la valeur est considérée comme négligeable est définie par

$$\epsilon_{est}(t) = F(t) - F_{est}(t) = \dot{y}(t) - \dot{y}_{est}(t) \quad (5.7)$$

En substituant la valeur estimée de $F(t)$, donnée par l'équation (5.6), dans l'équation (5.3), nous obtenons la dynamique de la structure du système de commande décrite par :

$$\dot{y}_{est}(t) - \dot{y}^*(t) + K_p \epsilon(t) + K_i \int_0^t \epsilon(\tau) d\tau = 0. \quad (5.8)$$

En soustrayant et en ajoutant la dérivée de la sortie contrôlée $\dot{y}(t)$ à l'équation (5.8) et en utilisant les équations (5.5) et (5.7), le système de commande est caractérisé par la dynamique

d'erreur de suivi suivante :

$$\dot{\epsilon}(t) + K_p \epsilon(t) + K_i \int_0^t \epsilon(\tau) d\tau = \epsilon_{est}(t). \quad (5.9)$$

En appliquant la transformée de Laplace à l'équation (5.9) avec la relation opérationnelle du système en boucle fermée on aboutit à :

$$\delta(s)E(s) = s [E_{est}(s) + e(0_+)] \quad (5.10)$$

où le système de commande PI sans modèle a la caractéristique polynomiale donnée par :

$$\delta(s) = s^2 - \alpha K_p s - \alpha K_i \quad (5.11)$$

Pour assurer le suivi de la trajectoire de référence, zéro erreur de suivi en régime permanent, $e_{inf} = 0$, les équations (5.10) et (5.11) montrent que la première condition nécessaire est que le polynôme $\delta(s)$ soit Hurwitz ; ce polynôme est Hurwitz pour $K_p < 0$ et $K_i < 0$. En supposant que $\delta(s)$ est un polynôme de Hurwitz, puisque l'erreur de suivi de l'état d'équilibre résulte de (5.10) et (5.11).

$$e_{inf} = -\frac{1}{\alpha K_i} \lim_{s \rightarrow 0} s^2 (E_{est}(s) + e(0_+)) \quad (5.12)$$

La deuxième condition nécessaire pour assurer $e_{inf} = 0$ est :

$$\varepsilon_{est}(0) + e(0_+) < \infty \quad \text{ou} \quad \lim_{s \rightarrow 0} s(\varepsilon_{est}(s) + e(0_+)) < \infty \quad (5.13)$$

5.3 Application à la turbine éolienne de la méthode Pli pour la poursuite du point de puissance maximale

Afin d'étudier l'efficacité et la validité du contrôleur Pli sans modèle utilisé, les performances de suivi de consigne et de rejet des perturbations, il est appliqué pour contrôler le système de la turbine éolienne. Les résultats de simulation de la turbine éolienne basés sur la commande Pli, obtenus sous Matlab/ Simulink sont représentés et commentés. Les paramètres du système pour l'éolienne sont résumés dans le tableau (3.1).

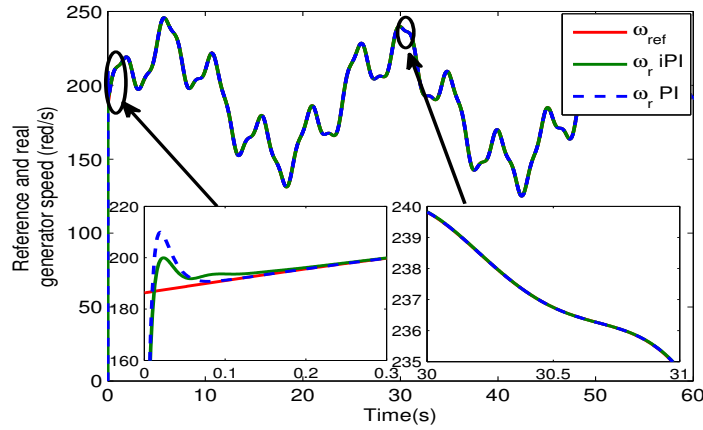


FIG. 5.2: La vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PII sans modèle comparé à la loi de contrôle PI.

TAB. 5.1: Résultat de comparaison du contrôle sans modèle avec un contrôleur intelligent *PI* et un contrôleur *PI*.

	$D_p(\%)$	$t_p(s)$	$t_s(s)2(\%)$	$\varepsilon_{\omega_r}(\%)$
<i>PI</i>	12.09	0.02	0.054	0.006
<i>PIi – SM</i>	6.678	0.023	0.049	0.02

Initialement, la loi de commande proportionnel intégral standard est appliquée à l'éolienne afin de comparer les résultats obtenus avec ceux obtenus en utilisant le régulateur PI intelligent.

les figures. (5.2), (5.3) et (5.4) montrent les résultats obtenus en utilisant le régulateur PII par rapport au contrôleur PI classique. Nous pouvons voir clairement que la vitesse converge vers la référence désirée avec un bon régime transitoire et suit parfaitement la référence, mais nous constatons que le dépassement de la loi du contrôleur PI classique est plus important que celui du contrôleur MF-iPI.

La table (5.1) montre le résultat de la comparaison du contrôleur MF-iPI et le contrôleur *PI* classique.

Afin de compléter les performances du régulateur MF-iPI, des tests de robustesse sont effectués. Il s'agit notamment de la présence de perturbations externes et des bruits de mesure.

Comme il est représenté sur la figure (3.13), pour simuler une perturbation, on considère qu'elle agit sur la turbine en tant que couple externe. La perturbation est ajoutée à la sortie du

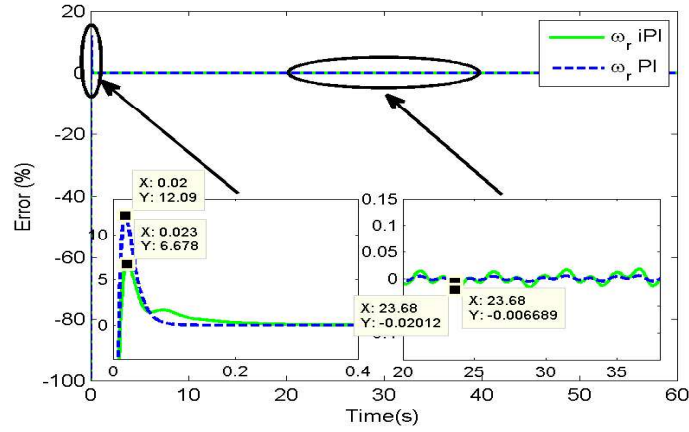


FIG. 5.3: Erreur de la vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PI sans modèle comparé à la loi de contrôle PI.

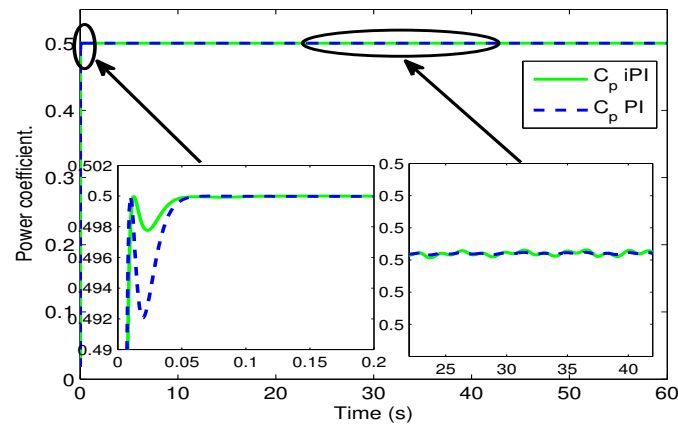


FIG. 5.4: Coefficient de puissance de la turbine éolienne obtenus avec le contrôleur PI sans modèle et le contrôleur PI.

contrôleur. La forme de la perturbation est donnée dans la figure (5.5).

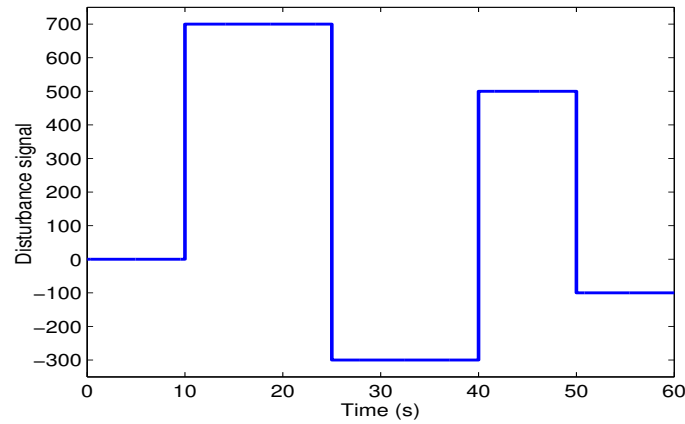


FIG. 5.5: Signal de perturbation

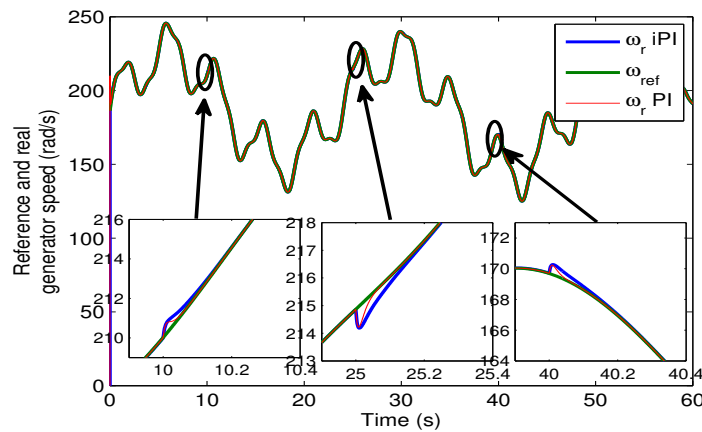


FIG. 5.6: La vitesse du générateur et son zoom pour la loi de contrôle PII sans modèle par rapport à la loi de contrôle PI avec perturbation.

Après l'addition de la perturbation, les figures (5.6) et (5.7) montrent que la performance du contrôleur PI est faible et que le contrôleur MF-iPI a un excellent suivi et rejette la perturbation, ce qui entraîne une bonne poursuite de la vitesse de rotation de référence (une bonne poursuite du point de puissance maximal de l'éolienne).

La forme du bruit ajouté est donnée par figure (3.29). Comme c'est indiqué sur la figure (3.28), le bruit est ajouté à la sortie du capteur de vitesse du générateur.

Le résultat est représenté sur la figure (5.8) et montre l'effet du bruit ajouté sur la qualité du

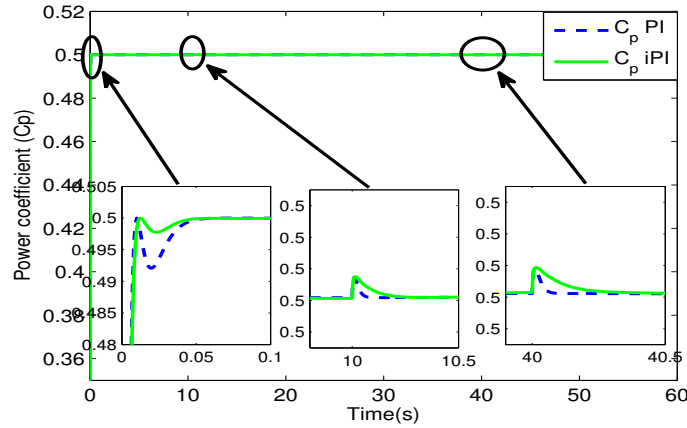


FIG. 5.7: Coefficient de puissance de l'éolienne et son zoom pour la loi de commande sans modèle-iPI comparé à la loi de commande PI avec perturbation.

signal de sortie. Cette figure montre que les deux contrôleurs, donnent de bonnes performances. Les résultats de cette méthodes ont été publiés dans [9].

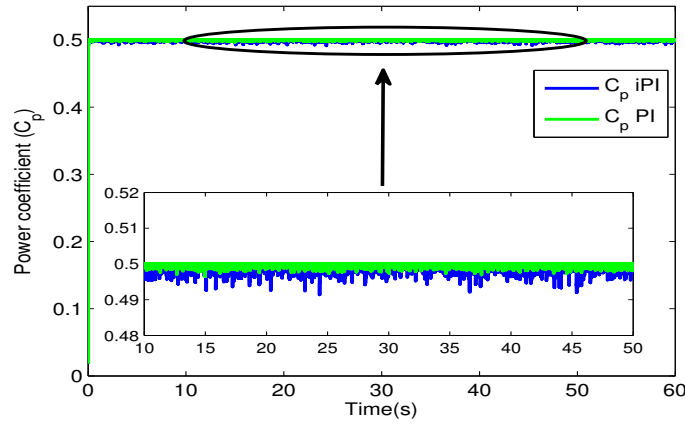


FIG. 5.8: Coefficient de puissance de l'éolienne en présence du bruit SNR 20dB.

5.4 Conclusion

Dans ce chapitre, un contrôleur sans modèle est appliqué à l'éolienne afin de contrôler la vitesse du vent de la turbine pour atteindre une valeur optimale. Les résultats de simulation montrent la comparaison avec un régulateur PI classique et prouvent l'efficacité et la performance du contrôleur MF-iPI. Le principal avantage de la loi de contrôleur MF-iPI par rapport au PI

classique est la non nécessité de la disponibilité du modèle du système.

Conclusion générale

Le travail de recherche effectué dans le cadre de cette thèse concerne l'optimisation de la production de l'énergie dans une turbine éolienne. Ce système de production de l'énergie est un élément qui est souvent associé à d'autres systèmes de production notamment le photovoltaïque et le générateur diesel pour proposer un système de production de l'énergie renouvelable hybride plus complet. Dans le cadre de cette thèse, le travail consiste à développer de nouvelles méthodes de recherche du point de puissance maximale (MPPT) de la turbine éolienne.

Le chapitre 1 aborde les éléments constituant les bases pour le développement de la thèse. Parmi ces éléments on distingue : les systèmes de production d'énergie éolienne ainsi que ses caractéristiques, les différentes topologies des SCEE, les stratégies de contrôle dans les systèmes de production d'énergie éolienne, les différents techniques de commande d'optimisation. Un état de l'art sur les différents travaux effectués dans ce domaine a également été présenté dans ce chapitre.

Dans le chapitre 2, une modélisation du système de conversion d'énergie éolienne a été présentée. La modélisation de la turbine est donnée par ces deux modèles : modèle à deux masses et modèle à une seule masse. Une modélisation détaillée de deux types de générateurs est présentée ; ces générateurs sont le générateur asynchrone à double alimentation et le générateur synchrone à aimant permanent.

Dans le chapitre 3 nous avons regroupé toutes les structures de commande basées sur la commande par modes glissants que nous avons proposées. La commande par modes glissants d'ordre un et la commande par modes glissants d'ordre supérieur (Algorithme Super-Twisting) ont été présentées et utilisées en vue de faire des comparaisons entre ces méthodes robustes et les nouvelles méthodes proposées. Dans cette partie trois nouveaux types de commande ont été présentés : la commande par modes glissants classique hybride, la commande par modes glissants classique-algorithme super-twisting hybride et la commande par modes glissants d'ordre

fractionnaire. Toutes ces commandes ont été appliquées pour le contrôle de la turbine éolienne et elles ont été validées par des résultats de simulation sous l'environnement Matlab/simulink. Les résultats de simulation montrent une amélioration des performances de commande par modes glissants (élimination du phénomène de chattering, réduction du temps de réponse).

Concernant la chapitre 4, on y trouve toutes les structures de commande basées sur la commande synergétique. Deux types de régulateurs ont été présentés, le premier est un contrôleur non-linéaire synergétique et le second est un contrôleur non-linéaire synergétique fractionnaire. Le contrôleur non-linéaire synergétique est appliqué en premier lieu pour une turbine éolienne afin qu'elle puisse suivre son point de puissance maximale. Ensuite, il a été appliqué pour contrôler la tension de liaison dc-link d'un système de conversion éolien complet. Le contrôleur non-linéaire synergétique fractionnaire a été appliqué pour un système éolien afin qu'il puisse fonctionner dans son point optimum. Ensuite, il a été validé expérimentalement sur un banc d'essai d'un système de conversion d'énergie éolien complet.

Dans le chapitre 5, un contrôleur sans modèle a été appliqué à l'éolienne afin de contrôler la vitesse de la turbine pour atteindre une valeur optimale. Les résultats de simulation montrent l'efficacité et les performances du contrôleur MF-iPI lorsqu'il est utilisé pour la commande de la turbine. Le principal avantage de ce type de régulateur comparé au régulateur PI classique est la non nécessité de disposer du modèle du système.

Les travaux réalisés montrent d'excellents résultats que ce soit pour l'optimisation de la production de l'énergie dans une turbine éolienne (commande MPPT), ou pour la commande de la génératrice (commande niveau 2). Plusieurs perspectives ont été discutées, parmi elles, on peut citer :

- L'application de la commande non linéaire synergétique fractionnaire pour un système de conversion d'énergie éolienne complet avec une génératrice à double alimentation GADA connectée au réseau.
- Proposition de plusieurs nouvelles méthodes basées sur la commande sans modèle en introduisant l'aspect fractionnaire et en l'appliquant au système éolien complet.
- L'implémentation de la commande fractionnaire non linéaire synergétique au système éolien complet utilisant un générateur à double alimentation.
- Utilisation des méthodes d'optimisations, pour optimiser les paramètres des structures de commande proposées.

Bibliographie

- [1] Abad, G., López, J., Rodríguez, M.A., Marroyo, L. et Iwanski, G. (2011). *Doubly Fed Induction Machine : Modeling and Control for Wind Energy Generation*. IEEE Press and John Wiley & Sons.
- [2] Abdelli, A. (2007). *Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [3] Abdullah, M.A., Yatim, A.H.M., Tan, C.W. et Saidur, R., (2012). *A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems*. Renewable and sustainable energy reviews, Vol. 16, No. 5, pp.3220-3227.
- [4] Adhikary, N. et Mahanta, C. (2013). *Integral backstepping sliding mode control for underactuated systems : Swing-up and stabilization of the Cart-Pendulum System*. ISA transactions, Vol. 52, No. 6, pp.870-880.
- [5] Ahshan R. Iqbal George M.T. et Mann K.I. (2008) *Controller for a small induction-generator based wind-turbine*. Applied Energy, Vol. 85, No. 4, pp. 218-227.
- [6] Akkari, N., (2010). *Contribution à l'amélioration de la robustesse de la commande d'une machine asynchrone à double alimentation*.Thèse de Doctorat, Université de Batna 2.
- [7] Al Younes, Y., Drak, A., Noura, H., Rabhi, A., et El Hajjaji, A. (2014). *Model-free control of a quadrotor vehicle in Unmanned Aircraft Systems (ICUAS)*. International Conference on, pp. 1126-1131. Orlando, FL, USA, 27-30 May.
- [8] Ardjal, A., Bettayeb, M. et Mansouri, R. (2017). *Nonlinear Synergetic Control of Wind Turbine for Maximum Power Point Tracking*. In *Electrical Engineering-Boumerdes (ICEE-B)*, 2017 5th International Conference on pp. 1-5. IEEE. Boumerdes, Algeria, 29-31 Oct.
- [9] Ardjal, A., Bettayeb, M. Mansouri, R. et Mehiri, A. (2017). *Model Free Intelligent Proportional-Integral Control of a Wind Turbine for MPPT*. International Conference on

- Electrical and Computing Technologies and Applications (ICECTA)*, pp. 1-5. IEEE. Ras Al Khaimah, United Arab Emirates, 21-23 Nov.
- [10] Ardjal, A., Bettayeb, M. et Mansouri, R. (2017). *Hybrid Petri network sliding mode control of wind turbine for maximum power point tracking. In Electrical Engineering-Boumerdes (ICEE-B), 2017 5th International Conference on* pp. 1-5. IEEE. Boumerdes, Algeria, 29-31 Oct.
- [11] Ardjal, A., Bettayeb, M., Mansouri, R. et Mehiri, A. (2018). *Nonlinear synergetic control approach for dc-link voltage regulator of wind turbine DFIG connected to the grid. International Conference on Renewable Energy : Generation and Applications (ICREGA)*, Al Ain, United Arab Emirates, 25-28 Feb.
- [12] Ardjal, A., Mansouri, R. et Bettayeb, M., (2018). *Fractional sliding mode control of wind turbine for maximum power point tracking*. Transactions of the Institute of Measurement and Control, 0142331218764569.
- [13] Arifujjaman M. Iqbal M.T. et Quaicoe J.E. (2008) *Energy capture by a small wind-energy conversion system*. Applied Energy, Vol. 85 No. 1, pp. 41-51.
- [14] Assareh, E. et Biglari, M., (2015). *A novel approach to capture the maximum power from variable speed wind turbines using PI controller, RBF neural network and GSA evolutionary algorithm*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 51, pp.1023-1037.
- [15] Ata, R., (2015). *Artificial neural networks applications in wind energy systems : a review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 49, pp.534-562.
- [16] Banerjee, A., Mukherjee, V. et Ghoshal, S.P., (2014). *Intelligent fuzzy-based reactive power compensation of an isolated hybrid power system*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 57, pp.164-177.
- [17] Barakati, S.M., (2008). *Modeling and controller design of a wind energy conversion system including a matrix converter*.
- [18] Barakati, S.M., Kazerani, M. et Aplevich, J.D., (2009). *Maximum power tracking control for a wind turbine system including a matrix converter*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 24(3), pp.705-713.
- [19] Barret, F., (1982). *Régime Transitoire des Machines Tournantes Electrique*. Collection des études de recherches Edition Eyrolles, Paris.

-
- [20] Bartolini, G., et Zolezzi, T. (1986). *Control of nonlinear variable structure systems*. Journal of mathematical analysis and applications, Vol. 118, No. 1, pp. 42-62.
- [21] Bartolini, G., Ferrara, A. et Usai, E. (1998) *Chattering avoidance by second-order sliding mode control*. *IEEE transactions on Automatic Control*, Vol. 43, No. 2, pp.241-246.
- [22] Bartolini, G., Ferrara, A., Levant, A. et Usai, E. (1999) *On second order sliding mode controllers*. In *Variable structure systems, sliding mode and nonlinear control*. pp. 329-350. Springer, London.
- [23] Battista, H.D, Puleston, P.F., Mantz, R.J. et Christiansen, C.F., (2000). *Sliding mode control of wind energy systems with DOIG-power efficiency and torsional dynamics optimization*. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp.728-734.
- [24] Belmokhtar, K., Doumbia, M.L. et Agbossou, K., (2014). *Novel fuzzy logic based sensorless maximum power point tracking strategy for wind turbine systems driven DFIG (doubly-fed induction generator)*. *Energy*, Vol. 76, pp.679-693.
- [25] Belmokhtar, K., Ibrahim, H. et Doumbia, M.L., (2016). *A Maximum Power Point Tracking Control Algorithms for a PMSG based WECS for Isolated Applications : Critical Review*. In *Wind Turbines-Design, Control and Applications*. InTech.
- [26] Beltran, B., Ahmed-Ali, T. et Benbouzid, M.E.H., (2008). *Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems*. *IEEE transactions on energy conversion*, Vol. 23, No. 2, pp.551-558.
- [27] Beltran, B., Ahmed-Ali, T. et Benbouzid, M.E.H., (2009). *High-order sliding-mode control of variable-speed wind turbines*. *IEEE Transactions on Industrial electronics*, Vol. 56, No. 9, pp.3314-3321.
- [28] Beltran, B., Benbouzid, M.E.H. et Ahmed-Ali, T., (2009, May). *High-order sliding mode control of a DFIG-based wind turbine for power maximization and grid fault tolerance*. In *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC'09. IEEE International* (pp. 183-189). IEEE. May 3.
- [29] Beltran, B., (2010). *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur*. Thèse de Doctorat, Université de Bretagne occidentale-Brest.

-
- [30] Beltran, B., Benbouzid, M.E.H. et Ahmed-Ali, T. (2012). *Second-order sliding mode control of a doubly fed induction generator driven wind turbine. IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 27, No. 2, pp.261-269.
- [31] Benbouzid, M., Beltran, B., Amirat, Y., Yao, G., Han, J. et Mangel, H., (2014). *Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement. ISA transactions*, Vol. 53, No. 3, pp.827-833.
- [32] Betin, F., (2003). *Commande d'actionneurs électriques soumis à une charge mécanique à fortes variations paramétriques*. Habilitation à diriger des recherches, Centre de Robotique d'Électrotechnique et d'Automatique (CREA) UPRES Équipe d'accueil, Vol. 3299.
- [33] Bettayeb, M. et Mansouri, R. (2014). *Fractional IMC-PID-Filter Controllers Design for Non Integer Order Systems Journal of Process Control*. Vol. 24, No. 4, pp. 261-271.
- [34] Bettayeb, M. et Mansouri, R. (2014b). *IMC-PID-fractional-order-filter controllers design for integer order systems. ISA Transaction* Vol. 53, No. 5, pp. 1620-1628.
- [35] Bianchi, F.D., Battista, H.D. et Mantz, R.J. (2007). *Wind turbine control systems : principles, modelling and gain scheduling design*. 1st ed. London : Springer-Verlag.
- [36] Blaschke, F. (1972). *Das Verfahren der Feldorientierung zur Regelung der Asynchronmaschine*. Siemens Forsch. und Entwicklungs berichte, No. 1, pp. 184-193.
- [37] Bongers P. M.M. (1994) *Modeling and Identification of Flexible Wind Turbines and a Factorisational Approach to Robust Control* PhD thesis, Delft University of Technology, Jun 1994.
- [38] Boudjema, F. (1991). *Commande par mode de glissement : Application aux convertisseurs électriques*. Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier de Toulouse.
- [39] Boukhezzar, B., (2006). *Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable*. Thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI).
- [40] Boukhezzar, B. et Siguerdidjane, H., (2009). *Nonlinear control with wind estimation of a DFIG variable speed wind turbine for power capture optimization*. *Energy Conversion and Management*, Vol. 50, No. 4, pp.885-892.

-
- [41] Boulaam, K. et Boukhelifa, A. (2011). *Maximum power point tracking based on sliding mode control*. In : Electrical Machines and Power Electronics and 2011 Electromotion Joint Conference (ACEMP), 2011 International Aegean Conference on. IEEE, pp. 59-63. Sep 8.
- [42] Buehring, I.K. et Freris, L.L., (1981), September. *Control policies for wind-energy conversion systems*. In IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, Vol. 128, No. 5, pp. 253-261. IET Digital Library.
- [43] Buhler, H. (1986). *Réglage par mode de glissement*. Presses Polytechniques Romandes.
- [44] Camblong, H., (2003). *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*. Thèse de Doctorat, Paris, ENSAM).
- [45] Camblong, H., Vidal, M.R. et Puiggali, J.R., (2004). *Principles of a simulation model for a variable-speed pitch-regulated wind turbine*. Wind Engineering, Vol. 28, No. 2, pp.157-175.
- [46] Cardenas, R., Pena, R., Asher, G. et Clare, J., (2001). *Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine*. IEEE Transactions on industrial electronics, Vol. 48, No. 3, pp.625-635.
- [47] Cardenas, R. et Pena, R., (2004). *Sensorless vector control of induction machines for variable-speed wind energy applications*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 1, pp.196-205.
- [48] Cardenas, R., Pena, R., Proboste, J., Asher, G. et Clare, J., (2004, June). *Sensorless control of a doubly-fed induction generator for stand alone operation*. In Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual Vol. 5, pp. 3378-3383. Jun 20.
- [49] Carlson, G. et Halijak, C., (1964). *Approximation of fractional capacitors $(1/s)^{1/n}$ by a regular Newton process*. IEEE Transactions on Circuit Theory, Vol. 11, No. 2, pp.210-213.
- [50] Carlin, P.W. Laxson, A.S. et Muljadi, E.B. (2001). *The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbines Technology*. NREL, February 2001.
- [51] Castillo, O. et Melin, P., (2014). *A review on interval type-2 fuzzy logic applications in intelligent control*. Information Sciences, Vol. 279, pp.615-631.

- [52] Chang, T.P., Liu, F.J., Ko, H.H., Cheng, S.P., Sun, L.C. et Kuo, S.C., (2014). *Comparative analysis on power curve models of wind turbine generator in estimating capacity factor*. Energy, 73, pp.88-95.
- [53] Chen, Q. Wang, S.H. et Wang, L.G. (2012). *Wind Power Generation System Using Fuzzy Extreme Seeking Control*. Proceedings of the 31st Chinese Control Conference, Hefei, Anhui, China, pp. 3545-3547. 25-27 July.
- [54] Chen, Z. et Spooner, E.(2001). *Grid power quality with variable speed wind turbines*. Energy Conversion, IEEE Transaction on power electronics, Volume : 16 Issue : 2 , June 2001, pp : 148-154.
- [55] Cheng, M. et Zhu, Y., (2014). *The state of the art of wind energy conversion systems and technologies : A review*. Energy Conversion and Management, Vol. 88, pp.332-347.
- [56] Dahbi, A., Hachemi, M., Nait-Said, N. et Nait-Said, M.S., (2014). *Realization and control of a wind turbine connected to the grid by using PMSG*. Energy Conversion and Management, Vol. 84, pp. 346-353.
- [57] Datta, R. et Ranganathan, V.T., (2003). *A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system*. IEEE Transactions on Energy conversion, Vol. 18, No. 1, pp.163-168.
- [58] De Kooning, J.D., Gevaert, L., Van de Vyver, J., Vandoorn, T.L. et Vandeveld, L., (2013), November. *Online estimation of the power coefficient versus tip-speed ratio curve of wind turbines*. In Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE (pp. 1792-1797). IEEE. Nov 10.
- [59] De Wit, C.C. (2000). *Modélisation Contrôle Vectoriel et DTC*. Edition Hermes Science Europe.
- [60] Djennoune, S. et Bettayeb, M., (2013). *Optimal synergetic control for fractional-order systems*. Automatica, Vol. 49, No. 7, pp.2243-2249.
- [61] Ebrahimkhani, S., (2016). *Robust fractional order sliding mode control of doubly-fed induction generator (DFIG)-based wind turbines*. ISA transactions, Vol. 63, pp.343-354.
- [62] Edwards, C. et Spurgeon, S. (1998) *Sliding mode control : theory and applications*. Crc Press. Vancouver

-
- [63] Ekelund, T. (1997). *Modeling and Linear Quadratic Optimal Control of Wind Turbines*. PhD thesis, Chalmers University of Wind Turbine, Sweden.
- [64] El Aimani, S., François, B., Minne, F. et Robyns, B., (2003), September. *Modeling and simulation of doubly fed induction generators for variable speed wind turbines integrated in a distribution network*. In 10th European conference on power electronics and applications, Toulouse, France.
- [65] EL Aimani, S. (2004). *Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [66] Eltamaly, A.M. et Farh, H.M., (2013). *Maximum power extraction from wind energy system based on fuzzy logic control*. Electric Power Systems Research, Vol. 97, pp.144-150.
- [67] Emel'yanov, S. V., et Taran, V. A. (1962). *On a class of variable structure control systems*. In Proc. of USSR Academy of Sciences, Energy and Automation Vol. 3.
- [68] Emelyanov, S.V., Utkin, V.I., Taran, V.A., Kostyleva, N.E., Shubladze, A.M., et Ezerov, V.B. (1970). *Theory of variable structure systems*. Moscow : Nauka.
- [69] Evangelista, C.A., Valenciaga, F. et Puleston, P., (2012). *Multivariable 2-sliding mode control for a wind energy system based on a double fed induction generator*. international journal of hydrogen energy, Vol. 37, No. 13, pp.10070-10075.
- [70] Fliess, M., Join, C., Mboup, M., et Sira-Ramirez, H., (2006). *Vers une commande multivariable sans modele*. (Bordeaux) In Actes Conf, Francoph, Automat, (CIFA-2006) No. 1.
- [71] Fliess, M., Join, C. et Sira-Ramirez, H. (2008). *Non-linear estimation is easy*. International Journal of Modelling, Identification and Control, Vol. 4, No. 1, pp. 12-27.
- [72] Fliess, M. (2009). *Model-free control and intelligent PID controllers : Towards a possible trivialization of nonlinear control*. IFAC Proceedings, Vol. 42, No. 10, pp. 1531-1550.
- [73] Fliess, M. et Join, C. (2013). *Model-free control*. International Journal of Control, Vol. 86, No. 12, 2013, pp. 2228-2252.
- [74] Fu, L. (2010). *Model-Based Extremum Seeking Control for a Class of Nonlinear Systems*. Ph.D. Thesis, Ohio State Univeristy, Columbus, OH, USA.

- [75] Gaid, A. et Bettayeb, M., (2014). *Maximum Power Point Tracking (MPPT) of Stand-Alone Photovoltaic Systems Based on Synergetic Control*. In ICREGA '14-Renewable Energy : Generation and Applications (pp. 143-159). Springer, Cham.
- [76] Gédouin, P.A. Delaleau, E. Bourgeot, J. M. Join, C. S. A. Chirani, et S. Calloch, "Experimental comparison of classical PID and model-free control : position control of a shape memory alloy active spring," *Control Engineering Practice*, Vol. 19, No. 5, 2011, pp. 433-441.
- [77] Ghasemi, S., Tabesh, A. et Askari-Marnani, J., (2014). *Application of fractional calculus theory to robust controller design for wind turbine generators*. *IEEE transactions on energy conversion*, Vol. 29, No. 3, pp.780-787.
- [78] Ghennam, T., (2011). *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille).
- [79] Ghoudelbourk, S., Dib, D., Omeiri, A. et Azar, A.T., (2016). *MPPT control in wind energy conversion systems and the application of fractional control (PI[?]) in pitch wind turbine*. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, Vol. 26, No. 2, pp.140-151.
- [80] Gerllet, G. et Clerc, G. (2000). *Actionneurs Electriques, Principe, Modèles, Commande*. Collection Electrotechnique. Edition Eyrolles.
- [81] Hamzaoui, A., Manamanni, N., Essounbouli, N. et Zaytoon, J. (2003). *Switching Controllers Synthesis : Combination of a Sliding Mode and H Infinity Control by a Fuzzy Supervisor*. *IFAC Proceedings*, Vol. 36, No. 6, pp.247-252.
- [82] Hand, M. et Balas, M.J. (1999). *Non-linear and linear model based controller design for variable-speed wind turbines*. In *Proceeding of the 3th ASME/JSME Joint Fluids Engineering Conference*, San Francisco, California. July.
- [83] Hansen L.H. Madsen P.H. Blaabjerg F. Christensen H.C.Lindhard U. et Eskildsen K. (2001). *Generators and power electronics technology for wind turbines*. *IECON 2001*, Vol.3, pp : 2000-2005
- [84] Hao S. Hunter G. Ramsden V. et Patterson D. (2001) *Control system design for a 20 kW wind turbine generator with a boost converter and battery bank load*. *Power Electronics Specialists Conference*, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual , Vol. 4 , 2001,pp : 2203 -2206.

- [85] Hofmann W. et Okafor F. *Optimal control of doubly-fed fullcontrolled induction wind generator with high efficiency*. IECON 2001, Vol. 2 , pp : 1213-1218.
- [86] Hong, C.M., Huang, C.H. et Cheng, F.S., (2014). *Sliding mode control for variable-speed wind turbine generation systems using artificial neural network*. Energy Procedia, Vol. 61, pp.1626-1629.
- [87] Jasen, W.A.M et Smulders, P.T. (1977). *Rotor Design for Horizontal Axis windmills*. S.W.D, Netherlands.
- [88] Jiang, Z. et Dougal, R.A., (2004). *Synergetic control of power converters for pulse current charging of advanced batteries from a fuel cell power source*. IEEE Transactions on Power electronics, Vol. 19, No. 4, pp.1140-1150.
- [89] Johnson, K.E., Pao, L.Y., Balas, M.J. et Fingersh, L.J., (2006). *Control of variable-speed wind turbines : standard and adaptive techniques for maximizing energy capture*. IEEE control systems, Vol. 26, No. 3, pp.70-81.
- [90] Kamal S., Chalanga A., Moreno J. A., Fridman L. et Bandyopadhyay B. (2014), *Higher Order Super-Twisting Algorithm. Variable Structure Systems (VSS), 13th International Workshop on IEEE*. (pp. 1-5), Nantes.
- [91] Kahla, S., Soufi, Y., Sedraoui, M. et Bechouat, M., (2017). *Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion System Using Multi-objective grey wolf optimization of Fuzzy-Sliding Mode Controller*. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), Vol. 7, No. 2, (pp. 926-936).
- [92] Kazmi, S.M.R., Goto, H., Guo, H.J. et Ichinokura, O., (2010), September. *Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system*. In Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE (pp. 4075-4082). IEEE.
- [93] Kazmi, S.M.R., Goto, H., Guo, H.J. et Ichinokura, O., (2011.) *A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, No. 1, pp.29-36.
- [94] Kazmierkowski, M.P. et Sobczuk, D.L. (1996). *Sliding Mode Feedback Linearized Control of PWM Inverter Fed Induction Motor*. IEEE IECON, 22nd International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation, Vol. 1, pp. 244-249. Aug 5.

-
- [95] Kesraoui, M., Korichi, N. et Belkadi, A., (2011). *Maximum power point tracker of wind energy conversion system*. Renewable energy, Vol. 36, No. 10, pp.2655-2662.
- [96] Khalil, H.K. (1996). *Nonlinear systems*. Prentice-Hall, New Jersey, Vol. 2, No. 5, pp.5-1.
- [97] Khan, M.K., Spurgeon, S.K. et Levan, A. (2003). *Simple output-feedback 2-sliding controller for systems of relative degree two*. In *European Control Conference (ECC)*, pp. 42-46. IEEE. Sep 1.
- [98] Kilbas, A. A. Srivastava, H. M. et Trujillo. J. J. (2006). *Theory and application of fractional differential equations*. In Jan van Mill (Ed), North Holland Mathematics Studies, Amsterdam : Elsevier.
- [99] Kolesnikov, A. Veselov, G. et Kolesnikov, A. (2000). *Modern application control theory : synergetic approach in control theory*. TRTU, Moscow, Taganrog.
- [100] Kouadria, M.A., Allaoui, T. et Denai, M. (2017). *A hybrid fuzzy sliding-mode control for a three-phase shunt active power filter*. Energy Systems, Vol. 8, No. 2, pp.297-308.
- [101] Knight, A.M. et Peters, G.E., (2005). *Simple wind energy controller for an expanded operating range*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, No. 2, pp.459-466.
- [102] Kortabarria, I., Andreu, J., de Alegría, I.M., Jiménez, J., Gárate, J.I. et Robles, E., (2014). *A novel adaptative maximum power point tracking algorithm for small wind turbines*. Renewable Energy, 63, pp.785-796.
- [103] Koutroulis, E. et Kalaitzakis, K., (2006). *Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications*. IEEE transactions on industrial electronics, 53(2), pp.486-494.
- [104] Krause, P., Wasynczuk, O. et Sudhoff, S.D. (2002). *Analysis of electrical machinery and drive systems*. New York, USA 2 edition. Wiley-IEEE Press.
- [105] Krause, P., Wasynczuk, O., Sudhoff, S.D. et Pekarek, S. (2013). *Analysis of electric machinery and drive systems*. John Wiley & Sons.
- [106] Krishnan, R. (2001). *Electric motor drives : modeling, analysis, and control*. Prentice Hall.
- [107] Kumar, D. et Chatterjee, K., (2016). *A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems*. Renewable and sustainable energy reviews, 55, pp.957-970.

- [108] Lafont, F., Pessel, N., Balmat, J.F. et Fliess, M., (2013, October). *On the model-free control of an experimental greenhouse*. In International Conference on Modeling, Simulation and Control (ICMSC'13) (p. CDrom). Oct 23.
- [109] Leithead, W. E. et Connor, B. (2000). *Control of variable speed wind turbines : design task*. International Journal of Control. Vol. 73, No. 13, pp. 1189-1212.
- [110] Levant, A. (1993). *Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control*. International journal of control, Vol. 58, No. 6, pp.1247-1263.
- [111] Levant, A. et Alelishvili, L. (2007). *Integral high-order sliding modes*. IEEE Transactions on Automatic control, Vol. 52, No. 7, pp.1278-1282.
- [112] Leyva, R., Martinez-Salamero, L., Valderrama-Blavi, H., Maixe, J., Giral, R. et Guinjoan, F., (2001). *Linear state-feedback control of a boost converter for large-signal stability*. IEEE Transactions on Circuits and Systems I : Fundamental Theory and Applications, Vol. 48, No. 4, pp.418-424.
- [113] Li, D., Proddutur, K., Santi, E. et Monti, A., (2002). *Synergetic control of a boost converter : Theory and experimental verification*. In SoutheastCon, 2002. Proceedings IEEE (pp. 197-200). IEEE.
- [114] Li, H., Shi, K.L. et McLaren, P.G., (2005). *Neural-network-based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient*. IEEE transactions on industry applications, Vol. 41, No 6, pp.1548-1556.
- [115] Li, H. et Chen, Z. (2008) *Overview of different wind generator systems and their comparisons*. IET Renewable Power Generation, Vol. 2, No. 2, pp. 123-138, June 2008.
- [116] Li, S. Haskew, T.A. et Xu, L. (2010). *Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines*. Electric Power Systems Research, Vol. 80, No. 3, March 2010, pp. 328-338.
- [117] Lin L, Song L. Li W. et Jing S. (2009) *Modal Analysis Concerning the Control Mode of Doubly-fed Induction Generator, Sustainable Power Generation and Supply*. International Conference on IEEE. Apr 6.
- [118] Liu, J., Lin, W., Alsaadi, F. et Hayat, T., (2015). *Nonlinear observer design for PEM fuel cell power systems via second order sliding mode technique*. Neurocomputing, Vol. 168, pp.145-151.

- [119] Jaramillo-Lopez, F., Kenne, G. et Lamnabhi-Lagarrigue, F. (2016). *A novel online training neural network-based algorithm for wind speed estimation and adaptive control of PMSG wind turbine system for maximum power extraction*. Renewable Energy, Vol. 86, pp. 38-48.
- [120] MA, X. (1997). *Adaptive extremum control and wind turbine control*. Thèse de doctorat. Technical University of Denmark.
- [121] Mali, S.S. et Kushare, B.E., (2013). *Mppt algorithms : Extracting maximum power from wind turbines*. International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering, Vol. 1, No. 5, pp.199-202.
- [122] Marden, J.R., Ruben, S.D. et Pao, L.Y. (2013). *A model-free approach to wind farm control using game theoretic methods*. IEEE Transactions on Control Systems Technology. Vol. 21, No. 4, pp 1207-1214.
- [123] Marques J. Pinheiro H. Grundling H. Pinheiro J. et Hey H. (2003). *A survey on variable-speed wind turbine system*. Proceedings of Brazilian conference of electronics of power, pp. 732-738.
- [124] Martins C.A. et Carvalho A.S. (2001) *Technological trends in induction motor electrical drives*. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume. 2.
- [125] Matsuda, K. et Fujii, H., (1993). *H (infinity) optimized wave-absorbing control-Analytical and experimental results*. Journal of Guidance, Control, and Dynamics, Vol. 16, No. 6, pp.1146-1153.
- [126] Melicio, R., Mendes, V.M.F. et Catalão, J.P.D.S., (2010). *Fractional-order control and simulation of wind energy systems with PMSG/full-power converter topology*. Energy Conversion and Management, Vol. 51, No. 6, pp.1250-1258.
- [127] Merabet, A., Ahmed, K.T., Ibrahim, H. et Beguenane, R. (2016). *Implementation of Sliding Mode Control System for Generator and Grid Sides Control of Wind Energy Conversion System*. IEEE Trans. Sustain. Energy. Vol. 7, No. 3.
- [128] Merabet, A., Labib, L., Ghias, A.M., Ghenai, C. et Salameh, T., (2017). *Robust feedback linearizing control with sliding mode compensation for a grid-connected photovoltaic inverter system under unbalanced grid voltages*. IEEE Journal of Photovoltaics, Vol. 7, No. 3, pp.828-838.

- [129] Mérida, J., Aguilar, L.T. et Dávila, J., (2014). *Analysis and synthesis of sliding mode control for large scale variable speed wind turbine for power optimization*. Renewable Energy, Vol. 71, pp.715-728.
- [130] Merrikh-Bayat, F. (2012). *Rules for selecting the parameters of Oustaloup recursive approximation for the simulation of linear feedback systems containing $PI^\lambda D^\mu$ controller*. Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation Vol. 17, No. 4, pp 1852-1861.
- [131] Michel, L., Join, C., Fliess, M., Sicard, P., et Cheriti, A. (2010). *Model-free control of dc/dc converters*. in Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), IEEE 12th Workshop on, 2010, pp. 1-8.
- [132] Mirecki, A. (2005). *Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [133] Moor, G.D. et Beukes, H.J., (2004), June. *Maximum power point trackers for wind turbines*. In Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual Vol. 3, pp. 2044-2049. IEEE. Jun 20.
- [134] Morales, L.G.G. (2011). *Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable*. Thèse de Doctorat.
- [135] Munteanu, I., Cutulults, N.A., Bratcu, A.I., et Ceanga, E. (2005). *Optimization of variable speed wind power systems based on a LQG approach*. Control engineering practice, Vol. 13, No. 7, pp. 903-912.
- [136] Munteanu, I., (2008). *Wind turbine control systems. Principles, modelling and gain scheduling design*. Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista and Ricardo J. Mantz, Springer, London, 2006.
- [137] Nasiri, M., Milimonfared, J. et Fathi, S.H., (2014). *Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines*. Energy Conversion and Management, Vol. 86, pp.892-900.
- [138] Nicolás C.V, Lafoz M. et Iglesias J. (2002). *Guidelines for the Design and Control of Electrical Generator Systems for new Grid connected Wind Turbine Generator*. IECON 2002.

- [139] Novak, P. Jovik, I. et Schmidtbauer, B. (1994). *Modeling and identification of drive-system dynamics in a variable-speed wind turbine*. In Proceedings of the Third IEEE Conference on Control Applications, Vol. 1, pages 233-238, Aug 24.
- [140] Novak, P. Ekelund, T. Jovik, I. et Schmidtbauer, B. (1995). *Modeling and control of variable-speed wind-turbine drive-system dynamics*. IEEE Control systems, Vol. 15, No. 4, pages 28-38.
- [141] Oustaloup A, Levron F, Mathieu B et al (2000) *Frequency-band complex noninteger differentiator : characterization and synthesis IEEE Transactions on Circuits and Systems I : Fundamental Theory and Applications* Vol. 47, No. 1, pp 25-39.
- [142] Oustaloup A (1995) *La derivation non entiere : Theorie, synthese et applications*, Paris : Hermes edition, France.
- [143] Ong, C.M. (1998). *Dynamic simulation of electric machinery using Matlab/Simulink*. Prentice-Hall PTR,.
- [144] Pagnini, L.C., Burlando, M. et Repetto, M.P., (2015). *Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment*. Applied Energy, 154, pp.112-121.
- [145] Pan, C.T. et Juan, Y.L., (2010). *A novel sensorless MPPT controller for a high-efficiency microscale wind power generation system*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25, No. 1, pp.207-216.
- [146] Pan, T. Ji, Z. et Jiang, Z. (2008). *Maximum power point tracking of wind energy conversion systems based on sliding mode extremum seeking control*. In Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE pages 1-5. Nov 17.
- [147] Pan, Y. et Özgüner, Ü., (2002). *Extremum seeking control with sliding mode*. IFAC Proceedings Volumes, Vol.35, No.1, pp.371-376.
- [148] Park, J. (1981). *The Wind Power Book*. Cheshire Books, Palo Alto, California.
- [149] Patel, M.R., (2005). *Wind and solar power systems : design, analysis, and operation*. CRC press.
- [150] Patil, N. S. et Y. N. Bhosle. (2013). *A review on wind turbine generator topologies*. Power, Energy and Control (ICPEC), 2013 International Conference on. IEEE. Feb 6.
- [151] Patsios, C., Chaniotis, A., Rotas, M. et Kladas, A.G., (2009), July. *A comparison of maximum-power-point tracking control techniques for low-power variable-speed wind genera-*

- tors. In Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on (pp. 1-6). IEEE.
- [152] Pena, R.S., Cardenas, R.J., Asher, G.M. et Clare, J.C., (2000). *Vector controlled induction machines for stand-alone wind energy applications*. In Industry Applications Conference, 2000. Conference Record of the 2000 IEEE Vol. 3, pp. 1409-1415. IEEE. Rome, Italy, Oct 8-12.
- [153] Pena, R.S., Cardenas, R.J., Clare, J.C. et Asher, G.M. (2002). *Control strategy of double fed induction generators for a wind diesel energy system*. In IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society, Vol. 4 pp. 3297-3302. IEEE. Sevilla, Spain. 5-8 Nov.
- [154] Pena, R., Cárdenas, R., Proboste, J., Clare, J. et Asher, G., (2008). *Wind diesel generation using doubly fed induction machines*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, No. 1, pp.202-214.
- [155] Perruquetti, W. et Barbot, J.P. (2002) *Sliding mode control in engineering*, CRC Press.
- [156] Petersson, A. (2005). *Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines*. Thèse de doctorat, Chalmers University of Technology.
- [157] Pisano, A. (2000). *Second order sliding modes : theory and applications*. PhD Thesis, Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica (DIEE), Università degli Studi di Cagliari.
- [158] Podlubny, I. (1999). *Fractional differential equations*. San Diego : Academic Press.
- [159] Poitiers, F., (2003). *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau*. thèse Doctorat, Université de Nantes.
- [160] Prats, M.A.M., Carrasco, J.M., Galvan, E., Sanchez, J.A., Franquelo, L.G. et Batista, C., (2000). *Improving transition between power optimization and power limitation of variable speed, variable pitch wind turbines using fuzzy control techniques*. In Industrial Electronics Society, 2000. IECON 2000. 26th Annual Conference of the IEEE. Vol. 3, pp. 1497-1502. IEEE.
- [161] Precup, R.E., Radac, M.B., Dragos, C.A., Preitl, S. et Petriu, E.M., (2014, March). *Model-free tuning solution for sliding mode control of servo systems*. In Systems Conference (SysCon), 2014 8th Annual IEEE (pp. 30-35). IEEE. Ottawa, ON, Canada. 31 March-3 April.

- [162] Precup, R.E., Radac, M.B., Roman, R.C. et Petriu, E.M, (2017). *Model-free sliding mode control of nonlinear systems : Algorithms and experiments*. Information Sciences, Vol. 381, pp. 176-192.
- [163] Rekioua, D., (2014). *Wind Power Electric Systems*. Green Energy and Technology, London Springer.
- [164] Robert, L.A (1990) *AC Generators. Design and Application*. John Wiley, 1990.
- [165] Rodriguez, J.L. (2000). *Análisis dinámico y diseño del sistema de control de aeroturbinas de velocidad variable con generador asincrono de doble alimentacion*. PhD thesis, Uninersité Carlos III de Madrid.
- [166] SALLE, S.D.L., Reardon, D., Leithead, W.E. et GRIMBLE, M.J., (1990). *Review of wind turbine control*. International Journal of Control, Vol. 52, No. 6, pp.1295-1310.
- [167] SALLOUM, G. (2007) *Contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation*. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [168] Sánchez, S., Bueno, M., Delgado, E. et Giraldo, E. (2009, September). *Optimal PI control of a wind energy conversion system using particles swarm*. In Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference., CERMA'09. pp. 332-337. IEEE. Cuernavaca, Morelos, Mexico. 22-25 Sept.
- [169] Santi E, Monti A, Li D et al (2003). *Synergetic control for dc-dc boost converter : implementation options*. *IEEE Transactions on Industry Application* Vol. 39, No. 6, pp 1803-1813.
- [170] Santi, E., Monti, A., Li, D., Proddutur, K. et Dougal, R.A., (2004). *Synergetic control for power electronics applications : a comparison with the sliding mode approach*. Journal of Circuits, Systems, and Computers, Vol. 13, No. 4, pp.737-760.
- [171] Saravanakumar, R. et Jena, D., (2015). *Validation of an integral sliding mode control for optimal control of a three blade variable speed variable pitch wind turbine*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 69, pp.421-429.
- [172] SÉGUIER, G. et NOTELET, F. (1977). *Electrotechnique industrielle*. Technique et documentation.
- [173] Sheri S, Shankarprasad B, Bhat V. et Jagadish S. (2009) *Effect of Doubly Fed Induction Generator on Transient Stability Analysis of Grid*. Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, INDIA December 27-29.

- [174] Shtessel, Y., Edwards, C., Fridman, L. et Levant, A. (2014) *Sliding mode control and observation. Control Engineering. Springer*, Vol. 10, pp. 978-0. New York : Birkhäuser.
- [175] Si-Ammour, A., Djennoune, S. et Bettayeb, M., (2009). *A sliding mode control for linear fractional systems with input and state delays*. Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation, Vol. 14, No. 5, pp.2310-2318.
- [176] Si Ammour, A., (2011). *Contribution à la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire*. thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou Algérie.
- [177] Simoes, M.G., Bose, B.K. et Spiegel, R.J., (1997). *Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system*. IEEE transactions on power electronics, Vol. 12, No. 1, pp.87-95.
- [178] Slotine, J.J.E. et Li, W. (1991). *Applied nonlinear control* Vol. 199, No. 1, Englewood Cliffs, NJ : Prentice hall.
- [179] Soetedjo, A., Lomi, A. et Mulayanto, W.P., (2011), July. *Modeling of wind energy system with MPPT control*. In Electrical engineering and informatics (ICEEI), 2011 international conference on (pp. 1-6). IEEE.
- [180] Sorensen, P., Hansen, A., Janosi, L., Bech, J. et Bak-Jensen, B., (2001). *Simulation of interaction between wind farm and power system*. RISO report R-1281 (EN)(online : www.risoe.dk/rispubl/VEA/veapdf/ris-r-1281.pdf), Roskilde, Denmark.
- [181] Spooner, E. et Williamson, A.C. (1996) *Direct coupled, permanent magnet generators for wind turbine applications*. Electric Power Applications, IEE Proceedings, Volume : 143 , Jan. 1996, pp :1-8.
- [182] Suganthi, L., Iniyan, S. et Samuel, A.A., (2015). *Applications of fuzzy logic in renewable energy systems ?a review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 48, pp.585-607.
- [183] Tan, K. et Islam, S., (2004). *Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors*. IEEE transactions on energy conversion, Vol. 19, No. 2, pp.392-399.
- [184] Tanaka, T., Toumiya, T. et Suzuki, T., (1997). *Output control by hill-climbing method for a small scale wind power generating system*. Renewable Energy, Vol. 12, No. 4, pp.387-400.

- [185] Tapia, A., Tapia, G., Ostolaza, J.X. et Saenz, J.R., (2003). *Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator*. IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 18, No. 2, pp.194-204.
- [186] Thongam, J.S., Bouchard, P., Beguenane, R. et Fofana, I., (2010, August). *Neural network based wind speed sensorless MPPT controller for variable speed wind energy conversion systems*. In Electric Power and Energy Conference (EPEC), IEEE. pp. 1-6. Halifax, NS, Canada . 25-27 Aug.
- [187] Thongam, J.S. et Ouhrouche, M., (2011). *MPPT control methods in wind energy conversion systems*. In Fundamental and advanced topics in wind power. InTech.
- [188] Thomas, A. (2005) *Wind Power in Power Systems*. England, Wiley.
- [189] Utkin, V.I. (1978). *Sliding modes and their applications in variable structure systems*. Mir, Moscow.
- [190] Utkin, V. et Shi, J. (1996). *Integral Sliding Mode in Systems Operating under Uncertainty Conditions*. In *Proc. 35th IEEE Int. Conf. on Decision and Control*, Kobe, Japan, Dec. 11-13, 1996.
- [191] Valenciaga, F. et Puleston, P.F. (2008). *High-order sliding control for a wind energy conversion system based on a permanent magnet synchronous generator*. IEEE transactions on energy conversion, Vol. 23, No. 3, pp.860-867.
- [192] Vidal, P.E. (2004). *Commande non linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [193] Viveiros, C., Melicio, R., Igreja, J.M. et Mendes, V.M., (2014). *Fuzzy, integer and fractional-order control : Application on a wind turbine benchmark model*. In Methods and Models in Automation and Robotics (MMAR), 2014 19th International Conference On pp. 252-257. IEEE. Miedzyzdroje, Poland. 2-5 Sept.
- [194] Wang, H P. ,Zheng, D., et Tian, Y., (2016). *High pressure common rail injection system modeling and control*. ISA Transactions, Vol. 63, pp. 265-273.
- [195] Wang, H., Tian, Y. et Zheng, D. (2016). *ESO-based iPI Common Rail Pressure Control of High Pressure Common Rail Injection System*. Studies in Informatics and Control, Vol. 25, No. 3, pp. 273-282.

- [196] Wang, Q. et Chan, L., (1999), May. *An independent maximum power extraction strategy for wind energy conversion systems*. In Electrical and Computer Engineering, 1999 IEEE Canadian Conference on Vol. 2, pp. 1142-1147. IEEE. Edmonton, Alberta, Canada, Canada. 9-12 May.
- [197] Wang, Q.Q., (2003). *Maximum wind energy extraction strategies using power electronic converters*. Diss. PhD. dissertation, Univ. of New Brunswick, Canada.
- [198] Wang, Q. et Chang, L., (2004). *An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems*. IEEE Transactions on power electronics, Vol. 19, No. 5, pp.1242-1249.
- [199] Witczak, P., Patan, K., Witczak, M., Puig, V. et Korbicz, J., (2015). *A neural network-based robust unknown input observer design : Application to wind turbine*. IFAC-PapersOnLine, Vol. 48, No. 21, pp.263-270.
- [200] Xia, C., Geng, Q., Gu, X., Shi, T., et Song, Z. (2012). *Input-Output Feedback Linearization and Speed Control of a Surface Permanent-Magnet Synchronous Wind Generator With the Boost-Chopper Converter*. IEEE Trans. Ind. Electron. Vol. 59, No. 9, pp. 3489-3500.
- [201] Xia, Y., Ahmed, K.H. et Williams, B.W., (2011). *A new maximum power point tracking technique for permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion system*. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, No. 12, pp.3609-3620.
- [202] Xin-Fang, Z., Da-Ping, X. et Yi-Bing, L., (2004), June. *Adaptive optimal fuzzy control for variable speed fixed pitch wind turbines*. In Intelligent Control and Automation, 2004. WCICA 2004. Fifth World Congress on Vol. 3, pp. 2481-2485. IEEE.
- [203] XU, F., ZHANG, J. et CHENG, M., (2011). *Analysis of double objectives control for wind power generation system with frequency separation*. In : Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 4th International Conference on. IEEE, p. 1366-1371.
- [204] Xu, Z., Hu, Q. et Ehsani, M., (2012). *Estimation of effective wind speed for fixed-speed wind turbines based on frequency domain data fusion*. IEEE Transactions on Sustainable energy, Vol. 3, No. 1, pp.57-64.
- [205] Ytkis U. (1976). *Control Systems of Variable Structure*. Wiley, New York.

-
- [206] Young K.D. et Ozguner U. (eds.) (1999) *Variable Structure Systems, Sliding Mode and Nonlinear Control*. Lecture Notes in Control and Information Sciences, Springer-Verlag, in press.
- [207] Zeng, Q., Chang, L. et Shao, R., (2008, May). *Fuzzy-logic-based maximum power point tracking strategy for PMSG variable-speed wind turbine generation systems*. In Electrical and Computer Engineering, 2008. CCECE 2008. Canadian Conference on (pp. 000405-000410). IEEE.
- [208] Zhang, J., Cheng, M., Chen, Z. et Fu, X., (2008), April. *Pitch angle control for variable speed wind turbines*. In Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on pp. 2691-2696. IEEE.
- [209] Zhao, Y., Wei, C., Zhang, Z. et Qiao, W., (2013). *A review on position/speed sensorless control for permanent-magnet synchronous machine-based wind energy conversion systems*. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 1, No. 4, pp.203-216.
- [210] Zhu, Y., Cheng, M., Hua, W. et Wang, W., (2012). *A novel maximum power point tracking control for permanent magnet direct drive wind energy conversion systems*. Energies, Vol. 5, No. 5, pp.1398-1412.
- [211] [https ://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657#](https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657#).