

جامعة زيان عاشور بالجنينة

Ziane Achour University of Djelfa



كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculty of Science and Technology

Department: Electrical Engineering

Order N° : / 2021

Defense authorization N°/2021

DOCTORAL THESIS

3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Presented by

Abdelkader GARMAT

With a view to obtaining the doctoral diploma in 3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Branch: Automatic

Specialty: Industrial control

Topic

Contribution à la modélisation et la commande multimodèle optimale des systèmes énergétiques

Supported, on 15/07/2021, before the jury composed of:

Last and first name	Grade	Institution of affiliation	Designation
Mr. Ahmed HAFIFA	Professor	University of Djelfa	President
Mrs. Messaouda AZZOUZI	Professor	University of Djelfa	Supervisor
Mr. Bachir BOUCHEKIMA	Professor	University of Ouargla	Co-Supervisor
Mr. Larbi BOUKEZZI	Professor	University of Djelfa	Examiner
Mrs. Khansa BDIRINA	MCA	University of Djelfa	Examiner
Mr. Abdelghani AISSAOUI	Professor	University of Bechar	Examiner

Djelfa University, FST - 2021



THESE DE DOCTORAT

Doctorat 3^{ème} Cycle (D-LMD)

Présentée par

Abdelkader GARMAT

En vue de l'obtention du diplôme de Docteur en 3^{ème} Cycle D-LMD

Filière : Automatique

Spécialité : Contrôle Industriel

Thème

Contribution à la modélisation et la commande multimodèle optimale des systèmes énergétiques

Soutenue publiquement, le 15/07/2021, devant le jury composé de :

Nom et prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Désignation
Mr. Ahmed HAFIFA	Professeur	Université de Djelfa	Président
Mme. Messaouda AZZOUZI	Professeur	Université de Djelfa	Directeur de thèse
Mr. Bachir BOUCHEKIMA	Professeur	Université de Ouargla	Co Directeur de thèse
Mr. Larbi BOUKEZZI	Professeur	Université de Djelfa	Examineur
Mme. Khansa BDIRINA	MCA	Université de Djelfa	Examineur
Mr. Abdelghani AISSAOUI	Professeur	Université de Bechar	Examineur

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail aux prunelles de mes yeux mes parents, qui rêvaient tant de me voir arriver au bout de ce long chemin.

À ma chère épouse qui m'a accompagné à chaque moment jusqu'à ce que j'aie fini ce travail.

À tout les membres de ma famille mes chers frères et sœurs

Et pour tous ceux qui m'ont soutenu et m'ont aidé de loin ou de près à accomplir ce travail et je mentionne particulièrement: Zerrouki Ibrahim et Zerrouki Mourad

Abdelkader.

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu « DIEU » le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant la période d'étude et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Je remercie infiniment Pr. M. Azzouzi, Maître de Conférences au département Génie électrique de l'Université Ziane Achour de Djelfa, et Pr. B. BOUCHEKIMA Professeur au département des Energies Renouvelables de l'Université Kasdi Merbah Ouargla, qui ont encadré et suivi l'élaboration de cette thèse. Ils étaient toujours disponibles pour répondre à mes questions. Tout mon respect et ma profonde reconnaissance.

Un merci spécial à mon directeur général pour toutes les facilités qu'il m'a accordées pour atteindre ce moment.

Mes remerciements vont de même à tous les membres du jury: Pr. Ahmed HAFIFA (Président), Pr. Messaouda AZZOUI (Directeur de thèse), Pr. Bachir BOUCHEKIMA (Co Directeur de thèse), Pr. Larbi BOUKAZZI (Examineur), Dr. Khansa BDIRINA (Examineur) et Pr. Abdelghani AISSAOUI (Examineur) qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Ma gratitude aussi au département Génie électrique de l'Université de Djelfa et à tous mes enseignants.

Je ne saurais oublier de remercier mes camarades qui n'ont épargné aucun effort chaque fois que j'ai besoin de leur aide depuis le début de ce travail surtout : BENCHERIF Mohamed Lakhdar, GHEZAL Younes et BENSALÉM Meroua.

Enfin, une pensée affectueuse est adressée aux membres de ma famille en particulier ma mère, mon père, ma femme, mes frères et sœurs, pour leur soutien sans limite durant la période d'étude.

Liste des paramètres

dx : Longueur d'une colonne d'air
 S : Surface balayée par l'éolienne
 ρ : Masse volumique de l'air
 v : Vitesse instantanée du vent
 E_c : Energie cinétique du vent
 P_m : Puissance extraite du volume d'air
 v_1 : Vitesse du vent en amont
 v_2 : Vitesse du vent en aval
 S_1 : Surface balayée par l'éolienne en amont
 S_2 : Surface balayée par l'éolienne en aval
 m_0 : Masse d'air
 P_{mt} : Puissance totale extraite du volume d'air
 v_T : Composante turbulente du vent
 v_{moy} : Moyenne de la vitesse du vent
 H_f : Fonction de transfert
 τ : Constante de temps
 C_{em} : Couple électromagnétique
 $C_{em_réf}$: Couple électromagnétique de référence
 P : Puissance électrique
 Ω_T : Vitesse de rotation de la turbine
 C_{aer} : Couple aérodynamique
 G : Gain du multiplicateur
 Ω_g : Vitesse de rotation de la génératrice
 P_{Vent} : Puissance mécanique extraite du vent
 R_T : Rayon des pales
 P_T : Puissance extraite par la turbine
 P_{aer} : Puissance aérodynamique
 C_p : Coefficient de puissance
 λ : Rapport de vitesse
 β : Angle d'inclinaison, d'orientation ou de calage des pales
 J : Inertie totale
 J_T : Inertie de la turbine
 J_g : Inertie du générateur
 C_{mec} : Couple mécanique

β_{reg} : Angle d'inclinaison des pales de référence
 d : Coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur
 k : Coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales
 Ω_{g_BV} : Vitesse de rotation du générateur ramenés à l'arbre basse vitesse
 J_{g_BV} : Inertie du générateur ramenés à l'arbre basse vitesse
 τ_β : Constante de temps du système de l'actionneur de calage
 v_i : Vitesse du vent choisie
 x_i : Vecteur d'état correspondant à v_i
 u_i : Entrée du système correspondante à v_i
 x : Vecteur d'état
 u : Entrée du système
 A_i : Matrice d'état correspondante à v_i
 B_i : Matrice de commande correspondante à v_i
 ψ_i° : Point de fonctionnement caractérisé par v_i
 Δ : Variation liée au point de fonctionnement choisi
 a_i, b_i : Coefficients de linéarisation correspondants à v_i
 λ_{i_nom} : Ratio de vitesse spécifiée nominale
 Ω_{T_nom} : Vitesse de rotation nominale de la turbine
 C_{pi_nom} : Coefficient de puissance nominal
 β_{i_nom} : Angle d'orientation des pales nominal
 C_{aer_nom} : Couple aérodynamique nominal
 C_{em_nom} : Couple électromagnétique nominal
 P_j : Puissance électrique choisie
 Ψ_{ij}° : Point de fonctionnement caractérisé par v_i et P_j
 C_{em-j} : Couple électromagnétique correspondant à P_j
 β_{ij} : Angle de calage des pales correspondant à v_i et P_j
 a_{ij}, b_{ij} : Coefficients de linéarisation correspondants à v_i et P_j
 $C_{p_{ij}}$: Coefficient de puissance correspondant à v_i et P_j
 λ_{ij} : Ratio de vitesse correspondant à v_i et P_j
 C_{aer-j} : Couple aérodynamique correspondant à P_j
 A_{ij} : Matrice d'état correspondante à v_i et P_j
 B_{ij} : Matrice de commande correspondante à v_i et P_j
 y : Sortie du système
 C_{ij} : Matrice d'observation correspondante à v_i et P_j

D_{ij} : Matrice d'action directe correspondante à v_i et P_j

$\Omega_{g-BV-nom}$: Vitesse de rotation du générateur nominale ramenés à l'arbre basse vitesse

C_{mec-j} : Couple mécanique correspondant à P_j

β_{reg-ij} : Angle d'inclinaison des pales correspondant à v_i et P_j

μ_i : Fonctions d'activation

$z(t)$: Vecteur des variables de décision

y_i : Sortie du système correspondante à v_i

θ_i : Coefficient de validité correspondant à v_i

r_i : Erreur absolue correspondant à v_i

n : Nombre de modèles locaux

$r'_i(t)$: Valeur normalisée d'erreur absolue

$\Omega_{T,min}$: Vitesse de rotation minimale de la turbine

v_{min} : Vitesse du vent minimale

v_{nom} : Vitesse du vent nominale

v_{max} : Vitesse du vent maximale

P_{min} : Puissance électrique minimale

P_{nom} : Puissance électrique nominale

λ_{opt} : Ratio de vitesse optimal

$C_{p,max}$: Coefficient de puissance maximal

$f_{réf}$: Fréquence de référence

f_c : Fréquence de consigne

$P_{réf}$: Puissance électrique de référence

$\Omega_{T,réf}$: Vitesse de rotation de la turbine de référence

K_p : Gain proportionnel

T_i : Constante d'intégration

T_d : Constante de dérivation

s : Opérateur de Laplace

$K_{p,i}$: Gain proportionnel local

$T_{i,i}$: Constante d'intégration locale

$T_{d,i}$: Constante de dérivation locale

θ_{ij} : Coefficients de validité correspondants à v_i et P_j

$\Omega_{T,c}$: Vitesse de rotation de la turbine de consigne

P_c : Puissance électrique de consigne

$y_{réf}$: Sortie de référence

\hat{v} : Vitesse estimée du vent

\hat{C}_{aer} : Couple aérodynamique estimé

$\hat{\Omega}_T$: Vitesse de rotation de la turbine estimée

h : Bruit d'état

b_m : Bruit de mesure

$J(\cdot)$: Critère d'optimisation

θ : Paramètres d'optimisation

∇J : Gradient de J

$\nabla^2 J$: Hessienne de J

Liste des abréviations

MS: Machine Synchrone

MADA: Machine Asynchrone à Double Alimentation

CCM: Convertisseur Côté MADA

CCR: Convertisseur Côté Réseau

pf: Point de fonctionnement

PID: Correcteur Proportionnel Intégral Dérivé

M: Modèle

PI: Proportionnel Intégral

PD: Proportionnel Dérivé

LQ: Linéaire Quadratique

N-R: Newton-Raphson

Liste des figures

Figure I.1. Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure.....	4
Figure I.2. Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.....	5
Figure I.3. Principaux composants de la nacelle d'une éolienne.....	6
Figure I.4. Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus).....	8
Figure I.5. Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius).....	8
Figure I.6. Eoliennes à axe horizontal.....	9
Figure I.7. Colonne d'air animée d'une vitesse v	9
Figure I.8. Tube de courant autour d'une éolienne.....	10
Figure I.9. Système éolien à base d'une machine synchrone.....	12
Figure I.10. Système éolien à base d'une machine asynchrone.....	13
Figure II.1. Système éolien à vitesse variable basé sur une MADA.....	15
Figure II.2. Vitesse du vent.....	16
Figure II.3. Modèle à une masse de l'éolienne.....	19
Figure II.4. Modèle à deux masses de l'éolienne.....	19
Figure III.1. Structure d'un système multimodèle.....	26
Figure III.2. Principe de la fusion multimodèle.....	29
Figure III.3. Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.....	29
Figure III.4. Réglage primaire de la fréquence.....	30
Figure III.5. Stratégie d'implantation de commande d'une éolienne.....	32
Figure III.6. Structure du correcteur PID multimodèle (rigide, avec calage).....	33
Figure III.7. Vitesse de rotation de la turbine.....	35
Figure III.8. Couple électromagnétique.....	36
Figure III.9. Puissance électrique générée.....	36
Figure III.10. Variation de la puissance électrique générée.....	37
Figure IV.1. Schéma bloc de la loi de commande global (souple, avec calage).....	47
Figure IV.2. Vitesse de rotation de la turbine.....	48
Figure IV.3. Couple électromagnétique.....	48
Figure IV.4. Puissance électrique générée.....	49
Figure IV.5. Variation de la puissance électrique générée.....	49
Figure IV.6. Schéma global de l'estimateur du vent.....	50
Figure IV.7. Estimateur de la vitesse du vent.....	51
Figure IV.8. Vitesse du vent avec sa valeur estimée.....	56
Figure IV.9. Vitesse de rotation de la turbine.....	56
Figure IV.10. Couple électromagnétique.....	57

Figure IV.11. Puissance électrique générée.....	57
Figure IV.12. Variation de la puissance électrique générée.....	58
Figure V.1. Vitesse de rotation de la turbine.....	59
Figure V.2. Couple électromagnétique.....	60
Figure V.3. Puissance électrique générée.....	60
Figure V.4. Variation de la puissance électrique générée.....	61
Figure V.5. Vitesse de rotation de la turbine.....	62
Figure V.6. Couple électromagnétique.....	62
Figure V.7. Puissance électrique générée.....	63
Figure V.8. Variation de la puissance électrique générée.....	63
Figure V.9. Vitesse de rotation de la turbine.....	64
Figure V.10. Couple électromagnétique.....	65
Figure V.11. Puissance électrique générée.....	65
Figure V.12. Variation de la puissance électrique générée.....	66
Figure V.13. Vitesse de rotation de la turbine.....	67
Figure V.14. Couple électromagnétique.....	67
Figure V.15. Puissance électrique générée.....	68
Figure V.16. Variation de la puissance électrique générée.....	68

Liste des tableaux

Tableau 1. Paramètres de l'éolienne.....	71
Tableau 2. La base de 4 modèles de la commande PID multimodèle.....	71
Tableau 3. La base de 8 modèles de la commande PID multimodèle.....	71
Tableau 4. La base de 4 modèles de la commande LQ multimodèle.....	72
Tableau 5. La base de 8 modèles de la commande LQ multimodèle.....	72

Table des matières

Introduction générale.....	1
 Chapitre I: Généralités sur les systèmes éoliens et problématique abordée	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Le gisement éolien en Algérie.....	3
I.3. Définition de l'énergie éolienne.....	4
I.4. Système de conversion d'énergie éolienne.....	4
I.4.1. Descriptif d'une éolienne.....	5
I.4.1.1. Le mât (la tour).....	5
I.4.1.2. La nacelle.....	5
I.4.1.3. Le rotor.....	6
I.4.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	7
I.4.3. Différents types d'aérogénérateurs.....	7
I.4.3.1. Eoliennes à axe vertical.....	7
I.4.3.2. Eoliennes à axe horizontal.....	8
I.4.4. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	9
I.4.4.1. Action du vent sur les pales.....	9
I.4.4.2. Génératrice éolienne.....	11
I.5. L'intégration des éoliennes dans le réseau électrique.....	13
I.6. Problématique et solution.....	13
I.7. Conclusion.....	14
 Chapitre II: Modélisation des éléments du système de conversion éolien	
II.1. Introduction.....	15
II.2. Description du système éolien à vitesse variable.....	15
II.3. Modélisation du système éolien.....	15
II.3.1. Modèle Aérodynamique (le vent).....	15
II.3.2. Modélisation de la MADA.....	16
II.3.3. Modèle du Multiplicateur.....	17
II.3.4. Modélisation du sous-système aérodynamique.....	17
II.3.4.1. Modèle de transmission rigide.....	18
II.3.4.2. Modèle de transmission souple.....	19
II.3.5. Modélisation du système d'orientation des pales.....	20
II.3.6. Modèle linéarisé du système éolien.....	20

II.3.6.1. Point de fonctionnement défini par la vitesse de vent.....	20
II.3.6.2. Point de fonctionnement défini par la vitesse de vent et la puissance.....	23
II.4. Conclusion.....	25

Chapitre III: Commande PID multimodèle améliorée du système éolien

III.1. Introduction.....	26
III.2. Structure multimodèle.....	26
III.3. Zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable.....	29
III.4. Participation au réglage de la fréquence.....	30
III.5. Principes généraux de commande d'un système éolien.....	31
III.6. Commande PID multimodèle améliorée.....	32
III.7. Conclusion.....	37

Chapitre IV: Commande LQ multimodèle optimale améliorée du système éolien

IV.1. Introduction.....	38
IV.2. Description multimodèle.....	38
IV.3. Loi de commande proposée: approche quadratique multimodèle.....	38
IV.3.1. Représentation d'état avec maintien de la dynamique de calage.....	39
IV.3.2. Commande LQ multimodèle optimale améliorée de l'éolienne.....	39
IV.3.3. Commande LQ multimodèle optimale améliorée avec estimateur de vent.....	49
IV.3.3.1. Estimation de la vitesse du vent.....	50
IV.3.3.2. Estimation du couple aérodynamique.....	51
IV.3.3.3. Principe de la méthode de Newton-Raphson.....	53
IV.3.3.4. Algorithme d'estimation de la vitesse du vent.....	54
IV.4. Conclusion.....	58

Chapitre V: Comparaisons des résultats et discussions

V.1. Introduction.....	59
V.2. Comparaison entre les deux approches multimodèles PID et LQ.....	59
V.2.1. Base multimodèle à 4 modèles.....	59
V.2.2. Base multimodèle à 8 modèles.....	61
V.3. Comparaison entre LQ multimodèle avec et sans estimateur de vent.....	63
V.3.1. Base multimodèle à 4 modèles.....	64
V.3.2. Base multimodèle à 8 modèles.....	66

V.4. Conclusion.....	68
Conclusion générale.....	70

Production scientifique

Conférences internationales

1. A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Wind turbine power tracking using an improved PID multimodel approach with 4 and 8 models. *International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)*, pp. 1 – 6, Algiers, Algeria, 6-7 November 2018.
2. A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. LQ multimodel optimal controller for wind turbine with Kalman filter wind speed estimation. *International Conference on Communications and Electrical Engineering (ICCEE)*, pp. 1 – 7, El Oued, Algeria, 17-18 December 2018.

Publications internationales

1. A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Improved linear quadratic multimodel optimal controller for variable-speed wind turbine. *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, vol. 67, no. 1, pp. 21 – 27, 2019. ISSN 2392-828X.
 2. A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Comparison between Improved PID and LQ Multimodel Optimal Controllers for Variable-Speed Wind Turbines. *Electric Power Components and Systems (EPCS)*, vol. 48, no. 18, pp. 1 – 14, 2021. ISSN 1532-5016. Doi.org/10.1080/15325008.2021.1908453.
-

Introduction générale

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie a connu une augmentation énorme ces dernières années [Azzouzi *et al.*, 2018], à cause de l'industrialisation massive qui a tendance de s'amplifier de plus en plus.

Face au problème de la gestion des déchets nucléaire et aux émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables occupent une place avancée parmi les énergies d'avenir grâce à leur faible impact sur l'environnement; d'autant plus que ces énergies jouent un rôle important dans la lutte contre le changement climatique et dans le développement économique de certains pays. Plusieurs sources des énergies renouvelables sont en cours d'exploitation et de recherche, dont le but est de développer des techniques d'extraction de puissances visant à baisser les coûts (de fabrication, d'usage) et d'augmenter l'efficacité énergétique. Une de ces énergies renouvelables, l'énergie éolienne, suscite depuis quelques années un intérêt particulier du fait de ses nombreux avantages [Kendouli, 2012].

La génération de l'énergie éolienne représente une solution importante qui pourrait mitiger les problèmes de la pollution grâce essentiellement à ces impacts insignifiants sur l'environnement, et le fait que cette énergie est renouvelable et pourrait contribuer au développement dans le monde.

Dans ce travail, nous avons choisi d'étudier une éolienne à vitesse variable et à calage variable. Tel que la problématique de ce travail est représentée dans le besoin du réglage de fréquence des systèmes énergétiques (éoliens) lorsqu'ils sont intégrés dans un réseau électrique. Pour cela, l'objectif principal de ce travail est de proposer une contribution à la modélisation avec l'estimation de la vitesse du vent par le filtre de Kalman, et à la commande avec une loi de commande multimodèle optimale par le développement d'une base multimodèle à huit modèles, afin de permettre une poursuite de puissance autour d'une référence donnée, qui permet aux systèmes éoliens de participer au réglage de la fréquence du réseau. Ce travail est structuré en six parties énoncées de la manière suivante:

Dans la première partie nous allons présenter des généralités sur les systèmes éoliens et la problématique de leur intégration dans le réseau. Dans la deuxième partie nous nous sommes intéressés à la modélisation du système éolien. Dans la troisième

partie nous allons développer une loi de commande de type PID améliorée en y associant une approche multimodèle pour deux bases multimodèles de quatre et de huit modèles. Ensuite dans la quatrième partie nous allons développer la commande LQ multimodèle optimale du système éolien pour les deux bases multimodèles à 4 et à 8 modèles. On présentera la commande LQ multimodèles optimale précédente mais dans ce cas avec un estimateur de la vitesse du vent basé sur le filtre de Kalman dans la cinquième partie. Puis, des comparaisons des résultats et discussions seront présentées dans la sixième partie.

Les stratégies de commande développées ont été mises en œuvre sur une plateforme d'éolienne simulée de 2 MW. Les paramètres de simulation de l'éolienne sont donnés en annexe 1, et les simulations sont réalisées sur le logiciel Matlab Simulink.

Finalement, on terminera par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives de recherche envisagées.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes éoliens et
problématique abordée

I.1. Introduction

Dans ces dernières années, et en raison de la forte dépendance des économies mondiales aux combustibles fossiles, les méthodes alternatives de production d'électricité, et en particulier l'énergie éolienne, ont connu une croissance importante et rapide dans le monde [Khezami *et al.*, 2010]. Il s'est également avéré être une source importante d'énergie propre et renouvelable, car aucun combustible fossile n'est brûlé pour produire de l'électricité [Pintea *et al.*, 2010]. Par la suite, le nombre d'éoliennes connectées au réseau a augmenté et l'énergie éolienne devrait être un contributeur important à la production d'électricité avec un niveau de pénétration qui pourrait atteindre 50% dans certains pays comme le Danemark, la Norvège, la Suède et l'Allemagne [De Alegria *et al.*, 2007].

Ce chapitre a pour objectif de présenter le système de conversion de l'énergie éolienne plus exactement le principe de fonctionnement de l'éolienne, les techniques de conversion de cette énergie et problématique et solution de l'intégration des éoliennes dans le réseau électrique.

I.2. Le gisement éolien en Algérie

Les études de l'énergie éolienne en Algérie a connu une croissance remarquable, plusieurs études ont été réalisées sur le potentiel de l'éolien depuis 1984 avec les travaux de Saïd *et al.* Viennent ensuite les travaux de Bensaâd, 1985, Hammouche, 1990, Kasbadji Merzouk, 2000 et 2006, Youcef Ettoumi, 2002 et Chellali *et al.*, 2011 [Tamaarat, 2015].

Pour tracer l'Atlas du vent en Algérie on peut citer quelques travaux effectués. La carte des vents a été dessinée en 2000 par Kasbadji Merzouk, en utilisant les données répertoriées en 1990 par Hammouche. Le même auteur a réajusté la carte en 2006 alors que Kasbadji merzouk a présenté sa thèse de doctorat. En 2011, Chellali *et al.* Ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 87 points de mesure à travers le pays [Beltran, 2010].

Le travail le plus récent pour l'établissement des cartes des vents (Atlas des vents) en Algérie est celui de Boudia dans sa thèse de doctorat en 2013 [Beltran, 2010], où il a introduit des vitesses moyennes annuelles données de 24 stations météorologiques situées près des frontières Algériennes. La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure I.1 [Beltran, 2010] et [Tamaarat, 2015].

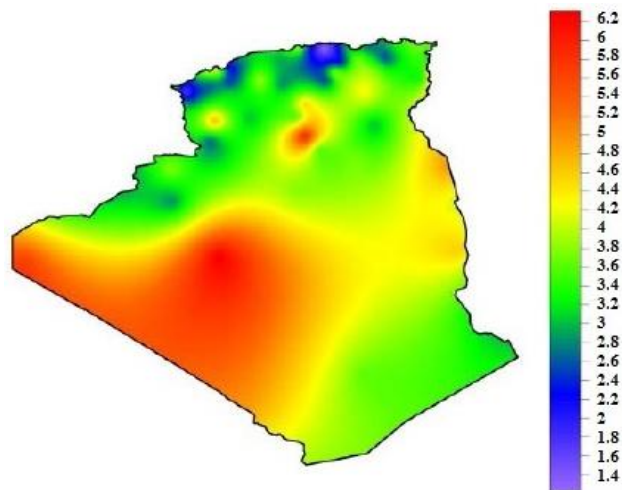


Figure I.1: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure [Boudia, 2013]

Selon la cartographie représentée à la figure I.1, le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre, mais on peut dire que le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud du pays et particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse du vent est plus grande que 6 m/s.

Dans cette partie nous allons nous intéresser aux dispositifs de conversion permettant de transformer l'énergie éolienne en énergie électrique.

I.3. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie « renouvelable » non dégradée, c'est-à-dire une énergie qui ne produit aucun déchet radioactif ni rejet atmosphérique. Son captage est encore très complexe du fait qu'elle est aléatoire dans le temps, nécessitant de grandes pales et mâts pour éviter les phénomènes de turbulences dans les zones géographiquement dégagées [Poitiers, 2003].

L'énergie éolienne est l'un des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée qui offre une alternative viable à l'énergie nucléaire sans prétendre la remplacer (ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer où la présence du vent est plus régulière [Poitiers, 2003].

I.4. Système de conversion d'énergie éolienne

Un système de production d'électricité éolienne, quelque soit sa technologie, convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique fournie à la charge ou au réseau [Quang, 2012].

I.4.1. Descriptif d'une éolienne

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique. L'hélice d'éolienne entre en rotation par la force du vent et permet ainsi la production d'énergie mécanique ou électrique [El Aimani, 2004].

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Cependant, les éoliennes "classiques" se composent généralement de trois éléments principaux (figure I.2):

- ✓ Le mât (la tour).
- ✓ La nacelle.
- ✓ Le rotor.

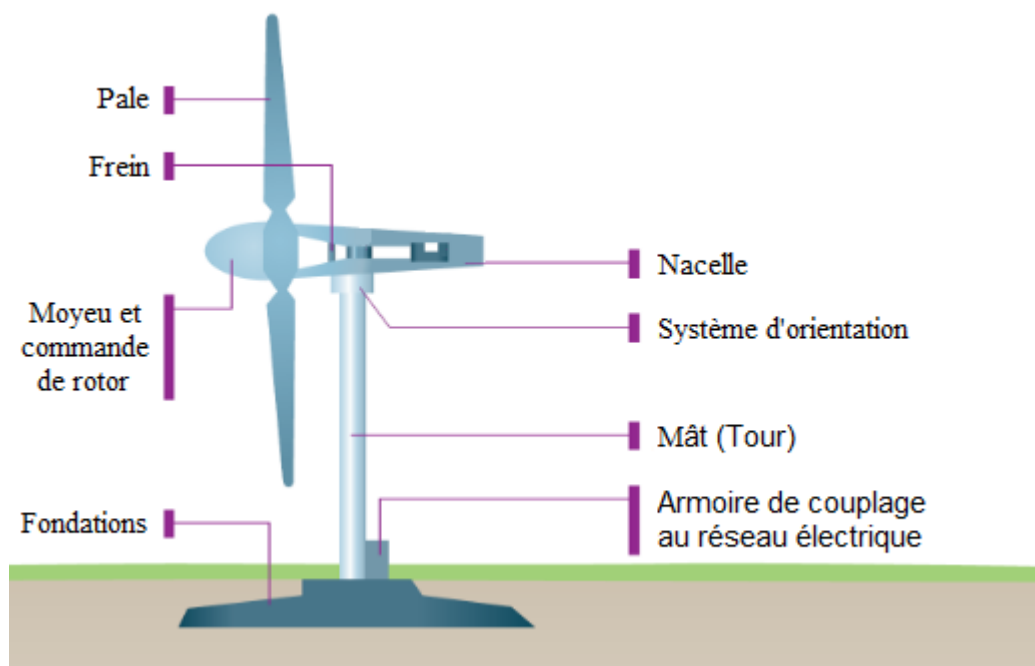


Figure I.2: Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur

I.4.1.1. Le mât (la tour)

Le mât supporte l'ensemble rotor plus nacelle pour éviter que les pales ne touchent jamais le sol, mais aussi pour placer le rotor à une hauteur suffisante, afin d'empêcher que la puissance transmise par le vent sur le rotor, soit perturbée par la configuration du sol. Le mât peut être fabriqué en acier ou en béton armé [Beltran, 2010].

I.4.1.2. La nacelle

Son rôle est d'abriter les composants transformant l'énergie mécanique en énergie électrique notamment le générateur [Beltran, 2010]. Les différents composants d'une nacelle sont [El Aimani, 2004]:

- Le multiplicateur de vitesse: il sert à adapter la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique;
- L'arbre secondaire contient généralement un frein mécanique pour éviter la machine de s'emballer d'une part et permettre au rotor d'immobiliser lors des opérations de maintenance d'autre part;
- La génératrice: c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique;
- Un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), le pas des pales, le freinage de la machine et l'orientation de l'ensemble « rotor plus nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour effectuer ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies à la fois par la girouette (direction du vent) et l'anémomètre (vitesse du vent);
- Divers dispositifs de refroidissement par radiateurs d'eau ou d'huile et ventilateurs.

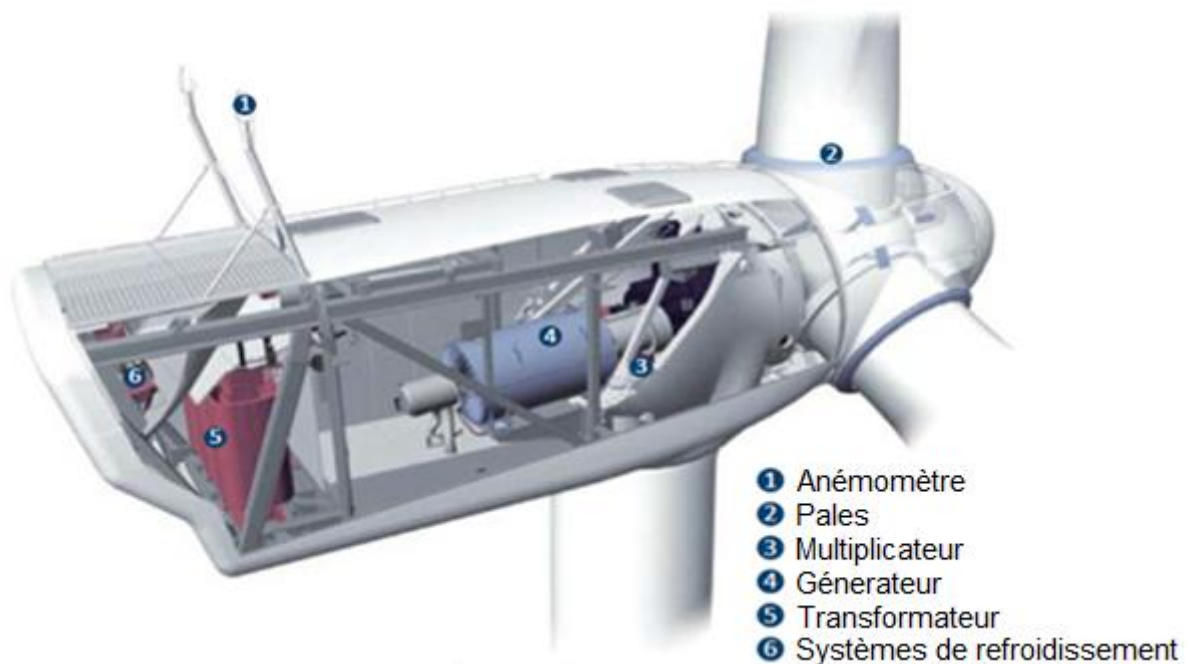


Figure I.3: Principaux composants de la nacelle d'une éolienne

Grâce à un système de supervision et contrôle d'une éolienne peut être arrêtée automatiquement et très rapidement en cas de nécessité. La sécurité du fonctionnement des éoliennes est ainsi assurée en continu [El Aimani, 2004].

I.4.1.3. Le rotor

Le rôle du rotor est de convertir l'énergie du vent en énergie mécanique. Il se compose de l'arbre primaire et des pales, ces éléments sont reliés entre eux par le moyeu.

Sur certaines machines une installation hydraulique permet de réguler le fonctionnement du mécanisme (pas des pales variables et freinage du rotor). L'énergie captée par l'éolienne est en fonction de la surface balayée par l'hélice et la vitesse du vent [Beltran, 2010].

I.4.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne

Une éolienne est une génératrice électrique qui utilise la force motrice du vent captée par les pales ensuite transformée en énergie électrique grâce à des générateurs électriques de type synchrone ou asynchrone [Poitiers, 2003].

I.4.3. Différents types d'aérogénérateurs

L'aérogénérateur à axe vertical dont la forme s'apparente à celle d'un batteur à œuf à l'envers et l'aérogénérateur à axe horizontal dont le rotor ressemble à une hélice d'avion, sont deux types d'éoliennes modernes.

I.4.3.1. Eoliennes à axe vertical

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles; les aérogénérateurs conçus sur la base de la variation cyclique d'incidence (Aérogénérateurs à rotor de Darrieus: conçu par l'ingénieur français George Darrieus au début des années 1930 [Beltran, 2010]) et ceux basés sur la traînée différentielle (Aérogénérateurs à rotor de Savonius: inventé en 1924 par le finlandais Sigurd Savonius) [Ghennam, 2011].

✓ Aérogénérateurs à rotor de Darrieus

Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil (Figure I.4). La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.



Figure I.4: Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus)

✓ Aérogénérateurs à rotor de Savonius

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure (Figure I.5).

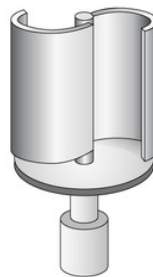


Figure I.5: Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius)

I.4.3.2. Eoliennes à axe horizontal

Les aérogénérateurs à axe horizontal (Figure I.6.) sont les plus utilisés actuellement comparativement à ceux à axe vertical puisque ils présentent un prix moins important. De plus, ils sont moins exposés aux contraintes mécaniques. Ils sont constitués d'une ou plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Dans la littérature, les principales éoliennes étudiées sont tripales à axe horizontal [Tamaarat, 2015].



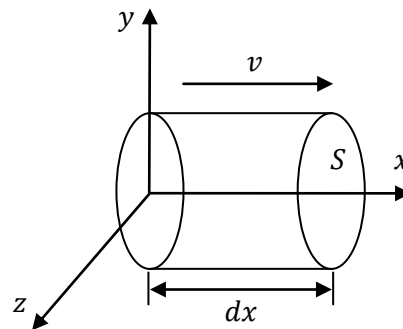
Figure I.6: Eoliennes à axe horizontal

I.4.4. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

I.4.4.1. Action du vent sur les pales

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales et ensuite transformée en énergie mécanique grâce à la turbine éolienne. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S , de masse volumique ρ et animée d'une vitesse v , (Figure I.7) s'écrit [Mayouf, 2014]:

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx v^2 \quad (\text{I.1})$$

Figure I.7: Colonne d'air animée d'une vitesse v

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

En supposant $dx = v dt$, on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{I.2})$$

ρ : masse volumique de l'air (en kg/m^3);

v : vitesse instantanée du vent (en m/s);

E_c : l'énergie cinétique (en joules).

La loi de Betz détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de 16/27 (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l'Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de Betz pour la première fois [Mayouf, 2014].

Considérons le système de la figure I.8 qui représente un tube de courant autour d'une éolienne à axe horizontal. v_1 représente la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et la vitesse v_2 en aval.

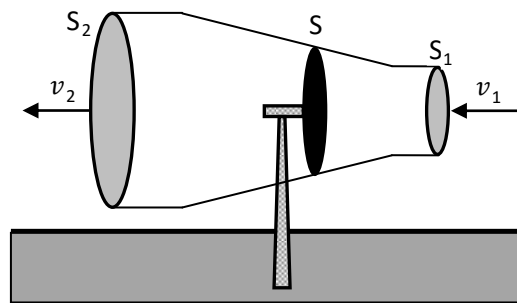


Figure I.8: Tube de courant autour d'une éolienne

La masse d'air en mouvement traversant ce tube en un second est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne [Mayouf, 2014]:

$$m_0 = \frac{\rho S(v_1 + v_2)}{2} \quad (\text{I.3})$$

La puissance réelle extraite par le rotor des pales est la différence des puissances du vent en amont et en aval [Mayouf, 2014]:

$$P_m = \frac{m_0(v_1^2 - v_2^2)}{2} \quad (\text{I.4})$$

Soit en remplaçant m_0 par son expression dans (I.3):

$$P_m = \frac{\rho S(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{2} \quad (\text{I.5})$$

La puissance totale théoriquement disponible sur la surface S est extraite sans diminution de vitesse de vent en mettant $v_2 = 0$ dans l'expression (I.5) [Mayouf, 2014]:

$$P_{mt} = \frac{\rho S v_1^3}{2} \quad (\text{I.6})$$

I.4.4.2. Génératrice éolienne

La production de l'énergie éolienne se base sur le principe de la conversion de l'énergie du vent en énergie mécanique de rotation. Cela se fait grâce à la turbine à axe horizontal décrite précédemment. La conversion de l'énergie mécanique en électrique implique une génératrice couplée à la turbine.

A travers la littérature spécialisée nous avons rencontré plusieurs types de génératrices adaptées aux éoliennes. Nous avons pu les classer suivant deux variantes citées ci-dessous:

- **Générateur synchrone**

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grandes puissances (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones de 500 kW à 2 MW utilisés dans le domaine éolien, sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéroturbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau; elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance (figure I.9) [Abdelli, 2007].

Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplés. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance. Certaines variantes de machines synchrones peuvent fonctionner à faibles vitesses de rotation et donc être directement couplées à l'aéroturbine. Elles permettent ainsi de se passer du multiplicateur, qui est un élément que l'on retrouve dans la plupart des aérogénérateurs et nécessite un important travail de maintenance [Camblong, 2003].

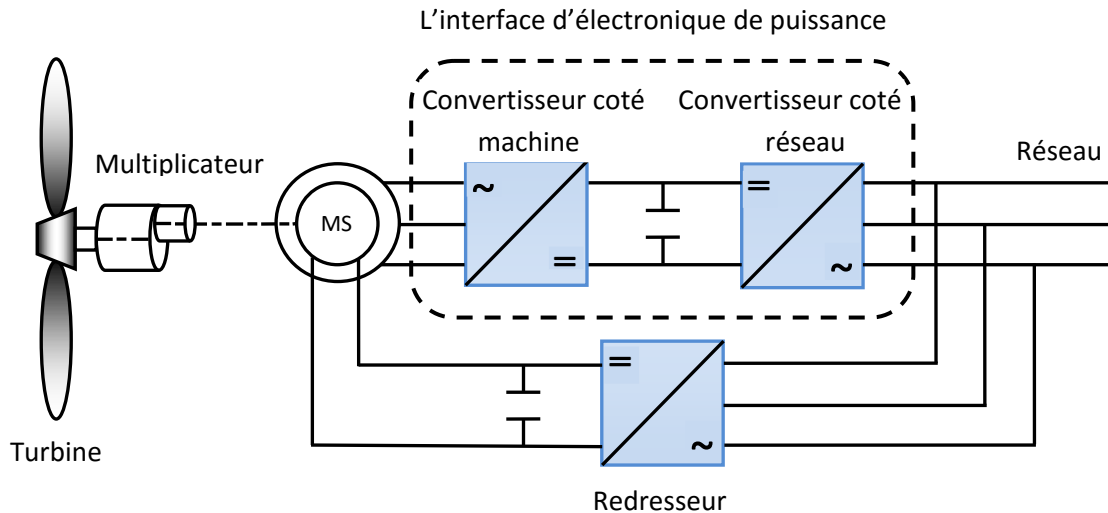


Figure I.9: Système éolien à base d'une machine synchrone

▪ **Générateurs asynchrones**

Ils représentent la configuration la plus répandue dans le monde. L'écoulement du vent dans la turbine étant en constante fluctuation, ce type de machine nous permet de travailler à vitesse variable tout en respectant les contraintes de fréquence et de tension.

Dans le domaine de la génération d'énergie éolienne, les machines asynchrones à cage dominant encore car elles offrent des performances attractives en termes de coût d'investissement, tout particulièrement dans les solutions de base où elles sont directement connectées au réseau. Mais lorsqu'il s'agit de réaliser un entraînement à vitesse variable, on leur préfère plutôt des machines à rotor bobiné doublement alimentées qui offrent d'excellents compromis performances/coût. Par cette caractéristique intéressante, la MADA connaît un succès grandissant dans le domaine de la conversion électromécanique (figure I.10) [Kendouli, 2012].

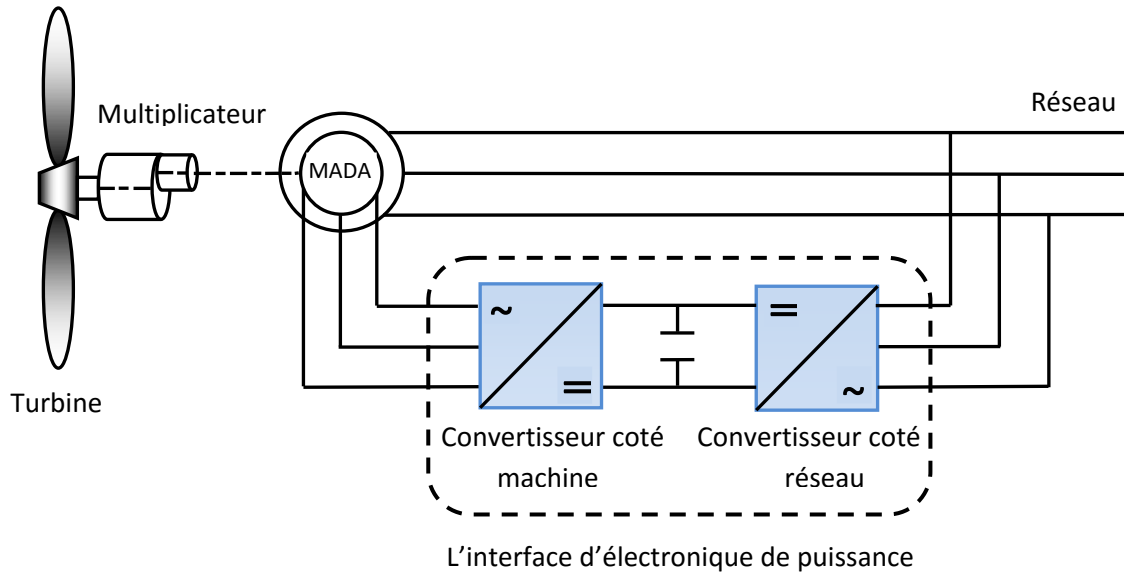


Figure I.10: Système éolien à base d'une machine asynchrone

I.5. L'intégration des éoliennes dans le réseau électrique

Plus de 95% de la capacité mondiale d'énergie éolienne est raccordée à des grands réseaux de puissance [Lopez, 2008]. L'évolution de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques a été développée dans deux réseaux : le réseau de transport et celui de distribution. Le but essentiel de cette contribution à l'intégration d'éoliennes était le maintien de sa stabilité ainsi que sa fiabilité.

Tant que l'intégration des énergies dans les réseaux électriques augmente, les sources d'énergie renouvelable sont plus sollicitées, afin de fournir plus d'énergie propre pour tout le réseau électrique. Mais d'après les opérateurs de systèmes, les réseaux électriques risquent d'être instables, (problèmes de réglage de la fréquence) [Khattara, 2014].

I.6. Problématique et solution

La problématique est représentée dans le besoin du réglage de fréquence des systèmes énergétiques lorsqu'ils sont intégrés dans un réseau. Pour cela, l'objectif principale de ce travail est de proposer une solution de loi de commande multimodèle optimale qui permet à un système énergétique de type éolien de participer au réglage de la fréquence du réseau. Certaines améliorations qui seront ajustées à la technique de commande utilisée, afin de permettre une poursuite de puissance autour d'une référence donnée, qui change selon la fréquence du réseau ce qui peut entraîner la réduction des charges dynamiques de la chaîne cinématique et la maximisation de l'efficacité énergétique.

I.7. Conclusion

Dans cette partie nous avons fait une description des systèmes éoliens. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme: le fonctionnement d'une éolienne, des exemples pour les différents types d'aérogénérateurs (à axe horizontal ou vertical), des notions élémentaires nécessaires à la compréhension des techniques de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique avec les machines électriques adaptables à un système éolien. Et dans le chapitre suivant, l'étude va traiter la modélisation du système de conversion éolien.

Chapitre II

Modélisation des éléments du système de
conversion éolien

II.1. Introduction

Dans le cadre de nos travaux, nous avons donc choisi d'étudier une éolienne à vitesse variable. Afin de valider notre étude théorique du système de conversion d'énergie éolienne, la réalisation pratique sinon la simulation du processus est nécessaire [Azzouzi *et al.*, 2016]. Pour ce faire, on a besoin de modéliser le système à étudier. On s'intéresse dans ce chapitre à la modélisation du système de conversion éolien.

II.2. Description du système éolien à vitesse variable

La figure II.1 illustre le système éolien à vitesse variable qu'on va étudier dans cette thèse. La MADA est entraînée par la turbine via un multiplicateur, et elle est connectée par le stator directement au réseau électrique alors qu'elle est également connectée par le rotor via des convertisseurs statiques. Ces Convertisseurs Côtés MADA et Réseau, notés respectivement CCM et CCR [Gaillard, 2010].

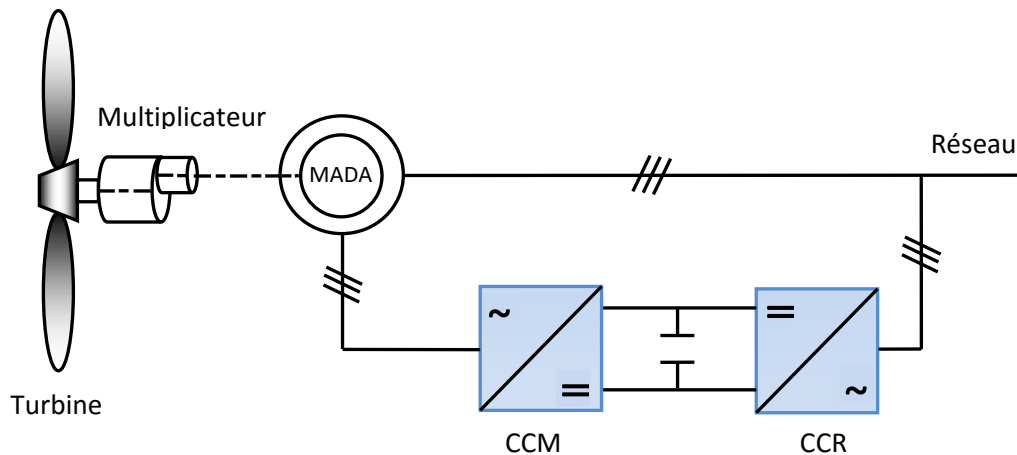


Figure II.1: Système éolien à vitesse variable basé sur une MADA

II.3. Modélisation du système éolien

On va présenter dans cette section la modélisation des différents éléments du système de conversion d'énergie éolienne.

II.3.1. Modèle Aérodynamique (le vent)

Le vent est l'énergie primaire des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est partiellement convertie en énergie mécanique par la turbine, ensuite en énergie électrique par le générateur. C'est donc une variable importante à modéliser car la précision des simulations dépendra de la qualité de son modèle.

Nous allons décomposer la vitesse du vent en deux composantes pour générer une série temporelle de la vitesse du vent à partir d'un bruit en entrée, étant l'un des principaux modèles utilisés [Azzouzi *et al.*, 2016]:

- Une composante turbulente du vent $v_T(t)$ est un processus aléatoire stationnaire (elle ne varie pas avec la vitesse moyenne du vent);
- Une composante lente v_{moy} ; c'est la moyenne de la vitesse du vent variant régulièrement sur de plus longues périodes dans un site donné.

$$v(t) = v_{moy} + v_T(t) \quad (\text{II.1})$$

Les éoliennes filtrent les fluctuations à haute fréquence. Pour cela, un filtre passe-bas est reconstitué à la composante de turbulence de telle sorte qu'il reproduise une caractéristique plus réaliste, pour laquelle la fonction de transfert est donnée par [Azzouzi *et al.*, 2016]:

$$H_f = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (\text{II.2})$$

La valeur de la constante de temps dépend du diamètre du rotor et également de l'intensité de la turbulence du vent ainsi que de la vitesse du vent moyenne ($\tau = 4$ s).

Le modèle des deux équations II.1 et II.2 est utilisé sur Matlab/Simulink, on obtient la courbe suivante (Figure II.2) pour une valeur de vitesse moyenne égale à: 18 m/s [Abu-Tabak, 2008] et [Garmat *et al.*, 2019]:

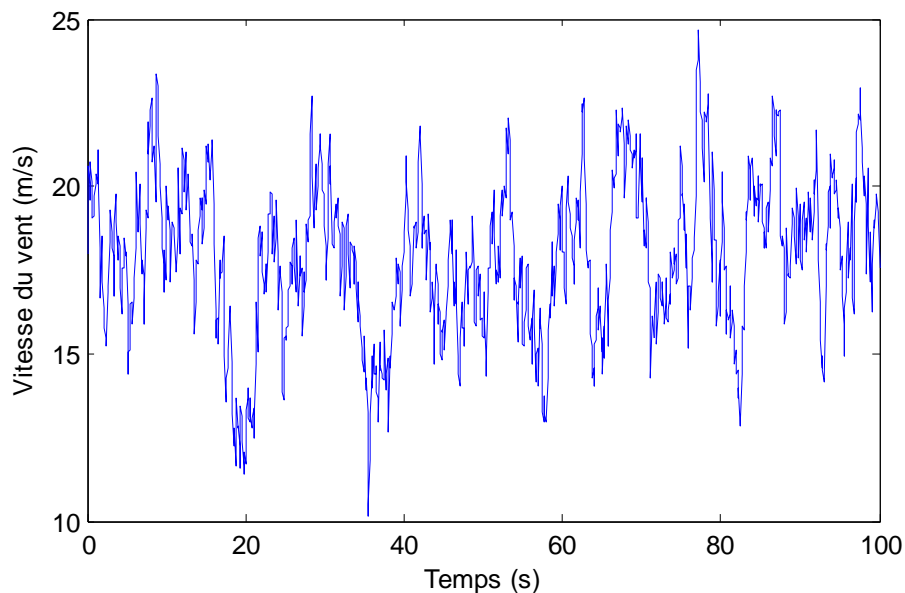


Figure II.2: Vitesse du vent

II.3.2. Modélisation de la MADA

Nous considérerons le système éolien comme une structure mécanique car le sous-système mécanique impose essentiellement la dynamique dominante, étant très lent par rapport à la dynamique de la machine électrique (MADA) et des systèmes d'électroniques

de puissance qui y sont associés. Ensuite, nous caractériserons le générateur par le fait que son couple électromagnétique C_{em} peut être pris à tout instant égal à sa valeur de référence [Garmat *et al.*, 2018a].

$$C_{em} = C_{em_réf} \quad (\text{II.3})$$

La puissance électrique P sera donnée par la relation suivante [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$P = C_{em} \Omega_T \quad (\text{II.4})$$

II.3.3. Modèle du Multiplicateur

Grâce au multiplicateur, la vitesse lente de la turbine est adaptée à la vitesse du générateur. Nous avons modélisé ce dispositif extrêmement complexe très simplement par un gain entre le couple électromagnétique C_{em} et le couple aérodynamique C_{aer} [Azzouzi *et al.*, 2016] et [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$C_{em} = \frac{C_{aer}}{G} \quad (\text{II.5})$$

G étant le gain du multiplicateur.

On peut déduire la relation entre la vitesse de rotation de la turbine Ω_T et la vitesse de rotation du générateur Ω_g comme suit:

$$\Omega_T = \frac{\Omega_g}{G} \quad (\text{II.6})$$

II.3.4. Modélisation du sous-système aérodynamique

La puissance mécanique extraite du vent d'après la théorie de Betz est donnée par [Hua *et al.*, 2013] et [Douadi *et al.*, 2018]:

$$P_{Vent} = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{II.7})$$

où:

$$S = \pi R_T^2 \quad (\text{II.8})$$

avec S la surface balayée par l'éolienne, ρ la masse volumique de l'air (1.25 kg/m^3) et v la vitesse du vent.

Les éoliennes ne peuvent récupérer qu'une partie de la puissance du vent (P_{Vent}). La puissance extraite par la turbine P_T ou la puissance du vent P_{aer} peuvent être exprimées en fonction du coefficient de puissance C_p [Hua *et al.*, 2013], [Jamila *et al.*, 2014] et [Douadi *et al.*, 2018]:

$$P_T = C_p P_{Vent} \quad (\text{II. 9})$$

D'après Betz, le coefficient de puissance C_p ne peut être supérieur à 16/27.

Le coefficient de puissance C_p , diffère d'une éolienne à l'autre, car il dépend du rapport de vitesse λ et de l'angle d'inclinaison des pales β [Kamal *et al.*, 2013], [Pintea *et al.*, 2014] et [Sitharthan *et al.*, 2019]:

$$\lambda = \frac{R_T \Omega_T}{v} \quad (\text{II. 10})$$

avec R_T le rayon des pales et Ω_T la vitesse de rotation de l'éolienne.

$C_p(\lambda, \beta)$: Le coefficient de puissance qui est une fonction fortement non linéaire de λ et β .

L'équation suivante définit le couple aérodynamique extrait par la turbine [Annamalai *et al.*, 2012], [Loucif *et al.*, 2014] et [Ardja *et al.*, 2018]:

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_T} = \frac{\rho S R_T v^2}{2\lambda} C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II. 11})$$

Nous présenterons dans ce qui suit les deux types essentiels de modèles de transmission mécanique qui sont considérés dans la littérature: le modèle de transmission rigide et le modèle de transmission souple.

II.3.4.1. Modèle de transmission rigide

La modélisation en transmission rigide ou à une masse ne prend en compte que l'inertie totale J qui est constituée de l'inertie de la turbine J_T reportée sur le rotor du générateur et de l'inertie du générateur J_g . Cette inertie est donnée par la relation suivante [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$J = \frac{J_T}{G^2} + J_g \quad (\text{II. 12})$$

Le modèle de la partie mécanique en transmission rigide (Figure II.3) est donné par l'équation suivante [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$J \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aer} - G C_{em} \quad (\text{II.13})$$

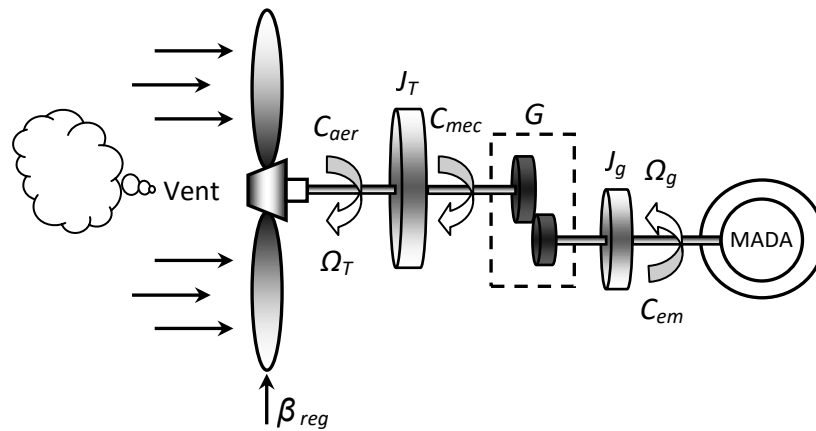


Figure II.3: Modèle à une masse de l'éolienne

II.3.4.2. Modèle de transmission souple

Comme le montre la figure II.4, étant compte de la souplesse de l'arbre, le couplage mécanique entre la machine électrique et l'aéroturbine en transmission souple est modélisé par un modèle à deux masses. Où les deux masses sont reliés à un arbre souple qui est caractérisé par le coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur d et le coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales k [Garmat *et al.*, 2018b].

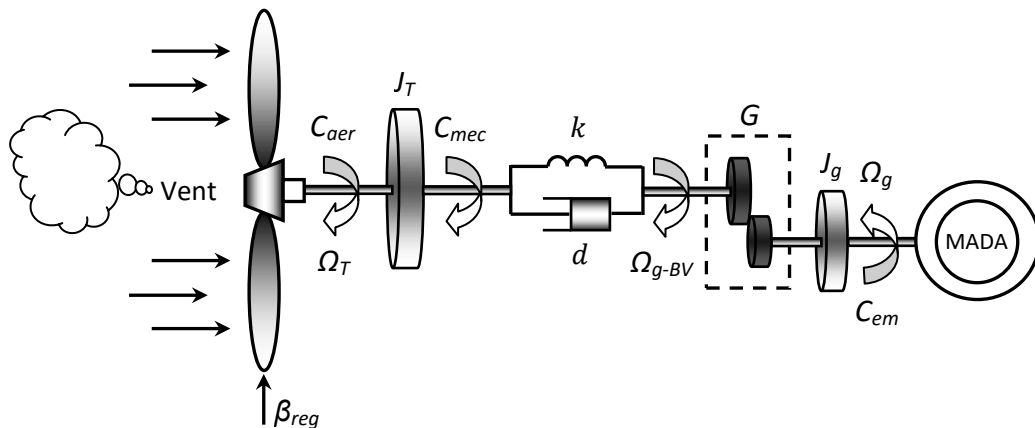


Figure II.4: Modèle à deux masses de l'éolienne

On peut donc écrire les équations suivantes ramenées à l'arbre basse vitesse [Khezami *et al.*, 2010] et [Garmat *et al.*, 2018b]:

$$\begin{cases} J_T \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aer} - C_{mec} \\ J_{g_BV} \frac{d\Omega_{g_BV}}{dt} = C_{mec} - GC_{em} \\ \frac{dC_{mec}}{dt} = k(\Omega_T - \Omega_{g_BV}) + d \left(\frac{d\Omega_T}{dt} - \frac{d\Omega_{g_BV}}{dt} \right) \end{cases} \quad (\text{II. 14})$$

J_{g_BV} et Ω_{g_BV} étant respectivement l'inertie et la vitesse de rotation du générateur ramenés à l'arbre basse vitesse, définies par [Ahmed, 2013]:

$$\begin{cases} \Omega_{g_BV} = \frac{\Omega_g}{G} \\ J_{g_BV} = G^2 J_g \end{cases} \quad (\text{II. 15})$$

II.3.5. Modélisation du système d'orientation des pales

Afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale, le système d'orientation des pales ajuste la levée des pales pour agir sur les performances de l'éolienne ou plus précisément sur le coefficient de puissance en ajustant l'angle de calage. Le système d'orientation des pales génère alors un angle d'inclinaison de référence remarquable: β_{reg} . La dynamique de l'actionneur de calage est en générale décrite par la fonction de transfert de premier ordre suivante [Ben Smida *et al.*, 2018], [Habibi *et al.*, 2018] et [Bahmani *et al.*, 2019]:

$$\beta = \frac{1}{1 + \tau_\beta s} \beta_{reg} \quad (\text{II. 16})$$

τ_β est la constante de temps du système de l'actionneur de calage.

Il est très important de modéliser la vitesse de variation de l'angle d'orientation de pales lors de la modélisation de ce système. La variation de l'angle de calage doit être limité à 10°/s en tenant compte des efforts auxquels les pales sont soumises. La valeur de saturation de l'angle de calage en position est de 45°.

II.3.6. Modèle linéarisé du système éolien

II.3.6.1. Point de fonctionnement défini par la vitesse de vent

Nous proposerons une linéarisation du système éolien autour d'un point de fonctionnement puisque ce système est fortement non linéaire. Au début, nous nous rappelons les principes généraux de linéarisation des systèmes. Nous définissons un point de fonctionnement (x_i, u_i) , x_i est le vecteur d'état et u_i l'entrée du système [Bianchi *et al.*, 2007].

Considérons un système non linéaire de la forme suivante:

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t)) \quad (\text{II. 17})$$

où $f(\cdot)$ est une fonction non linéaire en état et en commande.

On peut écrire la linéarisation du système (II.17) autour du point de fonctionnement (x_i, u_i) comme suit [Bianchi *et al.*, 2007]:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A_i(x(t) - x_i(t)) + B_i(u(t) - u_i(t)) + f(x_i(t), u_i(t)) \\ &= A_i x(t) + B_i u(t) + d_i \end{aligned} \quad (\text{II. 18})$$

avec:

$$\begin{cases} d_i = f(x_i(t), u_i(t)) - A_i x_i(t) - B_i u_i(t) \\ A_i = \left. \frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial x} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}} \\ B_i = \left. \frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial u} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}} \end{cases} \quad (\text{II. 19})$$

Nous devons adopter une approche linéaire du couple aérodynamique C_{aer} (équation II.11) par rapport à Ω_T et β , car dans le système éolien, la non-linéarité apparaît dans ce couple.

On peut procéder à la linéarisation du système éolien autour de différents points de fonctionnement ψ_i° correspondant à plusieurs vitesses v_i . Puisque le point de fonctionnement correspondant à une vitesse de vent v_i est variable et par conséquent on peut écrire dans un système écart par rapport à un point de fonctionnement pf donné à une vitesse de vent égale à v_i [Khezami *et al.*, 2009] et [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$\begin{cases} \Delta C_{aer} = \left. \frac{\partial C_{aer}}{\partial \Omega_T} \right|_{pf} \Delta \Omega_T + \left. \frac{\partial C_{aer}}{\partial \beta} \right|_{pf} \Delta \beta \\ = a_i \Delta \Omega_T + b_i \Delta \beta \end{cases} \quad (\text{II. 20})$$

Le symbole Δ indique la variation liée au point de fonctionnement choisi.

On donne d'abord quelques notations liées au point de fonctionnement défini par la vitesse de vent v_i .

Considérons la zone des vitesses élevées de vent, la valeur de la puissance électrique générée et de la vitesse de rotation de la turbine sont égales à la valeur nominale de chacune d'elles.

Notons par:

- λ_{i_nom} : le ratio de vitesse spécifiée à laquelle nous obtenons la vitesse de rotation nominale pour la vitesse du vent v_i ;

$$\lambda_{i_nom} = \frac{R_T \Omega_{T_nom}}{v_i} \quad (\text{II. 21})$$

- $C_{pi_nom} = C_p(\lambda_{i_nom}, \beta_{i_nom})$: le coefficient de puissance correspondant à la vitesse de rotation nominale de la turbine à la vitesse du vent v_i ;

$$C_{pi_nom} = \frac{2\Omega_{T_nom} C_{aer_nom}}{\rho S v_i^3} \quad (\text{II. 22})$$

- β_{i_nom} : l'angle d'orientation des pales nécessaire pour obtenir la vitesse de rotation nominale pour la vitesse du vent v_i .

Nous pouvons exprimer l'équation (II.13) autour du point de fonctionnement nominal comme suit [Khezami *et al.*, 2009], [Garmat *et al.*, 2018a] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{aligned} J \frac{d\Omega_T}{dt} &= J \left(\frac{d\Omega_T}{dt} - \frac{d\Omega_{T_nom}}{dt} \right) \\ &= (C_{aer} - C_{aer_nom}) + G(C_{em} - C_{em_nom}) \\ &= \Delta C_{aer} - G \Delta C_{em} \end{aligned} \quad (\text{II. 23})$$

Nous cherchons une expression linéaire du premier ordre qui inclut $\Delta\beta$. Pour cela, il faut exprimer ΔC_{aer} et ΔC_{em} en fonction de $\Delta\beta$ et $\Delta\Omega_T$.

Ensuite, nous avons besoin de linéariser l'expression ΔC_{em} . Étant donné que la puissance électrique $P = C_{em} \Omega_T G$ doit être rester égale à sa valeur nominale, on peut alors écrire [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$\Delta P = 0 \longrightarrow \Delta C_{em} = -\frac{C_{em_nom}}{\Omega_{T_nom}} \Delta\Omega_T = \gamma \Delta\Omega_T \quad (\text{II. 24})$$

avec:

$$\gamma = -\frac{C_{em_nom}}{\Omega_{T_nom}}$$

En considérant l'équation (II.20), la linéarisation du couple aérodynamique, autour du point de fonctionnement choisi, permet d'écrire [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$\Delta C_{aer} = a_i \Delta \Omega_T + b_i \Delta \beta \quad (\text{II. 25})$$

avec:

$$\begin{cases} a_i = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \frac{v_i^2}{\Omega_{T_nom}} \left[\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} - \frac{C_{pi_nom}}{\lambda_{i_nom}} \right] \\ b_i = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^2 \frac{v_i^3}{\lambda_{i_nom}^3} \frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} \end{cases} \quad (\text{II. 26})$$

L'expression empirique de C_p utilisée pour calculer les coefficients de linéarisation a_i et b_i pour des éoliennes de 2 MW est donnée comme suit [Khezami *et al.*, 2010], [Garmat *et al.*, 2018a] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$C_p = 0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) \times e^{\frac{-8}{0.4+0.5\lambda} + 0.16} \quad (\text{II. 27})$$

En tenant compte des expressions linéarisées précédemment, la linéarisation du modèle souple autour d'un point de fonctionnement conduit aux équations suivantes:

$$\begin{cases} J_T \Delta \dot{\Omega}_T = a_i \Delta \Omega_T + b_i \Delta \beta - \Delta C_{mec} \\ J_{g_BV} \Delta \dot{\Omega}_{g_BV} = \Delta C_{mec} - G \Delta C_{em} \\ \Delta \dot{C}_{mec} = \left(k - \frac{da_i}{J_T} \right) \Delta \Omega_T - k \Delta \Omega_{g_BV} + db_i \Delta \beta - d \left(\frac{1}{J_T} - \frac{1}{J_{g_BV}} \right) \Delta C_{mec} \end{cases} \quad (\text{II. 28})$$

II.3.6.2. Point de fonctionnement défini par la vitesse de vent et la puissance

Nous considérons un point de fonctionnement $\Psi_{ij}^\circ(x_{ij}^\circ, u_{ij}^\circ, y_{ij}^\circ)$ caractérisé par une vitesse du vent v_i et la puissance électrique choisie P_j qui correspondent aux valeurs adéquates du couple électromagnétique C_{em-j} et de l'angle de calage β_{ij} qui sont les variables d'entrée. Autour du point de fonctionnement sélectionné, on peut linéariser l'expression du couple aérodynamique comme suit [Munteanu *et al.*, 2008] et [Khezami *et al.*, 2009b]:

$$\begin{aligned} \Delta C_{aer} &= \left. \frac{\partial C_{aer}}{\partial \Omega_T} \right]_{i,j} \Delta \Omega_T + \left. \frac{\partial C_{aer}}{\partial \beta} \right]_{i,j} \Delta \beta \\ &= a_{ij} \Delta \Omega_T + b_{ij} \Delta \beta \end{aligned} \quad (\text{II. 29})$$

avec:

$$\begin{cases} a_{ij} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{v_i^2}{\Omega_{T-nom}} \left[\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} - \frac{C_{p_{ij}}}{\lambda_{ij}} \right] \\ b_{ij} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{v_i^3}{\Omega_{T-nom}} \frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} \end{cases} \quad (\text{II. 30})$$

et:

$$C_{p_{ij}} = C_p(\lambda_{ij}, \beta_{ij}) = \frac{2\Omega_{T-nom} C_{aer-j}}{\rho \pi R^2 v_i^3}$$

Le symbole Δ représente l'écart des variables de l'éolienne par rapport aux valeurs liées au point de fonctionnement choisi. On remarque:

$$\begin{cases} \Delta C_{aer} = C_{aer} - C_{aer-j}, & \Delta P = P - P_j \\ \Delta C_{em} = C_{em} - C_{em-j}, & \Delta \beta = \beta - \beta_{ij} \end{cases} \quad (\text{II. 31})$$

On peut alors décrire le système global par la représentation d'état suivante:

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A_{ij} \Delta x + B_{ij} \Delta u \\ \Delta y = C_{ij} \Delta x + D_{ij} \Delta u \end{cases} \quad (\text{II. 32})$$

Δx , Δy et Δu représentent les écarts des vecteurs du système par rapport au point de fonctionnement choisi, tel que:

$$\begin{cases} \Delta x = x - x_{ij}^\circ ; \Delta y = y - y_{ij}^\circ ; \Delta u = u - u_{ij}^\circ \\ x_{ij}^\circ = \begin{bmatrix} \Omega_{T-nom} \\ \Omega_{g-BV-nom} = \Omega_{T-nom} \\ \beta_{ij} \\ C_{mec-j} \end{bmatrix}, y_{ij}^\circ = \begin{bmatrix} \Omega_{T-nom} \\ P_j \end{bmatrix} \text{ et } u_{ij}^\circ = \begin{bmatrix} \beta_{reg-ij} \\ C_{em-j} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{II. 33})$$

où:

Δx : l'écart du vecteur d'état x par rapport à x_{ij}° ;

Δy : l'écart du vecteur de sortie y par rapport à y_{ij}° ;

Δu : l'écart du vecteur d'entrée u par rapport à u_{ij}° .

Il est facile de déterminer A_{ij} et B_{ij} en utilisant l'expression de ΔC_{aer} . Et par la linéarisation de l'expression de la puissance, nous pouvons déterminer C_{ij} et D_{ij} [Khezami, 2011]:

$$\Delta P = G C_{em-j} \Delta \Omega_{g-BV} + G \Omega_{T-nom} \Delta C_{em} \quad (\text{II. 34})$$

On obtient alors:

$$\left\{ \begin{array}{l} A_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{a_{ij}}{J_T} & 0 & \frac{b_{ij}}{J_T} & -\frac{1}{J_T} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{J_{g-BV}} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} & 0 \\ k + \frac{a_{ij}d}{J} & -k & \frac{db_{ij}}{J_T} & -d \left[\frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_{g-BV}} \right] \end{bmatrix} \\ B_{ij} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{G}{J_{g-BV}} \\ \frac{1}{\tau_\beta} & \frac{dG}{J_{g-BV}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad C_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & GC_{em,j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{ et } D_{ij} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & G\Omega_{T_{nom}} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (\text{II. 35})$$

D'après les équations (II.32), nous pouvons représenter le modèle de l'éolienne comme suit [Khezami, 2011]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{x} = \Delta \dot{x} + \dot{x}_{ij}^\circ = A_{ij} \Delta x + B_{ij} \Delta u + \dot{x}_{ij}^\circ = A_{ij} \Delta x + B_{ij} u + \xi_{ij}^\circ \\ \dot{y} = \Delta y + y_{ij}^\circ = C_{ij} \Delta x + D_{ij} \Delta u + y_{ij}^\circ = C_{ij} x + D_{ij} u + \eta_{ij}^\circ \end{array} \right. \quad (\text{II. 36})$$

avec:

$$\left\{ \begin{array}{l} \xi_{ij}^\circ = \dot{x}_{ij}^\circ - A_{ij} x_{ij}^\circ - B_{ij} u_{ij}^\circ = f(x_{ij}^\circ, u_{ij}^\circ) - A_{ij} x_{ij}^\circ - B_{ij} u_{ij}^\circ \\ \eta_{ij}^\circ = y_{ij}^\circ - C_{ij} x_{ij}^\circ - D_{ij} u_{ij}^\circ \end{array} \right. \quad (\text{II. 37})$$

II.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous nous intéressons à la modélisation des différents blocs du système de conversion éolien, tels que le vent, le multiplicateur, les deux sous-systèmes aérodynamiques de transmission rigide et souple et le système d'orientation des pales, avec une linéarisation du système éolien pour les deux modèles de transmissions rigide et souple.

Au chapitre suivant, l'étude va traiter la commande multimodèle classique du système éolien à base d'un correcteur PID à quatre et à huit modèles.

Chapitre III

Commande PID multimodèle améliorée du système éolien

III.1. Introduction

Dans ce chapitre on va présenter en bref un rappel sur la structure multimodèle et le principe du réglage primaire de la fréquence. Ensuite nous allons développer une loi de commande de type PID améliorée en y associant une approche multimodèle pour une éolienne à vitesse variable. Et enfin et dans le but de comparer les résultats de la commande PID multimodèle, on essaye deux bases: à quatre et à huit modèles.

III.2. Structure multimodèle

Nombreux travaux de recherche au cours des dernières années ont été orientés vers cette structure. Dans notre travail, nous avons choisi l'approche multimodèle, qui constitue une approche efficace pour les processus non linéaires [Chadli, 2002].

Si nous considérons une linéarisation autour d'un point de fonctionnement sous la forme de l'équation (II.18), et supposons que nous avons n points de linéarisation (et donc n modèles locaux), alors la représentation multimodèle du système sera [Khezami, 2011] et [Chadli, 2002]:

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^n \mu_i(z(t))(A_i x(t) + B_i u(t) + d_i) \quad (\text{III. 1})$$

$z(t)$ le vecteur des variables de décision et $\mu_i(z(t))$, $i \in \{1, \dots, n\}$ sont les fonctions d'activation.

Le schéma blocs de la figure III.1 montre la structure d'un système multimodèle:

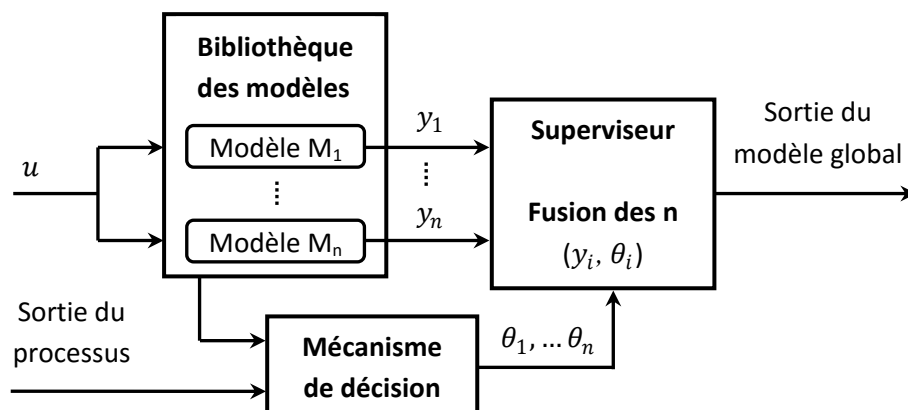


Figure III.1: Structure d'un système multimodèle

Dans la Figure III.1, on fait appel à une "base" (ou "bibliothèque") de n modèles linéaires locaux (M_1, M_2, \dots, M_n) . Chaque modèle est une représentation linéarisée simplifiée du système non linéaire pour un point de fonctionnement.

Seulement quelques-uns de ces modèles sont validés à un moment donné. Et le choix du modèle valide dépend du calcul de la distance entre les données de chaque modèle local et celles de l'état actuel. Ainsi, le modèle le plus proche est choisi à chaque moment. Il nous faudra donc un "mécanisme de décision" par lequel nous pourrions évaluer la pertinence de chaque modèle, et en calculer les validités $(\theta_i \in [0,1])$ des différents modèles M_i qui permettent de quantifier le degré de fiabilité de chaque modèle. Si, $\theta_k = 1$, alors le modèle M_k décrit bien le processus, au contraire, si, $\theta_k = 0$, le modèle M_k est considéré complètement faux à cet moment. Après avoir calculé les validités, le superviseur génère une description globale du processus en interpolant les différentes informations incluses dans le système multimodèle [Kardous, 2004] et [Khezami, 2011].

Plusieurs approches sont connues dans la littérature, afin de trouver les valeurs des validités de chaque modèle. Dans ce travail, nous avons choisi d'utiliser l'approche des erreurs absolues. Une erreur absolue r_i est une fonction qui calcule l'erreur entre deux valeurs d'une variable noté Y afin de déterminer l'erreur de chaque modèle dans sa représentation du processus, qui est défini par l'équation suivante [Khezami, 2011]:

$$r_i(t) = \|Y(t) - Y_i(t)\|; \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{III. 2})$$

avec $\|\cdot\|$ une norme choisie et n le nombre de modèles locaux.

Cette valeur d'erreur absolue doit ensuite être normalisée. On définit r'_i tel que:

$$r'_i(t) = \frac{r_i(t)}{\sum_{j=1}^n r_j(t)}; \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{III. 3})$$

On peut calculer les validités à partir de ces erreurs absolues, par le fait que plus l'erreur commise par un modèle local est grande, moins il est valide. Cette expression aboutit à:

$$\theta_i(t) = 1 - r'_i(t); \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{III. 4})$$

Nous avons un modèle linéaire local défini pour chaque point de fonctionnement puisque le système éolien est linéarisé par rapport à la vitesse du vent autour de différents points de fonctionnement.

Pour constituer la base multimodèle du correcteur, n modèles locaux seront sélectionnés à partir de la courbe de l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent.

Et pour le calcul des validités nous avons choisi le vent comme la variable essentielle à utiliser, car le choix de ces modèles locaux est basé sur les vitesses du vent. Sur cette base, nous sélectionnons à chaque instant donné les deux modèles locaux successifs les plus proches au système. La sélection des modèles locaux valides est basée sur un test de la valeur instantanée de la vitesse du vent v : si $v \in [v_i, v_{i+1}]$, on choisit les modèles locaux M_i et M_{i+1} correspondant aux vitesses du vent v_i et v_{i+1} respectivement. Les erreurs absolues sont alors donnés par l'équation suivante [Khezami, 2011]:

$$r_k = |v - v_k|; \quad k \in \{i, i + 1\} \quad (\text{III. 5})$$

où:

- r_k : l'erreur absolue du modèle local M_k ;
- v_k : la vitesse du vent correspondant au modèle local M_k ;
- v : la vitesse instantanée du vent.

Par une fusion linéaire des modèles locaux M_i et M_{i+1} après avoir déterminé les validités θ_k ($k \in \{i, i + 1\}$) par l'équation (III.4), on obtient le modèle M , qui représente le système à ce moment sous la forme:

$$M = \theta_i M_i + \theta_{i+1} M_{i+1} \quad (\text{III. 6})$$

A partir des sorties de la base de modèles et du mécanisme de décision (validités θ_i ; $i = 1, \dots, n$), le superviseur a pour fonction de combiner toutes ces informations afin de calculer la sortie multimodèle à chaque instant. Cette combinaison peut induire une simple sélection à chaque instant du modèle le plus pertinent par une fusion des sorties partielles, issus de la base des modèles, pondérés par les validités.

La sortie multimodèle est obtenue à travers une fusion des sorties y_i des différents modèles M_i pondérés par leurs validités θ_i ($i = 1, \dots, n$) respectives, comme le montre la dans figure III. 2:

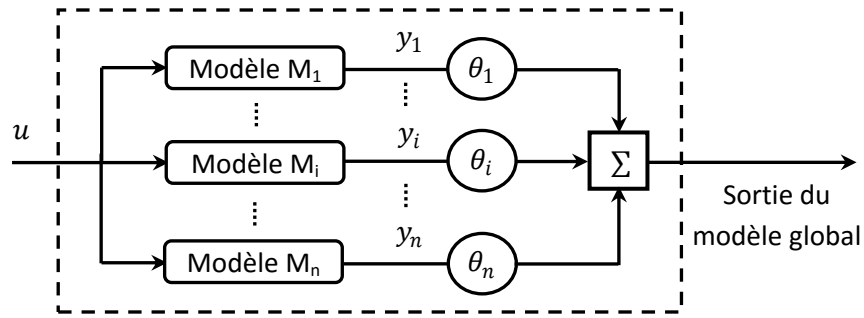


Figure III. 2: Principe de la fusion multimodèle

III.3. Zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable

Le but principal de la commande des éoliennes est de générer une énergie électrique optimale et de haute qualité. Cette nouvelle et importante notion de la qualité de l'énergie produite au réseau électrique consiste en fait à produire de l'énergie électrique avec une continuité parfaite et dont les fluctuations ne dépassent pas une certaine limite préétablie [Laverdure, 2005]. Cependant, les éoliennes ne produisent pas de puissance maximale pendant toute leur plage de fonctionnement [Lescher, 2006]. En fait, l'éolienne passe par trois zones de fonctionnement différentes: la zone de charge partielle 1, la zone de charge partielle 2 et la zone de pleine charge comme indiqué dans la figure III.3 [Camblong, 2003], [Tamaarat, 2015] et [Khezami, 2011].

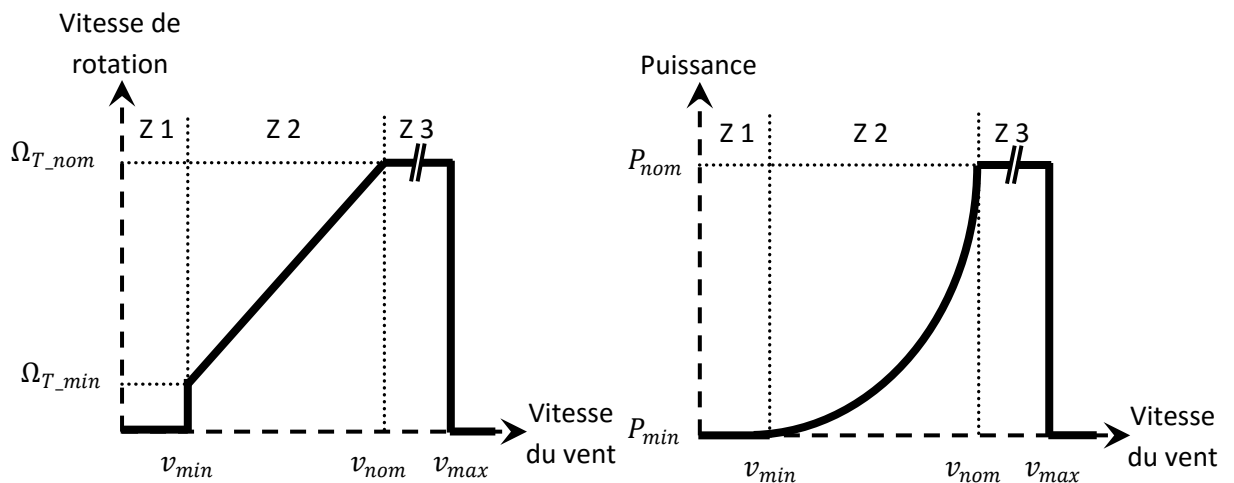


Figure III.3: Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable

- Zone 1 ($\lambda_{opt}, C_p max, \beta = 0$): cette zone est appelée zone de charge partielle 1, où nous essayons d'extraire la puissance maximale du vent. La commande vise à ajuster la vitesse de rotation de l'éolienne pour qu'elle reste autour de λ_{opt} . Le coefficient de puissance de l'éolienne est égal à sa valeur maximale $C_p max$, lorsque l'angle de calage est fixe;

- Zone 2 (Ω_{T_nom} , $\beta = 0$): cette zone est appelée zone de charge partielle 2, et elle fait toujours partie du mode de fonctionnement en charge partielle. Mais cette fois, nous ne pouvons plus changer la vitesse de la machine car elle a atteint sa valeur nominale. Par conséquent, la conversion énergétique ne peut pas être optimale et nous réduisons le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne. Dans toute la zone de fonctionnement en charge partielle, nous avons fixé l'angle de calage à 0° ;
- Zone 3 (Ω_{T_nom} , P_{nom}): dans cette troisième et dernière zone que l'on appelle la zone de pleine charge, la vitesse de rotation reste égale à sa valeur nominale, tandis que la puissance fournie par l'éolienne atteint sa valeur nominale cette fois. Pour le fonctionnement à charge partielle, l'angle de calage doit être ajusté pour maintenir la puissance électrique produite à sa valeur nominale constante. Et pour le contrôle à pleine charge, nous ajustons l'angle de calage des pales afin que la puissance produite soit constante et égale à sa valeur nominale.

III.4. Participation au réglage de la fréquence

Le principe de commande que nous avons introduit jusqu'à présent (technique multimodèle) contribue à améliorer la puissance générée par les éoliennes, mais le problème est qu'il ne fournit aucun service au réseau en termes de réglage de fréquence. Nous évaluerons dans quelle mesure les éoliennes peuvent participer à la régulation de fréquence. On rappelle dans la figure III.4 le principe du réglage primaire de la fréquence [Khezami, 2011].

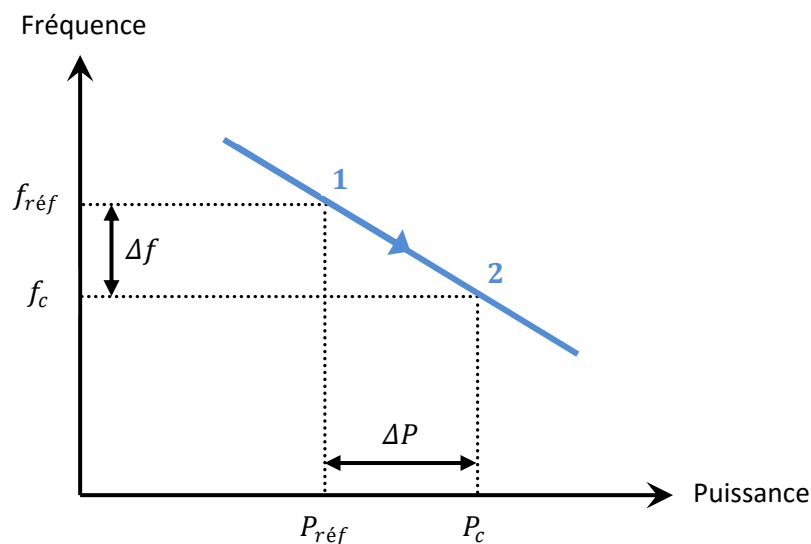


Figure III.4: Réglage primaire de la fréquence

La commande du système est basée sur une caractéristique linéaire appelée courbe de statisme. Il est nécessaire d'adapter la puissance à la fréquence en cas de diminution

de la fréquence, ce qui équivaut à un déséquilibre immédiat entre la production et la consommation comme le montre la figure. III.4 [Sørensen *et al.*, 2005] et [Davigny, 2007]. C'est la base du réglage de la fréquence dans les réseaux, et pour faire face aux éventualités d'augmentations de la puissance une réserve tournante doit être en place. La réserve primaire est définie comme la différence entre la puissance maximale autorisée au moment considéré (permet de garder une réserve secondaire) ou de référence $P_{réf}$ de l'éolienne et sa puissance de consigne P_c . Les éoliennes n'ont pas besoin de maintenir des réserves de puissance et de tourner au point optimal si ce principe est appliqué. Pour former cette réserve tournante, les zones de fonctionnement potentiels doivent être considérablement élargies [Khezami, 2011].

III.5. Principes généraux de commande d'un système éolien

Afin de pouvoir contrôler dynamiquement le couple électromagnétique du générateur, C_{em} . Nous connectons les éoliennes à vitesse variable au réseau électrique via des convertisseurs d'électronique de puissance.

Ici nous considérerons qu'il est totalement contrôlé. Ensuite, nous allons assimiler la référence de couple (C_{em_ref}), la grandeur de commande, avec le couple réel (C_{em}).

La commande d'une éolienne considère généralement [Camblong *et al.*, 2014] et [Garmat *et al.*, 2018a]:

- Deux grandeurs de commande (entrée): le couple électromagnétique de la génératrice C_{em} et l'angle de calage des pales β_{reg} ;
- Deux variables à commander (sortie): la vitesse de rotation de la turbine Ω_T et la puissance électrique générée P .

Nous considérons ici une stratégie de commande (Figure III.5) qui consiste à réguler Ω_T par action sur β_{reg} et P par C_{em} [Marin, 2009]. C'est uniquement cette stratégie que nous allons étudier dans tous nos travaux.

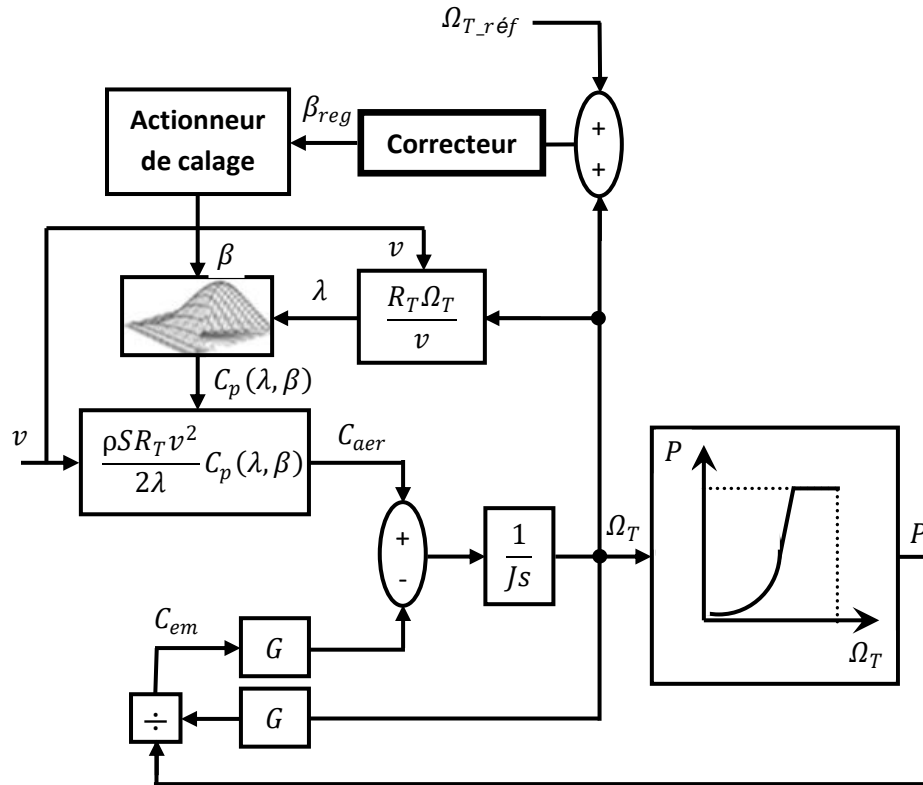


Figure III.5: Stratégie d'implantation de commande d'une éolienne

III.6. Commande PID multimodèle améliorée

Nous présentons dans la section suivante une loi de commande de type PID améliorée en y associant une approche multimodèle. Ce type de correcteur combine les avantages des deux correcteurs PI et PD [Garmat *et al.*, 2018a] et [Garmat *et al.*, 2021].

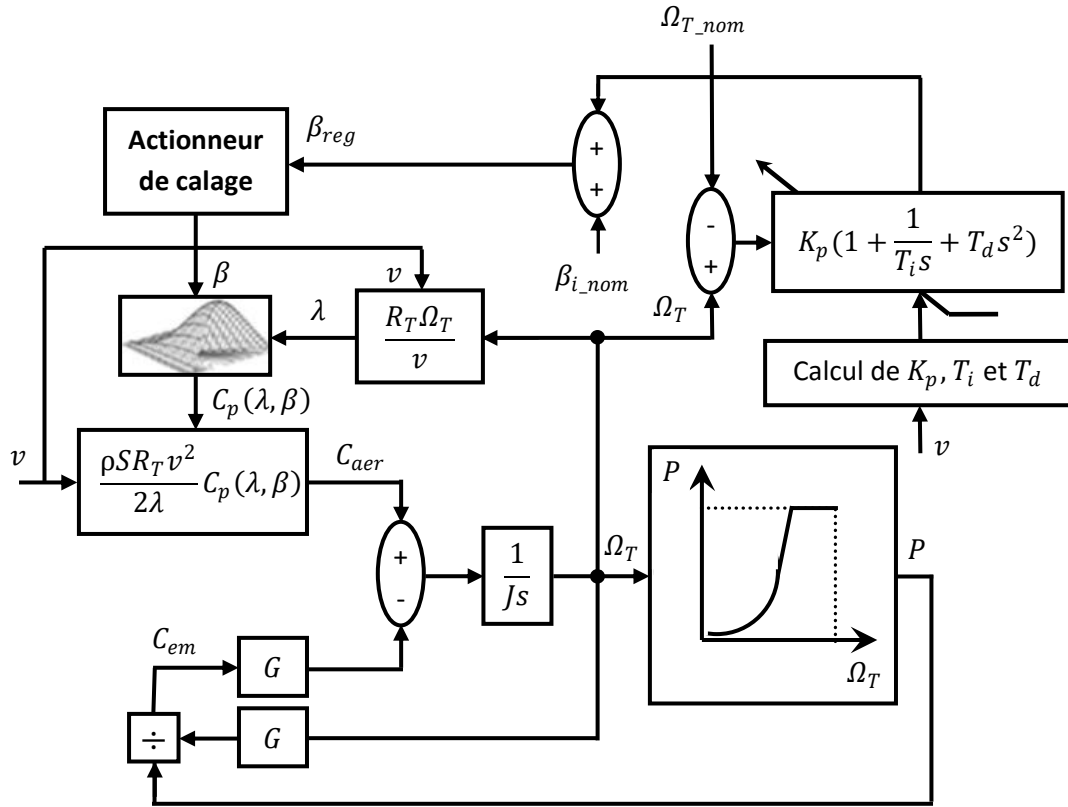


Figure III.6: Structure de la commande PID multimodèle améliorée (rigide, avec calage)

D'après le modèle rigide linéarisé au deuxième chapitre on peut écrire [Garmat *et al.*, 2021]:

$$J \frac{d\Delta\Omega_T}{dt} = a_i \Delta\Omega_T + b_i \Delta\beta - G\gamma \Delta\Omega_T = d_i \Delta\Omega_T + b_i \Delta\beta \tag{III.7}$$

Pour simplifier l'équation (III.7), nous mettons:

$$d_i = a_i - G\gamma$$

donc:

$$\Delta\Omega_T = \frac{-b_i/d_i}{-J/d_i s + 1} \Delta\beta \tag{III.8}$$

La fonction de transfert suivante définit le correcteur PID au voisinage d'un point de fonctionnement Ψ_i° correspondant à la vitesse v_i [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$\begin{aligned}
C(s) &= K_{p_i} \left(1 + \frac{1}{T_{i_i} s} + T_{d_i} s \right) \\
&= K_{p_i} \left(\frac{1 + T_{i_i} s + T_{i_i} T_{d_i} s^2}{T_{i_i} s} \right)
\end{aligned} \tag{III.9}$$

avec:

- K_{p_i} : le gain proportionnel local;
- T_{i_i} : la constante d'intégration locale;
- T_{d_i} : la constante de dérivation locale.

Donc nous pouvons écrire:

$$\frac{\Delta\Omega_T}{\Delta\varepsilon} = \frac{b_i K_{p_i} (1 + T_{i_i} s + T_{i_i} T_{d_i} s^2)}{(Js - d_i)(1 + \tau_\beta s) T_{i_i} s} \tag{III.10}$$

Le polynôme caractéristique de l'équation précédente est donnée par l'équation (III.11) [Garmat *et al.*, 2018a] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{aligned}
P_c(s) &= 1 + T_{i_i} s + T_{i_i} T_{d_i} s^2 + \frac{J\tau_\beta T_{i_i}}{b_i K_{p_i}} s^3 + \frac{T_{i_i}}{b_i K_{p_i}} (J - d_i \tau_\beta) s^2 - \frac{d_i T_{i_i}}{b_i K_{p_i}} s \\
&= 1 + T_{i_i} \left(1 - \frac{d_i}{b_i K_{p_i}} \right) s + T_{i_i} \left(T_{d_i} + \frac{J - d_i \tau_\beta}{b_i K_{p_i}} \right) s^2 + \frac{J\tau_\beta T_{i_i}}{b_i K_{p_i}} s^3
\end{aligned} \tag{III.11}$$

C'est un polynôme de troisième degré, comme le polynôme de Naslin:

$$P_{Naslin}(s) = 1 + \frac{s}{\omega_0} + \frac{s^2}{\alpha \omega_0^2} + \frac{s^3}{\alpha^3 \omega_0^3} \tag{III.12}$$

avec:

$$\begin{cases} \alpha = 2.1 \\ T_{pic} = \frac{2.2}{\omega_0} \end{cases}$$

Ensuite, les paramètres du correcteur PID sont déterminés par identification:

$$\begin{cases} T_{i_i} \left(1 - \frac{d_i}{b_i K_{p_i}} \right) = \frac{1}{\omega_0} \\ T_{i_i} \left(T_{d_i} - \frac{J - d_i \tau_\beta}{b_i K_{p_i}} \right) = \frac{1}{\alpha \omega_0^2} \\ \frac{J\tau_\beta T_{i_i}}{b_i K_{p_i}} = \frac{1}{\alpha^3 \omega_0^3} \end{cases} \tag{III.13}$$

Après tout calcul fait, nous obtenons alors les expressions du gain proportionnel et des constantes d'intégration et de dérivation suivantes [Garmat *et al.*, 2018a]:

$$\begin{cases} K_{p_i} = \frac{\alpha^3 \omega_0^2 J \tau_\beta + d_i}{b_i} \\ T_{i_i} = \frac{1}{\omega_0} + \frac{d_i}{\alpha^3 \omega_0^3 J \tau_\beta} \\ T_{d_i} = \frac{\alpha^2 \omega_0 J \tau_\beta + J - d_i \tau_\beta}{\alpha^3 \omega_0^2 J \tau_\beta + d_i} \end{cases} \quad (\text{III. 14})$$

Nous avons considéré la caractéristique de l'angle de calage en fonction du vent, pour choisir les modèles locaux à utiliser dans nos bases multimodèles.

Nous avons utilisé deux bases multimodèles de quatre et de huit modèles locaux, comme décrit à l'annexe 2. Les figures suivantes donnent les résultats de simulation du système commandé par un PID amélioré avec une approche multimodèle.

La figure III.7 montre la vitesse de rotation de la turbine des deux bases multimodèles avec 4 et 8 modèles exprimés en (rad/s). La comparaison des courbes de simulation montre que les oscillations de la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 1.858 et 1.902 rad/s) sont inférieures à celles de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 1.842 et 1.918 rad / s).

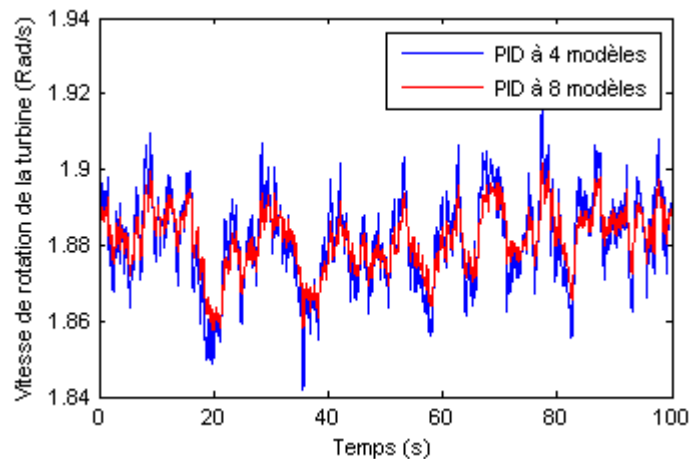


Figure III.7: Vitesse de rotation de la turbine

La figure III.8 montre le couple électromagnétique des deux bases multimodèles avec 4 et 8 modèles exprimés en (N.m). En comparant les courbes de simulation, on constate que les oscillations de la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 11340 et 11615 N.m) sont plus faibles que celles de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 11250 et 11709 N.m).

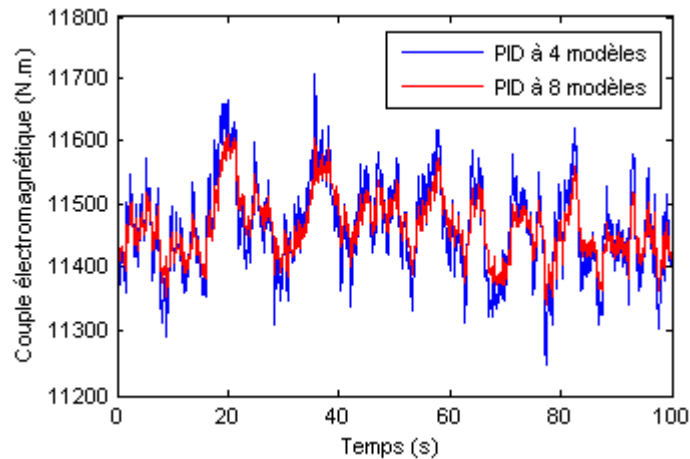


Figure III.8: Couple électromagnétique

La figure III.9 montre la puissance électrique générée des deux bases multimodèles avec 4 et 8 modèles exprimés en (W), avec sa valeur de référence, fluctuant autour de 2 MW. En comparant les courbes de simulation, nous pouvons voir que les signaux sont lisses et présentent des variations acceptables, avec moins d'oscillations dans la base multimodèle à 8 modèles que le résultat de la base à 4 modèles.

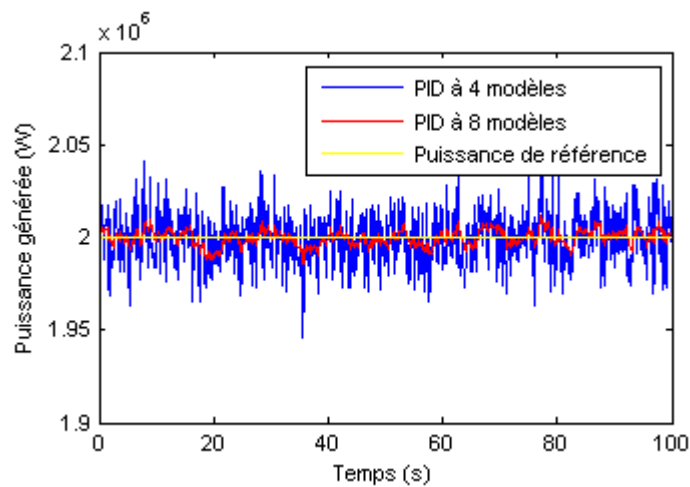


Figure III.9: Puissance électrique générée

La figure III.10 montre, pour l'approche proposée, un bon suivi de la puissance électrique dans un vent turbulent, avec une transition rapide entre différentes valeurs de puissance définies, deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux moments 20 s et 60 s respectivement, avec moins d'oscillations dans la base multimodèle à 8 modèles que le résultat de la base à 4 modèles.

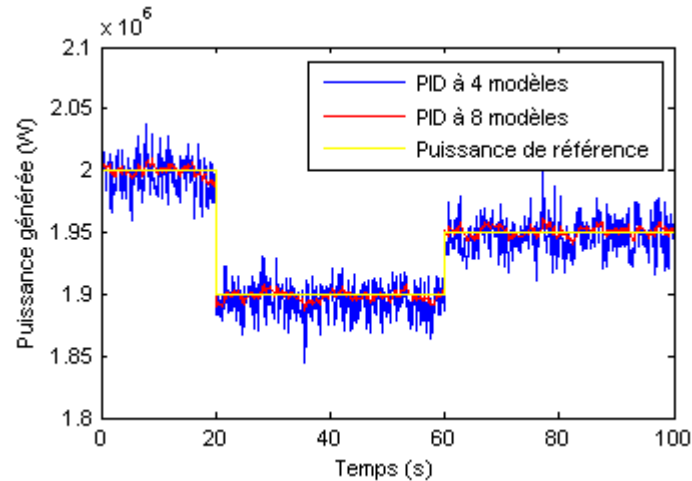


Figure III.10: Variation de la puissance électrique générée

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commandé le système éolien par une commande multimodèle classique à base d'un correcteur PID par l'utilisation de deux bases à quatre et à huit modèles. Au premier temps nous avons commandé le système éolien par une base multimodèle de quatre modèles, puis nous l'avons commandé par une base de huit modèles. Ensuite on a présenté une comparaison entre les résultats des deux bases multimodèles.

D'après les résultats, la commande utilisée montre certaines limitations. Pour cela l'objet du chapitre suivant vise à commander le système éolien dans un fonctionnement à puissance réduite par optimisation d'un critère quadratique en vue de le faire participer au réglage de la fréquence dans les réseaux électriques.

Chapitre IV

**Commande LQ multimodèle optimale
améliorée du système éolien**

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre nous allons développer la commande LQ multimodèle optimale améliorée avec et sans l'estimation de la vitesse du vent par l'utilisation de deux bases multimodèles: la base à quatre et la base et à huit modèles, Cela peut permettre à l'éolienne de participer au réglage de la fréquence en assurant une transition rapide de la puissance électrique générée d'une valeur initiale à une autre valeur finale dans un domaine spécifique de variations de la puissance et de la vitesse du vent. Par contre, la régulation de la vitesse de rotation de la turbine ne nécessite pas une dynamique rapide.

IV.2. Description multimodèle

Comme mentionné précédemment, pour faciliter le fonctionnement d'un système éolien, nous pouvons le modéliser avec une stratégie multimodèle dont les modèles locaux sont déterminés en fonction de la vitesse du vent et du niveau de puissance. Ainsi, le vecteur d'état $x(t)$ et le vecteur de sortie $y(t)$ de l'éolienne à chaque instant t , sont définis par la représentation d'état multimodèle suivante [Khezami, 2011]:

$$\begin{cases} \dot{x} = \sum_{i,j} \theta_{ij} (A_{ij} x + B_{ij} u + \xi_{ij}^o) \\ y = \sum_{i,j} \theta_{ij} (C_{ij} x + D_{ij} u + \eta_{ij}^o) \end{cases} \quad (\text{IV. 1})$$

où θ_{ij} les coefficients de validité des modèles valides sélectionnés.

IV.3. Approche quadratique multimodèle

Notre objectif est d'obtenir des conditions de fonctionnement optimales des éoliennes en concevant une loi de commande qui assure cela, afin de permettre un suivi rapide de la puissance électrique générée et une bonne régulation de la vitesse de rotation de la turbine avec des fluctuations minimales du couple et de l'angle de calage. Pour cela, nous proposons au problème étudié d'appliquer une stratégie linéaire quadratique visant à réduire le critère quadratique de la forme suivante [Khezami, 2011]:

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{+\infty} \{q_1(\Omega_T - \Omega_{T-réf})^2 + q_2(P - P_{réf})^2 + r_1\beta^2 + r_2C_{em}^2\} dt \quad (\text{IV. 2})$$

où $\Omega_{T-réf}$ et $P_{réf}$ sont respectivement les références de la vitesse de la turbine et de la puissance électrique. Nous pouvons générer ces consignes par un modèle de référence tel qu'il sera indiqué dans ce qui suit.

Afin de maintenir la dynamique de l'actionneur de calage, nous pouvons considérer l'angle de calage réel β comme un signal de commande au lieu de β_{reg} . Ensuite, nous utilisons la loi de commande que nous obtenons, après avoir déduit l'entrée appliquée β_{reg} de β en inversant l'équation de l'angle de calage.

IV.3.1. Représentation d'état avec maintien de la dynamique de calage

L'actionneur de calage a sa propre dynamique naturelle comme le montre l'équation (II.16) qui est donnée par une constante de temps d'un système du premier degré τ_β . La commande dans la première étape doit être conçue avec l'angle de calage β et le couple électromagnétique C_{em} comme variables de commande au lieu de β_{reg} et C_{em} pour maintenir cette dynamique par la loi de commande. Ensuite, la représentation d'état du point de fonctionnement sélectionné est réduite au modèle linéaire du troisième ordre suivant [Munteanu *et al.*, 2005], [Poulsen *et al.*, 2005] et [Munteanu *et al.*, 2008]:

$$\begin{cases} \dot{\tilde{x}} = \tilde{A}_{ij} \tilde{x} + \tilde{B}_{ij} \tilde{u} + \tilde{\xi}_{ij}^\circ \\ y = \tilde{C}_{ij} \tilde{x} + \tilde{D}_{ij} \tilde{u} + \tilde{\eta}_{ij}^\circ \end{cases} \quad (IV.3)$$

où:

$$\begin{cases} \tilde{x} = \begin{bmatrix} \Omega_T \\ \Omega_{g-BV} \\ C_{mec} \end{bmatrix} \text{ et } \tilde{u} = \begin{bmatrix} \beta \\ C_{em} \end{bmatrix} \\ \tilde{A}_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{a_{ij}}{J_T} & 0 & -\frac{1}{J_T} \\ 0 & 0 & \frac{1}{J_{g-BV}} \\ k + \frac{a_{ij}d}{J_T} & -k & d \left(\frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_{g-BV}} \right) \end{bmatrix}, \tilde{B}_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{b_{ij}}{J_T} & 0 \\ 0 & -\frac{G}{J_{g-BV}} \\ \frac{db_{ij}}{J_T} & \frac{dG}{J_{g-BV}} \end{bmatrix} \\ \tilde{C}_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & GC_{em-j} & 0 \end{bmatrix}, \tilde{D}_{ij} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & G\Omega_{T-j} \end{bmatrix}, \\ \tilde{\xi}_{ij}^\circ = \dot{\hat{x}}_{ij} - \tilde{A}_{ij} \hat{x}_{ij} - \tilde{B}_{ij} \hat{u}_{ij} = \tilde{f}(\hat{x}_{ij}, \hat{u}_{ij}) - \tilde{A}_{ij} \hat{x}_{ij} - \tilde{B}_{ij} \hat{u}_{ij}, \\ \text{et } \tilde{\eta}_{ij}^\circ = y_{ij} - \tilde{C}_{ij} \hat{x}_{ij} - \tilde{D}_{ij} \hat{u}_{ij} \end{cases} \quad (IV.4)$$

La fonction $\tilde{f}(\cdot)$ est déduite des équations du système non linéaire (II.10), (II.11), (II.14) et (II.15), sachant qu'elle est définie de $\mathfrak{R}^{3 \times 2}$ à \mathfrak{R}^3 .

IV.3.2. Commande LQ multimodèle optimale améliorée de l'éolienne

Afin d'obtenir des résultats satisfaisants, nous avons proposé une loi de commande qui est un régulateur quadratique, et pour générer les signaux désirés (consignes) qui doivent être suivis par les sorties du système, nous y avons ajouté un modèle de référence. Pour annuler l'erreur statique entre les sorties du système et les sorties de

référence, nous avons ajouté une action intégrale. Généralement, l'ordre du modèle de référence est inférieure ou égale au système éolien étudié.

Le modèle de référence est défini par les équations de d'état suivantes [Poulsen *et al.*, 2005], [Garmat *et al.*, 2018b], [Garmat *et al.*, 2019] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{cases} \dot{s} = Es + Fy_c \\ y_{réf} = Ws \end{cases} \quad (\text{IV. 5})$$

où $y_c = \begin{pmatrix} \Omega_{T_c} \\ P_c \end{pmatrix}$ et $y_{réf} = \begin{pmatrix} \Omega_{T_{réf}} \\ P_{réf} \end{pmatrix}$ sont respectivement les signaux de consigne et les sorties de référence:

avec:

$$E = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\tau_1} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\tau_2} \end{bmatrix}; F = \begin{bmatrix} \frac{1}{\tau_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\tau_2} \end{bmatrix}; W = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}; \tau_1 = 3 \text{ s et } \tau_2 = 0.25 \text{ s.}$$

Les valeurs de τ_1 et τ_2 sont choisies afin de satisfaire à un compromis entre la rapidité des transitions de puissance.

où τ_1 et τ_2 sont les constantes de temps.

L'équation de l'action intégrale est la suivante [Hansen *et al.*, 2005], [Garmat *et al.*, 2019] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{aligned} \dot{v} &= y_{réf} - y \\ &= Ws - \tilde{C}_{ij} \tilde{x} - \tilde{D}_{ij} \tilde{u} - \tilde{\eta}_{ij}^o \end{aligned} \quad (\text{IV. 6})$$

Le système global est caractérisé par les vecteurs d'état et de sortie suivants [Hansen *et al.*, 2005], [Garmat *et al.*, 2018b] et [Garmat *et al.*, 2019]:

$$\begin{cases} \bar{X} = \begin{bmatrix} \tilde{x} \\ v \\ s \end{bmatrix}; \\ Y = \begin{bmatrix} y_{réf} - y \\ v \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{IV. 7})$$

Ensuite, la représentation d'état du système est présentée par les expressions suivantes:

$$\begin{cases} \dot{\bar{X}} = \bar{A}_{ij} \bar{X} + \bar{B}_{ij} \tilde{u} + \bar{F}_{ij} \\ Y = \bar{C}_{ij} \bar{X} + \bar{D}_{ij} \tilde{u} + \bar{W}_{ij} \end{cases} \quad (\text{IV. 8})$$

avec:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{A}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{A}_{ij} & 0 & 0 \\ -\bar{C}_{ij} & 0 & W \\ 0 & 0 & E \end{bmatrix}, \quad \bar{B}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{B}_{ij} \\ -\bar{D}_{ij} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \bar{C}_{ij} = \begin{bmatrix} -\bar{C}_{ij} & 0 & W \\ 0 & I & 0 \end{bmatrix} \\ \bar{D}_{ij} = \begin{bmatrix} -\bar{D}_{ij} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \bar{F}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{\xi}_{ij}^{\circ} \\ -\bar{\eta}_{ij}^{\circ} \\ Fy_c \end{bmatrix}, \quad \bar{W}_{ij} = \begin{bmatrix} -\bar{\eta}_{ij}^{\circ} \\ 0 \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (\text{IV. 9})$$

Le critère quadratique J que nous cherchons à minimiser grâce à la commande proposée est donné comme suit [Pintea *et al.*, 2011], [Chernoyarov *et al.*, 2019], [Garmat *et al.*, 2019] et [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{aligned} J &= \frac{1}{2} \int_0^{+\infty} (Y^T Q Y + \tilde{u}^T R \tilde{u}) dt \\ &= \frac{1}{2} \int_0^{+\infty} \left\{ (y_{réf} - y)^T Q_1 (y_{réf} - y) + v^T Q_2 v + \tilde{u}^T R \tilde{u} \right\} dt \end{aligned} \quad (\text{IV. 10})$$

avec: $Q = \begin{bmatrix} Q_1 & 0 \\ 0 & Q_2 \end{bmatrix} \in \mathfrak{R}^{4 \times 4}$ et $R \in \mathfrak{R}^{2 \times 2}$ sont des matrices carrées, symétriques, définies positives.

Les coefficients de poids utilisés dans le critère quadratique J sont:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = \begin{bmatrix} 10 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 100 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1000 \end{bmatrix} \\ R = \begin{bmatrix} 0,01 & 0 \\ 0 & 1000 \end{bmatrix} \end{array} \right.$$

La minimisation de ce critère exprime de manière appropriée les qualités requises pour une loi de commande qui offre un meilleur compromis entre les performances souhaitées, représentées sur les sorties par les matrices de pondérations Q , et l'économie de l'énergie de commande, représentée sur les variables de travail par les matrices de pondérations R .

Nous pouvons déduire la loi de commande représentée dans l'équation (IV.11) de l'application de la théorie de commande optimale quadratique du système (IV.8) en utilisant le critère (IV.10) [Garmat *et al.*, 2018b] et [Garmat *et al.*, 2019]:

$$\tilde{u}_{ij} = -\bar{L}_{ij} \bar{X} - \bar{M}_{ij} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij} \bar{F}_{ij} \quad (\text{IV. 11})$$

où \tilde{u}_{ij} représente la commande optimale \tilde{u} autour du point de fonctionnement choisi Ψ_{ij}^0 indexé par i et j . Les matrices de gain $\bar{L}_{ij} \in \mathfrak{R}^{2 \times 7}$, $\bar{M}_{ij} \in \mathfrak{R}^{2 \times 4}$ et $\bar{\mu}_{ij} \in \mathfrak{R}^{2 \times 7}$ sont données par les équations suivantes [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{cases} \bar{L}_{ij} = (R_{ij}^0)^{-1} \left((\bar{R}_{ij}^1)^T \bar{K}_{ij} + (N_{ij}^0)^T \right) \\ \bar{\mu}_{ij} = R_{ij}^2 \left((H_{ij}^{11})^T - \bar{K}_{ij} H_{ij}^{12} \right)^{-1} \bar{K}_{ij} \\ \bar{M}_{ij} = R_{ij}^2 \left((H_{ij}^{11})^T - \bar{K}_{ij} H_{ij}^{12} \right)^{-1} (T_{ij}^2 + \bar{K}_{ij} T_{ij}^1) + R_{ij}^3 \end{cases} \quad (\text{IV. 12})$$

avec:

- \bar{K}_{ij} est la solution de l'équation de Riccati (IV. 13), qui est une matrice symétrique définie positive associée au critère J :

$$\bar{A}_{ij}^T \bar{K}_{ij} + \bar{K}_{ij} \bar{A}_{ij} - (\bar{K}_{ij} \bar{B}_{ij} + N_{ij}^0) (R_{ij}^0)^{-1} (\bar{B}_{ij}^T \bar{K}_{ij} + N_{ij}^0) + Q_{ij}^0 = 0 \quad (\text{IV. 13})$$

$$R_{ij}^0 = R + \bar{D}_{ij}^T Q \bar{D}_{ij}$$

$$N_{ij}^0 = \bar{C}_{ij}^T Q \bar{D}_{ij}$$

$$Q_{ij}^0 = \bar{C}_{ij}^T Q \bar{C}_{ij}$$

$$R_{ij}^1 = (R_{ij}^0)^{-1} \bar{D}_{ij}^T Q \bar{C}_{ij}$$

$$R_{ij}^2 = (R_{ij}^0)^{-1} \bar{B}_{ij}^T$$

$$R_{ij}^3 = (R_{ij}^0)^{-1} \bar{D}_{ij}^T Q$$

$$H_{ij}^{11} = \bar{A}_{ij} - \bar{B}_{ij} R_{ij}^1$$

$$H_{ij}^{12} = \bar{B}_{ij} R_{ij}^2$$

$$T_{ij}^1 = \bar{B}_{ij} R_{ij}^3$$

$$T_{ij}^2 = \bar{C}_{ij}^T Q \bar{D}_{ij} R_{ij}^3 - \bar{C}_{ij}^T Q$$

Nous divisons ces matrices comme indiqué dans les équations suivantes:

$$\begin{cases} \bar{L}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{L}_{ij-\beta} \\ \bar{L}_{ij-Cem} \end{bmatrix} \\ \bar{M}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{M}_{ij-\beta} \\ \bar{M}_{ij-Cem} \end{bmatrix} \\ \bar{\mu}_{ij} = \begin{bmatrix} \bar{\mu}_{ij-\beta} \\ \bar{\mu}_{ij-Cem} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{IV. 14})$$

Viennent ensuite les équations de l'angle de calage et du couple électromagnétique:

$$\begin{cases} \beta = -\bar{L}_{ij-\beta} \bar{X} - \bar{M}_{ij-\beta} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} \\ C_{em} = -\bar{L}_{ij-Cem} \bar{X} - \bar{M}_{ij-Cem} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-Cem} \bar{F}_{ij} \end{cases} \quad (\text{IV. 15})$$

On déduit des équations (IV.15) et de l'équation de l'angle de calage (II.16) ce qui suit:

$$\begin{aligned}
\beta_{reg} &= \beta + \tau_\beta \dot{\beta} \\
&= (-\bar{L}_{ij-\beta} \bar{X} - \bar{M}_{ij-\beta} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij}) + \tau_\beta (-\bar{L}_{ij-\beta} \dot{\bar{X}}) \\
&= -\bar{L}_{ij-\beta} T_1 X - \bar{M}_{ij-\beta} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{A}_{ij} T_1 X - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij} \tilde{u}_{ij} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} \\
&= -\bar{L}_{ij-\beta} T_1 X - \bar{M}_{ij-\beta} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{A}_{ij} T_1 X - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-\beta} \beta - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} C_{em} \\
&\quad - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} \\
&= -\bar{L}_{ij-\beta} T_1 X - \bar{M}_{ij-\beta} \bar{W}_{ij} + \bar{\mu}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{A}_{ij} T_1 X - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-\beta} T_2 X - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{F}_{ij} \\
&\quad + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} \bar{L}_{ij-Cem} T_1 X + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} \bar{M}_{ij-Cem} \bar{W}_{lk} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} \bar{\mu}_{ij-Cem} \bar{F}_{ij} \\
&= -L_{ij-\beta reg} X - M_{ij-\beta reg} \bar{W}_{ij} + \mu_{ij-\beta reg} \bar{F}_{ij}
\end{aligned}$$

et:

$$C_{em} = -L_{ij-Cem} X - M_{ij-Cem} \bar{W}_{ij} + \mu_{ij-Cem} \bar{F}_{ij}$$

où:

- $X = \begin{bmatrix} x \\ v \\ s \end{bmatrix}$
- $T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
- $T_1 = [0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$
- $\bar{B}_{ij} = [\bar{B}_{ij-\beta} \ \bar{B}_{ij-Cem}]$

Donc les variables de commande β_{reg} et C_{em} sont exprimées par la loi suivante:

$$\begin{cases} \beta_{reg} = -L_{ij-\beta reg} X - M_{ij-\beta reg} \bar{W}_{ij} + \mu_{ij-\beta reg} \bar{F}_{ij} \\ C_{em} = -L_{ij-Cem} X - M_{ij-Cem} \bar{W}_{ij} + \mu_{ij-Cem} \bar{F}_{ij} \end{cases} \quad (IV.16)$$

où les matrices gain $L_{ij-\beta reg}$, L_{ij-Cem} , $M_{ij-\beta reg}$, M_{ij-Cem} , $\mu_{ij-\beta reg}$ et μ_{ij-Cem} sont définies par les expressions suivantes:

- $L_{ij-\beta reg} = \bar{L}_{ij-\beta} T_1 + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{A}_{ij} T_1 + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-\beta} T_2 + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} T_1$
- $M_{ij-\beta reg} = \bar{M}_{ij-\beta} + \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} \bar{M}_{ij-Cem}$
- $\mu_{ij-\beta reg} = \bar{\mu}_{ij-\beta} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta} \bar{B}_{ij-Cem} \bar{\mu}_{ij-Cem} - \tau_\beta \bar{L}_{ij-\beta}$
- $L_{ij-Cem} = \bar{L}_{ij-Cem} T_1$
- $M_{ij-Cem} = \bar{M}_{ij-Cem}$

- $\mu_{ij-Cem} = \bar{\mu}_{ij-Cem}$

Le vecteur de commande $u_{ij} = \begin{bmatrix} \beta_{reg} \\ C_{em} \end{bmatrix}$ est définie par la formule suivante [Khezami *et al.*, 2010]:

$$u_{ij} = -L_{ij}X - M_{ij}\bar{W}_{ij} + \mu_{ij}\bar{F}_{ij} \quad (\text{IV. 17})$$

avec:

$$\begin{cases} L_{ij} = \begin{bmatrix} L_{ij-\beta reg} \\ L_{ij-Cem} \end{bmatrix} \\ M_{ij} = \begin{bmatrix} M_{ij-\beta reg} \\ M_{ij-Cem} \end{bmatrix} \\ \mu_{ij} = \begin{bmatrix} \mu_{ij-\beta reg} \\ \mu_{ij-Cem} \end{bmatrix} \end{cases}$$

Le développement de la loi de commande (IV.11) nous permet d'écrire $u_{ij} = \begin{bmatrix} \beta_{reg} \\ C_{em} \end{bmatrix}$ comme suit [Khezami *et al.*, 2010], [Garmat *et al.*, 2018b] et [Garmat *et al.*, 2019]:

$$u_{ij} = -\gamma_{ij}^1 x - \gamma_{ij}^2 v - \gamma_{ij}^3 s + \gamma_{ij}^4 \tilde{\eta}_{ij}^o + \gamma_{ij}^5 \tilde{\xi}_{ij}^o + \gamma_{ij}^6 y_c \quad (\text{IV. 18})$$

où:

$(-\gamma_{ij}^1 x)$: le retour d'état;

$(-\gamma_{ij}^2 v)$: l'action intégrale;

$(-\gamma_{ij}^3 s)$: le vecteur état du modèle de référence;

$(\gamma_{ij}^6 y_c)$: les signaux de consigne;

$(\gamma_{ij}^4 \tilde{\eta}_{ij}^o$ et $\gamma_{ij}^5 \tilde{\xi}_{ij}^o)$: les termes dépendant du point de fonctionnement choisi.

avec:

$$\begin{cases} \gamma_{ij}^1 = L_{ij}(\cdot, 1:4)^1 \\ \gamma_{ij}^2 = L_{ij}(\cdot, 5:6) \\ \gamma_{ij}^3 = L_{ij}(\cdot, 7:8) \\ \gamma_{ij}^4 = M_{ij}(\cdot, 1:2) - \mu_{ij}(\cdot, 4:5) \\ \gamma_{ij}^5 = \mu_{ij}(\cdot, 1:3) \\ \gamma_{ij}^6 = \mu_{ij}(\cdot, 6:7)F \end{cases} \quad (\text{IV. 19})$$

Nous considérons une approche quadratique multimodèle utilisant un ensemble de modèles locaux linéaires valides en différents points de fonctionnement correspondant à

différentes valeurs de vitesses du vent et différents niveaux de références de la puissance pour deux bases multimodèles.

Les deux bases multimodèles considérées sont obtenue par le croisement de deux ensembles:

- Le premier ensemble correspondant aux vitesses du vent: on considère 4 valeurs du vent v_1, v_2, v_3 et v_4 pour la base multimodèle à 4 modèles [Khezami *et al.*, 2010] et [Garmat *et al.*, 2018b], et 8 valeurs du vent $v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7$ et v_8 pour la base multimodèle à 8 modèles [Garmat *et al.*, 2019];
- Le deuxième ensemble correspondant aux niveaux de la référence de puissance: on considère 4 niveaux de puissance $P_{réf-1}, P_{réf-2}, P_{réf-3}$ et $P_{réf-4}$ pour la base multimodèle à 4 modèles [Khezami *et al.*, 2010], [Garmat *et al.*, 2018b], et 8 valeurs de puissance $P_{réf-1}, P_{réf-2}, P_{réf-3}, P_{réf-4}, P_{réf-5}, P_{réf-6}, P_{réf-7}$ et $P_{réf-8}$ pour la base multimodèle à 8 modèles [Garmat *et al.*, 2019].

Cela permet d'avoir une base multimodèle constituée de 16 modèles locaux pour la base multimodèle à 4 modèles et 64 modèles locaux pour la base multimodèle à 8 modèles.

Pour les bases multimodèles à 4 et à 8 modèles, quatre modèles sont valides pour chaque point Ψ_{vp} correspondant à une vitesse de vent donnée v et une puissance générée P . En fait, nous avons [Garmat *et al.*, 2018b] et [Garmat *et al.*, 2019]:

$$\begin{cases} v_i \leq v \leq v_{i+1} \\ P_{réf-j} \leq P \leq P_{réf-j+1} \end{cases} \quad (\text{IV. 20})$$

Les quatre modèles locaux valides pour les deux bases multimodèles sont:

$$\begin{cases} M_{ij} = M(v_i, P_{réf-j}) \\ M_{ij+1} = M(v_i, P_{réf-j+1}) \\ M_{i+1j} = M(v_{i+1}, P_{réf-j}) \\ M_{i+1j+1} = M(v_{i+1}, P_{réf-j+1}) \end{cases} \quad (\text{IV. 21})$$

En combinant les commandes locales u_{lk} ($l \in \{i, i+1\}$; $k \in \{j, j+1\}$) correspondant à ces quatre modèles locaux valides des deux bases multimodèles, on obtient la loi de commande globale u .

Les validités normalisées θ_{lk} sont calculées comme indiqué ci-dessous [Hansen *et al.*, 2005], [Kardous *et al.*, 2007] et [Garmat *et al.*, 2019]:

- ❖ Les erreurs absolues normalisés r_{v-l} et r_{p-k} pour les modèles valides des deux bases multimodèles sont calculés par les expressions suivantes:

$$\begin{cases} r_{v-l} = \left| \frac{v - v_l}{v_{i+1} - v_i} \right|; & l \in \{i, i+1\} \\ r_{p-k} = \left| \frac{P - P_{réf-k}}{P_{réf-j+1} - P_{réf-j}} \right|; & k \in \{j, j+1\} \end{cases} \quad (\text{IV.22})$$

- ❖ Les validités θ_{v-l} et θ_{p-k} pour les modèles valides des deux bases sont données par les équations suivantes:

$$\begin{cases} \theta_{v-l} = 1 - r_{v-l}; & l \in \{i, i+1\} \\ \theta_{p-k} = 1 - r_{p-k}; & k \in \{j, j+1\} \end{cases} \quad (\text{IV.23})$$

- ❖ Les validités globales θ_{lk} pour les modèles locaux valides des deux bases sont obtenus par fusion entre les deux sous-bases de la façon suivante:

$$\theta_{lk} = \theta_{v-l} \times \theta_{p-k}; \quad (l, k) \in \{i, i+1\} \times \{j, j+1\} \quad (\text{IV.24})$$

Par conséquent, en fusionnant les commandes des modèles locaux valides des deux bases, la loi de commande est définie par [Garmat *et al.*, 2021]:

$$\begin{aligned} u &= \sum_{l=i}^{i+1} \sum_{k=j}^{j+1} \theta_{lk} u_{lk} \\ &= -\gamma_1 x - \gamma_2 v - \gamma_3 s + \sum_{l=i}^{i+1} \sum_{k=j}^{j+1} \theta_{lk} \gamma_{lk}^4 \tilde{\eta}_{lk}^\circ + \sum_{l=i}^{i+1} \sum_{k=j}^{j+1} \theta_{lk} \gamma_{lk}^5 \tilde{\xi}_{lk}^\circ + \sum_{l=i}^{i+1} \sum_{k=j}^{j+1} \theta_{lk} \gamma_{ij}^6 y_c \end{aligned} \quad (\text{IV.25})$$

où les gains γ_m , $m \in \{1, 2, 3\}$ sont donnés par la relation suivante:

$$\gamma_m = \sum_{l=i}^{i+1} \sum_{k=j}^{j+1} \theta_{lk} \gamma_{lk}^m; \quad m \in \{1, 2, 3\} \quad (\text{IV.26})$$

La représentation schématique de la loi de commande globale est présentée à la Figure IV.1:

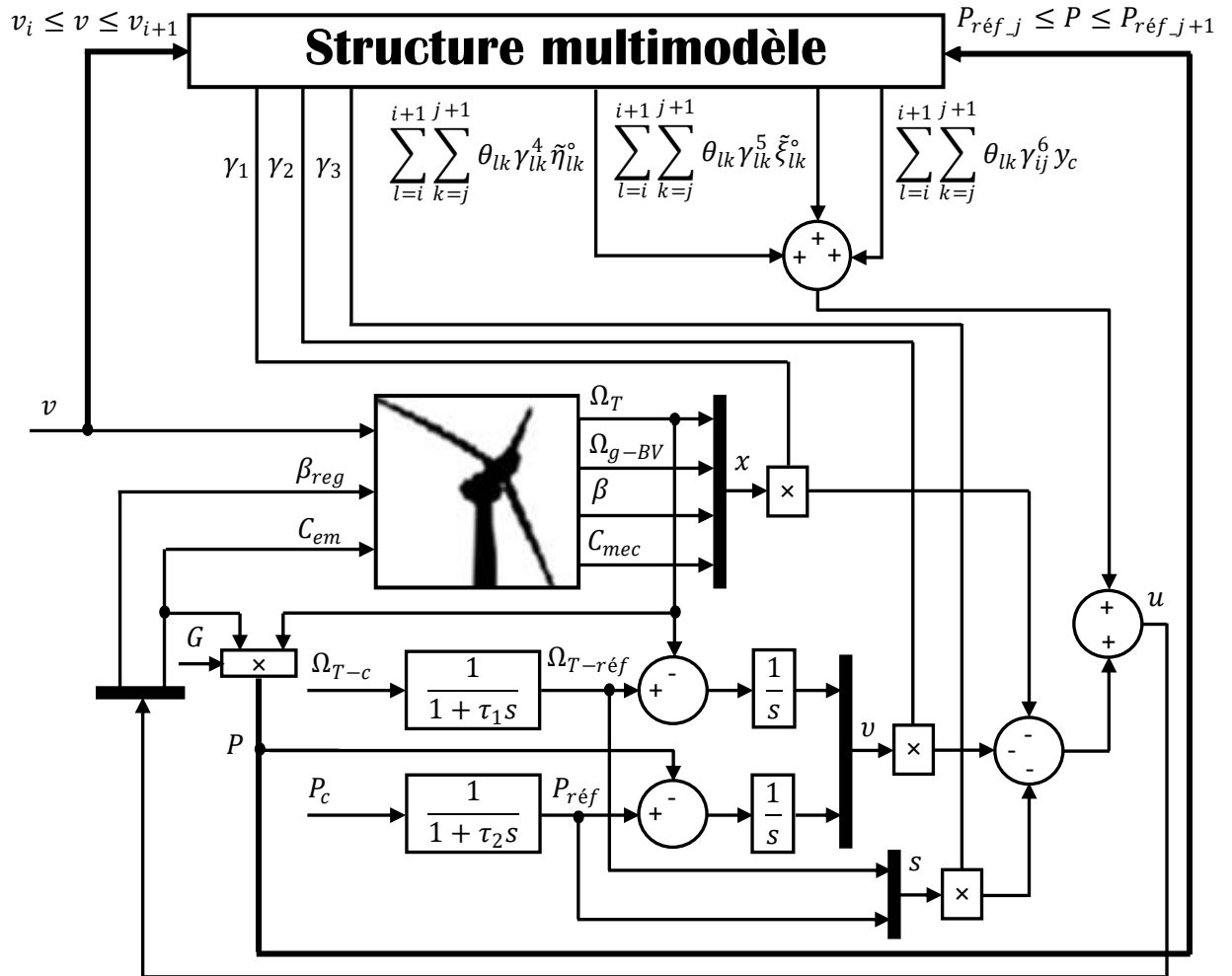


Figure IV.1: Schéma bloc de la loi de commande global (souple, avec calage)

Les paramètres des deux bases multimodèles sont donnés en annexe 3. Les figures suivantes donnent les résultats de simulation du système commandé par une approche améliorée de commande LQ multimodèle optimale.

La figure IV.2 montre la vitesse de rotation de la turbine des deux bases multimodèles avec 4 et 8 modèles exprimés en (rad/s). La comparaison des courbes de simulation montre que les oscillations de la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 1.876 et 1.886 rad/s) sont inférieures à celles de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 1.870 et 1.892 rad/s).

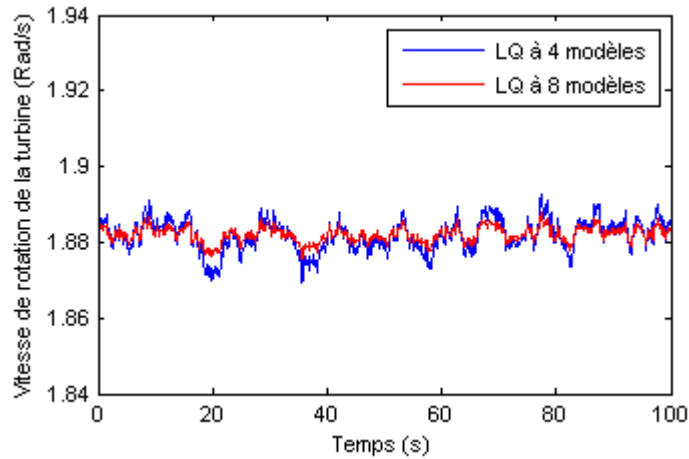


Figure IV.2: Vitesse de rotation de la turbine

La figure IV.3 montre le couple électromagnétique des deux bases multimodèles avec 4 et 8 modèles exprimés en (N.m). En comparant les courbes de simulation, on constate que le coût de la loi de commande est très pratique: les variations du couple électromagnétique sont lisses et prennent des valeurs raisonnables, avec moins d'oscillations de la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 11420 et 11494 rad/s) que celles de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 11390 et 11531 rad/s).

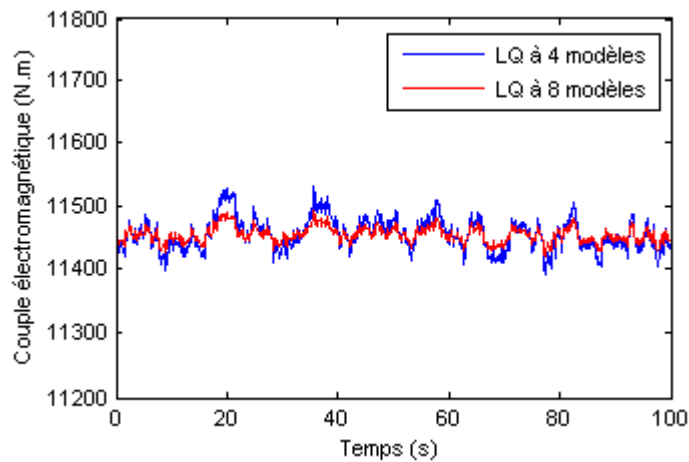


Figure IV.3: Couple électromagnétique

La figure IV.4 montre la puissance électrique générée des deux bases multimodèles à 4 et à 8 modèles exprimés en (W), avec sa valeur de référence, fluctuant autour de 2 MW. En comparant les courbes de simulation, nous pouvons voir que les signaux sont lisses et présentent des variations acceptables, avec moins d'oscillations dans la base multimodèle à 8 modèles que le résultat de la base à 4 modèles.

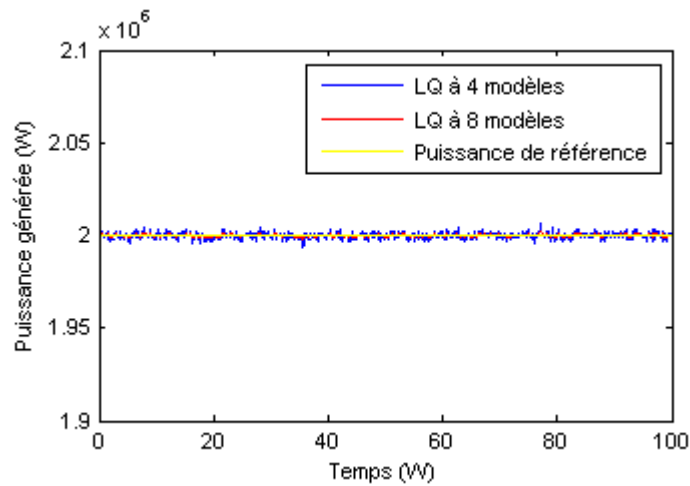


Figure IV.4: Puissance électrique générée

La figure IV.5 montre, pour l'approche proposée, un suivi parfait de la puissance électrique et la structure de commande proposée pour assurer que l'éolienne a la possibilité d'une transition rapide entre différentes valeurs de puissance définies, deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement, avec moins d'oscillations dans la base multimodèle à 8 modèles que le résultat de la base à 4 modèles.

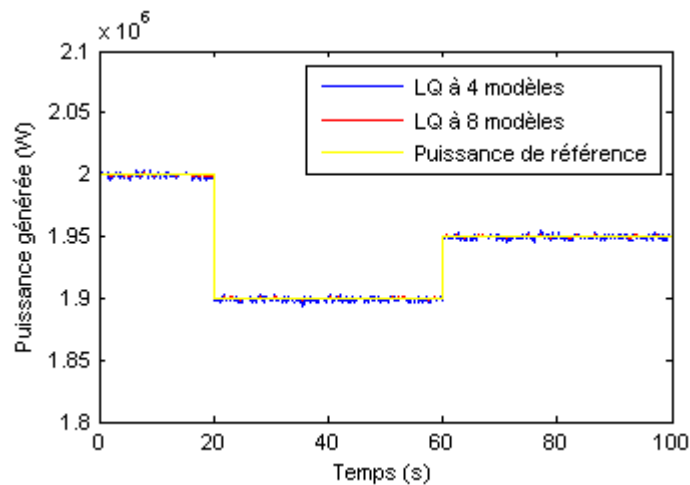


Figure IV.5: Variation de la puissance électrique générée

IV.3.3. Commande LQ multimodèle optimale améliorée avec estimateur de vent

Les commandes améliorées nécessitent une connaissance de la vitesse du vent. Cependant, nous savons que cette dernière est difficile à mesurer. Il est envisagé de mettre en œuvre un estimateur de vitesse du vent qui devra sans doute être généralisé par rapport aux estimateurs classiques qui supposent de faire fonctionner une éolienne à la puissance optimisée pour une vitesse de vent donnée.

IV.3.3.1. Estimation de la vitesse du vent

La connaissance de la vitesse du vent est nécessaire pour déterminer $\Omega_{T_{opt}}$. Etant donné que le couple et la puissance aérodynamique dépendent de façon non linéaire de la vitesse du vent. Une bonne estimation de cette vitesse devient nécessaire pour garantir un bon fonctionnement du système en boucle fermée.

Néanmoins, Une vitesse du vent subie par le rotor, n'existe pas au sens physique du mot. Le rotor est confronté à un champ de vitesse qui varie à la fois dans l'espace et dans le temps.

Par ailleurs, puisque la vitesse du vent change le long du disque balayé par le rotor, la mesure donnée par un anémomètre représente la vitesse du vent en un seul point de cette aire. Il devient donc impossible de déterminer la moyenne de la vitesse du vent soufflant sur le rotor par cette mesure. De plus, en considérant que cette mesure était possible, la mesure de la vitesse du vent serait dans ce cas perturbée par la présence de l'éolienne. Cette mesure doit donc être effectuée dans un site séparé, où la vitesse du vent est liée étroitement avec la vitesse subie par le rotor. Cependant, la mesure directe de la vitesse du vent présente un intérêt limité pour être utilisée dans la commande de l'éolienne [Boukhezzar, 2006], [Boukhezzar *et al.*, 2011] et [Garmat *et al.*, 2018b].

Cependant, on peut considérer que l'éolienne est soumise à une vitesse de vent fictif qui est en quelque sorte une moyenne sur tout le rotor. Cette vitesse fictive est utilisée par les expressions du couple et de la puissance aérodynamique. Notre idée est d'estimer cette grandeur en utilisant l'éolienne elle-même comme dispositif de mesure car elle n'est pas mesurable. Afin de concrétiser cette idée, on a besoin des caractéristiques de l'éolienne. On se réfère donc au modèle de transmission souple (à deux masses). Comme le montre la figure IV.6, l'estimateur de la vitesse du vent fictif exige un signal d'entrée et un signal de sortie provenant de l'éolienne [Boukhezzar, 2006] et [Boukhezzar *et al.*, 2011].

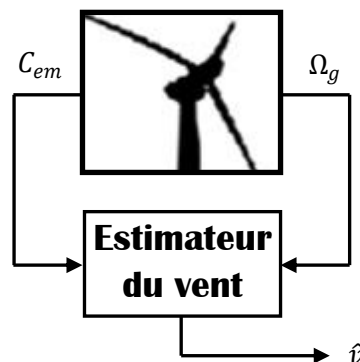


Figure IV.6: Schéma global de l'estimateur du vent

La commande C_{em} ou le signal d'entrée est fourni par le générateur et peut également être obtenu à partir de la mesure de la puissance électrique P . Le signal de sortie est la mesure de la vitesse angulaire Ω_g du générateur [Boukhezzar *et al.*, 2010], [Boukhezzar *et al.*, 2011] et [Garmat *et al.*, 2018b].

L'estimateur se compose de deux blocs, comme le montre la figure IV.7:

- Un premier bloc qui permet d'estimer le couple aérodynamique \hat{C}_{aer} et de la vitesse de rotation de la turbine $\hat{\Omega}_T$, à partir de la mesure de la vitesse de la génératrice Ω_g et du couple de commande C_{em} .
- Un deuxième bloc permet une estimation de la vitesse fictive du vent \hat{v} , à partir des estimées \hat{C}_{aer} et $\hat{\Omega}_T$ du couple aérodynamique et de vitesse de rotation de la turbine.

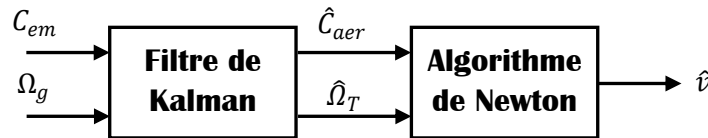


Figure IV.7: Estimateur de la vitesse du vent

Pour une meilleure commande des éoliennes dans des conditions réalistes sans faire l'hypothèse de la mesure de la vitesse du vent fictif, nous proposons cette approche.

IV.3.3.2. Estimation du couple aérodynamique

Pour estimer le couple aérodynamique C_{aer} , il existe plusieurs types d'observateurs. Ces derniers se basent sur un modèle simple du couplage mécanique. Certains fonctionnent en boucle ouverte, alors que d'autres observateurs fonctionnent en boucle fermée [Boukhezzar, 2006]. En l'absence de bruit de mesure sur Ω_g , les solutions conduisent à de bons résultats. En revanche, on obtient une fausse estimation du couple aérodynamique si la mesure de la vitesse du générateur est bruitée.

Par conséquent, nous utiliserons le filtre de Kalman pour estimer ce couple aérodynamique subi par l'éolienne. Ce couple dépend des variables d'état et de la vitesse du vent d'une façon non linéaire. C_{aer} est tout d'abord intégré dans les équations d'état du système. Le principe de cet estimateur est de considérer le couple aérodynamique comme un état issu d'un modèle intégrateur dont l'entrée est un bruit blanc.

La représentation de l'état étendu avec la prise en compte du couple aérodynamique comme un état supplémentaire dans le modèle à deux masses (de

transmission souple), est la suivante [Boukhezzar *et al.*, 2010], [Khezami *et al.*, 2010], [Boukhezzar *et al.*, 2011] et [Garmat *et al.*, 2018b]:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{\Omega}_T \\ \dot{\Omega}_g \\ \dot{C}_{mec} \\ \dot{C}_{aer} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{1}{J_T} & \frac{1}{J_T} \\ 0 & 0 & \frac{1}{GJ_g} & 0 \\ k & -\frac{k}{G} & -d\left(\frac{1}{J_T} + \frac{1}{G^2J_g}\right) & \frac{d}{J_T} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega_T \\ \Omega_g \\ C_{mec} \\ C_{aer} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J_g} \\ d \\ \frac{d}{GJ_g} \\ 0 \end{bmatrix} C_{em} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ h \end{bmatrix} \\ y = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Omega_T \\ \Omega_g \\ C_{mec} \\ C_{aer} \end{bmatrix} + b_m \end{cases} \quad (\text{IV.27})$$

h est le bruit d'état et b_m le bruit de mesure.

Seule la vitesse du générateur, qui est bruitée, est ici supposée accessible.

Le filtre de Kalman est un estimateur basée sur le modèle de l'aéroturbine qui permet de calculer une estimée optimale du couple aérodynamique.

La matrice de gain du filtre de Kalman peut être calculée hors-ligne, car généralement, les bruits d'état et de mesure sont supposés être stationnaires.

Bien que la variance du couple aérodynamique change au cours du temps, le filtre de kalman considéré dans cette étude est invariant. Le système (IV.27) s'écrit sous la forme suivante [Boukhezzar, 2006]:

$$\begin{cases} \dot{X}_{kal} = A_{kal} X_{kal} + B_{kal} C_{em} + h_{kal} \\ y = C_{kal} X_{kal} + b_m \end{cases} \quad (\text{IV.28})$$

On suppose que $h(t)$ et $b_m(t)$ sont des bruits blancs, non corrélés, de moyenne nulle et de variances constantes V_h et W_v . J_v est une matrice telle que $V_h = J_{kal}^T J_{kal}$.

On peut facilement vérifier que les conditions de stabilité et de détectabilité du théorème suivant sont satisfaites par cet estimateur, ils le rendent ainsi asymptotiquement stable sous les hypothèses admises sur le bruit de mesure et la représentation de C_{aer} .

Nous considérons les hypothèses mentionnées précédemment soient satisfaites par le système (IV.28).

Si les conditions suivantes sont vérifiées:

- (A_{kal}, J_{kal}) est stabilisable
- (C_{kal}, A_{kal}) est détectable

Donc l'observateur invariant suivant:

$$\hat{x}_{kal} = A_{kal} \hat{x}_{kal} + B_{kal} C_{em} + K_{kal} (y - C_{kal} x_{kal}) \quad (\text{IV.29})$$

avec:

$$K_{kal} = \Sigma C_{kal}^T W_v^{-1}$$

est asymptotiquement stable.

L'unique solution semi-définie positive de l'équation algébrique de Riccati est la matrice Σ :

$$A_{kal} \Sigma + \Sigma A_{kal}^T + V_h - \Sigma C_{kal}^T W_v^{-1} + C_{kal} \Sigma = 0 \quad (\text{IV.30})$$

Le but de la section suivante est d'estimer la vitesse du vent en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour minimiser une fonction de coût.

IV.3.3.3. Principe de la méthode de Newton-Raphson

La minimisation du problème d'optimisation de la fonction de coût $J(\theta)$ est le principe de base de l'algorithme de Newton-Raphson (N-R) qui dépend du vecteur de paramètres θ , à la résolution d'une équation algébrique [Boukhezzar, 2006].

L'utilisation de la méthode de Newton-Raphson permet de construire un algorithme pour résoudre le système d'équations non linéaires:

$$I(\theta) = 0 \quad (\text{IV.31})$$

où $I: \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}^n$ est différentiable. La procédure itérative de l'algorithme de recherche est donnée comme suit:

$$\bar{\theta}_{n+1} = \bar{\theta}_n - I'(\bar{\theta}_n)^{-1} I(\bar{\theta}_n) \quad (\text{IV.32})$$

où $\bar{\theta}_n$ est le résultat de la $n^{\text{ième}}$ itération et $I'(\theta)$ est la Jacobienne de I évaluée au point θ .

Pour traduire la condition de stationnarité qui est une condition nécessaire d'optimalité, nous mettons $I(\theta) = \nabla J(\theta)$ dans (IV.32). Nous obtenons les itérations:

$$\bar{\theta}_{n+1} = \bar{\theta}_n - \nabla^2 J(\bar{\theta}_n)^{-1} \nabla J(\bar{\theta}_n) \quad (\text{IV. 33})$$

IV.3.3.4. Algorithme d'estimation de la vitesse du vent

Pour un instant donné t , l'estimation de la vitesse du vent est réalisée en minimisant la fonction de coût $J(t, v)$ [Boukhezzar, 2006], [Gauterin *et al.*, 2016] et [Memije *et al.*, 2016].

$$J(t, v) = (\hat{C}_{aer}(t) - f_{est}(v))^2 \quad (\text{IV. 34})$$

$\hat{C}_{aer}(t)$ est l'estimée du couple aérodynamique, à l'instant t .

La fonction $f_{est}(v)$ est dans ce cas :

$$f_{est}(v) = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 v^2 C_q(\hat{\lambda}) \quad (\text{IV. 35})$$

avec :

$$\hat{\lambda} = \frac{\hat{\Omega}_T R_T}{v} \text{ et } C_q = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda}$$

L'estimation du couple aérodynamique et de la vitesse de rotation de la turbine, à l'instant t , valent respectivement $\hat{C}_{aer}(t)$ et $\hat{\Omega}_T(t)$.

Le problème d'optimisation (IV.34), comme mentionné précédemment, se limite à résoudre l'équation suivante, qui possède v comme inconnue, [Boukhezzar, 2006], [Gauterin *et al.*, 2016], [Memije *et al.*, 2016] et [Garmat *et al.*, 2018b]:

$$I(t, v) = \hat{C}_{aer}(t) - \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 v^2 C_q(\hat{\lambda}) = 0 \quad (\text{IV. 36})$$

La forme itérative de l'estimateur est donnée comme suit :

$$\bar{v}_{n+1} = \bar{v}_n - H_n^{-1} g_n \quad (\text{IV. 37})$$

où \bar{v}_n est le résultat des n premières itérations, g_n et H_n sont obtenus à partir des équations suivantes :

$$g_n = I(t, v)|_{\bar{v}_n} = \hat{C}_{aer}(t) - \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \bar{v}_n^2 C_q(\bar{\lambda}_n) \quad (\text{IV. 38})$$

et:

$$H_n = \nabla_v I(t, v)|_{\bar{v}_n} = [-\rho\pi R_T^3 v C_q(\lambda) - \frac{1}{2}\rho\pi R_T^3 v^2 \frac{\partial C_q}{\partial v}]_{\bar{v}_n} \quad (\text{IV.39})$$

où:

$$\frac{\partial C_q}{\partial v} = \frac{\partial C_q}{\partial \lambda} \frac{\partial \lambda}{\partial v} = -\frac{\hat{\Omega}_T R_T}{v^2} \frac{\partial C_q}{\partial \lambda} \quad (\text{IV.40})$$

$\frac{\partial C_q}{\partial v}$ est calculé à partir de la courbe de $C_q(\lambda)$.

On obtient l'expression H_n en fonction de v_n en substituant (IV.40) dans (IV.39):

$$H_n = -\rho\pi R_T^3 \bar{v}_n C_q(\bar{\lambda}_n) + \frac{1}{2}\rho\pi R_T^4 \hat{\Omega}_T \frac{\partial C_q(\bar{\lambda}_n)}{\partial \lambda} \quad (\text{IV.41})$$

avec:

$$\bar{\lambda}_n = \frac{\hat{\Omega}_T R_T}{\bar{v}_n}$$

La procédure itérative est initialisée à chaque instant avec l'estimée obtenue un pas temporel en arrière:

$$\bar{v}_0(t) = \hat{v}(t - T_{est}) \quad (\text{IV.42})$$

Le critère d'arrêt est défini comme suit:

$$I(t, \bar{v}_{n_f}) = (\hat{C}_{aer}(t) - f(\bar{v}_{n_f})) < \varepsilon_{stop} \text{ ou } n_f > n_{max} \quad (\text{IV.43})$$

où ε_{stop} est le seuil de l'erreur, n_{max} est le nombre maximal d'itérations. Il est fixé à 10.

Enfin, la valeur estimée de la vitesse du vent à l'instant t est donnée par l'équation suivante:

$$\hat{v}_t = \bar{v}_{n_f}(t) \quad (\text{IV.44})$$

La simplicité et la convergence rapide de la méthode de Newton-Raphson nous ont conduit à la choisir pour réaliser cette estimation [Pintea *et al.*, 2010].

Les figures suivantes donnent les résultats de simulation du système commandé par l'approche LQ multimodèle optimale avec estimateur de vent pour les deux bases multimodèles à 4 et à 8 modèles:

La figure IV.8 présente le profil du vent de vitesse moyenne (18 m/s) avec le vent estimé [Azzouzi *et al.*, 2016], [Garmat *et al.*, 2018b] et [Garmat *et al.*, 2019].

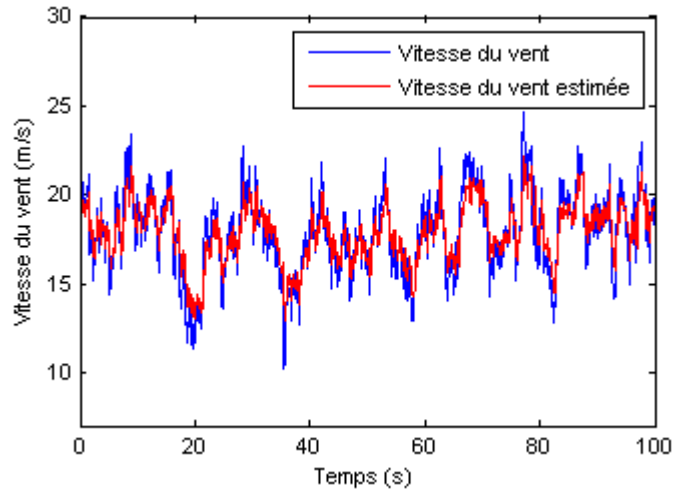


Figure IV.8: Vitesse du vent avec sa valeur estimée

La figure IV.9 montre la vitesse de rotation de la turbine avec estimateur de vent exprimé en (rad/s). En comparant les courbes de simulation, on constate que les variations de la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 1.879 et 1.884 rad/s) sont plus faibles que celles de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 1.873 et 1.890 rad/s).

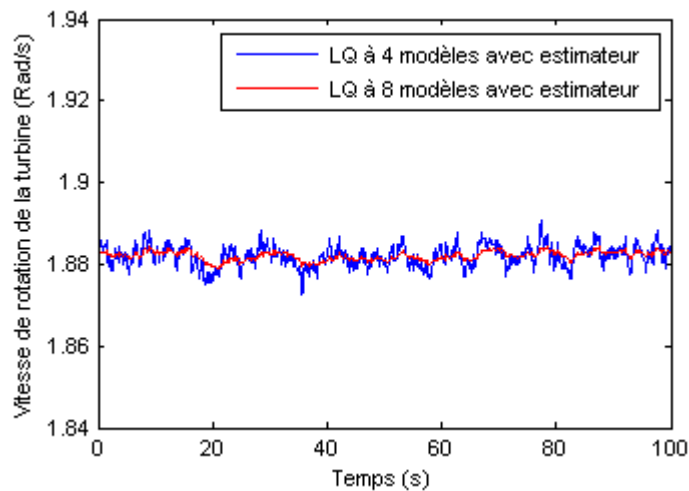


Figure IV.9: Vitesse de rotation de la turbine

La figure IV.10 montre le couple électromagnétique avec estimateur de vent exprimé en (N.m). En comparant les courbes de simulation, on constate que les variations du couple prennent des valeurs raisonnables pour la base multimodèle à 8 modèles (fluctuant entre 11440 et 11473 N.m) par rapport aux résultats de la base multimodèle à 4 modèles (fluctuant entre 11402 et 11511 N.m).

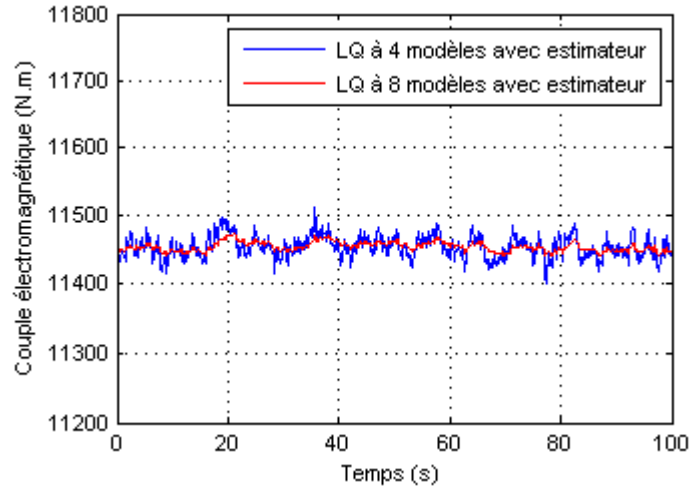


Figure IV.10: Couple électromagnétique

La figure IV.11 montre la puissance électrique générée de l'éolienne avec estimateur de vent exprimée en (W), avec sa valeur de référence, fluctuant autour de 2 MW. En comparant les courbes de simulation, nous pouvons voir que les signaux sont lisses et présentent des variations acceptables et très pratiques dans la base multimodèle à 8 modèles par rapport au résultat de la base à 4 modèles.

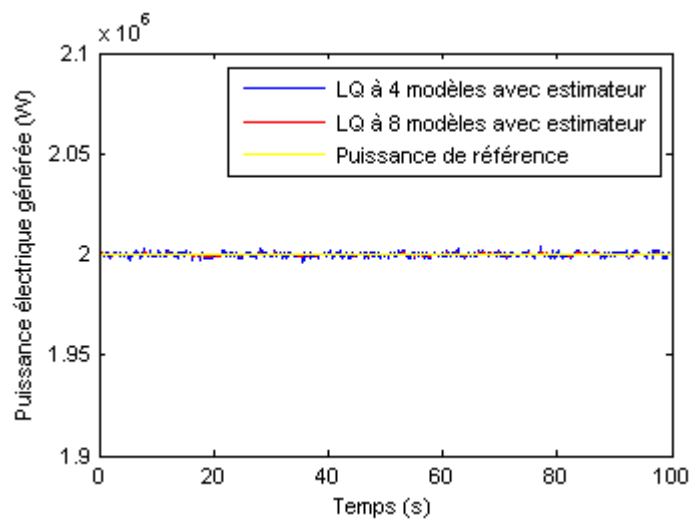


Figure IV.11: Puissance électrique générée

Deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement.

La figure IV.12 montre, pour la commande LQ multimodèle optimale avec estimateur de vent, une poursuite parfaite de la puissance électrique avec la possibilité de transiter rapidement entre différentes valeurs de référence, avec moins d'oscillations dans la base multimodèle à 8 modèles que la base à 4 modèles.

L'estimateur fournit une bonne estimation de la vitesse du vent (Figure IV.8). Ceci s'explique par l'efficacité de la commande à rejeter la perturbation et à garder l'éolienne hors de la zone de pertes aérodynamiques.

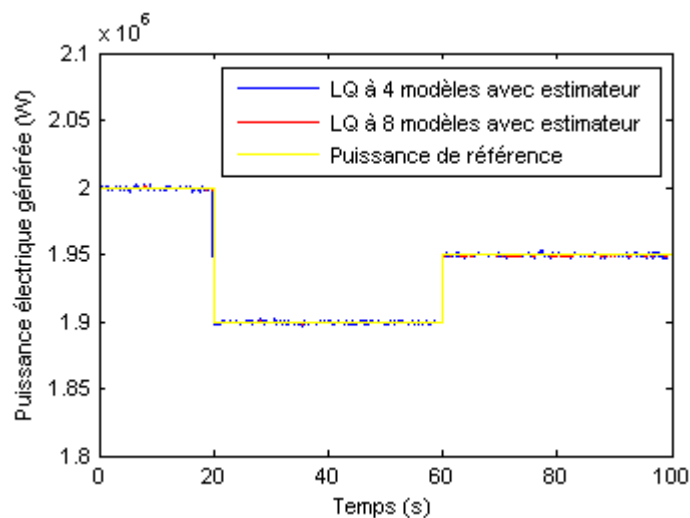


Figure IV.12: Variation de la puissance électrique générée

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, il a été question de présenter une solution de commande pour permettre aux éoliennes de participer au réglage de la fréquence et ceci en créant une réserve en puissance. La commande présentée consistait en un régulateur optimal quadratique combiné avec une action intégrale et un modèle de référence sur les sorties, avec et sans estimateur de vent afin de permettre une poursuite rapide sur la référence de la puissance. Les résultats montrent que cette stratégie de commande avec l'estimation de la vitesse du vent par le filtre de Kalman, permet de contrôler de manière dynamique la puissance électrique et en vue de faire participer l'éolienne au réglage primaire de la fréquence dans le réseau.

Chapitre V

Comparaisons des résultats et
discussions

V.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons vu la commande linéaire quadratique multimodèle optimale du système éolien améliorée par un estimateur de vent basé sur le filtre de Kalman par l'utilisation de la méthode de Newton-Raphson pour deux bases multimodèles à quatre et à huit modèles.

Dans ce chapitre, nous présenterons deux comparaisons, une comparaison entre les résultats des deux approches multimodèles PID et LQ d'un côté et la deuxième entre les résultats de l'approche LQ multimodèle avec et sans estimateur de vent d'autre côté.

V.2. Comparaison entre les deux approches multimodèles PID et LQ

Dans cette section nous allons présenter une comparaison entre les deux stratégies de commande multimodèle, PID et LQ développées dans le troisième et le quatrième chapitre pour les deux bases multimodèles à 4 et à 8 modèles.

V.2.1. Base multimodèle à 4 modèles

Les figures suivantes donnent les résultats de simulation de la comparaison des deux approches de commande multimodèles, PID et LQ du système éolien pour une base multimodèle de 4 modèles:

La figure V.1 montre la comparaison des courbes de simulation de la vitesse de rotation de la turbine exprimé en (rad/s) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 4 modèles, on constate que les variations de la vitesse de rotation de la turbine pour la commande LQ multimodèle optimale (fluctuant entre 1.870 et 1.892 rad/s) sont inférieures à celles de la commande PID multimodèle (fluctuant entre 1.842 et 1.918 rad/s).

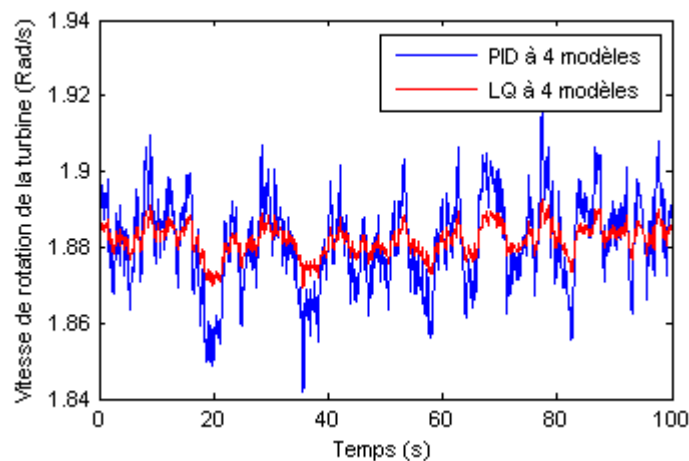


Figure V.1: Vitesse de rotation de la turbine

La figure V.2 montre la comparaison des courbes de simulation du couple électromagnétique exprimé en (N.m) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 4 modèles, on constate que les variations du couple électromagnétique pour la commande LQ multimodèle optimale (fluctuant entre 11390 et 11531 N.m) sont acceptables par rapport à celles de la commande PID multimodèle (fluctuant entre 11250 et 11709 N.m).

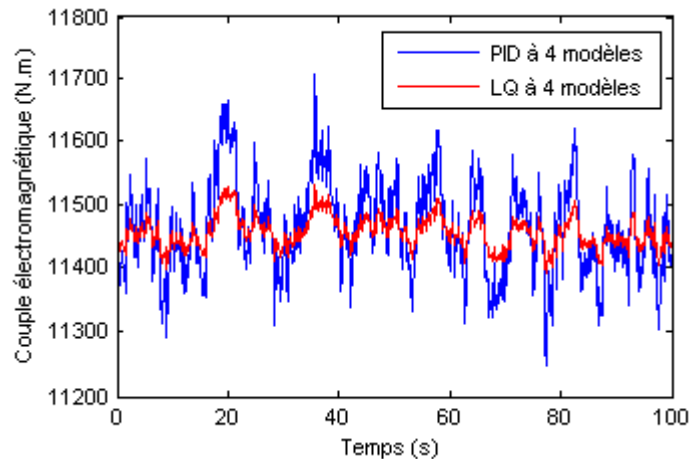


Figure V.2: Couple électromagnétique

La figure V.3 montre la comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 4 modèles, nous pouvons voir que les oscillations de la puissance électrique générée fluctuant autour de 2 MW, sont lisses et présentent des variations acceptables pour la commande LQ multimodèle optimale par rapport à celles de la commande PID multimodèle.

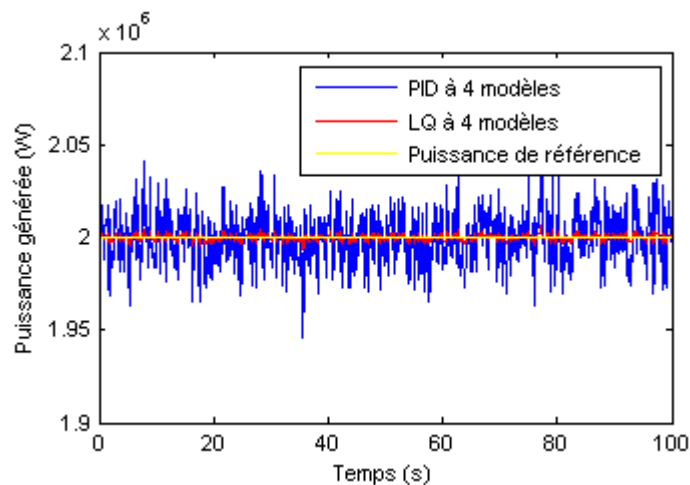


Figure V.3: Puissance électrique générée

La figure V.4 montre une comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 4 modèles, deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement. Nous pouvons voir que la puissance électrique générée suit parfaitement et rapidement sa référence en cas de la commande LQ multimodèle optimale par rapport à la commande PID multimodèle. malgré les fluctuations du vent et les variations des niveaux de puissance.

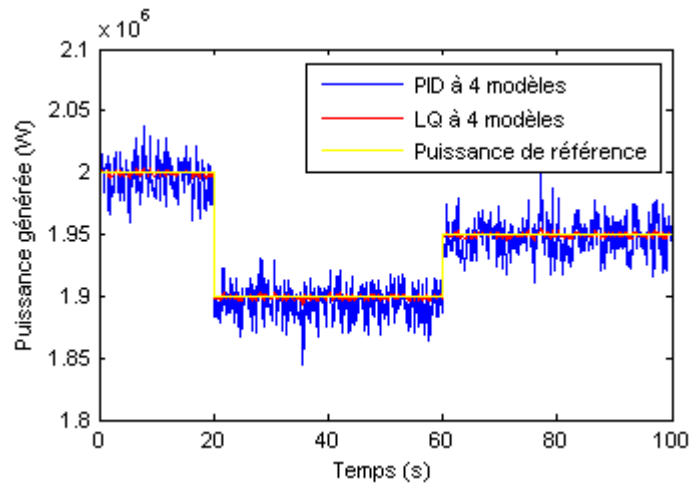


Figure V.4: Variation de la puissance électrique générée

V.2.2. Base multimodèle à 8 modèles

Les figures suivantes donnent les résultats de simulation de la comparaison des deux approches de commande multimodèles, PID et LQ du système éolien pour une base multimodèle de 8 modèles:

La figure V.5 montre une comparaison des courbes de simulation de la vitesse de rotation de la turbine exprimé en (rad/s) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 8 modèles, on constate que les variations de la vitesse de rotation de la turbine en cas de la commande LQ multimodèle optimale (fluctuant entre 1.876 et 1.886 rad/s) sont inférieures à celles de la commande PID multimodèle (fluctuant entre 1.858 et 1.902 rad/s).

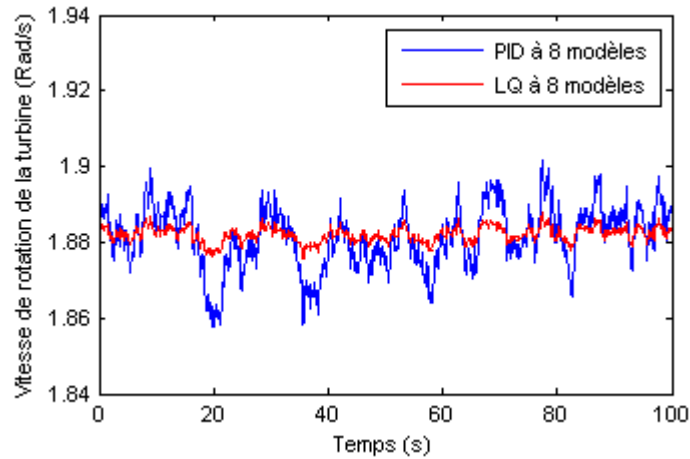


Figure V.5: Vitesse de rotation de la turbine

La figure V.6 montre une comparaison des courbes de simulation du couple électromagnétique exprimé en (N.m) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 8 modèles. On constate que les variations du couple électromagnétique pour la commande LQ multimodèle optimale (fluctuant entre 11420 et 11494 N.m) sont acceptables par rapport à celles de la commande PID multimodèle (fluctuant entre 11340 et 11615 N.m).

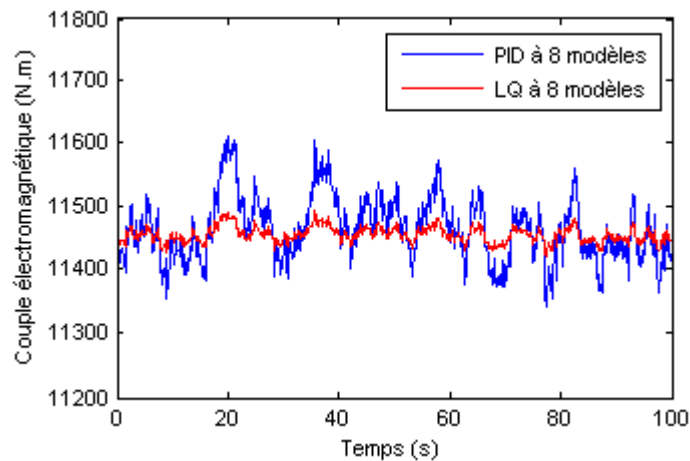


Figure V.6: Couple électromagnétique

La figure V.7 montre une comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 8 modèles, nous pouvons voir que les oscillations de la puissance électrique générée fluctuant autour de 2 MW, sont lisses et présentent des variations acceptables pour la commande LQ multimodèle optimale par rapport à celles de la commande PID multimodèle.

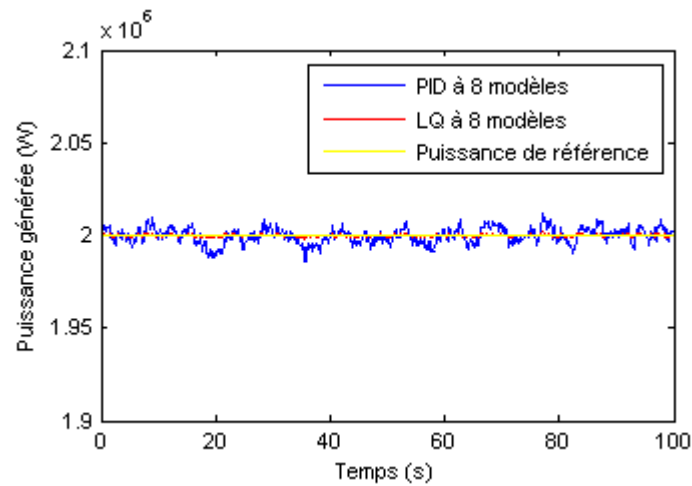


Figure V.7: Puissance électrique générée

La figure V.8 montre la comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) des deux approches multimodèles PID et LQ pour une base multimodèle de 8 modèles, nous pouvons voir que la puissance électrique générée suit parfaitement et rapidement sa référence pour la commande LQ multimodèle optimale par rapport à la commande PID multimodèle. Avec une transition rapide entre différentes valeurs de puissance définies, deux échelons de -100 kW et $+50$ kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement.

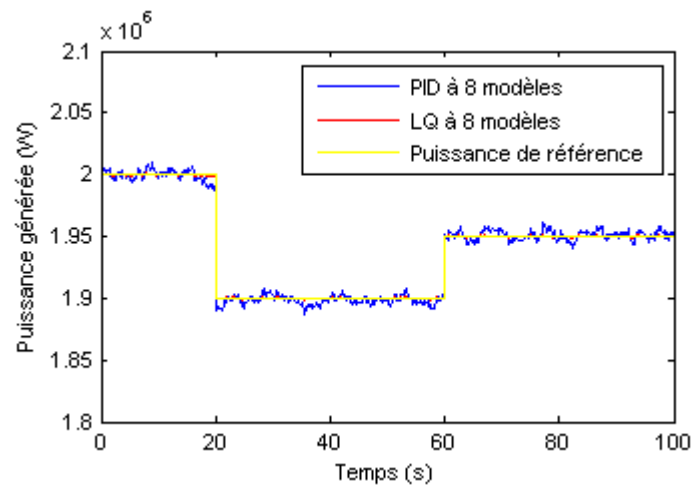


Figure V.8: Variation de la puissance électrique générée

V.3. Comparaison des deux approches LQ multimodèle avec et sans estimateur de vent

Dans cette section nous allons présenter une comparaison entre la commande LQ multimodèle avec et sans estimateur de la vitesse du vent pour les deux bases multimodèles à 4 et à 8 modèles.

V.3.1. Base multimodèle à 4 modèles

Les figures suivantes donnent les résultats de simulation de la comparaison de la commande LQ multimodèle optimale du système éolien avec et sans estimateur de la vitesse du vent pour une base multimodèle de 4 modèles:

La figure V.9 montre une comparaison des courbes de simulation de la vitesse de rotation de la turbine exprimé en (rad/s) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 4 modèles. On constate que les variations de la vitesse de rotation pour cette approche avec estimateur (fluctuant entre 1.873 et 1.890 rad/s) sont inférieures à celles sans estimateur (fluctuant entre 1.870 et 1.892 rad/s).

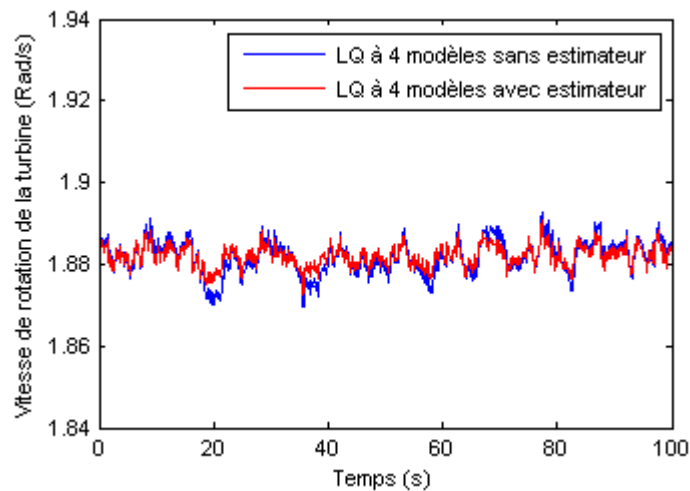


Figure V.9: Vitesse de rotation de la turbine

La figure V.10 montre une comparaison des courbes de simulation du couple électromagnétique exprimé en (N.m) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 4 modèles, on constate que les variations du couple électromagnétique avec estimateur (fluctuant entre 11440 et 11473 N.m) sont acceptables par rapport à celles sans estimateur (fluctuant entre 11390 et 11531 N.m).

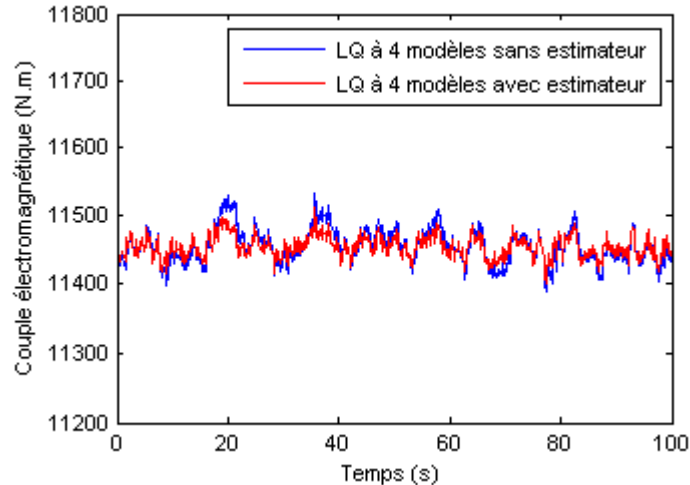


Figure V.10: Couple électromagnétique

La figure V.11 montre une comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 4 modèles, nous pouvons voir que les oscillations de la puissance électrique générée fluctuant autour de 2 MW, sont lisses et présentent des variations acceptables pour cette stratégie avec estimation de la vitesse du vent par rapport à celle sans estimation.

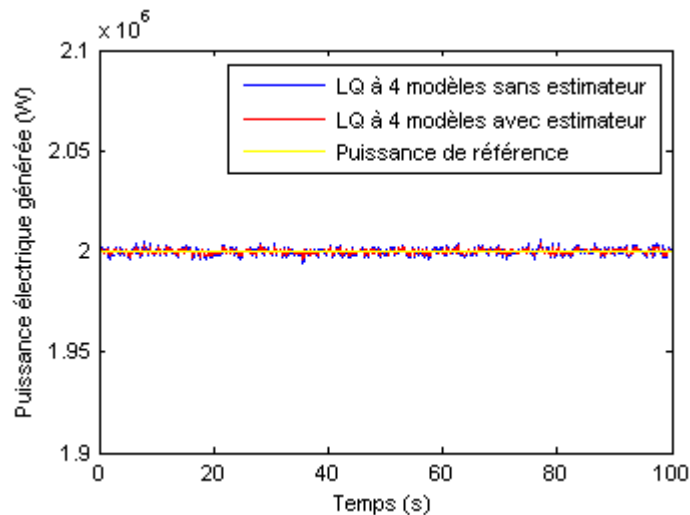


Figure V.11: Puissance électrique générée

La figure V.12 montre la comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 4 modèles, nous pouvons voir que la puissance électrique générée suit parfaitement et rapidement sa référence pour la commande LQ multimodèle optimale avec estimateur par rapport à celle sans estimateur. Avec une transition rapide entre différentes valeurs de puissance définies,

deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement.

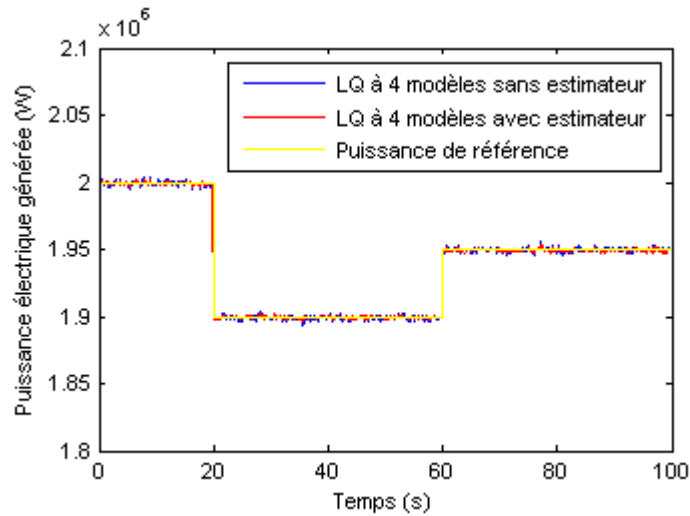


Figure V.12: Variation de la puissance électrique générée

V.3.2. Base multimodèle à 8 modèles

Les figures suivantes donnent les résultats de simulation de la comparaison de la commande LQ multimodèle optimale du système éolien avec et sans estimateur de la vitesse du vent pour une base multimodèle de 8 modèles:

La figure V.13 montre une comparaison des courbes de simulation de la vitesse de rotation de la turbine exprimé en (rad/s) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 8 modèles. On constate que les variations de la vitesse pour cette commande avec estimateur (fluctuant entre 1.879 et 1.884 rad/s) sont inférieures à celles de la commande sans estimateur (fluctuant entre 1.876 et 1.886 rad/s).

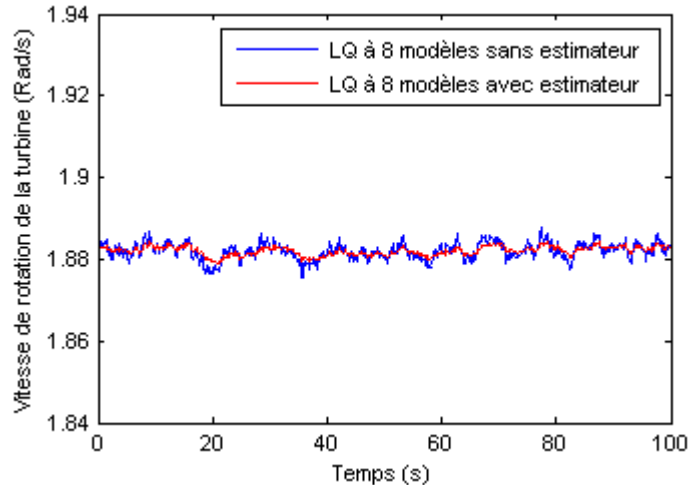


Figure V.13: Vitesse de rotation de la turbine

La figure V.14 montre une comparaison des courbes de simulation du couple électromagnétique exprimé en (N.m) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 8 modèles. On constate que les variations du couple électromagnétique pour la commande LQ multimodèle optimale avec estimateur (fluctuant entre 11440 et 11473 N.m) sont acceptables par rapport à celles sans estimateur (fluctuant entre 11420 et 11494 N.m).

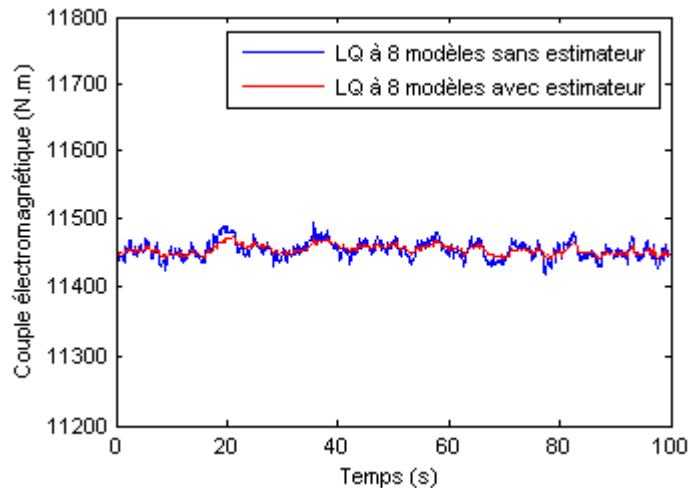


Figure V.14: Couple électromagnétique

La figure V.15 montre une comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 8 modèles. Nous pouvons voir que les oscillations de la puissance électrique générée fluctuant autour de 2 MW présentent des variations acceptables avec estimateur par rapport à celles sans estimateur.

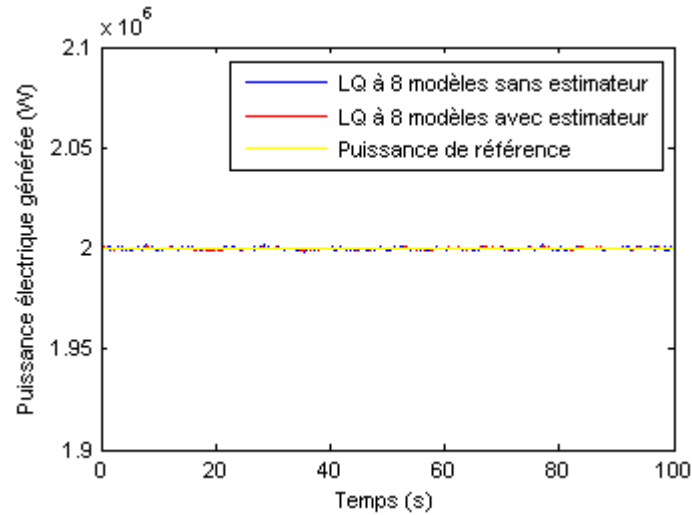


Figure V.15: Puissance électrique générée

La figure V.16 montre une comparaison des courbes de simulation de la puissance électrique générée de l'éolienne exprimé en (W) de l'approche LQ multimodèle optimale avec et sans estimation de la vitesse du vent, pour une base multimodèle de 8 modèles. Nous pouvons voir que la puissance électrique générée suit parfaitement et rapidement sa référence pour la commande LQ multimodèle optimale avec estimation de la vitesse du vent par rapport à celle sans estimation, avec une transition rapide entre différentes valeurs de puissance définies, deux échelons de -100 kW et +50 kW sont appliqués sur la référence de puissance aux instants 20 s et 60 s respectivement.

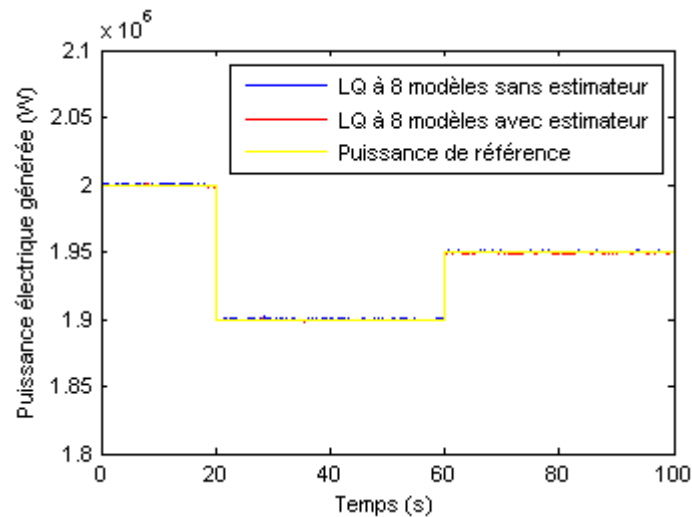


Figure V.16: Variation de la puissance électrique générée

V.4. Conclusion

D'après la première comparaison entre les résultats des deux approches multimodèles optimales PID et LQ on constate que la commande LQ donne des bons

résultats par rapport à la commande PID avec moins de variations pour la base multimodèle à huit modèle que la base à quatre modèles.

La deuxième comparaison entre les résultats de l'approche LQ multimodèle avec et sans estimateur de la vitesse du vent montre que- la stratégie développée avec l'estimateur du vent donne des résultats satisfaisante par rapport à celle sans estimateur et pour la base à huit modèles par rapport à la base à quatre modèles, ce qui permet de participer l'éolienne dans le réseau sans affecter la stabilité de ce dernier.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les parties présentées dans ce travail ont porté sur la conception de lois de commande permettant d'optimiser les performances des éoliennes à vitesse variable et à régulation de calage en vue d'une participation au réglage de la fréquence dans les réseaux électriques. Au premier lieu, nous avons commandé le système éolien par une commande multimodèle basée sur un correcteur PID, ensuite nous avons commandé le système par une commande Linéaire Quadratique (LQ) multimodèle optimale. Cette approche consiste en la minimisation d'un critère quadratique qui prend en considération toutes les variables du système et qui permet ainsi d'assurer un meilleur compromis entre les performances souhaitées et la sollicitation de la commande. Et enfin nous avons commandé le système par la même approche (LQ multimodèle) mais avec l'estimation de la vitesse du vent par le filtre de Kalman, avec la comparaison des résultats dans chaque commande pour deux bases multimodèles à quatre et à huit modèles.

Les comparaisons des résultats montrent que la stratégie de commande LQ multimodèle optimale développée avec l'estimateur du vent et pour la base multimodèle à huit modèles, permet de contrôler de manière dynamique la puissance électrique et en vue de faire participer l'éolienne au réglage primaire de la fréquence dans le réseau ce qui rendra envisageable d'augmenter le taux de pénétration dans les réseaux électriques sans affecter la stabilité de ces réseaux.

Nous convenons que les expériences matérielles en laboratoire peuvent mieux illustrer la valeur réelle de l'approche de contrôle. En fait, notre objectif principal est de vérifier l'efficacité de la méthode de contrôle proposée, nous avons donc effectué une simulation dans le logiciel MATLAB/Simulink et les résultats de la simulation permettent de vérifier l'efficacité de la méthode proposée. Pour le moment, nous ne disposons pas d'équipements et de conditions complets et nous prévoyons de valider les résultats de la simulation dans un environnement expérimental dans un proche avenir.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et accompli par des perspectives parmi les perspectives envisageables:

- L'étude de stabilité du système éolien avec leur commande multimodèle.
- Utilisation du filtre de Kalman étendu et le filtre de Kalman étendu robuste.
- Utilisation d'un algorithme de maximisation de la puissance captée par différentes techniques: Logique floue, réseau de neurones.
- L'intégration d'un système de stockage inertiel.

Annexes

Annexe 1

Tableau 1: Paramètres de l'éolienne

Paramètres		Valeurs
ρ	Densité de l'air	1.22 Kg/m ³
R_T	Longueur de la pale	40 m
P_{nom}	Puissance nominale	2 MW
Ω_{T_nom}	Vitesse de rotation nominale	18 tr/min
G	Gain du multiplicateur	92.6
J_T	Inertie de la turbine	4.9×10 ⁶ N.m.s ²
J_g	Inertie de la génératrice	0.9×10 ⁶ N.m.s ²
J_{g-BV}	Inertie de la génératrice ramenée à l'arbre basse vitesse	0.9×10 ⁶ N.m.s ²
τ_β	Constante de temps de l'actionneur de calage	1 s
d	Coefficient de frottement	3.5×10 ⁵ N.m ⁻¹ .s
k	Coefficient d'élasticité	114×10 ⁶ N.m ⁻¹

Annexe 2

Tableau 2: La base de 4 modèles de la commande PID multimodèle

M_i	v_i	$K_{p,i}$	$T_{i,i}$	$T_{d,i}$
1	11.65	- 351.78	1.029	2.012
2	14	- 62.74	1.019	2.001
3	17	- 40.01	1.009	1.903
4	25	- 28.35	1.013	1.911

Tableau 3: La base de 8 modèles de la commande PID multimodèle

M_i	v_i	$K_{p,i}$	$T_{i,i}$	$T_{d,i}$
1	11.65	- 351.78	1.029	2.012
2	12.5	-135.17	1.021	2.003
3	14	- 62.74	1.019	2.001
4	16	- 43.31	1.007	1.889
5	17	- 40.01	1.009	1.903
6	20	- 36.07	1.011	1.906
7	22.5	- 31.56	1.012	1.908
8	25	- 28.35	1.013	1.911

Annexe 3

Tableau 4: La base de 4 modèles de la commande LQ multimodèle

Modèle local $M_{i,j}$	Puissance générée $P_{réf-j}(MW)$	Vitesse du vent $v_i(m/s)$
1,1	0.8	11.65
2,1	0.8	14
3,1	0.8	17
4,1	0.8	24
1,2	1.2	11.65
2,2	1.2	14
3,2	1.2	17
4,2	1.2	24
1,3	1.6	11.65
2,3	1.6	14
3,3	1.6	17
4,3	1.6	24
1,4	2	11.65
2,4	2	14
3,4	2	17
4,4	2	24

Tableau 5: La base de 8 modèles de la commande LQ multimodèle

Modèle local $M_{i,j}$	Puissance générée $P_{réf-j}(MW)$	Vitesse du vent $v_i(m/s)$
1,1	0.6	11.65
2,1	0.6	12.5
3,1	0.6	14
4,1	0.6	16
5,1	0.6	17
6,1	0.6	20
7,1	0.6	22
8,1	0.6	24
1,2	0.8	11.65
2,2	0.8	12.5
3,2	0.8	14
4,2	0.8	16
5,2	0.8	17
6,2	0.8	20
7,2	0.8	22
8,2	0.8	24
1,3	1	11.65
2,3	1	12.5
3,3	1	14
4,3	1	16
5,3	1	17
6,3	1	20

7,3	1	22
8,3	1	24
1,4	1.2	11.65
2,4	1.2	12.5
3,4	1.2	14
4,4	1.2	16
5,4	1.2	17
6,4	1.2	20
7,4	1.2	22
8,4	1.2	24
1,5	1.4	11.65
2,5	1.4	12.5
3,5	1.4	14
4,5	1.4	16
5,5	1.4	17
6,5	1.4	20
7,5	1.4	22
8,5	1.4	24
1,6	1.6	11.65
2,6	1.6	12.5
3,6	1.6	14
4,6	1.6	16
5,6	1.6	17
6,6	1.6	20
7,6	1.6	22
8,6	1.6	24
1,7	1.8	11.65
2,7	1.8	12.5
3,7	1.8	14
4,7	1.8	16
5,7	1.8	17
6,7	1.8	20
7,7	1.8	22
8,7	1.8	24
1,8	2	11.65
2,8	2	12.5
3,8	2	14
4,8	2	16
5,8	2	17
6,8	2	20
7,8	2	22
8,8	2	24

Bibliographies

- [Abdelli, 2007] A. Abdelli. Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.
- [Abu-Tabak, 2008] N. Abu-Tabak. Stabilité dynamique des systèmes électriques multi-machines: modélisation, commande, observation et simulation. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 2008.
- [Ahmed, 2013] W. K. Ahmed. Mechanical modelling of wind turbine: Comparative study. *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 3, no. 1, pp. 94 – 97, 2013.
- [Annamalai *et al.*, 2012] M. Annamalai, et M. Vijaya Kumar. Modeling & simulation of variable speed wind turbine with resonant DC-DC converters. *International Conference on Power Electronics, Systems and Applications*, pp. 201 – 204, Kuala Lumpur, Malaysia, 2012.
- [Ardja *et al.*, 2018] A. Ardja, R. Mansouri, et M. Bettayeb. Fractional sliding mode control of wind turbine for maximum power point tracking. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 41, no. 2 pp. 447 – 457, 2018.
- [Azzouzi *et al.*, 2016] M. Azzouzi, A. Garmat, D. Popescu, S. Zidi, et L. Mazouz. Modeling and control of wind energy conversion system. *IEEE 5th International Conference on Systems and Control*, pp. 377 – 382, Marrakesh, Morocco, 25-27 May 2016.
- [Azzouzi *et al.*, 2018] M. Azzouzi, R. Diarra, et D. Popescu. Fault diagnosis of sensors, actuators and wind turbine system. *Diagnostyka*, vol. 19, no. 4, pp. 3 – 10, 2018.
- [Bahmani *et al.*, 2019] H. Bahmani, F. Bayat, et M. Golchin. Wind turbines power regulation using a low-complexity linear parameter varying-model predictive control approach. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 42, no. 1, pp. 81 – 93, 2019.
- [Beltran, 2010] B. Beltran. Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur. Thèse de Doctorat, Université de Bretagne Occidentale, 2010.
- [Ben Smida *et al.*, 2018] M. Ben Smida, et A. Sakly. Smoothing wind power fluctuations by particle swarm optimization-based pitch angle controller. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 41, no. 3, pp. 647 – 656, 2018.
- [Bianchi *et al.*, 2007] F. D. Bianchi, H. De Battista, et R. J. Mantz. Wind turbine control systems: principles, modeling and gain scheduling design. 1st edn. Springer, Verlag, London, 2007.
-

- [Boudia, 2013] S. M. Boudia. Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'atlas des vents en Algérie. Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, 2013.
- [Boukhezzar, 2006] B. Boukhezzar. Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable. Thèse de Doctorat, Université PARIS XI UFR SCIENTIFIQUE D'ORSA, 2006.
- [Boukhezzar *et al.*, 2010] B. Boukhezzar, et H. Siguerdidjane. Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines. *Control Engineering Practice*, vol. 18, pp. 1357 – 1368, December 2010.
- [Boukhezzar *et al.*, 2011] B. Boukhezzar, et H. Siguerdidjane. Nonlinear control of a variable-speed wind turbine using a two-mass model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 149 – 162, March 2011.
- [Camblong, 2003] H. Camblong. Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, 2003.
- [Camblong *et al.*, 2014] H. Camblong, I. Vechiu, A. Etxeberria, et M. I. Martinez. Wind turbine mechanical stresses reduction and contribution to frequency regulation. *Control Engineering Practice*, vol. 30, pp. 140 – 149, 2014.
- [Chadli, 2002] M. Chadli. Stabilité et commande de systèmes décrits par des multimodèles. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2002.
- [Chernoyarov *et al.*, 2019] O. V. Chernoyarov, M. M. Shahmoradian, M. Marcokova, et Y. E. Korchagin. Secrecy of communications in data transmission by impulses with unknown moments of appearance and disappearance. *International Journal of Engineering*, vol. 32, no. 4, pp. 548 – 554, 2019.
- [Davigny, 2007] A. Davigny. Participation aux services systèmes de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie. Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Techniques de Lille, 2007.
- [De Alegria *et al.*, 2007] I. M. De Alegria, J. Andreu, J. L. Martin, P. Ibanez, J. L. Villate, et H. Camblong. Connection requirements for wind farms: a survey on technical requirements and regulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 11, pp. 1858 – 1872, 2007.
- [Douadi *et al.*, 2018] T. Douadi, Y. Harbouche, R. Abdessemed, et I. Bakhti. Improvement performances of active and reactive power control applied to DFIG for variable speed wind turbine using sliding mode control and FOC. *International Journal of Engineering*, vol. 31, no. 10, pp. 1689 – 1697, 2018.
-

- [El Aimani, 2004] S. El Aimani. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2004.
- [Gaillard, 2010] A. Gaillard. Système éolien basé sur une MADA: contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [Garmat *et al.*, 2018a] A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Wind turbine power tracking using an improved PID multimodel approach with 4 and 8 models. *International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria*, pp. 1 – 6, Algiers, Algeria, 6-7 November 2018.
- [Garmat *et al.*, 2018b] A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. LQ multimodel optimal controller for wind turbine with Kalman filter wind speed estimation. *International Conference on Communications and Electrical Engineering*, pp. 1 – 7, El Oued, Algeria, 17-18 December 2018.
- [Garmat *et al.*, 2019] A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Improved linear quadratic multimodel optimal controller for variable-speed wind turbine. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, vol. 67, no. 1, pp. 21 – 27, 2019.
- [Garmat *et al.*, 2021] A. Garmat, M. Azzouzi, et B. Bouchekima. Comparison between Improved PID and LQ Multimodel Optimal Controllers for Variable-Speed Wind Turbines. *Electric Power Components and Systems (EPCS)*, vol. 48, no. 18, pp. 1 – 14, 2021.
- [Gauterin *et al.*, 2016] E. Gauterin, Ph. Kammerer, M. Kühn, et H. Schulte. Effective wind speed estimation: Comparison between Kalman Filter and Takagi–Sugeno observer techniques. *Science direct ISA Transactions*, vol. 62, pp. 60 – 72, May 2016.
- [Ghennam, 2011] T. Ghennam. Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille et l'Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, 2011.
- [Habibi *et al.*, 2018] H. Habibi, H. R. Nohooji, et I. Howard. Adaptive PID control of wind turbines for power regulation with unknown control direction and actuator faults. *IEEE Access*, pp. 37464 – 37479, 2018.
- [Hansen *et al.*, 2005] M. H. Hansen, A. Hansen, T. J. Larsen, S. Øye, P. Sørensen, et P. Fuglsang. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. *Technical report, Risø National Laboratory-R-1500*, 2005.
-

- [Hua *et al.*, 2013] C. C. Hua, W. T. Chen, et Y. H. Fang. Design and implementation of digital power converter for wind energy conversion system. *IEEE 1st International Future Energy Electronics Conference*, pp. 181 – 186, Tainan, Taiwan, 2013.
- [Jamila *et al.*, 2014] E. Jamila, et S. Abdelmjid. Physical modeling of a hybrid wind turbine-solar panel system using Simscape language. *International Journal of Engineering*, vol. 27, no. 11, pp. 1767 – 1776, 2014.
- [Kamal *et al.*, 2013] E. Kamal A. Aitouche, R. Ghorbani, et M. Bayart. Robust nonlinear control of wind energy conversion systems. *Electric Power and Energy Systems, Elsevier*, vol. 44, pp. 202 – 209, 2013.
- [Kardous, 2004] Z. Kardous. Sur la modélisation et la commande multimodèle des processus complexes et /ou incertains. Thèse de Doctorat, École Centrale de Lille/ École Nationale d'Ingénieurs de Tunis, 2004.
- [Kardous *et al.*, 2007] Z. Kardous, N. Benhadj Braiek, et A. Al Kamel. On the multimodel stabilization control of uncertain systems part 2. *International Journal of Problems of Nonlinear Analysis in Engineering Systems*, 2007.
- [Kendouli, 2012] F. Kendouli. Centrale éolienne et qualité de l'énergie électrique. Thèse de Doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [Khattara, 2014] A. Khattara. Modélisation, commande et gestion de l'énergie d'un générateur éolien. Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider Biskra, 2014.
- [Khezami, 2011] N. Khezami. Commande multimodèle optimale des éoliennes: application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de LILLE et l'Ecole Supérieure des Sciences et Techniques de TUNIS, 2011.
- [Khezami *et al.*, 2009a] N. Khezami, X. Guillaud, et N. Benhadj Braiek. Multimodel LQ controller design for variable-speed and variable pitch wind turbines at high wind speeds. *IEEE 6th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, pp. 1 – 6, Djerba, Tunisia, 2009.
- [Khezami *et al.*, 2009b] N. Khezami, X. Guillaud, et N. Benhadj Braiek. Performances improvement and stability analysis of multimodel LQ controlled variable-speed wind turbines. *International conference on Informatics in Control, Automation and Robotics*, Milan, 2009.
- [Khezami *et al.*, 2010] N. Khezami, N. Benhadj Braiek, et X. Guillaud. Wind turbine power tracking using an improved multimodel quadratic approach. *Science direct ISA Transactions*, vol. 49, pp. 326 – 334, July 2010.
- [Laverdure, 2005] N. Laverdure. Sur l'intégration des générateurs éoliens dans des réseaux faibles ou insulaires. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
-

- [Lescher, 2006] F. Lescher. Commande LPV d'une éolienne à vitesse variable pour l'optimisation énergétique et la réduction de la fatigue mécanique. Thèse de Doctorat, École Centrale de Lille, 2006.
- [Lopez, 2008] M. Lopez. Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée. Thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [Loucif *et al.*, 2014] M. Loucif, A. Boumediene, et A. Mecherrnene. Maximum power point tracking based on backstepping control of wind turbine. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, vol. 62, no. 3, pp. 103 – 109, 2014.
- [Marin, 2009] D. Marin. Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires. Thèse de Doctorat, École Centrale de Lille, 2009.
- [Mayouf, 2014] M. Mayouf. Etude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone a aimants permanents. Thèse de Doctorat, Université Hadj Lakhdar Batna, 2014.
- [Memije *et al.*, 2016] D. Memije, J. J. Rodriguez, O. Carranza, et R. Ortega. Improving the performance of MPPT in a wind generation system using a wind speed estimation by Newton Raphson. *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing*, pp. 1 – 6, Ixtapa, Mexico, 9-11 November, 2016.
- [Munteanu *et al.*, 2005] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N. A. Cutululis, et E. Ceanga. A two loop optimal control of flexible drive train variable speed wind power systems. *16th Triennial World Congress-IFAC*, Prague, 2005.
- [Munteanu *et al.*, 2008] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N. A. Cutululis, et E. Ceanga. Optimal control of wind energy systems. *Springer*, 2008.
- [Pintea *et al.*, 2010] A. Pintea, D. Popescu, et P. Borne. Modelling and control of wind turbines. *Science direct IFAC Proceedings Volumes*, vol. 43, pp. 251 – 256, August 2010.
- [Pintea *et al.*, 2011] A. Pintea, H. Wang, N. Christov, P. Borne, D. Popescu, et A. Badea. Optimal control of variable speed wind turbines. *IEEE 19th Mediterranean Conference on Control & Automation*, pp. 838 – 843, Corfu, Greece, 20-23 June 2011.
- [Pintea *et al.*, 2014] A. Pintea, N. Christov, D. Popescu, et P. Borne. LQG control of horizontal wind turbines for blades and tower loads alleviation. *Science direct IFAC Proceedings Volumes*, vol. 44, pp. 1721 – 1726, 2014.
- [Poitiers, 2003] F. Poitiers. Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2003.
-

- [Poulsen *et al.*, 2005] N. K. Poulsen, T. J. Larsen, et M. H. Hancen. Comparison between a PI and LQ regulation for a 2 MW wind turbine. *Technical report, Risø National Laboratory-I-2320*, 2005.
- [Quang, 2012] M. H. Quang, Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé. Thèse de Doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2012.
- [Sitharthan *et al.*, 2019] R. Sitharthan, T. Parthasarathy, S. Sheeba Rani, et K. C. Ramya. An improved radial basis function neural network control strategy-based maximum power point tracking controller for wind power generation system. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 42, no. 11, pp. 3158 – 3170, 2019.
- [Sørensen *et al.*, 2005] P. Srenson, A. D. Hansen, F. lov, F. Blaabjerg, et M. H. Donovan. Wind farm models and control strategies. *Technical report, Risø National Laboratory-R-1464*, 2005.
- [Tamaarat, 2015] A. Tamaarat, Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA. Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider Biskra, 2015.
-

ملخص

الهدف من هذا العمل هو المساهمة في نمذجة نظام طاقتوي حيث أخذنا كمثال طاحونة رياح وذلك بتقدير سرعة الرياح بواسطة مرشح كالمان من جهة، وفي التحكم بتطبيق قانون تحكم مثالي متعدد النماذج بواسطة تطوير قاعدة ذات ثمانية نماذج من جهة أخرى، لكي تتبع الاستطاعة مرجع معطى، وهذا قصد السماح لنظم الرياح بالمشاركة في تنظيم تردد الشبكة.

في البداية قدمنا عموميات حول أنظمة طاقة الرياح وتطرقنا لمشكلة دمجها في الشبكة، حيث قمنا بنمذجة نظام الرياح. وطورنا له متحكم تناسبي تكاملي تفاضلي PID متعدد النماذج محسن لقاعدتين من أربعة وثمانية نماذج. وبعد ذلك طورنا نظام تحكم تربيعي خطي LQ متعدد النماذج مثالي لنظام الرياح ذو قاعدتين من 4 و 8 نماذج. ثم استعملنا نظام التحكم التربيعي الخطي LQ متعدد النماذج المثالي السابق ولكن في هذه الحالة مع مقدر سرعة الرياح المعتمد على مرشح كالمان. وأخيراً، تم تقديم نتائج كل هاته الطرق مع مناقشتها، وكذا المقارنة بينها.

الكلمات المفتاحية: طاحونة، ربح، سرعة متغيرة، زاوية ميل متغيرة، تحكم PID متعدد النماذج، تحكم LQ متعدد النماذج، منهجية مثالية متعددة النماذج، مقدر الرياح، مرشح كالمان.

Résumé

L'objectif de ce travail est de contribuer à la modélisation d'un système énergétique où nous avons pris comme exemple une éolienne en estimant la vitesse du vent par le filtre de Kalman d'une part, et à la commande en appliquant une loi de commande multimodèle optimale par le développement d'une base à huit modèles d'autre part, afin que la puissance suive une référence donnée, et ceci pour permettre aux systèmes éoliens de participer au réglage de la fréquence du réseau.

Dans un premier temps nous avons présenté des généralités sur les systèmes éoliens où nous avons abordé la problématique de leur intégration dans le réseau, puis nous avons modélisé le système éolien. Ensuite, nous y'avons développé un régulateur proportionnel intégral dérivé PID multimodèle améliorée à deux bases de quatre et de huit modèles. Et après cela, nous avons développé une loi de commande quadratique linéaire LQ multimodèle optimale du système éolien à deux bases à 4 et à 8 modèles. Puis nous avons utilisé la loi de commande quadratique linéaire LQ multimodèles optimale précédente mais dans ce cas avec un estimateur de la vitesse du vent basé sur le filtre de Kalman. Et enfin, les résultats de toutes ces méthodes sont présentés et discutés, ainsi qu'une comparaison entre elles.

Mots clés: Eolienne, vent, vitesse variable, calage variable, commande PID multimodèle, commande LQ multimodèle, approche multimodèle optimale, estimateur de vent, filtre de Kalman.

Abstract

The purpose of this work is to contribute in the modeling of an energy system where we took as an example a wind turbine by estimating the wind speed by the Kalman filter on the one hand, and in the control by applying an optimal multimodel control law by the development of a base with eight models on the other hand, so that the power follows a given reference, which allows the wind systems to participate in the regulation of the network frequency.

First, we presented generalities on the wind power systems when we approached and the problem of their integration into the grid, then we modeled the wind system. Next, we developed for it an improved proportional integral derivative PID multimodel regulator with two bases of four and eight models. And after that, we developed an optimal multimodel linear quadratic LQ control law of the wind power system with two bases of 4 and 8 models. Then we used the previous optimal multimodel linear quadratic LQ control law but in this case with a wind speed estimator based on the Kalman filter. Finally, the results of all these methods are presented and discussed, as well as a comparison between them.

Key words: Wind turbine, wind, variable speed, variable pitch, PID multimodel control, LQ multimodel control; multimodel optimal approach, wind estimator, Kalman filter.