

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

ASSERVISSEMENT D'UNE ÉOLIENNE À VITESSE
VARIABLE ET À PAS FIXE DANS LE CADRE D'UN
SYSTÈME DE JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE
PÉNÉTRATION

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À

L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI

Comme exigence partielle du programme de maîtrise en ingénierie

Pour l'obtention du grade de maître en sciences appliquées

(M.Sc.A.)

Par

DOMINIQUE GUÉRETTE

NOVEMBRE 2010

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements à Jean-Sébastien Deschênes, mon directeur de recherche, et à Adrian Ilinca, mon codirecteur de recherche, pour leur soutien et pour avoir rendu possible l'accomplissement de ma maîtrise.

Merci également aux étudiants à la maîtrise et au doctorat du LREE de l'UQAR de m'avoir fait profiter de leur expérience, pour leurs conseils, leurs encouragements et les bons moments passés ensemble. Parmi ces étudiants, je tiens particulièrement à remercier Olivier Parent, Richard Vagliani, Philippe Venne, Jean-Sébastien Gosselin, Julie Lefebvre, Guillaume Tremblay, Évariste Feurtey, David Tremblay, Hussein Ibrahim, Samuel Austin et Thierry Tardif Dhamonville.

Pour terminer, je remercie du fond du cœur ma famille, pour s'être si souvent déplacée à Rimouski afin de me visiter, ma conjointe Jolyane, pour ses judicieux conseils, elle fut ma source inépuisable de motivation. Finalement, je remercie également ma fille Ophélie-Anne, pour le bonheur qu'elle m'apporte.

RÉSUMÉ

Le *Jumelage Éolien-Diesel* (JED) est prometteur pour des réseaux isolés habituellement desservis par des groupes électrogènes diesel. Ces groupes diesel sont peu efficaces, produisent des gaz à effet de serre (GES) et possèdent des coûts d'opération importants et fortement variables. Au Canada, il existe plus de 300 communautés isolées (> 200 000 personnes) dont plusieurs possèdent un potentiel éolien élevé. Les systèmes JED possèdent donc un intérêt économique et environnemental pour de nombreuses communautés. L'installation d'éolienne en milieu isolé et nordique possède des difficultés importantes se reflétant par des coûts élevés : accès limité aux zones de forts vents, encrepage des tours difficile limitant leurs tailles, coût de transport élevé, exploitation et maintenance éloignée de l'expertise et systèmes de contrôle complexe.

Dans ce contexte, la présente étude présente le choix d'une technologie éolienne adaptée aux milieux isolés canadiens et appropriée pour un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP). La technologie éolienne doit être compatible avec la régulation de la qualité de l'onde électrique (tension et fréquence) sur le réseau, et ce, même si la puissance éolienne fournit une grande partie ou la totalité de la puissance à la charge.

Il a été choisi d'utiliser une éolienne à vitesse variable et à pas fixe munie d'une génératrice asynchrone, d'un convertisseur pleine puissance, de trois pales et d'une boîte de vitesse. Ce type d'éolienne permet de réduire le stress sur les composantes mécaniques de l'éolienne, de maximiser l'efficacité aérodynamique pour une grande plage de vitesses de vent, de contrôler la puissance réactive sur le réseau et de contrôler la génératrice électrique.

Dans la suite de l'étude, une modélisation d'une éolienne de 6 kW a été réalisée à l'aide de *Matlab/Simulink* et différentes stratégies de contrôle à vitesse variable de la génératrice électrique ont été proposées. Pour ce faire, une commande vectorielle de la machine asynchrone a été utilisée. Les stratégies de contrôle à vitesse variable présentées sont utilisables pour la pleine plage de vitesse de vent, c'est à dire autant en régime sous-nominal qu'en régime nominal. Essentiellement, l'étude a démontré qu'il est possible, avec une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, d'avoir un choix intéressant de stratégies de contrôle à vitesse variable. Ceci permet de pouvoir choisir le compromis désiré entre la maximisation de la capture de l'énergie dans le vent et le respect des contraintes de sécurité de l'éolienne.

À terme, les résultats obtenus pourront servir à modéliser et à réaliser l'asservissement d'un système complet de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration*.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	i
RÉSUMÉ.....	ii
TABLE DES MATIÈRES	iii
LISTE DES TABLEAUX.....	viii
LISTE DES FIGURES.....	ix
LISTE DES SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS.....	xiv
CHAPITRE 1 INTRODUCTION ET DEVIS DE PROJET.....	1
1.1 Contexte du projet.....	1
1.2 Problématique.....	1
1.2.1 Les taux de pénétration	3
1.2.2 Le Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration (JEDHP)	5
1.2.3 Définition de la problématique.....	5
1.3 État de la situation.....	6
1.4 Objectif.....	8
1.5 Méthodologie.....	8
1.6 Limites du projet	9
CHAPITRE 2 TECHNOLOGIES ÉOLIENNES.....	10
2.1 Introduction	10
2.2 Fonctionnement des éoliennes	10

2.3 Les génératrices électriques.....	16
2.3.1 Machines synchrones	16
2.3.2 Machines asynchrones.....	18
2.3.3 Machines à courant continu.....	20
2.4 Configuration des éoliennes.....	21
2.4.1 Éoliennes à vitesse fixe	21
2.4.2 Éoliennes à vitesse variable.....	23
2.4.3 Décrochage aérodynamique et calage variable des pales.....	33
2.5 Systèmes hybrides	35
2.6 Technologies des systèmes de Jumelage Éolien-Diesel.....	36
2.6.1 Génératrices électriques dans les systèmes de Jumelage Éolien-Diesel	37
2.6.2 Régulation des flux de puissance	38
2.6.3 Dispositifs de régulation de la puissance active.....	42
2.6.4 Dispositifs de régulation de la puissance réactive.....	44
2.6.5 Comparaison des configurations possibles	47
2.7 Choix d'une configuration du système JEDHP.....	48
2.8 Conclusion.....	51
CHAPITRE 3 MODÉLISATION ET IDENTIFICATION	54
3.1 Introduction	54
3.2 Outils de modélisation.....	54
3.3 Modèle aérodynamique.....	54
3.4 Modèle de l'entraînement mécanique	59
3.5 Modèle dynamique de la machine asynchrone à cage	63

3.6	Modèle de l'éolienne sans convertisseur de puissance	68
3.7	Commande vectorielle du convertisseur de puissance côté génératrice.....	69
3.7.1	Description de la commande vectorielle utilisée.....	72
3.7.2	Description d'un modèle discret de la MAS	78
3.7.3	Description du contrôleur de courants	83
3.7.4	Description de l'estimateur du flux rotorique	90
3.7.5	Calcul du flux rotorique désiré et design de son contrôleur.....	92
3.7.6	Présentation du schéma Matlab/Simulink de la commande vectorielle utilisée	96
3.8	Modélisation du convertisseur de puissance côté génératrice.....	99
3.9	Dimensionnement des composantes et choix des paramètres	99
3.10	Validation de la commande vectorielle sur le modèle de l'éolienne	101
3.11	Identification.....	107
3.12	Conclusion.....	109
CHAPITRE 4 ALGORITHME DE CONTRÔLE À VITESSE VARIABLE		110
4.1	Introduction	110
4.2	Opération en régime sous-nominal.....	111
4.2.1	Contrôle en vitesse ayant une référence fonction de la vitesse du vent	113
4.2.2	Contrôle en puissance ayant une référence fonction de la vitesse d'opération	113
4.2.3	Algorithme de contrôle selon la méthode MPPT	114
4.2.4	Autres stratégies de contrôle en régime sous-nominal.....	115
4.3	Opération en régime nominal.....	115
4.3.1	Limitation de la puissance par la diminution de la vitesse spécifique	116
4.3.2	Limitation de la puissance par l'augmentation de la vitesse spécifique	117

4.4 Boucle de contrôle en vitesse	117
4.4.1 Design du contrôleur de vitesse	118
4.4.2 Validation du contrôleur en vitesse.....	120
4.5 Stratégies d’opération avec mesure de la vitesse du vent.....	123
4.5.1 Stratégie idéale	123
4.5.2 Design du contrôleur de puissance pour la stratégie idéale	127
4.5.3 Autres stratégies d’opération avec mesure de la vitesse du vent	130
4.5.4 Résultats dynamiques.....	135
4.5.5 Résultats statiques	141
4.6 Stratégies d’opération sans mesure de la vitesse du vent	147
4.6.1 Stratégies d’opération modifiées.....	148
4.6.2 Résultats dynamiques.....	149
4.7 Discussion des résultats.....	151
4.8 Conclusion.....	153
CHAPITRE 5 CONCLUSION.....	156
TRAVAUX FUTURS.....	159
RÉFÉRENCES	160
ANNEXE A MODÉLISATION DYNAMIQUE DE LA MAS À CAGE	165
A.1 Introduction	165
A.2 Modèle dynamique de la machine asynchrone à cage.....	165
A.3 Validation du modèle de machine asynchrone à cage.....	177
A.4 Validation des paramètres de la machine asynchrone utilisée.....	186

A.5 Conclusion.....	191
ANNEXE B SATURATION DE LA TENSION DE COMMANDE	192
B.1 Introduction	192
B.2 Fonction Matlab.....	193

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Classification des taux de pénétration des systèmes éoliens-diesel proposée par Steve Drouilhet, <i>National Renewable Energy Laboratory</i> (NREL) [10]	4
Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal et à axe vertical [22]	12
Tableau 2.2 : Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable.....	32
Tableau 2.3 : Comparaison entre les éoliennes à pas fixe et les éoliennes à pas variables.....	34
Tableau 3.1 : Paramètres de l'éolienne modélisée	100
Tableau 3.2 : Identification de la fonction de transfert de l'éolienne en vitesse en fonction du couple électromagnétique désiré	107
Tableau 4.1 : Énergies annuelles produites et comparées entre les stratégies #1 à #5	142
Tableau A.1 : Comparaison du comportement en régime stationnaire calculé analytiquement versus en simulation.....	191

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Représentation des concepts d'éoliennes (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical [22]	11
Figure 2.2 : Illustration de la théorie du disque [23].....	13
Figure 2.3 : Coefficient de puissance typique en fonction de la vitesse spécifique et de l'angle de calage des pales.....	14
Figure 2.4 : Courbe de puissance typique d'une éolienne.....	15
Figure 2.5 : Caractéristique couple-glissement d'une machine asynchrone.....	19
Figure 2.6 : Éolienne à vitesse fixe utilisant une génératrice asynchrone à cage.....	22
Figure 2.7 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage nul. 24	24
Figure 2.8 : Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du rotor pour différentes vitesses du vent	25
Figure 2.9 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone à cage et un convertisseur pleine puissance	27
Figure 2.10 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à nombre élevé de pôles et un convertisseur pleine puissance	28
Figure 2.11 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone et un convertisseur pleine puissance	28
Figure 2.12 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents et un convertisseur pleine puissance	29
Figure 2.13 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation. 30	30
Figure 2.14 : Schématisation du pas variable [38]	34
Figure 2.15 : Exemple de système hybride avec bus à courant alternatif.....	35
Figure 2.16 : Exemple de système hybride avec bus à courant continu	36
Figure 2.17 : Exemple de tolérances sur la régulation de la tension et de la fréquence [44]	39
Figure 2.18 : Caractéristique en V du compensateur synchrone.....	44
Figure 2.19 : Schéma de principe d'un SVC avec charge capacitive contrôlée par thyristors (a), charge capacitive contrôlée par un interrupteur mécanique (b), charge inductive contrôlée par thyristors (c) et charge inductive contrôlée par un interrupteur mécanique (d)	45
Figure 2.20 : Schéma de principe d'un <i>STATCOM</i>	45
Figure 2.21 : Configuration du système JEDHP	50
Figure 2.22 : Structure de la commande du système JEDHP en mode « tout éolien »	52
Figure 2.23 : Courbe de puissance idéale.....	52

Figure 3.1 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un pas fixe ($\beta = 0$).....	56
Figure 3.2 : Modèle <i>Matlab/Simulink</i> de l'aérodynamique d'une éolienne à pas fixe	57
Figure 3.3 : Masque du modèle <i>Matlab/Simulink</i> de l'aérodynamique d'une turbine éolienne à pas fixe	57
Figure 3.4 : Effet d'ombrage de la tour sur le couple aérodynamique pour une éolienne de 3 pales [60]	58
Figure 3.5 : Effet de cisaillement du vent en fonction de l'altitude	59
Figure 3.6 : Schéma du système d'entraînement mécanique	60
Figure 3.7 : Modèle <i>Matlab/Simulink</i> de l'entraînement mécanique d'une éolienne	61
Figure 3.8 : Masque du modèle <i>Matlab/Simulink</i> de l'entraînement mécanique d'une éolienne	62
Figure 3.9 : Modèle <i>Matlab/Simulink</i> d'une MAS à cage	66
Figure 3.10 : Masque du modèle <i>Matlab/Simulink</i> d'une MAS à cage	67
Figure 3.11 : Schéma de l'interconnexion entre les modèles de l'aérodynamique, de l'entraînement mécanique et de la machine asynchrone.....	68
Figure 3.12 : Représentation du flux rotorique dans le repère dq lorsque $\psi_{rd} = \psi_r$ [73]	73
Figure 3.13 : Schéma structurel de la commande vectorielle directe à flux rotorique orienté [73]	74
Figure 3.14 : Schéma structurel modifié de la commande vectorielle directe à flux rotorique orienté [73]	77
Figure 3.15 : Schématisation du comportement du courant (a) et du modèle du flux $i-\omega$ (b) de la MAS dans le domaine discret et dans le repère dq [73]	83
Figure 3.16 : Schéma structurel de la stratégie de contrôle avec découpleur [73]	84
Figure 3.17 : Schéma <i>Simulink</i> du contrôleur de courants à réponse pile avec découpleur	86
Figure 3.18 : Algorithme de saturation en tension de la commande u_{sd} et u_{sq}	88
Figure 3.19 : Schéma <i>Simulink</i> du contrôleur de courants à réponse pile avec découpleur, saturation de la commande et correcteurs.....	90
Figure 3.20 : Schéma <i>Simulink</i> du modèle de l'estimateur du flux rotorique.....	92
Figure 3.21 : Schéma bloc de la boucle de contrôle en flux rotorique.....	93
Figure 3.22 : Schéma <i>Matlab/Simulink</i> de la commande vectorielle utilisée.....	97
Figure 3.23 : Masque du modèle <i>Matlab/Simulink</i> de la commande vectorielle	98
Figure 3.24 : Schéma <i>Matlab/Simulink</i> pour la validation de la commande vectorielle.....	101
Figure 3.25 : Réponse du ψ_{rd} à un changement de consigne du flux (échelon de 0,01 Wb/H = 0,01 A) à $t=50$ s.....	102
Figure 3.26 : Réponse de i_{sd} mesuré en fonction de i_{sd} désiré lors d'un changement de consigne du flux (échelon de 0,01 Wb/H = 0,01 A) à $t=50$ s.....	103

Figure 3.27 : Réponse du couple électromagnétique et de la vitesse angulaire lors d'un changement de consigne du flux (échelon de 0,01 Wb/H = 0,01 A) à t=50 s	104
Figure 3.28 : Réponse de isq mesuré en fonction de isq désiré lors d'un changement de couple électromagnétique désiré à t=50 s	105
Figure 3.29 : Réponse du couple électromagnétique et de la vitesse angulaire lors d'un changement de couple électromagnétique désiré à t=50 s	106
Figure 3.30 : Approximation du modèle de l'éolienne à vitesse variable avec une fonction de transfert de premier ordre.....	108
Figure 4.1 : Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du rotor pour différentes vitesses du vent	112
Figure 4.2 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un pas fixe.....	112
Figure 4.3 : Illustration des deux types de limitation de la puissance avec une éolienne à vitesse variable et à pas fixe	116
Figure 4.4 : Schéma de la boucle de contrôle en vitesse avec contrôleur PI	117
Figure 4.5 : Réponse en vitesse à un changement de consigne en échelon	121
Figure 4.6 : Réponse en vitesse à une perturbation en échelon en vitesse du vent	122
Figure 4.7 : Courbe de puissance, coefficient de puissance et vitesse d'opération en fonction de la vitesse du vent pour la stratégie idéale	125
Figure 4.8 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie idéale avec mesure de la vitesse du vent	127
Figure 4.9 : Fonction de transfert entre la référence en vitesse de la turbine et la puissance électrique produite et mesurée lorsque l'éolienne est à sa puissance nominale et à sa vitesse maximale....	128
Figure 4.10 : Courbe de puissance, coefficient de puissance et vitesse d'opération en fonction de la vitesse du vent pour différentes stratégies d'opération	131
Figure 4.11 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #2 (ABEG) avec mesure de la vitesse du vent.....	133
Figure 4.12 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #3 (ABHEG) avec mesure de la vitesse du vent.....	133
Figure 4.13 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #4 (ABHEF) avec mesure de la vitesse du vent.....	134
Figure 4.14 : Modèle du vent dans <i>Matlab/Simulink</i> [40]	135
Figure 4.15 : Vent de référence (ou vent moyen) à l'entrée du modèle de vent pour les simulations dynamiques	135
Figure 4.16 : Profil de vitesse du vent temporelle utilisée pour exciter le système lors des simulations dynamiques	136

Figure 4.17 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #1 (ABCDEF).....	137
Figure 4.18 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #2 (ABEG).....	138
Figure 4.19 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #3 (ABHEG).....	139
Figure 4.20 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #4 (ABHEF)	140
Figure 4.21 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #5 (ABCDEF modifiée)	141
Figure 4.22 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #2 (ABEG).....	143
Figure 4.23 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #3 (ABHEG).....	144
Figure 4.24 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #4 (ABHEF)	145
Figure 4.25 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #5 (ABCDEF modifiée)	146
Figure 4.26 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #6 (ABEG) sans mesure de la vitesse du vent.....	148
Figure 4.27 : Schéma <i>Simulink</i> de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #4 (ABCDEF modifiée) sans mesure de la vitesse du vent.....	149
Figure 4.28 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #6 (ABEG).....	150
Figure 4.29 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #7 (ABCDEF modifiée)	151
Figure A.1 : Représentation du référentiel triphasé <i>abc</i> et des référentiels biphasés <i>aβ</i> et <i>dq</i> [70]	169
Figure A.2 : Modèle <i>Matlab/Simulink</i> d'une MAS à cage.....	178
Figure A.3 : Masque du modèle <i>Matlab/Simulink</i> d'une MAS à cage	179
Figure A.4 : Schéma <i>Matlab/Simulink</i> pour la validation du modèle de la MAS à cage.....	180
Figure A.5 : Comparaison des différents modèles de MAS au niveau du couple électromagnétique, de la vitesse angulaire du rotor et du courant statorique.....	181
Figure A.6 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par <i>Munteanu</i>	182
Figure A.7 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par <i>Boldea</i>	183
Figure A.8 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone du <i>Wind Turbine Blockset</i>	184
Figure A.9 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone de <i>SimPowerSystems</i>	185
Figure A.10 : Caractéristique Couple-Vitesse de la MAS	189

Figure B.1 : Schéma *Matlab/Simulink* de la limitation de la tension de commande pour la MAS..... 192

LISTE DES SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

A	Aire de surface de balayage du rotor de la turbine [m^2];
C_p	Coefficient de puissance [-];
C_Γ	Coefficient de couple [rad^{-1}];
f_s	Fréquence électrique statorique [Hz];
g	Glissement [-];
i	Rapport de la boîte de vitesse [-];
i_{sabc}	Courants de ligne triphasés statoriques [A];
i_{rabc}	Courants de ligne triphasés rotoriques [A];
i'_{rabc}	Courants de ligne triphasés rotoriques en référence statorique [A];
i_{sdq}	Courants de ligne biphasés (<i>Park</i>) statorique [A];
i'_{rdq}	Courants de phase biphasés (<i>Park</i>) rotorique en référence statorique [A];
J_t	Moment d'inertie du rotor de la turbine [$Kg \cdot m^2$];
J_g	Moment d'inertie du rotor de la MAS (génératrice) [$Kg \cdot m^2$];
J_{bvb}	Moment d'inertie de la boîte de vitesse du côté basse-vitesse [$Kg \cdot m^2$];
J_{bvh}	Moment d'inertie de la boîte de vitesse du côté haute-vitesse [$Kg \cdot m^2$];
L_m	Inductance de magnétisation en référence statorique [H];
L_s	Inductance statorique en référence statorique [H];
L_{ts}	Inductance de fuite statorique en référence statorique [H];
L_r	Inductance rotorique en référence rotorique [H];
L_{tr}	Inductance de fuite rotorique en référence rotorique [H];
L'_r	Inductance rotorique en référence statorique [H];
L'_{tr}	Inductance de fuite rotorique en référence statorique [H];
n_s	Vitesse de rotation synchrone [tpm];
n	Vitesse de rotation du rotor [tpm];
P_v	Puissance contenue dans le vent [W];
P_t	Puissance mécanique de la turbine [W];
P_e	Puissance électrique [W];
P_{nom}	Puissance nominale [W];
p	Nombre de paires de pôles [-];
R	Rayon du rotor de la turbine [m];

R_s	Résistance statorique en référence statorique [<i>Ohms</i>];
R_r	Résistance rotorique en référence rotorique [<i>Ohms</i>];
R'_r	Résistance rotorique en référence statorique [<i>Ohms</i>];
T	Pas de temps [<i>s</i>];
T_s	Constante de temps statorique [<i>s</i>];
T_r	Constante de temps rotorique [<i>s</i>];
V	Vitesse du vent [<i>m/s</i>];
V_s	Tensions de ligne triphasées statoriques [<i>Vrms</i>];
v_{sabc}	Tensions de phase triphasées statoriques [<i>V</i>];
v_{rabc}	Tensions de phase triphasées rotoriques [<i>V</i>];
v'_{rabc}	Tensions de phase triphasées rotoriques en référence statorique [<i>V</i>];
v_{sdq}	Tensions de phase biphasées (<i>Park</i>) statorique [<i>V</i>];
v'_{rdq}	Tensions de phase biphasées (<i>Park</i>) rotorique en référence statorique [<i>V</i>];
β	Angle de calage [<i>deg</i>];
Γ_t	Couple mécanique de la turbine [<i>Nm</i>];
Γ_e	Couple électromagnétique de la MAS [<i>Nm</i>];
η	Efficacité de la boîte de vitesse [-];
λ	Vitesse spécifique (<i>tip-speed-ratio</i>) [<i>rad</i>];
ρ	Densité de l'air [<i>Kg/m³</i>];
σ	Coefficient de dispersion [-];
θ	Position angulaire mécanique [<i>rad</i>];
θ_s	Angle électrique du circuit du stator [<i>rad</i>];
θ_r	Angle électrique du circuit du rotor [<i>rad</i>];
ψ_{sabc}	Flux statoriques triphasés [<i>Wb</i>];
ψ_{sdq}	Flux statoriques biphasés (<i>Park</i>) [<i>Wb</i>];
ψ_{rabc}	Flux rotoriques triphasés [<i>Wb</i>];
ψ'_{rabc}	Flux rotoriques triphasés en référence statorique [<i>Wb</i>];
ψ'_{rdq}	Flux rotoriques biphasés (<i>Park</i>) en référence statorique [<i>Wb</i>];
Ω_b	Vitesse angulaire du rotor de la turbine (basse-vitesse) [<i>rad/s</i>];
Ω_h	Vitesse angulaire du rotor de la turbine (haute-vitesse) [<i>rad/s</i>];
ω	Vitesse angulaire mécanique [<i>rad/s</i>];
ω_s	Fréquence électrique du circuit statorique [<i>rad/s</i>];
ω_r	Fréquence électrique du circuit rotorique [<i>rad/s</i>];

CHAPITRE 1

INTRODUCTION ET DEVIS DE PROJET

1.1 Contexte du projet

Au Canada, il y a plus de 300 communautés isolées où vivent plus de 200 000 Canadiens [1, 2]. Ces communautés sont desservies en électricité par des groupes électrogènes diesel. La majorité de ces communautés sont nordiques et côtières et présentent donc un potentiel éolien important. Depuis quelques années, l'intérêt des systèmes hybrides éolien-diesel a augmenté considérablement chez les fournisseurs d'électricité et les institutions de développement économique des régions en développement. L'implantation de systèmes de *Jumelage Éolien-Diesel* pourrait permettre des retombées économiques et environnementales positives auprès des communautés isolées canadiennes [3-9].

1.2 Problématique

La méthode la plus commune pour électrifier des communautés isolées est l'utilisation de moteurs diesel couplés à des génératrices électriques. C'est ce qu'on appelle des groupes électrogènes ou des groupes diesel. On utilise également le terme « diesel » seul pour référer à ce type de production électrique. La génération d'électricité avec des groupes diesel est bien éprouvée et fiable. Par contre, celles-ci sont peu efficaces, en particulier lorsqu'elles n'opèrent pas en régime nominal. Elles sont également dispendieuses à opérer et rejettent d'importantes quantités de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère. Le coût d'achat et de transport du diesel, ajouté aux

risques de déversement de carburant, pousse les communautés isolées à étudier des alternatives aux groupes diesel.

Contrairement au diesel, la génération d'électricité à l'aide d'éoliennes est de moins en moins coûteuse grâce à la forte croissance que ce domaine connaît. De plus, la ressource éolienne est renouvelable et gratuite et son utilisation est exempte d'émission de GES. Par contre, la variabilité de la ressource éolienne pose des défis de taille. La puissance éolienne produite demeure toujours changeante et difficilement prévisible à court terme. Par ailleurs, en comparaison avec le déploiement des parcs éoliens à grande échelle, l'installation des éoliennes en milieu isolé possède des difficultés additionnelles se reflétant par des coûts plus élevés : accès plus limité aux zones de forts vents, encrage des tours difficile limitant leur taille, coûts de transport plus élevés, exploitation et maintenance éloignée de l'expertise et systèmes de contrôle complexes [1].

Le *Jumelage Éolien-Diesel* (JED) est une technique de génération hybride d'énergie électrique utilisant en parallèle une (des) éolienne (s) et un (des) groupe (s) diesel. Ce type de production hybride d'énergie a pour but de réduire l'utilisation des groupes diesel par l'utilisation de la ressource éolienne.

Les systèmes JED en milieu isolé possèdent deux caractéristiques importantes, soit le degré de variabilité de la charge dans le temps et la qualité de l'onde électrique sur le réseau. Pour ce qui est de la variabilité de la charge, celle-ci dépend, par exemple, de l'heure de la journée, de la saison et de la température extérieure. Il peut également avoir de brusques changements de consommation de puissance lorsqu'une charge importante est mise en fonction ou hors fonction sur le réseau. Pour ce qui est de la qualité de l'onde électrique produite, celle-ci réfère principalement à la variation de la tension et de la fréquence sur le réseau qui doivent demeurer à l'intérieur de certaines limites. Les systèmes JED doivent réguler en tout temps la tension et la fréquence, et ce, peut importe la variabilité de la charge et la variabilité de la ressource éolienne.

1.2.1 Les taux de pénétration

Les systèmes JED peuvent être classés selon leurs taux de pénétration. Ces taux de pénétration sont définis comme suit :

$$\text{TPE} = \frac{\text{Énergie éolienne produite par année [kWh]}}{\text{Énergie consommée par la charge en une année [kWh]}}$$

$$\text{TPPI} = \frac{\text{Puissance éolienne produite [kW]}}{\text{Puissance consommée par la charge [kW]}}$$

$$\text{TPP} = \frac{\text{Puissance éolienne installée [kW]}}{\text{Puissance maximale consommée par la charge [kW]}}$$

Où TPE : Taux de Pénétration en Énergie;
 TPPI : Taux de Pénétration en Puissance Instantanée;
 TPP : Taux de Pénétration en Puissance.

Afin de maximiser la contribution de l'énergie éolienne dans ce type de génération hybride, et donc augmenter le TPE, le système doit posséder deux caractéristiques importantes. La première est de disposer d'un dispositif de stockage d'énergie. La deuxième est d'avoir un TPP > 1. Une classification des taux de pénétration des systèmes éoliens-diesel est proposée au Tableau 1.1.

Classe des taux de pénétration	Caractéristiques d'opération	Pénétration	
		TPPI	TPE
BAS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diesel toujours en opération; ➤ Puissance éolienne réduit la charge nette sur le diesel; ➤ L'ensemble de l'énergie éolienne alimente la charge primaire; ➤ Pas de système superviseur de contrôle. 	< 0,5	< 0,2
MOYEN	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diesel toujours en fonction; ➤ À puissance éolienne produite élevée, possibilité d'alimenter une charge secondaire afin maximiser le rendement du diesel; ➤ Besoin d'un système de contrôle simple. 	0,5 – 1,0	0,2 – 0,5
HAUT	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diesel en arrêt lorsque la puissance éolienne est suffisante; ➤ Besoin d'un système de contrôle de la tension et de la fréquence auxiliaire pour l'éolienne; ➤ Besoin d'un système de contrôle complexe. 	1,0 – 4,0	0,5 – 1,0

Tableau 1.1 : Classification des taux de pénétration des systèmes éoliens-diesel proposée par Steve Drouilhet, *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* [10]

La présente étude s'intéresse uniquement aux systèmes de jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP). Lorsqu'on parle de haut taux de pénétration, on doit admettre que la configuration d'un tel système doit permettre la régulation de la tension et de la fréquence sur le réseau, et ce, même si la puissance éolienne fournit une grande partie ou la totalité de la puissance à la charge. Ceci est un défi majeur des éoliennes installées en réseau autonome dans les systèmes à haute pénétration.

1.2.2 Le Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration (JEDHP)

Ce type de système comporte trois principaux régimes de fonctionnement. Le premier mode de fonctionnement est caractérisé par des vents trop faibles pour le fonctionnement du groupe éolien. Ce mode est désigné par le terme « **tout-diesel** ». Dans ce cas, le groupe diesel fournit la totalité de la charge et assure la qualité de l'onde sur le réseau électrique. Le second mode de fonctionnement est caractérisé par une production d'énergie éolienne inférieure à la quantité d'énergie consommée par la charge. Le groupe éolien est donc couplé au groupe diesel afin de produire suffisamment d'énergie pour la charge. Ce mode est désigné par le terme « **éolien-diesel** » et c'est principalement le groupe diesel qui assure la qualité de l'onde du réseau. Le dernier mode de fonctionnement est caractérisé par une production d'énergie éolienne supérieure à la charge. Dans ce cas, le groupe diesel est arrêté tandis que l'éolienne fournit la totalité de l'énergie consommée par la charge. C'est le mode « **tout-éolien** ». Dans ce mode, la qualité de l'onde électrique est assurée en totalité par l'éolienne ou par des dispositifs connexes.

1.2.3 Définition de la problématique

Le problème à résoudre consiste à choisir, modéliser et réaliser le contrôle d'une éolienne appropriée pour un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration (JEDHP)*.

1.3 État de la situation

Le tout premier projet de recherche sur le *Jumelage Éolien-Diesel* a pris naissance au Canada en 1978 [1]. Suite à ce projet, une dizaine d'autres projets de recherche ou expérimentaux ont vu le jour au Canada dans les années 1980 et 1990; par exemple en Ontario (Big Trout Lake, Fort Severn, Kasabonika Lake, Winisk), au Nunavut (Cambridge Bay, Ellesmere Island, Iqaluit, Kugluktuk, Rankin Inlet), dans les Territoires du Nord-Ouest (Igloolik, Omingmaktok, Sachs Harbour) et au Québec (Kuuujuaq) [2, 11-13]. Ces projets de *Jumelage Éolien-Diesel* étaient tous des systèmes à basse pénétration [11]. La plupart de ces installations ont connu des problèmes financiers suites à de nombreuses difficultés comme des problèmes mécaniques, des problèmes d'exploitation et de maintenance et des accidents [1]. Ceci explique la baisse d'intérêt de l'éolien-diesel au Canada à la fin des années 1990.

Depuis 1995, le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) s'intéresse au système JED. Il a construit en 1997 un banc d'essai au National Wind Technology Center (NWTC) afin de développer son expertise dans le domaine. De plus, le NREL collabore depuis 1995 avec l'Alaska et le Kotzebue Electric Association, un fournisseur d'électricité de type coop [14]. En Alaska, on compte plusieurs projets en opération avec différents niveaux de pénétration. Il y a un projet à Kotzebue (basse pénétration en croissance vers la haute pénétration), à Toksook Bay (moyenne pénétration), à Wales (haute pénétration) et à St Paul où on retrouve un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration sans stockage (JEDHPSS) développé à l'aide de l'Institut de Recherche en Énergie du Québec (IREQ) [10, 15].

Les succès dans le domaine de l'éolien-diesel en Alaska ont renouvelé cet intérêt au Canada et celui-ci s'est manifesté, en particulier depuis 2005, par des campagnes de mesures de vent dans différentes communautés isolées du Canada [1]. Depuis 2000, un

seul projet de *Jumelage Éolien-Diesel* a été mis en fonction au Canada, soit à Ramea en 2003 dans la province de Terre-Neuve [1]. Ce système est un *Jumelage Éolien-Diesel* à moyenne pénétration et est toujours en fonction [16].

On retrouve aussi des systèmes hybrides éoliens-diesel un peu partout sur le globe, entre autres, au Cape Verde, en Chine, aux Îles Canaries, en Guadeloupe, en Irlande, en Grèce, en Norvège et en Australie [17].

Plusieurs unités de recherche sont actives dans le domaine du *Jumelage Éolien-Diesel*, en particulier sur le contrôle de systèmes à haute pénétration. Il y a l'*Australian Cooperative Research Center for Renewable Energy* (ACRE), le *U.S. Department of Agriculture* (USDA) de Bushland au Texas, le *Riso Laboratories of Denmark*, le *Alternative Energy Institute of West Texas A&M University*, l'*Institut de Recherche d'Hydro-Québec* (IREQ), le *Canadian Atlantic Wind Test Site* (AWTS), le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) et le *Yukon Energy Corporation* (YEC) [9, 18].

L'Université du Québec à Rimouski, l'Université du Québec à Chicoutimi et le *TechnoCentre Éolien* étudient également les systèmes JED. Une étude approfondie des systèmes de stockage appliqués à la présente problématique a mené à proposer l'utilisation du stockage d'énergie sous forme d'air comprimé [19-21]. On désigne cette technique de production d'énergie par le *Jumelage Éolien-Diesel avec Stockage d'Air Comprimé* (JEDSAC). Ce stockage permet la suralimentation des génératrices diesel à l'aide de l'air comprimé. Ceci a pour effet d'augmenter significativement le rendement des moteurs diesel tout en augmentant l'utilisation des ressources éoliennes via le stockage, ce qui augmente par le fait même le TPE. Cette technique permet également d'avoir un démarrage très rapide du moteur diesel (démarrage pneumatique).

1.4 Objectif

L'objectif du présent projet est de choisir, modéliser et réaliser le contrôle d'une éolienne appropriée pour un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP). Cet objectif peut se décomposer comme suit :

- 1 - Choisir une technologie éolienne appropriée pour un système JEDHP;
- 2 - Établir un modèle dynamique de chaque composante de l'éolienne :
 - 2.1 - Aérodynamique;
 - 2.2 - Entraînement mécanique;
 - 2.3 - Génératrice électrique;
 - 2.4 - Autres composantes;
- 3 - Établir une stratégie de contrôle appropriée pour l'éolienne respectant les différentes contraintes associées à ces systèmes;
- 4 - Évaluer les performances en simulation des différentes stratégies de contrôle de l'éolienne.

1.5 Méthodologie

Tout d'abord, une étude est réalisée afin de déterminer une technologie éolienne appropriée pour un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration*. Cette étude est présentée à travers le CHAPITRE 2 de ce document.

Par la suite, une modélisation dynamique dans *Matlab/Simulink* est réalisée pour les différents composants de l'éolienne choisie. Les paramètres de simulations sont déterminés à l'aide des ressources disponibles. La modélisation de l'éolienne est le sujet du CHAPITRE 3.

La réalisation de l'asservissement de l'éolienne est réalisée dans *Matlab/Simulink*. Il est proposé d'étudier différentes avenues dans cet asservissement et d'en comparer les résultats en simulation. Ceci est présenté au CHAPITRE 4 de la présente étude.

Le résultat attendu consiste à l'obtention d'une modélisation dynamique d'une éolienne pouvant être utilisée dans de futurs travaux de modélisation dynamique et d'asservissement d'un système JEDHP complet.

1.6 Limites du projet

La limite la plus importante du projet est le fait que l'étude se concentre sur une éolienne unique. Par ailleurs, dans une moindre mesure, le fait de réaliser l'asservissement uniquement en simulation est une autre limitation. La suite de ce projet de recherche pourra pallier à cette limite en réalisant des tests sur un banc d'essai. D'autres parts, le présent projet s'intéresse seulement à la partie éolienne du système JEDHP et à l'asservissement dynamique de cette dernière. Ceci implique que le couplage avec le diesel ne sera pas abordé. Par ailleurs, le contrôle séquentiel de démarrage et d'arrêt ainsi que le contrôle des systèmes d'urgence de l'éolienne ne seront pas traités dans cette étude. Finalement, le CHAPITRE 2 présente le choix d'une technologie éolienne appropriée pour un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration*, soit une éolienne à vitesse variable et à pas fixe équipée d'une machine asynchrone et d'un convertisseur pleine puissance; la présente étude concerne seulement la partie du convertisseur du côté de l'éolienne et non la partie du convertisseur du côté réseau.

CHAPITRE 2

TECHNOLOGIES ÉOLIENNES

2.1 Introduction

Ce chapitre présente les principales technologies que l'on retrouve dans le domaine de l'énergie éolienne. Il est également question de présenter différents moyens de réguler la tension et la fréquence d'un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP) en fonction de la technologie éolienne et d'un fonctionnement en mode « tout éolien ». Ce chapitre conclut avec le choix d'une technologie éolienne appropriée pour un système JEDHP.

2.2 Fonctionnement des éoliennes

Pour convertir l'énergie disponible dans le vent en énergie électrique, les turbines éoliennes doivent être composées d'une partie mécanique et d'une partie électrique. La partie mécanique sert à capter l'énergie cinétique disponible dans le vent et à la transformer en énergie mécanique rotative. Cette dernière est transmise via un système d'entraînement, habituellement composé d'une boîte de vitesse, à une génératrice électrique. La conversion d'énergie mécanique en énergie électrique est effectuée via la génératrice électrique.

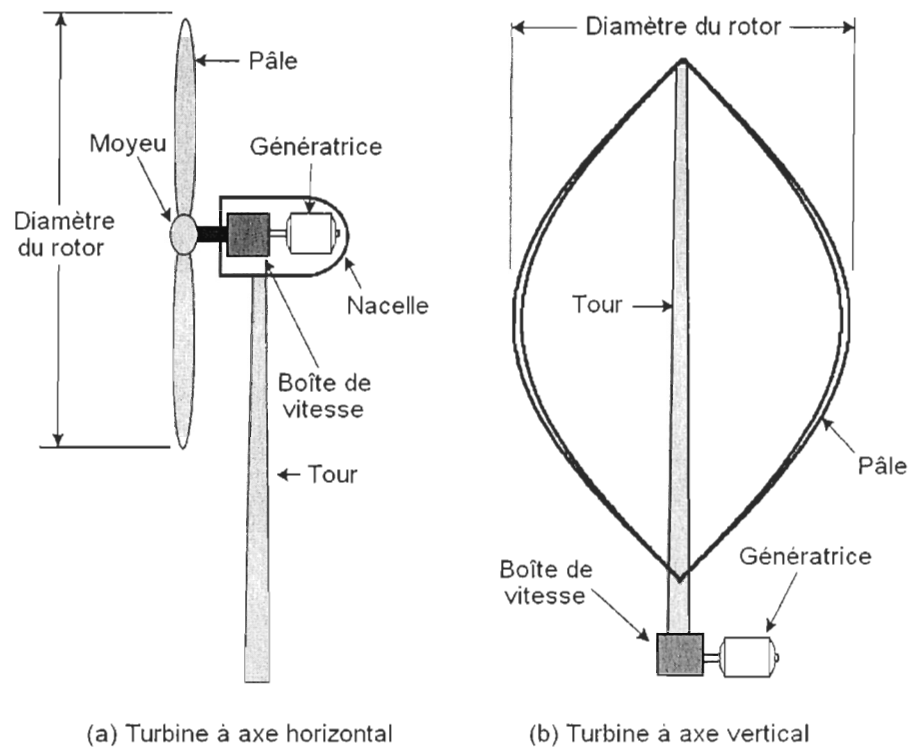


Figure 2.1 : Représentation des concepts d'éoliennes (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical [22]

Deux grandes classes de turbines éoliennes sont présentes dans l'industrie, soit les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical (cf. Figure 2.1). Les éoliennes à axe horizontal sont composées principalement d'une tour au sommet de laquelle une nacelle est installée. Cette nacelle supporte le rotor de la turbine – moyeu et pales – et comporte le système d'entraînement ainsi que la génératrice. L'axe de rotation du rotor de la turbine est donc horizontal. Pour ce qui est des éoliennes à axe vertical, l'axe de rotation du rotor est perpendiculaire au sol. Ceci permet de placer le système d'entraînement ainsi que la génératrice au niveau du sol. Ces deux méthodes de captation de l'énergie disponible dans le vent ont leurs avantages et leurs inconvénients. Ceux-ci sont présentés au Tableau 2.1.

	Avantages	Inconvénients
AXE HORIZONTAL	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Efficacité de conversion d'énergie élevée; ➤ Autodémarrage possible; ➤ Rotor positionné en hauteur donnant accès à des vents élevés; 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coût d'installation élevé; ➤ Nécessite une tour robuste; ➤ Nécessite de longs câbles électriques;
AXE VERTICAL	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coût d'installation réduit; ➤ Maintenance des équipements plus aisée; ➤ Ne nécessite pas de dispositif d'orientation de la turbine dans l'axe du vent. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Efficacité de conversion d'énergie faible; ➤ Haute variation du couple mécanique et des forces sur les éléments des pales; ➤ Doit démarrer en moteur; ➤ Options limitées pour le contrôle de la vitesse ou de la puissance.

Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal et à axe vertical [22]

La presque totalité des turbines éoliennes rencontrées dans le domaine est à axe horizontal. Ce choix repose principalement sur le fait que ce type de turbine présente une efficacité de conversion d'énergie environ deux fois plus élevée que les éoliennes à axe vertical [22]. Par ailleurs, les éoliennes à axe vertical présentent des phénomènes de fatigue causés par la haute variation du couple mécanique; ceci en réduit sa robustesse et sa durée de vie. Il est à noter que le présent document traite uniquement des éoliennes à axe horizontal.

Habituellement, les éoliennes à axe horizontal sont composées de deux ou trois pales, quoiqu'on retrouve une majorité de turbines à trois pales. Le choix du nombre de pales est fonction de différents facteurs dont le coût, la performance, les charges mécaniques en présence, l'impact sur l'entraînement mécanique et son coût, le bruit et l'apparence visuelle du rotor [23].

L'aérodynamique d'une turbine éolienne est en fait un terme désignant l'interaction entre le vent et le rotor de l'éolienne. La théorie du disque sert à décrire la caractéristique aérodynamique d'une telle turbine (cf. Figure 2.2).

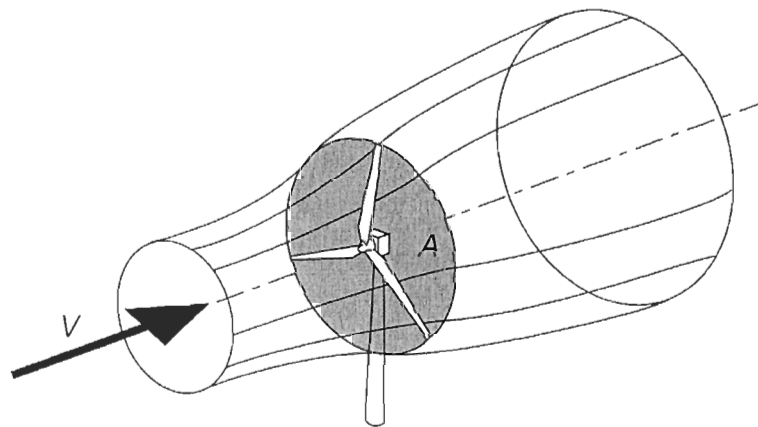


Figure 2.2 : Illustration de la théorie du disque [23]

Cette théorie décrit quelle puissance est disponible dans le vent (P_v) pour un certain disque balayé par le rotor et décrit comment lier cette puissance disponible à la puissance extraite par le rotor lui-même (P_t).

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad 2.1$$

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad 2.2$$

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p \quad 2.3$$

$$C_{p,\text{lim}}(\lambda, \beta) = 4a(1-a)^2 \Big|_{a=1/3} \approx 0,59 \quad 2.4$$

Le coefficient de puissance (C_p) représente l'efficacité du rotor de la turbine à capter l'énergie disponible dans le vent. Cette efficacité ne peut excéder la limite de *Betz*

de l'ordre de 59 %. Ce coefficient de puissance varie en fonction de deux paramètres, soit la vitesse spécifique (λ – *tip-speed-ratio*) et l'angle de calage des pales (β). La vitesse spécifique est en fait un rapport entre la vitesse de bout de pale et la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V} \quad 2.5$$

Une courbe d'un coefficient de puissance typique est présentée à la Figure 2.3.

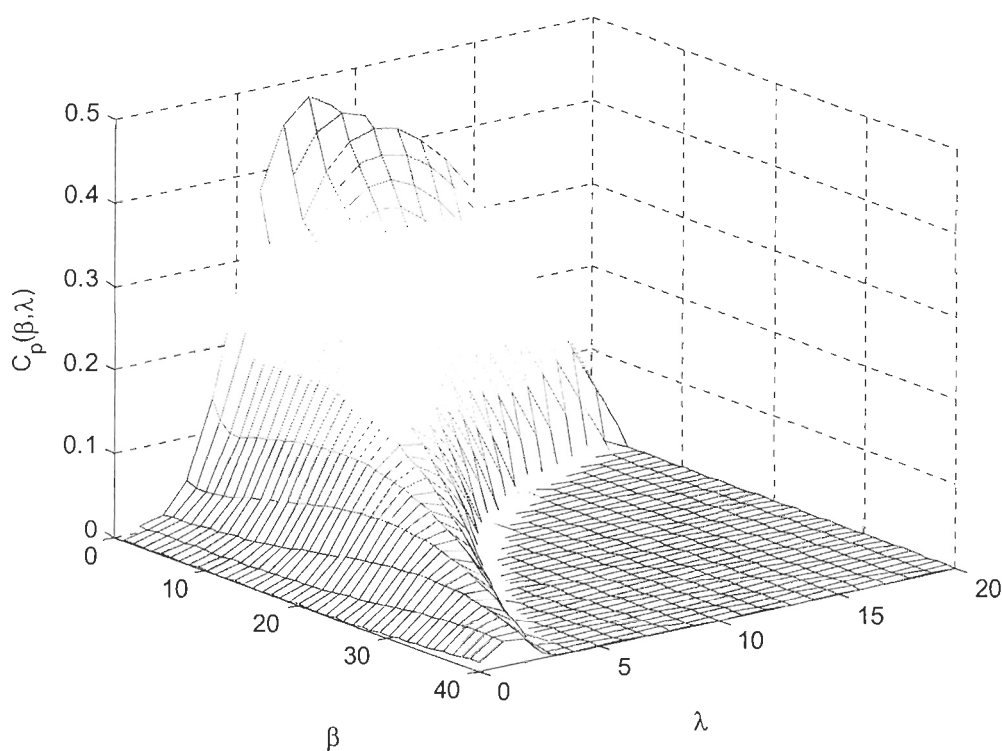


Figure 2.3 : Coefficient de puissance typique en fonction de la vitesse spécifique et de l'angle de calage des pales¹

¹ Cette courbe provient d'une expression analytique du coefficient de puissance, voir Section 3.3.

Le coefficient de puissance peut être généré à partir de tests expérimentaux ou de calculs utilisant la théorie des éléments de pales [24].

La partie mécanique de l'éolienne, mise à part du rotor et des pales, est composée d'un système d'entraînement. Ce système d'entraînement permet à l'énergie mécanique du rotor d'être transmise à la génératrice électrique. Le design de cet entraînement est propre à chaque éolienne. Il y a essentiellement deux types d'entraînement, soit les entraînements avec boîte de vitesse et les entraînements sans boîte de vitesse. La boîte de vitesse permet la diminution du couple et l'augmentation de la vitesse du côté de la génératrice électrique par rapport au côté du rotor de la turbine. La présence de cette boîte de vitesse sépare l'arbre de transmission de la turbine en deux, soit l'arbre à basse-vitesse – côté moyeu – et un l'arbre à haute-vitesse – côté génératrice. Il est à noter qu'une boîte de vitesse réduit l'efficacité de la turbine, nécessite un entretien régulier et occasionne du bruit. Ce dispositif peut également être une source de défaillance d'une turbine, surtout lors de conditions nordiques.

La génératrice éolienne est généralement caractérisée à l'aide d'une courbe de puissance. Cette caractéristique lie la puissance électrique produite à la vitesse du vent (cf. Figure 2.4). Celle-ci tient donc compte du design complet de la turbine, autant la partie mécanique que la partie électrique, et de son contrôle.

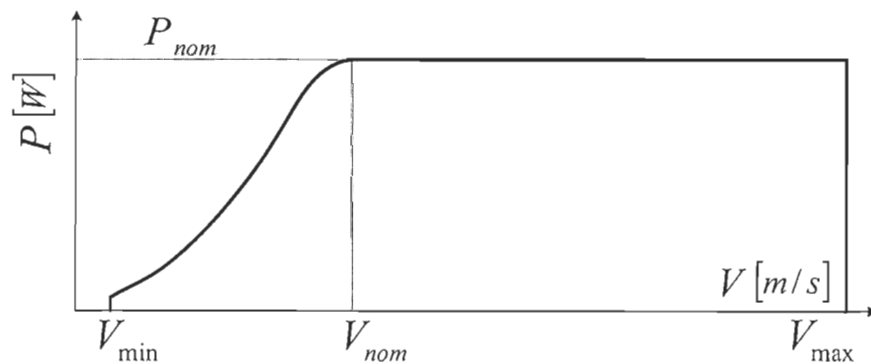


Figure 2.4 : Courbe de puissance typique d'une éolienne

La Figure 2.4 montre une courbe de puissance typique d'une éolienne. La zone de production d'énergie électrique est située entre une vitesse de vent de démarrage, soit V_{\min} (normalement de 3 à 4 m/s), et une vitesse de vent maximale garantissant une opération sécuritaire, soit V_{\max} (normalement autour de 25 m/s). Plus la vitesse du vent est élevée, plus la production électrique est élevée. Cette relation est proportionnelle au cube de la vitesse du vent (cf. Expression 2.3). Lorsque la vitesse du vent est suffisante, soit entre V_{nom} et V_{\max} , la puissance produite est maintenue autour de la puissance nominale. Il est à noter que la courbe de puissance peut être estimée théoriquement et validée expérimentalement.

2.3 Les génératrices électriques

Les génératrices électriques utilisées dans le domaine de l'éolien sont de différentes natures, soit les machines synchrones, les machines asynchrones et les machines à courant continu. Celles-ci sont utilisées afin de transformer une énergie mécanique rotative en une énergie électrique et peuvent être connectées directement au réseau ou via un convertisseur de puissance.

2.3.1 Machines synchrones

On retrouve deux types de machines synchrones présente en énergie éolienne, soit les machines synchrones conventionnelles et les machines synchrones à aimants permanents (MSAP). Les machines synchrones conventionnelles possèdent un circuit d'inducteur indépendant servant à produire un champ magnétique polarisant le rotor. Ce circuit d'inducteur est composé du rotor bobiné de la machine, de bagues collectrices et de balais et d'une source à courant continu. En fonctionnement moteur, la vitesse de rotation de la machine est imposée par celle du champ magnétique tournant du stator. Le rotor est

donc entraîné à vitesse dite synchrone. En génératrice, la variation du champ magnétique créé par le rotor (ou inducteur) et vu par les enroulements statoriques induit une tension alternative au stator dont la fréquence correspond à la vitesse de rotation du rotor. Les bagues collectrices et les balais dans le circuit d'inducteur nécessitent un entretien régulier qui peut engendrer des coûts d'opération non négligeables. Pour ce qui est des machines à aimants permanents, le champ magnétique polarisant le rotor est créé par la présence d'aimants permanents et permet d'éliminer le circuit d'inducteur de la génératrice synchrone. Ces dernières présentent un rendement ainsi qu'un facteur de puissance élevé.

Pour ces deux types de machine synchrone, il peut être intéressant d'utiliser un nombre élevé de pôles afin d'éliminer la boîte de vitesse. C'est ce qu'on appelle une transmission directe (sans boîte de vitesse). Cette stratégie réduit les pertes mécaniques et le bruit que peut créer une boîte de vitesse.

Un autre point important au sujet des machines synchrones est que celles-ci possèdent un lien rigide entre le rotor et le stator de la machine électrique, c'est-à-dire que le rotor et le stator sont solidaires. Il n'y a pas d'élasticité ou d'amortissement entre eux. Ceci peut endommager les composantes mécaniques (arbres de transmission, boîte de vitesse, etc.) d'une éolienne utilisant une machine synchrone. On peut avoir recours à un lien élastique externe ajouté à la boîte de vitesse afin de contrer ce problème.

Lorsqu'une telle génératrice est en démarrage et est connectée directement au réseau, elle doit absolument être en parfaite phase avec celui-ci. Il existe un risque de désynchronisation de la machine lorsque le couple de la génératrice augmente brusquement. C'est pourquoi ce type de génératrice est utilisé très rarement pour les turbines éoliennes connectées directement au réseau puisque la présence de turbulences dans le vent peut produire une désynchronisation [25, 26]. Des risques de défaillances et de stabilité électrique font aussi partie des problèmes que rencontrent les machines synchrones comme génératrices éoliennes connectées directement au réseau. Ceci suggère

que l'utilisation de ces génératrices se fasse via un convertisseur de puissance [27]. Par ailleurs, le coût d'achat de ces machines est dispendieux, surtout pour les machines de petites puissances [25].

2.3.2 Machines asynchrones

Il existe deux types de machine asynchrone couramment utilisés en énergie éolienne, soit les machines asynchrones à cage d'écureuil (MAS) et les machines asynchrones à double alimentation (MASDA).

Les machines asynchrones à cage sont également appelées des machines à induction (*induction machine*). La cage d'écureuil fait référence à la forme que possède le rotor. Ce nom provient du fait que ces machines n'ont pas de circuit d'inducteur, comme dans le cas de la machine synchrone; on a donc accès seulement au stator. Leur principe de fonctionnement est le suivant : en moteur, le stator produit un champ magnétique tournant à vitesse synchrone à l'aide d'une alimentation alternative triphasée et d'une configuration de ses enroulements en différents pôles. Le champ magnétique tournant induit à son tour une tension et un courant dans les enroulements du rotor. Le couple est créé par l'interaction entre le champ magnétique statorique tournant et le champ magnétique rotorique lui-même créé par les courants circulant dans les enroulements du rotor. Pour maintenir un courant dans les enroulements rotoriques, il faut que le rotor tourne à une vitesse inférieure à la vitesse synchrone. La différence entre la vitesse synchrone n_s et la vitesse de rotation du rotor n est appelée le glissement ($g = (n_s - n)/n_s$). Ce glissement varie en fonction du couple Γ de la machine (cf. Figure 2.5).

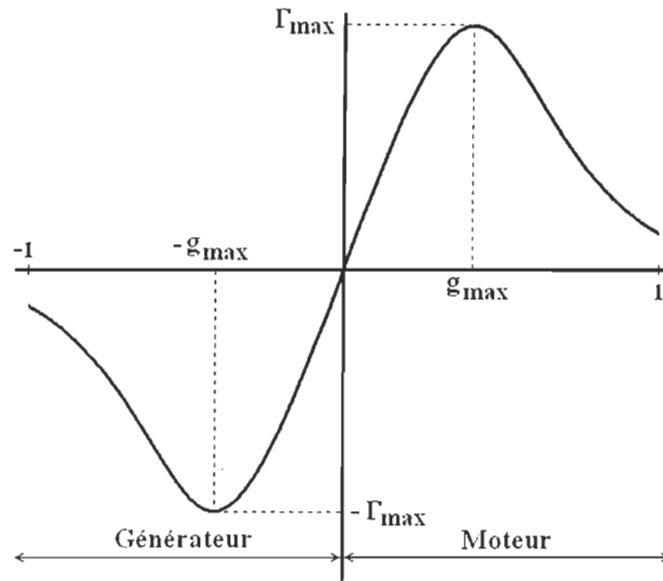


Figure 2.5 : Caractéristique couple-glissement d'une machine asynchrone

Quant à la vitesse synchrone, elle est proportionnelle à la fréquence d'alimentation et inversement proportionnelle au nombre de paires de pôles (cf. Expression 2.6).

$$n_s = \frac{60f}{p} \quad 2.6$$

Où

n_s : vitesse synchrone en tours par minute;

f : fréquence du réseau en hertz (Hz);

p : nombre de paires de pôles.

Lorsque le rotor tourne à une vitesse supérieure à la vitesse synchrone (vitesse hypersynchrone), le glissement est négatif et la machine fonctionne en génératrice. Sa magnétisation demeure induite par l'application d'une tension au stator afin de créer les courants rotoriques. C'est pour cette raison que le stator de la machine doit être connecté directement au réseau pour fonctionner. Dans ce cas, la génératrice consomme de la

puissance réactive pour sa magnétisation. Il est également possible de connecter le stator de la machine asynchrone au réseau via un convertisseur de puissance.

Il est à noter que le glissement est proportionnel aux pertes par effet *Joule* dans le rotor. Dans une machine asynchrone à cage, il n'y a aucun accès au rotor. Par ailleurs, il existe des machines asynchrones dites « à rotor bobiné » qui permettent un accès au rotor. Ces machines sont également appelées des machines asynchrones à double alimentation – MASDA. Il est donc possible de contrôler le glissement du rotor en modifiant la puissance consommée par celui-ci via un dispositif externe.

Les machines asynchrones sont largement utilisées en moteur dans l'industrie, ce qui en fait une machine disponible en de nombreux modèles et possédant un coût avantageux. Ces machines représentent une technologie de choix pour les génératrices éoliennes puisqu'elles sont de construction robuste et peu coûteuse, elles nécessitent peu de maintenance et elles se synchronisent facilement lorsqu'elles sont connectées directement au réseau. De plus, le glissement au rotor permet d'absorber des changements brusques de couple suite à des turbulences importantes du vent. C'est pour ces raisons qu'elles représentent 85 % du marché en énergie éolienne [28].

2.3.3 Machines à courant continu

Ce type de machine est peu utilisé en énergie éolienne. Le stator de ces machines utilise une source à courant continu pour créer un champ magnétique constant à travers le rotor. Ce champ peut également être créé à l'aide d'aimants permanents. Contrairement aux machines à courant alternatif, c'est le stator qui joue le rôle d'inducteur. En génératrice, le rotor produit de la puissance avec un courant redressé et est connecté à la charge via un système collecteur-balais. Ces machines sont généralement coûteuses et leur maintenance est dispendieuse. Elles sont principalement utilisées afin de charger des

batteries ou lors d'applications de chauffage. Par contre, il est plus commun d'utiliser une machine synchrone à aimant permanent avec un redresseur simple pour effectuer le même travail [25].

2.4 Configuration des éoliennes

La configuration des éoliennes détermine leur capacité de régulation en vitesse et en puissance. La nature de leur partie électrique et de leur connexion au réseau définit si l'éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable. Quant au rotor, sa nature détermine la méthode de régulation de la puissance, soit le décrochage aérodynamique passif, le décrochage aérodynamique actif et le calage variable des pales. La section suivante présente les configurations d'éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable les plus couramment utilisées ainsi qu'une définition des concepts de décrochage aérodynamique et de calage variable des pales.

2.4.1 Éoliennes à vitesse fixe

Une éolienne à vitesse fixe désigne le fait que le rotor de celle-ci possède toujours la même vitesse angulaire d'opération, peu importe la vitesse du vent. Cette vitesse de fonctionnement dépend du design de la turbine elle-même et de la fréquence du réseau électrique.

Depuis le début des années 1970, soit lors de l'arrivée de la machine asynchrone dans le domaine de l'éolien, la presque totalité des turbines éoliennes à vitesse fixe utilise la machine asynchrone à cage [28]. Pour cette configuration, le stator de la machine asynchrone est connecté directement au réseau via un transformateur (cf. Figure 2.6). De plus, cette configuration couple le rotor de l'éolienne au rotor de la machine asynchrone via une boîte de vitesse. Cette dernière, jumelée à un nombre de paires de pôles de la

génératrice électrique, permet de déterminer une vitesse fixe d'opération. Cette configuration est utilisée principalement chez *Vestas Wind Systems*, *Siemens* et *Nordex* [28]. Pour sa part, la machine synchrone présente de nombreux désavantages pour une telle configuration (cf. Section 2.3.1). Elle est utilisée qu'occasionnellement [29] et, pour cette raison, il n'en sera pas question dans ce document.

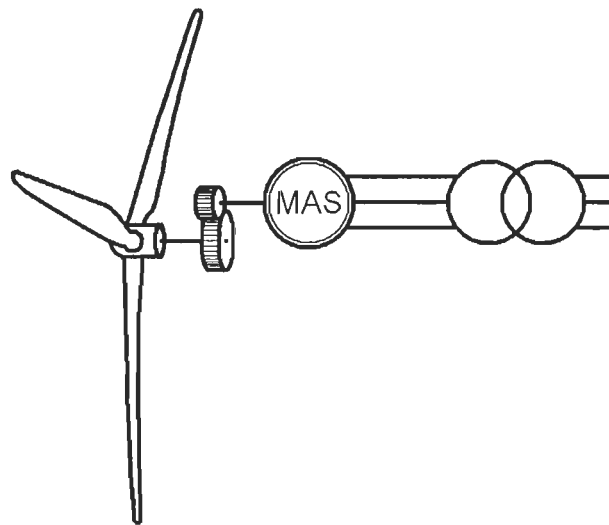


Figure 2.6 : Éolienne à vitesse fixe utilisant une génératrice asynchrone à cage

Une machine asynchrone typique comportant 2 paires de pôles et ayant une connexion sur un réseau de 60 Hz possède une vitesse synchrone de 1800 tours par minute (cf. Expression 2.6). Si le glissement nominal est de l'ordre de 2 %, la vitesse hypersynchrone de la génératrice est de 1836 tours par minute. Si la boîte de vitesse possède un ratio de 1:88, la vitesse angulaire d'opération du rotor est de 20,86 tours par minute. Une légère variation de la vitesse angulaire du rotor peut être observée avec la variation du glissement. Ce dernier est fonction du couple appliqué à la machine lorsque celle-ci est en génératrice et est normalement de l'ordre de 1 à 2 % (cf. Figure 2.5).

Étant donné que l'éolienne est à vitesse fixe, et ce, indépendamment de la vitesse du vent, l'efficacité de la turbine, représentée par le coefficient de puissance C_p , est optimale uniquement pour une vitesse de vent unique. À cause de la variabilité de la vitesse du vent, cette configuration d'éolienne admet des fluctuations dans la puissance électrique produite et ceci peut créer des instabilités sur le réseau [22].

Les éoliennes à vitesse fixe possèdent tout de même quelques avantages, soit la simplicité, l'utilisation d'une technologie peu coûteuse et le faible besoin de maintenance.

2.4.2 Éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Selon la référence [30], une éolienne à vitesse variable peut aller chercher de 8 à 15 % plus d'énergie dans le vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe.

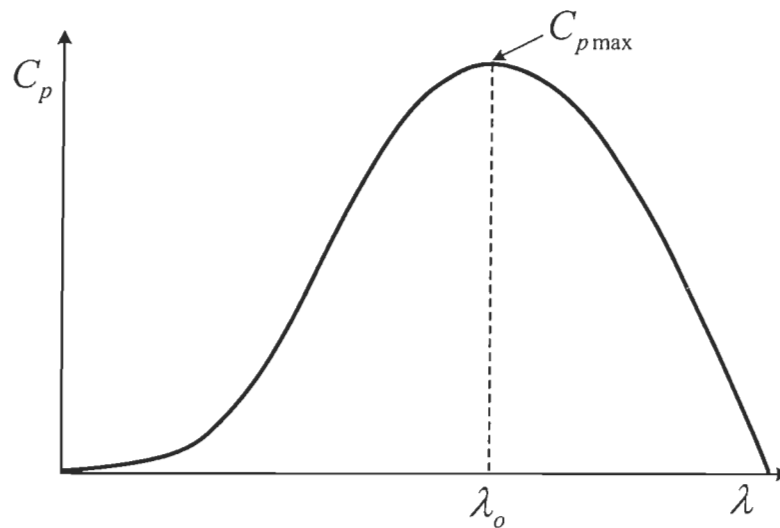


Figure 2.7 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage nul

La Figure 2.7 présente une coupe de la Figure 2.3 où l'angle de calage est nul. Ceci permet de voir que pour un angle de calage quelconque, l'efficacité aérodynamique varie en fonction de la vitesse spécifique. Le coefficient de puissance maximal ($C_{p \max}$) est atteint lorsque la vitesse spécifique est optimale (λ_0). Quant à elle, la vitesse spécifique est fonction de la vitesse du vent et de la vitesse d'opération de la turbine (cf. Expression 2.5). Donc il est possible de représenter la puissance mécanique produite de la turbine en fonction de la vitesse d'opération du rotor pour différentes vitesses de vent, et ce, toujours avec un angle de calage fixe (cf. Figure 2.8).

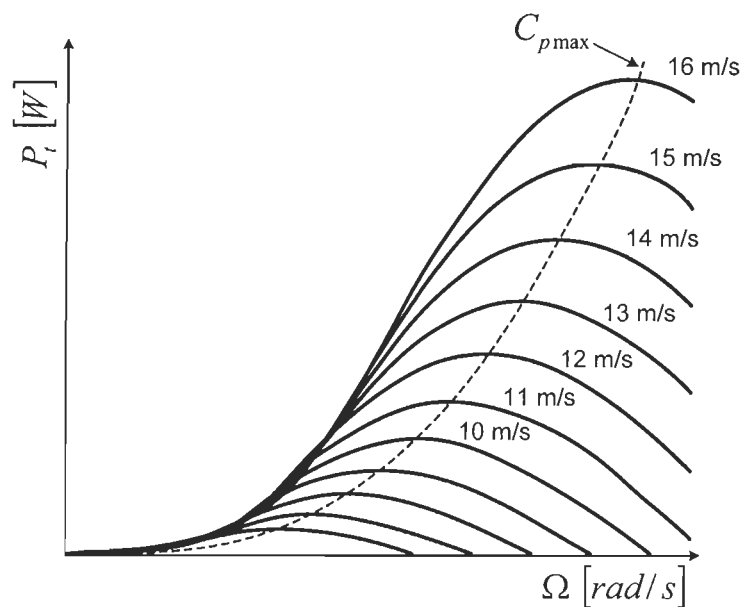


Figure 2.8 : Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du rotor pour différentes vitesses du vent

La Figure 2.8 présente un exemple de courbes de la puissance produite en fonction de la vitesse du rotor. Sur celle-ci, on voit que pour chaque vitesse de vent, la puissance possède un maximum en fonction de la vitesse du rotor. En suivant ces maximums, on peut tracer une courbe (en pointillés) sur laquelle le coefficient de puissance est maximal. Le lieu où le coefficient de puissance est maximal correspond également à la vitesse spécifique optimale. En modifiant la vitesse d'opération de la turbine, il est possible de conserver un coefficient de puissance maximal en jouant sur la vitesse spécifique et ainsi maintenir l'opération de la turbine sur la courbe en pointillé. Donc pour optimiser la puissance mécanique produite à partir de l'énergie contenue dans le vent, on doit ajuster la vitesse angulaire du rotor en fonction de la vitesse du vent. Seule une configuration à vitesse variable peut arriver à faire ce genre d'optimisation.

Pour ce faire, l'utilisation de l'électronique de puissance est essentielle. En fait, les convertisseurs de puissance habituellement utilisés sont des convertisseurs de source de

tension (*VSC – Voltage Sourced Converters*) composés de transistors de type *IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistors)* [28, 29]. Ces convertisseurs admettent des flux de puissance bidirectionnels, permettent de réguler indépendamment la puissance active et réactive et de produire peu d'harmoniques. Ce type de convertisseur de puissance est en croissance pour de nombreuses applications, en particulier pour l'intégration de ressources distribuées [31, 32].

On peut classer les éoliennes à vitesse variable à l'intérieur de deux catégories, soit les éoliennes avec convertisseur pleine puissance ou les éoliennes avec convertisseur de puissance partiel.

La configuration la plus simple est celle présentant des éoliennes avec convertisseur pleine puissance. Le principe est de découpler le stator de la génératrice électrique de la fréquence du réseau via le convertisseur de puissance. De cette façon, l'ensemble de la puissance électrique produite par la génératrice passe par le convertisseur de puissance. Typiquement, ce convertisseur de puissance est composé de deux convertisseurs dos à dos reliés par un lien à courant continu (cf. Figure 2.9). L'un est appelé le convertisseur de puissance côté génératrice (redresseur) et l'autre le convertisseur de puissance côté réseau (onduleur).

Les génératrices utilisées pour ce type de configuration sont la machine asynchrone à cage (cf. Figure 2.9), la machine synchrone avec un nombre élevé de pôles (cf. Figure 2.10) ou non (cf. Figure 2.11) et la machine synchrone à aimant permanent avec nombre élevé de pôles (cf. Figure 2.12).

Pour ce qui est des machines asynchrones à cage, le rotor de la machine est couplé au rotor de l'éolienne via une boîte de vitesse. Étant donné que la fréquence électrique de la machine est indépendante de la fréquence du réseau, la boîte de vitesse peut être réduite comparativement à une MAS utilisée à vitesse fixe ou une MASDA utilisée à vitesse

variable. Ceci réduit les pertes mécaniques et les coûts d'achat de la boîte de vitesse. Cette configuration est utilisée chez *Siemens*.

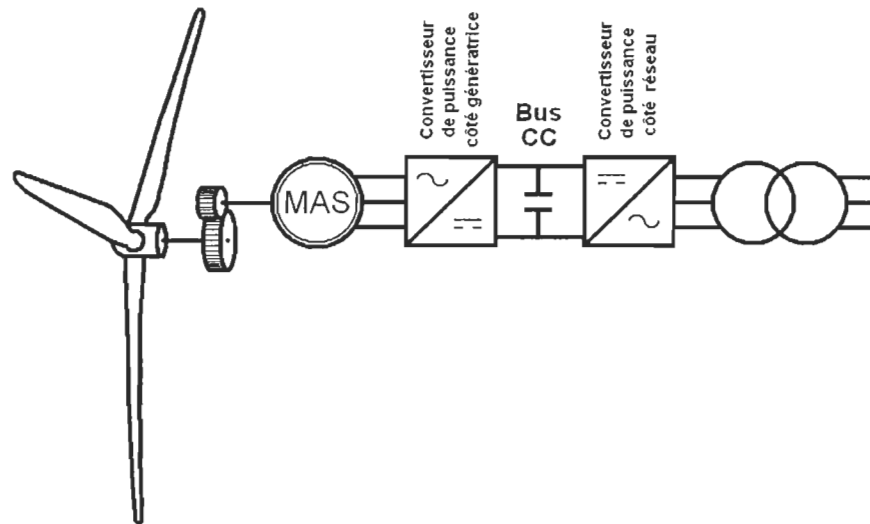


Figure 2.9 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone à cage et un convertisseur pleine puissance

Pour ce qui est des machines synchrones avec un nombre élevé de pôles, le rotor de la machine est directement couplé au rotor de la turbine. C'est ce qu'on appelle une transmission à attaque directe. La génératrice peut posséder un circuit d'excitation externe ou être auto-excitée. Ce type de turbine est offert chez *Enercon*.

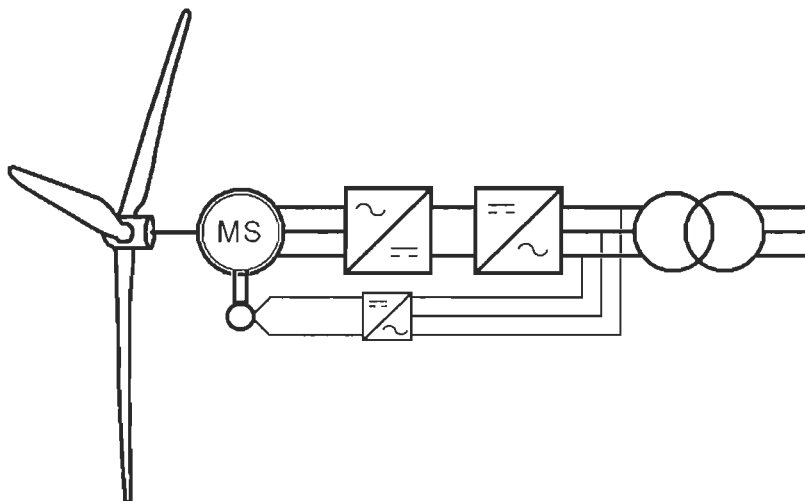


Figure 2.10 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à nombre élevé de pôles et un convertisseur pleine puissance

Pour ce qui est des machines synchrones conventionnelles, elles doivent être composées d'une boîte de vitesse entre le rotor de la machine et le rotor de la turbine.

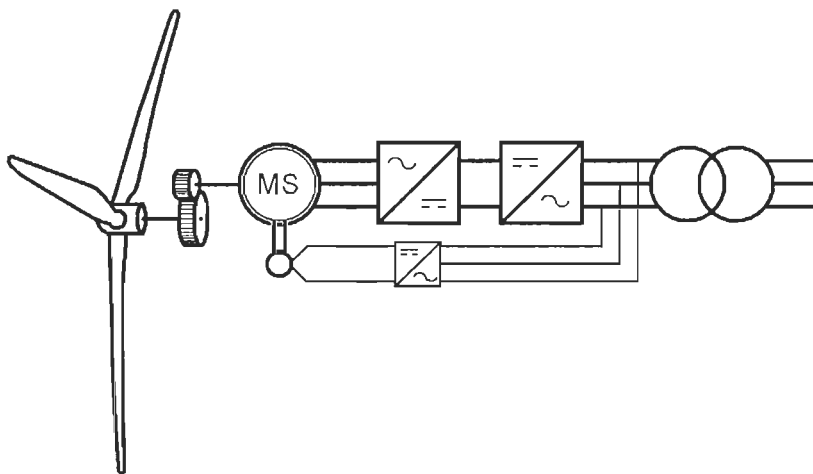


Figure 2.11 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone et un convertisseur pleine puissance

Finalement, pour ce qui est des machines synchrones à aimants permanents, le rotor de la machine est couplé au rotor de l'éolienne via une boîte de vitesse ou non. Ceci dépend du nombre de paires de pôles de la machine. Par contre, le circuit d'excitation de la machine n'est plus nécessaire à cause de la magnétisation permanente de la génératrice. Cette technologie est présente chez *GE* et *Siemens*.

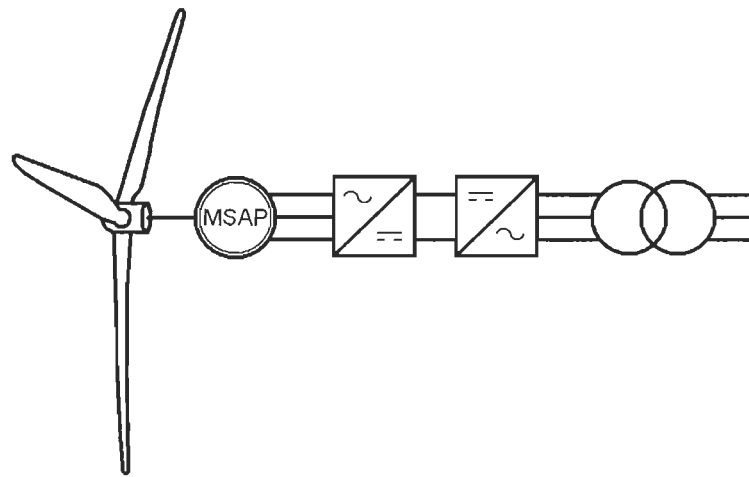


Figure 2.12 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents et un convertisseur pleine puissance

La configuration des convertisseurs de puissances peut être de différentes natures [33-36]. Dans la plupart des cas, on retrouve des convertisseurs de source de tension composés d'*IGBT* comme convertisseur côté réseau. Ceci permet de réguler la tension sur le bus à courant continu et de réguler le flux de puissance réactive sur le réseau. La fréquence de la tension produite est synchronisée avec celle du réseau avec l'aide d'une boucle à phase asservie (*PLL – Phase-Locked Loop*). Dans le cas d'une opération autonome, la fréquence est déterminée par un signal externe. Les harmoniques créées par ce convertisseur doivent être filtrées à sa sortie. Les convertisseurs de source de tension composés d'*IGBT* peuvent également être utilisés du côté génératrice comme il est possible d'utiliser un redresseur formé d'un pont de diodes. Dans le cas d'une machine

asynchrone, il est essentiel d'utiliser un convertisseur de source de tension avec *IGBT* puisque celui-ci permet de fournir la puissance réactive nécessaire à sa magnétisation.

Les éoliennes à vitesse variable avec convertisseur de puissance partiel sont composées de génératrices asynchrones à double alimentation (MASDA). Cette configuration est également reconnue sous l'expression *Doubly-Fed Induction Generators (DFIG)*. Cette technologie a vu le jour dans le domaine de l'éolien au début des années 1990 avec la compagnie *Vestas Wind Systems*. Elle est maintenant la technologie la plus répandue pour les éoliennes de grande puissance [28]. Le principe est de jouer sur le glissement de la génératrice en injectant ou en retirant de la puissance active. Ceci permet d'avoir une vitesse variable autour de la vitesse de synchronisme de la génératrice. Pour ce faire, le stator de la machine est connecté directement au réseau tandis que le rotor est connecté via un convertisseur de puissance au réseau (cf. Figure 2.13). Une boîte de vitesse sert de couplage entre la vitesse du rotor de la turbine et le rotor de la machine asynchrone. Cette configuration est utilisée principalement chez *Vestas Wind Systems*, *GE*, *Gamesa*, *RePower* et *Nordex* [28].

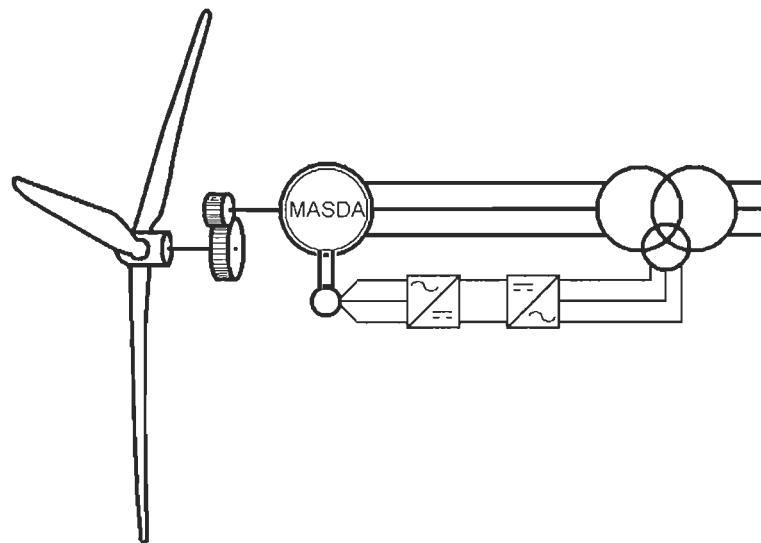


Figure 2.13 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation

Le convertisseur de puissance est composé de deux convertisseurs de source de tension avec *IGBT* montés dos à dos puisqu'il est nécessaire d'avoir des convertisseurs de puissance bidirectionnels qui peuvent également fournir de la puissance réactive au rotor. Sa puissance est de l'ordre de 30 % de la puissance nominale de l'éolienne. Ce type de configuration permet une variation de vitesse uniquement à l'intérieur de certaines limites. Par exemple, chez *Vestas Wind Systems*, la plage de vitesses est de l'ordre de -40 % à 15 % par rapport à la vitesse synchrone [28]. Lorsque la vitesse d'opération est inférieure à la vitesse synchrone, le glissement est positif et la turbine est en mode hyposynchrone. Dans ce cas, on doit fournir de la puissance active au rotor. Lorsque la vitesse d'opération est supérieure à la vitesse synchrone, le glissement est négatif et la turbine est en mode hypersynchrone. Dans ce cas, on doit extraire de la puissance active du rotor.

Le rôle du convertisseur côté rotor est d'opérer l'éolienne à vitesse variable. De plus, le convertisseur côté rotor permet de fournir la puissance réactive nécessaire à la génératrice. Le convertisseur côté réseau est utilisé pour réguler la tension sur le bus à courant continu et éventuellement pour réguler le flux de puissance réactive sur le réseau [37]. La fréquence du signal injecté sur le réseau est synchronisée avec l'aide d'une boucle à phase asservie (*PLL*).

Les avantages majeurs des éoliennes à vitesse variable sont l'optimisation de l'efficacité aérodynamique de la turbine par l'opération à vitesse variable et la capacité de contrôler le flux de puissance réactive sur le réseau. Par ailleurs, le couple mécanique créé pour de faibles vitesses de vent est moindre que pour une opération à vitesse fixe, ce qui permet de diminuer le stress sur les composantes mécaniques. Les pertes mécaniques peuvent être réduites par l'élimination ou la diminution de la boîte de vitesse pour les éoliennes avec convertisseur pleine puissance. Par contre, les pertes électriques et les coûts des convertisseurs de puissance sont des désavantages des éoliennes à vitesse variable. Ces désavantages sont moindres pour les éoliennes avec convertisseur de puissance partiel qu'avec les éoliennes avec convertisseur pleine puissance.

	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Est une technologie simple, robuste et éprouvée; ➤ Est une solution économique; ➤ Demande peu de maintenance (MAS à cage). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Possède une efficacité aérodynamique peu élevée; ➤ Consomme de la puissance réactive; ➤ Génère du stress sur les composantes mécaniques; ➤ Génère des fluctuations de puissance produite sur le réseau.
Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Réduit le stress sur les composantes mécaniques de l'éolienne; ➤ Permet de maximiser l'efficacité aérodynamique pour une grande plage de vitesses de vent; ➤ Permet le lissage de la puissance de sortie de la turbine; ➤ Permet le contrôle de la tension et de la fréquence sur le réseau (contrôle du flux de puissance); ➤ Permet l'utilisation d'une boîte de vitesse réduite (ou absente) produisant moins de pertes par frottement (pleine vitesse variable seulement). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nécessite un contrôle complexe; ➤ Les convertisseurs de puissance sont dispendieux et engendrent des pertes de puissance électrique.

Tableau 2.2 : Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable

Le Tableau 2.2 présente les avantages et les inconvénients des éoliennes à vitesse fixe versus les éoliennes à vitesse variable.

2.4.3 Décrochage aérodynamique et calage variable des pales

On sait que la puissance produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Cependant, la puissance mécanique de l'éolienne doit être limitée afin de respecter la puissance nominale de sa génératrice électrique (cf. Figure 2.4). Le principe de limitation de la puissance d'une éolienne est essentiellement de diminuer volontairement son efficacité aérodynamique lorsque la puissance nominale de la génératrice est atteinte. Pour ce faire, il est possible de tirer profit des phénomènes aérodynamiques des pales.

On peut choisir d'utiliser un calage fixe des pales (pas fixe). Dans ce cas, les pales sont construites pour se déformer, d'après des phénomènes aéroélastiques, de telle sorte qu'à partir d'une certaine puissance, elles diminuent l'efficacité aérodynamique de la turbine. C'est ce qu'on appelle le décrochage aérodynamique passif (*Passive Stall Control*). Ce principe est le plus simple et a été utilisé sur les premières éoliennes à axe horizontal à vitesse fixe.

Par ailleurs, il est également possible d'utiliser un calage variable des pales (pas variable). Dans ce cas, la direction du vent vue par chaque pale est modifiée à l'aide d'un mécanisme électromécanique situé entre le moyeu et chaque pale (cf. Figure 2.14). Cette technique est très utilisée à l'intérieur des éoliennes modernes. Le calage variable des pales (*Pitch-to-feather Control*) est la méthode modifiant positivement l'angle de calage. Le fait de modifier l'angle de calage des pales négativement définit le décrochage aérodynamique actif (*Active Stall Control*). Les avantages et les inconvénients des éoliennes à pas fixe et à pas variable sont présentés au Tableau 2.3.

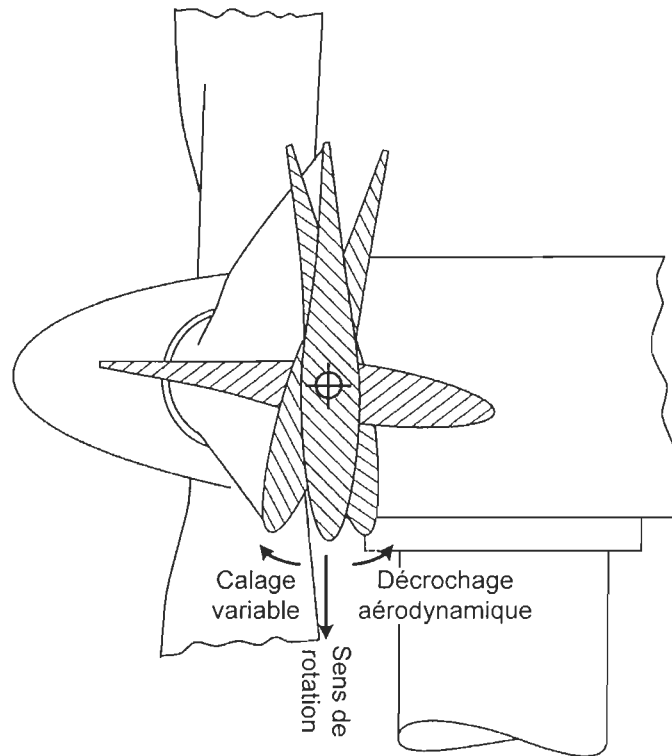


Figure 2.14 : Schématisation du pas variable [38]²

	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Pas fixe	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Robuste; ➤ Peu coûteuse. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Design complexe des pales; ➤ Ne peut assister le démarrage.
Pas variable	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bonne performance de la régulation de la puissance; ➤ Démarrage assisté; ➤ Arrêt d'urgence facilité. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coûteuse; ➤ Mécanisme et contrôle complexes.

Tableau 2.3 : Comparaison entre les éoliennes à pas fixe et les éoliennes à pas variables

² La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

D'autres parts, le pas variable permet, avec une technologie à vitesse variable, un niveau de liberté supplémentaire. Par exemple, à l'intérieur des éoliennes modernes de grande puissance à vitesse variable et à pas variable, deux stratégies principales sont utilisées [39]. La première stratégie consiste à réguler la vitesse de la turbine avec un contrôle sur la génératrice électrique et à réguler la puissance en variant l'angle de calage des pales. La deuxième stratégie consiste à réguler la puissance de la turbine avec le contrôle de la génératrice électrique et de réguler la vitesse avec la variation du calage des pales.

2.5 Systèmes hybrides

Un système hybride est par définition un système dans lequel plusieurs sources d'énergie différentes sont jumelées afin de fournir l'énergie nécessaire à un réseau isolé. Il existe principalement deux types de système hybride, soit les systèmes avec un bus à courant alternatif (cf. Figure 2.15) et les systèmes avec un bus à courant continu (cf. Figure 2.16) [40].

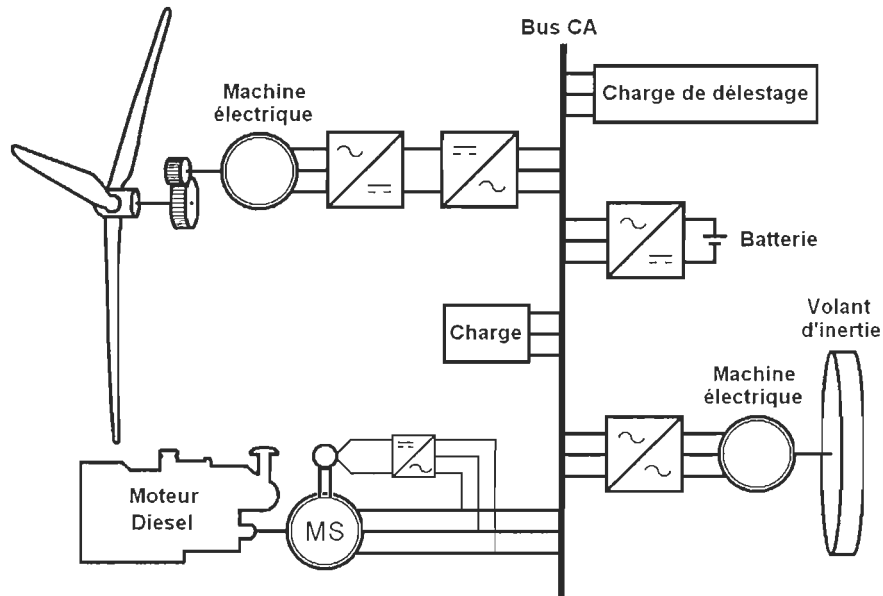


Figure 2.15 : Exemple de système hybride avec bus à courant alternatif

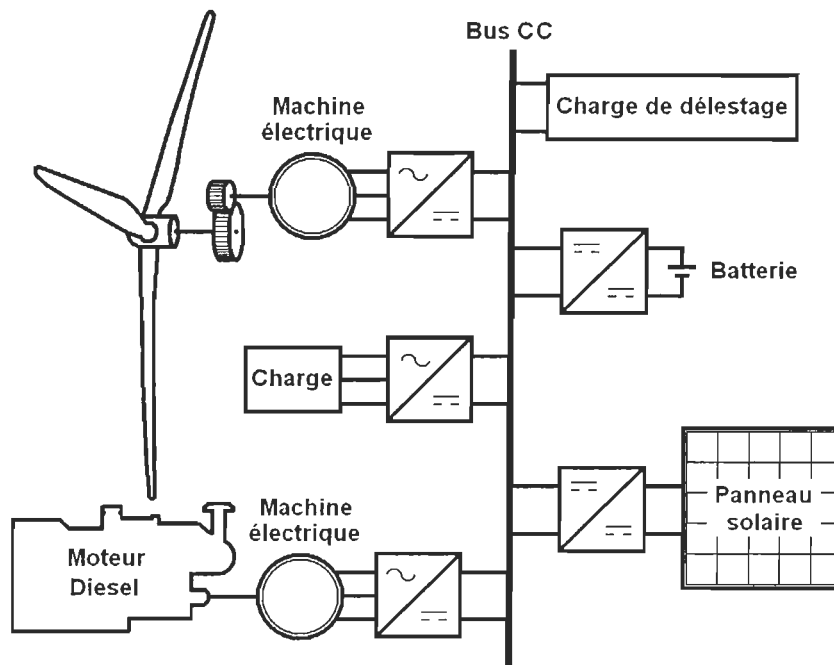


Figure 2.16 : Exemple de système hybride avec bus à courant continu

Le système hybride de la présente étude possède un bus à courant alternatif puisque celui-ci permet plus aisément l'ajout d'énergie éolienne à un groupe électrogène muni d'un réseau isolé déjà existant. Donc, le système à l'étude est un système hybride éolien-diesel avec bus à courant alternatif.

2.6 Technologies des systèmes de Jumelage Éolien-Diesel

Dans la présente section, il est question de comparer différentes configurations possibles d'un système de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP) du point de vue des différentes technologies éoliennes. La qualité de l'onde électrique produite par le système JEDHP doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites. Ce qu'on appelle la qualité de l'onde électrique représente en fait la stabilité de la tension, la stabilité de la fréquence, l'intensité des harmoniques, les interférences électromagnétiques, l'équilibre

des phases et le facteur de puissance. Les deux caractéristiques les plus importantes sont la stabilité de la tension et de la fréquence qui doivent être régulées en tout temps. La nécessité de réguler la tension et la fréquence d'un réseau isolé a une incidence importante lors du design d'un système JED. En ce qui concerne la présente section, l'objectif est de choisir de façon éclairée une technologie éolienne dans l'optique d'une régulation tension-fréquence sur un réseau isolé en mode « tout éolien ». Cette section présente les génératrices électriques utilisées dans les systèmes JED, la régulation des flux de puissance, les dispositifs de régulation des flux de puissance et une comparaison des différentes configurations impliquant différentes technologies éoliennes.

2.6.1 Génératrices électriques dans les systèmes de Jumelage Éolien-Diesel

À l'intérieur des systèmes JED, on retrouve les mêmes types de machine dont il a été question à la Section 2.3, soit les machines synchrones, les machines asynchrones et les machines à courant continu.

Pour ce qui est des génératrices synchrones, elles sont largement utilisées dans les centrales de production d'énergie électrique, par exemple, pour les turbines à gaz (TAG), les centrales thermiques, l'hydroélectricité et évidemment les groupes diesel. Pour ces applications, cette technologie est éprouvée et fiable. Par contre, la connexion de plusieurs génératrices synchrones sur un réseau est une tâche complexe. Pour éviter d'endommager les équipements, une régulation rigoureuse de la tension et de la synchronisation des machines est essentielle. Le courant produit par ce type de génératrice peut être en phase ou non avec la tension dépendamment de l'intensité du courant inducteur de la machine. La puissance apparente fournie peut donc être composée de proportions variables de puissance active et réactive. Dans le même ordre d'idée, si la machine synchrone fonctionne en moteur et à vide, il est possible de contrôler sa production – ou sa consommation – de puissance réactive en jouant avec le courant

inducteur de la machine. C'est ce qu'on appelle un compensateur synchrone. Cette application sera discutée plus loin puisqu'elle est intéressante pour un système JED.

En ce qui concerne les génératrices asynchrones, elles sont principalement utilisées pour les turbines éoliennes. Ceci a été discuté à la Section 2.3

La génératrice à courant continu est peu avantageuse pour un système JED, autant pour l'éolienne que le diesel, puisqu'elle est indiquée uniquement pour la production de faible puissance où la charge est près de la génératrice [25]. Il est plus avantageux d'utiliser une génératrice à courant alternatif triphasée avec un transformateur élévateur de tension afin de minimiser les pertes électriques (pertes par effet Joule dans les conducteurs) lors du transport et de la distribution de la puissance produite.

2.6.2 Régulation des flux de puissance

Un système JEDHP doit garantir une certaine qualité de l'onde électrique sur le réseau isolé. Pour se faire, la régulation de la tension et de la fréquence doit être assurée en tout temps sur le réseau, et ce, peu importe le mode d'opération. Pour y parvenir, on doit d'abord réguler les flux de puissance. L'équilibre entre la puissance active produite et consommée influence la fréquence tandis que l'équilibre entre la puissance réactive produite et consommée influence la tension. Habituellement, la tolérance sur la variation de la fréquence est de l'ordre de $\pm 0,1$ Hz et la tolérance sur la variation de la tension est de l'ordre de $\pm 10\%$ [41]. D'ailleurs, la *Commission Électrotechnique Internationale (International Electrotechnical Commission – IEC)* et d'autres instances peuvent dicter des normes à suivre afin d'assurer la qualité des réseaux électriques [42, 43]. Par exemple, le département du transport électrique du Danemark propose une norme concernant la régulation de la tension et de la fréquence par les éoliennes de moins de 100 kV sur le réseau (cf. Figure 2.17).

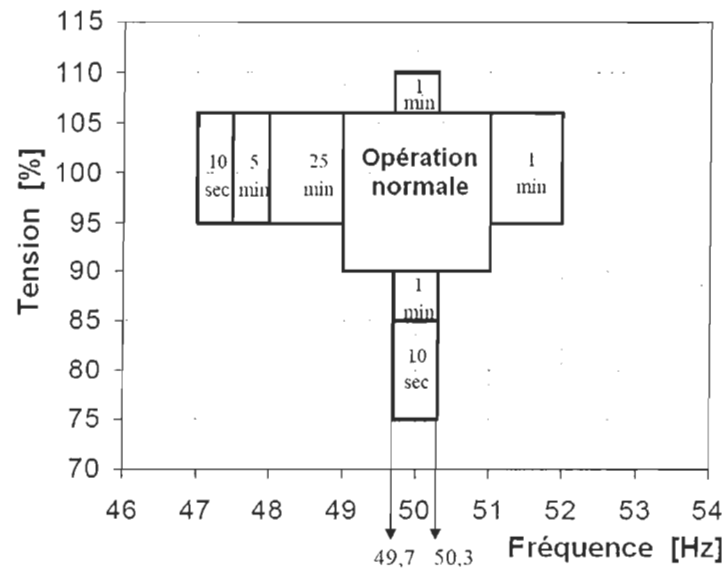


Figure 2.17 : Exemple de tolérances sur la régulation de la tension et de la fréquence [44]³

La Figure 2.17 résume la norme qui est proposée par le département du transport électrique du Danemark. Sur celle-ci, on peut voir que la zone normale d'opération se situe entre 90 % et 106 % de la tension nominale lorsque la fréquence se situe à $\pm 1,0$ Hz autour de la fréquence nominale de 50 Hz. À l'extérieur de cette zone, l'opération peut être permise pour un certain intervalle de temps. D'autre part, les normes d'opération en tension et en fréquence peuvent être plus ou moins rigides d'une application à l'autre.

La régulation de la fréquence est réalisée à l'aide de la régulation du flux de puissance active. Le but est d'équilibrer la puissance active consommée et la puissance active produite. Étant donné que les dispositifs de production d'énergie électrique sont essentiellement des machines tournantes, soit des génératrices électriques, lorsqu'un déséquilibre de la puissance active est présent, le différentiel de puissance est transformé en énergie cinétique [45] (cf. Expression 2.7).

³ La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

$$\sum P_{produite} - \sum P_{consommée} = \frac{dE_{cinétique}}{dt} = \frac{d}{dt} \sum_i J_i \omega_i^2 \quad 2.7$$

Où

P : Puissance active;

$E_{cinétique}$: Énergie cinétique;

J : Moment d'inertie d'une machine tournante;

ω : Vitesse angulaire d'une machine tournante.

Une augmentation de l'énergie cinétique se traduit par une augmentation de la vitesse de la machine tournante. Ceci amène une augmentation de la fréquence produite par la génératrice électrique. Dans le cas inverse, soit une diminution de l'énergie cinétique, la génératrice décélère et produit une fréquence électrique diminuée. Un déséquilibre des puissances actives peut donc causer des fluctuations de fréquence suite à l'accélération ou à la décélération des génératrices d'où l'importance du maintien de l'équilibre de la puissance active à tout moment sur le réseau.

Pour ce qui est de la régulation de la tension, elle est réalisée à l'aide de la régulation de la puissance réactive. Le but est d'équilibrer en tout temps la puissance réactive consommée et la puissance réactive produite. La puissance réactive est principalement consommée par les moteurs, les transformateurs de distribution et les génératrices asynchrones directement couplées au réseau, par exemple une éolienne à vitesse fixe. Contrairement à la puissance active, lorsqu'un déséquilibre de la puissance réactive est présent, le différentiel d'énergie ne peut être stocké. Physiquement, on peut voir la puissance réactive consommée et la puissance réactive produite comme étant fonction de la tension du réseau. Donc l'équilibre de la puissance réactive n'est possible que si la tension du réseau varie [45] (cf. Expression 2.8). Un déséquilibre de la puissance réactive se traduit par une variation de la tension du réseau.

$$\sum Q_{produite}(V) - \sum Q_{consommée}(V) = 0 \quad 2.8$$

Où

Q : Puissance réactive;

V : Tension du réseau.

Les groupes diesel possèdent la capacité de réguler les flux de puissance. La régulation de la puissance active est réalisée à l'aide d'un capteur de fréquence sur le réseau. Si la fréquence diminue, l'admission de carburant au moteur diesel est augmentée et la puissance produite augmente pour répondre à la demande. Par contre, si la fréquence augmente, l'admission en diesel est diminuée et la puissance produite diminue pour s'équilibrer avec la demande en baisse. La puissance produite par un diesel peut se situer entre 40 % et 100 % de sa puissance nominale. Habituellement, il n'est pas recommandé par les manufacturiers d'opérer sous les 40 % de la puissance nominale puisque ceci peut amener des défaillances du diesel ou une durée de vie réduite. De plus, l'efficacité du diesel décroît plus son point d'opération est loin de sa puissance nominale. Par exemple, une génératrice diesel peut consommer 60 % de l'essence consommée à puissance nominale si elle est opérée à 40 % de sa puissance nominale [25]. Si le groupe électrogène est composé de plus d'une génératrice, une gestion du nombre de diesels en fonction est possible. Ces faits doivent être pris en considération lors de la stratégie de contrôle de la fréquence par un groupe diesel. Pour ce qui est de la régulation de la puissance réactive, un capteur de tension est utilisé. Si la tension diminue, c'est que la puissance réactive produite est inférieure à la puissance réactive consommée. Dans ce cas, le courant inducteur de la génératrice est augmenté afin de produire davantage de puissance réactive. Dans le cas contraire, le courant inducteur est diminué afin de s'ajuster à la puissance réactive consommée qui est en baisse. Si le groupe électrogène est composé de plus d'un diesel, la production de puissance réactive peut être partagée entre les différentes génératrices.

Dans un système JEDHP, lorsque le système est en mode « tout diesel », la régulation de la tension et de la fréquence est entièrement réalisée grâce au groupe électrogène. Lorsque le système JEDHP est en mode « tout éolien », c'est l'éolienne et/ou d'autres dispositifs qui régulent la tension et la fréquence. Pour ce qui est du mode « éolien-diesel », une combinaison des groupes diesel, de l'éolienne et des autres dispositifs assure la régulation tension-fréquence. Voici donc quelques dispositifs de régulation de la puissance active et de la puissance réactive pouvant être utilisés dans les systèmes JEDHP en mode « tout éolien ».

2.6.3 Dispositifs de régulation de la puissance active

La régulation de la puissance active a pour but de limiter la variation de la fréquence. Avec la variation temporelle de la charge et de la ressource éolienne, cet équilibre en puissance active est tout un défi surtout lorsque le système JEDHP est en mode « tout éolien ». On peut également parler de ce mode d'opération comme une opération autonome de l'éolienne.

Tout d'abord, il est possible de limiter la puissance produite par une éolienne afin d'assister la régulation de la fréquence. Premièrement, il est possible de modifier l'aérodynamique de l'éolienne afin de diminuer sa puissance produite, soit par un pas variable, une vitesse variable, des freins aérodynamiques ou des freins mécaniques. Deuxièmement, il est également possible d'arrêter une (ou des) éolienne (s) afin de réduire la puissance produite. Troisièmement, l'orientation d'une éolienne peut être modifiée afin de capter moins d'énergie dans le vent. Il n'est cependant pas très utile de recourir à ces stratégies dans l'optique d'une application à haute pénétration en énergie éolienne puisque le but est d'utiliser le plus possible les ressources éoliennes au détriment du diesel.

Si on abandonne l'idée de limiter la puissance produite par l'éolienne, exception faite des cas d'urgence, on peut séparer les stratégies de régulation de la fréquence selon deux cas. Le premier cas est lorsque la puissance produite par l'éolienne est suffisante pour fournir la charge. C'est dans ce cas qu'il est intéressant d'utiliser un dispositif de stockage d'énergie, une charge de délestage ou une charge secondaire. Le stockage d'énergie permet d'emmagasiner un surplus de production d'énergie et de le redistribuer plus tard lorsque jugé opportun. D'ailleurs, le développement des technologies de stockage d'énergie va de pair avec le développement futur de l'énergie éolienne [46]. Pour ce qui est des charges de délestage, celles-ci sont utilisées expressément pour dissiper de la puissance active sans utilité sous-jacente. Par contre, ce n'est pas une stratégie qui s'inscrit dans l'utilisation efficace de l'énergie. Ce qui est commun de retrouver sur des réseaux isolés, ce sont des charges secondaires pouvant être en fonction, de façon intermittente, peu importe l'heure de la journée. On peut penser par exemple à un système de chauffage à l'eau chaude où l'eau sert de réservoir d'énergie possédant une certaine inertie. Donc, peu importe le dispositif, ce dernier doit pouvoir consommer de la puissance active de façon variable pour réguler la fréquence. Le deuxième cas est lorsque la puissance produite par l'éolienne, toujours en mode « tout éolien », n'est pas suffisante pour fournir la charge. Il est alors possible de retourner l'énergie stockée au réseau ou de démarrer un diesel et de se retrouver en mode « éolien-diesel ».

En somme, le dispositif de régulation de la puissance active peut dépendre ou non de la technologie éolienne utilisée. Cependant, il est préférable de ne pas limiter la production d'énergie de l'éolienne afin de maximiser le taux de pénétration du système. Les dispositifs indépendants de l'éolienne comme le stockage d'énergie, les charges de délestage et les charges secondaires sont à privilégier. Il est à noter que les méthodes de stockage d'énergie pour les systèmes JEDHP ne sont pas exposées dans le présent document. Comme il a été mentionné à la Section 1.3, plusieurs études sur le sujet ont été réalisées au Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE) de l'Université du

Québec à Rimouski (UQAR). Pour plus d'informations, voir les références [19-21, 46, 47].

2.6.4 Dispositifs de régulation de la puissance réactive

Le but de réguler la puissance réactive est d'agir sur la régulation de la tension. De par leurs configurations, les éoliennes à vitesse variable ont la capacité de réguler la puissance réactive. Par ailleurs, il existe des dispositifs de régulation de la puissance réactive indépendants de l'éolienne comme le compensateur synchrone, les bancs de condensateurs fixes ou les compensateurs statiques.

Le compensateur synchrone est une machine synchrone fonctionnant en moteur et à vide, c'est-à-dire sans charge, et dont la capacité de produire ou de consommer de la puissance réactive (Q) peut être contrôlée à l'aide de son courant inducteur (I_f). Ce phénomène est caractérisé par la Figure 2.18. Des machines synchrones spécialement conçues pour ce type de régulation ont été construites pour de nombreux réseaux. Cette technique n'est toutefois plus utilisée en pratique puisque la maintenance et le coût d'achat de ces machines sont assez dispendieux. On préfère utiliser des compensateurs statiques [48, 49].

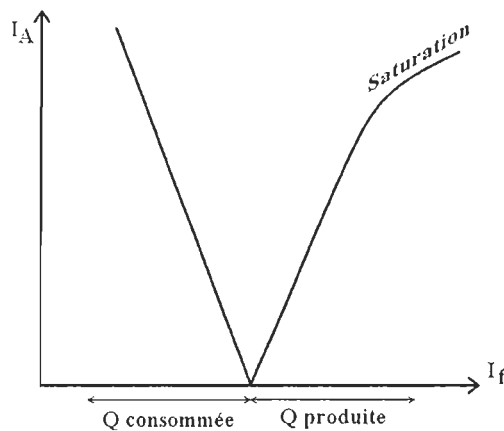


Figure 2.18 : Caractéristique en V du compensateur synchrone

Pour ce qui est des bancs de condensateurs fixes, ceux-ci sont installés sur le réseau afin de pouvoir diminuer la capacité des autres dispositifs de régulation de la puissance réactive et ramener le facteur de puissance près de l'unité. Par exemple, ils peuvent être installés près d'une connexion d'une éolienne à vitesse fixe équipée d'une machine asynchrone afin de compenser sa consommation de puissance réactive.

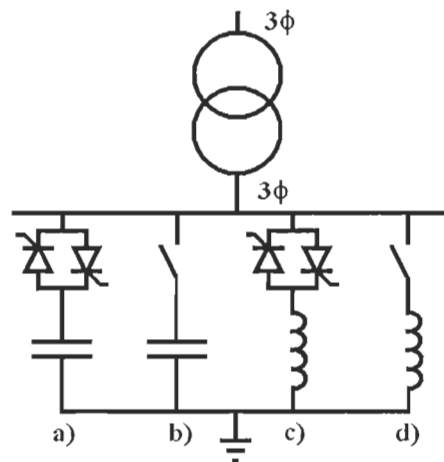


Figure 2.19 : Schéma de principe d'un SVC avec charge capacitive contrôlée par thyristors (a), charge capacitive contrôlée par un interrupteur mécanique (b), charge inductive contrôlée par thyristors (c) et charge inductive contrôlée par un interrupteur mécanique (d)



Figure 2.20 : Schéma de principe d'un STATCOM

Lorsque la connexion du banc de condensateur au réseau est contrôlée par des interrupteurs mécaniques ou des interrupteurs composés de thyristors, on parle alors de compensateur statique. On appelle ces derniers des compensateurs de VAR⁴ statiques (*SVC – Static VAR Compensators*). Ces compensateurs sont dits « statiques » puisqu'il

⁴ Voltampère réactif (puissance réactive).

n'y a pas de pièces en mouvement à l'intérieur de ceux-ci. Le désavantage majeur de l'utilisation de condensateurs, c'est qu'ils fournissent de la puissance réactive proportionnellement au carré de la tension. Ceci implique que la disponibilité de la puissance réactive diminue lorsque la tension est basse et que la puissance réactive est le plus en demande. Les *SVC* peuvent également comporter des charges inductives (cf. Figure 2.19). Ces dispositifs ont donc le pouvoir de consommer de la puissance réactive avec leurs charges inductives ou de produire de la puissance réactive avec leurs charges capacitatives. Les *STATCOM* (*Static Compensators*) sont un autre type de compensateur statique. Ces derniers utilisent un convertisseur de puissance bidirectionnel entre la charge capacitive et la connexion au réseau (cf. Figure 2.20). De plus, les *STATCOM* fournissent de la puissance réactive proportionnellement à la tension, ce qui est un avantage comparativement aux *SVC*. Les *SVC* et les *STATCOM* sont utilisés principalement à l'intérieur des réseaux de transport des grands fournisseurs d'électricité. Ils font partie de la famille des systèmes de transport flexibles en courant alternatif aussi désignés par le terme *FACTS* (*Flexible Alternating Current Transmission System*). Ces dispositifs peuvent être contrôlés en deux modes, soit en puissance réactive en maintenant un facteur de puissance près de 1, ou directement en tension [27].

Les éoliennes à vitesse variable, avec leurs convertisseurs de puissance, possèdent la capacité de fournir ou de consommer de la puissance réactive avec le même principe utilisé par les *STATCOM*. Avec une éolienne à vitesse variable, le convertisseur de puissance côté réseau et le condensateur du bus à courant continu permettent de réguler la puissance réactive. Il est à noter que les éoliennes avec convertisseur de puissance partiel disposent de capacités plus limitées en termes de régulation de la puissance réactive.

2.6.5 Comparaison des configurations possibles

Plusieurs dispositifs ont été présentés précédemment afin de pouvoir réguler la tension et la fréquence d'un système JEDHP. On sait que le groupe diesel peut assumer une partie de cette régulation, mais il faut que le système JEDHP puisse fonctionner en l'absence du diesel, soit en mode « tout-éolien ». Donc le mode de fonctionnement le plus critique est lorsque l'énergie éolienne est suffisante pour fournir la charge et que le diesel est hors fonction.

Pour ce qui est de la régulation de la puissance active, il a été dit que le plus avantageux est de recourir à une combinaison de stockage d'énergie, de charge de délestage et de charge secondaire. Le but est de pouvoir avoir un dispositif de consommation de puissance active variable permettant de rejoindre l'équilibre dans le cas d'une surproduction de puissance par l'éolienne. Ce qui est intéressant au niveau du stockage d'énergie, c'est qu'il permet, en mode « tout éolien », de retourner de l'énergie au réseau lorsque la production éolienne n'est pas suffisante pour la charge. Ceci permet d'augmenter le taux de pénétration et donc de diminuer la consommation de diesel.

Au niveau de la puissance réactive, deux options sont possibles, soit l'utilisation de dispositifs externes de régulation de la puissance réactive en présence d'une éolienne à vitesse fixe ou soit l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable. Dans le cas où les éoliennes utilisées pour un système JEDHP sont des éoliennes à vitesse fixe, différentes stratégies sont possibles afin de réguler la tension du réseau isolé. Pour ce faire, on peut utiliser un compensateur synchrone, un banc de condensateurs fixes, un *SVC* ou un *STATCOM*. Quant au compensateur synchrone, il peut être composé de la génératrice synchrone du diesel lorsque de dernier est hors fonction ou composé d'un compensateur synchrone indépendant. Toutefois, le démarrage du diesel est plus rapide lorsque le compensateur synchrone est composé de la génératrice synchrone du diesel [50]. De plus,

cette stratégie permet d'utiliser un équipement déjà présent dans le système pour faire une compensation de puissance réactive en mode « tout-éolien ». Par contre, l'utilisation d'un compensateur synchrone n'est plus très à la mode depuis l'avènement des dispositifs statiques moins dispendieux et plus rapide [51]. D'autre part, en ce qui concerne les compensateurs statiques, la technologie des *SVC* est plus mature et moins dispendieuse que les *STATCOM*. Par contre, la disponibilité de la puissance réactive est plus importante lors d'une baisse de tension pour les *STATCOM* que les *SVC*. De plus, les *STATCOM* possèdent une réponse plus rapide que les *SVC* [49]. Il est à noter que, dans tous les cas, l'utilisation de bancs de condensateurs fixes permet un dimensionnement moins important des dispositifs de régulation de la puissance réactive d'où de possibles économies. Dans le cas où les éoliennes utilisées pour le système JEDHP sont des éoliennes à vitesse variable, c'est le convertisseur côté réseau qui régule la puissance réactive. La réponse ce dispositif de régulation en puissance réactive est plus rapide qu'un compensateur synchrone [52] et est comparable au *STATCOM*.

Donc ce qui semble le plus avantageux pour la régulation de la puissance active, ou de la fréquence, c'est d'utiliser une combinaison adéquate de stockage d'énergie, de charge de délestage et de charge secondaire. Au niveau de la régulation de la puissance réactive, ou de la tension, le plus avantageux semble être les compensateurs statiques ou les convertisseurs de puissance côté réseau des éoliennes à vitesse variable.

2.7 Choix d'une configuration du système JEDHP

Les avantages des éoliennes à vitesse variable sur les éoliennes à vitesse fixe ne sont plus à démontrer (cf. Tableau 2.2). Par ailleurs, les éoliennes à vitesse variable permettent dans tous les cas de réguler la tension et la fréquence produite. Pour ce qui est des éoliennes à vitesse fixe, il est essentiel d'utiliser des dispositifs additionnels afin de permettre la régulation en tension. D'autre part, il est avantageux de disposer d'un

système de stockage d'énergie afin d'augmenter le Taux de Pénétration en Énergie (TPE) du système JEDHP et de permettre une régulation de la fréquence en mode « tout éolien ».

Pour ce qui est du coût des configurations possibles, une étude plus approfondie serait nécessaire. Cette étude devrait prendre en compte, par exemple, le coût d'achat des équipements, le coût de maintenance, le coût d'opération incluant l'économie de diesel et le coût de transport en région éloignée du diesel. Il ne faut pas oublier qu'une éolienne à vitesse variable est plus efficace à bas régime de vent qu'une éolienne à vitesse fixe. Ceci peut se traduire par d'importantes économies en diesel.

À la lumière des informations présentées jusqu'à présent, les turbines éoliennes à vitesse variable semblent être la technologie éolienne de choix pour un système JEDHP. Les avantages sont les suivants :

- Υ Réduit le stress sur les composantes mécaniques de l'éolienne;
- Υ Permet de maximiser l'efficacité aérodynamique pour une grande plage de vitesses de vent;
- Υ Permet de contrôler la puissance réactive sur le réseau;
- Υ Permet de contrôler la génératrice électrique;

D'ailleurs, on note que la tendance dans le domaine éolien en général est à l'utilisation de cette technologie, surtout depuis la chute des prix des dispositifs d'électronique de puissance [28, 49, 53]. Les systèmes hybrides tendent également vers l'utilisation des éoliennes à vitesse variable munies de convertisseurs de puissance [18, 40, 53-58].

D'autre part, les communautés isolées au Canada sont principalement nordiques. Ceci implique que le choix d'une technologie éolienne est sujet à différentes contraintes. Le transport vers les sites isolés peut être complexe, coûteux et nécessiter des pièces

d'éolienne peu encombrantes. La construction des fondations peut également être difficile, voire même impossible, en présence de pergélisol. Les conditions climatiques peuvent engendrer des phénomènes de givrage causant d'importantes contraintes mécaniques. Pour ces raisons, la technologie éolienne choisie est de faible puissance. De plus, dans les éoliennes de faible puissance, il est rare de retrouver une technologie de pas variable. C'est pour cette raison que la technologie éolienne choisie est une éolienne à vitesse variable et à pas fixe. La machine asynchrone est utilisée pour sa robustesse et pour le fait qu'elle est un standard dans l'industrie. La Figure 2.21 propose une configuration d'un système JEDHP avec une éolienne à vitesse variable et pas fixe munie d'une génératrice asynchrone et un diesel muni d'une génératrice synchrone.

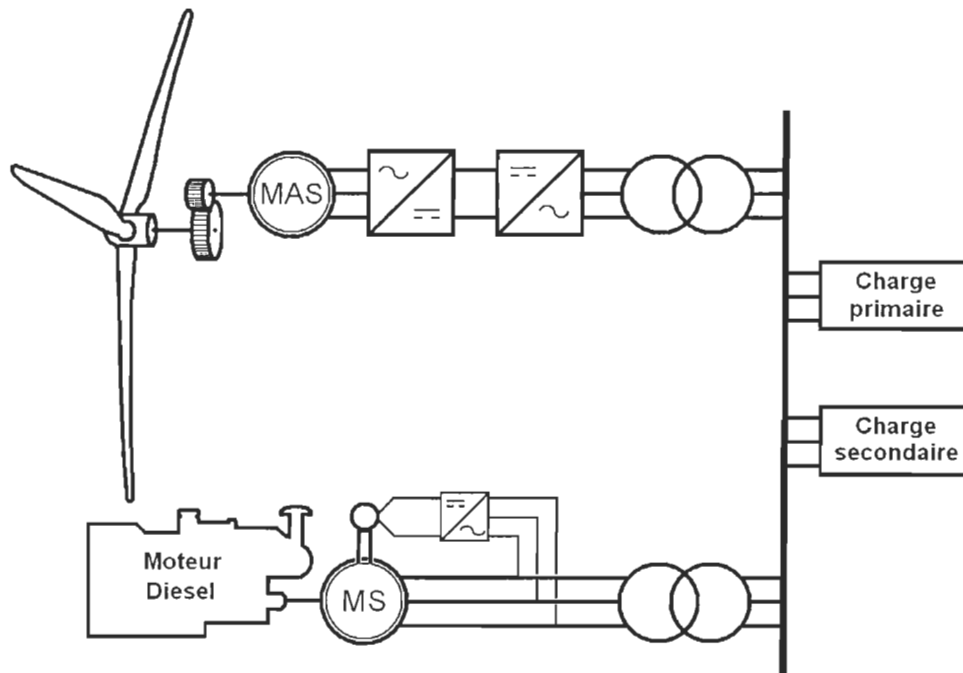


Figure 2.21 : Configuration du système JEDHP

La charge secondaire représente une combinaison de stockage d'énergie, de charge de délestage et de charge secondaire. Il est possible par le dispositif de stockage de retourner de l'énergie au réseau, mais cette question ne fait pas partie de la présente étude.

Dans le cas d'un système de Jumelage Éolien-Diesel avec Stockage d'Air Comprimé (JEDSAC), l'énergie emmagasinée dans la charge secondaire sert à suralimenter le diesel et ainsi augmenter son efficacité.

2.8 Conclusion

Le présent chapitre a permis de faire un survol des technologies présentes en énergie éolienne, en particulier au niveau des génératrices électriques et des configurations des éoliennes (vitesse fixe versus vitesse variable et pas fixe versus pas variable). Suite à la présentation des technologies de régulation de la tension et de la fréquence pour les systèmes JEDHP, une technologie éolienne particulière a été choisie, soit une éolienne à vitesse variable et à pas fixe munie d'une génératrice asynchrone et d'un convertisseur de puissance pleine puissance.

Dans la suite de l'étude, l'objectif est de modéliser et de contrôler une éolienne à vitesse variable et à pas fixe pour un système JEDHP (cf. Figure 2.21). L'éolienne choisie possède un pas fixe, 3 pales, une boîte de vitesse, une machine asynchrone et deux convertisseurs de puissance dos à dos. La présente étude s'intéresse à la modélisation de l'aérodynamique de la turbine, de l'entraînement mécanique et de la machine asynchrone. L'étude s'intéresse également à la commande de la machine asynchrone et à l'algorithme de contrôle à vitesse variable de la turbine pour l'ensemble de la plage de vitesse du vent.

La Figure 2.22 présente la structure de la commande du système JEDHP en mode « tout éolien ». La partie visée dans la présente étude est représentée en gris.

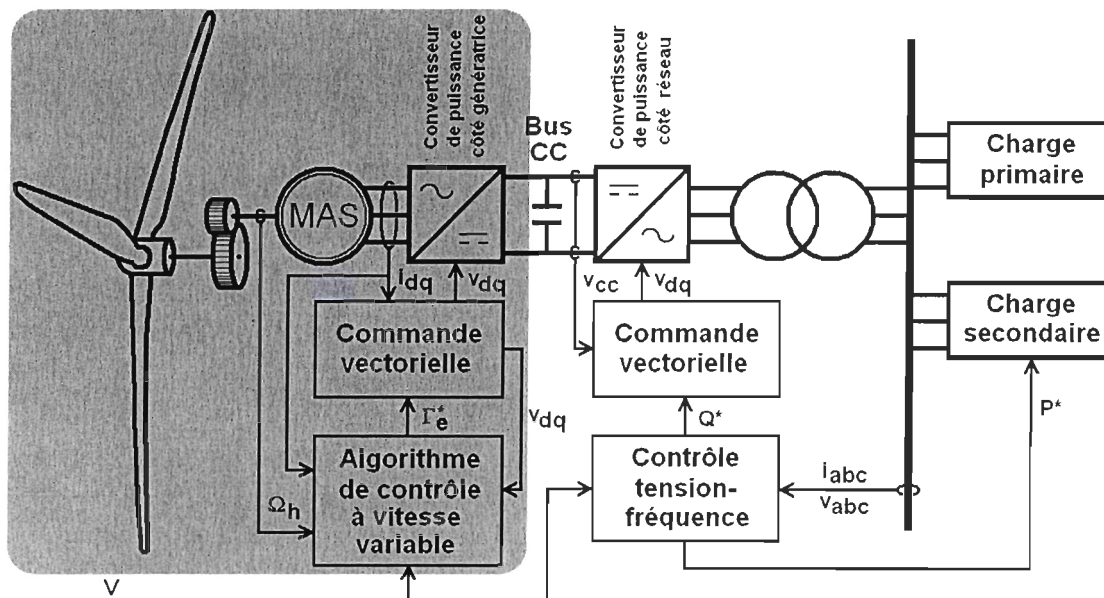


Figure 2.22 : Structure de la commande du système JEDHP en mode « tout éolien »

La *commande vectorielle* du convertisseur de puissance côté génératrice est utilisée afin de pouvoir manipuler le couple électromagnétique (Γ_e^*) de la MAS à cage. Le couple électromagnétique désiré est généré par un *algorithme de contrôle à vitesse variable*. Cet algorithme s'assure d'optimiser la puissance produite par l'éolienne, peu importe la vitesse du vent afin d'obtenir une courbe de puissance près de la courbe de puissance idéale (cf. Figure 2.23).

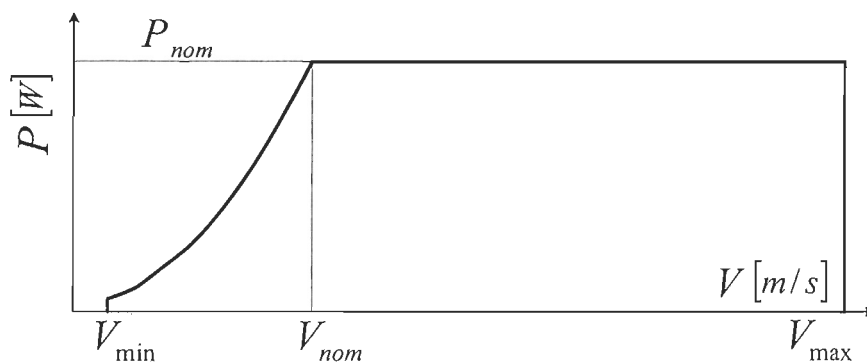


Figure 2.23 : Courbe de puissance idéale

Il est à noter que la *commande vectorielle* du convertisseur de puissance côté réseau est utilisée pour contrôler la tension v_{cc} du bus à courant continu et pour contrôler la puissance réactive sur le réseau. La régulation des flux de puissance est réalisée à l'aide du *contrôle tension-fréquence*. Cette partie pourra faire l'objet d'une future étude.

Donc dans le prochain chapitre, soit le CHAPITRE 3, il sera question de modéliser l'éolienne et de réaliser la commande vectorielle de la génératrice électrique. Suite à ce travail, une identification linéaire du système est présentée afin de construire l'algorithme de contrôle à vitesse variable.

Pour ce qui est du CHAPITRE 4, il est destiné à l'élaboration de différents algorithmes de contrôle à vitesse variable, de leurs validations et de leurs comparaisons.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION ET IDENTIFICATION

3.1 Introduction

Il est question dans le présent chapitre de présenter la modélisation d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe utilisant une génératrice asynchrone équipée d'une boîte de vitesse (cf. Figure 2.22). La modélisation de l'éolienne doit comprendre un modèle aérodynamique de l'éolienne, un modèle de l'entraînement mécanique et un modèle dynamique de la machine asynchrone. De plus, le présent chapitre présente le contrôle de la génératrice asynchrone, soit une commande vectorielle, et l'identification linéaire du système.

3.2 Outils de modélisation

La présente étude utilise l'outil mathématique *Matlab/Simulink* afin de modéliser et de simuler l'éolienne à vitesse variable. Les stratégies de contrôle sont également programmées à l'aide de *Matlab/Simulink*. La résolution des équations différentielles est à pas variable selon l'algorithme *Dormand-Prince*.

3.3 Modèle aérodynamique

Le modèle aérodynamique doit produire un couple aérodynamique à partir de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine. Cette vitesse de rotation

correspond à la vitesse de rotation de l'arbre basse-vitesse (Ω_b). Pour réaliser la modélisation de l'aérodynamique, on utilise d'abord l'expression de la puissance mécanique produite par une éolienne (cf. Section 2.1).

$$P_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad 3.1$$

Le coefficient de puissance est fonction de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage des pales de l'éolienne β . L'expression de la puissance mécanique peut être modifiée pour représenter le couple mécanique extrait de la puissance contenue dans le vent :

$$\Gamma_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\Omega_b} \quad 3.2$$

$$\lambda = \frac{\Omega_b R}{V} \quad 3.3$$

Si β est fixe, on a :

$$\Gamma_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \frac{C_p(\lambda)}{\Omega_b} \quad 3.4$$

Le coefficient de puissance est souvent modélisé par l'expression analytique suivante [24, 59] :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad 3.5$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}$$

Où

$$c_1 = 0,5176$$

$$c_2 = 116$$

$$c_3 = 0,4$$

$$c_4 = 5$$

$$c_5 = 21$$

$$c_6 = 0,0068$$

La Figure 3.1 présente le coefficient de puissance résultant en fonction de la vitesse spécifique lorsque l'angle de calage des pales est fixe et égal à zéro.

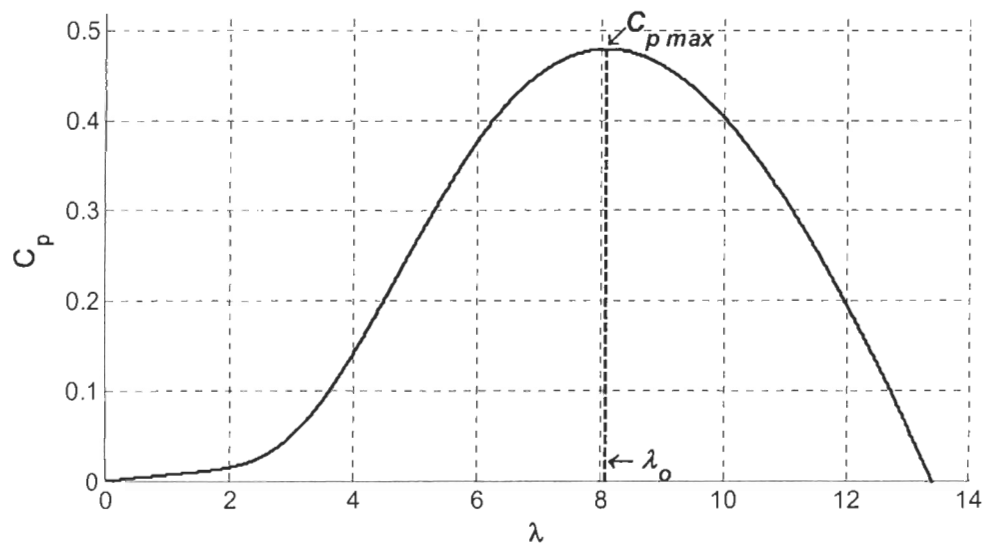


Figure 3.1 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un pas fixe ($\beta = 0$)

Le calcul du couple aérodynamique est réalisé à l'aide du modèle *Matlab/Simulink* présenté à la Figure 3.2 et à la Figure 3.3.

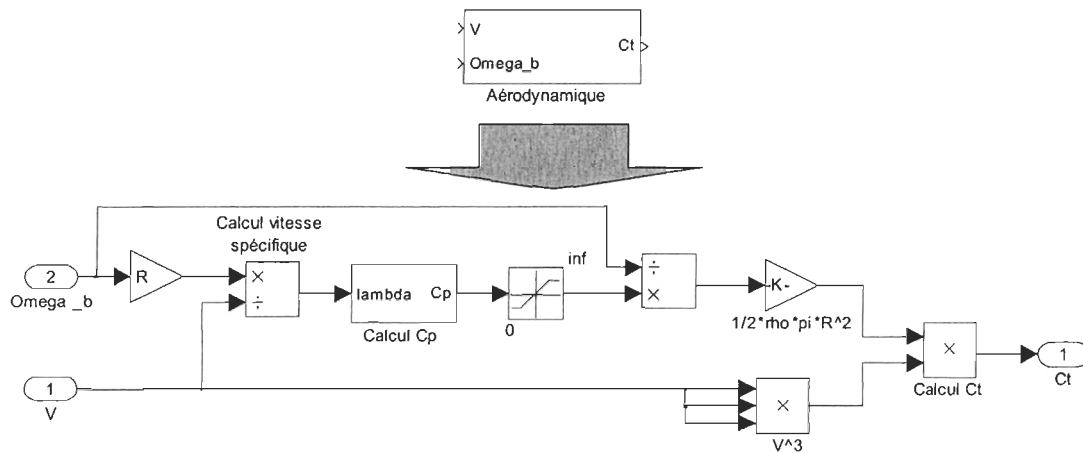


Figure 3.2 : Modèle *Matlab/Simulink* de l'aérodynamique d'une éolienne à pas fixe

La Figure 3.2 présente le schéma bloc de programmation *Simulink* d'après l'expression 3.4.

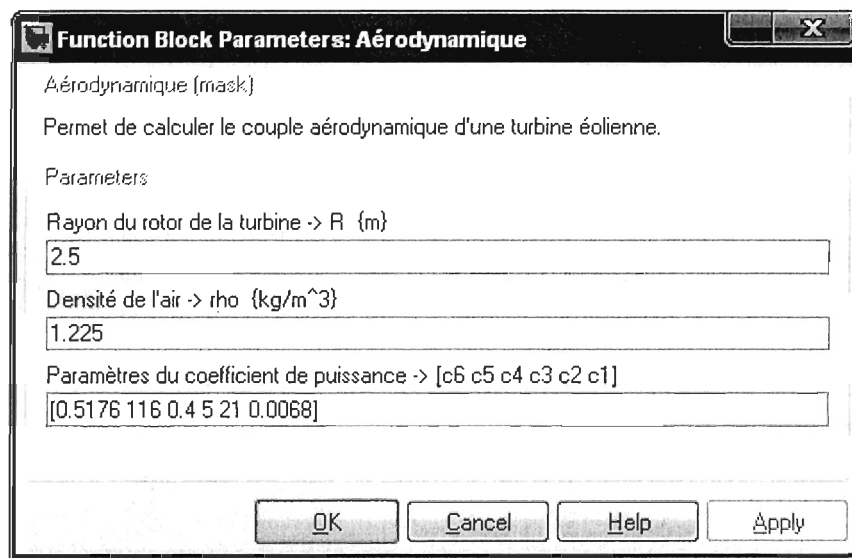


Figure 3.3 : Masque du modèle *Matlab/Simulink* de l'aérodynamique d'une turbine éolienne à pas fixe

La Figure 3.3 présente la fenêtre du masque du modèle avec ses paramètres modifiables. Le choix des paramètres est présenté à la Section 3.9.

Selon la référence [40], la modélisation de l'aérodynamique utilisée dans la présente étude est simple, mais néglige quelques éléments. Tout d'abord, cette modélisation ne tient pas compte du nombre de *Reynolds* et de la variation de la densité de l'air. Il est à noter que pour les éoliennes de petite puissance, ces phénomènes peuvent être négligés [40]. Par ailleurs, la modélisation de l'aérodynamique utilisée tient compte uniquement de l'effet du vent sur le rotor de l'éolienne et néglige les phénomènes cycliques liés à la rotation même du rotor. Par phénomène cyclique, on fait allusion à l'effet de sillage de la tour (*tower shadow effect*) et à l'effet de cisaillement du vent (*wind shear effect*).

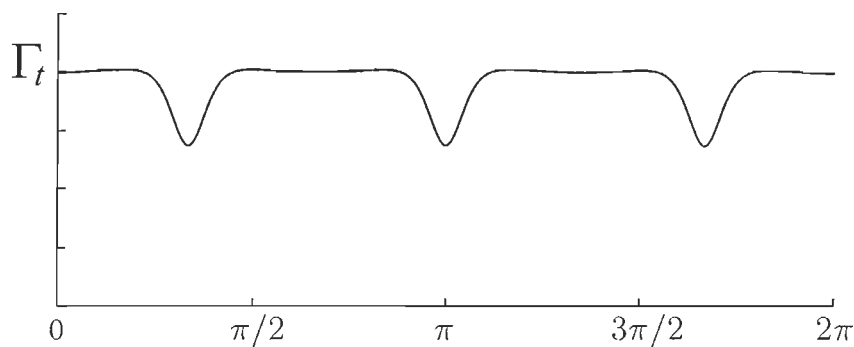


Figure 3.4 : Effet d'ombrage de la tour sur le couple aérodynamique pour une éolienne de 3 pales [60]

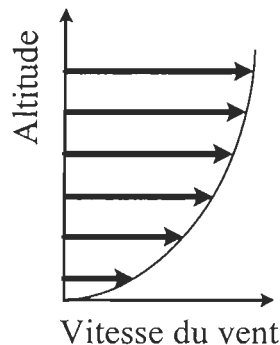


Figure 3.5 : Effet de cisaillement du vent en fonction de l'altitude

L'effet de sillage de la tour cause une baisse de couple à chaque passage d'une pale devant la tour (cf. Figure 3.4). Quant à l'effet de cisaillement du vent, celui-ci cause une variation du couple sur chaque pale en fonction de son altitude. Ceci est provoqué par la variabilité spatiale du vent en fonction de l'altitude : plus l'altitude est élevée, plus le vent est fort (cf. Figure 3.5). Pour des éoliennes de petite puissance, ces effets cycliques peuvent également être négligés [40]. Donc, dans la présente étude, l'hypothèse est faite que le modèle simple de l'aérodynamique présenté dans cette section est valable.

3.4 Modèle de l'entraînement mécanique

L'entraînement mécanique d'une éolienne sert à transmettre l'énergie captée par le rotor de la turbine à la génératrice électrique. La boîte de vitesse sert à augmenter la vitesse et à diminuer le couple aérodynamique à transmettre à la génératrice. Le modèle de l'entraînement mécanique utilisé dans la présente étude est tiré de la référence [40]. La Figure 3.6 présente les trois parties principales de l'entraînement mécanique d'une éolienne, soit le rotor de la turbine, la boîte de vitesse et la génératrice électrique. Ces trois composantes sont représentées respectivement par les inerties J_t , J_{bvb} , J_{bvh} et J_g . Ces composantes inertielles sont reliées par l'arbre basse-vitesse (entre J_t et J_{bvb}) et

l'arbre haute-vitesse (entre J_{bvh} et J_g). En considérant l'ensemble de cet entraînement comme étant rigide, le système devient un entraînement à une seule masse avec un certain rapport de vitesse et un certain rendement. Le terme rigide désigne le fait que les arbres de transmission sont considérés comme ayant une rigidité infinie, c'est-à-dire qu'il n'existe jamais de différentiel de position entre les inerties J_t et J_{bvb} et les inerties J_{bvh} et J_g . Ce système possède deux vitesses angulaires, soit Ω_b correspondant à la vitesse du rotor de l'éolienne (arbre à basse-vitesse) et Ω_h correspondant à la vitesse du rotor de la génératrice (arbre à haute-vitesse). Le modèle devient alors un système à deux entrées, soit le couple aérodynamique et le couple électromagnétique de la génératrice, et à une sortie, soit la vitesse de rotation de l'arbre haute-vitesse.

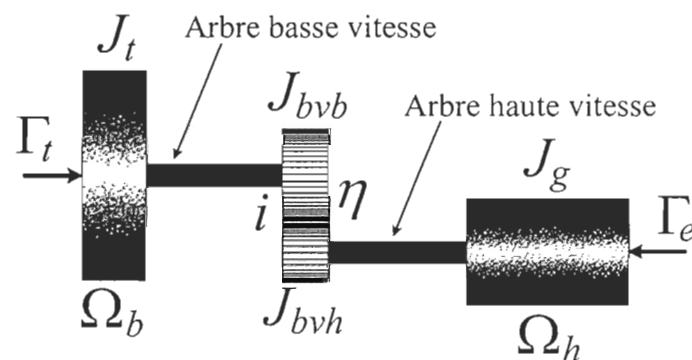


Figure 3.6 : Schéma du système d'entraînement mécanique

Le rapport de vitesse est par définition le rapport entre la vitesse de l'arbre à haute-vitesse et la vitesse de l'arbre à basse-vitesse :

$$i = \frac{\Omega_h}{\Omega_b} \quad 3.6$$

Donc en ayant comme point de référence la génératrice électrique, l'unique inertie du système devient :

$$J_{ref} = (J_{bvb} + J_t) \frac{\eta}{i^2} + J_{bvh} + J_g \quad 3.7$$

Et l'équation du mouvement (1^{er} ordre) devient :

$$J_{ref} \dot{\Omega}_h = \frac{\eta}{i} \Gamma_t - \Gamma_e \quad 3.8$$

La résolution de cette équation différentielle de premier ordre est réalisée à l'aide du modèle *Matlab/Simulink* présenté à la Figure 3.7 et à la Figure 3.8 :

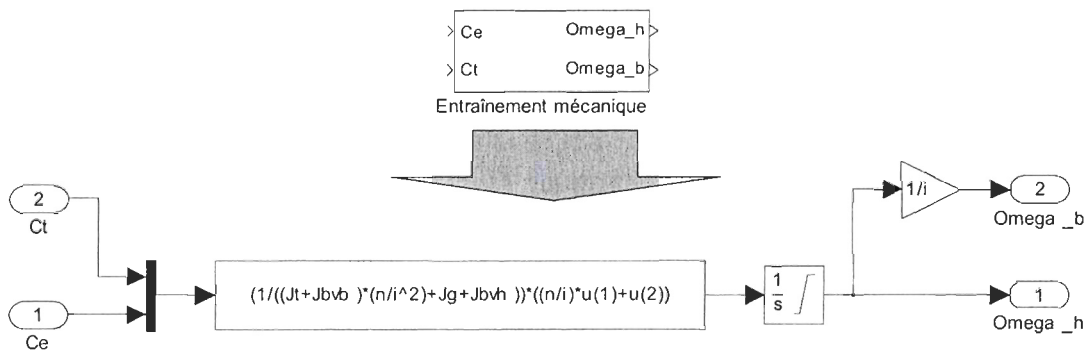


Figure 3.7 : Modèle *Matlab/Simulink* de l'entraînement mécanique d'une éolienne

La Figure 3.7 présente le schéma bloc de programmation *Simulink* d'après l'expression 3.8.

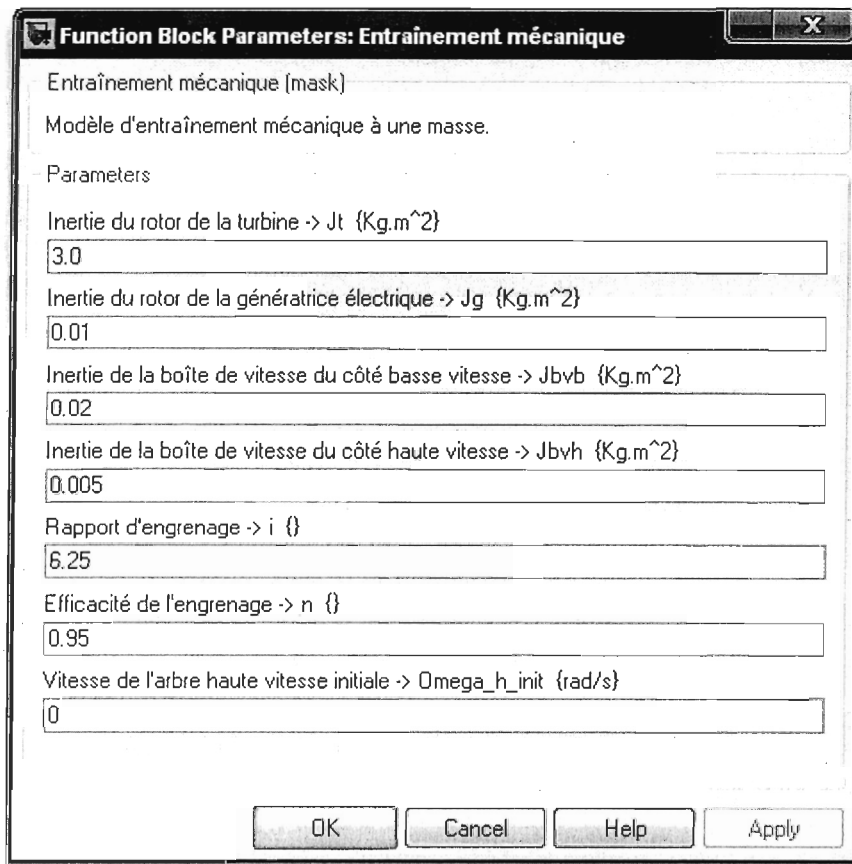


Figure 3.8 : Masque du modèle *Matlab/Simulink* de l'entraînement mécanique d'une éolienne

La Figure 3.8 présente la fenêtre du masque du modèle avec ses paramètres modifiables. Le choix des paramètres est présenté à la Section 3.9.

Le modèle utilisé représente un entraînement rigide à une masse d'une éolienne de petite puissance. Selon [34, 36, 40, 61-63], il est tout à fait acceptable de représenter l'entraînement mécanique d'une éolienne avec un modèle rigide à une masse. La difficulté majeure des modèles d'entraînement flexibles à deux ou trois masses est la paramétrisation de la rigidité et de l'amortissement des arbres de transmission. De plus, il est à noter que la modélisation de la mécanique de l'éolienne utilisée dans la présente étude ne tient pas compte de la dynamique de déformation de la tour et des pales. Un

modèle plus détaillé de la mécanique d'une éolienne est présenté selon [60]. Donc, dans la présente étude, l'hypothèse est faite que le modèle simple de l'entraînement mécanique présenté dans cette section est valable.

3.5 Modèle dynamique de la machine asynchrone à cage

La machine asynchrone est un système électromécanique couplé à l'aide d'un circuit magnétique. Une explication détaillée de la modélisation de la MAS à cage est présentée à l'ANNEXE A ainsi que dans le rapport technique [64].

Les équations en tension représentant la dynamique de la machine asynchrone à cage sont les suivantes [65] :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d}{dt} \psi_{sd} \quad 3.9$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} \quad 3.10$$

$$0 = v'_{rd} = R'_r i'_{rd} - \omega_r \psi'_{rq} + \frac{d}{dt} \psi'_{rd} \quad 3.11$$

$$0 = v'_{rq} = R'_r i'_{rq} + \omega_r \psi'_{rd} + \frac{d}{dt} \psi'_{rq} \quad 3.12$$

$$\begin{aligned} \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i'_{rd} \\ \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i'_{rq} \\ \psi'_{rd} &= L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi'_{rq} &= L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq} \end{aligned} \quad 3.13$$

$$\omega_r = \omega_s - \omega \quad 3.14$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad 3.15$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad 3.16$$

Ces expressions impliquent que la machine opère en régime équilibré dans un référentiel dq biphasé et qu'elle est parfaitement symétrique. Les tensions rotoriques sont nulles puisque la machine asynchrone à cage possède un circuit rotorique court-circuité. La transformation de *Park* est utilisée afin de transformer le référentiel triphasé abc en un référentiel biphasé dq et vis-versa. La transformation de *Park* utilisée dans la présente étude préserve l'amplitude des valeurs physiques et possède l'avantage de présenter des valeurs physiques constantes en régime permanent.

Voici la transformation de *Park* utilisée :

$$[P] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \alpha & \cos(\alpha - 2\pi/3) & \cos(\alpha + 2\pi/3) \\ \sin \alpha & \sin(\alpha - 2\pi/3) & \sin(\alpha + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad 3.17$$

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha & 1 \\ \cos(\alpha - 2\pi/3) & \sin(\alpha - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\alpha + 2\pi/3) & \sin(\alpha + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix}$$

Où α est une position angulaire arbitraire.

Cette transformation s'applique aux tensions, aux courants et aux flux magnétiques. On peut par exemple transformer les courants statoriques d'un référentiel à l'autre avec :

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{0s} \end{bmatrix} = [P] \cdot \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = [P]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{0s} \end{bmatrix}$$

Avec l'expression du coefficient de dispersion σ , qui est un paramètre indiquant l'ordre de grandeur des fuites magnétiques, et en sachant que la vitesse mécanique rotorique ω est le produit du nombre de paires de pôles p et de la vitesse angulaire du rotor Ω , on a :

$$p\Omega_h = \omega \quad 3.18$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad 3.19$$

$$\dot{i}_{sd} = -\left(\frac{R_s}{\sigma L_s}\right) i_{sd} + \left(\omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{L_m R_r'}{\sigma L_s L_r'}\right) i'_{rd} + \left(\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right) v_{sd} \quad 3.20$$

$$\dot{i}_{sq} = -\left(\omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{R_s}{\sigma L_s}\right) i_{sq} - \left(\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s}\right) i'_{rd} + \left(\frac{L_m R_r'}{\sigma L_s L_r'}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right) v_{sq} \quad 3.21$$

$$\dot{i}'_{rd} = \left(\frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r'}\right) i_{sq} - \left(\frac{R_r'}{\sigma L_r'}\right) i'_{rd} + \left(\omega_s - \frac{p\Omega_h}{\sigma}\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r'}\right) v_{sd} \quad 3.22$$

$$\dot{i}'_{rq} = \left(\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r'}\right) i_{sd} + \left(\frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{p\Omega_h}{\sigma} - \omega_s\right) i'_{rd} - \left(\frac{R_r'}{\sigma L_r'}\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r'}\right) v_{sq} \quad 3.23$$

Donc les expressions 3.20 à 3.23 sont les *équations électriques* du modèle dynamique de la machine asynchrone à cage. Celles-ci représentent le comportement électrique de la machine asynchrone à cage parfaitement symétrique dans un référentiel biphasé lorsque le réseau triphasé est équilibré.

Le couple électromagnétique produit et les puissances électriques produites par la machine asynchrone peuvent être calculés avec les équations suivantes [65] :

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} p L_m (i_{sq} \cdot i'_{rd} - i'_{rq} \cdot i_{sd}) \quad 3.24$$

$$P = \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}) \quad 3.25$$

$$Q = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}) \quad 3.26$$

$$S = \frac{3}{2} (\sqrt{v_{sd}^2 + v_{sq}^2}) (\sqrt{i_{sd}^2 + i_{sq}^2}) \quad 3.27$$

L'expression 3.24 est ce qu'on appelle l'équation du couple.

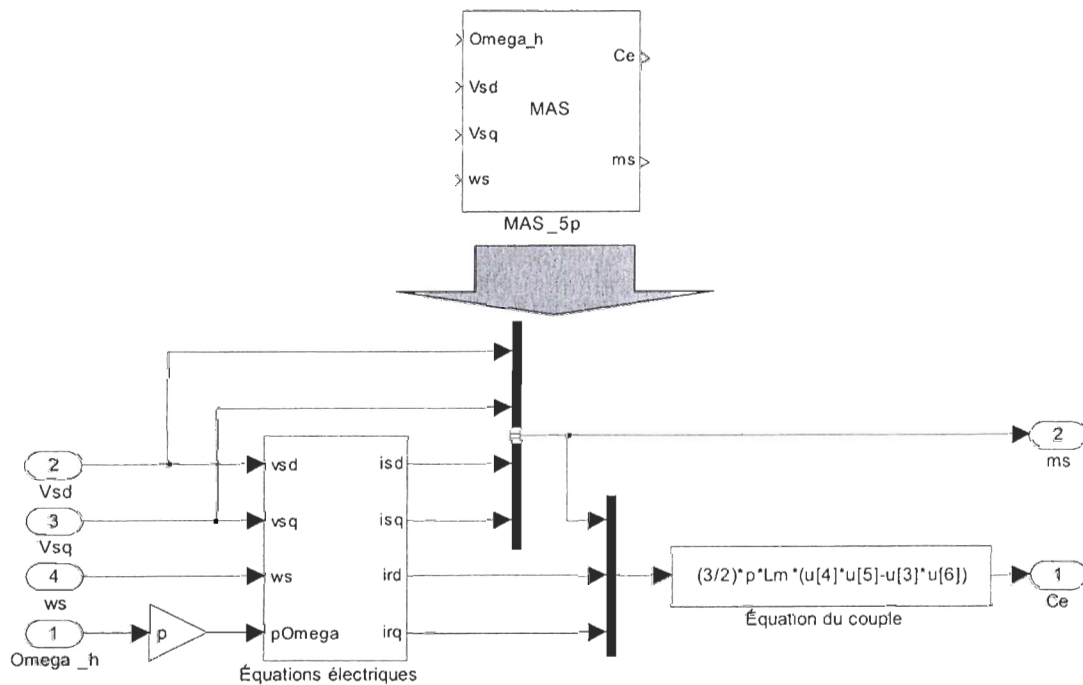


Figure 3.9 : Modèle Matlab/Simulink d'une MAS à cage

Le modèle de la MAS à cage réalisé avec *Matlab/Simulink* est présenté à la Figure 3.9 et à la Figure 3.10. À la Figure 3.9, on voit les différentes entrées/sorties du modèle de la machine asynchrone à cage. Il est à noter que la sortie identifiée par le terme *ms* correspond aux mesures statoriques, soit v_{sd} , v_{sq} , i_{sd} et i_{sq} .

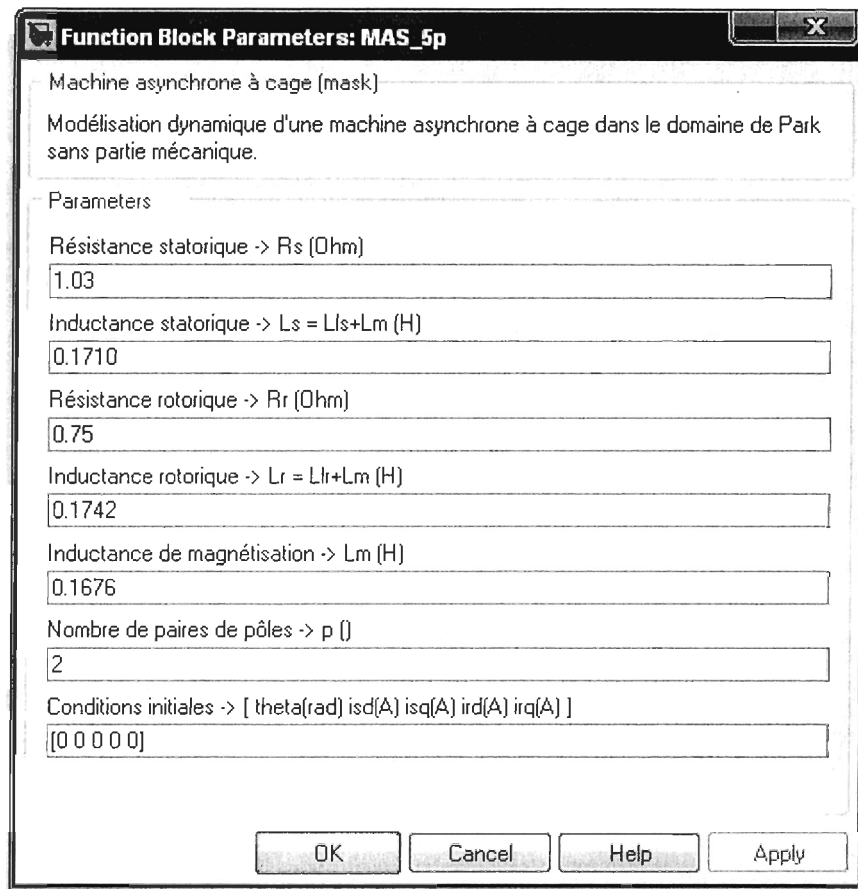


Figure 3.10 : Masque du modèle *Matlab/Simulink* d'une MAS à cage

La Figure 3.10 présente la fenêtre du masque du modèle avec ses paramètres modifiables. Le choix des paramètres est présenté à la Section 3.9.

Ce modèle doit être utilisé avec le modèle de l'aérodynamique et le modèle de l'entraînement mécanique présentés précédemment aux Sections 3.3 et 3.4. La validation du modèle de la machine asynchrone est présentée à l'Annexe A ainsi que dans le rapport technique [64].

3.6 Modèle de l'éolienne sans convertisseur de puissance

Le modèle de l'aérodynamique de l'éolienne, le modèle de l'entraînement mécanique et le modèle de la machine asynchrone à cage sont tous interreliés. Le schéma de leur interconnexion est présenté à la Figure 3.11.

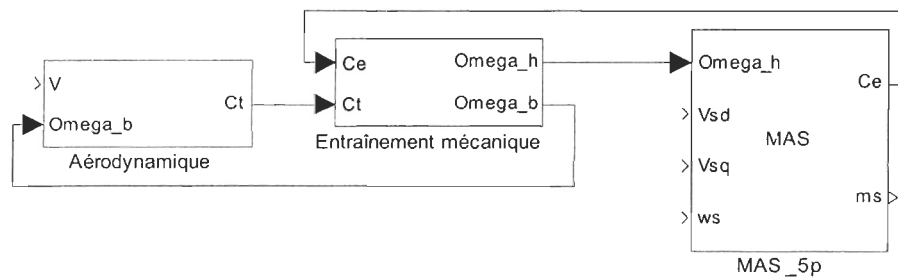


Figure 3.11 : Schéma de l'interconnexion entre les modèles de l'aérodynamique, de l'entraînement mécanique et de la machine asynchrone

Sur la Figure 3.11, on peut voir que le modèle de l'éolienne sans convertisseur de puissance est un modèle à plusieurs entrées et à plusieurs sorties. La vitesse du vent V est bien sûr une entrée et est utilisée pour calculer le couple mécanique de la turbine éolienne. Le couple mécanique ($C_t - \Gamma_t$) de la turbine et le couple électromagnétique ($C_e - \Gamma_e$) provenant de la MAS sont en opposition et ceux-ci engendrent une vitesse d'opération Ω_b et Ω_h selon l'expression 3.8. La vitesse de rotation de l'arbre basse-vitesse est ensuite utilisée dans le modèle de l'aérodynamique tandis que la vitesse de rotation de l'arbre haute-vitesse est utilisée dans le modèle de la MAS. La vitesse de rotation de l'arbre

haute-vitesse correspond à la vitesse angulaire du rotor de la MAS. Les autres entrées de l'éolienne sans convertisseur de puissance correspondent à la tension au stator de la MAS, soit v_{sd} , v_{sq} et ω_s . Pour ce qui est des sorties, celles-ci correspondent aux mesures statoriques ms de la MAS qui incluent les tensions v_{sd} et v_{sq} et les courants i_{sd} et i_{sq} . Avec ces mesures statoriques, il est possible de calculer les puissances électriques de la génératrice éolienne (cf. Expression 3.25 à 3.27). La prochaine étape consiste à élaborer une commande vectorielle de la machine asynchrone dans le but de pouvoir faire varier à volonté la vitesse d'opération de l'éolienne. La commande vectorielle possède la capacité, avec l'aide du convertisseur de puissance côté génératrice, d'imposer une tension statorique (v_{sd} , v_{sq} et ω_s) afin de varier le couple électromagnétique de la MAS.

3.7 Commande vectorielle du convertisseur de puissance côté génératrice

Il existe plusieurs stratégies de contrôle de la machine asynchrone, soit :

- Υ La commande scalaire;
- Υ La commande vectorielle à flux orienté (*Vector Control* ou *Field Oriented Control*):
- Υ Indirecte;
- Υ Directe avec ou sans capteur de vitesse;
- Υ Commande directe du couple et du flux (*Direct Torque and Flux Control*);
- Υ Commande linéarisée par rétroaction (*Feedback Linearized Control*).

La commande scalaire [66, 67] découle des expressions en régime sinusoïdal de la machine asynchrone. La stratégie la plus utilisée pour ce type de commande est l'utilisation d'un rapport v_s/f_s constant afin de maintenir un flux magnétique quasi constant à l'intérieur de la machine. Cette méthode est simple et peu coûteuse. Par contre,

les performances dynamiques de celle-ci sont mauvaises puisque cette commande repose sur les expressions en régime permanent de la MAS.

Contrairement à la commande scalaire, la commande vectorielle [66, 67] permet le découplage du flux magnétique et du couple électromagnétique à l'intérieur de la machine asynchrone. Le contrôle du flux et du couple est donc indépendant l'un de l'autre; cette approche est analogue à la commande d'une machine à courant continu. Ceci a comme avantage d'éviter la saturation du flux dans la machine et d'obtenir une réponse dynamique (en vitesse ou en position) performante. La commande vectorielle peut être indirecte ou directe et dans chacun des cas, de nombreuses configurations sont possibles. La commande vectorielle directe à flux orienté est semblable à la commande indirecte sauf qu'elle utilise un estimateur (observateur) de flux. Ceci permet de suivre l'évolution du flux dans la machine, d'avoir des performances dynamiques supérieures et d'améliorer la robustesse de la commande face aux variations de paramètres de la machine. Par exemple, on sait que la résistance rotorique peut varier avec l'évolution de la température dans la MAS. Par ailleurs, il est à noter que, dans certains cas, la commande vectorielle directe nécessite un observateur du couple électromagnétique. Dans le cas de la commande vectorielle directe à flux orienté sans capteur de vitesse, la vitesse est déterminée par un observateur utilisant les tensions et les courants statoriques de la MAS.

La commande vectorielle à flux orienté est très utilisée dans le domaine de l'énergie éolienne, et ce, autant pour les MAS à cage que les MASDA. Parmi les éoliennes à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone et un convertisseur pleine puissance, on retrouve des applications de la commande vectorielle indirecte [55, 57, 68, 69], de la commande vectorielle directe avec capteur de vitesse [53, 70] et de la commande vectorielle directe sans capteur de vitesse [71, 72].

Pour ce qui est de la commande directe du couple et du flux [66, 67], celle-ci nécessite un observateur du couple et du flux, par exemple, un filtre de *Kalman* ou un observateur de *Luenberger*. Les erreurs sur le couple et le flux sont traitées par deux relais

et une table de commutation. Cette dernière génère la tension optimale à appliquer à la machine asynchrone. Les performances dynamiques de cette commande sont très bonnes et sont comparables aux performances de la commande vectorielle. Par contre, l'utilisation des relais produit des vibrations dans le couple électromagnétique.

Finalement, la commande linéarisée par rétroaction [66, 67] présente des performances dynamiques comparables à la commande vectorielle et à la commande directe du couple et du flux. Les éléments à réaliser, dans l'ordre, sont les suivants :

- 1 - Estimation du flux à partir des valeurs statoriques;
- 2 - Linéarisation du flux et de la vitesse dans la boucle de rétroaction;
- 3 - Contrôle en poursuite du flux et de la vitesse;
- 4 - Transformation des signaux de commande;
- 5 - Application des tensions de commande à travers l'électronique de puissance.

Avec ces étapes, on comprend que les efforts de calcul sont beaucoup plus importants qu'avec la commande vectorielle et la commande directe en couple et en flux.

Pour la présente étude, la commande vectorielle directe à flux orienté avec capteur de vitesse a été utilisée. Cette décision a été prise principalement par le fait que cette technique est utilisée régulièrement dans l'industrie pour la commande des machines asynchrones. De plus, la commande directe du couple et du flux et la commande linéarisée par rétroaction présentent respectivement des vibrations dans le couple et des efforts de calcul importants malgré des performances dynamiques équivalentes à la commande vectorielle [66, 67].

Dans les prochaines sections, il est question de décrire la commande vectorielle utilisée, le modèle discret de la machine asynchrone, le contrôleur de courant, l'estimateur

de flux magnétique, le contrôleur de flux et le schéma *Simulink* de la commande vectorielle.

3.7.1 Description de la commande vectorielle utilisée

L'idée de base de la commande vectorielle à flux orienté est de contrôler indépendamment le flux magnétique et le couple électromagnétique à l'intérieur de la MAS à cage. En fait, le but est de pouvoir découpler le flux et le couple. La difficulté ici est que la MAS à cage est manipulable uniquement via son stator. En comparaison, la machine synchrone produit un flux à l'aide d'aimants permanents ou avec une source externe connectée à un rotor bobiné. La MAS à cage, quant à elle, produit un flux magnétique induit par son stator. Donc, avec l'application d'une tension au stator, il doit être possible de contrôler à la fois le couple et le flux. La méthode la plus simple pour réaliser ceci est d'effectuer la commande vectorielle dans le référentiel dq et de faire coïncider l'axe d avec le flux rotorique ψ_r (cf. Figure 3.12). Une description du référentiel dq et de la transformation de *Park* est présentée à l'Annexe A.

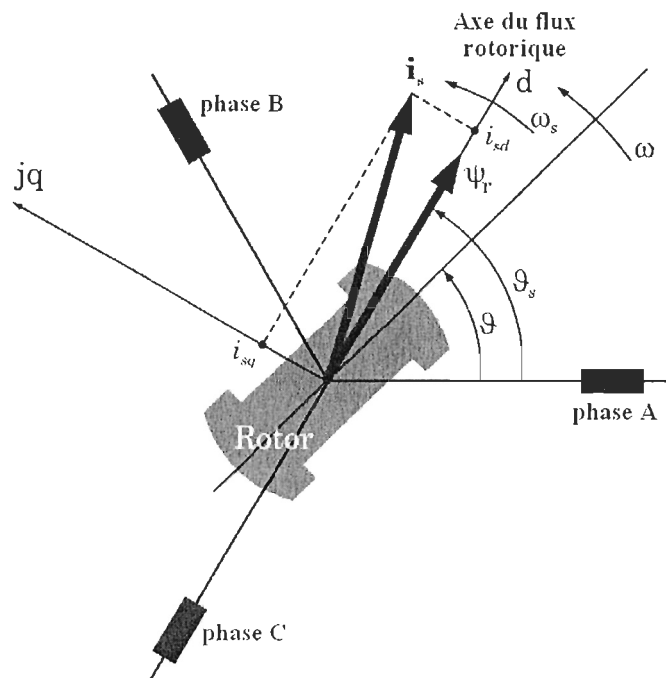


Figure 3.12 : Représentation du flux rotorique dans le repère dq
lorsque $\psi_{rd} = \psi_r$ [73]¹

Sur la Figure 3.12, on voit que le fait de superposer l'axe d au champ magnétique tournant rend le flux rotorique de l'axe d égal au flux rotorique total, $\psi_{rd} = \psi_r$, et rend le flux rotorique de l'axe q nul, $\psi_{rq} = 0$. Étant donné que le flux de référence utilisé est le flux rotorique, on peut dire que la commande vectorielle utilisée est à flux rotorique orienté. En maintenant ψ_{rq} à 0 en tout temps, on peut voir le découplage du flux et du couple avec les deux expressions suivantes [73] :

$$\psi_{rd}(s) = \left(\frac{L_m}{1 + sT_r} \right) i_{sd}$$

$$\Gamma_e = \left(\frac{3}{2} \frac{L_m}{L_r} p \psi_{rd} \right) i_{sq}$$

3.28

¹ La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

Où

$$T_r = \frac{L_r}{R_r} \quad 3.29$$

On voit bien, avec les expressions 3.28, que le flux de la machine est contrôlé par le courant i_{sd} et que si le flux rotorique ψ_{rd} est maintenu constant, le couple est contrôlé par le courant i_{sq} par une relation linéaire.

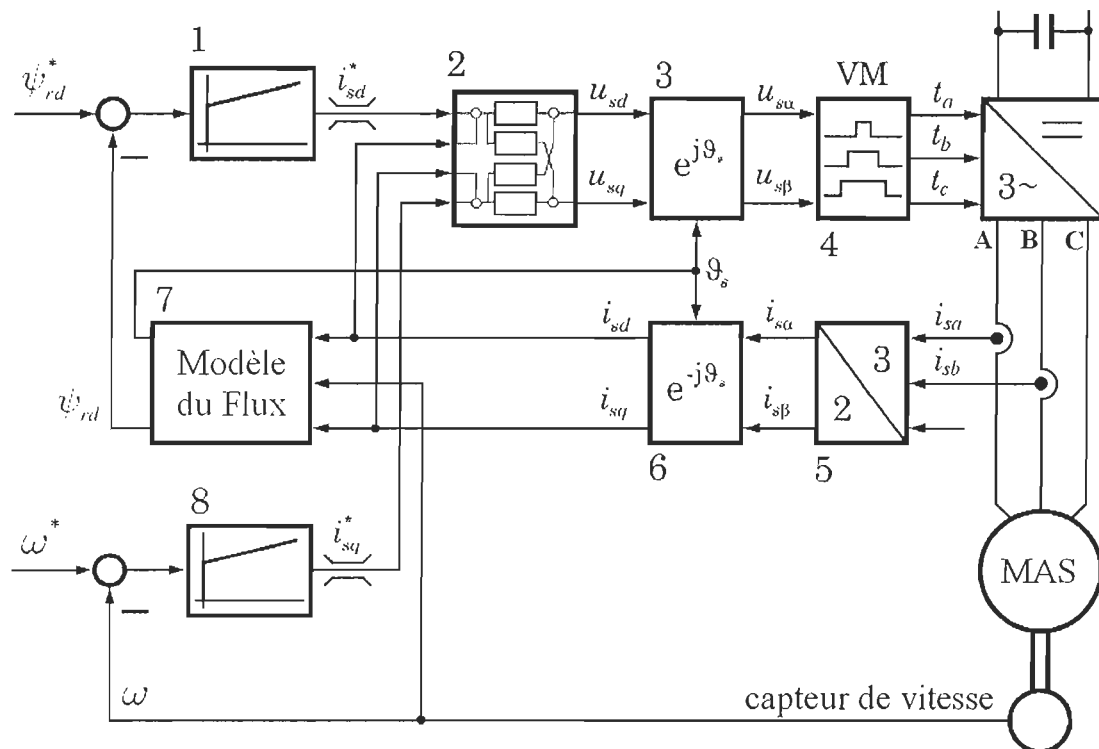


Figure 3.13 : Schéma structurel de la commande vectorielle directe à flux rotorique orienté [73]²

La commande vectorielle utilisée dans la présente étude est la commande vectorielle directe à flux rotorique orienté avec capteur de vitesse comme présenté à la Figure 3.13. Ce qui est présenté dans la présente section réfère principalement à la

² La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

référence [73]. Le terme « directe » provient du fait que ce type de commande vectorielle possède un estimateur permettant de suivre l'évolution du flux rotorique (cf. Figure 3.13, bloc 7).

La stratégie de commande présentée à la Figure 3.13 est composée de deux boucles de commande, soit une boucle en flux rotorique et une boucle en vitesse. Il est à noter que la boucle en vitesse peut être remplacée par une boucle en couple électromagnétique. Pour ce faire, il faudrait ajouter un estimateur de couple à l'intérieur de la MAS. Chacune de ces boucles (flux et vitesse) est configurée en cascade et possède une boucle interne en courant.

La boucle en flux rotorique compare la consigne en flux rotorique ψ_{rd}^* avec l'estimation du flux rotorique produit par le modèle du flux (bloc 7). Le contrôleur en flux (bloc 1) produit à son tour une consigne en courant i_{sd}^* . Il a été vu que le courant statorique dans l'axe d agit directement sur le flux (cf. Expressions 3.28). La boucle interne en courant compare cette consigne avec une mesure statorique du courant i_{sd} . La sortie du contrôleur en courant (bloc 2) devient une commande pour la MAS, soit u_{sd} . Il est à noter que les mesures statoriques sont ramenées dans le domaine dq à l'aide de la transformation de *Park* (blocs 5 et 6). De plus, on voit que l'estimateur de flux magnétique produit un angle donnant la position du vecteur de flux dans la machine ϑ_s . Cet angle est l'angle de pilotage de la commande vectorielle. Pour s'assurer que l'axe d du référentiel de *Park* y soit superposé, l'angle de pilotage de la commande vectorielle est utilisé pour réaliser la transformation de *Park*, et ce, dans les deux sens (blocs 3 et 6). Si on intègre cette position, on obtient ω_s , la fréquence électrique du stator.

La boucle en vitesse compare la consigne en vitesse ω^* avec la mesure de la vitesse du rotor de la machine via un capteur de vitesse ω . Le contrôleur en vitesse

(bloc 8) produit une consigne en courant i_{sq}^* pour sa boucle interne. Il a été vu que le courant statorique dans l'axe q agit directement sur le couple (cf. Expressions 3.28). D'après la nature de l'entraînement mécanique d'une MAS, le couple possède un effet direct sur la vitesse de l'entraînement. La sortie du contrôleur en courant (bloc 2) devient une commande de la MAS, soit u_{sq} .

Les variables manipulées de la MAS sont les tensions dans le domaine de *Park*, u_{sd} et u_{sq} . Celles-là forment un vecteur de tension de commande u_s . Ce vecteur de tension est transformé avec *Park* et un algorithme (bloc 4) afin de produire, avec le convertisseur de puissance connecté au stator de la MAS, une tension triphasée correspondante à u_{sd} et u_{sq} .

Pour ce qui est du contrôleur de courants (bloc 2), il s'agit d'un contrôleur à deux entrées et deux sorties. Comme il a été présenté aux expressions 3.28, le flux et le couple sont découplés lorsque $\psi_{rq} = 0$ et que ψ_{rd} est constant. Malheureusement, ceci est vrai seulement en régime établi. Lors du régime transitoire, pour aider le découplage dans la machine, le contrôleur de courants découple les effets des courants désirés sur le vecteur de commande en tension de la MAS (cf. Section 3.7.3).

Étant donné que le modèle de la machine asynchrone décrit à la Section 3.5 se trouve dans le référentiel de *Park* (dq) et que la dynamique des convertisseurs de puissance est considérée beaucoup plus rapide que la dynamique de la MAS [40, 60], on peut alléger le système composé de la machine asynchrone, de son convertisseur et de la commande vectorielle (cf. Figure 3.14). Donc le modèle du convertisseur de puissance est négligé. Par ailleurs, le capteur de vitesse et les capteurs de courant et de tension sont considérés idéaux (fonction de transfert = 1).

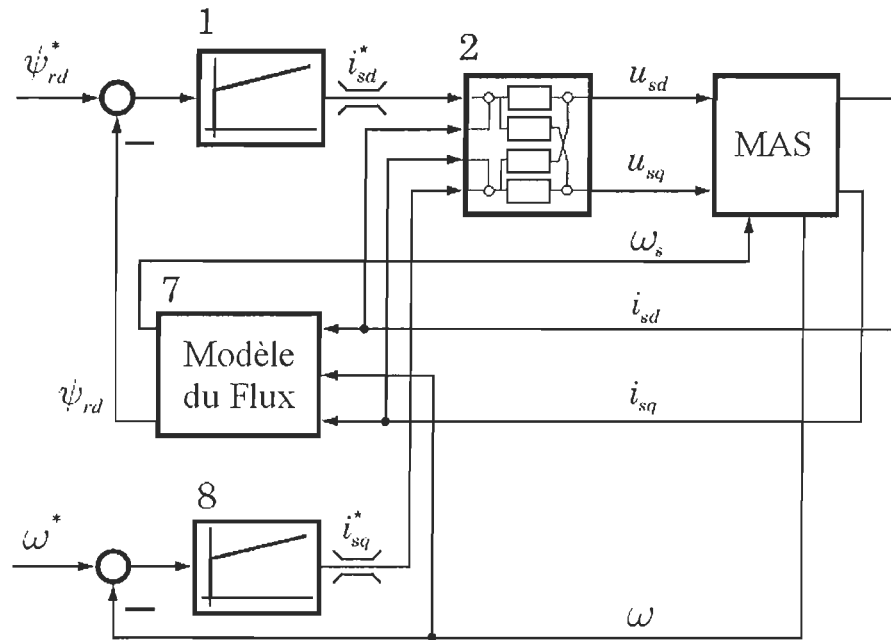


Figure 3.14 : Schéma structurel modifié de la commande vectorielle directe à flux rotorique orienté [73]³

Sur la Figure 3.14, on voit que la commande en tension de la MAS est appliquée directement au modèle de la machine puisque la commande vectorielle et la modélisation de la MAS sont tous deux dans le référentiel de *Park*. Les transformations de *Park*, dans le sens direct et inverse, sont donc inutiles. La position du vecteur de flux n'est alors plus nécessaire. Le modèle de la MAS a besoin, en plus des tensions statoriques dans l'axe *d* et *q*, de la fréquence à laquelle le référentiel de *Park* tourne. Cette vitesse correspond à l'intégration de la position du vecteur de flux magnétique. Celle-ci peut être générée par le modèle du flux au lieu de la position. Il est à noter que cette fréquence n'est pas une commande en soi. Elle dépend de l'état dans lequel la machine (avec son entraînement mécanique) se trouve lorsqu'elle est soumise à un certain vecteur de tension de commande u_s . De plus, le bloc MAS est composé, en plus du modèle de la machine asynchrone dans le référentiel *dq*, du modèle de l'aérodynamique ainsi que de l'entraînement mécanique de

³ La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

la turbine comme présenté à la Figure 3.11. Il est donc possible de connaître les courants i_{sd} et i_{sq} et la vitesse angulaire du rotor de la MAS ω .

3.7.2 Description d'un modèle discret de la MAS

Un modèle dynamique discret de la machine asynchrone est utile afin de réaliser une commande vectorielle discrète performante. L'élaboration d'un modèle discret permet de réaliser un découplage à l'intérieur du contrôleur de courants (cf. Figure 3.14, bloc 2). Le fait que la commande vectorielle soit dans le domaine discret favorise le développement d'une application sur support informatique et permet de faire un contrôleur de courant à réponse pile. Il faut donc développer un modèle dynamique discret [73] de la MAS permettant d'élaborer la commande vectorielle à flux orienté.

Les expressions décrivant le comportement en continu de la MAS ont déjà été vues à la Section 3.5. En voici un rappel :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d}{dt} \psi_{sd} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} \\ 0 &= R'_r i'_{rd} - \omega_r \psi'_{rq} + \frac{d}{dt} \psi'_{rd} \end{aligned} \tag{3.30}$$

$$\begin{aligned} 0 &= R'_r i'_{rq} + \omega_r \psi'_{rd} + \frac{d}{dt} \psi'_{rq} \\ \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i'_{rd} \\ \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i'_{rq} \\ \psi'_{rd} &= L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi'_{rq} &= L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq} \end{aligned} \tag{3.31}$$

$$\omega_r = \omega_s - \omega \tag{3.32}$$

À partir des expressions 3.20 à 3.32, il est possible d'obtenir un modèle d'état dans le repère dq ayant comme vecteur d'état les courants i_{sd} et i_{sq} et les flux ψ'_{rd} et ψ'_{rq} .

$$\begin{aligned}
 i'_{rd} &= \frac{1}{L'_r} (\psi'_{rd} - L_m i_{sd}) \\
 i'_{rq} &= \frac{1}{L'_r} (\psi'_{rq} - L_m i_{sq}) \\
 \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rd} - L_m i_{sd}) \\
 \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rq} - L_m i_{sq})
 \end{aligned}
 \tag{3.33}$$

$$\begin{aligned}
 v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s \left(L_s i_{sq} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rq} - L_m i_{sq}) \right) + \frac{d}{dt} \left(L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rd} - L_m i_{sd}) \right) \\
 v_{sq} &= R_s i_{sq} + \omega_s \left(L_s i_{sd} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rd} - L_m i_{sd}) \right) + \frac{d}{dt} \left(L_s i_{sq} + \frac{L_m}{L'_r} (\psi'_{rq} - L_m i_{sq}) \right) \\
 0 &= R'_r \left(\frac{1}{L'_r} (\psi'_{rd} - L_m i_{sd}) \right) - (\omega_s - \omega) \psi'_{rq} + \frac{d}{dt} \psi'_{rd} \\
 0 &= R'_r \left(\frac{1}{L'_r} (\psi'_{rq} - L_m i_{sq}) \right) + (\omega_s - \omega) \psi'_{rd} + \frac{d}{dt} \psi'_{rq}
 \end{aligned}
 \tag{3.34}$$

En réorganisant, on a :

$$\begin{aligned}
\frac{d}{dt}i_{sd} &= -\left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right)i_{sd} + \omega_s i_{sq} + \left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right)\psi_{rd}'' + \left(\omega \frac{1-\sigma}{\sigma}\right)\psi_{rq}'' + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right)v_{sd} \\
\frac{d}{dt}i_{sq} &= -\omega_s i_{sd} - \left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right)i_{sq} - \left(\omega \frac{1-\sigma}{\sigma}\right)\psi_{rd}'' + \left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right)\psi_{rq}'' + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right)v_{sq} \\
\frac{d}{dt}\psi_{rd}'' &= \left(\frac{1}{T_r}\right)i_{sd} - \left(\frac{1}{T_r}\right)\psi_{rd}'' + (\omega_s - \omega)\psi_{rq}'' \\
\frac{d}{dt}\psi_{rq}'' &= \left(\frac{1}{T_r}\right)i_{sq} - (\omega_s - \omega)\psi_{rd}'' - \left(\frac{1}{T_r}\right)\psi_{rq}''
\end{aligned} \tag{3.35}$$

Où

$$\begin{aligned}
\psi_{rd}'' &= \frac{\psi_{rd}'}{L_m} \\
\psi_{rq}'' &= \frac{\psi_{rq}'}{L_m} \\
T_s &= \frac{L_s}{R_s} \\
T_r &= \frac{L_r'}{R_r'} \\
\sigma &= 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'}
\end{aligned} \tag{3.36}$$

L'expression du couple électromagnétique est la suivante :

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} p \frac{L_m^2}{L_r'} (\psi_{rd}'' i_{sq} - \psi_{rq}'' i_{sd}) = \frac{3}{2} p (1-\sigma) L_s (\psi_{rd}'' i_{sq} - \psi_{rq}'' i_{sd}) \tag{3.37}$$

Les expressions 3.35 peuvent être mises sous forme de modèle d'état :

$$\frac{d}{dt}x = Ax + Bu_s + Nx\omega_s \tag{3.38}$$

Où

$$\begin{aligned}
 A &= \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & 0 & \left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & \left(\omega \frac{1-\sigma}{\sigma}\right) \\ 0 & -\left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & -\left(\omega \frac{1-\sigma}{\sigma}\right) & \left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) \\ \left(\frac{1}{T_r}\right) & 0 & -\left(\frac{1}{T_r}\right) & -\omega \\ 0 & \left(\frac{1}{T_r}\right) & \omega & -\left(\frac{1}{T_r}\right) \end{bmatrix} \\
 B &= \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad N = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \\
 x^T &= [i_{sd} \quad i_{sq} \quad \psi_{rd}'' \quad \psi_{rq}''] \quad u_s^T = [v_{sd} \quad v_{sq}]
 \end{aligned} \tag{3.39}$$

Afin de réaliser la commande vectorielle de la MAS dans le domaine discret de façon performante, on doit discrétiser le modèle d'état *bilinéaire* continu présenté aux expressions 3.38 et 3.39. En considérant que v_{sd} , v_{sq} et ω_s sont constant durant toute la durée d'un pas de temps T , on obtient les expressions 3.40 [73].

$$\begin{aligned}
 x(k+1) &= \Phi x(k) + H u_s(k) \\
 \Phi &= e^{[A+N\omega_s(k)]T} = \sum_{v=0}^{\infty} [A+N\omega_s(k)]^v \frac{T^v}{v!} \\
 H &= \int_{kT}^{(k+1)T} e^{[A+N\omega_s(k)]\tau} d\tau \cdot B = \sum_{v=1}^{\infty} [A+N\omega_s(k)]^{v-1} \frac{T^v}{v!} B
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

Pour que les expressions 3.40 soient valables, il faut que le pas de temps T soit assez court, typiquement de l'ordre de 0,1 à 1 ms. On peut utiliser un développement série

de premier ordre pour estimer Φ et H lors de faibles pas de temps T pour deux raisons : (1) le modèle discret n'est pas utilisé pour simuler le comportement de la MAS, mais pour supporter le design de la commande et (2) la stratégie de contrôle doit comporter une composante intégrale compensant pour l'erreur de modèle. Les expressions 3.41 et 3.42 représentent le modèle d'état discret qui en résulte [73].

$$\Phi = \begin{bmatrix} 1 - T\left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & \omega_s T & T\left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & T\omega\left(\frac{1-\sigma}{\sigma}\right) \\ -\omega_s T & 1 - T\left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) & -T\omega\left(\frac{1-\sigma}{\sigma}\right) & T\left(\frac{1-\sigma}{\sigma T_r}\right) \\ \left(\frac{T}{T_r}\right) & 0 & -\left(\frac{T}{T_r}\right) & (\omega_s - \omega)T \\ 0 & \left(\frac{T}{T_r}\right) & -(\omega_s - \omega)T & -\left(\frac{T}{T_r}\right) \end{bmatrix}$$

$$\Phi = \begin{bmatrix} \Phi_{11} & \Phi_{12} \\ \Phi_{21} & \Phi_{22} \end{bmatrix} \quad 3.41$$

$$H = \begin{bmatrix} \frac{T}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{T}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} i_s(k+1) &= \Phi_{11}i_s(k) + \Phi_{12}\psi_r''(k) + H_1u_s(k) \\ \psi_r''(k+1) &= \Phi_{21}i_s(k) + \Phi_{22}\psi_r''(k) \end{aligned} \quad 3.42$$

La Figure 3.15 présente les deux processus mis en évidence par les expressions 3.42, soit le processus en courant et le processus en flux de la MAS.

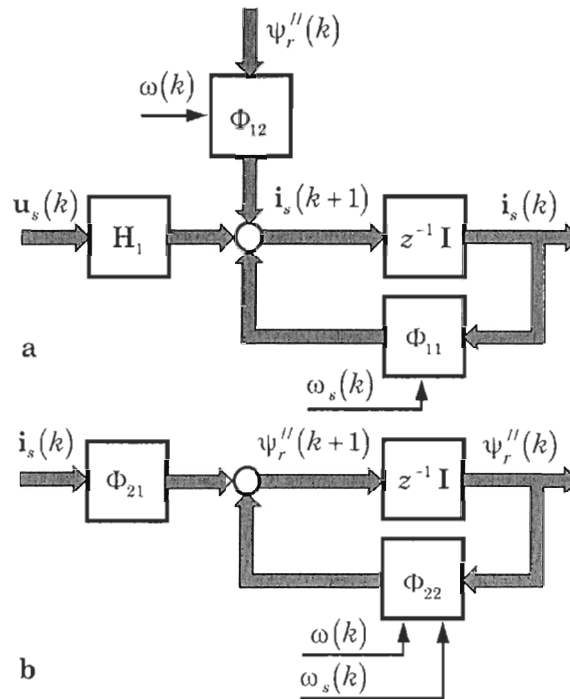


Figure 3.15 : Schématisation du comportement du courant (a) et du modèle du flux i - ω (b) de la MAS dans le domaine discret et dans le repère dq [73]⁴

3.7.3 Description du contrôleur de courants

En se basant sur le modèle de la machine asynchrone réalisée à la Section 3.7.2, il est possible de construire un contrôleur à deux entrées et deux sorties produisant une réponse pile et un découplage des composantes dq du courant (cf. Figure 3.14, bloc 2). L'expression 3.43 reprend le processus en courant de la MAS vu en 3.42.

$$i_s(k+1) = \Phi_{11}i_s(k) + H_1u_s(k) + \Phi_{12}\psi_r''(k) \quad 3.43$$

⁴ La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

Il a été vu précédemment que la variable manipulée du système de la MAS est u_s , soit u_{sd} et u_{sq} . En considérant que y est la sortie du contrôleur des deux boucles de courant, la sortie du découpleur est la suivante :

$$u_s(k) = H_1^{-1} [y(k-1) - \Phi_{12} \psi_r''(k)] \quad 3.44$$

En remplaçant u_s dans l'expression 3.43, on obtient :

$$\begin{aligned} i_s(k+1) &= \Phi_{11} i_s(k) + y(k-1) \\ z i_s(z) &= \Phi_{11} i_s(z) + z^{-1} y(z) \\ [zI - \Phi_{11}] i_s(z) &= z^{-1} y(z) \end{aligned} \quad 3.45$$

La Figure 3.16 présente la structure du contrôleur avec le découpleur.

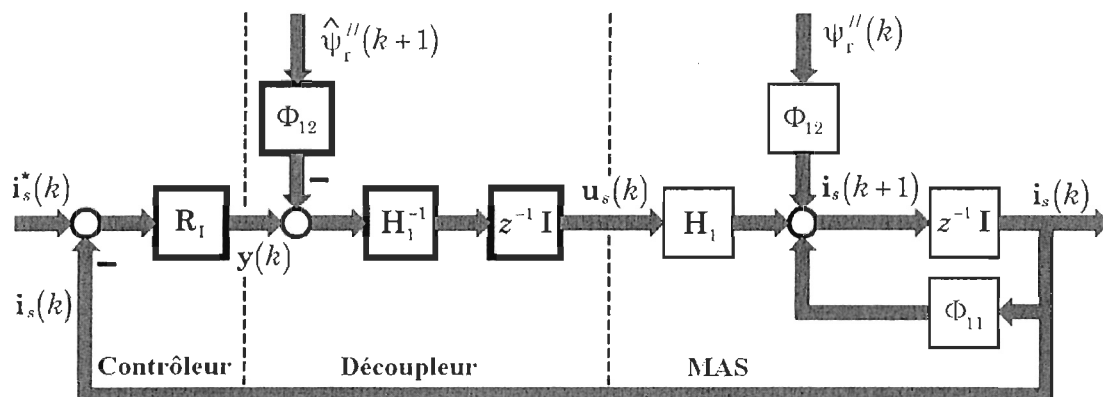


Figure 3.16 : Schéma structurel de la stratégie de contrôle avec découpleur [73]⁵

Il est à noter que le type de découpleur discret en *feed-forward* utilisé ici [73] est du même type que ce qui est présenté dans les références [40, 55, 74] sauf que celles-ci sont dans le domaine continu.

⁵ La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

Selon le schéma de la Figure 3.16, la sortie du contrôleur correspond à l'expression 3.46.

$$y(z) = R_I [i_s^*(z) - i_s(z)] = R_I \varepsilon_{is}(z) \quad 3.46$$

L'expression 3.45 peut être remplacée dans 3.46, ce qui donne :

$$i_s(z) = z^{-1} [zI - \Phi_{11} + z^{-1} R_I]^{-1} R_I i_s^*(z) \quad 3.47$$

Si on veut une dynamique en boucle fermée de la forme

$$i_s(z) = z^{-2} i_s^*(z) \quad 3.48$$

représentant un comportement à réponse pile, le contrôleur doit avoir la forme suivante :

$$R_I = \frac{I - z^{-1} \Phi_{11}}{1 - z^{-2}} \quad 3.49$$

Donc, pour ce qui est du contrôleur, son entrée est $\varepsilon_{is}(k) = i_s^*(k) - i_s(k)$ et sa sortie est $y(k)$. Pour ce qui est du découpleur, son entrée est $y(k)$ et sa sortie est $u_s(k)$.

$$\begin{aligned} y(k) &= \varepsilon_{is}(k) - \Phi_{11} \varepsilon_{is}(k-1) + y(k-2) \\ u_s(k+1) &= H_1^{-1} [y(k) - \Phi_{12} \psi_r''(k+1)] \end{aligned} \quad 3.50$$

En remplaçant Φ_{11} , Φ_{12} et H_1 par leurs expressions respectives, on a :

$$\Phi_{11} = \begin{bmatrix} 1 - T \left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1 - \sigma}{\sigma T_r} \right) & \omega_s T \\ -\omega_s T & 1 - T \left(\frac{1}{\sigma T_s} + \frac{1 - \sigma}{\sigma T_r} \right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{11A} & \Phi_{11B} \\ -\Phi_{11B} & \Phi_{11A} \end{bmatrix}$$

$$\Phi_{12} = \begin{bmatrix} T \left(\frac{1 - \sigma}{\sigma T_r} \right) & T \omega \left(\frac{1 - \sigma}{\sigma} \right) \\ -T \omega \left(\frac{1 - \sigma}{\sigma} \right) & T \left(\frac{1 - \sigma}{\sigma T_r} \right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{12A} & \Phi_{12B} \\ -\Phi_{12B} & \Phi_{12A} \end{bmatrix} \quad 3.51$$

$$H_1 = \begin{bmatrix} \frac{T}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{T}{\sigma L_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{1A} & 0 \\ 0 & H_{1A} \end{bmatrix}$$

$$y_d(k) = \varepsilon_{isd}(k) - \Phi_{11A} \varepsilon_{isd}(k-1) - \Phi_{11B} \varepsilon_{isq}(k-1) + y_d(k-2)$$

$$y_q(k) = \varepsilon_{isq}(k) + \Phi_{11B} \varepsilon_{isd}(k-1) - \Phi_{11A} \varepsilon_{isq}(k-1) + y_q(k-2)$$

$$u_{sd}(k+1) = H_{1A}^{-1} [y_d(k) - \Phi_{12A} \psi_{rd}''(k+1)]$$

$$u_{sq}(k+1) = H_{1A}^{-1} [y_q(k) + \Phi_{12B} \psi_{rd}''(k+1)] \quad 3.52$$

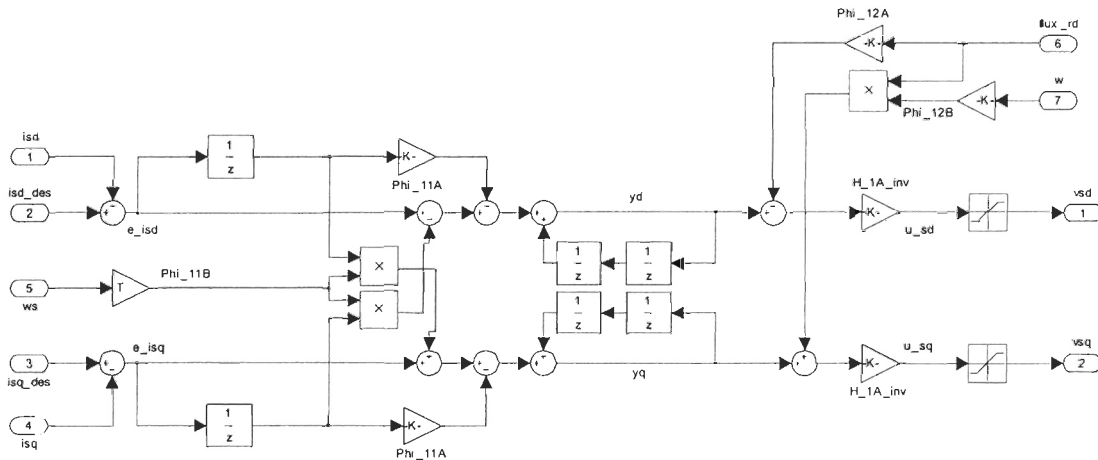


Figure 3.17 : Schéma *Simulink* du contrôleur de courants à réponse pile avec découpler

Les expressions 3.50 du contrôleur de courants avec découpleur peuvent être réalisées à l'aide d'un schéma *Simulink* présenté à la Figure 3.17.

Le design présenté à la Figure 3.17 ne comporte pas d'*anti-reset windup*, ce qui peut mener à des instabilités, et limite de façon indépendante la commande en tension u_{sd} et u_{sq} . Pour palier à ces problèmes, un algorithme de limitation simple jumelé à une correction de ε_{is} et de γ est nécessaire.

Pour ce qui est de la saturation de la commande, la stratégie adoptée est de prioriser u_{sd} lorsque la MAS est en moteur et de favoriser u_{sq} lorsque la MAS est en génératrice [73]. La tension statorique u_s ne doit jamais excéder la tension maximale $u_{s,max}$ admise par le convertisseur de puissance du côté de la génératrice.

$$u_s = \sqrt{u_{sd}^2 + u_{sq}^2} \leq u_{s,max} \quad 3.53$$

L'algorithme de saturation est présenté à la Figure 3.18 et le code *Matlab* et son schéma *Simulink* sont présentés à l'ANNEXE B.

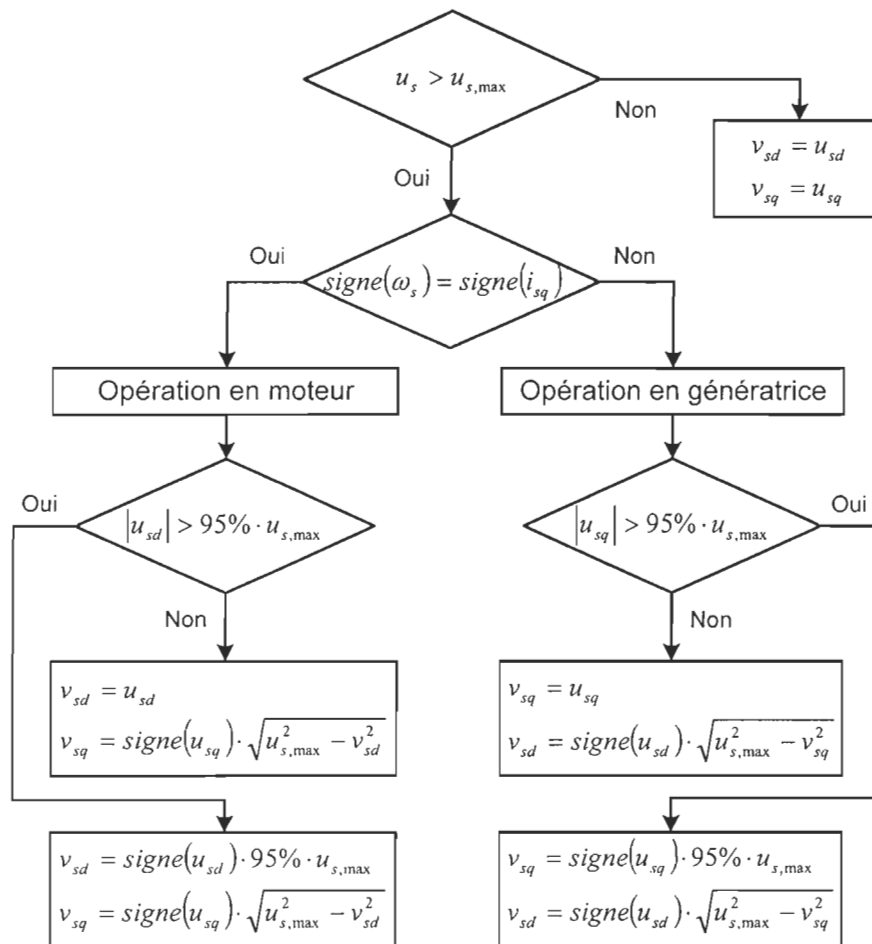


Figure 3.18 : Algorithme de saturation en tension de la commande u_{sd} et u_{sq}

Pour ce qui est de la correction sur ε_{is} et y , celle-ci doit être faite de façon à bloquer l'effet intégrateur implicite de la structure de contrôle afin de retrouver rapidement l'effet intégrateur recherché après une période de saturation. En reprenant les expressions en 3.50 et en considérant que le flux ψ_r'' varie lentement, on a :

$$H_1 u_s(k) = \varepsilon_{is}(k-1) - \Phi_{11} \varepsilon_{is}(k-2) + H_1 u_s(k-2) \quad 3.54$$

En posant que u_s à l'instant k est limité et qu'il correspond à v_s , l'expression 3.54 devient :

$$H_1 v_s(k) = \varepsilon'_{is}(k-1) - \Phi_{11} \varepsilon_{is}(k-2) + H_1 u_s(k-2) \quad 3.55$$

Où ε'_{is} est l'erreur sur les courants i_{sd} et i_{sq} corrigée pour éviter que l'action intégrale se poursuive lors de la saturation. Donc l'erreur ε'_{is} peut être calculée en combinant les expressions 3.54 et 3.55; ceci permet d'avoir une expression fonction des tensions de commandes saturées et non saturées.

$$\varepsilon'_{is}(k-1) = \varepsilon_{is}(k-1) - H_1 [u_s(k) - v_s(k)] \quad 3.56$$

Pour ce qui est de y , celui-ci peut être évalué différemment grâce aux expressions 3.50 et en remplaçant u_s par v_s , sa valeur saturée.

$$y(k) = H_1 v_s(k+1) + \Phi_{12} \psi_r''(k+1) \quad 3.57$$

Donc les nouvelles expressions pour ε'_{is} et y sont :

$$\begin{aligned} \varepsilon'_{isd}(k-1) &= \varepsilon_{isd}(k-1) - H_{1A} [u_{sd}(k) - v_{sd}(k)] \\ \varepsilon'_{isq}(k-1) &= \varepsilon_{isq}(k-1) - H_{1A} [u_{sq}(k) - v_{sq}(k)] \\ y_d(k) &= H_{1A} v_{sd}(k+1) + \Phi_{12A} \psi_{rd}''(k+1) \\ y_q(k) &= H_{1A} v_{sq}(k+1) - \Phi_{12B} \psi_{rd}''(k+1) \end{aligned} \quad 3.58$$

Avec ces correcteurs permettant un *anti-reset windup*, le schéma de la Figure 3.17 devient le schéma de la Figure 3.19.

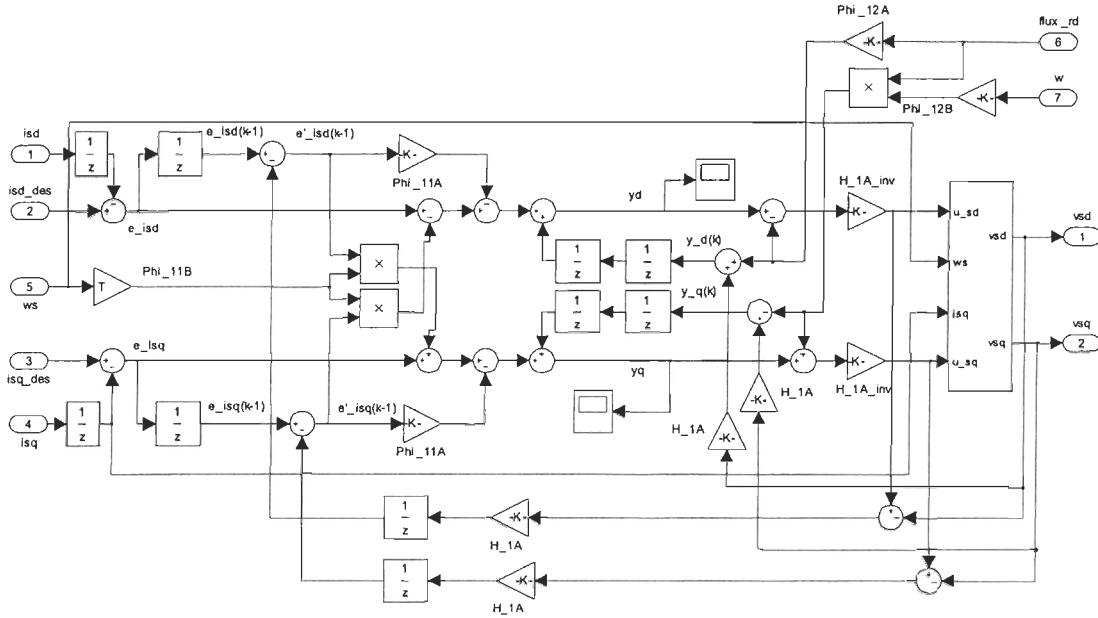


Figure 3.19 : Schéma Simulink du contrôleur de courants à réponse pile avec découpleur, saturation de la commande et correcteurs

3.7.4 Description de l'estimateur du flux rotorique

En reprenant les expressions 3.34 et 3.36 et en considérant le flux rotorique dans l'axe q nul, soit que la position de l'axe d du référentiel de *Park* est parfaitement superposée au vecteur du flux rotorique, on a [73] :

$$\begin{aligned}
 v_{sd} &= R_s i_{sd} + \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r'} \right) \frac{d}{dt} i_{sd} - \omega_s \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r'} \right) i_{sq} + \frac{L_m^2}{L_r'} \frac{d}{dt} \psi_{rd}'' \\
 v_{sq} &= \omega_s \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r'} \right) i_{sd} + R_s i_{sq} + \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r'} \right) \frac{d}{dt} i_{sq} + \frac{\omega_s L_m^2}{L_r'} \psi_{rd}'' \\
 0 &= -i_{sd} + \psi_{rd}'' + \frac{L_r'}{R_r'} \frac{d}{dt} \psi_{rd}'' \\
 0 &= -i_{sq} + (\omega_s - \omega) \frac{L_r'}{R_r'} \psi_{rd}''
 \end{aligned}$$

3.59

D'après les expressions rotoriques en 3.59, on peut obtenir des estimations ($\hat{\cdot}$) pour le flux rotorique dans l'axe d et pour l'angle de pilotage de la commande vectorielle [73].

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \hat{\psi}_{rd}'' &= \frac{R_r'}{L_r'} (\hat{i}_{sd} - \hat{\psi}_{rd}'') \\ \frac{d}{dt} \hat{\theta}_s &= \hat{\omega}_s = \omega + \frac{R_r' \hat{i}_{sq}}{L_r' \hat{\psi}_{rd}''} \end{aligned} \quad 3.60$$

Cette méthode d'estimation du flux rotorique possède deux avantages principaux : soit un calcul simple nécessitant peu de temps de calcul et de bonnes performances pour l'ensemble de la plage de vitesse [73]. Par contre, l'estimation réalisée est sensible à une variation de la résistance rotorique R_r' pouvant varier lors de l'opération de la MAS, en particulier en fonction de la température. C'est pour cette raison que des techniques d'ajustement ou d'estimation en ligne de cette résistance existent pour pallier à ce problème. Dans la présente étude, on considère que cette résistance est connue et constante.

En discrétisant 3.60, on obtient les expressions 3.61 et 3.62 représentées par le schéma *Simulink* de la Figure 3.20.

$$\begin{aligned} \hat{\psi}_{rd}''(k+1) &= \hat{\psi}_{rd}''(k) + \left(\frac{R_r' T}{L_r'} \right) (\hat{i}_{sd}(k) - \hat{\psi}_{rd}''(k)) \\ \hat{\theta}_s(k+1) &= \hat{\theta}_s(k) + \omega(k)T + \left(\frac{R_r' T}{L_r'} \right) \frac{\hat{i}_{sq}(k)}{\hat{\psi}_{rd}''(k)} \\ \hat{\omega}_s(k) &= \omega(k) + \left(\frac{R_r'}{L_r'} \right) \frac{\hat{i}_{sq}(k)}{\hat{\psi}_{rd}''(k)} \end{aligned} \quad 3.61$$

Donc

$$\begin{aligned}\hat{\psi}_{rd}''(z) &= \left(\frac{R_r'}{L_r'}\right) \left(\frac{Tz^{-1}}{1-z^{-1}}\right) (\hat{i}_{sd}(z) - \hat{\psi}_{rd}''(z)) \\ \hat{g}_s(z) &= \left(\frac{Tz^{-1}}{1-z^{-1}}\right) \left(\omega(z) + \left(\frac{R_r'}{L_r'}\right) \frac{\hat{i}_{sq}(z)}{\hat{\psi}_{rd}''(z)}\right) \\ \hat{\omega}_s(z) &= \omega(z) + \left(\frac{R_r'}{L_r'}\right) \frac{\hat{i}_{sq}(z)}{\hat{\psi}_{rd}''(z)}\end{aligned}\quad 3.62$$

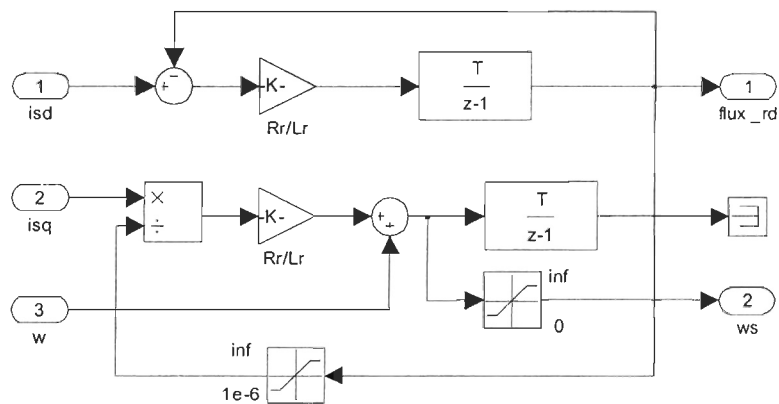


Figure 3.20 : Schéma *Simulink* du modèle de l'estimateur du flux rotorique

La saturation sur le signal ω_s impose une fréquence positive et la saturation sur le signal ψ_{rd}'' évite une division par zéro.

3.7.5 Calcul du flux rotorique désiré et design de son contrôleur

Le calcul du flux rotorique désiré peut faire partie d'une optimisation de l'opération de la MAS. Habituellement, le flux est maintenu constant sous la vitesse nominale et est diminué (*défluxage*) selon différents critères au dessus de celle-ci [73]. Pour la présente étude, la vitesse d'opération de l'éolienne ne dépasse jamais la vitesse nominale de la machine asynchrone et donc le flux rotorique désiré est maintenu constant.

Différents flux nominaux peuvent être calculés dans la machine, soit le flux statorique ψ_s , le flux de magnétisation (entrefer) ψ_m et le flux rotorique ψ_r . Essentiellement, ces flux sont très faiblement différents ($\psi_s > \psi_m > \psi_r$). L'expression suivante donne une approximation du flux rotorique nominal dans le repère dq (cf. référence [64]) :

$$|\psi_{rdq,nom}| \approx \frac{|v_{sdq,nom}|}{\omega_s} = \frac{\sqrt{2} \cdot V_s}{\sqrt{3} \cdot 2\pi f_s} = 0,9963 \text{ Wb} \quad 3.63$$

Donc le flux rotorique désiré dans le domaine de *Park* est le suivant :

$$\psi'_{rd} = |\psi_{rdq,nom}| = 0,9963 \text{ Wb} \quad 3.64$$

$$\psi^*_{rd} = \psi''_{rd} = \frac{\psi'_{rd}}{L_m} = \frac{0,9963}{0,1676} = 5,945 \frac{\text{Wb}}{\text{H}} = 5,945 \text{ A} \quad 3.65$$

Pour réaliser le design du contrôleur proportionnel-intégral du flux rotorique PI_ψ , on doit utiliser la fonction de transfert du système entre l'entrée i^*_{sd} et la sortie $\psi''_{rd}(z)$.

$$G_\psi(z) = \frac{\psi''_{rd}(z)}{i^*_{sd}(z)} = \frac{i_{sd}(z)}{i^*_{sd}(z)} \cdot \frac{\psi''_{rd}(z)}{i_{sd}(z)} \quad 3.66$$

Le schéma bloc du système en boucle fermée est présenté à la Figure 3.21.

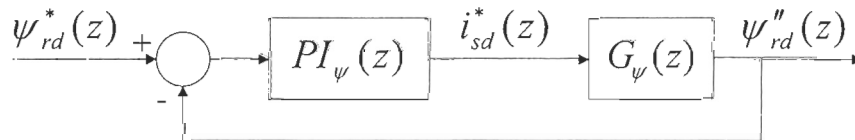


Figure 3.21 : Schéma bloc de la boucle de contrôle en flux rotorique

D'après les expressions 3.43 et 3.48, on a :

$$\frac{\psi_{rd}''(z)}{i_{sd}(z)} = \frac{\frac{T}{Tr} z^{-1}}{1 - \left(1 - \frac{T}{Tr}\right) z^{-1}} \quad 3.67$$

$$\frac{i_s(z)}{i_s^*(z)} = z^{-2} \quad 3.68$$

$$\frac{\psi_{rd}''(z)}{i_{sd}^*(z)} = \frac{\frac{T}{Tr} z^{-3}}{1 - \left(1 - \frac{T}{Tr}\right) z^{-1}} \quad 3.69$$

Étant donné que le délai de la fonction de transfert est beaucoup plus faible que sa constante de temps ($3T \ll 1 - T/Tr$), on peut simplifier celle-ci comme suit :

$$G_\psi(z) = \frac{\psi_{rd}''(z)}{i_{sd}^*(z)} \approx \frac{\frac{T}{Tr} z^{-1}}{1 - \left(1 - \frac{T}{Tr}\right) z^{-1}} \quad 3.70$$

Avec la méthode de la synthèse directe (*Direct Synthesis Method*) [75, 76], on peut dicter une dynamique désirée en boucle fermée; une annulation des pôles et des zéros permet d'obtenir le gain proportionnel $K_{c,\psi}$ du contrôleur du flux PI_ψ et sa constante de temps intégrale $T_{i,\psi}$. La dynamique désirée de premier ordre est la suivante :

$$\left(\frac{Y}{Y_{ref}}\right)_{des} = \left(\frac{\psi_{rd}''(z)}{i_{sd}^*}\right)_{des} = \frac{\left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}}\right) z^{-1}}{1 - e^{-T/T_{\psi,des}} z^{-1}} \quad 3.71$$

La fonction de transfert du contrôleur doit avoir la forme suivante :

$$G_{c,\psi}(z) = \frac{\left(\frac{Y}{Y_{ref}}\right)_{des}}{G(z) \left[1 - \left(\frac{Y}{Y_{ref}}\right)_{des}\right]} = \frac{\left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}}\right) z^{-1} \left(1 - \left(1 - \frac{T}{Tr}\right) z^{-1}\right)}{\left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}} z^{-1}\right) \left(\frac{T}{Tr}\right) z^{-1} \left[1 - \frac{\left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}}\right) z^{-1}}{1 - e^{-T/T_{\psi,des}} z^{-1}}\right]} \quad 3.72$$

$$G_{c,\psi}(z) = \frac{Tr \left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}}\right) \left(1 - \left(1 - \frac{T}{Tr}\right) z^{-1}\right)}{T \left[1 - z^{-1}\right]} \quad 3.73$$

L'expression discrète d'un contrôleur proportionnel-intégral est la suivante :

$$PI(z) = K_c \frac{1 - e^{-T/T_i} z^{-1}}{1 - z^{-1}} \quad 3.74$$

Donc l'expression du gain proportionnel est le suivant :

$$K_{c,\psi} = \frac{Tr \left(1 - e^{-T/T_{\psi,des}}\right)}{T} \quad 3.75$$

Par ailleurs, l'équation suivante est vraie lorsque $T_r > 100 \cdot T$:

$$e^{-T/Tr} \approx 1 - \frac{T}{Tr} \quad 3.76$$

Ce qui fait que

$$T_{i,\psi} \approx T_r \text{ si } T_r > 100 \cdot T$$

La validation du design du contrôleur de flux rotorique est présentée à la Section 3.10. À cette section, il est également question de définir la constante de temps de réponse $T_{\psi,des}$ en boucle fermée du système en flux rotorique.

3.7.6 Présentation du schéma Matlab/Simulink de la commande vectorielle utilisée

Le schéma *Matlab/Simulink* de la commande vectorielle utilisée est présenté à la Figure 3.22 et à la Figure 3.23. La Figure 3.22 est comparable à la Figure 3.14, la machine asynchrone et le contrôleur de vitesse en moins. On y retrouve la boucle externe de contrôle du flux avec son contrôleur (*PI_flux*). On voit aussi le *Modèle du Flux* qui sert à la boucle de flux et au positionnement de la commande en tension dans le référentiel de *Park*. Finalement, le *Contrôleur isdq – Découpleur* est le contrôleur à réponse pile en courants; ses sorties sont les tensions de commande v_{sd} et v_{sq} de la MAS. Le schéma *Matlab/Simulink* de ce contrôleur est présenté à la Figure 3.19.

Il est à noter que le contrôleur de vitesse ainsi que sa boucle de contrôle ne sont pas présentés à la Figure 3.22. En fait, le design du contrôleur de vitesse est traité dans le prochain chapitre (CHAPITRE 4). En regroupant le modèle de l'aérodynamique, de l'entraînement mécanique, de la machine asynchrone à cage et de la commande vectorielle, on obtient un système ayant comme unique variable manipulée le courant statorique de l'axe q . Pour rendre cette variable manipulée plus pratique, une conversion du couple électromagnétique en courant statorique dans l'axe q est effectuée (*Conversion Ce -> isq*) en utilisant l'expression 3.28.

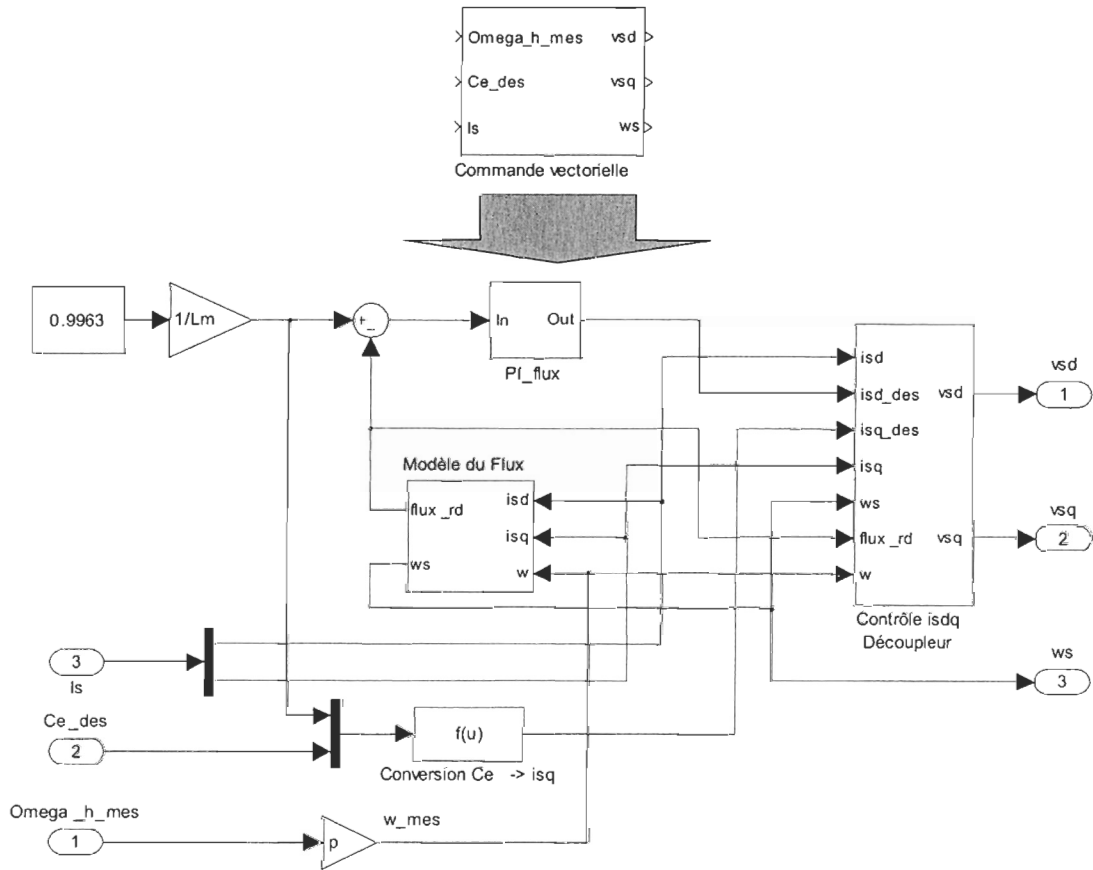


Figure 3.22 : Schéma *Matlab/Simulink* de la commande vectorielle utilisée

$$\Gamma_e = \left(\frac{3 L_m}{2 L_r} p \Psi_{rd} \right) i_{sq} \quad 3.77$$

$$\Rightarrow i_{sq} = \left(\frac{2 L_r}{3 L_m p \Psi_{rd}} \right) \Gamma_e \quad 3.78$$

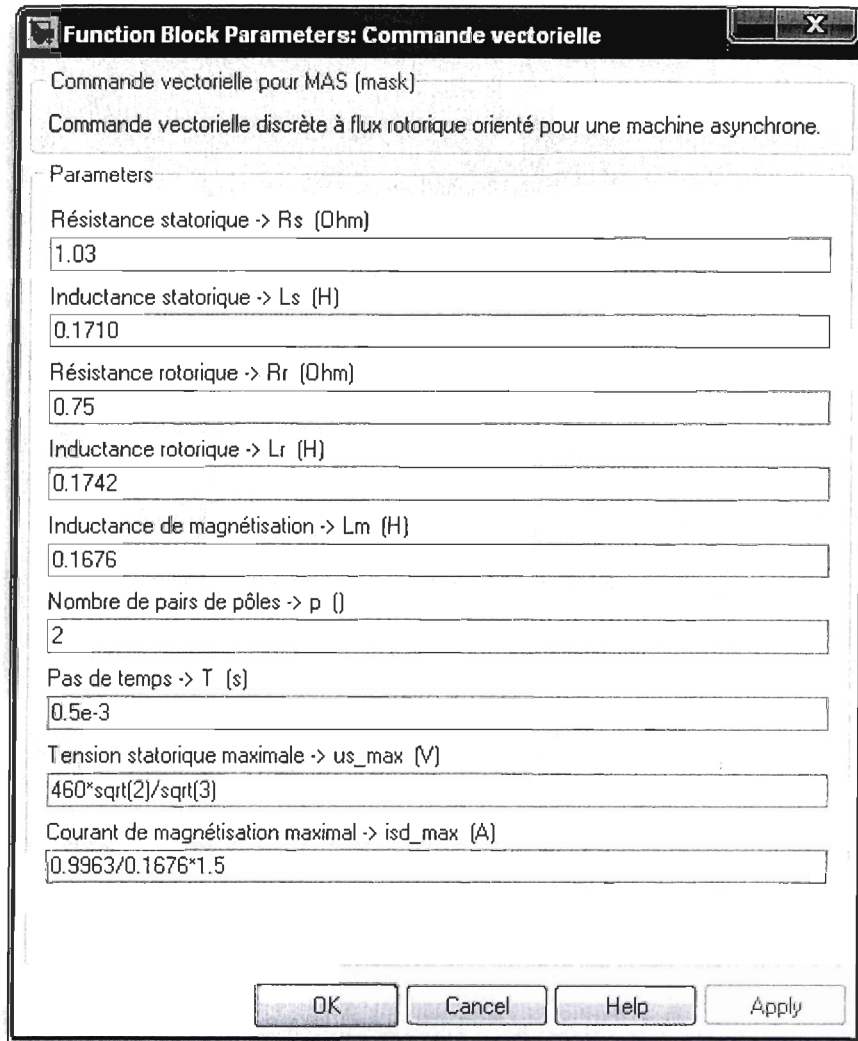


Figure 3.23 : Masque du modèle *Matlab/Simulink* de la commande vectorielle

Donc la variable manipulée devient le couple électromagnétique ($Ce_des - \Gamma_e^*$). La Figure 3.23 présente la fenêtre du masque du modèle avec ses paramètres modifiables. Le choix des paramètres est présenté à la Section 3.9. Le pas de temps utilisé pour la commande vectorielle est de 0,5 ms puisque la référence [73] suggère un pas de temps de l'ordre de 0,1 à 1 ms afin que le modèle discret utilisé soit valable; ceci correspond à un temps quelques centaines de fois moins long que la dynamique de la machine électrique.

Pour ce qui est de la tension statorique maximale, elle correspond à la tension nominale dans le domaine de *Park* ($460 \cdot \sqrt{2}/\sqrt{3} \approx 375,6$ V). Quant au courant de magnétisation maximal, il correspond à une fois et demie le courant de magnétisation nominal ($(0,9963/0,1676) \cdot 1,5 \approx 8,92$ A).

3.8 Modélisation du convertisseur de puissance côté génératrice

La modélisation physique du convertisseur de puissance n'est pas étudiée dans la présente étude (cf. Section 3.7). Son fonctionnement est intégré à travers la commande vectorielle et le modèle de la machine asynchrone à cage dans le référentiel de *Park*. Il est considéré que la dynamique des convertisseurs de puissance est beaucoup plus rapide que la dynamique de la MAS [40, 60].

3.9 Dimensionnement des composantes et choix des paramètres

Le Tableau 3.1 présente les paramètres utilisés lors des simulations de l'éolienne à vitesse variable. Les paramètres de la partie mécanique de l'éolienne proviennent de la référence [40] et les paramètres du coefficient de puissance proviennent des références [24] et [59]. La vitesse d'opération maximale provient du fait que la vitesse de bout de pale ne doit pas excéder une certaine vitesse afin de ne pas produire trop de bruit de friction avec l'air. La référence [26] propose de ne pas dépasser une vitesse de bout de pale de 75 m/s. Ceci est inférieur au quart de la vitesse du son. Donc que la vitesse maximale $\Omega_{h,\max}$ est de $75 \cdot i/R = 187,5$ rad/s. Le choix de la densité de l'air provient de la condition standard au niveau de la mer à 15 °C et à 101,33 kPa avec air sec [23].

	Paramètres	Valeurs	
Aérodynamique	Rayon du rotor de la turbine R {m}	2,5	
	Densité de l'air ρ {Kg/m ³ }	1,225	
	Paramètres du coefficient de puissance	c_1	0,5176
		c_2	116
		c_3	0,4
		c_4	5
		c_5	21
		c_6	0,0068
	Vitesse spécifique optimale λ_o {rad}	8	
	Coefficient de puissance maximal $C_{p,max}$ {-}	0,4798	
Vitesse de vent minimale d'opération V_{min} {m/s}	3,5		
Vitesse de vent maximale d'opération V_{max} {m/s}	25		
Vitesse d'opération maximale $\Omega_{h,max}$ {rad/s}	187,5		
Entraînement mécanique	Moment d'inertie du rotor de la turbine J_t {Kg · m ² }	3,0	
	Moment d'inertie du rotor de la MAS (génératrice) J_g {Kg · m ² }	0,01	
	Moment d'inertie de la boîte de vitesse côté basse-vitesse J_{bvb} {Kg · m ² }	0,02	
	Moment d'inertie de la boîte de vitesse côté haute-vitesse J_{bvh} {Kg · m ² }	0,005	
	Rapport de la boîte de vitesse i { }	6,25	
	Efficacité de la boîte de vitesse η { }	0,95	
Machine asynchrone à cage	Puissance nominale statorique $P_{s,nom}$ {W}	6000	
	Tension nominale statorique de ligne V_s {Vrms}	460	
	Vitesse angulaire nominale Ω_{nom} {tours/min}	1750	
	Résistance statorique R_s {Ω}	1,03	
	Inductance statorique L_s {H}	0,1710	
	Résistance rotorique R'_r {Ω}	0,75	
	Inductance rotorique L'_r {H}	0,1742	
	Inductance de magnétisation L_m {H}	0,1676	
	Nombre de paires de pôles p { }	2	
	Fréquence du réseau f_s {Hz}	60	
	Couple maximal $\Gamma_{e,max}$ {Nm}	100	

Tableau 3.1 : Paramètres de l'éolienne modélisée

Les paramètres de la machine asynchrone proviennent de spécifications disponibles via la compagnie *Siemens* [77]. La validation de ces paramètres est présentée à l'ANNEXE A.

3.10 Validation de la commande vectorielle sur le modèle de l'éolienne

Pour valider la commande vectorielle, on utilise les paramètres affichés à la Figure 3.3, à la Figure 3.8, à la Figure 3.10 et à la Figure 3.23 et le schéma *Matlab/Simulink* suivant :

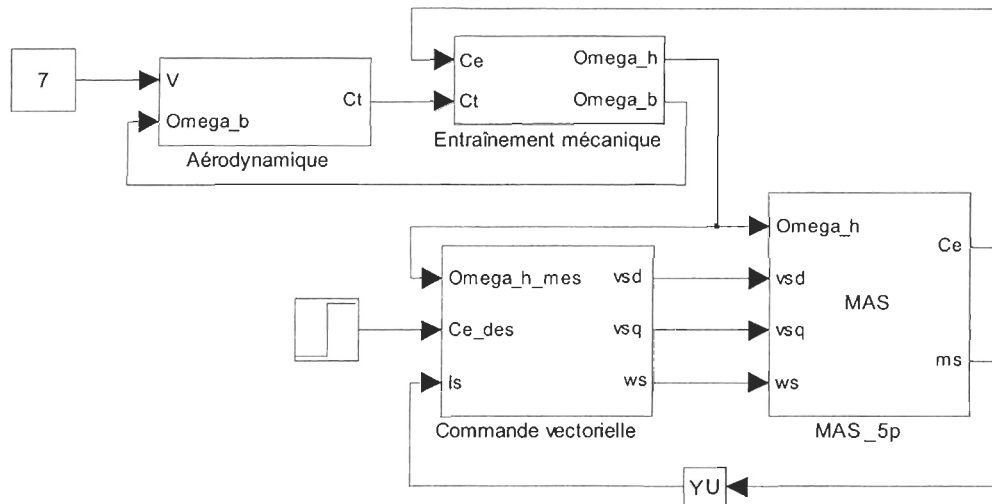


Figure 3.24 : Schéma *Matlab/Simulink* pour la validation de la commande vectorielle

Dans la présente section, il sera question de valider le comportement de la commande vectorielle sur le modèle de l'éolienne au niveau de la boucle externe du flux magnétique et des deux boucles internes de courant. La Figure 3.25 montre la réponse du flux rotorique ψ_{rd}'' estimé lors d'un changement de consigne autour de la valeur du flux rotorique nominal ψ_{rd}^* pour une dynamique en boucle fermée caractérisée par

$T_{\psi, des} = 0,01$ seconde. Il est à noter que pour cette simulation, le couple électromagnétique désiré est de $-13,72$ Nm.

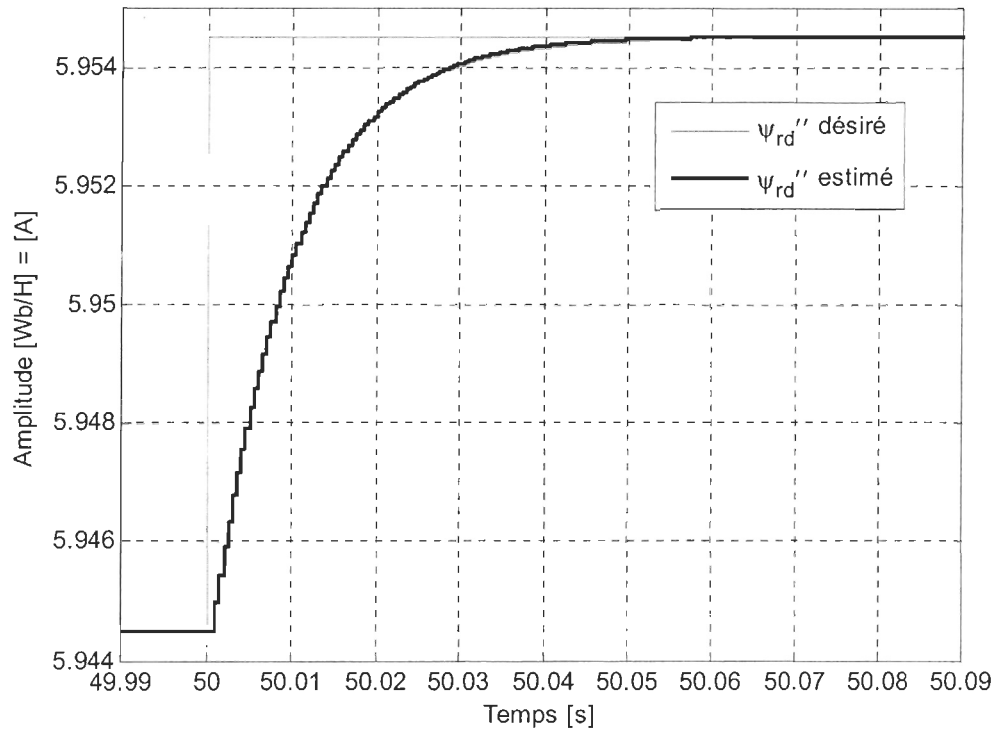


Figure 3.25 : Réponse du ψ_{rd}'' à un changement de consigne du flux (échelon de $0,01$ Wb/H = $0,01$ A) à $t=50$ s

On voit que la dynamique désirée est bien respectée, que l'erreur en régime permanent est nulle et que la réponse en boucle fermée présente un délai de deux pas de temps comme montré à l'Expression 3.69. Dans les mêmes conditions, on peut observer la dynamique de la boucle interne en courant correspondant au contrôle du flux, soit i_{sd} , avec la Figure 3.26.

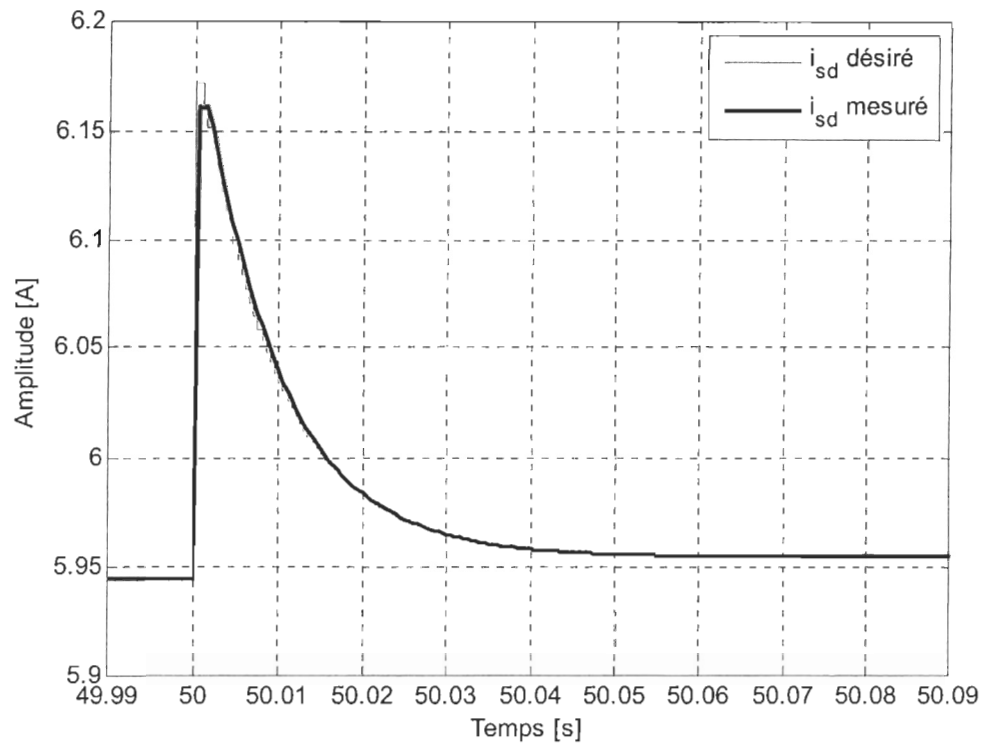


Figure 3.26 : Réponse de i_{sd} mesuré en fonction de i_{sd} désiré lors d'un changement de consigne du flux (échelon de $0,01 \text{ Wb/H} = 0,01 \text{ A}$) à $t=50 \text{ s}$

On voit sur la Figure 3.26 que le courant mesuré suit très bien le courant désiré : la dynamique de réponse est à réponse pile et est représentée par l'Expression 3.48.

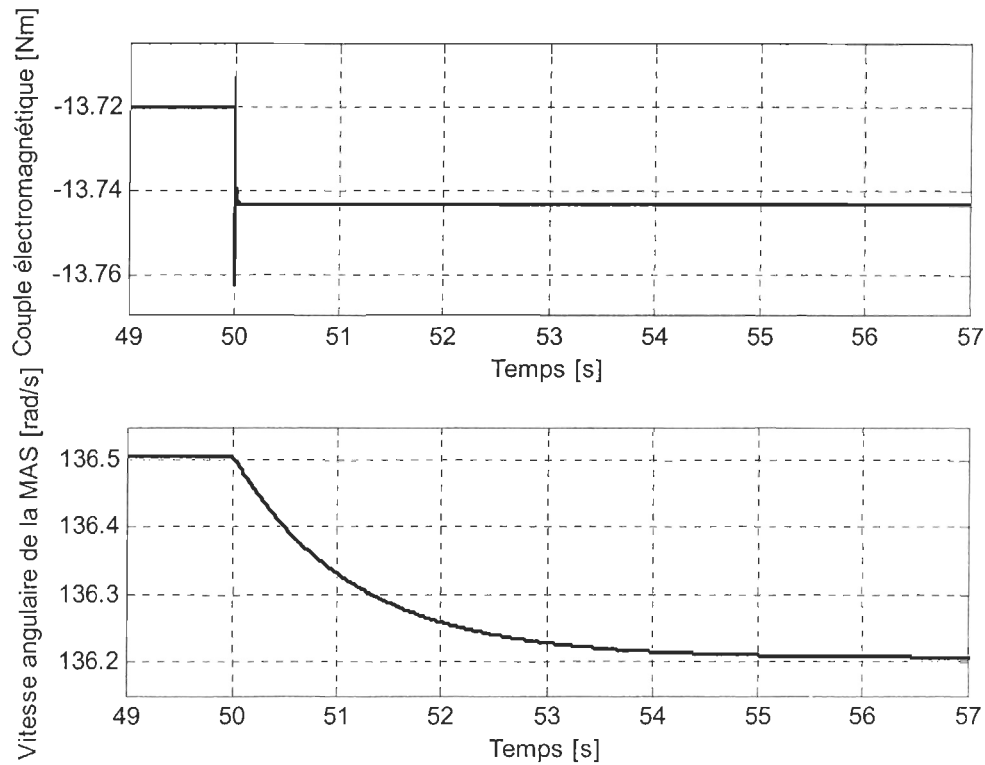


Figure 3.27 : Réponse du couple électromagnétique et de la vitesse angulaire lors d'un changement de consigne du flux (échelon de $0,01 \text{ Wb/H} = 0,01 \text{ A}$) à $t=50 \text{ s}$

On voit sur la Figure 3.27 que le couple électromagnétique et la vitesse angulaire de la MAS sont perturbés par le changement de consigne du flux. Les erreurs en régime permanent s'expliquent par le fait que la régulation en vitesse ou en couple est absente du modèle de cette simulation. Cette régulation en vitesse est traitée au CHAPITRE 4.

Si on maintient le flux rotorique désiré ψ_{rd}^* constant à sa valeur nominale et que l'on modifie le couple électromagnétique désiré, il est possible d'observer la dynamique de la boucle interne en courant correspondant au couple, soit i_{sq} , avec la Figure 3.28.

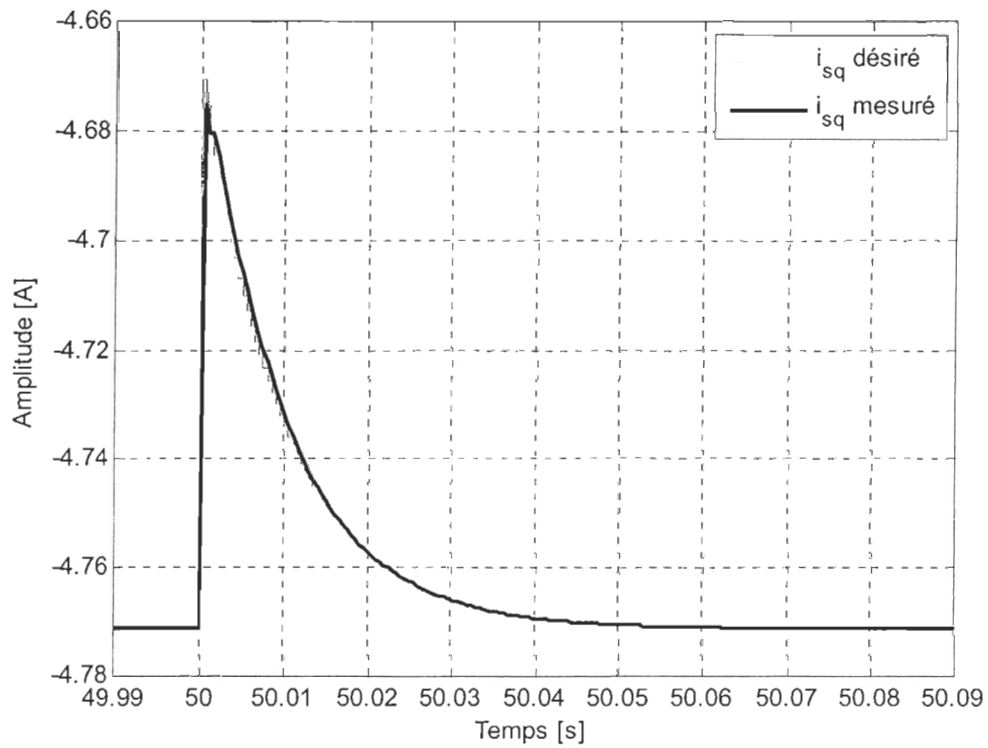


Figure 3.28 : Réponse de i_{sq} mesuré en fonction de i_{sq} désiré lors d'un changement de couple électromagnétique désiré à $t=50$ s

On voit sur la Figure 3.28 que le courant mesuré colle très bien au courant désiré puisque la dynamique de réponse est à réponse pile.

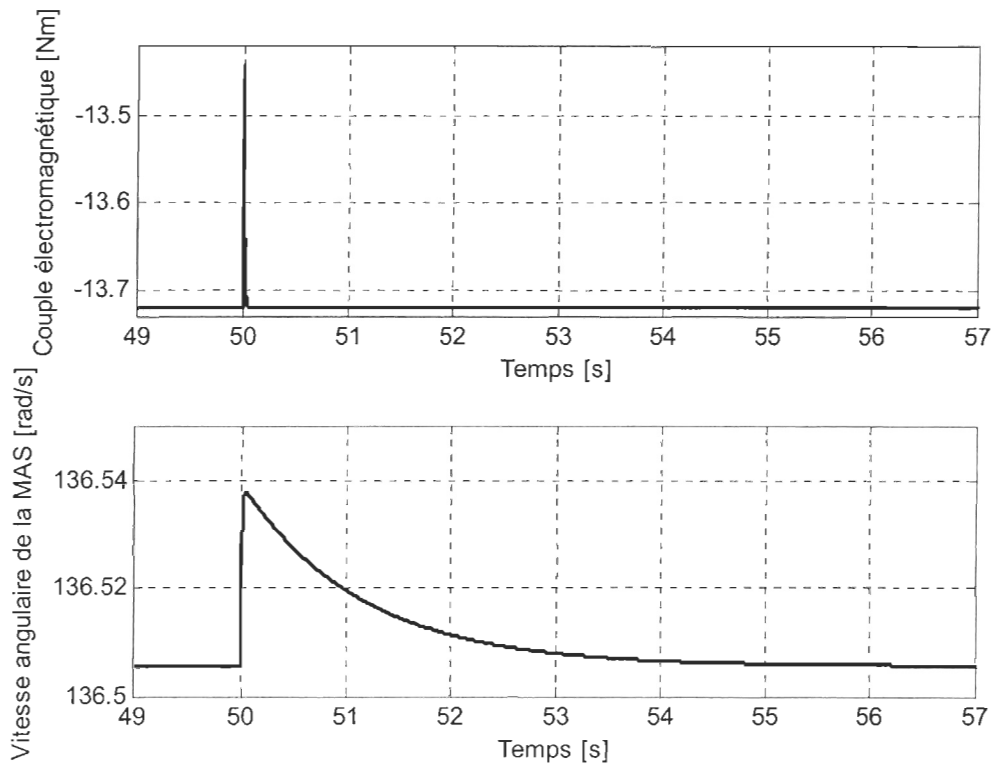


Figure 3.29 : Réponse du couple électromagnétique et de la vitesse angulaire lors d'un changement de couple électromagnétique désiré à $t=50$ s

On voit sur la Figure 3.29 que la vitesse angulaire de la MAS est perturbée par le changement de consigne du couple électromagnétique. Il est à noter que le couple désiré est une commande en boucle ouverte puisque la boucle en vitesse est absente du modèle de cette simulation. Cette régulation en vitesse est traitée au CHAPITRE 4.

Donc la validation de la commande vectorielle est concluante : son comportement correspond à celui attendu.

3.11 Identification

Le présent chapitre a présenté les différents modèles utilisés pour la modélisation de l'éolienne à vitesse variable, soit le modèle de l'aérodynamique, le modèle de l'entraînement mécanique, le modèle de la machine asynchrone à cage et le modèle de la commande vectorielle. Il est possible de ramener la modélisation de l'éolienne à une fonction de transfert de premier ordre ayant une entrée, soit la variable manipulée du système ($Ce_des - \Gamma_e^*$), une sortie, soit la vitesse de l'éolienne ($\Omega_h - \Omega_h$), et une perturbation, soit la vitesse du vent (V) [40]. Ceci est représenté à la Figure 3.30.

D'après la Figure 3.30, on peut voir que le gain et la constante de temps de la fonction de transfert de premier ordre varient en fonction de la vitesse du vent. En procédant à des simulations, il est possible d'identifier le système de premier ordre pour différentes vitesses du vent. C'est ce qui est présenté au Tableau 3.2.

Vitesse du vent [m/s]	Γ_e^* [N·m]	K_p [-]	T_p [s]
5	-7,00 à -6,85	16,841	1,4412
6	-10,08 à -9,87	14,058	1,2036
7	-13,72 à -13,43	12,04	1,0299
8	-17,92 à -17,54	10,532	0,90086
9	-22,68 à -22,20	9,3633	0,80059

Tableau 3.2 : Identification de la fonction de transfert de l'éolienne en vitesse en fonction du couple électromagnétique désiré

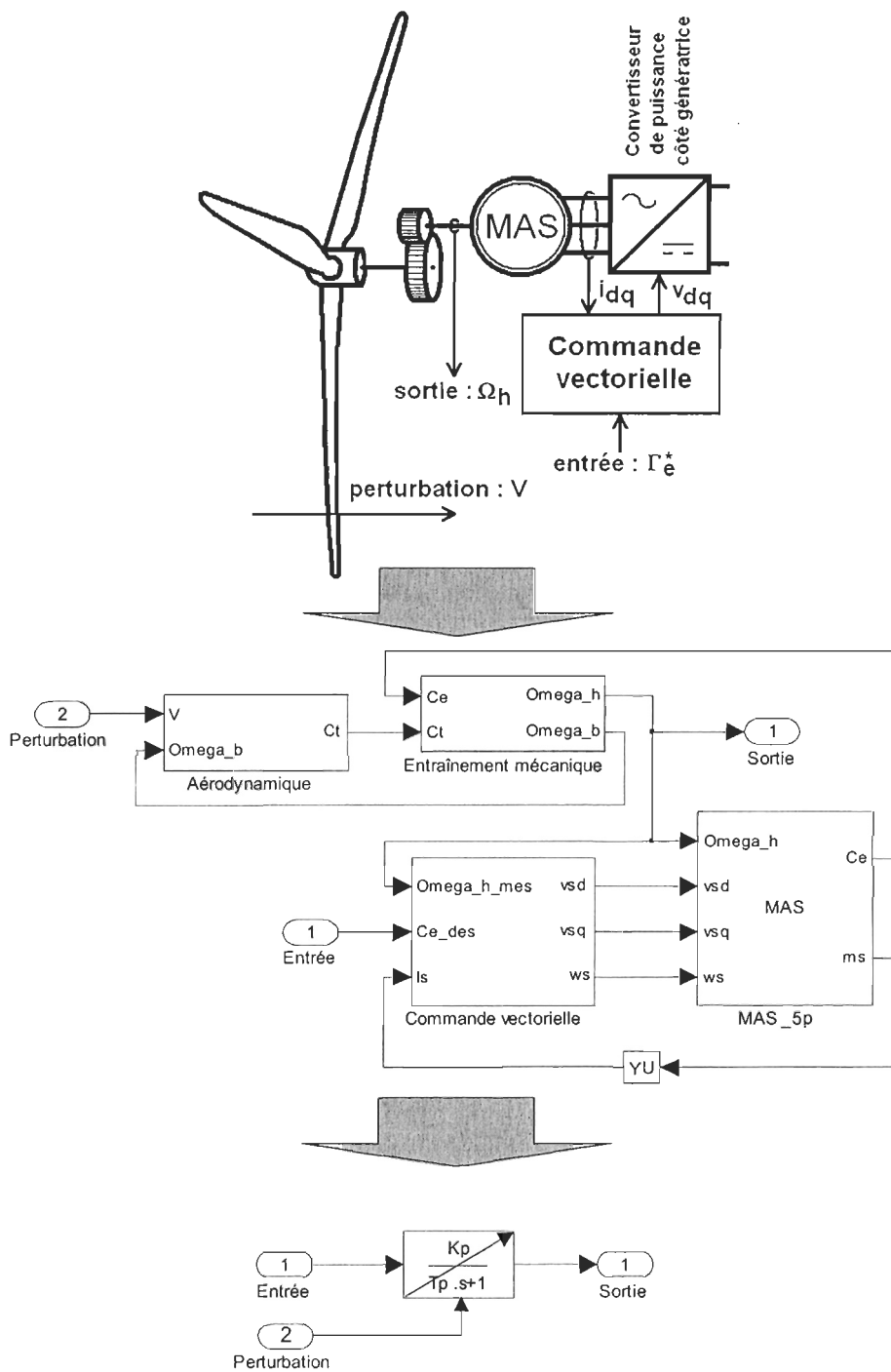


Figure 3.30 : Approximation du modèle de l'éolienne à vitesse variable avec une fonction de transfert de premier ordre

Au Tableau 3.2, on voit que la fonction de transfert varie modérément avec la vitesse du vent entre 5 et 9 m/s. La fonction de transfert choisie pour le design du contrôleur en vitesse est la fonction de transfert de premier ordre lorsque la vitesse du vent est de 7 m/s puisqu'il est raisonnable de considérer que cette vitesse de vent est une moyenne sur un site donné. Donc la fonction de transfert de l'éolienne linéarisée autour d'une vitesse de vent de 7 m/s est la suivante :

$$G_{\Omega}(s) = \frac{\Gamma_e^*(s)}{\Omega_h(s)} \approx \frac{K_p}{T_p s + 1} = \frac{12}{s + 1}$$

3.12 Conclusion

Dans le présent chapitre, il a été question de définir les différents modèles utilisés pour la modélisation de l'éolienne à vitesse variable, soit le modèle de l'aérodynamique, le modèle de l'entraînement mécanique et le modèle de la machine asynchrone. De plus, il a été question de choisir et de réaliser la commande vectorielle de la machine asynchrone ainsi que de valider cette dernière. Finalement, afin de pouvoir réaliser l'algorithme de contrôle à vitesse variable de l'éolienne, une identification de premier ordre du système de l'éolienne a été effectuée. Cette approximation est une linéarisation du système autour d'une vitesse de vent de 7 m/s. Cette fonction de transfert servira à faire le design du contrôleur en vitesse de l'éolienne à vitesse variable.

CHAPITRE 4

ALGORITHME DE CONTRÔLE À VITESSE VARIABLE

4.1 Introduction

L'algorithme de contrôle à vitesse variable possède deux buts primordiaux, soit l'optimisation et la protection. L'optimisation consiste à maximiser la capture de l'énergie dans le vent; ceci représente l'optimisation de l'efficacité de l'éolienne. Avec une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, il est possible de réaliser ce but avec la variation de la vitesse d'opération de l'éolienne. Quant à la protection, ce but consiste à opérer l'éolienne à l'intérieur d'une zone sécuritaire. Cette zone est définie par les contraintes suivantes :

- Υ Le couple mécanique ou électromécanique de l'éolienne;
- Υ La vitesse d'opération de l'éolienne;
- Υ La puissance de l'éolienne.

La contrainte la plus importante est la puissance de l'éolienne. Cette puissance ne doit pas dépasser la puissance nominale de la génératrice électrique de la turbine. À une certaine vitesse de vent, la puissance nominale de l'éolienne est atteinte. Sous cette vitesse de vent se trouve le *régime sous-nominal* de l'éolienne tandis qu'au dessus de cette vitesse de vent se trouve le *régime nominal* de l'éolienne. Quant à la vitesse d'opération, c'est la deuxième contrainte en importance. Celle-ci permet de limiter le bruit causé par la friction des pales avec l'air et de limiter les forces mécaniques sur le rotor de la turbine. Évidemment, en respectant les deux premières contraintes en importance, le couple

mécanique devrait être également respecté; ceci est vrai en régime nominal. Par contre, la contrainte sur le couple doit être également respectée en régime sous-nominal.

4.2 Opération en régime sous-nominal

Le régime sous-nominal est caractérisé par une opération de l'éolienne à une puissance inférieure à sa puissance nominale. Ceci régime correspond à des vitesses de vent basses à modérées. De nombreuses stratégies de contrôle des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe sont possibles dans ce régime. Il est à noter que la majorité des éoliennes à vitesse variable et à pas variable fonctionnent comme des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe en régime sous-nominal. Les trois principales stratégies sont :

- Υ Le contrôle en vitesse ayant une référence fonction de la vitesse du vent;
- Υ Le contrôle en puissance ayant une référence fonction de la vitesse d'opération de la turbine;
- Υ L'algorithme de contrôle avec recherche d'extremum selon la méthode MPPT pour *Maximal Power Point Tracking* (Poursuite du Point de Puissance Maximal).

Dans les trois cas, il s'agit d'opérer l'éolienne en régime optimal. Le régime optimal correspond à la ligne pointillée de la Figure 4.1. Les multiples points d'opérations statiques qui définissent le régime optimal correspondent à l'opération à la vitesse spécifique optimale (λ_o) et au coefficient de puissance maximal ($C_{p_{\max}}$) comme on peut le voir sur la Figure 4.2.

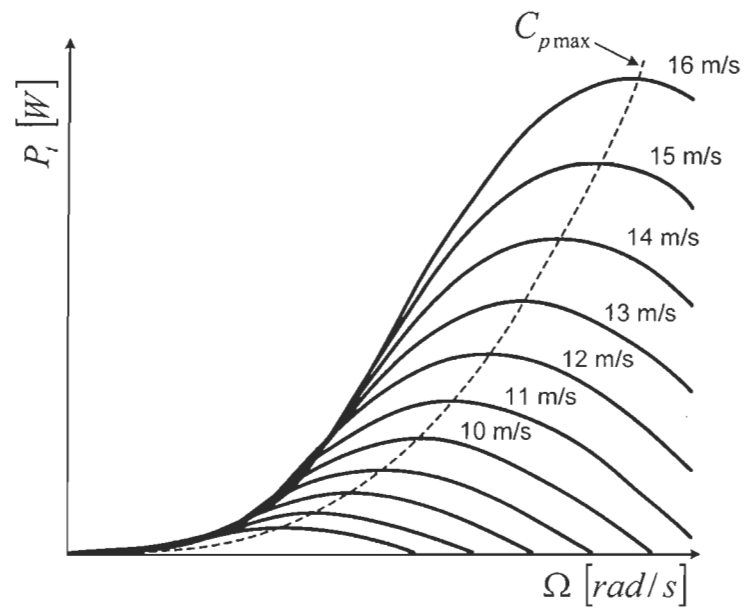


Figure 4.1 : Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du rotor pour différentes vitesses du vent

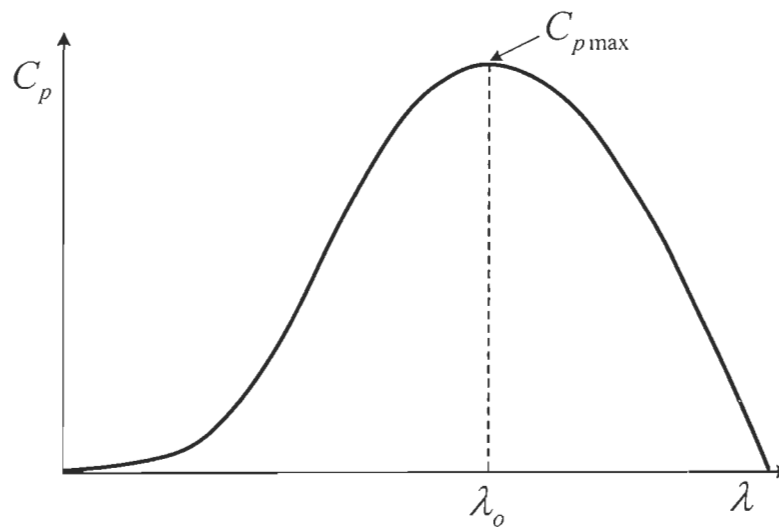


Figure 4.2 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un pas fixe

4.2.1 Contrôle en vitesse ayant une référence fonction de la vitesse du vent

Le contrôle en vitesse ayant une référence fonction de la vitesse du vent consiste à maintenir la vitesse spécifique de la turbine égale à la vitesse spécifique optimale. Si on connaît la vitesse spécifique optimale (λ_o), il est possible de générer une référence en vitesse en fonction de la vitesse du vent (V). Puisque la vitesse spécifique est fonction de la vitesse du vent et de la vitesse d'opération de la turbine, on peut faire correspondre la vitesse d'opération optimale ($\Omega_{b,o}$) à la vitesse spécifique optimale :

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V} \Rightarrow \lambda_o = \frac{\Omega_{b,o} \cdot R}{V} \quad 4.1$$

Donc la vitesse d'opération de référence en régime sous-nominal devient :

$$\Omega_{b,ref} = \left(\frac{\lambda_o}{R} \right) \cdot \hat{V} \quad 4.2$$

Où \hat{V} est une mesure ou une estimation de la vitesse du vent.

Cette stratégie utilise une boucle de contrôle en vitesse permettant d'annuler l'erreur entre la vitesse d'opération et la vitesse d'opération optimale de référence ($\Omega_{b,ref}$).

4.2.2 Contrôle en puissance ayant une référence fonction de la vitesse d'opération

Le contrôle en puissance ayant une référence fonction de la vitesse d'opération de la turbine consiste quant à elle à imposer une puissance optimale de référence en se basant sur les valeurs connues de la vitesse spécifique optimale (λ_o) et le coefficient de puissance

maximal ($C_{p_{\max}}$). Cette stratégie repose sur l'expression de la puissance électrique d'une éolienne :

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \eta C_p(\lambda, \beta) V^3 = \left(\frac{\rho \pi R^5 \eta C_p(\lambda, \beta)}{2 \lambda^3} \right) \Omega_b^3 \quad 4.3$$

Où η est le produit du rendement de la boîte de vitesse et de la génératrice électrique.

En remplaçant la vitesse spécifique par la vitesse spécifique optimale et le coefficient de puissance par le coefficient de puissance maximal, on obtient une expression décrivant la puissance optimale en fonction de la vitesse d'opération :

$$P_{ref} = P_o = \left(\frac{\rho \pi R^5 \eta C_{p_{\max}}}{2 \lambda_o^3} \right) \Omega_b^3 = K \Omega_{b,o}^3 \quad 4.4$$

Cette stratégie utilise une boucle de contrôle en puissance permettant d'annuler l'erreur entre la puissance électrique de la génératrice et la puissance électrique optimale de référence (P_{ref}). Cette stratégie est couramment utilisée pour les éoliennes de moyenne et grande puissance [40].

4.2.3 Algorithme de contrôle selon la méthode MPPT

L'algorithme de contrôle selon la méthode MPPT consiste à optimiser la puissance électrique de l'éolienne par la recherche d'extremums de puissance électrique produite. Cette stratégie ne nécessite pas de connaître le λ_o et le $C_{p_{\max}}$. La vitesse d'opération est ajustée en continu afin de produire la puissance maximale pour chaque vitesse de vent. Ceci est possible en estimant la position et la direction du point d'opération courant sur la

courbe de la puissance en fonction de la vitesse en mesurant en continu les dérivés en puissance et en vitesse. Pour plus de détails sur cette méthode, voir les références [40, 61, 62].

4.2.4 Autres stratégies de contrôle en régime sous-nominal

Les trois stratégies présentées dans cette section utilisent des contrôleurs classiques PI. Ces contrôleurs sont robustes, bien connus et nécessitent un design simple. Pour plus de performance, la commande optimale en énergie éolienne offre de nombreuses autres possibilités. Par exemple, le *sliding-mode control* et le *feedback linearization* offrent d'excellentes performances lorsque des modèles non-linéaires sont utilisés. Par ailleurs, la méthode *quantitative feedback theory* (QFT) est utile afin de minimiser les effets des incertitudes et de la variation des paramètres de l'éolienne. D'autres méthodes existent également pour augmenter la performance du système de contrôle optimal comme la logique floue ou le contrôle LQG (*Linear-Quadratic-Gaussian*). La référence [40] présente ces principales options de commande optimale en énergie éolienne.

4.3 Opération en régime nominal

Le régime nominal est caractérisé par une opération de l'éolienne à une puissance supérieure ou égale à sa puissance nominale suite à des vitesses de vent élevées. À l'intérieur de ce régime, le contrôle de l'éolienne doit être fait de façon à limiter la puissance de la turbine. Pour les éoliennes à pas variable, la variation de l'angle de calage des pales est habituellement utilisée afin de réguler la puissance (cf. Section 2.4.3). Dans ce cas, le coefficient de puissance est vu comme une fonction de l'angle de calage des pales ($C_p(\lambda, \beta) \Rightarrow C_p(\beta)$). En ce qui concerne la présente étude, soit le contrôle d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, la régulation de la puissance peut être réalisée en

abaissant le coefficient de puissance par la diminution ou par l'augmentation de la vitesse spécifique de l'éolienne. Dans ce cas, le coefficient de puissance est vu comme une fonction de la vitesse spécifique ($C_p(\lambda, \beta) \Rightarrow C_p(\lambda)$). On parle alors des mêmes phénomènes aérodynamiques que pour le pas variable malgré qu'on agisse sur la vitesse spécifique plutôt que sur l'angle de calage des pales.

4.3.1 Limitation de la puissance par la diminution de la vitesse spécifique

La limitation de la puissance de l'éolienne par la diminution de la vitesse spécifique est ce qui est appelé le *stall control* ou le décrochage aérodynamique (cf. Figure 4.3). Pour une vitesse de vent quelconque, la diminution de la vitesse spécifique est réalisable grâce à la diminution de la vitesse d'opération de la turbine (Ω_b). Cette méthode est appelée le *active stall control* ou le décrochage aérodynamique actif. D'un autre point de vue, si la vitesse d'opération de la turbine est fixe et que la vitesse du vent augmente, la vitesse spécifique tend à diminuer; c'est ce qu'on appelle le *passive stall control* ou le décrochage aérodynamique passif.

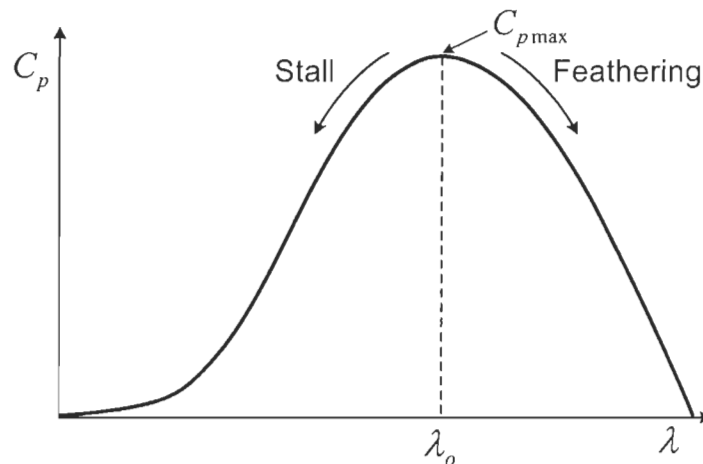


Figure 4.3 : Illustration des deux types de limitation de la puissance avec une éolienne à vitesse variable et à pas fixe

4.3.2 Limitation de la puissance par l'augmentation de la vitesse spécifique

La limitation de la puissance de l'éolienne par l'augmentation de la vitesse spécifique est ce qui est appelé le *feathering control* (cf. Figure 4.3). Pour une vitesse de vent quelconque, l'augmentation de la vitesse spécifique implique d'augmenter la vitesse d'opération de la turbine (Ω_b). Cette méthode fonctionne très bien, mais n'est pas indiquée en présence d'une contrainte sur la vitesse d'opération de l'éolienne.

4.4 Boucle de contrôle en vitesse

Dans la présente étude, il a été choisi d'utiliser une boucle de contrôle en vitesse, avec un contrôleur PI, pour le contrôle de l'éolienne à vitesse variable et à pas fixe. Cette méthode :

- Υ Permet de limiter la vitesse d'opération de la turbine;
- Υ Permet de limiter la commande en couple de la génératrice électrique;
- Υ Permet de limiter la puissance via la diminution de la vitesse spécifique;
- Υ Est simple d'implémentation (contrôleur PI);
- Υ Permet une certaine latitude quant à la génération de la référence en vitesse.

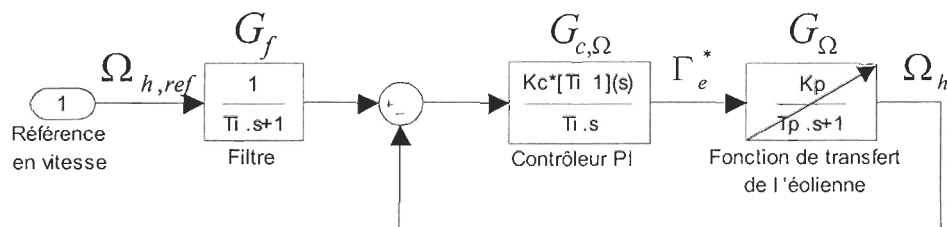


Figure 4.4 : Schéma de la boucle de contrôle en vitesse avec contrôleur PI

Il est à noter qu'il n'est pas possible d'utiliser une boucle de contrôle en puissance (cf. Section 4.2.2) puisque cette méthode n'est pas compatible avec une limitation de la vitesse d'opération de la turbine.

4.4.1 Design du contrôleur de vitesse

Pour réaliser le design du contrôleur de vitesse ($G_{c,\Omega}$), on utilise la fonction de transfert (G_Ω) de l'éolienne munie d'une commande vectorielle lorsque le vent correspond à la vitesse du vent moyenne sur un site donné, soit 7 m/s (cf. Section 3.11). Pour choisir les paramètres du contrôleur PI, soit le gain proportionnel ($K_{c,\Omega}$) et la constante de temps intégrale ($T_{i,\Omega}$), on utilise une procédure de placement des pôles afin d'obtenir une dynamique en boucle fermée désirée.

La fonction de transfert du système est la suivante (cf. Section 3.11) :

$$G_\Omega(s) = \frac{\Gamma_e^*(s)}{\Omega_h(s)} \approx \frac{K_p}{T_p s + 1} = \frac{12}{s + 1} \quad 4.5$$

La fonction de transfert d'un contrôleur proportionnel-intégral (PI) est la suivante :

$$PI(s) = \frac{K_c (T_i s + 1)}{T_i s} \quad 4.6$$

$$G_{c,\Omega}(s) = \frac{K_{c,\Omega} (T_{i,\Omega} s + 1)}{T_{i,\Omega} s} \quad 4.7$$

La fonction en boucle fermée (BF) du système devient :

$$G_{BF}(s) = \frac{G_{c,\Omega} G_{\Omega}}{1 + G_{c,\Omega} G_{\Omega}} = \frac{\frac{K_{c,\Omega} K_p (T_{i,\Omega} s + 1)}{T_{i,\Omega} s (T_p s + 1)}}{1 + \frac{K_{c,\Omega} K_p (T_{i,\Omega} s + 1)}{T_{i,\Omega} s (T_p s + 1)}} \quad 4.8$$

$$G_{BF}(s) = \frac{\frac{K_{c,\Omega} K_p}{T_{i,\Omega} T_p} (T_{i,\Omega} s + 1)}{s^2 + \left(\frac{1 + K_{c,\Omega} K_p}{T_p} \right) s + \frac{K_{c,\Omega} K_p}{T_{i,\Omega} T_p}} \quad 4.9$$

$$\omega_n^2 = \frac{K_{c,\Omega} K_p}{T_{i,\Omega} T_p} \quad 4.10$$

$$2\zeta\omega_n = \frac{1 + K_{c,\Omega} K_p}{T_p} \quad 4.11$$

Donc on peut obtenir la constante de temps intégrale $T_{i,\Omega}$ et le gain proportionnel $K_{c,\Omega}$ comme suit :

$$T_{i,\Omega} = \frac{2\zeta}{\omega_n} - \frac{1}{T_p \omega_n^2} \quad 4.12$$

$$K_{c,\Omega} = \left(\frac{T_{i,\Omega} T_p}{K_p} \right) \omega_n^2 \quad 4.13$$

Le coefficient d'amortissement ζ est ajusté à 1 pour ne pas avoir de dépassement en boucle fermée. Pour ce qui est de la fréquence naturelle ω_n , on utilise l'expression suivante concernant le temps de réponse à 2 % :

$$T_{r2\%} \approx \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad 4.14$$

Le temps de réponse à 2 % peut être considéré comme l'équivalent de cinq fois la constante de temps dominante en boucle fermée. En désirant une constante de temps en boucle fermée de 0,1 fois la constante de temps en boucle ouverte (T_p), on a :

$$T_{i,\Omega} = \frac{2 \cdot 1^2 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 0,05}{4} - \frac{(1 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 0,05)^2}{1 \cdot 4^2} \approx 0,12$$

$$K_{c,\Omega} = \left(\frac{0,12 \cdot 1}{12} \right) \left(\frac{4}{1 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 0,05} \right)^2 \approx 2,56$$
4.15

Par ailleurs, afin d'annuler le zéro stable de la fonction de transfert en boucle fermée, un filtre de premier ordre est utilisé pour filtrer la référence en vitesse (cf. Figure 4.4). Ceci permet de ne pas avoir de dépassement causé par ce zéro stable. La constante de temps de ce filtre correspond à la constante de temps intégrale.

$$T_{f,\Omega} = T_{i,\Omega} = 0,12$$
4.16

4.4.2 Validation du contrôleur en vitesse

La Figure 4.5 montre la réponse en vitesse Ω_h mesurée lors d'un changement de référence $\Omega_{h,ref}$ pour le design du contrôleur présenté à la Section 4.4.1. La référence en vitesse est modifiée de 0,1 rad/s au temps $t = 15$ secondes pour une vitesse de vent de 7 m/s.

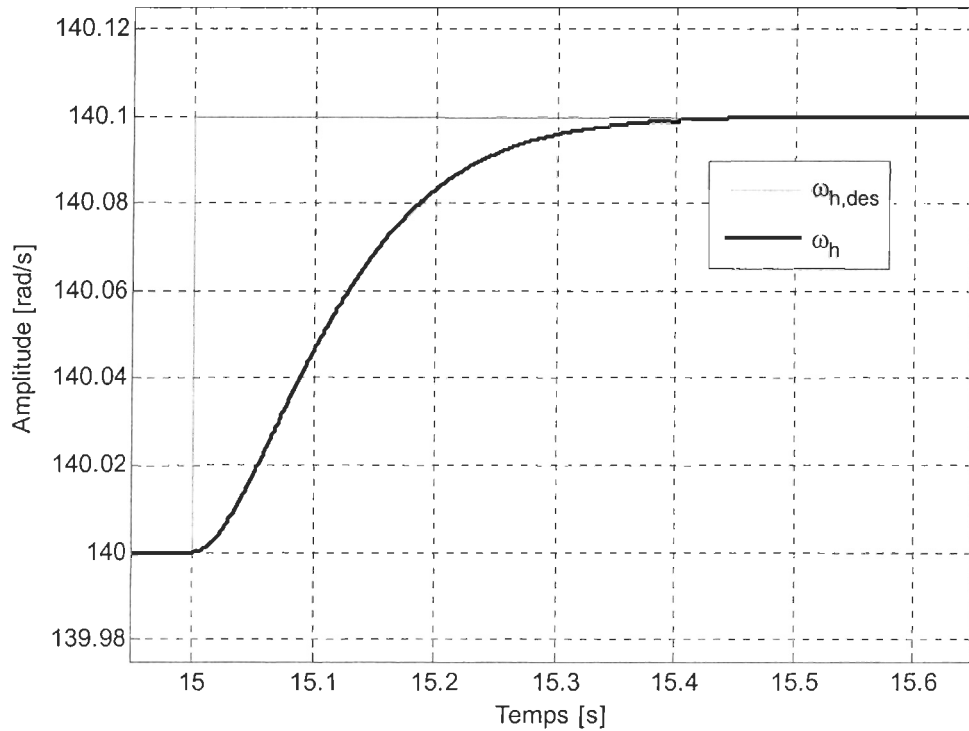


Figure 4.5 : Réponse en vitesse à un changement de consigne en échelon

Sur la Figure 4.5, on voit bien que la réponse du système ne présente pas de dépassement et que le temps de réponse à 2 % correspond à environ 0,35 seconde comparativement à 0,25 seconde pour la dynamique désirée. Cette performance est acceptable. De plus, on voit que l'erreur en régime permanent est nulle.

La Figure 4.6 présente la réponse en vitesse Ω_h mesurée lors d'une perturbation en vitesse du vent lorsque la référence en vitesse est constante. La vitesse du vent est de 7 m/s et la perturbation est de 0,05 m/s au temps $t = 15$ secondes.

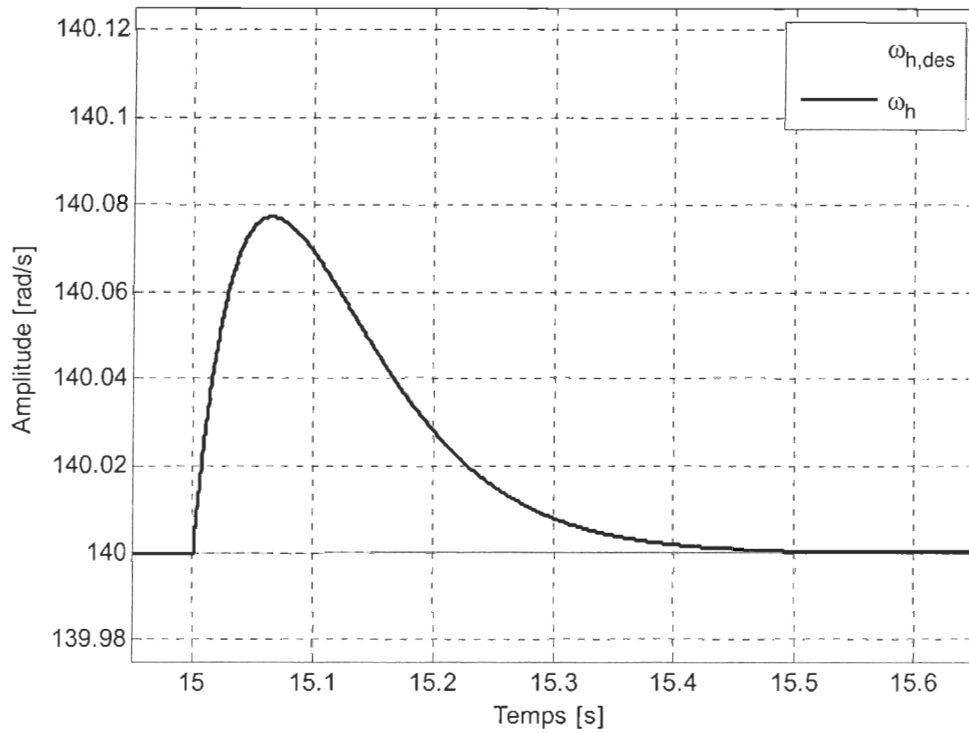


Figure 4.6 : Réponse en vitesse à une perturbation en échelon en vitesse du vent

Sur la Figure 4.6, on voit que la composante intégrale du contrôleur en vitesse est performante puisque lors de la perturbation, la vitesse de l'éolienne retrouve la valeur de référence.

Donc la validation du contrôleur en vitesse est concluante : le comportement en boucle fermée du système réagit comme désiré.

4.5 Stratégies d'opération avec mesure de la vitesse du vent

Cette section présente différentes stratégies d'opération d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe pour une boucle de contrôle en vitesse. Ces stratégies fonctionnent pour la pleine plage de vitesse de vent, c'est-à-dire autant en régime sous-nominal qu'en régime nominal. Ces stratégies nécessitent la mesure de la vitesse du vent pour opérer l'éolienne.

4.5.1 Stratégie idéale

La stratégie idéale consiste à l'élaboration de trois modes de fonctionnement distincts qui dépendent de la vitesse du vent. La première zone d'opération (zone I) sert à optimiser la capture de l'énergie dans le vent. Ce mode est possible en régime sous-nominal et lorsque la vitesse d'opération maximale n'est pas atteinte. Dans le cas qui nous intéresse, la vitesse d'opération atteint la vitesse maximale avant d'atteindre la puissance nominale. La référence est calculée à l'aide de l'expression suivante :

$$\Omega_{b,ref} = \left(\frac{\lambda_o}{R} \right) \cdot \hat{V} \quad 4.17$$

$$\Omega_b = \frac{\Omega_h}{i} \quad 4.18$$

$$\Omega_{h,ref} = \left(\frac{\lambda_o \cdot i}{R} \right) \cdot \hat{V} \quad 4.19$$

L'avantage de l'expression 4.19 est que les paramètres λ_o , i et R sont des constantes qui ne varient jamais en fonction des conditions d'opération de l'éolienne. La deuxième zone d'opération (zone II) est lorsque la vitesse d'opération maximale est

atteinte et que l'éolienne est toujours en mode sous-nominal. Dans ce cas-ci, la référence en vitesse est limitée à sa valeur maximale et est maintenue constante. La troisième zone d'opération (zone III) sert quant à elle à limiter la puissance de l'éolienne à sa puissance nominale. Pour ce faire, la référence en vitesse est diminuée (décrochage aérodynamique actif). Les trois modes de fonctionnement sont possibles entre la vitesse du vent minimale V_{\min} pour opérer la turbine et la vitesse du vent maximale V_{\max} sécuritaire pour l'éolienne. La stratégie idéale est résumée par l'expression 4.20 et la Figure 4.7.

$$\Omega_{h,ref} = \begin{cases} \lambda_o i \hat{V} / R & \text{si } V_{\min} \leq \hat{V} < V_{\Omega \max} & \text{zone I} \\ \Omega_{h,\max} & \text{si } V_{\Omega \max} \leq \hat{V} < V_{nom} & \text{zone II} \\ P_{nom} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p \left(\frac{R \Omega_{h,ref}}{i \hat{V}} \right) \hat{V}^3 & \text{si } V_{nom} \leq \hat{V} \leq V_{\max} & \text{zone III} \end{cases} \quad 4.20$$

Où \hat{V} est une approximation de la vitesse du vent provenant soit d'un anémomètre ou d'une estimation de la vitesse du vent.

Sur la Figure 4.7, on voit tout d'abord que l'opération en zone I (segment AC) permet d'obtenir un coefficient de puissance maximal. Ce dernier diminue lorsque la vitesse est limitée à sa valeur nominale en zone II (segment CD). Pour ce qui est de l'opération en zone III (segment DF), on voit qu'elle permet de limiter la puissance de l'éolienne à sa puissance nominale. Le segment DF correspond à la limitation de la puissance par décrochage aérodynamique actif.

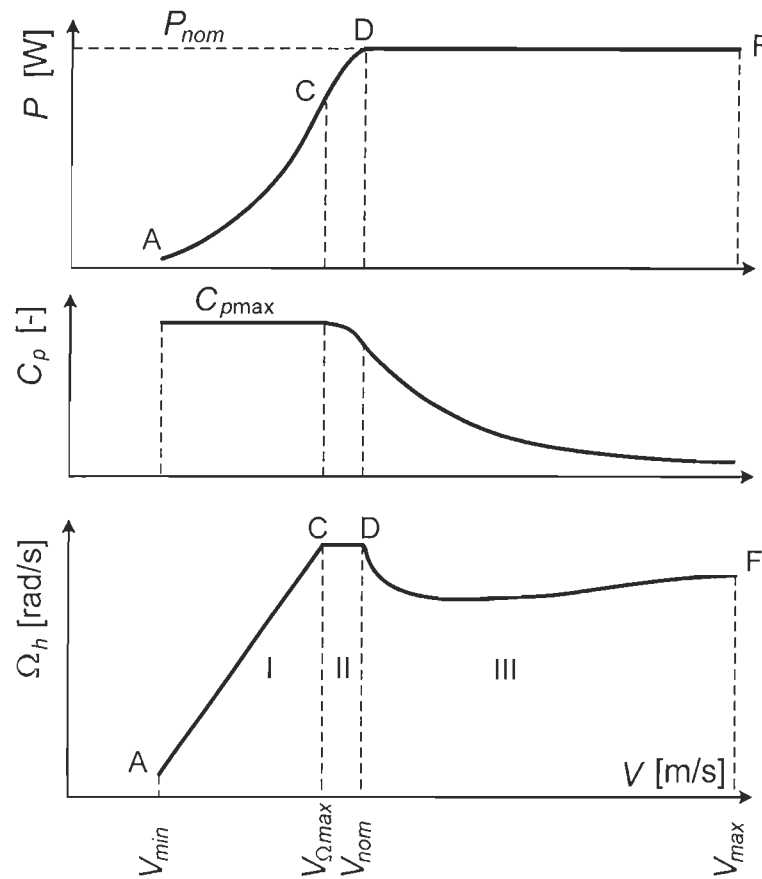


Figure 4.7 : Courbe de puissance, coefficient de puissance et vitesse d'opération en fonction de la vitesse du vent pour la stratégie idéale

Il est à noter que l'opération en zone III peut être réalisée à l'aide d'une table de consultation (*lookup table*). Pour ce faire, pour chaque vitesse de vent, on doit calculer le coefficient de puissance nécessaire au maintien de la puissance de la turbine au niveau de sa puissance nominale. On doit alors connaître assez précisément la courbe de $C_p(\lambda)$ afin de pouvoir faire correspondre la vitesse de rotation de référence de la turbine $\Omega_{h,ref}$ à la vitesse du vent. Cependant, cette stratégie ne tient pas compte de la puissance électrique de la turbine, mais de la puissance mécanique produite. On peut toutefois lier les puissances mécanique et électrique par un certain rendement de la génératrice. Il est également possible d'obtenir une table de consultation par itération en simulation. Ces

méthodes nécessitent une bonne connaissance de la courbe de $C_p(\lambda)$ de la turbine, ce qui n'est pas très évident à obtenir dans le domaine du petit et moyen éolien. La stratégie de contrôle en zone III peut également être réalisée à l'aide d'une boucle externe de puissance et d'un contrôleur proportionnel-intégral-dérivé (PID). Ce contrôleur de puissance permet de diminuer la vitesse d'opération $\Omega_{h,des}$ lorsque la puissance électrique produite dépasse la puissance nominale de la turbine.

L'algorithme de contrôle à vitesse variable pour la stratégie idéale est présenté à la Figure 4.8. Sur cette figure, on peut voir le contrôleur de la boucle de contrôle en vitesse qui donne une commande en couple électromagnétique au système éolien. Il est à noter que la commande en couple est limitée à la valeur du couple maximal de la machine électrique. La référence en vitesse est filtrée afin d'annuler le zéro stable de la boucle fermée en vitesse. Cette référence en vitesse est générée à l'aide de l'expression 4.19 et de la mesure de la vitesse du vent (zone I). La sortie de cette référence est saturée afin de ne pas dépasser la vitesse d'opération maximale (zone II). Finalement, un contrôleur en puissance est utilisé dans une boucle externe et est saturé par la référence en vitesse provenant de la mesure de la vitesse du vent. Lorsque la sortie du contrôleur en puissance n'est plus saturée, c'est le contrôleur en puissance qui génère la vitesse d'opération de référence afin de maintenir la puissance produite à la puissance nominale (zone III).

permet d'observer l'effet sur la puissance lorsque la vitesse d'opération passe de 187,5 à 186,5 rad/s (cf. Figure 4.9).

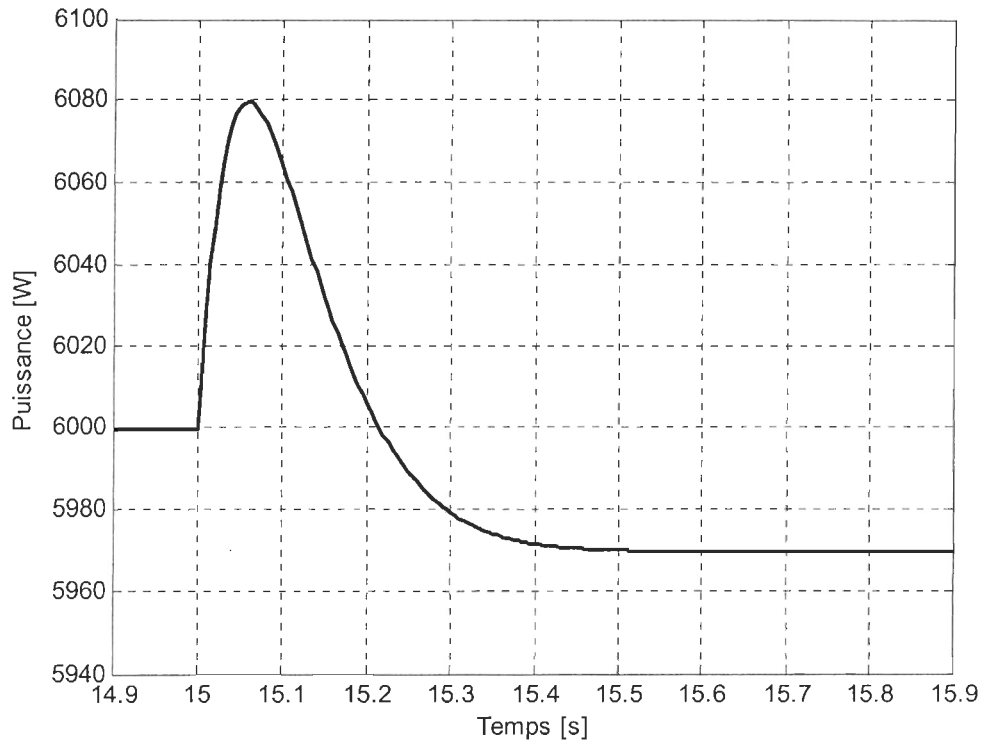


Figure 4.9 : Fonction de transfert entre la référence en vitesse de la turbine et la puissance électrique produite et mesurée lorsque l'éolienne est à sa puissance nominale et à sa vitesse maximale

La fonction de transfert présentée à la Figure 4.9 ressemble à un système du deuxième ordre avec zéro instable. Suite à l'identification de cette fonction de transfert, on obtient :

$$G_p(s) = \frac{P}{\Omega_h} = \frac{K(-T_o s + 1)}{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)} = \frac{30,2(-0,482s + 1)}{(0,0603s + 1)(0,0603s + 1)} \quad 4.21$$

Il est à noter que la constante de temps du zéro instable est près de 8 fois plus élevée que la constante de temps dominante du système. Ceci peut avoir un impact sur les performances du système.

Avec un contrôleur proportionnel-intégral-dérivé, on peut obtenir une fonction de transfert en boucle fermée dont on peut dicter la dynamique de réponse.

$$PID(s) = \frac{K_c (T_i s + 1)(T_d s + 1)}{(T_i s)(T_f s + 1)} \quad 4.22$$

$$G_{c,p}(s) = \frac{K_{c,p} (T_{i,p} s + 1)(T_{d,p} s + 1)}{T_{i,p} s (T_{f,p} s + 1)}$$

$$G_{BF}(s) = \frac{\frac{K_{c,p} K (-T_o s + 1)(T_{i,p} s + 1)(T_{d,p} s + 1)}{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)(T_{i,p} s)(T_{f,p} s + 1)}}{1 + \frac{K_{c,p} K (-T_o s + 1)(T_{i,p} s + 1)(T_{d,p} s + 1)}{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)(T_{i,p} s)(T_{f,p} s + 1)}} \quad 4.23$$

Si $T_{i,p} = T_1$ et $T_{d,p} = T_2$, on a :

$$G_{BF}(s) = \frac{K_{c,p} K (-T_o s + 1)}{(T_1 s)(T_{f,p} s + 1) + K_{c,p} K (-T_o s + 1)} \quad 4.24$$

$$G_{BF}(s) = \frac{\frac{K_{c,p} K}{T_1 T_{f,p}} (-T_o s + 1)}{s^2 + \left(\frac{T_1 - K_{c,p} K T_o}{T_1 T_{f,p}} \right) s + \frac{K_{c,p} K}{T_1 T_{f,p}}} \quad 4.25$$

$$2\zeta\omega_n = \frac{T_1 - K_{c,p}KT_o}{T_1T_{f,p}} \quad 4.26$$

$$\omega_n^2 = \frac{K_{c,p}K}{T_1T_{f,p}}$$

$$T_{r2\%} = \frac{4}{\zeta\omega_n} = 5 \cdot T_{p,des} \quad 4.27$$

En utilisant un amortissement unitaire afin de diminuer l'effet du zéro instable et en utilisant une constante de temps désirée $T_{p,des} = 0,1$ seconde, on obtient les gains suivants pour le contrôleur de puissance :

$$\begin{aligned} K_{c,p} &= 0,00273 \\ T_{i,p} &= 0,0603 \\ T_{d,p} &= 0,0603 \\ T_{f,p} &= 0,0213 \end{aligned} \quad 4.28$$

4.5.3 Autres stratégies d'opération avec mesure de la vitesse du vent

La stratégie idéale maximise l'opération de l'éolienne dans les trois zones d'opération, mais cette maximisation aux limites d'opération occasionne des phénomènes transitoires non désirés au point d'opération D (cf. la Figure 4.17 de la section résultats). Ce point d'opération correspond au moment où l'éolienne, fonctionnant à sa vitesse maximale, se situe à sa puissance nominale. Lorsque la vitesse du vent augmente, on doit abaisser la puissance de l'éolienne en diminuant sa vitesse d'opération. La Figure 4.9 montre ce qui arrive dans cette situation : un dépassement transitoire important de puissance se produit avant que la puissance s'abaisse en régime permanent. Ce dépassement de puissance est causé par la libération de l'énergie cinétique accumulée dans

le rotor lorsque la vitesse d'opération est diminuée rapidement pour réduire l'efficacité aérodynamique de la turbine. Ce phénomène est inévitable et est bien décrit dans les références [60, 78-82].

Pour minimiser les dépassements de puissance présents lors de la stratégie idéale, la stratégie de contrôle à vitesse variable doit éviter de passer par le point d'opération D. La Figure 4.10 présente différentes autres stratégies qui ont l'avantage d'offrir un passage de la zone I (optimisation de l'efficacité aérodynamique) à la zone III (limitation de la puissance) en douceur tout en opérant sous la vitesse d'opération maximale.

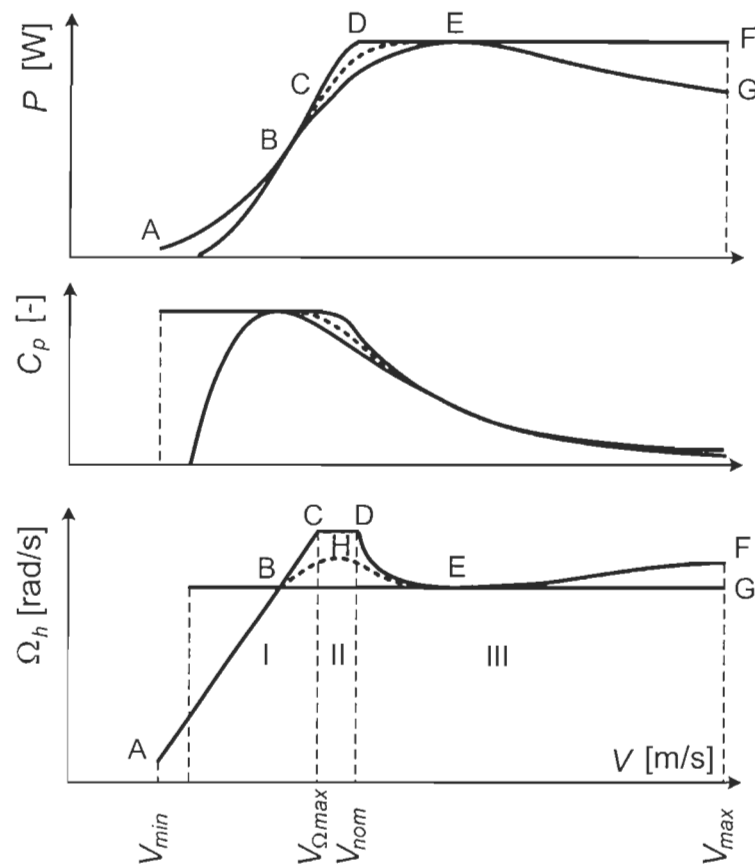


Figure 4.10 : Courbe de puissance, coefficient de puissance et vitesse d'opération en fonction de la vitesse du vent pour différentes stratégies d'opération

Sur la Figure 4.10, on peut voir que la stratégie idéale est représentée par la trajectoire ABCDEF. On peut voir également une stratégie à vitesse fixe avec décrochage aérodynamique passif avec la trajectoire en ligne droite passant par BEG. Dans ce cas-ci, l'efficacité aérodynamique, en particulier lorsque la vitesse du vent est basse, est assez mauvaise. Le coefficient de puissance est maximal pour une vitesse de vent unique correspondant au point B. Évidemment, cette stratégie n'est pas retenue dans cette étude puisqu'il a été démontré que la configuration d'une éolienne à vitesse variable est beaucoup plus avantageuse pour un système JEDHP.

4.5.3.1 Stratégie #1 – Trajectoire ABCDEF

Cette stratégie correspond à la stratégie idéale (cf. Section 4.5.1).

4.5.3.2 Stratégie #2 – Trajectoire ABEG

La stratégie la plus simple à réaliser est celle passant par les points ABEG. Le segment AB maximise l'efficacité aérodynamique de la turbine à bas régime de vent tandis que le segment BEG utilise une limitation de la puissance par décrochage aérodynamique passif. Pour réaliser cette stratégie, il suffit d'utiliser l'expression 4.19 et de limiter la vitesse de référence à la valeur de la vitesse d'opération correspondant au point E. Le schéma *Simulink* de l'algorithme de contrôle à vitesse variable de la stratégie #2 (ABEG) est le suivant :

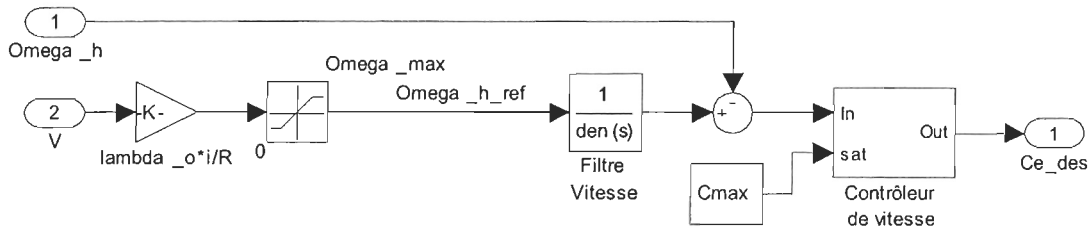


Figure 4.11 : Schéma *Simulink* de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #2 (ABEG) avec mesure de la vitesse du vent

4.5.3.3 Stratégie #3 – Trajectoire ABHEG

Il est possible de réaliser un compromis entre la stratégie idéale (stratégie #1 ou ABCDEF) et la stratégie simpliste #2 (ABEG) aux environs de la zone II en passant par le point H. Pour réaliser cet algorithme, il est nécessaire de construire une table de consultation. Le schéma *Simulink* de l'algorithme de contrôle à vitesse variable de la stratégie ABHEG est le suivant :

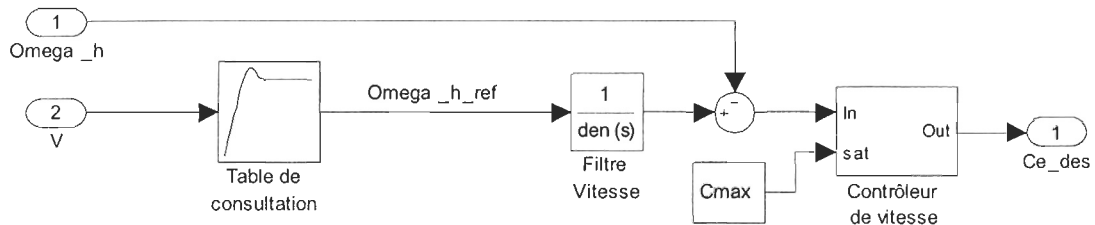


Figure 4.12 : Schéma *Simulink* de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #3 (ABHEG) avec mesure de la vitesse du vent

La table de consultation pourrait également est construite de façon à parcourir le segment EF au lieu de EG. Par contre, cette stratégie nécessite une connaissance approfondie du système de l'éolienne. Étant donné la complexité de cette méthode, elle a été écartée de la présente étude. Par contre, le segment EF peut être suivi à l'aide du contrôleur de puissance de la boucle externe; c'est ce qui est fait avec la stratégie #4.

4.5.3.4 Stratégie #4 – Trajectoire ABHEF

Comme c'est le cas pour la stratégie #3, la stratégie #4 (ABHEF) présentée ici réalise un compromis entre la stratégie idéale (stratégie #1 ou ABCDEF) et la stratégie #2 (ABEG). Par contre, la stratégie #4 utilise un contrôleur de puissance afin d'augmenter l'efficacité aérodynamique en régime nominal. Le principe est le même que la stratégie #1, mais le signal qui sature le contrôleur de puissance est une table de consultation. Pour le segment ABHE, cette table est la même que la table de consultation de la stratégie #3 mais, après le point E, elle laisse le contrôleur de puissance opérer pour le segment EF.

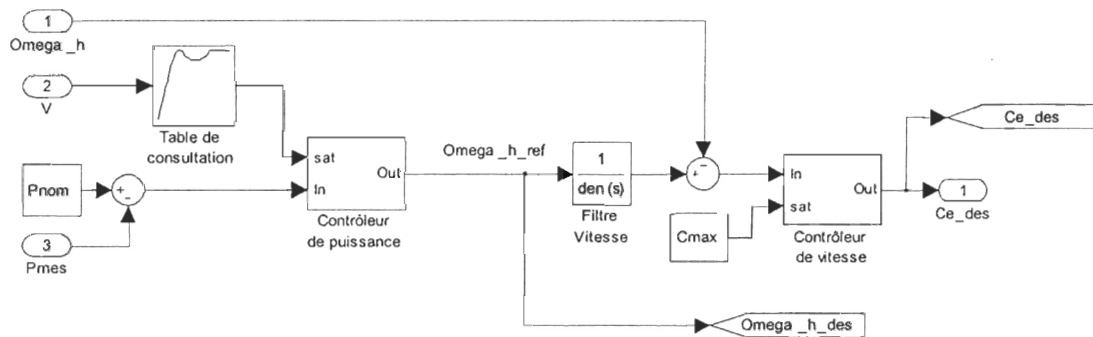


Figure 4.13 : Schéma *Simulink* de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #4 (ABHEF) avec mesure de la vitesse du vent

4.5.3.5 Stratégie #5 – Trajectoire ABCDEF modifiée

Cette stratégie correspond à la stratégie #1, mais la saturation de la commande en vitesse est diminuée à un niveau correspondant au point F. Pour ce faire, il suffit seulement de diminuer la vitesse d'opération maximale pour l'éolienne dans la stratégie de contrôle idéale (cf. Figure 4.8).

4.5.4 Résultats dynamiques

Pour valider l'algorithme de contrôle à vitesse variable, un vent réaliste parcourant l'ensemble de la plage d'opération des vitesses de vent est appliqué au modèle de l'éolienne. Un vent de référence (cf. Figure 4.15) est appliqué au modèle de vent suivant :

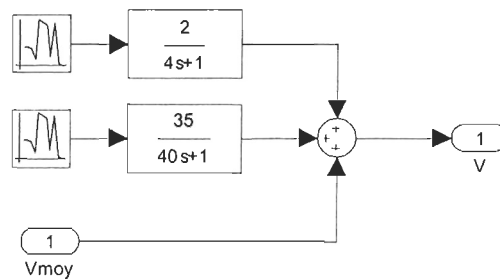


Figure 4.14 : Modèle du vent dans *Matlab/Simulink* [40]

Ce modèle de vent provient de la référence [40]. Le résultat est présenté à la Figure 4.16.

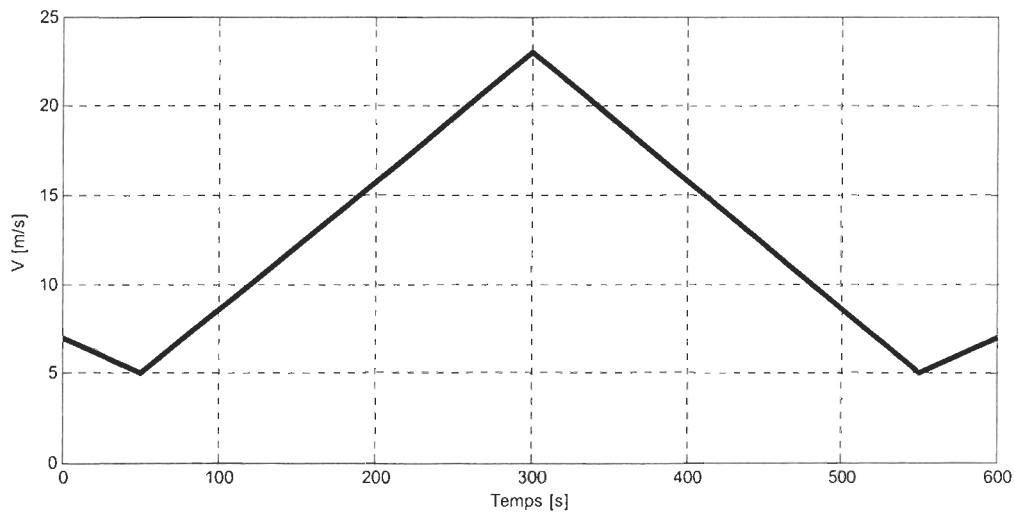


Figure 4.15 : Vent de référence (ou vent moyen) à l'entrée du modèle de vent pour les simulations dynamiques

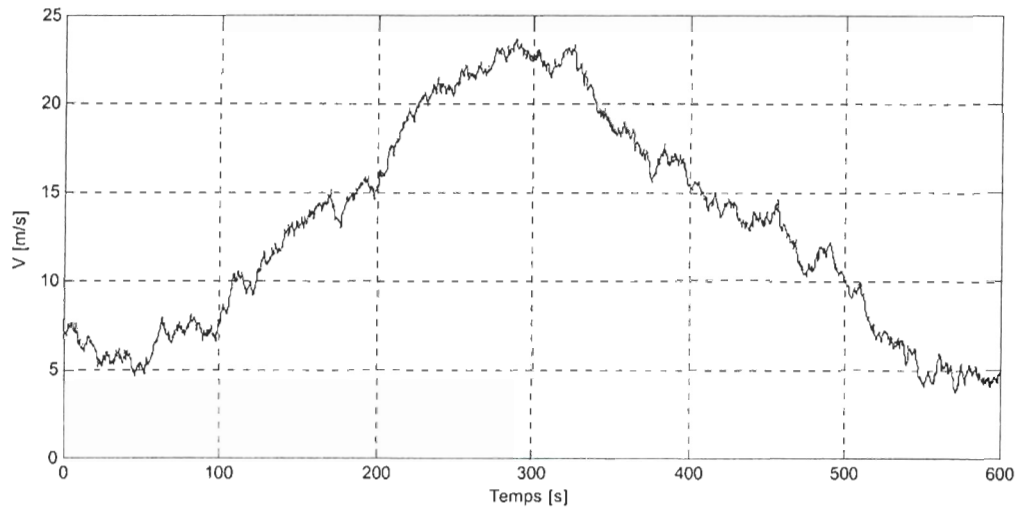


Figure 4.16 : Profil de vitesse du vent temporelle utilisée pour exciter le système lors des simulations dynamiques

On voit sur la Figure 4.16 que la pleine plage de vitesse de vent est appliquée au modèle sur une période de 600 secondes. Pour les résultats dynamiques qui suivent, l'enregistrement d'un point d'opération est fait à toutes les 10 millisecondes.

4.5.4.1 Stratégie #1 – Trajectoire ABCDEF

On peut comparer les résultats de la Figure 4.17 avec la trajectoire ABCDEF de la Figure 4.10. Tout d'abord, la courbe de puissance possède la même forme que la courbe de puissance idéale à l'exception que, lors de l'entrée en zone III, la puissance produite dépasse la puissance nominale jusqu'à atteindre 6833 W (dépassement de 14,7 %). Ceci est causé par des phénomènes transitoires non désirés au point d'opération D. Par ailleurs, on voit bien que le coefficient de puissance se maintient à son $C_{p_{max}}$ tout au cours de la zone I et décline en zone II puisque l'opération est à vitesse constante. En zone III, le régulateur de puissance joue bien son rôle puisque le coefficient de puissance diminue afin que la puissance se maintienne à 6000 W . Pour ce qui est de la caractéristique de la vitesse

d'opération Ω_h , en fonction de la vitesse du vent, celle-ci correspond à ce qui est désiré. Finalement, il est à noter que la présence de variation autour des courbes idéales est secondaire à la dynamique du système et que cette variation est tout à fait normale, pourvu que celle-ci reste dans des limites acceptables.

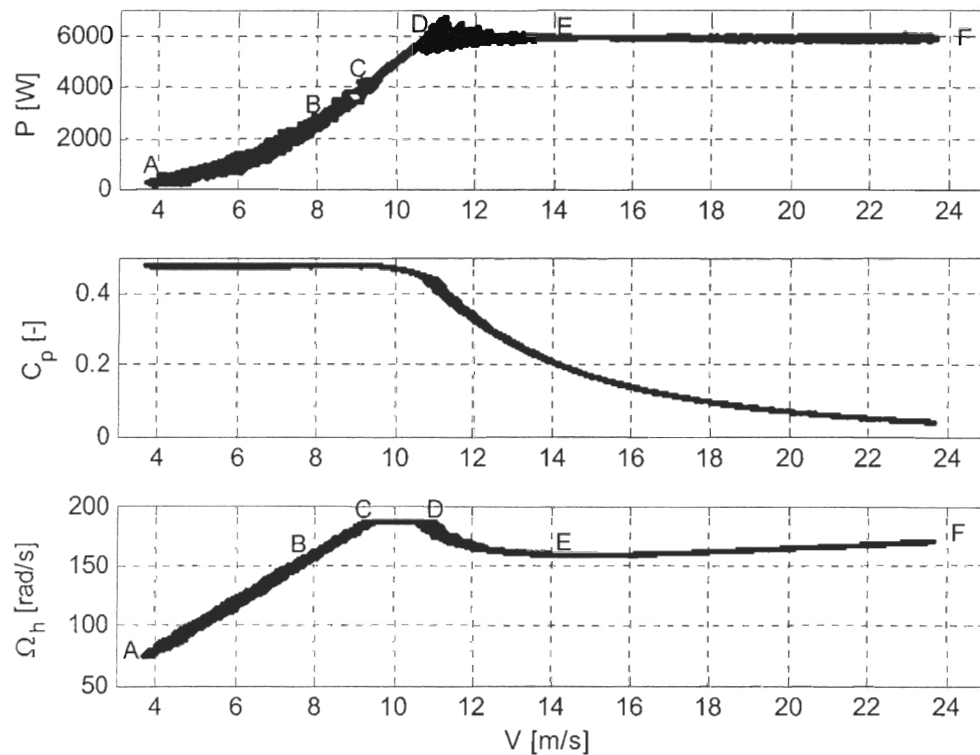


Figure 4.17 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #1 (ABCDEF)

4.5.4.2 Stratégie #2 – Trajectoire ABEG

On voit sur la Figure 4.18 que les résultats dynamiques de cette stratégie correspondent bien à ce que l'on peut voir sur la Figure 4.10. On voit que l'efficacité aérodynamique est maximale uniquement à basse vitesse du vent (zone I). Par ailleurs, la limitation de puissance par décrochage aérodynamique passif fonctionne très bien

puisque'il n'y a pas de dépassement de puissance, mais ceci a un prix niveau de l'efficacité de l'éolienne.

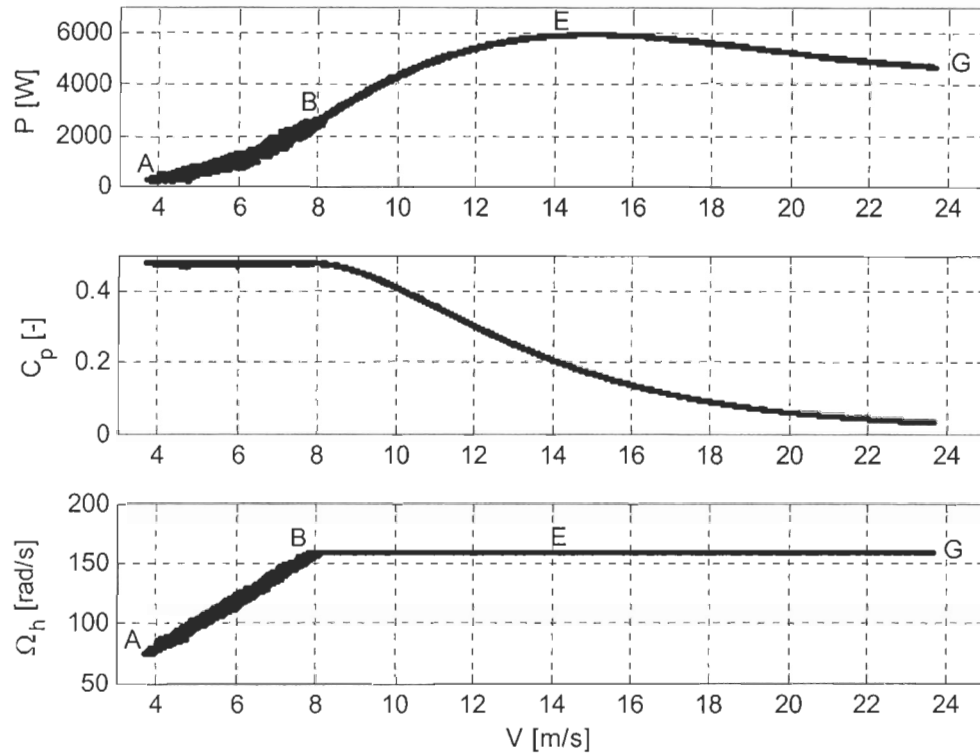


Figure 4.18 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #2 (ABEG)

4.5.4.3 Stratégie #3 – Trajectoire ABHEG

La stratégie #3 arrive à capturer plus d'énergie dans le vent dans la plage de 8 à 12 m/s (zone II) comparativement à la stratégie #2. C'est ce qu'on peut voir en comparant la Figure 4.19 et la Figure 4.18. Par ailleurs, on peut observer que l'efficacité aérodynamique est maximale à basse vitesse de vent (zone I) et que cette stratégie avec limitation de la puissance par décrochage aérodynamique arrive à ne pas créer de

dépassement de puissance. Par contre, l'efficacité aérodynamique de l'éolienne à haute vitesse de vent (zone III) est mauvaise.

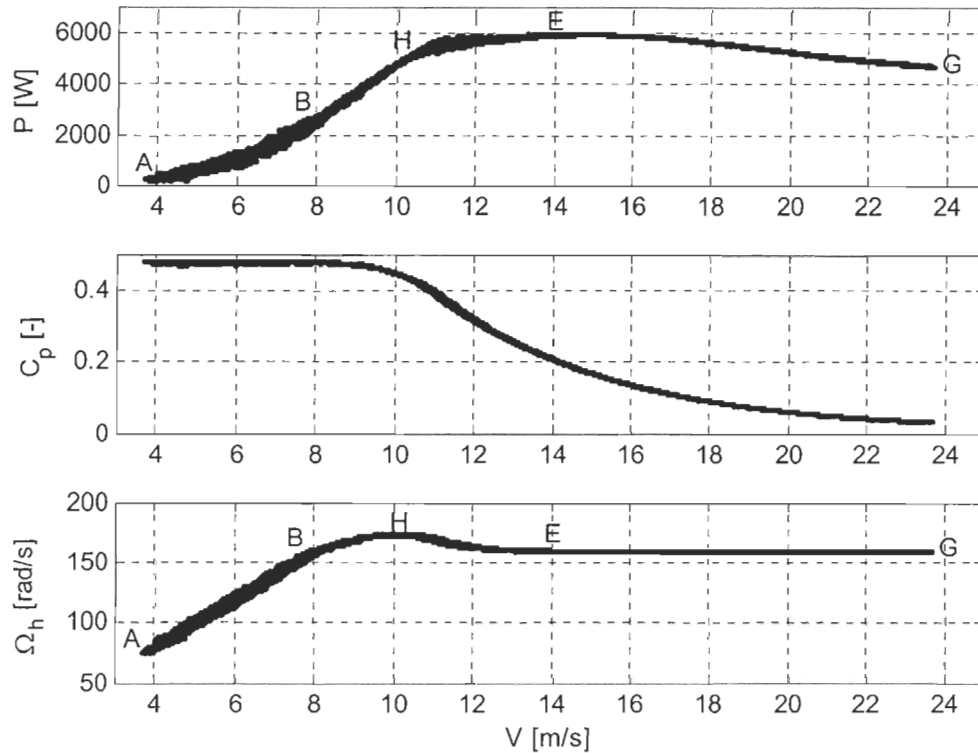


Figure 4.19 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #3 (ABHEG)

4.5.4.4 Stratégie #4 – Trajectoire ABHEF

Sur la Figure 4.20, on voit que les résultats dynamiques de la stratégie #4 sont excellents : l'efficacité aérodynamique est maximale en zone I, il n'y a pas de dépassement de puissance et la puissance se maintient à la puissance nominale en zone III. Ces résultats correspondent à ce que l'on peut voir sur la Figure 4.10.

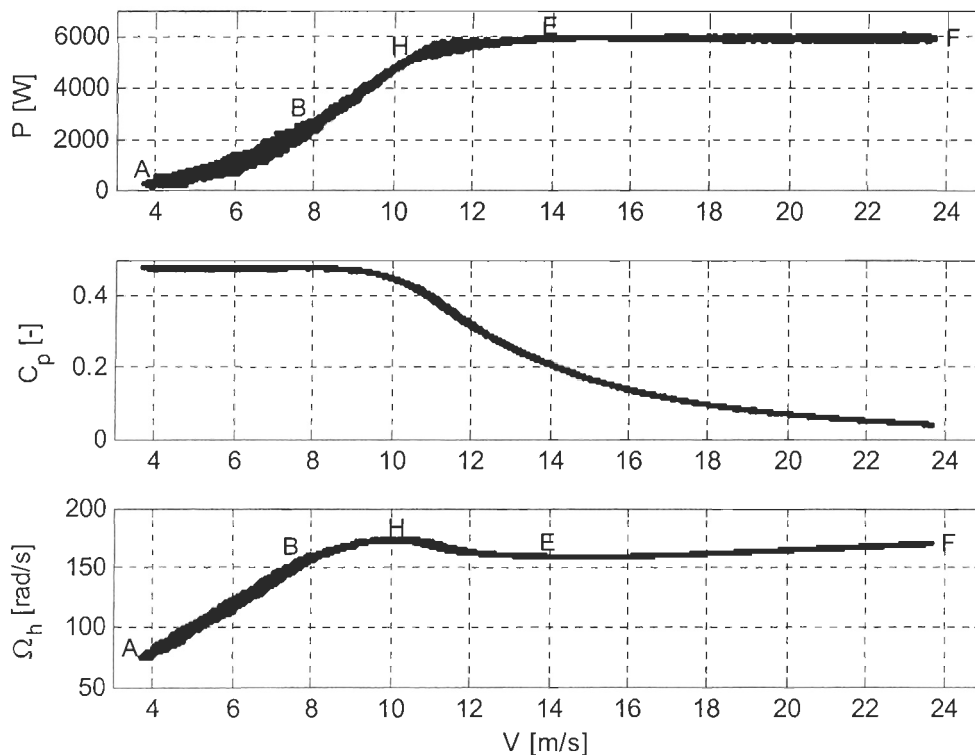


Figure 4.20 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #4 (ABHEF)

4.5.4.5 Stratégie #5 – Trajectoire ABCDEF modifiée

La stratégie #5 est la même que la stratégie #1, mais elle sature la commande en vitesse à la valeur correspondant au point F. Ceci permet d'avoir un dépassement de puissance moins élevé qu'avec la stratégie #1. Sur la Figure 4.21, on voit que la puissance atteint 6416 W (dépassement de 6,9 %), ce qui est moindre que le 6833 W (dépassement de 14,7 %) de la stratégie #1.

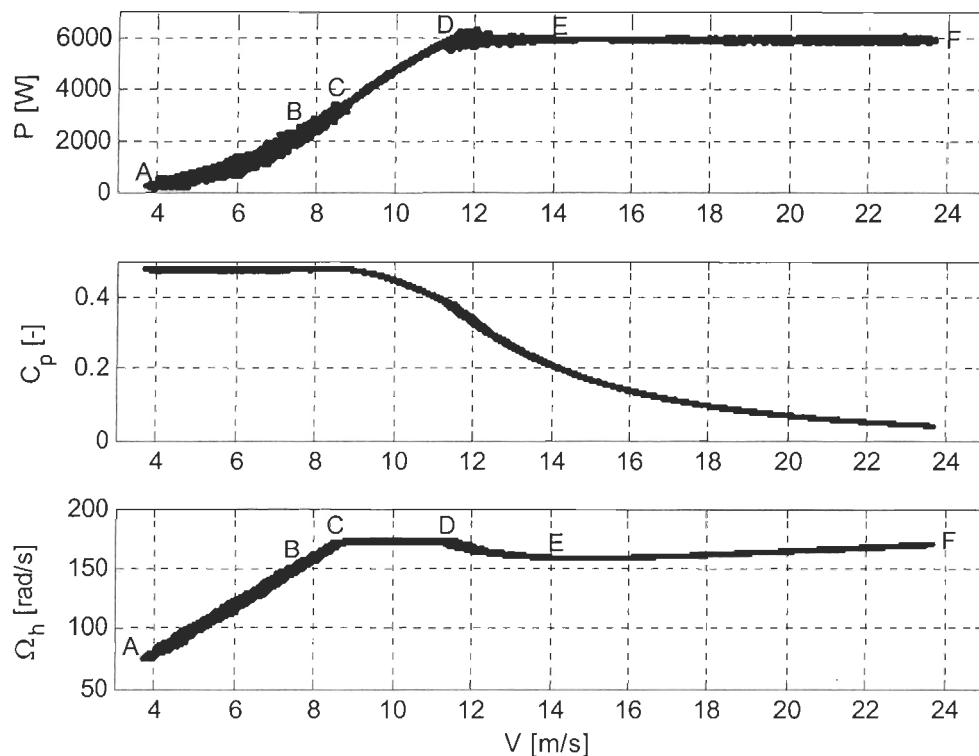


Figure 4.21 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #5 (ABCDEF modifiée)

4.5.5 Résultats statiques

Chaque point d'opération statique est enregistré en régime permanent pour chaque 0,5 m/s de vitesse de vent entre 3,5 m/s à 25 m/s inclusivement. Les résultats statiques sont divisés en deux types, soit le comparatif entre les courbes de puissance avec les énergies annuelles et l'influence d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent. Étant donné que les stratégies présentées jusqu'à maintenant utilisent une mesure (ou un estimé de la mesure) de la vitesse du vent, les courbes statiques permettent de bien voir l'influence d'un biais dans la mesure (ou dans l'estimation) pour chacune des stratégies. Les biais utilisés sont de $\pm 10\%$.

4.5.5.1 Énergies annuelles

Les résultats statiques d'énergie annuelle sont un moyen de quantifier les différences entre les courbes de puissance statiques des stratégies #1 à #5. L'énergie annuelle est calculée sur trois sites à l'aide d'une distribution de *Weibull* avec un facteur de forme k de 2 et avec trois facteurs d'échelle c produisant des vitesses moyennes de vent de 5, 6 et 7 m/s. Les résultats sont présentés au Tableau 4.1.

Vitesse de vent moyenne (m/s)	Pourcentage (%) d'écart entre la Stratégie #1 et la...				
	Stratégie à vitesse fixe	Stratégie #2	Stratégie #3	Stratégie #4	Stratégie #5
5	19,62	4,52	1,85	1,85	1,42
6	14,63	5,88	2,50	2,44	1,74
7	11,95	6,37	2,85	2,61	1,75

Tableau 4.1 : Énergies annuelles produites et comparées entre les stratégies #1 à #5

Au Tableau 4.1, on voit que la stratégie idéale à vitesse variable est beaucoup plus avantageuse qu'une stratégie à vitesse fixe. Par ailleurs, la stratégie #2 capture de 4,52 à 6,37 % de moins d'énergie que la stratégie #1. De plus, la stratégie la plus efficace après la stratégie #1 et la stratégie #5. Quant à la stratégie #4, elle suit non loin derrière. La différence entre la stratégie #4 et #5 varie entre 0,43 à 0,87 %. Quant à la différence entre la régulation de la puissance en zone III par décrochage aérodynamique actif au lieu de passif (segment EF au lieu de EG), elle est de 0,01 à 0,24 % en faveur de la régulation par décrochage aérodynamique actif.

4.5.5.2 Biais sur la mesure du vent de la Stratégie #2 – Trajectoire ABEG

On voit sur la Figure 4.22 que l'influence du biais sur la mesure de la vitesse du vent est faible. L'influence la plus marquée est en zone I. Lorsque la vitesse du vent est surestimée, la commande en vitesse par rapport à la vitesse du vent est déplacée vers la gauche tandis que lorsque la vitesse du vent est sous-estimée, la commande est déplacée vers la droite. Ceci a un faible impact sur l'efficacité aérodynamique et très peu d'impact sur la courbe de puissance. Une surestimation de la vitesse du vent est préférable dans ce cas puisqu'elle est moins dommageable sur l'efficacité aérodynamique de l'éolienne en zone I.

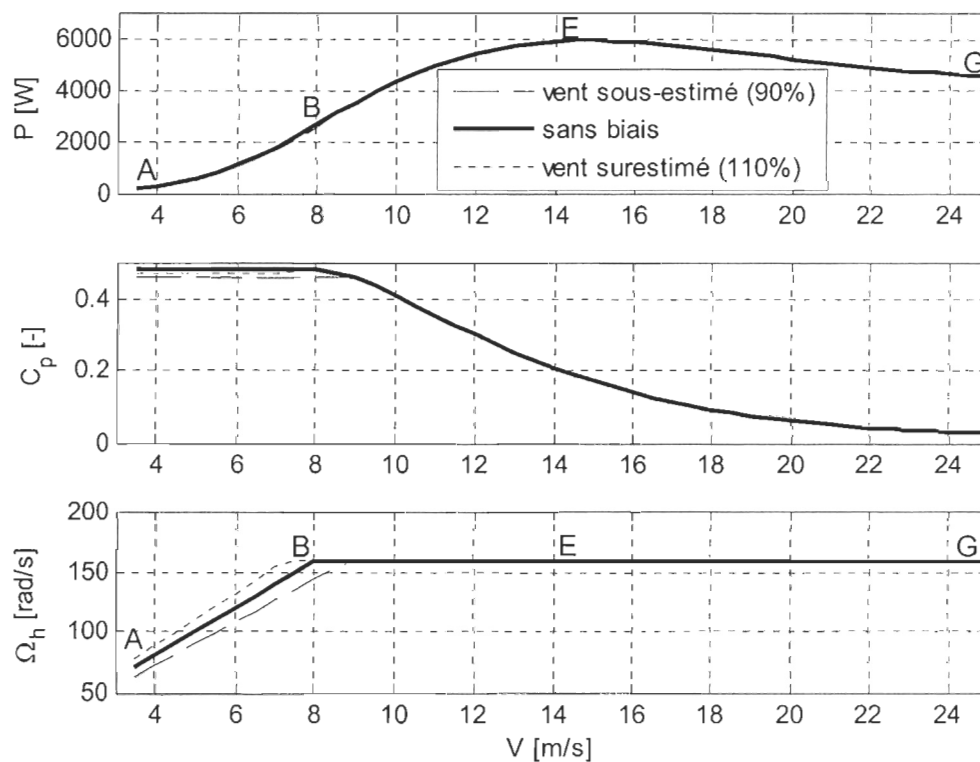


Figure 4.22 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #2 (ABEG)

4.5.5.3 Biais sur la mesure du vent de la Stratégie #3 – Trajectoire ABHEG

La Figure 4.23 montre qu'une sous-estimation de la mesure de la vitesse du vent peut créer un dépassement de puissance. Une surestimation est préférable dans ce cas puisqu'elle ne crée pas de dépassement de puissance et qu'elle est moins dommageable sur l'efficacité aérodynamique de l'éolienne en zone I.

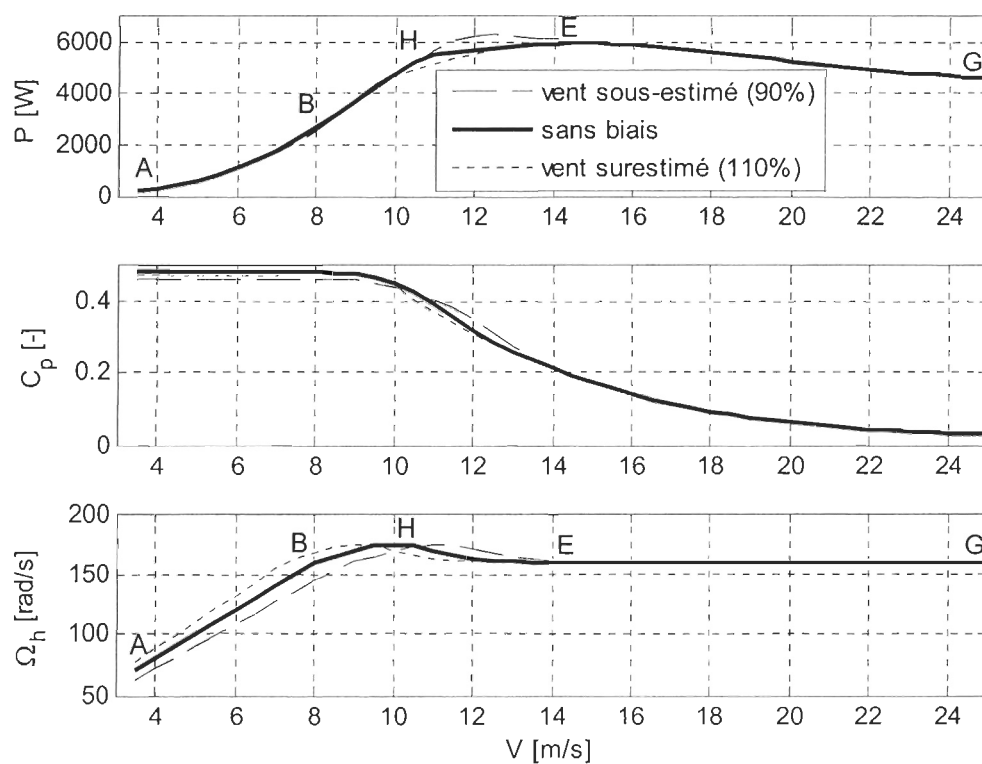


Figure 4.23 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #3 (ABHEG)

4.5.5.4 Biais sur la mesure du vent de la Stratégie #4 – Trajectoire ABHEF

Contrairement à la stratégie #3, la Figure 4.24 montre qu'une sous-estimation de la mesure de la vitesse du vent ne crée pas de dépassement de puissance puisque l'algorithme de la stratégie #4 utilise un contrôleur de puissance. Pour ce qui est de l'impact du biais en zone I, il est le même pour les stratégies #2, #3 et #4. Il est à noter qu'à cause de la nature de la table de consultation et du déplacement de cette table vers la droite lorsque la vitesse du vent est sous-estimée, il y a présence d'un creux de puissance entre un vent de 16 et de 20 m/s.

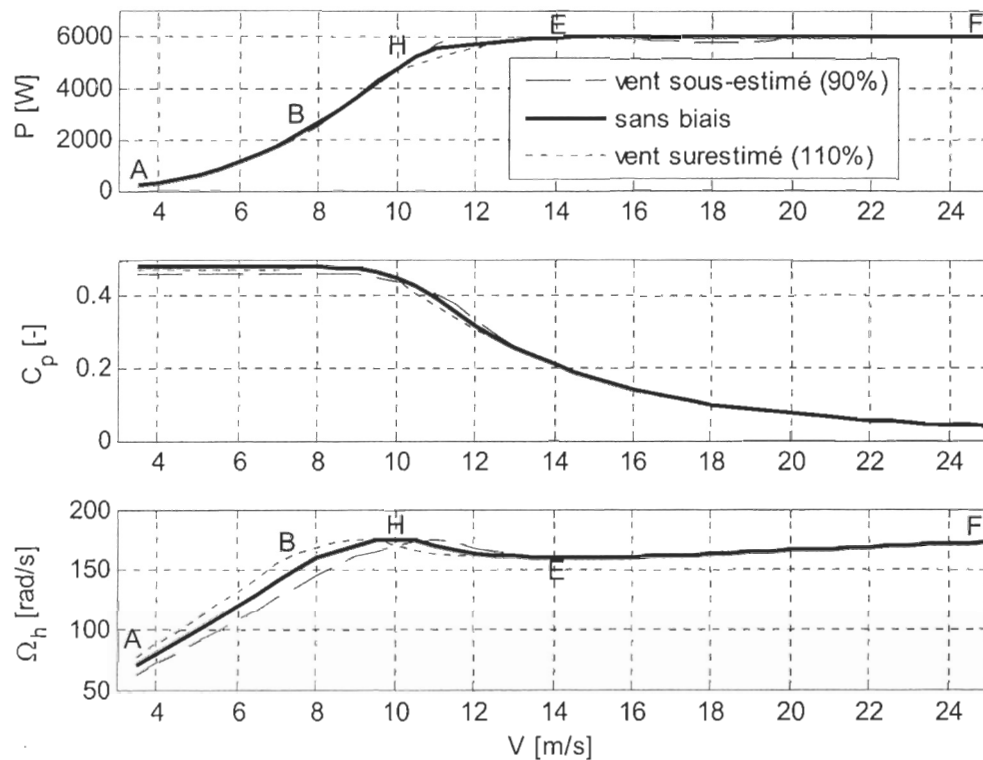


Figure 4.24 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #4 (ABHEF)

4.5.5.5 Biais sur la mesure du vent de la Stratégie #5 – Trajectoire ABCDEF modifiée

Sur la Figure 4.25, on voit que l'influence d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent est minimale et perceptible uniquement en zone I. Dans ce cas, il est moins dommageable pour l'efficacité aérodynamique de l'éolienne de surestimer la vitesse du vent. Par ailleurs, il n'y a pas de dépassement de puissance relié au biais dans la mesure du vent.

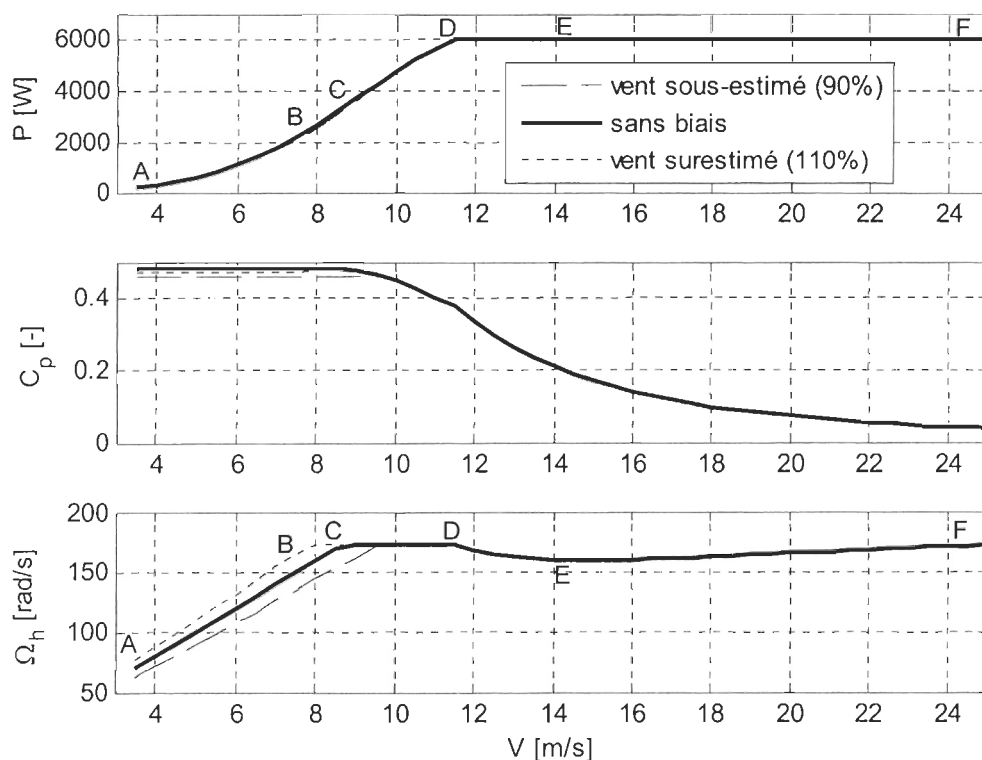


Figure 4.25 : Résultats statiques d'un biais sur la mesure de la vitesse du vent pour la stratégie #5 (ABCDEF modifiée)

4.6 Stratégies d'opération sans mesure de la vitesse du vent

La mesure de la vitesse du vent peut parfois sous-estimer ou surestimer la vitesse du vent réel. Le fait qu'une stratégie de contrôle soit dépendante de cette mesure peut créer des différences entre les performances attendues et les performances réelles. Différents phénomènes peuvent altérer la mesure de la vitesse du vent par un anémomètre en énergie éolienne, par exemple le givre, l'effet de sillage, la maintenance inadéquate et le temps de réponse. Cette section présente une méthode pour opérer en zone I une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, utilisant une boucle de contrôle en vitesse, sans avoir recours à la mesure de la vitesse du vent.

À partir de l'expression 4.4, il est possible d'obtenir une expression qui utilise la mesure de la puissance et qui calcule une référence en vitesse qui optimise l'opération de l'éolienne.

$$P_o = \left(\frac{\rho \pi R^5 \eta C_{p \max}}{2i^3 \lambda_o^3} \right) \Omega_h^3 = K \Omega_{h,o}^3 \quad 4.29$$

$$\Omega_{h,ref} = \Omega_{h,o} = \sqrt[3]{K^{-1} P_o} \quad 4.30$$

Il est à noter que pour utiliser l'expression 4.30, on doit connaître la vitesse spécifique optimale λ_o et le coefficient de puissance maximal $C_{p \max}$. Par ailleurs, le produit du rendement de la boîte de vitesse et de la génératrice électrique η varie en fonction de la charge et la densité de l'air ρ varie en fonction des conditions climatiques.

Les stratégies #2 et #5 peuvent être facilement modifiées afin de remplacer l'expression 4.31 dans leur algorithme de contrôle par l'expression 4.30.

$$\Omega_{h,ref} = \left(\frac{\lambda_o \cdot i}{R} \right) \cdot \hat{V} \quad 4.31$$

4.6.1 Stratégies d'opération modifiées

4.6.1.1 Stratégie #6 – Trajectoire ABEG

Voici le schéma *Simulink* de la stratégie #6 :

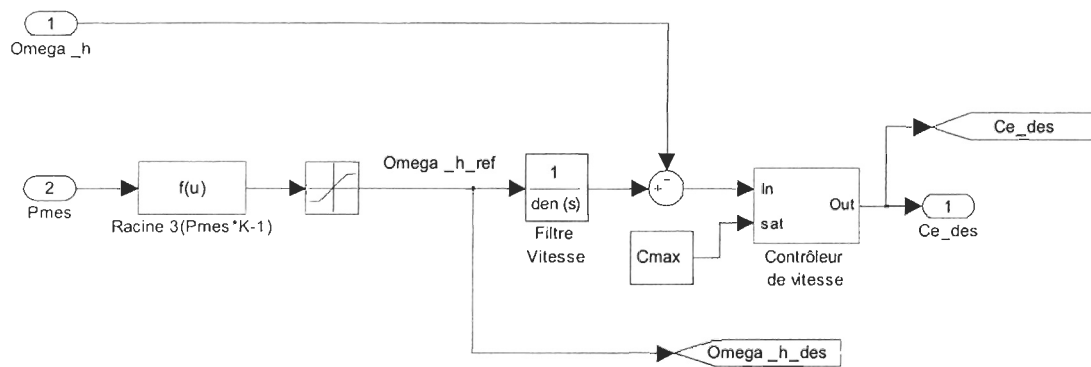


Figure 4.26 : Schéma *Simulink* de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #6 (ABEG) sans mesure de la vitesse du vent

4.6.1.2 Stratégie #7 – Trajectoire ABCDEF modifiée

Voici le schéma *Simulink* de la stratégie #7 :

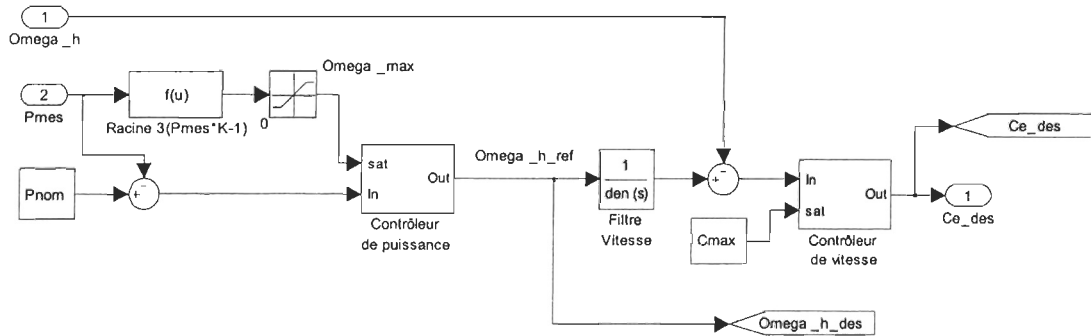


Figure 4.27 : Schéma *Simulink* de l'algorithme à vitesse variable de la stratégie #4 (ABCDEF modifiée) sans mesure de la vitesse du vent

4.6.2 Résultats dynamiques

Pour valider les stratégies #6 et #7, on utilise les mêmes conditions que présentées à la Section 4.5.4. Quant au rendement η et à la densité de l'air ρ , ils sont fixés respectivement à 90 % et à $1,225 \text{ Kg/m}^3$.

4.6.2.1 Stratégie #6 – Trajectoire ABEG

Les résultats dynamiques de la stratégie #6 sont très semblables aux résultats dynamiques de la stratégie #2. Il est à noter que, sur la Figure 4.28, la variation de la puissance en zone I est plus faible, mais que la variation de la vitesse et du coefficient de puissance sont plus élevée qu'à la Figure 4.18.

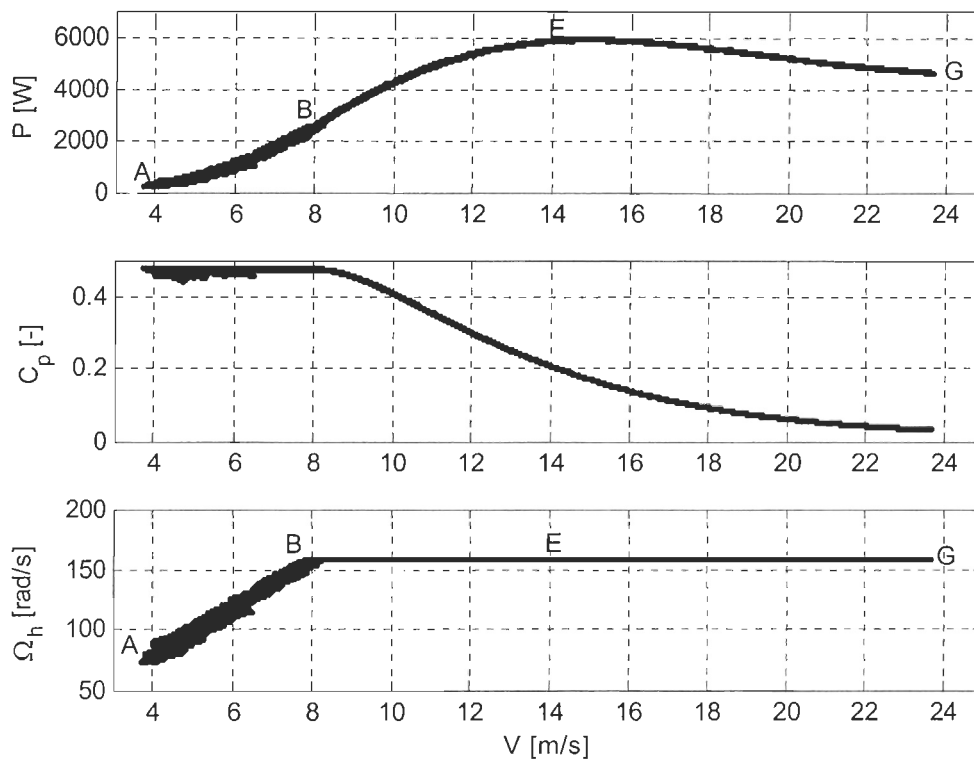


Figure 4.28 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #6 (ABEG)

4.6.2.2 Stratégie #7 – Trajectoire ABCDEF modifiée

Les résultats dynamiques de la stratégie #7 sont très semblables aux résultats dynamiques de la stratégie #5. Comme à la stratégie #6, il est à noter que, sur la Figure 4.29, la variation de la puissance en zone I est plus faible, mais que la variation de la vitesse et du coefficient de puissance sont plus élevée qu'à la Figure 4.21.

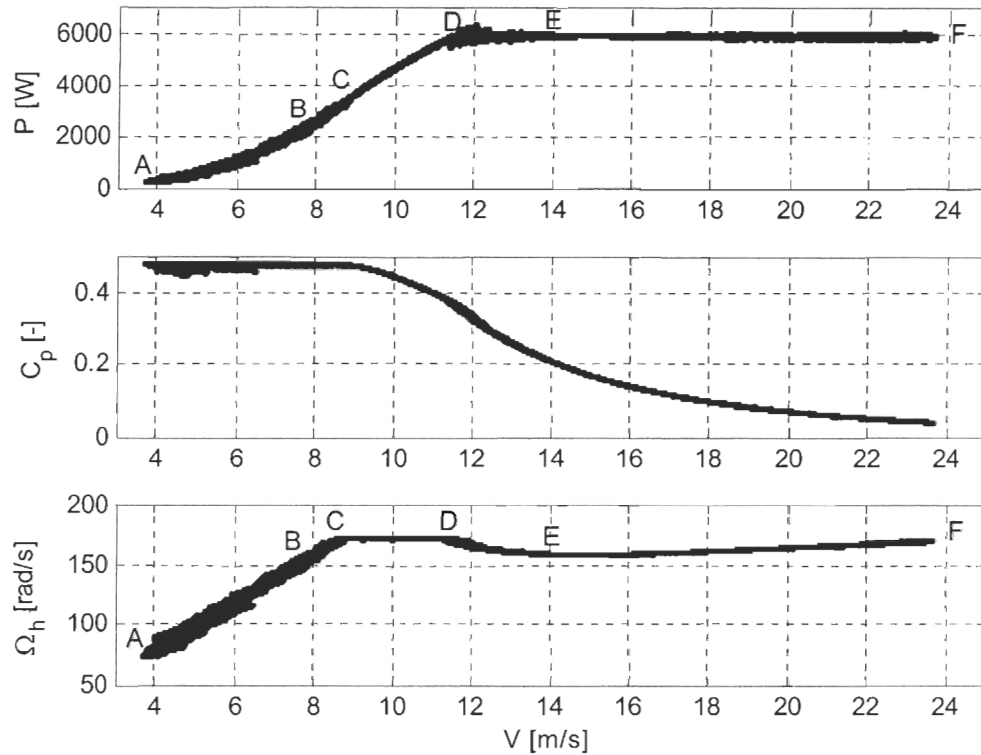


Figure 4.29 : Résultats dynamiques d'une simulation de la stratégie #7 (ABCDEF modifiée)

4.7 Discussion des résultats

Dans la présente étude, les stratégies de contrôle de l'éolienne à vitesse variable et à pas fixe reposent sur une boucle de contrôle en vitesse avec un contrôleur PI. Effectivement, la boucle de contrôle en vitesse a permis de limiter la vitesse d'opération de l'éolienne, a permis de limiter la commande en couple de la génératrice électrique, a permis de limiter la puissance et a permis une latitude intéressante quant à la génération de la référence en vitesse tout en étant simple d'implémentation.

La stratégie #1 est celle qui présente la capture de l'énergie dans le vent la plus élevée, mais le dépassement en puissance qu'elle présente n'est pas acceptable (14,7 %).

La capture de l'énergie dans le vent n'est pas très bonne pour la stratégie #2, mais elle ne présente pas de dépassement de puissance. Cette stratégie est très faiblement affectée par le biais sur la mesure de la vitesse du vent. Ceci en fait une stratégie simple à implémenter et robuste.

La capture de l'énergie dans le vent de la stratégie #3 est améliorée par rapport à la stratégie #2 et elle ne présente pas non plus de dépassement de puissance. La stratégie #3 est affectée par le biais sur la mesure de la vitesse du vent, surtout dans la plage de vitesse de vent moyenne. Il est à noter qu'une surestimation est moins dommageable qu'une sous-estimation de la vitesse du vent.

La capture de l'énergie dans le vent de la stratégie #4 est améliorée par rapport à la stratégie #3 et elle ne présente pas non plus de dépassement de puissance. La stratégie #4 est faiblement affectée par le biais sur la mesure de la vitesse du vent.

La capture de l'énergie dans le vent de la stratégie #5 est améliorée par rapport à la stratégie #4 et est très près de la stratégie #1, par contre, elle présente un dépassement de puissance de 6,9 %. La stratégie #5 est très faiblement affectée par le biais sur la mesure de la vitesse du vent.

La stratégie #6 est comparable à la stratégie #2, mais a l'avantage de ne pas nécessiter de mesure de la vitesse du vent. Les différences en zone I proviennent du fait que la dynamique est différente entre les deux stratégies. Avec la stratégie #6, le point d'opération glisse toujours vers le point d'opération optimal en variant la vitesse en fonction de la puissance produite par l'éolienne tandis que la stratégie #2 impose directement la vitesse d'opération suite à la mesure de la vitesse du vent. Il est à noter que

la stratégie #6 est dépendante de certains paramètres qui varient en fonction de la charge et des conditions climatiques (η et ρ).

On peut faire le même constat entre les stratégies #7 et #5 qu'entre les stratégies #6 et #2. Il est à noter que la stratégie #7 est également dépendante de certains paramètres qui varient en fonction de la charge et des conditions climatiques (η et ρ).

En général, les stratégies #5 et #7 présentent un bon compromis entre la capture de l'énergie dans le vent et le dépassement de puissance. Le gros avantage de la stratégie #7 est qu'elle ne nécessite pas de mesure de la vitesse du vent. Par contre, la stratégie #7 est dépendante de paramètres variables. Une solution qui pourrait être envisagée est d'avoir une stratégie hybride entre ces deux stratégies. Par ailleurs, si aucun dépassement de puissance n'est toléré par le système, mieux vaut opter pour la stratégie #4. Si on désire une solution simple d'implémentation et robuste, les stratégies #2 et #6 sont de bon choix.

4.8 Conclusion

Ce chapitre a présenté une introduction concernant le contrôle des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe. L'opération à vitesse variable permet de maximiser la capture de l'énergie dans le vent tout en permettant d'opérer l'éolienne sécuritairement (contrainte de couple, de vitesse et de puissance). L'optimisation de l'efficacité aérodynamique est donc effectuée en régime sous-nominal tandis que la limitation de la puissance de l'éolienne est effectuée en régime nominal. En régime sous-nominal de nombreuses stratégies de contrôle des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe sont possibles. D'ailleurs, la majorité des éoliennes à vitesse variable et à pas variable fonctionnent comme des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe en régime sous-nominal. Les trois principales stratégies sont le contrôle en vitesse (référence fonction de la vitesse du vent), le contrôle en puissance (référence fonction de la vitesse d'opération de la

turbine) et l'algorithme de contrôle avec recherche d'extremum selon la méthode MPPT. Quant au régime nominal, la régulation de la puissance doit être réalisée en abaissant la vitesse spécifique (décrochage aérodynamique actif ou passif) ou en augmentant la vitesse spécifique de l'éolienne.

Dans la présente étude, il a été choisi d'utiliser une boucle de contrôle en vitesse, avec un contrôleur PI, pour le contrôle de l'éolienne à vitesse variable et à pas fixe. Cette méthode permet de limiter la vitesse d'opération de la turbine, permet de limiter la commande en couple de la génératrice électrique, permet de limiter la puissance et permet une certaine latitude quant à la génération de la référence en vitesse tout en étant simple d'implémentation. Il est à noter qu'il n'est pas possible d'utiliser une boucle de contrôle en puissance puisque cette méthode n'est pas compatible avec une limitation de la vitesse d'opération de la turbine.

Par la suite, différentes stratégies d'opération d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe ont été présentées. Les stratégies présentées sont utilisables pour la pleine plage de vitesse de vent, c'est-à-dire autant en régime sous-nominal qu'en régime nominal. Certaines des stratégies nécessitent la mesure (ou l'estimation) de la vitesse du vent pour opérer l'éolienne.

Le choix d'une stratégie de contrôle à vitesse variable est un compromis entre la maximisation de la capture de l'énergie dans le vent et le respect des contraintes de sécurité de l'éolienne. En général, les stratégies #5 et #7 présentent un bon compromis entre la capture de l'énergie dans le vent et le dépassement de puissance. Le gros avantage de la stratégie #7 est qu'elle ne nécessite pas de mesure de la vitesse du vent. Par contre, la stratégie #7 est dépendante de paramètres comme la densité de l'air, le rendement de l'entraînement mécanique et le rendement de la génératrice électrique. Une solution qui pourrait être envisagée est d'avoir une stratégie hybride entre ces deux stratégies. Si aucun dépassement de puissance n'est toléré par le système, mieux vaut opter pour la

stratégie #4. Si on désire une solution simple d'implémentation et robuste, les stratégies #2 et #6 sont de bons choix.

Soulignons en terminant qu'il pourrait néanmoins être intéressant de vérifier l'impact d'un modèle d'entraînement mécanique à deux masses et d'un modèle de l'aérodynamique détaillée sur les dépassements de puissance des stratégies présentées dans cette étude. Par ailleurs, il pourrait également être intéressant de comparer l'effet des stratégies et du design des contrôleurs sur l'émission de papillotement par l'éolienne.

CHAPITRE 5

CONCLUSION

Dans un contexte de réseau autonome desservi par des groupes électrogènes diesel, l'implantation de systèmes de *Jumelage Éolien-Diesel* pourrait permettre des retombées économiques et environnementales positives auprès des communautés isolées canadiennes. L'installation des éoliennes en milieu isolé présente des difficultés importantes se reflétant par des coûts élevés : accès limité aux zones de forts vents, encrage des tours difficile limitant leurs tailles, coût de transport élevé, exploitation et maintenance éloignée de l'expertise et systèmes de contrôle complexe.

La présente étude s'est intéressée aux systèmes de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP). La configuration de ces systèmes doit permettre d'assurer une qualité de l'onde électrique (tension et fréquence) sur le réseau, et ce, même si la puissance éolienne fournit une grande partie ou la totalité de la puissance à la charge.

D'après les technologies éoliennes disponibles, et avec les contraintes reliées à l'installation des éoliennes en milieu isolé et les contraintes de qualité de l'onde électrique des systèmes JEDHP, une technologie éolienne particulière a été choisie, soit une éolienne à vitesse variable et à pas fixe munie d'une génératrice asynchrone, d'un convertisseur pleine puissance, d'un rotor de trois pales et d'une boîte de vitesse. Ce type d'éolienne permet de réduire le stress sur les composantes mécaniques de l'éolienne, de maximiser l'efficacité aérodynamique pour une grande plage de vitesses de vent, de contrôler la puissance réactive sur le réseau et de contrôler la génératrice électrique.

Le modèle d'une éolienne de 6 kW a été réalisé à l'aide de *Matlab/Simulink*. L'aérodynamique de l'éolienne a été modélisée avec une expression analytique, l'entraînement mécanique a été modélisé à l'aide d'un modèle à une masse et la machine asynchrone a été modélisée grâce à un modèle biphasé dans le domaine de *Park*.

L'étude s'est concentrée sur le contrôle de l'éolienne à travers la génératrice électrique et son convertisseur de puissance. Pour ce faire, une commande vectorielle a été utilisée et modélisée dans le domaine de *Park* à l'aide de *Matlab/Simulink*. Par la suite, une identification du système a été réalisée afin de pouvoir faire le design d'un contrôleur de vitesse pour l'éolienne modélisée.

Finalement, une introduction concernant le contrôle des éoliennes à vitesse variable et à pas fixe a été présentée. Il a été démontré que l'opération à vitesse variable permet de maximiser la capture de l'énergie dans le vent tout en permettant d'opérer l'éolienne de façon sécuritaire.

Dans la présente étude, il a été choisi d'utiliser une boucle de contrôle en vitesse, avec un contrôleur proportionnel-intégral, pour le contrôle de l'éolienne à vitesse variable et à pas fixe. Cette méthode permet de limiter la vitesse d'opération de la turbine, la commande en couple de la génératrice électrique et la puissance électrique produite. Par ailleurs, celle-ci permet une certaine latitude quant à la génération de la référence en vitesse tout en étant simple d'implémentation.

Par la suite, différentes stratégies d'opération d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe ont été présentées. Les stratégies présentées sont utilisables pour la pleine plage de vitesse de vent, c'est à dire autant en régime sous-nominal qu'en régime nominal. Essentiellement, l'étude a démontré qu'il est possible, avec une éolienne à vitesse variable et à pas fixe, d'avoir un choix intéressant de stratégies de contrôle à vitesse variable. Ceci permet de pouvoir choisir le compromis désiré entre la maximisation de la capture de

l'énergie dans le vent et le respect des contraintes de sécurité de l'éolienne. Les stratégies #4, #5 et #7 sont les plus prometteuses tandis que les stratégies #2 et #6 sont les plus simples d'implémentation et les plus robustes.

TRAVAUX FUTURS

La présente étude a permis une avancée intéressante dans l'étude de la dynamique, de la modélisation et du contrôle des systèmes de *Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration* (JEDHP).

Il serait néanmoins intéressant de poursuivre des travaux visant à vérifier l'impact d'un modèle d'entraînement mécanique à deux masses et d'un modèle de l'aérodynamique détaillée sur la dynamique de l'éolienne, en particulier sur les dépassements de puissance des stratégies présentées dans cette étude.

Par ailleurs, il serait intéressant de compléter la partie du raccordement au réseau de l'éolienne à travers la modélisation et le contrôle du convertisseur de puissance côté réseau. Des travaux dans ce sens ont déjà été faits (ou sont encore en cours) au LREE de l'UQAR. Suite à ce travail, il pourrait également être intéressant de comparer l'effet des stratégies et du design des contrôleurs sur l'émission de papillotement par l'éolienne.

De plus, la modélisation des autres composantes du JEDHP pourrait permettre d'étudier la dynamique de l'ensemble du système (éolienne, diesel, réseau, charge, stockage, etc.) et de comparer différentes stratégies de contrôle et différentes configurations alternatives du système JEDHP (volant d'inertie, panneaux solaires, multiples éoliennes, multiples diesels, etc.).

Finalement, des essais de différentes natures pourraient être réalisés à l'aide d'un banc d'essais grandeur nature.

RÉFÉRENCES

- [1] T. M. Weis, A. Ilinca, et J.-P. Pinard, *Stakeholders' perspectives on barriers to remote wind-diesel power plants in Canada*, Energy Policy, vol. 36, n° 5, pp. 1611-1621, 2008.
- [2] K. Ah-You et G. Leng, *Renewable Energy in Canada's Remote Communities*, Renewable Energy for Remote Communities Program, Natural Resources Canada, 1999-26-27, Juin 1999.
- [3] J. F. Maissan, *A Prefeasibility Report on a Potential Wind Energy Project in Tuktoyaktuk, Northwest Territories*, Aurora Research Institute, Inuvik, Février 2007.
- [4] J. F. Maissan, *Report on Wind Energy for Small Communities*, Leading Edge Projects Inc., Whitehorse, Avril 2006.
- [5] J. F. Maissan, *A Report on the State-of-the-art and Economic Viability of Wind Power Development in Arctic Communities*, Aurora Research Institute, Inuvik, Février 2006.
- [6] Nunavut Power, *Ikuma II Report : Meeting Nunavut's Energy Needs*, Nunavut Power Corporation, Mars 2002.
- [7] J.-P. Pinard et T. Weis, *Pre-Feasibility Analysis of Wind Energy for Inuvialuit Region in Northwest Territories*, Aurora Research Institute, Inuvik, Mars 2003.
- [8] A. Forcione et B. Saulnier, *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004*, IREQ, Varennes, IREQ-2003-247C, Décembre 2004.
- [9] Energy Mines and Resources of Yukon, *Wind Energy*, sur <http://www.emr.gov.yk.ca/energy/wind.html>, consulté en Novembre 2009.
- [10] I. Baring-Gould et D. Corbus, *Status of Wind-Diesel Applications in Arctic Climates*, The Arctic Energy Summit Technology Conference, Anchorage, 2007.
- [11] T. M. Weis et A. Ilinca, *The utility of energy storage to improve the economics of wind-diesel power plants in Canada*, Renewable Energy, vol. 33, n° 7, pp. 1544-1557, 2008.
- [12] C. Brothers et M. Lodge, *Ramea Wind-Diesel Project*, Wind-Diesel Workshop, Anchorage, 2004.
- [13] Nunavut Power, *Wind Power Generation*, sur http://www.nunavutpower.com/pdf/WindPowerReport_1.pdf, consulté en Décembre 2007.
- [14] S. Drouihet, *Power Flow Management in a High Penetration Wind-Diesel Hybrid Power System with Short-Term Energy Storage*, Windpower '99, Burlington, 1999.
- [15] B. Saulnier et A. Forcione, *Perspectives sur l'évolution technologique et les enjeux d'intégration / pénétration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques*, Réunion de la section montréalaise de l'IEEE Power Engineering Society and Industrial Applications Society, Montréal, 2004.

- [16] Natural Resources Canada, *Wind-Hydrogen-Diesel on Ramea Island*, sur http://canmetenergie-canmetenergie.nrcan-mcan.gc.ca/eng/renewables/wind_energy/ramea_island.html, consulté en Novembre 2009.
- [17] A. d. L. Pereira, *Modular Supervisory Controller for Hybrid Power Systems*, Department of Automation, Technical University of Denmark, Lyngby, Juin 2000.
- [18] I. E. Baring-Gould, et al., *Worldwide Status of Wind-Diesel Applications*, DOE/AWEA/CanWEA wind-diesel workshop, Anchorage, 2002.
- [19] H. Ibrahim, A. Ilinca, et J. Perron, *Comparison and Analysis of Different Energy Storage Techniques Based on their Performance Index*, IEEE Electrical Power Conference (EPC), Montréal, 2007.
- [20] H. Ibrahim, et al., *Study of a Hybrid Wind-Diesel System with Compressed Air Energy Storage*, IEEE Electrical Power Conference (EPC), Montréal, 2007.
- [21] H. Ibrahim, et al., *Investigation des générateurs hybrides d'électricité de type éolien-air comprimé*, Colloque International Sur les Énergies Renouvelables, Oujda, 2007.
- [22] Y. Lang, B. Wu, et N. Zargari, *Wind Power Technology : State of the art*, IEEE Canadian Review, n°.56, pp. 10-17, Décembre 2007.
- [23] T. Burton, et al., *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [24] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 2^e ed, John Wiley & Sons Ltd, 2006.
- [25] R. Hunter et G. Elliot, *Wind-Diesel Systems : A guide to the technology and its implementation*, Cambridge University Press, 1994.
- [26] J. F. Manwell, J. G. McGowan, et A. L. Rogers, *Wind Energy Explained : Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons Ltd., 2002.
- [27] L. H. Hansen, et al., *Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*, Risø National Laboratory, Roskilde, R-1205, Décembre 2001.
- [28] V. Akhmatov, *Induction Generators for Wind Power*, Multi-Science Publishing Co. Ltd., 2005.
- [29] F. Blaabjerg et Z. Chen, *Power Electronics for Modern Wind Turbines*, Morgan & Claypool, 2006.
- [30] S. Kelouwani et K. Agbossou, *Nonlinear model identification of wind turbine with a neural network*, IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 19, n° 3, pp. 607-612, 2004.
- [31] H. Nikkhajoei et R. Iravani, *Dynamic Model and Control of AC-DC-AC Voltage-Sourced Converter System for Distributed Resources*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, n° 2, pp. 1169-1178, 2007.
- [32] A. Yazdani et R. Iravani, *A unified dynamic model and control for the voltage-sourced converter under unbalanced grid conditions*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, n° 3, pp. 1620-1629, 2006.
- [33] S.-H. Song, S.-I. Kang, et N.-K. Hahm, *Implementation and Control of Grid Connected AC-DC-AC Power Converter for Variable Speed Wind Energy*

- Conversion System*, présenté à la 18th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2003.
- [34] J. G. Slootweg, et al., *General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, n° 1, pp. 144-151, 2003.
- [35] S.-K. Kim et E.-S. Kim, *PSCAD/EMTDC-Based Modeling and Analysis of a Gearless Variable Speed Wind Turbine*, IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 22, n° 2, pp. 421-430, 2007.
- [36] S. M. Muyeen, et al., *Transient stability analysis of permanent magnet variable speed synchronous wind generator*, présenté à l'International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2007.
- [37] M. H. Hansen, et al., *Control Design for a Pitch-Regulated, Variable Speed Wind Turbine*, Risø National Laboratory, Roskilde, R-1500, Janvier 2005.
- [38] E. Hau, *Wind Turbines : Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2^e ed, Springer, 2006.
- [39] A. Hansen, et al., *Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIgSILENT*, Risø National Laboratory, Roskilde, R-1400(ed.2), Août 2007.
- [40] I. Munteanu, et al., *Optimal Control of Wind Energy Systems : Towards a global approach*, Springer, 2008.
- [41] T. Wildi, *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, 5^e ed, Prentice Hall, 2002.
- [42] Commission Electrotechnique Internationale (CEI), 61400-21, *Norme Internationale, Éoliennes - Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau*, ed. 2.0, 2008-08 2008.
- [43] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [44] Danish Transmission Lines Department, *Wind Turbines Connected to Grids With Voltages Below 100 kV : Technical regulations for the properties and the control of wind turbines*, Danish Energy Agency, TF 3.2.6, Mai 2004.
- [45] S. Drouihet et M. Shirazi, *Wales, Alaska, High-Penetration Wind-Diesel Hybrid Power System : Theory of operation*, NREL, Golden, TP-500-31755, Mai 2002.
- [46] H. Ibrahim, A. Ilinca, et J. Peron, *Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés*, Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE), UQAR, Rimouski, Septembre 2008.
- [47] B. Roberts, *Capturing grid power*, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, n° 4, pp. 32-41, 2009.
- [48] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 4^e ed, McGraw-Hill, 2005.
- [49] R. Bhaskar, *FACTS Technology Application to Retire Aging Transmission Assets and Address Voltage Stability Related Reliability Challenges in San Francisco Bay Area*, présenté à la Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, 2003.
- [50] R. Sebastian, *Smooth transition from wind only to wind diesel mode in an autonomous wind diesel system with a battery-based energy storage system*, Renewable Energy, vol. 33, n° 3, pp. 454-466, 2008.

- [51] S. Teleke, et al., *Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, n° 3, pp. 725-732, 2009.
- [52] X. Yan, et al., *Experiment and simulation of dynamic voltage regulation with multiple distributed energy resources*, présenté à l'iREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007.
- [53] S. L. Garcia et M. R. Iravani, *Hybrid Wind-Diesel Power Plants : Modeling and analysis*, VDM Verlag, 2008.
- [54] R. Teodorescu, F. Iov, et F. Blaabjerg, *Flexible development and test system for 11 kW wind turbine*, présenté à l'IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference (PESC), 2003.
- [55] R. S. Pena, et al., *Vector Controlled Induction Machines for Stand-Alone Wind Energy Applications*, présenté à la Conference Record of the IEEE Industry Applications Conference, 2000.
- [56] R. Cardenas, et al., *Vector Control of Front-End Converters for Variable-Speed Wind-Diesel Systems*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, n° 4, pp. 1127-1136, 2006.
- [57] R. Cardenas, et al., *Power smoothing in a variable speed wind-diesel system*, présenté à l'IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference (PESC), 2003.
- [58] H. Bindner, et al., *Stand-Alone Version of the 11kW Gaia Wind Turbine*, Risø National Laboratory, Roskilde, R-1480, Septembre 2004.
- [59] Hydro-Québec et TransÉnergie Technologies, *SimPowerSystems™ 4 : Reference*, The MathWorks Inc., 2008.
- [60] F. D. Bianchi, H. De Battista, et R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems : Principles, modelling and gain scheduling design*, Springer, 2007.
- [61] Y.-Y. Hong, S.-D. Lu, et C.-S. Chiou, *MPPT for PM wind generator using gradient approximation*, Energy Conversion and Management, vol. 50, n° 1, pp. 82-89, 2009.
- [62] I. Munteanu, A. I. Bratcu, et E. Ceang, *Wind turbulence used as searching signal for MPPT in variable-speed wind energy conversion systems*, Renewable Energy, vol. 34, n° 1, pp. 322-327, 2009.
- [63] T. Senjyu, et al., *Sensor-less maximum power point tracking control for wind generation system with squirrel cage induction generator*, Renewable Energy, vol. 34, n° 4, pp. 994-999, 2009.
- [64] D. Guérette, *Modélisation dynamique d'une machine asynchrone à cage*, LREE, UQAR, Rimouski, 2009.
- [65] P. C. Krause, O. Wasynczuk, et S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery*, IEEE Press, 1995.
- [66] J. S. Thongam, *Commande de haute performance sans capteur d'une machine asynchrone*, Département d'ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), Chicoutimi, Juin 2006.
- [67] I. Boldea et S. A. Nasar, *Electric Drives*, 2^e ed, CRC Press, 2005.

- [68] R. Cardenas, et al., *Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine*, IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 48, n° 3, pp. 625-635, 2001.
- [69] M. G. Simoes, B. K. Bose, et R. J. Spiegel, *Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system*, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 12, n° 1, pp. 87-95, 1997.
- [70] R. Cardenas et R. Pena, *Sensorless vector control of induction machines for variable-speed wind energy applications*, IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 19, n° 1, pp. 196-205, 2004.
- [71] M. Molinas, et al., *Cage induction generators for wind turbines with power electronics converters in the light of the new grid codes*, présenté à l'European Conference on Power Electronics and Applications, 2005.
- [72] T. Senjyu, et al., *Speed and Position Sensor-less Maximum Power Point Tracking Control for Wind Generation System with Squirrel Cage Induction Generator*, présenté à l'IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2006.
- [73] N. P. Quang et J.-A. Dittrich, *Vector Control of Three-Phase AC Machines : System Development in the Practice*, Springer, 2008.
- [74] W. Leonhard, *Control of Electrical Drives*, 3^e ed, Springer, 2001.
- [75] D. E. Seborg, T. F. Edgar, et D. A. Mellichamp, *Process Dynamics and Control*, 2^e ed, Wiley, 2003.
- [76] J. O'Shea, *Introduction à la Commande par Ordinateur*, Presses Internationales de Polytechnique, 1987.
- [77] Siemens, sur <http://www.sea.siemens.com>, consulté en 2001.
- [78] E. Muljadi, K. Pierce, et P. Migliore, *Soft-stall control for variable-speed stall-regulated wind turbines*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 85, n° 3, pp. 277-291, 2000.
- [79] E. Muljadi, C. Butterfield, et M. Buhl, *Effect of turbulence on power generation for variable-speed wind turbines*, ASME Wind Energy Symposium, Reno, 1997.
- [80] T. Thiringer et J. Linders, *Control by variable rotor speed of a fixed-pitch wind turbine operating in a wide speed range*, IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 8, n° 3, pp. 520-526, 1993.
- [81] A. I. Bratcu, I. Munteanu, et E. Ceanga, *Optimal control of wind energy conversion systems: From energy optimization to multi-purpose criteria - A short survey*, présenté à la 16th Mediterranean Conference on Control and Automation, 2008.
- [82] K. G. Pierce et P. G. Migliore, *Maximizing Energy Capture of Fixed-Pitch Variable-Speed Wind Turbines*, 38th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, 2000.
- [83] I. Boldea et S. A. Nasar, *Electric Drives*, Second ed, CRC Press, 2006.
- [84] Institute of Energy Technology - Aalborg University, *Simulation Platform for Windturbines*, sur http://www.iet.aau.dk/Research/research_prog/wind_turbine/Projects/SimPlatformPrj/index.htm, consulté en Novembre 2009.

ANNEXE A

MODÉLISATION DYNAMIQUE DE LA MAS À CAGE

A.1 Introduction

Cette annexe présente de façon détaillée les étapes menant à la réalisation d'un modèle dynamique de la machine asynchrone à cage. La réalisation de ce modèle s'inscrit dans le cadre de la modélisation d'une éolienne à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink*. Les paramètres de la machine asynchrone étudiée sont présentés au Tableau 3.1. Suite à la modélisation, une validation du modèle et une validation des paramètres de la MAS sont présentées.

A.2 Modèle dynamique de la machine asynchrone à cage

La machine asynchrone est un système électromécanique couplé à l'aide d'un circuit magnétique. La machine asynchrone triphasée est composée de trois enroulements statoriques fixés séparés entre eux de 120 degrés. Le rotor à cage, quant à lui, peut être vu comme un ensemble de trois enroulements en court-circuit également séparés entre eux de 120 degrés et tournant par rapport au stator. Un champ magnétique tournant est chargé de faire le lien, avec l'aide de la force magnétomotrice (FMM), entre le stator et le rotor, et ce, peu importe si le fonctionnement de la machine est en moteur ou en génératrice. Ce champ tournant, décrit par le théorème de *Ferraris*, circule à travers un circuit magnétique composé d'un noyau magnétique, de l'entrefer et des enroulements situés de part et d'autre de la machine électrique (stator et rotor). Ce circuit électromagnétique peut être

représenté comme un ensemble de résistances, d'inductances de fuites et d'inductances mutuelles.

Voici les expressions générales de la MAS [65]¹, considérant que la machine est parfaitement symétrique :

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \\ v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \\ i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \\ \psi_{ra} \\ \psi_{rb} \\ \psi_{rc} \end{bmatrix} \quad \text{A. 1}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \\ \psi_{ra} \\ \psi_{rb} \\ \psi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_s & M_{sr} \\ (M_{sr})^T & M_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \\ i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad \text{A. 2}$$

Où

$$M_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -(1/2)L_{ms} & -(1/2)L_{ms} \\ -(1/2)L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -(1/2)L_{ms} \\ -(1/2)L_{ms} & -(1/2)L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad \text{A. 3}$$

$$M_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -(1/2)L_{mr} & -(1/2)L_{mr} \\ -(1/2)L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -(1/2)L_{mr} \\ -(1/2)L_{mr} & -(1/2)L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix} \quad \text{A. 4}$$

¹ Il est à noter que les expressions A.1 à A.36 proviennent de cette référence.

$$M_{sr} = L_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad \text{A. 5}$$

Les inductances L_{ls} et L_{ms} sont respectivement l'inductance de fuite et l'inductance de magnétisation statorique. De même, L_{lr} et L_{mr} sont les inductances de fuite et de magnétisation rotorique tandis que L_{sr} représente l'inductance mutuelle entre les phases statoriques et rotoriques. On peut simplifier les expressions générales A.1 à A.5 comme suit :

$$L_{ms} = \frac{N_s}{N_r} L_{sr} \quad \text{A. 6}$$

$$M'_{sr} = L_{ms} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad \text{A. 7}$$

$$L_{mr} = \left(\frac{N_r}{N_s}\right)^2 L_{ms} \quad \text{A. 8}$$

$$M'_r = \begin{bmatrix} L'_{lr} + L_{ms} & -(1/2)L_{ms} & -(1/2)L_{ms} \\ -(1/2)L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} & -(1/2)L_{ms} \\ -(1/2)L_{ms} & -(1/2)L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad \text{A. 9}$$

Où

$$L'_{lr} = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_{lr} \quad \text{A. 10}$$

Donc

$$\begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \\ \psi'_{ra} \\ \psi'_{rb} \\ \psi'_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_s & M'_{sr} \\ (M'_{sr})^T & M'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \\ i'_{ra} \\ i'_{rb} \\ i'_{rc} \end{bmatrix} \quad \text{A. 11}$$

On peut synthétiser l'ensemble des expressions A.1 à A.11 sous la forme :

$$\begin{bmatrix} v_{sabc} \\ v'_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + \frac{d}{dt} M_s & \frac{d}{dt} M'_{sr} \\ \frac{d}{dt} (M'_{sr})^T & R'_r + \frac{d}{dt} M'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i'_{rabc} \end{bmatrix} \quad \text{A. 12}$$

Où

$$R'_r = \left(\frac{N_s}{N_r} \right)^2 R_r \quad \text{A. 13}$$

On voit que la matrice d'inductances mutuelles M'_{sr} servant à décrire les flux magnétiques dans la machine n'est pas constante : celle-ci varie avec la position du rotor. Le terme θ est en fait l'angle entre une phase statorique et sa phase rotorique correspondante. Donc pour simplifier les équations générales de la MAS, on doit changer de référentiel afin d'obtenir une matrice d'inductance constante. La transformation de *Park* permet de réaliser ceci en éliminant la variation de la matrice des inductances.

La transformation de *Park* est une transformation vectorielle qui est utilisée pour transformer un référentiel triphasé en un référentiel biphasé et vis-versa. La Figure A.1 montre le référentiel triphasé *abc* des enroulements statoriques. Au centre de cette même

figure, on voit le rotor de la machine asynchrone avec son axe rotorique tournant à la vitesse ω . La position de cet axe par rapport à la *phase a* est l'angle θ . Le flux magnétique tournant rotorique, créé par la tension triphasée au stator et les enroulements statoriques, est représenté par le vecteur ψ_r . Ce vecteur tourne à la vitesse synchrone ω_s . On peut représenter les flux, les courants et les tensions triphasés selon le référentiel $\alpha\beta$ et le référentiel dq . Le référentiel $\alpha\beta$ est un référentiel fixe qui aligne son axe α avec la *phase a* statorique de la machine : c'est un référentiel statorique fixe. On peut voir sur la Figure A.1 le vecteur tournant à la vitesse ω_s du courant statorique i_s représenté selon les coordonnées $\alpha\beta$. Le référentiel dq est le même système de coordonnées que le référentiel $\alpha\beta$ sauf que son système d'axes tourne à la vitesse synchrone ω_s : c'est un référentiel rotatif. On peut voir sur la Figure A.1 le vecteur tournant i_s représenté selon les coordonnées dq .

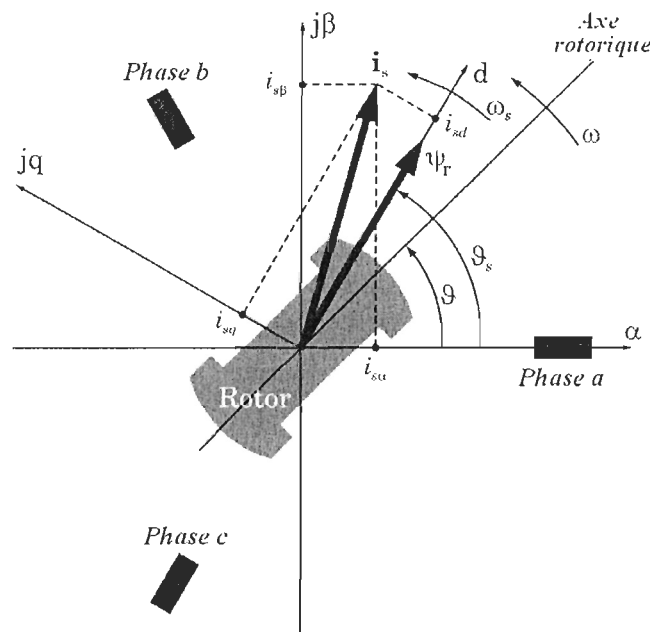


Figure A.1 : Représentation du référentiel triphasé *abc* et des référentiels biphasés $\alpha\beta$ et dq [73]²

² La figure provient de cette référence, mais elle a été modifiée pour les besoins du document.

La transformation qui permet d'utiliser le référentiel $\alpha\beta$ se nomme la transformation de *Clarke* [66] et la transformation qui permet d'utiliser le référentiel dq se nomme la transformation de *Park*. Il est à noter qu'une astuce mathématique permet de passer du référentiel $\alpha\beta$ au référentiel dq et vis versa. Par ailleurs, l'avantage du référentiel dq est que l'amplitude des valeurs physiques (tension, courant et flux) en régime établi est constante. La transformation de *Park* peut être choisie en fonction de préserver l'amplitude des valeurs physiques ou en fonction de la conservation de l'énergie.

La transformation de *Park* utilisée dans la présente étude préserve l'amplitude des valeurs physiques et est représentée à l'expression A.14 [65].

$$[P] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \alpha & \cos(\alpha - 2\pi/3) & \cos(\alpha + 2\pi/3) \\ \sin \alpha & \sin(\alpha - 2\pi/3) & \sin(\alpha + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad \text{A. 14}$$

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha & 1 \\ \cos(\alpha - 2\pi/3) & \sin(\alpha - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\alpha + 2\pi/3) & \sin(\alpha + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix}$$

Où α est une position angulaire arbitraire.

Cette transformation s'applique aux tensions, aux courants et aux flux magnétiques. On peut par exemple transformer les courants statoriques d'un référentiel à l'autre avec :

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{0s} \end{bmatrix} = [P] \cdot \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = [P]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{0s} \end{bmatrix}$$

Il est à noter que la composante avec indice $0s$ permet au système triphasé d'être déséquilibré. Cette composante est nulle lorsque le régime est équilibré. De plus, celle-ci permet d'avoir une matrice de transformation de *Park* inversible.

Donc pour obtenir une matrice d'inductances mutuelles M'_{sr} constante, on utilise deux types de transformation de *Park* (cf. Expressions A.15 à A.19).

$$\theta_s = \int_0^t \omega_s(\xi) d\xi + \theta_s(0) \quad \text{A. 15}$$

$$[P_s] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_s & \cos(\theta_s - 2\pi/3) & \cos(\theta_s + 2\pi/3) \\ \sin \theta_s & \sin(\theta_s - 2\pi/3) & \sin(\theta_s + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad \text{A. 16}$$

$$\theta = \int_0^t \omega(\xi) d\xi + \theta(0) \quad \text{A. 17}$$

$$\theta_r = \theta_s - \theta \quad \text{A. 18}$$

$$[P_r] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r - 2\pi/3) & \cos(\theta_r + 2\pi/3) \\ \sin \theta_r & \sin(\theta_r - 2\pi/3) & \sin(\theta_r + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad \text{A. 19}$$

En appliquant les transformations appropriées $[P_s]$ et $[P_r]$ à l'expression A.12 et en développant, on obtient :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d}{dt} \psi_{sd} \quad \text{A. 20}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} \quad \text{A. 21}$$

$$v_{s0} = R_s i_{s0} + \frac{d}{dt} \psi_{s0} \quad \text{A. 22}$$

$$v'_{rd} = R'_r i'_{rd} - (\omega_s - \omega) \psi'_{rq} + \frac{d}{dt} \psi'_{rd} \quad \text{A. 23}$$

$$v'_{rq} = R'_r i'_{rq} + (\omega_s - \omega) \psi'_{rd} + \frac{d}{dt} \psi'_{rq} \quad \text{A. 24}$$

$$v'_{r0} = R'_r i'_{r0} + \frac{d}{dt} \psi'_{r0} \quad \text{A. 25}$$

Où

$$\omega_r = \omega_s - \omega \quad \text{A. 26}$$

On peut obtenir un modèle dynamique de la MAS en courant en remplaçant les expressions des flux avec les expressions A.27 à A.30.

$$L_m = \frac{3}{2} L_{ms} \quad \text{A. 27}$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad \text{A. 28}$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad \text{A. 29}$$

$$\begin{aligned} \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i'_{rd} \\ \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i'_{rq} \\ \psi'_{rd} &= L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi'_{rq} &= L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq} \end{aligned} \quad \text{A. 30}$$

Ce qui donne :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s (L_s i_{sq} + L_m i'_{rq}) + \frac{d}{dt} (L_s i_{sd} + L_m i'_{rd}) \quad \text{A. 31}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s (L_s i_{sd} + L_m i'_{rd}) + \frac{d}{dt} (L_s i_{sq} + L_m i'_{rq}) \quad \text{A. 32}$$

$$v_{s0} = R_s i_{s0} + \frac{d}{dt} ((L_s - L_m) i_{s0}) \quad \text{A. 33}$$

$$v'_{rd} = R'_r i'_{rd} - (\omega_s - \omega) (L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq}) + \frac{d}{dt} (L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd}) \quad \text{A. 34}$$

$$v'_{rq} = R'_r i'_{rq} + (\omega_s - \omega) (L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd}) + \frac{d}{dt} (L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq}) \quad \text{A. 35}$$

$$v'_{r0} = R'_r i'_{r0} + \frac{d}{dt} ((L'_r - L_m) i'_{r0}) \quad \text{A. 36}$$

Il est possible de simplifier davantage les équations A.31 à A.36 en considérant que le régime triphasé est toujours équilibré. De plus, les tensions rotoriques d'une machine asynchrone à cage sont nulles puisque ses enroulements rotoriques sont court-circuités.

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s (L_s i_{sq} + L_m i'_{rq}) + \frac{d}{dt} (L_s i_{sd} + L_m i'_{rd}) \quad \text{A. 37}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s (L_s i_{sd} + L_m i'_{rd}) + \frac{d}{dt} (L_s i_{sq} + L_m i'_{rq}) \quad \text{A. 38}$$

$$0 = R'_r i'_{rd} - (\omega_s - \omega) (L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq}) + \frac{d}{dt} (L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd}) \quad \text{A. 39}$$

$$0 = R'_r i'_{rq} + (\omega_s - \omega) (L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd}) + \frac{d}{dt} (L'_r i'_{rq} + L_m i_{sq}) \quad \text{A. 40}$$

Les expressions A.37 à A.40 sont les équations typiques en tension d'une machine asynchrone à cage dans le référentiel dq . Les prochaines étapes consistent à obtenir un

ensemble d'équations différentielles de premier ordre décrivant la dynamique d'une machine asynchrone à cage à partir des expressions A.37 à A.40. En réarrangeant, on a :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s L_s i_{sq} - \omega_s L_m i'_{rq} + L_s \frac{d}{dt} i_{sd} + L_m \frac{d}{dt} i'_{rd} \quad \text{A. 41}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s L_s i_{sd} + \omega_s L_m i'_{rd} + L_s \frac{d}{dt} i_{sq} + L_m \frac{d}{dt} i'_{rq} \quad \text{A. 42}$$

$$0 = R'_r i'_{rd} - (\omega_s - \omega) L'_r i'_{rq} - (\omega_s - \omega) L_m i_{sq} + L'_r \frac{d}{dt} i'_{rd} + L_m \frac{d}{dt} i_{sd} \quad \text{A. 43}$$

$$0 = R'_r i'_{rq} + (\omega_s - \omega) L'_r i'_{rd} + (\omega_s - \omega) L_m i_{sd} + L'_r \frac{d}{dt} i'_{rq} + L_m \frac{d}{dt} i_{sq} \quad \text{A. 44}$$

Ces dernières expressions montrent qu'aucun élément de la matrice d'inductances ne varie avec le temps; ce sont seulement les courants qui possèdent une variation temporelle. En isolant les dérivés des courants statoriques et rotoriques à gauche, on retrouve les expressions de la MAS présentées dans la référence [40] :

$$\frac{d}{dt} i_{sd} = -\frac{R_s}{L_s} i_{sd} + \omega_s i_{sq} - \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} i'_{rd} + \frac{\omega_s L_m}{L_s} i'_{rq} + \frac{1}{L_s} v_{sd} \quad \text{A. 45}$$

$$\frac{d}{dt} i_{sq} = -\omega_s i_{sd} - \frac{R_s}{L_s} i_{sq} - \frac{\omega_s L_m}{L_s} i'_{rd} - \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} i'_{rq} + \frac{1}{L_s} v_{sq} \quad \text{A. 46}$$

$$\frac{d}{dt} i'_{rd} = -\frac{L_m}{L'_r} \frac{d}{dt} i_{sd} + (\omega_s - \omega) \frac{L_m}{L'_r} i_{sq} - \frac{R'_r}{L'_r} i'_{rd} + (\omega_s - \omega) i'_{rq} \quad \text{A. 47}$$

$$\frac{d}{dt} i'_{rq} = -(\omega_s - \omega) \frac{L_m}{L'_r} i_{sd} - \frac{L_m}{L'_r} \frac{d}{dt} i_{sq} - (\omega_s - \omega) i'_{rd} - \frac{R'_r}{L'_r} i'_{rq} \quad \text{A. 48}$$

En remplaçant les expressions des courants dérivés apparaissant à droite par leur expression respective et en simplifiant, on a :

$$\begin{aligned}
\left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'}\right) \frac{d}{dt} i_{sd} &= -\left(\frac{R_s}{L_s}\right) i_{sd} + \left(\omega_s - \frac{\omega_s L_m^2}{L_s L_r'} + \frac{\omega L_m^2}{L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{L_m R_r'}{L_s L_r'}\right) i'_{rd} + \left(\frac{\omega L_m}{L_s}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{L_s}\right) v_{sd} \\
\left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'}\right) \frac{d}{dt} i_{sq} &= -\left(\omega_s - \frac{\omega_s L_m^2}{L_s L_r'} + \frac{\omega L_m^2}{L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{R_s}{L_s}\right) i_{sq} - \left(\frac{\omega L_m}{L_s}\right) i'_{rd} + \left(\frac{L_m R_r'}{L_s L_r'}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{L_s}\right) v_{sq} \\
\left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'}\right) \frac{d}{dt} i'_{rd} &= \left(\frac{L_m R_s}{L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{\omega L_m}{L_r'}\right) i_{sq} - \left(\frac{R_r'}{L_r'}\right) i'_{rd} - \left(\frac{\omega_s L_m^2}{L_s L_r'} - \omega_s + \omega\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{L_s L_r'}\right) v_{sd} \\
\left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'}\right) \frac{d}{dt} i'_{rq} &= \left(\frac{\omega L_m}{L_r'}\right) i_{sd} + \left(\frac{L_m R_s}{L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{\omega_s L_m^2}{L_s L_r'} - \omega_s + \omega\right) i'_{rd} - \left(\frac{R_r'}{L_r'}\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{L_s L_r'}\right) v_{sq}
\end{aligned}$$

Avec l'expression du coefficient de dispersion σ , qui est un paramètre indiquant l'ordre de grandeur des fuites magnétiques, et en sachant que la vitesse mécanique rotorique ω est le produit du nombre de paires de pôles p et de la vitesse angulaire du rotor Ω , on a :

$$p\Omega = \omega \quad \text{A. 49}$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r'} \quad \text{A. 50}$$

$$i_{sd} = -\left(\frac{R_s}{\sigma L_s}\right) i_{sd} + \left(\omega_s + \frac{p\Omega L_m^2}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{L_m R_r'}{\sigma L_s L_r'}\right) i'_{rd} + \left(\frac{p\Omega L_m}{\sigma L_s}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right) v_{sd} \quad \text{A. 51}$$

$$i_{sq} = -\left(\omega_s + \frac{p\Omega L_m^2}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{R_s}{\sigma L_s}\right) i_{sq} - \left(\frac{p\Omega L_m}{\sigma L_s}\right) i'_{rd} + \left(\frac{L_m R_r'}{\sigma L_s L_r'}\right) i'_{rq} + \left(\frac{1}{\sigma L_s}\right) v_{sq} \quad \text{A. 52}$$

$$i'_{rd} = \left(\frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sd} - \left(\frac{p\Omega L_m}{\sigma L_r'}\right) i_{sq} - \left(\frac{R_r'}{\sigma L_r'}\right) i'_{rd} + \left(\omega_s - \frac{p\Omega}{\sigma}\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r'}\right) v_{sd} \quad \text{A. 53}$$

$$i'_{rq} = \left(\frac{p\Omega L_m}{\sigma L_r'}\right) i_{sd} + \left(\frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r'}\right) i_{sq} + \left(\frac{p\Omega}{\sigma} - \omega_s\right) i'_{rd} - \left(\frac{R_r'}{\sigma L_r'}\right) i'_{rq} - \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r'}\right) v_{sq} \quad \text{A. 54}$$

Donc les expressions A.51 à A.54 sont les équations électriques du modèle dynamique de la MAS à cage [40]. Celles-ci représentent le comportement électrique de

la machine asynchrone à cage parfaitement symétrique dans un référentiel biphasé en absence de déséquilibre.

Le couple électromagnétique produit et les puissances électriques produites par la machine asynchrone peuvent être calculés avec les équations A.55 à A.58 [65].

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} p L_m (i_{sq} \cdot i'_{rd} - i'_{rq} \cdot i_{sd}) \quad \text{A. 55}$$

$$P = \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}) \quad \text{A. 56}$$

$$Q = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}) \quad \text{A. 57}$$

$$S = \frac{3}{2} \left(\sqrt{v_{sd}^2 + v_{sq}^2} \right) \left(\sqrt{i_{sd}^2 + i_{sq}^2} \right) \quad \text{A. 58}$$

L'expression A.55 est ce qu'on appelle l'équation du couple.

Pour que le modèle de la machine asynchrone à cage soit complet, on doit ajouter aux équations électriques et à l'équation du couple une modélisation de la partie mécanique de la machine et de son système d'entraînement mécanique. Lorsqu'on veut modéliser une éolienne, la partie mécanique peut être modélisée avec un système à une ou deux masses (cf. Section 3.4). Dans ce cas-ci, le couple de charges, ou le couple résistant, s'opposant au couple électromagnétique de la machine électrique est un couple aérodynamique (cf. Section 3.3).

A.3 Validation du modèle de machine asynchrone à cage

Dans le cadre de la validation du modèle de la MAS à cage, la partie mécanique de la machine asynchrone peut être modélisée par une équation mécanique à une masse où J est l'inertie du rotor de la MAS.

$$J\dot{\Omega} = \Gamma_e - f\Omega - \Gamma_r \quad \text{A. 59}$$

Dans l'expression A.59, le coefficient f modélise un couple de frottement proportionnel à la vitesse angulaire du rotor de la MAS Ω et le terme Γ_r représente le couple mécanique résistant appliqué au rotor de la MAS. On peut développer l'équation A.59 sous la forme d'une fonction de transfert :

$$(Js + f)\Omega = \Gamma_e - \Gamma_r$$

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{\Omega}{\Gamma_e - \Gamma_r} = \frac{1}{Js + f}$$

$$\Omega = \left(\frac{1}{Js + f} \right) (\Gamma_e - \Gamma_r) \quad \text{A. 60}$$

Le modèle de la MAS à cage réalisé avec *Matlab/Simulink* pour des fins de validation est présenté à la Figure A.2 et à la Figure A.3.

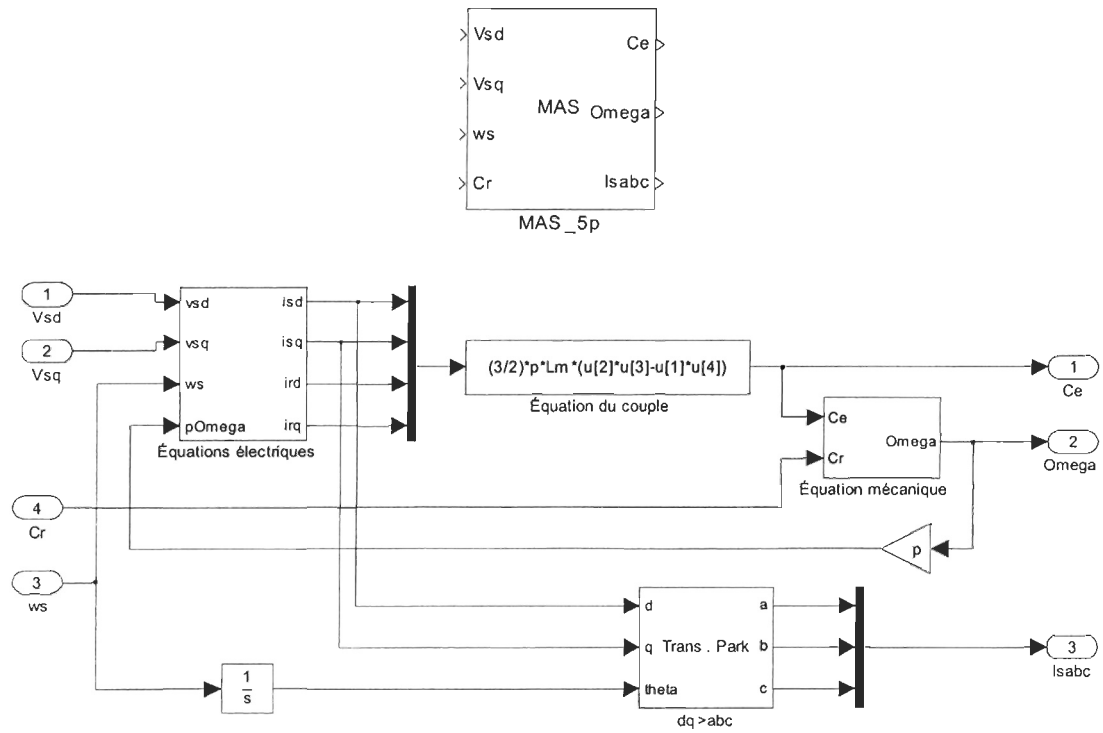


Figure A.2 : Modèle *Matlab/Simulink* d'une MAS à cage

Function Block Parameters: MAS_5p

Machine asynchrone à cage (mask)
Modèle dynamique d'une MAS à cage à 5 paramètres (Rs,Ls,Rr,Lr,Lm).

Parameters

Résistance statorique -> Rs (Ohm)
1.03

Inductance statorique -> Ls = Ll+Lm (H)
0.1710

Résistance rotorique -> Rr (Ohm)
0.75

Inductance rotorique -> Lr = Ll+Lm (H)
0.1742

Inductance de magnétisation -> Lm (H)
0.1676

Nombre de paires de pôles -> p ()
2

Inertie du rotor -> J (Kg.m²)
0.01

Frottement du rotor -> f (N.m.s)
0

Conditions initiales -> [theta(rad) isd(A) isq(A) ird(A) irq(A)]
[0 0 0 0 0]

OK Cancel Help Apply

Figure A.3 : Masque du modèle *Matlab/Simulink* d'une MAS à cage

Les essais de validation sont réalisés avec un démarrage en moteur à vide suivi d'un fonctionnement en charge avec un couple résistant de 36,5 Nm appliqué au temps $t = 1s$. Les paramètres de modélisation sont présentés au Tableau 3.1. L'algorithme de résolution numérique des équations différentielles est l'algorithme de *Runge-Kutta* avec un pas de temps de $10\mu s$. Le schéma *Matlab/Simulink* utilisé pour la présente validation est présenté à la Figure A.4.

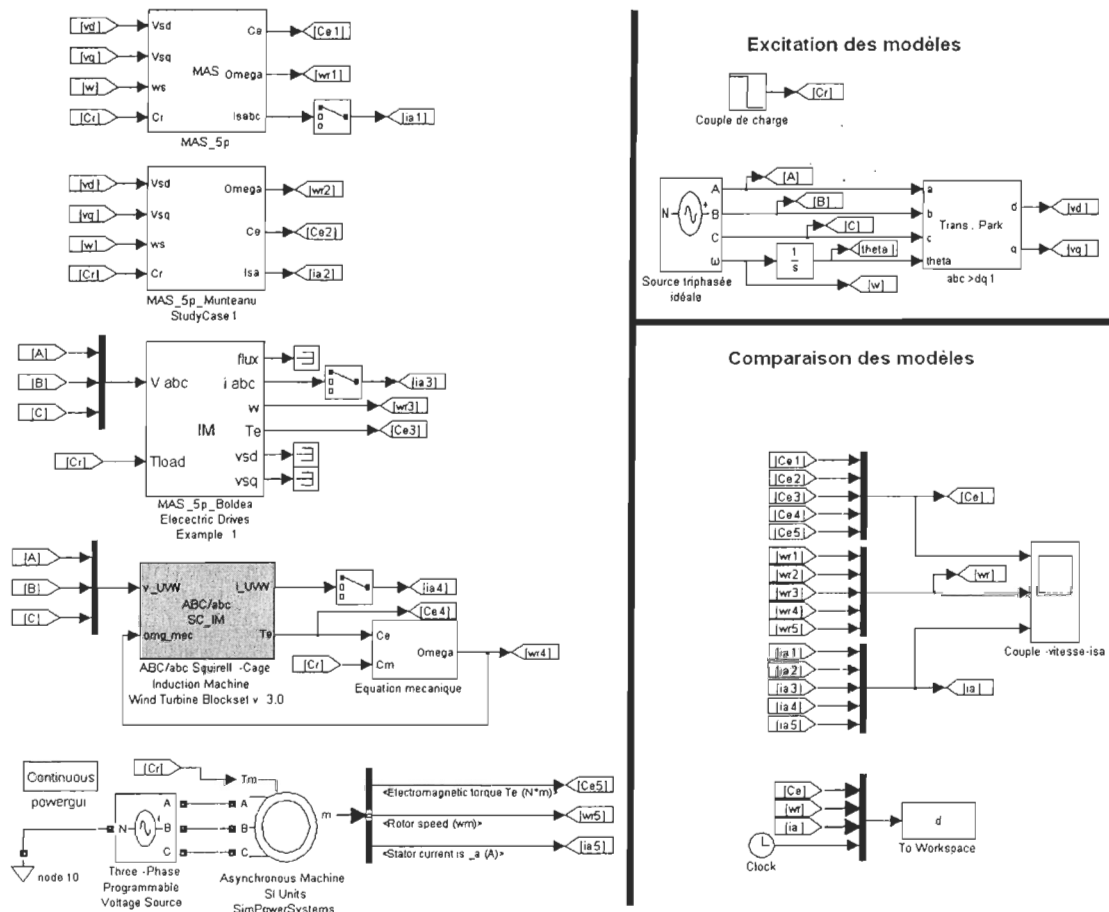


Figure A.4 : Schéma Matlab/Simulink pour la validation du modèle de la MAS à cage

Les différents modèles de machine asynchrone à cage de référence utilisant *Matlab/Simulink* sont les suivants :

- Modèle fourni avec la référence [40] (*MAS 5p Munteanu StudyCase1*);
- Modèle fourni avec la référence [83] (*MAS 5p Boldea Electric Drives Example1*);
- Modèle du *Wind Turbine Blockset v3.0* [84] de l'Université d'Aalborg au Danemark (*ABC/abc Squirrel-Cage Induction Machine Wind Turbine Blockset v3.0*);

→ Modèle de *SimPowerSystems 4* de *Matlab/Simulink* réalisé par *TransÉnergie Technologies*, une filiale d'*Hydro-Québec* [59] (*Asynchronous Machine SI Units SimPowerSystems*).

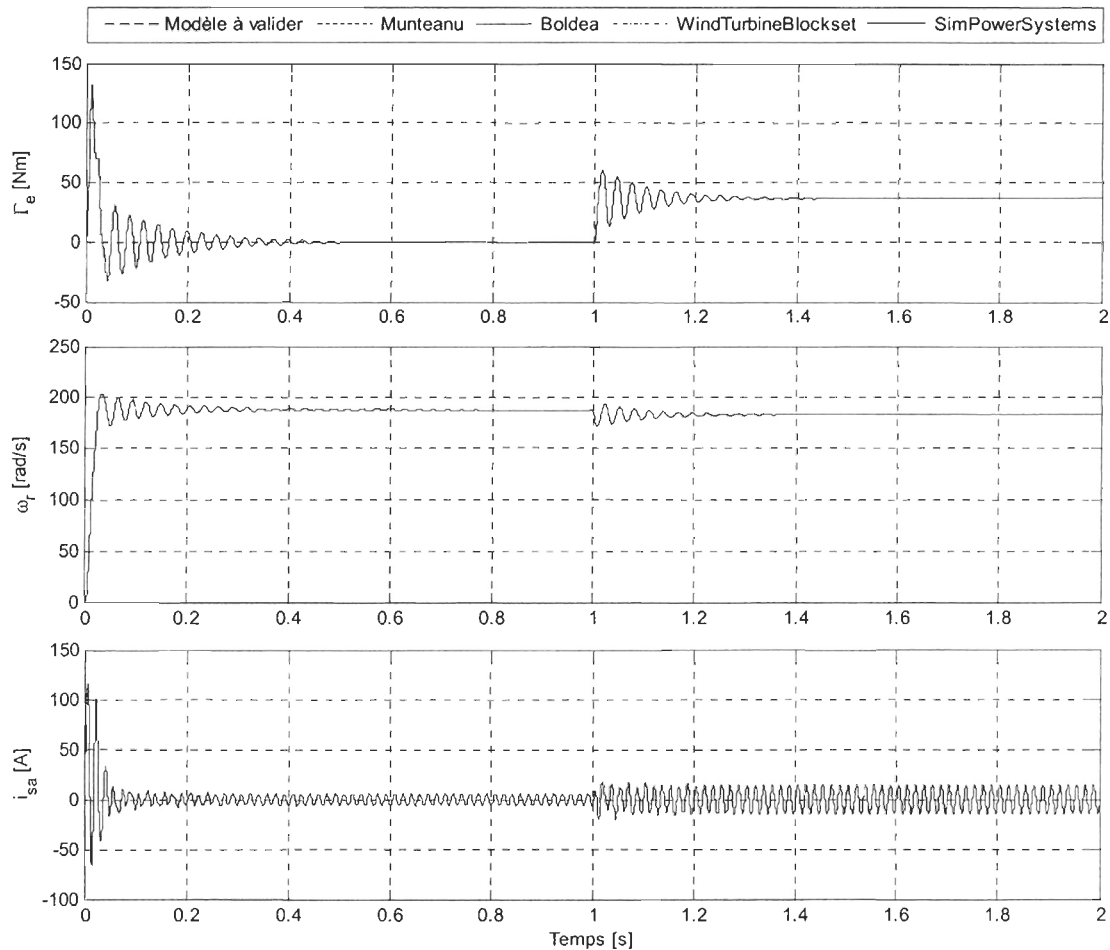


Figure A.5 : Comparaison des différents modèles de MAS au niveau du couple électromagnétique, de la vitesse angulaire du rotor et du courant statorique

On voit sur la Figure A.5 que les cinq courbes correspondant aux différents modèles sont toutes superposées. Ceci montre que le modèle de la MAS réalisé est valide. Par contre, à cette échelle, il est difficile d'apprécier l'erreur entre les modèles.

La Figure A.6 présente l'erreur absolue entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par *Munteanu* [40].

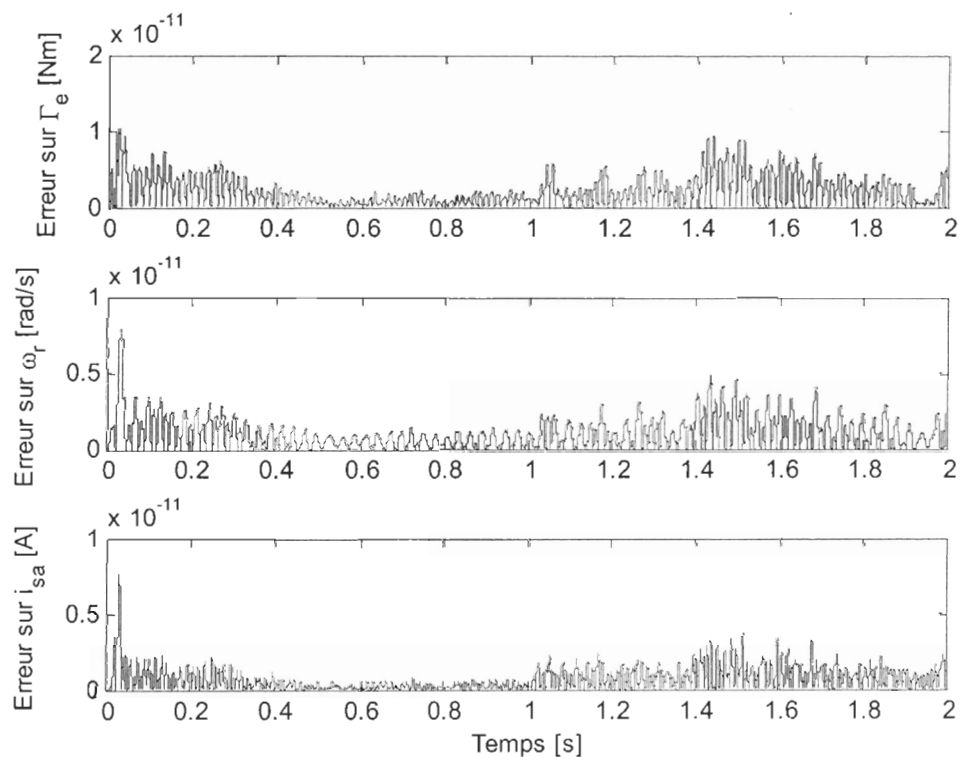


Figure A.6 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par *Munteanu*

À la Figure A.6, les erreurs maximales se produisent lors du démarrage à vide de la machine asynchrone, soit $1,1 \times 10^{-11} Nm$ pour le couple électromagnétique, $8,0 \times 10^{-12} rad/s$ pour la vitesse angulaire du rotor et $7,7 \times 10^{-12} A$ pour le courant statorique de ligne i_{sa} . Ces résultats sont excellents.

La Figure A.7, quant à elle, présente l'erreur absolue entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par *Boldea* [83].

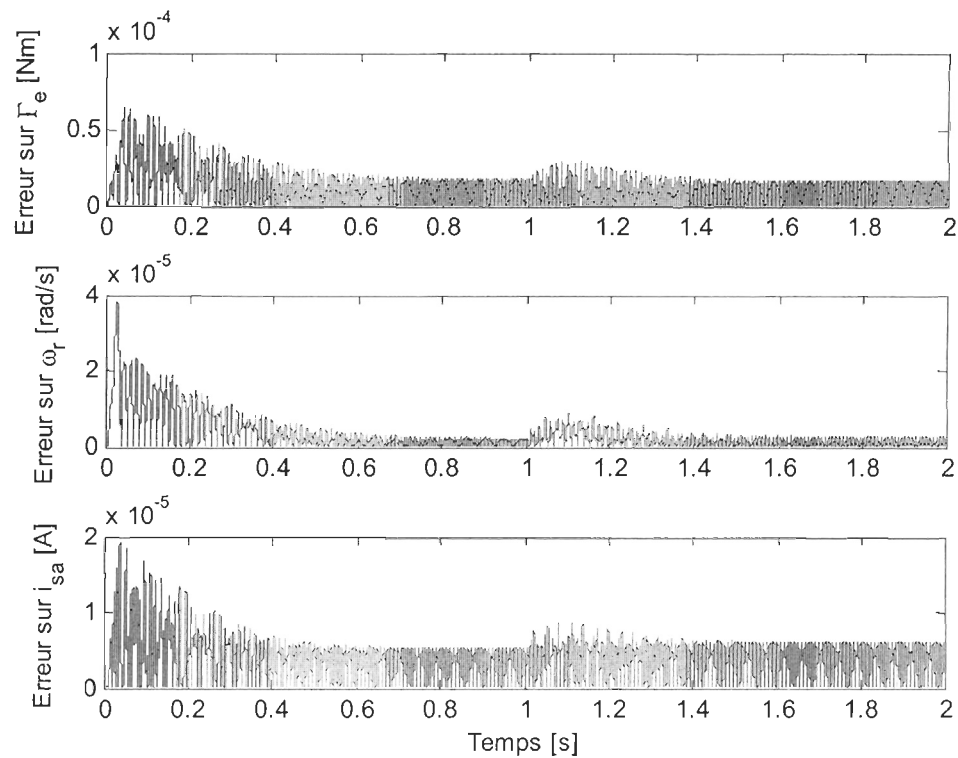


Figure A.7 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone proposé par *Boldea*

Pour ce qui est de la Figure A.7, les erreurs maximales se produisent également lors du démarrage à vide de la machine, soit $6,5 \times 10^{-5} Nm$ pour le couple électromagnétique, $3,8 \times 10^{-5} rad/s$ pour la vitesse angulaire du rotor et $1,9 \times 10^{-5} A$ pour le courant statorique de ligne i_{sa} . Ces résultats sont satisfaisants.

La Figure A.8 montre l'erreur absolue entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone du *Wind Turbine Blockset* [84].

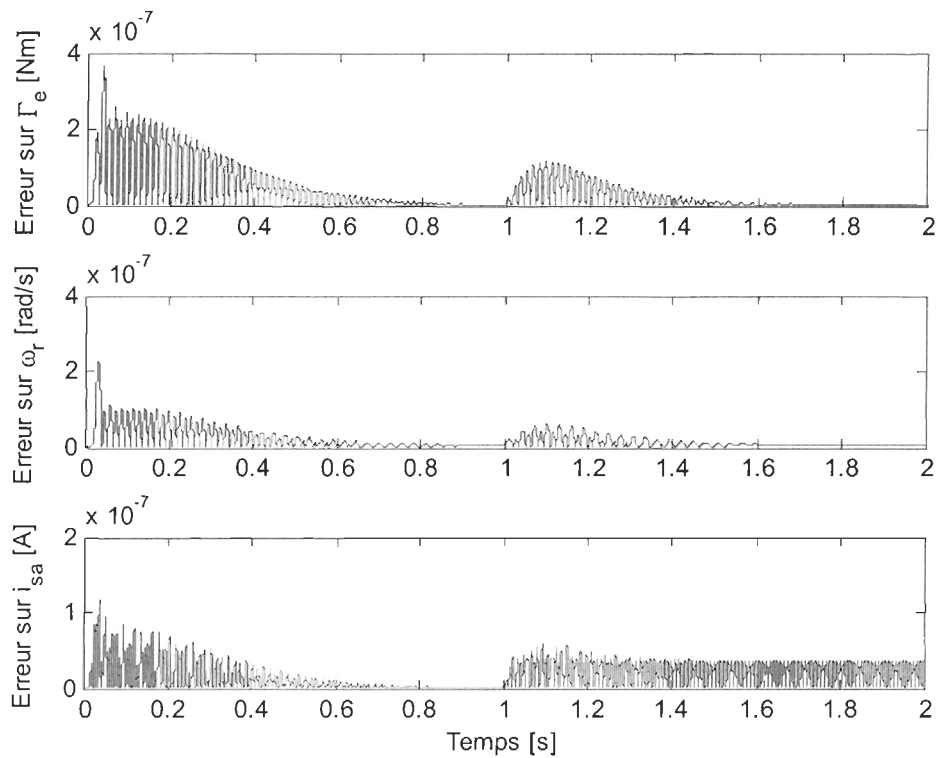


Figure A.8 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone du *Wind Turbine Blockset*

À la Figure A.8, les erreurs maximales se produisent lors du démarrage à vide de la machine, soit $3,7 \times 10^{-7} Nm$ pour le couple électromagnétique, $2,3 \times 10^{-7} rad/s$ pour la vitesse angulaire du rotor et $1,2 \times 10^{-7} A$ pour le courant statorique de ligne i_{sa} . Ces résultats sont assez satisfaisants.

La Figure A.9 montre l'erreur absolue entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone de *SimPowerSystems*.

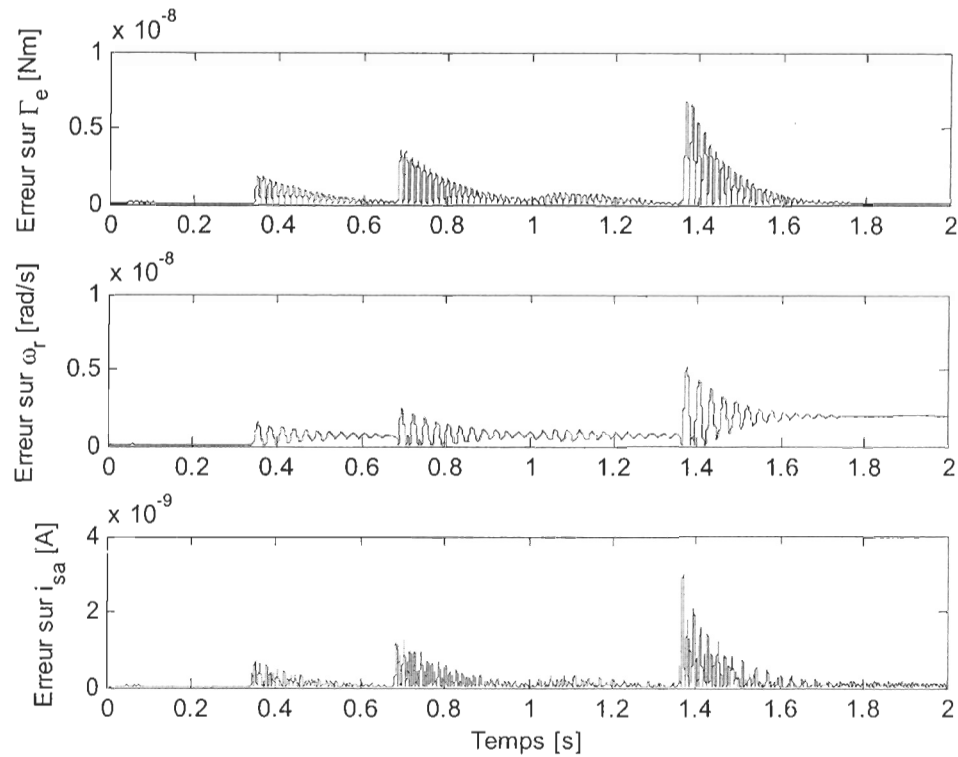


Figure A.9 : Erreur relative entre le modèle réalisé et le modèle de machine asynchrone de *SimPowerSystems*

Pour ce qui est de la Figure A.9, les erreurs maximales sont très faibles et correspondent à $6,8 \times 10^{-9} \text{ Nm}$ pour le couple électromagnétique, $5,2 \times 10^{-9} \text{ rad/s}$ pour la vitesse angulaire du rotor et $3,0 \times 10^{-9} \text{ A}$ pour le courant de ligne i_{sa} . Ces résultats sont excellents.

Donc on peut conclure que le modèle de machine asynchrone à cage réalisé est comparable aux quatre autres modèles étudiés. La proximité avec le modèle de machine asynchrone à cage de *SimPowerSystems* est une très bonne chose puisque ce modèle fait partie de l'ensemble de base de *Simulink* et est par le fait même très utilisé et éprouvé.

A.4 Validation des paramètres de la machine asynchrone utilisée

Avec les paramètres de la MAS utilisés dans la présente étude (cf. Tableau 3.1), il est possible de calculer analytiquement le comportement de la machine en régime stationnaire et de le comparer à son comportement en simulation.

Le couple nominal et le glissement nominal sont les suivants :

$$\Gamma_{nom} = \frac{P_{s,nom}}{\Omega_{nom}} = \frac{6000}{\frac{1750 \cdot 2\pi}{60}} = 32,74 Nm$$

$$g_{nom} = \frac{\Omega_s - \Omega_{nom}}{\Omega_s} = \frac{1800 - 1750}{1800} = 0,02778$$

Avec ce couple nominal, il faut un coefficient de frottement de $f = 0,02 Nms$ en simulation pour obtenir la vitesse angulaire nominale de 1750 *tours/min*.

Voici donc les calculs des courants statoriques et rotoriques, du flux rotorique et du couple électromagnétique pour une opération à couple nominal.

$$L_{ls} = L_s - L_m = 0,1710 - 0,1676 = 0,0034 H$$

$$L_{lr} = L_r - L_m = 0,1742 - 0,1676 = 0,0066 H$$

$$X_{ls} = 2\pi f_s L_{ls} = 2\pi 60 \cdot 0,0034 = 1,282 Ohms$$

$$X_{lr} = 2\pi f_s L_{lr} = 2\pi 60 \cdot 0,0066 = 2,488 Ohms$$

$$X_m = 2\pi f_s L_m = 2\pi 60 \cdot 0,1676 = 63,18 Ohms$$

$$I_{s,nom} = \left(\frac{V_s}{\sqrt{3}} \right) \frac{1}{R_s + jX_{ls} + \left(\left(\frac{R_r}{g_{nom}} + jX_{lr} \right)^{-1} + (jX_m)^{-1} \right)^{-1}} = 9,052 - 5,035j A_{rms}$$

$$|I_{s,nom}| = 10,36 A_{rms}$$

$$E_{th} = \left(\frac{V_s}{\sqrt{3}} \right) \frac{jX_m}{R_s + j(X_{ls} + X_m)} = 260,2 + 4,158j V_{rms}$$

$$|E_{th}| = 260,3 V_{rms}$$

$$Z_{th} = \frac{jX_m(R_s + jX_{ls})}{R_s + j(X_{ls} + X_m)} = \frac{j63,18(1,03 + j1,282)}{1,03 + j(1,282 + 63,18)} = 0,9892 + 1,272j \text{ Ohms}$$

$$R_{th} = 0,9892 \text{ Ohms}$$

$$X_{th} = 1,272 \text{ Ohms}$$

$$I_{r,nom} = \frac{E_{th}}{\left(Z_{th} + jX_{lr} + \frac{R_r}{g_{nom}} \right)} = 9,153 - 1,081j A_{rms}$$

$$|I_{r,nom}| = 9,217 A_{rms}$$

$$\Gamma_{e,nom} = \frac{3pR_r}{2\pi f_s g_{nom}} |I_r|^2 = 36,50 Nm$$

$$\Psi_{r,nom} = \frac{R_r I_r}{g_{nom} \cdot j2\pi f_s} = -0,0774 - 0,6555j Wb_{rms}$$

$$|\Psi_{r,nom}| = 0,6600 Wb_{rms}$$

Il est à noter qu'on peut avoir une approximation du flux rotorique nominal par la simple expression suivante :

$$|\Psi_{r,nom}| \approx \frac{V_s}{\sqrt{3} \cdot \omega_s} = \frac{V_s}{\sqrt{3} \cdot 2\pi f_s} = 0,7045 \text{ Wb}_{rms}$$

Voici les calculs du couple de décrochage, du glissement de décrochage et du couple de démarrage.

$$\Gamma_{dec} = \frac{3p|E_{th}|^2}{2\pi f_s \cdot 2 \left(R_{th} + \sqrt{R_{th}^2 + (X_{th} + X_{lr})^2} \right)} = 110,5 \text{ Nm}$$

$$g_{dec} = \frac{R_r}{\sqrt{R_{th}^2 + (X_{th} + X_{lr})^2}} = 0,1929$$

$$\Gamma_{dem} = \frac{3p|E_{th}|^2 R_r}{2\pi f_s \cdot \left((R_{th} + R_r)^2 + (X_{th} + X_{lr})^2 \right)} = 47,11 \text{ Nm}$$

Avec l'expression suivante, on peut obtenir une approximation de la caractéristique Couple-Vitesse de la machine asynchrone présentée à la Figure A.10.

$$\Gamma(g) = \frac{2\Gamma_{dec}}{\frac{g_{dec}}{g} + \frac{g}{g_{dec}}}$$

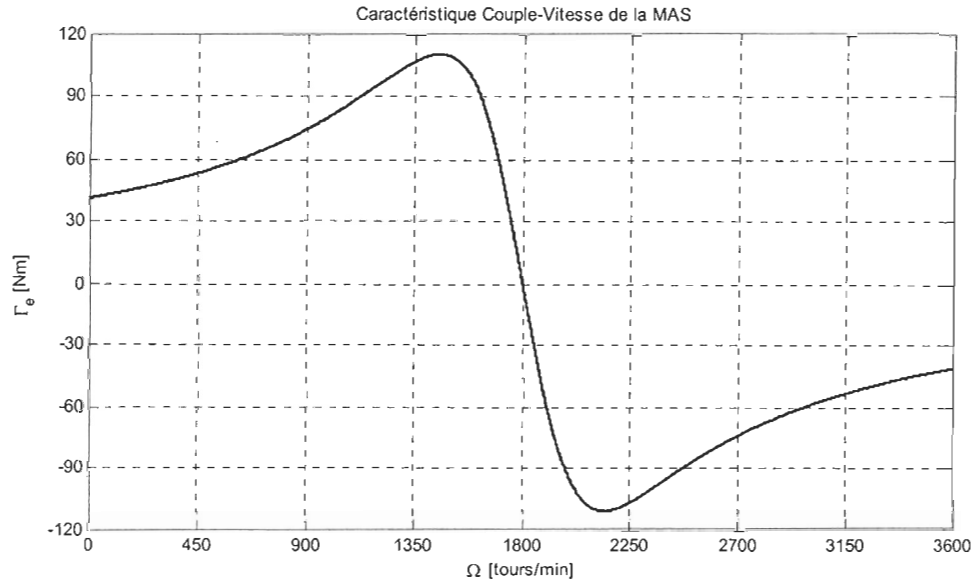


Figure A.10 : Caractéristique Couple-Vitesse de la MAS

Il est également possible de calculer les courants statoriques et rotoriques ainsi que le flux rotorique dans le référentiel de *Park*. L'expression de la tension de phase triphasée est la suivante :

$$v_{a,b,c} = V_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \cos\left(\omega_s t - (i-1)\frac{2\pi}{3}\right) \quad i = 1,2,3$$

En transformant cette tension de phase triphasée dans le référentiel de *Park*, on obtient [83] :

$$v_{sdq} = \frac{2}{3} V_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\cos(\omega_s t) + \left(e^{j\frac{2\pi}{3}} \right) \cos\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}\right) + \left(e^{j\frac{4\pi}{3}} \right) \cos\left(\omega_s t - \frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

$$e^{j\frac{2\pi}{3}} = \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + j \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right)$$

$$e^{j\frac{4\pi}{3}} = \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + j \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right)$$

$$v_{sdq} = V_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot [\cos(\omega_s t) + j \sin(\omega_s t)] = v_{sd} + jv_{sq}$$

$$|v_{sdq}| = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_s$$

Donc on peut calculer différentes valeurs d'opération dans le référentiel de *Park* :

$$i_{sdq,nom} = \sqrt{2} \cdot I_{s,nom} = 12,80 - 7,120 j A$$

$$|i_{sdq,nom}| = 14,65 A$$

$$i_{rdq,nom} = \sqrt{2} \cdot I_{r,nom} = 12,94 - 1,529 j A$$

$$|i_{rdq,nom}| = 13,03 A$$

$$\psi_{rdq,nom} = \sqrt{2} \cdot \Psi_{r,nom} = -0,1095 - 0,9270 j Wb$$

$$|\psi_{rdq,nom}| = 0,9334 Wb$$

Il est à noter qu'on peut avoir une approximation du flux rotorique nominal, dans le domaine de *Park*, par l'expression suivante :

$$|\psi_{rdq,nom}| = \sqrt{2} \cdot |\Psi_{r,nom}| \approx \frac{\sqrt{2} \cdot V_s}{\sqrt{3} \cdot \omega_s} = \frac{\sqrt{2} \cdot V_s}{\sqrt{3} \cdot 2\pi f_s} = 0,9963 Wb$$

Le Tableau A.1 présente une comparaison des valeurs calculées précédemment avec leur valeur en simulation.

Valeurs	Calculées	Simulées
$I_{s,nom} \{ A_{rms} \}$	10,36	10,33
$I_{r,nom} \{ A_{rms} \}$	9,217	9,191
$\Psi_{r,nom} \{ Wb_{rms} \}$	0,6600	0,6602
$\Gamma_{e,nom} \{ Nm \}$	36,50	36,41
$\Gamma_{dec} \{ Nm \}$	110,5	110,5
$g_{dec} \{ \}$	0,1929	0,1863
$\Gamma_{dem} \{ Nm \}$	47,11	≈ 50
$i_{sdq,nom} \{ A \}$	14,65	14,61
$i_{rdq,nom} \{ A \}$	13,03	13,00
$\Psi_{rdq,nom} \{ Wb \}$	0,9334	0,9336

Tableau A.1 : Comparaison du comportement en régime stationnaire calculé analytiquement versus en simulation.

On peut voir à l'aide du Tableau A.1 que les paramètres de la MAS sélectionnée sont cohérents avec le comportement en régime stationnaire de celle-ci.

A.5 Conclusion

Il a été démontré dans cette annexe que le modèle dynamique de la machine asynchrone à cage réalisé est comparable à d'autres modèles connus et fiables. Par ailleurs, la validation des paramètres de la MAS a montré que la correspondance est excellente entre le comportement simulé avec *Matlab/Simulink* et les calculs réalisés analytiquement en régime permanent. Cette validation a permis de déterminer un couple de décrochage d'environ 100 Nm et un flux rotorique nominal, dans le domaine de *Park*, de 0,9334 Wb.

ANNEXE B

SATURATION DE LA TENSION DE COMMANDE

B.1 Introduction

Le schéma *Matlab/Simulink* servant de limitation pour la commande en tension de la MAS (u_{sd} et u_{sq}) est présenté à la Figure B.1. Ce bloc fait parti de la commande vectorielle de la MAS.

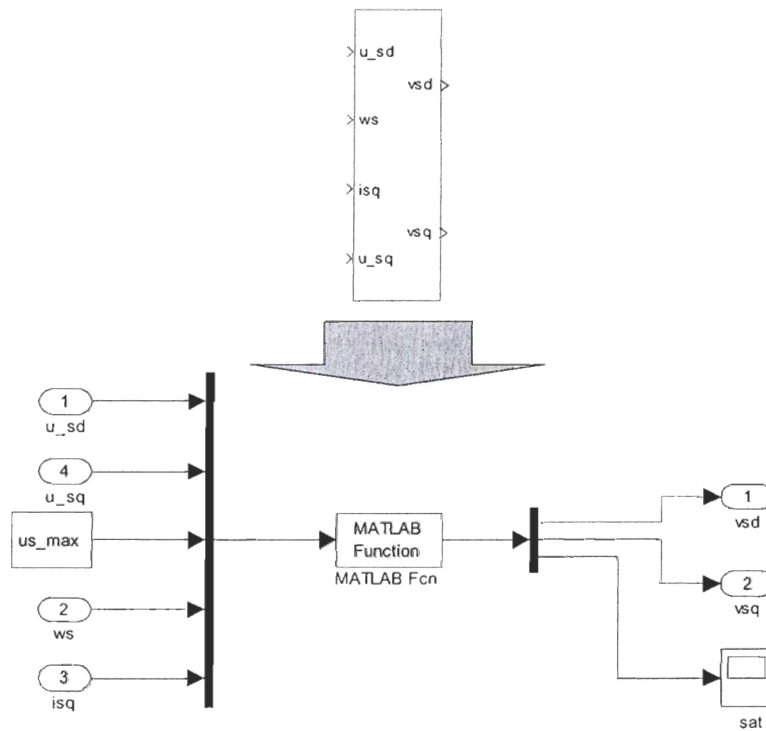


Figure B.1 : Schéma *Matlab/Simulink* de la limitation de la tension de commande pour la MAS

B.2 Fonction Matlab

La fonction *Matlab* est utilisée est la suivante :

```
function sortie = LimitationTension(d)

usd = d(1);
usq = d(2);
usmax = d(3);
ws = d(4);
isq = d(5);
us = sqrt(usd^2 + usq^2);
sat = 0;

if us <= usmax
    vsd = usd;
    vsq = usq;
else
    sat = 1;
    if sign(ws) == sign(isq)
        % opération en moteur
        if abs(usd) > 0.95*usmax
            vsd = sign(usd)*0.95*usmax;
            vsq = sign(usq)*sqrt(usmax^2-vsd^2);
        else
            vsd = usd;
            vsq = sign(usq)*sqrt(usmax^2-vsd^2);
        end
    else
        % opération en génératrice
        if abs(usq) > 0.95*usmax
            vsq = sign(usq)*0.95*usmax;
            vsd = sign(usd)*sqrt(usmax^2-vsq^2);
        else
            vsq = usq;
            vsd = sign(usd)*sqrt(usmax^2-vsq^2);
        end
    end
end

sortie = [vsd; vsq; sat];
```

