

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



**ECOLE DOCTORALE : PHYSIQUE, CHIMIE, SCIENCES DE LA
TERRE, DE L'UNIVERS ET DE L'INGENIEUR (ED-PCSTUI)**

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE (ESP)

Année : 2018-2019

N° d'ordre : 133

THESE DE DOCTORAT UNIQUE

Spécialité : Systèmes Energétiques et Environnement (SEE)

Présentée par :

Ibrahima NGOM

**Commande du bus continu en présence des défauts
réseau d'un système éolien avec MADA en vue de
l'amélioration de la qualité de l'énergie**

Soutenue le **26 Juin 2019** devant le jury composé de :

Président	Papa Alioune NDIAYE	Professeur, ESP-UCAD
Rapporteur	Salam SAWADOGO	Professeur, EPT, Thiès
Rapporteur	Mohamed Wissiem NAOUAR	Maître de conférences, ENIT, Tunis
Examineur	Gustave SOW	Maître de conférences, ESP-UCAD
Directeur de thèse	Dorothé AZILINON	Professeur, ESP-UCAD
Co-directeur de thèse	Lamine THIAW	Professeur, ESP-UCAD

« Ne te plains pas tout le temps des épreuves qui t'accablent.. Sois courageux et agis de telle sorte que les gens croient que tu ne manques de rien »

Cheikh A. Bamba Mbacké

«Celui qui frappe à une porte avec insistance finira par entrer.»

Cheikh A. Bamba Mbacké

«Apprends comme si tu devais vivre éternellement et travaille pour l'autre monde comme si tu devais mourir demain.»

Cheikh A. Bamba Mbacké

Avant-propos

Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués dans le cadre du programme de mobilité académique (Intra-ACP-ERMIT de l'union européenne) entre l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT) et l'Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar. Je voudrais exprimer mes sincères remerciements aux porteurs du projet ERMIT et à tous ce qui ont de près ou de loin contribué à l'aboutissement de ce travail. Tout d'abord, je tiens à remercier très sincèrement, aux termes de ces deux années de travail, le groupe de recherches Qehna:

Je tiens aussi à remercier Madame **Ihem SLAMA-BELKHODJA** professeur à l'école national d'ingénieurs de Tunis et chef du groupe de recherche Qehna pour sa disponibilité, ses précieux conseils, sa confiance en moi. Par votre encadrement, vous avez donné la possibilité de réaliser ce travail qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques. Vous m'avez toujours réservé le meilleur accueil, malgré vos lourdes charges. Le respect et la sympathie dont je fus témoin méritent toute mon admiration.

Madame **Sondes SKADER-MUSTAPHI** docteur à l'école nationale d'ingénieur de Tunis qui a suivi de très près ce travail. C'est un privilège de travailler avec vous vos qualités humaines, scientifiques et le goût de la perfection vous valent une grande admiration. Je vous témoigne ma profonde gratitude et ma très haute considération.

Monsieur **Dorothé AZILINON** professeur à l'école supérieure polytechnique de Dakar, qui en acceptant de diriger ces travaux de recherche m'a fait profiter de ses connaissances et ses conseils précieux

Monsieur **Lamine THIAW** professeur à l'école supérieure polytechnique de Dakar, co-directeur de thèse pour sa confiance en moi et ses conseils. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines et scientifiques.

Je tiens à adresser mes vifs remerciements au membre du jury :

Monsieur **Papa Alioune NDIAYE** professeur à l'école supérieure polytechnique de Dakar pour avoir présider ce jury.

Monsieur **Salam SAWADOGO**, professeur à l'école polytechnique de Thiès pour avoir accepté la tâche de rapporter ce mémoire.

Monsieur **Mohamed Wissiem NAOUAR**, Maitre de conférences à l'école nationale d'ingénieurs de Tunis pour avoir accepté la tâche de rapporter ce mémoire

Monsieur **Gustave SOW** Maitre de conférences à l'école supérieure polytechnique de Dakar d'avoir accepté la charge d'examineur

Monsieur **Alioune Badara MBOUP** docteur à l'école supérieure polytechnique de Dakar pour vos conseils, orientation et motivation, vous avez grandement participé à la réalisation de ce travail. Je vous témoigne toute ma reconnaissance.

Monsieur **Fallou NDIAYE** docteur à l'école supérieure polytechnique de Dakar pour son soutien sa cesse et inconditionnel. Je vous témoigne toute ma reconnaissance.

Un grand merci à Monsieur **Mouhamadou THIAM** docteur à l'école supérieure polytechnique de Dakar pour vos conseils précieux et encouragement.

Merci à Monsieur **Alphousseyni NDIAYE** docteur à l'école supérieure polytechnique de Dakar pour vos conseils précieux et aide depuis le Master.

Merci également aux Messieurs **Salif S. FALL, Moustapha Diop, Samba Gueye**, et tous les enseignants et techniciens du département Génie Electrique

Dédicaces et remerciement

À mes très chers parents, c'est un moment de plaisir de vous dédier cette thèse en signe d'amour et de reconnaissance pour le dévouement et les sacrifices dont vous avez fait toujours preuve à mon égard,

Je dédie ce travail à mes êtres les plus chères au monde, d'abord à la mémoire de mon père, que Dieu le garde dans son vaste paradis, à ma très chère mère (Amy Diouf) avec un merci très spécial, pour soutien réel qu'elle m'a apporté pendant toutes ces années. Sachez que c'est avec un immense plaisir que je vous dédie ce modeste travail

À ma sœur et mes frères, mes amis et collègues sans vous cette thèse n'aurait jamais vu le jour, sans oublier Alioune Elimane Ndiaye, Saliou Diagne et Assane Keita

Ma très chère épouse, merci pour la joie que tu me procures, le chemin sans toi serait encore plus dur.

Sans oublier mes professeurs auxquels je rends un vibrant hommage pour la science et le savoir prodigués tout au long de mon cursus. Ce qui m'a permis de réaliser ce mémoire duquel ils tireront toute leur fierté.

Je remercie tous les doctorants (Manel, Mariem, Sonia, Mansour, Chaima et Asma etc...) du Qehna, pour leurs présences, leurs encouragements, leurs aides et leurs disponibilités.

Finalement, mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes amis et camarades du LER (Moustapha Diop, Fallou Ndiaye, Samba Gueye, Mouhamadou Thiam, Alphouseny Ndiaye, Mr. Cissé, Moustapha Diaw, Lahat Beye, Gora Beye, Djibi Diaw, Boussef, Alima, Makhtar, Nogoye, Seynabou Gning ect..) pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Commande du bus continu en présence des défauts réseau d'un système éolien avec MADA en vue de l'amélioration de la qualité de l'énergie

Mots Clés

Machine asynchrone doublement alimentée, bus continu, défaut réseau, *crowbar*, creux de tension, fluctuations de tension, Tenue aux défauts réseau (*FRT*), Tenue en tension faible niveau (*LVRT*)

Résumé

De nos jours, la pollution environnementale et le réchauffement climatique combinés à un éventuel épuisement des réserves pétrolières ont stimulé la réflexion des chercheurs vers le développement de nouvelles techniques de génération d'électricité. Sur ce, la génération d'énergie éolienne représente un espoir pour l'avenir humain en termes de réponse aux besoins croissants en énergie électrique. Le besoin en approvisionnement d'énergie électrique par l'éolien est devenu de plus en plus important sous l'effet stimulant de la crise énergétique. Aujourd'hui, l'éolienne est de plus en plus utilisée dans le réseau de distribution non pas pour remplacer les énergies existantes mais pour palier à l'amortissement de la demande de plus en plus galopante. Ce travail s'intéresse à l'amélioration des performances de la commande d'un système éolien basé sur la machine asynchrone doublement alimentée (MADA). Une stratégie de réduction des fluctuations de tension du bus continu est proposée en vue d'améliorer la qualité de l'énergie injectée au réseau. Une attention particulière est donnée au fonctionnement LVRT avec une injection de puissance réactive et des réponses transitoires rapides. De plus, une stratégie de commande adaptative pour la régulation du bus continu est développée visant une meilleure réduction des fluctuations et une réponse transitoire rapide de la tension du bus continu lors d'un creux de tension. Les améliorations ainsi introduites permettent d'éviter l'activation du circuit de protection pour les défauts considérés.

DC-link control strategy of doubly fed induction generator wind turbine system in case of grid faults for power quality improvement

Keywords

Double Fed Induction Generator (DFIG), DC-link, grid faults, crowbar, voltage dips, voltage fluctuations, Low voltage ride through (LVRT), fault ride through (FRT)

Abstract

Nowadays, environmental pollution, global warming combined with a possible depletion of oil reserves have stimulated researchers to investigate new techniques of power generation. On top of that, wind energy represents a hope in terms of electric power generation and it has the fastest growth trends. The supply of electrical power by wind turbine has become increasingly important under the stimulating effect of the energy crisis. Nowadays, wind power is more and more integrated into the distribution network not to replace existing solutions but to mitigate the demand increase. This work proposes a contribution on the improvement of the doubly fed asynchronous generator wind turbine (DFIG) control performances under grid faults. It particularly focused on the reduction of the fluctuating DC-link voltage to improve the power quality. A special attention has been paid to the low voltage ride through (LVRT) operation for fast reactive power injection and transient response. An adaptive control strategy for the DC-link voltage regulation is also proposed. That enable to have a better reduction of the DC-link fluctuations and a fast transient response during voltage dip. With such proposed controls, the activation of the protection circuit can be avoided.

Liste des publications

I. Ngom, A.Badara Mboup, S. Skander-Mustapha, I. Slama Belkhodja, L. Thiaw “An improved control for DC-link fluctuation during voltage dip based on DFIG” *9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 2018, 20-22 Mars 2018, Hammamet Tunisia, pp 1-6

I. Ngom, A.Badara Mboup, L. Thiaw “Active and Reactive Power Control of Doubly Fed-Induction Generator Based on Variable Speed Wind Power Generation” *International Conference on Electrical, Control, Automation and Robotics, Xiamen, China 2018/ DEStech Transactions on Engineering and Technology Research* pp 1-6

I. Ngom, S. Skander-Mustapha, I.Slama Belkhodja, A. Badara Mboup and L.Thiaw « An adaptive DC-link voltage control for Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine System” *International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb, CISTEM 2018*, 28-31 Octobre 2018, Alger, Algeria pp 840-845

I. Ngom, A.Badara Mboup, A. Dieng, N. Diaw “Efficient Control of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine Implementation in Matlab Simulink” *International Journal Energy Research and Application (IJERA)*, vol 8 issue 7 July 09 2018 pp 06-12

Nomenclature

Abréviation

MADA :	Machine Asynchrone Doublement Alimentée
GADA :	Génératrice Asynchrone Doublement Alimentée
MAS :	Machine Asynchrone
MASR	Machine Asynchrone à Rotor Bobiné
FOC :	Field Oriented Control
SFO :	Stator Flux Oriented
SVO	Stator Voltage Oriented
CcM :	Convertisseur côté Machine
CcR :	Convertisseur côté Réseau
PI :	Régulateur Proportionnel Intégral
PLL	Phase Locked Loop
IGBT :	Insulated Gate Bipolar Transistor
GCR :	Grid Code Requirement
MPPT :	Maximum Power Point Tracking
LVRT :	Low Voltage Ride Through
FRT :	Fault Ride Through (Capacité de tenue aux défauts réseau)
MSAP :	Machine Synchrone à Aimant Permanents
PCC :	Point de Couplage Commun
SVC :	Static Var Compensator
THD :	Taux de Distorsion Harmonique

Liste des symboles

S	Surface balayée par les pales de la turbine
ρ	Densité de l'air
V_w	Vitesse de vent
P_m	Puissance mécanique
λ	Ratio de vitesse
R	Rayon des pales
β	Angle calage ou d'orientation des pales
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficient de puissance
Ω_m	Vitesse mécanique de la génératrice
M	Rapport du multiplicateur
(R_s, R_r)	Résistance statorique et rotorique par phase
(L_s, L_r)	Inductance cyclique statorique et rotorique
L_m	Inductance mutuelle cyclique stator rotor
p	Nombre de pair de pôles
g	Glissement
(ω_s, ω_r)	Pulsation des grandeurs statoriques et rotoriques
ϕ	Flux de la machine
T_{em}	Couple électromagnétique
(P_s, P_r)	Puissance active statorique et rotorique
(Q_s, Q_r)	Puissance réactive statorique et rotorique
m_a	Indice de modulation

(I_s, I_r)	Valeurs efficaces du courant statorique et rotorique
(V_s, V_r)	Vecteur de la tension statorique et rotorique
V_g	Vecteur de la tension du réseau
V_{dc}	Valeur efficace tension du bus continu

Liste des Indices

s, r, g	Stator, Rotor, Réseau (<i>grid</i>)
a, b, c	Les trois composantes triphasées
d, q	Composante directe d et composante en quadrature q
α, β	Composante α et composante β
n	Nominale
ref	Référence

Table des matières

Résumé	v
Abstract.....	vi
Nomenclature	viii
Liste des figures.....	xv
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Etat de l'art	5
1.1 Introduction	6
1.2 Développement des éoliennes.....	6
1.3 Marché de l'énergie éolienne et capacité cumulative	6
1.4 Evolution des systèmes de conversion.....	9
1.5 Génératrices utilisées dans les systèmes éoliens.....	10
1.5.1 Type A : Eolienne à base de la MAS (SCIG)	11
1.5.2 Type B : Eolienne basée sur la MASR (WRIG) à vitesse variable partielle	12
1.5.3 Type C : Eolienne à base de la MADA.....	13
1.5.4 Type D : Eolienne avec convertisseur de puissance à échelle complet	14
1.6 Convertisseur statique (back-to-back).....	14
1.7 Commande du système éolien avec MADA.....	15
1.7.1 Commande de la tribune éolienne.....	16
1.7.2 Commande des convertisseurs de puissance.....	16
1.7.2.1 Convertisseur côté machine (CcM).....	16
1.7.2.2 Convertisseur côté réseau (CcR)	17
1.7.3 Différentes commandes du système éolien.....	17
1.8 Comportement du système face aux défauts réseau.....	20
1.8.1 Comportement face aux creux de tension	22
1.8.2 Systèmes de protection avec crowbar	24
1.8.3 Tenue en tension réduite (LVRT)	26

1.8.4 Amélioration de la LVRT avec crowbar actif.....	27
1.9 Les ondulations du bus continu.....	27
1.9.1 Indentification du problème.....	27
1.9.2 Etat de l'art des commandes minimisant les ondulations.....	28
1.10 Problématique du travail.....	30
1.11 Objectifs de la thèse.....	31
1.12 Conclusion.....	31
Chapitre 2 : Modélisation et commande du système éolien avec MADA.....	33
2.1 Introduction.....	34
2.2 Système d'étude et stratégie de commande.....	34
2.2.1 Principe aérodynamique des éoliennes.....	35
2.2.2 Turbine éolienne et multiplicateur de vitesse.....	37
2.2.3 Machine asynchrone doublement alimentée.....	38
2.2.4 Convertisseur de puissance.....	41
2.2.5 Bus continu.....	42
2.2.6 Filtre de sortie.....	44
2.2.7 Transformateur.....	44
2.3 Stratégie de commande.....	44
2.3.1 Contrôle de la turbine éolienne.....	44
2.3.1.1 Stratégie de maximisation de puissance MPPT.....	46
2.3.1.2 Contrôle de l'angle de calage (<i>Pitch angle control</i>).....	47
2.3.2 Commande du convertisseur côté machine (CcM).....	48
2.3.2.1 Commande vectorielle à flux statorique orienté.....	48
2.3.2.2 Régulateur de courants.....	50
2.3.2.3 Régulateur de vitesse et de puissance.....	52
2.3.3 Commande du convertisseur côté réseau (CcR).....	54
2.3.3.1 Régulation de courant côté réseau et filtrage.....	56
2.3.3.2 Régulation du bus continu.....	58
2.3.3.3 Nœud de connexion et de synchronisation.....	59
2.4 Résultats de simulation.....	60

2.5 Conclusion	61
Chapitre 3: Stratégie de commande de la tension du bus continu	63
3.1 Introduction	64
3.2 Caractérisation des creux de tension	64
3.3 Comportement analytique de la MADA pendant le défaut réseau.....	65
3.4 Réponse du système éolien en mode défaut sans circuit de protection.....	67
3.5 Circuit de protection <i>crowbar</i>	68
3.5.1 Détermination de la résistance <i>crowbar</i>	68
3.5.2 Temps de connexion du <i>crowbar</i>	70
3.5.3 Commande du <i>crowbar</i>	71
3.6 Analyse des performances du système éolien muni du circuit <i>crowbar</i>	71
3.6.1 Creux de tension d'amplitude moyenne	71
3.6.2 Stratégie de contrôle en cas de creux de tension de grande amplitude	72
3.7 Stratégie de commande améliorée du bus continu	75
3.7.1 Fluctuations de la tension du bus continu	76
3.7.2 Commande améliorée du bus continu.....	77
3.8 Analyse des performances du système avec un creux de tension de grande amplitude.....	80
3.8.1 Réponse du système côté CcM	80
3.8.2 Réponse du système côté CcR	82
3.8.3 Analyse de la réponse du système pendant la phase creux	85
3.9 Conclusion	86
Chapitre 4 : Reconfiguration du système de commande de la tension du bus continu EN VUE D'améliorer la FRT	88
4.1 Introduction	89
4.2 Stratégie de la commande adaptative du bus continu.....	89
4.3 Paramétrage du correcteur PI de la tension du bus continu.....	90

4.4	Calcul de la tension de référence du bus continu et de la capacité requise.....	93
4.4.1	Calcul de la référence de la tension continue.....	93
4.4.2	Dimensionnement de la capacité du bus continu.....	94
4.4.3	Stratégie de commande adaptative du bus continu.....	95
4.5	Résultats de simulation	95
4.5.1	Réponse du système : Cas où la tension (V_{dref}) est constante.....	96
4.5.2	Réponse du système : Cas où la tension (V_{dc_ref}) est adaptative.....	97
4.6	Etude comparative entre la commande classique et adaptative du bus continu	99
4.7	Conclusion	100
	Conclusion générale et perspectives.....	101
	Annexe 1 : Synthèse des régulateurs PI.....	104
	Annexe2 : Modèle Simulink du système.....	105
	Annexe 3 : Paramètres du système éolien	107
	Annexe 4 : Modèle de la MADA et transformation de coordonnées	108
	Annexes 5 : Calcul des puissances du système.....	110
	Bibliographie	113

Liste des figures

Figure 1.1: Capacité cumulative d'énergie éolienne installée dans le monde [2]	7
Figure 1.2: Répartition de part de l'énergie éolienne des différents pays sur le marché mondial.....	8
Figure 1.3 : Principaux constructeurs de turbine éolienne	9
Figure 1.4: Augmentation de la taille des éoliennes [4]	9
Figure 1.5 : Eolienne à vitesse fixe avec une connexion directe au réseau	11
Figure 1.6: Eolienne à vitesse partiellement variable avec résistance rotorique variable	12
Figure 1.7: Turbine éolienne avec MADA.....	13
Figure 1.8: Turbine éolienne à base de (MSAP/MAS/MASR) avec convertisseur à échelle complet..	14
Figure 1.9 : Convertisseur back to back à 2 niveaux.....	15
Figure 1.10 : Système éolien à base de MADA connecté au réseau	16
Figure 1.11 : Méthodes de commande des convertisseurs de puissance du système éolien	17
Figure 1.12: Schéma fonctionnel de la commande du CcM par stratégie FOC avec PI	18
Figure 1.13: Schéma fonctionnel de la commande du CcM par DPC avec hystérésis [37]	19
Figure 1.14: Système éolien basé sur la MADA muni d'un circuit crowbar	20
Figure 1.15 : Courbe limite de tension pour permettre la déconnection de l'éolienne.....	21
Figure 1.16 : Décomposition du flux pendant le creux de tension	23
Figure 1.17: Evolution du flux pendant le creux de tension.....	23
Figure 1.18: (a) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles ; (b) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles en pont ; (c) Circuit crowbar à base de pont de diode.....	25
Figure 1.19: Circuit crowbar à base de pont diode avec GTO, (b) Circuit crowbar à base de pont diode IGBT, (c) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles	25
Figure 1.20: Méthode LVRT pour système éolien.....	26

Figure 2.1: Système d'étude (éolien à base de la MADA).....	35
Figure 2.2 : Caractéristique du coefficient de puissance, avec un angle de calage fixe pour une éolienne de 2MW.	37
Figure 2.3 : Modèle à une masse de la partie mécanique ramenée à l'arbre du générateur	37
Figure 2.4 : Modèle de l'ensemble turbine éolienne et génératrice.....	38
Figure 2.5 Schéma équivalent monophasé de la MADA	39
Figure 2.6 : Référentiel pour la représentation de la MADA dans l'espace vectoriel.....	39
Figure 2.7 : Convertisseur de puissance deux niveaux à base IGBT.....	42
Figure 2.8: Schéma du système bus continu et convertisseur côté réseau.....	42
Figure 2.9 : Modèle du bus continu.....	44
Figure 2.10 : Courbes de puissance d'un éolien multi-mégawatt à vitesse variable régulée par angle de calage. (a) $P_m = f(V_w, \Omega_m)$, (b) projection dans le plan (V_w, Ω_m) , (c) projection dans le plan (P_m, Ω_m) , (d) projection dans le plan (P_m, V_w) , cette courbe est normalement fournie par les fabricants [11]	46
Figure 2.11 : Schéma fonctionnel de la MPPT avec contrôle indirect de vitesse	47
Figure 2.12 : Schéma fonctionnel de la commande de l'angle de calage des pales	48
Figure 2.13 : Stratégie d'orientation du flux statorique dans le repère dq	49
Figure 2.14 : Schéma fonctionnel de commande des courants du CcM.....	51
Figure 2.15 : Schéma fonctionnel de la régulation des courants dq par PI	51
Figure 2.16 : Schéma fonctionnel de la commande du convertisseur côté machine	53
Figure 2.17 Réponse du système avec la stratégie de commande FOC	54
Figure 2.18 : Système de commande du CcR connecté au réseau	55
Figure 2.19 : Représentation triphasé de l'ensemble CcR, filtre inductif et réseau	57
Figure 2.20 : Schéma fonctionnel de commande du convertisseur côté réseau	58

Figure 2.21 : Schéma fonctionnel simplifié de la boucle de régulation V_{dc}	58
Figure 2.22: Représentation simplifié de la boucle de verrouillage de phase (PLL)	59
Figure 2.23 : Profil de la vitesse du vent	60
Figure 2.24 : Vitesse du rotor de la génératrice.....	60
Figure 2.25: Composante quadrature du courant rotor.....	60
Figure 2.26: Composante directe du courant rotor.....	60
Figure 2.27 : Courant rotorique triphasé	60
Figure 2.28 : Courant statorique triphasé	60
Figure 2.29 : Puissance active et réactive.....	61
Figure 2.30 : Tension du bus continu	61
Figure 3.1 : Caractérisation du creux de tension	65
Figure 3.2: Diagramme vectoriel du circuit équivalent de la MADA en présence de creux de tension	66
Figure 3.3: Comportement des grandeurs de la machine lors d'un creux de tension.....	67
Figure 3.4 : Réponse du système éolien lors d'un défaut équilibré de tension réseau (50% de V_s) sans activation du circuit de protection	68
Figure 3.5: Circuit équivalent monophasé de la MADA avec crowbar	69
Figure 3.6: Système éolien muni d'un circuit crowbar	71
Figure 3.7 : Réponse du système avec crowbar	72
Figure 3.8 : Stratégie de contrôle en cas de creux de tension important	73
Figure 3.9 : Fonctionnement du système éolien durant un défaut réseau de grande amplitude [37].....	74
Figure 3.10.: Réponse du système éolien lors d'un défaut équilibré de tension du réseau de 90% avec crowbar activé.	75
Figure 3.11: Schéma fonctionnel et conventionnel de la commande du CcM.....	76
Figure 3.12: Schéma fonctionnel de la chaîne de régulation du bus continu	78

Figure 3.13: Réponse de la partie puissance du système éolien avec GADA en présence de creux de tension	81
Figure 3.14: Réponse de la régulation des courants statoriques et rotoriques.....	82
Figure 3.15: Composante quadratique du courant CcR.....	83
Figure 3.16: Composante directe du courant CcR.....	83
Figure 3.17: Puissance active et réactive du CcR.....	83
Figure 3.18: Réponse de la tension du bus continu.....	83
Figure 3.19 : Réponse de la tension du bus continu sans modification sur la boucle externe.....	84
Figure 3.20: Réponse de la tension du bus continu avec boucle externe modifié	84
Figure 3.21 : Zoom sur les courants du CcM pendant le défaut.....	86
Figure 3.22: Réponse dynamique du courant crowbar, du flux statorique et de la tension du bus continu.....	86
Figure 4.1 : Système éolien à base de la MADA	89
Figure 4.2 : Système de commande du convertisseur connecté au réseau	91
Figure 4.3: Boucle de régulation de la tension du bus continu.....	92
Figure 4.4: Schéma fonctionnel de la commande adaptative du bus continu.....	95
Figure 4.5: Réponse avec V_{dc} constant de la tension du réseau, de courant statorique, rotorique et de la tension du bus continu.....	96
Figure 4.6: Réponse avec V_{dc} constant du couple électromagnétique, de composante directe et en quadrature du CcM, des puissances active et réactive.....	96
Figure 4.7: Réponse avec V_{dc} des courants triphasés, des composantes directe et en quadrature du CcR et du courant bus continu.....	97
Figure 4.8: Réponse avec V_{dc} adaptative de la tension du réseau, du courant statorique et rotorique et de la tension du bus continu	98

Figure 4.9: Réponse avec Vdc adaptative du couple électromagnétique, des composantes directe et quadrature du CcM, des puissances active et réactive..... 98

Figure 4.10: Réponse avec Vdc adaptative des courants triphasés, des composante directe et en quadrature du CcR et du courant bus continu 99

Liste des tableaux

Table 1 Comparaison des différents systèmes éoliens 10

Table 2 : Coefficient de la turbine..... 37

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Pour répondre à la forte demande en électricité et réduire les émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables, particulièrement l'énergie éolienne, a suscité un regain d'intérêt ces dernières années.

Actuellement, la génération de l'énergie électrique à partir de l'énergie éolienne est en pleine expansion dans de nombreux pays [1]. Cette énergie est considérée aujourd'hui comme l'énergie renouvelable la plus prometteuse [2]. L'énergie éolienne représente un potentiel important non pas pour remplacer les énergies existantes, mais pour palier à l'amortissement de la demande de plus en plus galopante. Même si le caractère intermittent du vent constitue une problématique ceci n'affecte pas les performances du système d'alimentation.

Bien que l'industrie éolienne ait débuté un peu tard vers les années 1980, des progrès importants ont été notés ces dernières années. Non seulement la capacité individuelle de l'éolienne est passée de 1 à 8 MW mais aussi la puissance des fermes éoliennes raccordées au réseau sont de plus en plus élevées. Ces éoliennes ont profité des avancées techniques sur les points suivants :

- Méthode de synchronisation ;
- Convertisseurs de puissance ;
- Algorithmes de contrôle puissants ;
- Meilleure capacité de tenue aux défauts réseau.

Cependant, le développement des génératrices électriques pour les systèmes éoliens n'a pas connu de réelle percée ces dernières années. Quatre génératrices se sont imposées sur le marché [3]. Pour rappel, le premier système éolien était basé sur la génératrice asynchrone à cage d'écureuil directement connectée au réseau. Dans cette configuration, toute la puissance fluctuante due à la nature variable du vent est transmise au réseau. Cependant, avec l'augmentation de la capacité des éoliennes raccordées au réseau (qui a atteint une capacité mondiale de 539.2 GW de puissance), cette machine a été remplacée par la génératrice asynchrone doublement alimentée (GADA) et la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) pour une meilleure efficacité de conversion.

De nos jours, la génératrice asynchrone doublement alimentée est la plus utilisée dans les unités de production de l'ordre de 1MW. Cette machine possède l'avantage de fonctionner avec un convertisseur de puissance réduite dimensionné à 25 ou 30% de sa puissance nominale par rapport aux autres technologies de machines. Elle présente aussi un bon rendement, un coût

faible et une bonne capacité à découpler la puissance active et réactive. Cependant, la MADA est très sensible aux défauts réseau vu que son stator est directement connecté au réseau. Même des défauts géographiquement éloignés de la turbine de production peuvent entraîner des chutes de tension au point de connexion de la MADA au réseau.

Avec les nouvelles exigences de l'opérateur réseau qui sont devenues plus sévères, des stratégies de LVRT ont été développées pour la commande du système. C'est sous cet angle que nous avons conduit nos recherches afin de proposer une stratégie de commande permettant d'améliorer les performances du système.

Dans ce travail, notre objectif est de contribuer à l'amélioration des performances de la commande du système éolien avec MADA connecté au réseau électrique. Nous nous intéressons particulièrement à la minimisation des fluctuations du bus continu en mode sain et en mode défaut afin d'améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau. Notre méthode est basée sur un contrôle de puissance instantanée et une reconfiguration de la tension de référence du bus continu pendant le défaut.

Dans le premier chapitre, nous présentons une étude bibliographique du système éolien avec MADA qui nous permettra de dégager les avantages et les inconvénients des systèmes éoliens présentés ainsi que les problèmes évoqués dans la littérature concernant sa commande. Dans cette partie, le développement historique des éoliennes, l'évolution des systèmes de générations ainsi que leurs convertisseurs de puissance sont résumés. Les stratégies de commande de ces convertisseurs pour une bonne maîtrise des fluctuations de tension du bus continu ont été revues. Certaines questions spécifiques à l'amélioration de la commande du bus continu, de la qualité d'énergie, du système de protection crowbar, ainsi que de la capacité de tenue aux creux de tensions abordées dans la littérature sont discutées. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à l'explication de nos objectifs de recherche et à notre positionnement par rapport aux études actuelles sur la commande du bus continu dans un système éolien avec MADA.

Dans le deuxième chapitre, une brève description de la modélisation du système éolien d'étude est présentée. La présentation des modèles dynamiques des sous-ensembles du système éolien ainsi constitué est effectuée. Premièrement, la modélisation de la partie mécanique suivie de la partie électrique sont développées. Ensuite, une étude approfondie sur les stratégies de commandes du convertisseur côté machine (CcM) et de celui côté réseau (CcR) a été menée. Afin de contrôler l'échange d'énergie entre le réseau électrique et le stator de la machine, la commande vectorielle avec orientation du flux statorique est utilisée. Enfin, une analyse des

résultats de simulation permet d'illustrer le suivi de consigne de la commande des puissances et de tension du bus continu.

Le troisième chapitre est consacré à l'amélioration de la commande du système éolien en présence de défaut réseau de grande amplitude. Une attention particulière est réservée à la réduction des fluctuations de V_{dc} pour une meilleure tenue face aux défauts du réseau. En effet, il ne s'agit plus aujourd'hui, face aux défauts de grandes amplitudes, de protéger uniquement le convertisseur de puissance, car ceci peut être fait par n'importe quel circuit de protection qui assurera la déconnexion du réseau. Mais le défi aujourd'hui est l'amélioration de la qualité d'énergie injectée par l'onduleur. D'où la nécessité de minimiser les ondulations de la tension bus continu et d'assurer une réponse transitoire rapide pendant l'apparition du défaut et sa phase d'élimination. Une injection rapide de puissance réactive comme l'exigent les nouvelles recommandations des réseaux électriques est aussi à prendre en compte.

Au chapitre 4 une commande adaptative du bus continu est présentée pour réduire les ondulations de tension DC et améliorer la réponse transitoire du système pendant le défaut. Avec cette commande l'intervention du circuit de protection n'est pas nécessaire pour un creux de tension allant même jusqu'à 70%. D'abord, le principe de cette commande est décrit. Ensuite, la méthode de calcul de la tension de référence du bus continu à partir de la tension réseau est détaillée. Enfin, une comparaison est faite avec la méthode de commande classique pour valider l'intérêt d'utiliser une commande adaptative pour la régulation du bus continu.

CHAPITRE **1** :
ETAT DE L'ART

1 Etat de l'art

1.1 Introduction

Ce chapitre présente l'état de l'art du système éolien avec MADA. Dans la première partie, un rappel bref est donné sur le développement de l'éolienne, les tendances du marché ainsi que les génératrices électriques utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Ensuite, une revue de la littérature est menée sur les stratégies de commande du système éolien à base de MADA. La troisième partie fait l'objet d'une étude bibliographique sur les méthodes de commande pour une meilleure tenue aux creux de tension (LVRT). Enfin, la dernière section est concentrée sur les différentes stratégies de contrôle minimisant les fluctuations de tension du bus continu et leurs limites en termes de performance.

L'objectif de cet état de l'art est de donner un aperçu sur les problèmes actuels et de positionner la thématique abordée.

1.2 Développement des éoliennes

De nos jours, l'énergie éolienne est l'énergie renouvelable la plus prometteuse en terme de développement [4],[2]. L'éolienne a débuté avec quelques dizaines de kilowatts dans les années 1980 ; aujourd'hui, des éoliennes de plusieurs mégawatts (MW) sont disponibles sur le marché et leur taille continue de croître [4],[5]. Des installations record aux États-Unis, en Europe et en Chine de 47,8 GW en 2017, ont apporté 10 % de plus sur la capacité installée en 2016. Actuellement, la pénétration mondiale d'énergie éolienne dans les réseaux de distribution électrique est estimée à 539GW. Le Danemark a une forte pénétration d'énergie éolienne dans son réseau de distribution car, plus de 30% de la consommation électrique du pays est couverte par l'énergie éolienne [4],[6].

1.3 Marché de l'énergie éolienne et capacité cumulative

La figure 1.1 donne une indication sur la capacité cumulative d'énergie éolienne ainsi que le taux de pénétration annuel de 2001 à 2017. Actuellement la puissance totale installée dans le monde est de 539.12 GW avec plus de 52.49 GW en 2017 ; c'est plus que toute autre énergies renouvelables [7][4]. En 2015 la pénétration mondiale annuelle était estimée 63.63 GW, ce chiffre montre que l'énergie éolienne est un facteur clé dans les systèmes modernes d'approvisionnement d'énergie électrique.

La pénétration mondiale de l'énergie éolienne qui était de 2,5% en 2001, est passée en 2017 à 12.2%. La Chine est devenue le plus grand marché en 2017 avec plus de 188,3 GW d'éolienne installée, avec l'ensemble de l'Union européenne (121.3 GW) et les États-Unis (89.07 GW), partageant environ 85% du marché mondial en 2017 [8], [9].

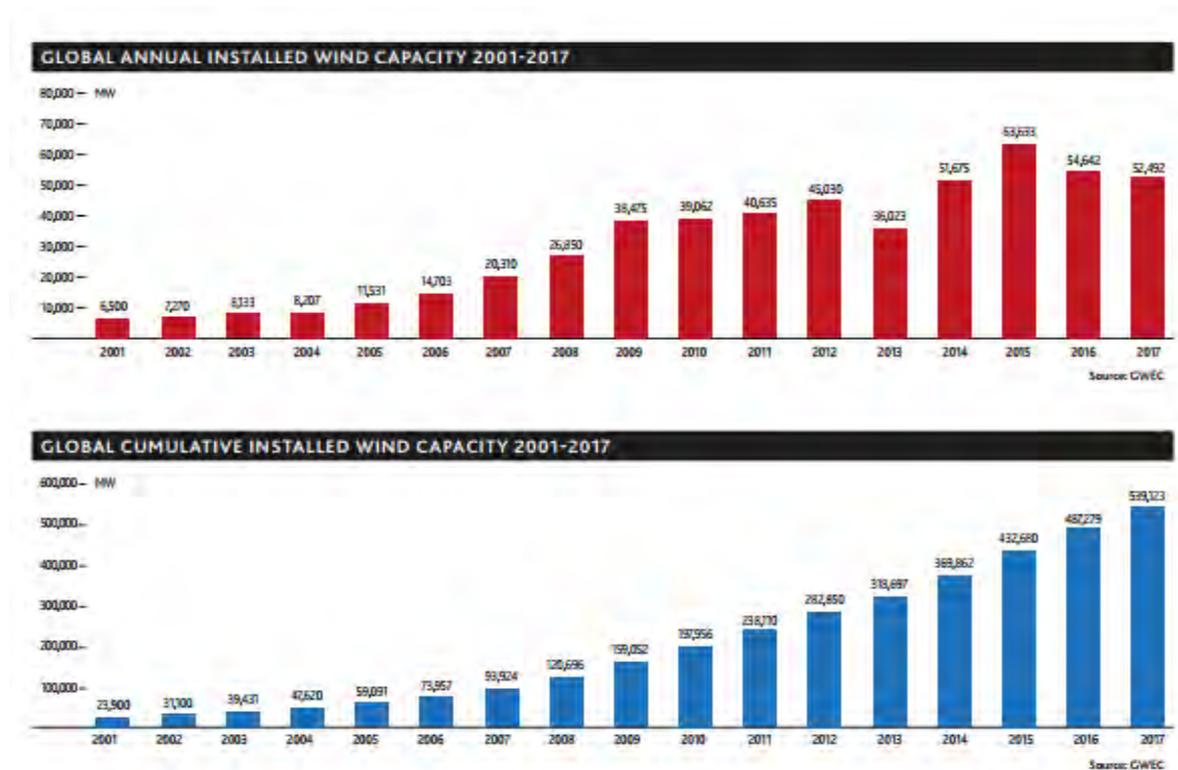


Figure 1.1: Capacité cumulative d'énergie éolienne installée dans le monde [2]

A la fin de l'année 2015, plus de 80 pays utilisent l'énergie éolienne sur une base commerciale et environ 26 pays disposent de plus de 1 GW d'énergie éolienne installée (Figure 1.2) dont 17 pays en Europe, 4 en Asie-Pacifique (Chine, Inde, Japon, Australie), 4 dans les Amériques (Brésil, Canada, États-Unis, Mexique) et 1 en Afrique (Afrique du Sud) [7][4]. L'objectif est de réaliser près de 2000 GW d'ici 2030, fournissant jusqu'à 19% de l'électricité mondiale [4]. De plus, les éoliennes raccordées au réseau jouent un rôle important dans le maintien de la stabilité et l'amélioration des performances du système électrique.

En Afrique et au moyen orient, la Tunisie est le 5ème producteur d'énergies éoliennes. La capacité installée dans les principales régions du pays est de 245MW selon le rapport publié par Global Wind Energie Council en 2017 [2].

Au Sénégal, des éoliennes de pompage ont été installées dans de nombreux villages du pays, principalement pour l'adduction d'eau potable ou pour l'irrigation. Actuellement, la construction du plus grand champ éolien de l'Afrique de l'ouest est en cour dans la région de Thiès. Sa capacité est de 150MW ce qui permettra de dépasser la capacité des cinq centrales solaires de 120MW déjà connecté au réseau national (SENELEC).

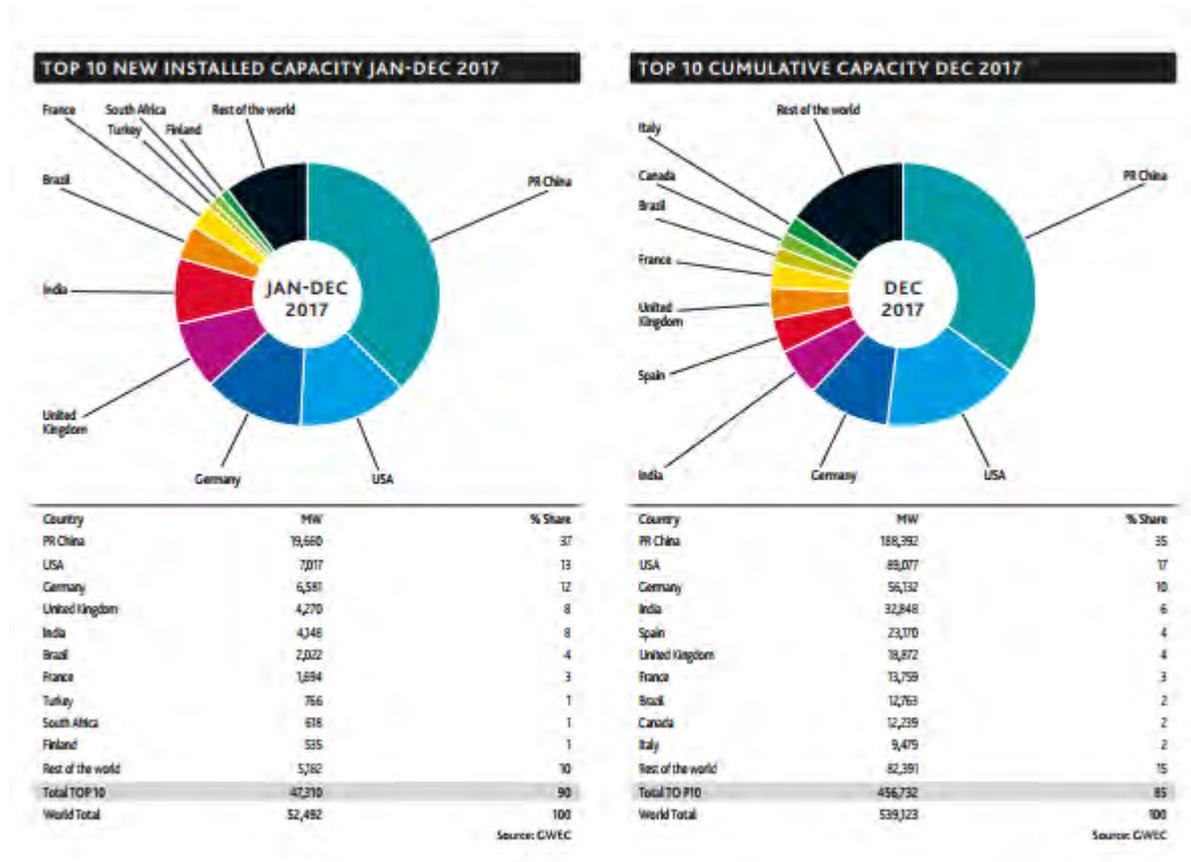


Figure 1.2: Répartition de part de l'énergie éolienne des différents pays sur le marché mondial

En ce qui concerne les marchés et les fabricants, en 2017, la société danoise Vestas figurait toujours parmi les plus grands fabricants d'éoliennes au monde, suivie de près par Enercon et senvion, qui occupent respectivement les deuxièmes et troisièmes places sur le marché. La Figure 1.3 résume les principaux fournisseurs mondiaux d'éoliennes en 2017.

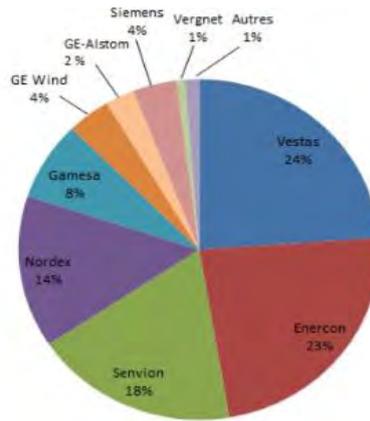


Figure 1.3 : Principaux constructeurs de turbine éolienne

La taille individuelle des éoliennes est également en augmentation spectaculaire afin de réduire le prix par kilowattheures. En 2011, la taille moyenne des éoliennes individuelles livrées sur le marché était de 1,7 MW, dont la taille moyenne des turbines extracôtières atteignait 3,6 MW. Les tendances croissantes de taille émergente des éoliennes entre 1980 et 2017 sont illustrées à la Figure 1.4 [10]. On peut noter qu'en 2012, les éoliennes de pointe de 8 MW avec des diamètres de 164m étaient déjà apparues sur le marché [4]. Actuellement, la plupart des fabricants développent des éoliennes de l'ordre de 4,5 à 8 MW, et on s'attend à ce que ce nombre augmente avec des éoliennes de plusieurs MW principalement en raison de l'objectif global de réduction du coût de l'énergie [10].

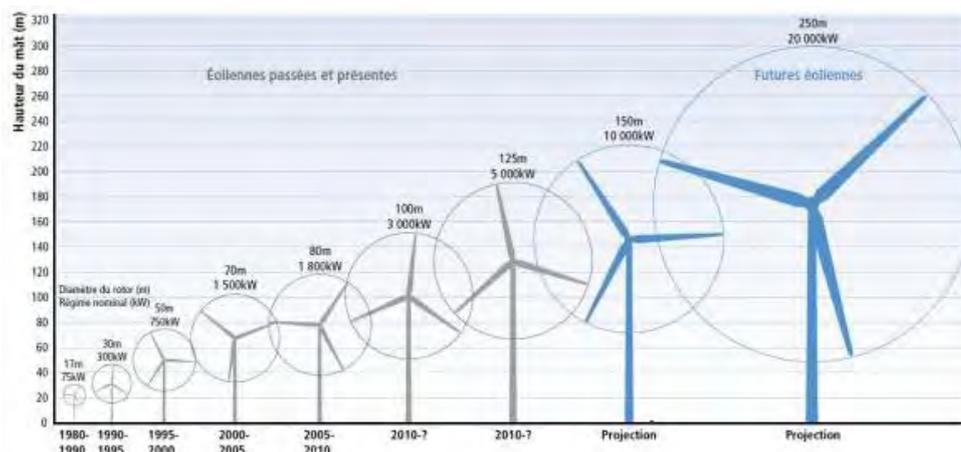


Figure 1.4: Augmentation de la taille des éoliennes [4]

1.4 Evolution des systèmes de conversion

Initialement, l'impact de la déconnexion des éoliennes sur le réseau électrique n'était pas grave. C'est pour cette raison que les techniques de conversion utilisées étaient basées sur la

génératrice asynchrone à cage d'écureuil (SCIG) directement connectée au réseau. De ce fait, les pulsations de puissance de la turbine sont directement transférées aux réseaux. De plus, il n'y avait pas de contrôlabilité de puissances active et réactive fournies, qui sont des paramètres de contrôle importants pour la régulation de la fréquence et de la tension du réseau.

Suite à l'augmentation spectaculaire du taux de pénétration et de la capacité individuelle des éoliennes, leurs impacts sont devenus non négligeables pour assurer la stabilité du réseau. Les éoliennes avec plus d'électronique de puissance sont devenues plus attractives [11][12] [13] [14]. En effet, l'électronique de puissance permet de changer la caractéristique des éoliennes d'une source d'énergie non régulée à une unité de production d'énergie active. Certes l'électronique de puissance utilisée dans les systèmes éoliens n'est pas nouvelle mais certaines caractéristiques dans certains cas sont récentes.

1.5 Génératrices utilisées dans les systèmes éoliens

Actuellement, les turbines proposées sur le marché se répartissent en deux grandes familles suivant l'architecture de la génératrice électrique utilisée: celles équipées d'une génératrice asynchrone (environ 75 % du marché), et celles équipées d'une génératrice synchrone (environ 25 % du marché) [9]. Les turbines asynchrones sont utilisées dans la plupart des cas car elles peuvent supporter de légères variations de vitesses du vent, notamment lors des rafales. De nos jours, la plupart des fabricants développent des éoliennes de grande puissance dans une gamme de 1.5 à 6 MW [3], [5], [10], [15]. En fonction de la vitesse de rotation et l'électronique de puissance, les systèmes éoliens peuvent être classés en quatre principaux groupes comme indiqué dans le tableau 1.

Tableau 1 Comparaison des différents systèmes éoliens

Types	Géométrie	Avantage	Inconvénient	Figure
A	Turbines éoliennes à vitesse fixe avec génératrice asynchrone à cage d'écureuil (MAS)	Robuste, simple et faible coût	incapacité à optimiser l'efficacité d'aérodynamique, fatigue et stress mécanique, banc de condensateur etc...	1.5
B	Turbines éoliennes à vitesse variable partielle avec génératrice asynchrone à rotor bobiné (MASR)	Amélioration de A	Puissance dissipé à la résistance externe et banc de condensateur requise	1.6

C	Turbines éoliennes à vitesse variable avec convertisseur de puissance à échelle partielle et génératrice asynchrone à double alimentation (GADA)	Coût réduite du BTB et filtre, Perte minimale,	Sensibilité aux perturbations réseau, bruit du multiplicateur, et maintenance	1.7
D	Turbines éoliennes à vitesse variable avec convertisseur de puissance à grande échelle et génératrice synchrones à aimants permanents (GSAP), MAS ou MASR	Elimination des bagues collectrice, meilleur support au réseau	BTB et filtre à grande capacité plus de pertes par commutation	1.8

1.5.1 Type A : Eolienne à base de la MAS (SCIG)

Ce concept d'éolienne est basé sur la génératrice asynchrone à cage d'écureuil directement connecté au réseau (Figure 1.5). La plage de variation de la vitesse de la génératrice est très faible, c'est pour cette raison que cette configuration est souvent appelée turbine éolienne à vitesse fixe. Les avantages de cette structure sont la construction simple, robuste et peu coûteuse. Cependant, le principal inconvénient de cette topologie est que le système ne délivre la puissance nominale au réseau qu'à une vitesse de vent nominale, ce qui entraîne une faible efficacité de conversion à d'autres vents [11]. Un autre inconvénient de cette topologie est l'incorporation d'un compensateur de puissance réactive (un banc de condensateurs) pour palier la demande de puissance réactive de la génératrice entraînant une augmentation du coût.

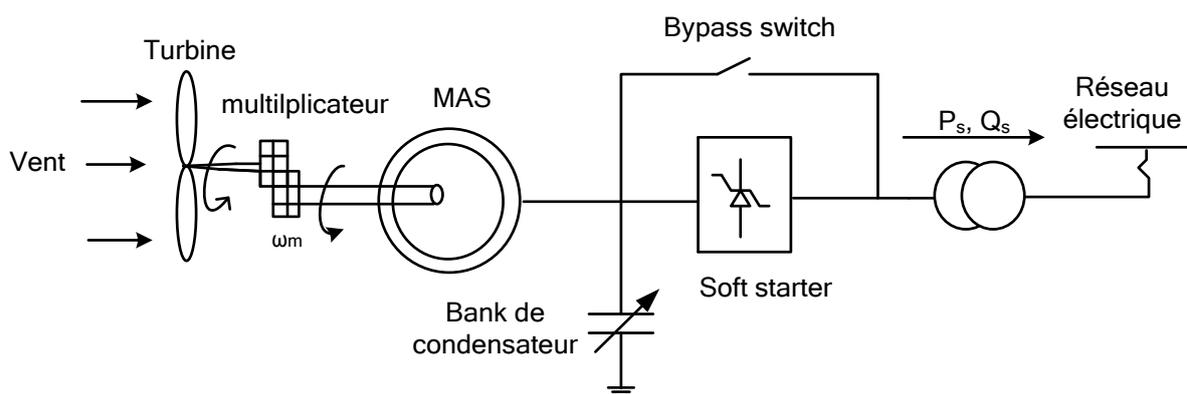


Figure 1.5 : Eolienne à vitesse fixe avec une connexion directe au réseau

1.5.2 Type B : Eolienne basée sur la MASR (WRIG) à vitesse variable partielle

La vitesse variable partielle consiste en une génératrice à rotor bobiné (WRIG) et un mécanisme de variation de la résistance du rotor (Figure 1.6). Le stator de la machine est directement connecté au réseau par un démarreur progressif, tandis que l'enroulement rotorique est connecté à une résistance externe du rotor à travers un convertisseur. L'amélioration par rapport à la configuration précédente est que la vitesse de rotation de la génératrice peut être variée de $\pm 10\%$ autour de la vitesse synchrone conduisant à une meilleure efficacité de conversion d'énergie. Cependant, les pertes de puissance dissipées dans la résistance externe du rotor et le banc de condensateur requis pour la compensation externe restent l'inconvénient principal de ce concept.

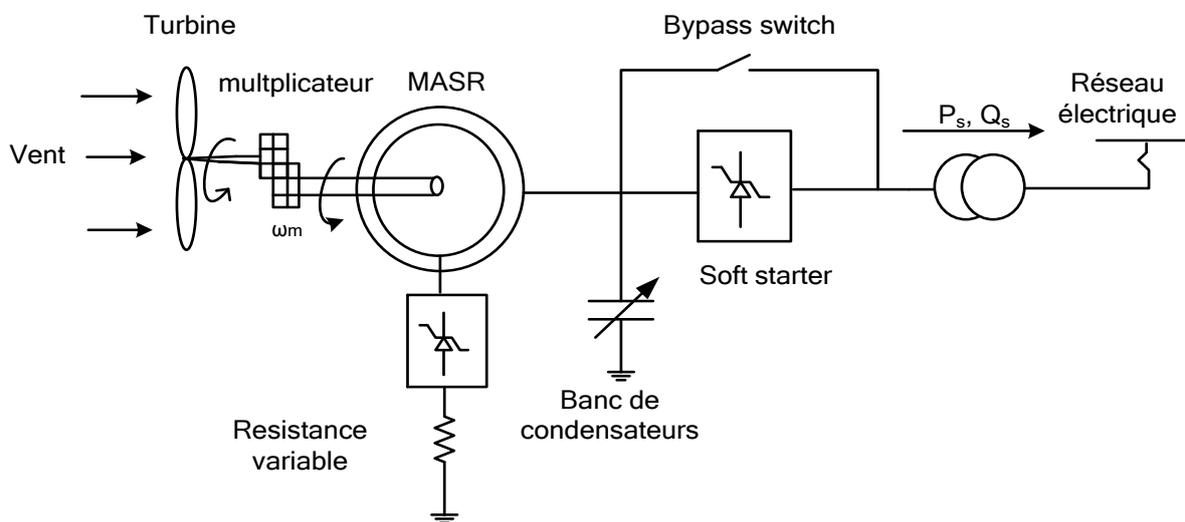


Figure 1.6: Eolienne à vitesse partiellement variable avec résistance rotorique variable

Pour optimiser la puissance débitée en fonction du vent, il est souhaitable de pouvoir régler la vitesse de rotation de l'éolienne. L'idée est de réaliser une génératrice à fréquence fixe et vitesse variable. La génératrice à vitesse variable permet de fonctionner pour une large gamme de vents récupérant un maximum de puissance tout en réduisant les vibrations sonores lors d'un fonctionnement à faible vitesse de vent. En vitesse variable, on régule le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent, l'éolienne produise une puissance maximale. C'est ce qu'on appelle le Maximum Power Point Tracking. Les éoliennes à vitesse variable peuvent être classées en deux types suivant l'architecture de la génératrice et le ratio de puissance du convertisseur par rapport à celle de la génératrice.

1.5.3 Type C : Eolienne à base de la MADA

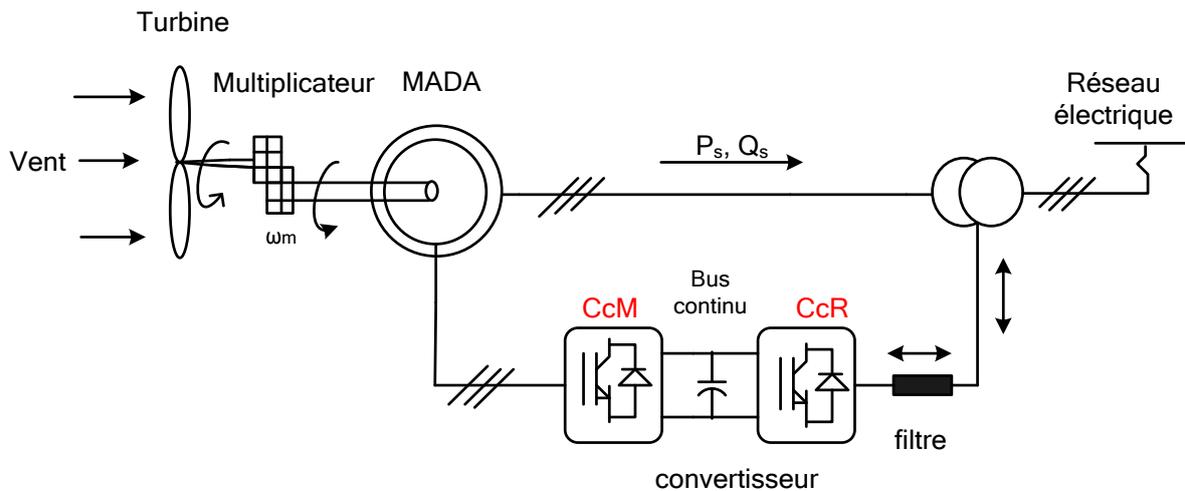


Figure 1.7: Turbine éolienne avec MADA

Dans cette configuration, les enroulements statoriques de la MADA sont directement connectés au réseau électrique, tandis que les enroulements du rotor sont connectés au réseau électrique via un convertisseur de puissance dénommé (back-to-back) (Figure 1.7). Le back-to-back est composé de deux convertisseurs de puissance lié par un bus continu et qui sont commandés indépendamment l'un de l'autre. Comparée aux deux premières topologies l'éolienne avec MADA offre plusieurs avantages tels que : fonctionnement à vitesse variable, fonctionnement à quatre quadrants, capacité de réglage de puissance active et réactive. Coût de convertisseur et filtre moins faible, perte minimale comparé au type D. Avec cette configuration, il est possible d'avoir un flux de puissance active et réactive bidirectionnel du rotor au réseau [3]. Cette topologie est la plus répandue sur le marché de fabrication d'éoliennes avec une gamme de puissance de 1.5 à 6 MW et occupe environ 50% du marché des génératrices éoliennes actuel [11], [13].

1.5.4 Type D : Eolienne avec convertisseur de puissance à échelle complet

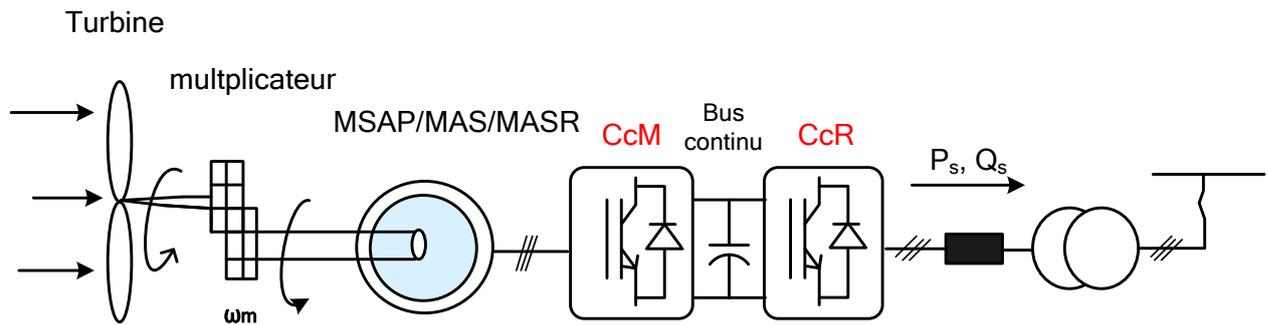


Figure 1.8: Turbine éolienne à base de (MSAP/MAS/MASR) avec convertisseur à échelle complet

La turbine éolienne à vitesse variable avec configuration de convertisseur de puissance à grande échelle est composée d'une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) ou d'une génératrice d'induction de cage d'écureuil (SCIG) ou WRIG et d'un convertisseur de puissance à échelle complète. L'élimination de la bague collectrice, la capacité totale de réglage de puissance et de vitesse ainsi qu'une meilleure capacité de support au réseau sont ses principaux avantages par rapport à la configuration MADA. Cependant, le principal inconvénient de ce concept est que le convertisseur de puissance à grande échelle, conduit à des composants électroniques de haute puissance ainsi que des pertes par commutation très élevées.

1.6 Convertisseur statique (back-to-back)

Avec la croissance rapide de la capacité des éoliennes, le convertisseur de puissance est devenu un élément central dans la gestion du transfert d'énergie. Ils ont connu une évolution rapide ces dernières années en raison du développement des semi-conducteurs. Le convertisseur de puissance joue un rôle capital dans la conversion d'énergie éolienne. Grâce à leurs fonctionnalités de contrôle, ils permettent d'améliorer les performances de l'éolienne et la qualité d'énergie injectée au réseau. De nombreuses topologies de convertisseurs ont été proposées dans la littérature. Mais pour l'interface de la MADA avec le réseau, un back to back à deux niveaux est la plus utilisée [16]–[18],[19], [20]. Même s'il est parfois difficile pour cette topologie de convertisseur à satisfaire de très bonnes performances pour les systèmes de très haute puissance, il garantit au moins des performances satisfaisantes pour les éoliens de 1 à 6MW. La tension de sortie de ce convertisseur n'exige pas un filtre encombrant pour limiter le gradient de tension et réduire le niveau d'harmoniques pour une éolienne de 2MW [21], [22].

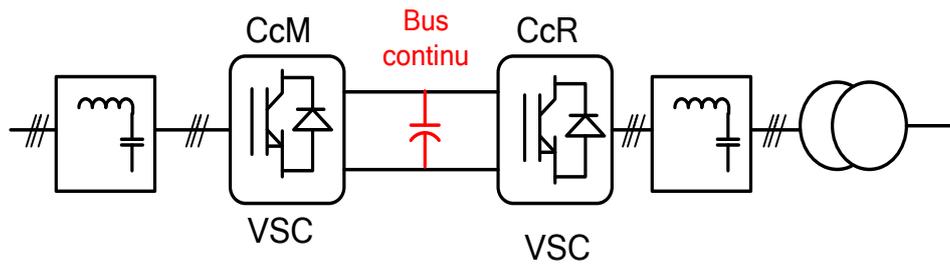


Figure 1.9 : Convertisseur back to back à 2 niveaux

Sur la Figure 1.9 l'architecture du convertisseur back-to-back utilisé dans les systèmes éoliens avec MADA est présentée. Il est composé d'un CcM et d'un CcR liés entre eux par un condensateur de bus continu. Il est relativement simple et comporte peu de composants par rapport aux autres topologies de convertisseur [21], [23]. Cependant, ce convertisseur doit également satisfaire à des exigences de plus en plus strictes qui peuvent être classées en deux groupes:

- ✓ Les courants rotoriques ou statoriques de la génératrice doivent être contrôlés pour régler le couple et par conséquent la vitesse de rotation de l'éolienne. De plus, le convertisseur doit gérer une fréquence fondamentale à partir d'une fréquence et amplitude de tension variable de la génératrice.
- ✓ Respecter les exigences de l'opérateur réseau quelle que soit la vitesse du vent. Cela signifie qu'il doit avoir la capacité de contrôler la puissance réactive Q fournie au réseau électrique et d'effectuer une réponse transitoire rapide côté puissance active. La fréquence fondamentale, ainsi que l'amplitude de tension du convertisseur côté réseau, doivent être maintenues presque fixes en fonctionnement normal, et la distorsion harmonique totale (THD) du courant doit être limitée à moins de 5% selon les normes en vigueur [24],[25].

1.7 Commande du système éolien avec MADA

L'architecture de la commande du système éolien avec MADA est composée de trois parties principales: commande de la turbine, commande du convertisseur côté machine et la commande du convertisseur côté réseau (Figure 1.10).

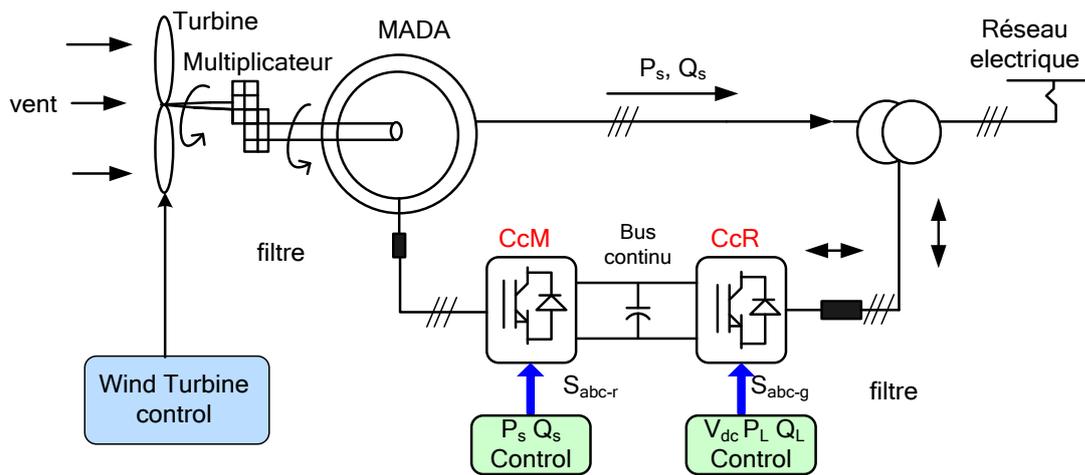


Figure 1.10 : Système éolien à base de MADA connecté au réseau

1.7.1 Commande de la tribune éolienne

La commande de la turbine fournit une référence de puissance active (P_{sref}) ou une référence de couple électromagnétique pour commander la machine. Cette valeur de référence est calculée en fonction de la vitesse de vent afin de déterminer la puissance optimale correspondant à la vitesse de rotation de l'éolienne. Une commande de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est nécessaire afin de maximiser la puissance produite par l'éolienne [26].

1.7.2 Commande des convertisseurs de puissance

1.7.2.1 Convertisseur côté machine (CcM)

Le convertisseur côté machine (CcM) génère une tension triphasée avec une amplitude et une fréquence variable pour contrôler le couple générateur ou la puissance active (P_s) et la puissance réactive (Q_s) statorique. La puissance active peut être transférée entre le rotor et le bus continu dont la commande a pour but de calculer la puissance active échangée avec le réseau afin de maintenir la tension du bus continu constante.

L'objectif de la commande de ce convertisseur est de fournir des tensions de sorte que les puissances active et réactive côté réseau soient maintenues en fonction du MPPT et du facteur de puissance souhaité.

1.7.2.2 Convertisseur côté réseau (CcR)

Le convertisseur côté réseau (CcR) contrôle la puissance active (P_{gCcR}) échangée entre le réseau et la machine via son rotor. Ce convertisseur doit maintenir la tension du bus continu constante, mais également de fournir une puissance réactive limitée similaire au fonctionnement d'un compensateur synchrone statique (STATCOM), indépendamment du fonctionnement de la génératrice. Généralement, un fonctionnement à facteur de puissance unitaire est habituel pour ce convertisseur, mais il est également possible de contrôler le flux de puissance réactive (Q_{gCcR}) entre le CcR et le réseau, indépendamment du CcM [11],[22], [27].

Lors d'un fonctionnement LVRT, ce convertisseur est commandé avec injection de puissance réactive pour aider le réseau à retrouver sa tension normale. Et enfin le filtre côté réseau permet d'obtenir les exigences d'harmoniques spécifiées par les normes ($THD < 5\%$) [25][28]. Le système global de la commande de l'éolienne basé sur la MADA est illustré à la Figure 1.10.

1.7.3 Différentes commandes du système éolien

Plusieurs méthodes de commande ont été proposées pour le contrôle des convertisseurs côté machine (CcM) et réseau (CcR). Ces méthodes de commandes peuvent être divisées en cinq principaux groupes: commande linéaire, commande hystérésis, commande par mode glissant, commande intelligente et commande prédictive comme le montre la Figure 1.11.

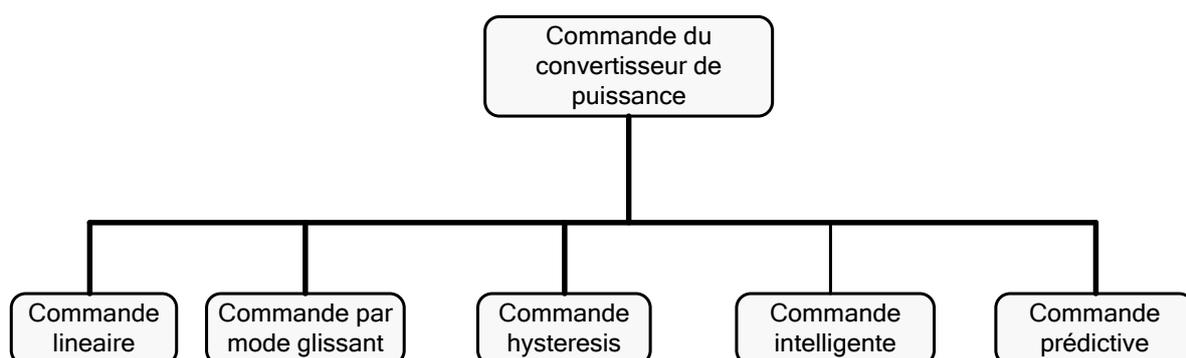


Figure 1.11 : Méthodes de commande des convertisseurs de puissance du système éolien

La plupart des méthodes de commande existantes dans l'industrie utilisent la commande vectorielle classique basée sur l'orientation de la tension statorique (Voltage Oriented Control-VOC) [3], [13], [14], [21], [29] ou la commande à flux orientée (FOC) [30], [31] qui

garantissent la dynamique et la performance statique via des boucles de régulation de courant interne avec une commande linéaire proportionnel-intégral (PI). Cependant, l'inconvénient majeur avec un régulateur PI est que les performances dépendent des paramètres précis de la machine et de la qualité de la boucle de commande de courant, qui est fortement influencée par la tension du réseau (figure 1.12). Ensuite, une technique de modulation complexe telle que la modulation à largeur d'impulsion (PWM) ou la modulation vectorielle (SVM) avec l'équilibrage de tension du condensateur du bus continu est nécessaire pour appliquer ces techniques aux convertisseurs back-to back. Pour résoudre ce problème, plusieurs approches ont été proposées telles que la SVM avec sélection d'états de commutation redondante et le PWM avec injection de tension homopolaire [32].

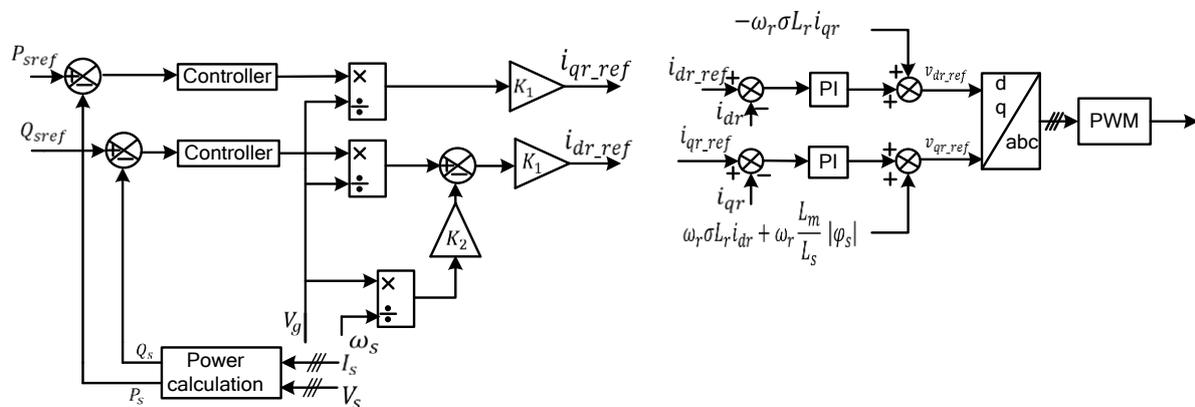


Figure 1.12: Schéma fonctionnel de la commande du CcM par stratégie FOC avec PI

La commande à hystérésis (commande directe du couple (DTC) et la commande directe de la puissance (DPC) ont été proposés pour améliorer les performances de l'asservissement [33], [34][35]. La DTC commande le couple et le flux rotorique de la machine, tandis que la DPC commande les puissances active et réactive. Ces méthodes utilisent la commande à hystérésis et les états de commutation de l'onduleur, sélectionnés à partir d'une table de recherche (LUT) en fonction des erreurs entre la référence et les valeurs estimées (couple et flux dans DTC; puissances active et réactive dans DPC) et la position de la tension ou du flux virtuel. Donc, ces méthodes ne nécessitent pas les boucles de commande et la modulation vectorielle (figure 1.13). En comparaison avec la commande linéaire PI, ces méthodes ont une réponse dynamique rapide, aucune exigence de découplage entre la commande des composantes active et réactive, et conduit à une meilleure dynamique. Néanmoins, l'inconvénient de LUT est qu'il présente des ondulations de puissance active et réactive. Pour remédier ce problème, une modulation

vectorielle a été introduite dans la structure DPC [36]. En outre, une fréquence d'échantillonnage élevée est utilisée pour garantir des performances stables et dynamiques acceptables. Selon [36], il n'est pas facile d'inclure les contraintes du système et les exigences techniques telles que le courant maximal, la distorsion harmonique totale.

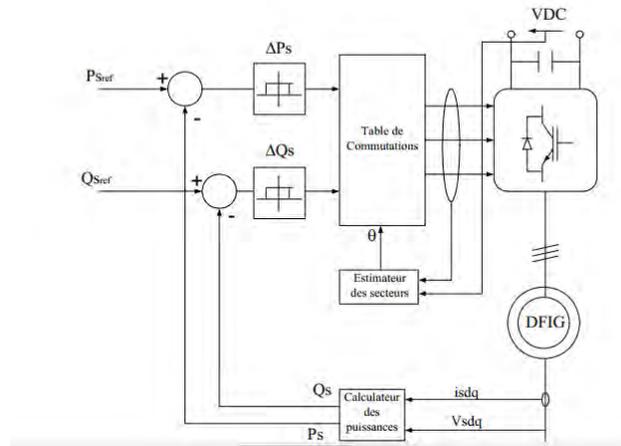


Figure 1.13: Schéma fonctionnel de la commande du CcM par DPC avec hystérésis [37]

La commande par mode de glissement (SMC) [38], [39] est une technique de contrôle avancée qui convient aux systèmes linéaires et non linéaires avec des incertitudes. La variable de contrôle est discontinue et suit une trajectoire prédéfinie. Elle est relativement simple à implémenter et présente des propriétés attractives de rejet de perturbation, une forte robustesse, une réponse rapide même pendant les variations de paramètres du système et les perturbations externes par rapport à la technique de commande classique.

La logique floue [40], [41], les réseaux neuronaux artificiels [42] et les réseaux neuro-flous [43] font partie de la classe de méthodes de commandes intelligentes. Ces méthodes utilisent les fonctions d'appartenance du contrôleur de logique floue ou des réseaux neuronaux artificiels pour créer des signaux de commutation du convertisseur de puissance. Le principal avantage de ces méthodes est la capacité de fournir un signal de commande sans modèle de convertisseur exact, donc il est utile pour les caractéristiques du convertisseur de puissance de nature non linéaire. Cependant, la qualité de la performance dépend de l'expérience, de la connaissance précise de l'opération ou du comportement du système. Au cours des dernières années, la commande prédictive est apparue comme une technique de commande majeure qui s'applique aux convertisseurs de puissance et aux entraînements électriques.

La commande prédictive (MPC-model prédictive control) utilise le modèle du système pour prédire le comportement futur du processus pour une variable de commande spécifique et ensuite obtenir une action optimale basée sur les critères d'optimisation prédéfinis. La famille de techniques de commande prédictive peut être divisée en cinq catégories: commande deadbeat, commande basée sur l'hystérésis, commande basée sur la trajectoire, commande prédictive à modèle.

Une commande prédictive deadbeat utilise le modèle du système pour calculer la variable de commande requise qui annule l'erreur entre la variable de commande et l'entrée de référence [29], [44]. Les signaux de commutation sont appliqués aux convertisseurs de puissance en utilisant le modulateur PWM/SVM. Cette stratégie de commande fournit une réponse dynamique rapide, mais les variations et les perturbations des paramètres du système peuvent détériorer les performances obtenues.

1.8 Comportement du système face aux défauts réseau

Pour rappel, le système éolien avec MADA est constitué : de la turbine, d'une boîte multiplicatrice de vitesse, de la génératrice, d'un convertisseur de puissance (back-to-back), un transformateur, le système de commande et un dispositif de protection (figure.1.14). Avec leur stator directement connecté au réseau et son convertisseur statique dimensionné à 30% de la puissance nominale, cette configuration est sensible au défaut réseau (tel que les creux de tension).

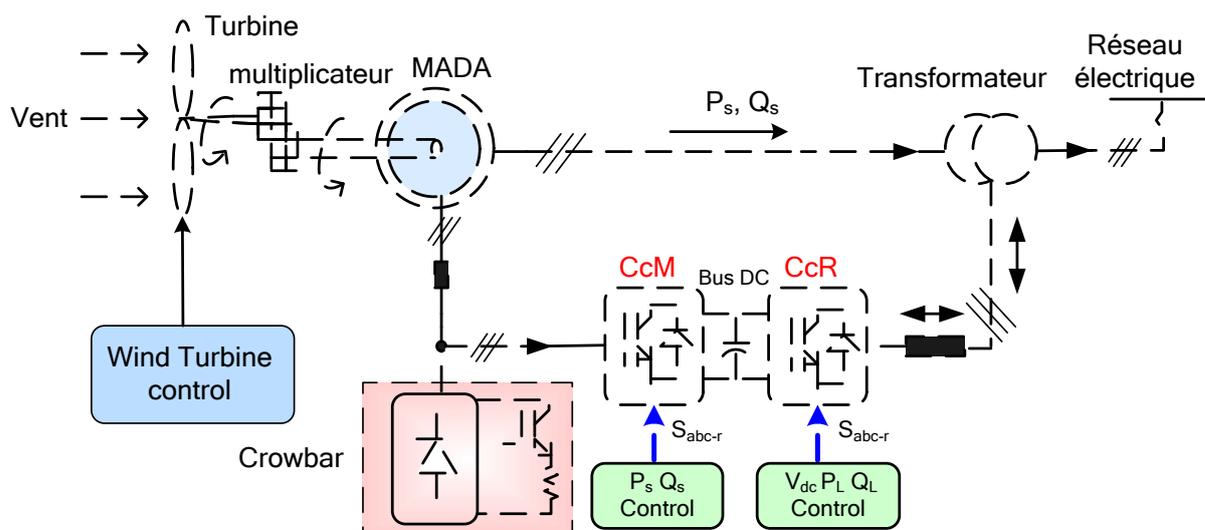


Figure 1.14: Système éolien basé sur la MADA muni d'un circuit *crowbar*

Lors d'un défaut, des courants de perturbation se propagent sur les enroulements statoriques et rotoriques [45],[46], [47]. Ainsi, les transitoires de couple, de puissance active et de puissance réactive et les oscillations du couple qui se traduisent par une contrainte mécanique considérable pour l'éolienne sont induites. De plus, la perturbation subite par le courant statorique est transmise au rotor, provoquant des courants incontrôlables qui peuvent endommager le convertisseur côté rotor en raison des surintensités et surtensions du bus continu [48]. Une des solutions utilisées dans la littérature pour protéger le CcM est le crowbar [49]–[51] (figure 2.14). Initialement les stratégies de commande utilisées, proposaient la déconnexion du stator en cas de défaut majeur protégeant le convertisseur statique en activant le crowbar. Avec cette stratégie de commande, les problèmes causés par les courants défailants peuvent être évités [49], [52]. Cependant, cette méthode ne peut plus être utilisée car, les nouvelles exigences de l'opérateur réseau n'acceptent plus la déconnexion de l'éolienne pour des défauts de faibles durés comme le montre la figure 1.15.

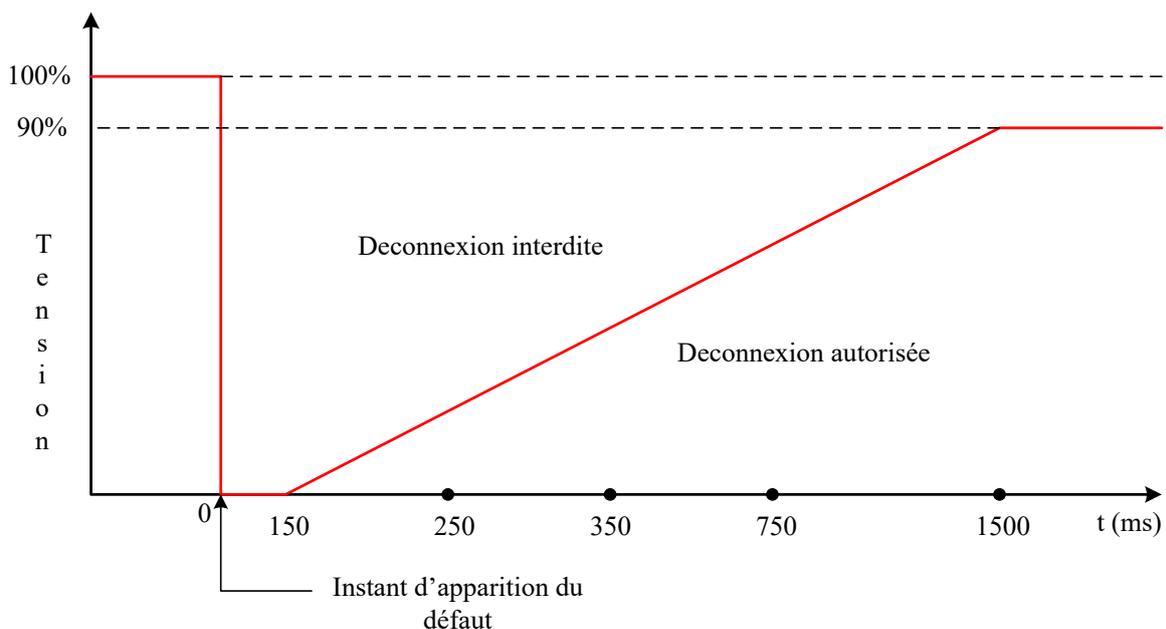


Figure 1.15 : Courbe limite de tension pour permettre la déconnexion de l'éolienne

Les exigences de base du système éolien et de l'opérateur pour les éoliennes modernes peuvent être résumés comme suit [53]–[55] [56], [57] :

1. Protection du convertisseur côté rotor contre les surintensités
2. Protection du condensateur de bus-continu contre les surtensions
3. Minimiser les contraintes sur le système mécanique

4. Capacité de tenue pour tous les types de défauts de réseau (symétriques et asymétriques)
5. Assurer le soutien du réseau par une production de puissance réactive pendant le défaut
6. Minimisation des ondulations du bus continu et réduction du THD

1.8.1 Comportement face aux creux de tension

Les creux de tension sont connus comme une chute soudaine de la tension du réseau, causée par diverses perturbations sur un réseau électrique. Les creux de tension peuvent être de nature symétrique ou asymétrique. Selon la nature du défaut, il existe différents composants de flux statorique.

Pendant l'apparition du creux, une tension élevée dépendant de l'amplitude des composants du flux statorique et de la pulsation ω_s , est induite aux enroulements rotoriques. Cette tension élevée du rotor conduit à une saturation du convertisseur côté machine (CcM) ainsi les courants rotoriques deviennent incontrôlables [58], [59].

Les courants incontrôlés peuvent dépasser la valeur de seuil des IGBT et endommager le convertisseur côté machine. En outre, cela entraîne généralement des courants statoriques transitoires élevés et des pics de couple [53], [60].

Creux de tension symétrique

Lors de l'apparition d'un creux de tension, le flux statorique est divisé en deux composantes: flux forcé et flux naturelle (figure 1.16). La dynamique du flux statorique pendant le défaut est décrit par les expressions suivantes :

$$\frac{d\varphi_s}{dt} = V_s - \frac{R_s}{L_s} \varphi_s \quad [3]$$

$$\begin{cases} V_s(t < 0) = V_{sav} e^{j\omega_s t} \\ V_s(t \geq 0) = V_{sdef} e^{j\omega_s t} \end{cases}$$

$$\varphi_s = \varphi_{s0} e^{-t/\tau_s}$$

Avec V_{sav} et V_{sdef} les tensions avant et pendant le défaut respectivement ; $\tau_s = L_s/R_s$ constante de temps statorique, φ_{s0} est calculé juste en considérant le flux avant et après l'apparition du creux.

$$\begin{cases} \varphi_s(t < 0) = \frac{V_{sav} e^{j\omega_s t}}{j\omega_s} \\ \varphi_s(t \geq 0) = \varphi_{s0} e^{-t/\tau_s} \end{cases}$$

A $t=0$ on aura $\varphi_{s0} = \frac{V_{sav}}{j\omega_s}$

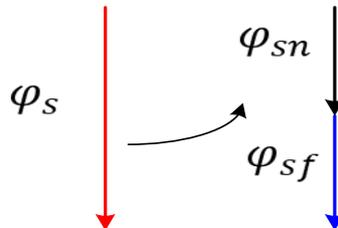


Figure 1.16 : Décomposition du flux pendant le creux de tension

$\varphi_{sf} = \frac{V_{sdef}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}$ est l'expression du flux forcé, elle provient de la tension statorique réduite et de ω_s de sorte que son évolution par rapport au rotor dépend du glissement. L'amplitude du flux forcé diminue de sorte que la tension induite dans le rotor pendant les creux n'est pas élevée.

Cependant, vu que le flux statorique est une variable d'état et que son évolution d'un état stable à un autre n'est pas instantanée, l'apparition d'une composante transitoire assurant la continuité de cette variable pendant le défaut est nécessaire. Cette composante est dénommée flux naturel qui résulte de la réduction soudaine de la tension réseau (Figure 1.17). Contrairement au flux forcé, ce flux naturel ne tourne pas et sa vitesse par rapport au rotor est la vitesse du rotor, donc la tension induite dans le rotor par le flux naturel est élevée [59], [61].

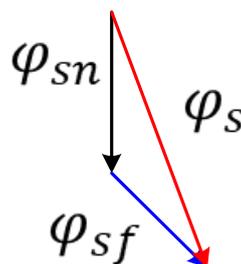


Figure 1.17: Evolution du flux pendant le creux de tension

L'amplitude du flux naturel décroît exponentiellement à zéro en fonction de la constante de temps statorique τ_s , de sorte que sa continuité n'est pas liée à l'intervalle du creux. Aussi pendant le défaut symétrique, une importante réduction du couple électromagnétique de la génératrice a lieu [45], [62], [63].

Creux de tension asymétrique

Pour le cas asymétrique, le flux forcé sera divisé en deux composantes : une séquence positive (tournant à la vitesse de synchronisme) et une séquence négative (tournant à la vitesse de synchronisme en sens inverse) en plus du flux naturel mentionné ci-dessus. Dans ce cas, le flux naturel ne dépend pas seulement de la réduction du niveau de tension, mais aussi de l'instant auquel le défaut apparaît. Chaque flux induit une tension au rotor en fonction de son amplitude et de sa vitesse relative par rapport aux enroulements rotoriques. La destruction du flux de la séquence négative lorsque sa vitesse est d'environ deux fois la vitesse synchronisme (par rapport au rotor) est beaucoup plus élevée. De plus, des ondulations de couple se produisent en raison de la tension de séquence négative, qui se répercutera sur la puissance active de sortie [24], [64][3].

1.8.2 Systèmes de protection avec crowbar

Le crowbar est un dispositif de protection contre les défauts réseau pour les systèmes éoliens avec MADA. Son principe est basé sur un court-circuit des enroulements rotoriques par une résistance triphasée afin de protéger le CcM et limiter la tension du bus continu. Les topologies du crowbar peuvent être scindées en deux catégories: crowbar passif et crowbar actif [65], [66].

- Crowbar passif

Cette topologie utilise des thyristors comme interrupteurs (figure 1.18). Cette configuration présente deux problèmes: premièrement, (a) et (b) le nombre élevé de thyristors à commander, deuxièmement le risque de perdre la référence zéro du courant quand on en aura besoin, pour fermer les thyristors. La troisième configuration (c) est composée d'un pont de diode pour redresser le courant et un seul thyristor pour contrôler le court-circuit. Cette configuration ne permet pas de contrôler le crowbar à l'ouverture, chose nécessaire pour notre application. C'est pour cette raison que cette topologie est généralement utilisée dans les fermes éoliennes de petite capacité et lorsque la capacité de tenue aux creux de tension (LVRT) n'est pas exigée [65]. Pour respecter les nouvelles exigences de l'opérateur réseau (GCR), la protection crowbar doit être désactivée après quelques millisecondes [58], [67] d'où la nécessité du crowbar actif.

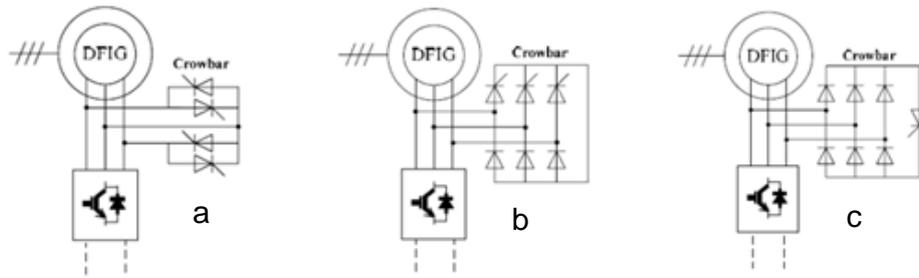


Figure 1.18: (a) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles ; (b) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles en pont ; (c) Circuit crowbar à base de pont de diode

- Crowbar actif

Aujourd'hui, la plupart des fabricants utilisent le crowbar actif pour lequel l'activation et la désactivation peuvent être contrôlées. Les versions modernes de crowbar actif sont représentées sur la figure.1.19. Ils comportent au moins un commutateur avec des capacités de coupure, telles que GTO ou IGBT. Cette topologie donne la possibilité de déconnecter le crowbar et de réactiver instantanément le CcM, permettant la poursuite du fonctionnement normal de la turbine [53], [68]. En guise d'amélioration, des résistances sont ajoutées au crowbar pour limiter le courant rotorique élevé. Cette solution est la plus utilisée par les fabricants de nos jours. Les signaux de commande du crowbar sont déclenchés en fonction des limites de tensions et de courants du CcM qui ne doivent pas être dépassées. La tension du bus continu est également une variable à surveiller pour l'activation du crowbar [63], [69]. Lorsque le crowbar est déclenché, les enroulements du rotor sont court-circuités par la résistance crowbar et la MADA se comporte alors comme une génératrice asynchrone à cage d'écureuil (MAS) avec une résistance rotorique plus élevée.

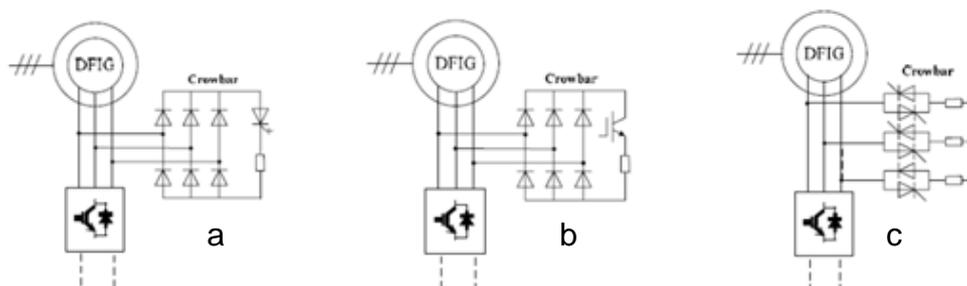


Figure 1.19: Circuit crowbar à base de pont diode avec GTO, (b) Circuit crowbar à base de pont diode IGBT, (c) Circuit crowbar à base de thyristors antiparallèles

Aujourd'hui, de nouveaux algorithmes et dispositifs de protection ont été proposés dans la littérature. Un des problèmes majeurs dans le fonctionnement des éoliennes est comment éviter

la propagation des ondulations de tension bus continu (DC-link voltage ripples) afin d'améliorer la qualité de l'énergie. De nombreuses techniques ont été mises en place pour protéger la machine, le convertisseur statique et le bus continu [48], [70], [71].

1.8.3 Tenue en tension réduite (LVRT)

Les techniques LVRT pour le fonctionnement en toute sécurité de l'éolienne basé sur la MADA ont fait l'objet de plusieurs travaux de recherches [42], [67],[58], [72], [73],[51], [59]. Dans [53] les auteurs ont présenté les différentes méthodes d'amélioration de la LVRT pour les systèmes éoliens avec MADA. Ces méthodes peuvent être divisées en deux principales catégories (voir Figure 1.20).

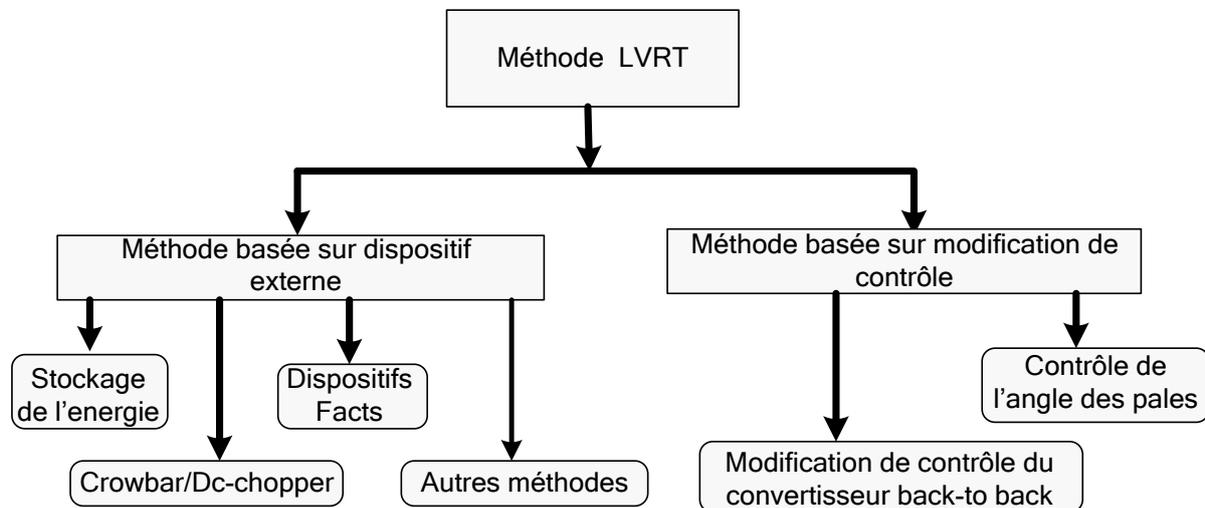


Figure 1.20: Méthode LVRT pour système éolien

La première catégorie consiste à ajouter des dispositifs externes, tels que le crowbar, le circuit de stockage de l'énergie, le dimensionnement des condensateurs du bus continu, ou dispositifs facts [65], [68]. Les dispositifs facts sont des équipements de compensation de charge réactive tel que le compensateur statique VAR (SVC) [42], le compensateur synchrone statique (STATCOM) [5], le restaurateur de tension dynamique (DVR) [71], etc. Ils permettent de supprimer le processus transitoire électromagnétique de la machine et offrir un soutien au réseau électrique en injectant une puissance réactive, mais l'inconvénient du coût élevé limite son développement à grande échelle.

La deuxième catégorie est basée sur la modification de la stratégie de commande, car la plupart des installations électriques avec vitesse variable utilisent la commande vectorielle, laquelle peut être modifiée pour remplir les exigences LVRT des opérateurs du réseau. Par

exemple, dans [45] et [68] les auteurs ont proposé la production d'une liaison de flux rotorique opposée à la composante continue transitoire et à la composante inverse du stator pour la suppression des effets de surintensités côté machine.

1.8.4 Amélioration de la LVRT avec crowbar actif

Le crowbar est une méthode de protection utilisée pour assurer le fonctionnement LVRT du système éolien lors d'un défaut réseau. Il permet d'isoler le CcM en court-circuitant les enroulements rotoriques jusqu'à ce que le flux naturel de la machine atteigne une valeur qui peut garantir le contrôle de la MADA. Lors du fonctionnement à tension réduite, l'éolien est commandé en injectant une puissance réactive de support conformément aux exigences de l'opérateur réseau. Le crowbar doit avoir la capacité d'être activé et désactivé sans déconnecter le système éolien du réseau électrique. Ceci est réalisé grâce au crowbar actif à base d'IGBT, qui permet d'ouvrir et de fermer le circuit crowbar en commutation forcée [49], [74].

Pendant l'activation du crowbar, les enroulements rotoriques de la génératrice sont court-circuités et les courants rotoriques sont limités en fonction du dimensionnement de la résistance crowbar [50]. Selon [53], une fourchette probable de résistance crowbar est de 0,49-1,24pu. L'activation du crowbar a pour conséquence la déconnexion du CcM et la MADA devient similaire à la machine asynchrone à cage d'écureuil classique. La contrôlabilité indépendante de la puissance active et réactive est perdue [65][54], [62], [69]. Mais, puisque le CcR n'est pas directement couplé aux enroulements de la génératrice, il n'a pas besoin d'être court-circuité. Ainsi, il peut être utilisé comme un STATCOM pour produire de la puissance réactive [42], [42], [68]. Le crowbar est une méthode simple mais efficace de LVRT pour les systèmes éoliens avec MADA en raison de la caractéristique transitoire de la composante du flux naturel de défaut.

1.9 Les ondulations du bus continu

1.9.1 Identification du problème

Le bus continu du convertisseur de puissance back-to-back est composé d'un condensateur en parallèle avec une résistance de valeur très élevée. Il agit comme un système de stockage d'énergie continu et filtre les variations de la tension continue avant son traitement dans la partie onduleur. La puissance continue filtrée est ensuite introduite dans le CcR, qui convertit cette tension DC stable pour produire une puissance alternative avec la fréquence et la tension désirée [75][3][76]. Cependant, il est montré dans [77]–[81],[82] que la puissance instantanée

d'un convertisseur de puissance, connecté au réseau, comporte à la fois une partie continue et une partie fluctuante. La partie continue est transférée à la charge tandis que, la partie fluctuante doit être absorbée par un élément régulant de puissance instantanée généralement réalisé par le condensateur du bus continu [82], [83][45]. Mais, malheureusement, le processus d'absorption du condensateur crée les ondulations de tension V_{dc} [82][79]. Ces ondulations doivent rester dans des limites prédéterminées, définies par la topologie du convertisseur connecté au réseau et la tension nominale du condensateur de liaison. Ainsi, nous pouvons éviter de violer à la fois le fonctionnement du convertisseur et la tension nominale du bus continu [82][84]. Pour mieux gérer ces problèmes d'ondulations, la commande du bus continu joue un rôle clé afin de réduire les fluctuations de tension du bus continu [85]. Généralement, la tension du bus continu est régulée à une valeur constante. En mode défaut on note souvent des surtensions et oscillations côté bus continu.

1.9.2 Etat de l'art des commandes minimisant les ondulations

La réduction des fluctuations du bus continu et du couple de la machine lors du fonctionnement de la MADA en mode défaut fait l'objet de plusieurs recherches et constitue aujourd'hui une problématique pour l'amélioration de la qualité d'énergie. De nombreuses stratégies de commande ont été proposées dans la littérature pour éviter les ondulations et surtensions du bus continu. Les travaux de recherche les plus récents dans ce domaine ont été réalisés sur la conception de commande améliorée visant à minimiser les ondulations de tension du bus DC et améliorer la réponse transitoire du système. Les auteurs de [24],[86] ont introduit une technique de protection pour limiter les ondulations du bus continu avec une stratégie de contrôle améliorée du convertisseur côté réseau (CcR) en mode défauts. Cependant, même si cette technique maintient bien la tension du bus continu constante et stable pour un creux de tension pas très profond, elle ne garantit pas de bonnes performances au niveau du courant triphasé et puissance statorique. D'autres méthodes de commande ont été rapportées dans la littérature.

Dans l'article [87], une commande basée sur un observateur d'état amélioré est présentée pour contrôler la tension du bus continu. Certes, il présente un bon rejet de perturbation mais son algorithme reste compliqué. La référence [88] a proposé un convertisseur clampé à point neutre back-to-back pour maintenir constante la tension du bus continu pendant les creux de tension du réseau, en stockant le surplus de puissance active de l'inertie de la génératrice. La commande par mode glissant est utilisée dans [89] et [90] pour améliorer la stabilité de la

tension du bus DC à la boucle externe du convertisseur côté réseau, fournissant une réponse transitoire améliorée et un comportement en régime permanent stable. L'auteur dans l'article [83], propose une conception dynamique de la tension de référence du bus continu du fait que le PI traditionnel ne garantit pas des performances satisfaisantes à cause du problème de l'intégrateur anti windup. Récemment, une commande de courant prédictive anti-windup est introduite par [91] pour étudier les dépassements transitoires de courant et les ondulations de tension du bus continu.

D'autre part, il est démontré dans [86], [92] que lorsque des creux de tension se produisent, un courant de grande amplitude et une tension élevée sont induits aux enroulements du rotor au point de connexion de la MADA avec le réseau, ce qui peut endommager le convertisseur côté rotor et augmenter la tension du bus continu. Dans [92], il est montré que la désactivation du convertisseur côté rotor entraîne une forte demande de puissance réactive, créant ainsi une instabilité de la tension du réseau. Les éoliennes doivent rester connectées au réseau et contribuer activement à la stabilité du système conformément au LVRT [88][42], [45], [62], [64], [93]. De nombreux travaux ont été réalisés sur la commande des éoliennes avec MADA afin d'éviter la déconnexion de la turbine en cas de défaut [86], [88], [94],[67], [71],[42] .

Les auteurs dans [95], proposent une commande du bus continu avec un régulateur PI adaptatif plus une action anti-windup. Cette méthode permet d'obtenir une réponse transitoire rapide, un faible taux d'ondulation de tension du bus continu, de distorsion harmoniques (THD) et un bon rejet des perturbations après un changement de consigne.

Dans la référence [75], une méthode de filtrage du bus continu pour réduire les ondulations de couple et de puissance est étudiée dans une configuration où la tension du bus continu est régulée par le CcM avec différentes options de filtrage. Récemment, plusieurs auteurs [96], [97] ont proposé une régulation du bus continu basée sur une analyse de puissance instantanée. Cependant, cette approche ne peut pas garantir de bonnes performances en cas de défaillance du réseau ayant comme conséquence une déviation de la tension du bus continu si un circuit de protection n'est pas utilisé et activé même en cas de chute de tension moyenne. Des solutions ont été proposées aux références [98],[10],[99],[100] sans l'utilisation d'un circuit de protection, cependant la réponse transitoire à l'étape de l'élimination du défaut reste mitigée.

Les auteurs [92],[101],[102] ont développé, pour un réseau d'onduleurs photovoltaïques à deux étages connectés au réseau, une stratégie de commande adaptative pour le contrôle de la tension bus continu pendant le passage LVRT. En cas de défaut réseau déséquilibré, deux

approches principales ont été présentées dans la littérature pour résoudre les problèmes liés au bus continu. Certains articles traitent ce problème de fluctuations de tension en ajoutant la décomposition de séquence, alors que d'autres traitent ce problème sans décomposition de séquences. Les deux approches ont une similarité en utilisant soit : la méthode *feed-forward*, contrôle résonnant ou contrôle du courant double (*dual current*).

Même si, la méthode *feed-forward* élimine l'impact causé par la chute asymétrique de la tension du réseau sur le bus continu [103]–[106][107], son inconvénient majeur est que les performances de la commande peuvent être dégradées par le retard de la réponse ; aussi le *feed-forward* produit un bruit à haute fréquence [106], [108].

Étant donné que la fréquence d'ondulation de tension du bus continu est deux fois supérieure à la fréquence du réseau, un régulateur résonnant est souvent ajouté au régulateur de Vdc pour augmenter le gain de la boucle de Vdc à deux fois la fréquence du réseau [104],[103],[106]. Ce faisant, le gain de la boucle sera suffisamment important pour rejeter les perturbations. Ensuite, une tension constante du bus DC est obtenue. Bien que le régulateur résonnant supplémentaire présente un bon rejet des perturbations, il peut réduire la marge de phase du système lorsque la fréquence de résonance est proche ou inférieure à la fréquence de transition de la boucle de tension continue [103],[109],[110],[18]. Généralement, dans les systèmes éoliens avec MADA à grande échelle, la fréquence de commutation du convertisseur est comprise entre 2 et 5 kHz. Par conséquent, l'utilisation du régulateur résonnant pour la tension du bus DC n'est pas la meilleure option pour les convertisseurs associés à la MADA si l'on considère la stabilité du système puisque la bande passante de la boucle externe est normalement inférieure à 100 Hz, en plus d'une boucle externe de dynamique lente.

1.10 Problématique du travail

Aujourd'hui les systèmes de production d'énergie éolienne avec MADA sont très répandus. Les difficultés dans le fonctionnement de la MADA sont leur sensibilité aux perturbations du réseau due au fait que son stator est directement connectée à ce dernier en plus du dimensionnement de son convertisseur réduite en puissance. La connexion directe du stator au réseau entraîne le fait que si le réseau subit une chute de tension, la tension du stator change brusquement et si ce changement n'est pas immédiatement compensé par la tension du rotor, un courant de perturbation se propage sur les enroulements statoriques et rotoriques [6]. Des transitoires de couple, de puissance active et réactive suivront en conséquence, l'oscillation du couple se traduit par une contrainte mécanique considérable sur l'arbre de la turbine. De plus,

la perturbation du courant statorique est transmise au rotor, provoquant des courants incontrôlables qui peuvent endommager le convertisseur côté rotor en raison des surintensités et surtensions du bus continu.

L'étude bibliographique nous a permis de prendre connaissance des recherches les plus récentes et les problèmes souvent évoqués ainsi que de dégager les avantages et inconvénients des systèmes proposés. Actuellement, la réduction des fluctuations du bus continu est au cœur de la recherche. Certes, des commandes améliorées pour une meilleurs LVRT et des performances transitoires rapides occupent une bonne partie de la littérature. Mais, la minimisation des phénomènes de dépassement, fluctuations et réponse transitoire sévère de la tension du bus continu pendant le défaut peut être encore amélioré.

Avec les nouvelles exigences des opérateurs des réseaux (GCR), la déconnexion des éoliennes n'est plus acceptée même si le défaut est propre en eux afin d'assurer la stabilité du système d'alimentation. Mais, force est de noter que, ces défauts engendrent de graves conséquences sur les performances du système de commande telle qu'une augmentation des fluctuations de tension du bus continu. La non-prise en compte de ses ondulations de tensions (DC-link voltage ripples) peut entraîner la propagation des harmoniques à la sortie du CcR, la détérioration des performances des régulateurs PI, réduction de la durée de vie du condensateur de liaison et la déviation de la tension au Point de Couplage Commun (PCC).

Pour y remédie, nous avons conduit nos travaux de recherches vers l'amélioration des performances de la commande du système en présence de défauts réseaux.

1.11 Objectifs de la thèse

L'objectif principal de cette thèse est de contribuer à l'amélioration des performances de la commande du système éolien avec MADA. Particulièrement nous nous intéressons à la réduction des ondulations côté bus continu afin d'améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau électrique.

1.12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'état de l'art des éoliennes avec MADA. Une revue bibliographique sur les différentes composantes du système éolien basé sur la MADA ainsi que les récentes méthodes de commande ont été effectuées. Une étude particulière est menée sur le comportement du système face aux creux de tensions sévères. Les différentes stratégies de

commande pour une bonne régulation des puissances du système ainsi que les exigences de l'opérateur réseau ont été présentées. Les méthodes LVRT avec crowbar sont aussi revues. Enfin, la dernière partie est consacrée aux méthodes de commandes améliorées du bus continu visant la réduction des fluctuations du bus continu et l'amélioration de la qualité d'énergie injecté au réseau.

CHAPITRE 2 :

MODÉLISATION ET COMMANDE DU SYSTÈME ÉOLIEN AVEC MADA

2 Modélisation et commande du système éolien avec MADA

2.1 Introduction

L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent au moyen de ses pales aérodynamiques et la transforme en une puissance mécanique rotative à l'arbre du générateur. Pour les éoliennes à grande puissance, la vitesse de rotation varie entre 5 et 16 trs/min, d'où la nécessité d'un multiplicateur de vitesse pour adapter la faible vitesse de rotation mécanique de la turbine à la vitesse élevée de la génératrice électrique comme l'illustre la Figure 2.1. Aujourd'hui, les éoliennes avec génératrice asynchrone doublement alimentée (GADA) et convertisseur de puissance réduite dominant le marché. Mais à l'avenir, pour obtenir des performances optimales, les générateurs synchrones à aimants permanents multipolaires (GSAP) avec des solutions simples ou sans boîte de vitesses associées à un convertisseur de puissance à échelle complète, pourraient prendre le relais [11].

Actuellement, les systèmes de génération d'énergies éoliennes d'une puissance de 1 MW et plus utilisent presque exclusivement la machine asynchrone doublement alimentée (MADA) [11]. Celle-ci présente des avantages déterminant pour la production d'énergie électrique dans le marché des turbines éoliennes de grande puissance. Le système éolien basé sur la MADA est constitué d'une turbine éolienne, d'une génératrice asynchrone à double alimentation, de deux convertisseurs de puissance et un filtre triphasé de courant. La turbine éolienne entraîne la MADA avec une vitesse de rotation variable à travers un multiplicateur de vitesses. Le stator de la machine est directement connecté au réseau alors que le rotor est alimenté par réseau à travers deux convertisseurs qui permettent un transfert bidirectionnel de puissance. Ces deux convertisseurs sont mis en cascade à travers un bus continu (voir Figure 2.1). La présentation des modèles dynamiques des sous-ensembles du système éolien ainsi constitué, fera l'objet de ce deuxième chapitre.

2.2 Système d'étude et stratégie de commande

La Figure 2.1 illustre l'architecture du système étudié où le convertisseur côté machine est désigné par CcM et celui de côté réseau par CcR. Nous avons développé pour chacun de ces deux convertisseurs une commande vectorielle classique.

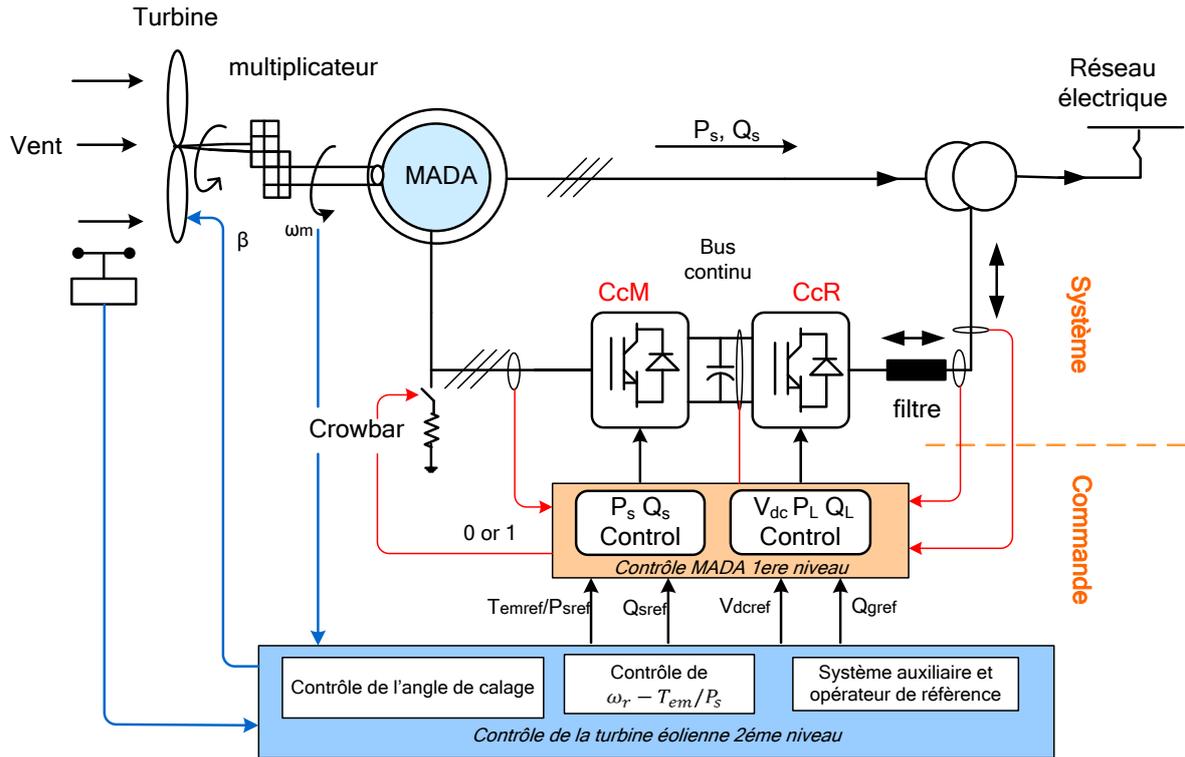


Figure 2.1: Système d'étude (éolien à base de la MADA)

La puissance active totale générée par éolienne en négligeant les pertes par commutation du convertisseur est donnée par l'expression (2.1).

$$P_g = P_s + P_r = (1 \pm g)P_s \quad (2.1)$$

Où P_g est la puissance totale générée par la génératrice; g est le glissement; P_s est la puissance active du stator et $P_r = \pm gP_s$ est la puissance active du rotor. Dans l'expression (2.1), la puissance active du rotor est positive lorsque la génératrice fonctionne en mode hyper-synchrone alors qu'elle est négative lorsqu'elle fonctionne en mode hypo-synchrone.

2.2.1 Principe aérodynamique des éoliennes

La puissance disponible dans le vent traversant une section de surface $s = \pi R^2$ dépend du cube de la vitesse de vent et de la densité de l'air.

Ainsi :

$$P_w = 0.5 \rho \pi R^2 V_w^3 \quad (2.2)$$

La puissance mécanique produite par la turbine éolienne en présence du vent est donnée par :

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.3)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V_w} \quad (2.4)$$

Avec

- $C_p(\lambda, \beta)$: Coefficient de puissance
- λ : la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent,
- β : L'angle de calage des pales (deg);
- R : Rayon de l'aérogénérateur ou longueur des pales (m)
- Ω_t : la vitesse de rotation de turbine éolienne (rad /s);
- V_w : la vitesse du vent (m/s);
- ρ : La densité volumique de l'air (approximativement 1,225kg/m3).

On retrouve dans la littérature plusieurs types de modélisation du coefficient de puissance, généralement valables pour une turbine particulière : chaque turbine possède un comportement spécifique. Ainsi, tout le monde est confronté à ce problème de modélisation du coefficient de puissance. Néanmoins la modélisation utilisée dans ce travail apparaît dans d'autres références [3],[111], [112]. Elle a l'avantage de se présenter sous la forme d'une seule équation, valable quel que soit l'angle de calage β et quel que soit le rapport de vitesse λ . Le coefficient de puissance C_p est en fonction du rapport de vitesse et de l'angle de calage des pales β . Ainsi l'expression du coefficient de puissance est donnée par l'équation (2.5):

$$C_p = f(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp\left(\frac{C_5}{\lambda_i} - C_6 \lambda \right) \quad (2.5)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V_w}, \quad (2.4) \quad \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (2.6)$$

Tableau 2 : Coefficients du modèle de la turbine

Coefficient	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Valeurs	0.5176	116	0.4	5	21	0.0068

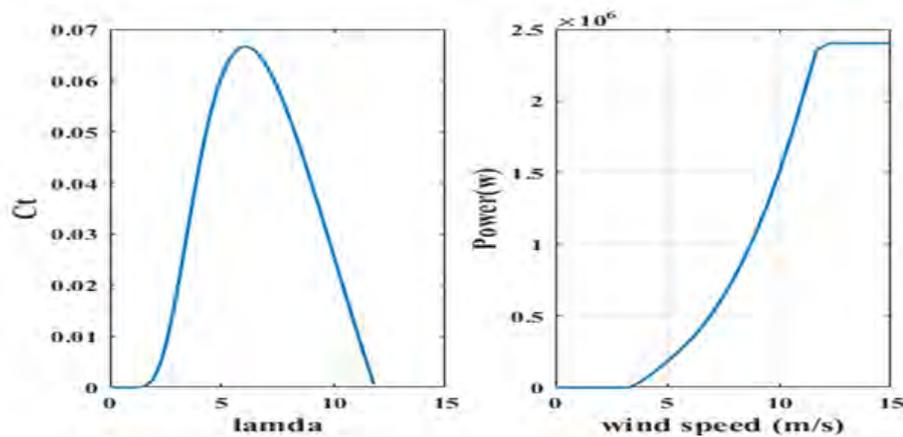


Figure 2.2 : Caractéristique du coefficient de puissance, avec un angle de calage fixe pour une éolienne de 2MW.

2.2.2 Turbine éolienne et multiplicateur de vitesse

Le modèle dynamique de la turbine éolienne est le modèle à une masse [113] et est illustré à la Figure 2.3.

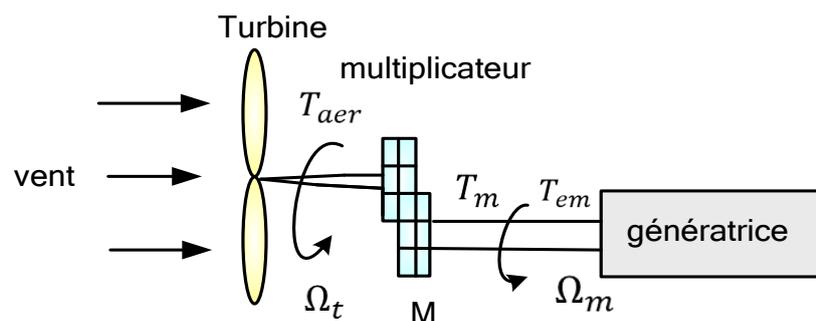


Figure 2.3 : Modèle à une masse de la partie mécanique ramenée à l'arbre du générateur

Les hypothèses posées sont : On néglige l'inertie de l'axe lent et du multiplicateur par rapport à l'inertie des pales, les frottements sont négligés, l'inertie de la génératrice peut être négligée devant celle de la turbine. Le multiplicateur a pour objectif d'adapter la vitesse de rotation de la turbine à celle de la génératrice. Elle permet de convertir la vitesse réduite des pales en une vitesse élevée nécessaire pour la machine électrique selon le rapport de multiplication M (voir

Figure 2.4). Cette grandeur définit le couple mécanique et la vitesse de rotation de la machine comme suit

$$\begin{cases} T_{aer} = MT_m \\ M\Omega_t = \Omega_m \end{cases} \quad (2.7)$$

Avec

- Ω_m et T_m sont la vitesse de rotation et le couple de la turbine sur l'arbre de la génératrice
- Ω_t et T_{aer} sont la vitesse de rotation et couple de la turbine éolienne sur l'axe lent

Alors, l'équation dynamique de la turbine éolienne est donnée par :

$$j \frac{d\Omega_m}{dt} = T_m - T_{em} \quad (2.8)$$

$$j = \frac{j_p}{M^2}$$

j_p : L'inertie des pales et j est l'inertie totale déplacée sur l'axe rapide de la génératrice.

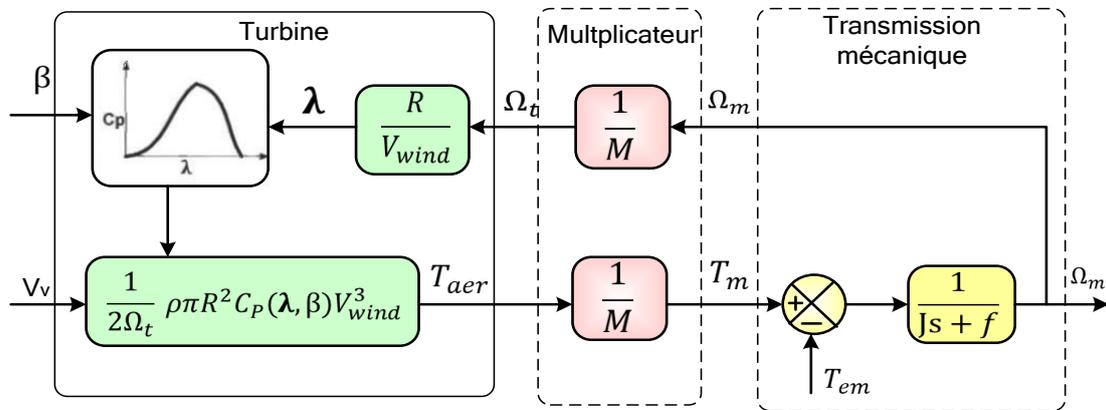


Figure 2.4 : Modèle de l'ensemble turbine éolienne et génératrice

2.2.3 Machine asynchrone doublement alimentée

Le schéma équivalent monophasé de la MADA donné à la figure 2.5 permet de rappeler les paramètres utilisés dans les équations de la MADA.

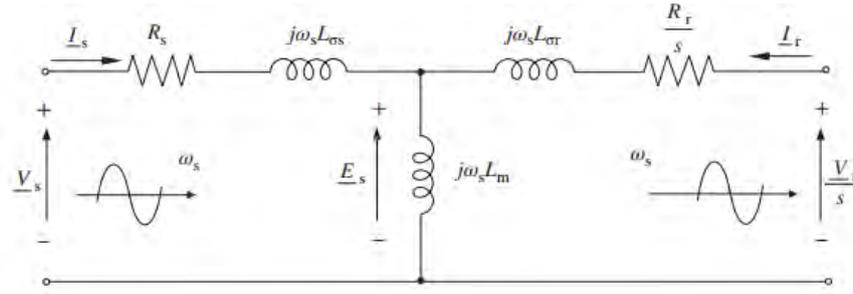


Figure 2.5 Schéma équivalent monophasé de la MADA

Cette modélisation suppose les hypothèses simplificatrices suivantes : entrefer constant, influence de l'échauffement non pris en compte, circuit magnétique non saturé et pertes ferromagnétiques négligeables.

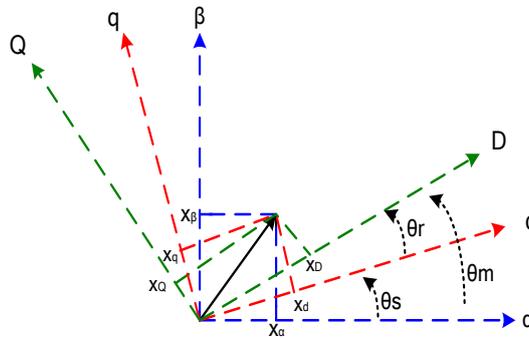


Figure 2.6 : Référentiel pour la représentation de la MADA dans l'espace vectoriel

La Figure 2.6 présente les différents repères pour modéliser la machine: le repère $\alpha\beta$ lié au stator, le repère DQ lié au rotor défini par θ_m et le repère dq quelconque défini par l'angle θ_s entre l'axe d et la phase a du stator.

Les indices "s", "r" et "a" sont utilisés pour indiquer qu'un vecteur est dans le repère lié au stator, au rotor ou au champ tournant respectivement. En utilisant la transformation de Park directe et inverse, un vecteur peut être représenté dans l'une de ces trois repères [3][31]. Ainsi, en utilisant la théorie des vecteurs spatiaux, les trois enroulements statoriques et rotoriques séparés, peuvent être représentées par deux bobines dans le repère $\alpha\beta$.

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\varphi}_s^s}{dt} \quad (2.9)$$

$$\vec{v}_r^s = R_s \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\varphi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\varphi}_r \quad (2.10)$$

La projection de ces vecteurs dans le repère $\alpha\beta$ donne les relations exprimées dans (2.11) et (2.12).

$$\begin{cases} v_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} + \frac{d\varphi_{\alpha s}}{dt} \\ v_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \frac{d\varphi_{\beta s}}{dt} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$\begin{cases} v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d\varphi_{\alpha r}}{dt} + \omega_m \varphi_{\beta r} \\ v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d\varphi_{\beta r}}{dt} - \omega_m \varphi_{\alpha r} \end{cases} \quad (2.12)$$

Les composantes des flux statoriques et rotoriques peuvent être exprimé comme suit

$$\vec{\varphi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \rightarrow \begin{cases} \varphi_{\alpha s} = L_s i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \\ \varphi_{\beta s} = L_s i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \end{cases} \quad (2.13)$$

$$\vec{\varphi}_r^s = L_r \vec{i}_r^s + L_m \vec{i}_s^s \rightarrow \begin{cases} \varphi_{\alpha r} = L_m i_{\alpha s} + L_r i_{\alpha r} \\ \varphi_{\beta r} = L_m i_{\beta s} + L_r i_{\beta r} \end{cases} \quad (2.14)$$

Le couple électromagnétique crée par la machine peut être exprimé comme suit:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \text{Im}\{\varphi_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p (\varphi_{\beta r} i_{\alpha r} - \varphi_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} T_{em} &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\varphi_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \text{Im}\{\vec{\varphi}_s^* i_s\} = \frac{3 L_m}{2 L_s} p \text{Im}\{\vec{\varphi}_r^* i_s\} \\ &= \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} p \text{Im}\{\vec{\varphi}_r^* \varphi_s\} = \frac{3}{2} L_m p \text{Im}\{i_s \vec{i}_r^*\} \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\text{Ou } \sigma = 1 - \frac{L_m}{L_s L_r}$$

En réarrangeant les expressions (2.11) et (2.14) on peut développer le modèle de la machine dans l'espace vectorielle qui est très utile pour la simulation et l'analyse.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\varphi}_s^s \\ \vec{\varphi}_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\varphi}_s^s \\ \vec{\varphi}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Il s'y rajoute l'équation mécanique (2.18) qui décrit le comportement de la vitesse du rotor :

$$T_{em} - T_{ch} = j \frac{d\Omega_m}{dt} \quad (2.18)$$

Dans le repère dq les équations des tensions statoriques et rotoriques sont les suivantes :

$$\vec{v}_s^a = R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\varphi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\varphi}_s^a \quad (2.19)$$

$$\vec{v}_r^a = R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\varphi}_r^a}{dt} + j\omega_r \vec{\varphi}_r^a \quad (2.20)$$

La projection de ces vecteurs dans le repère dq tournant à la vitesse synchrone donne les relations exprimées dans (2.21) et (2.22).

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_s \varphi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega_s \varphi_{ds} \end{cases} \quad (2.21)$$

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - \omega_r \varphi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + \omega_r \varphi_{dr} \end{cases} \quad (2.22)$$

Les expressions des flux statoriques et rotoriques sont données par les équations (2.23) et (2.24)

$$\vec{\varphi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (2.23)$$

$$\vec{\varphi}_r^s = L_r \vec{i}_r^s + L_m \vec{i}_s^s \quad (2.24)$$

2.2.4 Convertisseur de puissance

Les deux convertisseurs de puissance utilisés sont à deux niveaux et contrôlés par MLI fonctionnant à fréquence variable. Les interrupteurs sont à base d'IGBT montés en anti parallèle avec des diodes. Dans le cadre de cette étude nous les considérons comme des interrupteurs idéaux, bidirectionnels en courant et commandés à la fermeture et à l'ouverture.

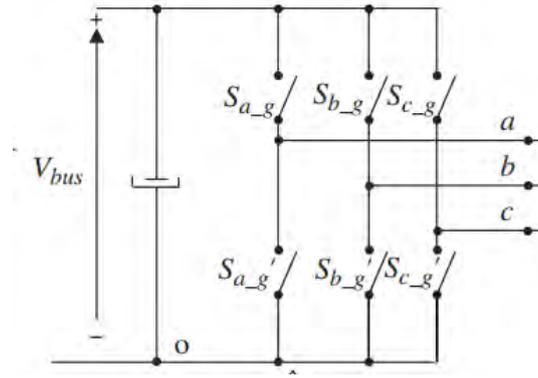


Figure 2.7 : Convertisseur de puissance deux niveaux à base IGBT

Le vecteur de la tension fourni par l'onduleur s'exprime en fonction de la tension continue Vdc et de l'état des interrupteurs $S_{k=a,b,c}$ selon l'équation suivant :

$$V_{gabc} = \sqrt{\frac{3}{2}} V_{bus} (s_a + s_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + s_c e^{j\frac{4\pi}{3}}) \tag{2.25}$$

2.2.5 Bus continu

Les deux convertisseurs du système éolien (côté machine et côté réseau) sont interconnectés par l'intermédiaire d'un bus DC qui autorise ainsi un transfert de puissance entre deux sources à fréquences différentes (Figure 2.8). Grâce à l'énergie stockée dans le condensateur (ou une combinaison de plusieurs condensateurs), il essaie de maintenir une tension constante à ses bornes. La Figure 2.8 présente le modèle simplifié du bus continu. Il est composé d'un condensateur en parallèle avec une résistance de valeur élevée.

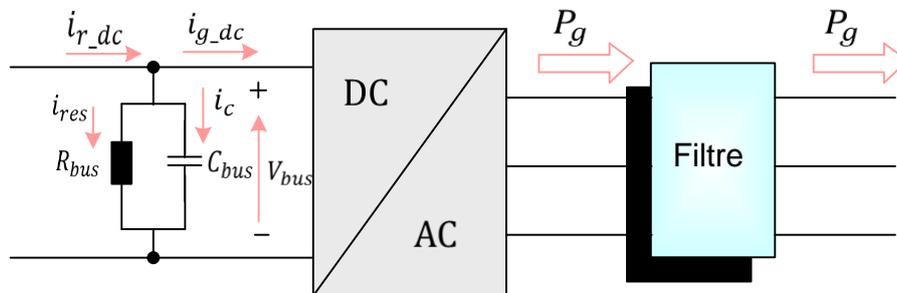


Figure 2.8: Schéma du système bus continu et convertisseur côté réseau

Pour en déduire le modèle du bus continu, la tension V_{us} doit être calculée. Cette tension dépend du courant traversant le condensateur :

$$V_{bus} = \frac{1}{C_{bus}} \int i_c dt \quad (2.26)$$

Le courant traversant le condensateur peut être calculé comme suit :

$$i_c = i_{r_dc} - i_{g_dc} - i_{res} \quad (2.27)$$

Avec :

- i_{g_dc} : Courant continu circulant du rotor au bus DC (A)
- i_{g_dc} : Courant continu circulant du bus DC au réseau (A)
- i_{res} : Courant à travers la résistance (A)

Les courants continus peuvent être calculés comme suit à partir des courants alternatifs de sortie des convertisseurs :

$$\begin{cases} i_{r_dc} = s_{ar} \cdot i_{ar} + s_{br} \cdot i_{br} + s_{cr} \cdot i_{cr} \\ i_{g_dc} = s_{ag} \cdot i_{ag} + s_{bg} \cdot i_{bg} + s_{cg} \cdot i_{cg} \end{cases} \quad (2.28)$$

Le courant traversant la résistance est égale à :

$$i_{res} = \frac{V_{bus}}{R_{bus}} \quad (2.29)$$

Par conséquent, suites à cette étude, le modèle du bus continu peut être illustré comme présenté dans la Figure 2.9.

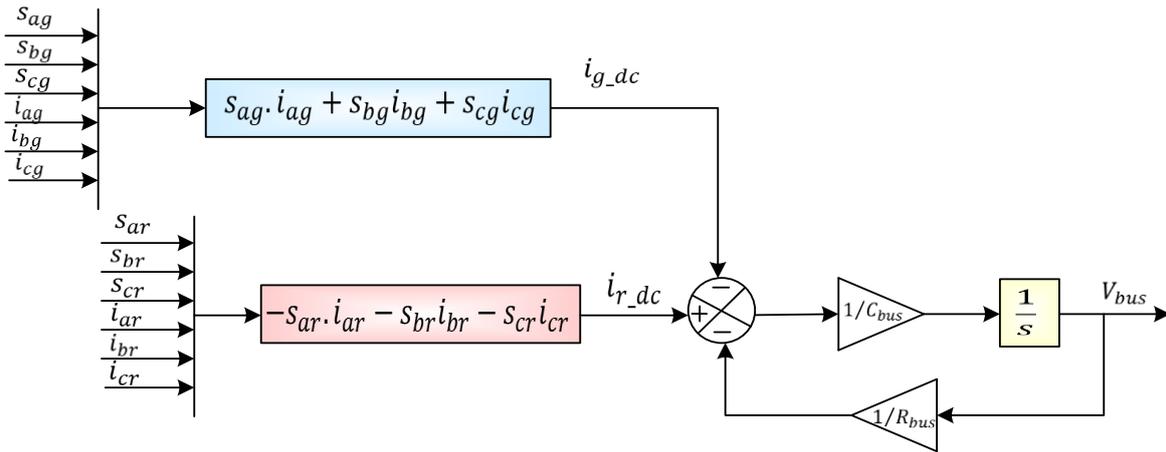


Figure 2.9 : Modèle du bus continu

2.2.6 Filtre de sortie

Le filtre de sortie est modélisé par l'équation (2.30) :

$$V_f = R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} + V_g \quad (2.30)$$

Avec V_f tension à la sortie du CcR, V_g tension à l'entrée du transformateur, R_f et L_f les paramètres du filtre et i_f le courant du filtre.

2.2.7 Transformateur

Le transformateur est un élément essentiel dans la chaîne de conversion. Il joue un rôle double: d'un côté, l'isolation galvanique et d'un autre côté l'élévation de la tension générée par le système éolien afin de l'adapter à la tension réseau. Comme l'impédance du transformateur a été intégrée avec l'impédance de ligne, et pour des raisons de simplification, on peut limiter son modèle à un simple gain m_t [37]: $V_R = m_t V_S$

2.3 Stratégie de commande

2.3.1 Contrôle de la turbine éolienne

L'objectif principal du contrôle de la turbine est de maximiser la puissance produite par l'éolienne lorsque la vitesse du vent est en dessous de la valeur nominale et de limiter la puissance générée.

Sous l'hypothèse d'un couplage mécanique idéal et en négligeant les éventuelles pertes au multiplicateur de vitesse (gearbox), la puissance générée par la turbine éolienne P_t est intégralement transmise à l'arbre de la machine; ainsi $P_m = P_t$. Par conséquent, en évaluant les expressions (2.3) et (2.4) pour différentes vitesses de vent et différentes vitesses de rotation de l'éolienne (avec l'angle de calage maintenu constant jusqu'à sa position optimale β_{opt}), la puissance captée par le vent peut être représentée dans un espace tridimensionnel, comme illustré à la Figure 2.10a. Ceci est un exemple représentatif d'une éolienne de plusieurs mégawatts pour laquelle un rayon R spécifique a été sélectionné. On peut voir qu'à chaque vitesse de vent constante, la courbe présente un maximum de puissance générée à une vitesse de rotation spécifique. Cette propriété des éoliennes est exploitée au moyen du contrôle de vitesse variable, qui essaie toujours de choisir la vitesse de rotation appropriée à n'importe quelle vitesse de vent donnée, afin de capter la puissance maximale disponible, les points auxquels l'éolienne fonctionne sont également indiqués sur la Figure 2.10a. On peut noter qu'il n'est pas toujours possible de fonctionner aux points de puissance maximale des courbes. Cela est dû à la limitation des vitesses de rotation maximales Ω_{t_nom} et minimum Ω_{t_min} de l'éolienne. Selon la conception de la turbine, la vitesse est limitée par des problèmes d'efficacité et de sécurité. Pour la plupart des concepteurs de turbines, ces limitations de vitesse donnent quatre zones de fonctionnement relatives à la vitesse de rotation. Les projections de la Figure 2.10a dans les trois plans illustrés à la Figure 2.10b-d aident à délimiter ces quatre zones de fonctionnement.

ZONE 1: Dans cette zone, la vitesse de rotation est limitée et maintenue constante à sa valeur minimale; par conséquent, il n'est pas possible d'extraire la puissance maximale du vent. Dans cet exemple d'éolienne, entre des vitesses de vent de 0,235 et 0,36 pu, la puissance captée n'est pas maximale.

ZONE 2: Dans cette zone, la vitesse de rotation peut varier en atteignant le point maximum des courbes de puissance. Au sein de cette zone, une stratégie de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est généralement réalisée. Par conséquent, entre des vitesses de vent de 0,36 et 0,73 pu, la vitesse de rotation est modifiée, recherchant toujours le maximum des courbes de puissance.

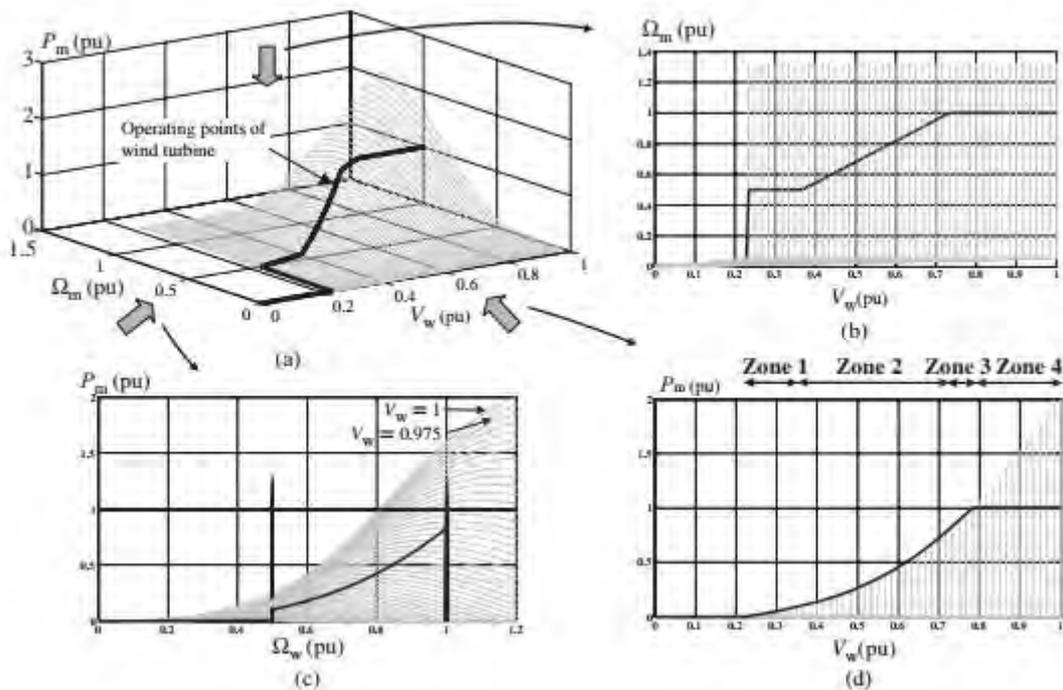


Figure 2.10 : Courbes de puissance d'un éolien multi-mégawatt à vitesse variable régulée par angle de calage. (a) $P_m = f(V_w, \Omega_m)$, (b) projection dans le plan (V_w, Ω_m) , (c) projection dans le plan (P_m, Ω_m) , (d) projection dans le plan (P_m, V_w) , cette courbe est normalement fournie par les fabricants [11]

ZONE 3: Cette zone apparaît pour certains turbines lorsque la vitesse de rotation maximale est atteinte mais pas celle de la puissance maximale. Pour ces turbines, entre des vitesses de vent de 0,73 et 0,78 pu, la vitesse de rotation doit être maintenue à la valeur maximale, bien qu'il ne soit pas possible de capter la puissance maximale du vent et, par conséquent, il ne fonctionne pas au maximum des courbes de puissance.

ZONE 4: cette zone commence lorsque la puissance captée est égale à la puissance nominale, qui est obtenu pour certaines turbine à 0,78 pu de vitesse de rotation. Dans cette zone, la puissance et la vitesse générées sont maintenues constantes à leurs valeurs maximales en modifiant l'angle de calage. Ainsi, les pales sont progressivement inclinées du vent, car il est possible de maintenir une puissance captée constante, même si la vitesse du vent augmente. Il faut souligner qu'il est possible de trouver dans la littérature des représentations légèrement alternatives des zones de contrôle de turbines présentées dans cette section.

2.3.1.1 Stratégie de maximisation de puissance MPPT

Le maximum power point tracking (MPPT) de la zone 2 peut être réalisé selon différentes philosophies de contrôle. Par exemple, il est possible d'utiliser un contrôle de vitesse indirect

(ISC) (Figure 2.11) en exploitant le fait que lorsque le coefficient de puissance C_{p_max} est maximale, la puissance générée suit une relation cubique avec la vitesse comme l'indique l'expression (2.31):

$$\begin{aligned}
 V_w = \frac{R\Omega_t}{\lambda_{opt}} &\Rightarrow T_{em} \\
 = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 \left(\frac{R\Omega_m}{\lambda_{opt} M}\right)^3 C_{p_max} &\Rightarrow \begin{cases} T_{em} = k_{opt}\Omega_m^2 \\ k_{opt} = \frac{1}{2}\rho\pi R^5 \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3 M^3} \end{cases} \quad (2.31)
 \end{aligned}$$

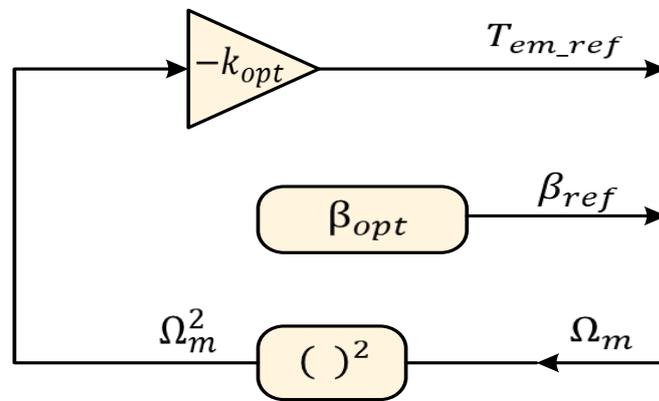


Figure 2.11 : Schéma fonctionnel de la MPPT avec contrôle indirect de vitesse

2.3.1.2 Contrôle de l'angle de calage (*Pitch angle control*)

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance extraite en jouant sur l'angle de calage β . Le mécanisme de positionnement des pales consiste à orienter les pales suivant un angle β_{ref} de référence par l'intermédiaire d'un système hydraulique ou électrique. Le choix de cet angle provient en général d'une boucle externe visant à réguler soit la vitesse de la turbine, soit la puissance mécanique générée. Avec un tel système, les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (*Pitch control*). Le principe de cette commande est de calculer le couple à appliquer sur les pales pour atteindre l'angle β_{ref} désiré. Ce principe est décrit par le modèle du premier ordre présenté à la Figure 2.12

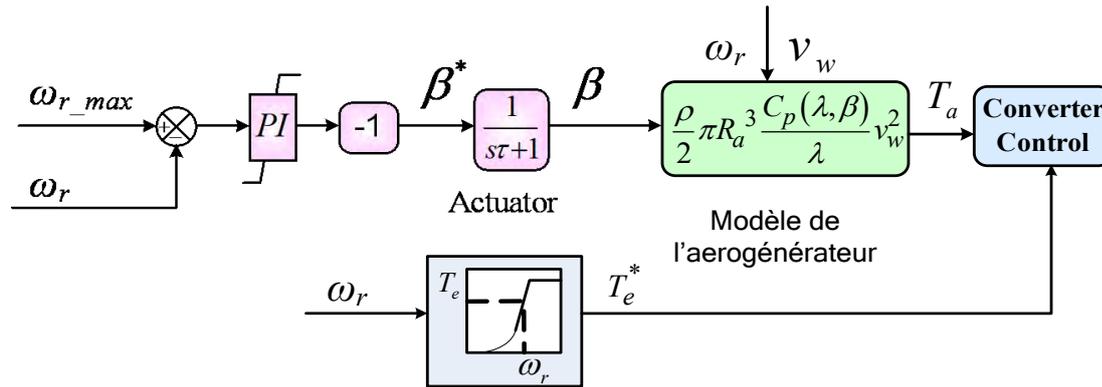


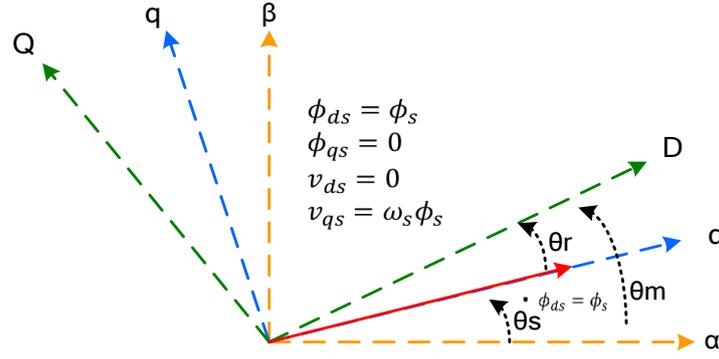
Figure 2.12 : Schéma fonctionnel de la commande de l'angle de calage des pales

2.3.2 Commande du convertisseur côté machine (CcM)

Le commande de la machine à travers le convertisseur côté machine doit assurer le couple nécessaire permettant de faire varier la vitesse mécanique de la génératrice afin d'extraire le maximum de puissance, en imposant des tensions rotoriques adéquates à la MADA. La référence de la puissance réactive est généralement nulle pour la stratégie de commande MPPT. De plus, la commande de ce convertisseur doit assurer le contrôle de la puissance active extraite et transmise (ce qui revient à une régulation du couple, ou de la vitesse) ainsi que le contrôle de l'état magnétique de la génératrice, (ce qui revient à une régulation de la puissance réactive).

2.3.2.1 Commande vectorielle à flux statorique orienté

En vue de la commande vectorielle de cette machine, il convient de choisir un référentiel lié au champ tournant, lequel serait relatif à la fréquence 50Hz. Le repère de Park serait, de ce fait, synchronisé avec le flux statorique. Ainsi, le vecteur flux statorique est aligné à l'axe d du référentiel dq d'où l'annulation de sa composante quadratique (Figure 2.13). En se basant sur ce choix d'orientation de flux statorique, il sera montré plus tard que la composante directe du courant rotorique est proportionnelle à la puissance réactive statorique et que la composante quadrature du courant rotorique est proportionnelle au couple électromagnétique ou à la puissance active statorique. En adoptant l'hypothèse d'une résistance statorique R_s négligeable et que le flux statorique est constant et orienté selon l'axe d , on a déduit les expressions sur la Figure 2.13:

Figure 2.13 : Stratégie d'orientation du flux statorique dans le repère dq

$$\begin{cases} \phi_s = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ 0 = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} i_{ds} = \frac{\phi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \\ i_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (2.32)$$

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} v_{qs} i_{qs} \\ Q_s = \frac{3}{2} v_{qs} i_{ds} \end{cases} \quad (2.33)$$

En remplaçant les courants statoriques par leurs expressions données dans le système (2.32), les équations ci-dessous sont obtenues :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} v_{qs} \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = \frac{3}{2} v_{qs} \left(\frac{\phi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \right) = -\frac{3}{2} \omega_s \phi_s \frac{L_m}{L_s} \left(i_{dr} - \frac{\phi_s}{L_m} \right) \end{cases} \quad (2.34)$$

$$Q_s = K_Q \left(i_{dr} - \frac{\phi_s}{L_m} \right) \quad (2.35)$$

Le couple électromagnétique est exprimé comme suit :

$$T_{em} = -\frac{3p}{2} \frac{L_m}{L_r} (\phi_{qs} i_{dr} - \phi_{ds} i_{qr}) \quad T_{em} = -\frac{3p}{2} \frac{L_m}{L_s} \phi_s i_{qr} = K_T i_{qr} \quad (2.36)$$

Ainsi, à partir des équations de tension rotorique du modèle dq de la machine, on substitue les équations (2.24) et (2.32) dans l'équation (2.22) on obtient la tension de référence généré par la commande:

$$\begin{cases} v_{dr} = (R_r + s\sigma L_r)i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} |\varphi_s| \\ v_{qr} = (R_r + s\sigma L_r)i_{qr} + \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} |\varphi_s| \end{cases} \quad (2.37)$$

2.3.2.2 Régulateur de courants

D'après l'équation (2.9), en supposant que la chute de tension dans la résistance du stator est faible, le flux statorique est constant car le stator est directement connecté au réseau à tension alternative constante ; par conséquent, le terme $\frac{d\varphi_s^s}{dt}$ est nul. Ces deux dernières équations (dans 2.37) montrent qu'il est possible d'effectuer un contrôle des courants rotoriques dq , simplement en utilisant un régulateur PI pour chaque composante de courant, comme le montre la figure 2.14. Les termes croisés de l'équation (2.37) peuvent être inclus à la sortie de chaque régulateur afin d'aider le système. Notons que le flux statorique et ω_r doivent être estimés afin de réaliser cet objectif. Pour la transformation des coordonnées du repère, l'angle θ_r doit être estimé. La commande doit être effectuée en coordonnées dq , mais la tension et les courants du rotor doivent être transformés en coordonnées DQ . Premièrement, il est possible d'obtenir l'angle du vecteur d'espace de tension du stator, puis de soustraire 90 degrés de cet angle estimé, et donc obtenir θ_s . Une *PLL* est utilisée pour effectuer la synchronisation avec le réseau, fournissant ainsi une robustesse à l'estimation et un rejet de perturbations et d'harmoniques. Dans les sections suivantes, des détails supplémentaires concernant la génération des références de courants sont fournis. Force est de noter que la génératrice utilisée présente un rapport de transformation entre le stator et le rotor différent de l'unité, et cela est considéré à l'étape de commande. Dans le schéma de commande présenté à la Figure 2.15, les boucles de courant fonctionnent avec les courants rotoriques référant au stator, tandis que la conversion en grandeurs référées au rotor est effectuée à l'étape de mesure des courants et avant la création des impulsions pour le convertisseur.

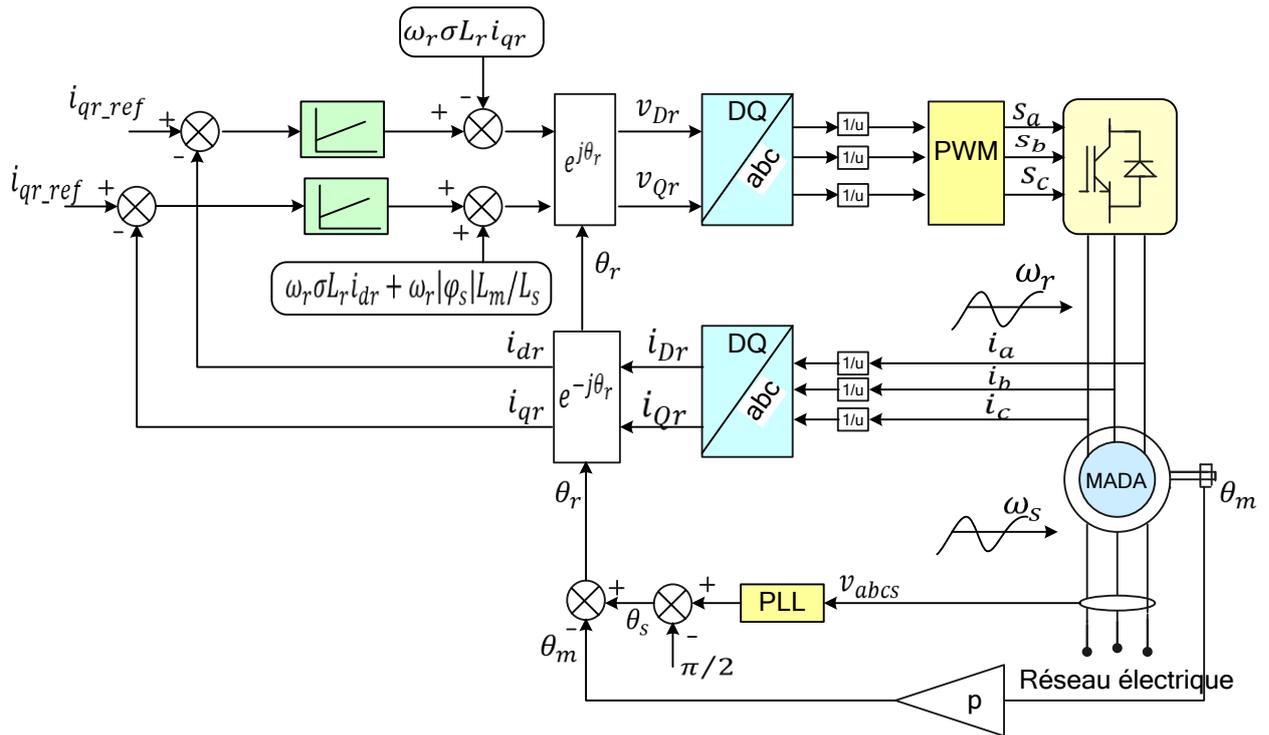


Figure 2.14 : Schéma fonctionnel de commande des courants du CcM

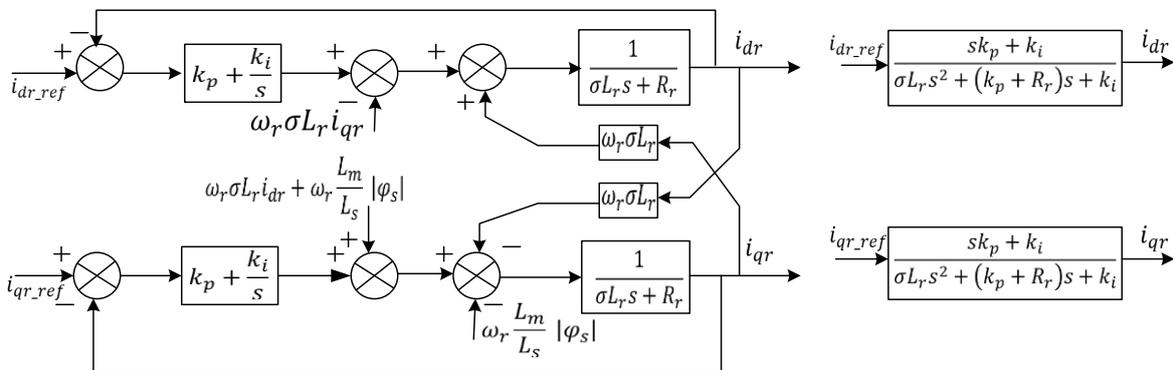


Figure 2.15 : Schéma fonctionnel de la régulation des courants dq par PI

La Figure 2.15 présente le schéma fonctionnel de la régulation des boucles de courants avec régulateur proportionnel intégrale et compensation des termes inverses à la sortie du PI. L'effet du retard par computation et/ou mesure est négligeable.

En considérant la relation entre la référence de courant et la valeur mesurée à la figure 2.15, la fonction de transfert en boucle fermée du système est donnée par l'équation (2.38):

$$\frac{i_{dr}}{i_{dr_ref}} = \frac{i_{qr}}{i_{qr_ref}} = \frac{sk_p + k_i}{\sigma L_r s^2 + (k_p + R_r)s + k_i} = \frac{(sk_p + k_i)/\sigma L_r}{s^2 + \frac{(k_p + R_r)s}{\sigma L_r} + \frac{k_i}{\sigma L_r}} \quad (2.38)$$

$$\frac{(sk_p + k_i)/\sigma L_r}{s^2 + \frac{(k_p + R_r)s}{\sigma L_r} + \frac{k_i}{\sigma L_r}} = \frac{(sk_p + k_i)/\sigma L_r}{s^2 + 2\varepsilon\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.39)$$

On choisit ε et ω_n de telle façon à avoir une réponse stable avec le minimum d'amortissement tout en gardant un temps relativement rapide correspondant à 5% égale à 0.02s

Ceci est réalisé en prenant $\varepsilon = 1$.

$$\frac{i_{dr}}{i_{dr_ref}} = \frac{i_{qr}}{i_{qr_ref}} = \frac{(sk_p + k_i)/\sigma L_r}{(s + \omega_n)^2} \quad (2.40)$$

$$k_p = 2\sigma\omega_n L_r - R_r \quad , \quad k_i = \sigma\omega_n^2 L_r \quad (2.41)$$

2.3.2.3 Régulateur de vitesse et de puissance

Pour générer les références des courants rotoriques les boucles externes de régulation de vitesse et de puissance réactive sont introduire afin de compléter la commande du CcM. Comme le flux statorique est aligné avec l'axe d du repère dq , le couple électromagnétique peut être simplifié comme suit:

$$\begin{aligned} T_{em} &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\varphi_{qs} i_{dr} - \varphi_{ds} i_{qr}) \Rightarrow T_{em} = -\frac{3P L_m}{2 L_s} \Phi_s i_{qr} \Rightarrow T_{em} \\ &= K_T i_{qr} \end{aligned} \quad (2.42)$$

Ce qui signifie que la composante q du courant rotorique est proportionnelle au couple. Avec i_{qr} il est possible de contrôler le couple. De manière similaire, en développant la puissance réactive statorique dans le repère dq , on obtient l'équation (2.43) qui montre que i_{dr} est responsable de la régulation de la puissance réactive statorique Q_s .

$$\begin{aligned} Q_s &= \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \Rightarrow Q_s = -\frac{3}{2} \omega_s \frac{L_m}{L_s} \varphi_s (i_{dr} - \frac{\varphi_s}{L_m}) \\ &\Rightarrow Q_s = K_Q (i_{dr} - \frac{\varphi_s}{L_m}) \end{aligned} \quad (2.43)$$

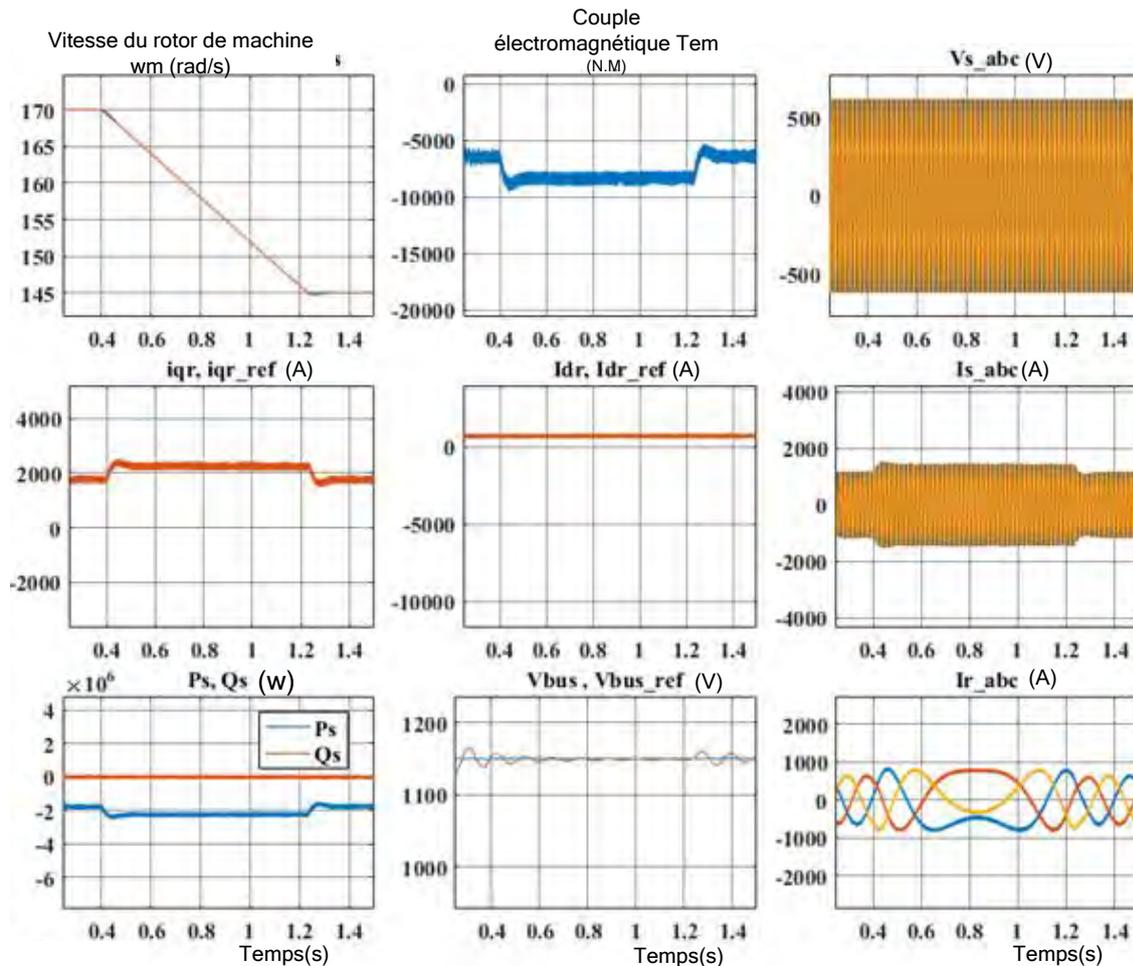


Figure 2.17 Réponse du système avec la stratégie de commande FOC

Afin de tester le fonctionnement de la stratégie de commande implémentée sur Matlab Simulink, nous avons simulé une éolienne de 2MW basé sur MADA. La simulation est effectuée avec une fréquence de commutation fixée à 10kHz et une tension du bus continu de 1150V. Cette valeur a été déterminée à partir de la tension nominale du rotor. Les courants statoriques et rotoriques ont respectivement une valeur nominale de 1760 A et 5866A. Les résultats de simulation présentés sur la Figure 2.17 montrent respectivement les réponses de la vitesse de rotation, le couple électromagnétique, tension du réseau, les courants rotoriques, et statoriques, ainsi que la puissance active et réactive statorique.

2.3.3 Commande du convertisseur côté réseau (CcR)

Comme c'est le réseau qui impose la tension, ce convertisseur sera commandé en courant pour contrôler la puissance (active et réactive) échangée avec le réseau. De plus, ce convertisseur doit assurer la connexion et déconnexion du réseau. Pour cela il doit pouvoir « surveiller le réseau » et se déconnecter en cas de nécessité ou se reconnecter quand toutes les

conditions sont réunies. Les conditions de connexion sont celles de la synchronisation, soit une égalité en amplitude, phase et fréquence des tensions issues du convertisseur avec les tensions du réseau. La Figure 2.18 présente le diagramme du convertisseur connecté au réseau à travers un filtre inductif et son système de commande. A partir des références V_{bus} et Q_g , il crée les impulsions pour les commutateurs commandés s_{ag} , s_{bg} et s_{cg} . A partir de la référence de tension du bus continu, son régulateur PI correspondant génère la valeur de référence de puissance active (P_{gref}) qui est ensuite transformée en une composante d du courant référence (i_{dg_ref}). A partir de la consigne de puissance réactive (Q_{gref}), la composante q de référence du courant réseau est généré (i_{qg_ref}). L'objectif de la commande du convertisseur côté réseau est de réguler la tension du bus continu, la puissance active et réactive transitant à travers ce dernier. Le facteur de puissance peut être fixé à 1 en imposant simplement une puissance réactive nulle dans certaines conditions il peut être nécessaire de générer une puissance réactive différente de zéro.

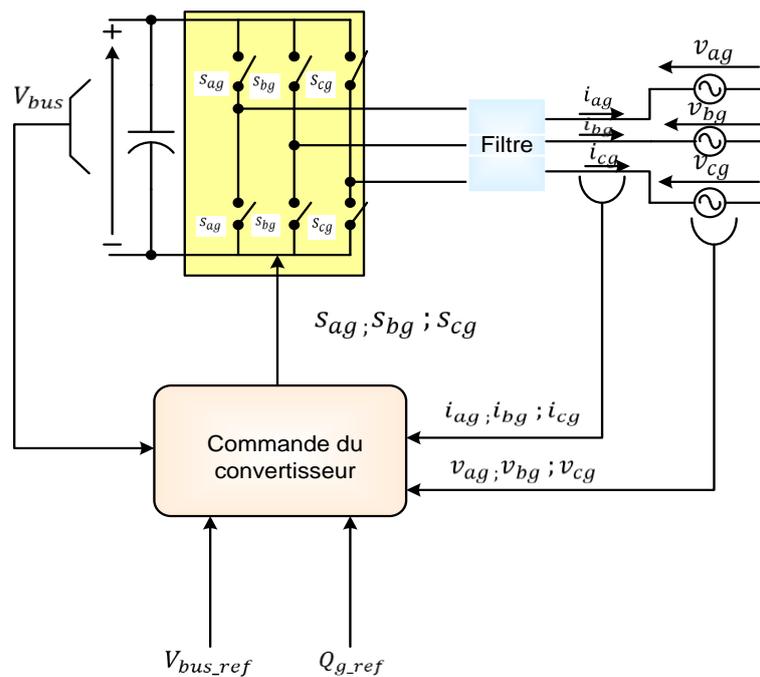


Figure 2.18 : Système de commande du CcR connecté au réseau

Une commande vectorielle avec l'orientation du repère de Park selon le vecteur de tension réseau est utilisée pour permettre un découplage entre le contrôle de la puissance active et réactive. Ceci conduit à écrire :

$$\begin{cases} v_{dg} = v_g \\ v_{qg} = 0 \end{cases} \quad (2.44)$$

La puissance active et réactive transitant à travers le convertisseur côté réseau, peuvent être exprimées en utilisant les composantes de Park des tensions apparaissant au niveau du filtre (v_{dg}, v_{qg}) et les courants traversant le filtre (i_{dg}, i_{qg}).

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2}(v_{dg}i_{dg} + v_{qg}i_{qg}) \\ Q_g = \frac{3}{2}(v_{qg}i_{dg} - v_{dg}i_{qg}) \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} P_g = \frac{3}{2}v_g i_{dg} \\ Q_g = -\frac{3}{2}v_g i_{qg} \end{cases} \quad (2.45)$$

Les courants de référence (i_{dg_ref}, i_{qg_ref}) qui permettent d'imposer les puissances de référence (P_{g_ref}, Q_{g_ref}) sont alors donnés par:

$$\begin{cases} i_{dg_ref} = K_{Pg} \cdot P_{g_ref} \\ i_{qg_ref} = K_{Qg} \cdot Q_{g_ref} \end{cases} \quad (2.46)$$

Avec

$$\begin{cases} K_{Pg} = \frac{1}{\frac{3}{2}v_{dg}} \\ K_{Qg} = \frac{1}{-\frac{3}{2}v_{dg}} \end{cases}$$

2.3.3.1 Régulation de courant côté réseau et filtrage

Le convertisseur côté réseau est connecté à ce dernier à travers un filtre inductif triphasé (Figure 2.19). Celui-ci a pour rôle d'atténuer les harmoniques de courants et des tensions générés par le convertisseur. Plusieurs topologies de filtres peuvent être trouvés dans la littérature à cause des caractéristiques de convertisseurs (topologie, tension et courant nominale, fréquence de commutation, ect), mais les plus répandus sont: le filtre inductif et le filtre LCL. Avec le filtre inductif L, le courant côté réseau est identique au courant à la sortie du convertisseur. Ainsi, les expressions mathématiques suivantes peuvent être exprimées uniquement avec le courant i_g .

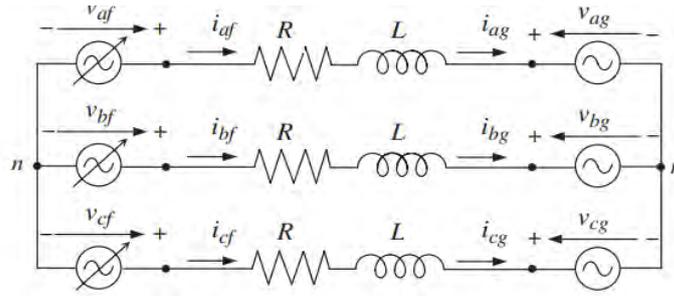


Figure 2.19 : Représentation triphasée de l'ensemble CcR, filtre inductif et réseau

Les équations électriques du filtre (R, L) connecté au réseau peuvent être simplifiées dans le référentiel dq comme suit:

$$\begin{cases} v_{dg} = R i_{dg} + L \frac{di_{dg}}{dt} - \omega_g L i_{qg} + v_g \\ v_{qg} = R i_{qg} + L \frac{di_{qg}}{dt} + \omega_g L i_{dg} \end{cases} \quad (2.47)$$

Les deux composantes directe et en quadrature du courant de filtre sont contrôlées par deux correcteurs PI qui génèrent les références des tensions à appliquer (v_{dg_ref} et v_{qg_ref}). La composante en quadrature est utilisée pour réguler la tension du bus continu tandis que la composante directe est utilisée pour réguler la puissance réactive. La Figure 2.20 présente le diagramme de commande des courants du convertisseur côté réseau dans le référentiel lié au champ tournant. Il comprend trois étages; correction, compensation et découplage. L'annulation des termes de couplage est également réalisée à la sortie des régulateurs PI. Les termes employés pour l'annulation sont déduits de l'équation (2.47) :

$$\begin{cases} e_{df} = -\omega_g L i_{qg} + v_g \\ e_{qf} = \omega_g L i_{dg} \end{cases} \quad (2.48)$$

2.3.3.3 Nœud de connexion et de synchronisation

Le système éolien est connecté au réseau électrique à travers le stator de la MADA ainsi que le filtre de sortie du convertisseur statique côté réseau. Les équations du nœud de connexion sont données comme suit :

$$i_g = i_s + i_r \quad (2.49)$$

$$v_g = v_s \quad (2.50)$$

Ainsi la tension du réseau et le stator de la MADA doivent être synchronisés. Dans la littérature spécialisée, il est possible de trouver de nombreuses méthodes de synchronisation. Une méthode simple mais efficace de synchronisation est le PLL. Son schéma de principe simplifié est illustré à la Figure 2.22. Le PLL cherche la synchronisation sur un système triphasé variant de manière sinusoïdale, dans notre cas, la tension triphasée du réseau. Cette PLL est synchronisée en utilisant les composantes dq de la tension. Ainsi, la composante d de la tension machine et du réseau (v_{dg}) doit être alignée au référentiel dq rotatif, ce qui signifie que l'angle θ_s estimé doit être modifié jusqu'à ce que la composante q de la tension (v_{qg}) soit nulle. Ainsi, les tensions abc sont prises et transformées en tensions dq par leur propre angle estimé. Après cela, la composante q calculée passe par le régulateur PI, lequel modifie la vitesse angulaire estimée jusqu'à ce que cette composante soit mise à zéro, ce qui signifie que le processus de synchronisation a été stabilisé. Cette PLL doit fonctionner en permanence avec la stratégie de commande car l'angle n'est pas une grandeur constante mais il est modifié en fonction de la vitesse angulaire de la tension du réseau. La dynamique du processus de synchronisation peut être modifiée en ajustant le régulateur PI.

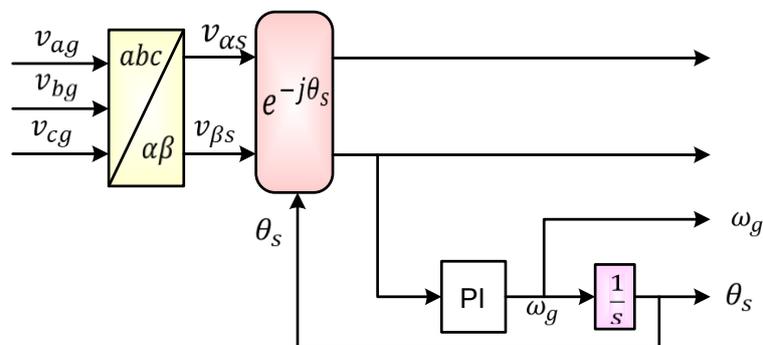


Figure 2.22: Représentation simplifiée de la boucle de verrouillage de phase (PLL)

2.4 Résultats de simulation

L'ensemble du système éolien et sa commande ont été simulés en utilisant Matlab Simulink, en considérant une MADA de 2MW dont les paramètres sont donnés sur le tableau en annexe3. Dans cette section nous présentons les résultats de simulation du système éolien. La figure 2.23 montre le profil de vent appliqué, avec des changements rampe de 5 à 8 m/s puis de 8 à 12 m/s, afin de tester la commande en différent mode de fonctionnement.

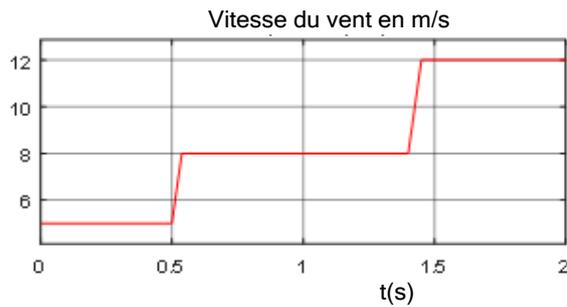


Figure 2.23 : Profil de la vitesse du vent

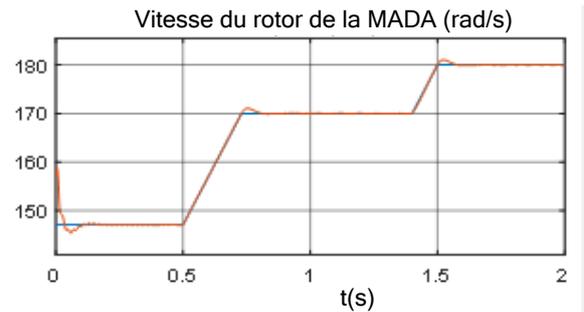


Figure 2.24 : Vitesse du rotor de la génératrice

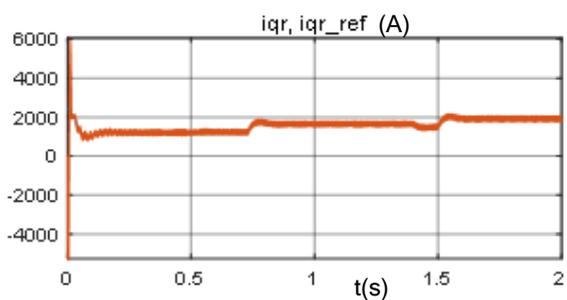


Figure 2.25: Composante quadrature du courant rotor

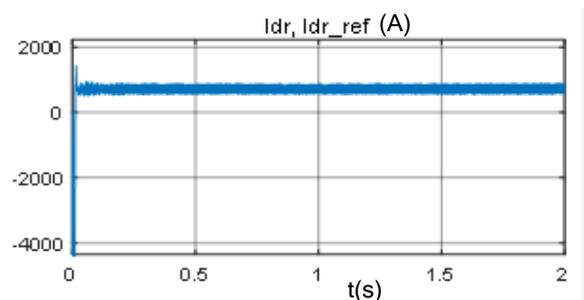


Figure 2.26: Composante directe du courant rotor

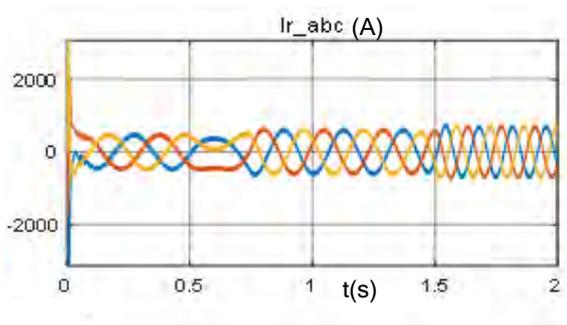


Figure 2.27 : Courant rotorique triphasé

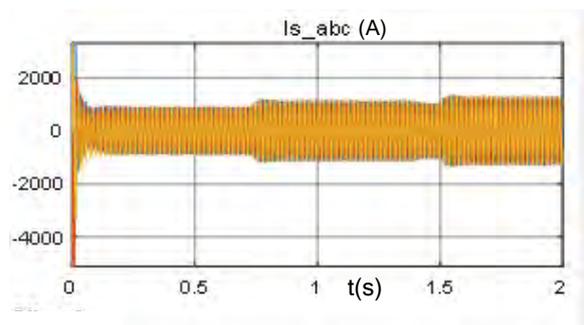


Figure 2.28 : Courant statorique triphasé

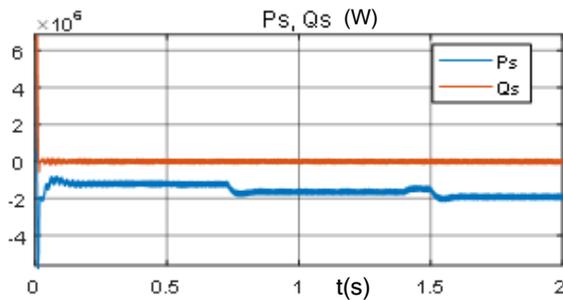


Figure 2.29 : Puissance active et réactive

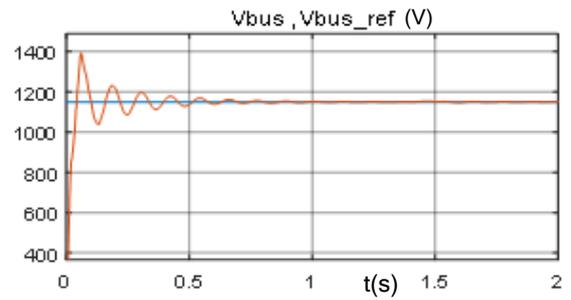


Figure 2.30 : Tension du bus continu

Pour la figure 2.24, on remarque que les échelons de la vitesse de rotation du générateur sont bien suivis par la commande. On remarque aussi une courte période transitoire avant que les puissances statoriques et les courants rotoriques se stabilisent. Sur la figure 2.29, est montrée les puissances actives et réactives statoriques de la MADA où la consigne de puissance réactive est nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire et optimiser l'énergie renvoyée au réseau. Les figures 2.25 et 2.26 présentent respectivement les profils de courants rotoriques en quadrature et directe. On voit bien aussi que la puissance active statorique P_s dépend du courant rotorique en quadrature I_{qr} et que la puissance réactive statorique Q_s dépend du courant rotorique direct I_{dr} . Les figures 2.27 et 2.28 montrent les courants triphasés rotoriques et statoriques, l'intervalle entre 0.5 et 0.7 secondes correspond à la phase de transition du fonctionnement sous à hyper synchrone. On remarque que la tension bus continu est maintenue constante quelque soit les conditions de vents et a une dynamique de réponse qui réagit rapidement (figure 2.30).

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le système génératrice d'énergie éolienne basé sur la MADA en première partie, puis nous avons établi son modèle à l'aide de ses équations électriques et de flux dans le système d'axe dq lié au champ tournant. Nous avons aussi développé la méthode de commande vectorielle en puissance de la machine à savoir, la commande indirecte en puissances active et réactive. Les résultats de simulation montrent que la commande vectorielle élaborée réalise un bon découplage du réglage des puissances statoriques à partir des courants rotoriques et une bonne poursuite des valeurs de références imposées. Et enfin, les convertisseurs statiques ont été modélisés et commandés par régulateur PI avec anti windup.

CHAPITRE 3:

STRATÉGIE DE COMMANDE DE LA TENSION DU BUS CONTINU

3 Stratégie de commande de la tension du bus continu

3.1 Introduction

Les techniques de LVRT dédiées aux systèmes éoliens basés sur la MADA ont fait l'objet de plusieurs travaux de recherche vue que, les nouvelles exigences de l'opérateur réseau (GCR) n'acceptent plus la déconnexion de l'éolienne lors d'un défaut réseau. L'objectif principal visé dans ces travaux est souvent la protection du convertisseur de puissance et la continuité de service. Mais, ces travaux ne prennent pas souvent en compte les ondulations de la tension du bus continu qui peuvent dégrader la qualité d'énergie et réduire la durée de vie du condensateur du bus. Même si de nombreuses techniques améliorées de la LVRT ont occupé une bonne partie de la littérature, leurs résultats côté bus continu peuvent être mieux améliorés. De plus, il y'a un nombre restreint de travaux sur la réduction des fluctuations de tensions du bus continu particulièrement lors d'un défaut réseau. Sur ce, nous avons développé une stratégie de commande, permettant d'améliorer la réponse du bus continu en mode sain et en mode défaut. Dans ce chapitre, nous analysons l'impact du creux de tensions sur le bus continu ainsi que le comportement du flux statorique. Ensuite nous poursuivons par la présentation de la stratégie améliorée de régulation du bus continu. Enfin nous présentons les résultats de simulation suivie d'une analyse.

3.2 Caractérisation des creux de tension

Un creux de tension est une réduction soudaine de courte durée (une demi-période réseau à 1 minute) de 10% à 90% de la tension efficace en un point du réseau. Il provient généralement d'un court-circuit sur le réseau, une déconnexion partielle de l'alimentation, des courants importants dus au démarrage de moteurs, variation soudaine de charges, des courants importants dus à des arcs électriques ou à la saturation de transformateurs. Les creux de tension dus à des courts-circuits sont à l'origine de la plupart des défaillances. Ces défauts peuvent causer l'interruption de processus industriels et peuvent mener à des pertes économiques et une dégradation des produits manufacturés. Les défaillances peuvent être symétriques (défauts sur trois phases) ou asymétriques (deux phases mises à la terre, deux phases connectées, une phase à la terre). Selon le type de défaut, les amplitudes des creux de tension peuvent être égales (symétrique) ou non (asymétrique).

La Figure 3.1 représente le profil typique d'un creux de tension. Le creux de tension sera caractérisé par deux paramètres pour mesurer sa gravité : l'amplitude (remanient voltage) et sa durée. L'amplitude est la valeur minimale de la tension efficace sur un cycle et sa durée

correspond au temps où la tension est sous un seuil défini. L'amplitude du creux de tension en un point du réseau dépend principalement du type de défaut, de la distance à la défaillance, de la configuration du réseau et de l'impédance de défaillance.

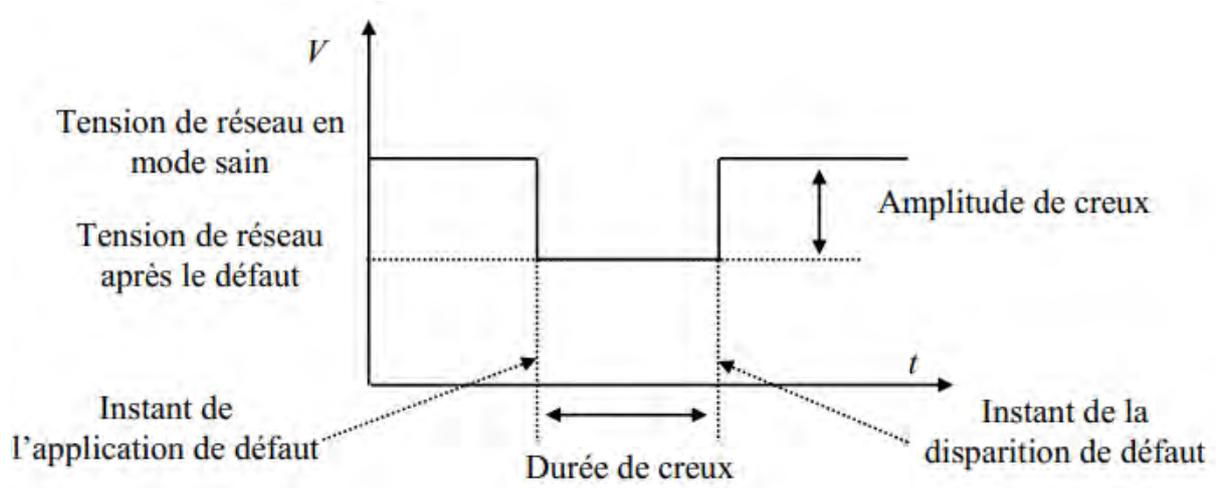


Figure 3.1 : Caractérisation du creux de tension

3.3 Comportement analytique de la MADA pendant le défaut réseau

Lorsqu'une chute de tension triphasée équilibrée est vue par le stator de la MADA, il est intéressant d'analyser le comportement du flux statorique pour comprendre les difficultés provoquées par le creux de tension sur le fonctionnement du système éolien. Dans cette analyse nous nous intéressons aux creux de tension équilibrés.

Les expressions mathématiques suivantes permettent de décrire le comportement du flux statorique en vue d'une éventuelle représentation des grandeurs de la MADA avant, pendant et après le défaut.

Les vecteurs de tension statorique et rotorique sont exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\varphi}_s^s}{dt} \\ \vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\varphi}_r^r}{dt} \end{cases} \quad (3.1)$$

Vecteur de flux statorique

$$\begin{cases} \vec{\varphi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^r \\ \vec{\varphi}_r^r = L_r \vec{i}_r^r + L_m \vec{i}_s^s \end{cases} \quad (3.2)$$

Une combinaison des équations 3.1 et 3.2 en éliminant le courant statorique permet d'obtenir les expressions 3.3 et 3.4 donnant le circuit équivalent de la Figure 3.2

$$\frac{d\vec{\varphi}_s^s}{dt} = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\varphi}_s^s + R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^s \quad (3.3)$$

$$\vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_s} (\vec{v}_s^r - j\omega_m \vec{\varphi}_s^r) + \left(R_r + \frac{L_m^2}{L_s^2} R_s \right) \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r \quad (3.4)$$

Dans l'expression (3.4), le courant rotorique est établi en fonction de la tension statorique et rotorique, du flux statorique, et des paramètres de la MADA. Avec cette équation, le diagramme dans l'espace vectorielle du comportement de la MADA en régime permanent est représenté à la Figure 3.2.

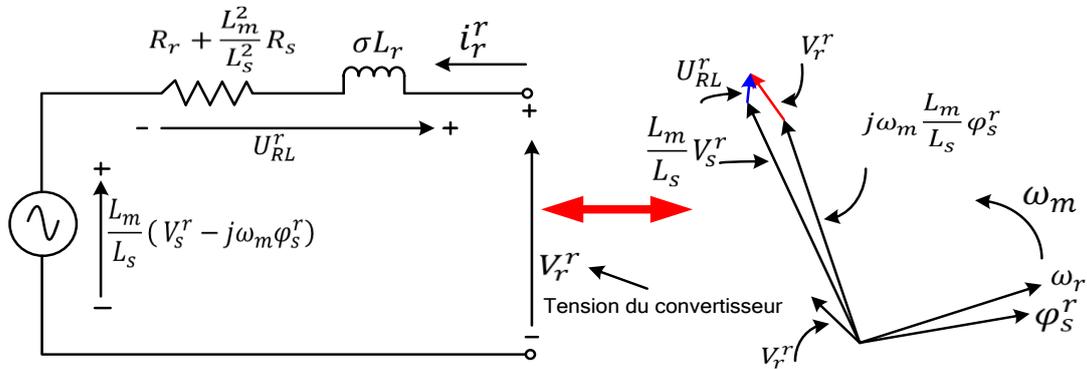


Figure 3.2: Diagramme vectoriel du circuit équivalent de la MADA en présence de creux de tension

Sur la Figure 3.2 on voit qu'en régime permanent la somme des termes dominants V_r^r et $j\omega_m \varphi_s^r$ doit être approximativement égale à V_s^r . En régime permanent, lorsqu'un creux de tension affecte le stator de la MADA qui est directement connecté au réseau, un changement soudain de la tension rotorique doit suivre afin d'éviter que des courants rotoriques élevés et destructifs ($i_r > i_{r_max} = i_{securité}$) traversent le CcM. Ceci s'explique par le fait que l'affaissement du flux stator dans l'expression $j\omega_m \varphi_s^r$ est lent par rapport à la chute de la tension réseau d'où la nécessité d'une tension rotorique très élevée pour garantir le contrôle du système (Figure 3.3). Mais la tension maximale du CcM est dimensionnée à 1/3 de la tension statorique de la MADA.

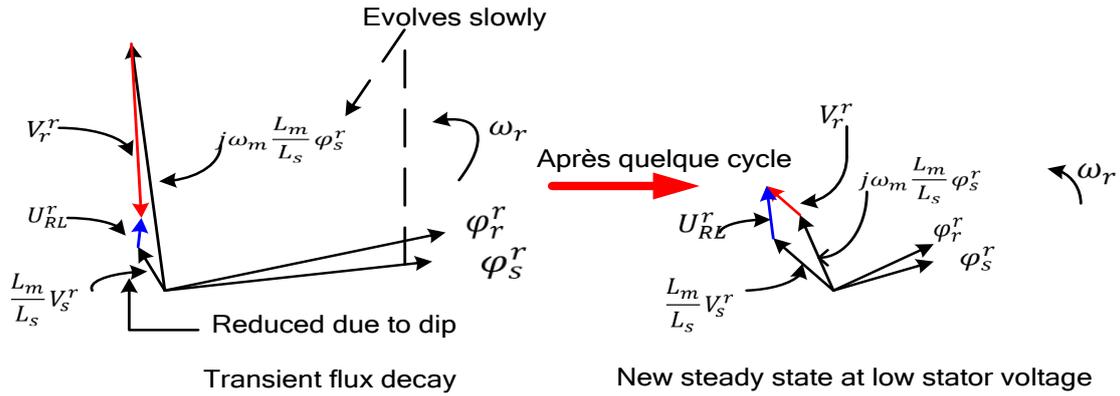
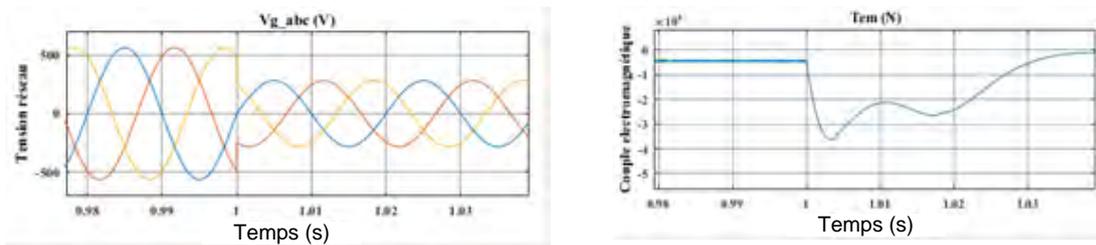


Figure 3.3: Comportement des grandeurs de la machine lors d'un creux de tension

Par conséquent, cette limitation de tension du convertisseur côté machine fait que ce système éolien ne peut pas garantir le maintien du courant rotorique aux limites prédéfinies sans perdre le contrôle. Généralement, c'est à cause de ces limitations, qu'un circuit de protection est incorporé au rotor de la machine afin de dissiper la puissance active et d'accélérer l'évolution du flux statorique transitoire.

3.4 Réponse du système éolien en mode défaut sans circuit de protection

Les simulations de la Figure 3.4 montrent l'effet du défaut équilibré sur le système éolien. A l'apparition du creux de tension, on note des pics de courants rotoriques, de tension bus continu mais aussi des oscillations sur le couple électromagnétique: ces perturbations ont pour principale conséquence la destruction du condensateur de bus continu et convertisseur de puissance si aucune mesure de protection n'est prise.



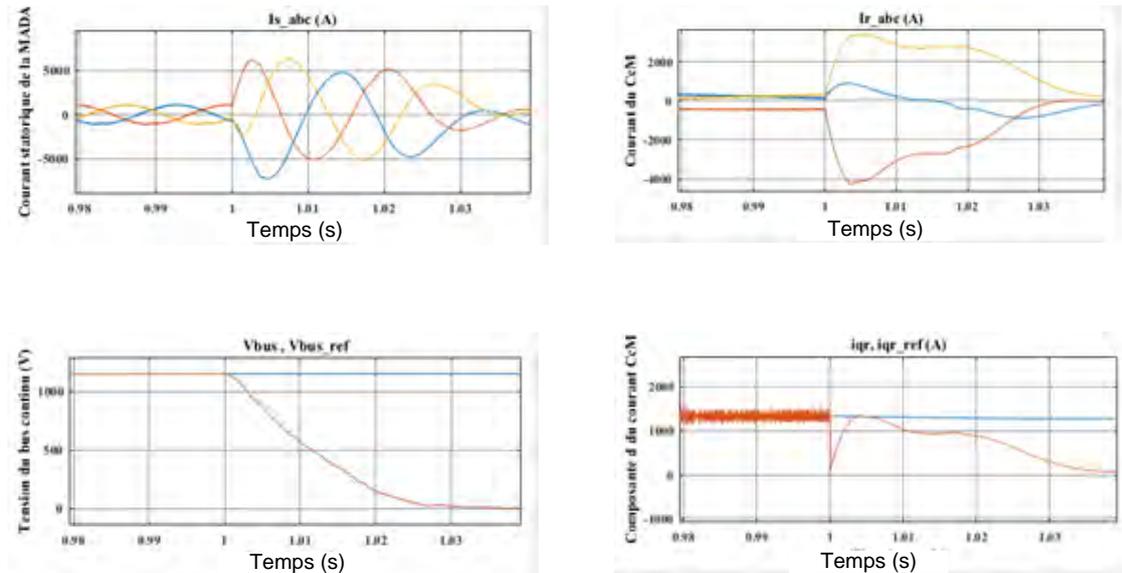


Figure 3.4 : Réponse du système éolien lors d'un défaut équilibré de tension réseau (50% de V_s) sans activation du circuit de protection

Ces simulations montrent que le système perd sa stabilité rapidement, et que le courant rotorique atteint des valeurs non acceptables par la totalité du système et spécialement par les convertisseurs de puissance qui sont généralement dimensionnés pour des valeurs maximales des courants de 150 à 180% du courant rotorique nominal.

3.5 Circuit de protection *crowbar*

Le circuit *crowbar* est un dispositif de protection permettant de dissiper l'énergie lors de l'apparition d'un défaut au niveau du réseau. Ce circuit est constitué de quatre éléments: La résistance triphasée R_0 , le pont de diode, l'interrupteur électronique K_{cb} et la résistance R_{cb} . Il est conçu pour protéger les convertisseurs de puissance d'une augmentation excessive de courant rotorique. En effet, lors des chutes de tension sévère ce courant rotorique peut atteindre des valeurs destructives.

Le principe du circuit *crowbar* consiste à court-circuiter les enroulements rotoriques. Ainsi, le courant rotorique circulera dans le *crowbar* et les convertisseurs seront protégés. La MADA se comportera alors comme une machine asynchrone classique, à rotor en court-circuit.

3.5.1 Détermination de la résistance *crowbar*

La résistance du *crowbar* doit être choisie avec soin. En général, il peut être sélectionné par une analyse basée sur une simulation qui tente de trouver un compromis entre les aspects suivants :

- Si une petite résistance est choisie, le courant de court-circuit sera très élevé. Le commutateur du crowbar doit être surdimensionné et le couple électromagnétique présentera des pics élevés et destructifs.
- Le courant du rotor peut être réduit en utilisant une résistance plus élevée. Cependant, si la résistance est trop élevée, le crowbar ne pourra pas réduire la tension du rotor suffisamment petite et le courant du rotor circulera à travers le CcM via ses diodes à roue libre, même si elle est inactive.

La Figure 3.5 présente le circuit équivalent monophasé de la MADA lorsque le crowbar est actionné. Avec R_s , $L_{\sigma s}$, R_r , $L_{\sigma r}$ sont les résistances et inductances du stator et du rotor respectivement. I_s et I_r sont les courants du stator et du rotor, R_{cb} est la résistance du crowbar, L_m est l'inductance mutuelle cyclique.

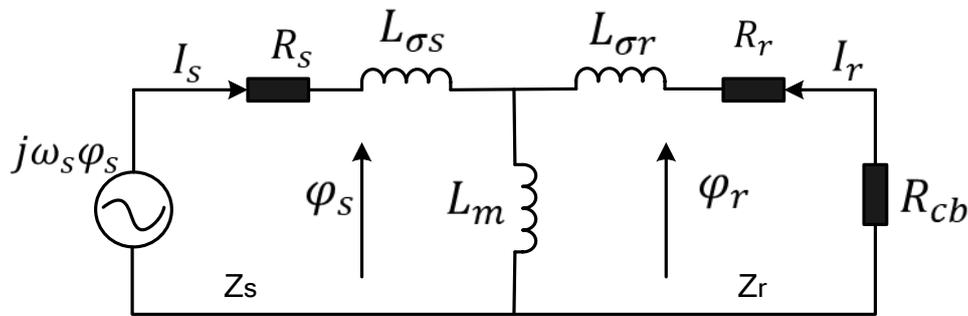


Figure 3.5: Circuit équivalent monophasé de la MADA avec *crowbar*

Z_s et Z_r sont les impédances de ligne respective du stator et du rotor. La résistance statorique et rotorique de la MADA sont négligeables devant la résistance du crowbar. Ainsi l'impédance du stator et celle du rotor sont données par l'expression (3.5).

$$\begin{cases} z_s = j\omega_s L_{\sigma s} + \frac{j\omega_s L_m (j\omega_s L_{\sigma r} + R_{cb})}{j\omega_s (L_{\sigma r} + L_m) + R_{cb}} = \frac{\omega_s L_{\sigma} L_m + j\omega_s L_s R_{cb}}{j\omega_s L_r + R_{cb}} \\ z_r = R_{cb} + L_{\sigma s} + \frac{L_{\sigma s} L_m}{L_{\sigma s} + L_m} \approx R_{cb} + L_{\sigma} \end{cases} \quad (3.5)$$

Avec $L_{\sigma} = L_{\sigma s} + L_{\sigma r}$, $L_s = L_{\sigma s} + L_m$, $L_r = L_{\sigma r} + L_m$,

Selon le principe de conservation du flux, lorsque la tension du réseau chute, un flux d'amplitude élevé sera généré aux enroulements du stator. Lors de l'activation du circuit de protection crowbar les constantes de temps du flux statorique et rotorique peuvent être écrites ainsi selon la référence [114]:

$$\begin{cases} T_s = \frac{R_{cb}^2 + \omega_s^2 L_s L_\sigma}{\omega_s^2 (L_s - L_\sigma) R_{cb}} \\ T_r = \frac{L_\sigma}{R_{cb}} \end{cases} \quad (3.6)$$

T_s et T_r sont respectivement les constantes de temps transitoire statorique et rotorique, $\varphi_s = \varphi_{s0} e^{-t/T_s}$, $\varphi_r = \varphi_{rdc0} e^{-t/T_r}$.

La résistance R_{cb} doit être bien dimensionnée afin d'éviter qu'un courant dépassant le maximum toléré passe à travers le convertisseur côté machine.

$$I_s(t) = \frac{J\omega_s\varphi_{s0}}{j\omega_s L_\sigma + R_{cb}} e^{-t/T_s} - \frac{\varphi_{rdc0}}{L_\sigma} e^{-t/T_r} \quad (3.7)$$

D'après (3.6), on peut voir que, lorsque la résistance du crowbar R_{cb} devient très grande, T_r deviendra plus petite que T_s , ce qui signifie que la partie avec e^{-t/T_r} de l'équation 3.7 s'atténue plus vite que le premier terme. Ainsi, les courants statoriques et rotoriques définitifs peuvent être déterminés par le module de la partie de l'équation avec e^{-t/T_s} .

$$I_{smax} = I_{rmax} \cong \frac{V_s}{\sqrt{(\omega_s L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \quad (3.8)$$

$$(\omega_s L_\sigma)^2 + R_{cb}^2 = \frac{V_s^2}{I_{rmax}^2} \quad (3.9)$$

$$R_{cb} \geq \sqrt{\frac{V_s^2}{I_{rmax}^2} - (\omega_s L_\sigma)^2} \quad (3.10)$$

$$\begin{cases} R_{cb_opt} = \tau R_{cb} \\ \tau = 0.95 - 0.9 \end{cases} \quad (3.11)$$

3.5.2 Temps de connexion du crowbar

Le temps d'activation du crowbar est aussi un paramètre critique pour le fonctionnement de la MADA. Quand le crowbar est connecté, la machine n'est pas contrôlée, et il est impossible de générer la puissance réactive que la plupart des opérateurs réseau exigent pendant le défaut. D'un autre angle, une déconnexion prématurée quand le flux nature est encore très élevé peut provoquer la saturation du convertisseur par la f.é.m. du rotor. Dans ces conditions on perd le contrôle de la machine et les problèmes des courants rotorique et tension continue élevé vont apparaître. Ainsi le temps de connexion du crowbar doit prendre en compte la sécurité du convertisseur et la réponse rapide correspondant aux exigences de l'opérateur réseau. Les nouvelles exigences de l'opérateur réseau demandent une injection rapide de puissance réactive.

Les fabricants ont répondu en diminuant le temps pendant lequel le crowbar sera connecté mais il y'a un minimum qui doit être respecté pour ne pas perdre le contrôle de l'éolienne. Le temps minimal que le crowbar doit rester connecté dépend principalement du flux transitoire causé par le défaut. La résistance du crowbar a une influence sur l'évolution du flux.

3.5.3 Commande du *crowbar*

La commande du circuit crowbar (Figure 3.6) est basée sur la comparaison du courant rotorique à une valeur de seuil prédéterminée ($i_r > i_{r_max} = i_{securité}$) dépendant du dimensionnement des convertisseurs de puissance. Lorsque le courant atteint cette valeur, le circuit crowbar est actionné.

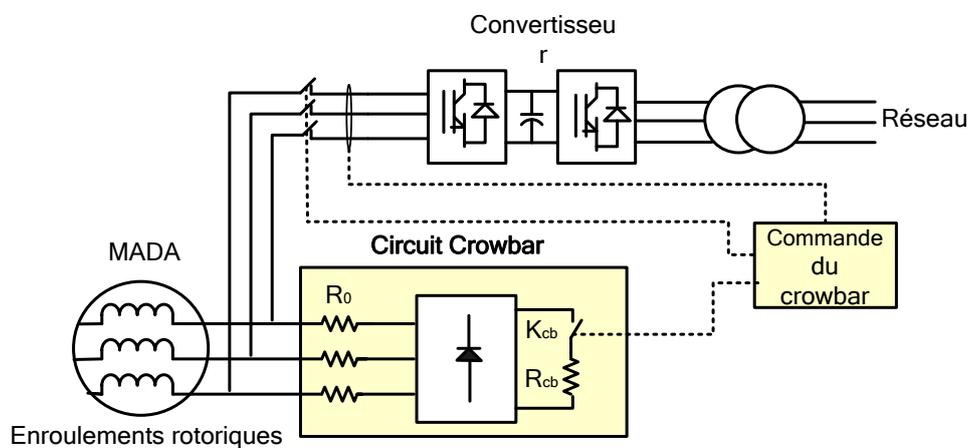


Figure 3.6: Système éolien muni d'un circuit *crowbar*

3.6 Analyse des performances du système éolien muni du circuit crowbar

3.6.1 Creux de tension d'amplitude moyenne

Un défaut équilibré de 50% est appliqué au système pour une durée de 0.2s.

La Figure 3.7 présente le courant statorique de la MADA, les composantes dq de courant rotoriques, le courant du crowbar et la tension du bus continu. On constate que pour un défaut réseau d'amplitude moyenne la commande implémenté présente de très bonnes performances même si l'amplitude des ondulations de tension bus continu augmente. L'activation du crowbar est bien illustrée avec l'annulation des courants I_{dr} et I_{qr} entre l'intervalle de temps [1 à 1.06s].

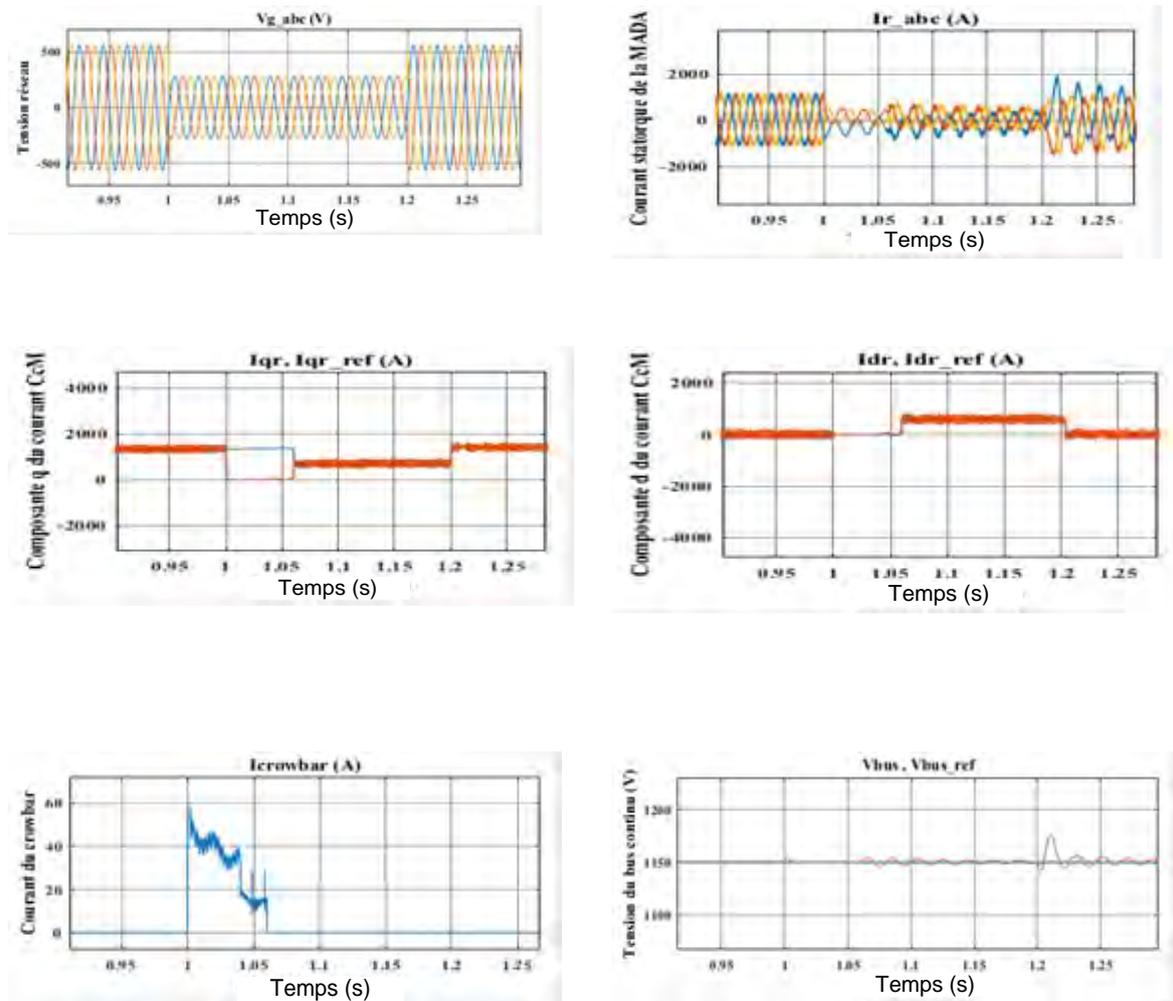


Figure 3.7 : Réponse du système avec crowbar

En conclusion, on note que le circuit crowbar permet de réduire les courants rotoriques et de protéger ainsi le convertisseur de puissance.

3.6.2 Stratégie de contrôle en cas de creux de tension de grande amplitude

Lorsqu'il y'a un creux de tension brusquement la tension du stator chute, donc si on laisse le couple de la génératrice y'aura un cisaillement. Pour éviter cela, la méthode utilisée au lieu d'arrêter la MADA est d'imposer un couple électromagnétique égale à zéro c'est-à-dire une composante de courant en quadrature nulle. Dans ce cas, le stator reste connecté au réseau mais la MADA n'est entraînée que par son inertie. L'énergie produite à partir l'inertie de la machine sera injecté au réseau sous forme de puissance réactive. La vitesse de rotation de la machine est ajustée en considérant la relation (3.12) et la relation entre le couple électromagnétique et la tension statoriques donnée dans (3.13).

$$T_{em} = k\Omega^2 \tag{3.12}$$

$$T_{em} = \frac{3}{2}p \frac{V_{sd}}{\omega_s} i_{qs} \tag{3.13}$$

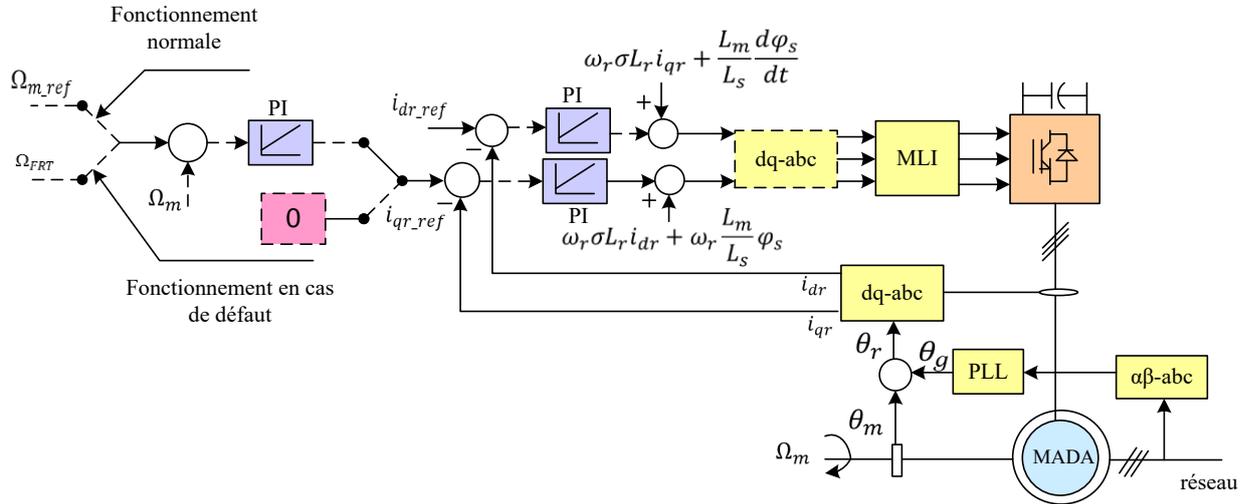


Figure 3.8 : Stratégie de contrôle en cas de creux de tension important

L'enchaînement des activations et désactivations du circuit de protection lors d'un grand défaut réseau sera comme suit: apparition du défaut réseau, puis activation du circuit crowbar lorsque le courant rotorique atteint une valeur prédéterminée, ensuite déconnexion du convertisseur côté machine, la MADA devient similaire à une machine asynchrone. Ensuite, le circuit crowbar est désactivé, et le système reprend son fonctionnement mais à tension réduite en injectant une puissance réactive. Les différentes étapes de fonctionnement sont résumées dans l'organigramme de la Figure 3.9.

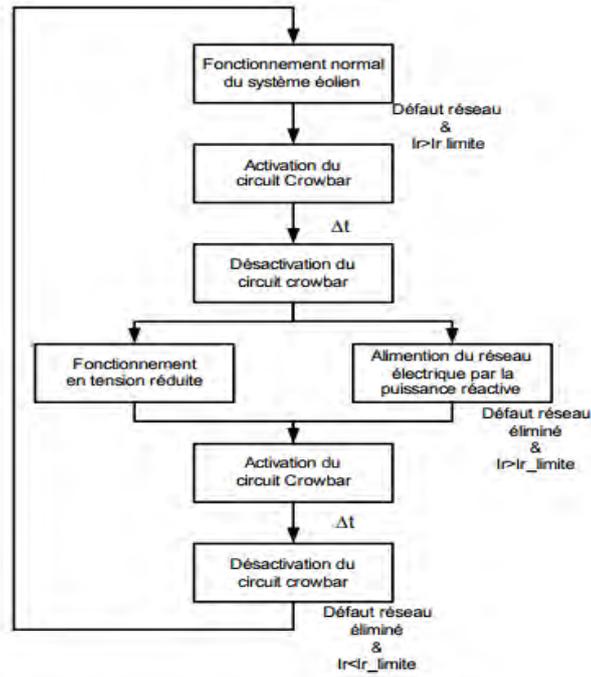
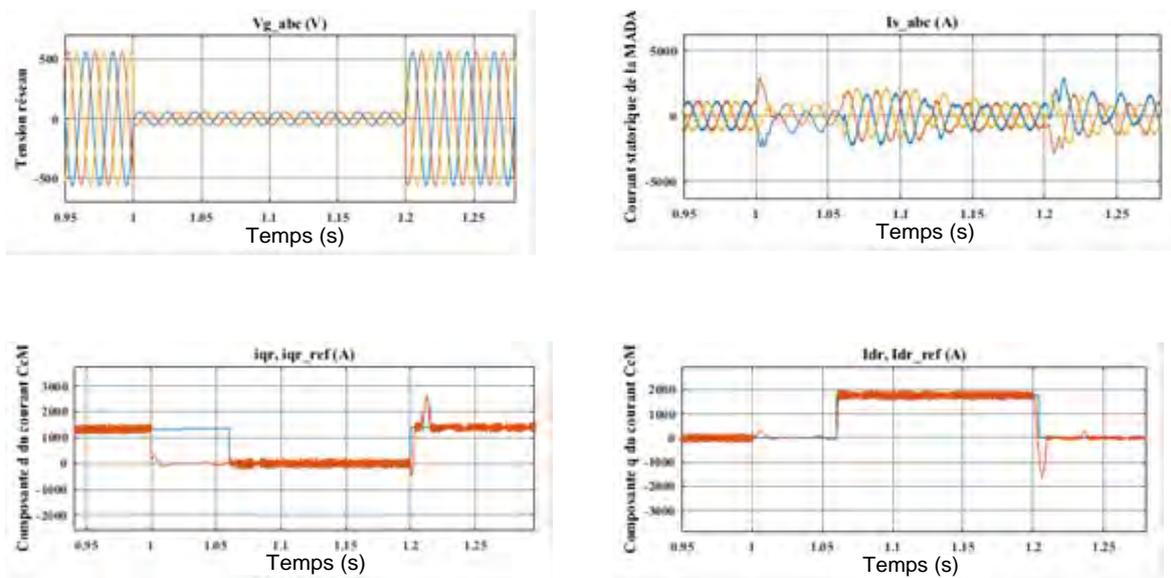


Figure 3.9 : Fonctionnement du système éolien durant un défaut réseau de grande amplitude [37]

La Figure 3.10 présente les performances de la commande pendant le défaut. Le but d’une commande à tension réduite est d’alimenter le réseau électrique par le maximum de puissance, afin d’aider le réseau durant le défaut et de minimiser les dégâts. Une méthode pour assurer la fourniture du maximum de puissance avec la tension réduite disponible au niveau du réseau est d’avoir la puissance active égale à zéro (autrement I_{qr} égale à zéro) et de fournir le maximum du réactif selon la tension de défaut.



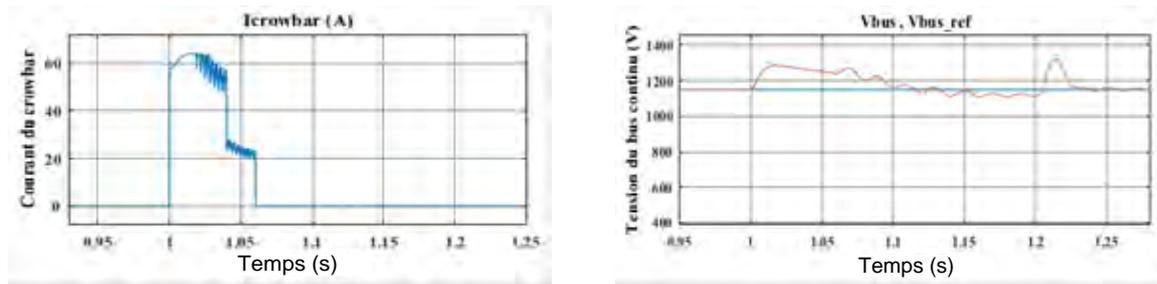


Figure 3.10.: Réponse du système éolien lors d'un défaut équilibré de tension du réseau de 90% avec crowbar activé.

A l'instant $t=1s$ le défaut détecté, le crowbar est simultanément activé et puis désactivé après 60ms, et le système reprend son fonctionnement mais à tension réduite. Le courant I_{qr} rejoint la valeur de sa nouvelle référence qui est égale à zéro, et il garde cette valeur jusqu'à l'arrêt du défaut réseau (Figure 3.10). Lors de l'élimination du défaut, le circuit crowbar n'est pas réactivé d'où l'apparition de pics de courants. Mais, la commande implantée côté bus continu est capable de maîtriser ces pics à des valeurs inférieures aux limites prédéfinies et par conséquent assurer le bon fonctionnement du CcM).

3.7 Stratégie de commande améliorée du bus continu

Dans la commande vectorielle à flux orienté, le flux statorique est considéré constant en amplitude pour simplifier le dimensionnement du régulateur de courant. Cependant, lors d'un creux de tension, le flux statorique va diminuer car le stator de la machine est directement connecté au réseau (dont la tension chute). De plus, le calcul de l'orientation du repère de Park peut être faussé durant le creux de tension. Toutefois, la dynamique du flux statorique ne doit pas être négligée pendant le dimensionnement du régulateur de courant.

La commande du système présenté au chapitre 2 doit être adaptée aux situations de défaut et maintenir les grandeurs électriques et mécaniques sous leurs valeurs de déclenchement. Au cours d'une perturbation sévère sur le réseau (tel que défini par les exigences de l'opérateur réseau des différents pays européens) l'onduleur doit diminuer le transfert de la puissance active à partir du bus continu vers le réseau. Elle doit aussi fournir un courant réactif suffisant pour contribuer au retour normal de la tension du réseau. Pour certains exigences d'opérateur réseau comme celui de l'Allemagne, pour des creux de tensions avec une réduction supérieure à 50%, le CcR ne doit pas injecter du courant actif (puissance active) au réseau, car cela peut conduire à des surtensions sur le bus DC et perturber son fonctionnement.

3.7.1 Fluctuations de la tension du bus continu

La Figure 3.11 Montre le schéma synoptique de la commande classique du convertisseur côté réseau. La boucle externe de la régulation de la tension DC et la boucle interne de la régulation du courant sont utilisées pour réaliser un contrôle stable de V_{dc} . Sous l'hypothèse d'une tension DC constante, la puissance d'entrée du CcR doit être égale à la puissance d'entrée du rotor de la génératrice en ignorant les pertes par commutation du convertisseur de puissance.

$$P_{cg} = V_{gd}i_{gd} = V_{ra}i_{ra} + V_{rb}i_{rb} + V_{rc}i_{rc} = P_{cr} \quad (3.14)$$

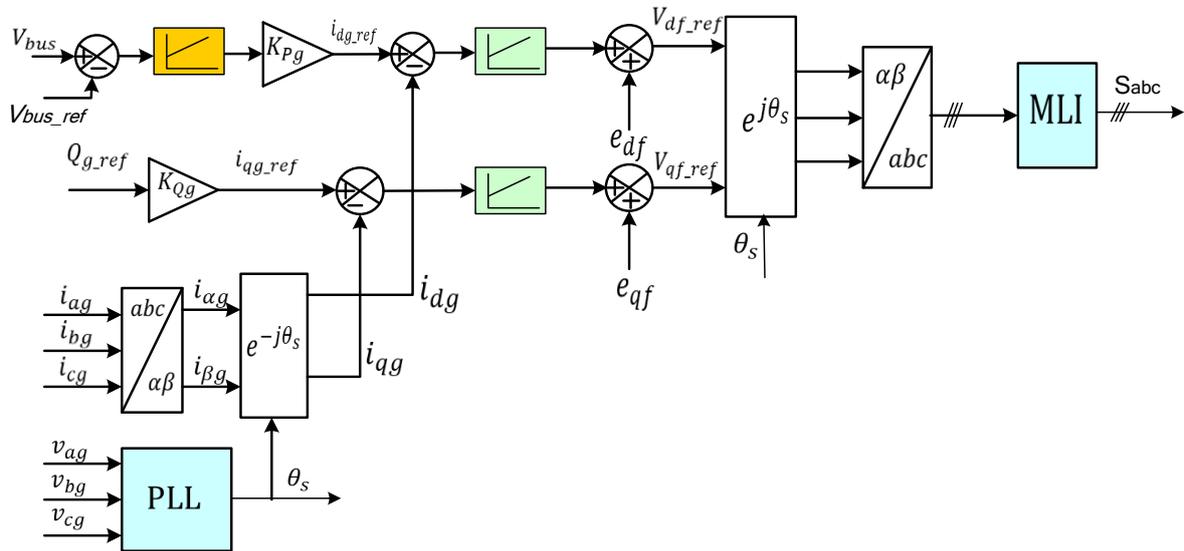


Figure 3.11: Schéma fonctionnel et conventionnel de la commande du CcM

La puissance instantanée du condensateur de bus continu est exprimée comme suit:

$$P_{dc} = V_{dc}i_c = CV_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \quad (3.15)$$

Pour garder l'équilibre de la puissance instantanée du convertisseur côté réseau et celui côté rotor, la puissance instantanée du condensateur est exprimée comme suit :

$$CV_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = -P_r(t) - P_g(t) \quad (3.16)$$

$$\frac{C}{V_{gd}} V_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = i_{gd} - \frac{P_{cr}}{V_{gd}} \quad (3.17)$$

$P_r(t)$: Puissance totale à l'entrée du rotor, $P_g(t)$: Puissance instantanée de sortie du convertisseur côté réseau, P_{cr}/V_{gd} : variation de la puissance de sortie du CcM, i_{gd} : composante directe du courant du CcR.

En supposant que la valeur instantanée de la tension V_{gd} est constante dans les conditions normales, la variation de la tension du condensateur de bus continu est déterminée par la composante de l'axe d du courant i_{gd} et de la puissance instantanée $P_{cr}(t)$. Le courant dans le condensateur change une fois que P_{cr} varie et peut causer des fluctuations de la tension du bus continu. Lorsque le courant rotorique de la machine augmente brusquement (due aux creux de tension), le CcR ne peut pas transférer une puissance instantanée suffisante au CcM. Car la réponse dynamique de la boucle externe de régulation V_{dc} est lente par rapport à celle de la boucle interne de la régulation de courant. Dans un premier temps, le condensateur va libérer une certaine capacité d'énergie emmagasiné pour alimenter le convertisseur côté rotor. Et quand ce dernier fonctionne mode énergie feedback, le CcR sera dans l'impossibilité de fournir instantanément une puissance en retour au réseau. Ceci crée un déséquilibre entre la puissance d'entrée et de sortie du condensateur causant ainsi une augmentation de la tension du bus continu. En conséquence, la tension du bus DC fluctue à cause du déséquilibre de puissance circulant entre l'entrée et la sortie des deux convertisseurs. En outre, si la tension du bus continu fluctue de manière excessive, la MADA peut ne pas donner une régulation de qualité des puissances injectées au réseau même en mode sain. D'un autre angle, il est montré que lors de l'apparition de creux de tension, le flux statorique oscille. En conséquence, le couple électromagnétique et les puissances instantanées du rotor oscillent. Ainsi, une quantité importante de puissance oscillant circule entre l'entrée et la sortie du condensateur. Et à ce niveau, le convertisseur côté réseau peut ne pas être capable de limiter les ondulations du bus continu.

3.7.2 Commande améliorée du bus continu

Bien que les ondulations du bus continu (*voltage ripples*) soient inévitables, cette action corrective sur sa boucle de régulation permet de réduire ses fluctuations. Cette correction consiste à appliquer une modification sur la composante active de référence i_{gd_ref} de la boucle de courant. Cette méthode consiste à prédéterminer le courant requis côté filtre pendant le creux de tension. Afin que la somme de la puissance instantanée réseau et du filtre puisse être approximativement égal à la puissance instantanée de sortie du rotor. Ainsi, les fluctuations de tension du bus continu seront fortement atténuées et sa tension restera presque constante.

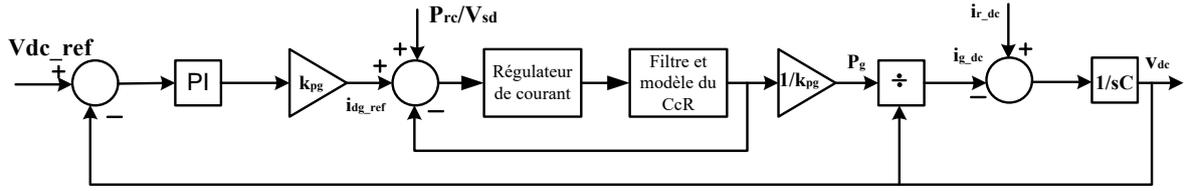


Figure 3.12: Schéma fonctionnel de la chaîne de régulation du bus continu

La Figure 3.12 présente la structure modifiée de la boucle externe de régulation de la tension du bus continu (V_{dc}) avec le terme $\frac{P_{rc}}{V_{sd}}$ la variation de la puissance de sortie du CcM. Après le défaut et que les tensions réseau reprennent le fonctionnement normal en régime permanent, ce terme $\frac{P_{rc}}{V_{sd}}$ sera utilisé comme une variable de *feed-forward* pour les variations de puissance rotorique. Sur ce schéma, la valeur de référence de la composante active du CcR est définie comme la somme du terme à la sortie de la boucle externe et du terme $\frac{P_{rc}}{V_{sd}}$.

La dynamique du condensateur de bus continu est décrite par l'équation (3.16) d'équilibrage de puissance instantanée :

$$CV_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = -\frac{V_{dc}^2}{R_{loss}} - P_r(t) - P_g(t) \quad (3.18)$$

R_{loss} Représente les pertes totales par commutation du convertisseur statique, $P_r(t)$ et $P_g(t)$ déjà défini au paragraphe précédent.

$$P_g = V_{gd}i_{dg} + V_{gq}i_{dq} \quad (3.19)$$

Aussi, le filtre côté réseau consiste à une inductance L_g et une résistance R_g et sa dynamique dans le référentiel lié au champ tournant avec orientation du flux statorique $V_{sq} = 0$ est décrite par :

$$\begin{cases} V_{gd} = R_g i_{gd} + \omega_s L_g i_{gq} + L_g \frac{di_{gd}}{dt} + V_{sd} \\ V_{gq} = R_g i_{gq} - \omega_s L_g i_{gd} + L_g \frac{di_{gq}}{dt} + V_{sq} \end{cases} \quad (3.20)$$

En d'autre terme, en remplaçant les équations 3.19 et 3.20 dans l'équation 3.18, nous obtenons l'équation 3.21

$$-P_r(t) = V_{sd}i_{sd} + R_g i_{gd}^2 + R_g i_{gq}^2 + L_g \frac{di_{gd}^2}{dt} + L_g \frac{di_{gq}^2}{dt} \quad (3.21)$$

Ou $P_{grid} = V_{sd}i_{sd}$ est la puissance du convertisseur côté réseau, $P_r(t)$ est la puissance de sortie du rotor, i_{gd_ref} est la composante active du courant de référence.

$I_{gd_ref}(s)$ Référence de courant sous forme Laplace peut être s'exprimer par:

$$I_{gd_ref}(s) = \frac{-P_r(t) - P_{grid}}{L_g s + R_g} + h_{i_{gq}}(s) \quad (3.22)$$

$h_{i_{gq}}(s)$ est le terme que i_{gq} contribue à la boucle de courant et son terme correspondant est i_{r_dc} . La variation d'énergie du bus continu ΔE est donnée par l'expression (3.23).

$$\Delta E = \left(\frac{V_{dcref}^2 - V_{dc}^2}{2} \right) C = (V_{dcref} \Delta V_{dc}) C \quad (3.23)$$

Et la puissance que le convertisseur devrait échanger correspondant à cette variation d'énergie est:

$$\Delta P = \frac{2\Delta E}{(3+n)T_s} \quad (3.24)$$

La commande joue un rôle important répondant après $(3+n)T_s$ ou $3T_s$ est retard de la commande de courant, nT_s est le retard du filtre du bus continu.

$$\Delta V_{dc} = \frac{\Delta P (3+n)T_s}{2 C V_{dcref}} \quad (3.25)$$

Elimination des ondulations du bus continu en mode saint

Dans le cas de puissance instantanée oscillatoire en supposant que le déséquilibre provoque principalement une seconde harmonique en régime permanent, la puissance d'entrée et de sortie ne correspond pas (50 Hz)

$$P_{in} - P_{out} = \frac{\Delta P_{pk-pk}}{2} \sin(2\pi 100t) \quad (3.26)$$

L'énergie associé s'exprime par:

$$\Delta E = \int_0^{\frac{T}{2}} (P_{in} - P_{out}) dt \quad \Delta E = \int_0^{0.005} \left(\frac{\Delta P_{pk-pk}}{2} \right) \sin(2\pi 100t) \quad (3.27)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta P_{pk-pk}}{4\pi 100} [-\cos((2\pi 100) 0.005) + \cos(0)] \quad (3.28)$$

ΔV_{dc} doit être égale à:

$$\Delta V_{dc} = \frac{\Delta P_{pk-pk}}{2\pi 100 C V_{dcref}} \quad (3.29)$$

3.8 Analyse des performances du système avec un creux de tension de grande amplitude

Les performances de la commande sont testés avec un éolien de 2MW affecté par un creux de tension sévère de 90% à l'instant $t=1s$ de durée 200ms avec une tension réduite égale à 690 Volts.

3.8.1 Réponse du système côté CcM

Dans cette section, les résultats de simulation obtenus avec Matlab-Simulink pour la commande du convertisseur côté machine sont présentés et analysés.

Avec le développement de l'éolien, les prescriptions techniques de raccordement de cette technologie obligent le maintien de sa connexion lors d'incidents sur la tension du réseau électrique. L'enjeu pour le gestionnaire du réseau est de pouvoir utiliser tous les générateurs pour garantir la stabilité du système électrique.

Ainsi la nouvelle commande du CcM doit tenir en compte de la dynamique du flux statorique engendrée par la chute de tension. Les performances supérieures en termes de maintien de la production ont été établies par comparaison avec la méthode de commande classique. Son domaine d'utilisation a été également déterminé. Pendant les creux de tension sévère, le circuit de dissipation (crowbar) est implémenté avec un contrôle de démagnétisation de la MADA. En outre, de la puissance réactive peut être produite à la fois par la MADA et par le convertisseur connecté au réseau électrique au cours de la défaillance du réseau.

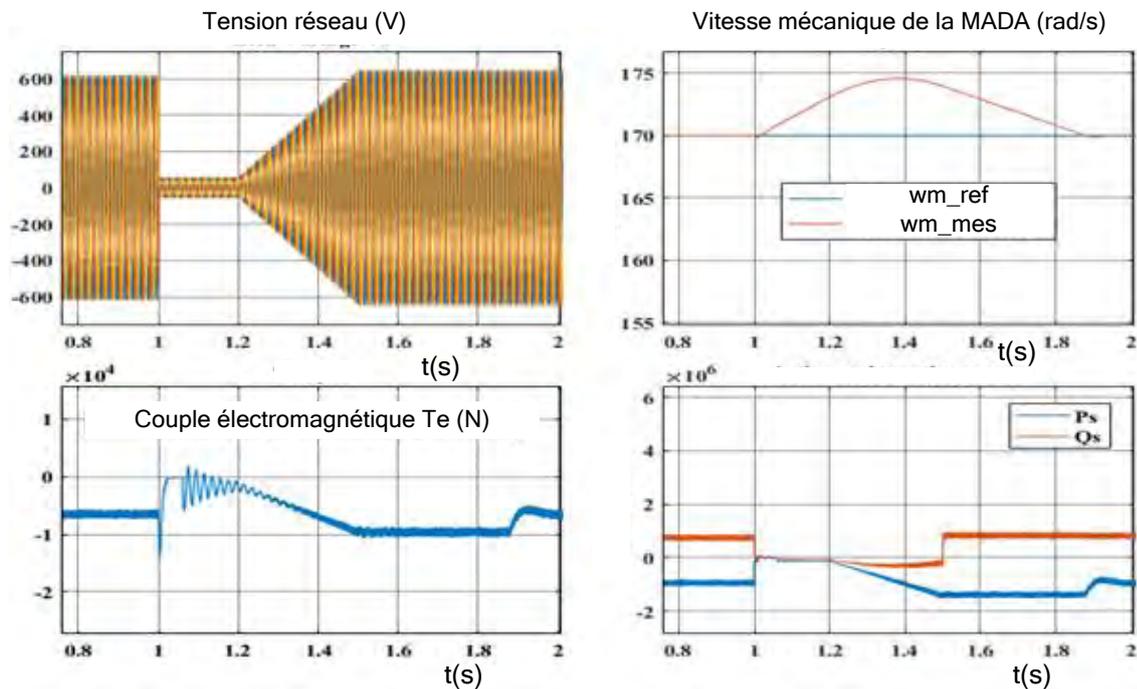


Figure 3.13: Réponse de la partie puissance du système éolien avec GADA en présence de creux de tension

Les résultats présentés à la Figure 3.13 montrent les performances du système commandé par une stratégie de contrôle améliorée au CcR. Ces résultats de simulation présentent le profil de la tension du réseau, la vitesse de rotation de la génératrice, le couple électromagnétique, ainsi que la puissance active et réactive statorique. En mode sain le système est bien régulé et ne présente aucune perturbation. On note des oscillations sur le couple électromagnétique qui s'atténuent progressivement pendant le défaut. Ceci est due au fait que le flux statorique en régime transitoire est égal au flux forcé et comme le flux du stator chute, le couple généré sera également réduit. Comme la puissance de l'éolienne n'a pas changé pendant le creux de tension, la vitesse du rotor va s'accélérer en raison du décalage entre le couple mécanique et électromagnétique. Avec la stratégie de contrôle implémentée les oscillations du couple sont réduites et n'apparaissent pas pendant l'élimination du défaut. Ainsi, la contrainte mécanique à l'arbre de la turbine sera beaucoup plus atténuée.

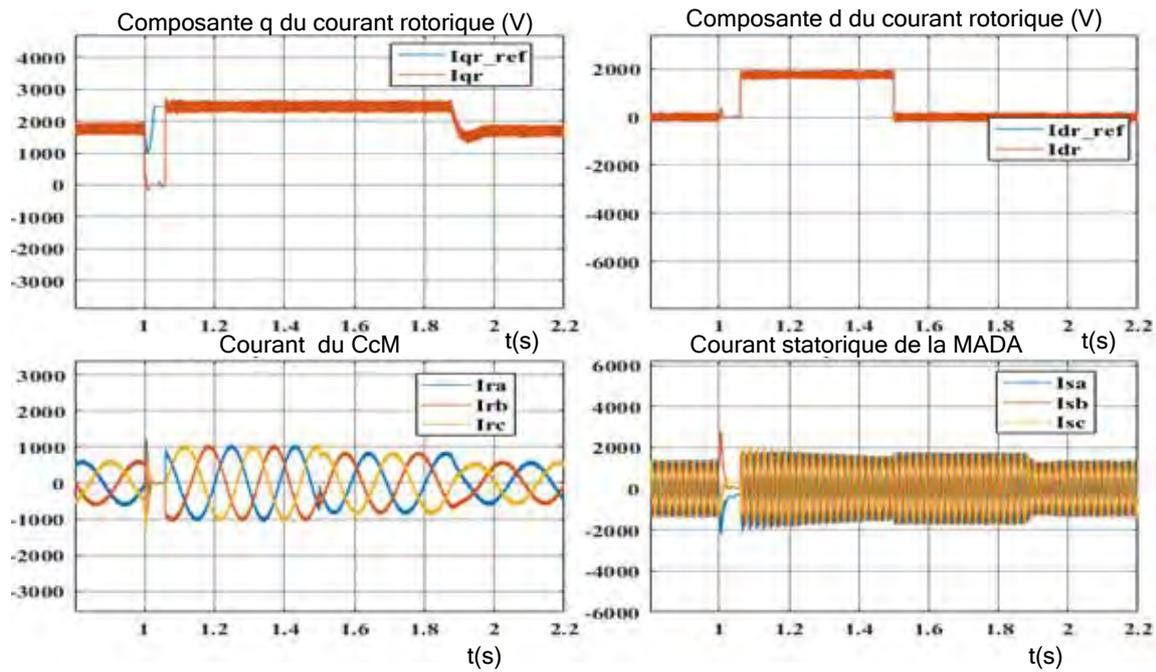


Figure 3.14: Réponse de la régulation des courants statoriques et rotoriques

La Figure 3.14 présente les courants rotoriques et statoriques de la MADA en mode sain et pendant le défaut. A l'instant 1s le courant rotorique atteint une valeur qui actionnera le circuit crowbar puis le CcM est déconnecté et son courant s'annule (Figure 3.14). La puissance rotorique de la MADA est alors dissipée à travers la résistance crowbar (Figure 3.22). La génératrice se comporte alors comme une machine asynchrone classique à rotor en court-circuit. Après 50ms le crowbar est déconnecté le convertisseur côté machine est simultanément réactivé et commandé avec injection de courant réactif I_{dr} pour répondre aux exigences de l'opérateur réseau. Pendant l'activation du circuit crowbar le courant statorique et couple électromagnétique présente un pic ceci est due à la perte de contrôle pendant cet intervalle.

3.8.2 Réponse du système côté CcR

Dans cette section, les résultats de simulation obtenus dans l'environnement Matlab-Simulink du convertisseur côté réseau sont présentés et analysés.

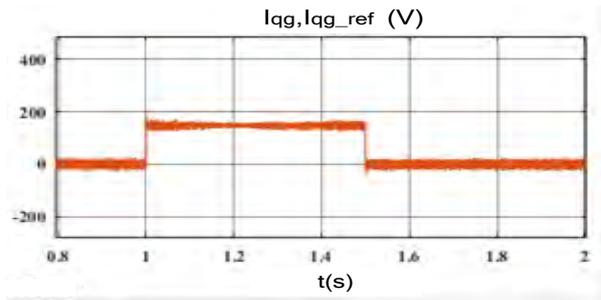


Figure 3.15: Composante quadratique du courant CcR

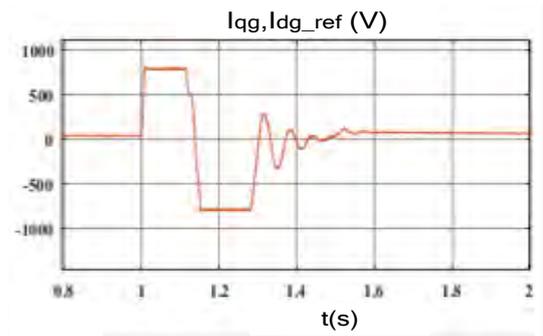


Figure 3.16: Composante directe du courant CcR

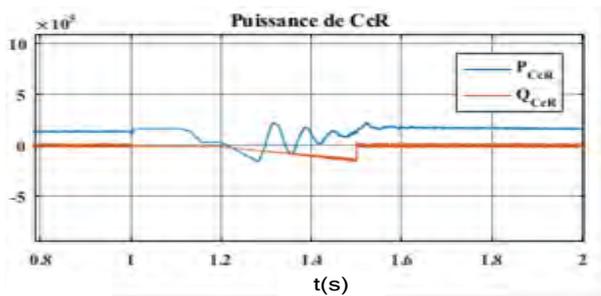


Figure 3.17: Puissance active et réactive du CcR

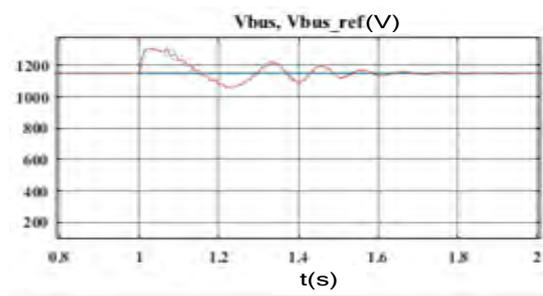


Figure 3.18: Réponse de la tension du bus continu

Les résultats présentés ci-dessus montrent les performances du système commandé par une méthode améliorée sur la boucle en cascade de régulation du bus continu. Ces résultats de simulation présentent la tension de l'éolienne, le courant triphasé du CcR, les courants actifs et réactifs du CcR, les puissances active et réactive échangées avec le réseau, et la tension du bus continu.

Il montre la capacité de la turbine éolienne à rester connecté après un creux de tension de grande amplitude. Les composantes I_{dq} et $I_{d'q'}$ sont présentés sur les Figures 3.14 et 3.15 respectivement. Chacun des deux suit bien sa propre trajectoire de référence au cours du fonctionnement même pendant le défaut réseau. Le comportement de l'éolienne et plus particulièrement du CcR est présenté sur les

Figure 3.15,

Figure 3.17 et

Figure 3.18. Avec la commande implantée, le CcR fonctionne comme un *STATCOM* pour des creux de tension supérieure à 50%, il peut par conséquent fournir une puissance réactive avec un courant nominal (

Figure 3.17). La tension du bus continu est maintenue grâce au *crowbar* qui dissipe la puissance de la MADA (Figure 3.18). Le fonctionnement du générateur n'est pas affecté par le défaut dû au fait que la tension du bus continu est maintenue à des valeurs qui n'ont pas affecté la commande du CcM. Avec la commande appropriée, le CcR assure un bon découplage entre le générateur et le réseau.

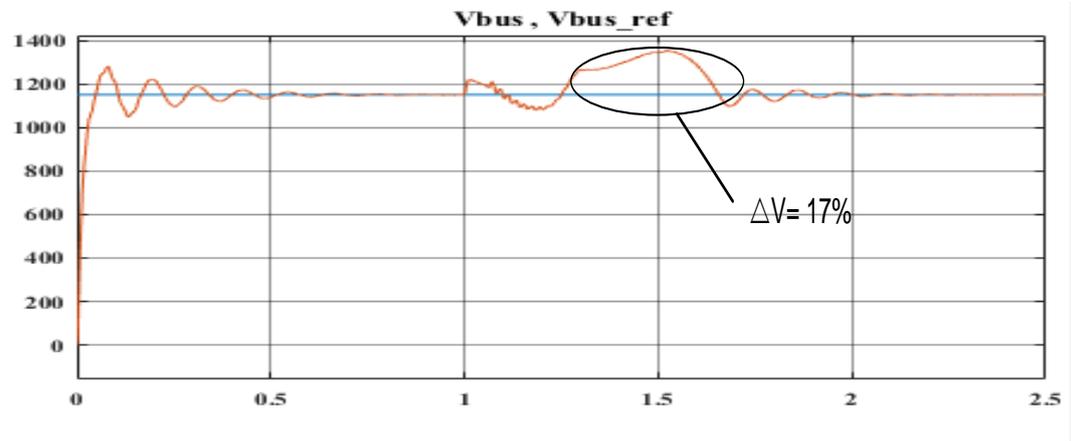


Figure 3.19 : Réponse de la tension du bus continu sans modification sur la boucle externe

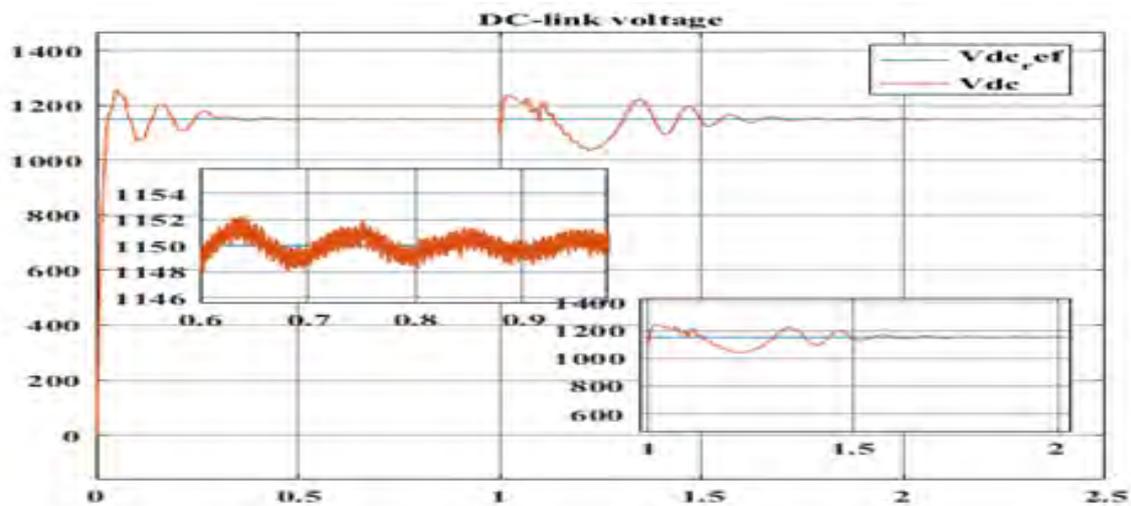


Figure 3.20: Réponse de la tension du bus continu avec boucle externe modifiée

La

Figure 3.20 présente la réponse de la tension (V_{dc}) avec la stratégie de commande implémentée sur la boucle en cascade. Les fluctuations de tension sont maintenues à un niveau acceptable en mode sain. Pendant le défaut, la tension du bus continu subit des transitoires un peu sévères et une augmentation excessive des fluctuations de la tension (V_{dc}) avec la commande classique.

Ceci est dû à la différence de puissance à l'entrée et à la sortie du condensateur. Mais la commande implémentée permet d'obtenir une réponse transitoire rapide et une limitation des ondulations de la tension du bus continu pour une période relativement courte (

Figure 3.20). La commande proposée permet de rejeter la déviation de la tension du bus continu pendant l'élimination du défaut réseau. A partir des résultats précédents, on peut voir que les performances du CcM ne sont pas affectées, car les fluctuations de tension (V_{dc}) restent sur une plage de $\pm 5\%$. Bien que la tension du bus continu augmente (car une quantité de puissance supplémentaire est introduite dans le convertisseur), le système de commande peut réguler cette tension à sa valeur de référence. En outre, en considérant la dynamique du flux statorique, les fluctuations de tension (V_{dc}) persistent, mais restent plus atténuées qu'avec l'utilisation des boucles de régulation classique. La stratégie de commande proposée est efficace, elle permet de répondre aux exigences imposées par l'opérateur réseau.

3.8.3 Analyse de la réponse du système pendant la phase creux

Figure 3.21 et Figure 3.22 présentent les résultats de simulation de l'éolienne pendant le défaut avec la stratégie de commande proposée. Dès que la tension du réseau chute à $t=1s$, le courant rotorique dépasse la valeur de seuil en raison du dimensionnement limité du convertisseur de puissance provoquant ainsi le déclenchement du circuit de protection. Grâce au crowbar, le courant rotorique du CcM décroît rapidement vers la zone de sécurité. En conséquence, la protection ne fonctionne que pendant 50ms (Figure 3.19 et 3.20), ce qui signifie que la MADA est contrôlable pour la plupart du temps au cours de la chute de tension. De plus, moins de puissance réactive sera absorbée au cours de la démagnétisation, car, pendant ce mode de fonctionnement le flux du stator est égal à la valeur du flux forcé. En outre, lors de la déconnexion du crowbar, le CcM est contrôlé avec injection de courant réactif. Ainsi, le système peut fournir de la puissance réactive provenant à la fois du stator du générateur et du rotor à travers le CcR voire (Figure 3.14 et

Figure 3.16).

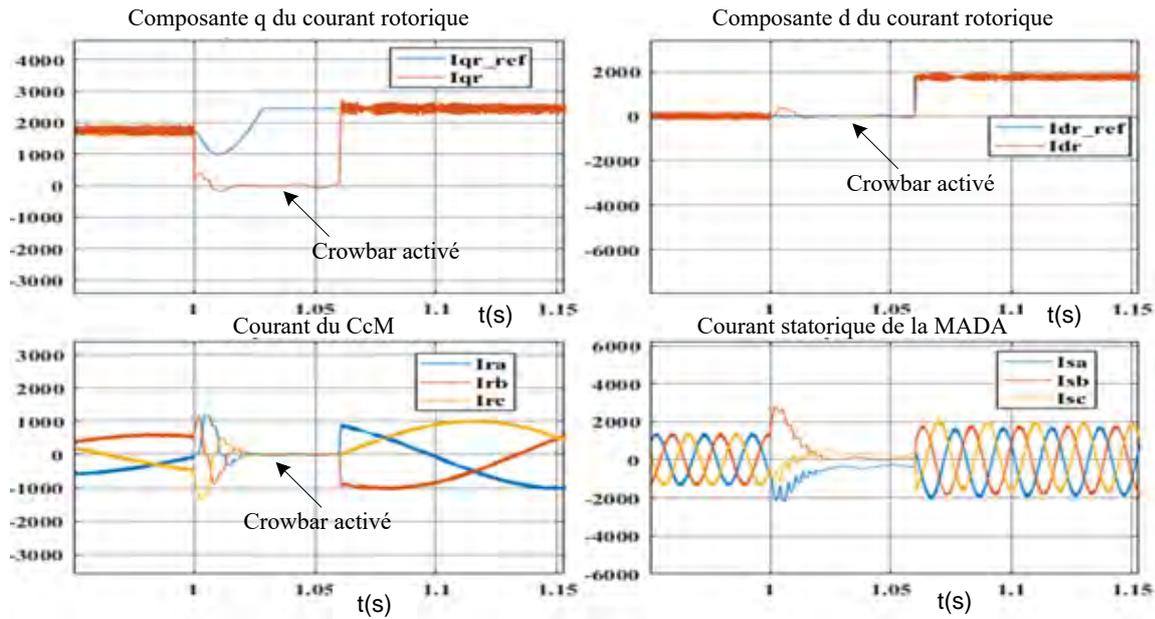


Figure 3.21 : Zoom sur les courants du CcM pendant le défaut

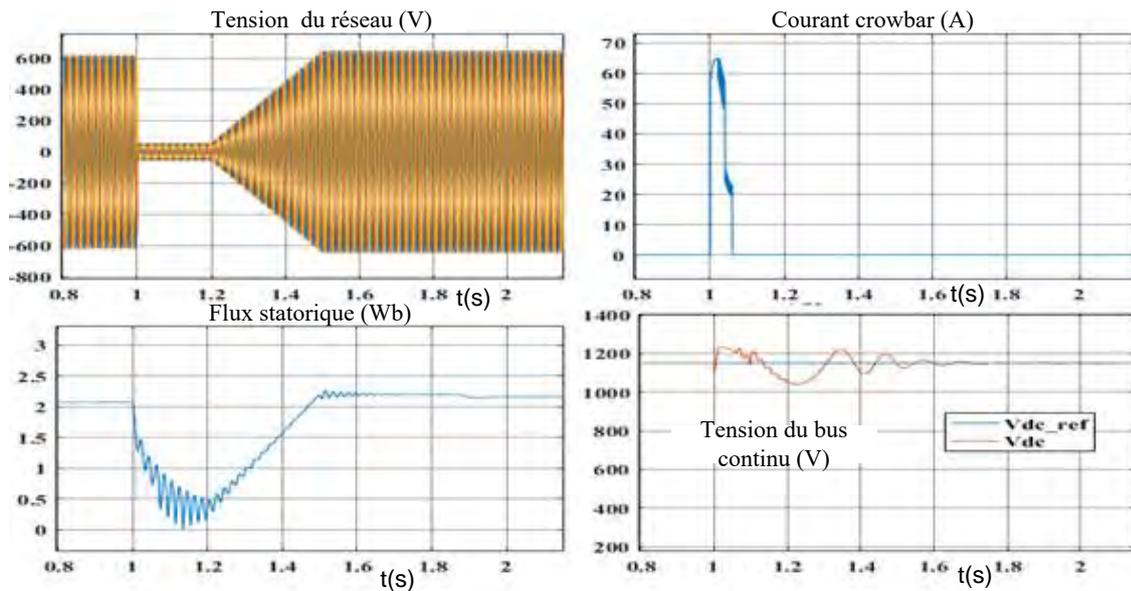


Figure 3.22: Réponse dynamique du courant *crowbar*, du flux statorique et de la tension du bus continu

3.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié le comportement du bus continu d'un système éolien face à des creux de tension équilibrés et sévères. Nous avons développé une commande améliorée permettant de réduire significativement les fluctuations de tension du bus continu et amélioré la capacité de tenue au creux de tension (*LVRT*). Ensuite, nous avons détaillé une étude sur le système de protection *crowbar* afin de déterminer la valeur de sa résistance ainsi que son temps de connexion optimale. Une étude théorique a été menée afin de bien choisir la valeur de la

résistance crowbar et son temps de connexion optimale. Cette étude a été confirmée par les résultats de la simulation.

CHAPITRE 4 :

RECONFIGURATION DU SYSTÈME DE COMMANDE DE LA TENSION DU BUS CONTINU EN VUE D'AMÉLIORER LA FRT

4 Reconfiguration du système de commande de la tension du bus continu en vue d'améliorer la FRT

4.1 Introduction

Généralement, la tension du bus continu du système éolien avec MADA doit être maintenir à une référence fixe en mode sain et en mode défaut. Cependant, le fait de maintenir constant la tension du bus continu conduit souvent à des surtensions et des fluctuations de V_{dc} lors d'un défaut réseau. Ces fluctuations provoquent des harmoniques de courants à la sortie de l'onduleur conduisant à une mauvaise qualité d'énergie injectée au réseau. Pour y remédier, nous avons proposé une commande adaptative pour la tension du bus continu du système éolien avec MADA, où la référence V_{dc} sera calculée à partir de la tension du réseau, en prenant en compte la chute de tension à travers le filtre inductif. Avec cette méthode, les ondulations de courant et de tension dans le bus continu sont significativement atténuées et la réponse transitoire du système est améliorée.

4.2 Stratégie de la commande adaptative du bus continu

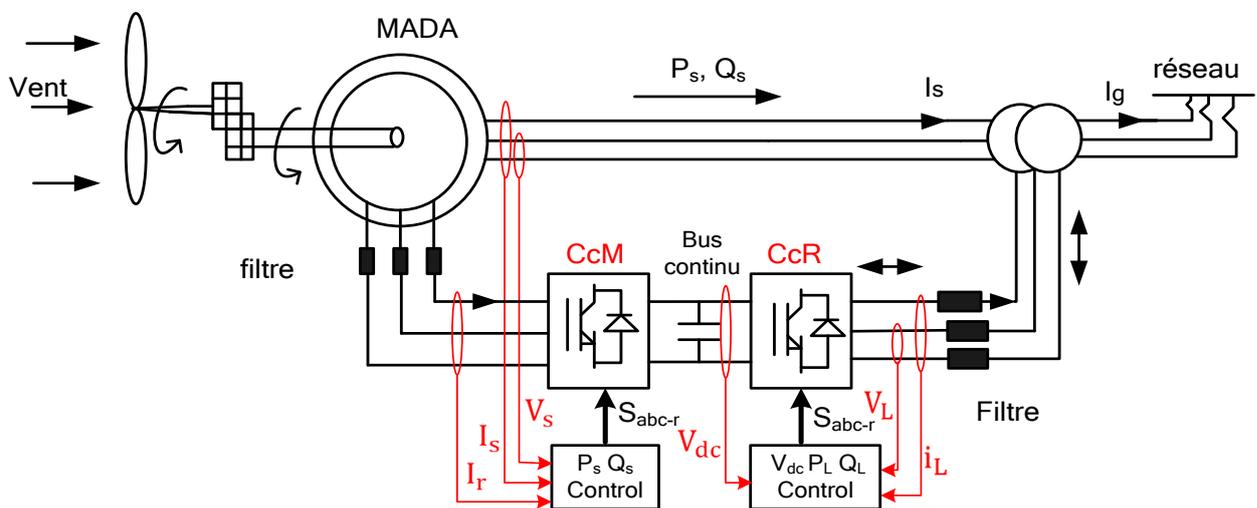


Figure 4.1 : Système éolien à base de la MADA

La figure 4.1 présente un rappel de la structure du système éolien avec MADA directement connecté au réseau par son stator et du côté rotor à travers un convertisseur back-to-back. La puissance injectée au réseau est régulée à travers deux convertisseurs communément appelés

convertisseur côté machine (CcM) et convertisseur côté réseau (CcR) mis en cascade par un bus DC. La commande de ses deux convertisseurs a été détaillée au chapitre 2. Dans ce chapitre, nous présentons exclusivement la stratégie de commande adaptative bus continu appliquée au convertisseur côté réseau (CcR). Cette commande vise une amélioration de la capacité de tenu aux creux de tensions et une réduction des ondulations de la tension continue. Généralement, la tension du bus continu est régulée à une référence fixe et ceci conduit souvent à des surtensions et augmentation d'ondulation de V_{dc} pendant les défauts. Dans la littérature il est démontré qu'une faible profondeur de modulation induit des harmoniques à haute fréquence sur les courants de sortie du CcR [92], [101]. Lors d'un défaut réseau symétrique, la profondeur de modulation diminue et si la tension de référence (V_{dcref}) est maintenue à sa valeur en mode sain, les ondulations de courants et tensions du bus continu augmentent. En outre le système subi des transitoires sévères dues à la connexion et la déconnexion du circuit de protection.

4.3 Paramétrage du correcteur PI de la tension du bus continu

La figure 4.2 présente le convertisseur côté réseau connecté à ce dernier à travers un filtre inductif (RL) et son système de commande. La commande du bus continu à travers le courant alternatif conduit à l'identification de deux boucles, une boucle externe de tension et une boucle de courant interne (Figure 4.2). La boucle interne est conçue pour atteindre des temps de stabilisation courts tandis que, l'objectif principal de la boucle externe est d'assurer une réponse transitoire rapide et une stabilité optimale. En régime permanent la dynamique des boucles internes et externes peut être considérée comme découplée et linéaire mais lors du démarrage et des phases transitoires le découplage naturelle du flux n'est plus valide. Ainsi, les boucles interne et externe interagissent, de sorte que les régulateurs conçus par linéarisation ne peuvent plus garantir les performances attendues. Fort de ce constat, nous avons proposé une analyse sur la dynamique du bus DC pour en déduire une procédure appropriée au réglage des correcteurs PI.

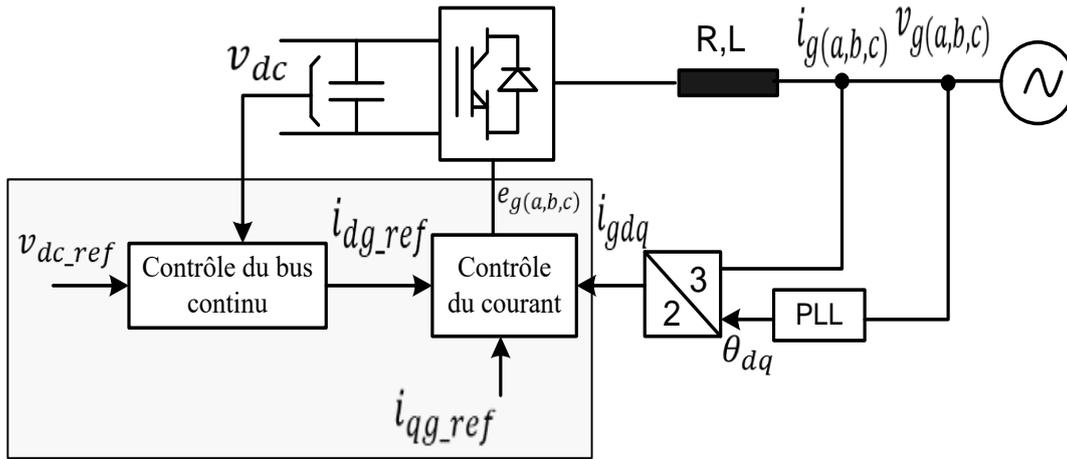


Figure 4.2 : Système de commande du convertisseur connecté au réseau

En utilisant la commande vectorielle avec la stratégie d'orientation de la tension statorique (*SVO*) nous obtenons les équations permettant de commander le CcR.

$$\begin{cases} v_{dg} = |\vec{v}_g| \\ v_{qg} = 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

$$P_g = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_g \cdot \vec{i}_g\} = \frac{3}{2} (v_{dg} \cdot i_{dg} + v_{qg} \cdot i_{qg}) \quad (4.2)$$

$$Q_g = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_g \cdot \vec{i}_g\} = \frac{3}{2} (v_{qg} \cdot i_{dg} - v_{dg} \cdot i_{qg}) \quad (4.3)$$

En remplaçant l'équation (4.1) dans (4.2) et (4.3), on obtient la puissance active et réactive comme suit :

$$P_g = \frac{3}{2} \cdot v_{dg} \cdot i_{dg} = \frac{3}{2} |\vec{v}_g| \cdot i_{dg} \quad (4.4)$$

$$Q_g = -\frac{3}{2} \cdot v_{dg} \cdot i_{qg} = -\frac{3}{2} |\vec{v}_g| \cdot i_{qg} \quad (4.5)$$

V_{dqf} est la tension du convertisseur côté réseau dans le repère dq lié au champ tournant. Compte tenu de l'équilibre instantané de la puissance d'entrée et de sortie du convertisseur dans le repère dq et en négligeant les pertes par commutation on obtient cette équation.

$$P_{AC} = P_g = \frac{3}{2} v_g i_{dg} = \frac{3}{2} v_g i_{gd_ref} \quad (4.6)$$

$$P_{DC} = V_{dc} i_{dc}^{mean} \quad (4.7)$$

$$i_{dc}^{mean} = \frac{3}{2} \frac{v_g}{V_{dc}} i_{gd_ref} = G \cdot i_{gd_ref} \quad (4.8)$$

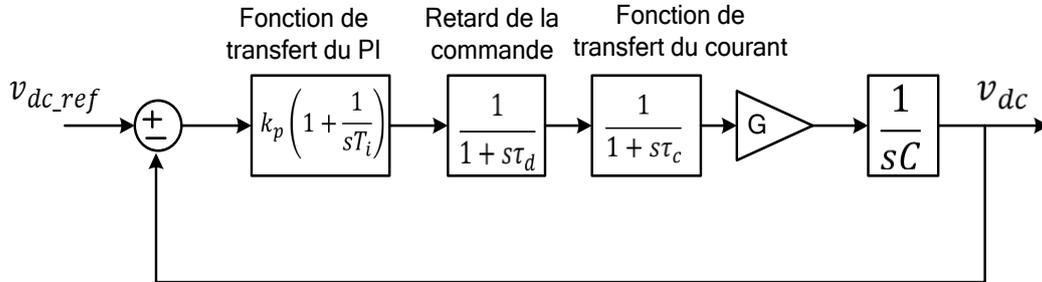


Figure 4.3: Boucle de régulation de la tension du bus continu.

La fonction de transfert du régulateur PI est donnée comme suit

$$k_p + \frac{k_i}{s} = k_p \left(1 + \frac{1}{sT_i} \right) = k_p \frac{(1 + sT_i)}{T_i} \quad (4.9)$$

L'équation (4.10) présente la fonction de transfert de la boucle de courant tenant compte du retard introduit par la MLI

$$F_{T1}(s) = \frac{1}{1 + 3sT_s} \quad (4.10)$$

La fonction de transfert du bus continu est présentée par l'équation (4.11)

$$F_{T2}(s) = \frac{V_{dc}}{i_c} = \frac{1}{sC} \quad (4.11)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte est donnée par l'équation (4.12)

$$T_{opl}(s) = k_p G \frac{(1 + sT_i)}{sT_i} \frac{1}{1 + 3sT_s} \frac{1}{sC} = k_p G \frac{1 + sT_i}{3CT_s T_i s^3 + CT_i s^2} \quad (4.12)$$

L'idée principale est de choisir la fréquence de croisement à la moyenne géométrique des deux fréquences de coin, afin d'obtenir la marge de phase maximale φ , ce qui se traduira par un amortissement optimal de la boucle de tension continue. Le diagramme de Bode montre la symétrie avec respect de la fréquence de croisement correspondant. Cette fréquence et la marge de phase sont exprimées comme suit :

$$\omega_c = \frac{1}{3aT_s} \quad (4.13)$$

$$a = \sqrt{\frac{T_i}{3T_s}} \quad (4.14)$$

$$a = \frac{1 + \cos \varphi}{\sin \varphi} \quad (4.15)$$

Le gain du régulateur PI à la fréquence de coupure ω_c est donné par (4.16)

$$k_{pdc} = \frac{C}{2\sqrt{3}aT_s} \quad (4.16)$$

Ainsi, étant donné la marge de phase φ ou la constante a , les paramètres du régulateur PI sont déterminés. La fonction de transfert en boucle fermée du système est :

$$T_{cll}(s) = \frac{T_{opt}}{1 + T_{opt}} = \frac{G(1 + sT_i)}{12T_sT_i aS^3 + 4T_iT_s aS^2 + G(T_i s + 1)} \quad (4.17)$$

La paire de pôles complexes de $T_{cll}(s)$ donne une réponse stable avec un amortissement optimal et une marge de phase de 45° pour $a = 2,4$. Ainsi :

$$K_{pdc} = 0.12 C/T_s, \quad T_i = 17T_s \rightarrow T_{idc} = G T_i \quad (4.18)$$

$$k_{idc} = K_{pdc}/T_{idc} \quad (4.19)$$

4.4 Calcul de la tension de référence du bus continu et de la capacité requise

4.4.1 Calcul de la référence de la tension continue

Dans un système éolien avec MADA fonctionnant en mode défaut, le bus continu est soumis à des surtensions et des fluctuations. Ceci provoque des harmoniques de courants à la sortie de l'onduleur d'où la dégradation de la qualité d'énergie injectée au réseau. Les solutions retrouvées dans la littérature sont basées sur des stratégies de commande modifiées avec une tension de référence V_{dc} constante. Même si ces solutions donnent de bonnes performances elles nécessitent l'activation et de la déconnexion du circuit de protection et leurs réponses transitoires pendant l'application et l'élimination du défaut peuvent ne pas être satisfaisante. Fort de ce constat nous avons proposé dans cette section une commande adaptative de V_{dc} pour améliorer les performances du système pendant le défaut.

Le principe de cette méthode est basé sur un calcul de la tension de référence ($V_{dc\text{ref}}$) en fonction de la tension du réseau et de la chute de tension à travers le filtre inductif.

La référence de tension du bus continu est calculée à partir de la tension du réseau qui chute et de l'indice de modulation. Afin de générer la référence de tension V_{dc} , la formule 4.20 est utilisée. La tension du bus DC sera commandée pour suivre la variation de tension du réseau pendant le défaut afin de maintenir un indice de modulation élevé et éviter les harmoniques de courants injectées au réseau.

$$V_{dc_ref} = \frac{\sqrt{6}}{m_a} V_{ll_rms} - V_{filter} \quad (4.20)$$

Où

- V_{dc_ref} : Tension de référence du bus continu
- m_a : Indice de modulation du convertisseur
- V_{ll_rms} : Tension efficace en rms du réseau
- V_{filtre} : Chute de tension à travers le filtre inductif

La tension minimale du bus continu est donnée par l'expression suivante

$$V_{dc} \geq 2 \frac{\sqrt{2}}{m_a} V_{ln_rms} \quad (4.21)$$

Où V_{dc} est la tension du bus continu, et V_{ln_rms} tension efficace simple du réseau

4.4.2 Dimensionnement de la capacité du bus continu

La capacité du condensateur requise pour le bus continu est donnée par l'expression (4.22)

$$C_{dc_link} = \frac{S_n}{V_{dc} \Delta V_{dc}} \frac{1}{2\omega_n} \quad (4.22)$$

Avec

$$\omega_n = 2\pi f, S_n = V_{ll} I_{ll} \quad \Delta V_{dc} = V_{dc_ripple}$$

La tension du bus continu peut être exprimée en fonction de la tension de ligne du CcR comme suit

$$V_{dc} = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} V_{ll} \cos(\omega t) d\omega t = \frac{3\sqrt{2} V_{ll}}{\pi} \cong \sqrt{2} V_{ll} \quad 4.23$$

En remplaçant S_n , V_{dc} , ω_n et ΔV_{dc} par leurs expressions on obtient l'expression (4.24) donnant la capacité du condensateur du bus continu.

$$C_{dc_link} = \frac{I_{ligne(rms)}}{4\sqrt{2} \pi f \cdot V_{dc_ripple}} \quad (4.24)$$

Selon les références [115], [116] le courant de ligne du convertisseur doit être dimensionné à $0.9 I_{peak}$ pour des raisons de sécurité. Ainsi la capacité du bus continu est donnée par l'expression (4.25)

$$C_{dc_link} = \frac{0.9I_{peak}}{4\sqrt{2}\pi f \cdot V_{dc_ripple}} \quad (4.25)$$

Avec :

- V_{dc_ripple} : Taux d'ondulation de Vdc permit
- V_{ll_rms} : Valeur RMS de tension simple du réseau
- I_{peak} : Pic de courant de ligne AC admissible
- f : fréquence du réseau 50 Hz

4.4.3 Stratégie de commande adaptative du bus continu

La figure 4.4 présente la stratégie d'adaptation de tension de référence du bus continu. La tension du bus continu sera contrôlée pour suivre le changement de tension du réseau pendant le fonctionnement du LVRT afin de maintenir le taux de modulation élevée de sorte que les harmoniques hautes fréquences injectées au réseau puissent être atténués de manière significative. En outre, pendant les défauts réseau, cette méthode de commande pourrait dans une certaine mesure atténuer les tâches de connexion et de déconnexion du circuit de protection et maintenir la tension du bus continu dans une plage de fonctionnement sûre.

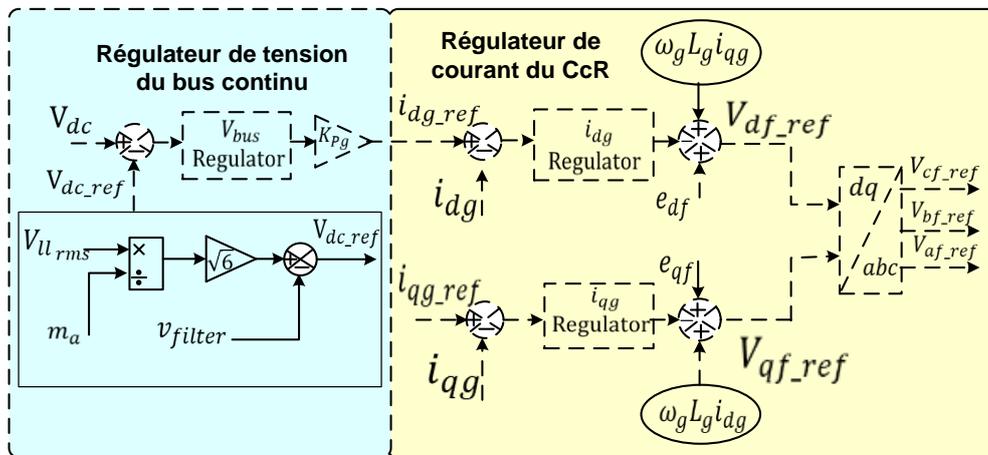


Figure 4.4: Schéma fonctionnel de la commande adaptative du bus continu

4.5 Résultats de simulation

Afin de valider le choix la stratégie de commande adaptative pour la tension du bus continu, la commande vectorielle implémentée au chapitre 2 est utilisée avec une stratégie de calcul de la tension de référence du bus continu pour adapter la commande aux situations de défauts. Puis, une comparaison avec les résultats obtenus par méthode classique (V_{dc_ref} constant) est faite pour montrer l'intérêt d'utiliser une tension de référence DC adaptative.

Un défaut équilibré de 70% est appliqué au système pour une durée de 0.3s entre l'intervalle [0.5 à 0.8s].

4.5.1 Réponse du système : Cas où la tension (V_{dref}) est constante

Les figures 4.5, 4.6 et 4.7 présentent les résultats de simulations du système en utilisant la commande conventionnelle où la tension V_{dc} est constante pendant toutes les phases de simulation.

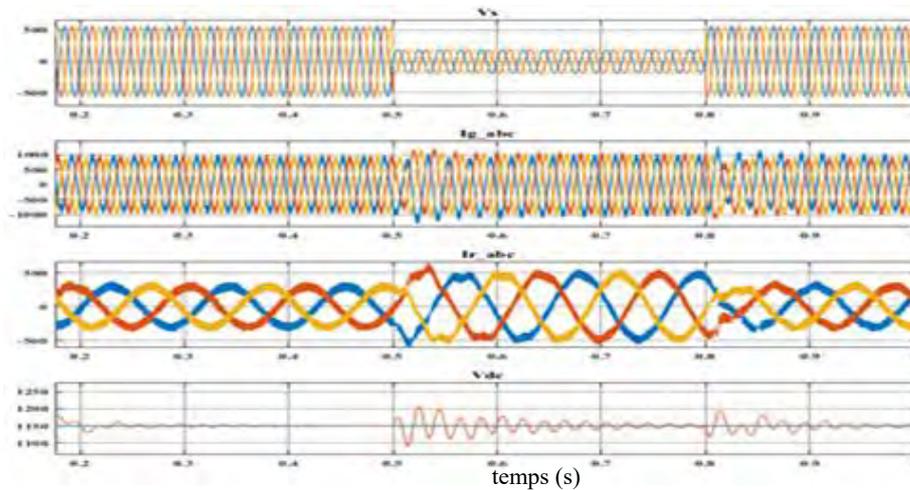


Figure 4.5: Réponse avec V_{dc} constant de la tension du réseau, de courant statorique, rotorique et de la tension du bus continu

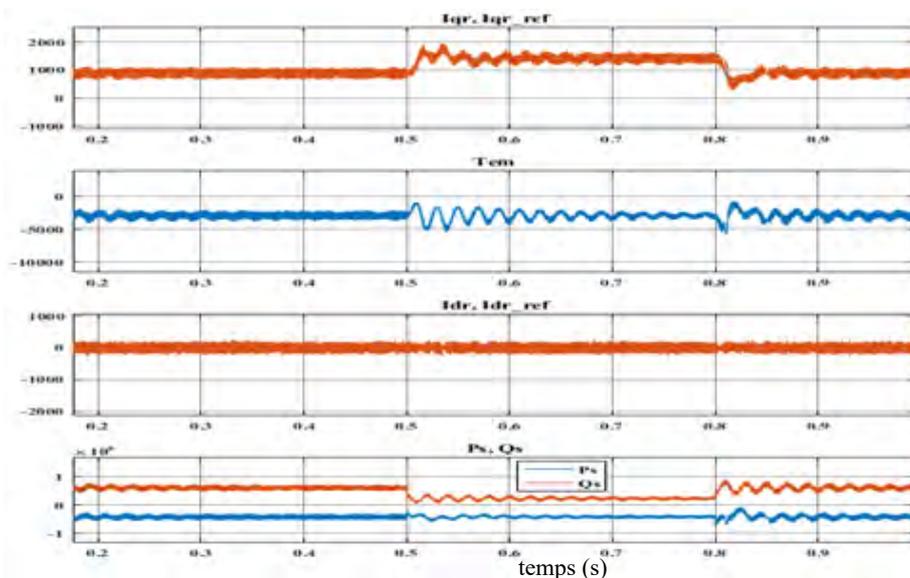


Figure 4.6: Réponse avec V_{dc} constant du couple électromagnétique, de composante directe et en quadrature du CcM, des puissances active et réactive

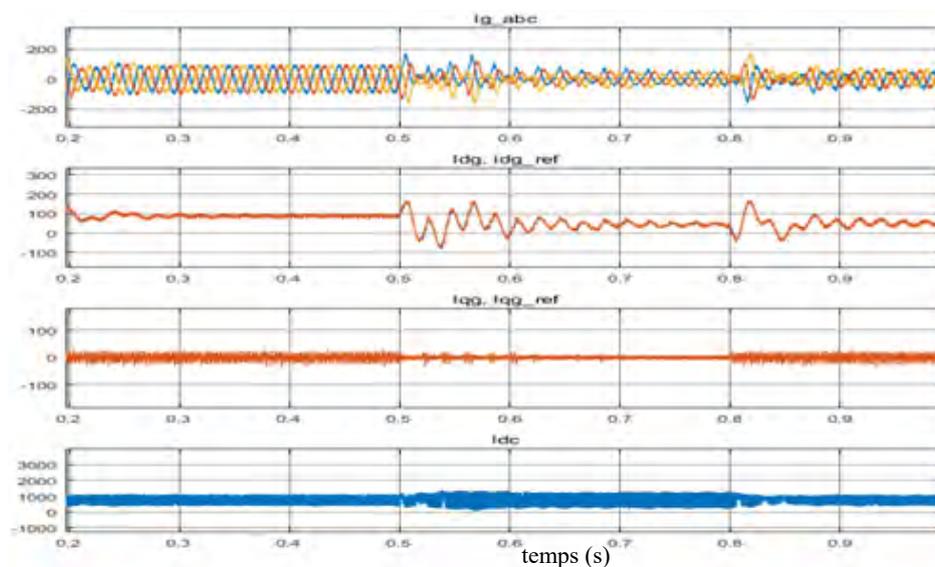


Figure 4.7: Réponse avec V_{dc} des courants triphasés, des composantes directe et en quadrature du CcR et du courant bus continu

Dans la littérature il est démontré qu'une faible profondeur de modulation induit des harmoniques à haute fréquence sur les courants de sortie du CcR. Pendant un défaut réseau symétrique, la profondeur de modulation diminue par conséquent, avec la commande conventionnelle où la tension de référence (V_{dref}) est constante, les fluctuations de courants et tensions du bus continu augmentent. Ceci est bien illustré par les résultats de simulations présentés aux figures 4.5 et 4.7. La valeur de référence du courant i_{dref} du CcR fluctue entraînant une réponse transitoire sévère du système particulièrement pendant les phases d'apparition et d'élimination du défaut. Les figures 4.5, 4.6 et 4.7 illustrent la réponse du système avant, pendant et après l'élimination du défaut avec V_{dref} constante. Les fluctuations de tension du bus continu augmentent lorsque les creux de tensions apparaissent et durant l'étape d'élimination du défaut. Les courants rotoriques et statoriques atteignent des valeurs de pic maximales aux débuts et pendant le rétablissement de la tension du réseau. Ces courants du CcM peuvent atteindre des valeurs destructives si le circuit de protection n'est pas activé. Par conséquent, une commande adaptative de V_{dc} est nécessaire pour garder l'indice de modulation constant et améliorer la réponse du bus continu.

4.5.2 Réponse du système : Cas où la tension (V_{dc_ref}) est adaptative

Les figures 4.8, 4.9 et 4.10 présentent la réponse du système avec la stratégie de commande adaptative. Avec la méthode adaptative, lorsque la tension chute la référence de tension du bus

continu est ajustée pour maintenir l'indice de modulation constant. Les figures 4.8, 4.9, 4.10, présentent les résultats de simulation du système commandé avec une stratégie adaptative de contrôle du bus continu. On voit sur les courbes de simulations que cette stratégie a des avantages par rapport à la stratégie conventionnelle où V_{dc} est constante.

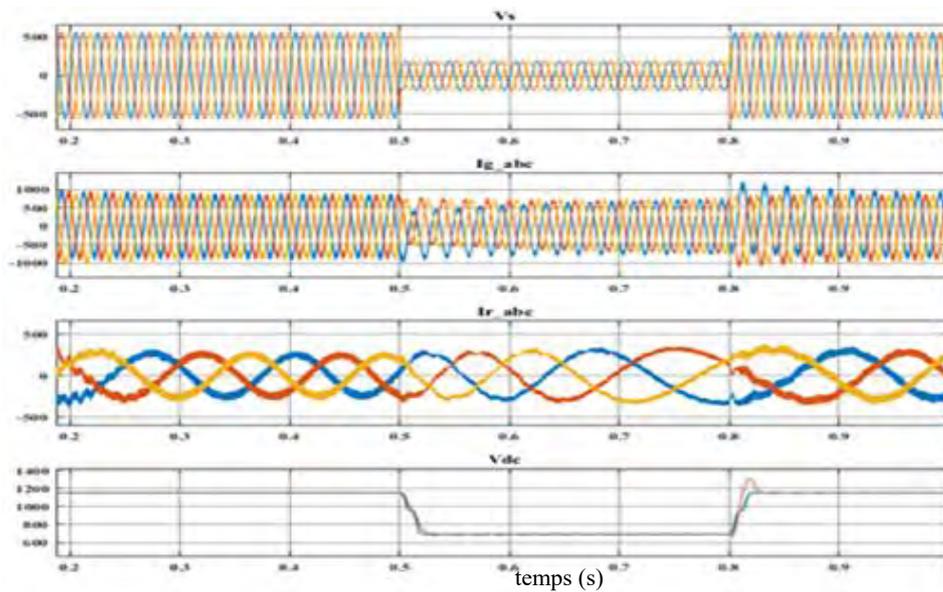


Figure 4.8: Réponse avec V_{dc} adaptative de la tension du réseau, du courant statorique et rotorique et de la tension du bus continu

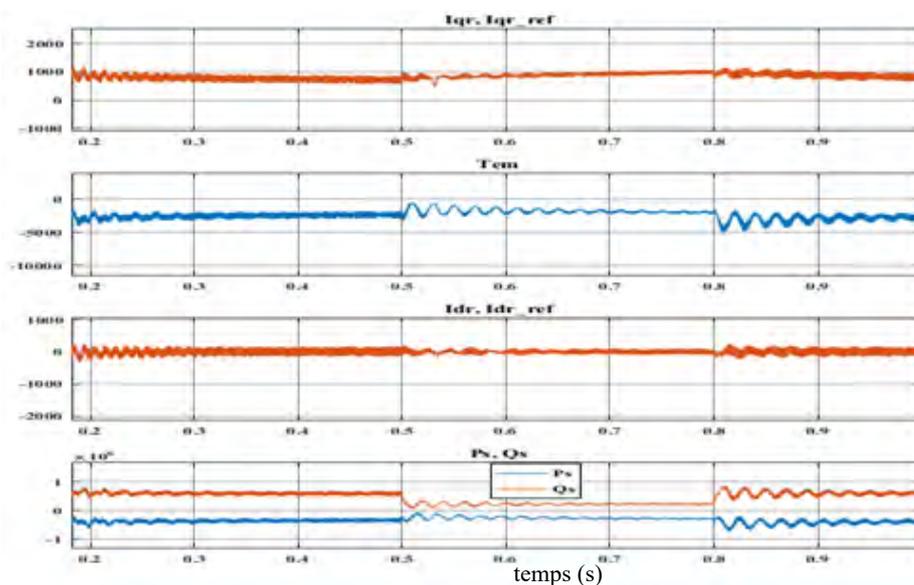


Figure 4.9: Réponse avec V_{dc} adaptative du couple électromagnétique, des composantes directe et quadrature du CcM, des puissances active et réactive

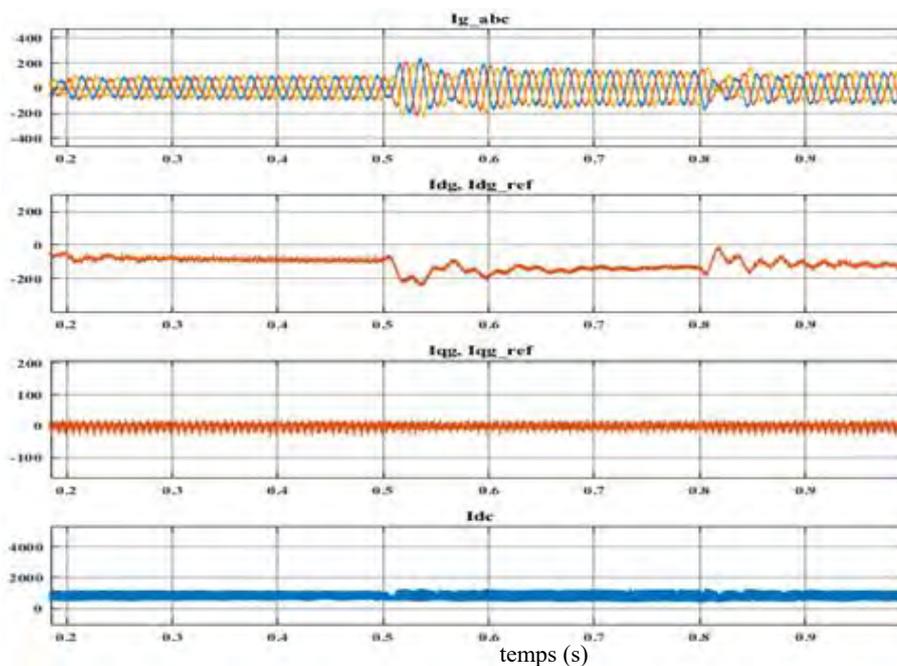


Figure 4.10: Réponse avec V_{dc} adaptative des courants triphasés, des composante directe et en quadrature du CcR et du courant bus continu

Pendant le passage *LVRT* une réponse transitoire rapide, un faible taux de fluctuations de la tension du bus continu et d'ondulation de courant sont obtenues. Cela est principalement dû au fait que l'indice de modulation reste constant. Et le système n'a pas besoin de solliciter l'intervention de la protection pour ce pourcentage de creux contrairement à la méthode conventionnelle qui nécessite une protection des convertisseurs. Du côté bus continu, les fluctuations de tension sont maintenues à une plage acceptable même si elle subit de légers effets transitoires dues aux changements brusques de tension. Par conséquent, la stratégie de commande adaptative donne de bonnes performances et permet d'améliorer la capacité de tenu aux creux de tension.

4.6 Etude comparative entre la commande classique et adaptative du bus continu

Les figures (4.5, et 4.8) présentent la tension du réseau, le courant statorique, le courant rotorique et la tension du bus continu en utilisant respectivement les stratégies de commande conventionnelle et adaptative. Avec la stratégie conventionnelle où la tension V_{dc} est constante pendant toutes les phases de simulations, on note la présence des oscillations. Par contre, le profil de la tension du bus continu ne présente aucune perturbation avec la stratégie adaptative. Les courants statoriques et rotoriques ne sont pas affectés par le défaut.

Les simulations présentées montrent que les courants à la sortie du convertisseur côté réseau (figure 4.10) sont moins affectés avec la stratégie de commande adaptative qu'avec la stratégie

de commande conventionnelle (figure 4.7). De plus, avec la stratégie de commande adaptative les oscillations de couple, de puissance ainsi que les composantes dq des courants rotoriques persistent moins qu'avec la stratégie conventionnelle. On note aussi une atténuation considérable des fluctuations de tension et de courant du bus continu et la réponse transitoire de (V_{dc}) pendant le défaut est améliorée. Avec cette stratégie de commande le déclenchement de la protection n'est pas nécessaire pour un défaut allant jusqu'à 70%.

Ces simulations nous ont permis de dégager les conclusions suivantes : la réponse de la tension du bus continu ne montre aucune perturbation avec la stratégie de commande adaptative contrairement à la stratégie de commande conventionnelle avec une tension (V_{dc}) constante où on note une augmentation des fluctuations de la tension du bus continu pendant le défaut particulièrement à l'apparition et à la phase d'élimination du défaut. Les courants du CcR sont moins affectés avec la stratégie de commande adaptative et la dynamique de la réponse transitoire du système est plus rapide. Contrairement à la stratégie de commande conventionnelle où la tension du bus continu (V_{dc}) est constante, le système n'a pas besoin des séquences de connexion et de déconnexion du crowbar. Les convertisseurs restent contrôlables en toute sécurité pendant l'affaissement de la tension réseau

4.7 Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude comparative de deux méthodes de commandes du bus continu : le contrôle classique de tension du bus continu et le contrôle adaptatif du bus continu. Les réponses du système avec ces deux méthodes, lors d'un défaut réseau sévère, ont montré que la commande adaptative donne de meilleurs résultats en courant et permet d'éviter le déclenchement du circuit de protection pour des creux de tension allant jusqu'à 70% et des régimes transitoires vite maîtrisés.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion générale et perspectives

Dans ce travail de thèse, nous avons proposé une contribution à l'amélioration de la commande du bus continu dans un système éolien avec machine asynchrone doublement alimentée. Nous nous sommes particulièrement intéressés à la réduction des fluctuations du bus continu en présence de défaut réseau équilibré et sévère.

Nous avons cherché à atteindre les objectifs suivants :

- ✓ Réduction des fluctuations de tension bus continu
- ✓ Assurer une réponse transitoire rapide du système pendant le défaut
- ✓ Améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau

Pour atteindre ces objectifs, nous avons commencé dans le premier chapitre par une présentation d'un état de l'art sur les différentes méthodes de réduction des fluctuations de Vdc. Cet état de l'art nous a permis de revoir un certain nombre de travaux effectués sur l'amélioration des performances de la commande du système éolien basé sur la MADA. En deuxième étape nous avons fait une étude bibliographique particulière sur la minimisation des ondulations de tensions DC. Sur ce, nous avons revu un certain nombre d'articles proposant des modifications de commande des convertisseurs (CcM et ou CcR) pour mieux cerner leurs limites.

Au deuxième chapitre, le système d'étude et la commande des différents sous-systèmes ainsi constitués sont présentés. La commande du système éolien s'effectue via ses deux convertisseurs statiques triphasés, appelées CcM et CcR, situés entre l'enroulement rotorique de la MADA et le réseau électrique. Nous avons présenté la modélisation de différentes parties et la mise en œuvre de la commande. Enfin, nous avons validé les différentes commandes par simulation pour deux points de fonctionnement, l'un en mode hypo synchrone et l'autre en mode hyper synchrone.

Concernant l'amélioration des performances du système et la qualité d'énergie injectée au réseau nous avons présenté une stratégie de commande améliorée du CcM et CcR assurant simultanément une compensation de la puissance réactive et une réduction des fluctuations de la tension continue. D'abord, une analyse sur le comportement du flux statorique lors d'un défaut réseau symétrique et de grande amplitude a été effectuée. Ensuite, les impacts de ces défauts ont été montrés. Ces impacts sont principalement: des oscillations de couple

électromagnétique, des surintensités et des fluctuations de la tension du bus continu. En troisième lieu, le dimensionnement de la résistance du circuit de protection ainsi que sa commande ont été présentés. Ainsi, un circuit crowbar avec modification de la commande côté bus continu et CcM ont été incorporé au système de commande afin d'avoir une meilleure capacité de tenue aux creux de tension et une réponse transitoire rapide du système. Cette commande a réussi à limiter les fluctuations de tension du bus continu à moins de 5%. Sa stratégie est basée sur un contrôle des puissances instantanées avec une boucle de courant interne modifiée pour avoir une réponse transitoire rapide lors d'un creux de tension réseau.

Nous avons aussi élaboré une commande adaptative du bus continu permettant d'avoir une réduction considérable des ondulations de V_{dc} et améliorer la *LVRT*. D'abord, nous avons présenté le convertisseur côté réseau et son système de commande classique avec une synthèse des correcteurs PI utilisant le critère optimum symétrique (SO). Ensuite, nous avons détaillé le principe de cette stratégie de commande suivi d'une explication sur le calcul de la référence de tension DC à partir de la tension réseau qui chute pendant le défaut. Elle prend en compte aussi la chute de tension à travers le filtre inductif. En troisième partie, une comparaison des résultats de simulations obtenues avec la méthode adaptative et classique, est effectuée. Ceci nous a permis de montrer les avantages et l'intérêt d'utiliser une tension de référence du bus continu ajustable pendant un creux de tension d'où le nom de la stratégie de commande adaptative. Cette méthode permet non seulement de garder l'indice de modulation constant afin de réduire les ondulations tension DC mais également elle permet d'avoir une réponse transitoire rapide. De plus, lors du fonctionnement LVRT, le système ne sollicite pas l'intervention du circuit de protection pour des creux équilibrés allant jusqu'à 70% de profondeur. Par conséquent, elle convient bien à l'atténuation des ondulations de tension et de courant du continu.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi principalement par des perspectives pouvant contribuer à une meilleure performance de la MADA. Parmi les axes de travail envisageables nous considérons :

- Creux de tension asymétrique sévère
- L'impact des charges locales non linéaires
- Etude de la commande avec un réseau faible (Weak grid)
- Réalisation pratique de la commande sur STM304F4

Annexes

Annexe 1 : Synthèse des régulateurs PI

La synthèse des régulateurs PI de courants rotoriques est effectuée en utilisant la figure

La fonction de transfert du régulateur PI est : $K_p + \frac{K_i}{s} = K_p \left(\frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{s} \right)$

La fonction de transfert en boucle ouverte du système à réguler est donnée par :

$$F_{BO} = \frac{1}{R_r + \sigma L_r s} = \frac{1/R_r}{1 + \sigma L_r s / R_r} = \frac{K_0}{1 + \tau_r s}$$

$$\tau_r = \frac{\sigma L_r}{R_r}, \quad K_0 = 1/R_0$$

Nous choisissons la méthode de compensation de pôles pour la détermination des deux paramètres K_p, K_i .

$$F_{BF} = \frac{K_p \left(\frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{s} \right) \frac{K_0}{1 + \tau_r s}}{1 + K_p \left(\frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{s} \right) \frac{K_0}{1 + \tau_r s}}$$

$$\text{Soit } \frac{K_i}{K_p} = \frac{1}{\tau_r}$$

La fonction de transfert en boucle fermée peut être aussi exprimée sous cette forme :

$$F_{BF}(s) = \frac{y(s)}{y_{ref}(s)} = \frac{\frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+\tau_r s}}{1 + \frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+\tau_r s}}$$

Par ailleurs, spécifier les performances désirées BF:

dans le cas d'une réponse désirée du type 1er ordre, spécifier la constante de temps désirée en BF.

$$F_{BFd}(s) = \frac{y(s)}{y_{ref}(s)} = \frac{1}{1 + sT_f}$$

Dans le cas d'une réponse désirée du type 2nd ordre, nous avons spécifié un coefficient d'amortissement $\zeta = 0.707$ et une pulsation propre ω_n

$$F_{BFd}(s) = \frac{y(s)}{y_{ref}(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\varepsilon\omega_n s + \omega_n^2}$$

Ces choix doivent être en adéquation avec la dynamique en BO.

Identification $F_{BF}(s)$ et $F_{BFd}(s)$

$$\frac{\frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+s\tau_r}}{1 + \frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+s\tau_r}} = \frac{1}{1 + sT_f}$$

Système du 1^{er} ordre

Compensation de pôle : $T_n = \tau_r$ d'où

$$\frac{\frac{K_0}{sT_i}}{1 + \frac{K_0}{sT_i}} = \frac{1}{1+sT_f} \quad \text{d'où } T_i = K_0 T_f$$

En définissant le coefficient a_f tel que $T_f = a_f \tau_r$: si $a_f = 1$, on garde la même dynamique en BF qu'en BO ; si $a_f < 1$ la dynamique en BF sera plus rapide.

Système du 2nd ordre : Méthode de placement de pôles : identification des dénominateurs

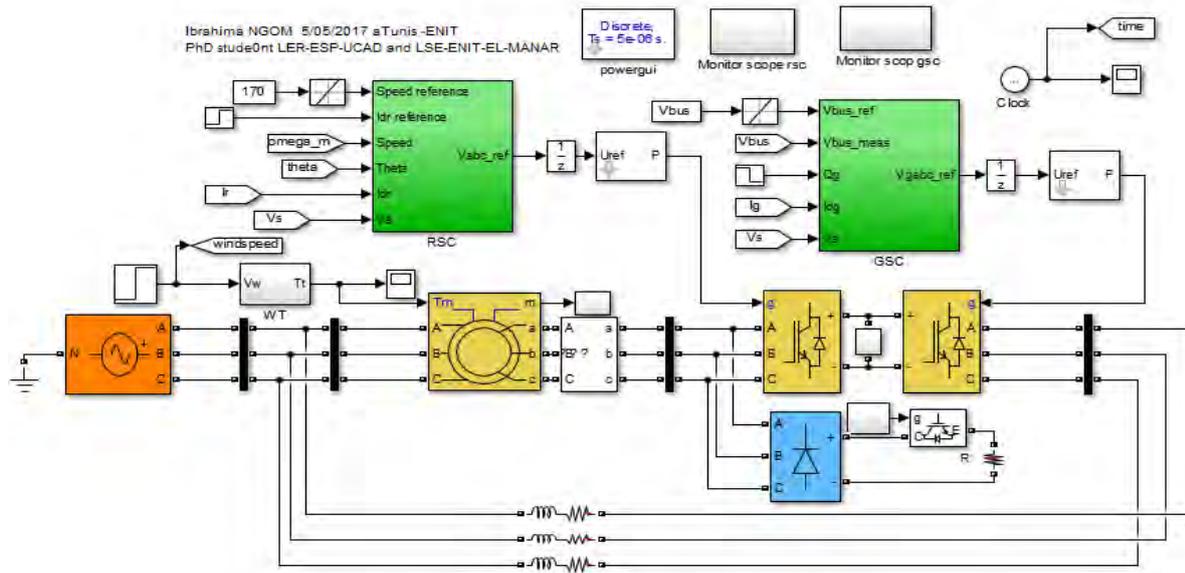
$$F_{BF}(s) = \frac{\frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+\tau_r s}}{1 + \frac{1+sT_n}{sT_i} \cdot \frac{K_0}{1+\tau_r s}} = \frac{(1+sT_n) \cdot K_0}{(1+sT_n) \cdot K_0 + sT_i(1+\tau_r s)} = \frac{(1+sT_n) \cdot K_0}{T_i \tau_r s^2 + s(T_n K_0 + T_i) + K_0}$$

$$\text{D'où } 2\varepsilon\omega_n = \frac{(T_n K_0 + T_i)}{T_i \tau_r} \text{ et } \omega_n^2 = \frac{T_i \tau_r}{K_0}$$

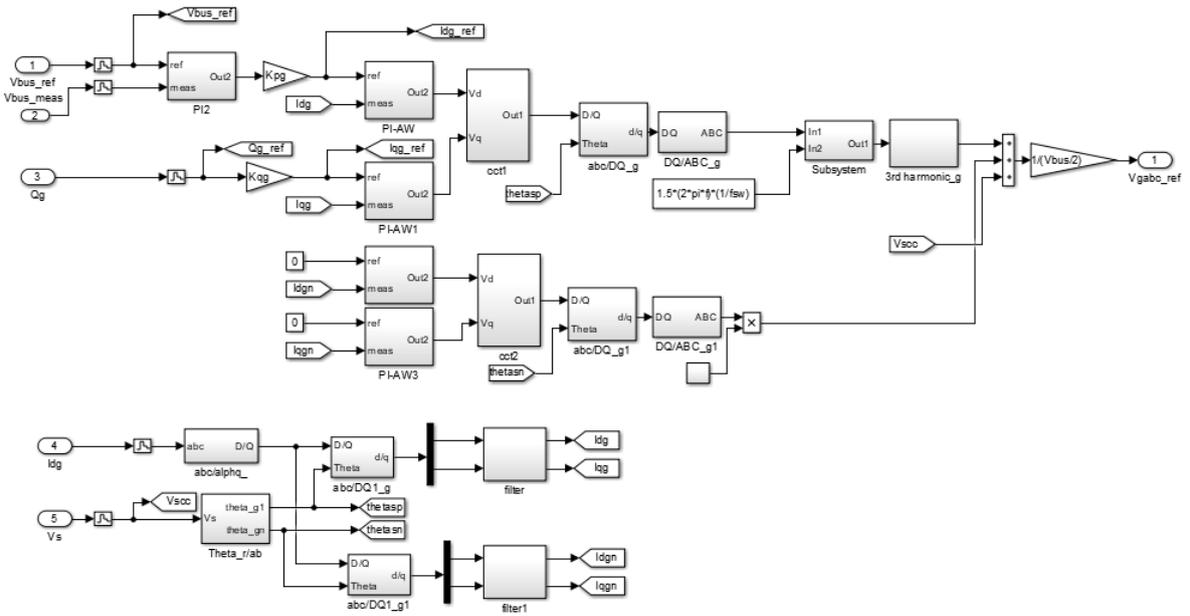
On en déduit T_n et T_i pour ε et ω_n donnés

Annexe2 : Modèle Simulink du système

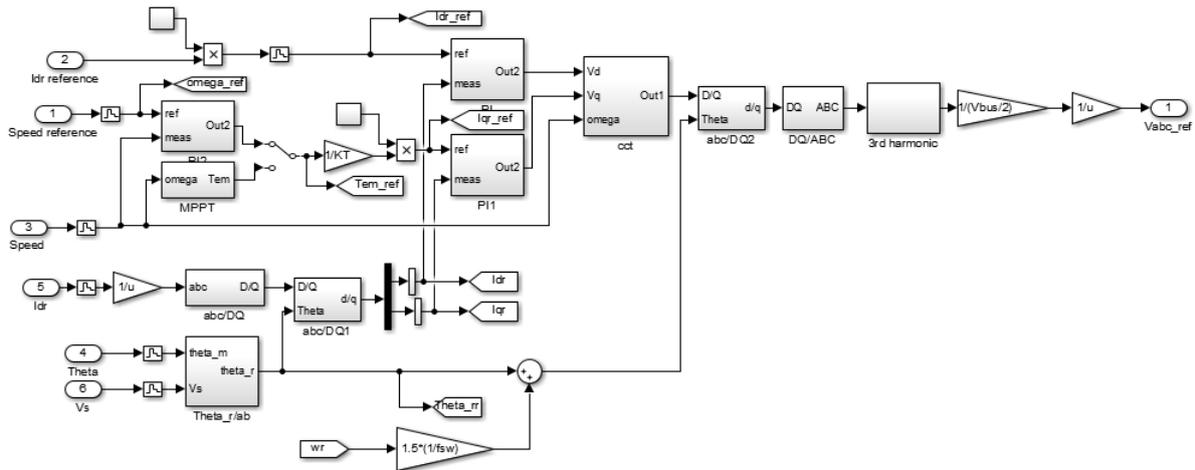
Un programme sur Matlab Simulink a été réalisé pour évaluer les performances du système



Commande du convertisseur côté réseau



Commande du convertisseur côté machine



Annexe 3 : Paramètres du système éolien

Paramètres de la MADA

Caractéristique	symbole	Valeur	unité
Puissance nominale	P_n	2	MW
Tension statorique	V_s	690	Vrms
Tension rotorique nominale	V_r	2070	Vrms
Courant statorique nominale	I_s	1760	
Couple électromagnétique nominale			
Résistance statorique	R_s	2.6	m Ω
Résistance rotorique	R_r	2.9	m Ω
Inductance pur du stator	L_{si}	0.0871	mH
Inductance pur du rotor	L_{ri}	0.0871	mH
Inductance statorique	L_s	2.587	mH
Inductance rotorique	L_r	2.587	mH
Inductance mutuelle	L_m	2.5	mH
Turn ratio stator-rotor	u	0.34	...
Nombre de pair de pole	p	2	
Connection stator et rotor	étoile
Vitesse de synchronisme	N_s	1500	Trs/min
Fréquence nominale	f_{sn}	50	Hz

Paramètre de la turbine

Caractéristique	Symbole	Valeur	Unité
Densité de l'air	ρ	1.1225	
Rayons des pales	R	42	m
Ratio de vitesse	λ_{opt}	7.2	
Coefficient de puissance	C_{pmax}	0.44	
Rapport de multiplication	N		
Vitesse de vent nominale	V_{w_n}	12.5	m/s
Variation de vitesse	$V_{w_min_max}$	9...18	Trs/min

Paramètre du bus continu

Caractéristique	Symbole	valeur	unit
Capacité du bus continu	C_{bus}	500	μF
Résistance de bus continu	R_{bus}	10^7	Ω

Paramètre du filtre de sortie

Caractéristique	Symbole	valeur	unit
Inductance	L_g	1500	μH
Résistance	R_g	10	$\mu\Omega$

Paramètre des convertisseurs de puissance

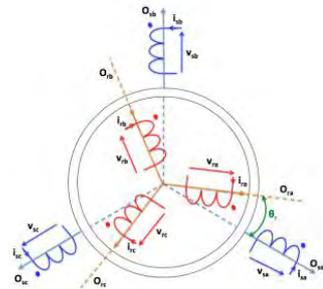
Caractéristique	Symbole	valeur	unit
Fréquence de commutation	f_{sw}	10000	Hz
Indice de modulation	m_a	0.8	Ω

Annexe 4 : Modèle de la MADA et transformation de coordonnées

Le modèle de la machine dans le repère de Park

$$[V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d[\varphi_s]}{dt}$$

$$[V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d[\varphi_r]}{dt}$$



Les variables et paramètres

$$[V] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, [I] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, [\varphi] = \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix}, R_x = \begin{bmatrix} R_x & 0 & 0 \\ 0 & R_x & 0 \\ 0 & 0 & R_x \end{bmatrix}$$

Modélisation de la MADA

Equation de flux magnétiques

$$[\varphi_s] = \begin{bmatrix} L_{si} & L_m & L_m \\ L_m & L_{si} & L_m \\ L_m & L_m & L_{si} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + M_{sr} \times [R(\theta_r)] \times \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}$$

$$[\varphi_r] = \begin{bmatrix} L_{ri} & L_m & L_m \\ L_m & L_{ri} & L_m \\ L_m & L_m & L_{ri} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + M_{sr} \times [R(\theta_r)] \times \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}$$

$$[R(\theta_r)] = \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos\left(\theta_r - \frac{4\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r) & \cos\left(\theta_r - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{4\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix}$$

Ces équations peuvent être arrangées comme suit :

$$\begin{bmatrix} [\varphi_s] \\ [\varphi_r] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}(\theta)] \\ [M_{sr}(\theta)^T] & [L_r] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} [I_s] \\ [I_r] \end{bmatrix},$$

$$L_s = \begin{bmatrix} L_s & 0 & 0 \\ 0 & L_s & 0 \\ 0 & 0 & L_s \end{bmatrix} \quad L_r = \begin{bmatrix} L_r & 0 & 0 \\ 0 & L_r & 0 \\ 0 & 0 & L_r \end{bmatrix}, \quad M_{sr}(\theta) = M_{sr} \times [R(\theta_r)], \quad L_s = L_{si} + M_s,$$

$$L_r = L_{ri} + M_r$$

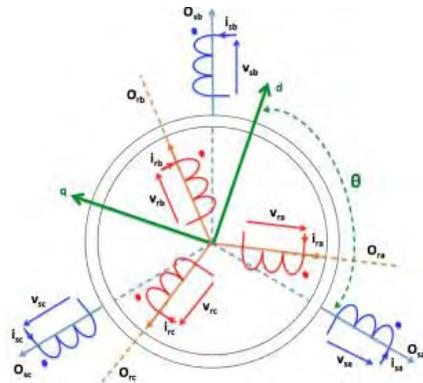
La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée - diphasée et d'une rotation. Elle permet de passer du repère (a-b-c) vers le repère (α - β) puis vers le repère (d-q).

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V \sin(\omega t + \gamma) \\ V \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \gamma\right) \\ V \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3} + \gamma\right) \end{bmatrix}$$

Si le repère dq tourne à la vitesse de rotation $\Omega = \omega/p$ les variables deviendront constantes

$$V_d = \sqrt{\frac{2}{3}} V \sin(\gamma)$$

$$V_q = -\sqrt{\frac{2}{3}} V \cos(\gamma)$$



Application de Park aux tensions

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\varphi}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\varphi}_s$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\varphi}_r}{dt} + j\omega_r \vec{\varphi}_s$$

$$\vec{\varphi}_s^s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r$$

$$\vec{\varphi}_r = L_r \vec{i}_r + L_m \vec{i}_s$$

Annexes 5 : Calcul des puissances du système

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{ds} = R_s i_{ds} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s |\varphi_s| \\ Q_s = \frac{3}{2} \omega_s |\varphi_s| i_{ds} \\ T_{em} = \frac{3}{2} p |\varphi_s| i_{qs} \\ |\vec{v}_s|^2 = v_{ds}^2 + v_{qs}^2 \end{array} \right. \Rightarrow |\varphi_s| = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} a = \omega_s^2 \\ b = R_s T_{em} \omega_s - |\vec{v}_s|^2 \\ c = \left[\frac{2}{3} \frac{R_s}{L_m} \right]^2 \left[\left(\frac{Q_s}{\omega_s} \right)^2 + \left(\frac{T_{em}}{p} \right)^2 \right] \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{ds} = \frac{|\varphi_s|}{L_s}, \quad i_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \\ v_{ds} = R_s i_{ds} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s |\varphi_s| \\ T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} |\varphi_s| i_{qr} \\ |\vec{v}_s|^2 = v_{ds}^2 + v_{qs}^2 \end{array} \right. \Rightarrow |\varphi_s| = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} a = \left(\frac{R_s}{L_s} \right)^2 + \omega_s^2 \\ b = \frac{4}{3} \frac{R_s T_{em} \omega_s}{p} - |\vec{v}_s|^2 \\ c = \left(\frac{2}{3} \frac{R_s T_{em}}{L_m p} \right)^2 \end{array} \right.$$

Les contraintes de courants et tensions

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{s_max}^2 \geq v_{ds}^2 + v_{qs}^2 \\ I_{s_max}^2 \geq i_{ds}^2 + i_{qs}^2 \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} v_{r_max}^2 \geq v_{dr}^2 + v_{qr}^2 \\ I_{r_max}^2 \geq i_{dr}^2 + i_{qr}^2 \end{array} \right.$$

$$\left. \left. \begin{array}{l} v_{dr} = \omega_r \sigma L_r i_{qr} \\ v_{qr} = \omega_r \left(\sigma L_r i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} |\varphi_s| \right) \end{array} \right\} \Rightarrow v_{r_max}^2 \geq (\omega_r \sigma L_r i_{qr})^2 + \omega_r^2 \left(\sigma L_r i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} |\varphi_s| \right)^2$$

$$\Rightarrow \left(\frac{v_{r_max}}{\omega_r \sigma L_r} \right)^2 = (i_{qr})^2 + \omega_r^2 \left(i_{dr} + \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} |\varphi_s| \right)^2$$

Le terme $\frac{L_m}{\sigma L_r L_s} |\varphi_s|$ dépend du point de fonctionnement de la machine

$$\left. \begin{array}{l} i_{ds} = \frac{|\varphi_s|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \\ i_{qs} = \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \end{array} \right\} \Rightarrow I_{s_max}^2 \geq \left(\frac{|\varphi_s|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \right)^2 + \left(\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \right)^2$$

$$\Rightarrow \left(I_{s_max} \frac{L_s}{L_m} \right)^2 \geq \left(\frac{|\varphi_s|}{L_m} - i_{dr} \right)^2 + (i_{qr})^2$$

Pour une tension V_s et fréquence ω_s Le point de fonctionnement est donné par Q_s , ω_m , T_{em}

$$|\varphi_s| = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}} \quad c = \left[\frac{2}{3} \frac{R_s}{L_m} \right]^2 \left[\left(\frac{Q_s}{\omega_s} \right)^2 + \left(\frac{T_{em}}{p} \right)^2 \right] \quad b = \frac{4}{3} \frac{R_s T_{em} \omega_s}{p} - |\vec{v}_s|^2 \quad a = \omega_s^2$$

$$i_{ds} = \frac{Q_s}{\frac{3}{2} \omega_s |\varphi_s|} \quad i_{qs} = \frac{T_{em}}{\frac{3}{2} p |\varphi_s|} \quad |\vec{i}_s|^2 = i_{ds}^2 + i_{qs}^2 \quad \theta_{i_s} = \text{atan} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right)$$

$$i_{dr} = \frac{|\varphi_s| + L_s i_{ds}}{L_m} \quad i_{qr} = -\frac{L_s}{L_m} i_{qs} \quad |\vec{i}_r|^2 = i_{dr}^2 + i_{qr}^2 \quad \theta_{i_r} = \text{atan} \left(\frac{i_{qr}}{i_{dr}} \right)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} \quad v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s |\varphi_s| \quad |\vec{v}_s|^2 = v_{ds}^2 + v_{qs}^2 \quad \theta_{v_s} = \text{atan} \left(\frac{v_{qs}}{v_{ds}} \right)$$

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad s = \omega_r / \omega_s$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} \quad v_{qr} = R_r i_{qr} - \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} |\varphi_s| \quad |\vec{v}_r|^2 = v_{dr}^2 + v_{qr}^2 \quad \theta_{v_r} = \text{atan} \left(\frac{v_{qr}}{v_{dr}} \right)$$

$$\varphi_{dr} = L_m i_{dr} + L_r i_{dr} \quad \varphi_{qr} = L_m i_{qr} + L_r i_{qr} \quad |\vec{\varphi}_r|^2 = \varphi_{dr}^2 + \varphi_{qr}^2 \quad \theta_{\varphi_r} = \text{atan} \left(\frac{\varphi_{qr}}{\varphi_{dr}} \right)$$

$$P_m = T_{em} \frac{\omega_s}{p} \quad P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad P_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr})$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad PF = \cos(\text{atan}(Q_s/P_s)) \quad Q_r = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr})$$

$$\eta = \frac{P_m}{P_s + P_r} \text{ if } P_m > 0$$

$$\eta = \frac{P_s + P_r}{P_m} \text{ if } P_m < 0$$

BIBLIOGRAPHIE

- [1] “Wind Energy Economic Development & Benefits | AWEA.” [Online]. Available: <https://www.awea.org/wind-101/benefits-of-wind/economic-development>. [Accessed: 17-Nov-2018].
- [2] Global Wind Energy Council, “Global Wind Statistics 2017,” *Glob. Wind Energy Council*, p. 4, 2018.
- [3] and G. Gonzalo Abad, Jesus Lopez, Miguel A. Rodriguez, Luis Marroyo and Iwanski, *Doubly fed induction machine-Modelling and control for wind energy generation*. 2011.
- [4] G. S. Report, *Renewables 2017 global status report 2017*. 2017.
- [5] A. D. Hansen, F. Iov, F. Blaabjerg, and L. H. Hansen, “Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration,” *Wind Eng. Vol.*, pp. 247–263, 2004.
- [6] International Energy Agency (IEA), “Energy Policies of IEA Countries - Denmark 2017 Review,” *Int. Energy Agency*, p. 213, 2017.
- [7] V. Cristina, J. Serrano-gonz, and G. Centeno, “A Market-Based Analysis on the Main Characteristics of Gearboxes Used in Onshore Wind Turbines,” *MDPI Energy J.*, 2017.
- [8] “Wind Energy – Sandia Energy.” [Online]. Available: <https://energy.sandia.gov/energy/renewable-energy/wind-power/>. [Accessed: 17-Nov-2018].
- [9] “Renewable Energy Database.” [Online]. Available: <http://www.re-database.com/>. [Accessed: 17-Nov-2018].
- [10] P. Garrett and K. Rønde, “Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant,” *Vestas Wind Syst. A/S Vestas*, pp. 1–106, 2014.
- [11] H. A.-R. M. M. inowski; K. Al Haddad, *Power electronics for renewable energy systems*. IEEE Press and John Wiley, 2014.
- [12] A. Petersson, *Analysis , Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. 2005.
- [13] G. ABAD, *Power Electronics and Electric Drives for Traction Applications*, John Wiley. Spain: John Wiley, 2017.
- [14] B. K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*. University of Tennessee, Knoxville, 2001.
- [15] V. Q. B. NGO, “Algorithmes de conception de lois de commande prédictives pour les systèmes de production d’énergie,” Thèse, Université Paris-Saclay, 2017.
- [16] P.-E. VIDAL, “Commande non-linéaire d’une machine asynchrone a double alimentation,” Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2004.
- [17] H. Gualous *et al.*, “Modélisation et commande d ’ une génératrice synchrone à aimant permanent pour la production et l ’ injection de l ’ énergies offshore dans un réseau,” *Symp. GENIE Electr. EF-EPF-MGE 2014, 8-10 JUILLET 2014, ENS CACHAN, Fr.*, no. June, 2014.

- [18] A. GAILLARD, “Système éolien basé sur une MADA : contribution à l ’ étude de la qualité de l ’ énergie électrique et de la continuité de service,” *Thèse, Univ. Henri Poincaré, Nancy 1, Fr.*, 2010.
- [19] G. Salloum, “Contribution a La Commande Robuste De La Machine Asynchrone a Double Alimentation,” *Thèse, Inst. Natl. Polytech. Toulouse, Fr.*, 2007.
- [20] D. Humberto, “Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires,” *Ecole Centrale de Lille*, 2011.
- [21] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, “Power electronics converters for wind turbine systems,” *Ind. Appl. IEEE ...*, vol. 48, no. 2, pp. 708–719, 2012.
- [22] F. Blaabjerg, F. Iov, Z. Chen, and K. Ma, “Power Electronics and Controls for Wind Turbine Systems,” in *IEEE International Energy Conference Power*, 2010, pp. 333–344.
- [23] J. Rodríguez, J. S. Lai, and F. Z. Peng, “Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 49, no. 4, pp. 724–738, 2002.
- [24] R. Dhanuka, “Modelling of Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine,” *Thesis, National Institute of Technology Rourkela*, 2013.
- [25] M. H. Wafa, “Analyse harmonique dans un réseau électrique avec une production d ’ énergie éolienne Dédicaces,” *Thèse, Université SETIF1 UFAS*, 2013.
- [26] M. Aimene and A. Payman, “Commande par platitude d ’ un système de conversion de l ’ énergie éolienne à vitesse variable connecté au réseau .,” *Symp. GENIE ELECTRIQUE(SGE’14) EF-EPF-MGE 2014, 8-10 JUILLET 2014, ENS CACHAN, Fr. Command.*, no. 1, pp. 9–11, 2014.
- [27] R. C. Portillo *et al.*, “Modeling strategy for back-to-back three-level converters applied to high-power wind turbines,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1483–1491, 2006.
- [28] I. Abderrahim, “Amélioration de la Qualité d’Energie d’un Système de Conversion d’Energie Elienne à base de Machine Asynchrone à Double Alimentation et Connecté au Réseau Electrique,” *Thèse, Ecole de Technogie Supérieure Université du Québec, MONTRÉAL*, 2015.
- [29] J. Hu and Z. Q. Zhu, “Improved Voltage-Vector Sequences on Dead-Beat Predictive Direct Power Control of Reversible Voltage-Source Converters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 1, pp. 254–267, 2013.
- [30] N. Mohan, *Advanced Electric Drives Analysis, Control, and Modeling Using MATLAB/Simulink*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2014.
- [31] P. Rodr, “Grid Converters for Photovoltaic and Photovoltaic and Wind Power Systems,” *book*, 2011.
- [32] J. Pou, J. Zaragoza, and S. Ceballos, “A Carrier-Based PWM Strategy With Zero-Sequence Voltage Injection for a Three-Level Neutral-Point-Clamped Converter,” *IEEE Trans. POWER Electron.*, vol. 27, no. 2, pp. 642–651, 2012.

- [33] J. Hu and X. Yuan, “Corrigendum to ‘ VSC-based direct torque and reactive power control of doubly fed induction generator ’ [Renew Energ 40 (2012) 13 e 23],” *Renew. Energy*, vol. 58, p. 164, 2013.
- [34] M. A. Mossa, “A New Formulation of Model Predictive Direct Torque Control for a Sensorless IM Drive,” in *Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Menoufia University, Egypt*, 2017, no. July 2018.
- [35] J. Hu and Z. Q. Zhu, “Investigation on Switching Patterns of Direct Power Control Strategies for Grid-Connected DC – AC Converters Based on Power Variation Rates,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 12, pp. 3582–3598, 2011.
- [36] J. Hu, H. Nian, B. Hu, Y. He, S. Member, and Z. Q. Zhu, “Direct Active and Reactive Power Regulation of DFIG Using Sliding-Mode Control Approach,” *IEEE Trans. POWER Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 1028–1039, 2010.
- [37] S. S. MUSTAPHA, “Continuité de service d’un système éolien avec une machine asynchrone doublement alimentée,” Thèse, Ecole Nationale des ingénieurs de Tunis, Tunisia, 2007.
- [38] G. Inverter, F. Sebaaly, S. Member, H. Vahedi, and S. Member, “Design and Implementation of Space Vector Modulation-Based Sliding Mode Control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 12, pp. 7854–7863, 2016.
- [39] B. Hamane and M. L. D. Member, “Direct Active and Reactive Power Control of DFIG based WECS using PI and Sliding Mode Controllers,” *IEEE Conf.*, pp. 2050–2055, 2014.
- [40] J. Zhang and S. Xu, “Application of Fuzzy Logic Control for Grid-Connected Wind Energy Conversion System,” in <http://dx.doi.org/10.5772/59923>, 2012.
- [41] K. Belmokhtar, M. L. Doumbia, and K. Agbossou, “Modelling and Fuzzy Logic Control of DFIG Based Wind Energy Conversion Systems,” *IEEE Conf.*, pp. 1888–1893, 2012.
- [42] X. Zheng, X. Chen, and A. N. D-statcom, “Enhancement on transient stability of LVRT of DFIG based on Neural Network D-STATCOM and Crowbar,” *IEEE Conf.*, no. 51407151, pp. 0–4, 2017.
- [43] S. Mohagheghi, S. Member, G. K. Venayagamoorthy, S. Member, and R. G. Harley, “Optimal Neuro-Fuzzy External Controller for a STATCOM in the 12-Bus Benchmark Power System,” *IEEE Trans. POWER Deliv.*, vol. 22, no. 4, pp. 2548–2558, 2007.
- [44] P. Cortés *et al.*, “Predictive Control in Power Electronics and Drives,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 55, no. 12, pp. 4312–4324, 2008.
- [45] A. Wang, Y. Wen, and J. Zhang, “Modified control scheme to improve LVRT capability of DFIG under grid faults,” pp. 2–7, 2015.
- [46] A. Javadi, L. Woodward, and K. Al-Haddad, “Real-Time Implementation of a Three-Phase THSeAF Based on a VSC and a P+R Controller to Improve the Power Quality of Weak Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 3, 2018.
- [47] B. B. Ambati, P. Kanjiya, and V. Khadkikar, “A low component count series voltage compensation scheme for DFIG WTs to enhance fault ride-through capability,” *IEEE*

Trans. Energy Convers., vol. 30, no. 1, 2015.

- [48] A. M. A. Haidar, "A Coordinated Control Approach for DC link and Rotor Crowbars to Improve Fault Ride - Through of DFIG based Wind Turbine," *IEEE*, vol. 9994, no. c, 2017.
- [49] G. N. Sava *et al.*, "Comparison of Active Crowbar Protection Schemes for DFIGs Wind Turbines," *IEEE Conf.*, pp. 669–673, 2014.
- [50] S. U. N. Li-ling, Y. Pu, and W. Yi, "Simulation Research for LVRT of DFIG Based on Rotor Active Crowbar Protection," *IEEE*, 2015.
- [51] G. A. O. Fei, S. U. Shi, and Y. A. N. Yu-tin, "Research on the Improvement of LVRT ability of An actual DFIG-type wind farm with Crowbar and SVG," vol. 2, pp. 7–11, 2015.
- [52] S. Hu, "A Novel Optimal Design of DFIG Crowbar Resistor during Grid Faults," *Int. Power Electron. Conf.*, pp. 555–559, 2014.
- [53] C. Gavriluta and S. Spataru, "DFIG Fault Ride Through Control," Master Thesis, Aalborg University, 2011.
- [54] T. Sun, *Power Quality of Wind Connected Wind Turbines with DFIG and their Interaction with the Grid*, vol. Doctor of. 2004.
- [55] W. Chen, D. Xu, N. Zhu, M. Chen, and F. Blaabjerg, "Control of Doubly-Fed Induction Generator to Ride-Through Recurring Grid Faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 7, 2016.
- [56] S. B. Naderi, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, "A modified DC chopper for limiting the fault current and controlling the DC link voltage to enhance ride-through capability of doubly-fed induction generator based wind turbine," in *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IAS 2017*, 2017, vol. 2017–January.
- [57] J. Mohammadi, S. Afsharnia, E. Ebrahimzadeh, and F. Blaabjerg, "An Enhanced LVRT Scheme for DFIG-based WECSs under Both Balanced and Unbalanced Grid Voltage Sags," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 45, no. 11, 2017.
- [58] W. Guo *et al.*, "LVRT Capability Enhancement of DFIG with Switch Type Fault Current Limiter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, pp. 1–10, 2014.
- [59] T. D. Wechs *et al.*, "A LVRT Control Strategy based on Flux Linkage," *IEEE*, no. c, pp. 1–13, 2011.
- [60] O. Noureldeen and I. Hamdan, "An efficient ANFIS crowbar protection for dfig wind turbines during faults," *2017 19th Int. Middle-East Power Syst. Conf. MEPCON 2017 - Proc.*, vol. 2018–Febru, no. December, pp. 263–269, 2018.
- [61] R. Z. Member, F. Deng, Z. Chen, S. Member, M. Liserre, and C. Kiel, "Enhanced control of DFIG wind turbine based on stator flux decay compensation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, 2016.
- [62] S. Chandrasekaran, "Grid Connected Doubly Fed Induction Generator Based Wind

- Turbine under LVRT,” no. March, p. 191, 2014.
- [63] Y. M. Alsmadi *et al.*, “Detailed Investigation and Performance Improvement of the Dynamic Behavior of Grid-Connected DFIG-Based Wind Turbines under LVRT Conditions,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 9994, no. c, 2018.
- [64] M. Reddak, A. Berdai, A. Gourma, and A. Nouaiti, “Nonlinear Control Strategy for Wind Turbine Based on DFIG to Enhance the L VRT Capability,” no. 1, pp. 0–4, 2016.
- [65] A. Giannakis, E. Koroniotis, and A. Karlis, “Comparative study on the crowbar protection topologies for a DFIG wind turbine,” *2017 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2017*, vol. 2017–Janua, pp. 1112–1118, 2017.
- [66] A. M. K. Mohamed, *Protection of Doubly Fed Induction Generator (DFIG)*. 2013.
- [67] Y. Xue and K. P. Wong, “A Comprehensive LVRT Control Strategy for DFIG Wind Turbines With Enhanced Reactive Power Support,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, pp. 1–9, 2013.
- [68] M. Q. Duong, “Coordinated Reactive Power Control of DFIG to Improve LVRT Characteristics of FSIG in Wind Turbine Generation,” in *International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN) Coordinated*, 2017, pp. 256–260.
- [69] T. A. Lipo, D. Panda, and D. Zarko, “Design and Test of DC Voltage Link Conversion System and Brushless Doubly-Fed Induction Generator for Variable-Speed Wind Energy Applications: August 1999--May 2003,” no. November, 1999.
- [70] O. Anaya-lara, Z. Liu, G. Quinonez-varela, and J. R. McDonald, “Optimal DFIG Crowbar Resistor Design under Different Controllers during Grid Faults,” *DRTP*, no. April, pp. 2580–2585, 2008.
- [71] S. Yang, T. Zhou, X. Zhen, X. Zhang, and A. D. Topology, “A SCR Crowbar Commutated with Rotor-Side Converter for Doubly Fed Wind Turbines,” *IEEE Conf.*, vol. 00, no. c, 2015.
- [72] Y. Shen *et al.*, “Transient Reconfiguration and Coordinated Control for Power Converters to Enhance the LVRT of a DFIG Wind Turbine With an Energy Storage Device,” *IEEE Trans. ENERGY Convers.*, pp. 1–12, 2015.
- [73] W. Z. Yuan Ren, “A Novel Control Strategy of an Active Crowbar for DFIG-Based Wind Turbine during Grid Faults Yuan Ren,” in *IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, 2011, pp. 1137–1142.
- [74] H. Soliman, “Analysis of the Dynamic Behavior of a DFIG during Grid Disturbances using Active Crowbar Protection,” *IEEE Conf.*, pp. 6–9, 2013.
- [75] R. Pe, D. Campos-gaona, P. F. Ksiazek, and M. Ordonez, “DC-Link Control Filtering Options for Torque Ripple Reduction in Low-Power Wind Turbines,” *IEEE Trans. Power Electron. Electron.*, vol. 32, no. 6, pp. 4812–4826, 2017.
- [76] Y. Shen, B. Zhang, T. Cui, J. Zuo, F. Shen, and D. Ke, “Novel Control of DFIG with ESD to Improve LVRT Capability and to Perform Voltage Support during Grid Faults,” *Proc. - 1st IEEE Int. Conf. Energy Internet, ICEI 2017*, pp. 136–141, 2017.

- [77] C. Sagert, M. Walter, S. Fandel, and O. O. Sawodny, "Sizing DC link filter capacitors in complex electric powertrains," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 28, no. 15, pp. 230–236, 2015.
- [78] Q. Li and P. Wolfs, "A review of the single phase photovoltaic module integrated converter topologies with three different DC link configurations," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 3, pp. 1320–1333, 2008.
- [79] M. Mellincovsky, S. Member, V. Yuhimenko, S. Member, and M. M. Peretz, "Analysis and Control of Direct Voltage Regulated Active DC Link Capacitance Reduction Circuit," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 8993, no. c, 2017.
- [80] S. M. Tayebi, S. Member, and I. Batarseh, "Mitigation of Current Distortion in a Three-Phase Microinverter with Phase Skipping using a Synchronous Sampling DC Link Voltage Control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 0046, no. c, 2017.
- [81] H. Vahedi, A. A. Shojaei, L. Dessaint, and K. Al-haddad, "Reduced DC Link Voltage Active Power Filter Using Modified PUC5 Converter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 8993, no. c, 2017.
- [82] M. Mellincovsky, V. Yuhimenko, M. M. Peretz, and A. Kuperman, "Low-Frequency DC-Link Ripple Elimination in Power Converters with Reduced Capacitance by Multiresonant Direct Voltage Regulation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 3, pp. 2015–2023, 2017.
- [83] A. Kumar, "A Novel Voltage Sensorless DPC Approach of AFE Rectifier Based on Virtual Flux and Dynamic DC Link Reference Design," in *IEEE International Conference*, 2016.
- [84] R. Parashar and A. Srivastava, "DC Link Capacitor Voltage Stabilization of DFIG under various Fault Conditions," *Int. J. Adv. Eng. Res. Dev.*, vol. 2, no. 1, pp. 102–114, 2015.
- [85] S. Zhao, X. Huang, Y. Fang, and J. Zhang, "Influence of DC-link Voltage Fluctuation on the Performance of Railway Traction Drive with Different Low Switching Frequency Modulation Techniques," *IEEE Conf.*, 2016.
- [86] L. Wang. Dongyan XIEa, Yuping WANGb and Heilongjiang, "Improved DC-link Voltage Control for Double-fed Induction Generator During Grid Fault," *Trans Tech Publ. Switz.*, pp. 1689–1692, 2013.
- [87] J. Lu *et al.*, "An Enhanced State Observer for DC-Link Voltage Control of Three-Phase AC / DC Converters," *IEEE Trans. Power Electron. Electron.*, vol. 8993, no. c, pp. 1–7, 2017.
- [88] S. Alepuz, A. Calle, S. Busquets-monge, J. Bordonau, S. Kouro, and B. Wu, "Control Scheme for Low Voltage Ride-Through Compliance in Back-to-back NPC Converter Based Wind Power Systems," *IEEE Conf.*, no. 1, pp. 2357–2362, 2010.
- [89] M. I. Martinez, G. Tapia, A. Susperregui, and H. Camblong, "Sliding-mode control for DFIG rotor- and grid-side converters under unbalanced and harmonically distorted grid voltage," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 2, pp. 328–339, 2012.
- [90] D. Zhang, Y. Wei, L. Ma, J. Zhang, H. Ding, and H. Qi, "Sliding-mode control for grid-side converters of DFIG-based wind-power generation system under unbalanced grid

- voltage conditions,” *Diangong Jishu Xuebao/Transactions China Electrotech. Soc.*, vol. 30, no. 10, pp. 1–5, 2015.
- [91] S. V. Dias, “Anti-Windup Predictive Current Controller Applied to a DFIG-based Wind Turbine under low DC-Link Voltage,” *IEEE Conf.*, pp. 1363–1368, 2017.
- [92] R. Operation, G. Ding, S. Member, F. Gao, H. Tian, and S. Member, “Adaptive DC-Link Voltage Control of Two-Stage Photovoltaic Inverter During Low Voltage,” *IEEE Trans. Power Electron. Electron.*, vol. 31, no. 6, pp. 4182–4194, 2016.
- [93] A. Uphues, N. Kilian, R. Wegener, and S. Soter, “DFIG ’ s virtual resistance demagnetization for crowbar less LVRT,” *IEEE PEDS*, no. December, pp. 265–270, 2017.
- [94] J. Yao, H. Li, Y. Liao, and Z. Chen, “An improved control strategy of limiting the DC-link voltage fluctuation for a doubly fed induction wind generator,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 3, pp. 1205–1213, 2008.
- [95] M. Merai, M. W. Naouar, and I. Slama-belkhodja, “An Improved DC-Link Voltage Control Strategy for Grid connected converters,” *IEEE Trans. Power Electron. Electron.*, vol. 33, no. 4, pp. 3575–3582, 2018.
- [96] Y. Hu, Z. Q. Zhu, and M. Odavic, “Instantaneous Power Control for Suppressing the Second-Harmonic DC-Bus Voltage Under Generic Unbalance Operating conditions,” *IEEE Trans. Power Electron. Electron.*, vol. 32, no. 5, pp. 3998–4006, 2017.
- [97] S. Zhao, X. Huang, Y. Fang, and J. Zhang, “Compensation of DC-Link Voltage Fluctuation for Railway Traction PMSM in Multiple Low-Switching-Frequency Synchronous Space Vector Modulation Modes,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 67, no. 1, pp. 235–250, 2018.
- [98] C. M. Nwosu, C. U. Ogbuka, and S. E. Oti, “Control model design to limit DC-link voltage during grid fault in a dfig variable speed wind turbine,” *J. Electr. Eng.*, vol. 68, pp. 274–281, 2017.
- [99] M. Neaimeh, N. Wade, S. Blake, and P. Taylor, “Charge control of second life EV batteries on the DC link of a back-to-back converter,” *24th Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib. (CIRED)*, vol. 2017, no. June, pp. 1625–1628, 2017.
- [100] Y. Huang, J. Tang, G. Zhu, X. Li, H. Tang, and Y. Li, “Research on DC-link voltage stabiliser for voltage source converter as connected to weak grid,” *6th Int. Conf. Renew. Power Gener.*, vol. 2017, no. October, pp. 2168–2172, 2017.
- [101] C. Jain and B. Singh, “An Adjustable DC Link Voltage-Based Control of Multifunctional Grid Interfaced Solar PV System,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 2, pp. 651–660, 2017.
- [102] C. Lam, S. Member, W. Choi, and S. Member, “Adaptive DC-Link Voltage-Controlled Hybrid Active Power Filters for Reactive Power Compensation,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 4, pp. 1758–1772, 2012.
- [103] V. F. Mendes, S. R. Silva, C. V. de Sousa, and W. Hofmann, “Doubly-fed induction generator ride-through fault capability using resonant controllers for asymmetrical

- voltage sags,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 7, pp. 783–791, 2015.
- [104] J. Kearney, M. F. Conlon, and E. Coyle, “The application of multi frequency resonant controllers in a dfig to improve performance by reducing unwanted power and torque pulsations and reducing current harmonics,” *Univ. Power Eng. Conf. (UPEC), 2010 45th Int.*, 2010.
- [105] H. Xu, J. Hu, and Y. He, “Integrated modeling and enhanced control of DFIG under unbalanced and distorted grid voltage conditions,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 3, pp. 725–736, 2012.
- [106] H. Nguyen-Thanh, D. Q. Phan, and C. Vo-Viet, “Modified controls for DFIG under unbalanced voltage dip for reduction of current harmonic using PI-F plus Resonant controller,” *IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. ICSET*, pp. 202–207, 2017.
- [107] C. Liu, D. Xu, S. Member, N. Zhu, F. Blaabjerg, and M. Chen, “DC-Voltage Fluctuation Elimination Through a DC-Capacitor Current Control for DFIG Converters Under Unbalanced Grid Voltage Conditions,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 28, no. 7, pp. 3206–3218, 2013.
- [108] A. Zeeshan, “Control of DFIG under unbalanced grid voltage conditions : A literature review,” in *International Conference on Control, Computing, Communication and Materials (ICCCCM)*, 2016.
- [109] H. Wang, W. Zhang, J. Hu, and Y. He, “Improved dual-PI rotor current control scheme for a wind-driven DFIG during asymmetrical grid voltage dips,” *2009 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf. IEMDC '09*, no. 2007, pp. 171–176, 2009.
- [110] X. Wang, D. Sun, and Z. Q. Zhu, “Resonant-Based Backstepping Direct Power Control Strategy for DFIG Under Both Balanced and Unbalanced Grid Conditions,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 5, pp. 4821–4830, 2017.
- [111] BinWu Yongqiang Lang Navid Zargari Samir Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. 2011.
- [112] P. B. ø ndsted and R. P. L. Nijssen, *Advances in wind turbine blade design and materials*. 2013.
- [113] A. M. Sylla, *Modélisation d’un Emulateur Éolien à base de Machine Asynchrone à double Alimentation*. Université du Quebec, 2013.
- [114] B. Liu, C. Xu, J. Gui, C. Lin, and M. Shao, “Research on the Value of Crowbar Resistance to Low Voltage Ride through of DFIG,” in *International Conference on Computer and Computational Sciences (ICCCS)*, 2015, pp. 44–48.
- [115] B. Bahmanifrouzi, E. Farjah, T. Niknam, and E. Azad Farsani, “A new hybrid hbmofla algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration problem considering distributed generator units,” *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Electr. Eng.*, vol. 36, no. E1, pp. 51–66, 2012.
- [116] P. K. Goel, B. Singh, S. S. Murthy, and N. Kishore, “Isolated wind-hydro hybrid system using cage generators and battery storage,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1141–1153, 2011.

