

N° d'ordre : 122

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

en

Spécialité : Génie Electrique

par

Ling PENG

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Titre de la thèse :

Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension

Soutenue le 17 juin 2010 devant le jury d'examen :

Président	<i>Jianyun CHAI, Professeur, Tsinghua University</i>
Rapporteur	<i>Maurice FADEL, Professeur à l'ENSEEIHHT / INP Toulouse, LAPLACE</i>
Rapporteur	<i>Dianguo XU, Professeur, Harbin Institute of Technology</i>
Examineur	<i>George BARAKAT, Professeur, Université du Havre, GREAH</i>
Invité/Examineur	<i>Jean DOREY, Directeur de l'Ecole Centrale de Pékin</i>
Examineur	<i>Lipei HUANG, Professeur, Tsinghua University, Chine</i>
Codirecteur de thèse	<i>Yongdong LI, Professeur, Tsinghua University</i>
Codirecteur de thèse	<i>Bruno FRANCOIS, Maître de Conférences HDR, Ecole Centrale de Lille, L2EP</i>

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP à l'Ecole Centrale de Lille
et au département Génie Electrique de Tsinghua University

Ecole Doctorale SPI 072

AVANT-PROPOS

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués au sein de l'équipe Réseaux du Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) à l'Ecole Centrale de Lille et du Département Génie Electrique de l'Université de Tsinghua à Pékin. Cette thèse menée en cotutelle s'est déroulée donc en alternance entre Lille et Pékin. Je remercie l'Ambassade de France en Chine d'avoir financé mon séjour en France et de m'avoir fait bénéficier de son support. Je voudrais remercier Madame Danielle FABIS du CROUS de Lille pour m'avoir aidé quand j'étais sur place.

J'exprime une très grande gratitude à Monsieur Bruno FRANCOIS co-directeur de thèse et Monsieur Yongdong LI co-directeur de thèse. J'ai éprouvé un réel plaisir à travailler avec eux, leurs conseils toujours justes et judicieux ont été d'une aide précieuse.

Je remercie Monsieur Benoît ROBYNS, Professeur à HEI, Responsable de l'Equipe Réseaux de L2EP, et Monsieur Xavier GUILLAUD, Professeur à l'Ecole Centrale de Lille, pour ses conseils judicieux.

Je remercie Monsieur Xavier CIMETIERE, Ingénieur de recherche à l'EC Lille, pour ses aides au niveau de l'expérimentation et sa grande disponibilité.

J'adresse également mes remerciements à tous les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en participant à l'évaluation de ce travail :

- Monsieur Maurice FADEL, Professeur à l'ENSEEIH/INP Toulouse, LAPLACE
- Monsieur Dianguo XU, Professeur à l'Institut de Technologie de Harbin
- Monsieur George BARAKAT, Professeur à l'Université du Havre, GREAH
- Monsieur Jean DOREY, Directeur de l'Ecole Centrale de Pékin
- Monsieur Jianyun CHAI, Professeur à l'Université de Tsinghua
- Monsieur Lipei HUANG, Professeur à l'Université de Tsinghua
- Monsieur Yongdong LI, Professeur à l'Université de Tsinghua
- Monsieur Bruno FRANCOIS, Maître de Conférences HDR à l'Ecole Centrale de Lille, L2EP

et particulièrement Messieurs Maurice FADEL et Dianguo XU qui ont accepté la charge d'être rapporteur.

Je réserve une pensée toute particulière aux collègues qui ont croisé ma route tout au long de ces trois années et qui ont su maintenir une ambiance chaleureuse et détendue : Arnaud Videt, David Marin, Peng Li, Sangkla Kreuawan, Tao Zhou, François Gruson, Di Lu, Amir Ahmidi, Jinlin Gong, Ye Wang, Hicham Fakham.

Enfin, que ce mémoire soit pour moi l'occasion d'exprimer toute mes remerciements à ma famille et à ma copine, pour leur patience et le soutien réel apportés pendant ces années

TABLE DES MATIERES

Introduction générale	1
Chapitre I	
Modélisation et contrôle d'une MADA utilisée pour la production éolienne	4
I.1. Modélisation de la chaîne de production d'énergie éolienne	4
I.1.1. Modèle de la turbine	5
I.1.2. Modélisation de l'arbre mécanique	6
I.1.3. Modèle du multiplicateur de vitesse	7
I.1.4. Modèle de la MADA	7
I.1.5. Modèle du convertisseur électronique de puissance	9
I.1.5.1 Présentation de l'étude	9
I.1.5.2 Modèle instantané	10
I.1.5.3 Modèle moyen	10
I.1.5.4 Application à la chaîne de conversion étudiée	12
I.1.6. Modèle du bus continu	13
I.1.7. Modèle du filtre de sortie	13
I.1.8. Connexion au réseau de la MADA	14
I.2. Organisation hiérarchique de la commande	14
I.2.1. Principe	14
I.2.2. Contrôle des modes de marche et commande éloignée	17
I.2.3. Commande rapprochée en mode norma.	18
I.2.4. Commande rapprochée de la MADA	20
I.2.4.1 Stratégie MPPT	20
I.2.4.2 Contrôle vectoriel de la MADA	22
I.1.5. Commande rapprochée de la connexion au réseau	25
I.1.6. Commande rapprochée du bus continu	28
I.3. Résultats de simulation	28
I.4. Résultats expérimentaux	29
I.5. Conclusion	33
Chapitre II	
Stratégie de contrôle vectoriel modifié de la MADA en cas de creux de tension	34
II.1. Les creux de tension	35
II.1.1. Caractérisation des creux de tension	35
II.1.2. Classification des creux de tension	36
II.2. Stratégie de contrôle vectoriel modifié de la MADA	38
II.3. Résultats de simulation	42
II.4. Résultats expérimentaux	45
II.5. Faisabilité de la stratégie de contrôle	48
II.6. Conclusion	49
Chapitre III	
Performances pendant un creux de tension avec circuit actif de limitation de tension	50
III.1. Protection par des circuits actifs de limitation de tension	51
III.1.1. Circuits de limitation de tension	51

III.1.2. Modélisation du circuit de limitation de tension _____	53
III.2. Contrôle et stratégie de protection _____	54
III.2.1. Contrôle par hystérésis du circuit de protection _____	54
III.2.2. Contrôle de la démagnétisation de la MADA _____	55
III.2.3. Régulation de la tension réseau _____	55
III.3. Résultats de simulation _____	56
III.4. Conclusion _____	59
<i>Chapitre IV</i>	
<i>Reconfiguration de la stratégie de commande pour une MADA Alimentée par convertisseur multiniveau _____</i>	<i>60</i>
IV.1. Modèle du convertisseur trois niveaux _____	61
IV.2. Dispositif de commande _____	64
IV.3. Contrôle vectoriel par hystérésis des courants _____	65
IV.4. Reconfiguration de l’algorithme de contrôle _____	71
IV.4.1. Principe _____	71
IV.4.2. Détection du creux de tension pour la reconfiguration _____	72
IV.5. Résultats de simulation _____	73
IV.6. Résultats expérimentaux _____	75
IV.7. Conclusion _____	77
<i>Conclusion générale _____</i>	<i>78</i>
<i>ANNEXE I : Présentation du formalisme GIC _____</i>	<i>80</i>
<i>ANNEXE II : Présentation du formalisme REM _____</i>	<i>89</i>
<i>Bibliographie _____</i>	<i>91</i>
<i>Publication _____</i>	<i>96</i>

INTRODUCTION GENERALE

L'augmentation importante de la consommation d'électricité produite à partir des énergies fossiles ou nucléaires et également la conscience écologique naissante ont fortement augmenté l'intérêt pour les énergies renouvelables. L'énergie éolienne est l'une des plus importantes et les plus prometteuses des sources d'énergie renouvelable à travers le monde en termes de développement. Notamment car elles sont non polluantes et économiquement viables. Les aides institutionnelles et gouvernementales, conjointement avec le potentiel éolien et le développement des technologies de conversion des énergies ont permis le développement rapide de l'énergie éolienne avec une croissance annuelle de 30% et une pénétration du marché de l'électricité de 12% en 2012 [1].

Jusqu'à présent, les cahiers des charges et les standards nationaux quant à l'énergie éolienne, n'obligeaient pas les éoliennes à rester connectées durant une perturbation de la tension normalement imposée par le réseau. Par exemple, pendant un défaut du réseau ou un brutal changement de la fréquence du réseau une déstabilisation du système éolien de production est observée et ses protections internes la déconnectent. Cependant, avec le développement de l'énergie éolienne, les interactions entre les éoliennes et le réseau électrique doivent être prises en compte. Ceci est d'autant plus vrai que, lorsque les turbines de production éoliennes se retrouvent déconnectées du réseau, elles ne peuvent plus être utilisées par le gestionnaire du réseau pour assurer la stabilité en tension et en fréquence du réseau dans cette situation de défaut, contrairement aux systèmes classiques de production. C'est l'une des causes majeures de la perte de stabilité dans les réseaux à fort taux d'éoliens.

A l'avenir, les fermes de production d'énergie éolienne devront continuer à assurer la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau et cela même durant des périodes de perturbations ou de fautes. La conception des systèmes éoliens est aujourd'hui de nouveau étudié afin d'y inclure cette nouvelle contrainte. Une attention toute particulière a été requise sur le maintien de la production en régime perturbé (Fault ride-through capability) et l'assistance à la production « grid support capability ». Le maintien de la production en régime perturbé est possible par la conception et le dimensionnement de contrôleurs capables de maintenir la connexion

au réseau et cela en présence de défauts réseaux (e.g. des défauts de courts-circuits électriques). La production électrique peut aider et soutenir le réseau en apportant des services complémentaires, notamment par la production d'énergie réactive afin d'améliorer la stabilité du réseau durant des transitoires d'après défauts.

De nos jours, la Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) est la machine à vitesse variable la plus couramment utilisée dans des unités de production supérieure à 1MW. Pour une même puissance de production, celle-ci permet de réduire la puissance des convertisseurs de puissance tout en générant une puissance de sortie importante par rapport aux autres technologies de machine. Cependant, la MADA est très sensible aux perturbations du réseau à cause de son électronique de puissance et plus particulièrement durant des chutes de tensions du réseau. Des défauts dans le système de puissance et ce même géographiquement loin de la turbine de production peuvent entraîner des chutes de tensions au point de connexion de la turbine au réseau. Les chutes abruptes de la tension réseau causent des pointes de courant dans le circuit électrique du rotor de la machine et une surtension du bus continu. Sans protections, cela entraîne la détérioration des convertisseurs de puissance et leurs possibles destructions. De plus, elles s'accompagnent d'une survitesse de la turbine menant à une détérioration de son fonctionnement normal. Ainsi, de nombreux chercheurs ont introduits le concept de stratégie « LVRT » (Low Voltage Ride Through) de la MADA durant des défauts du réseau. Cette stratégie « LVRT » peut être divisée en deux classes : une méthode active par l'amélioration de la stratégie de commande et l'autre passive par l'ajout de protections matérielles [2-4].

L'objectif de cette thèse est le développement de stratégies de contrôle et de systèmes de protection pour les turbines éoliennes pour satisfaire à la contrainte de rester connectées lors d'un défaut en tension aux bornes du générateur. Le mémoire de thèse est organisé de la manière suivante.

Dans le chapitre 1, un modèle dynamique de MADA pour la génération d'énergie éolienne est détaillé. Le contrôle à puissance maximale de celle-ci est alors déduit incluant la stratégie de contrôle de la génératrice, la MADA et le convertisseur de puissance PWM.

Dans le chapitre 2, une stratégie alternative du contrôle vectoriel de la MADA est proposée et comparée aux méthodes classiques de contrôle afin de mettre en

exergue les meilleures performances en terme de maintient de la production en régime perturbé dans le cas de chutes de tension faibles.

Dans le chapitre 3, une protection matérielle « crowbar » est implémentée avec un dispositif de protection par hystérésis conjointement avec un contrôle de la démagnétisation de la MADA afin d'améliorer le maintient de la production (et sa connexion) en régime perturbé et l'assistance de la production éolienne durant une chute importante de tension.

Dans le chapitre 4, un schéma de reconfiguration du contrôle de la MADA basé sur le système de puissance de la turbine est proposé afin d'améliorer le maintient de la production en régime perturbé et de satisfaire aux contraintes réseaux.

Pour finir, les avancements importants de cette thèse ainsi que les travaux futurs seront présentées.

CHAPITRE I

MODELISATION ET CONTROLE D'UNE MADA UTILISEE POUR LA PRODUCTION EOLIENNE

De nos jours, la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) est la machine à vitesse variable la plus couramment utilisée dans des unités de production supérieure à 1MW grâce à ses caractéristiques. Afin d'étudier la dynamique de ce système de production électrique, un modèle précis de la conversion énergétique éolienne est nécessaire. Ce chapitre décrit principalement le comportement dynamique de la MADA en y incluant des modèles mécanique et électrique. Le contrôle classique de la MADA utilise la maximisation de la puissance transmise (Maximum Power Point Tracking MPPT), le découplage entre la gestion de la puissance active et réactive générée par la MADA et le contrôle de la tension du bus continu sera également présenté.

I.1. MODELISATION DE LA CHAINE DE PRODUCTION D'ENERGIE EOLIENNE

La Figure I-1 présente une configuration classique de la turbine éolienne utilisant une MADA. La MADA est un générateur à rotor bobiné avec un système de balais et de bagues (slip rings). Le stator de la machine est directement connecté au réseau électrique et le rotor connecté au réseau au travers d'une chaîne de convertisseurs électroniques à bus continu intermédiaire. La MADA est alimentée à partir de la tension réseau et de la tension à la sortie du convertisseur électronique de puissance à fréquence variable associé au rotor. Afin d'obtenir des vitesses de rotation sous-synchrone et hyper-synchrone, la chaîne de conversion électronique associée au rotor doit être bidirectionnel. Cela est effectué à partir d'un convertisseur back-to-back qui est constitué par deux convertisseurs de tension (coté rotor et coté réseau) avec un bus continu en commun. Le convertisseur de tension coté réseau est connecté à celui-ci via trois bobines permettant de filtrer les harmoniques du courant.

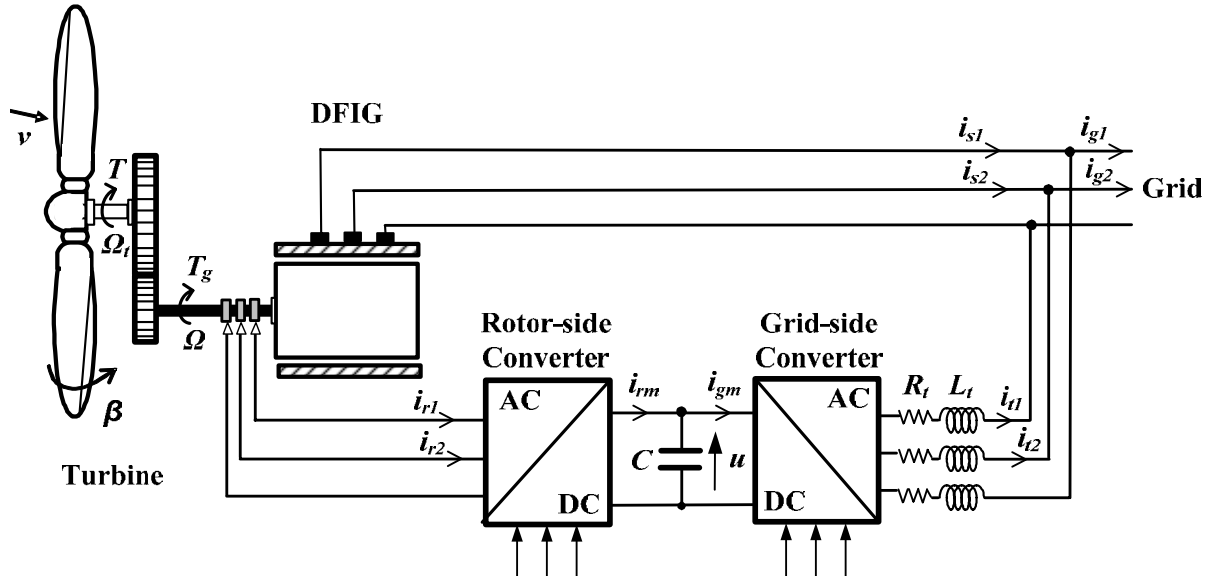


Figure I-1 : Générateur éolien à base de MADA

La partie mécanique de la turbine est composée par des pales orientables (variable pitch turbine), un réducteur de vitesse et une transmission de puissance. La partie électrique est composée par un générateur, la chaîne de convertisseurs électronique de puissance avec son bus continu et son filtre de sortie. Le système est décrit en utilisant des outils graphiques : le Graphe Informationnel Causal (GIC) (Annexe 1) et la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) (Annexe 2). Le GIC est une représentation graphique des équations physiques qui est utilisée pour représenter un système. Il consiste à décrire graphiquement la dynamique des systèmes en utilisant le principe physique de causalité [5-8]. De plus, le formalisme GIC permet une modélisation systématique de la structure de contrôle. Lorsque tous les schémas GIC sont regroupés, l'approche REM donne une description synthétique de tous ces sous-systèmes. La REM est basée sur le principe d'action-réaction qui organise tous les systèmes connectés en accord avec le principe de causalité [9-11].

I.1.1. Modèle de la turbine

La turbine est un dispositif permettant de convertir l'énergie du vent en énergie mécanique. Elle est caractérisée par son couple aérodynamique donné par [12] :

$$R_1: T = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S v^3 \quad (\text{I-1})$$

Ω_t est la vitesse de la turbine, ρ la densité de l'air, S l'aire balayée par la turbine et v la vitesse du vent. Le coefficient C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend du dimensionnement de la pale, du coefficient de vitesse λ (speed ratio) et de l'angle d'orientation de la pale β .

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du

vent, comme :

$$R_2: \lambda = \frac{R\Omega_t}{v} \quad (\text{I-2})$$

Pour cette étude, la formule suivante a été utilisée pour la turbine [13]:

$$R_3: C_p(\lambda, \beta) = (0.5 - 0.167(\beta - 2)) \sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)}\right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{I-3})$$

Ainsi les GIC et REM de la machine étudiée sont représentés en Figure I-2.

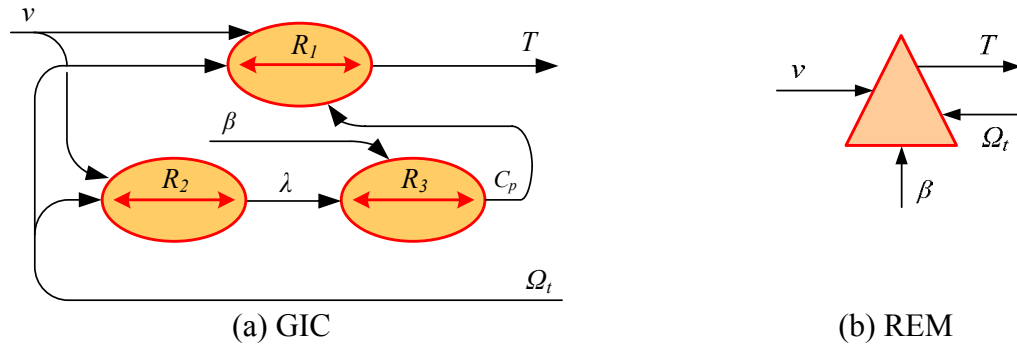


Figure I-2 : GIC et REM du modèle de la turbine

I.1.2. Modélisation de l'arbre mécanique

La transmission de puissance est composée de l'inertie du rotor de la turbine et de l'inertie de la génératrice. Le schéma mécanique équivalent proposé intègre ces deux inerties. L'accélération de l'ensemble est modélisée par une équation différentielle du premier ordre :

$$R_4: J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_t \quad (\text{I-4})$$

J représente l'inertie totale de l'arbre mécanique qui équivaut à $J_t + J_g / G^2$. J_t est l'inertie de la pale, J_g l'inertie du rotor de la génératrice et G le gain du multiplicateur de vitesse. Le couple total T_t imposé à l'arbre est :

$$R_5: T_t = T - T_g - T_{vis} \quad (\text{I-5})$$

T_g est le couple sur le multiplicateur de vitesse, et T_{vis} est exprimé comme :

$$R_6: T_{vis} = f\Omega_t \quad (\text{I-6})$$

f est le coefficient de frottement équivalent de l'arbre égal à $f_t + f_g / G^2$. f_t et f_g sont les coefficients de frottement de la turbine et du générateur, respectivement.

Les schémas GIC et REM de la transmission de puissance sont représentés en Figure I-3.

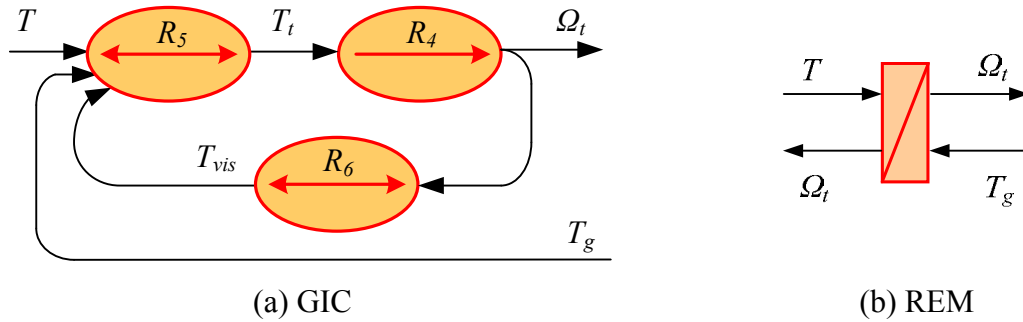


Figure I-3 : GIC et REM du modèle de l'arbre mécanique

I.1.3. Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur de vitesse transforme l'énergie aérodynamique de l'arbre mécanique de l'éolienne (vitesse lente) à l'arbre mécanique du rotor de la génératrice (vitesse rapide Ω) avec un rapport de vitesse G . Cela se traduit mathématiquement par les équations :

$$R_7: \Omega = G\Omega_t \quad (\text{I-7})$$

$$R_8: T_g = GT_{em} \quad (\text{I-8})$$

T_{em} est le couple électromagnétique du rotor de la génératrice.

Les GIC et REM du réducteur de vitesse sont représentés en Figure I-4.

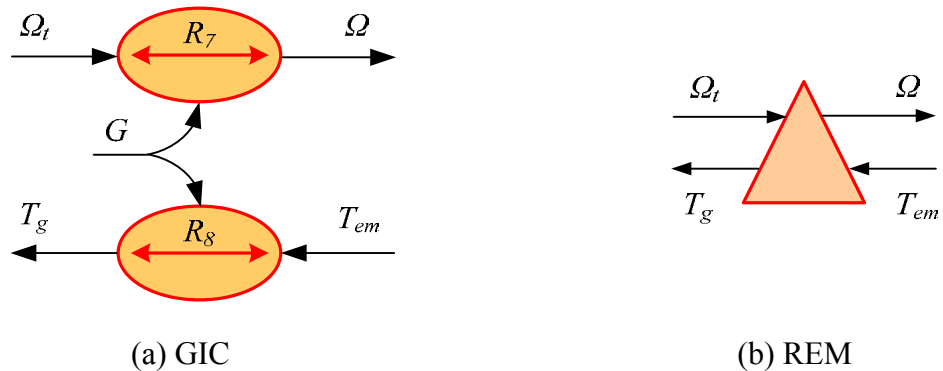


Figure I-4 : GIC et REM modèles du réducteur de vitesse

I.1.4. Modèle de la MADA

Afin d'obtenir une description fidèle du comportement dynamique du générateur, un modèle du 5^{ème} ordre a été utilisée dans cette thèse. Cela s'explique par l'adéquation possible entre le modèle de la MADA et le modèle requis pour représenter le convertisseur de puissance [14]. Cependant, une modélisation par éléments finis est plus précise lorsque l'on veut prendre en compte la saturation du circuit magnétique ou les flux de fuite. Néanmoins, un modèle du 5^{ème} ordre est suffisant pour l'analyse des défauts sur le réseau tout en ayant un temps de calcul raisonnable (contrairement à la modélisation par éléments finis) [15].

Le modèle dans un repère de Park tournant et synchrone aux grandeurs électriques du

stator repose sur les composantes directes et quadratiques suivantes :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \quad (\text{I-9})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \quad (\text{I-10})$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_r \psi_{rq} \quad (\text{I-11})$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_r \psi_{rd} \quad (\text{I-12})$$

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \quad (\text{I-13})$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \quad (\text{I-14})$$

$$\psi_{rd} = M i_{sd} + L_r i_{rd} \quad (\text{I-15})$$

$$\psi_{rq} = M i_{sq} + L_r i_{rq} \quad (\text{I-16})$$

Dans ces équations, R_s , R_r , L_s et L_r sont les résistances et les inductances du stator et du rotor, M est l'inductance mutuelle, v_{sd} , v_{sq} , v_{rd} , v_{rq} , i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} , i_{rq} , ψ_{sd} , ψ_{sq} , ψ_{rd} et ψ_{rq} sont les composantes directes et quadratiques des vecteurs de tension du stator et du rotor, des courants et des flux, ω_r est la pulsation des courants du rotor and ω_s la pulsation des courants du stator. Pour les mettre sous la forme d'un schéma GIC de la MADA, ces équations sont mises sous la forme suivante :

$$R_9: \frac{d\psi_{sd}}{dt} = v_{sd} - R_s i_{sd} + \omega_s \psi_{sq} \quad (\text{I-17})$$

$$R_{10}: \frac{d\psi_{sq}}{dt} = v_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_s \psi_{sd} \quad (\text{I-18})$$

$$R_{11}: \frac{d\psi_{rd}}{dt} = v_{rd} - R_r i_{rd} + \omega_r \psi_{rq} \quad (\text{I-19})$$

$$R_{12}: \frac{d\psi_{rq}}{dt} = v_{rq} - R_r i_{rq} - \omega_r \psi_{rd} \quad (\text{I-20})$$

$$R_{13}: \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{rd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{rd} \end{bmatrix} \quad (\text{I-21})$$

$$R_{14}: \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \psi_{sq} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{I-22})$$

La pulsation des courants statoriques étant constante, la pulsation rotorique est déduite par :

$$R_{15}: \omega_r = \omega_s - p\Omega \quad (\text{I-23})$$

Le couple électromagnétique est exprimé à partir des grandeurs au stator et du nombre de paires de pôles :

$$R_{16}: T_{em} = p(\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (\text{I-24})$$

Ainsi, les schémas GIC et REM de la MADA sont représentés sur la Figure I-5.

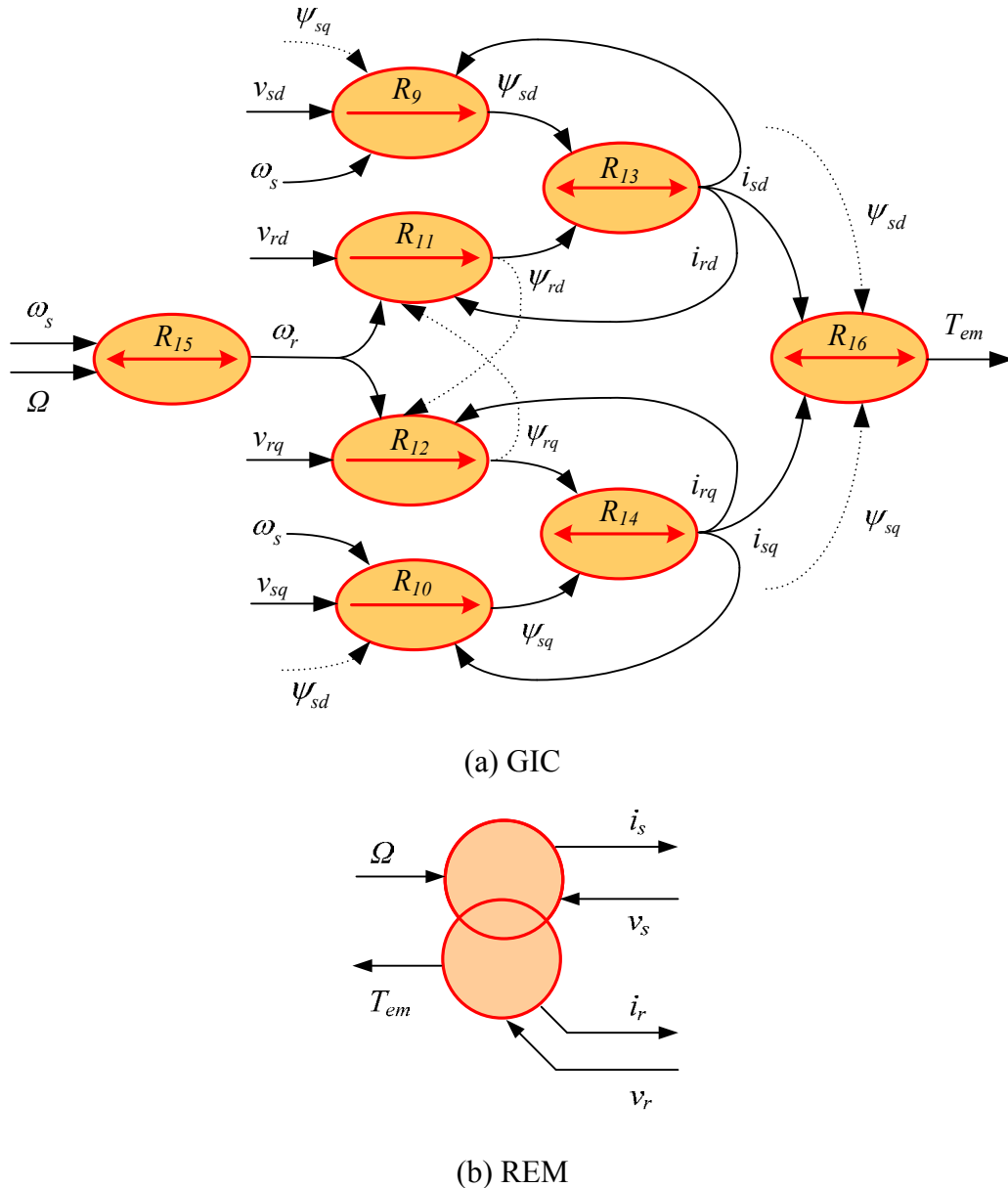


Figure I-5 : GIC et REM de la MADA

I.1.5. Modèle du convertisseur électronique de puissance

I.1.5.1. Présentation de l'étude

On peut considérer que la chaîne de conversion électronique est composée de deux onduleurs couplés sur un bus continu commun. Un modèle générique de l'onduleur est d'abord présenté puis adapté aux notations des deux onduleurs. De manière générale, l'onduleur permet la conversion de courants triphasés alternatifs en un courant continu et d'une tension continue en tensions triphasées de signe alternatif. L'onduleur étudié est bidirectionnel en courant et classiquement composé de trois cellules de commutation. Chacune est composée de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en anti-parallèle. Il sera supposé être contrôlé par modulation de largeur d'impulsion (Figure I-6). Pour cette étude, les semi-conducteurs seront considérés comme idéaux : pas de pertes et les commutations sont instantanées. L'hypothèse de la conduction continue nous conduit à

considérer un convertisseur équivalent à interrupteurs idéaux et donc sans pertes (Figure I-7) [16].

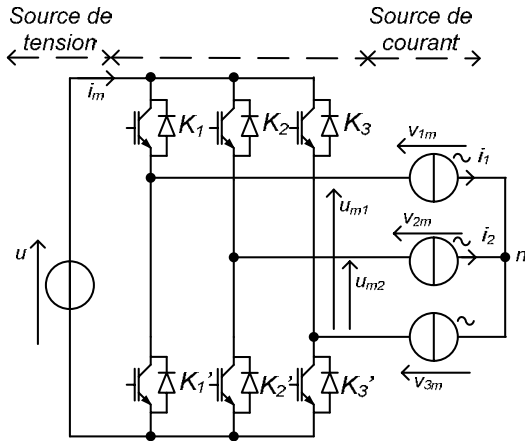


Figure I-6 : Schéma électrique d'un onduleur

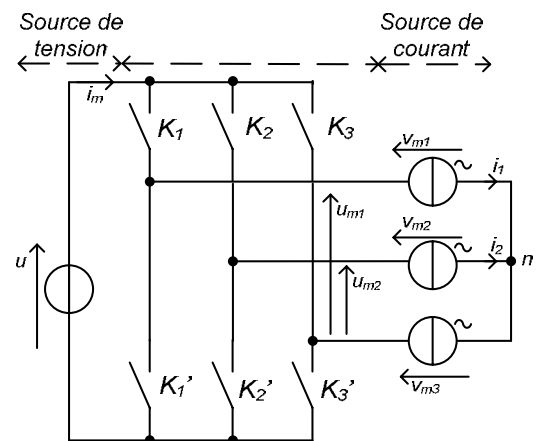


Figure I-7 : Onduleur à interrupteurs idéaux

I.1.5.2. Modèle instantané

Chaque ensemble transistor/diode synthétise un interrupteur idéal (K_n et K_n' avec $n \in \{1, 2, 3\}$). L'état de chaque interrupteur est quantifié par une fonction de connexion (s_{ij} et s_{ij}') qui prend une valeur 0 si l'interrupteur est ouvert et 1 si l'interrupteur est fermé.

$$s_{ij} \in \{0, 1\}, \text{ with } \begin{cases} i \in \{1, 2, 3\} \\ j \in \{1, 2\} \end{cases} \quad (\text{I-25})$$

De part la présence d'une source de tension et de courant, les deux interrupteurs doivent être à tout instant dans des états complémentaires :

$$s_{i1} + s_{i2} = 1 \quad \forall i \in \{1, 2, 3\} \quad (\text{I-26})$$

Les tensions modulées sont alors écrites comme le produit de la tension de bus continu u et de deux fonctions de modulation, qui peuvent alors s'écrire [17] :

$$m = \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{11} \\ s_{12} \\ s_{13} \end{bmatrix} \quad (\text{I-27})$$

Alors les tensions et les courants modulés s'écrivent comme :

$$\begin{cases} u_m = \begin{bmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{bmatrix} = mu \\ i_m = m^T \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = m^T i \end{cases} \quad (\text{I-28})$$

Le système de tensions étant équilibré, les tensions simples s'écrivent :

$$v_m = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_m \quad (\text{I-29})$$

I.1.5.3. Modèle moyen

Dans cette étude, on s'intéresse non pas aux techniques de modulation des grandeurs

électriques mais à l'utilisation des convertisseurs électroniques pour régler des grandeurs dans le système complet. Dès lors, un modèle moyen des convertisseurs est suffisant [18]. La valeur moyenne d'une grandeur sur une fenêtre temporelle glissante Δt est obtenue en utilisant l'opérateur :

$$\langle x(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t x(\tau) d\tau + x(t - \Delta t)$$

Où τ est une variable muette d'intégration

$$\langle x(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} x(t) dt + x(t_0), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t$$
(I-30)

Où t_0 est l'instant initial

Le modèle moyen de l'onduleur est obtenu en appliquant cet opérateur sur les grandeurs modulées :

$$R_{c1}: \langle u_m \rangle = \langle m u \rangle = \langle m \rangle u$$
(I-31)

$$R_{c2}: \langle i_m \rangle = \langle m^T i \rangle = \langle m^T \rangle i$$
(I-32)

$\langle m \rangle$ représente le vecteur des valeurs moyennes des fonctions de conversion, dont le domaine de variation correspond ici à $[0, 1]$ (Figure I-8). Ceci correspond à la fonction génératrice de conversion qui est la limite de cette valeur moyenne lorsque [16, 19].

$$\langle m \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} m(t) dt + m(t_0)$$
(I-33)

$\langle u_m \rangle$ et $\langle i_m \rangle$ sont respectivement la valeur moyenne du vecteur des tensions modulées et du courant modulé. Les grandeurs i et u sont imposées par des sources considérées comme constantes sur la période Δt , c'est pourquoi la valeur moyenne des produits des équations se simplifie en un produit des valeurs moyennes.

Le modèle moyen de l'onduleur triphasé consiste donc à considérer deux sources équivalentes (en valeur moyenne) de tension et une source équivalente (en valeur moyenne) de courant (Figure I-8).

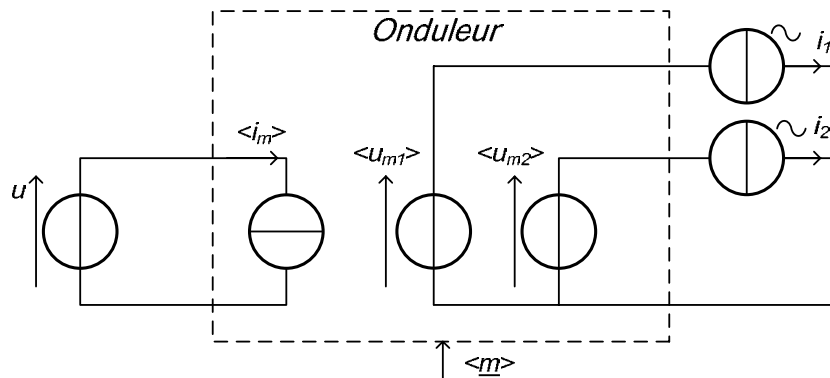


Figure I-8 : Schéma électrique équivalent du modèle moyen d'un onduleur triphasé

Le GIC du modèle moyen d'un onduleur est présenté à la Figure I-9.

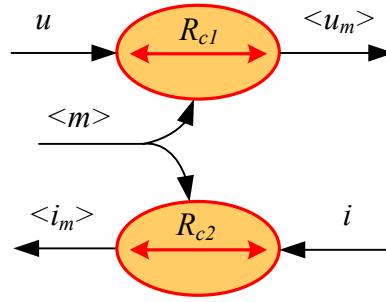


Figure I-9 : GIC du modèle moyen d'un onduleur

I.1.5.4. Application à la chaîne de conversion étudiée

Par hypothèse, les grandeurs considérées seront toujours leurs valeurs moyennes équivalentes et, pour simplifier les notations utilisées, le symbole $\langle \rangle$ ne sera plus utilisé. Cela induit également l'hypothèse selon laquelle la fenêtre temporelle (Δt) est suffisamment petite pour considérer comme constante cette puissance.

Alors le modèle équivalent pour le convertisseur électronique de puissance du côté rotorique s'écrit :

$$R_{17}: m_r = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} s_r \quad (\text{I-34})$$

$$R_{18}: u_r = m_r u \quad (\text{I-35})$$

$$R_{19}: i_{rm} = m_r^T i_r \quad (\text{I-36})$$

$$R_{20}: v_r = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_r \quad (\text{I-37})$$

m_r est la fonction de modulation du convertisseur de puissance du côté rotorique.

De la même manière, le convertisseur de puissance du côté réseau s'écrit :

$$R_{21}: m_g = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} s_g \quad (\text{I-38})$$

$$R_{22}: u_t = m_g u \quad (\text{I-39})$$

$$R_{23}: i_{gm} = m_g^T i_t \quad (\text{I-40})$$

$$R_{24}: v_t = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_t \quad (\text{I-41})$$

i_t est le courant du filtre de sortie.

Les GIC et REM du convertisseur de puissance sont alors représentés sur les Figures I-10 et I-11.

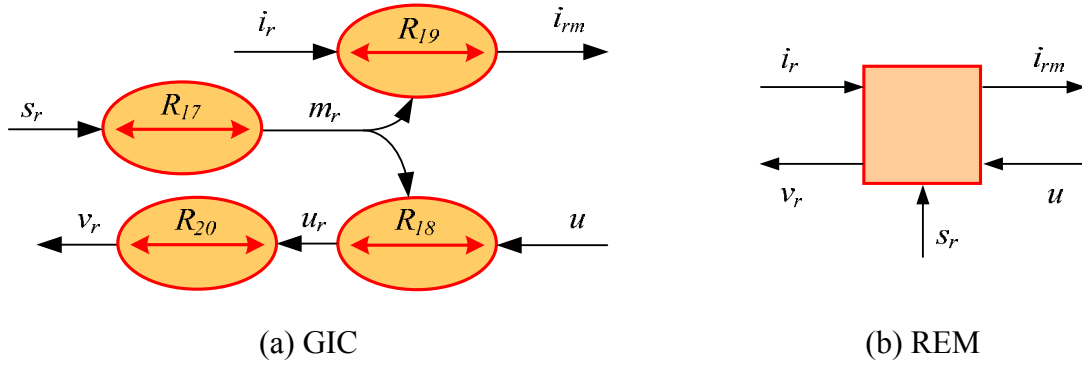


Figure I-10 : GIC et REM du convertisseur coté rotor

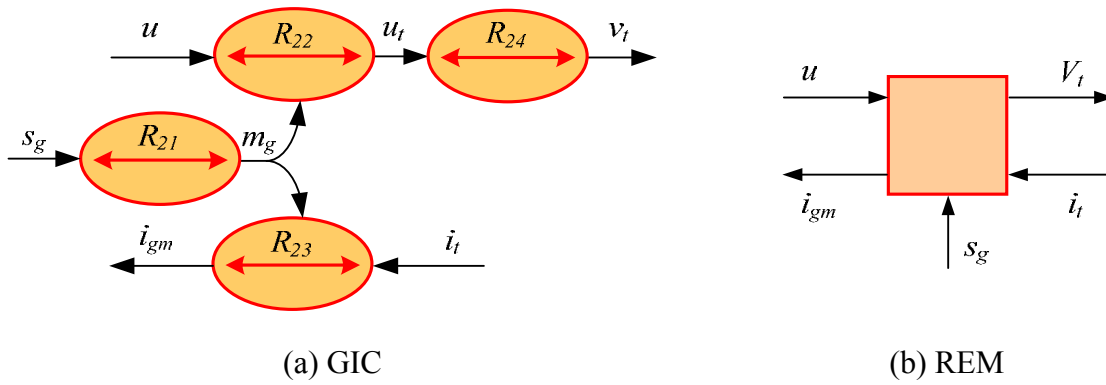


Figure I-11 : GIC et REM du convertisseur coté réseau

I.1.6. Modèle du bus continu

L'évolution du bus continu est donnée par les formules suivantes :

$$R_{25}: C \frac{du}{dt} = i_c \tag{I-42}$$

$$R_{26}: i_c = i_{rm} - i_{gm} \tag{I-43}$$

C est la capacité totale du bus continu. Les GIC et REM du bus continu sont donnés en Figure I-12.

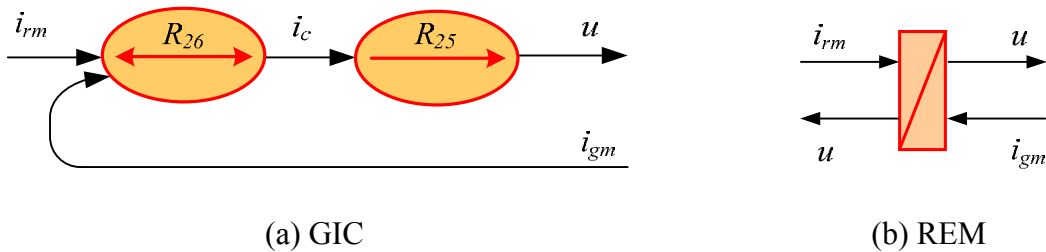


Figure I-12 : GIC et REM du bus continu

I.1.7. Modèle du filtre de sortie

Les courants de sortie du filtre sont déduits à partir des équations suivantes :

$$R_{27}: L_t \frac{di_t}{dt} = v_f \quad (\text{I-44})$$

$$R_{28}: v_f = v_t - v_r - v_g \quad (\text{I-45})$$

$$R_{29}: v_r = R_t i_t \quad (\text{I-46})$$

L_t est l'inductance du filtre, R_t la résistance du filtre. Les GIC et REM du filtre sont représentés en Figure I-13.

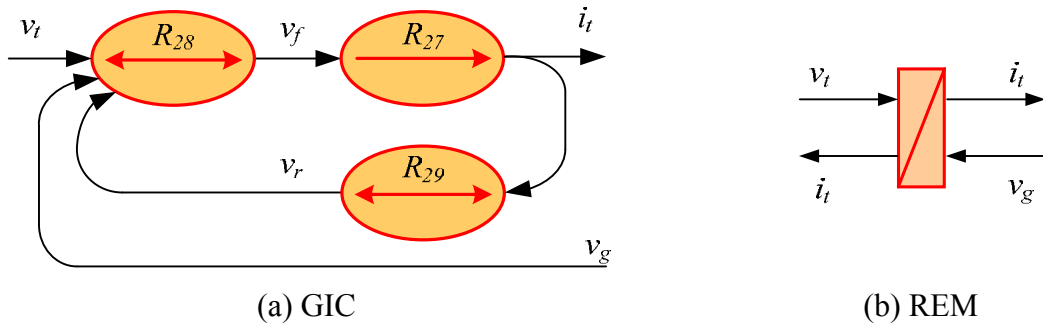


Figure I-13 : GIC et REM du filtre de sortie

I.1.8. Connexion au réseau de la MADA

Le stator de la MADA est directement connecté au réseau par le biais du convertisseur de puissance statorique et via les trois filtres de sortie. La connexion peut alors s'exprimer comme :

$$R_{30}: i_g = i_s + i_t \quad (\text{I-47})$$

$$R_{31}: v_s = v_g \quad (\text{I-48})$$

Les GIC et REM de la connexion au réseau sont représentés en Figure I-14.

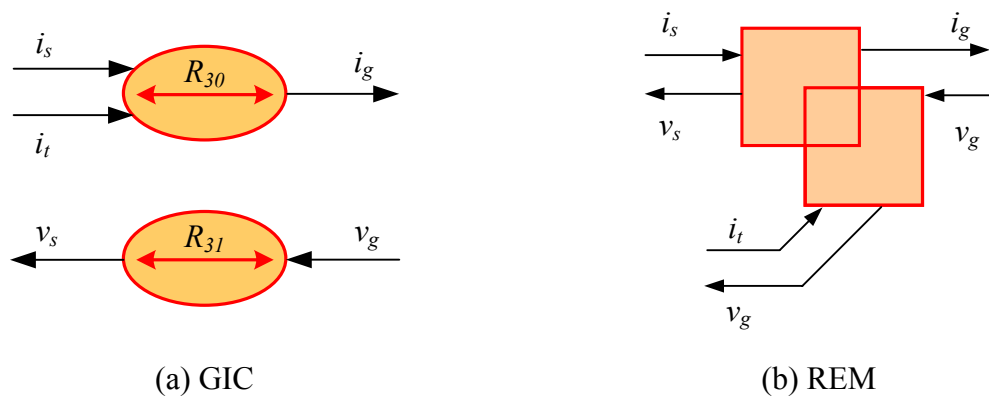


Figure I-14 : GIC et REM du couplage au réseau

I.2. ORGANISATION HIERARCHIQUE DE LA COMMANDE

I.2.1. Principe

La référence [20] a présenté l'architecture du dispositif de commande d'un système électrotechnique de conversion d'énergie électrique utilisant un convertisseur électronique de puissance. La Figure I-15 montre l'organisation hiérarchique du dispositif de commande du système éolien ici étudié.

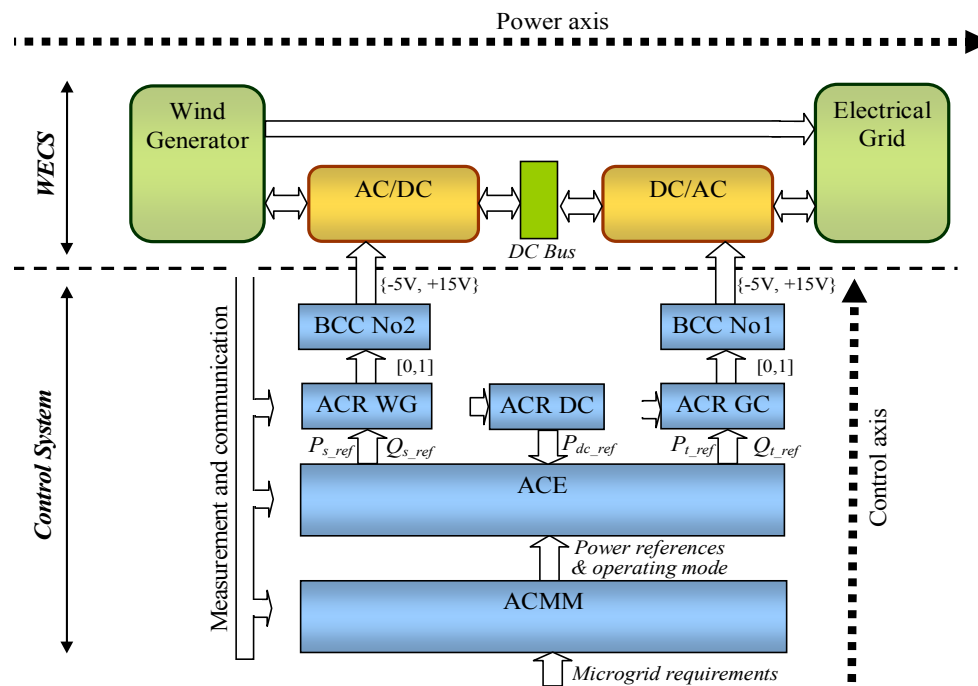


Figure I-15 : Organisation hiérarchique du dispositif de commande

Ainsi, le convertisseur se trouve être à l'articulation de deux axes :

- Un axe de puissance comprenant les interrupteurs statiques où le sens du transfert énergétique est considéré implicitement bidirectionnel sur la représentation et,
- un axe de contrôle-commande hiérarchisé selon des contraintes temporelles notamment, induites par le caractère particulier de l'organe de réglage.

L'axe de contrôle-commande se décompose en quatre niveaux, chacun ayant des tâches précises liées à sa position hiérarchique :

- L'automate de Contrôle des Modes de Marche (ACMM) est l'unité supérieure assurant la supervision du système : il délivre les références pour le niveau inférieur en décidant des modes de marche et le dialogue avec l'extérieur. C'est à cet automate que sont dévolues des tâches de paramétrage, d'affichage, de surveillance, le cas échéant de passage à des marches dégradées.

- L'automate de Commande Éloignée (ACE) détermine les références des grandeurs à

asservir en valeur instantanée (le réglage du niveau inférieur) pour un mode de marche donné. C'est à ce niveau que sont dévolues des tâches algorithmiques liées plus ou moins directement au contrôle de la puissance, que ce soit au travers de l'asservissement d'une grandeur mécanique (vitesse, position) ou d'une grandeur électrique (régulation de tension par exemple).

- L'automate de Commande Rapprochée (ACR) est multifonctionnel. Quel que soit le mode de réalisation de la modulation (à fréquence fixe, à fréquence variable), il traite des signaux rapides : asservissement des tensions ou des courants commutés, génération et optimisation des connexions, modulation de largeur d'impulsions (cas de la commande en durée pour les modulations à période constante). Fonctionnellement, il est donc construit autour de blocs algorithmiques et logiques, même si le support matériel est souvent le même (Processeurs de signaux). Il délivre la séquence primaire des ordres d'ouverture et de fermeture ; les signaux logiques représentatifs sont alors adaptés par le niveau inférieur. On distingue donc deux niveaux au sein de l'ACR celui propre aux algorithmes de commande (issus de l'automatique) qui dépend de celui propre au modulateur (à hystérésis, à MLI, ...).

- Le Bloc de Contrôle des Commutations (BCC) est l'interface entre les composants du convertisseur et les signaux logiques issus de l'ACR pour le réglage de leur séquencement. Il est conçu différemment suivant la technologie des semi-conducteurs utilisés et se trouve chargé de fonctions diverses : calibrage des signaux, introduction de temps morts, isolation galvanique, protection rapprochée contre les surintensités, etc. Pratiquement, c'est donc un circuit spécialisé souvent proposé par les constructeurs sous le vocable 'driver'. Ce bloc ne sera pas détaillé dans cette thèse.

Ainsi, un système électrotechnique se caractérise par une complexité induite par l'hétérogénéité des grandeurs en présence. Une bonne organisation est incontournable ; la présentation ci-dessus ([21]) est avant tout un découpage fonctionnel des problèmes qui ne présage pas systématiquement des choix et supports matériels de la commande globale. La commande hiérarchique issue de la représentation multi niveaux permet de structurer la conception de la commande hiérarchique au niveau de la partie algorithmique de l'ACR (SMC, voir annexe), des niveaux de l'ACE et de l'ACMM. La représentation par blocs de la Figure I-16 fait apparaître un certain nombre de fonctions de commande pour synthétiser chaque niveau de commande.

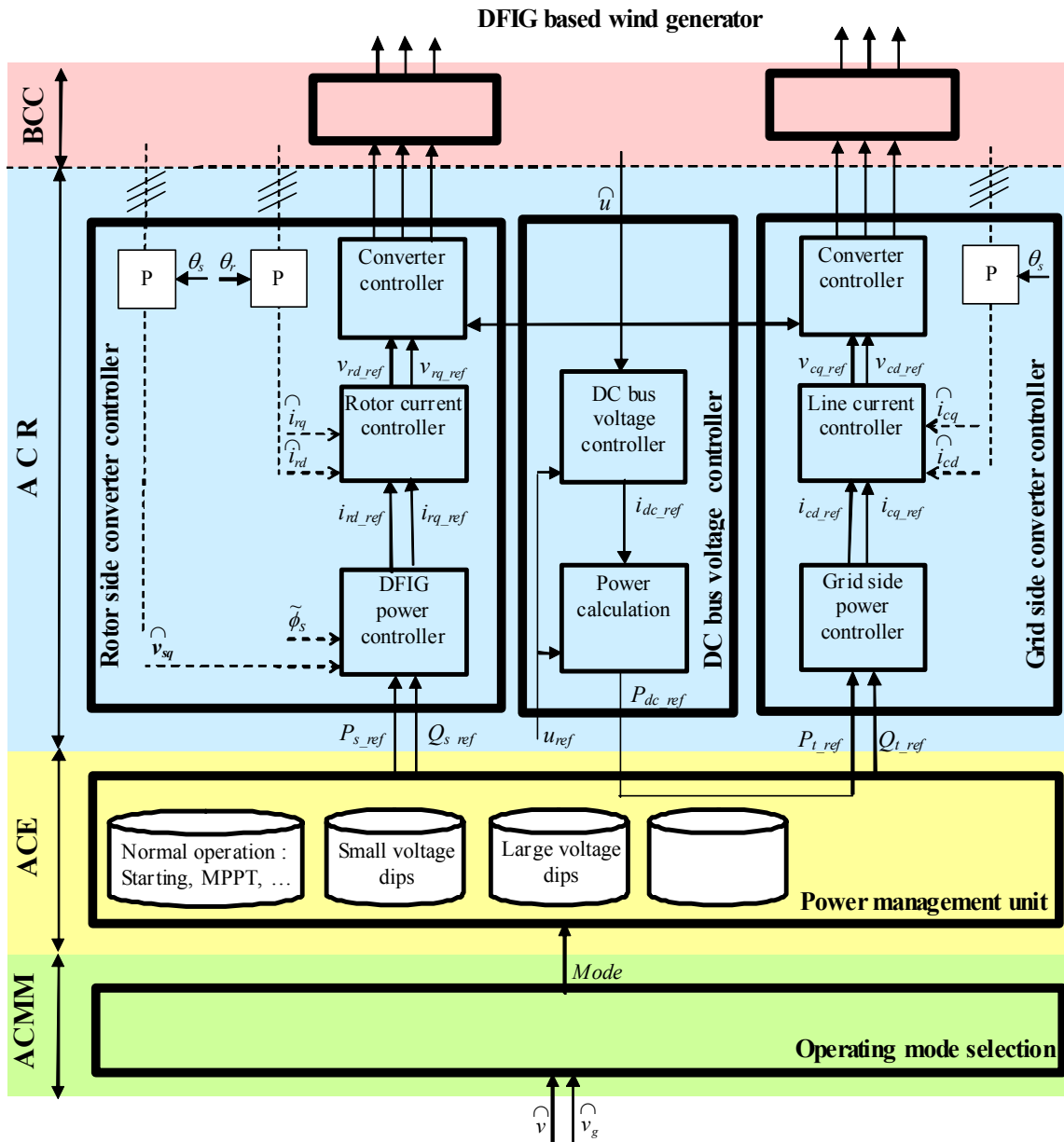


Figure I-16 : Schéma-bloc des fonctions principales de contrôle

I.2.2. Contrôle des modes de marche et commande éloignée

Pour ce système éolien, les différents modes de marche « normaux » sont fonction de la caractéristique couple-vitesse et de l'angle d'incidence des pales et sont découpées en quatre régions comme représentées sur la Figure I-17 [22].

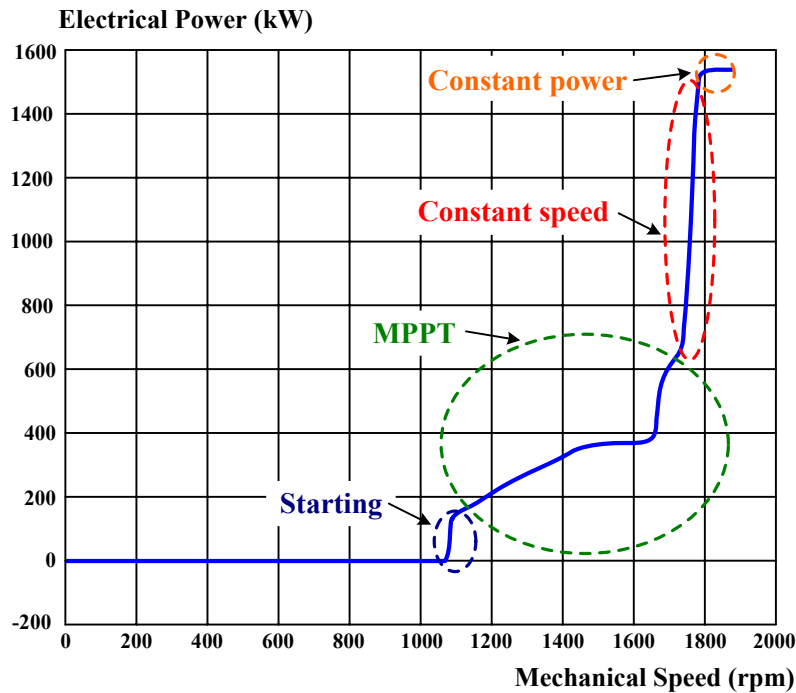


Figure I-17 : Zones de contrôle de la MADA

Après le démarrage, la stratégie de contrôle est conçue pour maximiser l'énergie convertie du vent en imposant un couple de référence par un algorithme de maximisation de puissance (Maximum Power Point Tracking: MPPT). Dans la région où la vitesse est constante, la vitesse de rotation est imposée par une régulation en boucle fermée pour permettre un fonctionnement hyper synchrone. Dans la région à puissance constante, le contrôle de l'angle d'orientation permet de limiter la puissance fournie par la génératrice pendant que le rapport de vitesse impose une décroissance de la puissance absorbée.

Concernant spécifiquement les modes en défaut, nous verrons dans les chapitres suivants des algorithmes pour gérer cette éolienne face à un creux de tension de moyenne et de grande importance. Le rôle de l'automate de contrôle de marche sera de décider du mode à sélectionner selon les conditions mesurées (tension, vitesse, ...) ; c'est le principe de la reconfiguration. Pour un mode de marche sélectionné, il faut encore exécuter un algorithme de contrôle, c'est le rôle de l'Automate de Contrôle Eloigné. Ci après, est présenté un algorithme pour un fonctionnement normal sous MPPT.

I.2.3. Commande rapprochée en mode normal

La REM donne une description synthétique du système et est obtenue en regroupant tous les blocs précédemment présentés lors de la phase de modélisation (Figure I-18). Les convertisseurs de puissance introduisent des entrées de réglages dans le système éolien. Trois chaînes de réglage apparaissent sur la REM en couleur verte et peuvent être choisies pour contrôler des grandeurs internes au système éolien système afin d'atteindre des spécifications requises.

Ainsi, le contrôle de la vitesse de la turbine Ω_t peut s'effectuer par deux stratégies et donc deux chaînes de réglage. Une première chaîne de réglage mécanique utilise l'angle d'orientation de la pale (β) afin de modifier le couple produit par la turbine (T), puis la vitesse de l'inertie (Ω) et donc la vitesse de la machine (Ω). Cette stratégie sera utilisée lorsque la vitesse du vent est trop importante (zone « constant power ») et ne sera donc pas détaillée ici. La seconde stratégie utilise une chaîne de réglage électromécanique par les fonctions de connexions du convertisseur de puissance connecté au circuit du rotor (s_r) pour modifier la tension modulée (V_r), puis le couple électromagnétique (T_{em}), puis le couple transmis par le multiplicateur (T_g) et par conséquent la vitesse de la machine (Ω).

Une chaîne électrique montre que les fonctions de connexion du convertisseur connecté au réseau peuvent être utilisées pour ajuster les tensions modulées (V) et contrôler les courants de sortie du filtre (I) envoyés au réseau.

Ici, la conception de la Commande Rapprochée est obtenue par une inversion méthodique de la REM du modèle et s'appelle Structure Maximale de Commande (SMC). Les REM et SMC du système complet sont décrites en Figure I-18. Dans un premier temps, un tel contrôle maximise les performances de la commande en supposant que toutes les grandeurs sont mesurables. Dans un second temps, la simplification et l'estimation des grandeurs non mesurables doivent être effectuées [23-25].

La chaîne de réglage électromécanique est utilisée par inversion pour convertir de l'énergie mécanique en électricité de manière maximale via trois fonctions de contrôle :

- le couple électromagnétique de référence (T_{em_ref}) est calculé par un algorithme de type Maximum Power Point Tracking (MPPT) pour maximiser la conversion énergétique,
- un contrôle vectoriel de la MADA génère les courants de référence au rotor afin d'obtenir le couple électromagnétique et de générer la puissance réactive requise,
- un contrôleur du convertisseur génère les rapports cycliques requis (s_r).

Cet ensemble constitue la commande rapprochée de la MADA.

La chaîne de réglage électrique est utilisée par inversion pour imposer des courants de référence via deux fonctions de contrôle :

- un asservissement des courants calcule la valeur moyenne équivalente sur une période de modulation des tensions modulées (V_{t_ref}),
- un contrôleur du convertisseur génère les rapports cycliques requis (s_g).

Cet ensemble constitue la commande rapprochée de la connexion au réseau.

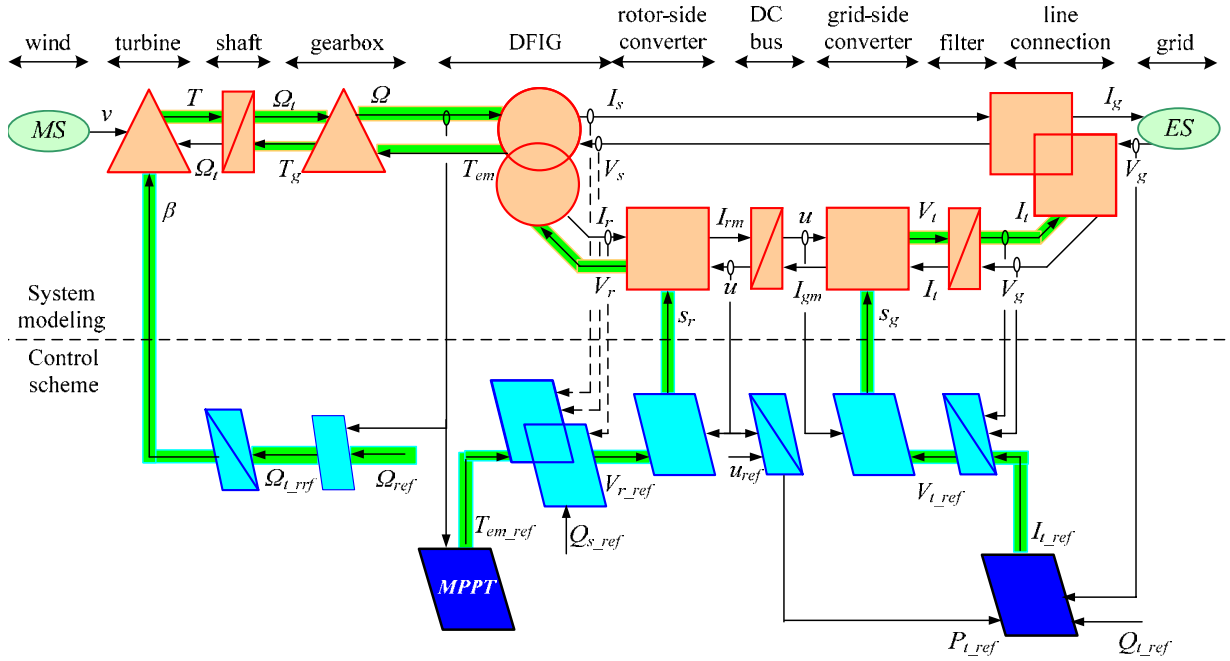


Figure I-18 : REM et SMC du système éolien

I.2.4. Commande rapprochée de la MADA

I.2.4.1. Stratégie MPPT

La vitesse du vent étant difficilement mesurable, une stratégie MPPT sans cette mesure est présentée. Nous supposons que la vitesse du vent est constante sur la période d'étude, la vitesse de rotation de la turbine est supposée constante au regard de l'inertie importante de celle-ci. Si nous négligeons le coefficient de frottement de l'arbre mécanique des équations (I-4) ~ (I-6), nous obtenons :

$$R_{5c}: \tilde{T}_g = \tilde{T} \quad (\text{I-49})$$

Alors, la référence du couple électromagnétique de la turbine est obtenu à partir du couple de la turbine :

$$R_{8c}: T_{em_ref} = \frac{\tilde{T}_g}{G} \quad (\text{I-50})$$

Afin d'atteindre la valeur optimale de la vitesse de rotation rotorique lorsque la vitesse du vent est modifiée, le coefficient de puissance doit être maintenu à sa valeur maximale (C_{p_max}). Alors, le couple aérodynamique absorbé est exprimé par :

$$R_{1c}: \tilde{T} = \frac{1}{2\tilde{\Omega}_t} C_{p_max} \rho S \tilde{v}^3 \quad (\text{I-51})$$

La vitesse de rotation de la turbine est estimée à partir de la vitesse de la génératrice par :

$$R_{7c}: \tilde{\Omega}_t = \frac{\tilde{\Omega}}{G} \quad (\text{I-52})$$

Pour une valeur constante de l'angle d'incidence de la pale β et du rapport de vitesse λ égale à sa valeur maximale λ_{cp_max} , la vitesse du vent peut être estimée :

$$R_{2c}: \tilde{v} = \frac{R\tilde{\Omega}_t}{\lambda_{cp_max}} \quad (\text{I-53})$$

Alors, le couple électromagnétique de référence est obtenu par :

$$T_{em_ref} = \frac{1}{2\lambda_{cp_max}^3 G^3} C_{p_max} \rho \pi R^5 \tilde{\Omega}^2 \quad (\text{I-54})$$

Le GIC de la stratégie MPPT est montré en Figure I-19.

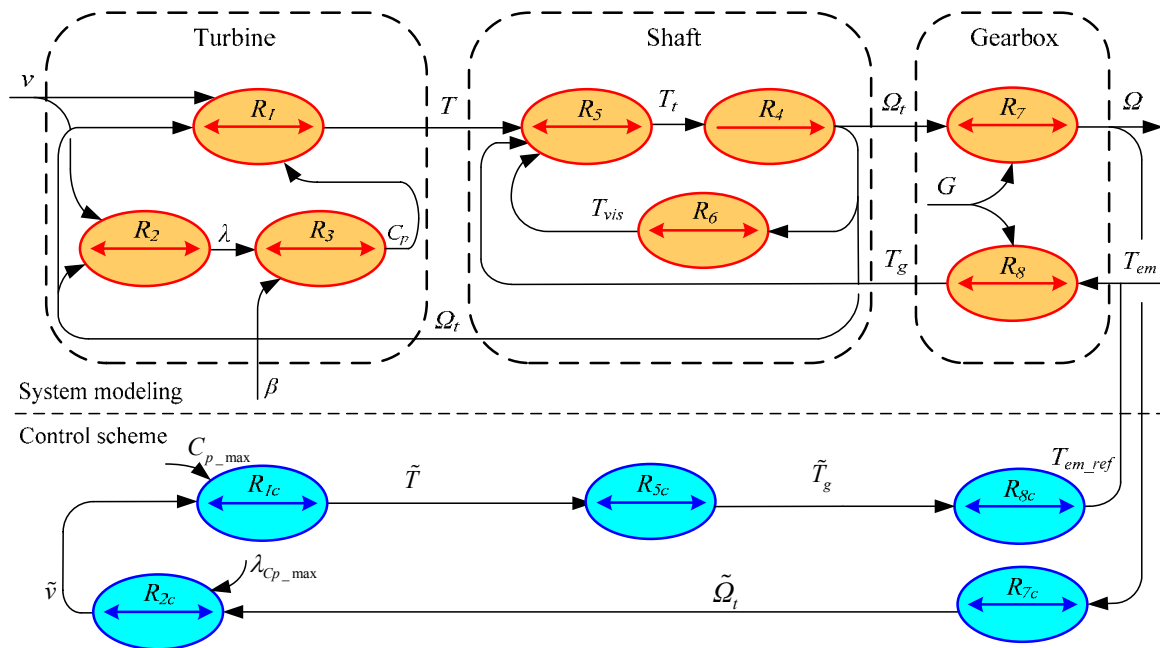


Figure I-19 : GIC schéma de la MPPT stratégie sans mesure de la vitesse du vent

Alors, le diagramme correspondant est obtenu à la Figure I-20.

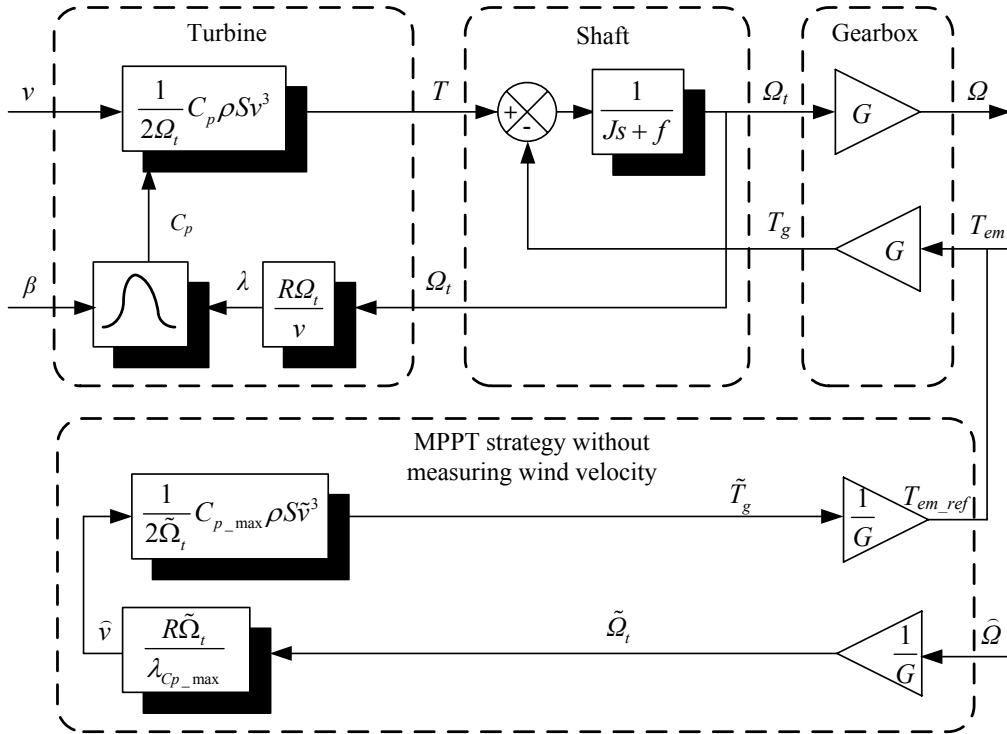


Figure I-20 : Schéma-bloc de la stratégie MPPT sans mesure de la vitesse du vent

I.2.4.2. Contrôle vectoriel de la MADA

De nombreux algorithmes de contrôle de la MADA ont été publiés et discutés dans des publications [26-29]. Le contrôle vectoriel basé sur l'orientation du flux du stator permet de contrôler de manière indépendante le couple électromagnétique par le convertisseur de puissance du côté rotor et la puissance réactive. Les courants sont asservis par deux correcteurs qui déterminent les références des tensions à appliquer (v_{rd_ref} et v_{rq_ref}). Le courant dans l'axe en quadrature permet de contrôler le couple électromagnétique. Celui dans l'axe direct est utilisé pour contrôler la puissance réactive. Dans un repère de Park tournant de manière synchrone et aligné avec l'axe direct du flux statorique, on obtient $\Psi_{sd} = \Psi_s, \Psi_{sq} = 0$. De plus, dans ce mode normal de fonctionnement les tensions imposées par le réseau sont sinusoïdales et de fréquence constante, donc on peut supposer que le flux statorique ne subit pas de transitoires: $\frac{d\Psi_{sq}}{dt} = 0$. L'amplitude du flux statorique reste approximativement constante quand le circuit du stator est connecté au réseau. A partir des équations (I-13) à (I-14), les flux s'écrivent:

$$\Psi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} = \Psi_s = M i_{ms} \quad (\text{I-55})$$

$$\Psi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} = 0 \quad (\text{I-56})$$

$$\Psi_{rd} = \sigma L_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \Psi_{sd} \quad (\text{I-57})$$

$$\Psi_{rq} = \sigma L_r i_{rq} \quad (\text{I-58})$$

i_{ms} est défini comme le courant magnétisant, $\sigma = 1 - M^2/L_s L_r$, le coefficient de couplage électromagnétique. Les composantes directe et en quadrature des tensions s'écrivent donc :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (\text{I-59})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (\text{I-60})$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{rq} \quad (\text{I-61})$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_r \sigma L_r i_{rd} + \omega_r \frac{M}{L_s} \psi_s \quad (\text{I-62})$$

Alors, le couple est proportionnel à la composante de l'axe en quadrature du courant, ainsi, le contrôle du couple est effectué à partir de la régulation du courant i_{rq} :

$$T_{em} = p\psi_{sd} i_{sq} = -p\psi_s \frac{M}{L_s} i_{rq} \quad (\text{I-63})$$

En négligeant la résistance du stator, la composante directe de la tension statorique est proche de 0. Ainsi, la puissance réactive peut être décrite par :

$$Q_s = v_{sq} i_{sd} = \frac{v_s \psi_s}{L_s} - \frac{v_s M}{L_s} i_{rd} \quad (\text{I-64})$$

Ce qui signifie que la puissance réactive peut être contrôlée par la régulation du courant i_{rd} . Afin de mettre sous la forme d'un GIC le contrôle vectoriel, les équations sont transformées comme suit :

Modèle	Contrôle
$R_{r1}: \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} (v_d - R_r i_{rd})$	$R_{r1c}: v_{d_ref} = C_{ir} (i_{rd_ref} - \hat{i}_{rd})$
$R_{r2}: \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} (v_q - R_r i_{rq})$	$R_{r2c}: v_{q_ref} = C_{ir} (i_{rq_ref} - \hat{i}_{rq})$
$R_{r3}: v_d = v_{rd} - e_q$	$R_{r3c}: v_{rd_ref} = v_{d_ref} + e_{q_ref}$
$R_{r4}: v_q = v_{rq} - e_d - e_\psi$	$R_{r4c}: v_{rq_ref} = v_{q_ref} + e_{d_ref} + e_{\psi_ref}$
$R_{r5}: e_d = \sigma L_r \omega_r i_{rd}$	$R_{r5c}: e_{d_ref} = \sigma L_r \omega_r \hat{i}_{rd}$
$R_{r6}: e_q = -\sigma L_r \omega_r i_{rq}$	$R_{r6c}: e_{q_ref} = -\sigma L_r \omega_r \hat{i}_{rq}$
$R_{r7}: e_\psi = \frac{M}{L_s} \omega_r \psi_s$	$R_{r7c}: e_{\psi_ref} = \frac{M}{L_s} \omega_r \tilde{\psi}_s$
$R_{r8}: T_{em} = -p\psi_s \frac{M}{L_s} i_{rq}$	$R_{r8c}: i_{rq_ref} = -\frac{1}{p\psi_{s_ref}} \frac{L_s}{M} T_{em_ref}$

$R_{r9}: Q_s = \frac{v_s \psi_s}{L_s} - \frac{v_s M}{L_s} i_{rd}$	$R_{r9c}: i_{rd_ref} = \frac{\psi_{s_ref}}{M} - \frac{L_s}{v_{s_ref} M} Q_{s_ref}$
---	--

Table I-1 : Equations pour la modélisation et la commande de la MADA

La stratégie de contrôle vectoriel peut se mettre sous la forme d'un GIC (Figure I-21).

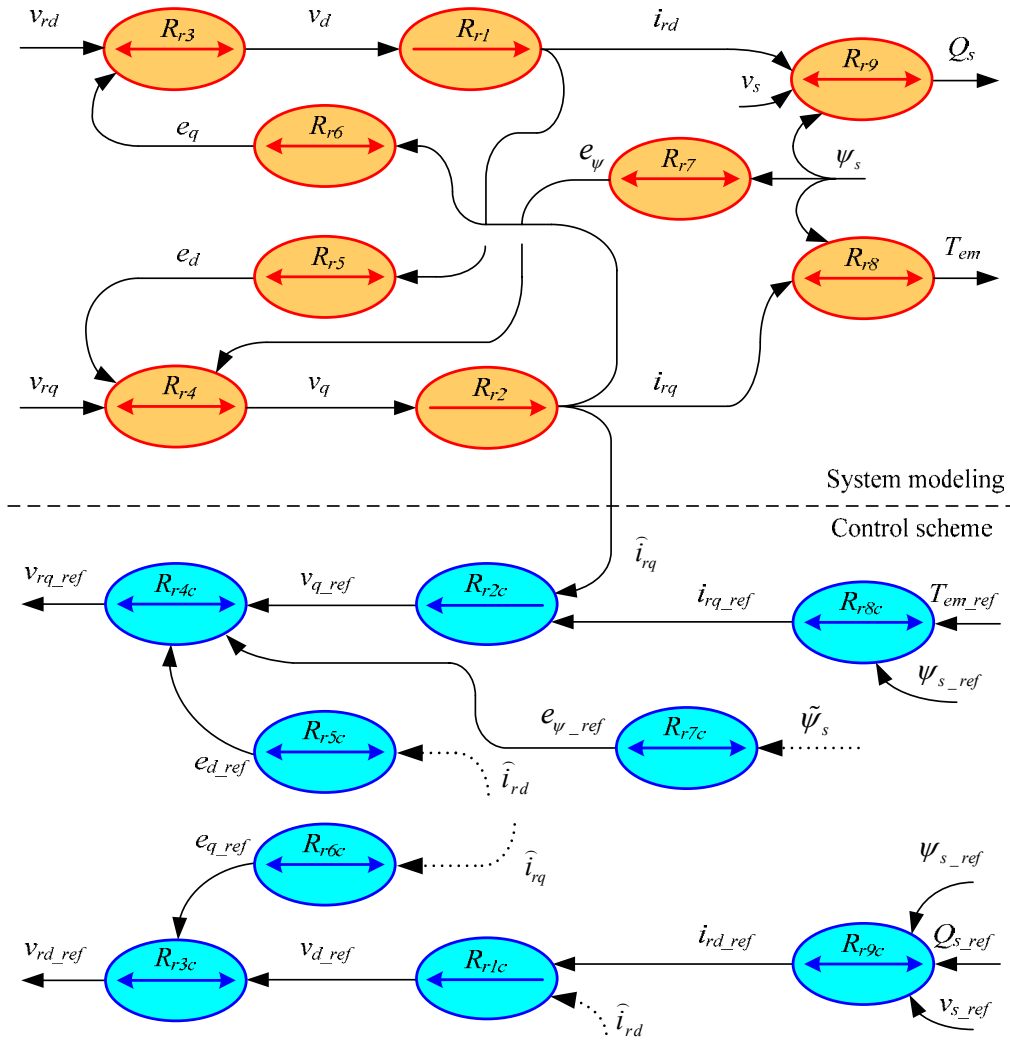


Figure I-21 : GIC du contrôle vectoriel de la MADA

Le schéma-bloc correspondant au contrôle est représenté à la Figure I-22. Les tensions sont ensuite envoyées à des modulateurs MLI.

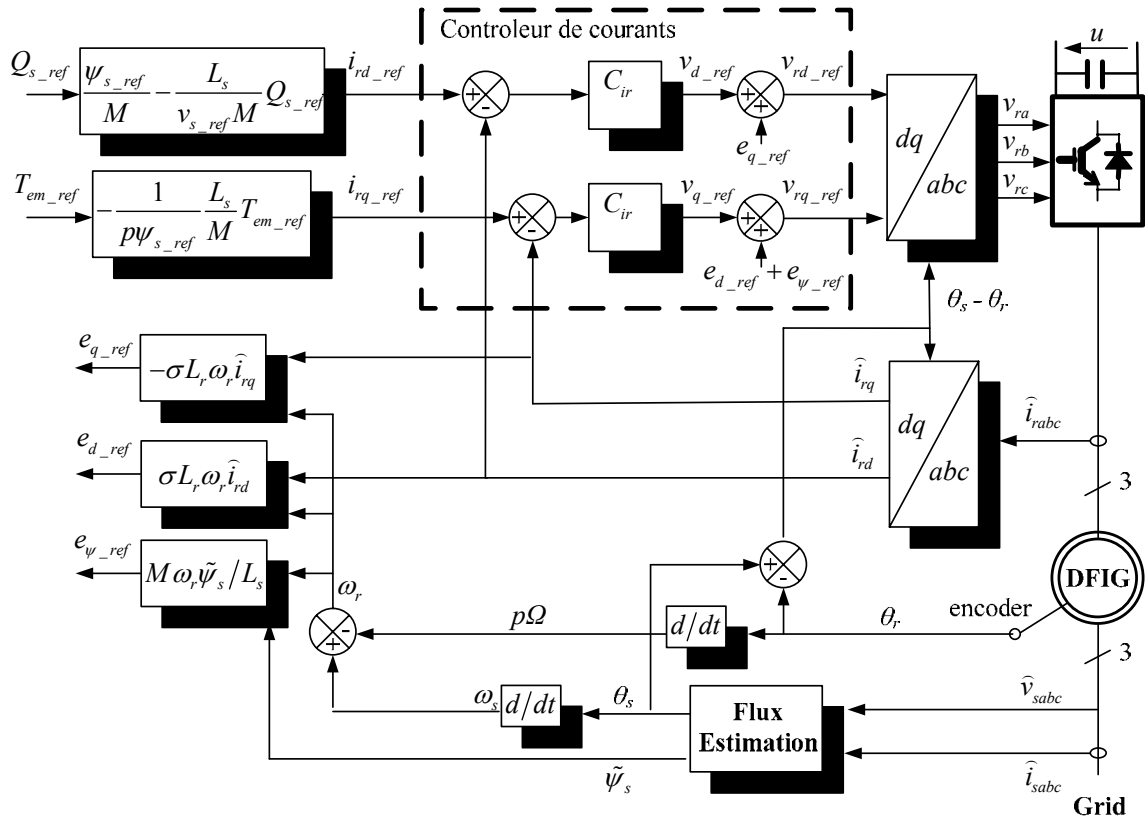


Figure I-22 : Schéma-bloc du contrôle de la MADA

I.2.5. Commande rapprochée de la connexion au réseau

L'objectif du convertisseur connecté au réseau est de maintenir la tension du bus continu constant et de garantir le fonctionnement avec un facteur de puissance requis (mode STATCOM). Un contrôle vectoriel est utilisé dans un second repère tournant de Park orienté selon le vecteur tension du réseau de manière à ce que sa composante quadrature soit nulle ($v_{sq}=0$, $v_{sd}=v_g$). Ce contrôle vectoriel permet un contrôle découplé indépendant de la puissance active et réactive circulant entre le réseau et le convertisseur. Les courants sont asservis par deux correcteurs qui génèrent des références des tensions à appliquer (v_{id_ref} et v_{iq_ref}). Le courant d'axe en quadrature est utilisé pour réguler la tension du bus continu et celui d'axe direct pour réguler la puissance réactive.

Dans ce repère tournant, le modèle du filtre peut être simplifié par les équations suivantes :

$$v_{id} = R_t i_{id} + L_t \frac{di_{id}}{dt} - \omega_s L_t i_{iq} + v_g \quad (\text{I-65})$$

$$v_{iq} = R_t i_{iq} + L_t \frac{di_{iq}}{dt} + \omega_s L_t i_{id} \quad (\text{I-66})$$

Et les puissances échangées à travers le filtre vers le réseau sont exprimées par :

$$P_t = v_g i_{id} \quad (\text{I-67})$$

$$Q_t = -v_g i_{tq} \quad (\text{I-68})$$

Ainsi, la puissance active et réactive sont respectivement contrôlées par i_{td} and i_{tq} .

Afin de mettre sous la forme d'un GIC, le contrôle vectoriel du convertisseur connecté au réseau, les équations sont transformées comme suit :

Modèle	Contrôle
$R_{g1}: v_{td} = v_d - e_q + v_g$	$R_{g1c}: v_{td_ref} = v_{d_ref} - e_{q_ref} + \hat{v}_g$
$R_{g2}: v_{tq} = v_q - e_d$	$R_{g2c}: v_{tq_ref} = v_{q_ref} - e_{d_ref}$
$R_{g3}: v_d = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt}$	$R_{g3c}: v_{d_ref} = C_{ig} (i_{td_ref} - \hat{i}_{td})$
$R_{g4}: v_q = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt}$	$R_{g4c}: v_{q_ref} = C_{ig} (i_{tq_ref} - \hat{i}_{tq})$
$R_{g5}: e_d = -L_t \omega_s i_{td}$	$R_{g5c}: e_{d_ref} = -L_t \omega_s \hat{i}_{td}$
$R_{g6}: e_q = L_t \omega_s i_{tq}$	$R_{g6c}: e_{q_ref} = L_t \omega_s \hat{i}_{tq}$
$R_{g7}: P_t = v_g i_{td}$	$R_{g7c}: i_{td_ref} = \frac{P_{t_ref}}{\hat{v}_g}$
$R_{g8}: Q_t = -v_g i_{tq}$	$R_{g8c}: i_{tq_ref} = -\frac{Q_{t_ref}}{\hat{v}_g}$

Table I-2 : Relations entre les équations du convertisseur coté réseau sous les formes de modèles et de contrôles

La stratégie de contrôle vectoriel peut se mettre sous la forme d'un GIC (Figure I-23).

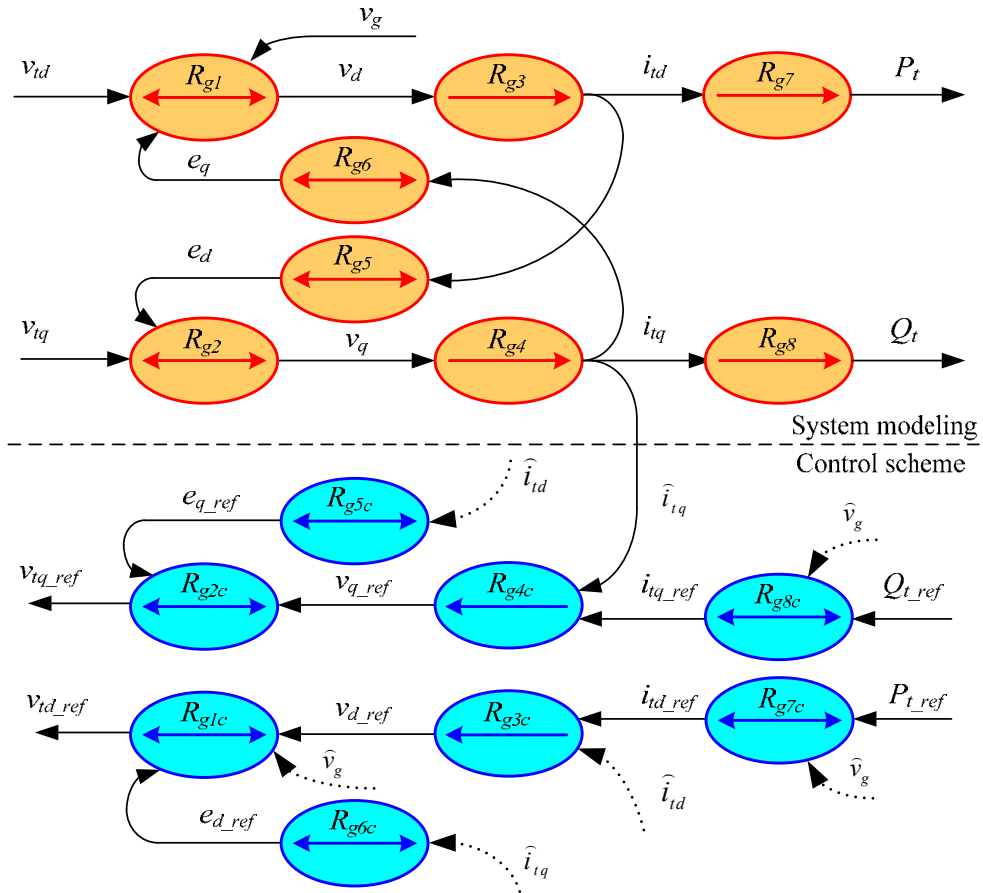


Figure I-23 : GIC du contrôle vectoriel du convertisseur coté réseau

Le schéma-bloc du contrôle correspondant est représenté à la Figure I-24. Les tensions sont ensuite envoyées à des modulateurs MLI.

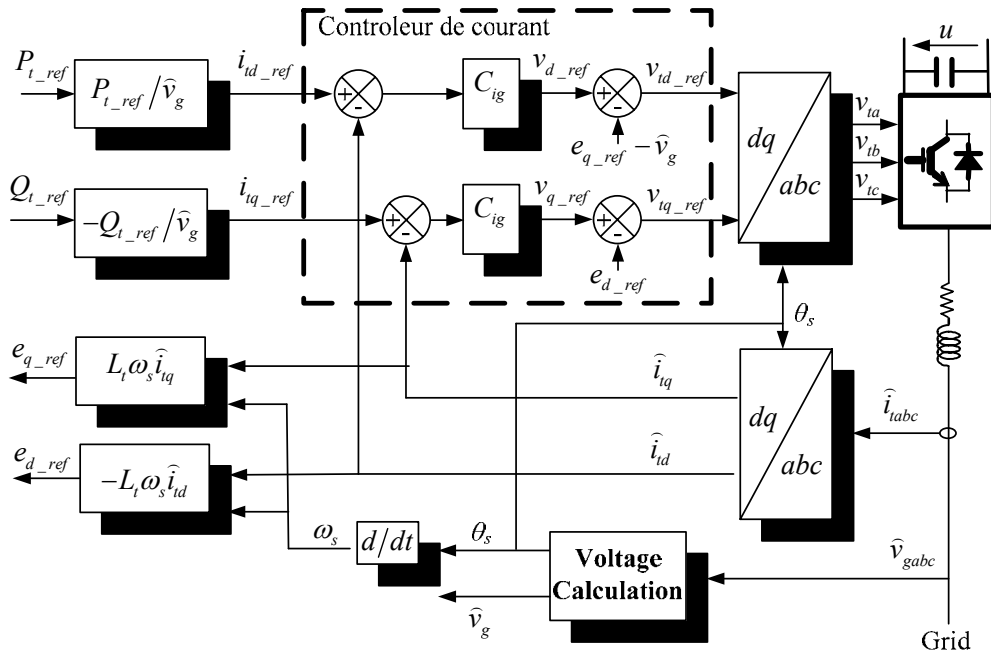


Figure I-24 : Schéma-bloc du contrôle du convertisseur coté réseau

I.2.6. Commande rapprochée du bus continu

En négligeant les harmoniques dues aux commutations et les pertes dans la résistance du filtre et dans les convertisseurs électroniques de puissances, la puissance apparaissant dans le circuit rotorique (P_r) correspond à la puissance issue du bus continu additionnée à la puissance issue du réseau (P_t , en fonctionnement hypersynchrone) :

$$P_r = u\hat{i}_c + P_t \tag{I-69}$$

Le courant dans la capacité est utilisé pour réguler la tension du bus continu par un contrôleur PI.

$$R_{25c} : \hat{i}_{c_ref} = C_u (u_{ref} - \hat{u}) \tag{I-70}$$

Le GIC schéma du contrôle du bus continu est décrit en Figure I-25.

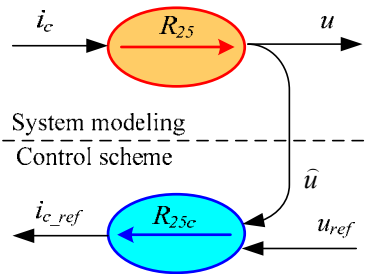


Figure I-25 : GIC schéma du contrôle du bus continu

Le schéma-bloc associé est montré à la Figure I-26.

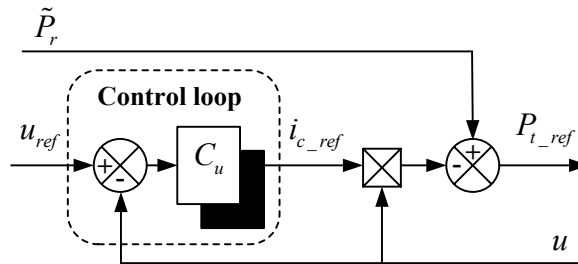


Figure I-26 : Schéma bloc du bus continu

Il a été montré qu'avec la compensation de la puissance, les variations de la tension du bus continu sont réduites [30].

I.3. RESULTATS DE SIMULATION

Le modèle du système et de sa commande a été simulé à l'aide de Matlab Simulink™, en considérant une MADA de 1.5MW.

La Figure I-27 décrit les variations de la puissance active et réactive par la variation des courants correspondant. Le courant en quadrature du rotor est divisé par deux à t=6s, et

reviens à sa valeur initiale à $t=6.4s$, ainsi la puissance active générée est elle aussi divisée par 2 en synchronisme avec le courant. Le courant dans l'axe direct varie de 0 à i_{ms} de $t=5$ à $t=5.4s$, ainsi, le générateur n'absorbe pas de puissance réactive. Durant cette période, le régime transitoire se termine après quelques millisecondes, et il n'y a pas de dépassement sur la puissance active ou réactive lorsque celle-ci changent.

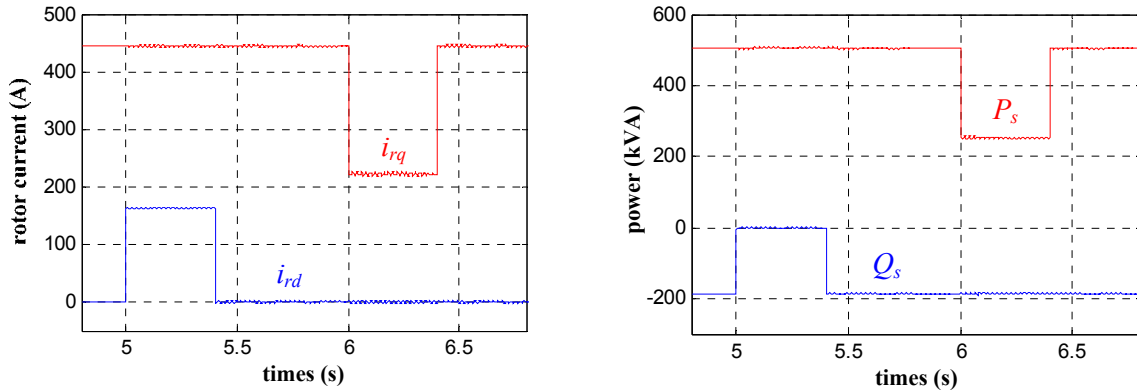


Figure I-27 : Contrôle découplé des puissances actives et réactives

La Figure I-28 montre la tension de bus continu et le courant rotorique durant une transition du régime hypo synchrone au régime hyper synchrone. La MADA permet une transition douce pendant le changement de régime et une tension du bus continu stable.

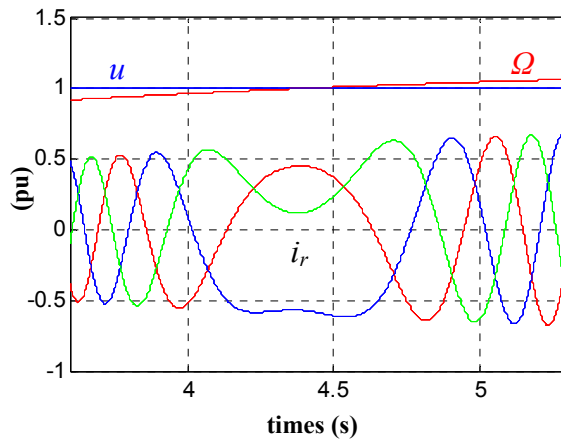


Figure I-28 : Variation de la vitesse rotorique et changement de régime

I.4. RESULTATS EXPERIMENTAUX

Les modèles et les contrôles proposés ont été validés sur une MADA de 4.5kW et son banc expérimental est montré à la Figure I-29.

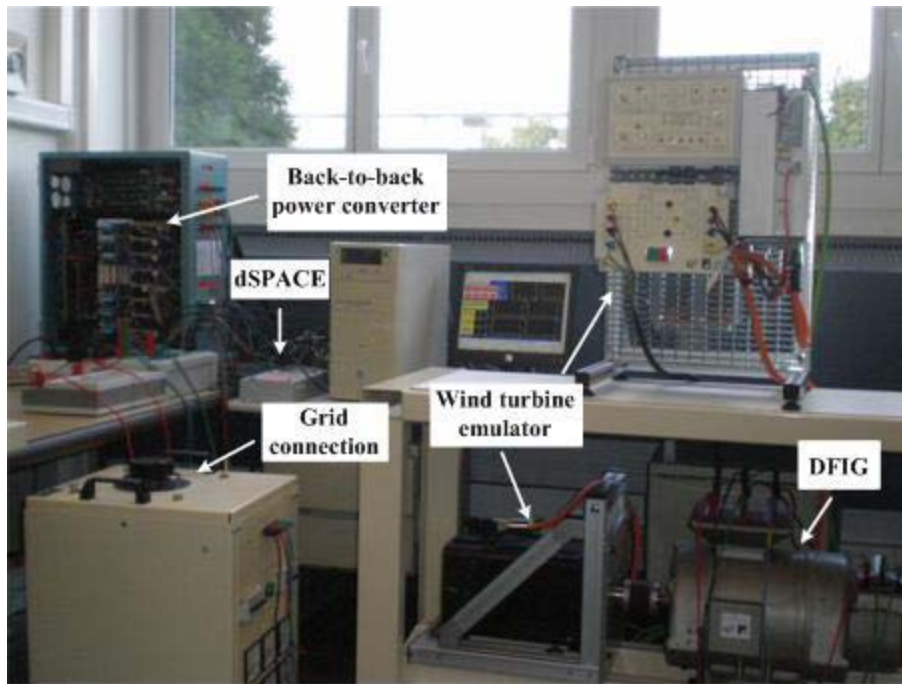


Figure I-29 : Banc expérimental de la MADA

La MADA est mise en rotation par une Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) qui simule la turbine éolienne. La MSAP est contrôlée par un régulateur à vitesse variable qui assure la régulation en vitesse. Le rotor de la MADA est alimenté par un convertisseur de puissance back-to-back. Le système de contrôle est implémenté sous une carte DSpace DS1103 DSP board. Les paramètres du système sont listés ci-dessous.

MADA: puissance nominale = 4.5 kW, paires de pôles = 2, tension statorique = 380 V, courant statorique = 11 A, rapport stator/rotor = 2.97, résistance statorique $R_s = 0.4 \Omega$, résistance rotorique $R_r = 0.8 \Omega$, stator inductance $L_s = 0.082$ H, rotor inductance $L_r = 0.082$ H, mutuelle inductance $M = 0.081$ H (Les paramètres sont mesurés au stator).

Figure I-30 montre la tension de bus continu et le courant à la sortie du filtre lorsque le réseau est connecté. La tension de bus continu est régulée à une valeur de référence et le courant répond de façon instantanée après la connexion au réseau.

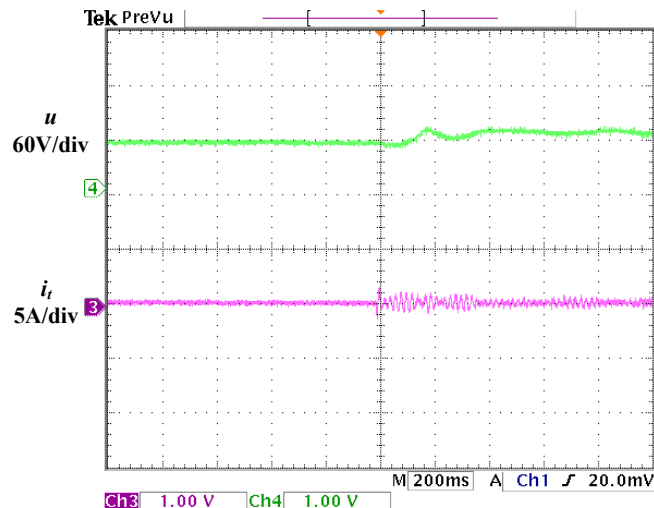


Figure I-30 : Résultat expérimental de connexion au réseau

Le résultat de la synchronisation est montré sur la Figure I-31. La tension au stator est très similaire à la tension réseau avant la connexion de la MADA au réseau. Le courant de synchronisation est très petit comme il est montré dans cette Figure, ce qui signifie une connexion douce au réseau.

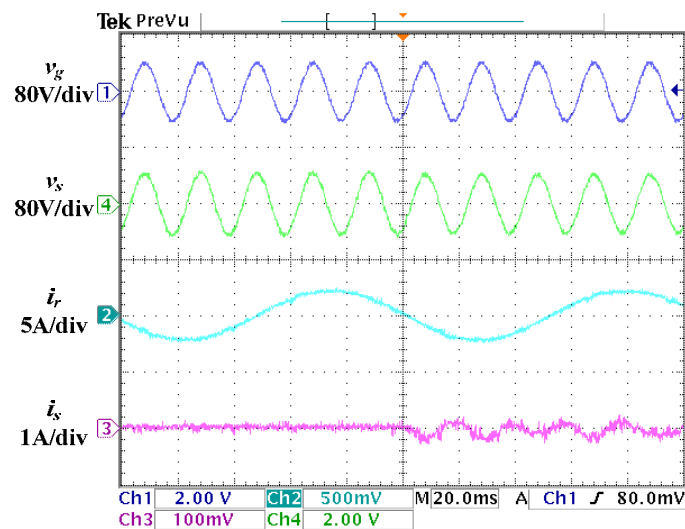


Figure I-31 : Résultat expérimental de la synchronisation

La Figure I-32 montre l'état permanent de la MADA après la synchronisation. La différence de phase entre la tension statorique et le courant statorique est de 180° , ainsi le générateur ne délivre que de la puissance active au réseau. Le courant et la tension statorique ne possèdent que très peu d'harmoniques et sont sinusoïdaux.

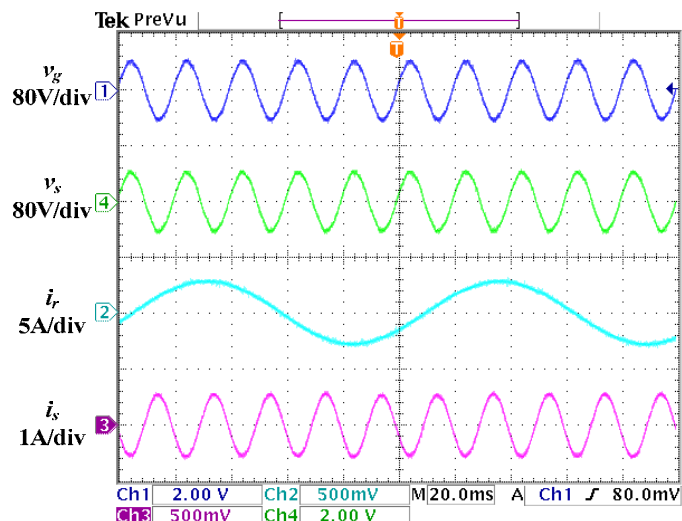


Figure I-32 : Régime permanent après synchronisation

Le contrôle découplé de la puissance active et réactive est montré sur la Figure I-33, et est très similaire au fonctionnement obtenu en simulations. Lorsque l'on modifie séparément le courant d'axe direct et le courant en quadrature, les puissances actives et réactives varient respectivement.

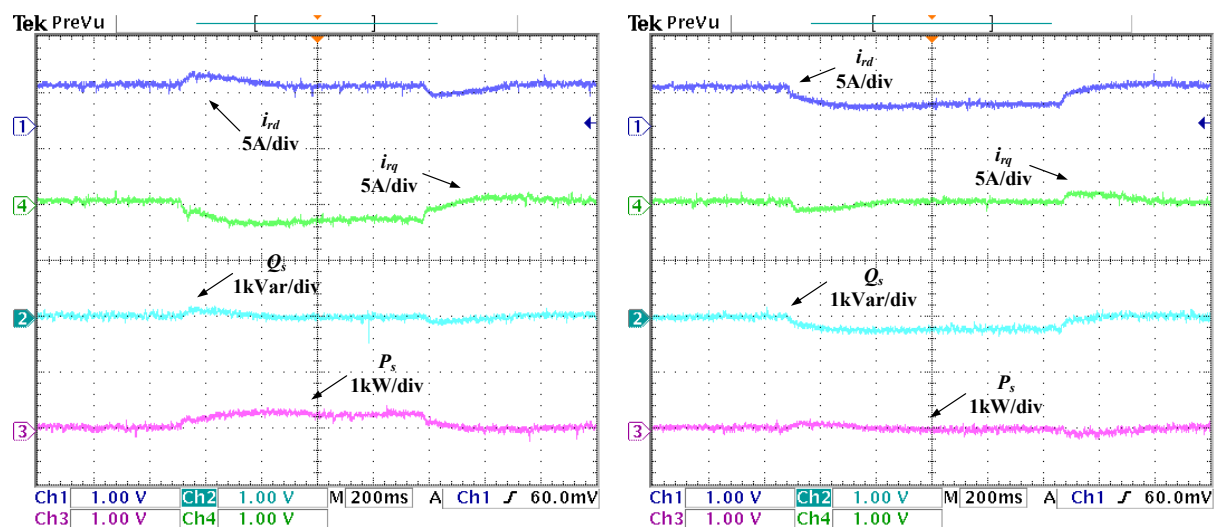


Figure I-33 : Contrôle découplé de la puissance active et réactive

Figure I-34 montre les variations de la vitesse de la génératrice. Lorsque la vitesse passe au régime hyper synchrone ou diminue au régime hypo synchrone, la fréquence du courant rotorique suit ce mouvement. Ainsi, la MADA peut fonctionner en régime de vitesse variable tout en débitant des courants de fréquence constante au réseau (Variable Speed Constant Frequency mode, VSCF mode).

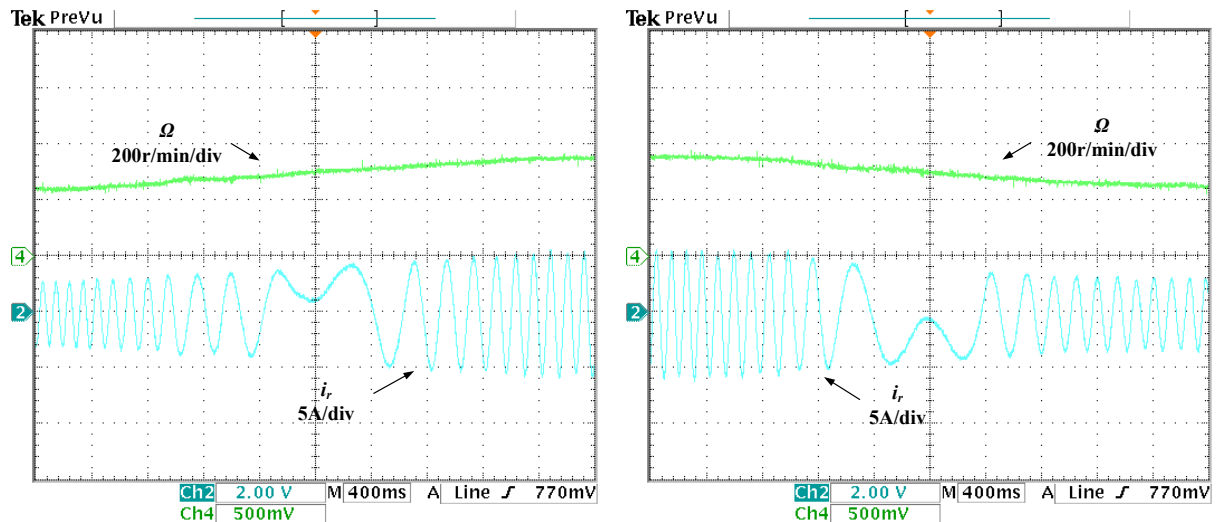


Figure I-34 : Variation de vitesse sous et hyper synchrone de la MADA

I.5. CONCLUSION

Le turbine éolienne à base de la MADA a été modélisée en utilisant une représentation schématique du type GIC et REM. Le contrôle vectoriel classique a été présenté pour montrer les remarquables performances de celui-ci en fonctionnement normal du réseau. Un contrôle découplé de la puissance active et réactive (et donc également du facteur de puissance) a été obtenu et peut améliorer la qualité du réseau. Le contrôle permet un fonctionnement en mode VSCF de la MADA. Des simulations et des modèles expérimentaux ont prouvé la fiabilité des modèles et des stratégies de commande proposées.

CHAPITRE II

STRATEGIE DE CONTROLE VECTORIEL MODIFIE DE LA MADA EN CAS DE CREUX DE TENSION

Le développement des sources d'énergies du type éolien étant constant, de nombreux pays, notamment en Europe, se sont focalisés sur l'étude des réseaux comprenant des générateurs éoliens. Ces études incluent le maintien de la production en régime perturbé (FRT) au point de connexion au réseau (PCC) des fermes de production éolienne et le maintien de la production lors de creux de tension de faibles amplitudes (LVRT). Un profil de creux de tension en fonction du temps sur le réseau est montré à la Figure II-1 [31]. Lorsque la valeur efficace de la tension du réseau passe sous ces courbes, les turbines peuvent être déconnectées. Lorsque la tension est dans cette zone, les éoliennes devraient générer de la puissance réactive comme pour la production électrique conventionnelle.

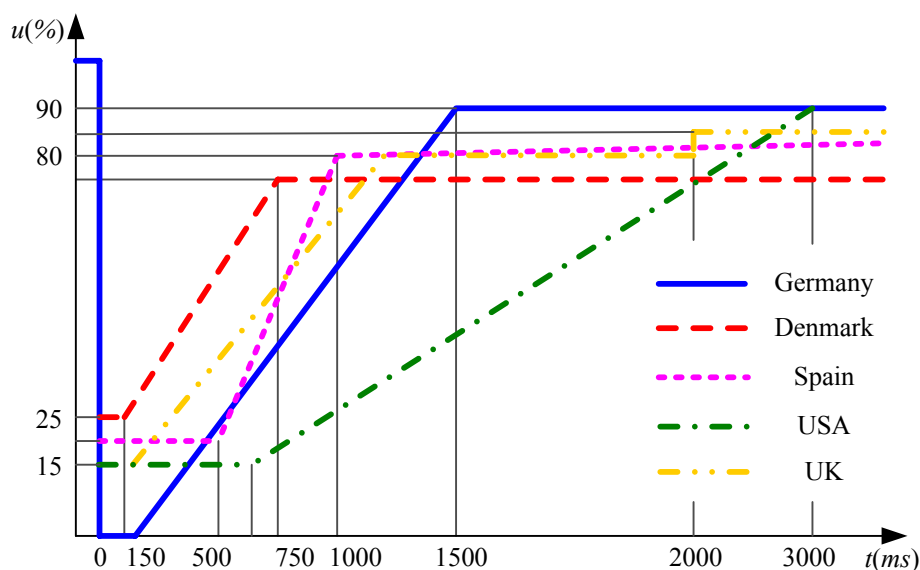


Figure II-1 : Profils de creux de tension LVRT dans différents pays [31]

Les défauts dans les systèmes de puissance, même géographiquement éloignés de la turbine, peuvent causer des creux de tension au point de connexion de la turbine. Même si les performances nominales de la MADA sont très bonnes, le contrôle du système n'est que partiel à cause du faible dimensionnement du convertisseur du côté rotor. Ainsi, un creux de la tension imposée par le réseau va causer une augmentation du courant statorique. A cause du couplage magnétique entre le stator et le rotor, le courant de défaut va traverser le rotor et son convertisseur de puissance. Cela entraîne un sur-courant dans le rotor et une augmentation de la tension du bus continu [32-49]. Sans protections, cela peut détruire le convertisseur. Alors, le principal objectif du contrôle durant une défaillance réseau est de limiter le courant de défaut et de limiter l'augmentation de la tension de bus continu. Le contrôle vectoriel [40-42], le « Direct Torque Control » (DTC) [45], le « flux magnitude and angle control » (FMAC) [46] et des contrôles non linéaires [47-49] ont été appliqués à la MADA en régime de défaillance. Dans ce chapitre, une stratégie de contrôle vectoriel modifiée va être proposée et comparée avec le contrôle vectoriel classique afin de montrer l'influence du comportement dynamique de la MADA lors de creux de tension.

II.1. LES CREUX DE TENSION

Les creux de tension sont l'un des plus importants problèmes pour la qualité des réseaux et représentent la principale priorité pour l'industrie. Elles peuvent causer l'interruption de processus industriels et peuvent mener à des pertes économiques et une dégradation des produits manufacturés. Un creux de tension est une réduction soudaine (entre 10% et 90%) de la tension à un point du réseau, qui dure d'une demi-période réseau à 1 minute [50].

Il peut y avoir de nombreuses raisons à un creux de tension : un court-circuit dans le réseau, une déconnection partielle de l'alimentation, des courants importants dus au démarrage de moteurs, 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 et sont donc les plus intéressants à étudier. Les défaillances sont autant symétriques (défauts sur trois phases) qu'asymétriques (deux phases mises à la terre, deux phases connectées, une phase à la terre). Selon le type de défaillances, les amplitudes des creux de tension peuvent être égales (cas symétrique) ou non (cas asymétrique).

II.1.1. Caractérisation des creux de tension

La Figure II-2 représente le profil typique d'un creux de tension. Dans ce mémoire, le creux de tension sera caractérisé pour deux paramètres pour mesurer sa gravité : l'amplitude (remaining 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 défaillance, de la

distance à la défaillance, de la configuration du réseau et de l'impédance de défaillance. Nous supposons que la valeur efficace peut être décrite par une valeur de tension simple, ce qui est suffisant pour un système monophasé. Cependant, dans le cas d'un système triphasé, une part importante des dommages sur les équipements dus à un creux de tension concerne des charges triphasées.

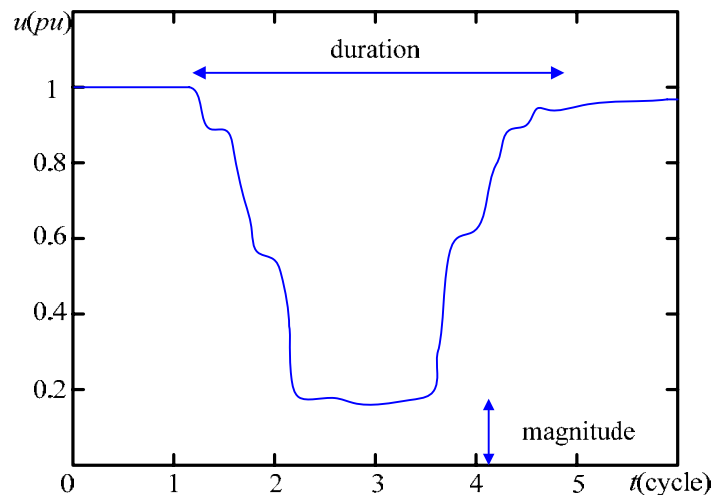


Figure II-2 : Caractérisation d'un creux de tension

Ce problème est résolu en considérant un creux de tension triphasée avec la valeur la plus importante d'amplitude et la durée la plus longue (cas le plus défavorable). Mais cette méthode ne peut pas refléter la complexité des défaillances réseaux notamment pour les équipements. Il est ainsi plus difficile d'identifier le type et l'origine de la défaillance sans ces informations. Durant ces dernières années, de nouvelles recherches ont été menées pour étendre cette caractérisation monophasée au cas général triphasé [51].

II.1.2. Classification des creux de tension

Une classification basée sur une transformation vectorielle permet de représenter de manière intuitive les creux de tension. Cette méthodologie permet d'extraire les caractéristiques du creux de tension et de déterminer son type et sa gravité. Sept types de creux de tension sont obtenus à partir d'une transformation vectorielle qui est due à différentes origines (trois phases, deux phases à la terre, deux phases connectées et une phase à la terre). Avec l'hypothèse, que les différentes impédances sont égales [52-53], les expressions pour les tensions complexes dans ces sept cas sont données dans la Table II-1.

Type	Phaseurs	Tensions	Description
A		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Trois phases en défaillance : Creux de tension identiques dans les trois phases.
B		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE$	Une phase à la terre: elle provoque une baisse de la tension de ligne tandis que les deux autres tensions demeurent inchangées.
C		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Défaut phase-phase: elle provoque le déplacement de deux phases alors que la troisième phase ne change pas du tout. Ou de type B après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).
D		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE$	Type C après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) ou de Type B après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).
E		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Deux phases à la terre : Provoque un creux de tension sur deux phases alors que la troisième n'est pas affectée.
F		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{3}jE - \frac{\sqrt{3}}{6}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{3}jE + \frac{\sqrt{3}}{6}jV$	Type E après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).

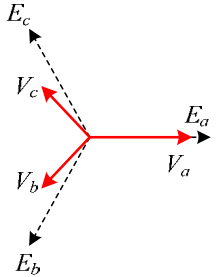
G		$V_a = \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V$ $V_b = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Type E après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).
----------	---	---	--

Table II -1 : Sept types de défaut causant un creux de tension

Les tensions avant la défaillance sont indiquées par les lettres E. Les tensions dans les phases en défaut ou entre les phases sont indiquées par les lettres V. Un transformateur permet de transférer les tensions déséquilibrées dans d'autres repères selon le type de défaut. Par exemple un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) permet une transformation des tensions composées en tensions simples. Et deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy) permettent de supprimer la composante homopolaire.

Un des principaux avantages de cette méthode de classification est qu'elle ne nécessite que le calcul des phaseurs spatiaux et des composantes homopolaires pour analyser les creux de tension. De plus, cela permet une interprétation graphique des modifications complexes des creux de tension. Cette méthode permet également une caractérisation et une classification plus concise des défauts. Cela permet d'élaborer plus facilement des protocoles de tests pour les convertisseurs de puissance connectés au réseau. Les types B et E peuvent être négligés lorsque l'on considère le cas des creux de tension dans les réseaux de production éolien car ils possèdent une composante homopolaire superflue [54].

II.2. STRATEGIE DE CONTROLE VECTORIEL MODIFIE DE LA MADA

Le contrôle vectoriel a été très largement utilisé dans le cas des MADA pour la production éolienne. Dans le schéma de contrôle du flux orienté de la MADA, le flux dans le stator est considéré constant en amplitude pour simplifier le dimensionnement du contrôleur de courant. Cependant, durant un creux de tension, le flux au stator va diminuer car le stator est directement relié au réseau (dont la tension s'effondre). 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 durant le dimensionnement du contrôleur en courant [55].

Dans un repère tournant de Park tournant, la composante directe et en quadrature de la tension de la MADA peut être exprimée par :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \quad \text{(II-1)}$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \quad (\text{II-2})$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_r \psi_{rq} \quad (\text{II-3})$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_r \psi_{rd} \quad (\text{II-4})$$

Les composantes du flux du stator s'expriment par :

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \quad (\text{II-5})$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \quad (\text{II-6})$$

Il est à noter que la composante en quadrature du flux n'est pas nulle durant un creux de tension, les courants au stator sont obtenus par :

$$i_{sd} = \frac{\psi_{sd} - M i_{rd}}{L_s} \quad (\text{II-7})$$

$$i_{sq} = \frac{\psi_{sq} - M i_{rq}}{L_s} \quad (\text{II-8})$$

En remplaçant ces expressions dans les expressions des flux, nous obtenons :

$$\psi_{rd} = M i_{sd} + L_r i_{rd} \quad (\text{II-9})$$

$$\psi_{rq} = M i_{sq} + L_r i_{rq} \quad (\text{II-10})$$

Alors :

$$\psi_{rd} = \sigma L_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \psi_{sd} \quad (\text{II-11})$$

$$\psi_{rq} = \sigma L_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} \psi_{sq} \quad (\text{II-12})$$

Quand nous remplaçons les équations du courant au stator (II-7) et (II-8) dans les expressions des tensions au stator (II-1) and (II-2), nous obtenons :

$$v_{sd} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sd} - \frac{R_s}{L_s} i_{rd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (\text{II-13})$$

$$v_{sq} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sq} - \frac{R_s}{L_s} i_{rq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (\text{II-14})$$

Alors en remplaçant les expressions du flux (II-11) et (II-12) dans les expressions des tensions au rotor (II-3) et (II-4), nous obtenons :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{rq} - \omega_r \frac{M}{L_s} \psi_{sq} + \frac{M}{L_s} \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (\text{II-15})$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_r \sigma L_r i_{rd} + \omega_r \frac{M}{L_s} \psi_{sd} + \frac{M}{L_s} \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (\text{II-16})$$

A partir de ces équations, nous pouvons dimensionner un contrôleur de type PI pour les courants au rotor. Il est à noter que pour un contrôle correct le flux au stator et ses

dynamiques $(\frac{d\psi_{sd}}{dt}, \frac{d\psi_{sq}}{dt})$ doivent être compensés lors du creux de tension.

Afin d'obtenir une stratégie de contrôle sous la forme d'un GIC, nous transformons ces équations et nous en déduisons le schéma de contrôle :

Modèle	Contrôle
$R_{m1}: \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r}(v_d - R_r i_{rd})$	$R_{m1c}: v_{d_ref} = C_{ir}(i_{rd_ref} - \hat{i}_{rd})$
$R_{m2}: \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r}(v_q - R_r i_{rq})$	$R_{m2c}: v_{q_ref} = C_{ir}(i_{rq_ref} - \hat{i}_{rq})$
$R_{m3}: v_d = v_{rd} - e_q - e_{\psi d}$	$R_{m3c}: v_{d_ref} = v_{d_ref} + e_{q_ref} + e_{\psi d_ref}$
$R_{m4}: v_q = v_{rq} - e_d - e_{\psi q}$	$R_{m4c}: v_{q_ref} = v_{q_ref} + e_{d_ref} + e_{\psi q_ref}$
$R_{m5}: e_d = \sigma L_r \omega_r i_{rd}$	$R_{m5c}: e_{d_ref} = \sigma L_r \omega_r \hat{i}_{rd}$
$R_{m6}: e_q = -\sigma L_r \omega_r i_{rq}$	$R_{m6c}: e_{q_ref} = -\sigma L_r \omega_r \hat{i}_{rq}$
$R_{m7}: e_{\psi d} = \frac{M}{L_s}(-\omega_r \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt})$	$R_{m7c}: e_{\psi d_ref} = \frac{M}{L_s}(-\omega_r \tilde{\psi}_{sq} + \frac{d\psi_{sd_est}}{dt})$
$R_{m8}: e_{\psi q} = \frac{M}{L_s}(\omega_r \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt})$	$R_{m8c}: e_{\psi q_ref} = \frac{M}{L_s}(\omega_r \tilde{\psi}_{sd} + \frac{d\psi_{sq_est}}{dt})$
$R_{m9}: v_{sd} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sd} - \frac{R_s}{L_s} i_{rd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt}$	$R_{m9c}: \frac{d\psi_{sd_est}}{dt} = \hat{v}_{sd} - \frac{R_s}{L_s} \tilde{\psi}_{sd} + \frac{R_s}{L_s} \hat{i}_{rd}$
$R_{m10}: v_{sq} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sq} - \frac{R_s}{L_s} i_{rq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt}$	$R_{m10c}: \frac{d\psi_{sq_est}}{dt} = \hat{v}_{sq} - \frac{R_s}{L_s} \tilde{\psi}_{sq} + \frac{R_s}{L_s} \hat{i}_{rq}$

Table II-2 : Relations entre le modèle et le schéma de commande

Toutefois, le GIC de la commande peut être obtenu comme sur la Figure II-3.

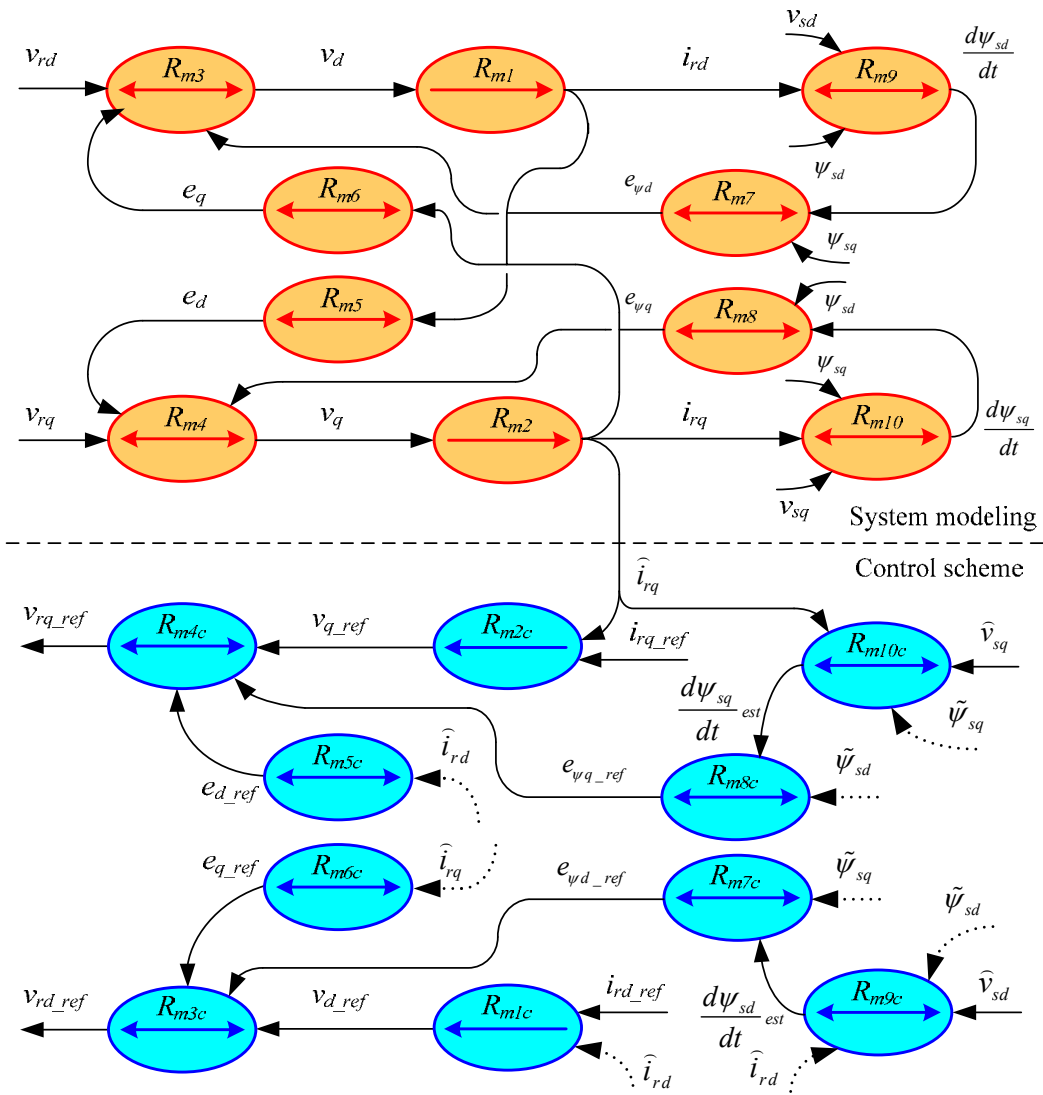


Figure II-3 : Le GIC schéma du contrôle vectoriel modifié de la MADA

Et le schéma bloc associé est représenté à la Figure II-4.

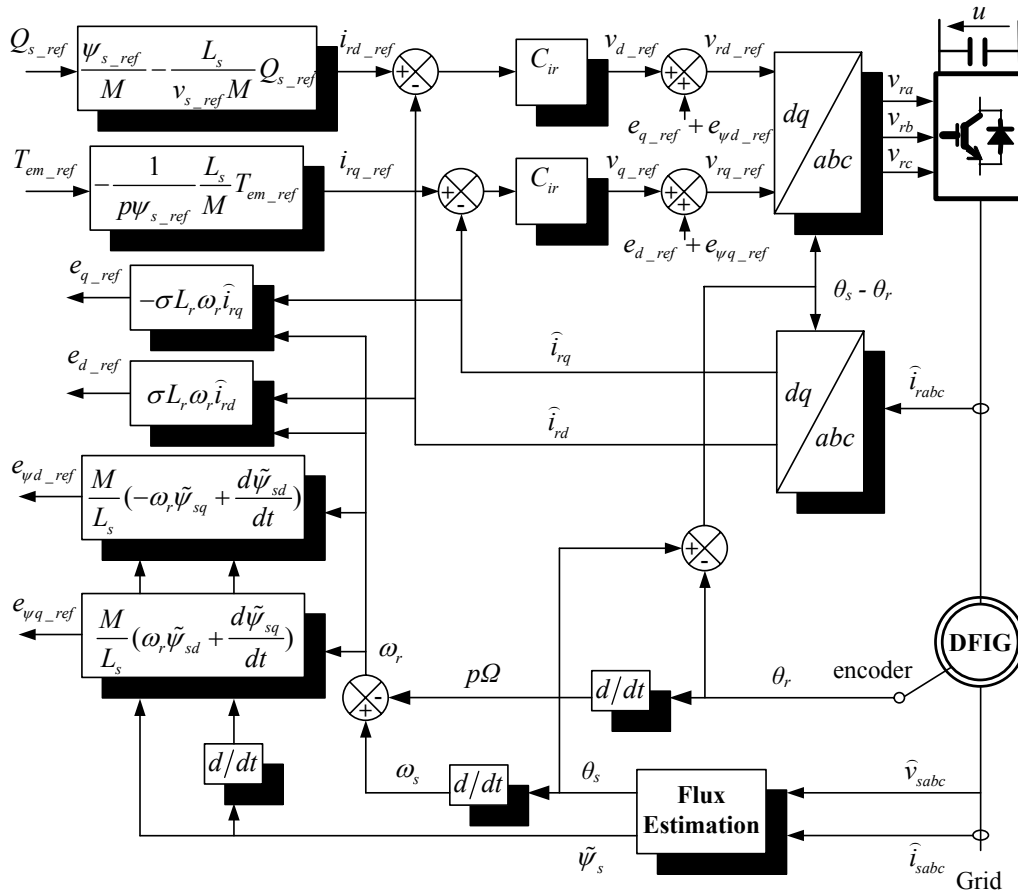


Figure II-4 : Le schéma bloc du contrôle vectoriel modifié de la MADA

II.3. RESULTATS DE SIMULATION

Afin d'étudier l'influence des creux de tension sur la stratégie proposée, un creux de tension triphasée de 33% et d'une durée de 200 ms est appliqué à la MADA. C'est la valeur typique d'un creux de tension au point de raccordement lorsque le couplage est de 85%. Comme la durée du défaut est petite devant les fluctuations de la vitesse du vent, alors, la vitesse du vent sera considérée comme constante durant le défaut du réseau. Immédiatement après que le défaut apparaisse à $t=2s$, la tension de la génératrice chute, comme montré sur la Figure II-5. Le creux de tension conduit à diminuer le flux du stator. Des oscillations sur la composante directe et en quadrature du flux apparaissent durant le creux de tension et après la disparition du défaut. De plus, le flux du stator dans l'axe en quadrature ne peut être maintenu à zéro à cause du creux de tension. C'est pourquoi, le flux du stator en quadrature et la dynamique du flux au stator doivent être considérés dans le contrôleur

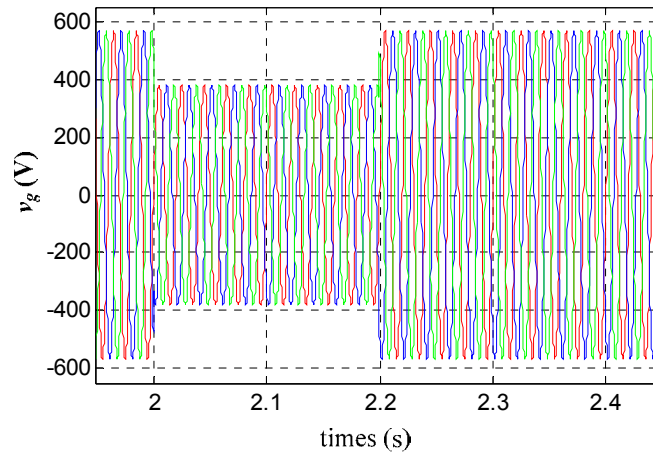


Figure II-5 : Tension réseau durant un défaut triphasé

La Figure II-6 montre des résultats de simulation pour la stratégie proposée de contrôle et une comparaison avec la stratégie classique de contrôle dans le repère synchrone.

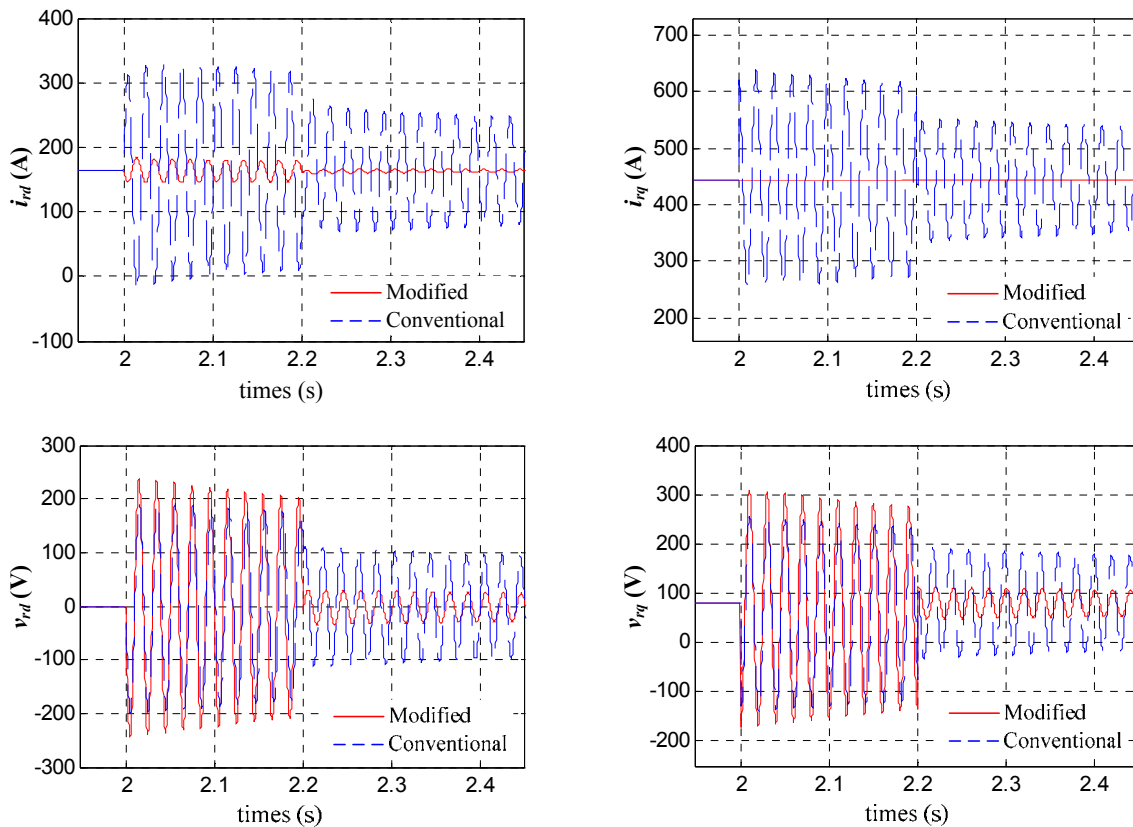


Figure II-6 : Les variables rotoriques de la MADA dans le plan dq durant une creux de tension

Selon la Figure II-6, le schéma de contrôle proposé possède un courant de défaut moindre que le contrôleur classique, ce qui indique que cette dernière est mieux adaptée au cas des creux de tension. Néanmoins, la tension au rotor est plus importante, parce que la dynamique du flux au stator est prise en compte. Par conséquent, la tension requise par le

rotor est très importante au cours des creux de tension par rapport à celle en l'état normal. Ceci indique que le contrôle est basé sur l'augmentation de la tension de sortie du convertisseur du coté rotor.

La Figure II-7 compare le comportement dynamique de la génératrice pour la stratégie proposée et conventionnelle. Le courant du rotor ne change pas avec la stratégie de contrôle modifié alors qu'il se déforme gravement dans le schéma de contrôle classique comme on peut le voir sur la Figure II-7. Toutefois, le courant statorique oscille selon l'approche utilisée. La stratégie classique de contrôle génère des grandes oscillations et un déséquilibre transitoire sur le courant.

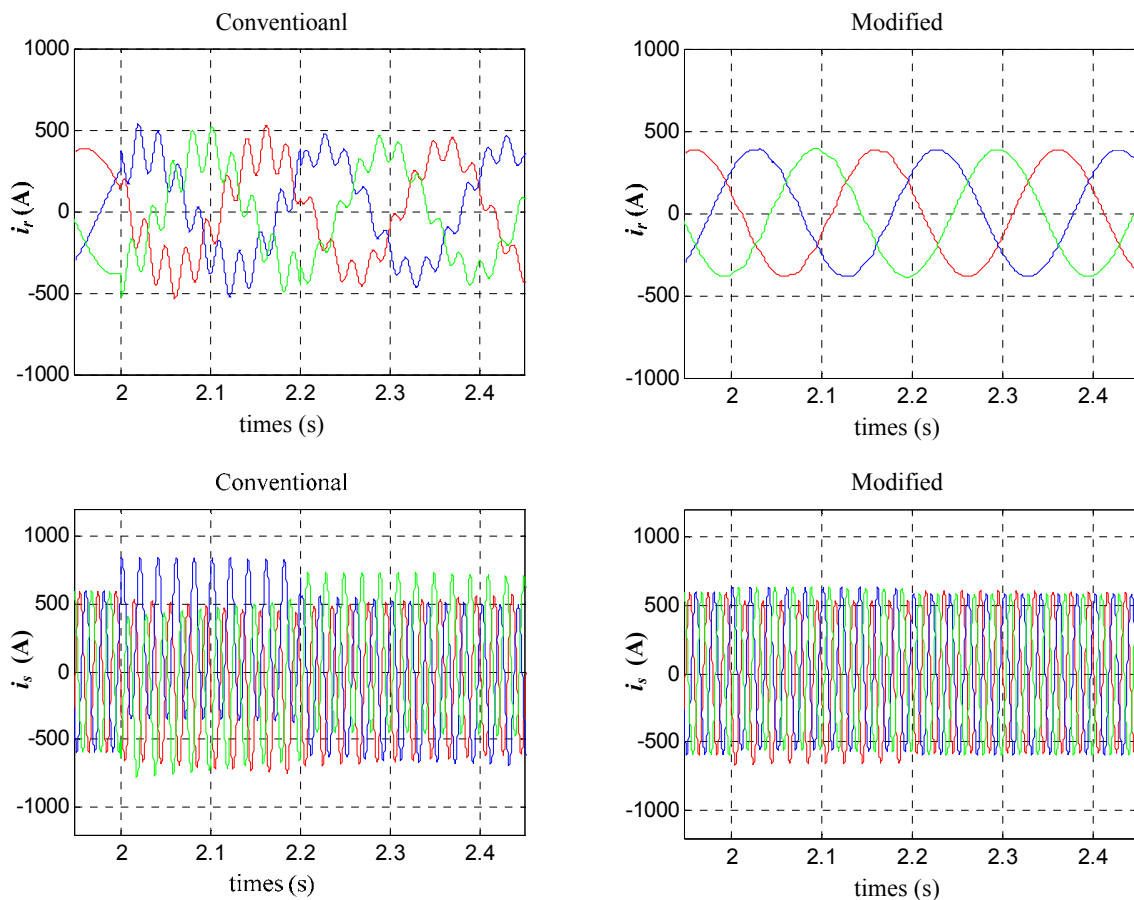


Figure II-7 : Comparaison du comportement dynamique de la MADA durant une creux de tension.

La Figure II-8 montre que le couple électromagnétique de la MADA oscille aussi à cause du creux de tension. Après un creux de tension, comme le flux du stator chute, le couple généré sera également réduit. Comme l'énergie éolienne n'a pas changé pendant le creux de tension, le rotor va s'accélérer en raison du décalage entre le couple mécanique et électromagnétique. Avec la modification de la stratégie de contrôle proposée, l'oscillation peut être réduite, de sorte que la contrainte mécanique à l'arbre de la turbine sera beaucoup plus petite.

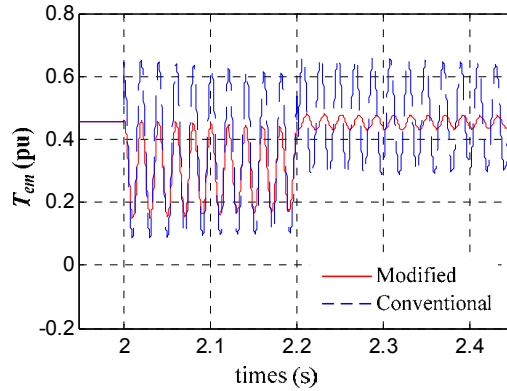


Figure II-8 : Couple électromagnétique durant une creux de tension

Figure II-9 montre la tension du bus DC du convertisseur de puissance lors du creux de tension. Bien que la tension du bus continu augmente (car une quantité de puissance supplémentaire est introduite dans le convertisseur), le système de contrôle peut réguler cette tension à sa valeur de référence. En outre, en considérant la dynamique du flux stator, la tension du bus continu est beaucoup plus petite.

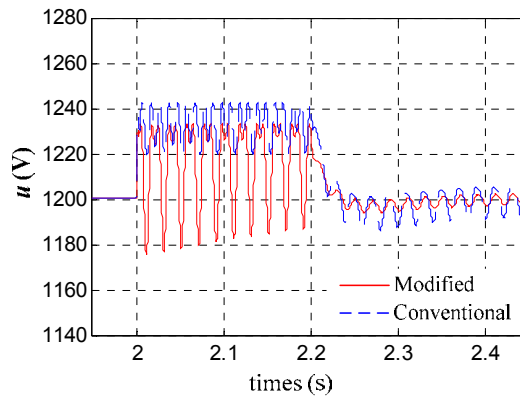


Figure II-9 : Tension du bus continu pour un creux de tension

II.4. RESULTATS EXPERIMENTAUX

Afin de valider la stratégie proposée de contrôle, des essais ont été réalisés sur une MADA de 4.5 kW équipée d'un système provoquant des creux de tension (Figure II-10).

Il est composé par deux transformateurs TY_1 and TY_2 , avec m_1 le rapport de tension de TY_1 et m_2 celui de TY_2 :

$$m_1 > 1, m_2 < 1, \text{ and } m_1 \cdot m_2 = 1 \quad (\text{II-17})$$

En mode de fonctionnement normal, K_1 est fermé et K_2 est ouvert, de sorte que la tension du côté stator est égale à la tension du réseau. Si nous ouvrons K_1 et fermons K_2 en même temps, un creux de tension sera créé au générateur. L'ampleur du creux de tension peut être

facilement réglée en changeant m_1 et m_2 . Après si K_2 est ouvert et K_1 est refermé, la tension aux bornes du stator va se remettre à la valeur normale et le creux de tension est terminé.

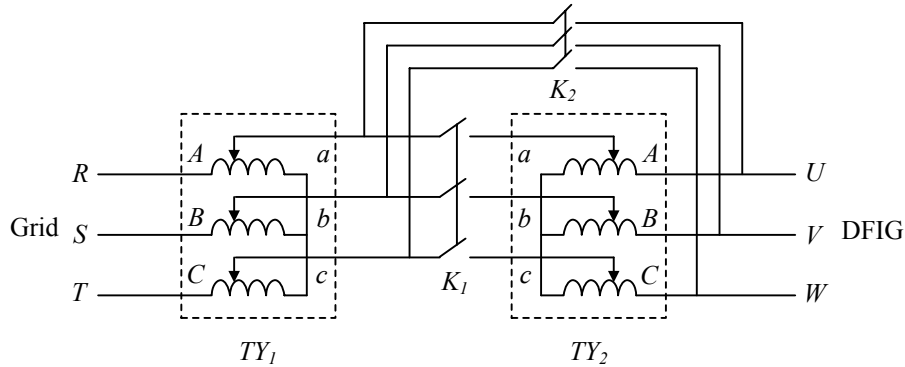


Figure II-10 : Générateur de creux de tension basé sur des transformateurs

Figure II-11 montre l'évolution temporelle du flux du stator tel que recalculé par le processeur DSP lors d'un creux de tension de 67%. Comme il est indiqué dans la Figure, dès que le creux de tension apparaît, il y a une oscillation dans le flux du stator. Par conséquent, à la fois le flux statorique en quadrature et la dynamique du flux stator doivent être considérés lors de la conception du contrôleur de courant.

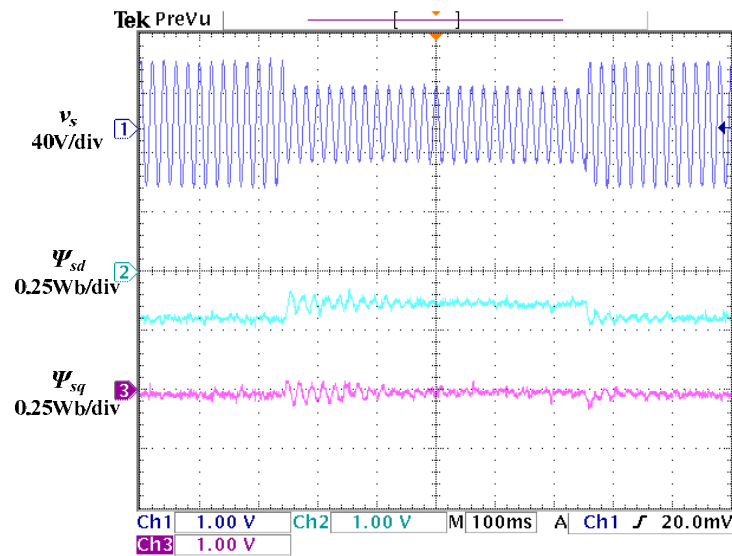


Figure II-11 : Flux du stator durant la creux de tension

Comme les résultats de simulation le montre, le régime transitoire du courant du rotor est très faible lors du creux de tension et à la fin du défaut grâce à la stratégie de contrôle conformément à la Figure II-12. Ainsi, le courant du rotor peut être plus efficacement réduit compte tenu de la dynamique des flux de stator induit par le creux de tension.

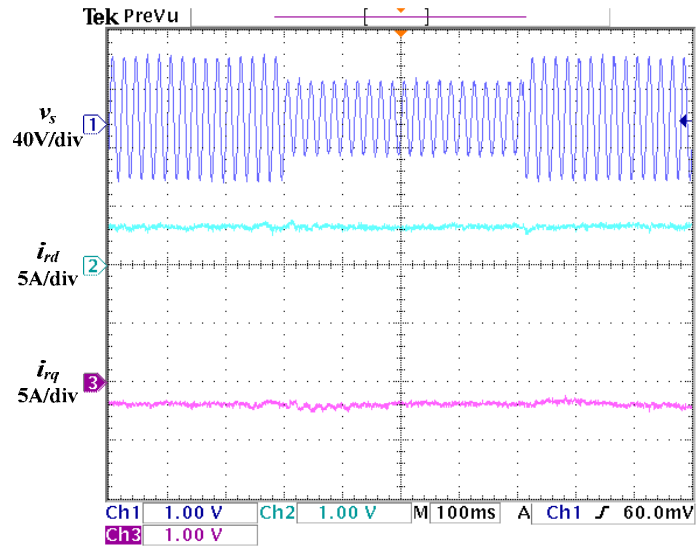


Figure II-12 : Courants au rotor durant un creux de tension

La Figure II-13 montre le courant du rotor et le stator au cours lors d'un creux de tension. Bien que le courant du rotor ne change pas avec la modification de la stratégie de contrôle, il y a encore des oscillations dans le courant du stator. Cela est dû à l'évolution dynamique du flux stator. Quoi qu'il en soit, la capacité de la MADA contre les LVRT peut être grandement améliorée par la stratégie proposée.

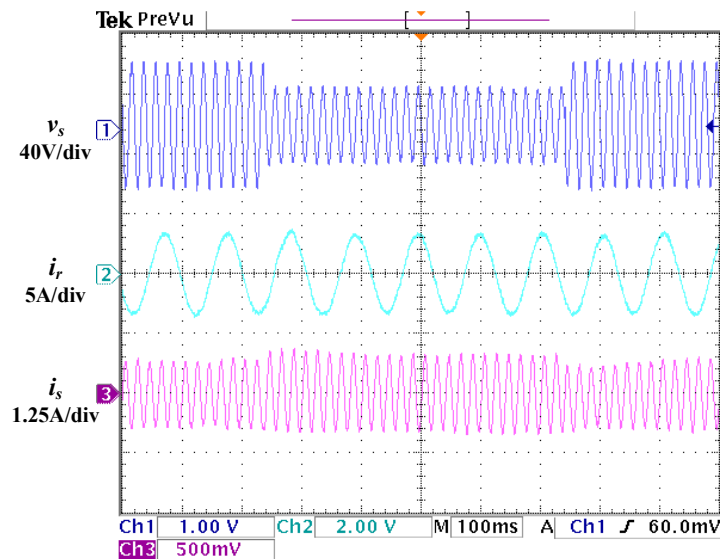


Figure II-13 : Courant au rotor et stator pendant une creux de tension

La puissance active et la puissance réactive peuvent être vues sur la Figure II-14. La baisse de la puissance active au cours du creux de tension est due à la tension du stator car celle-ci est inférieure à la valeur nominale. Pendant ce temps, le générateur peut fournir une puissance réactive au réseau, qui peut soutenir la tension.

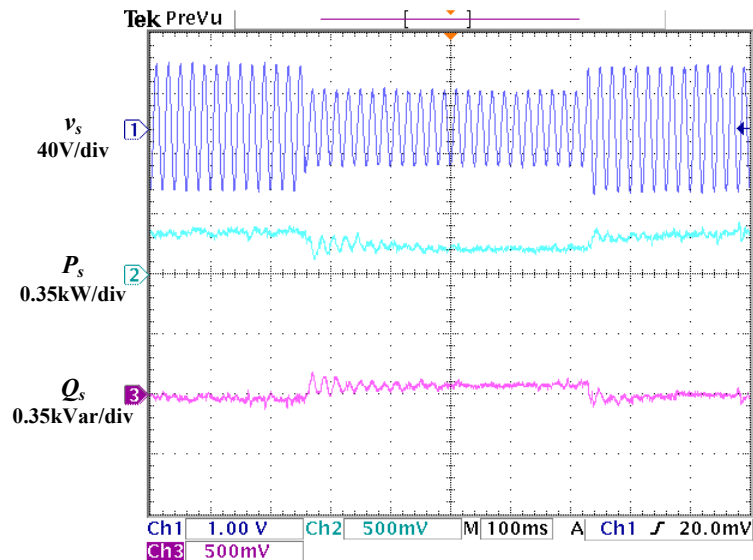


Figure II-14 : Contrôle découplé de la puissance active et réactive

II.5. FAISABILITE DE LA STRATEGIE DE CONTROLE

Malheureusement, le maintien de la production en régime perturbé du contrôle proposé est limité par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à l'ensemble du système. L'effet du contrôle est affecté principalement par la gravité du défaut et la vitesse du générateur. Le domaine de validité et de faisabilité de la stratégie proposée de la MADA contre les creux de tension est donc étudié par simulation. Même si un creux de tension est généralement caractérisé par deux paramètres: l'amplitude et la durée, c'est l'amplitude qui est considérée dans notre étude pour définir la gravité du défaut sur le réseau. Le glissement considéré est de -0.3% à 0.3% et couvre donc la plage de vitesse généralement utilisée. Le critère utilisé est que le courant au rotor doit être inférieur à 2 p.u. du courant nominal. Le domaine de validité obtenu pour des défauts symétriques est représenté en Figure II-15.

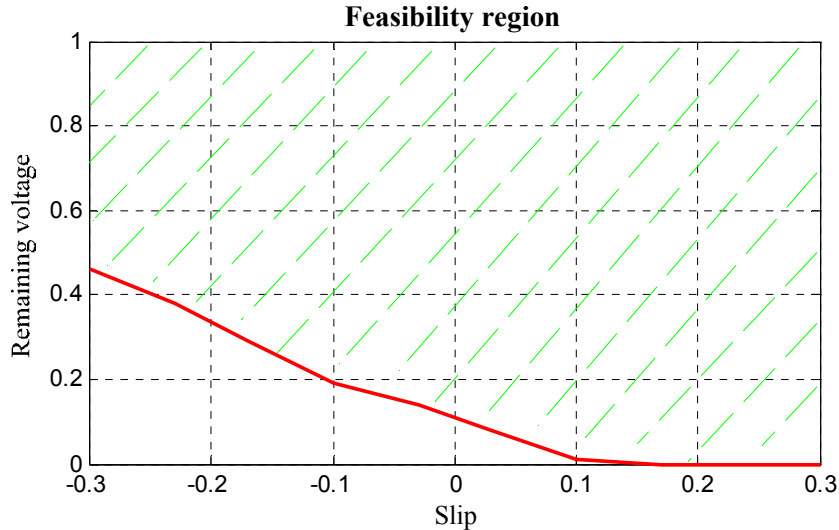


Figure II-15 : Domaine de validité de la stratégie de contrôle

La MADA peut gérer les creux de tension dans la zone au dessus de la courbe rouge. Il est montré que lorsque la vitesse du générateur est plus élevée avant le défaut, la MADA est plus difficilement contrôlable. C'est parce que le générateur est dimensionné pour fournir plus de puissance active à une vitesse élevée, ce qui signifie que le courant du rotor est également contrôlé afin d'être plus important avant la panne.

II.6. CONCLUSION

La stratégie de contrôle ici proposée prend en compte la dynamique du flux statorique. Le courant de défaut dans les enroulements du rotor et la surtension dans le bus continu sont limités grâce à la stratégie de contrôle proposée. Ceci permet d'améliorer la capacité à lutter contre les LVRT des MADA. Toutefois, sa capacité est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à la MADA. Lorsque le défaut sur le réseau est suffisamment grave, le courant du rotor augmente de manière trop importante pour être contrôlé par les convertisseurs de puissance. Par conséquent, le domaine de validité en termes de sévérité du défaut et de vitesse du générateur pour la stratégie de contrôle proposée est obtenu par simulation. Il est montré que la région la plus contraignante est la région où la vitesse du générateur est maximale.

CHAPITRE III

PERFORMANCES PENDANT UN CREUX DE TENSION AVEC CIRCUIT ACTIF DE LIMITATION DE TENSION

Bien que la stratégie proposée de contrôle peut permettre un contrôle adéquat de la MADA pendant les creux de tension du réseau, le maintien de la production en régime de défaut est limité par le dimensionnement relativement faible du convertisseur du côté rotor par rapport au générateur. Si la profondeur du creux est faible et que la tension requise ne dépasse pas la tension maximale que le convertisseur côté rotor peut générer, le courant reste contrôlé. Mais, pour les grands creux, une tension accrue aux bornes du circuit rotorique sera nécessaire pour contrôler les courants du rotor. Lorsque cette tension requise est supérieure à la limite de tension du convertisseur, il n'est pas possible de contrôler le courant comme requis. Si la tension au stator tend vers zéro, la tension requise au rotor au lieu d'être un pourcentage faible de la tension statorique est de l'ordre de grandeur de celle-ci [56]. Ceci signifie que la puissance transitant dans le rotor devient très importante, l'intérêt de ce type de montage est alors perdu. Une protection matérielle supplémentaire est donc nécessaire dans le cas d'une chute de tension importante. Les protections matérielles telles que les circuits de limitation de tension [57-61], les systèmes de stockage d'énergie, des circuits de commutation au stator [62] et un redresseur auxiliaire en parallèle du côté réseau [63] ont été utilisés comme protection pour la MADA pendant des défaillances du réseau. Dans ce chapitre, un système de protection par des circuits actifs de limitation de tension (CROWBAR) va être modélisé. Et puis, une stratégie de contrôle améliorée pour la protection sera proposée et coordonnée avec une méthode de démagnétisation de la MADA et le maintien de la tension à la fois par le stator du générateur et par le convertisseur côté réseau. L'objectif est d'améliorer la contrôlabilité et le maintien de la production connectée pendant une défaillance.

III.1. PROTECTION PAR DES CIRCUITS ACTIFS DE LIMITATION DE TENSION

Un système de protection par des circuits de limitation de tension est couramment utilisé pour protéger les convertisseurs de puissance de la MADA pendant les creux de tension. La clé de cette solution est de limiter le courant dans le rotor ainsi que la tension élevée dans le bus continu. Ainsi, avec des circuits de limitation de tension, il est possible de maintenir la disponibilité du réseau sans déconnexion de la turbine.

III.1.1. Circuits de limitation de tension

Un circuit de limitation de tension est habituellement mis en œuvre entre le circuit du rotor et son convertisseur électronique de puissance pour fournir un circuit électrique de contournement pour le transitoire du courant induit par les chutes de tension. Au départ, la solution mise en œuvre par les fabricants était simplement de court-circuiter les enroulements du rotor avec un circuit crowbar. Ce circuit classique peut être réalisé de différentes manières, comme l'illustre la Figure III-1 [57].

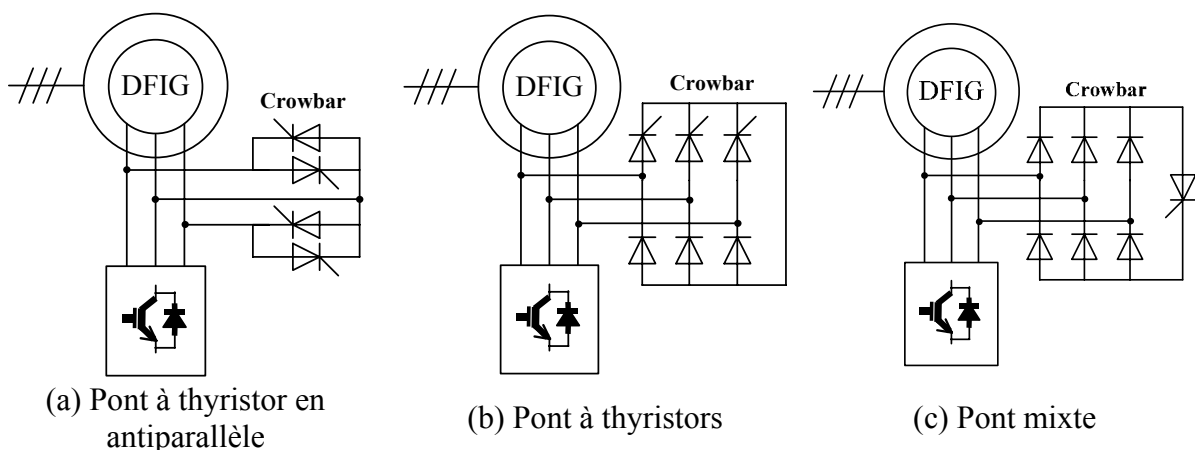


Figure III-1 : Circuits conventionnels de limitation de tension

Dans la Figure III-1 (a), le rotor peut être court-circuité par deux paires de thyristors antiparallèles connectés entre les phases. Une autre alternative est d'utiliser un pont thyristor demi-contrôlée, comme à la Figure III-1 (b). La troisième possibilité de la Figure III-1 (c) est de redresser les courants avec un pont de diodes et d'utiliser un seul thyristor pour déclencher le circuit de limitation de tension. Le principal inconvénient de cette solution est que les éoliennes ne sont pas en mesure de reprendre un fonctionnement normal pour des problèmes d'arrêt de la MADA. Pour les circuits de limitation de tension de la Figure III-1 (a) et (b), étant donné que les courants du rotor peuvent avoir une importante composante continue, le courant inverse nécessaire pour désamorcer les thyristors ne peut être atteint. Pour le circuit de limitation de tension de la Figure III-1 (c), le courant traversant le thyristor est continu, et ne permet pas de désamorcer le thyristor. En outre, la conception des snubbers pour les

thyristors peut être problématique. Afin d'être conforme aux exigences actuelles, le circuit de limitation de tension doit être déclenché après l'apparition des défaillances dans les réseaux. Ainsi, des commutateurs à semi-conducteurs entièrement contrôlables sont nécessaires pour construire un circuit actif de limitation de tension [58]. A partir du circuit de limitation de tension classique avec les thyristors antiparallèles, il est difficile de concevoir un circuit actif de limitation de tension en raison du nombre important de composants à contrôler. Le même problème se retrouve pour le demi-pont à thyristors. Le circuit de limitation de tension avec un pont de diodes semble être la meilleure solution pour la fonction recherchée. Un GTO ou un IGBT peuvent être utilisés comme commutateur entièrement contrôlable pour le circuit actif de limitation de tension, comme il est illustré à la Figure III-2 (a) et (b). Une amélioration sur le circuit actif de limitation de tension serait d'ajouter des résistances pour limiter le courant au rotor. Cette solution est la plus utilisée par les fabricants de nos jours. Un autre type d'amélioration pour le circuit de limitation actif de tension serait de construire des commutateurs triphasés avec des résistances, comme l'illustre la Figure III-2 (c).

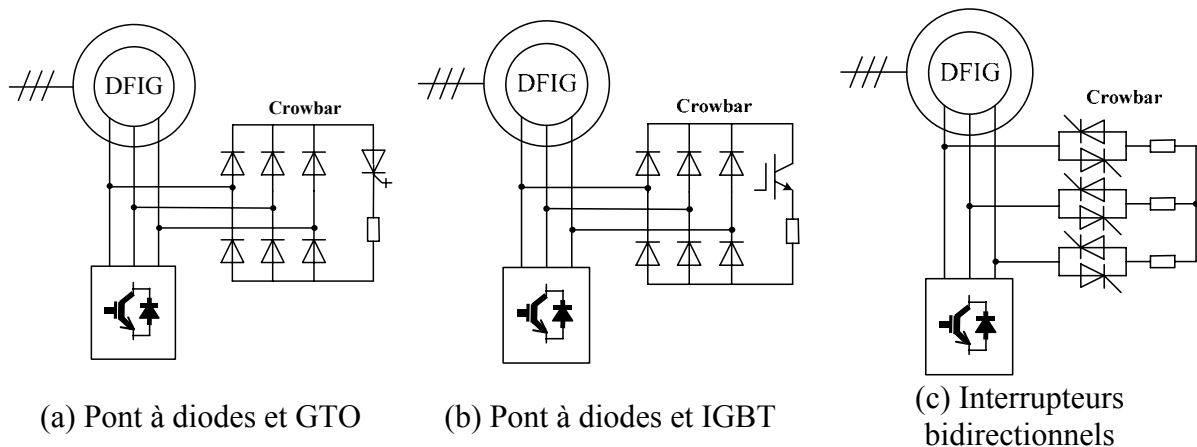


Figure III-2 : Amélioration des circuits de limitation de tension

Avec ce circuit amélioré de limitation de tension, l'éolienne peut rester connectée au réseau au cours de la chute de tension, cela permet une reprise pratiquement immédiate vers un fonctionnement normal après le défaut. Récemment, des articles ont traité du système de protection de la MADA avec des circuits actifs de limitation de tension pendant les perturbations de réseau. Cependant, la plupart de ces articles donnent peu d'informations du système de protection qui est mis en œuvre [64-69].

Le circuit de limitation de tension du bus continu se compose d'un interrupteur et d'une résistance qui sont ajoutés au bus continu du convertisseur pour limiter sa tension (Figure III-3). L'utilisation d'un transistor et de sa commande n'est pas indispensable pour le maintien de la connexion, mais elle augmente le domaine de fonctionnement normal de la MADA par un lissage de la tension continue au cours des déséquilibres importants de la puissance active entre les convertisseurs du côté du rotor et du côté réseau. Le convertisseur côté rotor doit être dimensionné pour gérer le passage de courant élevé, en plus de la charge

normale. Ainsi, des composants surdimensionnés doivent être utilisés ce qui rend par conséquent, ce régime peu attrayant [57].

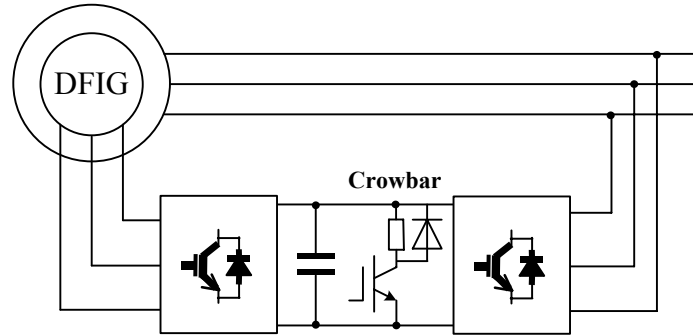


Figure III-3 : Circuit de limitation de tension du bus continu

III.1.2. Modélisation du circuit de limitation de tension

Comme montré sur la Figure III-4, le circuit de limitation de tension est connecté entre le circuit du rotor et le convertisseur du côté du réseau.

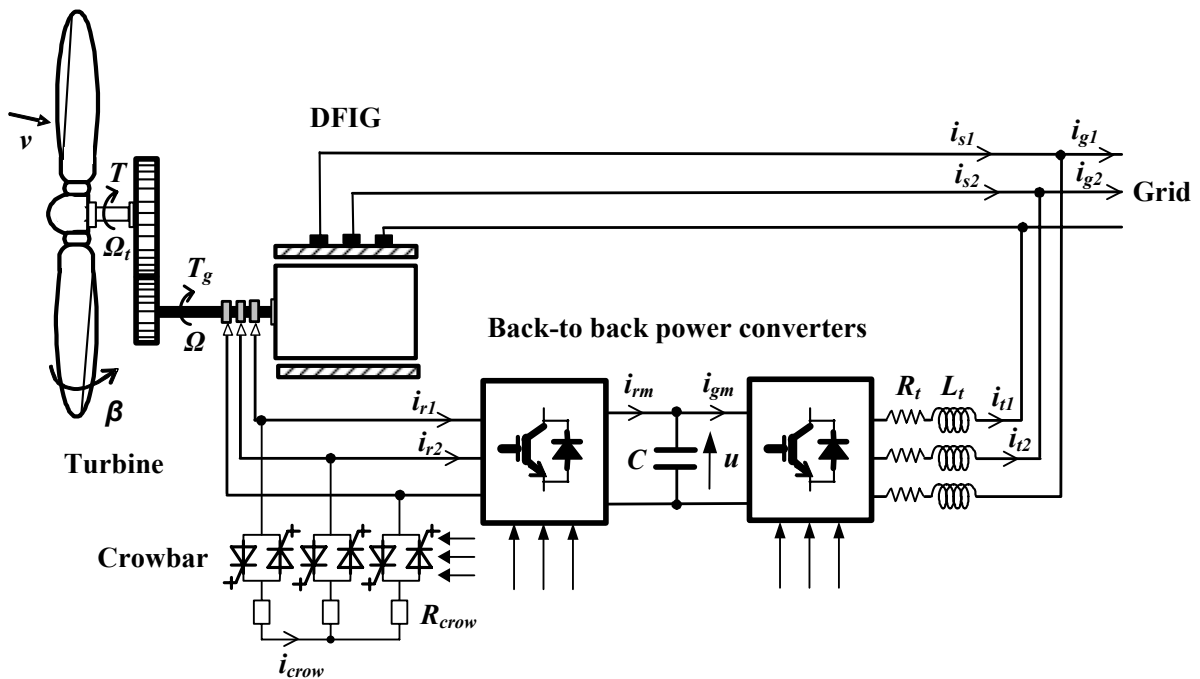


Figure III-4 : MADA avec un circuit de limitation de tension

Le circuit de limitation de tension est composé de trois interrupteurs bidirectionnels et des résistances de dissipation. Les semi-conducteurs sont considérés comme idéaux, et une fonction globale de connexion s_c est définie pour ce commutateur électronique triphasé. Elle prend les valeurs 1, lorsque l'interrupteur est fermé et 0 quand il est ouvert. Ainsi, le circuit de limitation de tension peut être modélisé par une équation simple:

$$v_{crow} = s_c R_{crow} i_{crow} \quad (III-1)$$

Le comportement de ce type de système est grandement influencé par la valeur des résistances de dissipation. Il a été démontré par simulation [70] qu'une résistance de faible valeur conduit à une augmentation du couple électromagnétique, des sur-courants importants et une faible tension du rotor. Au contraire, une forte valeur pour la résistance se traduira par une baisse du couple du rotor et des courants électriques, mais aussi des tensions plus élevées aux bornes du rotor. Par conséquent, les résistances doivent être suffisamment faibles pour éviter des sur-tensions sur les convertisseurs. D'autre part, elles doivent être suffisamment élevées pour limiter le courant du rotor. Dans notre étude, cette valeur de résistance est choisie pour être égale à $30 R_r$ (la résistance du circuit rotorique).

III.2. CONTROLE ET STRATEGIE DE PROTECTION

Bien qu'il existe de nombreux articles qui traitent de la stratégie de contrôle et de protection de la MADA soumis à des défaillances dans les réseaux, la plupart d'entre eux ne donnent que peu d'informations sur le système de protection qui est mis en œuvre. Dans ce paragraphe, une stratégie de contrôle par hystérésis du circuit de limitation de tension est conçue pour protéger le système des chutes de tension sévères. Un procédé de démagnétisation de la MADA est adopté pour réduire les oscillations du courant transitoire. En outre, une participation au soutien de la tension du réseau est réalisée par injection de puissance réactive à la fois par le générateur et par le convertisseur connecté au réseau (fonctionnement en STATCOM).

III.2.1. Contrôle par hystérésis du circuit de protection

Ordinairement, le circuit de protection est déclenché en cas de sur-tension sur le bus continu ou de sur-courant dans les enroulements du rotor. Lorsque le circuit est déclenché, le convertisseur côté rotor sera déconnecté du rotor dans le même temps. En conséquence, la contrôlabilité de la MADA est perdue au cours de la chute de tension, ce qui est le principal inconvénient de la protection. En outre, la MADA se comporte alors comme un générateur asynchrone à cage d'écureuil avec une résistance variable au rotor jusqu'à la déconnexion du générateur et que le convertisseur côté rotor reprenne son fonctionnement normal. Dans cette situation, la MADA absorbe de la puissance réactive du réseau pour la magnétisation de la machine, ce qui va encore plus dégrader la tension du réseau et sa stabilité. Il est donc préférable de réduire le temps d'activation du circuit de limitation [71].

Afin de réduire ce temps, une commande par hystérésis est adoptée, telle qu'elle est illustrée à la Figure III-5. La valeur maximale absolue du courant du rotor $|i_r|_{\max}$ est comparée à une valeur seuil i_{th} et à une valeur de sécurité i_{sa} . Si elle est supérieure à i_{th} , le circuit est activé pour protéger les convertisseurs de puissance. Et quand elle devient plus petite que i_{sa} , la protection sera coupée et le convertisseur côté rotor est redémarré pour

contrôler la MADA.

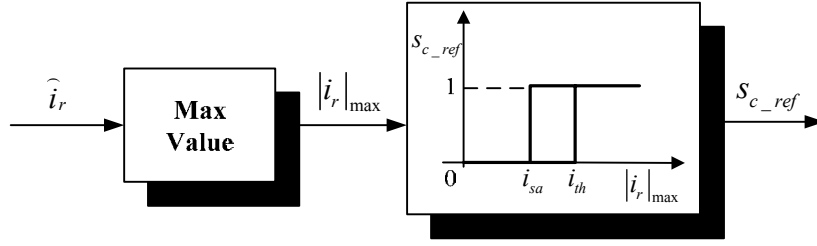


Figure III-5 : Contrôle par hystérésis du circuit de protection

III.2.2. Contrôle de la démagnétisation de la MADA

Pendant une chute de tension (supposée symétrique), le régime transitoire du flux peut être décomposé en deux parties : le flux forcé et le flux naturel, qui peuvent être définis comme [56]:

$$\vec{\psi}_s = \vec{\psi}_{sf} + \vec{\psi}_{sn} = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} \quad (\text{III-2})$$

V_1 est la tension avant la défaillance, alors que V_2 est la tension après son apparition. Il a été démontré que les oscillations des courants au stator et au rotor sont dues à la composante continue du flux au stator ψ_{sn} . Ainsi, une méthode de démagnétisation peut être dimensionnée pour compenser cette composante. Cette méthode est basée sur un contrôle en boucle fermée du flux au stator qui donne les courants rotoriques de référence :

$$i_{rd_ref} = C_\psi [\psi_{sd_ref} - \psi_{sd_est}] \quad (\text{III-3})$$

$$i_{rq_ref} = C_\psi [\psi_{sq_ref} - \psi_{sq_est}] \quad (\text{III-4})$$

$C_\psi [X_{ref} - X_{est}]$ est l'équation d'un contrôleur PI, ψ_{sd_est} et ψ_{sq_est} sont les flux estimés. Afin de faire intervenir le flux naturel, les références de flux au stator sont régulées autour du flux forcé selon les tensions :

$$\psi_{sd_ref} = \psi_{sfd} = \frac{V_2}{\omega_s} \quad (\text{III-5})$$

$$\psi_{sq_ref} = \psi_{sfq} = 0 \quad (\text{III-6})$$

Cette méthode est utilisée dès qu'une chute de tension est détectée et quelques centaines de millisecondes après l'apparition du défaut, afin d'éviter des transitoires importants.

III.2.3. Régulation de la tension réseau

La stratégie de contrôle en tension concerne la production coordonnée de la puissance réactive générée par le stator de la MADA et par le convertisseur connecté au réseau (fonctionnement en STACOM).

Si la chute de tension dure depuis longtemps, le circuit de limitation peut être rendu inactif et le convertisseur côté rotor est redémarré pour contrôler la MADA pour fournir un

maximum de puissance réactive au réseau. Dans l'intervalle, le convertisseur coté réseau est également contrôlé afin de fournir de la puissance réactive en vue de renforcer le maintien de la production pendant une défaillance de l'ensemble du système. Une synthèse de la stratégie proposée pour un fonctionnement en LVRT est représentée à la Figure III-6.

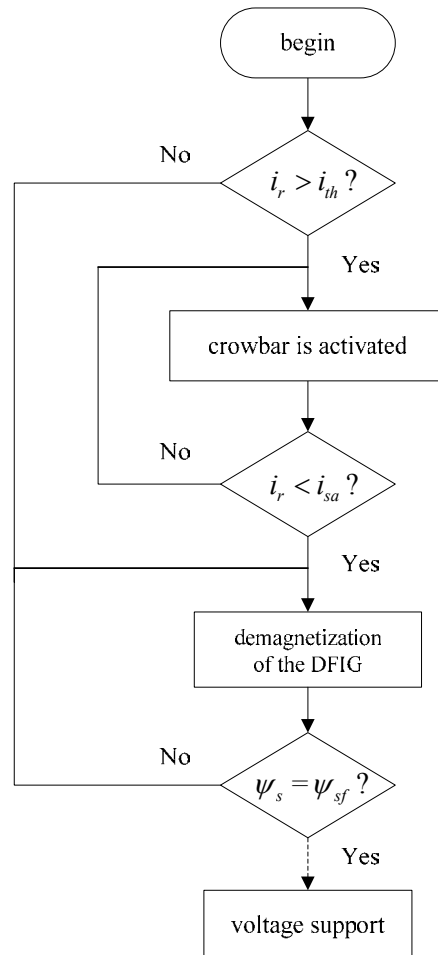


Figure III-6 : Stratégie pour un fonctionnement en LVRT

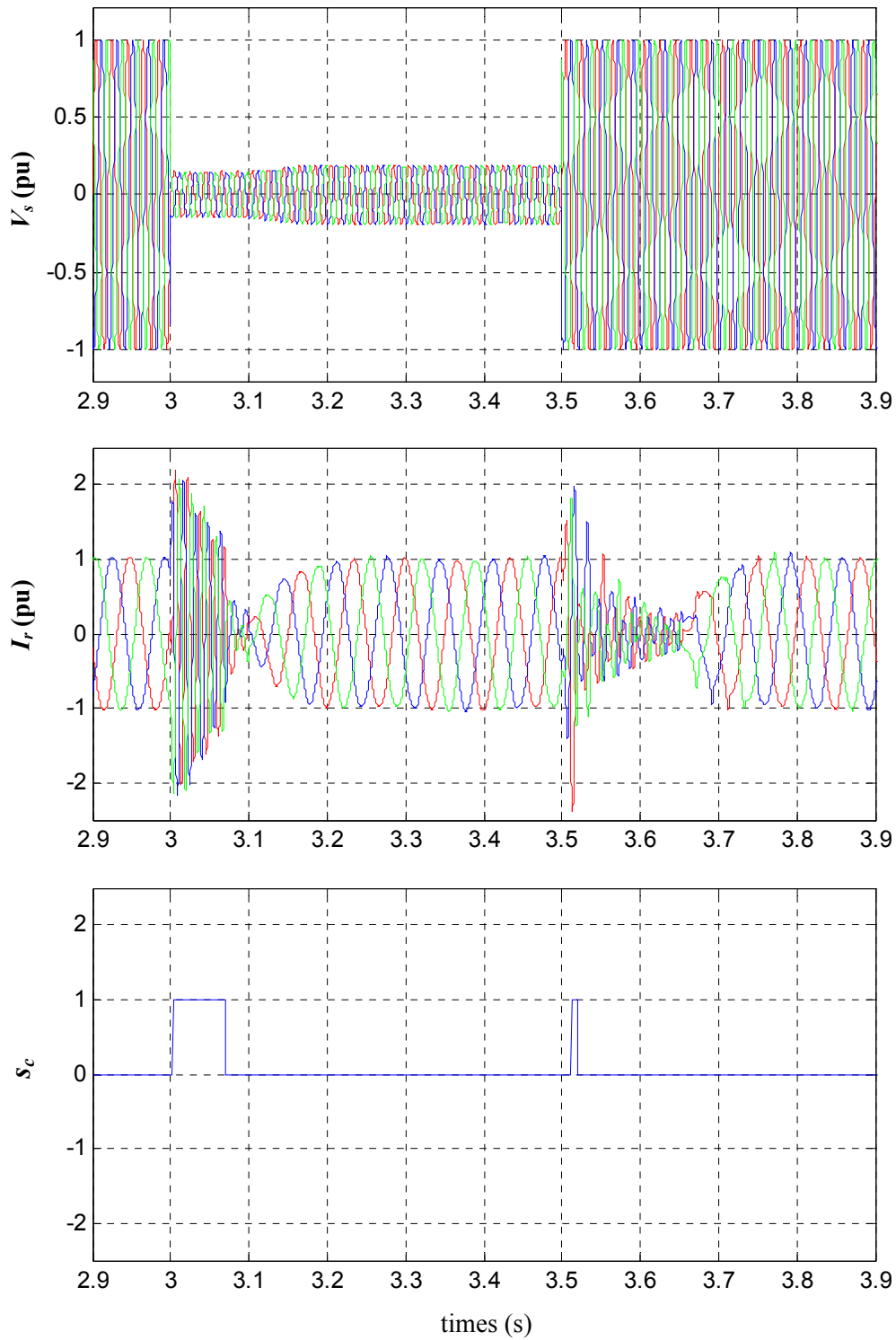
Il convient de noter que lors du retour de la tension de réseau après le défaut, le circuit actif de limitation est également nécessaire pour protéger le système.

Pour un fonctionnement en LVTR, la stratégie de commande (démagnétisation) et le processus de protection sont identiques lorsque la chute de tension se produit. Cependant, le soutien au contrôle de la tension ne peut plus être assuré car le flux est déjà à sa valeur nominale (ligne en pointillés sur la Figure III-6).

III.3. RESULTATS DE SIMULATION

Afin de valider la stratégie proposée, un défaut important sur le réseau est pris en compte, ce qui provoque la chute de tension à 15% de sa valeur nominale et ce durant 500 ms. Pour le cas le plus défavorable, la vitesse du générateur est censée être à la vitesse nominale de

1950tr/min.



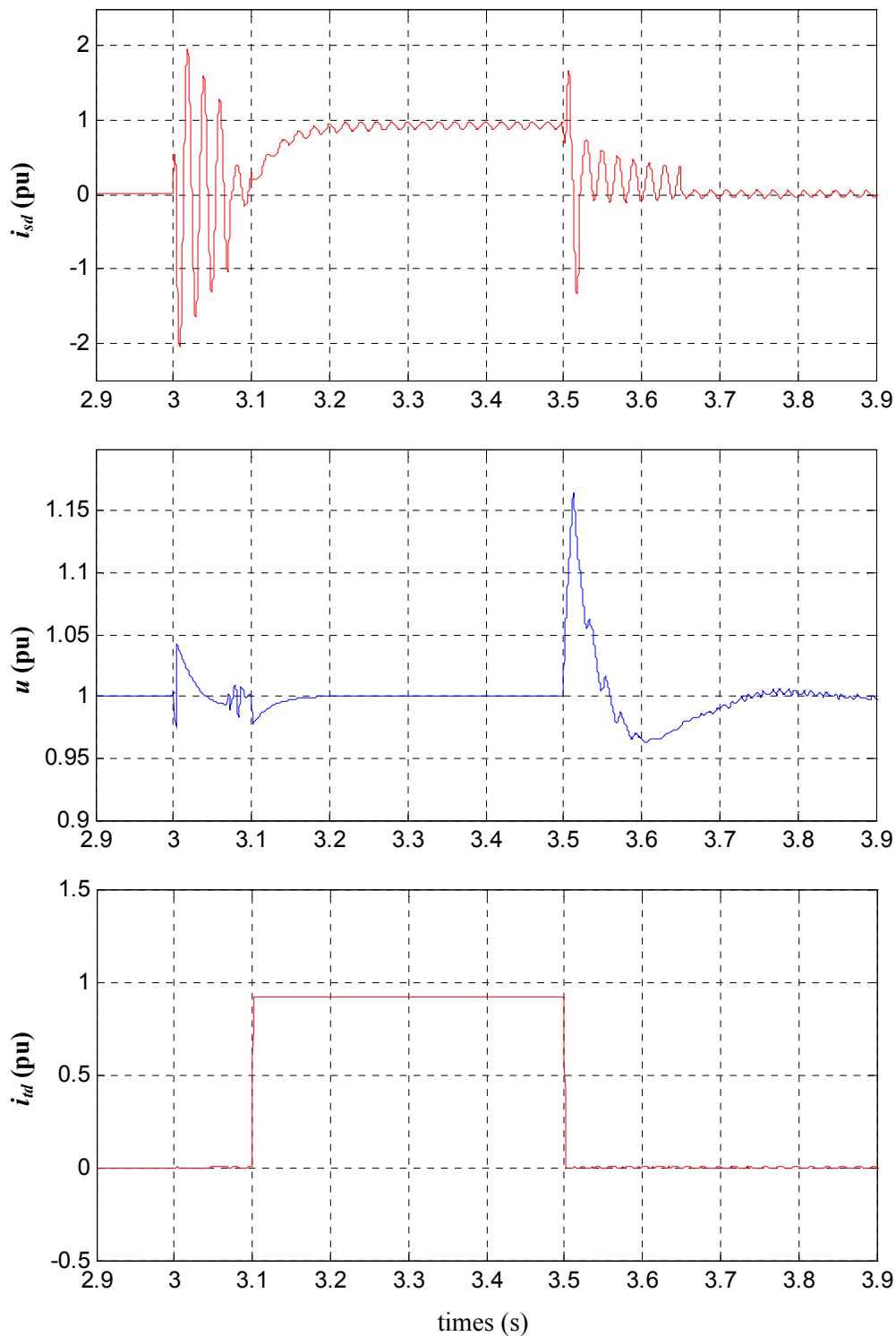


Figure III-7 : Résultats de simulation pour une chute de tension de 85% pendant 0.5s

La Figure III-7 présente les résultats de la simulation du fonctionnement LVRT avec la stratégie proposée. Dès que la tension de la MADA chute à 3s, la méthode de démagnétisation est adoptée, mais le courant du rotor dépasse encore la valeur de seuil en raison du dimensionnement limité du convertisseur de puissance. Grâce au circuit de protection, le

courant au rotor décroît rapidement vers la zone de sécurité. En conséquence, la protection ne fonctionne que pendant quelques millisecondes, 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 au cours de ce mode de fonctionnement le flux du stator est égal à la valeur du flux forcé au cours du défaut. En outre, pendant la majeure partie de la chute de tension, le système peut fournir de la puissance réactive provenant à la fois du stator du générateur et du convertisseur connecté au réseau. Ceci augmente la tension du réseau et contribue au rétablissement de la tension réseau. La puissance réactive fournie n'est pas aussi grande que dans un état normal du réseau en raison de la tension réduite du réseau. En raison de la méthode de démagnétisation, la MADA peut reprendre son fonctionnement normal environ 0,25 s après la remontée de la tension du réseau. Mais, il faut remarquer que des transitoires importants apparaissent toujours au moment où le creux de tension disparaît.

III.4. CONCLUSION

Un contrôle adéquat et une stratégie de protection sont proposés pour le système MADA équipé d'un limiteur actif contre les défauts importants du réseau (grandes chutes de tension aux bornes de la génératrice). Afin de réduire le temps où le circuit de limitation est activé, une stratégie de contrôle par hystérésis a été proposée. En outre, une méthode de démagnétisation basée sur le contrôle en boucle fermée du flux statorique est adoptée pour réduire les oscillations du transitoire de courant à la fois au cours du creux de tension et après l'extinction du défaut. Avec la collaboration de ces deux régimes de contrôle, la MADA est contrôlable pendant la plupart du temps lors des creux de tension tandis que le circuit de protection assure une protection suffisante. Ainsi la MADA peut fournir la puissance réactive au réseau pendant les creux de tension. En même temps, le convertisseur du côté réseau est également contrôlé afin de fournir de la puissance réactive en vue de renforcer le maintien de la production lors des défaillances. En outre, le système peut reprendre un fonctionnement normal en quelques centaines de millisecondes après la fin du défaut.

CHAPITRE IV

RECONFIGURATION DE LA STRATEGIE DE COMMANDE POUR UNE MADA ALIMENTEE PAR CONVERTISSEUR MULTINIVEAU

Aujourd'hui, il y a une tendance à augmenter la taille et la puissance des éoliennes. Par exemple, les éoliennes de 5 MW de REpower et 6 MW d'éoliennes Enercon ont déjà été installées récemment. Ces éoliennes sont particulièrement adaptées aux applications off-shore, puisque les coûts d'installation et de maintenance pour une turbine peuvent être réduits. En raison de leurs caractéristiques avantageuses, la plupart des éoliennes raccordées au réseau sont à vitesse variable à l'heure actuelle. La technologie de l'électronique de puissance joue un rôle important dans la vitesse variable de production d'énergie éolienne afin de correspondre à la nature intermittente du vent ainsi qu'aux caractéristiques requises pour un raccordement au réseau [72-73].

Pour ces applications de puissance élevée, les structures d'électronique de puissance avec des convertisseurs multi niveaux sont préférées en raison de leurs avantages importants car ils peuvent augmenter l'ampleur de la tension de sortie, réduire les harmoniques de la tension de sortie et les harmoniques du courant (sans augmenter la fréquence de commutation ou de diminuer la puissance de sortie) [74-75]. En outre, ils présentent un meilleur rendement car les pertes du convertisseur sont réduites. Ainsi, les convertisseurs multi niveaux, notamment les convertisseurs à trois niveaux, sont une alternative réaliste aux convertisseurs classiques dans des applications de puissance élevée pour l'énergie éolienne [76-77].

Dans ce chapitre, le modèle d'un convertisseur multiniveau sera d'abord rappelé puis un contrôle vectoriel des courants par hystérésis sera présenté. Puis la mise en œuvre d'un système de reconfiguration entre les différentes stratégies de commande de la MADA sera expliquée. Enfin la capacité à rester connectée en régime de défaillance, tout en remplissant les exigences requises par le réseau, sera vérifiée par simulation et expérimentation.

IV.1. MODELE DU CONVERTISSEUR TROIS NIVEAUX

On considère donc une MADA de forte puissance avec un convertisseur trois niveaux back-to-back à point milieu (NPC). La Figure IV-1 représente le système de génération éolien au complet.

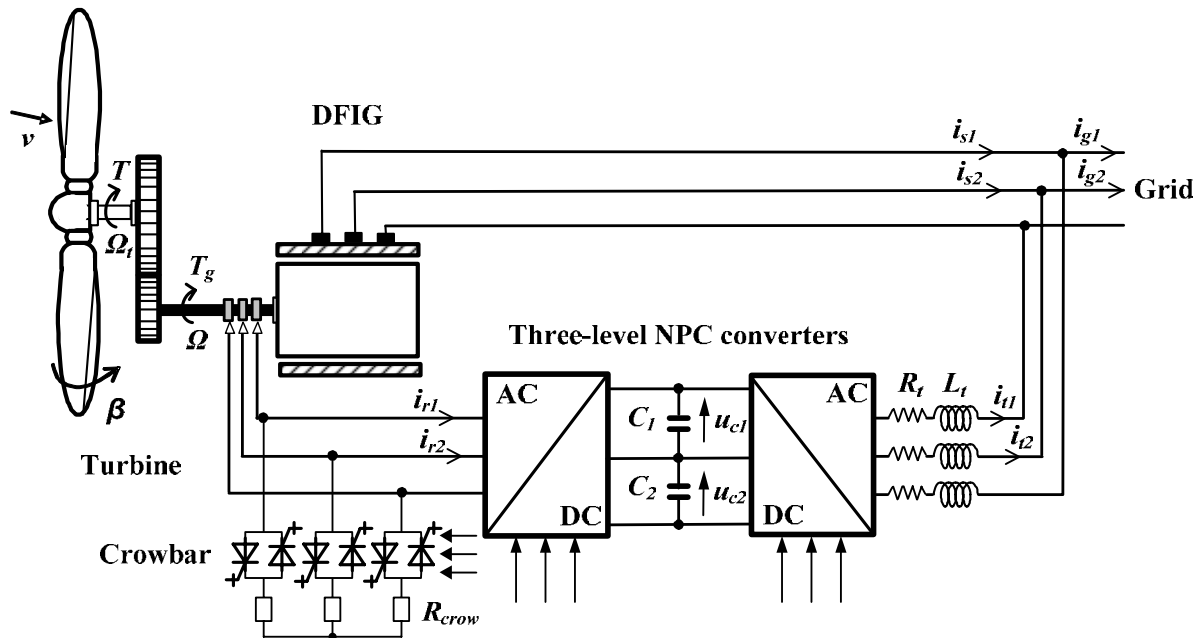


Figure IV-1 : MADA de forte puissance utilisant un convertisseur trois niveaux NPC.

La topologie d'un convertisseur à trois niveaux NPC se compose de trois circuits de commutation, qui sont alimentés avec un diviseur capacitif (Figure IV-2). Pour produire trois niveaux de tension, deux condensateurs sont connectés en série à une source de tension continue u_{dc} .

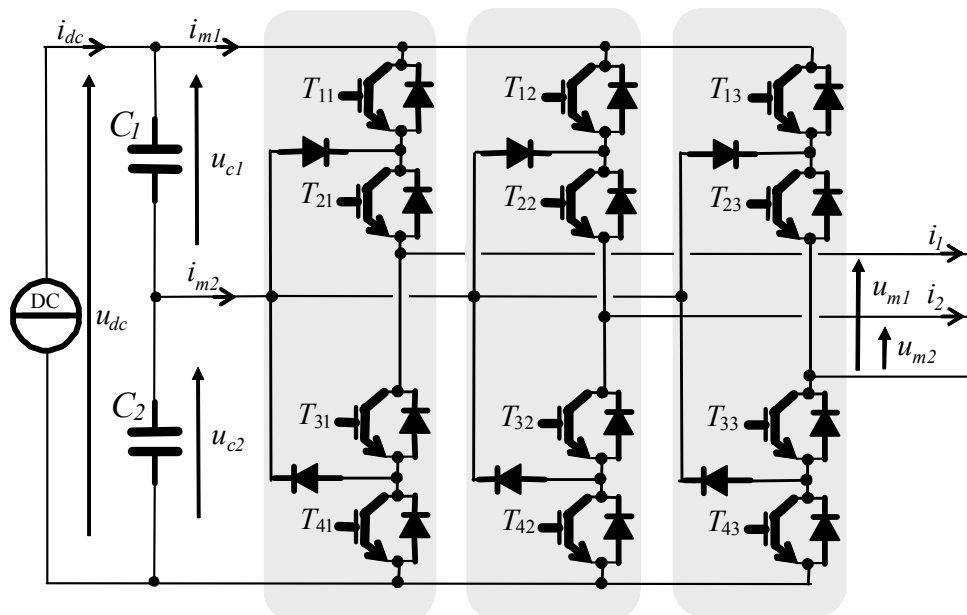


Figure IV-2 : Schéma de principe d'un convertisseur trois niveaux NPC

Pour la modélisation des convertisseurs de puissance électroniques, nous considérons que les semi-conducteurs sont idéaux : pas de dissipation de puissance et commutation instantanée. En considérant un mode de conduction continue des semi-conducteurs, un convertisseur matriciel équivalent représenté en Figure IV-3 peut être considéré pour simplifier l'étude [78]. Il est constitué de trois circuits de commutation à trois interrupteurs idéaux.

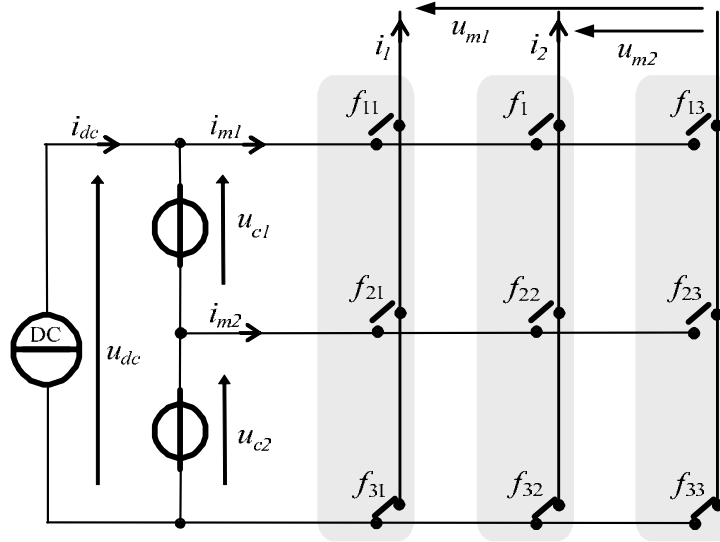


Figure IV-3 : Structure matricielle équivalente pour le convertisseur trois niveaux

Une fonction de connexion f_{ij} est définie pour chaque interrupteur. Elle représente l'état de l'interrupteur et prend la valeur 1 si l'interrupteur est fermé et 0 si il est ouvert :

$$f_{ij} \in \{0,1\}, \text{ with } \begin{cases} i \in \{1,2,3\} \text{ number of the leg} \\ j \in \{1,2,3\} \text{ number of the switch in the leg} \end{cases} \quad (\text{IV-1})$$

Cette fonction de commutation est l'état théorique de l'interrupteur. Dans chaque circuit de commutation, la fonction de commutation est calculée à partir des autres comme :

$$f_{3j} = \bar{f}_{1j} \cdot \bar{f}_{2j}, j \in \{1,2,3\} \quad (\text{IV-2})$$

La tension modulée est écrite comme le produit des tensions du bus continu u_{c1} , u_{c2} et de la fonction de modulation qui est définie par [79] :

$$m = \begin{bmatrix} m_{11} & m_{12} \\ m_{21} & m_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{11} f_{21} \\ f_{12} f_{22} \\ f_{13} f_{23} \end{bmatrix} \quad (\text{IV-3})$$

Ainsi, les tensions et courants modulés du convertisseur NPC peuvent être exprimés par :

$$u_m = \begin{bmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{bmatrix} = m \begin{bmatrix} u_{c1} + u_{c2} \\ u_{c2} \end{bmatrix} = mu \quad (\text{IV-4})$$

$$i_m = \begin{bmatrix} i_{m1} \\ i_{m2} \end{bmatrix} = m^T \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = m^T i \quad (\text{IV-5})$$

De cette façon, le convertisseur coté rotor et côté réseau peuvent être modélisés respectivement par :

$$\begin{cases} u_{rm} = m_r u \\ i_{rm} = m_r^T i_r \end{cases} \quad (\text{IV-6})$$

$$\begin{cases} u_{tm} = m_g u \\ i_{gm} = m_g^T i_t \end{cases} \quad (\text{IV-7})$$

u_{rm} et u_{gm} sont les vecteurs tension de ligne de sortie du côté du rotor et des convertisseurs du côté réseau, i_{rm} et i_{gm} sont les vecteurs courants modulés des convertisseurs de puissance respectivement, i_r est le courant du rotor et i_t est le courant dans la bobine. Comme les tensions de ligne sont équilibrées, les tensions de phase peut alors être exprimées par:

$$v_r = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_{rm} \quad (\text{IV-8})$$

$$v_t = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_{tm} \quad (\text{IV-9})$$

v_r et v_t sont les vecteurs tensions de sortie des convertisseurs côté rotor et coté réseau.

Comme représenté sur la Figure IV-4, la tension continue du bus est partagée entre les deux condensateurs.

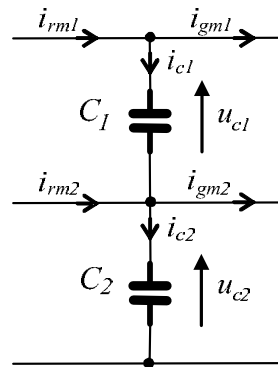


Figure IV-4 : Tension continue du convertisseur NPC

A partir des lois de Kirchhoff, les tensions aux bornes des condensateurs sont obtenues par les équations suivantes [80] :

$$\begin{cases} i_{c1} = i_{rm1} - i_{gm1} \\ i_{c2} = i_{rm2} + i_{c1} - i_{gm2} \\ C \frac{d}{dt} u_{c1} = i_{c1} \\ C \frac{d}{dt} u_{c2} = i_{c2} \end{cases} \quad (\text{IV-10})$$

C est la capacité de chaque condensateur. De cette manière, le convertisseur trois niveaux

peut être modélisé de la même manière que dans le chapitre I.

IV.2. DISPOSITIF DE COMMANDE

Dans l'organisation hiérarchique de la commande (Figure IV-5), l'utilisation d'une topologie multiniveau conduit à revoir la conception du BCC. De plus, pour l'implémentation pratique nous avons utilisé un contrôle par hysteresis des courants (précédemment, c'était une MLI). Les composantes alternatives des courants dans un repère orthogonal diphasé doivent être alors obtenues par une transformation (T).

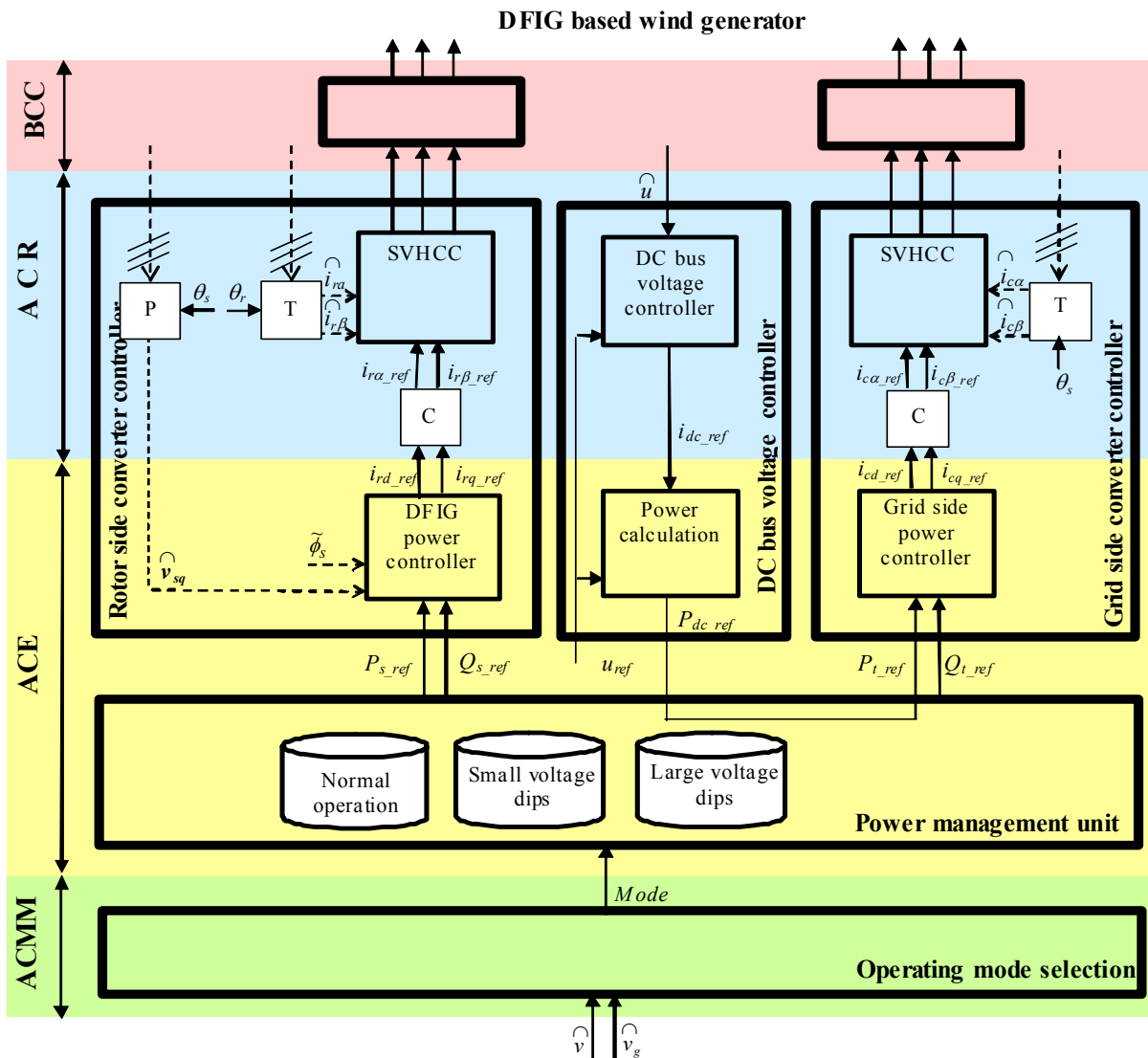


Figure IV-5 : Structure de contrôle hiérarchique d'une MADA

Le contrôle par hysteresis des courants échangés avec le réseau permet de synthétiser en une seule fonction de commande (de réglage du courant I_t) la commande rapprochée du convertisseur connecté au réseau et le contrôle des courants (Figure IV-6). Concernant le convertisseur connecté au rotor, sa commande reçoit directement les références des courants

rotoriques. La modification dans l'ACR concernant la commande vectorielle par hysteresis des courants est maintenant présentée puis la reconfiguration implémentée dans l'ACMM est détaillée.

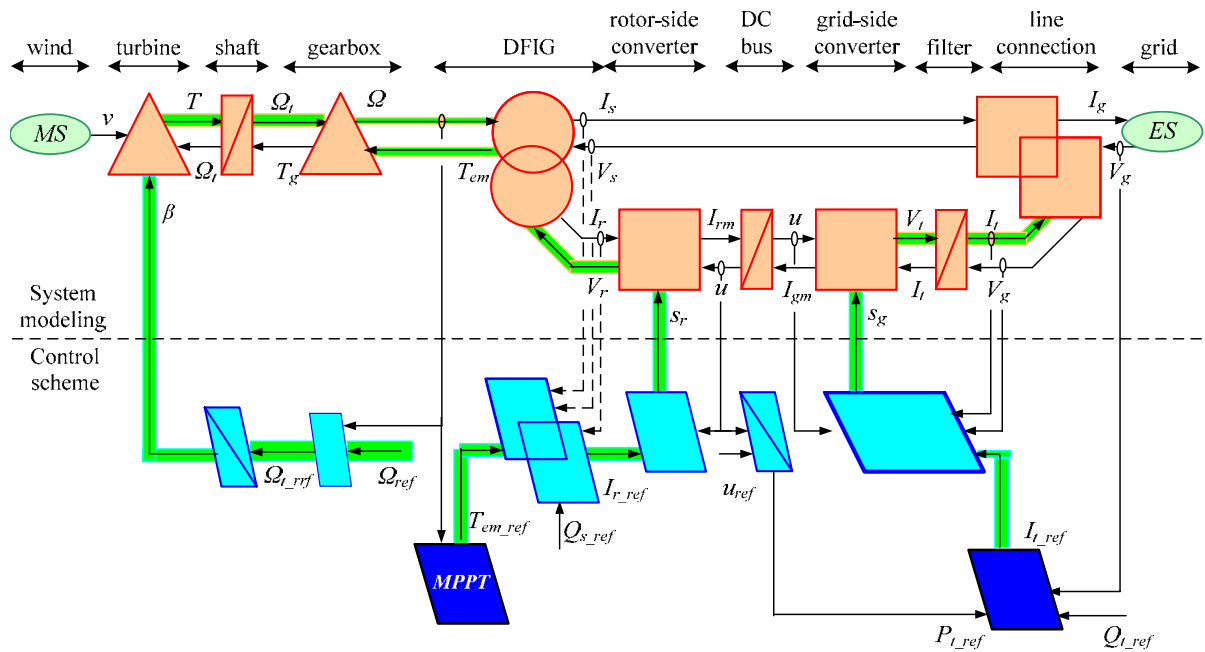


Figure IV-6 : Représentation macroscopique du système avec le circuit de contrôle

IV.3. CONTROLE VECTORIEL PAR HYSTERESIS DES COURANTS

Le contrôle vectoriel de la MADA est généralement basé sur un contrôleur de courant rotorique comprenant le découplage des composantes directe et quadratique. Toutefois, son efficacité dépend en grande partie des paramètres du générateur ; ceux-ci se détériorent considérablement dans le cas d'une chute de tension de réseau. Les principaux avantages de ce contrôle sont la simplicité et la robustesse exceptionnelle. La dynamique est limitée par la période constante des commutations (ou de modulation) [81-84]. La fréquence de commutation peut être réduite de manière efficace par le biais de l'utilisation de l'espace vectoriel [85-86].

Par conséquent, le contrôle par hystérésis (SVHCC) est proposé pour contrôler le convertisseur à trois niveaux au lieu des classiques régulateurs de courant.

L'idée de base du contrôle par hystérésis est de maintenir les courants mesurés du rotor à l'intérieur de leurs frontières d'hystérésis r_1, r_2 ainsi que d'équilibrer les tensions du bus continu. La Figure IV-7 illustre le schéma général de contrôle de SVHCC. Il se compose de quatre blocs : calcul de erreur, détection de zone, détection de secteur et sélection du vecteur des tensions modulées \vec{v}_r à générer.

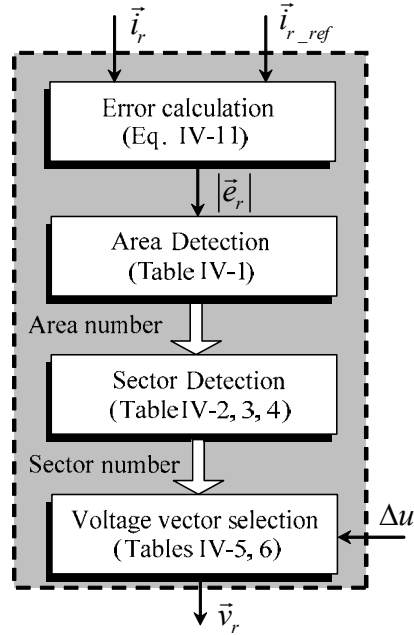


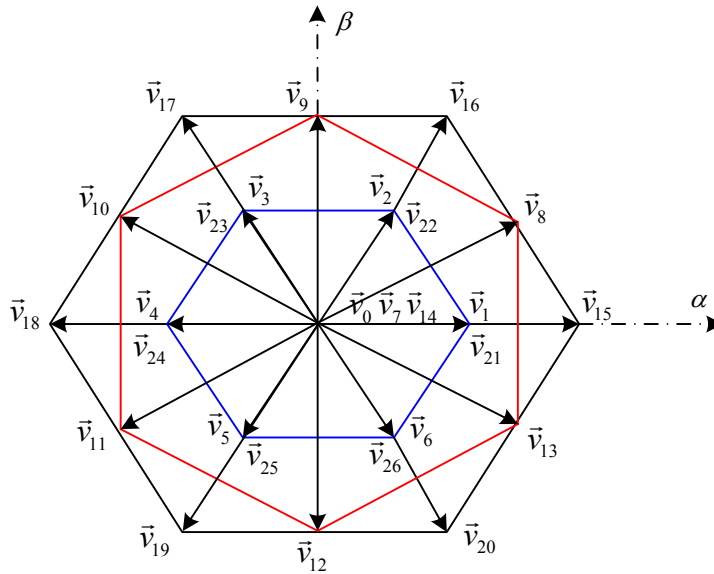
Figure IV-7 : Location du vecteur d'erreur en courant

Les courants de référence et les courants mesurés au rotor sont transformés dans un repère orthogonal stationnaire α - β .

Ainsi, le vecteur d'erreur est défini [87] :

$$\vec{e}_r = \vec{i}_r - \vec{i}_{r_ref} = \vec{e}_{r\alpha} + j\vec{e}_{r\beta} \quad (\text{IV-11})$$

Les 27 états possibles de la matrice d'interrupteurs idéaux équivalents engendrent 27 vecteurs de tension. Ces vecteurs de tension sont divisés en trois catégories selon leur longueur : grande, moyenne et petite, comme le montre la Figure IV-8.



(a) Les trois hexagones

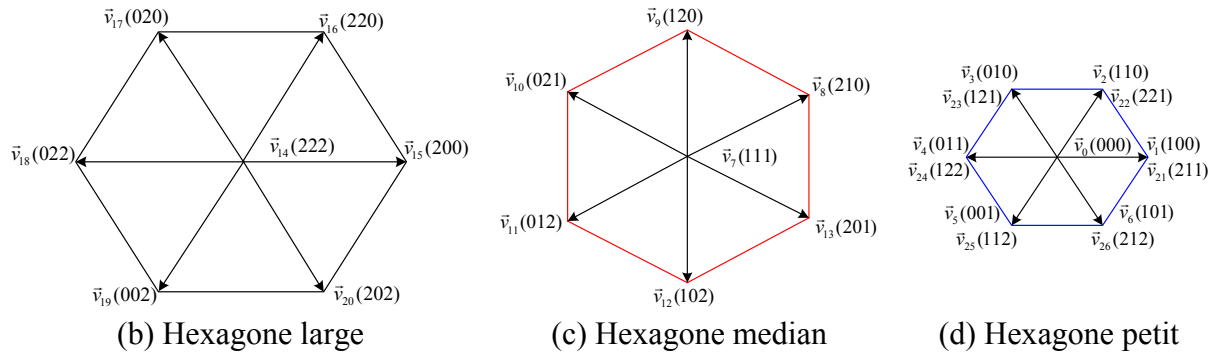


Figure IV-8 : Vecteurs tensions du convertisseur

Comme illustré sur la Figure IV-9(a), la pointe du vecteur de référence en courant \vec{i}_{r_ref} est localisée au centre de la zone I alors que la pointe du courant mesuré \vec{i}_r se trouve dans l'une des trois zones (I, II, and III). Ces zones sont limitées par les seuils de l'hystérésis r_1, r_2 respectivement. Les valeurs de r_1 et r_2 dépendent de la valeur du courant de référence et de la dynamique de contrôle désirée. Deux bandes d'hystérésis sont choisies en vue d'utiliser trois catégories de vecteurs de tension disponibles, qui sont grande, moyenne et petite. La table IV-1 résume les conditions qui doivent être remplies pour que le vecteur d'erreur \vec{e}_r soit situé dans chaque zone particulière.

Condition	Zone
$ \vec{e}_r < r_1$	Area I
$r_1 < \vec{e}_r < r_2$	Area II
$ \vec{e}_r > r_2$	Area III

Table IV-1 : Zones et conditions correspondant

La première zone Area I est définie comme la surface entourée par le cercle de rayon r_1 . La deuxième zone Area II est définie comme la surface délimitée par les deux cercles avec des rayons r_1 et r_2 respectivement. La troisième zone est Area III en dehors du cercle d'un rayon r_2 . Donc, les zones Area I et Area II sont limitées par les frontières hystérésis r_1 et r_2 respectivement, tandis que la zone Area III n'a pas de limite supérieure.

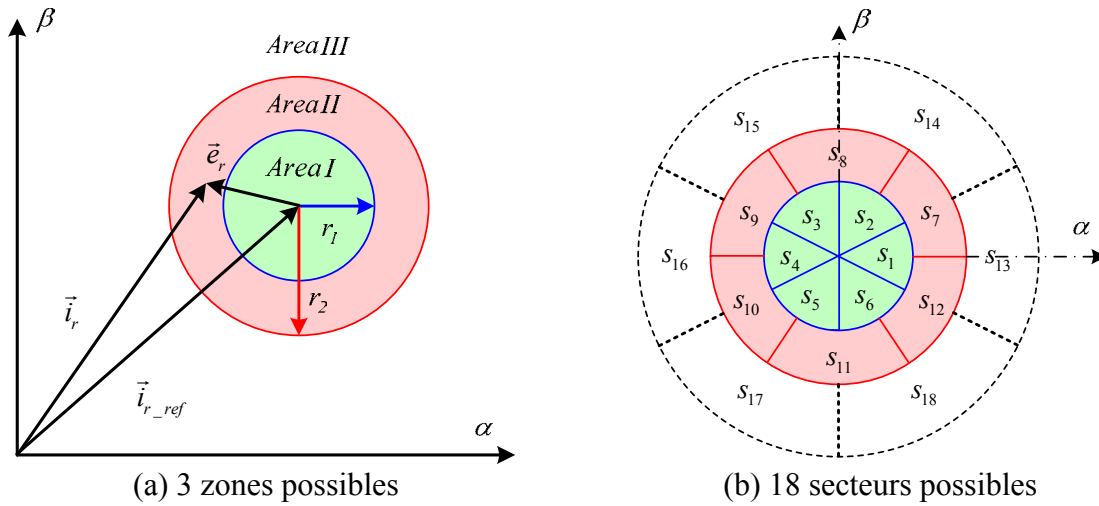


Figure IV-9 : Location du vecteur d'erreur en courant

Chacune des trois zones est divisée en six secteurs, dénombrés de 1 à 18, comme illustré sur la Figure IV-9(b). L'angle entre les deux secteurs consécutifs est de 60° . Par exemple, le secteur s_1 est situé entre -30° et 30° .

La détection du secteur dans lequel la pointe du vecteur d'erreur actuel siège est faite selon les deux conditions suivantes:

- la zone à laquelle la pointe du vecteur d'erreur appartient,
- l'angle θ entre le vecteur d'erreur \vec{e}_r et la parallèle à l'axe α .

L'angle θ est défini par l'expression suivante:

$$\theta = \arctan \left(\frac{|\vec{e}_{r\beta}|}{|\vec{e}_{r\alpha}|} \right) \quad (\text{IV-12})$$

De cette façon, la pointe du vecteur d'erreur peut être située dans l'un des 18 secteurs en fonction de la valeur de l'angle θ et le numéro de zone. Table IV-2, 3, 4 donnent les conditions qui doivent être remplies pour que le vecteur d'erreur d'appartenir à chaque secteur en particulier.

Angle θ	Secteur
$-30^\circ < \theta < 30^\circ$	s_1
$30^\circ < \theta < 90^\circ$	s_2
$90^\circ < \theta < 150^\circ$	s_3
$150^\circ < \theta < 210^\circ$	s_4
$210^\circ < \theta < 270^\circ$	s_5
$270^\circ < \theta < 330^\circ$	s_6

Table IV-2 : Définition des secteurs dans Area I

Angle θ	Secteur
$0^\circ < \theta < 60^\circ$	s_7
$60^\circ < \theta < 120^\circ$	s_8
$120^\circ < \theta < 180^\circ$	s_9
$180^\circ < \theta < 240^\circ$	s_{10}
$240^\circ < \theta < 320^\circ$	s_{11}
$320^\circ < \theta < 360^\circ$	s_{12}

Table IV-3 : Définition des secteurs dans Area II

Angle θ	Secteur
$-30^\circ < \theta < 30^\circ$	s_{13}
$30^\circ < \theta < 90^\circ$	s_{14}
$90^\circ < \theta < 150^\circ$	s_{15}
$150^\circ < \theta < 210^\circ$	s_{16}
$210^\circ < \theta < 270^\circ$	s_{17}
$270^\circ < \theta < 330^\circ$	s_{18}

Table IV-4 : Définition des secteurs dans Area III

Comme illustré sur la Figure IV-10, lorsque la pointe du vecteur d'erreur est située dans Area I, l'un des vecteurs de tension de l'hexagone petit doit être appliqué. De la même manière, l'un des vecteurs de tension de l'hexagone moyen doit être appliqué si la pointe du vecteur d'erreur est située dans Area II. Sinon, l'un des vecteurs de tension de l'hexagone grands doit être appliqué lors de la pointe du vecteur d'erreur est dans Area III.

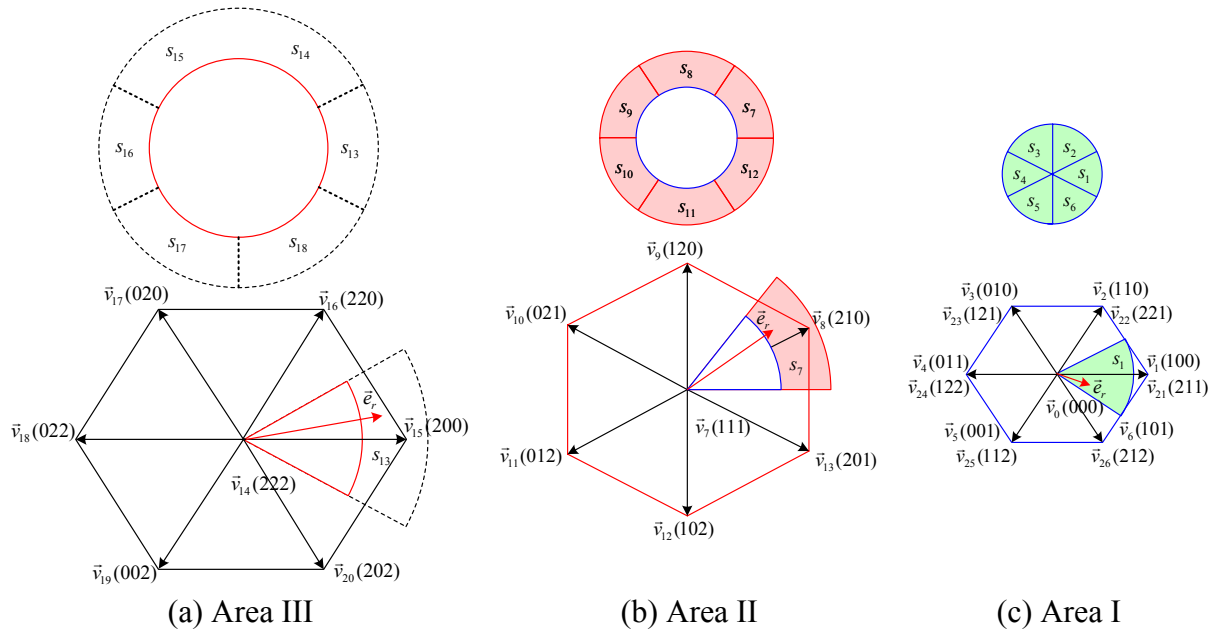


Figure IV-10 : règle de sélection du vecteur tension

Pour comprendre la règle de sélection du vecteur approprié de tension, nous allons examiner un secteur de chaque région.

Si la pointe du vecteur d'erreur est situé dans s_{13} de Area III, \vec{v}_{18} est le vecteur de tension appropriée pour revenir de l'erreur vers la zone d'hystérésis Area II (Figure IV-10(a)). Si la pointe du vecteur d'erreur est situé dans s_7 de Area II, le meilleur choix pour r revenir de l'erreur vers la zone d'hystérésis Area I est \vec{v}_{11} (Figure IV-10(b)). Si la pointe du vecteur d'erreur est situé dans s_l de Area I, le vecteur de tension appropriée est soit \vec{v}_4 ou \vec{v}_{24} (Figure IV-10(c)). Le choix entre \vec{v}_4 et \vec{v}_{24} se fait selon le signe de la tension $\Delta u = u_{c1} - u_{c2}$.

En fait, le déséquilibre du point neutre de tension apparaît lorsque $\Delta u \neq 0$ ou $i_{m2} \neq 0$. Par ailleurs, un courant positif i_{m2} produit une charge du condensateur C_1 , alors qu'un courant négatif produit une décharge de ce condensateur. Les vecteurs de tension du convertisseur triphasé sont divisés en trois catégories selon leur longueur : grande, moyenne et petite, comme le montre la Figure IV-8.

Seuls les petits vecteurs ont deux réalisations: une positive et une négative [88-90]. La positive ($\vec{v}_1, \vec{v}_2, \vec{v}_3, \vec{v}_4, \vec{v}_5, \vec{v}_6$) charge le condensateur supérieure C_1 , alors que la négative ($\vec{v}_{21}, \vec{v}_{22}, \vec{v}_{23}, \vec{v}_{24}, \vec{v}_{25}, \vec{v}_{26}$) le décharge. L'équilibrage du neutre de la tension est obtenu par l'application des vecteurs appropriés de petites charges ou de décharges du condensateur C_1 en fonction du signe de la tension du point neutre Δu .

Le choix du vecteur approprié de tension doit satisfaire aux deux conditions suivantes:

- le contrôle des courants du rotor avec le SVHCC proposé,
- le contrôle de la tension du point neutre avec redondant états de commutation.

Une fois que l'emplacement du vecteur d'erreur courant est détecté et le déséquilibre de tension du pont capacitif (bus continu) est mesurée, un vecteur approprié pour les tensions modulées doit être choisi et appliqué sur le convertisseur. Lorsque la pointe du vecteur d'erreur est située dans la zone I, un vecteur parmi les petits vecteurs de tension de l'hexagone sera appliqué. De la même façon, si la pointe du vecteur d'erreur est située dans la zone Area II, un des vecteurs de moyenne tension modulée sera sélectionné. Sinon, un des grands vecteurs de tension sera appliqué. Le choix entre les trois vecteurs de tension ($\vec{v}_0, \vec{v}_7, \vec{v}_{14}$) est déterminé par l'adoption du principe d'une commutation unique d'un interrupteur à un instant t afin de minimiser le nombre de commutations entre semiconducteurs.

Par conséquent, deux tables (Table IV-5,6), qui utilisent les informations du secteur et du signe de la tension du point neutre, peuvent être utilisées.

	s_1	s_2	s_3	s_4	s_5	s_6
$\Delta u > 0$	\vec{v}_{24}	\vec{v}_{25}	\vec{v}_{26}	\vec{v}_{21}	\vec{v}_{22}	\vec{v}_{23}
$\Delta u < 0$	\vec{v}_4	\vec{v}_5	\vec{v}_6	\vec{v}_1	\vec{v}_2	\vec{v}_3

Table IV-5 : Table de commutation proposé dans Area I

s_7	s_8	s_9	s_{10}	s_{11}	s_{12}
\vec{v}_{11}	\vec{v}_{12}	\vec{v}_{13}	\vec{v}_8	\vec{v}_9	\vec{v}_{10}
s_{13}	s_{14}	s_{15}	s_{16}	s_{17}	s_{18}
\vec{v}_{18}	\vec{v}_{19}	\vec{v}_{20}	\vec{v}_{15}	\vec{v}_{16}	\vec{v}_{17}

Table IV-6 : Table de commutation propose proposé dans Area II et Area III

IV.4. RECONFIGURATION DE L'ALGORITHME DE CONTROLE

IV.4.1. Principe

Comme la pénétration de l'énergie éolienne continue à augmenter, la nature intermittente du vent a créé de graves difficultés pour les opérateurs de réseaux électriques. Ainsi, les normes et procédures de raccordement au réseau ont été révisées pour exiger des fermes éoliennes de fonctionner comme des centrales conventionnelles, en mettant l'accent sur la qualité de la puissance, la stabilité du réseau, des capacités de contrôle et de le maintient de la production lors de défaillances. Normalement, la stratégie de contrôle est conçue pour extraire la puissance maximale du vent ainsi que pour satisfaire la puissance réactive demandée. Toutefois, en présence de défaillances du réseau, les éoliennes doivent être contrôlées pour rester connectées au réseau et pour un approvisionnement suffisant de la puissance réactive afin d'aider au rétablissement de la tension du réseau. Par conséquent, la reconfiguration des stratégies de contrôle pour le système d'éolienne est obligatoirement conforme à l'état de

fonctionnement. Cette décision de reconfiguration est prise dans le niveau ACMM (Automate de Contrôle des Modes de Marche, Figure IV-5) [91].

Selon le cahier des charges retenu, les éoliennes sont tenues de fournir la puissance active en proportion de la tension conservée au cours des creux de tension. Ainsi, la référence de la composante en quadrature du courant rotorique devrait rester inchangée dans le cas de défaillances dans le réseau.

Si le défaut ne dure que pendant une courte période, la composante d'axe direct du courant peut également être asservie à la même valeur qu'avant le défaut. Toutefois, si la chute de tension dure depuis longtemps, par exemple, plus de 150 ms, l'éolienne doit fournir un courant réactif maximum au réseau sans dépasser le courant nominal de la machine. Ainsi, la composante réactive du courant du rotor doit être réglée sur la valeur :

$$i_{rd_ref} = \sqrt{i_{r_max}^2 - \hat{i}_{rq}^2} \quad (IV-13)$$

La référence de puissance réactive est alors obtenue :

$$Q_{s_ref} = \frac{\hat{v}_s \tilde{\psi}_s}{L_s} - \frac{\hat{v}_s M}{L_s} i_{rd_ref} \quad (IV-14)$$

IV.4.2. Détection du creux de tension pour la reconfiguration

Pour mettre en œuvre ce programme de reconfiguration, un système de détection du creux de tension est nécessaire pour déterminer la gravité et la durée de la défaillance. Les tensions triphasées du réseau v_a, v_b, v_c sont généralement transformées en des tensions dans le repère de Park tournant qui leur est synchronisé. Comme le repère est généralement orienté selon l'axe en quadrature v_q du vecteur tension du réseau, un simple comparateur peut être utilisé pour détecter une chute de tension comme le montre la Figure IV-11. Quand elle est inférieure à une valeur seuil $v_{th} = 90\%v_n$ (soit v_n la valeur nominale), le signal de détection « chute de tension » est réglé à 1, sinon, le signal est égal à zéro. Ensuite, un intégrateur est utilisé pour calculer la durée de la défaillance. Si elle est supérieure à 150 ms, le signal de reconfiguration sera fixé à 1 afin de contrôler la MADA pour fournir une puissance réactive maximale.

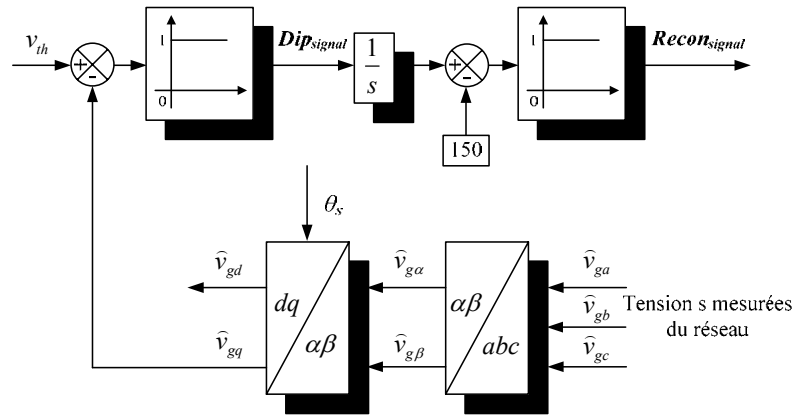


Figure IV-11 : Détection d'une chute de tension réseau

De plus, l'éolienne devrait fournir de la puissance active aussi rapidement que la technologie le permet et en tout cas moins de 1 seconde après le retour à un fonctionnement normal.

IV.5. RESULTATS DE SIMULATION

Afin d'étudier la performance du fonctionnement du système, la simulation a été effectuée à l'aide de Matlab Simulink™, avec une MADA de 5MW. La Figure IV-12 montre le schéma de principe du système simulé. L'éolienne est équipée d'un transformateur 0,96kV/34.5kV et est connectée au point de couplage commun (PCC, bus 3) par un câble de 1 km. Le PCC et le réseau électrique sont reliés par une ligne de transport de 132 kV d'une longueur de 30 km. Le réseau électrique est représenté par un réseau de puissance infinie.

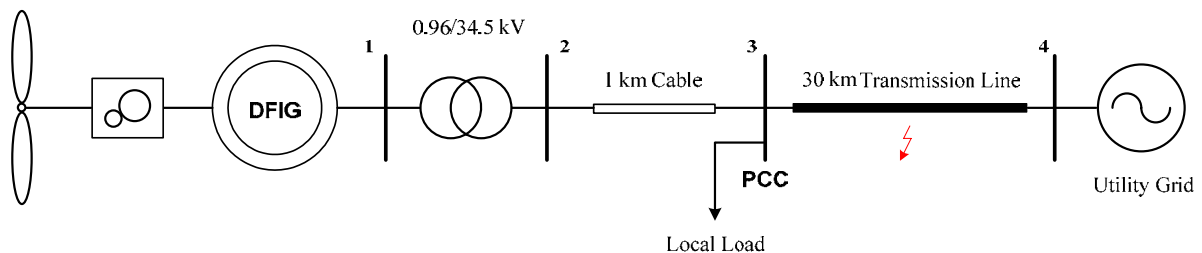
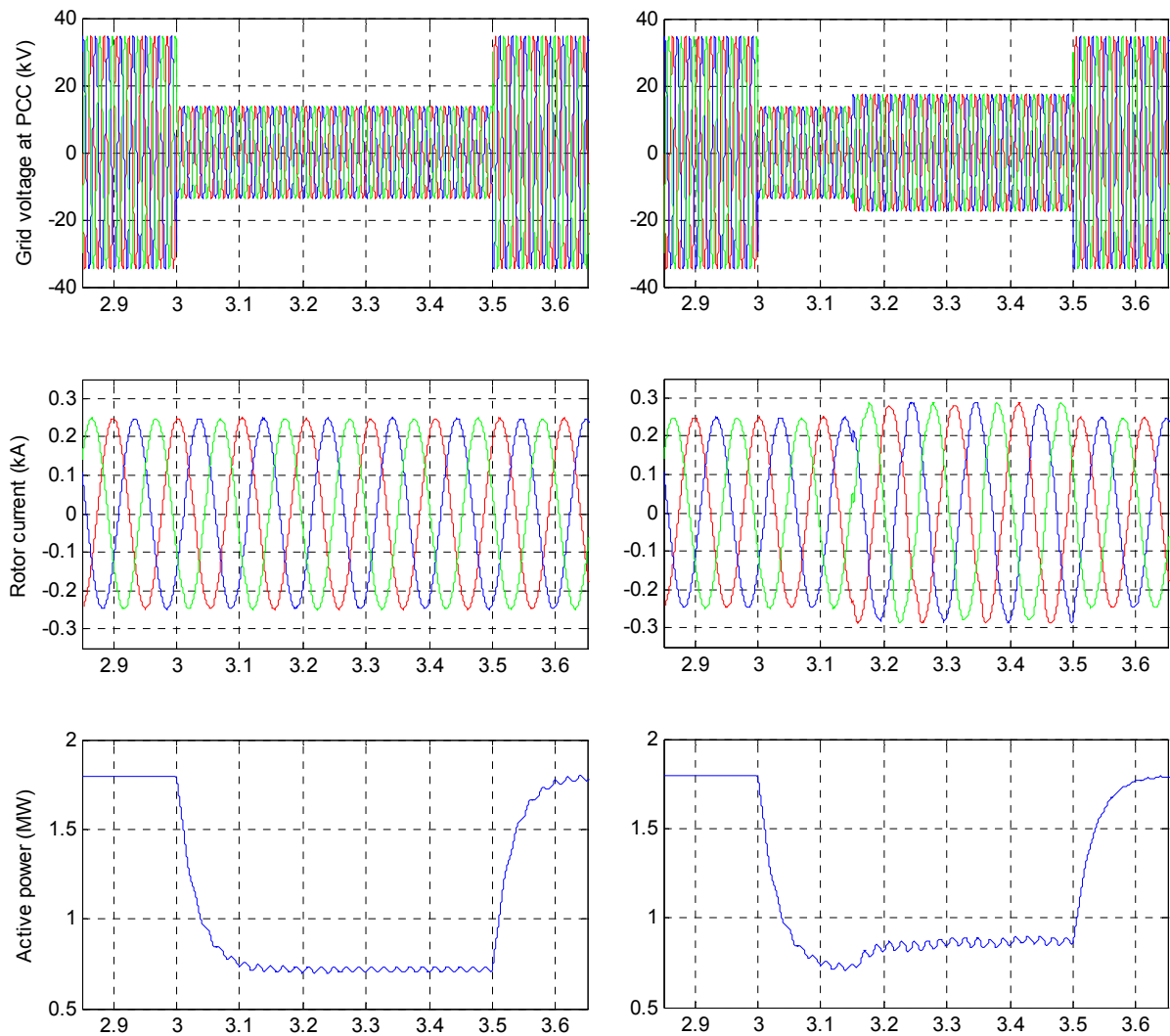


Figure IV-12 : Schéma de simulation de la MADA étudiée

Un court circuit des trois phases de 0,5s est considéré au milieu de la ligne de transport. Les constantes de temps électriques étant beaucoup plus faibles que les constantes de temps mécaniques de l'éolienne, la vitesse du vent est supposé restée constante à 8 m/s pendant toute la durée de l'événement.

La Figure IV-13 montre les résultats de la simulation. Le défaut sur le réseau se produit à 3s, ce qui entraîne une chute de tension de près de 60% à la PCC. Le défaut est supprimé à 3.5s. La Figure IV-13 (a) et (b) montre une comparaison entre les réponses du système avec et sans reconfiguration du système proposé. Bien que le courant au rotor reste dans une zone

acceptable sans reconfiguration au cours du défaut, la tension au PCC reste également à un niveau inférieur d'environ 40% de la valeur nominale. En revanche, la méthode de reconfiguration de contrôle permet de générer un courant réactif maximal après 3,15 s, ce qui ramène la tension au PCC à environ 50% de la valeur nominale. Ainsi, la puissance réactive peut aider au rétablissement de la tension réseau au cours du défaut. Toutefois, cette capacité de contrôle de la tension est limitée par la puissance relativement faible du convertisseur de puissance. D'après la Figure IV-13, le générateur peut fournir un courant actif suffisant en proportion de la tension conservée au cours de la défaillance, et il reprend son fonctionnement normal, peu après l'arrêt du défaut.



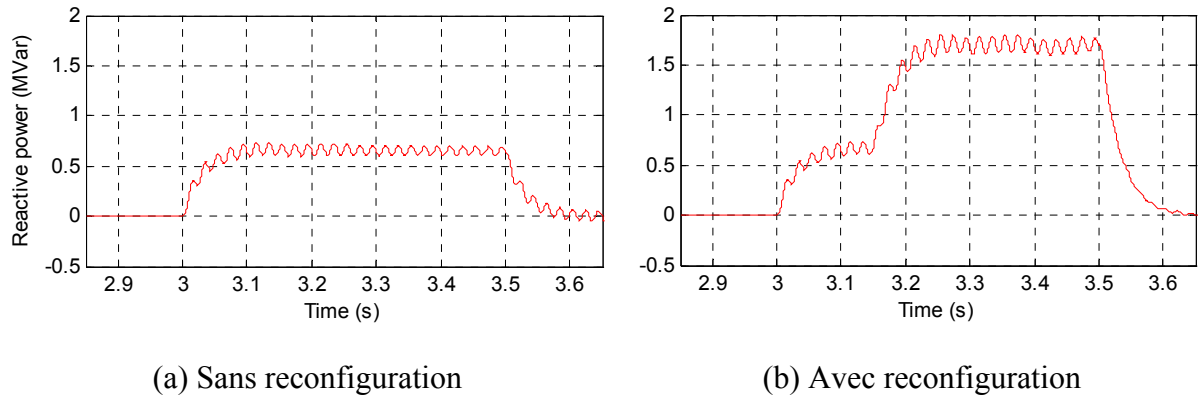


Figure IV-13 : Résultats de simulation en cas de défaut

IV.6. RESULTATS EXPERIMENTAUX

Sur la base de considérations de sécurité, une plate-forme d'essai de 4.5kW de la MADA a été construite en laboratoire pour valider le schéma de contrôle proposé. Le MADA est entraînée par une machine synchrone à aimant permanent (PMSG) qui simule l'éolienne. La PMSG est contrôlée par un variateur à vitesse variable qui permet la régulation de la vitesse, tout comme le ferait la vraie turbine. Le rotor de la MADA est alimenté par un convertisseur à trois niveaux. Le système de contrôle est mis en œuvre sur la carte DSpace DS1104 DSP. La plate-forme d'essai est montrée à la Figure IV-14. Un creux triphasé de tension avec une profondeur de 50% et d'une durée de 500 ms est appliqué alors que la vitesse de la MADA est fixée à environ 1200 tr/min.

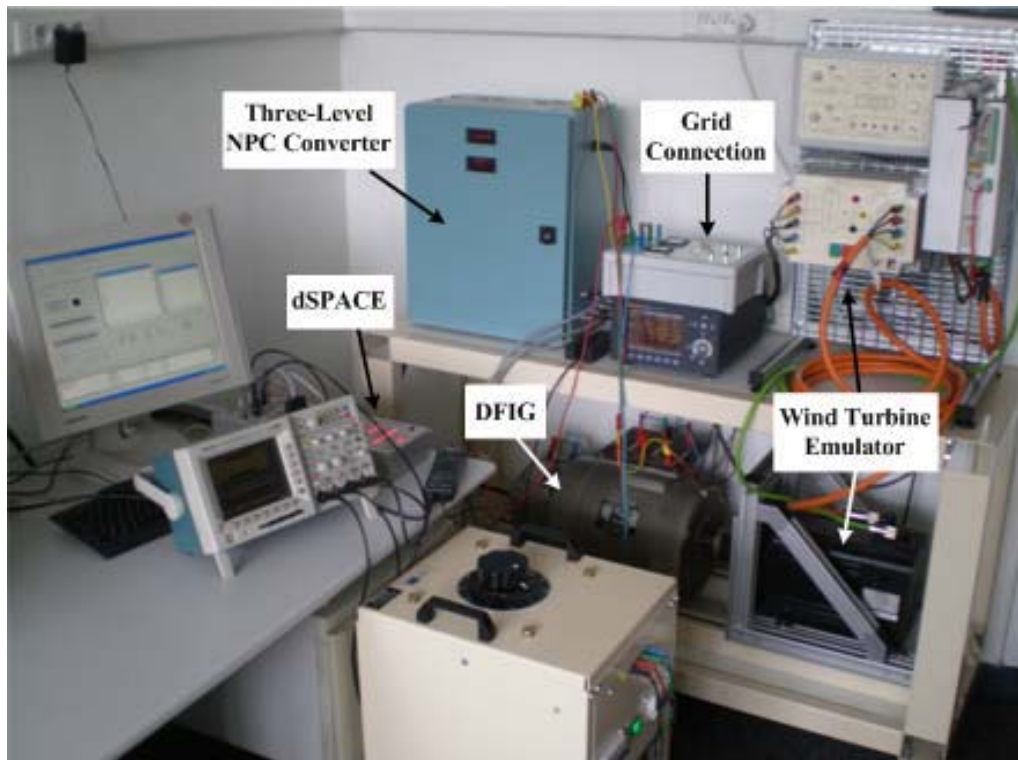
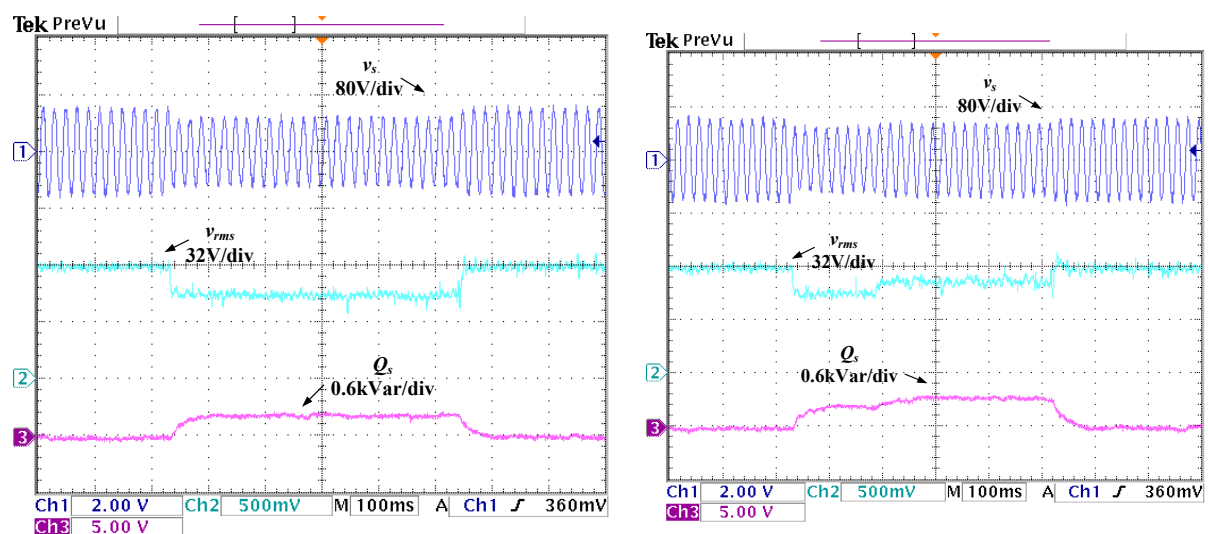
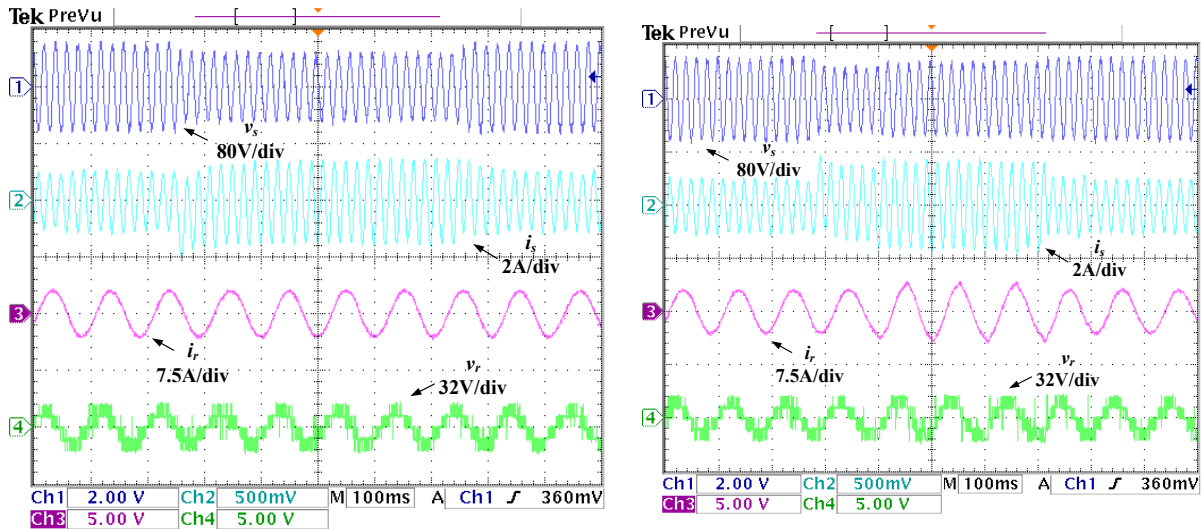


Figure IV-14 : Banc expérimental de la MADA de forte puissance

Les résultats expérimentaux sont présentés dans la Figure IV-15 et prouvent une excellente performance du système ainsi que la cohérence avec les résultats simulés. Avec une stratégie de reconfiguration de la commande, la tension statorique peut être augmentée à environ 85% de la valeur nominale tandis qu'elle est maintenue à 70% sans reconfiguration. Par conséquent, le maintien en régime de défaut du système étudié de la MADA peut être efficacement amélioré en utilisant le schéma proposé.





(a) Sans reconfiguration

(b) Avec reconfiguration

Figure IV-15 : Résultats expérimentaux durant un défaut

IV.7. CONCLUSION

Un contrôleur vectoriel par hystérésis a été proposé pour contrôler le convertisseur connecté au rotor d'une MADA de grande puissance pour un système éolien. Avec la stratégie proposée, les erreurs entre les courants de référence et les mesures peuvent être regroupées dans une grandeur vectorielle dans un espace unique. Cette formulation permet de limiter les excursions de ce vecteur erreur dans une zone circulaire. De cette façon, le courant du rotor peut être contrôlé dans une zone de sécurité dans le cas de creux de tension de réseau. Par conséquent, la capacité de la MADA à fonctionner en LVTR peut être grandement améliorée. En outre, un système de reconfiguration des stratégies de commande pour le système est proposé pour répondre aux dernières exigences pour le raccordement sur un réseau. La simulation et les tests expérimentaux montrent qu'avec cette technologie, le système peut rester connecté au réseau en cas de défaillances dans les réseaux. En outre, le maintien de la production éolienne à base de MADA peut être grandement amélioré en fournissant des auxiliaires de puissance réactive durant les creux de tension de longue durée. Ceci peut accroître la tension au PCC au cours du défaut. Ainsi, le système peut reprendre un fonctionnement normal immédiatement après l'arrêt du défaut.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux de thèse présentés ici ont pour but d'étudier des stratégies de contrôle et des systèmes de protection pour les turbines éoliennes utilisant une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) afin de satisfaire la contrainte de rester connectées lors d'un défaut en tension aux bornes du générateur.

Le système éolien a d'abord été modélisé en utilisant le Graphe Informationnel Causal (GIC) et la Représentation Energétique Macroscopique (REM). Sa Structure Maximale de Commande (SMC) a aussi été déduite en inversant la REM. Le contrôle vectoriel classique a été présenté à l'aide du GIC pour montrer les remarquables performances de celui-ci en fonctionnement normal du réseau. Un contrôle découplé de la puissance active et réactive (et donc également du facteur de puissance) a été obtenu et apporte une amélioration de la qualité de l'énergie fournie au réseau. Le contrôle permet un fonctionnement en mode Variable Speed Constant Frequency (VSCF) de la MADA pour obtenir un contrôle du type Maximum Power Point Tracking (MPPT).

Une stratégie de contrôle vectoriel modifiée de la MADA a été proposée. La stratégie de contrôle ici proposée prend en compte la dynamique du flux statorique. Le courant de défaut dans les enroulements du rotor et la surtension dans le bus continu sont limités grâce à la stratégie de contrôle proposée. Ceci permet d'améliorer la capacité à lutter contre les LVRT (Low Voltage Ride-Through) des MADA. Toutefois, sa capacité est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à la MADA.

Donc, pendant les creux de tension importants, un système de contrôle par limitation du courant et de la tension est proposé afin de protéger le système. Afin de réduire le temps où le circuit de limitation est activé, une stratégie de contrôle par hystérésis améliorée a été proposée. En outre, une méthode de démagnétisation basée sur le contrôle en boucle fermée du flux statorique est adoptée pour réduire les oscillations transitoires de courant à la fois au cours du creux de tension et après l'extinction du défaut. Ainsi la MADA peut fournir la puissance réactive au réseau pendant les creux de tension. En même temps, le convertisseur du côté réseau est également contrôlé afin de fournir de la puissance réactive en vue de renforcer le maintien de la production.

Des convertisseurs à trois niveaux sont adoptés pour augmenter la puissance des éoliennes à base de MADA. Un contrôleur vectoriel à hystérésis a été proposé pour contrôler le convertisseur connecté au rotor de la MADA. Avec la stratégie proposée, l'amplitude du vecteur d'erreur de courant peut être limitée dans une zone circulaire. De cette façon, le courant du rotor peut être contrôlé dans une zone de sécurité lors de creux de tension provenant du réseau. En outre, un système de reconfiguration des stratégies de contrôle pour le système a été proposé. Avec cette méthodologie spécifique, le système peut rester connecté

au réseau en cas de défaillances dans le réseau. En outre, le maintien de la production lors de défaillance de la MADA peut être grandement améliorée en fournissant des auxiliaires pour la production de puissance réactive durant les creux de tension de longue durée. Cela permet d'accroître la tension au PCC en cas de défaut et ainsi apporter un soutien au réseau électrique. Ainsi le système peut reprendre un fonctionnement normal immédiatement après l'arrêt du défaut. Donc, le système peut répondre aux exigences du cahier des charges des réseaux.

Plusieurs perspectives peuvent être évoquées autour de ces travaux de thèse.

La capacité du système LVRT de la MADA peut être grandement améliorée contre le défaut triphasé symétrique de réseau. Cependant, ce type de faute n'est pas unique dans les systèmes réels. En fait, les défauts correspondant à une phase ou deux phases à la terre, mais également les défauts phase-phase sont fréquents. À l'exception de la composante homopolaire, la composante de séquence négative est produite par la perturbation asymétrique du réseau. A cause d'un glissement très important introduit par le repère de séquence négatif, un courant très élevé, des oscillations de couple et des puissances aussi très élevés sont générées. Donc, des travaux de recherche doivent être effectués sur les fault ride-through dissymétrique pour améliorer le maintien de la production dans un cadre plus général.

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

A1.1. Les processus de conversion

Les processus de conversion électronique de l'énergie électrique appartiennent à une classe de systèmes constitués généralement d'objets clairement localisés : interrupteurs statiques, bobines, condensateurs, résistances. Ces objets simples suffisent à la modélisation de la plupart des constituants complexes des systèmes électriques (convertisseurs, machines, transformateurs), mais leur association doit respecter la continuité énergétique, caractéristique de toute transformation de puissance.

La construction du modèle obéit ainsi à des règles strictes pouvant être formalisées au moyen d'un outil adapté : le Graphe Informationnel Causal (GIC) [FAU-92][HAU-96][HAU-99]. Cet outil trouve son intérêt pour l'organisation du modèle et son originalité dans la définition de son inverse. Ce dernier, alors obtenu de manière systématique, donne la structure de commande et oriente précisément le concepteur sur les fonctions élémentaires de commande nécessaires à la conduite du processus.

A1.2. Définitions

Le GIC est une représentation graphique du traitement de l'information au sein d'un système. Il est la transcription logique de la pensée lors de la phase d'analyse, grâce à une description précise des interdépendances entre les différentes grandeurs caractérisant les objets constitutifs du système étudié.

Le concept fondamental du graphe informationnel s'appuie sur la causalité naturelle, encore qualifiée de causalité intégrale. Cette propriété est incontournable et doit être respectée dans la phase de modélisation de tout processus de transformation de puissance ; elle découle du simple fait que l'énergie propre à chacun des objets est une fonction naturellement continue du temps. Dans ces conditions, ce principe doit aussi être respecté dans la phase de matérialisation des algorithmes de commande qui repose, à l'évidence, sur la création d'une interconnexion d'objets, alors régie par le même principe universel de continuité en fonction du temps.

A1.3. Processeur

Le processeur est le graphe élémentaire attaché à un objet ou à un groupe d'objets physiques établissant une relation de transformation (notée R) entre un vecteur d'entrée influent et un vecteur de sortie influencé. La Figure A1-1 montre le symbole retenu : le repérage des deux vecteurs constitue alors la phase de qualification du processeur.



Figure A1-1. Symbole du processeur

Le concept fondamental impose au processeur d'agir suivant la procédure cause-effet. Dans ces conditions, l'évolution du vecteur de sortie ne dépend alors que des valeurs présentes et passées des composantes du vecteur d'entrée : c'est la définition même de la causalité naturelle.

Dans le cas général, la relation de transformation est explicitée par des équations d'état linéaires de forme classique :

$$R \rightarrow [\dot{X}] = [A][X] + [B][U], [Y] = [C][X] + [D][U] \quad (\text{A1-1})$$

[X] : le vecteur d'état,

[Y] : le vecteur de sortie,

[U] : le vecteur d'entrée.

où des équations d'état non linéaires (voir paragraphe "Modèle d'état").

L'établissement de ces équations correspond à la phase de quantification du processeur.

Le groupement d'objets est alors considéré comme un opérateur orienté prenant alors le nom de modèle mathématique.

A1.4. Opérateur

Les opérateurs sont les constituants mathématiques des modèles de représentation des objets physiques formant le processus.

Par définition, l'intégration pure est la transformation fondamentale régissant la causalité naturelle. L'opérateur correspondant détermine alors un processeur pouvant être qualifié de générateur causal ; l'orientation entrée-sortie est prédéterminée et indépendante. Les objets bobine, condensateur, masse, ressort sont, sous leur forme idéalisée (absence de pertes) modélisés par une intégration pure ; le temps est donc une entrée influente, implicite pour ce type de processeur.

Si un opérateur réalise une transformation sans intégration, alors il n'y a pas de causalité préétablie de manière intrinsèque. C'est le contexte extérieur qui détermine le choix de l'orientation du processeur ; dans la suite, nous montrons que certains éléments physiques idéalisés n'ont pas de causalité intrinsèque : résistance, amortisseur, coupleur de puissance.

Enfin, de manière générale, le produit et la somme sont des opérations neutres au sens énergétique, donc sans causalité préétablie.

A1.5. La causalité

Le symbolisme proposé pour les graphes est assez uniforme ; une distinction d'orientation est simplement à respecter en fonction des caractéristiques de la représentation d'état définies comme suit :

- Si la matrice D est identiquement nulle, la relation globale est strictement causale. En d'autres termes, l'ordre de dérivation des équations différentielles est plus élevé sur le vecteur de sortie choisi que sur celui d'entrée : la causalité est interne en raison de l'énergie accumulée dans le système considéré.

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

- Si les matrices A et B sont identiquement nulles et la matrice D non nulle, toutes les relations sont instantanées, la relation globale est définie comme rigide : la causalité est externe au système alors dénué de toute réserve d'énergie.
- Si la matrice D présente des termes non nuls, il existe des relations instantanées entre des grandeurs d'entrée et de sortie : la relation globale, formée d'un assemblage des deux précédentes, est alors dite semi-causale (ou semi-rigide). Pour certaines composantes, l'équation différentielle associée a le même degré de dérivation tant sur la sortie que sur l'entrée : toutefois, la causalité reste interne au système dans lequel il y a nécessairement de l'énergie accumulée.

La Figure A1-2 montre les processeurs correspondants qui se distinguent par la nature des flèches intérieures, retenue selon le caractère de la relation associée : causal (a : simple orientation), instantané (b : double orientation) ou semi-causal (c : orientation barrée). Dans ces représentations, les conditions initiales sont implicites ; pour traiter des cas particuliers, rien ne s'oppose à les faire apparaître en tant qu'entrées supplémentaires.

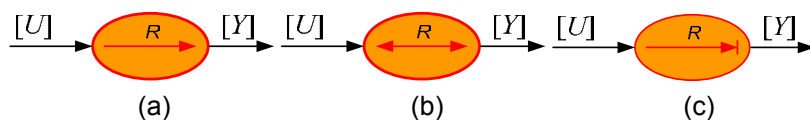


Figure A1-2. Représentations de la causalité

A1.6. Les constituants élémentaires

A1.6.1. Objets actifs

Les objets actifs sont les sources fournissant la puissance au système considéré. De façon naturelle, il n'existe que des générateurs potentiels, les sources cinétiques résultant toujours d'une mise en œuvre adaptée des premiers. Toutefois, la notion de système découlant d'une délimitation arbitraire sur un ensemble d'objets, on est amené à distinguer les deux cas en reprenant la terminologie propre aux dispositifs mécaniques : les sources d'effort et les sources de flux, respectivement de tension S_v et de courant S_i en électricité. Par définition, une source idéale impose l'une des deux composantes de la puissance, indépendamment de l'autre ; la Figure A2-3 montre la représentation adoptée : ce sont des processeurs à causalité implicite, car la grandeur de sortie n'est pas influencée par la grandeur d'entrée.

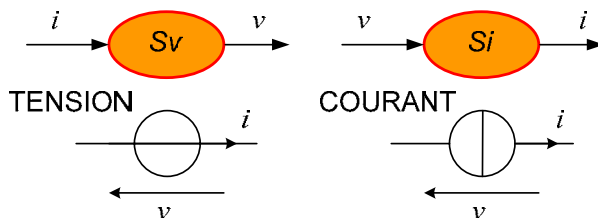


Figure A1-3. Source électrique

Pratiquement, on est amené à distinguer les sources moyennes des sources instantanées. Cette distinction est simplement induite par la réserve énergétique de l'objet face à la durée de l'échange de puissance avec le récepteur connecté. Par exemple, une batterie d'accumulateurs est une source moyenne de tension ; mais elle peut être une source instantanée de courant au

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

moment de sa connexion à une charge, en raison de l'inductance que présentent les fils conducteurs.

A1.6.2. Objets accumulateurs simples

Ce sont des éléments générateurs causaux : la bobine et le condensateur en électricité, la masse et le ressort en mécanique. L'énergie fournie à un tel objet, sous forme cinétique ou potentielle, est convertie sous sa forme duale par accumulation dans ce même élément.

Le flux ϕ et la tension v , le courant i et la quantité d'électricité Q , la quantité de mouvement et la force, la vitesse et la position sont autant de variables duales respectivement qualifiables de cinétiques et de potentielles. Ce sont les grandeurs d'état ou grandeurs énergétiques. Cette accumulation énergétique explique leur caractère de source instantanée.

La Figure A2-4 représente les objets bobine et condensateur idéaux (sans pertes), le graphe élémentaire associé montrant la causalité naturellement intégrale et le modèle mathématique. Dans un modèle, ces éléments sont désignés respectivement processeur cinétique et processeur potentiel.

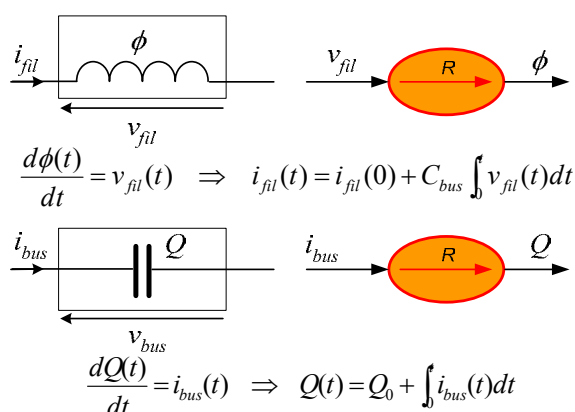


Figure A1-4. Objets accumulateurs électriques simples.

Dans une bobine, on dira que le flux intègre la tension par accumulation cinétique ; dans un condensateur la quantité d'électricité intègre le courant par accumulation potentielle. Ainsi, sur la Figure A1-4 les expressions sont toujours écrites en disposant la grandeur influente (d'entrée) dans le second membre ; les transformations physiques qu'elles représentent doivent être considérées comme non commutatives en dépit de leur interprétation mathématique. Le respect de cette règle est le meilleur garant de l'acquisition et du développement du sens physique d'une part, de l'explication des phénomènes naturels caractérisant les systèmes d'autre part.

A1.6.3. Objets dissipateurs simples

Ce sont des éléments physiques sans causalité préétablie : la résistance en électricité, (l'amortisseur en mécanique). Quelle que soit la forme, l'énergie présente à l'entrée d'un tel objet est totalement dissipée en chaleur dans ce même élément ; il en résulte une relation rigide entre le courant i_R et la tension v_R .

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

La Figure A1-5 représente l'objet résistance idéale de valeur R (sans accumulation) ; la grandeur influente du processeur qualifiée de dissipateur, est déterminée selon le contexte où se trouve l'élément. Ainsi, si cette résistance est en série avec une bobine, c'est le courant qui lui est imposé ; si elle est en parallèle avec un condensateur, c'est la tension qui devient la grandeur influente.

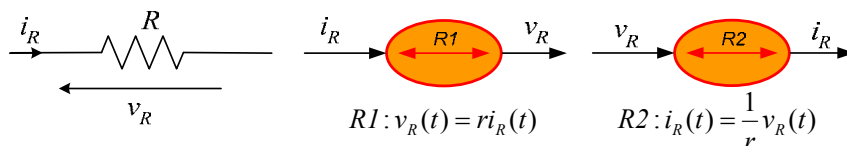


Figure A1-5. Objet dissipateur électrique

A1.6.4. Objets coupleurs de puissance

Par définition, ces objets assurent le transfert énergétique entre deux groupements, sans pertes ni accumulation. Cette neutralité assure donc la conservation de la puissance instantanée, mais il peut y avoir modification de la nature énergétique des grandeurs ainsi que de leur domaine de rattachement (mécanique, électrique, ...).

La Figure A1-6 montre les représentations des deux couplages conservant la puissance ; les notations e et f désignent respectivement des grandeurs potentielles et cinétiques ; dans les deux cas :

$$e_1 f_1 = e_2 f_2 \quad (\text{A1-2})$$

On distingue alors :

- les modulateurs qui maintiennent la nature énergétique des grandeurs de part et d'autre des éléments de couplage ; le coefficient m désigne l'indice de modulation tel que :

$$e_2 = m e_1, \quad f_1 = m f_2 \quad (\text{A1-3})$$

- les gyrateurs qui permutent la nature énergétique des grandeurs de part et d'autre des éléments de couplage ; le coefficient r désigne l'indice de gyration tel que ;

$$f_2 = r e_1, \quad f_1 = r e_2 \quad (\text{A1-4})$$

Le transformateur parfait, le réducteur idéal, les convertisseurs statiques à interrupteurs idéaux appartiennent à la classe des modulateurs.

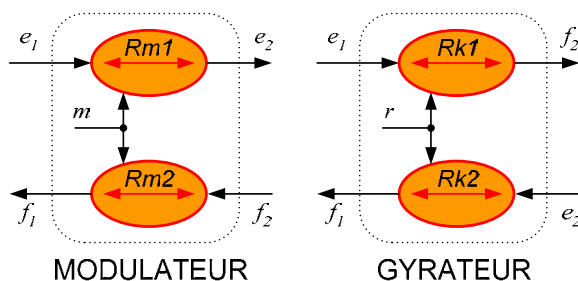


Figure A1-6. Objets coupleurs de puissance

La conversion électromécanique représentée par la machine à courant continu idéale (absence de pertes et d'accumulation) est l'exemple typique de gyrateur classiquement

rencontré ; il y a permutation non seulement de la nature énergétique des grandeurs, mais également de leur nature physique (transformations courant-couple, vitesse-f.e.m.).

A1.7. Commande

A1.7.1. Principe

Commander un processus, c'est imposer la trajectoire d'une composante choisie de la puissance (transitée et/ou transformée) grâce à une action de réglage sur la seconde. Par exemple, l'asservissement de la vitesse d'un moteur est un réglage de la puissance mécanique par action sur le couple. De manière générale, le contrôle revient à définir à tout instant le niveau d'énergie accumulée dans ce même processus selon des critères liés à l'application. Si ce moteur entraîne une inertie invariante, la régulation de vitesse maintient l'énergie cinétique mécanique à une valeur elle-même constante. En revanche, l'énergie cinétique électrique est susceptible d'évoluer en fonction du courant nécessaire. Ceci démontre que toute commande est implicitement conçue dans l'espace d'état, quels que soient l'art ou la manière d'atteindre l'objectif fixé par le cahier des charges de l'utilisation.

L'originalité des systèmes électriques et électromécaniques est incontestablement la complexité naturelle induite par des contraintes de toute nature. Cette particularité a amené les chercheurs à lui donner une structuration autour de deux axes : l'axe de commande hiérarchisé selon des critères formation énergétique, l'axe de commande hiérarchisé selon des critères fonctionnels et temporels [GRA-87][HAU-90]. Le séquençage des interrupteurs statiques est une fonction essentiellement de type logique, réclamant une grande dynamique pour le contrôle ; en revanche l'asservissement d'une grandeur d'état mécanique de ce même système se pose forcément en des termes très différents.

Dans cette partie, nous amenons les fondements qui vont conduire naturellement à la structuration de l'axe de commande. En dépit de la méthode adoptée, définir une commande sous une forme ou sous une autre (algorithme continu, échantillonné, inférences floues, etc.) est la recherche implicite d'un modèle inverse du processus à conduire. En d'autres termes, c'est l'expression d'une volonté d'inversion causale : Puisque l'on connaît l'effet de la cause, il suffit donc de créer la bonne cause pour avoir le bon effet.

A1.7.2. Les concepts du modèle inverse

Principes d'inversion

Pour un processeur élémentaire donné, l'inversion d'une relation entrée-sortie détermine une relation de commande pour le dispositif physique ainsi modélisé. La commande revient donc à permuter l'orientation des variables concernées et à déterminer le modèle mathématique inverse du processus. En pratique, le principe de causalité naturelle oblige à réaliser cette opération avec des artifices différents selon la nature et la complexité du modèle mathématique ; en effet, comme l'évolution de tout système provient d'une intégration globale, vouloir imposer cette évolution suppose de pouvoir disposer de la dérivation qui, par essence, est une opération physiquement irréalisable [HAU-97].

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

Relation instantanée

C'est le cas limite pour lequel l'inversion est directement réalisable si la relation est bijective (à une valeur donnée de u correspond une valeur unique de y). La Figure A1-7 (a) montre comment se détermine le processeur de commande définissant la grandeur de réglage u_{reg} en fonction de la référence y_{ref} .

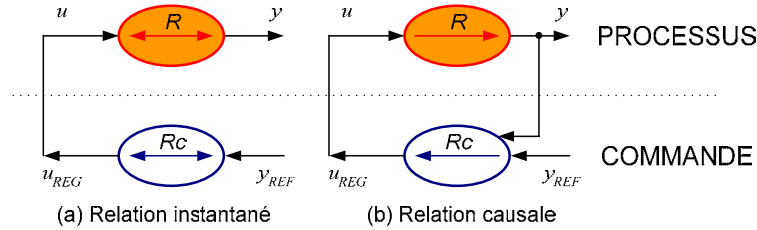


Figure A1-7. Inversion des relations élémentaires

Celle-ci représente la trajectoire souhaitée pour la grandeur influencée y et C désigne la fonction de commande. Il vient :

$$R \rightarrow y = R(u), \quad Rc \rightarrow u_{REG} = C(y_{REF}) \quad (A1-5)$$

$$\text{Si } u = u_{REG} \text{ et } C = R^{-1} \text{ alors } y \rightarrow y_{REF}$$

Relation causale

L'accumulation énergétique rend l'évolution de la grandeur influencée également dépendante du temps. Dans ces conditions, une relation causale ne peut pas être bijective (à une valeur donnée de u peut correspondre une infinité de valeurs de y). L'inversion est alors réalisée indirectement en prenant en compte à tout instant la situation de la grandeur y par rapport à sa référence y_{ref} . Le processeur de commande a pour rôle de minimiser cet écart et on retrouve ainsi le concept classique d'asservissement par élaboration d'une grandeur de réglage en boucle fermée.

Il vient :

$$R \rightarrow y = R(u), \quad Rc \rightarrow u_{REG} = C(y_{REF} - y) \quad (A1-6)$$

$$\text{Si } u = u_{REG} \text{ et } C \rightarrow \infty \text{ alors } y \rightarrow y_{REF}$$

$C \rightarrow \infty$ signifie ici établir une relation à grande gain sur l'écart, donc obtenue par une forte amplification de cet écart.

Si la grandeur y suit effectivement sa référence y_{ref} , il en découle que la relation de commande réalise bien l'inversion indirecte de celle du processus définie par l'opération fonctionnelle :

$$u_{REG} = R^{-1}(y_{REF}) \quad (A1-7)$$

Sur la Figure A1-7 (b), la causalité de la relation de commande est indéterminée car dépendante du connecteur utilisé.

Annexe 1. Présentation du formalisme GIC

Remarques :

- Une relation semi-causale ne peut être, en toute rigueur, directement inversée puisqu'elle se classe implicitement dans les relations non bijectives.
- Une relation rigide, dont les paramètres sont variants ou inconnues, peut être inversée par une boucle d'asservissement, donc par la méthode indirecte.

A propos des notations

Les grandeurs de référence sont repérées avec l'indice REF ; elles correspondent à une trajectoire désirée pour la grandeur commandée (ou sortie du processus).

Les grandeurs de réglage sont repérées avec l'indice REG ; elles sont calculées par la relation de commande et représentent la trajectoire nécessaire de la variable d'entrée du processus. Dans un système complexe, une telle grandeur peut également devenir une grandeur de référence si plusieurs asservissements sont associés en cascade.

Bibliographie :

- [FAU-92] J. FAUCHER, M. GRANDPIERRE, "Les graphes informationnels de causalité : application à la simulation des systèmes électriques". Journées électrotechniques du club EEA, Paris, France, 1992.
- [GRA-87] M. GRANDPIERRE, "Commande numérique des machines électriques", Thèse de Doctorat Sciences, Institut National Polytechnique de Toulouse, 1987.
- [HAU-90] J.P. HAUTIER, "Contribution à la conception des commandes dans les systèmes à convertisseurs statiques", Habilitation à diriger les recherches, Université des Sciences et Technologies de Lille, 1990.
- [HAU-96] J.P. HAUTIER, J. FAUCHER, "Le Graphe Informationnel Causal, outil de modélisation et de synthèse des commandes des processus électro-mécaniques", Bulletin de l'Union des Physiciens n°785, Cahier Spécial de l'Enseignement Supérieur, pp. 167-189, 1996.
- [HAU-97] J.P. HAUTIER, J.P. CARON, "Systèmes automatiques. Tome 2 : Commande des processus", Editions Ellipses, Paris, 1997.
- [HAU-99] J.P. HAUTIER, J.P. CARON, "Convertisseurs statiques. Méthodologie causale de modélisation et de commande", Editions Technip, 1999.

Annexe 2. Présentation du formalisme REM

A2.1. Principe

La représentation Energétique Macroscopique (REM) est un outil graphique basé sur le principe d'action-réaction [BOU-02][BOU-00][PIE-01]. Les éléments de base de la REM, au nombre de 4, sont :

- les sources d'énergie,
- les éléments de conversion,
- les éléments d'accumulations,
- les connecteurs.

A2.2. Aspects de la modélisation avec la REM

A2.2.1. Les sources d'énergie

Les sources d'énergie sont représentées en un cercle ovale de couleur verte. Elles peuvent être génératrices ou réceptrices. La Figure A3-1 représente deux types de source, l'une étant source de flux et l'autre source s'effort.

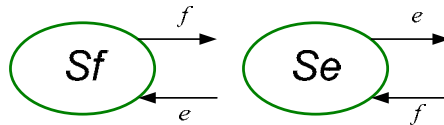


Figure A2-1. REM des sources énergétiques

A2.2.2. Les éléments d'accumulation

Les éléments d'accumulation sont représentés par des rectangles oranges barrés (Figure A2-2). Il peut s'agir d'une bobine (Figure A2-2.a), d'un condensateur (Figure A2-2.b) ou encore d'une masse tournante (Figure A2-2.a).

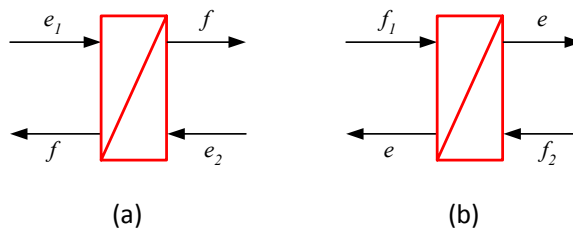


Figure A2-2. REM d'un élément d'accumulation

A2.2.3. Les éléments de conversion

Les éléments de conversion assurent la conversion de l'énergie sans accumulation d'énergie et sont représentés en orange. La Figure A2-3 et la Figure A2-4 montrent trois éléments de conversion de différente nature :

Annexe 2. Présentation du formalisme REM

- un élément de conversion électrique qui peut être un onduleur de tension par exemple,
- un élément de conversion électromécanique qui est une partie de machine électrique,
- et un élément de conversion mécanique qui peut être une boîte de vitesse par exemple.

La variable m est une grandeur de réglage pour un modulateur.

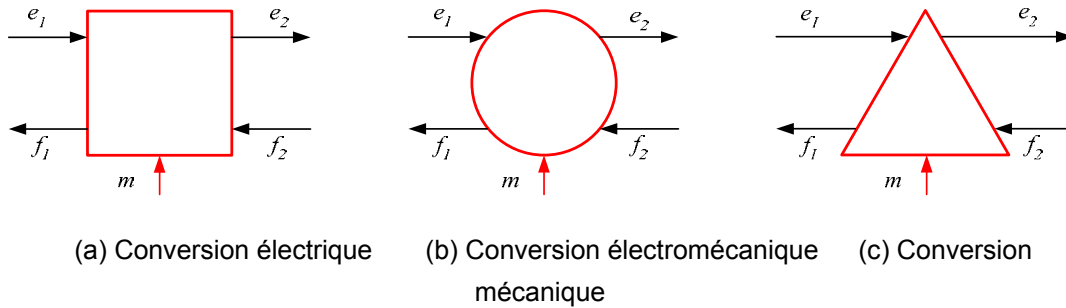


Figure A2-3. REM des éléments de conversion pour un modulateur

La variable r est une grandeur de réglage pour un gyrateur.

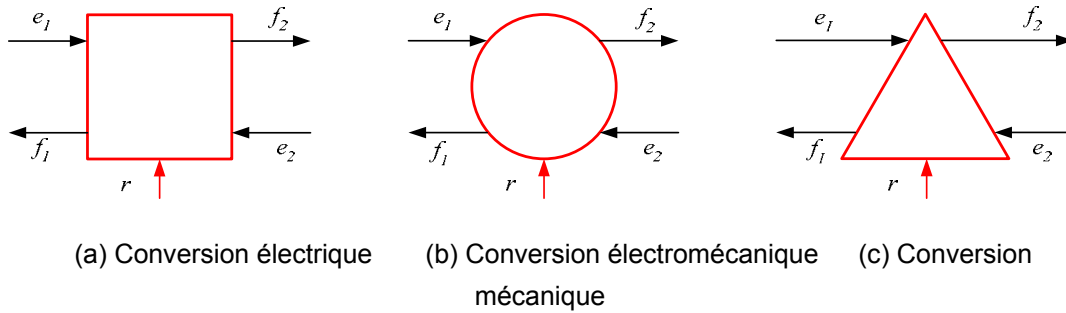


Figure A2-4. REM des éléments de conversion pour un gyrateur

A2.2.4. Les connecteurs

Les connecteurs représentent le couplage de certains nombres d'éléments. Ils sont souvent mis en série ou mis en parallèle pour un système électrique (Figure A2-5).

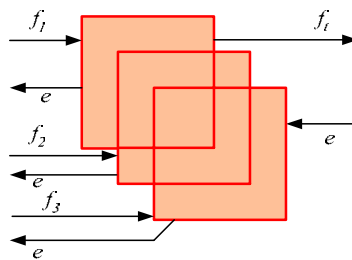


Figure A2-5. REM d'un élément de connecteur e

A2.3. Formalisme pour la commande

En plus de proposer une modélisation montrant l'interaction entre les différentes variables de flux et d'effort, la REM permet, par inversion des éléments de conversion et d'accumulation, de déterminer la structure de la commande maximale en caractérisant les différentes fonctions de commande dédiée à chaque objet.

A2.3.1. Inversion des éléments de conversion

La Figure A3-6 montre le principe d'inversion des éléments de conversion d'un modèle moyen. Ceci permet de contrôler soit une variable d'effort via la grandeur de réglage m soit d'estimer une variable de flux à condition de connaître la grandeur de réglage.

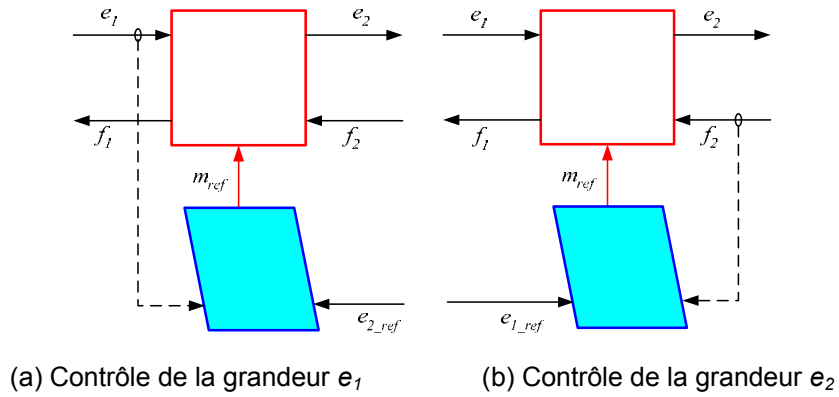


Figure A2-6. Inversion d'un élément de conversion

A2.3.2. Inversion des éléments d'accumulation

La Figure A2-7 montre le principe d'inversion d'un élément d'accumulation permettant de contrôler la variable d'effet. Ceci implique la présence d'un correcteur adapté pour une bonne régulation de la consigne en raison du caractère causal de l'élément d'accumulation.

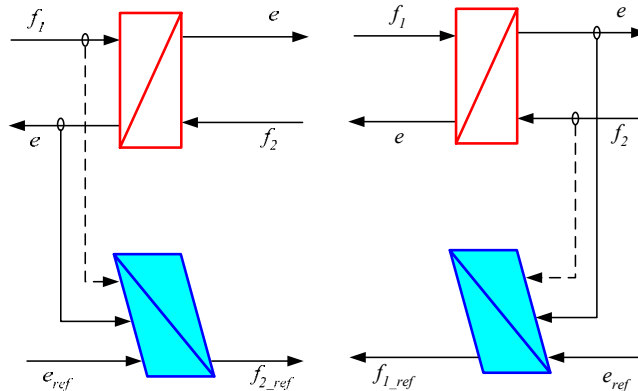


Figure A2-7. Inversion d'un élément d'accumulation

Bibliographie :

- [BOU-00] A. BOUSCAYROL, X. GUILLAUD, Ph. DELARUE, "Macro modélisation des conversions électromécaniques. Application à la commande des machines électriques", *Revue Internationale de Génie Electrique* 3 (2000), no. 2, p. 257-282.
- [BOU-02] A. BOUSCAYROL, Ph. DELARUE, "Simplifications of the maximum control structure of a wind energy conversion system with an induction generator", *International Journal of Renewable Energy Engineering* 4 (2002), no. 2, p. 479-485.
- [PIE-01] R. PIERQUIN, A. TARKIAINEN, A. BOUSCAYROL, J.P. HAUTIER, "Behaviour model control structures for an electric vehicle", EPE 2001, 2001.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Millais C, Teske S. Wind force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. Brussels: European Wind Energy Association Technical Report, 2005.
- [2] Joos G. Wind turbine generator low voltage ride through requirements and solutions. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2008.
- [3] Arulampalam A, Ramtharan G, Jenkins N, et al. Trends in wind power technology and grid code requirements. International Conference on Industrial and Information Systems, 2007:129-134.
- [4] Schlabbach J. Low voltage fault ride through criteria for grid connection of wind turbine generators. International Conference on European Electricity Market, 2008.
- [5] Hautier J.P, Barre P. The Causal Ordering Graph, A tool for system modelling and control law synthesis. Studies in informatics and control, 2003, 13(4): 265-283.
- [6] Guillaud X, Barre P, Hautier J.P. Modeling, control and causality: the Causal Ordering Graph. 16th IMACS world congress, 2000.
- [7] Guillaud X, Barre P, Hautier J.P. Synthesis of control law with the method of Causal Ordering Graph. ICEM, 2000, vol. 4: 1917-1921.
- [8] Barre P, Bouscayrol A, Delarue, P, et al. Inversion-based control of electromechanical systems using causal graphical descriptions. IECON 2006, 2006: 5276-5281.
- [9] Bouscayrol A, Davat B, de Fornel B, et al. Multimachine Multiconverter System: application for electromechanical drives. European Physics Journal – Applied Physics, 2000, 10(2): 131-147.
- [10] Bouscayrol A, Guillaud X, Delarue P, et al. Energetic Macroscopic Representation and inversion-based control illustrated on a Wind Energy Conversion System using Hardware-in-the-Loop simulation. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2009, 56(12): 4826-4835.
- [11] Delarue P, Bouscayrol A, Tounzi X, et al. Modeling, control and simulation of an overall wind energy conversion system. Renewable Energy, 2003, 28(8): 1169-1184.
- [12] Burton T, Sharpe D, Jenkins N, et al. Wind energy handbook. New York: John Wiley & Sons, 2001.
- [13] Abdin E, Xu W. Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine induction generator unit. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2000, 15(1): 91-96.
- [14] Ekanayake J, Holdsworth L, Jenkins N. Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines. Electric Power Systems Research, 2005, 67(3):207-215.
- [15] Jabr H, Kar C. Effects of main and leakage flux saturation on the transient performances of doubly-fed wind driven induction generator. Electric Power Systems Research, 2007, 77(8):1019-1027.
- [16] Francois B. Formalisme de modélisation et de synthèse des commandes appliqué aux convertisseurs statiques à structure matricielle. Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille 1, janvier 1996.
- [17] Francois B, Cambronne J, Hautier J. P. A new approach for synthesizing logic connection controllers in power converters. EPE'95, September 1995, Sevilla, Spain.
- [18] Guillaud X, Francois B. A causal method for the modelling of static converter and the control design : Application to a Voltage Source Converter. EPE'03, September 2003, Toulouse, France.
- [19] Guillaud X. Sur la modélisation et la commande des redresseurs de courant à interrupteurs bi-commandables. Thèse de Doctorat : Spécialité Génie Electrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, 1992.
- [20] Hautier J. P, Caron J. Convertisseur statiques, methodologie causale de modelisation et de commande. Editions Technip, 1999.

- [21] Peng LI. Formalisme pour la Supervision de Systèmes Hybrides Multi Sources de Générateurs d'Énergie Répartie: Application à la Gestion d'un Micro Réseau. Thèse de l'École Centrale de Lille, soutenue le 19/06/2009.
- [22] S. El Aimani. Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. Thèse soutenu en 2004 de l'École Centrale de Lille.
- [23] Bearee R, Barre P, Hautier J. P. Control structure synthesis for electromechanical systems based on the concept of inverse model using Causal Ordering Graph. IECON 2006, 2006: 5289-5294.
- [24] Bouscayrol A, Delarue P, Guillaud X. Power strategies for Maximum Control Structure of a wind energy conversion system with a synchronous machine. *Renewable Energy*, 2005, 28: 2273-2288.
- [25] Bouscayrol A, Delarue P. Simplifications of the Maximum Control Structure of a wind conversion system with an induction generator. *International Journal of Renewable Energy Engineering*, 2002, 4(2): 479-485.
- [26] Pena R, Clare J, Asher G. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *IEE Proceedings Electric Power Applications*, 1996, 13(3):231-241.
- [27] Muller S, Deicke M, Doncker R. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2002, 8(3):26-33.
- [28] Petersson A, Harnefors L, Thiringer T. Comparison between stator-flux and grid-flux-oriented rotor current control of doubly-fed induction generators. *PESC 04*, 2004, 1: 482-486.
- [29] Chondrogiannis S, Barnes M. Stability of doubly-fed induction generator under stator voltage orientated vector control. *IET Renewable Power Generation*, 2008, 2(3):170-180.
- [30] Yao J, Li H, Liao Y, et al. An improved control strategy of limiting the DC-link voltage fluctuation for a doubly fed induction wind generator. *IEEE Transaction on Power Electronics*, 2008, 23(3):1205-1213.
- [31] Iov F, Hansen A, Sorensen P, et al. Mapping of grid faults and grid codes. *RISØ Report*, 2007.
- [32] Holdsworth L, Wu X, Ekanayake J, et al. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 2003, 150(3):342-352.
- [33] Vicatos M, Tegopoulos J. Transient state analysis of a doubly fed induction generator under three phase short circuit, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 1991, 6(1):62-68.
- [34] Seman S, Niiranen J, Kanerva S, et al. Performance study of a Doubly Fed Wind-Power Induction Generator under network disturbances. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2006, 21(4):883-890.
- [35] Sun T, Chen Z, Blaabjerg F. Transient analysis of grid-connected wind turbines with DFIG after an external short-circuit fault. *Nordic Wind Power Conference*, 2004.
- [36] El-Sattar A, Saad N, Shams El-Dein M. Dynamic response of doubly fed induction generator variable speed wind turbine under fault. *Electric Power Systems Research*, 2008, 78:1240-1246.
- [37] Perdana A, Carlson O, Persson J. Dynamic response of grid-connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances. *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, 2004.
- [38] Petersson A, Harnefors L, Thiringer T. Evaluation of current control methods for wind turbines using doubly-fed induction machines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2005, 20(1):227-235.
- [39] Gomis-Bellmunt O, Junyent-Ferre A, Sumper A, et al. Ride-Through control of a doubly fed induction generator under unbalanced voltage sags. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2008, 23(4):1036-1045.
- [40] Ekanayake J, Holdsworth L, Wu X, et al. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003, 18(2):803-809.
- [41] Xiang D, Ran L, Tavner P, et al. Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2006, 21(3):652-662.

- [42] He Y, Hu J, Zhao R. Modeling and control of wind-turbine used DFIG under network fault conditions. *International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2005, 2:986-991.
- [43] Peng L, Li Y, Francois B. Modeling and control of the DFIG wind turbine system by Using Causal Ordering Graph during voltage dips. *ICEMS 2008*: 2412-2417.
- [44] Peng L, Li Y, Francois B. Dynamic behavior of doubly fed induction generator based wind turbines under three-phase voltage dips. *IPEMC 2009*: 620-626.
- [45] Seman S, Niiranen J, Arkkio A. Ride-Through Analysis of Doubly Fed Induction Wind-Power Generator Under Unsymmetrical Network Disturbance. *IEEE Transaction on Power Systems*, 2006, 21(4):1782-1789.
- [46] Anaya-Lara O, Hughes F, Jenkins N, et al. Rotor flux magnitude and angle control strategy for doubly fed induction generators. *Wind Energy*, 2006, 9:479-495.
- [47] Almeida R, Lopes J, Barreiros J. Improving power system dynamic behavior through doubly fed induction machines controlled by static converter using fuzzy control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, 19(4):1942-1950.
- [48] Rathi M, Mohan N. A novel robust low voltage and fault ride through for wind turbine application operating in weak grids. *IECON 2005*, 2005.
- [49] Quang N, Dittrich A, Lan P. Doubly-fed induction machine as generator in wind power plant nonlinear control algorithms with direct decoupling. *EPE'05*, 2005.
- [50] IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system. *IEEE Standard*:519-1992.
- [51] Bollen M, Styvaktakis S. Characterization of three-phase unbalanced sags, as easy as one, two, three. *IEEE PES Summer Meeting*, 2000.
- [52] Bollen M. Characterization of voltage sags experienced by three phase adjustable-speed drives. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1997, 12:1666- 1671.
- [53] Bollen M, Graaff R. Behavior of AC and DC drives during voltage sags with phase-angle jump and three-phase unbalance. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 1999.
- [54] Bollen M, Olguin G, Martins M. Voltage dips at the terminals of wind power installations. *Wind Energy*, 2005, 8:307-318.
- [55] Peng L, Colas F, Francois B, et al. A modified vector control strategy for DFIG based wind turbines to ride-through voltage dips. *EPE '09*, September, Barcelona, Spain.
- [56] Lopez J, Sanchis P, Roboam X, et al. Dynamic behavior of the Doubly Fed Induction Generator during three-phase voltage dips. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2007, 22(3):709-717.
- [57] Niiranen J. Simulation of doubly fed induction generator wind turbine with an active crowbar. *EPE-PEMC 2004*, 2004.
- [58] Niiranen J. Voltage dip ride through of a doubly-fed generator equipped with an active Crowbar. *Nordic Wind Power Conference*, 2004.
- [59] Morren J, Haan S. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2005, 20(2):435-441.
- [60] Erlich I, Kretschmann J, Fortmann J, et al. Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(3):909-919.
- [61] Abbey C, Joos G. Supercapacitor energy storage for wind energy applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2007, 43(3):769-776.
- [62] Petersson A, Lundberg S, Thiringer T. A DFIG wind turbine ride-through system influence on the energy production. *Wind Energy*, 2005, 8:251-263.
- [63] Flannery P, Venkataramanan G. A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2008,

23(3):1126-1135.

- [64] Hansen A, Michalke G. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. *Renewable Energy*, 2007, 32:1594-1610.
- [65] Hansen A, Michalke G, Sorensen P, et al. Coordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults. *Wind Energy*, 2007, 10:51-68.
- [66] Seman S, Niiranen J, etc. Ride-Through Analysis of Doubly Fed Induction Wind-Power Generator Under Unsymmetrical Network Disturbance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21(4):1782-1789.
- [67] Tsourakis G, Vournas C. Simulation of low voltage ride through capability of wind turbines with Doubly fed induction generator. *EWEC 2006*, Athens, Greece.
- [68] Rodriguez M, Abad G, etc. Crowbar control algorithms for doubly fed induction generator during voltage dips. *EPE 2005*, Dresden, Germany.
- [69] Dittrich A, Stoev A. Comparison of fault ride-through strategies for wind turbines with DFIM generators. *EPE 2005*, Dresden, Germany.
- [70] Lohde R, Jensen S, Knop A, et al. Analysis of three phase grid failure on doubly fed induction generator ride-through using Crowbars. *EPE 2007*, Aalborg, Denmark.
- [71] Peng L, Francois B, Li Y. Improved crowbar control strategy of DFIG based wind turbines for grid fault ride-through. *APEC 2009*: 1932-1938.
- [72] Blaabjerg F, Chen Z, Kjaer S. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2004, 19(5):1184-1194.
- [73] Carrasco J, Franquelo L, Bialasiewicz J, et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 2006, 53(4):1002-1016.
- [74] Lai J, Peng F. Multilevel converters-a new breed of power converters. *IEEE Transactions on Industry Application*, 1996, 32(3):509-517.
- [75] Rodriguez J, Lai J, Peng F. Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2002, 49(4):724-736.
- [76] Portillo R, Prats M, Leon J, et al. Modeling strategy for back-to-back three-level converters applied to high-power wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2006, 53(5):1483-1491.
- [77] Malinowski M, Stynski S, Kolomyjski W, et al. Control of three-level PWM converter applied to variable-speed-type turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2009, 56(1): 69-77.
- [78] Francois B. Conception des dispositifs de commande des convertisseurs de puissance par modulation directe des conversions, Perspectives pour l'insertion de production d'énergie dispersée dans les réseaux électriques. *HABILITATION A DIRIGER DES RECHERCHES*, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2003.
- [79] Francois B, Semail E. Modeling and control of a three-phase neutral point clamped inverter by means of a direct space vector control of line to line voltages. *EPE-PEMC 2002*, 2002.
- [80] Bouhali O, Francois B, Berkouk M, et al. Power sizing and control of a three-level NPC converter for grid connection of wind generators. *Electromotion Journal*, 2009, 16(1):38-48.
- [81] Kazmierkowski M, Malesani L. Current control techniques for three-phase voltage-source PWM converters: a survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1998, 45(5):691-703.
- [82] Dalessandro L, Drogenik U, Round S, et al. A novel hysteresis current control for three-phase three-level PWM rectifiers. *APEC 2005*, 2005, 1:501-507.
- [83] Ho C, Cheung V, Chung H. Constant-frequency hysteresis current control of grid-connected VSI without bandwidth control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2009, 24(11): 2484-2495.
- [84] Peng L, Li Y, Francois B. Low voltage ride-through of high power DFIG wind turbine using three-level NPC converters. *IECON '09*, 2009: 609-614.

- [85] Kwon B, Min B, Youm J. An improved space vector-based hysteresis current controller. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 1998, 45(5):752-760.
- [86] Mohseni M, Islam S. A space vector-based current controller for doubly fed induction generators. IECON '09, 2009: 3868-3873.
- [87] Ghennam T, Berkouk E.M, Francois B. A Novel Space Vector Current Control Based on Circular Hysteresis Areas of a Three-Phase Neutral-Point-Clamped Inverter. IEEE Transaction on Industrial Electronics, 2010.
- [88] Celanovic N, Boroyevich D. A comprehensive study of neutral-point voltage balancing problem in three-level neutral-point-clamped voltage source PWM inverters. IEEE Transactions on Power Electronics, 2000, 15(2): 242-249.
- [89] Dalessandro L, Round S, Kolar J. Center-Point Voltage Balancing of Hysteresis Current Controlled Three-Level PWM Rectifiers. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(5): 2477-2488.
- [90] Ghennam T, Berkouk E, Francois B. DC-link voltage balancing algorithm using a space-vector hysteresis current control for three-level VSI applied for wind conversion system. EPE 2007, 2007.
- [91] Peng L, Li Y, Francois B. Reconfiguration of control strategies for high power DFIG wind turbine system to meet grid code requirements. PEDS 2009: 746-751

PUBLICATIONS DES RESULTATS

- [1] Ling Peng, Bruno Francois, Yongdong Li. Improved crowbar control strategy of DFIG based wind turbines for grid fault ride-through. APEC 2009 (24th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition): 1932-1938.
- [2] Ling Peng, Frederic Colas, Bruno Francois, et al. A modified vector control strategy for DFIG based wind turbines to ride-through voltage dips. EPE '09 (13th European Conference on Power Electronics and Applications).
- [3] Ling Peng, Bruno Francois, Yongdong Li. Low voltage ride-through of high power DFIG wind turbine using three-level NPC converters. IECON 2009 (35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics): 609-614.
- [4] Ling Peng, Yongdong Li, Bruno Francois. Dynamic behavior of doubly fed induction generator based wind turbines under three-phase voltage dips. IPEMC 2009 (IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference): 620-626.
- [5] Ling Peng, Yongdong Li, Bruno Francois. Reconfiguration of control strategies for high power DFIG wind turbine system to meet grid code requirements. PEDS 2009 (International Conference on Power Electronics and Drive Systems): 746-751.
- [6] Ling Peng, Yongdong Li, Bruno Francois. Modeling and control of the DFIG wind turbine system by Using Causal Ordering Graph during voltage dips. ICEMS 2008 (11th International Conference on Electrical Machines and Systems): 2412-2417.
- [7] Ling Peng, Yongdong Li, Jianyun Chai, et al. Vector control of a doubly fed induction generator for stand-alone shaft generator systems. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2009, 49 (7): 938-942.
- [8] Ling Peng, Yongdong Li, Jianyun Chai, et al. Vector control of a doubly fed induction generator for stand-alone ship shaft generator systems. ICEMS 2007 (10th International Conference on Electrical Machines and Systems): 1033-1036.

RESUME

Avec le développement massif de l'éolien, les prescriptions techniques de raccordement de cette technologie obligeront 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.

A partir d'un modèle dynamique d'une éolienne à base de Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA), une commande vectorielle améliorée a été proposée en prenant en compte la dynamique du flux statorique engendrée par la chute de tension. Les performances supérieures en terme 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 importants, une protection matérielle (crowbar) est implémentée avec un contrôle de la 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.

Un contrôle vectoriel à hystérésis des courants pour les deux convertisseurs électroniques multiniveaux est proposé et évalué pour améliorer la réponse dynamique de ces convertisseurs et pour réduire les effets des variations des paramètres sur les performances de la commande.

Selon la durée du défaut, des objectifs différents de contrôle doivent être réalisés en priorité pour empêcher des surintensités rotoriques et pour fournir de la puissance réactive. Une reconfiguration complète du dispositif de commande de cette éolienne est détaillée pour renforcer le maintien de la production éolienne lors de défaillances.

Mots clefs

Machine Asynchrone à Double Alimentation, Modélisation graphique, Commande vectorielle, Insensibilité aux creux de tension, Contrôle vectoriel à hystérésis de courant, Reconfiguration de la commande, Eolienne, Creux de tension

ABSTRACT

With the massive development of wind energy, the technical requirements for connecting this technology will require the improvement of the fault ride-through capability of grid-connected wind turbines. The task for the grid system operator is to use all generators to ensure the stability of the electrical system.

From a dynamic model of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) based wind generator, an improved vector control has been proposed by taking into account the dynamics of the magnetic flux, which are generated by the voltage dip. The higher performances have been established by comparison with the conventional control method. The operation domain was also determined.

During serious voltage dips, a hysteresis control scheme of the active Crowbar is proposed to protect the system within a demagnetization method of the DFIG. Moreover, additional reactive power can be produced both by the MADA and the grid-side converter in order to support the electric network during the grid fault.

A space vector hysteresis current control strategy of both three-level converters is proposed to improve the dynamic response of the system and to reduce the parameter variation effects on the control performance.

Depending on the grid fault duration, different control objectives have to be achieved with priority to restrain the rotor over-current or to supply reactive power. Then the reconfiguration scheme of the control strategies of high power DFIG wind turbine system is proposed to enhance the fault ride-through capability of the DFIG system. With this specific methodology, the DFIG can stay connected and can supply maximal reactive current during voltage dips to help voltage recovery.

Keywords

Doubly fed induction generator, Graphical modeling, Vector control, Low voltage ride-through, Grid support capability, Control reconfiguration, Wind generator, Voltage dip