

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

## Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Pour obtenir le diplôme

## De Magister En Électrotechnique

Option :

### Réseaux Électriques

Par :

**M. BEN KHELIL Ehlal**

## Thème

# *Simulation Dynamique des Fermes Éoliennes Intégrées dans un Réseau Électrique Multimachine*

*Soutenu le ...../05/2010 devant la commission d'examen composée de :*

Dr. HACHEMI Mabrouk	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Président</i>
Dr. GHERBI Ahmed	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Encadreur</i>
Dr. RADJELI Hamoud	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>
Dr. BAYADI Abdelhafid	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>
Dr. RAHMANI Lazhar	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>

## *Dédicaces*

---

---

*Je dédie ce modeste travail*

- *D'abord à la mémoire de mon père (A.L.I), que Dieu le garde dans Son Vaste Paradis.*
- *A ma très chère mère, qui grâce à elle, je suis arrivé à continuer mes études.*
- *A mes frères.*
- *A ma très chère Fatiha.*
- *A tous mes amis a l'usine Midifile : Abde RAHIM Ayad, KHAIDER, ADEL, Sliman.*
- *A mon repère Matoub Lounes et Abane Ramdane.*
- *Et à tous mes camarades dans Mon Village et dans la région de la Kabylie.*

---

## *Remerciements*

---

Je tiens à remercier Dr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, pour avoir suivi ce travail avec autant de rigueur que de sympathie et de m'avoir formé à tous les aspects des métiers de la recherche et de l'enseignement. Je lui exprime toute ma gratitude pour son grande expérience, ses qualités humaines ainsi que ses inestimables conseils qui m'ont permis de mener à bien cette thèse. Qu'il trouve dans ce mémoire la marque de ma gratitude et de mes remerciements.

Je tiens à remercier les membres de jury Dr. RAHMANI Lazhar, Dr. BAYADI Abdelhafid et Dr. RADJELI Hamoud d'avoir accepté de juger ce travail, ainsi que Dr. HACHEMI Mabrouk d'avoir accepté de présider mon jury de thèse. Je remercie chacun d'eux pour les précieux conseils qui m'ont permis d'améliorer le présent manuscrit.

Il y a bien d'autres personnes à qui j'ai en écrivant ces quelques lignes mais je n'ai malheureusement pas pu citer tout le monde. Pardonnez moi, et merci tout de même.

Pour finir, je remercie celles et ceux qui auront l'audace d'ouvrir cette thèse d'en lire quelques parties.

Sétif, le 02/04/2010

E. Ben Khelil

# Sommaire

## INTRODUCTION GENERALE

### *Chapitre 01*

#### GENERALITES SUR LES SYSTEMES EOLIENS

1.1. Introduction .....	1.1
1.2. Différents types d'énergies renouvelables.....	1.1
1.2.1. Énergie géothermique .....	1.1
1.2.2. Énergie thermo solaire .....	1.2
1.2.3. Énergie éolienne.....	1.2
1.3. Situations de l'énergie renouvelable en Algérie.....	1.2
1.4. Importance de l'énergie éolienne .....	1.3
1.4.1. Avantages .....	1.3
1.4.2. Inconvénients .....	1.4
1.5. Différents types d'éoliennes.....	1.4
1.5.1. Éoliennes à axe vertical.....	1.5
1.5.2. Éoliennes à axe horizontal.....	1.7
1.6. Constitution d'un aérogénérateur.....	1.8
1.7. Tailles des éoliennes à axe horizontal.....	1.11
1.8. Domaines d'application des éoliennes.....	1.12
1.9. Caractéristiques du vent et des turbines .....	1.12
1.9.1. Loi de Betz.....	1.12
1.10. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	1.16
1.10.1. Système d'orientation des pales "pitch" .....	1.17
1.10.2. Système à décrochage aérodynamique "stall" .....	1.19
1.11. Types de machines électriques.....	1.20
1.12. Conclusion.....	1.21

### *Chapitre 02*

#### MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION DE L'EOLIENNE

2.1. Introduction .....	2.1
2.2. Partie mécanique.....	2.1
2.2.1. Modélisation d'une turbine éolienne.....	2.1

2.3. Partie électrique.....	2.6
2.3.1. Principe de fonctionnement.....	2.6
2.3.2. Modélisation de la génératrice asynchrone .....	2.7
2.3.3. Modélisation vectorielle de la génératrice asynchrone .....	2.12
2.3.4. Modèle diphasé de la machine asynchrone.....	2.14
2.3.5. Équations de puissance et de couple .....	2.15
2.3.6. Les convertisseurs de puissance dans l'éolienne à vitesse variable .....	2.16
2.4. Conclusion.....	2.19

## Chapitre 03

### SIMULATION DYNAMIQUE DES FERMES EOLIENNES A VITESSE FIXE INTEGREE DANS UN RESEAU MULTI MACHINE

3.1. Introduction .....	3.1
3.2. Technologies utilisées dans l'éolienne à vitesse fixe .....	3.1
3.2.1. Éoliennes à une seule vitesse de rotation fixe .....	3.1
3.2.2. Éoliennes à deux vitesses de rotation fixe .....	3.3
3.3. Modèle d'une éolienne à base de machine asynchrone à cage d'écureuil.....	3.4
3.4. Génération de l'angle d'orientation des pales « $\beta$ » .....	3.6
3.5. Calcul des valeurs des condensateurs de compensation .....	3.7
3.6. Raccordement des éoliennes au réseau électrique .....	3.7
3.7. Outil de simulation.....	3.8
3.8. Présentation du réseau d'étude .....	3.8
3.8.1. Structure du réseau .....	3.8
3.9. Simulation du système en régime dynamique permanent.....	3.9
3.9.1. Interprétations des résultats de simulation .....	3.13
3.10. Simulation du comportement du système en régime de court-circuit.....	3.13
3.10.1. Interprétations des résultats de simulation .....	3.17
3.11. Détermination du temps critique (CCT) de système.....	3.17
3.12. Système de protection.....	3.20
3.12.1. Test du système de protection.....	3.21
3.12.2. Interprétations des résultats de simulation .....	3.23
3.13. Conclusion.....	3.23

## Chapitre 04

### COMMANDE D'UNE EOLIENNE A BASE DE MADA A VITESSE VARIABLE

4.1. Introduction .....	4.1
4.2. Eoliennes à vitesse variable.....	4.1
4.2.1. Éolienne à vitesse variable pilotée par le stator.....	4.1
4.2.2. Éolienne à vitesse variable pilotée par le rotor.....	4.2
4.3. Mode de fonctionnement de la MADA .....	4.6
4.3.1. Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone.....	4.6
4.3.2. Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone.....	4.7
4.3.3. Fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone .....	4.7
4.3.4. Fonctionnement en mode génératrice hyper-synchrone.....	4.8
4.4. Modélisation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation .....	4.9
4.5. Stratégies de commande de la turbine éolienne .....	4.10
4.5.1. Technique d'extraction du maximum de la puissance.....	4.11
4.6. Stratégie de commande d'un système éolien à base de MADA.....	4.13
4.6.1. Principe de la commande vectorielle .....	4.14
4.6.2. Principe de la commande vectorielle de l'onduleur côté réseau.....	4.19
4.7. Conclusion.....	4.23

## Chapitre 05

### SIMULATION DYNAMIQUE DES FERMES EOLIENNES A VITESSE VARIABLE INTEGREE DANS UN RESEAU MULTI MACHINE

5.1. Introduction .....	5.1
5.2. Première application.....	5.1
5.2.1. Étude du comportement pour les différentes vitesses de vent .....	5.2
5.2.2. Étude du comportement du système éolien en cas d'un défaut.....	5.9
5.3. Deuxième application .....	5.14
5.3.1. Structure de réseau.....	5.14
5.3.2. Étude du comportement en régime normal .....	5.15
5.3.3. Étude du comportement en cas de court-circuit .....	5.18
5.4. Conclusion.....	5.20

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES .....	1
---	---



## Liste des Figures

Figure 1.1. Technologies d'éoliennes à axe vertical. ....	1.5
Figure 1.2 Effet du vent sur un corps creux. ....	1.5
Figure 1.3 Rotor de Savonius. ....	1.6
Figure 1.4 Principe de l'incidence variable .....	1.6
Figure 1.5 Capteur à axe horizontal [5].....	1.7
Figure 1.6 Éoliennes offshore de Middelgrunden (Danemark). ....	1.8
Figure 1.7 Schéma d'une éolienne à axe horizontal. ....	1.9
Figure 1.8. Éléments constituant une éolienne Nordex N60 (1300 kW). ....	1.10
Figure 1.9. Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance fournie .....	1.11
Figure 1.10. Tube de courant autour d'une éolienne.....	1.12
Figure 1.11. Coefficient de puissance [8].....	1.13
Figure 1.12. Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [9].....	1.14
Figure 1.13 Coefficient de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée $\lambda$ [11] .....	1.15
Figure 1.14 Couple de torsion sur le mât en fonction de l'angle de rotation pour différents.....	1.16
Figure 1.15. Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent .....	1.16
Figure 1.16. Variation de l'angle de calage d'une pale [13].....	1.17
Figure 1.17. Allure de la puissance générée par une éolienne à angle de calage variable.....	1.18
Figure 1.18. Flux d'air sur un de pales profile (stall) [15].....	1.19
Figure 1.19. Évolution de la configuration électrique. ....	1.21
Figure 2.1. Modèle mécanique de la turbine .....	2.2
Figure 2.2. Modèle mécanique simplifié de la turbine. ....	2.3
Figure 2.3. Schéma de la turbine éolienne. ....	2.3
Figure 2.4. Modélisation de la turbine sous Matlab/Simulink .....	2.4
Figure 2.5. Coefficient de puissance [22] .....	2.5
Figure 2.6. Glissement d'une génératrice asynchrone.....	2.7
Figure 2.7. Représentation schématique d'une MAS triphasée.....	2.8
Figure 2.8. Position relative des référentiels.....	2.13
Figure 2.9. Schéma équivalent en régime dynamique de la machine asynchrone .....	2.14

Figure 2.10. Représentation de la machine dans le repère diphasé .....	2.15
Figure 2.11. Schéma d'un onduleur de tension.....	2.16
Figure 2.12. Étape continue et filtre à la sortie du convertisseur côté réseau.....	2.18
Figure 2.13. Modèle électrique de l'éolienne .....	2.19
Figure 3.1. Éolienne à une seule vitesse fixe.....	3.2
Figure 3.2. Rendement de l'éolienne en fonction de la vitesse spécifique [2].....	3.3
Figure 3.3. Éolienne à deux vitesses fixes. ....	3.3
Figure 3.4. Structure globale du système éolien.....	3.4
Figure 3.5. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la MAS à cage .....	3.5
Figure 3.6. Les paramètres de la MAS à cage.....	3.5
<b>Figure 3.7.</b> Les paramètres de la turbine. ....	3.5
Figure 3.8. Régulation de l'angle avec un correcteur PI.....	3.6
Figure 3.9. Système de génération $\beta$ de référence. ....	3.6
Figure 3.10. Bibliothèque de Simulink .....	3.8
Figure 3.11. Réseau test.....	3.9
Figure 3.12. Vitesses de vent dans les deux sites de placement des parcs éoliens. ....	3.9
Figure 3.13. Comportement mécanique des parcs éoliens en régime dynamique. ....	3.10
Figure 3.14. Comportement électrique des parcs éoliens en régime permanent.....	3.11
Figure 3.15. Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens en régime dynamique permanent. ....	3.12
Figure 3.16. Réseau test en cas d'un défaut.....	3.13
Figure 3.17. Comportement mécanique des parcs éoliens en régime de C-C.....	3.14
Figure 3.18. Comportement électrique des parcs éoliens en régime de C-C.....	3.15
Figure 3.19. Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens en régime de C-C .....	3.16
Figure 3.20. Comportement mécanique des parcs éoliens à la durée de défaut $t_c \geq 0.19s$ . ....	3.18
Figure 3.21. Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens à la durée de défaut $t_c \geq 0.19s$ . ....	3.19
Figure 3.22. Système de protection. ....	3.20
Figure 3.23. Bloc de commande de système de la protection .....	3.20
Figure 3.24. Bloc de commande et son afficheur.....	3.21
Figure 3.25. Comportement les parcs éoliens avec un système de protection. ....	3.22
Figure 4.1. MAS connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs. ....	4.2
Figure 4.2. MAS connectée au réseau par l'intermédiaire de deux onduleurs.....	4.2
Figure 4.3. Machine asynchrone à rotor bobiné.....	4.3

---

Figure 4.4. MADA avec circuit de dissipation au rotor. ....	4.4
Figure 4.5. MADA avec structure de Kramer. ....	4.5
Figure 4.6. MADA avec structure Scherbius. ....	4.5
Figure 4.7. MADA avec la structure de Scherbius avec deux onduleurs. ....	4.6
Figure 4.8. Fonctionnement hypo-synchrone de la MADA.....	4.7
Figure 4.9. Fonctionnement hyper-synchrone de la MADA. ....	4.7
Figure 4.10. Fonctionnement hypo-synchrone de la MADA. ....	4.8
Figure 4.11. Fonctionnement hyper-synchrone de la MADA. ....	4.8
Figure 4.12. Modèle Simulink de la MADA dans le repère d-q.....	4.10
Figure 4.13. Caractéristique puissance-Vitesse typique d'une éolienne de grande puissance.....	4.10
Figure 4.14. Caractéristique de puissance optimale de l'éolienne. ....	4.11
Figure 4.15. Modèle de MPPT. ....	4.12
Figure 4.16. Modèle de contrôle de l'angle d'orientation des pales.....	4.12
Figure 4.17. vitesse de vent (m/s).....	4.12
Figure 4.18. Équivalence entre la commande d'une MCC et la commande vectorielle d'une MAS.....	4.14
Figure 4.19. Commande vectorielle d'une MADA. ....	4.14
Figure 4.20. Algorithme de la commande de l'onduleur côté rotor.....	4.17
Figure 4.21. Puissance active et réactive de la MADA.....	4.18
Figure 4.22. Courant et tension rotorique de la MADA.....	4.18
Figure 4.23. Les grandeurs statorique de la MADA. ....	4.19
Figure 4.24. Modèle du bus continu en MATLAB/Simulink.....	4.19
Figure 4.25. Comportement électrique de convertisseur côté réseau.....	4.20
Figure 4.26. Architecture globale de la commande de l'onduleur côté réseau. ....	4.21
Figure 5.1. Réseau test [1]. ....	5.1
Figure 5.2. Comportement mécanique d'une éolienne à vitesse variable.....	5.2
Figure 5.3. Comportement électrique d'une éolienne.....	5.3
Figure 5.4. Vitesse du vent appliqué (m/s). ....	5.4
Figure 5.5. Comportement mécanique d'éolienne sujette à un vent fluctuant.....	5.5
Figure 5.6. Le comportement électrique d'une éolienne.....	5.6
Figure 5.7. Vitesse de vent applique (m/s).....	5.7
Figure 5.8. Comportement mécanique d'une éolienne en cas la vitesse du vent élevée.....	5.8
Figure 5.9. Comportement électrique d'un éolien avec le système de protection.....	5.9

---

Figure 5.10. Caractérisation du creux de tension [44].	5.10
Figure 5.11. Classification des creux de tension [45].	5.10
Figure 5.12. Réseau test avec un défaut de C-C triphasé.	5.11
Figure 5.13. Comportement électrique d'un éolien en cas d'un défaut triphasé.	5.12
Figure 5.14. Le comportement électrique de réseau en cas d'un défaut triphasé.	5.13
Figure 5.15. Réseau test [46].	5.14
Figure 5.16. Vitesse du vent (m/s).	5.15
Figure 5.17. Comportement mécanique de l'éolienne.	5.15
Figure 5.18. Comportement électrique de l'éolienne.	5.16
Figure 5.19. Comportement électrique du réseau.	5.17
Figure 5.20. Réseau de test en cas du court-circuit.	5.18
Figure 5.21. Comportement électrique et mécanique de l'éolienne en cas du C-C.	5.18
Figure 5.22. Comportement électrique de l'éolienne en cas du C-C.	5.19
Figure 5.23. Comportement électrique du réseau en cas d'un défaut triphasé.	5.20

## *Liste des tableaux*

---

---

Tableau 1.1. Répartition par année et selon les types d'énergie [2].....	1.3
Tableau 1.2. Classification des turbines éoliennes [7].....	1.11

## Listes des Acronymes et Symboles

### Acronymes

MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation.
MAS	Machine Asynchrone
GADA	Générateur Asynchrone à double Alimentation.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (transistor bipolaire à grille isolée)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions
DC	Direct courant (courant continu)
CRT	Convertisseur côté Rotor
CRS	Convertisseur côté Réseau
C-C	Court-circuit

### Symboles

$\rho$	La densité volumique de l'air. ( $kg / m^3$ )
$V_i$	La tension au jeu de barres i. ( <i>Volt</i> )
$m$	La masse de l'air. ( $kg$ )
$\beta$	L'angle d'orientation des pales. ( <b>deg</b> )
$C_p$	Le coefficient de puissance. (sans unité)
$P_m$	La puissance mécanique de la machine. ( <i>Watt</i> )
$\lambda$	Le ratio de vitesse. (sans unité)
$\delta_i$	L'angle rotorique ou différentiel de la machine i. ( <b>deg</b> )
$\omega_i$	La vitesse angulaire de la machine i. ( <i>rad / s</i> )
$p$	Nombre de paire de pôles
$\eta_a$	Rendement aérodynamique de l'éolien
$j_h$	constante d'inertie
$k_b$	coefficient d'élasticité
$D_h$	coefficient de frottement par rapport au multiplicateur
$g$	glissement

# INTRODUCTION GENERALE

---

---

Avec l'accroissement de l'utilisation de la puissance du vent, en particulier dans les fermes éoliennes, le comportement de la tension et de la fréquence de tout le réseau électrique sera considérablement affecté. En effet, l'intégration des unités de production décentralisée (e.g. éolienne, photovoltaïque) dans les réseaux pose un certain nombre de problèmes : production aléatoire et difficilement prévisible (éolien, solaire) ; absence de réglage fréquence-puissance ; absence de réglage de tension ; sensibilité aux creux de tension ; sensibilité importante aux variations de la source primaire.

Jusqu'à présent, il existe deux catégories d'éoliennes : les éoliennes à vitesse fixe directement couplées au réseau par le stator et les éoliennes à vitesse variable commandées par le stator ou le rotor au moyen de convertisseurs d'électronique de puissance. La deuxième catégorie permet d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Néanmoins, la puissance transitée à travers les convertisseurs électroniques de puissance à IGBT est limitée par les caractéristiques des IGBT (la tension et le courant maximal supportés).

L'objectif de ce mémoire est la modélisation et la simulation dynamique des fermes éoliennes intégrées dans un réseau électrique multi-machine en mettant en relief l'impact et l'apport possible de la production décentralisée classique sur le plan de tension et sur le réglage de tension. Pour cela, la modélisation et la simulation de différents types de générateurs éoliens intégrés dans un système électrique multi-machine seront discutées. Un intérêt particulier sera concentré sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA). Le schéma du contrôle total doit comporter des boucles de commande de la puissance, la vitesse et la tension qui fournissent la valeur de référence pour les puissances actives et réactives. Le présent mémoire décrit une étude sur l'utilisation des machines asynchrones dans un système éolien intégré dans un réseau électrique multi-machine. Il s'articule sur cinq chapitres répartis comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la description des différents types d'éoliennes (à axe vertical, horizontal), leurs caractéristiques technologiques, leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement.

Le deuxième chapitre porte sur la modélisation de la chaîne de conversion dans le système éolienne (turbine + générateur + convertisseur de puissance). Dans ce chapitre, on présente un modèle de la machine asynchrone à cage d'écureuil dans le référentiel (d-q), avec une représentation

mathématique des équations de l'onduleur de tension avec le modèle de bus continu étudié dans les différents systèmes de commande dans les éoliennes à vitesse variable.

Le troisième chapitre est consacré à la simulation des fermes éoliennes fonctionnant à vitesse fixe intégrée dans un réseau électrique moyenne tension multi-machine en régime permanent. Pour étudier l'impact des éoliennes sur la stabilité des systèmes électriques, on a considéré un défaut symétrique triphasé appliqué au jeu de barres de connexion. A la fin de ce chapitre nous avons proposé un système de protection d'éolienne contre les vitesses de vent élevés ou en cas d'une perturbation dans le système électrique.

Le quatrième chapitre porte sur la description des différentes technologies utilisées dans l'éolienne à vitesse variable, le fonctionnement d'une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) à vitesse variable ainsi que les grandeurs de commande utilisées lorsqu'elle est intégrée dans un système éolien. Une modélisation dans un repère diphasé lié au champ statorique et une stratégie de commande vectorielle en puissances active et réactive statorique sont proposées pour la MADA pilotée par le rotor. On présente aussi l'algorithme de commande appliqué sur le convertisseur de puissance (IGBT) connecté au réseau. Des résultats de simulation, obtenus sous Matlab/Simulink 7, sont donnés et discutés.

Le cinquième chapitre est consacré à la simulation d'une ferme éolienne à vitesse variable basée sur la MADA, pilotée par le rotor intégré dans un réseau électrique multi-machine. Différentes situations de fonctionnement, avec les contraintes de l'environnement (la variation du potentiel de vent), les perturbations dans le système électrique, sont considérées. Pour tester sa sensibilité aux perturbations du système électrique, un défaut symétrique triphasé a été appliqué au jeu de barres très éloignés du point de connexion. Des résultats de simulation obtenus, sous Matlab/Simulink 7, sont donnés et discutés.

Finalement, une conclusion générale et perspective clôturent ce travail.

Equation Chapter (Next) Section 1

# Chapitre 01

## GENERALITES SUR LES SYSTEMES EOLIENS

### 1.1. Introduction

L'augmentation mondiale sur la consommation d'énergie électrique avec moindre coût sur le plan économique crée un développement sur les technologies d'utilisation de l'énergie éolienne. Depuis l'avènement des moulins à vent jusqu'aux premiers aérogénérateurs, la technologie des aéromoteurs a connu une évolution fulgurante surtout ces dernières décennies ; notamment dans le domaine de la production d'énergie électrique. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal). Leurs structures sont de plus en plus performantes. L'objectif des différentes technologies consiste à capter le maximum d'énergie mécanique transformée en énergie électrique par l'utilisation de différentes machines électriques de plusieurs topologies.

Ce chapitre présente, après une description succincte des différentes énergies renouvelables, les principales caractéristiques des différents types d'éoliennes.

### 1.2. Différents types d'énergies renouvelables

Il existe plusieurs sources d'énergies renouvelables, dont on peut en distinguer trois grandes familles :

1. L'énergie d'origine mécanique (éolienne)
2. L'énergie solaire (panneaux photovoltaïques)
3. L'énergie sous forme de chaleur (géothermique, solaire et thermique,...)

La technologie utilisée dans l'exploitation des différentes sources renouvelables pour la production d'énergie électrique est basée sur le même principe que dans les différentes centrales classiques (hydraulique, thermique et nucléaire).

#### 1.2.1. Énergie géothermique

Les gisements géothermiques (température 150° à 300°C) sont les sources des hautes énergies dans les régions volcaniques, les roches très fracturées favorisent l'utilisation rapide des eaux de pluies, qui se vaporisent lorsqu'elles rencontrent en profondeur une source importante de chaleur. La vapeur extraite par forage du gisement est envoyée directement par des canalisations de surface dans une turbine.

### **1.2.2. Énergie thermo solaire**

Le système contient un capteur à la surface orientée vers le soleil et capte les rayons du soleil traversant la couverture transparente. Ces rayons sont absorbés par la surface pour donner des températures pouvant arriver jusqu'à 80°C. L'avantage de ce type d'énergie est d'être écologique et peu cher. La durée de vie des capteurs utilisés est élevée. Par contre, leur majeur inconvénient, comme tous les autres types d'énergie renouvelable, réside dans l'impossibilité de transporter l'énergie à grande distance. Parmi les applications les plus utilisées de ce type d'énergie en Algérie est l'alimentation des zones locales ou isolées dans le grand sud.

### **1.2.3. Énergie éolienne**

Le vent connaît depuis environ 30 ans une grande importance comme source d'énergie. En effet, de puis une dizaine d'année, cette énergie connaît une croissance de 30% par an. L'étude de cette énergie sera notre objectif dans ce travail.

## **1.3. Situations de l'énergie renouvelable en Algérie**

En l'Algérie, les énergies renouvelables n'ont pas connu le développement que permet leur disponibilité, et qu'impose leur importance pour le développement économique et social. Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable. Trois points principaux plaident en faveur d'un développement des énergies renouvelables en Algérie [1], à savoir :

- Elles constituent une solution économiquement viable pour fournir des services énergétiques aux régions rurales isolées notamment dans les régions du Grand Sud.
- Elles permettent un développement durable du fait de leur caractère inépuisable, et leur impact limité sur l'environnement et contribuent à la préservation de nos ressources fossiles.
- La valorisation de ces ressources énergétiques ne peut qu'avoir des retombées positives en matière d'équilibre régional et création d'emploi.

La consommation d'électricité en Algérie a augmenté durant les dernières années de 4% par an et la demande en électricité devrait à long terme croître de 7% par année [2]. La distribution de l'électricité connaît depuis quelques années de fortes perturbations du fait d'une augmentation croissante de la demande intérieure. Cette évaluation dans la demande et la consommation d'énergie électrique oblige l'état algérien à penser sur l'exploitation de tous les moyens énergétiques du pays, par exemple il pose une stratégie pour produire 10MW à partir des éoliennes. La répartition par année et selon les types d'énergie (renouvelable et cogénération) est donnée dans le tableau 1.1.

**Tableau 1.1.** Répartition par année et selon les types d'énergie [2].

Année		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Solaire thermique	MW	0	0	30	30	100	100	100	100	170	170
	GWh	0	0	60	60	200	200	200	200	340	340
	% bilan prod	0	0	0.149	0.140	0.442	0.413	0.384	0.369	0.572	0.532
Éolien	MW	0	0	20	40	40	60	80	80	0	100
	GWh	0	0	40	80	80	120	160	160	160	200
	% bilan prod	0	0	0.099	0.187	0.176	0.247	0.307	0.295	0.268	0.312
Cogénération	MW	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450
	GWh	0	350	700	1050	1400	1750	2100	2450	2800	3150
	% bilan prod	0	0.937	1.767	2.508	3.178	3.732	4.183	4.714	4.911	5.156
Photo voltaïque	MW	0.3	1.1	1.6	2.1	2.6	3.1	3.6	4.1	4.6	5.1
	GWh	0.6	2.2	3.2	4.2	5.2	6.2	7.2	8.2	9.2	10.2
	% bilan prod	0.002	0.006	0.008	0.010	0.011	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016
Total en énergie renouvelable	MW	0.3	51.1	151.6	222.1	342.6	413.1	483.6	534.1	654.6	725.1
	GWh	0.6	352.2	803.2	1194.2	1685.2	2076.2	2.467.2	2818.2	3309.2	3700.2
	% bilan prod	0.002	0.943	2.023	2.844	3.808	4.404	4.888	5.392	5.766	6.016

La politique énergétique préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national ainsi que l'encouragement des systèmes énergétique haut rendement. Le scénario proposé est fondé sur montée progressive de ces énergies dans le bilan énergétique national avec comme cible l'atteinte d'une contribution de l'ordre de 5% dans la satisfaction des besoins en énergie à l'horizon 2015.

#### 1.4. Importance de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie contient des inconvénients comme tous les systèmes énergétiques existants qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

##### 1.4.1. Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie propre qui respecte l'environnement, par rapport à d'autres centrales électriques (Nucléaire,...). De plus, elle présente les avantages suivants :

- L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO<sub>2</sub>
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- L'énergie éolienne n'est plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.

- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermique et nucléaire.

L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains :

- Elle est la moins chère parmi les énergies renouvelables [3].
- Elle constitue une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes aux longs transports d'énergie sont moindres.
- Elle crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle [4].

#### **1.4.2. Inconvénients**

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques inconvénients, dont on cite :

- L'impact visuel, qui reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : le bruit mécanique qui pratiquement a disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux.
- La qualité de la puissance électrique n'est pas constante et ce de fait que la source d'énergie éolienne étant stochastique, donc la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas toujours très bonne (dans cette étude proposé une solution sur la commande pour avoir une puissance plus stable avec la variation de la vitesse de vent).
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classique : bien qu'en terme de cout, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est-à-dire la où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son cout reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

#### **1.5. Différents types d'éoliennes**

Dans la littérature, on classe les éoliennes en deux types sur le plan de structure, le premier type regroupe les éoliennes à axe horizontal et le second regroupe les éoliennes à axe vertical.

### 1.5.1. Éoliennes à axe vertical

Bien après les antiques moulins perses, plusieurs familles de technologies à axe vertical ont été imaginées et réalisées, mais, aujourd'hui, elles sont plutôt marginales. La Figure (1.1) montre les principales technologies.



Figure 1.1. Technologies d'éoliennes à axe vertical.

Ces éoliennes utilisent deux principes à savoir, trainée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

- Trainée différentielle : le principe de mise en mouvement de ce type de machine est identique à celui d'un anémomètre donc les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes comme montrée dans la Figure 1.2). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entrainer un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique.  $\vec{F}_1, \vec{F}_2$  des forces de direction et d'intensité variables créées par le vent.

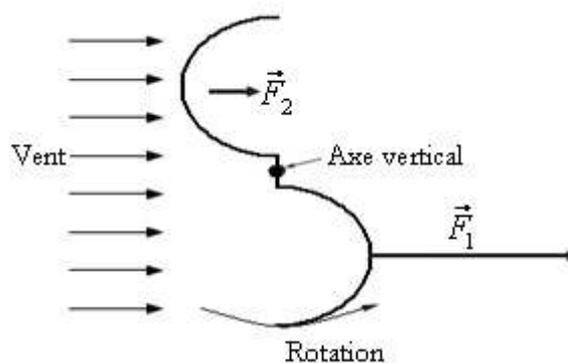
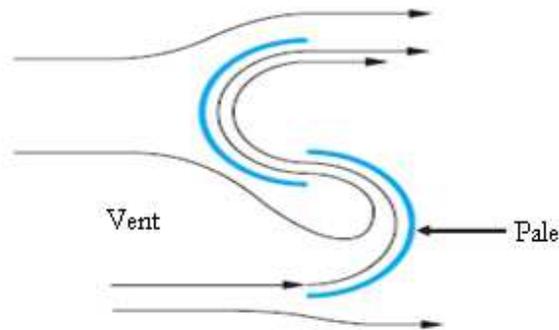


Figure 1.2 Effet du vent sur un corps creux.

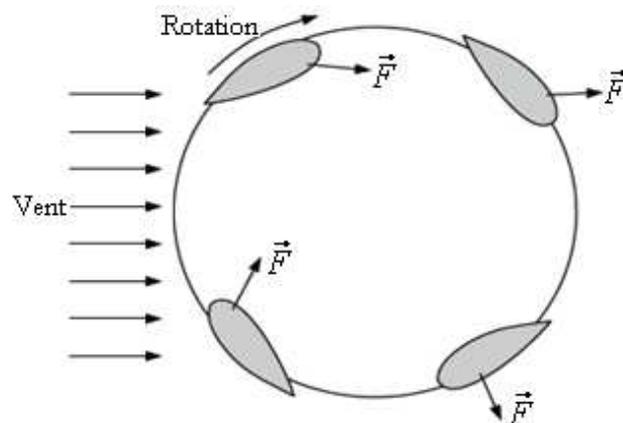
L'utilisation la plus courante de ce type d'éoliennes est le rotor de Savonius, montré dans la Figure 1.3. Le fonctionnement est amélioré par rapport à l'anémomètre par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur. On peut aisément imaginer

que, lors du démarrage de ce type de machine, les cylindres soient orientés par rapport au vent de telle manière que le couple résultant soit nul. L'éolienne ne pourra donc pas démarrer spontanément. La superposition de plusieurs rotors identiques, mais décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre, permet de remédier à ce problème, rendant ainsi la machine totalement autonome.



**Figure 1.3** Rotor de Savonius.

- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de type Darrieus. Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure 1.4), est soumis à des forces  $\vec{F}$  de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un autre dispositif par exemple montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur.



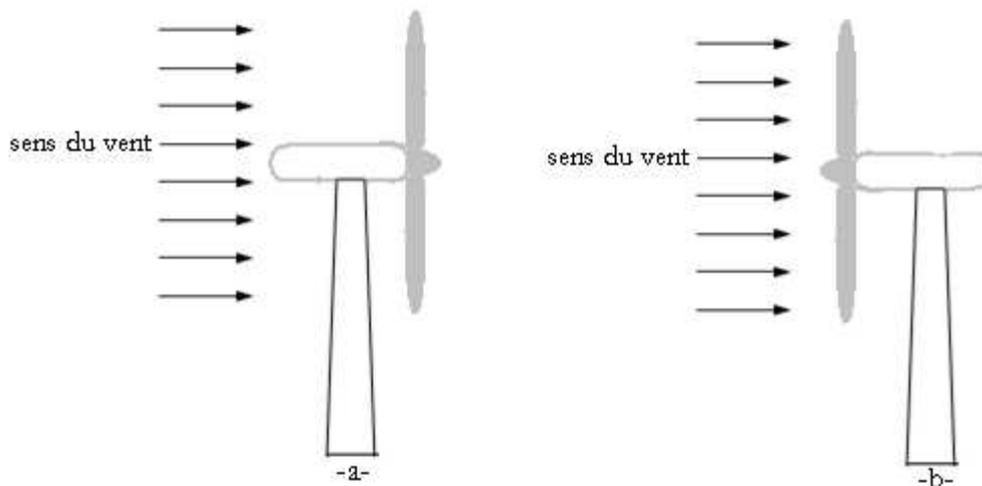
**Figure 1.4** Principe de l'incidence variable

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet, la présence du capteur d'énergie

près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent.

### 1.5.2. Éoliennes à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal. Elles sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de pâles profilées de façon aérodynamique à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant un dispositif mécanique tel qu'un générateur électrique. Ces machines présentent généralement un nombre de pâles compris entre 1 et 3 et peuvent développer des puissances élevées (plusieurs mégawatts). On peut distinguer les capteurs éoliens dont l'hélice est en amont par rapport au vent « hélice au vent » (Figure 1.5a), et ceux dont l'hélice est en aval par rapport au vent, « hélice sous le vent » (Figure 1.5b).



**Figure 1.5** Capteur à axe horizontal [5].

- a- Éolienne aval ;
- b- Éolienne amont ;

Dans la littérature, on classe les éoliennes à axe horizontal selon la vitesse de rotation du rotor en deux types les éoliennes à marche lentes et les éoliennes rapides.

- Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pâles (entre 20 et 40). Leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Ces éoliennes multi-pales sont surtout adaptées aux vents de faible vitesse. Elles démarrent à vide pour des vents de l'ordre de 2 à 3 m/s et leurs couples de démarrage sont

relativement forts. Cependant, elles sont moins efficaces que les éoliennes rapides et sont surtout utilisées pour le pompage d'eau.

- Les éoliennes rapides ont un nombre de pâles assez réduit, qui varie en général entre 2 et 4 pâles. Elles sont les plus utilisées dans la production d'électricité en raison de leur efficacité, de leur poids (moins lourdes comparées à une éolienne lente de même puissance) et de leur rendement élevé. Elles présentent, par contre, l'inconvénient de démarrer difficilement. Leurs vitesses de rotation sont d'autant plus grandes que le nombre de pales est faible.

En 1990, une nouvelle génération moderne des éoliennes à axe horizontal placées en mer, et furent appelées les éoliennes Offshores (Figure 1.6) est née.



**Figure 1.6** Éoliennes offshores de Middelgrunden (Danemark).

### 1.6. Constitution d'un aérogénérateur

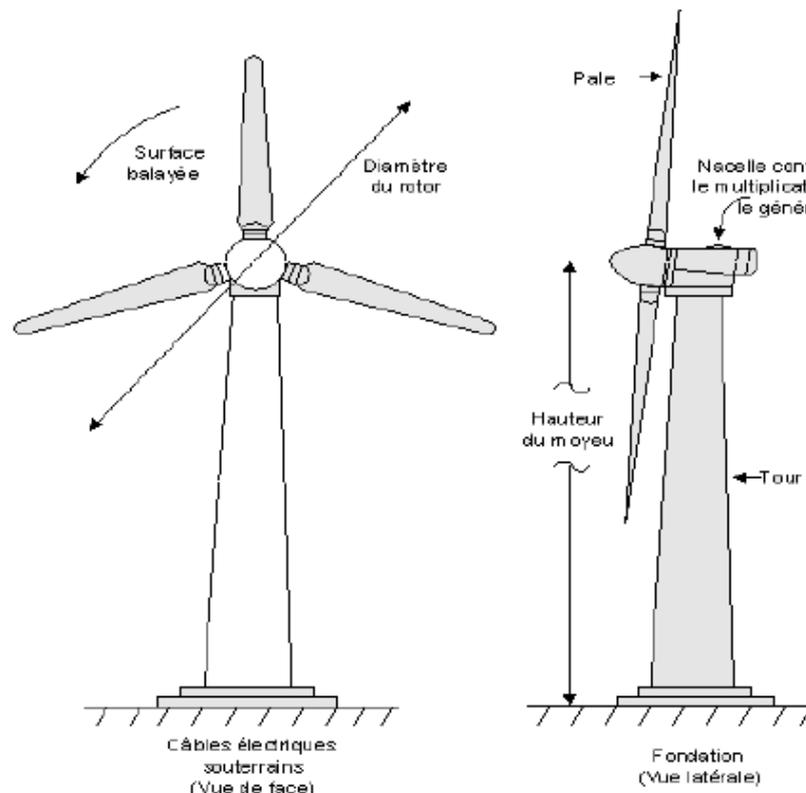
Une éolienne rapide est constituée principalement de trois parties comme montrée dans la Figure 1.7 : les pales (entre 1 et 3), la nacelle et la tour. Chacune de ces parties doit être étudiée de façon à obtenir un meilleur rendement et une bonne fiabilité du système ainsi qu'un faible coût d'investissement.

- La tour est généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique. Elle doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre une tour de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne Nordex N90 2,3 MW : diamètre de 90 m, mât 80 m).

- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbre lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par

l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3. Le rotor tripale étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance.



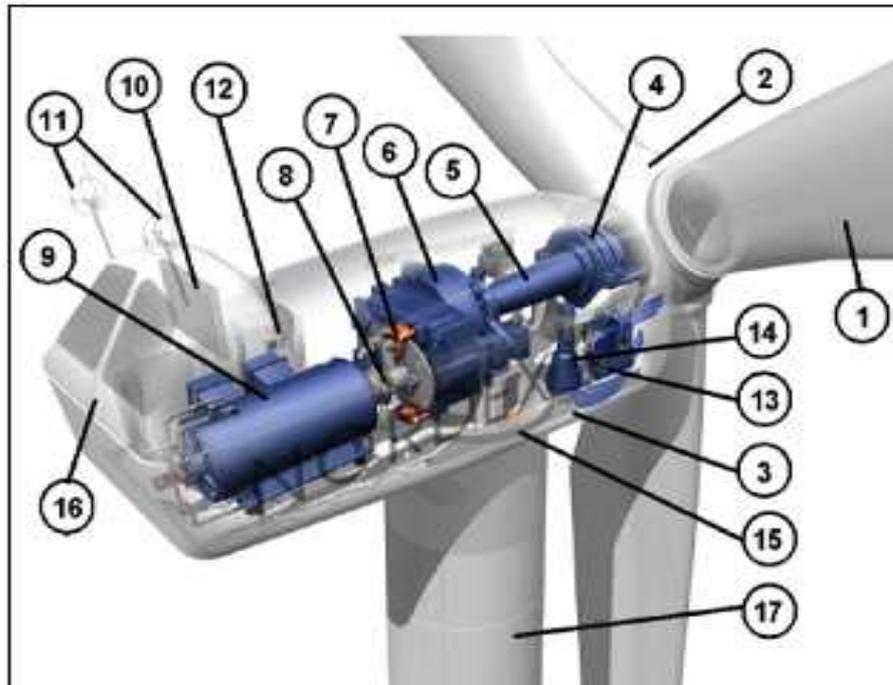
**Figure 1.7** Schéma d'une éolienne à axe horizontal.

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé. Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire [6].

- Une armoire de commande, comportant tous les convertisseurs d'électronique de puissance (onduleur, redresseur), ainsi que les systèmes de régulation de puissance, de courant et de tension et d'orientation des pales et de la nacelle.

- Un multiplicateur de vitesse, un radiateur de refroidissement et un système de freinage.

Dans la Figure 1.8, on a présenté les différents composants d'une éolienne à axe horizontal.



1. Pales en composite fibre de verre.
2. Moyeu du rotor en fonte.
3. Structure de la turbine en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud.
4. Paliers du rotor à double rangée de billes.
5. Arbre lent du rotor en acier haute résistance.
6. Multiplicateur de vitesse.
7. Frein à disque sur l'arbre rapide. Avec témoin d'usure.
8. Accouplement avec la génératrice de type flexible.
9. Génératrice asynchrone refroidie à l'eau.
10. Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur-génératrice.
11. Système de mesure du vent (anémomètre et girouette) transmet les signaux au système de contrôle de la turbine.
12. Système de contrôle surveillance et pilote la turbine.
13. Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation.
14. Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable.
15. Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque.
16. Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre.
17. Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possible).

**Figure 1.8.** Éléments constituant une éolienne Nordex N60 (1300 kW).

### 1.7. Tailles des éoliennes à axe horizontal

La taille des éoliennes augmente avec la quantité de puissance électrique fournie par l'éolienne. Elle est liée directement à l'architecture et la taille des éoliennes. La Figure 1.9 montre le développement de la croissance sur la taille des éoliennes en relation avec la puissance électrique délivrée au cours des dernières décennies.

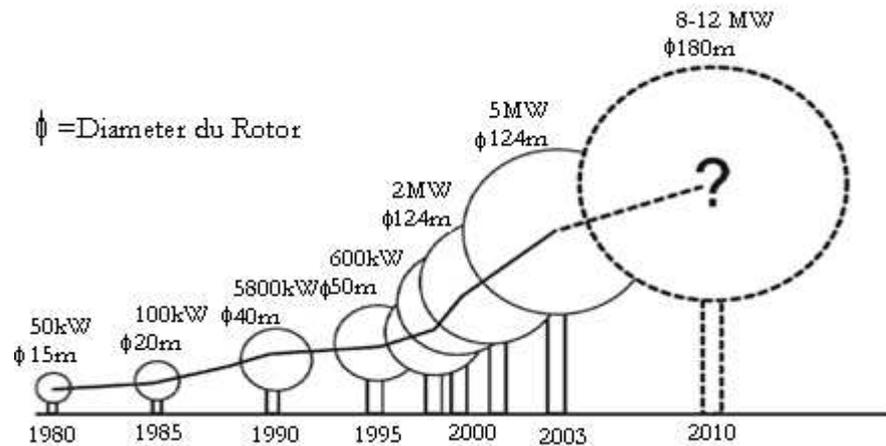


Figure 1.9. Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance fournie

Le Tableau 1.2 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau 1.2. Classification des turbines éoliennes [7].

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	<12 m	<40 kW
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande	>46	>1 MW

En effet, les éoliennes ont différentes dimensions, et puisque l'air est une ressource diffuse, la tendance générale favorise les appareils de plus en plus gros. Les progrès en science des matériaux ont permis la fabrication de pales plus légères et plus solides ainsi que l'amélioration de la conception des tours et des fondations, ce qui permet la construction d'appareils de plus en plus imposants. En 1995, les éoliennes de 500 kW étaient la dernière nouveauté. Aujourd'hui, des appareils individuels de 4,5 MW sont en production commerciale [2]. Dans ce qui suit, notre étude se portera spécialement sur les éoliennes rapides.

## 1.8. Domaines d'application des éoliennes

Aujourd'hui, ce marché est dominé par deux grands secteurs d'application : la production d'énergie en site isolé, et la production d'énergie couplée directement au réseau électrique par différentes technologies de connexion utilisées dans le demain.

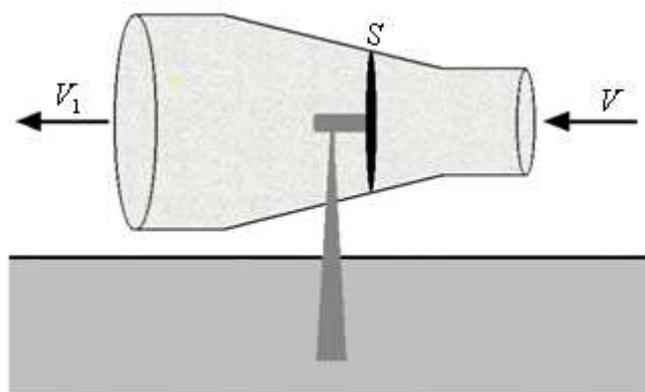
Dans les sites isolés, la rentabilité étant plus facile à obtenir, des petites éoliennes dans la gamme de quelques 100 W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis longtemps. La baisse des coûts des cellules photovoltaïques permet aujourd'hui de construire des systèmes hybrides éoliens qui profitent de la fréquente complémentarité vent-soleil (réduction des coûts des batteries de stockage nécessaires en site isolé).

Dans les stations couplées directement aux réseaux, on applique des technologies plus compliquées dans les systèmes de contrôle et de la commande pour assurer la stabilité d'énergie électrique produite à la sortie des parcs éoliens, puisque ce système fonctionne dans les potentiels de vent très élevés.

## 1.9. Caractéristiques du vent et des turbines

### 1.9.1. Loi de Betz

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Betz. Il suppose que les pales sont placées dans un air animé à l'infini amont d'une vitesse  $V$  et à l'infini aval d'une vitesse  $V_1$  comme présenté sur la Figure 1.10.



**Figure 1.10.** Tube de courant autour d'une éolienne

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V$  et celle après passage à travers le rotor  $V_1$ , la masse d'air en mouvement de densité volumique  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S (V + V_1)}{2} \quad (1.1)$$

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air,  $m$ , qui se déplace avec la vitesse  $v$ , l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2} m (V^2 - V_1^2) \quad (1.2)$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (1.2) :

$$E_c = \frac{1}{4} \rho S (V + V_1)(V^2 - V_1^2) \quad (1.3)$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface  $S$ , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait, alors :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (1.4)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_v} = \frac{1}{2} \left( 1 + \left( \frac{V}{V_1} \right) \right) \left( 1 - \left( \frac{V}{V_1} \right)^2 \right) \quad (1.5)$$

Dans la caractéristique correspondante à l'équation (1.5), on remarque que le rapport  $\frac{P_m}{P_v}$ , appelé coefficient de puissance  $C_p$ , présente un maxima de  $16/27$  soit  $0,59$  (Figure 1.11).

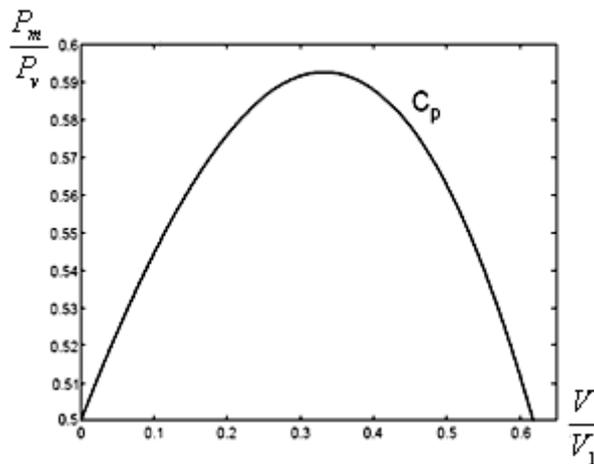


Figure 1.11. Coefficient de puissance [8].

Cette limite théorique, appelée limite de Betz, fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. En pratique, cette valeur n'est jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient  $C_p$ . La valeur de  $C_p$  dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ .

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40). Leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite (Figure 1.12). Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs MW.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Figure 1.12) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s [9].

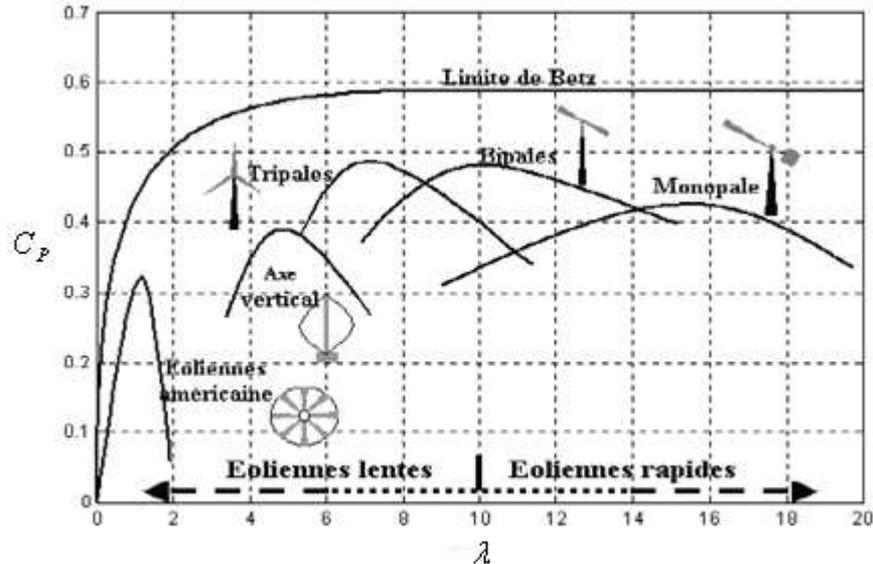


Figure 1.12. Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [9].

La puissance mécanique  $P_m$  disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = C_p P_v = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^3 V^3 \quad (1.6)$$

Avec

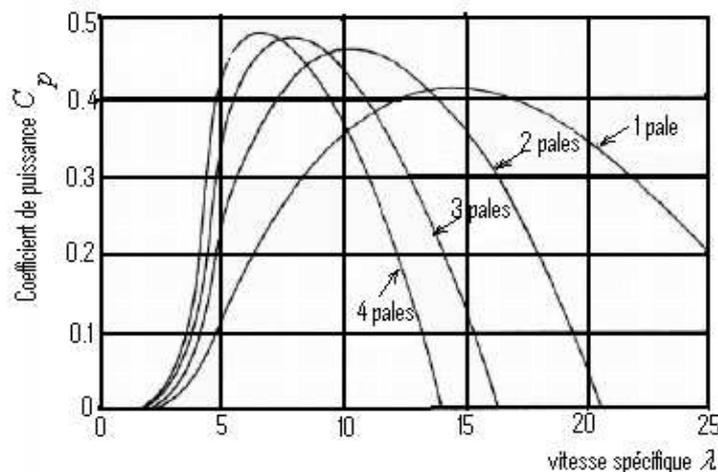
$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V} \quad (1.7)$$

Où  $R$  est le rayon de l'hélice.

On peut définir la notion de rendement aérodynamique, qui est représentatif de la « qualité aérodynamique » de l'éolienne par le rapport :

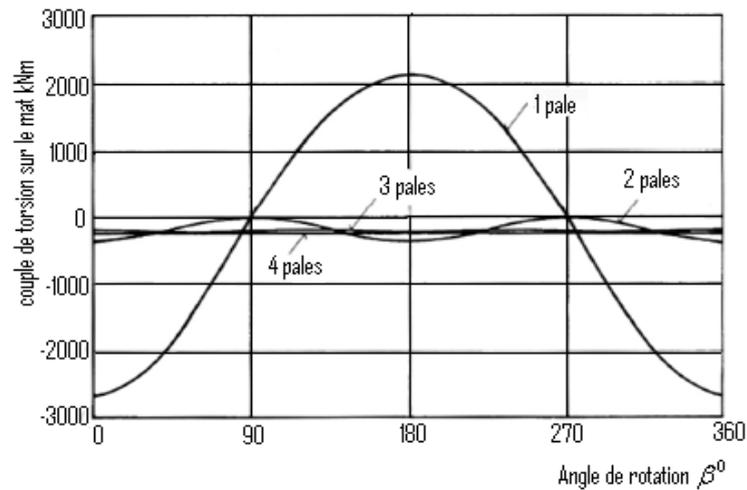
$$\eta_a = \frac{C_p}{C_{pMAX}} = \frac{C_p}{0.593} \quad (1.8)$$

La Figure 1.13 montre l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  pour des turbines réelles à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales [10], notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0,59). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales. Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour  $\lambda \cong 7$ , c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique. A diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.



**Figure 1.13** Coefficient de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée  $\lambda$  [11]

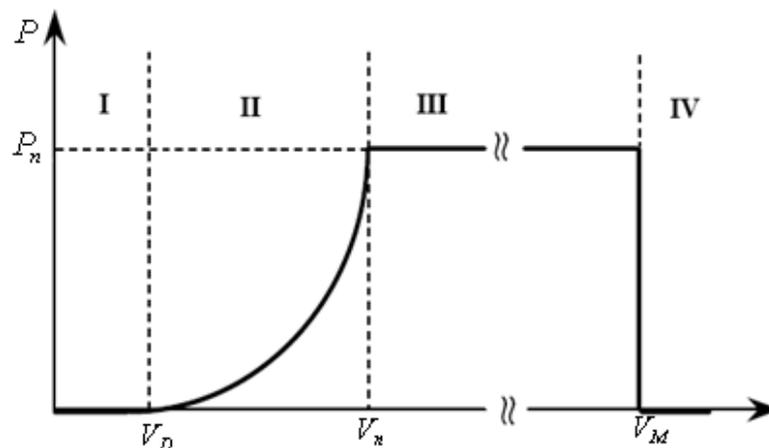
Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe. Pratiquement, la puissance récupérable ne dépasse pas 60 à 70% de la valeur de maximale (0,59) à cause des divers rendements successifs de la chaîne de conversion. Le choix du nombre de pales résulte d'un compromis entre, d'un côté, le rendement aérodynamique et un bon équilibrage de la structure tournante et, de l'autre, le coût. Un faible nombre de pales produit, en effet, un couple de torsion du mât particulièrement élevé. La Figure 1.14 montre l'influence du nombre de pales sur le couple de torsion du mât.



**Figure 1.14.** Couple de torsion sur le mât en fonction de l'angle de rotation [12].

### 1.10. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Les objectifs de la régulation sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et délimiter la puissance. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale  $P_n$ . La puissance  $P_n$  est obtenue à partir d'une vitesse du vent  $V_n$  dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à  $V_n$  la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. Les vitesses  $V_D$ ,  $V_n$  et  $V_M$  définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent comme montré sur la Figure 1.16.



**Figure 1.15.** Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

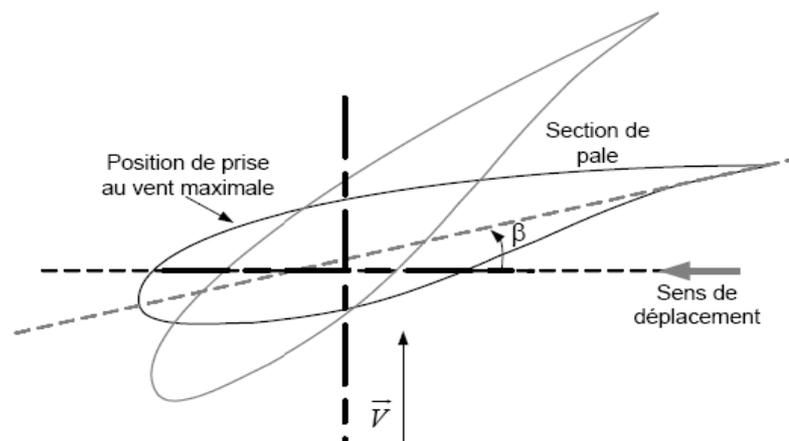
- zone I, où  $P = 0$  (la turbine ne fonctionne pas),
- zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent  $V$ ,

- zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et  $P$  reste égale à  $P_n$ ,
- zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilise deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice.

### 1.10.1. Système d'orientation des pales "pitch"

Il utilise la variation de l'angle de calage des pales (Figure 1.16). En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. L'orientation des pales est fonction de la vitesse du vent, normalement il faudrait également prendre en compte les variations des caractéristiques de l'air et l'état de surface des pales qui influent sur le comportement aérodynamique. Les pales sont face au vent aux basses vitesses (de la vitesse minimale à la vitesse de base) puis s'inclinent pour atteindre la position «drapeau» à la vitesse maximale. Mécaniquement, il s'agit d'un dispositif sophistiqué (commande par vérins hydrauliques dans les grosses machines).



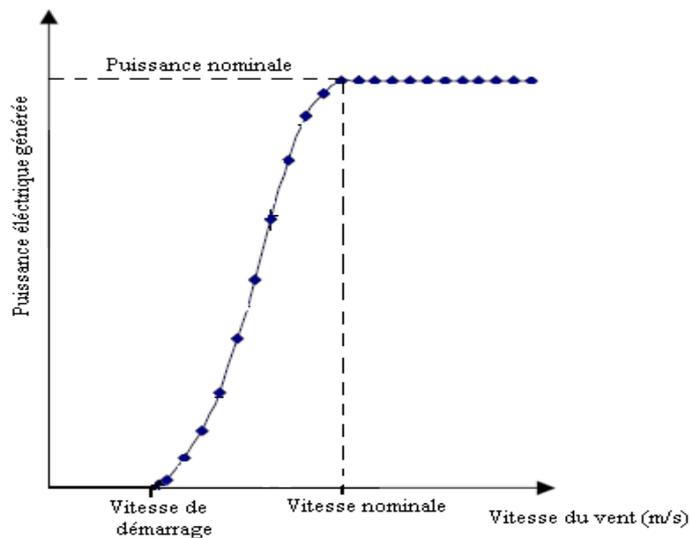
**Figure 1.16.** Variation de l'angle de calage d'une pale [13]

Ce système de régulation offre les avantages suivants :

- la possibilité de pouvoir effectuer un contrôle actif de la puissance sous toutes les conditions de vent (en dehors de la vitesse limite de sécurité), y compris à une puissance partielle ;
- par le système pitch peuvent être fournies la puissance nominale même quand la densité de l'air est faible (des sites sur les hauteurs, grandes températures) ;
- une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage stall dans les mêmes conditions de fonctionnement ;

- le démarrage rapide par changement de l'angle de calage ;
- l'absence de freins puissants pour les arrêts d'urgence ;
- les contraintes des pales sont plus faibles quand les puissances sont supérieures à la valeur nominale ;
- la masse réduite des pales du rotor mène à une masse réduite de la turbine éolienne ;

En pratique, une éolienne démarre avec des vitesses de vent autour de 10 à 15 km/h, atteint sa puissance nominale pour des vents de 50 km/h et doit être arrêtée pour des raisons de sécurité quand le vent atteint 90 km/h. Le profil type de la puissance fournie en fonction de la vitesse du vent pour une éolienne à angle de calage variable (Figure 1.17).



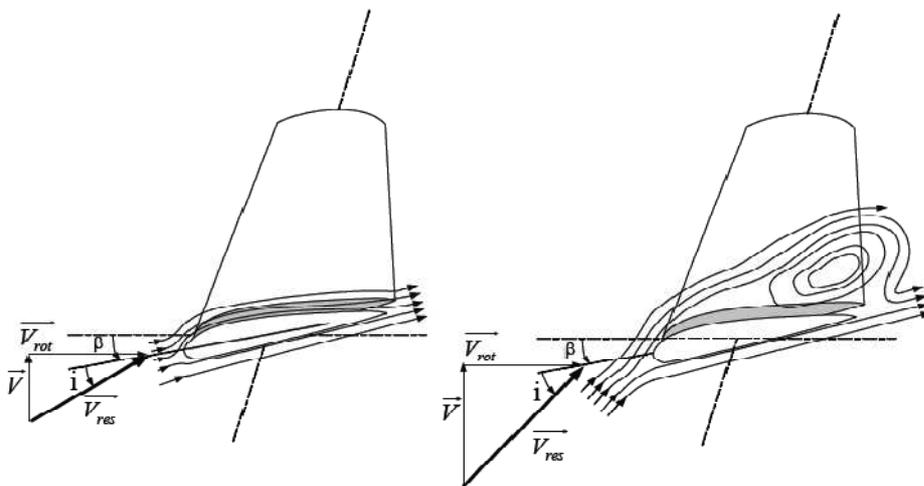
**Figure 1.17.** Allure de la puissance générée par une éolienne à angle de calage variable.

En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne a quatre objectifs distincts :

- démarrage à une vitesse du vent,  $V_D$ , réduite ;
- régulation de la vitesse mécanique, pour  $V > V_n$  ;
- optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites  $[V_D, V_n]$  ;
- protection de l'éolienne contre les grandes vitesses du vent ( $V > V_M$ ), par la mise en drapeau des pales de l'hélice ;

### 1.10.2. Système à décrochage aérodynamique "stall"

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence devient important, c'est-à-dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale  $V_n$ , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 1.18), et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage  $\beta$  et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de la vitesse du vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante [14].



**Figure 1.18.** Flux d'air sur un de pales profile (stall) [15].

Durant les dernières années, une combinaison de ces deux méthodes est apparue. Il s'agit du contrôle à « décrochage actif » (Stall actif). Dans ce cas, les pales du rotor sont orientées dans la direction du décrochage (angle négatif) et non dans la direction contraire (angle positif) comme pour les éoliennes à angles de calage variable. Les systèmes « Stall actif » permettent d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse et d'offrir un mode de régulation de la puissance relativement efficace et plus simple que le système pitch grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

En comparaison avec les turbines à angle de calage variable, celles à décrochage ont les avantages suivants :

- pas de système de contrôle d'angle de calage ;
- construction plus simple et moins coûteuse du rotor ;
- maintenance plus aisée ou meilleure fiabilité (nombre plus réduit de pièces mécaniques en mouvement) ;

### **1.11. Types de machines électriques**

La configuration électrique d'un aérogénérateur a une grande influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne fonctionne à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend de la condition de site d'emplacement et la configuration de raccordement électrique. Les avantages principaux des deux types de fonctionnement sont les suivants :

- Fonctionnement à vitesse fixe :
  - Système électrique plus simple ;
  - Plus grande fiabilité ;
  - Pas besoin de système électrique de commande ;
  - Moins chère ;
- Fonctionnement à vitesse variable :
  - Augmentation du rendement énergétique ;
  - Réduction des efforts subis par la traine de puissance ;
  - Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité ;

Il y a encore quelques années, pratiquement toutes les éoliennes fonctionnaient à vitesse fixe. Elles contenaient pour la plupart un générateur asynchrone à cage d'écureuil.

C'est en grande partie les progrès technologiques réalisés sur les composants d'électronique de puissance et la réduction des prix correspondants qui ont rendu leur utilisation dans les nouveaux aérogénérateurs possible. L'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence et la vitesse de rotation de la machine électrique. Comme on l'a indiqué sur la Figure 1.19, ceci entraîne une amélioration du rendement énergétique du système. La vitesse variable permet également d'améliorer la qualité de la puissance électrique produite, en introduisant de la souplesse dans la réaction de système face aux fluctuations brusques de la vitesse du vent. L'inconvénient principal de ce genre de système est le surcoût introduit par des convertisseurs de puissance.

Avec l'utilisation des machines asynchrones à rotor bobiné, la plus grande partie de la puissance est directement distribuée au réseau par le stator et moins de 25% de la puissance totale passe par les convertisseurs de puissance à travers le rotor. Ceci donne l'occasion d'utiliser des convertisseurs plus petits et donc moins coûteux. L'inconvénient de ce système est la présence de balais au rotor, ce que demande un travail de maintenance plus important.

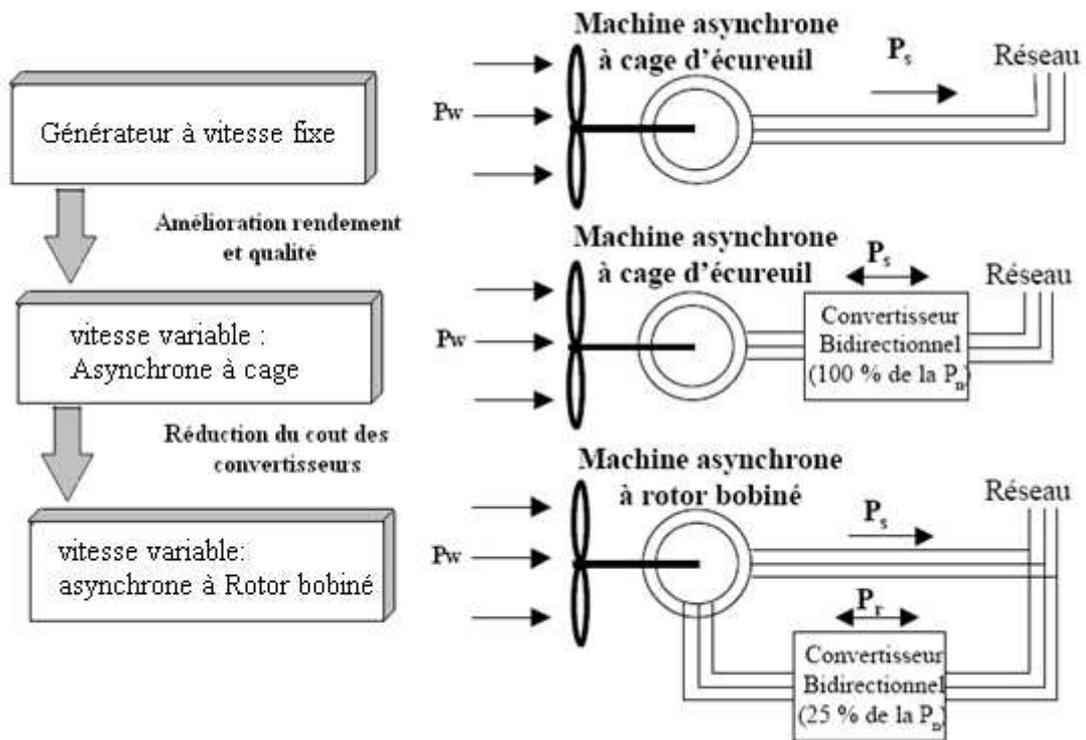


Figure 1.19. Évolution de la configuration électrique.

Aujourd'hui, 80% des nouveaux aérogénérateurs contiennent des génératrices asynchrones à double alimentation (à rotor bobiné) [16].

## 1.12. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une vue d'ensemble des différentes turbines éoliennes utilisées dans l'industrie moderne pour la production d'énergie électrique. Afin d'arriver à une meilleure compréhension du fonctionnement des turbines éoliennes, partant de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par la turbine (Loi de Betz), nous avons décrit de façon explicite les différents éléments constitutifs de la turbine ainsi que le mode de régulation de la vitesse de rotation. Le prochain chapitre sera consacré à la modélisation de la chaîne de conversion éolienne.

## Chapitre 02

# MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION DE L'EOLIENNE

### 2.1. Introduction

Dans le marché des éoliennes, il existe plusieurs types de machines qui peuvent être utilisées comme génératrices aux bords des éoliennes suivant le cahier de charge. La vitesse de rotation d'une turbine de vent est assez basse, elle doit donc être ajustée à la fréquence électrique du réseau, il existe deux stratégies pour réaliser le couplage entre l'éolienne et le réseau électrique, avec un multiplicateur ou avec un convertisseur. Plusieurs systèmes sont proposés dans la littérature. Parmi lesquels, on cite :

- Éoliennes à vitesse fixe dotées d'une génératrice asynchrone à cage.
- Éoliennes à deux vitesses fixes dotées d'une génératrice asynchrone à cage à double stator.
- Éoliennes à vitesse variable équipées d'une génératrice synchrone.
- Éoliennes à vitesse variable équipées d'une génératrice asynchrone à double alimentation.
- Éoliennes à vitesse variable équipées d'une machine à reluctance variables.

Ce chapitre présente la modélisation de la machine asynchrone à cage d'écureuil dans le repère naturel (a,b,c) et dans le repère de Park (d-q). La représentation vectorielle est notamment utilisée afin d'obtenir un modèle de la machine compact et simple à exploiter dans la simulation de l'éolienne. La modélisation mécanique de la turbine simple est réalisée en se basant sur quelques hypothèses simplificatrices suffisantes pour l'étude de l'aérogénérateur, et pour la modélisation de la machine électrique, en se basant sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de Park.

### 2.2. Partie mécanique

#### 2.2.1. Modélisation d'une turbine éolienne

##### *2.2.1.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine*

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pâles. Celles-ci sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse  $\Omega_{turbine}$  qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (Figure 2.1).

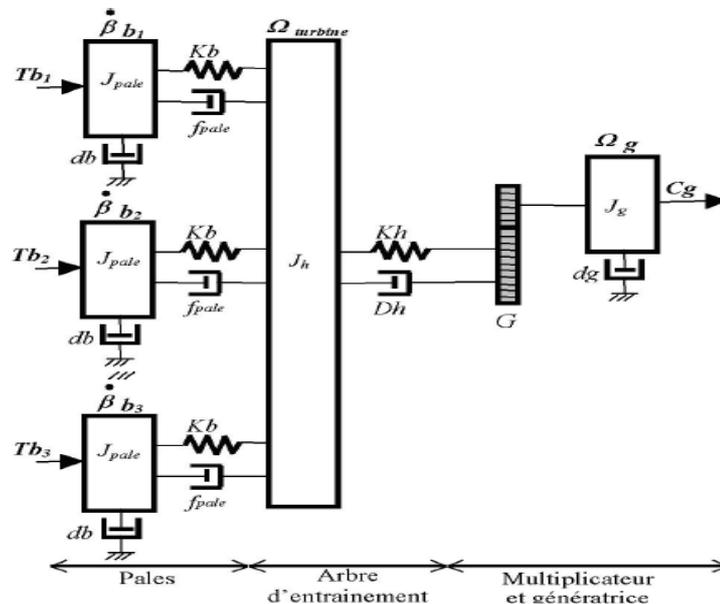


Figure 2.1. Modèle mécanique de la turbine

Les trois pales sont de conception identique caractérisées par :

- La même constante d'inertie  $J_{pale}$ .
- La même constante d'élasticité  $Kb$
- Le même coefficient de frottement par rapport à l'air  $db$

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support  $f_{pale}$ . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées  $\beta b_1, \beta b_2, \beta b_3$ . Chaque pale reçoit une force  $Tb_1, Tb_2, Tb_3$  qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée [17]. L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par sa constante d'inertie  $J_h$ ; son coefficient d'élasticité  $K_h$  et son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur  $Dh$ . Le rotor de la génératrice est caractérisé par un constant d'inertie  $J_g$  et un coefficient de frottement  $d_g$ . Il transmet un couple entrainant ( $C_g$ ) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée  $\Omega_{mec}$ .

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée, alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécanique. De part la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air ( $db$ ) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faibles, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (Figure 2.2) dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée [18].

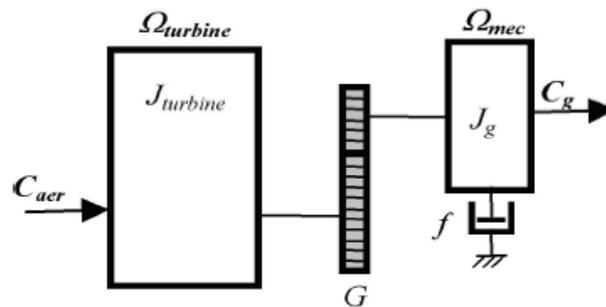


Figure 2.2. Modèle mécanique simplifié de la turbine.

### 2.2.1.2. Modèle de la turbine

Le dispositif étudié est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur  $R$  entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse comme présenté dans la Figure 2.3.

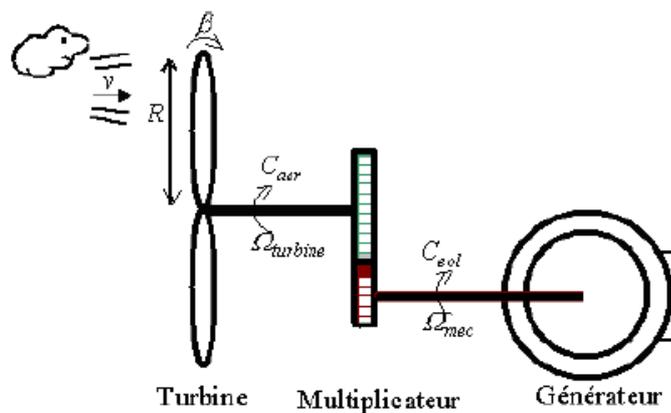


Figure 2.3. Schéma de la turbine éolienne.

Les équations de la puissance éolienne et la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor ont déjà été données dans le premier chapitre.

### 2.2.1.3. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice (Figure 2.2). Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.1)$$

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (2.2)$$

Dans Matlab/Simulink ver. 7.1, le modèle est basé sur les caractéristiques de puissance en état d'équilibre de la turbine. La rigidité de l'arbre d'entraînement est supposée infinie. Le coefficient de frottement et l'inertie de la turbine doivent être combinés avec ceux du générateur couplé à la turbine (Figure 2.4). La puissance de sortie est donnée par l'équation suivante que nous normaliserons en pu.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^3 V^3 \tag{2.3}$$

Le coefficient de puissance  $C_p$  dépend de la caractéristique de la turbine [19], [20]. Son expression pour la turbine éolienne de 1.5 MW est donnée par l'équation suivante [21].

$$C_p = f(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp\left( \frac{-C_5}{\lambda_i} \right) + C_6 \lambda \tag{2.4}$$

Avec :  $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08\beta)} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$ ;

$C_1 = 0.5176$ ;  $C_2 = 116$ ;  $C_3 = 0.4$ ;  $C_4 = 5$ ;  $C_5 = 21$ ;  $C_6 = 0.0068$

Les caractéristiques de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  pour différentes valeurs de l'angle de calage sont illustrées sur la Figure 2.4. La valeur maximale de  $C_p$  égale 0.48 est atteinte pour  $\beta = 0$  et  $\lambda = 8.1$ . Cette valeur particulière de  $\lambda$  est définie comme la valeur nominale  $\lambda_{nom}$  [21].

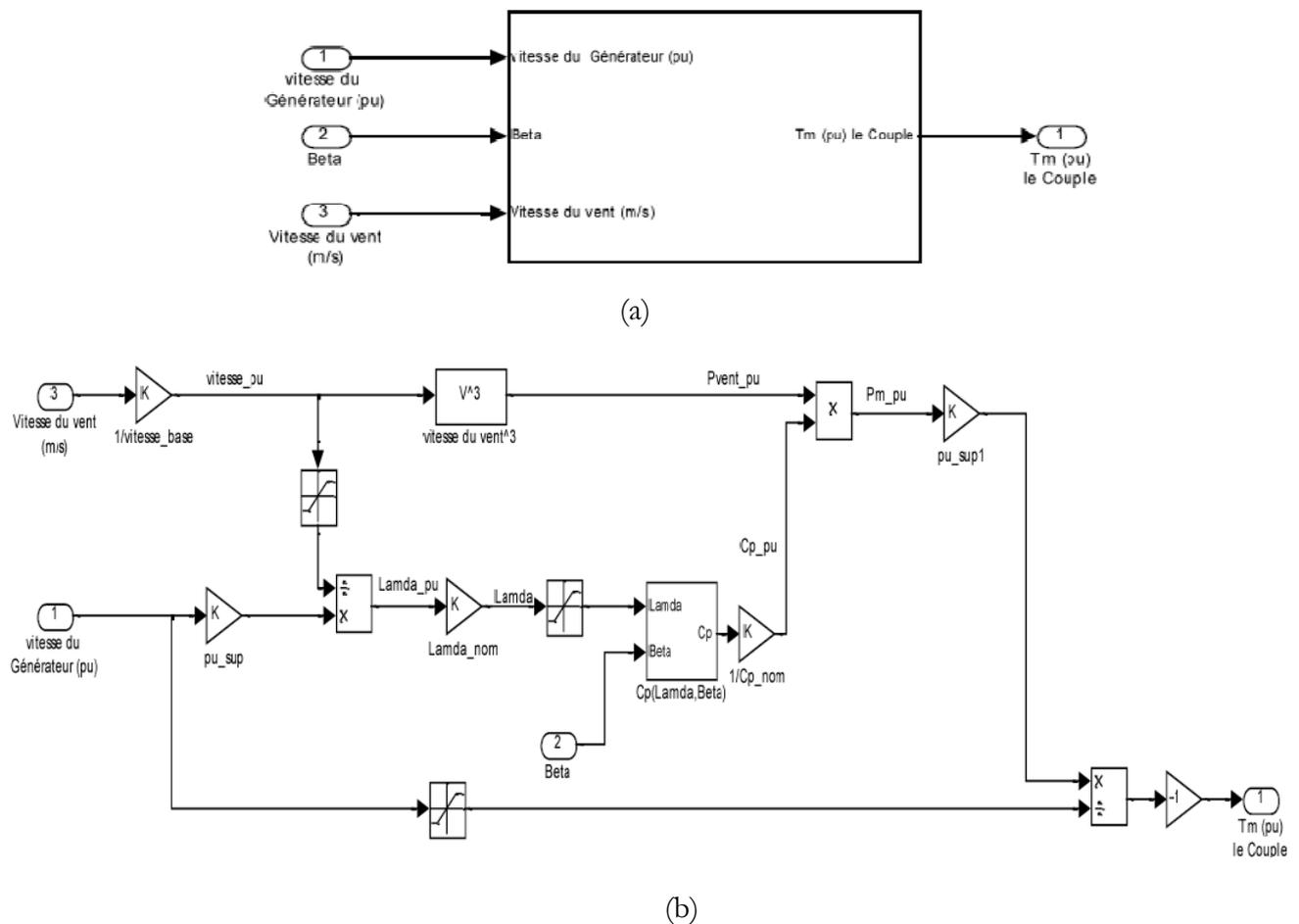


Figure 2.4. Modélisation de la turbine sous Matlab/Simulink

- a- Modèle bloc de la turbine ;
- b- Modèle développé ;

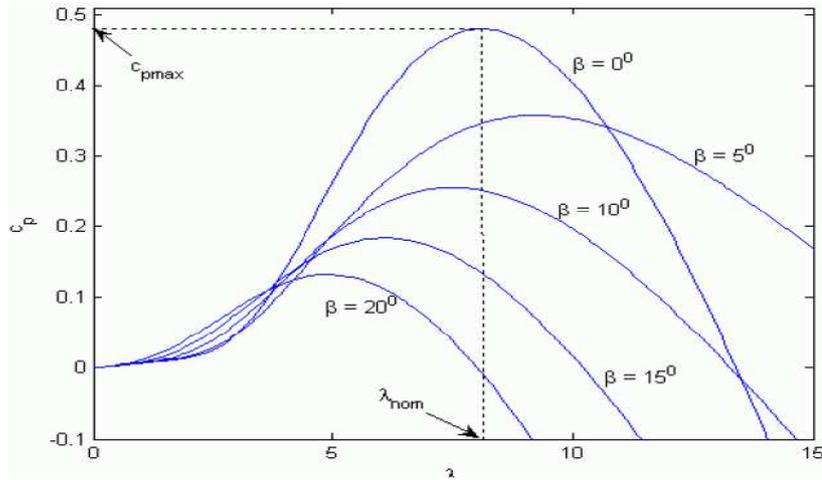


Figure 2.5. Coefficient de puissance [22]

#### 2.2.1.4. Équation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $J_{turbine}$  et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale  $J$  constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (2.5)$$

Où :

$J$  est la constante d'inertie totale qui apparaît sur le rotor de génératrice,

$J_{turbine}$  est la constante d'inertie de la turbine

$J_g$  est l'inertie de la génératrice ( $kg.m^2$ ).

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total ( $C_{mec}$ ) appliqué au rotor :

$$J = \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (2.6)$$

Le couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique  $C_{em}$  produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux  $C_{vis}$ , et le couple issu du multiplicateur  $C_g$ .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (2.7)$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottement visqueux  $f$ , tel que :

$$C_{vis} = f \Omega_{mec} \quad (2.8)$$

Où :

$C_{mec}$  le couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne.

$C_g$  le couple entraînant la génératrice.

$C_{em}$  le couple électromagnétique

$C_{vis}$  le couple des frottements visqueux (N.m).

$f$  le coefficient de frottement visqueux.

### 2.3. Partie électrique

La plupart des génératrices utilisées par les éoliennes sont des génératrices asynchrones triphasées. Celles-ci ont plusieurs avantages : elles sont robustes, leur coût est faible et ont une simplicité mécanique. Par ailleurs, leurs inconvénients se trouvent au niveau de la consommation d'énergie réactive, qu'elles tirent soit du réseau, soit elles sont compensées par une batterie de condensateurs d'où la possibilité de fonctionner autonome. Il existe deux types de machine asynchrone : la machine asynchrone à cage d'écureuil et la machine asynchrone à rotor bobiné. On s'intéresse dans ce qui suit à la modélisation de la machine asynchrone à cage d'écureuil, puisque le même modèle est utilisé dans l'étude de GADA avec petits changements dans les équations de tension rotorique.

#### 2.3.1. Principe de fonctionnement

Pour que la machine fonctionne en génératrice, il faut que le rotor tourne dans le sens du champ tournant à une vitesse supérieure à la vitesse de synchronisme exprimée par l'équation suivante :

$$\Omega_s = \frac{60f}{p} \quad (2.9)$$

Où  $p$  est le nombre de paire des pôles

Le rotor développe ainsi son propre champ magnétique. Lorsque cette génératrice est connectée au réseau, il se met à tourner à une vitesse légèrement inférieure à la vitesse de rotation du champ magnétique dans le stator (fonctionnement de type « moteur »). Si la vitesse de rotation du rotor devient égale à la vitesse de synchronisme, à celle du champ magnétique, aucune induction n'apparaît dans le rotor, et donc aucune interaction avec le stator. Enfin, si la vitesse de rotation du rotor est légèrement supérieure à celle du champ magnétique du stator, il se développe alors une force électromagnétique similaire à celle obtenue avec un générateur synchrone.

Pour une augmentation limitée de la vitesse de rotation de l'éolienne, le couple et la puissance fournie sont proportionnels au glissement. Toutefois, à partir d'une certaine vitesse de rotation, une diminution sensible du flux dans la génératrice se produit, ce qui nécessite plus de courant pour un

couple équivalent. Passée une valeur maximale de couple, une diminution du couple et donc de la puissance est observée (Figure 2.6). Il est dangereux que l'éolienne soit amenée à fonctionner dans cette zone, car d'une part la diminution du couple résistant pourrait entraîner une survitesse de la machine et d'autre part la dissipation de puissance dans la génératrice risquerait d'endommager certains éléments par surchauffe. Il faut souligner l'intérêt de ce type de fonctionnement de la génératrice asynchrone car il permet à l'éolienne de subir de faibles variations ponctuelles de la vitesse du vent (rafales) sans solliciter exagérément la transmission (multiplicateur notamment) [23].

Dans ce cas, le glissement  $g$  de la machine est négatif et défini par :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s} \quad (2.10)$$

Avec :

$\Omega_r$  : la vitesse de rotation du rotor.

$\Omega_s$  : la fréquence du champ tournant.

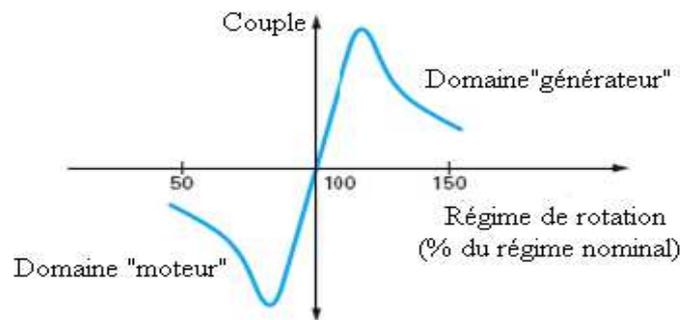


Figure 2.6. Glissement d'une génératrice asynchrone

## 2.3.2. Modélisation de la génératrice asynchrone

### 2.3.2.1. Hypothèses de modélisation

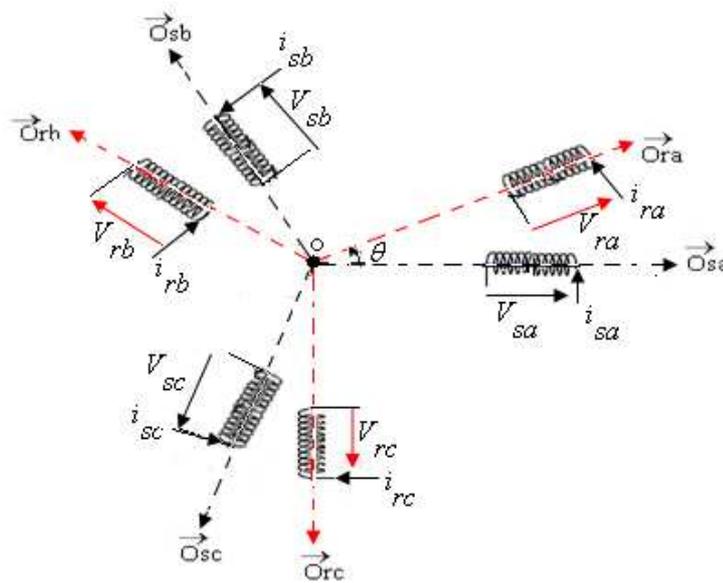
La modélisation mathématique de la machine asynchrone est éventuellement bâtie sur quelques hypothèses simplificatrices soigneusement formulées que nous pouvons énumérer comme suit :

- Les circuits magnétiques sont supposés non saturés, et suffisamment feuilletés de sorte que les pertes fer soient négligeables. Les relations entre les flux et les courants sont d'ordres linéaires.
- La densité de courant est considérée uniforme dans la section des conducteurs élémentaires.
- Le phénomène d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés.
- Les enroulements statoriques et rotoriques sont symétriques et la f.m.m est distribuée sinusoïdalement le long de la périphérie des deux armatures.
- Seul le premier harmonique d'espace de distribution de force magnétomotrice de chaque phase du stator et du rotor est pris en compte.

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme (constant),
- Les inductances propres sont constantes.
- Les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre les axes des enroulements rotoriques et statoriques.

### 2.3.2.2. Équations générales de la machine

Les enroulements des trois phases statoriques et des trois phases rotoriques, supposés comme un bobinage équivalent pour la cage du rotor dans l'espace, peuvent être représentés comme indiqué sur la Figure 2.7. Les phases rotoriques sont court-circuitées sur elles mêmes.  $\theta$ , étant la position absolue du rotor prise entre les axes des phases  $a$  du stator et rotor, respectivement.



**Figure 2.7.** Représentation schématique d'une MAS triphasée

La loi de Faraday et la loi d'Ohm généralisée permettent d'écrire les équations générales de la machine asynchrone à cage d'écuréuil dans un repère triphasé sous la forme matricielle [24].

- Au stator :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

- Au rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

On spécifie respectivement les vecteurs ou paramètres statorique par l'indice  $s$  et rotorique par l'indice  $r$ . Les indices  $abc$  indiquent le triphasé. Les paramètres  $R_s$  et  $R_r$  représentent respectivement les résistances statorique et rotorique par phase, et  $\phi$  représente le flux magnétique. Dans le système  $(a,b,c)$ , les relations courant-flux sont données comme suit :

- Au stator :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} = [L_s] \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

- Au rotor :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} = [L_r] \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + [M_{rs}] \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$[M_{rs}]$  et  $[M_{sr}]$  représentent les matrices d'inductance mutuelle entre stator et rotor. Les matrices  $[L_s]$  et  $[L_r]$  sont respectivement les matrices inductances statoriques et rotoriques, avec :

- l'inductance propre d'une phase statorique  $l_s$  ;
- l'inductance propre d'une phase rotorique  $l_r$  ;
- l'inductance mutuelle entre deux phases statoriques  $M_s$  ;
- l'inductance mutuelle entre deux phases rotoriques  $M_r$  ;

La matrice inductance du stator et du rotor décrit par :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

La matrice d'inductance mutuelle entre stator et rotor est donnée par :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Où  $M$  est l'inductance mutuelle maximale lorsque  $\theta = 0$ .

Ainsi, les équations de tensions peuvent être réécrites comme suit :

$$\begin{cases} [V_s] = R_s [I_s] + \frac{d}{dt} [[L_s][I_s] + [M_{sr}][I_r]] \\ [V_r] = R_r [I_r] + \frac{d}{dt} [[L_r][I_r] + [M_{rs}][I_s]] \end{cases} \quad (2.17)$$

Les équations précédentes permettent la modélisation de la machine dans le plan  $(a-b-c)$ . Elles peuvent être implantées dans un ordinateur. Par contre, vu la complexité de ces équations non linéaires et multi-variables, il est très difficile d'en tirer des stratégies de commande [25].

### 2.3.2.3. Transformation de Park

La transformation de Park découle de la diagonalisation des matrices inductances statorique et rotorique [6]. Cette transformation est constituée d'une transformation linéaire triphasé vers diphasé, le passage biunivoque  $abc$  vers  $\alpha-\beta$ , suivie d'une rotation. Il existe principalement deux transformations  $(abc-\alpha-\beta)$  : Clarke ou Concordia. Celle dite de Clarke conserve l'amplitude des vecteurs mais pas la puissance ni le couple qui devraient être multipliés par le coefficient  $3/2$ . Tandis que celle de Concordia, qui est normée, conserve la puissance mais pas les amplitudes des vecteurs [26]. Le repère  $\alpha-\beta$  est rigidement fixe au repère  $abc$  par contre le repère  $(d-q)$  est libre. Ce dernier est repéré par rapport  $\alpha-\beta$  par un angle  $\theta_{obs}$ , appelé l'angle de Park ou angle d'observation du référentiel unique de Park [27]. Le passage du système triphasé,  $abc$ , au système biphasé,  $d-q$ , est réalisé en utilisant la transformation de Park.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [P]^{-1} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Où les matrices de Park sont données par :

$$[P] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{obs}) & \cos\left(\theta_{obs} - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_{obs} - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta_{obs}) & \sin\left(\theta_{obs} - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_{obs} - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$[P]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{obs}) & -\sin(\theta_{obs}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin(\theta_{obs} - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_{obs} - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_{obs} - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_{obs} - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Le système  $d-q$  sera utilisé dans la commande vectorielle des machines électriques. Dans le système  $d-q$ , les grandeurs électriques sont de type continu, ce qui donne la possibilité de faire une commande similaire à la commande de la machine à courant continu [29].

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$[C]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Les transformations de Concordia sont utilisées pour faire le passage entre les systèmes triphasés,  $abc$ , et un système fictif,  $\alpha\beta$ . En remplaçant (2.16) dans (2.13) on obtient les transformations de Concordia :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_h \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [C]^{-1} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_h \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

On a choisi  $\sqrt{\frac{2}{3}}$ , le coefficient pour les matrices Park et Concordia afin de conserver la puissance pendant le passage entre les deux référentiels. Ainsi, la puissance active sera :

$$P = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_d i_d + v_q i_q = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta \quad (2.26)$$

### 2.3.3. Modélisation vectorielle de la génératrice asynchrone

#### 2.3.3.1. Phaseur

Au stator comme au rotor, les courants triphasés parcourant un enroulement triphasé créent des champs magnétiques pulsatoires triphasés (décalés à  $\pm 120^\circ$ ) dont la superposition génère des champs magnétiques tournants [30]. Un vecteur triphasé  $[V] = [V_a \ V_b \ V_c]^T$  peut être représenté vectoriellement par un vecteur  $\bar{V}$ , appelé phaseur, tels que :

$$\bar{V} = K_T [A][V] = K_T (V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.27)$$

Avec  $[A] = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$ ,  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$  et  $1+a+a^2=0$

$K_T = \sqrt{\frac{2}{3}}$ , Pour une représentation vectorielle conservant la puissance.  $[A]$  Est le vecteur espace de position à  $120^\circ$ . On peut généraliser la notion du phaseur (vecteur tournant) pour toutes les grandeurs électriques courant, tension ou flux [31].

#### 2.3.3.2. Modèle de la MAS dans le référentiel séparé

L'application du vecteur de position à  $120^\circ$   $[A]$ , aux équations flux donne ce qui suit :

$$\bar{\Phi}_s = L_{cs} \bar{i}_s + M_c \bar{i}_r \quad (2.28)$$

$$\bar{\Phi}_r = L_{cr} \bar{i}_r + M_c \bar{i}_s \quad (2.29)$$

Où,  $L_{cs} = l_s - M_s$ ,  $L_{cr} = l_r - M_r$  et  $M_c = \frac{3}{2}M$   $L_{cs} = l_s - M_s$  sont respectivement les inductances cycliques propres du stator et du rotor et l'inductance cyclique mutuelle stator rotor. Avec l'application du même vecteur  $[A]$ , aux équations de tension triphasée, conduit à écrire :

$$V_s = R_s i_s + \frac{d\bar{\Phi}_s}{dt} \quad (2.30)$$

$$V_r = R_r i_r + \frac{d\bar{\Phi}_r}{dt} \quad (2.31)$$

#### 2.3.3.3. Équations de la MAS dans un référentiel unique d'observation

##### a. Relation de passage entre référentiels

Sachant que la norme de  $V$  est invariante quelque soit les repères en rotation, on peut écrire les relations de passage suivantes, Fig.2.8.  $(d-q)$  est le référentiel unique, dit de Park.

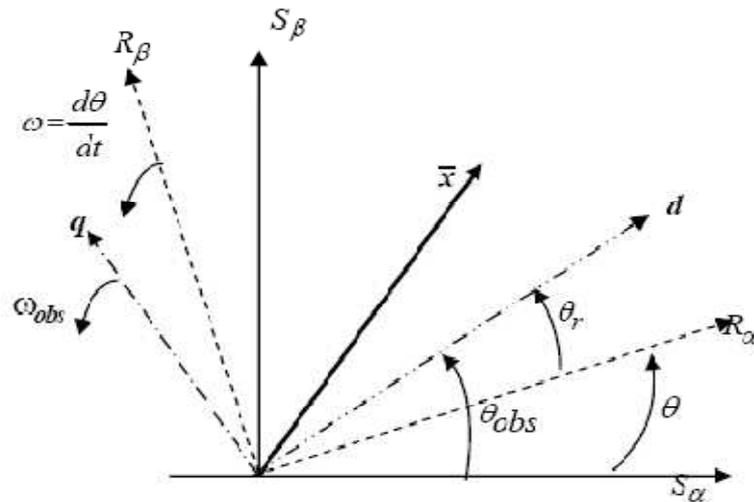


Figure 2.8. Position relative des référentiels.

- Passage stator ( $d-q$ )

$$\bar{V}^-(s) = \bar{V}^-(dq) e^{j\theta_{obs}} \quad (2.32)$$

- Passage rotor ( $d-q$ )

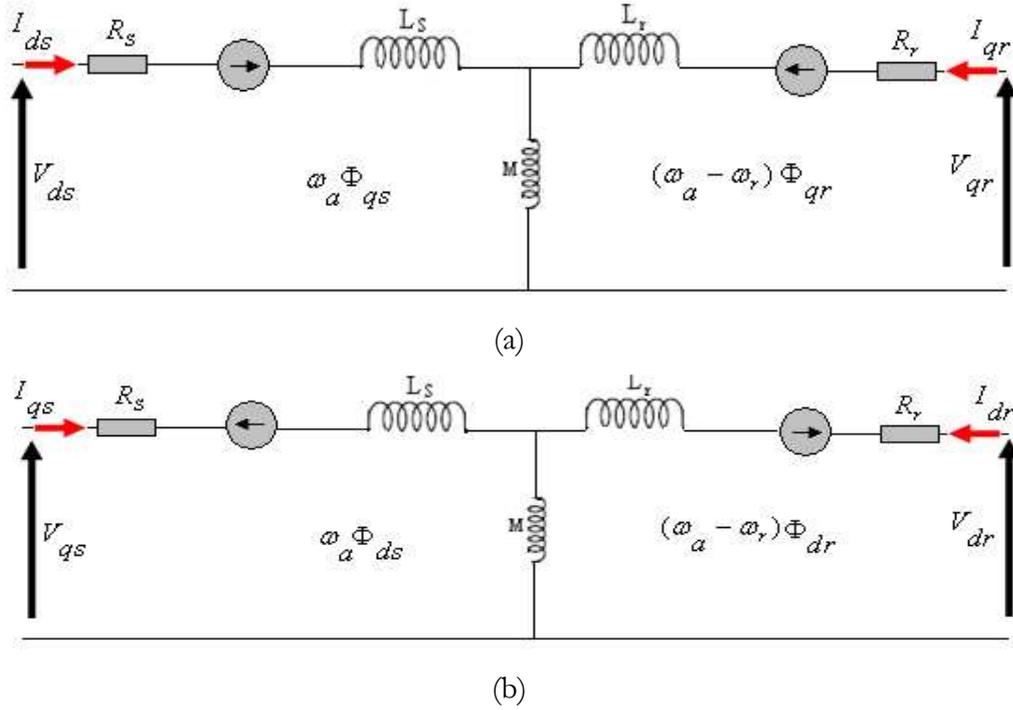
$$\bar{V}^-(r) = \bar{V}^-(dq) e^{j\theta_{obs}} \quad (2.33)$$

### b. Choix du référentiel

Il est plus intéressant d'écrire les équations dans un référentiel lié soit au stator, soit au rotor, ou au champ tournant, selon les objectifs de l'application. Dans chacun de ces nouveaux référentiels, les équations de la machine deviennent plus simples que dans un référentiel quelconque. Nous représentons ci-dessous (Figure 2.9) les schémas équivalents suivant les deux axes pour un référentiel quelconque de vitesse  $\omega_a$

Le choix du référentiel se fait en fonction de la valeur de  $\omega_a$  :

- $\omega_a = 0$  : correspond au référentiel stationnaire.
- $\omega_a = \omega_r$  : correspond au référentiel lié au rotor.
- $\omega_a = \omega_s$  : correspond au référentiel lié au champ tournant.



**Figure 2.9.** Schéma équivalent en régime dynamique de la machine asynchrone  
 a- Suivant l'axe d  
 b- Suivant l'axe q.

**2.3.4. Modèle diphasé de la machine asynchrone**

Il est plus intéressant d'écrire les équations dans un référentiel lié au champ tournant  $\omega_a = \omega_s$ , selon l'objectif de l'application sur la commande des génératrices asynchrone que nous allons utiliser dans la simulation de l'éolienne. En multipliant les systèmes d'équations (2.11) et (2.12) par la matrice de Park, on obtient les équations des tensions statorique et rotorique suivantes :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d}{dt} \Phi_{ds} - \omega_s \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d}{dt} \Phi_{qs} + \omega_s \Phi_{ds} \end{cases} \quad (2.34)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = 0 = R_r I_{dr} + \frac{d}{dt} \Phi_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \Phi_{qr} \\ V_{qr} = 0 = R_r I_{qr} + \frac{d}{dt} \Phi_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \Phi_{dr} \end{cases} \quad (2.35)$$

En multipliant les systèmes d'équations (2.13) et (2.14) par la matrice de Park, on obtient les équations des flux statoriques et rotoriques suivant :

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = L_s I_{ds} + M_{sr} I_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s I_{qs} + M_{sr} I_{qr} \end{cases} \quad (2.36)$$

$$\begin{cases} \Phi_{dr} = L_r I_{dr} + M_{rs} I_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r I_{qr} + M_{rs} I_{qs} \end{cases} \quad (2.37)$$

Dans le nouveau repère, la machine est représentée par la Figure 2.10.

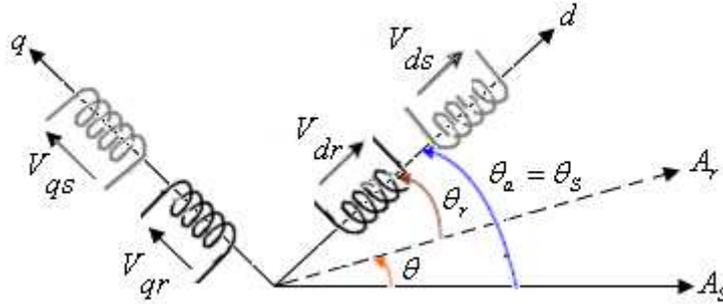


Figure 2.10. Représentation de la machine dans le repère diphasé

### 2.3.5. Équations de puissance et de couple

La puissance électrique statorique instantanée de la machine s'écrit selon Park comme suit :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left( V_{ds} i_{ds} + V_{qs} i_{qs} \right) \quad (2.38)$$

Dans un référentiel lié au champ tournant, en remplaçant  $V_{ds}$  et  $V_{qs}$  par leurs valeurs, la relation précédente multipliée par  $dt$  devient :

$$dW_{es} = \frac{3}{2} R_s \left( i_{ds}^2 + i_{qs}^2 \right) dt + \frac{3}{2} \left( d\Phi_{ds} i_{ds} + d\Phi_{qs} i_{qs} \right) + \frac{3}{2} \omega_s \left( \Phi_{ds} i_{qs} + \Phi_{qs} i_{ds} \right) dt \quad (2.39)$$

L'énergie électrique fournie au stator pendant le temps  $dt$  se décompose ainsi en trois termes :

- Le premier représente l'énergie perdue par effet Joule au stator ;
- Le second représente la variation d'énergie magnétique statorique ;
- Le troisième représente l'énergie  $dW_\delta/dt$  transférée du stator au rotor à travers l'entrefer par l'intermédiaire du champ tournant.

$$dW_\delta = \frac{3}{2} R_r \left( i_{dr}^2 + i_{qr}^2 \right) dt + \frac{3}{2} \left( d\Phi_{dr} i_{dr} + d\Phi_{qr} i_{qr} \right) + \frac{3}{2} \omega_r \left( \Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds} \right) dt \quad (2.40)$$

L'énergie  $dW_\delta/dt$  transitant à travers l'entrefer est donc composée de trois termes :

- L'énergie perdue par effet Joule au rotor.
- La variation d'énergie magnétique rotorique.
- L'énergie ( $dW_{mec}/dt$ ) transformable en énergie mécanique.

Le couple électromagnétique développé par le champ tournant s'obtient en divisant le troisième terme de l'équation (2.39) par  $\Omega dt$  :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \left( \Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds} \right) \quad (2.41)$$

Le couple mécanique s'obtient en divisant le dernier terme de (2.38) par  $\Omega dt$  :

$$T_{mec} = \frac{3}{2} p (\Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds}) = \frac{3}{2} p (\Phi_{qr} i_{dr} - \Phi_{dr} i_{qr}) = T_r + J \frac{d\Omega_r}{dt} + f \Omega_r \quad (2.42)$$

En explicitant les flux statoriques et rotoriques en fonction des inductances, on vérifie que :

$$T_{mec} = T_{em} = \frac{3}{2} p M_{sr} (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \quad (2.43)$$

Cette relation très importante met en évidence le fait que le couple résulte de l'interaction de composantes des courants statoriques et rotoriques en quadrature [33].

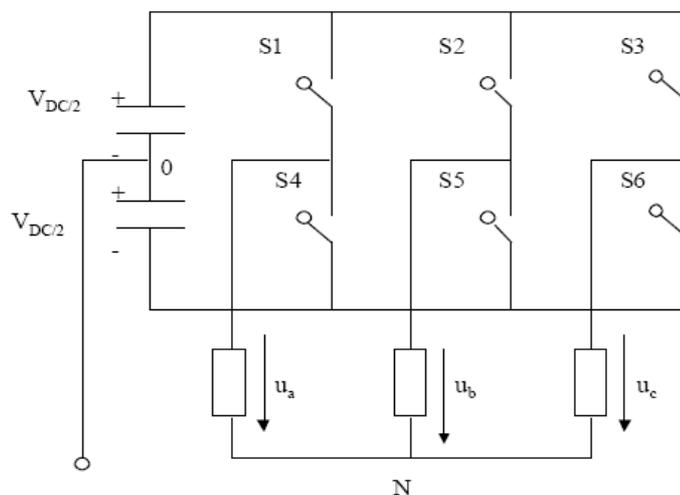
### 2.3.6. Les convertisseurs de puissance dans l'éolienne à vitesse variable

Le développement des dispositifs de l'électronique de puissance, pour supporter les puissances à grand échelle et leur commutation permet de réaliser des éoliennes fonctionnant à vitesse variable, avec l'utilisation des génératrices asynchrones. La conversion de puissance considérée est formée par deux onduleurs de tension en cascades équipés avec des dispositifs semi-conducteurs IGBT et connectés à travers un bus continu. Cette cascade de convertisseurs a certains avantages :

- Le flux d'énergie entre le rotor et le réseau est bidirectionnel ;
- Le fonctionnement autour de la vitesse de synchronisme est adéquat ;
- Les commandes du couple de la machine électrique et de la puissance réactive injectée par le rotor sont indépendantes ;
- La possibilité de contrôler le facteur de puissance de l'installation ;

#### 2.3.6.1. Modélisation de convertisseur de puissance

Les commutateurs sont supposés parfaits. Un onduleur de tension est illustré sur la Figure (2.11).



**Figure 2.11.** Schéma d'un onduleur de tension.

La tension générée par les convertisseurs [32] est donnée par :

$$U = \frac{2}{3} \left( u_a(t) + u_b(t) e^{j\frac{2\pi}{3}} + u_c(t) e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) = u_{\alpha fs} + j u_{\beta fs} \quad (2.44)$$

En supposant que le système est équilibré, on a :

$$\begin{aligned} u_{\alpha fs} &= u_a(t) \\ u_{\beta fs} &= \frac{1}{\sqrt{3}} (u_a(t) - u_c(t)) \end{aligned} \quad (2.45)$$

On peut exprimer les tensions en ligne en fonction de la tension dans l'étape continue et de l'état des commutateurs. On définit les variables  $S_a, S_b, S_c$ , en fonction de l'état des commutations dans les trois branches :

– Branche 1 :

$S_a = 0$  Si  $S1$  est en position **off** et  $S4$  est à **on**.

$S_a = 1$  Si  $S1$  est en position **on** et  $S4$  est à **off**

– Branche 2 :

$S_b = 0$  Si  $S2$  est en position **off** et  $S5$  est à **on**.

$S_b = 1$  Si  $S2$  est en position **on** et  $S5$  est à **off**

– Branche 3 :

$S_c = 0$  Si  $S3$  est en position **off** et  $S6$  est à **on**.

$S_c = 1$  Si  $S3$  est en position **on** et  $S6$  est à **off**

Les tensions composées à la sortie du convertisseur s'expriment par :

$$\begin{cases} u_{ab} = V_{DC} (S_a - S_b) \\ u_{bc} = V_{DC} (S_b - S_c) \\ u_{ca} = V_{DC} (S_c - S_a) \end{cases} \quad (2.46)$$

Or si on prend en compte l'équilibre des tensions :

$$u_a = u_b = u_c = 0 \quad (2.47)$$

On déduit les expressions des tensions en lignes par rapport aux tensions composées :

$$\begin{cases} u_a = \frac{1}{3} (u_{ab} - u_{ca}) \\ u_b = \frac{1}{3} (u_{bc} - u_{ab}) \\ u_c = \frac{1}{3} (u_{ca} - u_{bc}) \end{cases} \quad (2.48)$$

D'où on obtient :

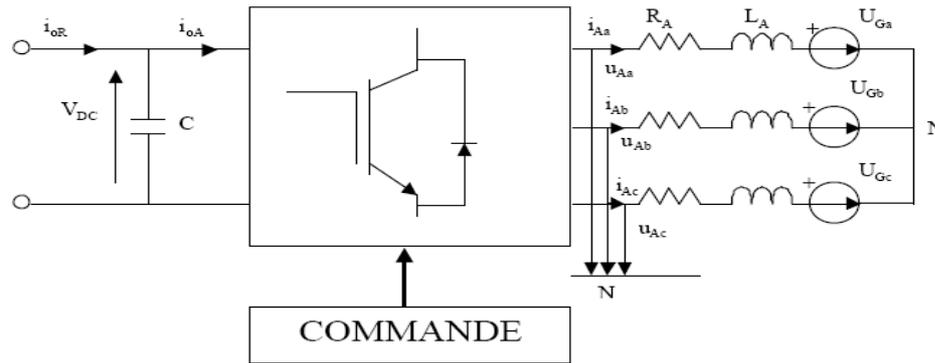
$$\begin{cases} u_a = \frac{V_{DC}}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ u_b = \frac{V_{DC}}{3}(2S_b - S_c - S_a) \\ u_c = \frac{V_{DC}}{3}(2S_c - S_a - S_b) \end{cases} \quad (2.49)$$

La connaissance de l'état de commutation et la tension dans l'étape continue, on retrouve les tensions fournies par les deux convertisseurs côté (rotor, stator) et côté réseau, ce modèle est vérifié par [33].

### 2.3.6.2. Modélisation de bus continu

Réellement, la tension aux bornes de condensateur dépend des puissances transférées dans les convertisseurs des deux côtés comme montré sur la Figure 2.12. On peut exprimer la variation du courant dans le condensateur  $C$  :

$$C \frac{dV_{DC}}{dt} = i_{0R} - i_{0A} \quad (2.50)$$



**Figure 2.12.** Étape continue et filtre à la sortie du convertisseur côté réseau.

D'où en multipliant les deux membres de l'équation par  $V_{DC}$  :

$$C V_{DC} \cdot \frac{dV_{DC}}{dt} = V_{DC} \cdot i_{0R} - V_{DC} \cdot i_{0A} \quad (2.51)$$

C'est-à-dire que l'on a un bilan de puissance

$$\frac{dW_c}{dt} = P_r - P_A \quad (2.52)$$

Ainsi, la connaissance de la puissance  $P_r$  échangée avec le convertisseur CRT et la puissance  $P_A$  échangée avec le convertisseur CRS (Figure 2.13), on en déduit la variation d'énergie contenue dans le condensateur  $C$ , d'où il en résulte que la valeur de l'énergie dans ce condensateur  $W_c$  et donc la valeur de tension dans le bus continu s'écrit comme suit :

$$V_{DC} = \sqrt{2 \frac{W_C}{C}} \quad (2.53)$$

Le signal électrique en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal. Pour rendre le courant  $i_A$  sinusoïdal on introduit un filtrage de la tension générée par le convertisseur CRS à l'aide de filtre  $(R_A, L_A)$ .

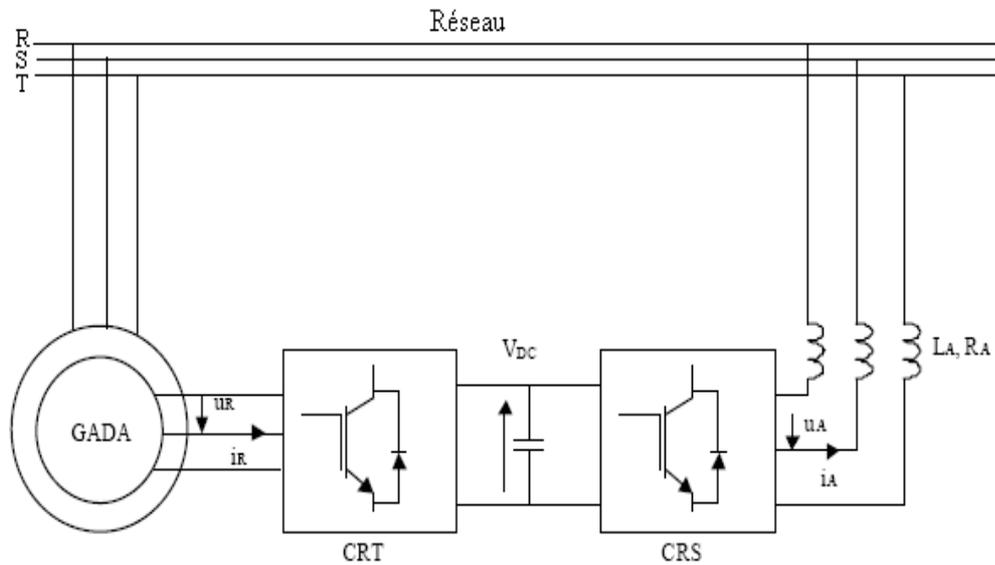


Figure 2.13. Modèle électrique de l'éolienne.

## 2.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons établi un modèle mathématique de la chaîne de conversion d'une éolienne (turbine, machine asynchrone, convertisseurs de puissance) à travers des équations simples, et par l'utilisation de la transformation de Park pour la modélisation de la partie électrique de la chaîne de conversion. Ces différents modèles seront utilisés dans la commande et simulation de l'éolienne présentés dans le chapitre 3.

Equation Chapter (Next) Section 1

## Chapitre 03

# SIMULATION DYNAMIQUE DES FERMES EOLIENNES A VITESSE FIXE INTEGREE DANS UN RESEAU MULTI MACHINE

### 3.1. Introduction

La plupart des éoliennes du monde utilisent une génératrice asynchrone triphasée à cage d'écuréuil pour produire du courant alternatif. Ce type de génératrice n'est en fait que très rarement utilisé, sauf dans l'industrie éolienne et dans les petites centrales hydrauliques. Originellement, ce type de génératrice fût conçu comme un moteur électrique. En fait, un tiers de la consommation mondiale d'électricité est utilisé pour faire fonctionner des moteurs à induction qui actionnent des machines, pompes, ventilateurs, compresseurs, ascenseurs et d'autres types d'équipement requérant la conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique.

Dans ce chapitre, on s'intéresse au fonctionnement de la machine asynchrone triphasée à cage d'écuréuil comme une génératrice dans les systèmes éoliens à vitesse fixe. L'avantage de cette génératrice est d'être très fiable et relativement peu onéreuse par rapport à d'autres types de génératrices. Elle a également quelques caractéristiques mécaniques qui la rendent très appropriée pour la conversion de l'énergie éolienne.

### 3.2. Technologies utilisées dans l'éolienne à vitesse fixe

Il existe différentes structures d'aérogénérateurs permettant de convertir l'énergie mécanique fournie par le vent en énergie électrique. La majorité des applications de la MAS à cage en éolien (85%) [34] sont à vitesse de rotation constante et connectée directement au réseau. La vitesse est alors imposée par la fréquence du réseau et le nombre de paires de pôles de la génératrice. Pour ce fonctionnement, on peut réaliser deux structures :

- Éolienne à une seule vitesse de rotation fixe.
- Éolienne à deux vitesses de rotation fixées.

#### 3.2.1. Éoliennes à une seule vitesse de rotation fixe

La Figure 3.1 représente la configuration la plus simple utilisant une machine asynchrone à cage. L'insertion en parallèle des condensateurs avec les enroulements statoriques, a pour objectif de magnétiser la machine durant sa production de l'énergie.

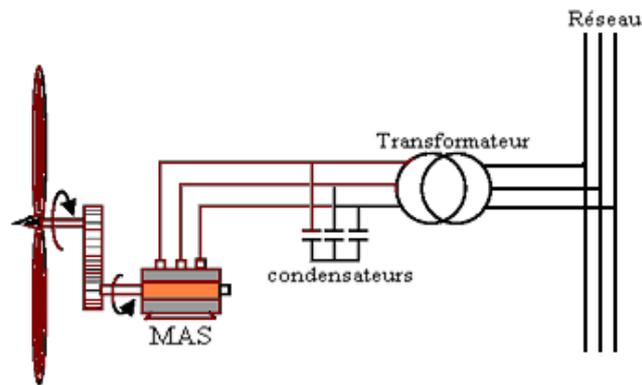


Figure 3.1. Éolienne à une seule vitesse fixe.

Par contre, cette configuration présente quelques inconvénients dont on cite :

- Il n'y a pas d'accès pour récupérer l'énergie induit dans le rotor.
- Elle ne permet pas une vitesse variable.
- Les fluctuations du couple ont pour conséquences des fluctuations sur la puissance transmise au rotor. Étant donné que la tension délivrée par la machine est constante, ces fluctuations apparaissent sur le courant injecté dans le réseau.
- Le bruit généré par la turbine en cas de vitesse fixe représente un sérieux problème sur l'environnement.

Le glissement de la MAS à cage en éolien est limité à 2% [2], ce qui met la vitesse du rotor quasiment constante, par le système de contrôle de l'angle  $\beta$  d'orientation de pales peuvent être laissé l'éolienne à fonctionner à vitesse fixe. La vitesse spécifique est définie comme suit :

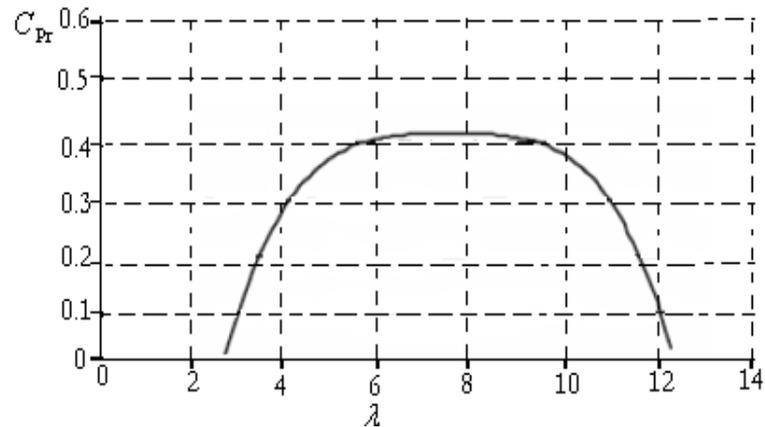
$$\lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (3.1)$$

Et le coefficient de puissance par :

$$C_{pr} = \frac{2P_r}{\rho \pi R^2 V^3} \quad (3.2)$$

Où  $P_r$  est la puissance active transmise par le rotor.

Pour une vitesse constante,  $\lambda$  est maintenue au maximum de la moyenne de vitesse de vent. Si celle-ci diminue, donc  $\lambda$  augmente et suivant la courbe de la Figure 3.2,  $C_{pr}$  diminue donc transmise du rotor diminue elle aussi.



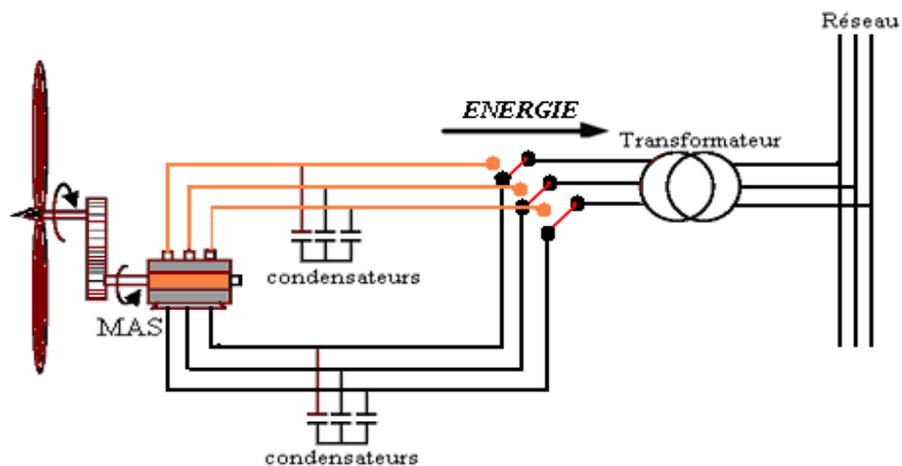
**Figure 3.2.** Rendement de l'éolienne en fonction de la vitesse spécifique [2].

Dans ce cas, le fonctionnement à vitesse constante est à rendement non optimal, puisqu'il est réduit dans la plupart du temps de fonctionnement de l'éolienne. Cette machine est connue pour son décrochage fréquent du réseau en cas de chute de vent. En effet, puisque son glissement est très réduit, sa vitesse de rotation doit être légèrement supérieure à la vitesse de synchronisme. Si elle est inférieure on est amené à déconnecter la machine du réseau, sinon l'éolienne se transforme en ventilateur car elle fonctionne dans ce cas en moteur.

### 3.2.2. Éoliennes à deux vitesses de rotation fixe

Pour améliorer le rendement du dispositif précédent, certains constructeurs utilisent un système à base de machine asynchrone à double stator (Figure 3.3) :

- Un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses du vent.
- Un stator de forte puissance à faible nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux vitesses de vent élevées [9].



**Figure 3.3.** Éolienne à deux vitesses fixes.

Ce système reste intrinsèquement un dispositif à vitesse fixe mais possède deux points de

fonctionnement différents. Le bruit ainsi engendré par l'éolienne est alors plus faible pour les petites vitesses de vent car l'angle de calage nécessaire à l'orientation des pales atteint des valeurs moins élevées. La présence d'un deuxième stator rend la conception de la machine particulière et augmente le coût et le diamètre de façon non négligeable. Il en résulte une augmentation du poids et de l'encombrement de l'ensemble.

### 3.3. Modèle d'une éolienne à base de machine asynchrone à cage d'écureuil

Les turbines éoliennes utilisées pour la production de l'électricité sont généralement des machines rapides à deux ou trois pales. Ces machines présentent les avantages suivants :

- à diamètre égal, les éoliennes rapides sont plus légères et donc moins coûteuses que les éoliennes lentes ;
- la boîte à vitesse des éoliennes rapides est plus légère puisque le rapport de réglage de vitesse nécessaire est plus faible ;
- même si le couple de démarrage des éoliennes rapides est faible, il est suffisant pour conduire le générateur en rotation.

Trois types des générateurs sont généralement utilisés : le générateur à courant continu de type shunt, l'alternateur (générateur synchrone) et le générateur à induction (générateur asynchrone). Le générateur asynchrone semble être le plus bon marché et représenter la solution la plus efficace pour les raisons suivantes :

- sa conception n'est pas très coûteuse,
- son démarrage est facile,
- sa connexion au réseau est simple,

La Figure 3.4 présente la structure globale du système éolien utilisé dans cette étude. Elle consiste en une turbine éolienne à trois pales, un système mécanique à deux masses et une machine asynchrone directement connectée au réseau. Cette simple configuration est principalement utilisée en pratique.

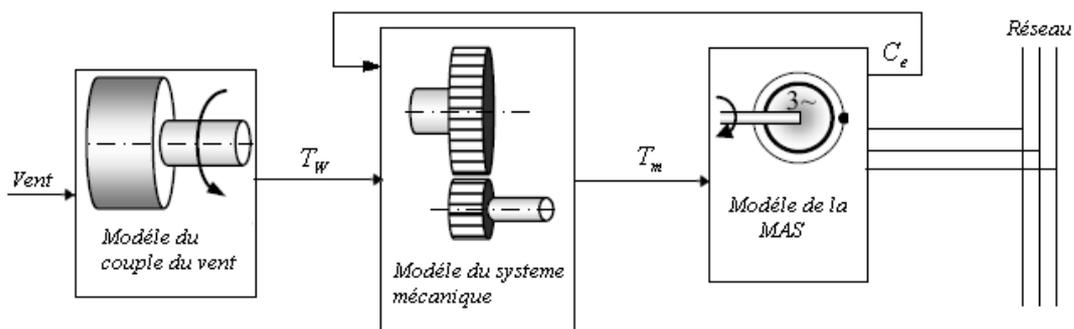


Figure 3.4. Structure globale du système éolien.

Après l'exécution du programme sous Matlab/Simulink, la caractéristique de la turbine éolienne, pour des différentes vitesses du vent, est donnée par la Figure 3.5 :

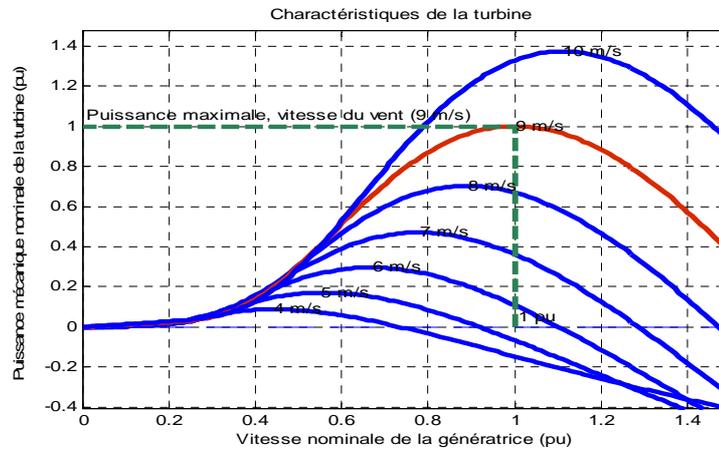


Figure 3.5. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la MAS à cage

Les paramètres de tout le système sont fournis dans les Figures 3.6 et 3.7.

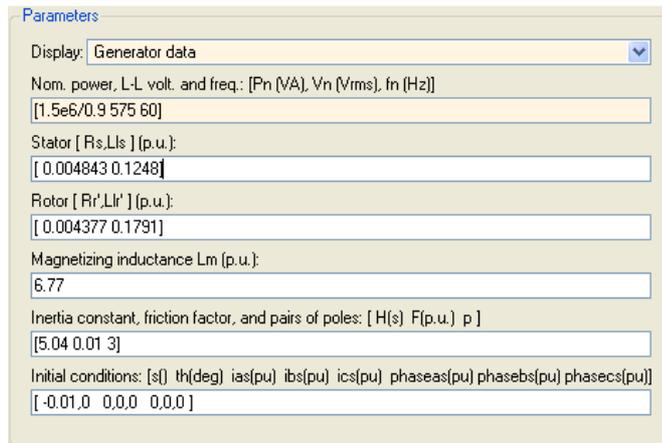


Figure 3.6. Les paramètres de la MAS à cage.

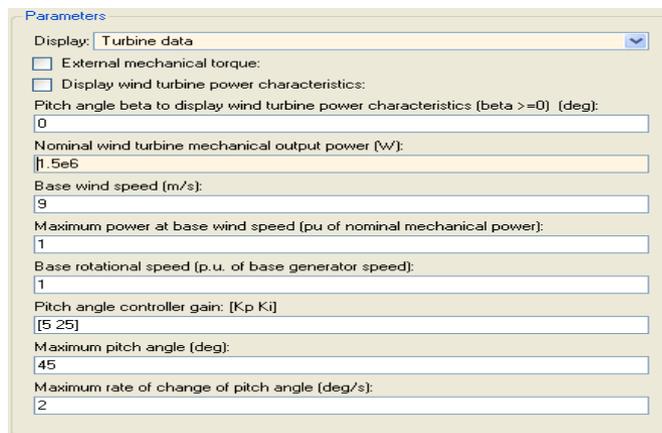


Figure 3.7. Les paramètres de la turbine.

La génératrice ne peut fonctionner que sur une plage restreinte de vitesse. Alors, l'éolienne ne fonctionnera qu'à partir d'une vitesse seuil du vent et s'arrêtera au-delà d'une certaine vitesse limite du vent. On doit essayer de stabiliser la vitesse de ces générateurs asynchrones près de leur puissance nominale en utilisant un multiplicateur et un régulateur de l'angle d'orientation des pales, pour avoir en bout de ligne une fréquence et une tension réglée.

### 3.4. Génération de l'angle d'orientation des pales « $\beta$ »

L'angle de calage, généralement utilisé pour contrôler la vitesse de rotation de la machine [6], mais peut également être utilisé pour contrôler le couple aérodynamique ou la puissance captée par la turbine [35]. Dans cette étude, le but est la production de la puissance active à sa valeur maximale (Puissance nominale) de préserver l'ensemble des éléments de la chaîne éolienne dimensionnés autour de cette puissance. Généralement, les régulateurs utilisés pour la régulation de l'angle d'orientation sont les régulateurs PI [36]. Le correcteur PI utilisé a pour expression :

$$\frac{\beta'_{ref}(s)}{\varepsilon(s)} = PI = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.3)$$

Le régulateur de l'angle de calage est donc modélisé comme illustré dans la Figure 3.8. Les paramètres de ce système de régulation sont donnés dans la Figure 3.7.

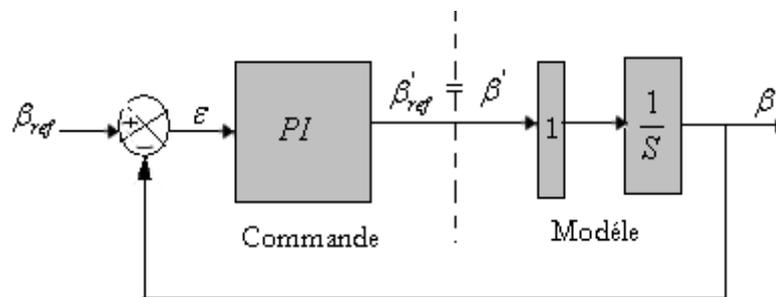


Figure 3.8. Régulation de l'angle avec un correcteur PI.

La puissance de référence pour générer l'angle de calage de référence est la puissance nominale captée par la turbine comme montré dans la Figure 3.9.

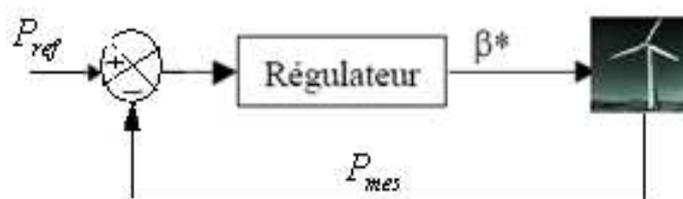


Figure 3.9. Système de génération  $\beta$  de référence.

### 3.5. Calcul des valeurs des condensateurs de compensation

Le principe de fonctionnement de générateur asynchrone à cage nécessite l'absorption d'une puissance réactive pour créer son champ magnétique. A fin de maintenir le facteur de puissance égale à l'unité, il faut insérer une batterie de condensateurs pour compenser la puissance réactive absorbée par la générateur. La réactance capacitive est donc :

$$X_c = \frac{V^2}{Q} = \frac{V^2}{\sqrt{S^2 - P^2}} \quad (3.4)$$

La capacité par phase est :

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c} \quad (3.6)$$

Avec :

- $V$  : La tension aux bornes de stator, V.
- $S$  : La puissance apparente du générateur, VA.
- $Q$  : La puissance réactive absorbé par MAS, VAR.
- $P$  : La puissance active générée par MAS, W.
- $f$  : La fréquence du réseau, Hz.

### 3.6. Raccordement des éoliennes au réseau électrique

Une fois produite par l'éolienne, l'énergie électrique est transportée aux consommateurs par des réseaux électriques. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension produite à la sortie de l'éolienne est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur de puissance éleveur de tension. Celui-ci permet de se raccorder aux réseaux de moyennes tensions pour les fermes éoliennes de petites puissances, ou aux réseaux d'interconnexion pour les fermes éoliennes de fortes puissances (fermes éoliennes offshore), où la présence du vent est plus régulière.

Avant l'intégration d'un parc éolien dans un réseau électrique, il faut vérifier les conditions de couplage suivantes :

- L'égalité de valeurs maximales de tension, donc de leurs valeurs efficaces ;
- L'égalité de fréquences ;
- Un déphasage nul entre elles ;
- En triphasé, même succession des phases ;

### 3.7. Outil de simulation

Dans notre étude, on a choisi Matlab/Simulink ver. 7 comme logiciel de simulation pour valider les modèles étudiés permettant de simuler des phénomènes transitoires électromécaniques dans des réseaux électriques triphasés. Il comprend une vaste bibliothèque de modèles d'équipements et de contrôleurs (Figure 3.10). Il permet d'inclure des commandes définies par l'utilisateur, comporte une interface-utilisateur très flexible, qui a donné la possibilité de modéliser les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Les algorithmes utilisés fournissent à l'utilisateur les outils nécessaires pour l'étude de l'impact des parcs éoliens sur le réseau électrique pour les différents états de système.

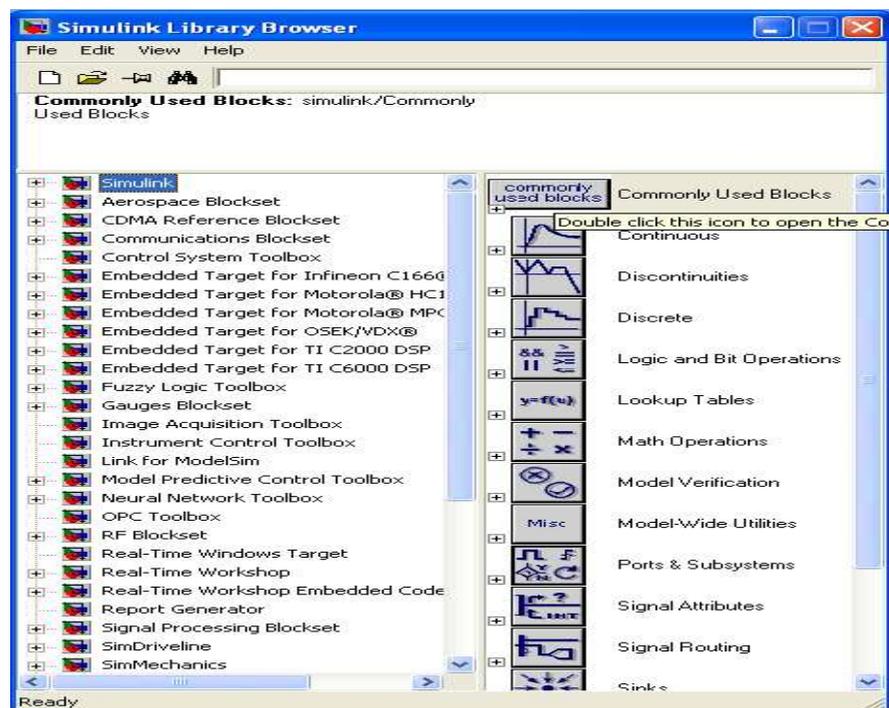


Figure 3.10. Bibliothèque de Simulink.

### 3.8. Présentation du réseau d'étude

#### 3.8.1. Structure du réseau

Le réseau étudié comporte (Figure 3.11) :

- Deux sources d'alimentation identiques de 120 kV et 69 kV connectés aux jeux de barres B4 et B5 respectivement. Chaque source pouvant fournir 100 MVA et 60 MVA qui, par la suite, est distribuée sur un seul niveau de tension 25 kV.
- des lignes aériennes en cuivre de section de 93,3 mm<sup>2</sup>. Les valeurs des résistances, inductance et capacitance linéiques sont respectivement de 0.1153 Ω/km, 1,05 mH/km et 11,33 nF/km.

- deux parcs éoliens connectés sur ce réseau du côté basse, le premier parc connecté au jeu de barres B1 de tension 575 V et l'autre au jeu de barres B2 de tension 690 V, chaque parc éolienne doit fournir une puissance nominale de 3 MW.
- deux charges résistives (constantes) : La charge A de 500 kW et la charge B de 6 MW connectées respectivement aux jeux de barres B5 (120 kV) et B6 (25 kV).

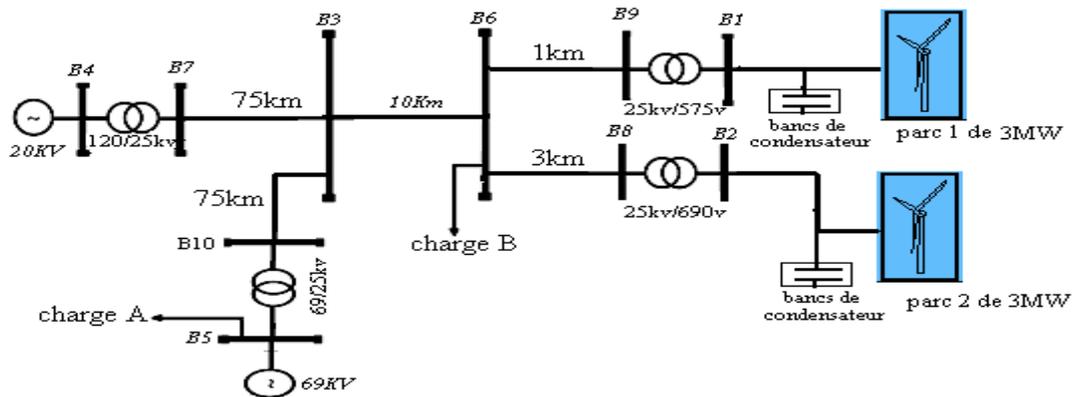


Figure 3.11. Réseau test

### 3.9. Simulation du système en régime dynamique permanent

Le premier cas de simulation consiste à étudier le réseau avec production éolienne en régime dynamique permanent. La génératrice est entraînée par deux turbine éolienne dont la vitesse de vent varie linéairement entre 8 à 11 m/s pour le premier site de placement, et l'autre entre 8 à 12 m/s comme illustrée dans la Figure 3.12.

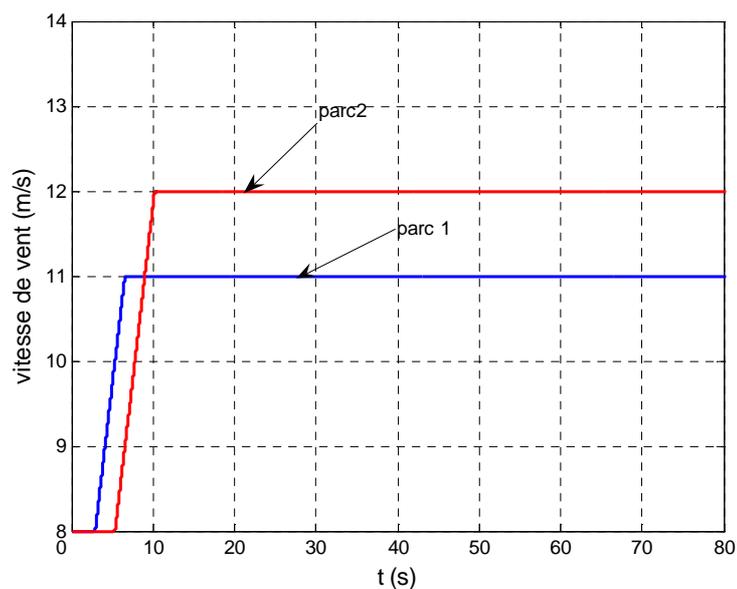
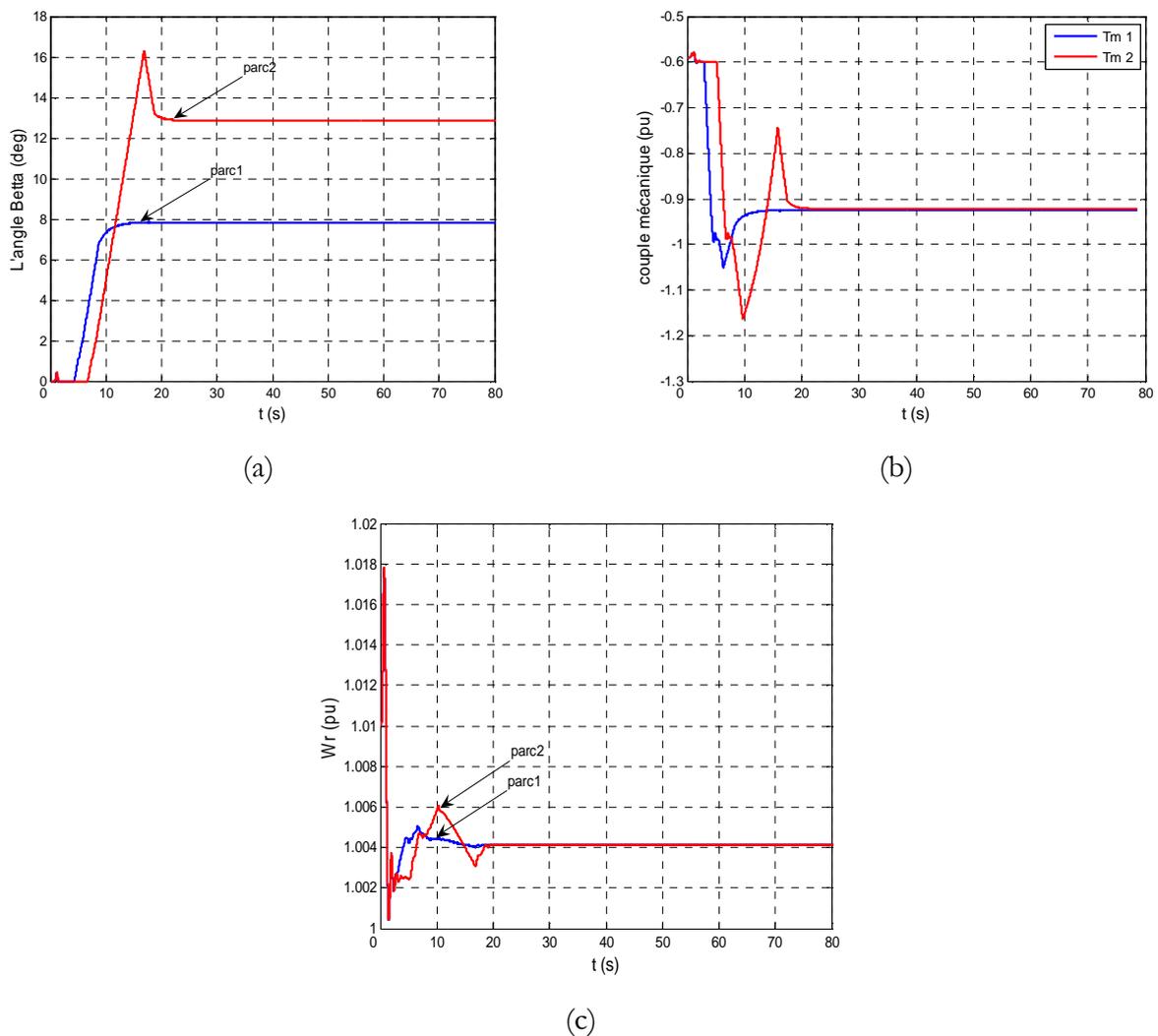


Figure 3.12. Vitesses de vent dans les deux sites de placement des parcs éoliens.

La Figure 3.13a présente l'influence du potentiel du vent d'un site d'emplacement des parcs éoliens sur le système d'orientation des pales. On constate que le système de contrôle d'angle d'orientation des pales fixe l'angle  $\beta$  à  $7.9^\circ$  et  $13^\circ$ , respectivement pour les deux parcs éoliens. En ce moment, les deux turbines éoliennes doivent fournir au générateur un couple optimal pour leur fonctionnement comme le montre la Figure 3.13b. L'objectif principal de cette technique de contrôle est de garder toujours la vitesse rotative à une valeur optimale de 1.004 pu (Figure 3.13c), pour générer une puissance maximale transmise au réseau.

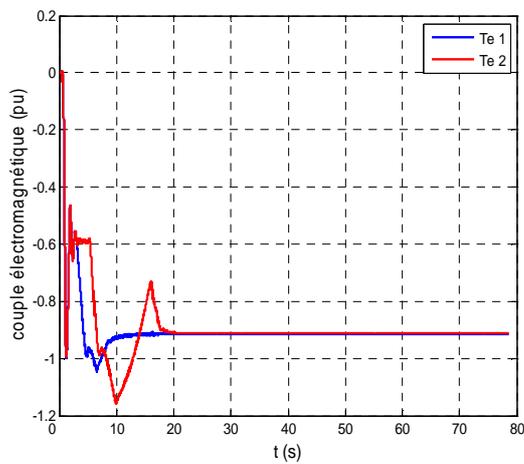


**Figure 3.13.** Comportement mécanique des parcs éoliens en régime dynamique.

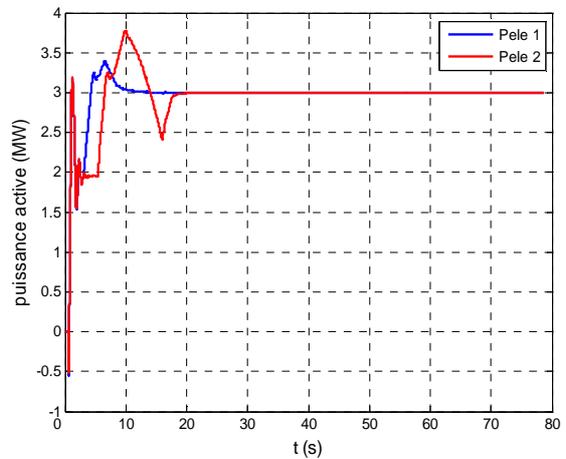
- a- La vitesse rotative en (pu) des MAS utilisée dans les deux parcs ;
- b- L'angle de décalage  $\beta$  de système d'orientation des pales dans les deux parcs ;
- c- Le couple mécanique généré dans les turbines dans les deux parcs ;

Les Figures 3.14 (a-b) présentent, respectivement, le couple électromagnétique des MAS des deux parcs éoliens, la puissance électrique transmise au réseau par chaque parc éolien ainsi que la

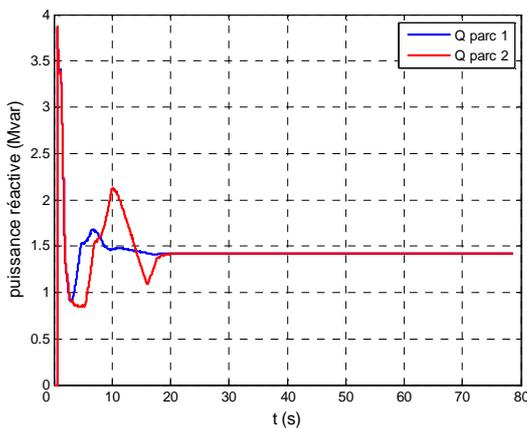
puissance réactive absorbée par chaque parc éolien, la puissance réactive au niveau des jeux de barres de connexion les parcs éoliens.



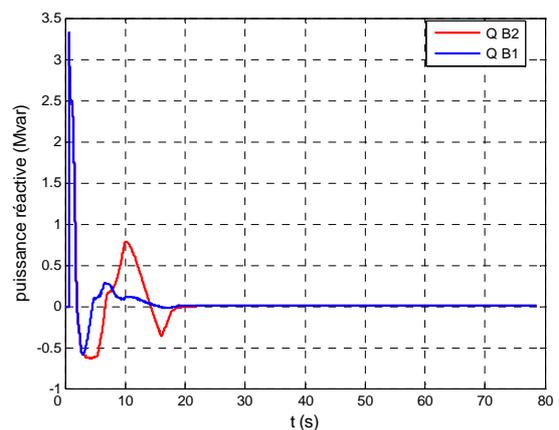
(a)



(b)



(c)

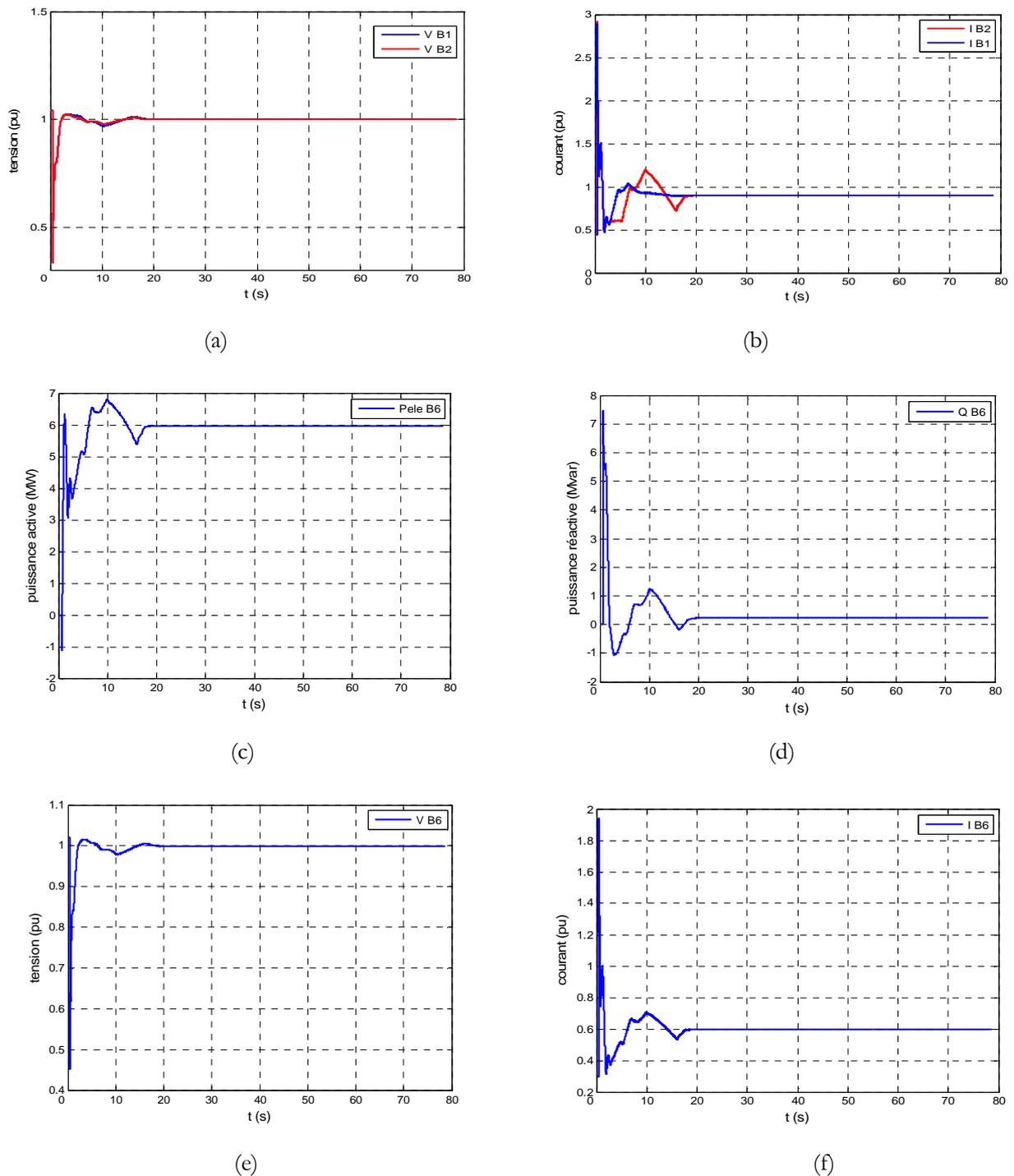


(d)

**Figure 3.14.** Comportement électrique des parcs éoliens en régime permanent.

- Le couple électromagnétique des MAS des deux parcs éoliens ;
- La puissance électrique injectée au réseau par chaque parc éolien ;
- La puissance réactive absorbée par chaque parc éolien ;
- La puissance réactive au niveau des jeux de barres de connexion des deux parcs;

Les Figures 3.15 (a-f) présentent respectivement la tension ainsi que le courant au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens, la puissance active et réactive au jeu de barres B6 en (MW), la tension et le courant au jeu de barres B6 de connexion des deux parcs avec le réseau.



**Figure 3.15.** Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens en régime dynamique permanent.

- a- La tension au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens ;
- b- Le courant au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens ;
- c- La puissance active au jeu de barres B6 en (MW) ;
- d- La puissance réactive au jeu de barres B6 en (MVA<sub>r</sub>) ;
- e- La tension au jeu de barres B6 de connexion des deux parcs avec le réseau ;
- f- Le courant au jeu de barres B6 de connexion des deux parcs avec le réseau ;

### 3.9.1. Interprétations des résultats de simulation

D'après les simulations du comportement de système en régime permanent, on observe que les caractéristiques de toutes les grandeurs électriques du système ont mêmes allures que la vitesse rotorique, puisque la puissance générée par la MAS dépend à la vitesse rotorique. On constate qu'à partir d'une certaine vitesse du vent, la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine devient supérieure à la puissance nominale du générateur électrique. Le système d'orientation des pales limite la puissance captée par l'éolienne puisque les éléments de l'aérogénérateur sont dimensionnés autour de la puissance nominale, et ne peuvent donc pas supporter les grandeurs supérieures à certaines limites.

Pour améliorer le facteur de puissance de l'installation, il faut connecter au réseau trois batteries monophasées de condensateurs couplées en triangle. Les batteries de condensateurs servent aussi à compenser en moyenne la puissance réactive consommée prenant en compte les irrégularités temporelles du vent. La MAS est consommatrice d'énergie réactive, les batteries de condensateurs, sources de puissance réactive, deviennent alors utiles pour magnétiser la machine, surtout dans le cas où la puissance réactive fournie par le réseau ne suffit pas.

### 3.10. Simulation du comportement du système en régime de court-circuit

On applique un défaut triphasé au niveau du jeu de barres B2 (Figure 3.16), afin d'examiner le comportement des éoliennes suite à ce régime transitoire. Les paramètres du C-C appliqué sont donnés dans l'annexe C. L'objectif de cette étude est le choix et le réglage des systèmes de protection.

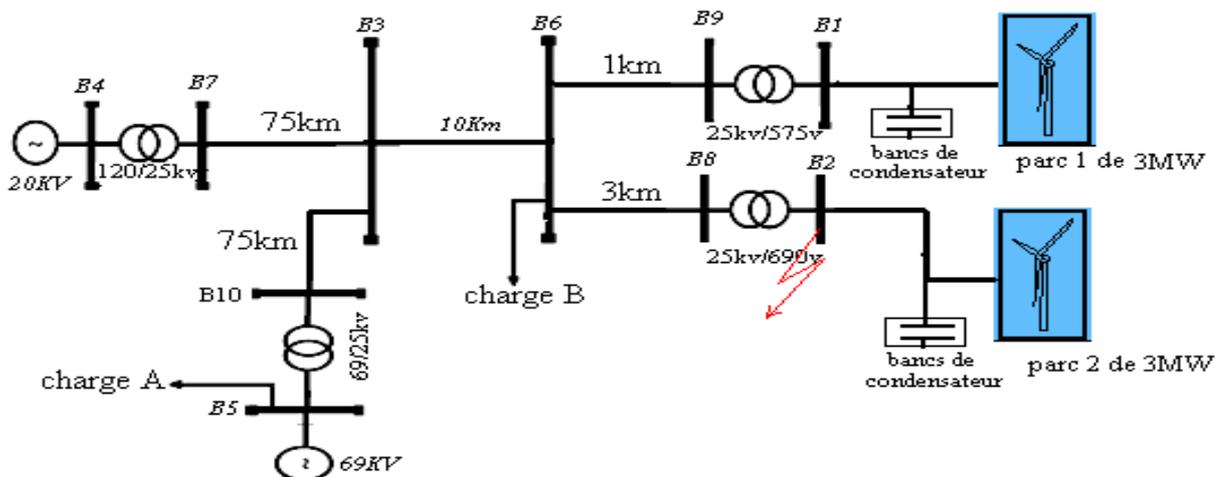
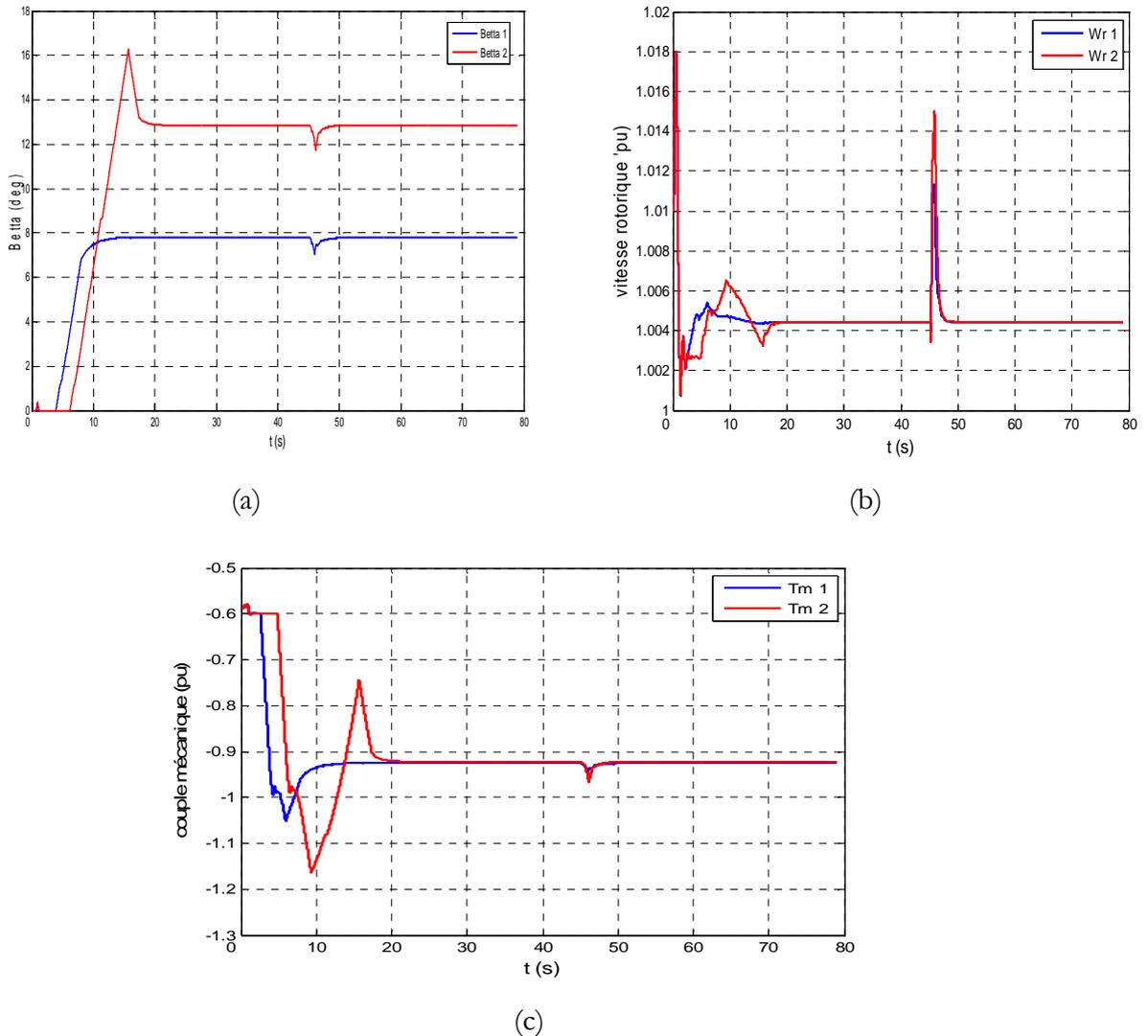


Figure 3.16. Réseau test en cas d'un défaut.

Dans cette étude, on conserve l'échelle et les paramètres de simulation utilisés dans le régime permanent. Les résultats de simulation obtenus sous environnement Matlab/Simulink sont présentés dans les Figures (3.17), (3.18) et (3.19).

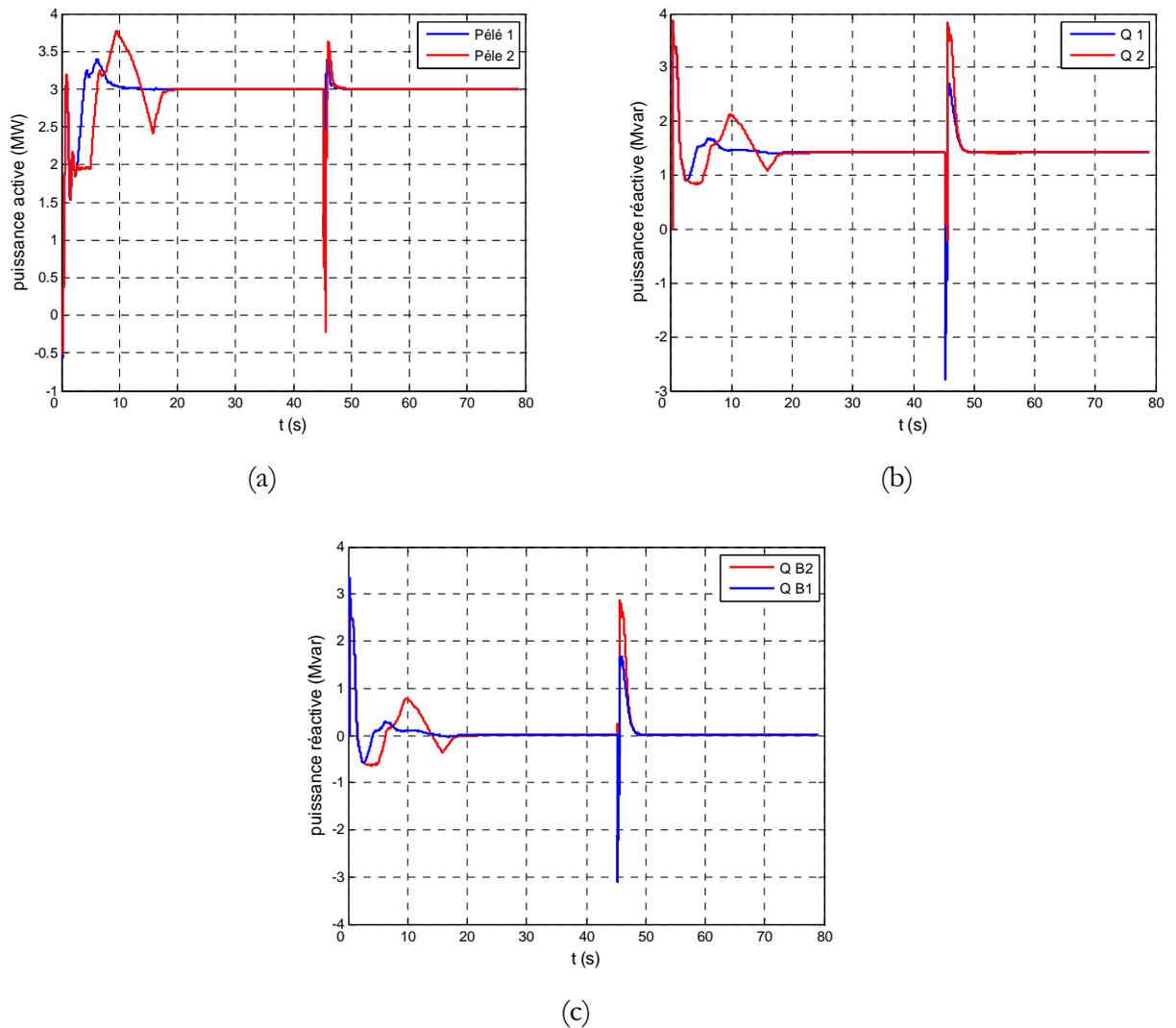
Les Figures 3.17 (a, b, c), représentent respectivement l'angle d'orientation des pâles, la vitesse rotorique pour les deux parcs éolienne est le couple mécanique généré par chaque turbine éolienne en régime de C-C.



**Figure 3.17.** Comportement mécanique des parcs éoliens en régime de C-C

- a- La vitesse rotorique en (pu) des MAS utilisées dans les deux parcs.
- b- L'angle de décalage  $\beta$  du système d'orientation des pales dans les deux parcs.
- c- Le couple mécanique généré dans les turbines dans les deux parcs.

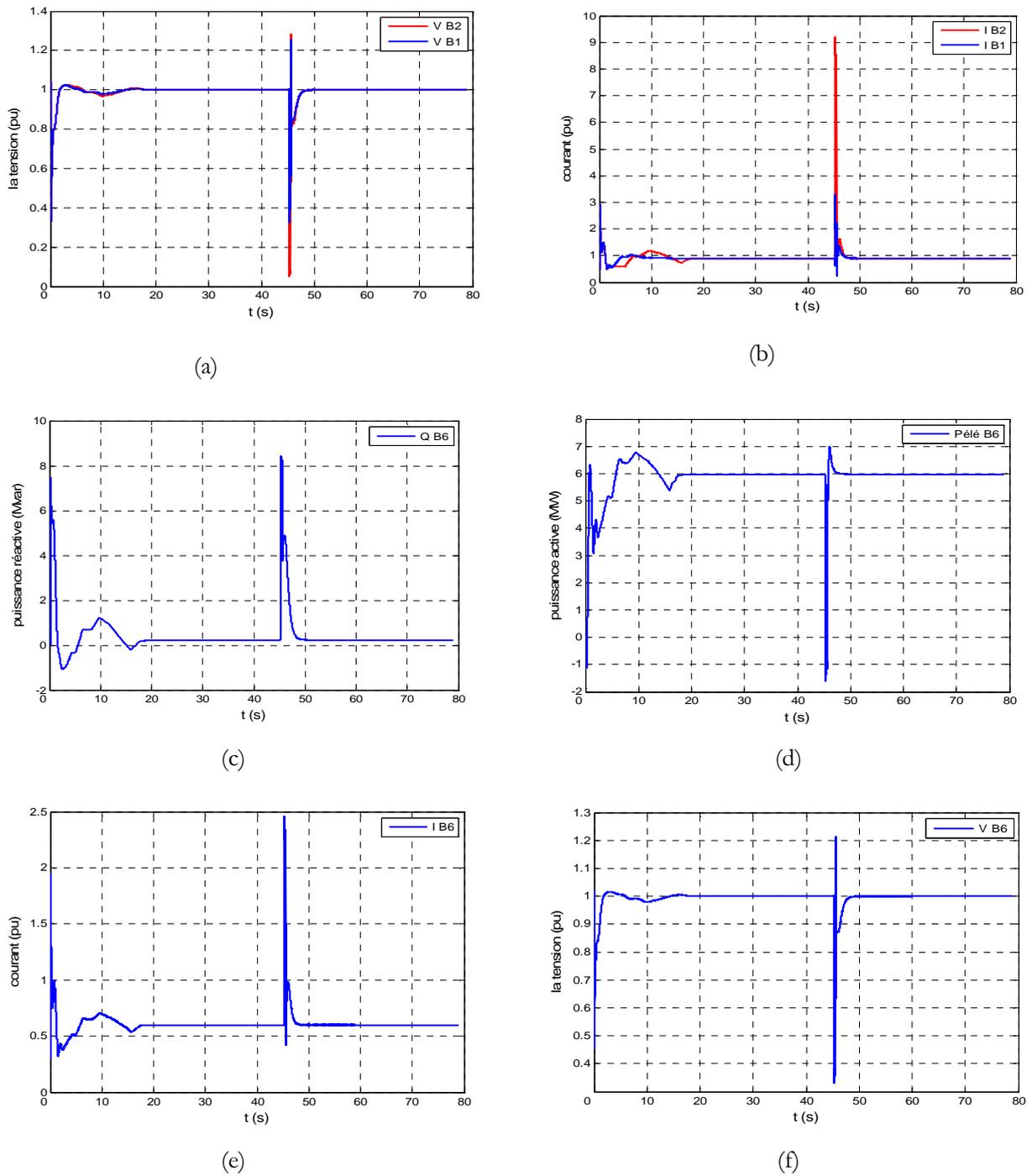
Les Figures 3.18 (a,b,c) représentent respectivement la puissance électrique envoyée au réseau et la puissance réactive absorbée par chaque parc éolien, ainsi la puissance réactive au niveau des jeux de barres de connexion les parcs éoliens.



**Figure 3.18.** Comportement électrique des parcs éoliens en régime de C-C.

- a- La puissance électrique envoyée au réseau par chaque parc éolien.
- b- La puissance réactive absorbée par chaque parc éolien.
- c- La puissance réactive au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens.

Les Figures 3.19 (a-f) illustrent respectivement la tension et le courant au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens (B1, B2), la puissance réactive et active ainsi que la tension et le courant au jeu de barres B6 de connexion des deux parcs avec le réseau.



**Figure 3.19.** Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens en régime de C-C

- a- La tension au niveau des jeux de barre de connexion les parcs éoliennes ;
- b- Le courant au niveau des jeux de barre de connexion les parcs éoliens ;
- c- La puissance réactive au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs éoliens ;
- d- La puissance active au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs éoliens ;
- e- Le courant au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;
- f- La tension au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;

### 3.10.1. Interprétations des résultats de simulation

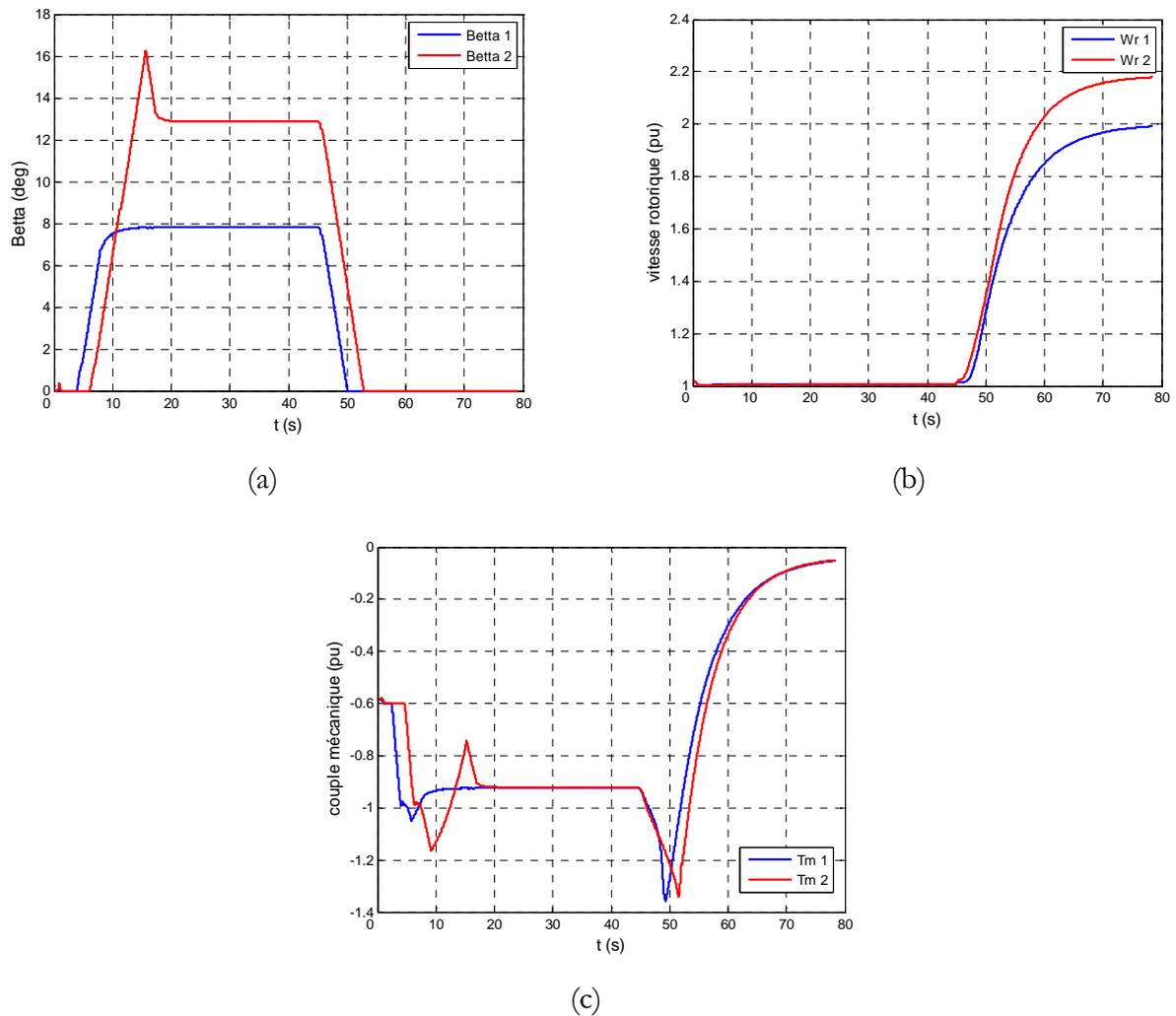
On constate pendant le défaut que les machines des fermes éoliennes consomment alors une grande quantité de puissance réactive injectée par le réseau durant le défaut. Ceci peut perturber la restauration des plans de tension. Un creux de tension important apparaît aux bornes des jeux de barres de connexion.

La puissance électrique fournie et en fonction de la tension, elle diminue pendant le défaut, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors des machines, ce qui provoque une augmentation des vitesses rotoriques et par conséquent les différentes partie de systèmes que fonctionne en boucle fermée.

### 3.11. Détermination du temps critique (CCT) de système

Dans les systèmes électriques, le temps critique d'élimination du défaut communément appelé CCT (Critical Clearing Time) est le temps au delà duquel le système ne peut pas revenir à l'état stable. On va déterminer la valeur du CCT du système étudié par simulation, et ce par une variation successive de la durée du défaut. En prenant plusieurs cas de simulations, on trouve que le CCT est égal à 0.19 s. A partir des résultats de simulation présentés dans les Figures (3.21), (3.22), le système devient totalement instable dans le cas où le système dépasse le temps critique de système.

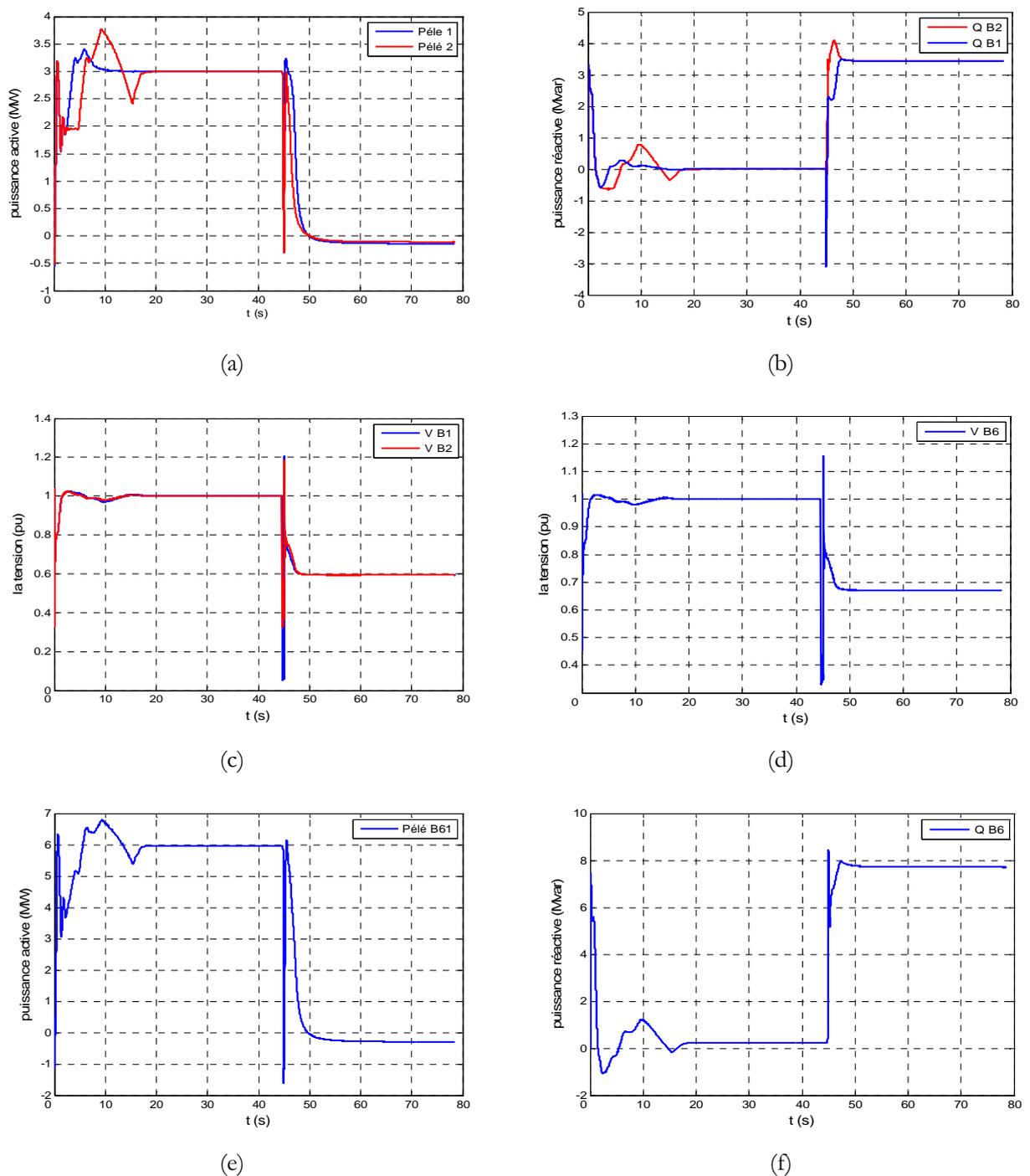
Les Figures 3.20 (a), (b), (c), représentent respectivement l'angle d'orientation des pales et la vitesse rotorique pour les deux parcs éoliens ainsi que le couple mécanique généré par chaque turbine éolienne, dans cas où la durée de défaut devient supérieure ou égal à 0.19s.



**Figure 3.20.** Comportement mécanique des parcs éoliens à la durée de défaut  $t_c \geq 0.19$ s.

- La vitesse rotorique en (pu) des MAS utilisée dans les deux parcs ;
- L'angle de décalage  $\beta$  (deg) de système d'orientation des pales dans les deux parcs ;
- Le couple mécanique générée dans les turbines dans les deux parcs ;

Les Figures 3.21 (a-f) illustrent respectivement la puissance active injectée au réseau et la puissance réactive absorbée par chaque parc éolien, la tension au niveau des jeux de barres de connexion des parcs éoliens (B1, B2), la tension ainsi les puissances réactive et active au jeu de barres de connexion des deux parcs avec le réseau.



**Figure 3.21.** Comportement électrique de réseau et les parcs éoliens à la durée de défaut  $t_c \geq 0.19$ s.

- a- La puissance électrique envoyée au réseau par chaque parc éolien ;
- b- La puissance réactive au niveau des jeux de barres de connexion les parcs éoliens ;
- c- La tension au niveau des jeux de barre de connexion les parcs éoliennes B1, B2 ;
- d- La tension au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;
- e- La puissance active au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;
- f- La puissance réactive au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;

### 3.12. Système de protection

La boîte à outils SimPowerSystem (SPS) de Matlab/Simulink a été choisie pour réaliser un système de protection numérique, pour protéger les fermes éoliennes contre toutes les perturbations pouvant provoquer l'instabilité du fonctionnement des éoliennes comme (creux de tension, les vitesses de vent élevée,...). Le principe de ce système de protection est la comparaison entre les paramètres reçus par l'éolienne et les paramètres de réglage de systèmes de protection.

Un système de protection différentielle utilisé permet de déconnecter l'éolienne dans le cas où la différence entre les valeurs de référence et les valeurs mesurées par le système de protection dépasse l'intervalle admissible de fonctionnement normal de l'éolienne. La Figure 3.22 présente les blocs simulink des différents composants du système de protection, la Figure 3.23 illustre le bloc de commande des disjoncteurs et le système interne avec leurs paramètres (Annexe A).

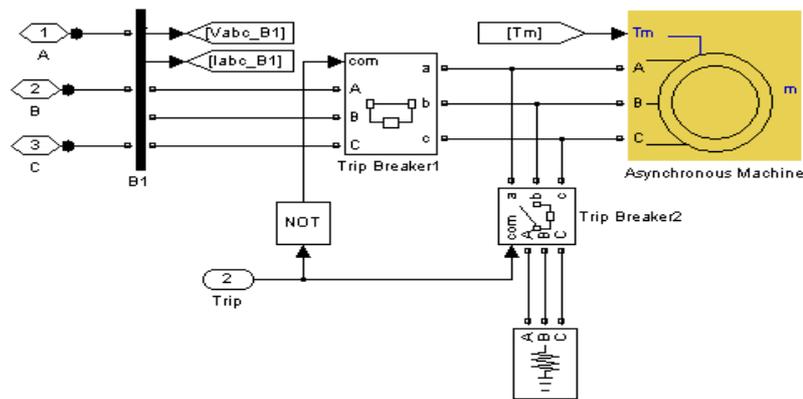


Figure 3.22. Système de protection.

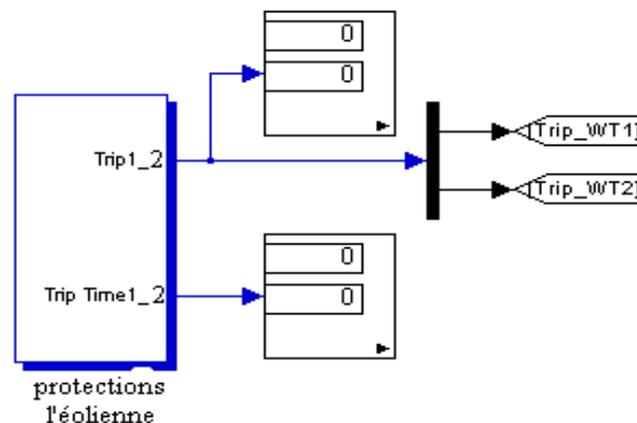
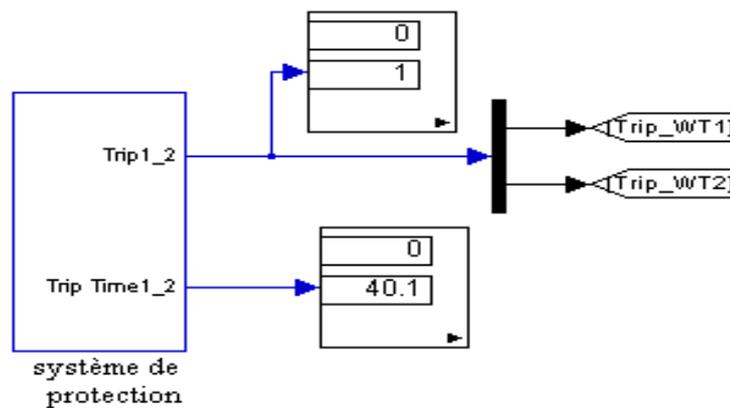


Figure 3.23. Bloc de commande de système de la protection

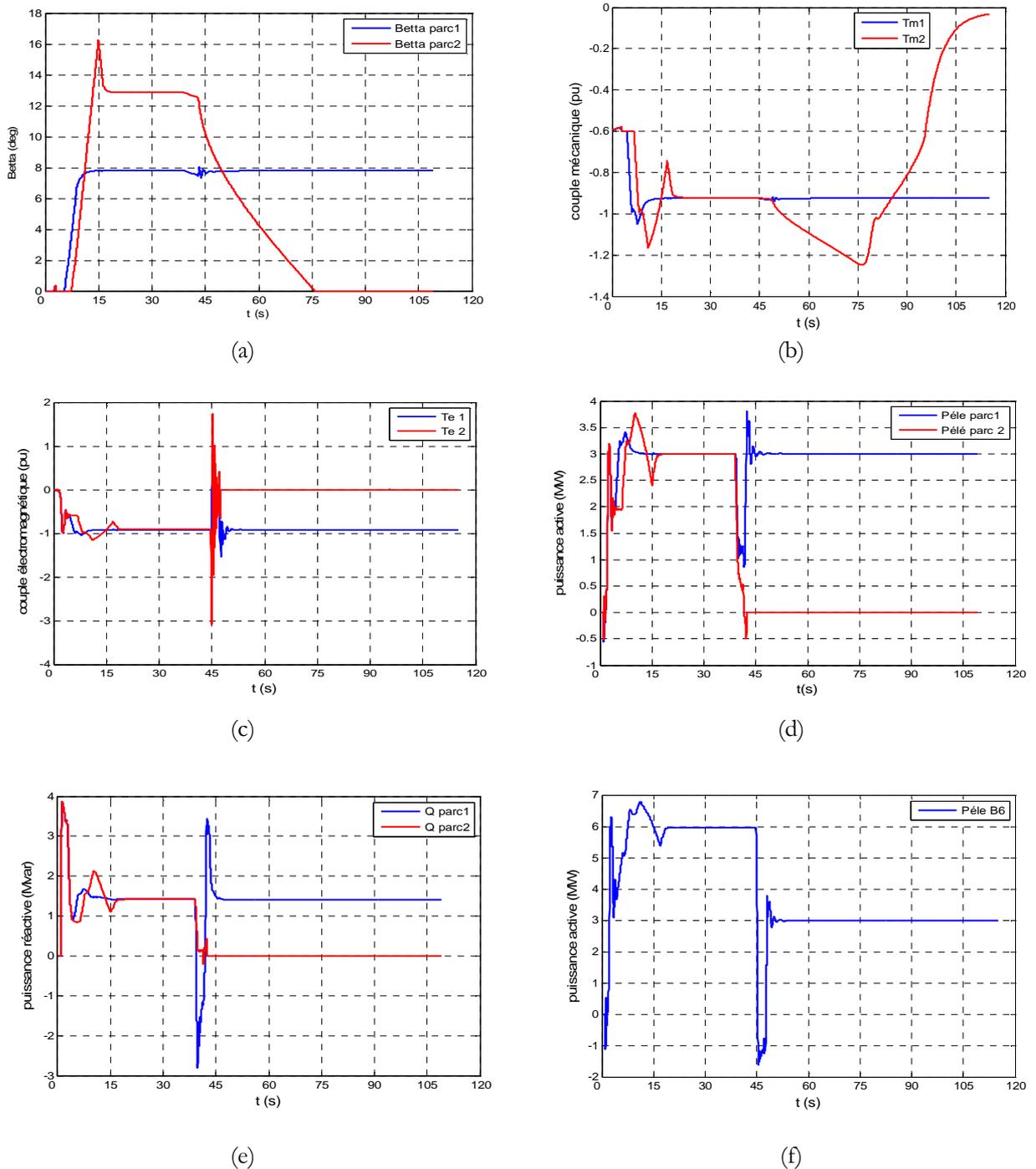
### 3.12.1. Test du système de protection

Dans cet essai, en utilisant le même réseau test de la Figure 3.16, on étudie la coordination des dispositifs de protection contre les perturbations surgissant dans le réseau électrique, et contre les vitesses de vent élevées. De plus, surveiller la coordination entre les paramètres de réglage et les caractéristiques assignées de chaque dispositif de protection utilisé pour fournir les temps d'ouverture ou de fermeture des disjoncteurs utilisés. Le bloc de commande avec son afficheur de système de protection présente dans la Figure 3.24.



**Figure 3.24.** Bloc de commande et son afficheur.

Les Figures 3.25 (a-f) montrent respectivement l'angle  $\beta$  des deux parcs éoliens, couple mécanique et électromagnétique des deux parcs éoliens, ainsi que la puissance active injectée et la puissance réactive absorbée par chaque parc éolien, la puissance active au jeu de barres B6 de connexion des deux parcs avec le réseau.



**Figure 3.25.** Comportement les parcs éoliens avec un système de protection.

- a- L'angle  $\beta$  (deg) des deux parcs éoliens ;
- b- Le couple mécanique des deux parcs éoliens (pu) ;
- c- Le couple électromagnétique des deux parcs éoliens (pu) ;
- d- La puissance active injectée par chaque parc éolien (MW) ;
- e- La puissance réactive absorbée par chaque parc éolien (Mvar) ;
- f- La puissance active au jeu de barres B6 de connexion les deux parcs avec le réseau ;

### 3.12.2. Interprétations des résultats de simulation

D'après des résultats de simulation montre dans la Figure 3.25, on observe que le système de protection applique détectée le défaut au temps de démarrage ( $t = 40.1s$ ), et suivre la philosophie de protection que en a choisir, cette philosophie baser sur deux point suivent :

- Protéger les dispositifs de production éoliens ;
- Assurer la continuité de service ;

### 3.13. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude du fonctionnement d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe. Ce système de production est intégré dans le réseau électrique multi-machine. Plusieurs cas de simulation ont été réalisés pour voir comment les parcs éoliens réagissent dans les différents états du système (permanent, transitoire). Les résultats de simulation dans le premier cas de simulation montrent que le rendement du système éolien dépend donc de différents paramètres, tels que :

- Les conditions du site d'emplacement ;
- L'efficacité du système de contrôle d'angle décalage  $\beta$  ;

La variation de fonctionnement du système électrique lors d'un défaut transitoire dépend donc de différents paramètres :

- Les caractéristiques du groupe (caractéristiques électriques de générateur) ;
- La durée du défaut ;
- Le plan de tension du réseau.

L'objectif principal dans la production d'énergie électrique par les fermes éoliennes est l'exploitation maximale de l'énergie primaire (vent), qui ne peut pas être satisfait par les éoliennes à vitesse fixe. Pour cela, on utilise des éoliennes à vitesse variable basées sur des MADA avec les composants de l'électronique de puissance (IGBT), qui sera étudié dans le prochain chapitre.

Equation Chapter (Next) Section 1

## Chapitre 04

# COMMANDE D'UNE EOLIENNE A BASE DE MADA A VITESSE VARIABLE

### 4.1. Introduction

Actuellement, la majorité des projets éoliens supérieurs à 1 MW reposent sur l'utilisation de la MADA pilotée par le rotor. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Étant donné que la puissance rotorique transitée est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice pour la production en forte puissance. Une seconde raison est la possibilité de régler la tension au point de connexion où est placée cette génératrice.

Dans ce chapitre, plusieurs technologies de MADA ainsi que plusieurs dispositifs d'alimentation sont présentés et discutés. On propose ensuite la stratégie de commande des différents dispositifs de la chaîne de conversion d'énergie dans le système éolien à vitesse variable pilotée par le rotor.

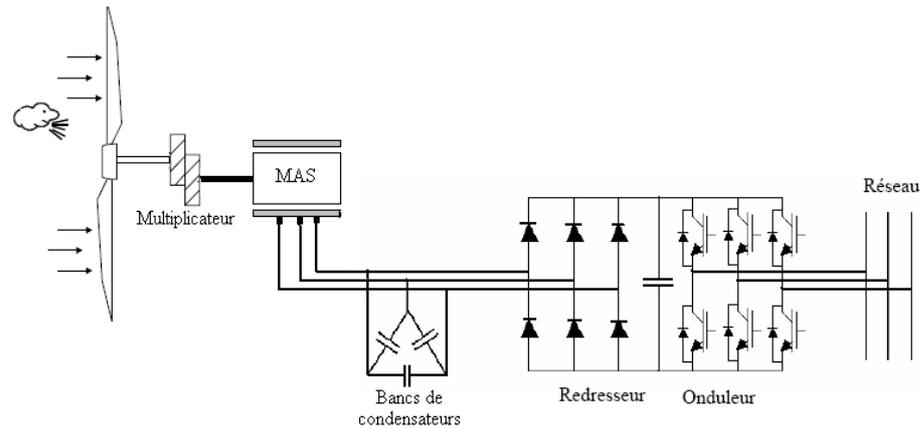
### 4.2. Eoliennes à vitesse variable

Il existe deux structures des éoliennes à vitesse variable pilotées soit par le stator, soit par le rotor.

#### 4.2.1. Éolienne à vitesse variable pilotée par le stator

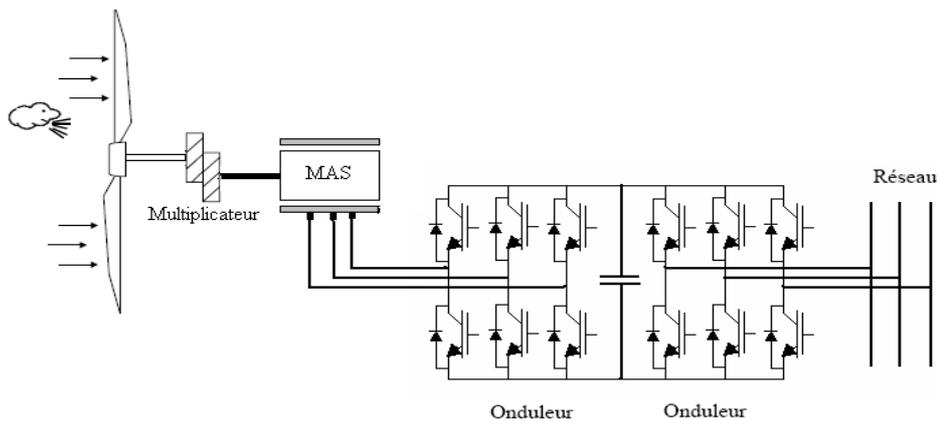
Cette configuration est présentée dans la Figure 4.1. Elle est composée d'une MAS à cage avec un seul stator, d'un multiplicateur, un redresseur et un onduleur inséré entre le stator et le réseau. Ceci augmente considérablement le coût. Les pertes peuvent atteindre 3 % de la puissance nominale de la machine. Puisque le redresseur est unidirectionnel, pour la magnétisation de la machine, on a besoin de condensateurs montés en parallèle au stator.

Cette configuration permet un fonctionnement de l'éolienne à une vitesse variable de vent, et la commande adéquate de l'onduleur adapte la fréquence de la puissance fournie de la machine à la fréquence de réseau. Avec cette configuration, la puissance nominale de la génératrice détermine la puissance maximale de l'éolienne.



**Figure 4.1.** MAS connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs.

Toutefois, le redresseur peut être remplacé par un onduleur, ce qui permet le transfert de la puissance réactive dans les deux sens (Figure 4.2) et ainsi fournir la puissance réactive à la MAS et éviter les condensateurs du montage précédent.

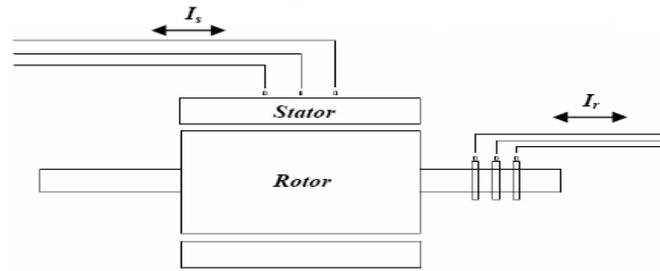


**Figure 4.2.** MAS connectée au réseau par l'intermédiaire de deux onduleurs.

Ces deux configurations ne sont pas appliquées en pratique, à cause de leurs inconvénients : l'augmentation considérable du coût et la complexité de mise en œuvre [37]. En plus, la puissance réelle extraite est beaucoup plus faible à cause de l'association de multiplicateur, la génératrice et les convertisseurs.

#### 4.2.2. Éolienne à vitesse variable pilotée par le rotor

Il existe plusieurs configurations à base de la machine asynchrone à rotor bobiné utilisées dans l'énergie éolienne. La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator celui des MAS classique (Figure 4.3) et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants.



**Figure 4.3.** Machine asynchrone à rotor bobiné.

Les machines asynchrones à rotor bobiné permettent, par un réglage dynamique du glissement, de s'adapter aux variations de puissance fournies par la turbine, augmentant ainsi le rendement du système. Pour les petites puissances inférieures de 500 kW. La partie mécanique peut généralement subir des variations brutales de régime de vent. Ce type de contraintes devient inacceptable pour les fortes puissances. La variation de vitesse devient donc de plus en plus justifiée à mesure qu'on augmente la puissance de l'éolienne. Parmi les critères à prendre en compte pour juger de la qualité d'un tel système, on trouve :

- L'intérêt de maintenir une fréquence du stator bien synchronisée par rapport à celle du réseau.
- Le rendement de la conversion ;
- Le filtrage ou la qualité des formes d'ondes injectées au réseau ;
- Le prix, évidemment.

#### **4.2.2.1. Principe de fonctionnement de la MADA**

En négligeant toutes les pertes dans la machine, la puissance  $P$  fournie au stator traverse l'entrefer : une partie de cette puissance fournie,  $(1-g).P$  est retrouvée sous forme de puissance mécanique, le reste  $(g.p)$  sort sous forme de grandeurs alternatives de fréquence  $gf$ . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique, auquel elle est renvoyée par l'intermédiaire du deuxième convertisseur. Ce réseau reçoit donc  $(1-g).P$ . Les bobinages du rotor sont donc accessibles grâce à un balai et de collecteurs (Figure 4.3). Une fois connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator [38].

Pendant la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des f.é.m. dans le bobinage du rotor. Le rapport entre les f.é.m. créées au rotor et au stator est :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s} \quad (4.1)$$

$N_r$  et  $N_s$  sont respectivement le nombre de spires des bobinages rotoriques et statoriques.  $\omega_s$  et  $\omega_r$  sont respectivement les pulsations de synchronisme et mécanique de la machine.

En posant :  $g = \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s}$  l'équation (4.1) devient :

$$\frac{E_r}{E_s} = g \frac{N_r}{N_s} \quad (4.2)$$

Les courants au stator et au rotor sont définis comme dans le cas d'un transformateur parfait :

$$\frac{I_r}{I_s} = \frac{N_r}{N_s} \quad (4.3)$$

Donc le rapport entre la puissance au rotor  $S_r$  et la puissance au stator  $S_s$  devient :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{I_r}{I_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (4.4)$$

Cette équation montre que, pour une puissance constante transmise au stator, plus on transmet de la puissance par le rotor, plus on augmente le glissement. La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la génératrice en agissant simplement sur la puissance transmise au rotor via le glissement  $g$ .

Le stator de la MADA est généralement connecté au réseau. Le transfert de l'énergie au niveau du rotor varie selon les différentes configurations décrites ci-dessous. Cette énergie ne représente qu'une fraction de l'énergie totale de 20 à 30 % (proportionnel au glissement). Les pertes dans les convertisseurs de puissance, dans ce cas de machine sont plus faibles que dans celles des configurations précédentes. Les convertisseurs sont moins coûteux. Ceux-ci rend cette machine plus attractive dans le domaine de l'éolien.

#### 4.2.2.2. Configuration de la MADA avec circuit de dissipation au rotor

Le convertisseur utilisé dans cette configuration est à un seul sens de transfert de puissance vers une charge  $R$  (Figure 4.4). Cette puissance contrôle la vitesse du rotor de la machine. Plus la puissance extraite par le rotor, et dissipée dans la charge, est importante plus le glissement est grande, mais plus le rendement est faible. Dans cette configuration, le glissement ne dépasse pas 10% [39].

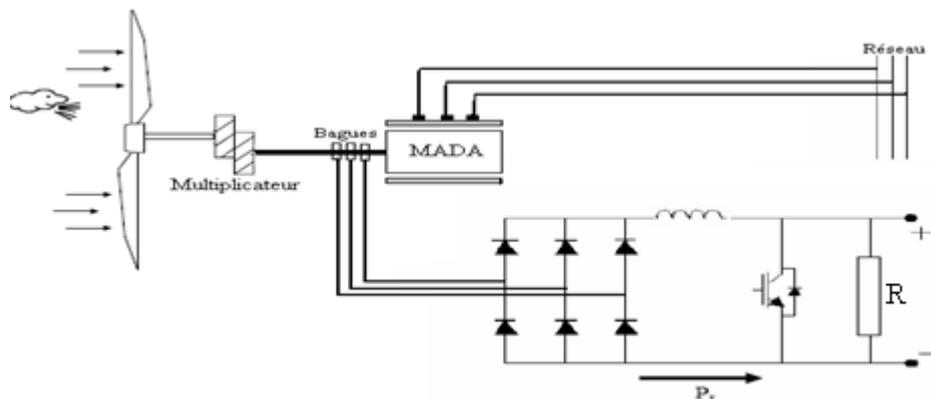


Figure 4.4. MADA avec circuit de dissipation au rotor.

### 4.2.2.3. Configuration de la MADA avec la structure de Kramer

Pour ne pas perdre l'énergie dissipée dans la résistance, comme dans la configuration précédente, on la renvoie vers le réseau à travers un onduleur à IGBT ou GTO (Figure 4.5).

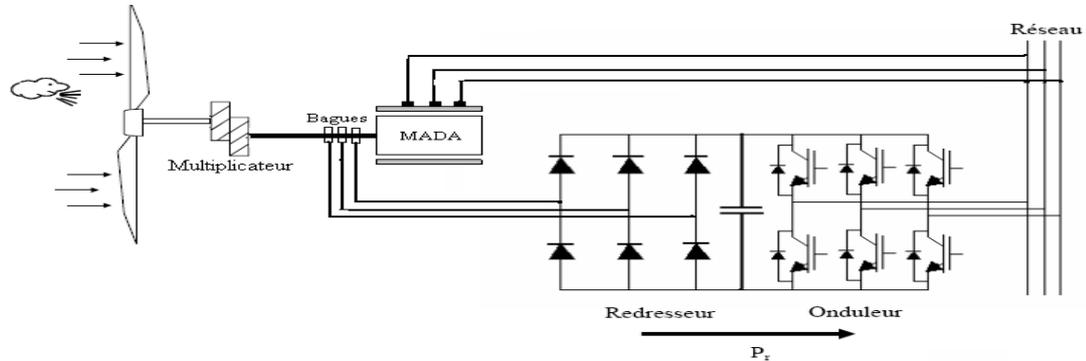


Figure 4.5. MADA avec structure de Kramer.

Cette configuration présente la même caractéristique de transfert d'énergie que la précédente. Dans ce cas, on peut contrôler la valeur du glissement que dans sa partie positive. La valeur maximale de transfert de puissance peut atteindre 25% de la puissance nominale de la machine. Ce qui limite le dimensionnement des convertisseurs utilisés.

### 4.2.2.4. Configuration de la MADA avec la structure de Scherbius

Dans cette configuration (Figure 4.6), la puissance rotorique peut être transférée dans les deux directions. Le même cas se pose que précédemment sur les limites du glissement ou la puissance rotorique, ce qui impose une puissance donnée au convertisseur. L'avantage de cette configuration est qu'elle double la plage du glissement en gardant la même puissance du convertisseur.

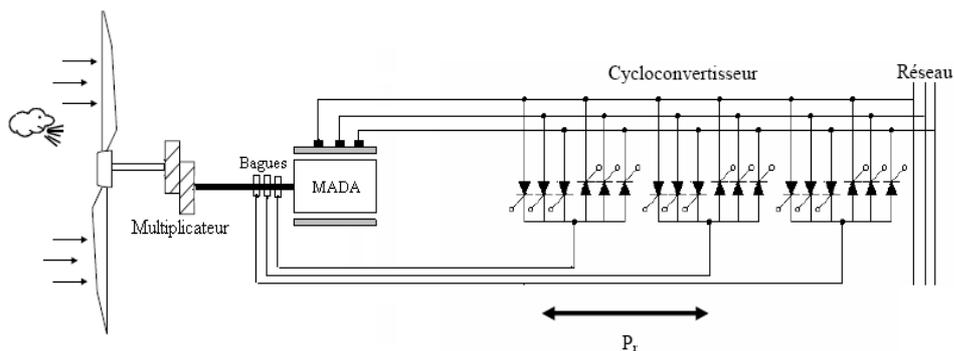


Figure 4.6. MADA avec structure Scherbius.

Il faut signaler que l'utilisation du cycloconvertisseur a pour conséquence l'augmentation du nombre d'harmoniques injectée dans le réseau ou dans la machine, ainsi l'utilisation de thyristors limite sa fréquence de commutation ce qui limite ainsi la valeur du glissement.

#### 4.2.2.5. Configuration de la MADA avec la structure de Scherbius à deux onduleurs

Chacun des deux onduleurs, utilisés dans la configuration (Figure 4.7), peuvent jouer le rôle d'un redresseur et l'autre celui d'un onduleur, suivant le sens du transfert de l'énergie. Le nombre de commutations dans les convertisseurs est plus élevé que dans la structure précédente. En utilisant des IGBT, la plage du glissement est plus élevée et avec moins d'harmoniques et des pertes moins de 1%. Avec cette configuration, on peut aussi contrôler le facteur de puissance. Pour toutes ces raisons, cette configuration est devenue plus attractive autant aux constructeurs d'éoliennes qu'aux chercheurs dans ce domaine.

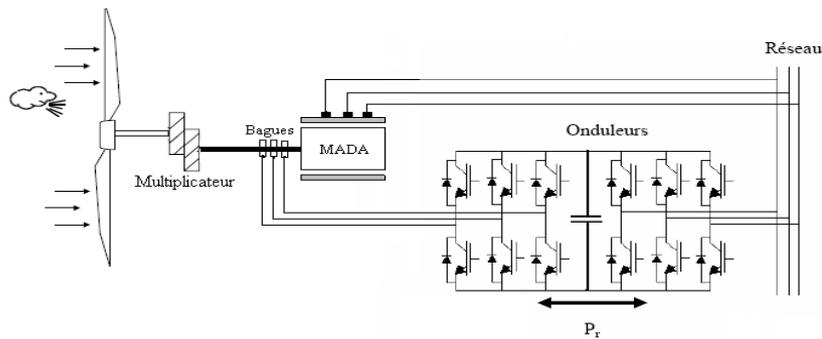


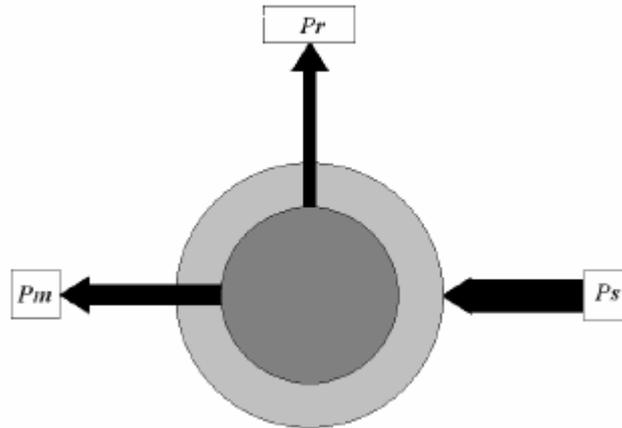
Figure 4.7. MADA avec la structure de Scherbius avec deux onduleurs.

### 4.3. Mode de fonctionnement de la MADA

En général, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur. Cependant à la différence avec les autres types de machines, c'est la vitesse de rotation de la MADA qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur. En effet, nous savons qu'une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au-dessus pour être en générateur. Par contre, dans le cas de la MADA, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper ou hypo-synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur [40].

#### 4.3.1. Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone

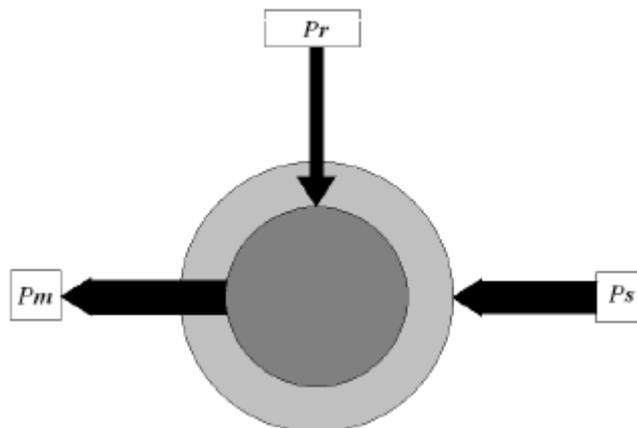
Le fonctionnement en mode hypo-synchrone du moteur est réalisé lorsqu'il s'agit d'une plage de réglage de vitesse s'étendant de la vitesse de synchronisme  $\Omega_s$  à une vitesse plus faible  $\Omega_{\min}$ . La Figure 4.8 montre que la puissance est fournie par le réseau au stator. La vitesse de rotation est inférieure au synchronisme, "la puissance de glissement" est renvoyée sur le réseau via les convertisseurs connectés au rotor, c'est la cascade hypo-synchrone.



**Figure 4.8.** Fonctionnement hypo-synchrone de la MADA

#### 4.3.2. Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone

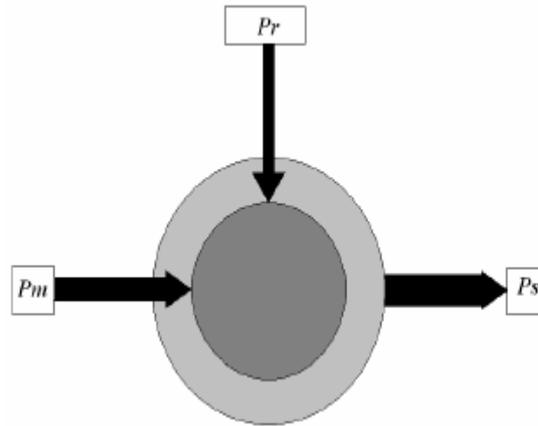
Le fonctionnement en mode hyper-synchrone du moteur est réalisé lorsque la vitesse de la machine peut varier au delà de la vitesse de synchronisme. La Figure 4.9 montre que dans ce mode de fonctionnement une partie de la puissance fournie par le réseau va au rotor via les convertisseurs statiques et est convertie en puissance mécanique.



**Figure 4.9.** Fonctionnement hyper-synchrone de la MADA.

#### 4.3.3. Fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone

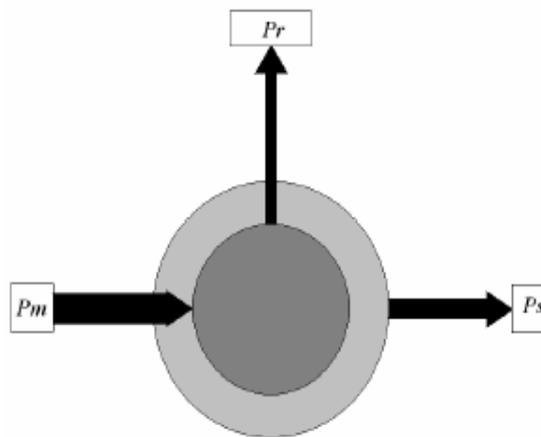
C'est surtout le mode de fonctionnement en génératrice qui nous intéresse car il correspond parfaitement dans notre cas, à la MADA utilisée dans une éolienne. La Figure 4.10 montre que la puissance est fournie par le dispositif d'entraînement, dans notre cas la turbine éolienne, une partie de la puissance transitant par le stator est réabsorbée par le rotor.



**Figure 4.10.** Fonctionnement hypo-synchrone de la MADA.

#### 4.3.4. Fonctionnement en mode génératrice hyper-synchrone

Dans ce mode de fonctionnement, comme le montre la Figure 4.11, la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine par la turbine éolienne est transmise au réseau aux pertes près. Une partie de cette puissance correspondant à  $(gP_{mec})$  est transmise par l'intermédiaire du rotor.



**Figure 4.11.** Fonctionnement hyper-synchrone de la MADA.

Pour une utilisation dans un système éolien, les Figures 4.10 et 4.11 sont intéressantes. En effet, si la plage de variation de vitesse ne dépasse pas  $\pm 30\%$  de la vitesse de synchronisme (ce qui représente un compromis entre la taille du convertisseur et la plage de variation de la vitesse). La machine est capable de débiter une puissance allant de 0,7 à 1,3 fois la puissance nominale. Le convertisseur est alors dimensionné pour faire transiter uniquement la puissance de glissement c'est à dire au maximum 0,3 fois la puissance nominale de la machine. Il est alors moins volumineux, moins coûteux, nécessite un système de refroidissement moins lourd et génère moins de perturbations que s'il est placé entre le réseau et le stator d'une machine à cage [41].

#### 4.4. Modélisation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation

Le modèle de la MADA reste le même que celui de la machine à cage, à une différence près : les enroulements rotoriques ne sont plus en court-circuit et sont accessibles via des collecteurs, par conséquent les tensions diphasées rotoriques du modèle ne sont plus nulles. Nous allons donc nous contenter de rappeler le modèle diphasé de la machine asynchrone dans le référentiel (d-q) lié au champ tournant que nous comptons utiliser par la suite pour la commande de la MADA :

- Équations électriques statoriques :

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \omega_s \Phi_{qs} \quad (4.5)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega_s \Phi_{ds} \quad (4.6)$$

- Équations électriques rotoriques :

$$V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \Phi_{qr} \quad (4.7)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \Phi_{dr} \quad (4.8)$$

- Équations des flux statorique :

$$\Phi_{ds} = L_s i_{ds} + M_{sr} i_{dr} \quad (4.9)$$

$$\Phi_{qs} = L_s i_{qs} + M_{sr} i_{qr} \quad (4.10)$$

- Équations des flux rotoriques :

$$\Phi_{dr} = L_r i_{dr} + M_{rs} i_{ds} \quad (4.11)$$

$$\Phi_{qr} = L_r i_{qr} + M_{rs} i_{qs} \quad (4.12)$$

- Equations de la puissance :

$$P_s = \frac{3}{2} (V_{ds} i_{ds} + V_{qs} i_{qs}) \quad (4.13)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (V_{qs} i_{ds} - V_{ds} i_{qs}) \quad (4.14)$$

- Equation de couple électromagnétique

$$T_{em} = -\frac{3}{2} P (\Phi_{ds} I_{qs} - \Phi_{qs} I_{ds}) \quad (4.15)$$

En remplaçons les équations (4.9)-(4.12) dans l'équation (4.5)-(4.8), et en plus en appliquant la transformation de Laplace sur les équations résultantes, on obtient alors le modèle de la MADA présenté dans la Figure 4.12.

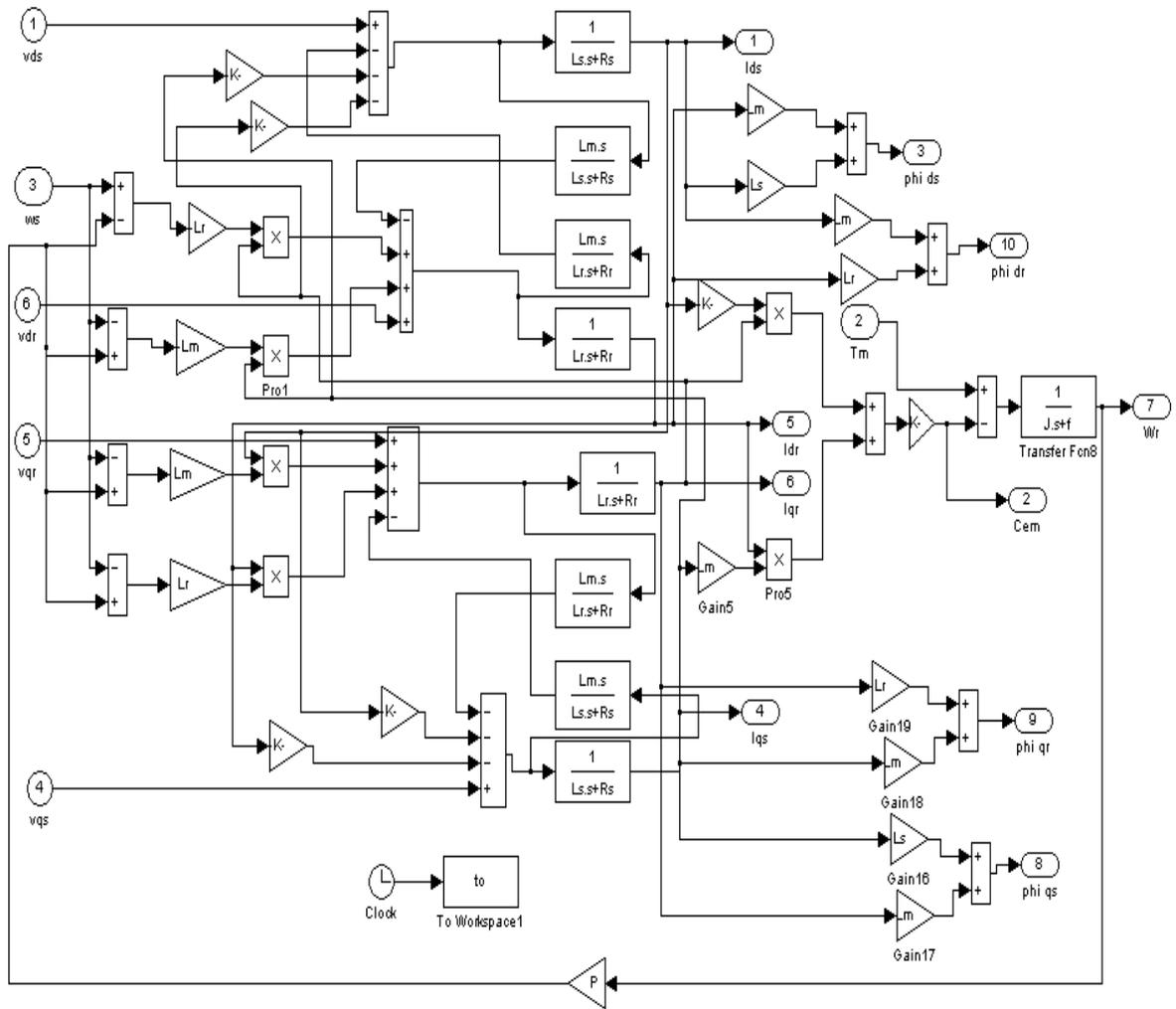


Figure 4.12. Modèle Simulink de la MADA dans le repère d-q.

#### 4.5. Stratégies de commande de la turbine éolienne

La caractéristique Puissance-Vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones comme montré dans la Figure 4.13, expliquée dans le chapitre 1.

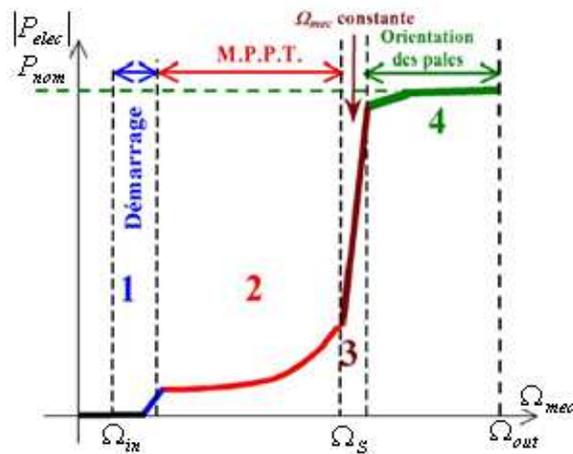


Figure 4.13. Caractéristique puissance-Vitesse typique d'une éolienne de grande puissance.

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone 4 est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique  $T_{em}$  en zone 2 et, en zone 4, c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pales. Le système d'orientation de pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi, la lenteur de régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est, dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaire.

#### 4.5.1. Technique d'extraction du maximum de la puissance

La technique d'extraction du maximum de puissance (MPPT) consiste à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance. D'autant plus, que pour extraire de manière efficace la puissance du vent, tout en maintenant en sécurité le régime, l'éolienne doit être exploitée selon les 3 zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale admissible du rotor, et la puissance désirée (Figure 4.14). Dans zone (0-A), l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement. Dans la zone (B-C) de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal. Le but étant que le coefficient de puissance soit toujours optimum.

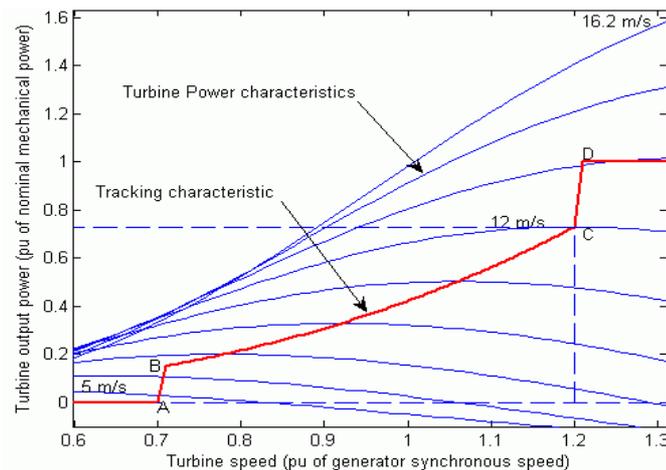
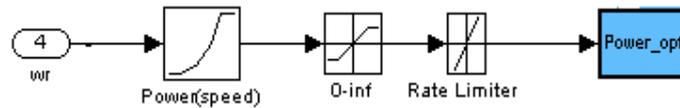


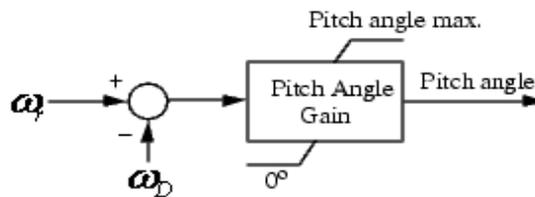
Figure 4.14. Caractéristique de puissance optimale de l'éolienne.

Le système de MPPT mono-variable numérique linéaire peut être représenté par la Figure 4.15.



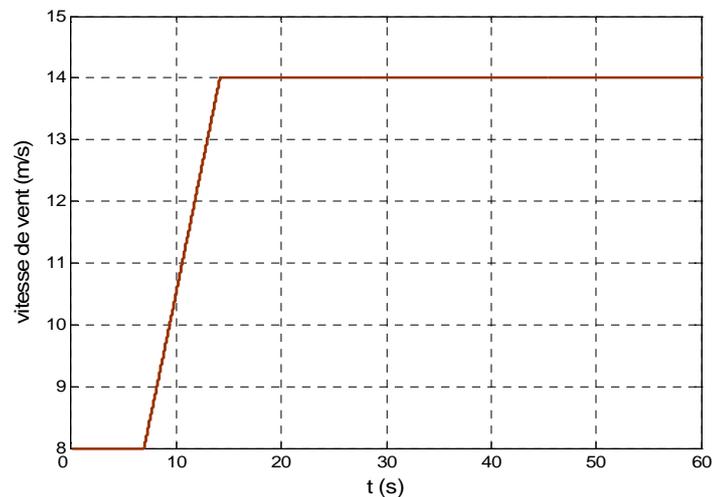
**Figure 4.15.** Modèle de MPPT.

Au point D, vent fort, correspond au fonctionnement à pleine charge. Il faut limiter la puissance afin de ne pas abîmer le système. La puissance doit être limitée par le dispositif d'orientation des pales. le système d'orientation des pale (pitch) présente sur la Figure 4.16 basée sur le contrôle de la vitesse rotorique, dans le cas  $\omega_r < \omega_D$  l'angle d'orientation des pales égale à zéro, mais dans le cas que la vitesse rotorique supérieure ou égale à la vitesse de référence ( $\omega_D$ ) en modifiant l'angle de calage des pale pour limité la puissance produite.



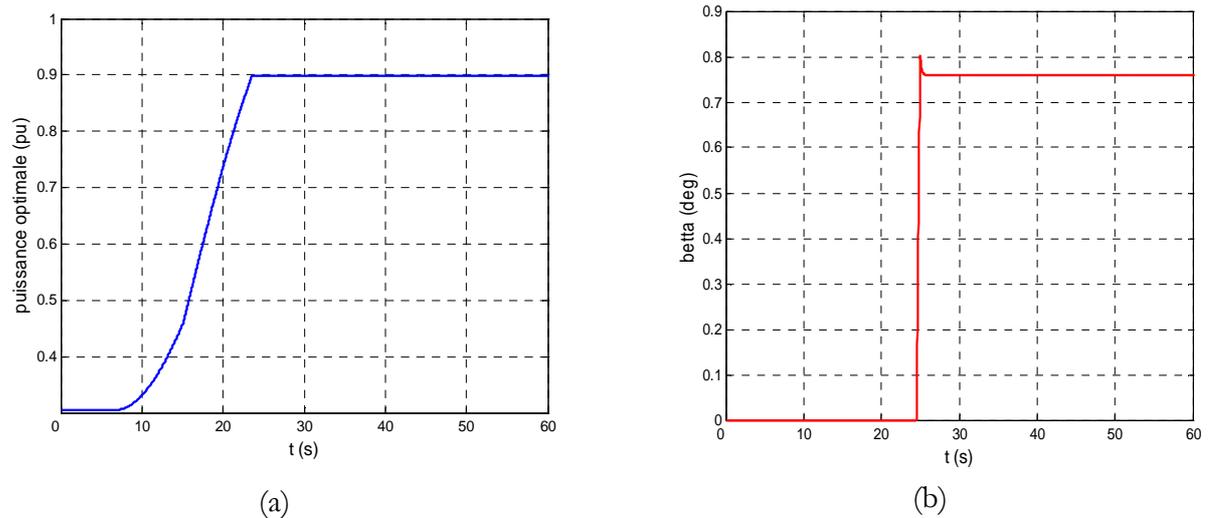
**Figure 4.16.** Modèle de contrôle de l'angle d'orientation des pales.

Pour valider le système de régulation de l'angle et pour avoir les résultats du système MPPT, nous avons appliqué à la turbine un profile de vent variable de 8 m/s à 14 m/s (Figure 4.17).



**Figure 4.17.** vitesse de vent (m/s)

Les Figures 4.18 (a, b) montrent respectivement l'évolution temporelle de la puissance générée par le système MPPT et la variation de l'angle de calage.



**Figure 4.18.** Grandeurs du système de contrôle

- a. puissance optimale (pu) ;
- b. L'angle d'orientation des pales  $\beta$  (dég) ;

D'après les simulations de la Figures 4.18a, on constate qu'il existe trois zones de fonctionnement :

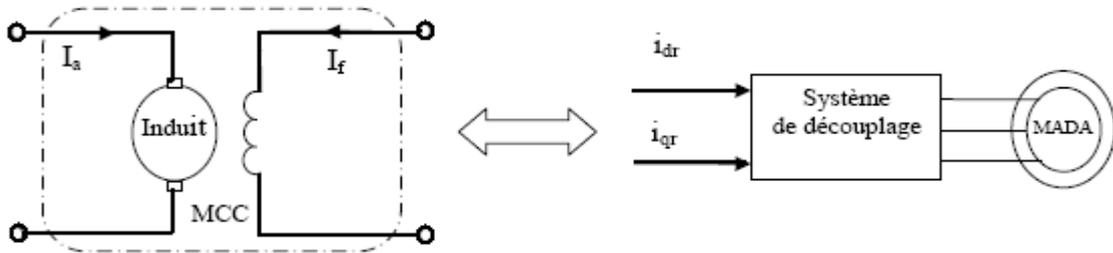
- Zone I ( $\beta=0$ ) à  $t \in [0, 8s]$  : l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement.
- Zone II ( $\beta=0$ ) à  $t \in [8, 23s]$  : Dans cette zone de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal.
- Zone III ( $\beta=0.78^\circ$ ) à  $t \in [23, 60s]$  : dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale ( $w_D$ ) mais cette fois-ci la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale. Le système de contrôle d'angle de calage des pâles conserver la puissance constante à cette valeur nominale par modification de la valeur de l'angle  $\beta$ .

#### 4.6. Stratégie de commande d'un système éolien à base de MADA

La Figure 4.18 présente la topologie le plus utilisée dans l'exploitation les éoliennes à vitesse variable. Cette topologie contient deux onduleurs, avec deux systèmes de commande indépendants. Le premier sur l'onduleur côté rotor de la MADA et l'autre sur l'onduleur côté réseau. Le type de commande qu'on va appliquer sur les deux onduleurs est la commande vectorielle, le nom de cette commande vient du fait que les relations finales sont vectorielles à la différence des commandes scalaires. Les relations ainsi obtenues sont bien plus complexes que celles des commandes scalaires, mais en contrepartie, elles permettent d'obtenir de meilleures performances lors des régimes transitoires [42].

**4.6.1. Principe de la commande vectorielle**

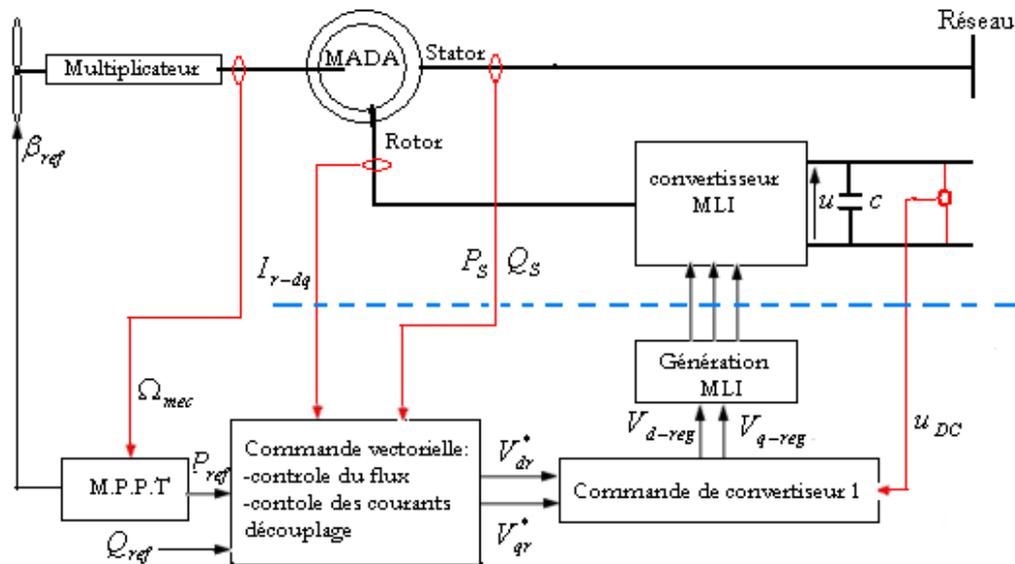
Par construction, la machine à courant continu produit un champ magnétique statorique toujours perpendiculaire au rotor, c'est ce comportement que l'on va chercher à obtenir pour les machine alternatives. La Figure 4.18 illustre l'équivalence entre l'expression du couple que l'on réalise avec la commande découplée classique d'une machine à courant continu et la commande vectorielle d'une machine asynchrone.



**Figure 4.18.** Équivalence entre la commande d'une MCC et la commande vectorielle d'une MAS.

**4.6.1.1. Application de la commande vectorielle sur la MADA**

Dans cette partie, nous expliquons la commande vectorielle d'une MADA à rotor bobiné alimenté par un onduleur de tension.



**Figure 4.19.** Commande vectorielle d'une MADA.

De nombreuses variantes de ce principe de commande ont été présentées dans la littérature, que l'on peut classifier suivant l'orientation de repère (d-q) sur :

- Orientation du flux rotorique  $\begin{cases} \varphi_{dr} = \varphi_r \\ \varphi_{qr} = 0 \end{cases}$

- Orientation du flux statorique  $\begin{cases} \varphi_{ds} = \varphi_s \\ \varphi_{qs} = 0 \end{cases}$
- Orientation du flux magnétisant (d'entrefer)  $\begin{cases} \varphi_{dm} = \varphi_m \\ \varphi_{qm} = 0 \end{cases}$

Suivant la détermination de la position du flux :

- Directe par mesure ou observation du vecteur flux (module, phase).
- Indirecte par contrôle de la fréquence du glissement.

Dans le cadre de cette étude, nous développons la commande vectorielle de la génératrice GADA avec orientation du repère (d-q), pour que le flux statorique suivant l'axe q soit constamment nul

$$\Phi_{qs} = 0 \quad (4.16)$$

Une simplification des équations de la machine (au stator et rotor) est obtenue en supposant la composante homopolaire nulle. En remplaçant l'équation (4.16) dans l'équation (4.10), on obtient :

$$I_{qs} = -\frac{M}{L_s} I_{qr} \quad (4.17)$$

$$I_{ds} = \frac{\Phi_{ds} - MI_{dr}}{L_s} \quad (4.18)$$

On remplace équation (4.17) dans l'équation (4.15) on obtient :

$$T_{em} = -\frac{3}{2} P \frac{M}{L_s} \Phi_{ds} I_{qr} \quad (4.19)$$

Dans l'équation (4.9) on suppose  $\Phi_{ds} = Const.$  donc  $\frac{d}{dt} \Phi_{ds} = 0$  qui permet d'écrire :

$$V_{ds} = R_s I_{ds} \quad (4.1)$$

Dans les générateurs de grande puissance, on néglige la résistance statorique [42] donc  $V_{ds} = 0$  et on remplace dans l'équation (4.13) et (4.14) le résultat comme suivant :

$$P_s = \frac{3}{2} V_{qs} I_{qs} \quad (4.20)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} V_{qs} I_{qs} \quad (4.21)$$

Les équations (4.21) et (4.22) montrent que le système de contrôle de la puissance active et réactive est indépendant. En remplaçant l'équation (4.18) dans (4.11) et (4.17) dans (4.12), on obtient :

$$\Phi_{dr} = \sigma L_r I_{dr} + \frac{M}{L_s} \Phi_{ds} \quad (4.22)$$

$$\Phi_{qr} = \sigma L_r I_{dr} \quad (4.23)$$

Avec :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \quad (4.24)$$

En remplaçant les équations (4.23), (4.24) dans les équations de tensions rotoriques ce qui permet d'écrire les équations de tension rotorique sous la forme suivant :

$$V_{dr} = V'_{dr} + V_{dr\_comp} \quad (4.25)$$

$$V_{qr} = V'_{qr} + V_{qr\_comp} \quad (4.26)$$

Avec :

$$V'_{dr} = R_r I_{dr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} I_{dr} \quad (4.27)$$

$$V'_{qr} = R_r I_{qr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} I_{qr} \quad (4.28)$$

Les équations (4.28), (4.29) sont des équations de premier ordre, que l'on peut contrôler par les régulateurs classiques PI comme présentée dans les équations (2.30), (2.31), voir l'Annexe B.

$$V'_{dr} = PI (I_{dr\_ref} - I_{dr}) \quad (4.29)$$

$$V'_{qr} = PI (I_{qr\_ref} - I_{qr}) \quad (4.30)$$

Les équations de couplage ou (compensation) sont les équations des tensions rotoriques suivantes :

$$V_{dr\_comp} = - \begin{pmatrix} W_s & -W_r \end{pmatrix} \sigma L_r I_{qr} \quad (4.31)$$

$$V_{qr\_comp} = \begin{pmatrix} W_s & -W_r \end{pmatrix} \sigma L_r I_{dr} + \begin{pmatrix} W_s & -W_r \end{pmatrix} \frac{M}{L_s} \Phi_{ds} \quad (4.32)$$

#### 4.6.1.2. Génération du courant rotorique de référence

Il existe différentes façons pour générer les courants de référence  $I_{dr\_ref}$  et  $I_{qr\_ref}$ . Par exemple, dans [44], les auteurs ont utilisé l'algorithme de minimisation des pertes joule statorique et rotorique par génération de  $I_{dr\_ref}$ . Il y a une autre méthode utilisée dans [40], basée sur le contrôle en boucle fermée de la composante directe du flux statorique. Cet algorithme fait partie de ce que l'on appelle l'approche asynchrone. Dans notre stratégie, on utilise génération de courant  $I_{dr\_ref}$  pour une puissance réactive nulle du stator pour garder le facteur la puissance de l'éolienne égale à l'unité. De la même manière

pour le courant  $I_{qr\_ref}$  il existe plusieurs méthodes pour son génération, dans le travail [43], basée sur le contrôle en boucle fermée de la vitesse rotorique pour générer le courant  $I_{qr\_ref}$ .

Dans notre étude, on a généré le courant  $I_{qr\_ref}$  à partir d'un contrôle en boucle fermée de la puissance active. Cette stratégie basée sur la puissance générée par MPPT décrite dans le paragraphe précédent. On a utilisé des régulateurs classiques PI pour générer les courants rotoriques de référence à base des équations suivantes (Annexe B) :

$$I_{dr\_ref} = PI(Q_{ref} - Q_{mes}) \tag{4.33}$$

$$I_{qr\_ref} = PI(P_{ref} - P_{mes}) \tag{4.34}$$

La Figure 4.20 présente l'algorithme global de la commande vectorielle de l'onduleur côté rotor

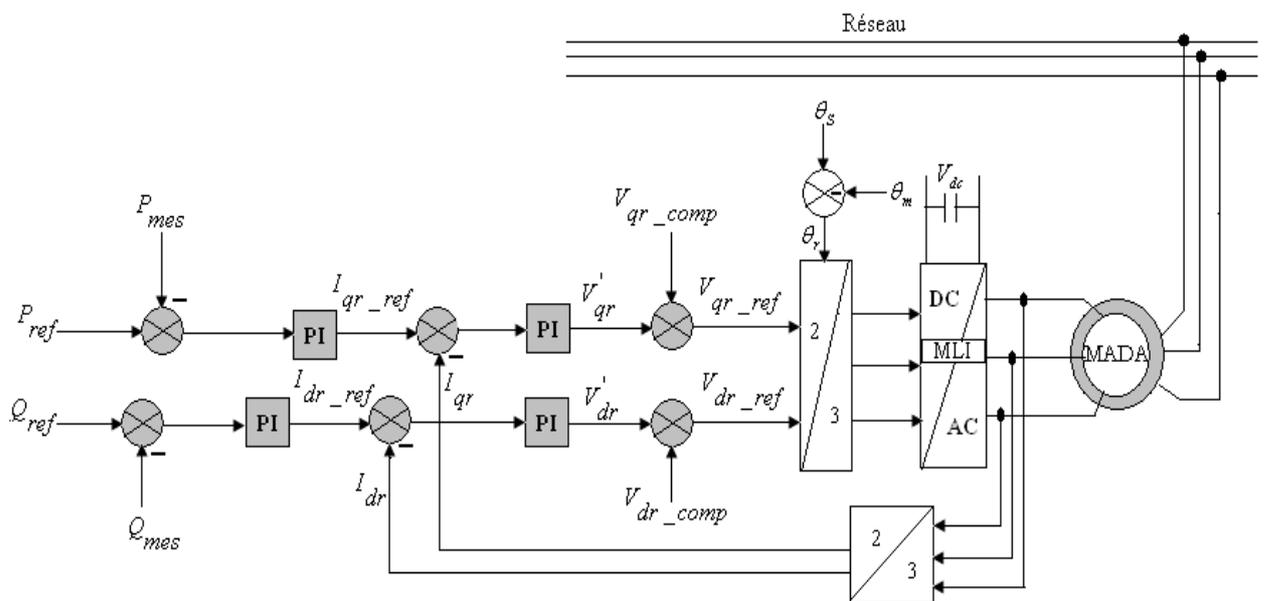
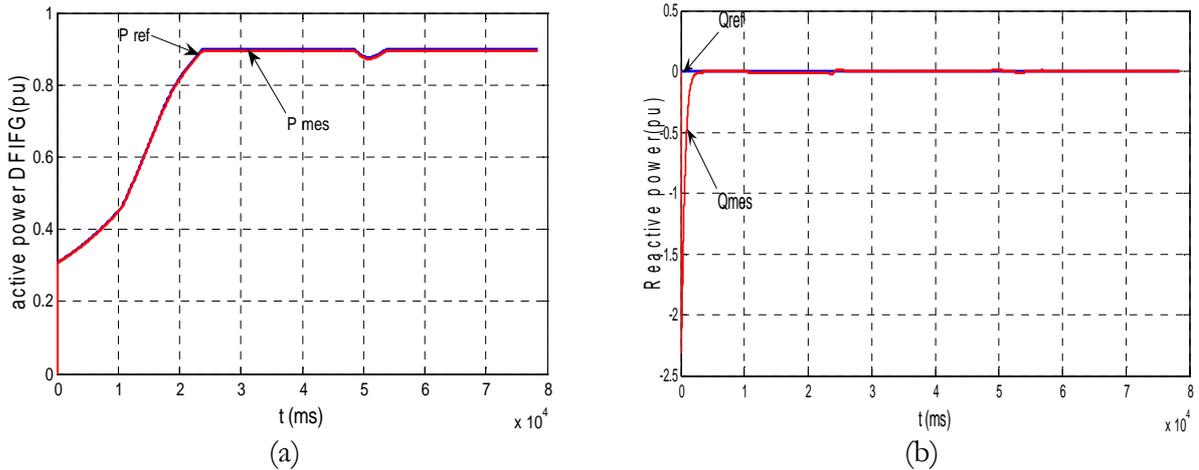


Figure 4.20. Algorithme de la commande de l'onduleur côté rotor.

La puissance de référence appliquée sur ce système de contrôle c'est la puissance générée par le système MPPT présenté dans la Figure 4.19, on prend la puissance réactive de référence nulle pour garder le facteur de puissance aux bornes de stator égale à « 1 ». Les Figures 4.21 (a,b), montrent l'évolution temporelle de la puissance réactive et active générée par la GADA.

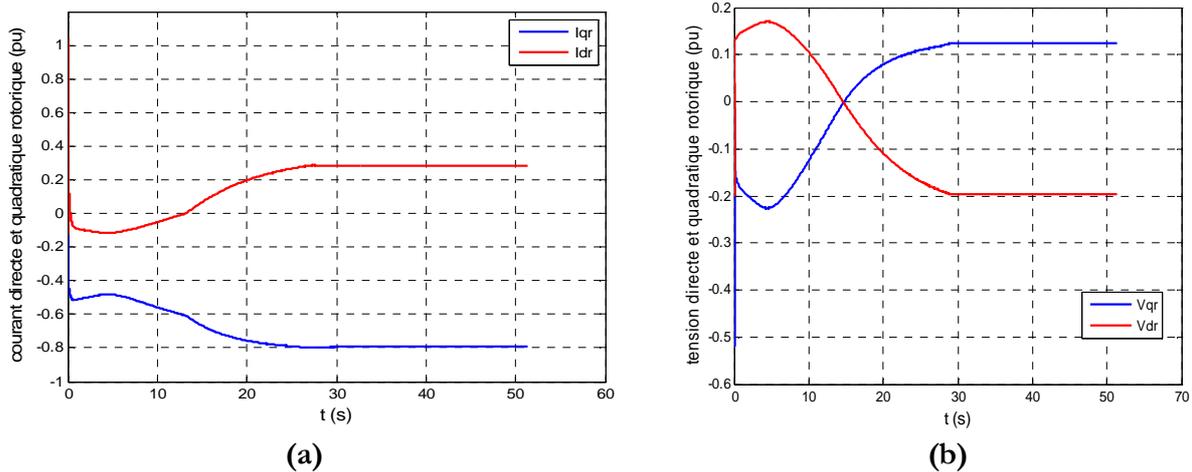


**Figure 4.21.** Puissance active et réactive de la MADA.

- a- Puissance active (pu) ;
- b- Puissance réactive (pu) ;

On remarque également que la technique adoptée pour la régulation de la puissance active et réactive est celle de la commande vectorielle que permet d'avoir les puissances active et réactive suivre leurs références.

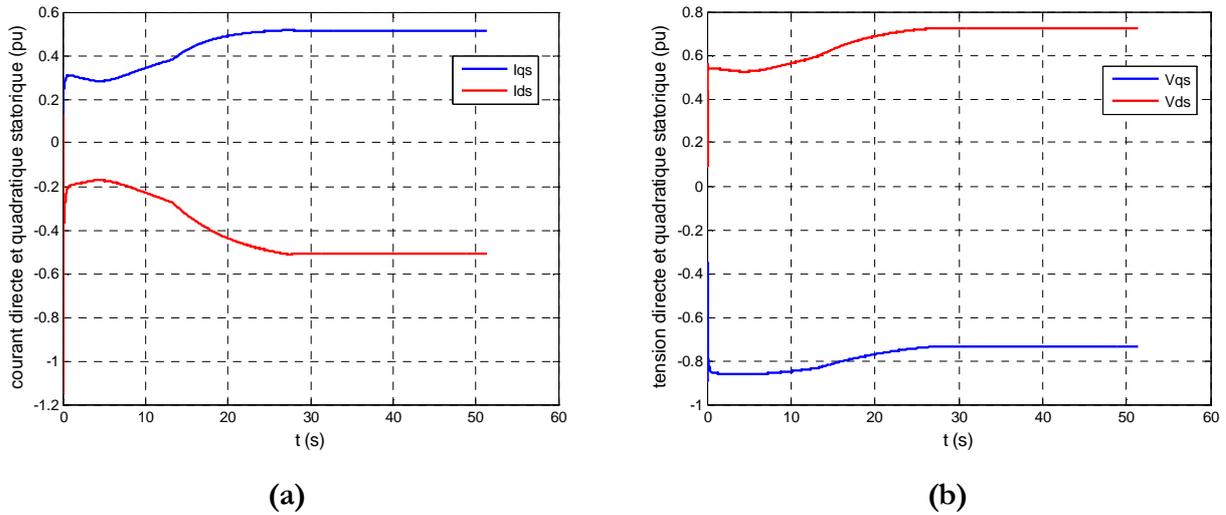
La Figure 4.22 présente les grandeurs électriques rotoriques de la MADA. Le courant et la tension rotorique sont imposés par le système de commande et de contrôle que l'on choisi de manière à extraire la puissance maximale du vent appliqué et pour obtenir une puissance réactive nulle échangée avec le réseau.



**Figure 4.22.** Courant et tension rotorique de la MADA.

- a- courant directe et quadratique rotorique (pu) ;
- b- tension directe et quadratique rotorique (pu) ;

La Figure 4.23 illustre les grandeurs électriques statoriques de la MADA,



**Figure 4.23.** Les grandeurs statorique de la MADA.

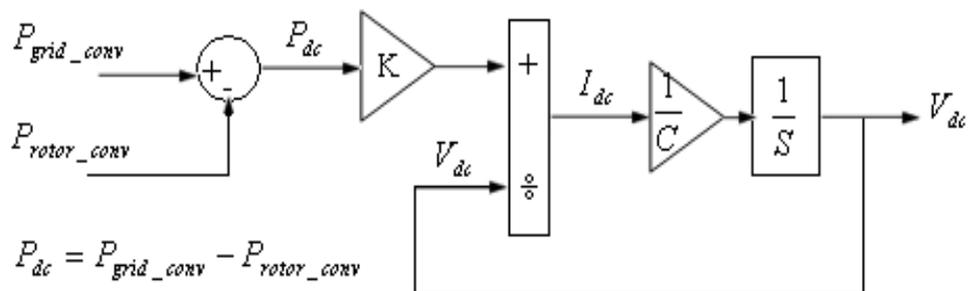
- a- courant directe et quadratique rotorique (pu) ;
- b- tension directe et quadratique rotorique (pu) ;

**4.6.2. Principe de la commande vectorielle de l'onduleur côté réseau**

Le rôle de l'onduleur côté réseau est la régulation de tension aux bornes du condensateur, placée entre les deux onduleurs. L'objectif principal de la stratégie de commande, appliquée dans cette étude, est d'avoir une tension constante de 1200 V aux bornes du condensateur suivant le cahier de charge de l'éolienne utilisée dans la simulation.

**4.6.2.1. Modèle de bus continu**

Par l'utilisation les équations mathématiques du bus continu, développées dans le chapitre 2, on construit le modèle de bus continu sous Matlab/Simulink comme présenté dans la Figure 4.26.



**Figure 4.24.** Modèle du bus continu en MATLAB/Simulink.

### 4.6.2.2. Application de la commande vectorielle sur l'onduleur côté réseau

La stratégie de commande basée sur les équations de tension est illustrée dans la Figure 4.25.

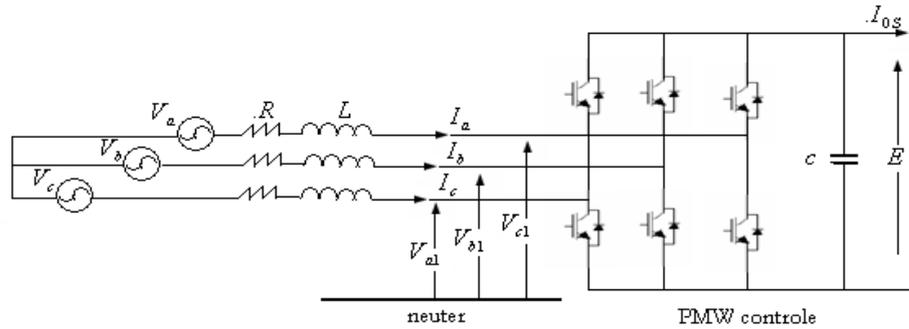


Figure 4.25. Comportement électrique de convertisseur côté réseau

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{a1} \\ v_{b1} \\ v_{c1} \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

Par l'application de la transformation de Park sur équation (4.36), on obtient :

$$v_d = R.i_d + L \frac{d}{dt} i_d - \omega_e L.i_q + v_{d1} \quad (4.36)$$

$$v_q = R.i_q + L \frac{d}{dt} i_q - \omega_e L.i_d + v_{q1} \quad (4.37)$$

A partir des équations (4.36), (4.37), les vecteurs de référence utilisés pour la commande de l'onduleur, sont :

$$v_{d1}^{ref} = -v_d' + \omega_e L.i_q + v_d \quad (4.38)$$

$$v_{q1}^{ref} = -v_q' + \omega_e L.i_d + v_q \quad (4.39)$$

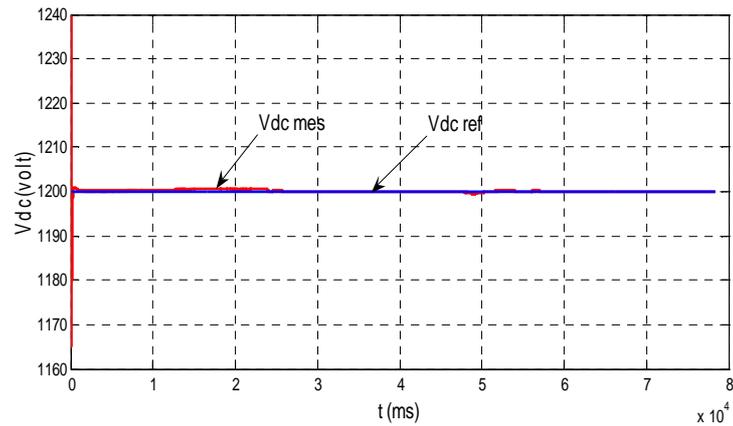
Avec :

$$v_d' = R.i_d + L \frac{d}{dt} i_d \quad (4.40)$$

$$v_q' = R.i_q + L \frac{d}{dt} i_q \quad (4.41)$$

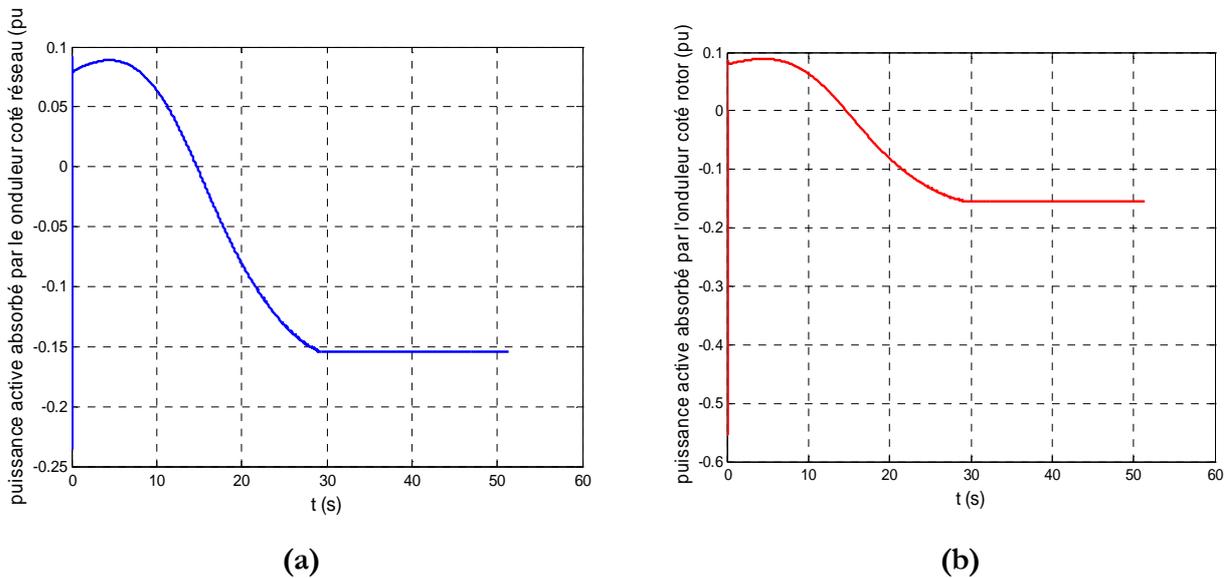
Les équations (4.41), (4.42) sont des équations différentielle premier ordre qui permet de générer les deux signaux (d-q) ce forme l'erreur de courant a la sortie des régulateurs classiques PI (Annexe C).





**Figure 4.27.** Tension à la sortie du bus continu.

La Figure 4.28 présente la tension mesurée à la sortie de l'onduleur égale à la tension de référence, donc le système de commande qu'on a appliqué est efficace, et satisfait l'objectif de sa réalisation.



**Figure 4.28.** les puissances transfert dans les onduleur.

- a- puissance active transfert dans l'onduleur côté réseau (pu) ;
- b- puissance active transfert dans l'onduleur côté rotor (pu) ;

La Figure 4.28 démontre que la puissance active transférée dans les deux onduleurs du système est égale à 30% de la puissance totale générée par la MADA.

#### 4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes structures d'alimentation trouvées dans l'abondante littérature concernant les éoliennes à base de la MADA, et les différents modes de leur fonctionnement. Nous avons ensuite décrit le principe de fonctionnement et le modèle mathématique de la MADA dans le référentielle de Park (d-q). Un exposé de l'idée générale sur la commande vectorielle appliquée et leur avantage par rapport à la commande scalaire est donné. Dans cette étude, on a présenté la technique d'extraction du maximum de la puissance de la turbine par l'utilisation de système MPPT et par le système d'orientation des pales.

La stratégie de régulation finalement choisie pour l'utilisation de la MADA dans un système éolien est une commande vectorielle de la génératrice GADA avec orientation du repère (d-q), pour que le flux statorique suivant l'axe q soit constamment nul. Pour l'onduleur connecté au réseau, on applique une commande vectorielle pour avoir à leur sortie une tension constante. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de la stratégie de commande choisie pour les différents dispositifs d'une éolienne à vitesse variable.

Dans le chapitre suivant, on procèdera à la validation du système global d'une ferme éolienne de 9 MW intégrée dans un réseau multi-machine pour les différents modes de fonctionnement.

## Chapitre 05

# SIMULATION DYNAMIQUE DES FERMES EOLIENNES A VITESSE VARIABLE INTEGREE DANS UN RESEAU MULTI MACHINE

### 5.1. Introduction

Dans le cadre de l'étude de l'intégration, dans le réseau électrique, d'un modèle éolien à vitesse variable piloté par le rotor développé dans le chapitre 4, nous allons présenter l'incidence de la variation de la vitesse de vent sur les grandeurs mécanique et électrique générées par les différents dispositifs d'une éolienne. Nous étudierons le fonctionnement d'une ferme éolienne, dans le cas d'un défaut triphasé équilibré appliqué au point de connexion d'une ferme éolienne. Une ferme éolienne de 9 MW intégrée dans un autre réseau test est utilisée pour valider le modèle développé. Par l'application d'un défaut triphasé en un point très éloigné du jeu de barres de connexion de la ferme éolienne, on présentera la sensibilité des fermes éoliennes aux perturbations surgissant dans le réseau électrique.

### 5.2. Première application

La Figure 5.1 montre le réseau test utilisé pour la validation du notre modèle développé et son système de commande. Il comporte : 2 sources d'alimentation ; 5 jeux de barres ; 3 charges statiques ; 3 transformateurs et une ferme éolienne de 6 éoliennes de 1.5 MW chacune. Sur ce réseau, de nombreuses situations sont testées à savoir : l'influence du caractère du vent sur la puissance générée par l'éolienne et le comportement général du système dans le potentiel de vent très élevé avec son système de protection et son fonctionnement dans le cas d'un défaut au jeu de barres de connexion).

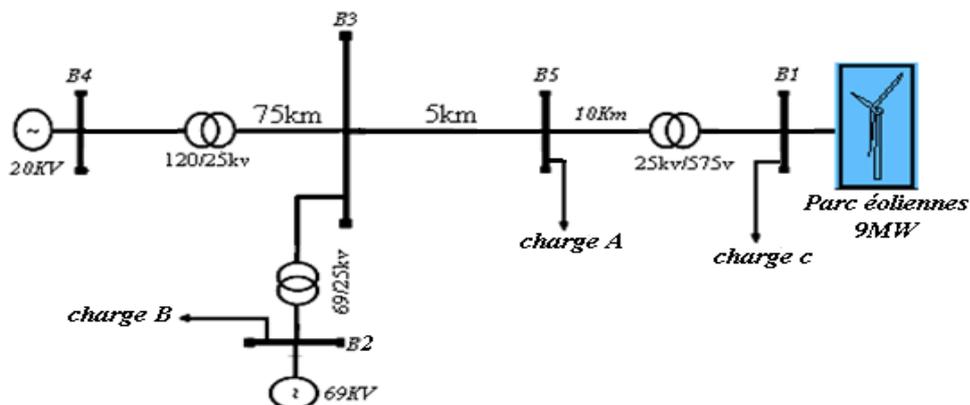


Figure 5.1. Réseau test [1].

Dans cette étude, on suppose que les éoliennes sont soumises à chaque instant, à la même vitesse du vent. Ceci implique qu'une ferme peut être modélisée par une seule éolienne équivalente de 9 MW.

## 5.2.1. Étude du comportement pour les différentes vitesses de vent

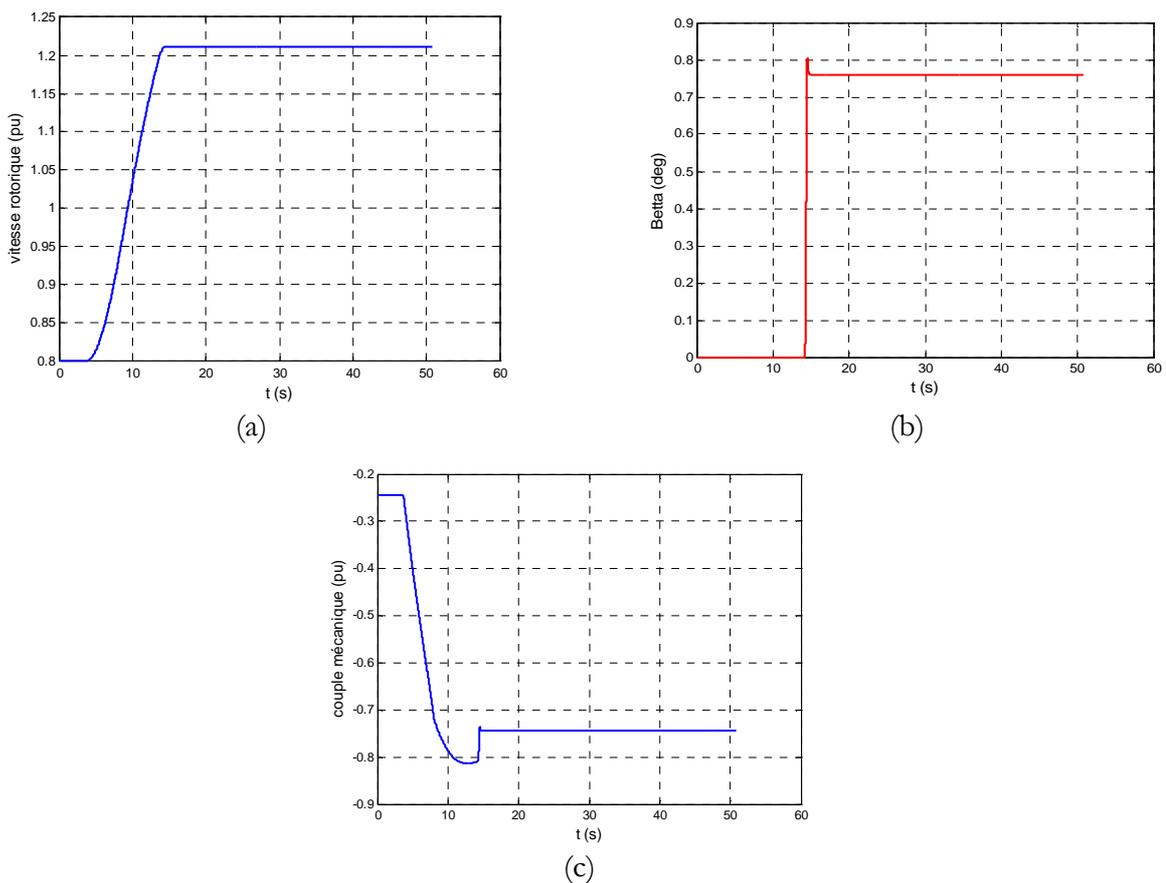
### 5.2.1.1. Application d'une vitesse de vent moyenne linéairement variable

On applique sur le parc éolien une vitesse de vent qui varie linéairement entre 8 m/s et 14 m/s comme montré dans la Figure 4.17.

#### 5.2.2.1.1. Résultats de simulation

L'exécution du programme développé sous Matlab/Simulink pour une durée de 60s nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les Figures 5.2 et 5.3

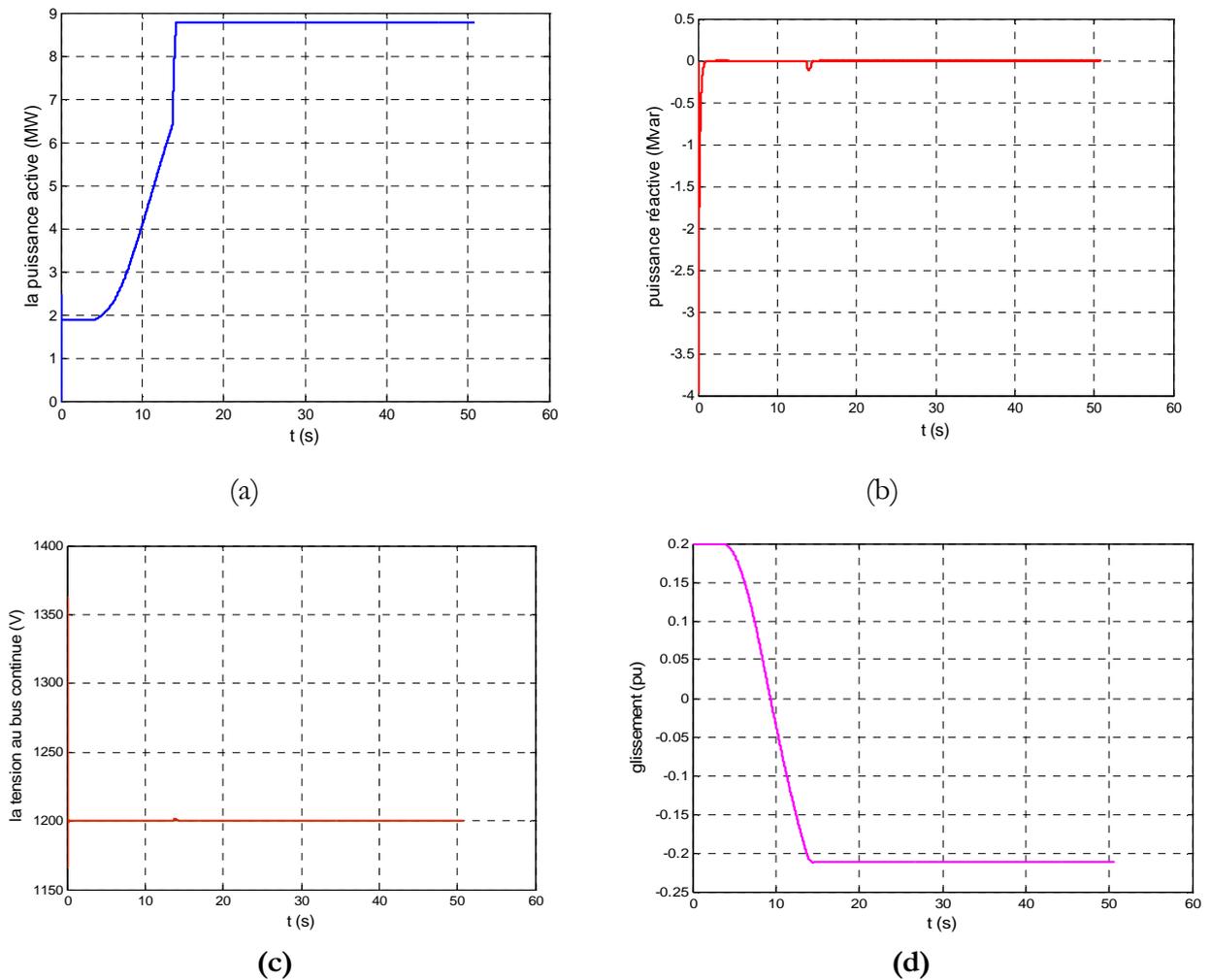
La Figure 5.2 présente le comportement mécanique d'une éolienne à vitesse variable pilotée par le rotor dans le cas qui la vitesse du vent moyenne et varie linéairement. On constate que la vitesse rotorique (Figure 5.2a), varie linéairement suivant l'allure de la vitesse du vent. La Figure 5.2b montre que le système de contrôle de l'angle de calage réagit pour limiter la vitesse rotorique à sa valeur optimale.



**Figure 5.2.** Comportement mécanique d'une éolienne à vitesse variable.

- a) La vitesse rotorique (pu) ;
- b) L'angle d'orientation des pales  $\beta$  (deg) ;
- c) Le couple mécanique généré par la turbine éolienne (pu) ;

La Figure 5.3 montre le comportement électrique d'une éolienne à vitesse variable, pilotée par le rotor soumise à une vitesse du vent moyenne linéairement variable. On constate que la puissance générée par la MADA (Figure 5.3a), imposée par le système MPPT en limité par le système de calage des pâles. La Figure 5.3b montre que le système de commande fixe la puissance réactive à sa valeur de référence ( $Q = 0$ ). On constate une bonne régulation du bus continu (Figure 5.3d). La Figure 5.3d montre que la MADA à l'instant  $t \in [0, 9s]$  fonctionne en mode hypo-synchrone ( $g > 0$ ), et à l'instant  $t \in [9, 60s]$ , elle fonctionne en mode hyper-synchrone ( $g < 0$ ).



**Figure 5.3.** Comportement électrique d'une éolienne.

- a- La puissance active délivrée par l'éolienne (MW) ;
- b- La puissance réactive consommée par l'éolienne (MVar) ;
- c- Le glissement de la machine ;
- d- La tension à la borne de bus continu (V) ;

### 5.2.1.2. Interprétation des résultats obtenus

D'après les simulations sur le comportement du système éolien à base de la MADA pilotée par le rotor, on observe qu'il y a trois zones de fonctionnement :

- Zone I ( $\beta = 0$ ) à  $t \in [0, 4s]$ : l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement.
- Zone II ( $\beta = 0$ ) à  $t \in [4, 14s]$ : Dans cette zone de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal.
- Zone III ( $\beta = 0.78^\circ$ ) à  $t \in [14, 60s]$ : dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale, mais cette fois-ci la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale. Le système de contrôle d'angle de calage des pâles conserve une puissance constante à cette valeur nominale par modification de la valeur de l'angle  $\beta$ .

La Figure 5.3a, montre une très bonne linéarité de la puissance totale générée par rapport à la vitesse au vent. Cela est en grande partie dû au dispositif de commande qui règle à la fois l'angle de calage des pales et le couple électromagnétique (par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance reliés au circuit rotorique de la machine). En effet, la puissance aérodynamique convertie par la turbine est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

### 5.2.1.3. Application d'un vent moyenne fluctuant

Dans cette partie de simulation, on applique sur le parc éolien un vent fluctuant de valeur 14 m/s avec des turbulences de 10% (Figure 5.4). Le modèle de vent appliqué est générée à l'aide de la boîte à outil 'Wind Turbine' intégrée dans la bibliothèque de Matlab/Simulink.

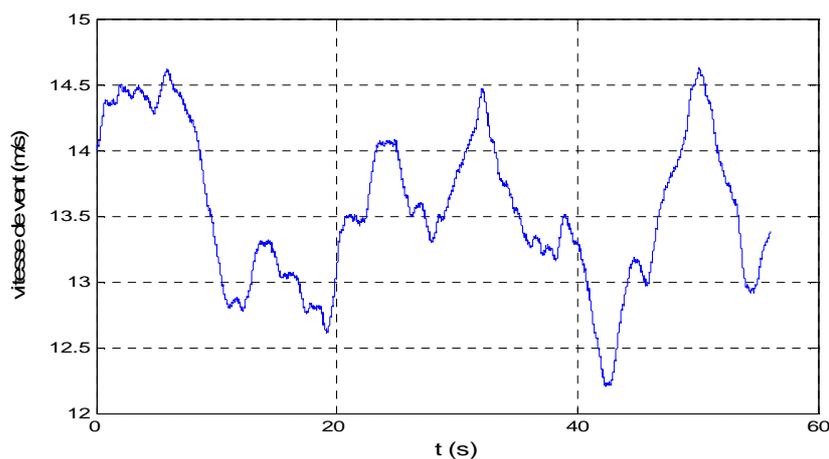
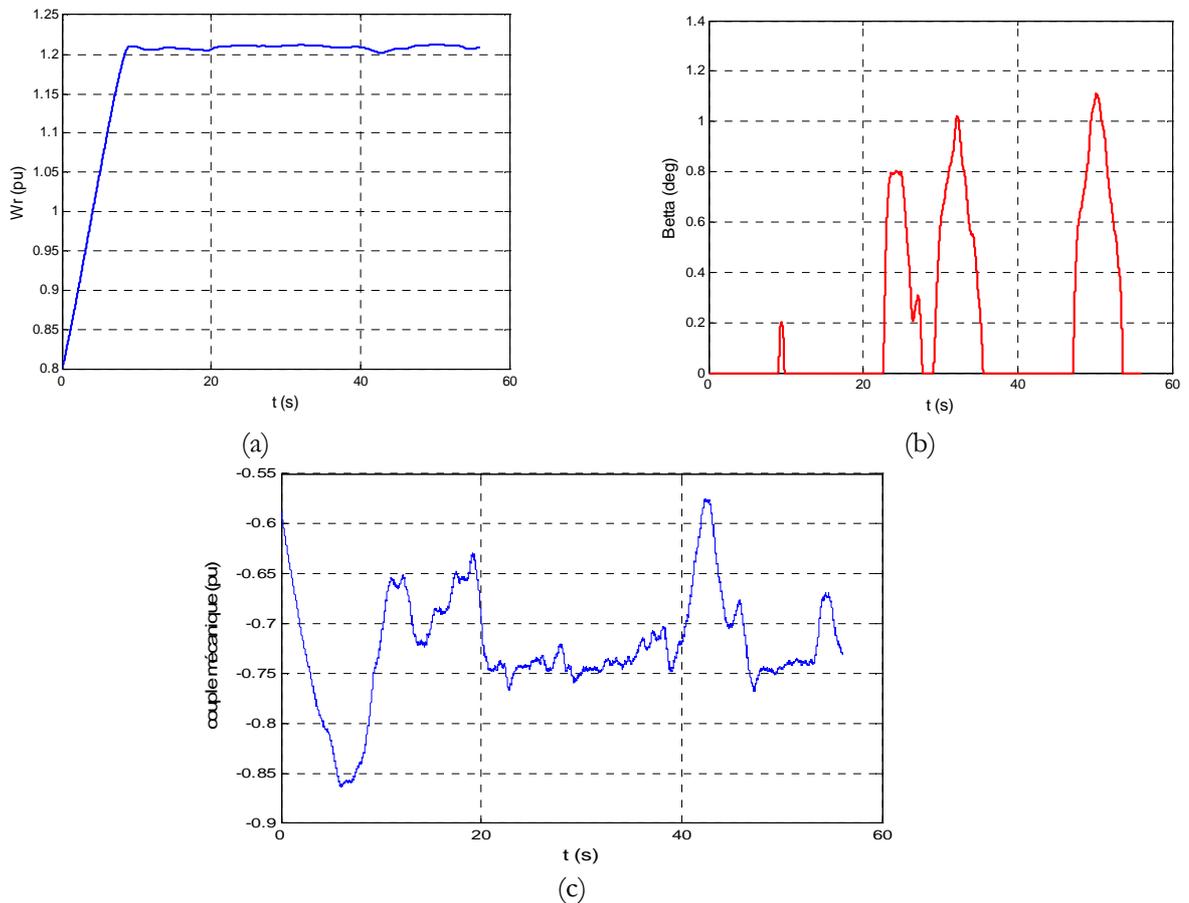


Figure 5.4. Vitesse du vent appliqué (m/s).

#### 5.2.2.2.1. Résultats de simulation

L'exécution du programme, développé sous Matlab/Simulink pour une durée de 60s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation présentés dans les Figures (5.5) et (5.6).

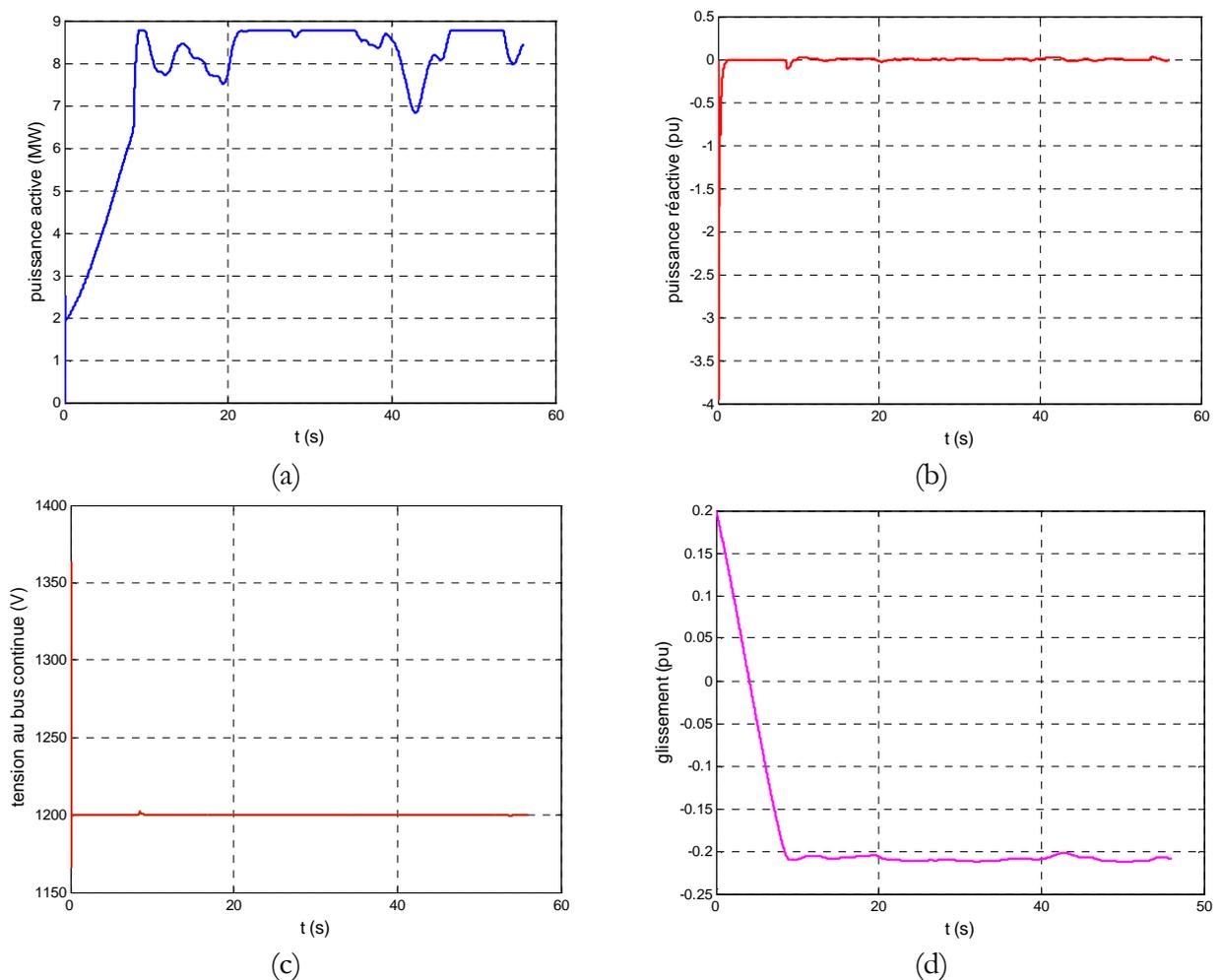
La Figure 5.5 présente le comportement mécanique d'une éolienne à vitesse variable, piloté par le rotor sous mise à une vitesse du vent moyenne fluctuant. On constate que la vitesse de la génératrice (Figure 5.5a) est rendue variable de manière à extraire un maximum de puissance active. La Figure 5.5 (b), montre que le système de contrôle de l'angle de calage joue le rôle d'un régulateur de fréquence. On constate que le couple mécanique généré par la turbine (Figure 5.5c) varie linéairement suivant l'allure de la vitesse du vent.



**Figure 5.5.** Comportement mécanique d'éolienne sujette à un vent fluctuant.

- a- La vitesse rotorique en (pu) ;
- b- l'angle d'orientation des pales  $\beta$  en (deg) ;
- c- Le couple mécanique généré par la turbine éolienne en (pu) ;

La Figure 5.6 présente le comportement électrique d'une éolienne à vitesse variable pilotée par le rotor sujette à une face à une vitesse du vent moyenne fluctuant. On constate qu'il y a des fluctuations sur la puissance générée par la MADA (Figure 5.6a). Ceci est dû essentiellement aux variations de la vitesse du vent. La Figure 5.6b montre que le système de commande fixe la puissance réactive à sa valeur de référence ( $Q = 0$ ). On constate une bonne régulation du bus contenu (Figure 5.6c). La Figure 5.6d montre que la MADA à l'instant  $t \in [0, 5s]$ , fonctionne en mode hypo-synchrone  $g > 0$ , et à l'instant  $t \in [5, 60s]$ , fonctionne en mode hyper-synchrone  $g < 0$ .



**Figure 5.6.** Le comportement électrique d'une éolienne.

- a- puissance active délivrée par l'éolienne en (MW) ;
- b- puissance réactive consommée par l'éolienne en (MVar) ;
- c- tension au bus continu en (Volt) ;
- d- glissement de la MADA ;

#### 5.2.1.4. Interprétation des résultats obtenus

D'après les résultats de simulation du comportement de système éolien à base de la MADA piloté par le rotor, avec des vitesses du vent moyennement fluctuantes, on observe qu'il y a deux zones de fonctionnement :

- Zone I ( $\beta = 0$ ) à  $t \in [0, 5s]$ : Dans cette zone de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle, dont l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir au point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal.

- Zone II à  $t \in [14, 60s]$ : dans cette dernière zone, le système de contrôle d'angle de calage des pâles va agir pour limiter la vitesse de la MADA. La variation brutale de la vitesse de vent crée une difficulté sur le système de contrôle de l'angle de calage des pales, pour limiter la vitesse rotorique, c'est pour cela on obtient des fluctuations assez lentes de la puissance délivrée par la MADA.

On constate que la variation de la vitesse du vent affecte la vitesse rotorique de la MADA et par ailleurs, la puissance fournie par la MADA. Par l'existence d'un bus continu et la bonne régulation de sa valeur par le système de contrôle développé, la norme de fréquence est facilement respectée. Le flicker produit d'une fonction continue est causé par les fluctuations de puissance générée par la MADA.

### 5.2.1.5. Application d'un vent fortement fluctuant

Dans cette partie de simulation, on applique sur le parc éolien un vent fortement fluctuant de valeur 28 m/s avec des turbulences de 10% (Figure 5.7).

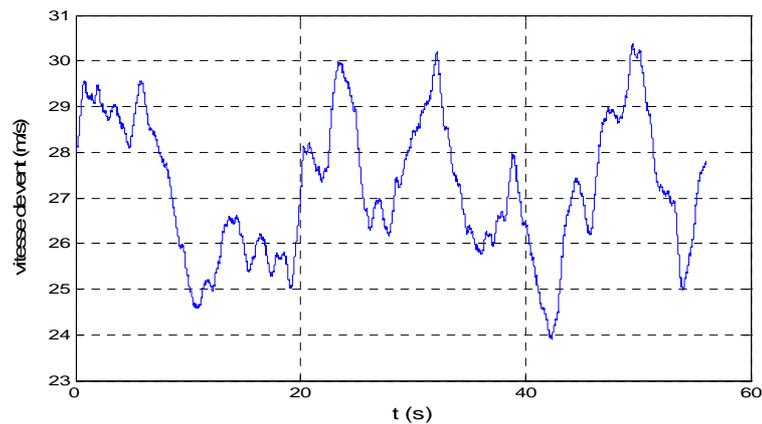
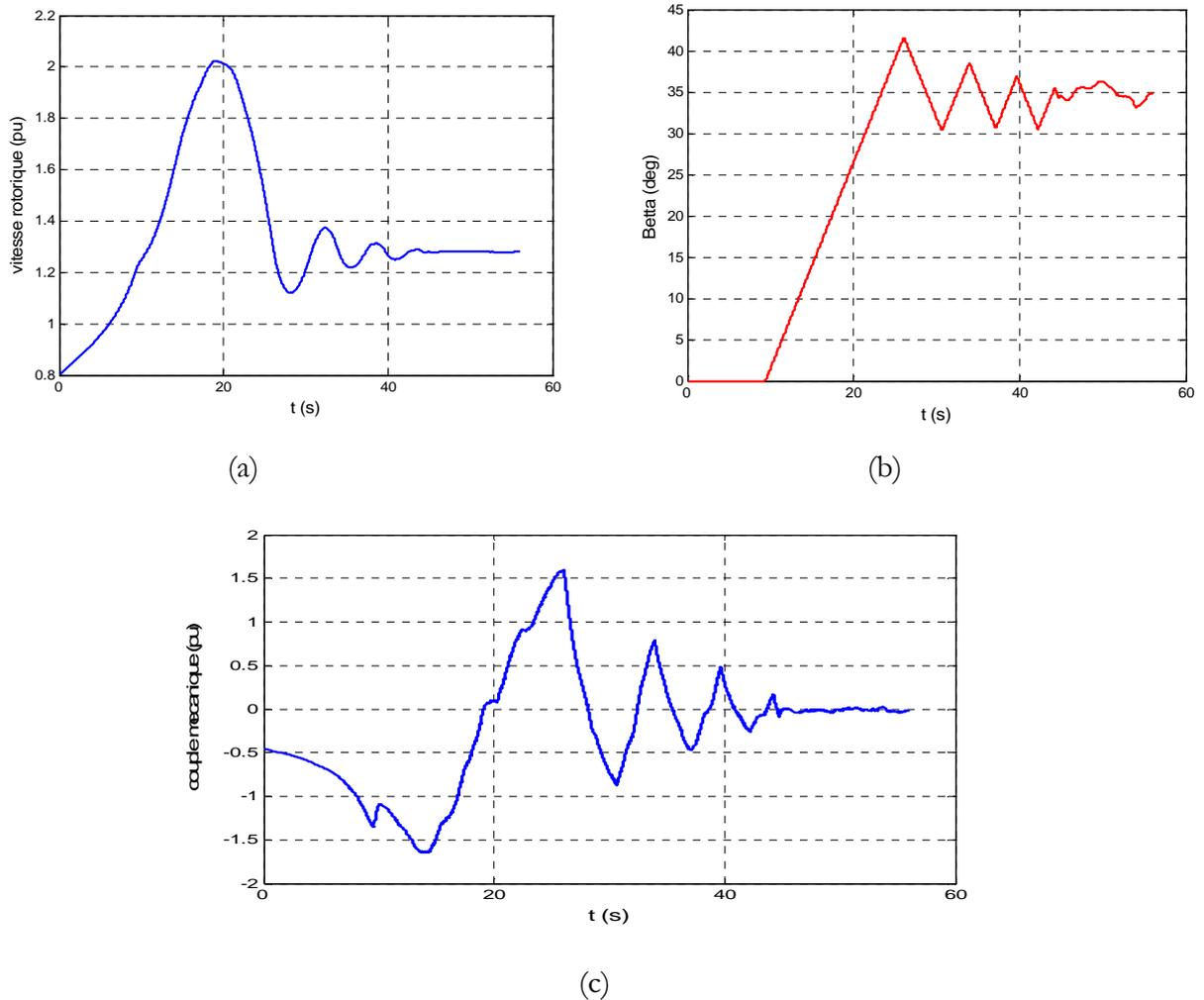


Figure 5.7. Vitesse de vent appliquée (m/s).

#### a. Résultats de simulation

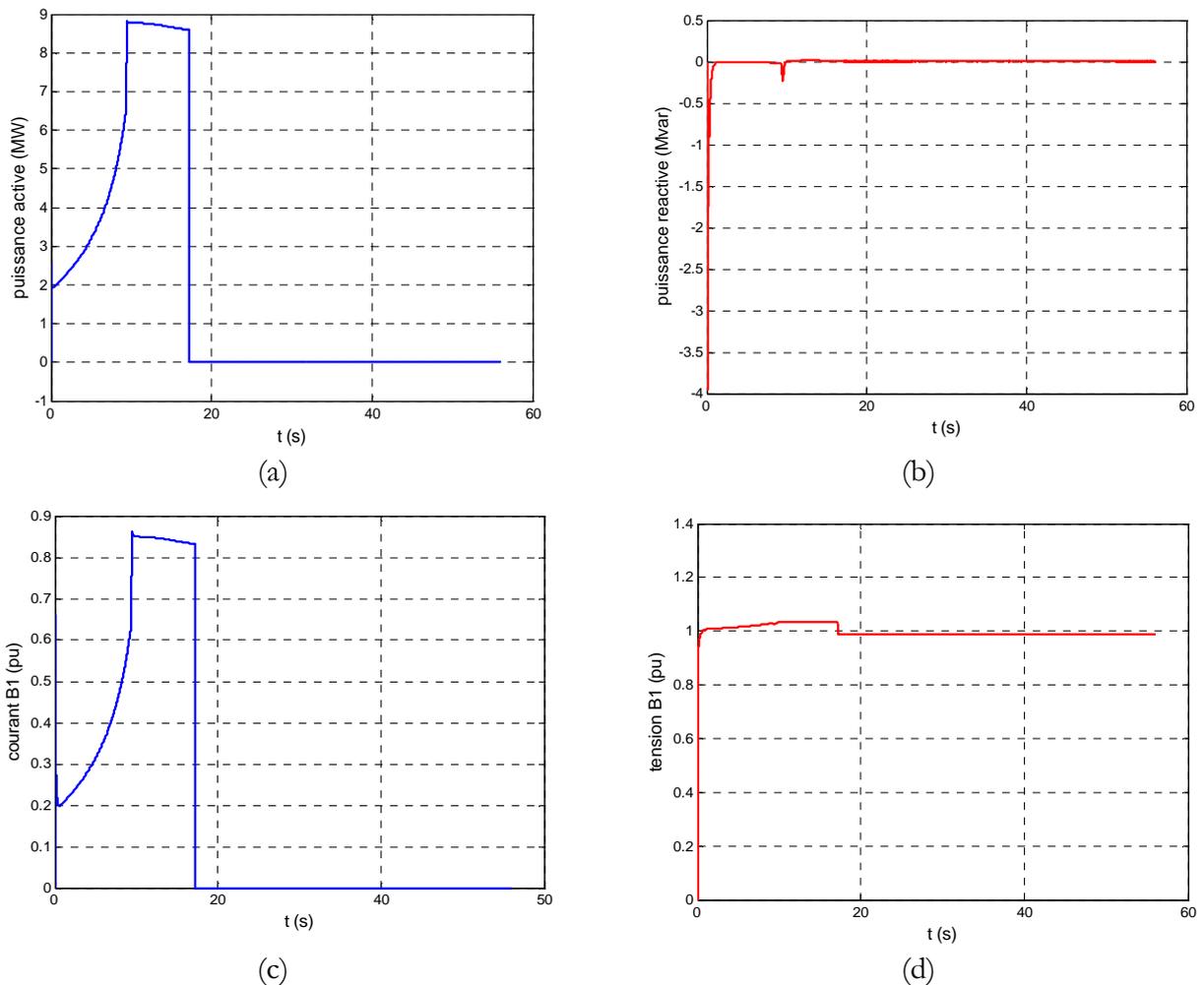
Dans cette partie, quelques résultats de simulation d'une éolienne à vitesse variable en régime dynamique sont obtenus sous Matlab-Simulink, pour des vitesses du vent très fort. La Figure 5.8 présente le comportement mécanique d'une éolienne à vitesse variable, pilotée par le rotor face à une vitesse du vent fort. On constate que la vitesse de la génératrice est énorme (Figure 5.8a), qui ne peut être supportée par la MADA. La Figure 5.8b montre que le système de contrôle de l'angle de calage réagit de manière à protéger le système mécanique contre les vitesses de vent élevées. On constate que le couple mécanique généré par la turbine (Figure 5.5c), suivant l'allure de la variation de l'angle de calage, à l'instant  $t = 45s$  le couple est égal à zéro.



**Figure 5.8.** Comportement mécanique d'une éolienne en cas la vitesse du vent élevée.

- a- vitesse rotorique en (pu) ;
- b- angle d'orientation des pales  $\beta$  en (deg) ;
- c- couple mécanique générée par la turbine (pu) ;

La Figure 5.9 illustre le comportement électrique d'une éolienne à vitesse variable, pilotée par le rotor sujette à une vitesse du vent fort avec un système de protection, identique à celui appliqué dans la simulation des fermes éoliennes à vitesse fixe. On constate que à l'instant  $t \in [0, 18s]$  la MADA génère la puissance dans l'état normale, mais à  $t=18s$  le système de protection déconnecte la MADA du réseau. La Figure 5.9b montre que le système de commande fixe toujours la puissance réactive à sa valeur de référence  $Q=0$ . On ne constate que l'allure de courant injecté par l'éolienne suivant l'allure de puissance générée (Figure 5.9c).



**Figure 5.9.** Comportement électrique d'un éolien avec le système de protection

- a- La puissance active délivrée par l'éolien en (MW).
- b- La puissance réactive absorbée par l'éolien en (MVar).
- c- Le courant au jeu de barres de connexion B1 en (pu).
- d- La tension au jeu de barres de connexion B1 en (pu).

### 5.2.1.6. Interprétation des résultats obtenus

Dans le cas de fermes éoliennes sujettes à une vitesse du vent trop important  $\geq 25$  m/s, la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine est supérieure à la puissance nominale de la MADA. Dans ce cas, la machine ne peut pas supporter la vitesse de vent très élevée. Pour protéger les enroulements statoriques, le stator est découplé du réseau par le système de protection. L'angle de calage des pales va alors agir pour limiter la vitesse de la machine, et protéger la partie mécanique de l'éolienne.

### 5.2.2. Étude du comportement du système éolien en cas d'un défaut

Un « défaut » est, physiquement, un court-circuit se produisant quelque part dans le réseau, un creux de tension étant la répercussion de ce défaut sur la tension. Un creux de tension est une diminution brusque de la tension de fourniture  $V$  à une valeur inférieure à une valeur de seuil (comprise entre 10%

et 90% de la tension contractuelle  $V_c$ , suivie de son rétablissement après un court instant.

L'amplitude du creux de tension est conditionnée par la structure du réseau, notamment la puissance de court-circuit et la distance entre le point de défaut et le point où est situé l'utilisateur sur le réseau. Ainsi, plus la puissance de court-circuit en amont de l'utilisateur est élevée ou plus le défaut est éloigné du point de raccordement de l'utilisateur, moins l'amplitude du creux de tension ressentie est importante, ou plus la profondeur est faible (Figure 5.10).

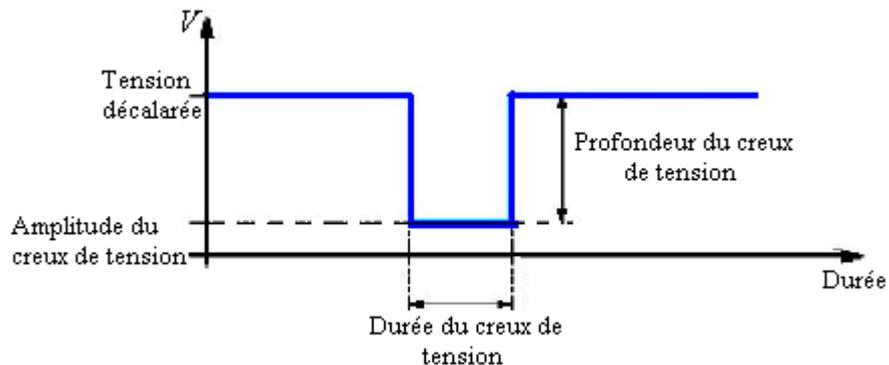


Figure 5.10. Caractérisation du creux de tension [44].

Les principaux types de creux de tensions suivent :

- Creux de tension de type A appelé creux de tension triphasé équilibré ;
- Creux de tension de type B appelé creux de tension monophasé ;
- Creux de tension de type C appelé creux de tension biphasé avec saut de phase ;

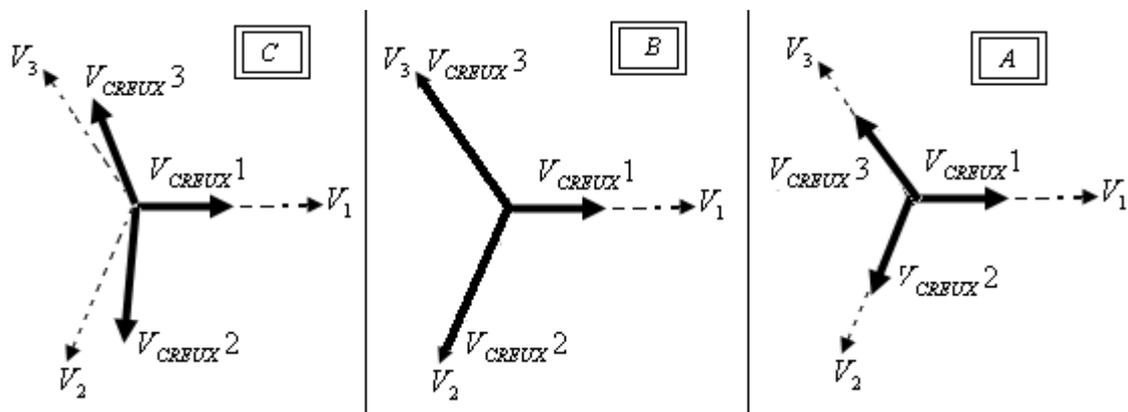


Figure 5.11. Classification des creux de tension [45]

Dans notre d'étude, on s'intéresse aux creux de tension type A. Le profile du vent appliqué à la MADA est identique à celui de la partie précédente (Figure 5.7) et fait tourner à la vitesse présentée à la Figure 5.5a. En appliqué sur le jeu de barres de connexion de l'éolienne B1 un défaut triphasé comme présenté sur la Figure 5.12. Les paramètres de défaut appliqué sont présentés dans (Annexe C).

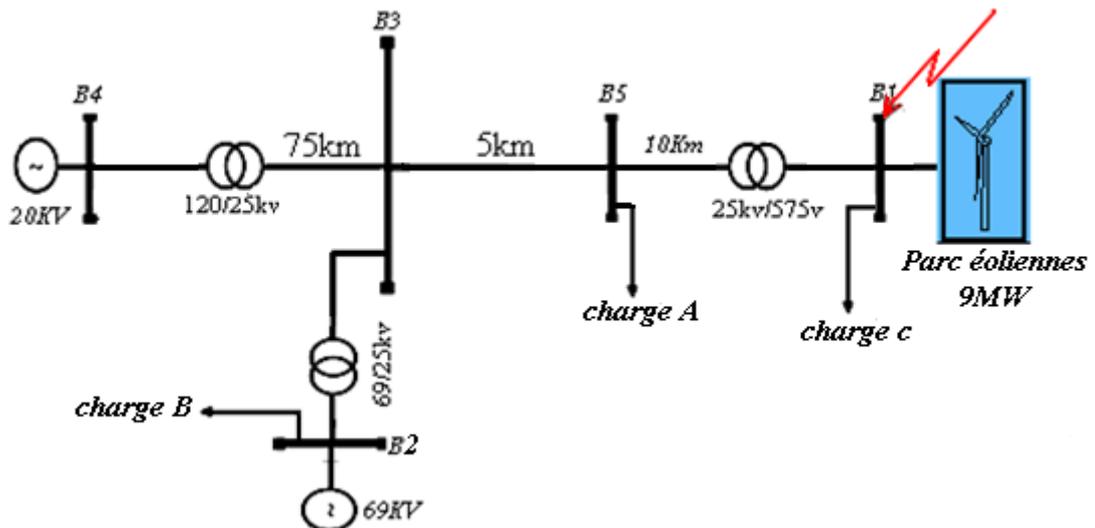
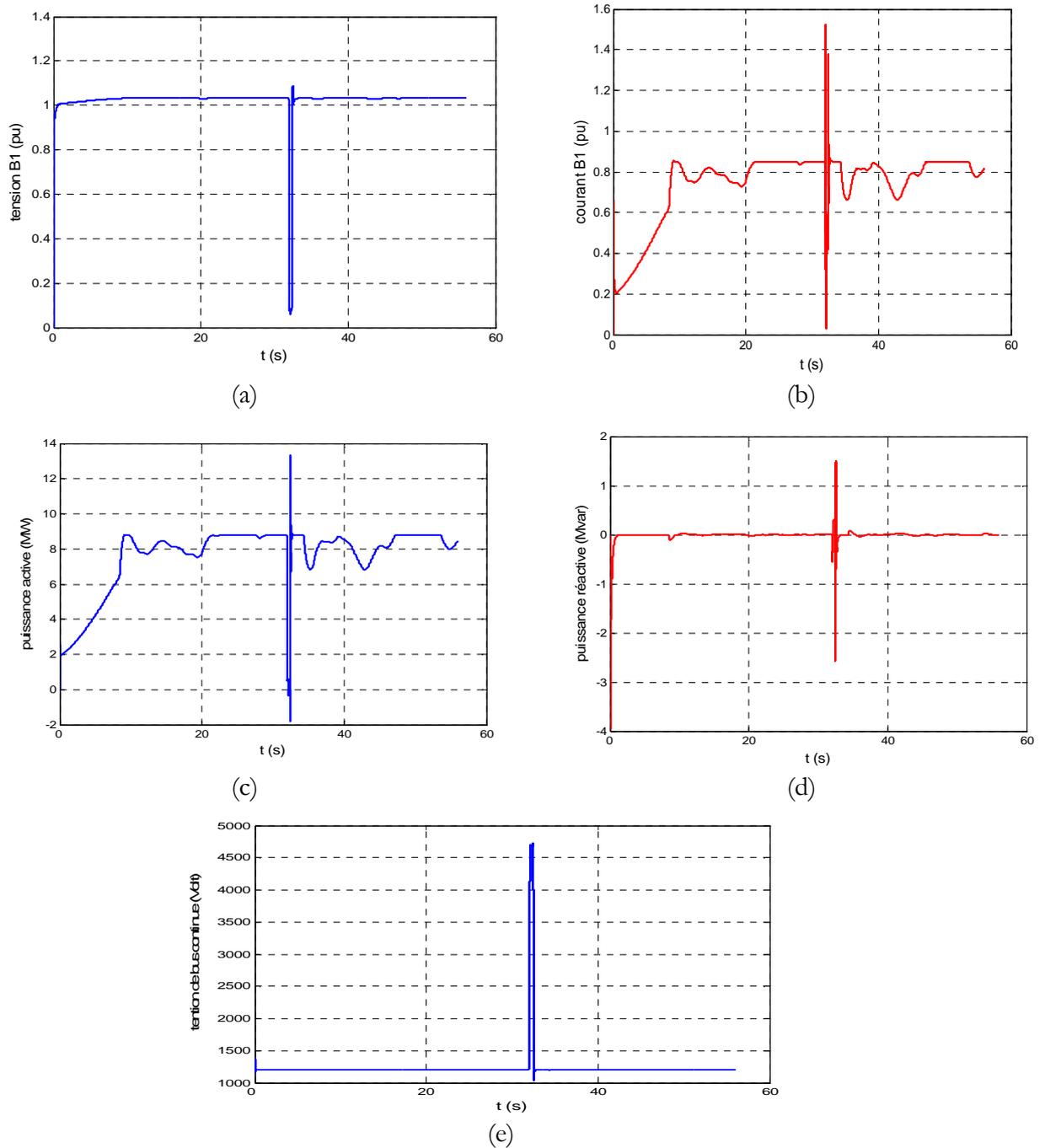


Figure 5.12. Réseau test avec un défaut de C-C triphasé

### 5.2.2.1. Résultats de simulation

Dans cette partie, quelques résultats de simulation d'une éolienne à vitesse variable en régime de C-C triphasé appliqué aux points de connexion d'une ferme éolienne, obtenus sous Matlab-Simulink.

La Figure 5.13 présente le comportement électrique d'une éolienne en cas de court-circuit à  $t = 30$  s de 100ms appliqué au jeu de barres B1. La Figure 5.13a présentée le creux de tension crée par le défaut applique. On constate que le courant total injecté au réseau par la MADA, et très affecté par la chute de tension, il subit une augmentation d'amplitude crête de 0.7pu (Figure 5.13b). La Figure 5.13c présente que il y a une diminution de la puissance générée par la MADA à la durée de défaut. On constate que le système de contrôle, ils ne peuvent pas contrôler le système à la période du défaut (Figure 5.13d). La Figure 5.13e montre que la valeur de tension aux bornes du bus continu est égale à trois fois de sa tension nominale. Cette valeur de tension peut détruire le comportement de l'éolienne.

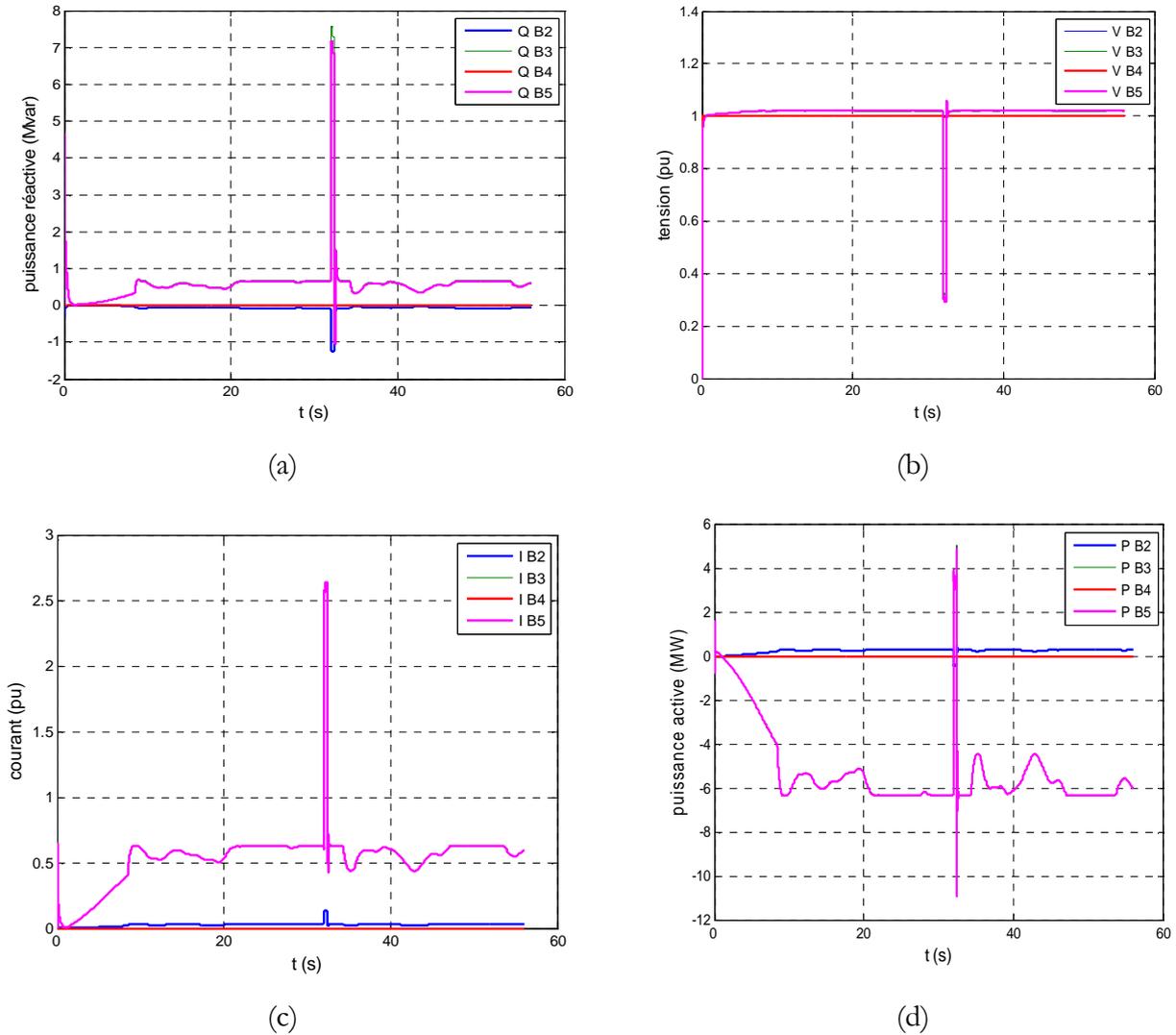


**Figure 5.13.** Comportement électrique d'un éolien en cas d'un défaut triphasé.

- a- puissance réactive au éolien en (MVA<sub>r</sub>) ;
- b- puissance active délivré par l'éolienne (MW) ;
- c- tension au jeu de barres de connexion l'éolienne B1 en (pu) ;
- d- courant au jeu de barres de connexion l'éolienne B1 en (pu) ;
- e- tension au bus continue (volt) ;

La Figure 5.14 présente le comportement de réseau en cas d'un défaut triphasé appliqué au jeu de barres B1. On constate qu'à la période de défaut, la MADA consomme une grande quantité de puissance réactive injectée par le réseau (Figure 5.13a). La Figure 5.14b montre que le creux de tension

transmis aux différents jeux de barres de réseau avec des profondeurs différentes. La Figure 5.14c montre l'évaluation de l'intensité de courant dans les différents jeux de barres de réseau durant le défaut.



**Figure 5.14.** Le comportement électrique de réseau en cas d'un défaut triphasé.

- a- La puissance active dans les différents jeux de barre de réseau (MW).
- b- La puissance réactive dans les différents jeux de barre de réseau (MVar).
- c- La tension dans les différents jeux de barre de réseau (pu).
- d- Le courant dans les différents jeux de barre de réseau (pu).

### 5.2.2.2. Interprétation des résultats obtenus

D'après les résultats de simulations, on constate que pendant le défaut, le système de contrôle ne peut pas contrôler la MADA, mais après l'élimination de défaut, la MADA fonctionne en régime stable ce qui montre l'efficacité de système de contrôle appliqué.

Pendant le défaut, un creux de tension de profondeur importante apparaît aux bornes des jeux de barres de connexion. Le même cas de simulation réalisé par Vincent Rogez [26] avec le système de protection (protection crow bar) des enroulements statoriques, a démontré que les éoliennes à base de la MADA pilotée par le rotor se déconnectent très rapidement du réseau en cas d'un court circuit.

### 5.3. Deuxième application

La Figure 5.15 présente le réseau test utilisé pour la validation de notre modèle et leur système de commande et de contrôle. Sur ce réseau, de nombreuses situations ont été testées (l'influence de caractère du vent sur la puissance générée par l'éolienne et le comportement général de système dans le potentiel de vent très élevé avec et sans système de protection et leur fonctionnement dans le cas d'un défaut au jeu de barres de connexion).

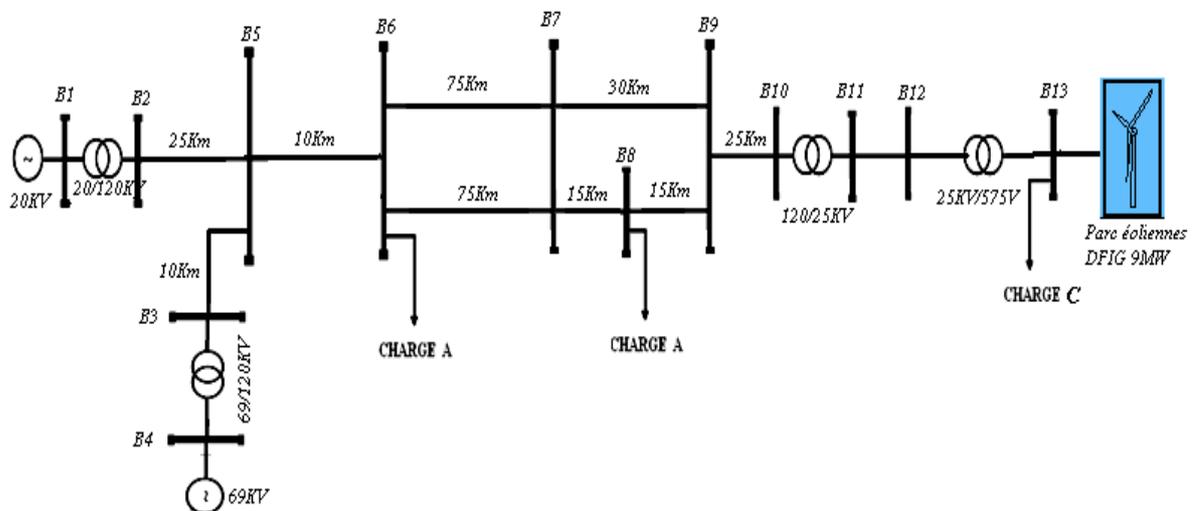


Figure 5.15. Réseau test [46].

#### 5.3.1. Structure de réseau

Le réseau étudié (Figure 5.15) comporte :

- Deux sources d'alimentation de tension 20 kV et 69 kV et deux transformateurs élévateurs (20/120 kV, 30 MVA), (69/120 kV, 47 MVA).
- Des lignes aériennes en cuivre de section de  $93.3 \text{ mm}^2$ . Les valeurs des résistances, inductances et capacités linéiques sont respectivement de  $0.1153 \Omega/\text{km}$ ,  $1.05 \text{ mH}/\text{km}$  et  $11.33 \text{ nF}/\text{km}$ .
- Un seul parc éolien de 6 éoliennes de 1.5 MW et de tension 575 V connecté à ce réseau au niveau de tension 25 kV. Ce couplage est réalisé par un transformateur élévateur (575 V/25 kV, 12 MVA). On suppose que les éoliennes de 1.5 MW sont soumises à chaque instant, au même vent. Ceci implique qu'une ferme peut être modélisée par une seule et unique éolienne équivalente de 9 MW.
- Trois charges purement résistives, la charge A de 2 MW, la charge B de 4 MW et la charge C de 500 kW connectées respectivement aux jeux de barres B7, B8, et B6.

### 5.3.2. Étude du comportement en régime normal

Dans cette partie d'étude, on applique un vent fluctuant de valeur 18 m/s avec des turbulences de 10% comme présenté dans la Figure 5.16.

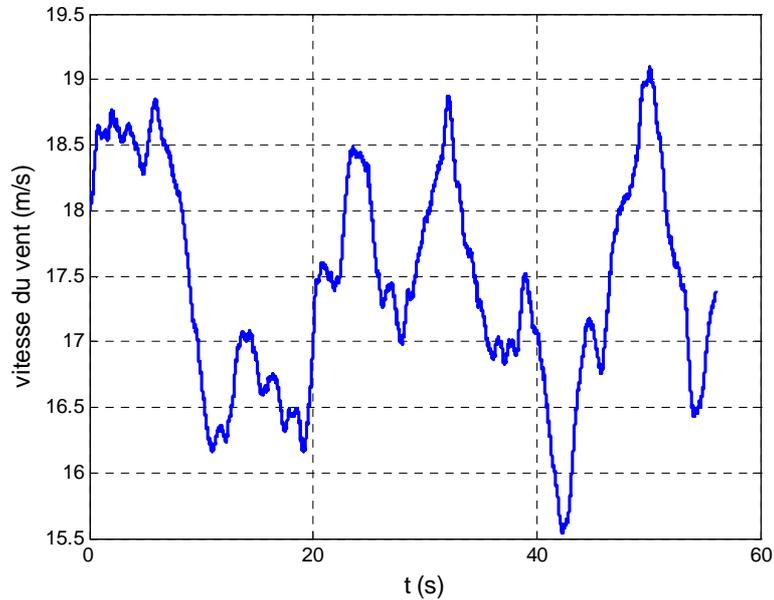


Figure 5.16. Vitesse du vent (m/s).

#### 5.3.2.1. Résultats de simulation

L'exécution du programme sous Matlab/Simulink de durée de 60s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation suivant :

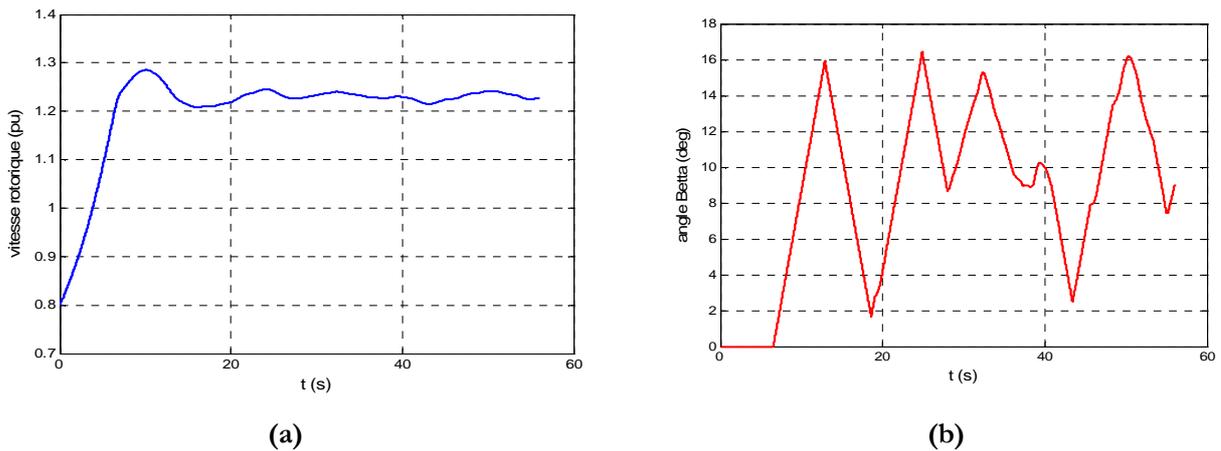
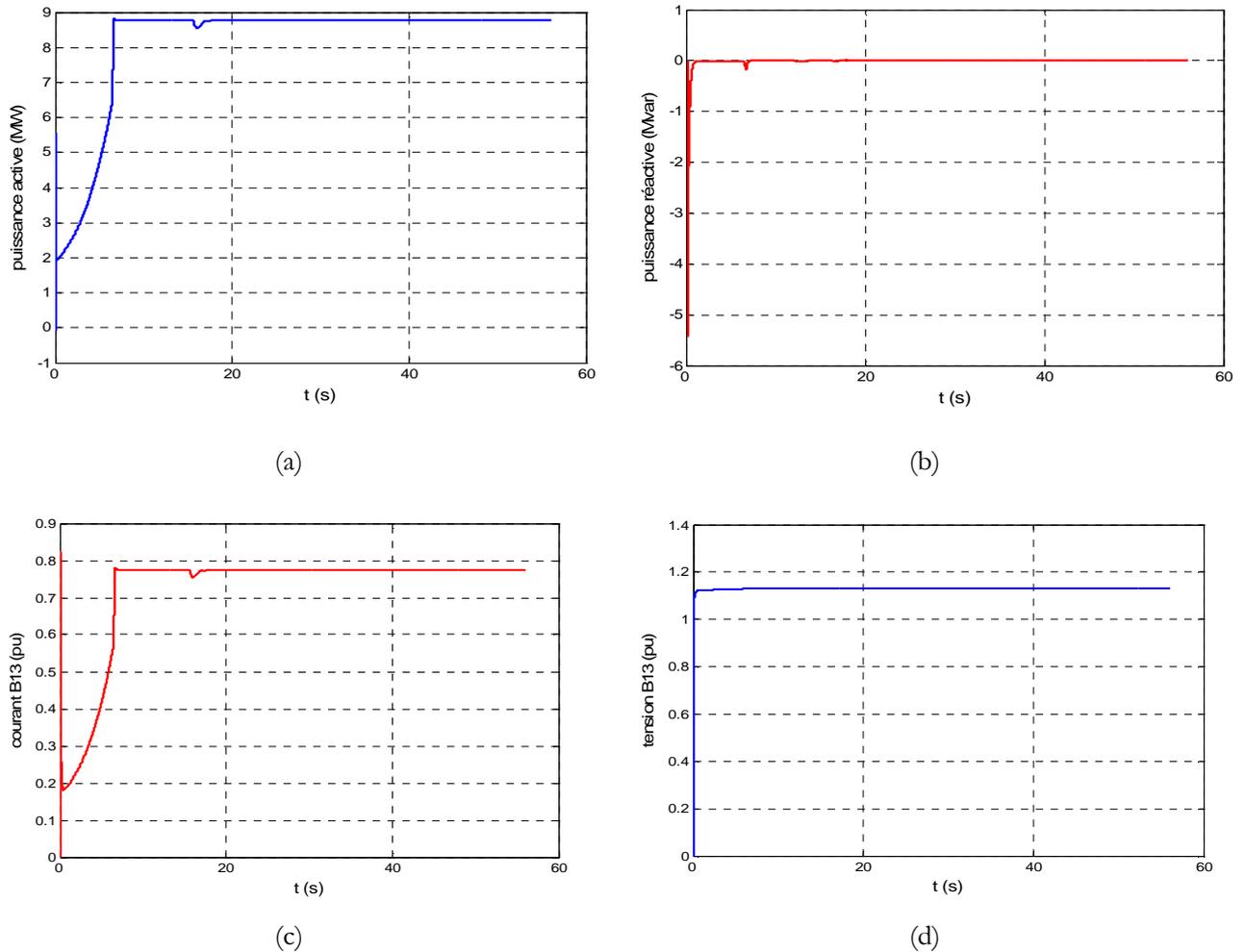


Figure 5.17. Comportement mécanique de l'éolienne.

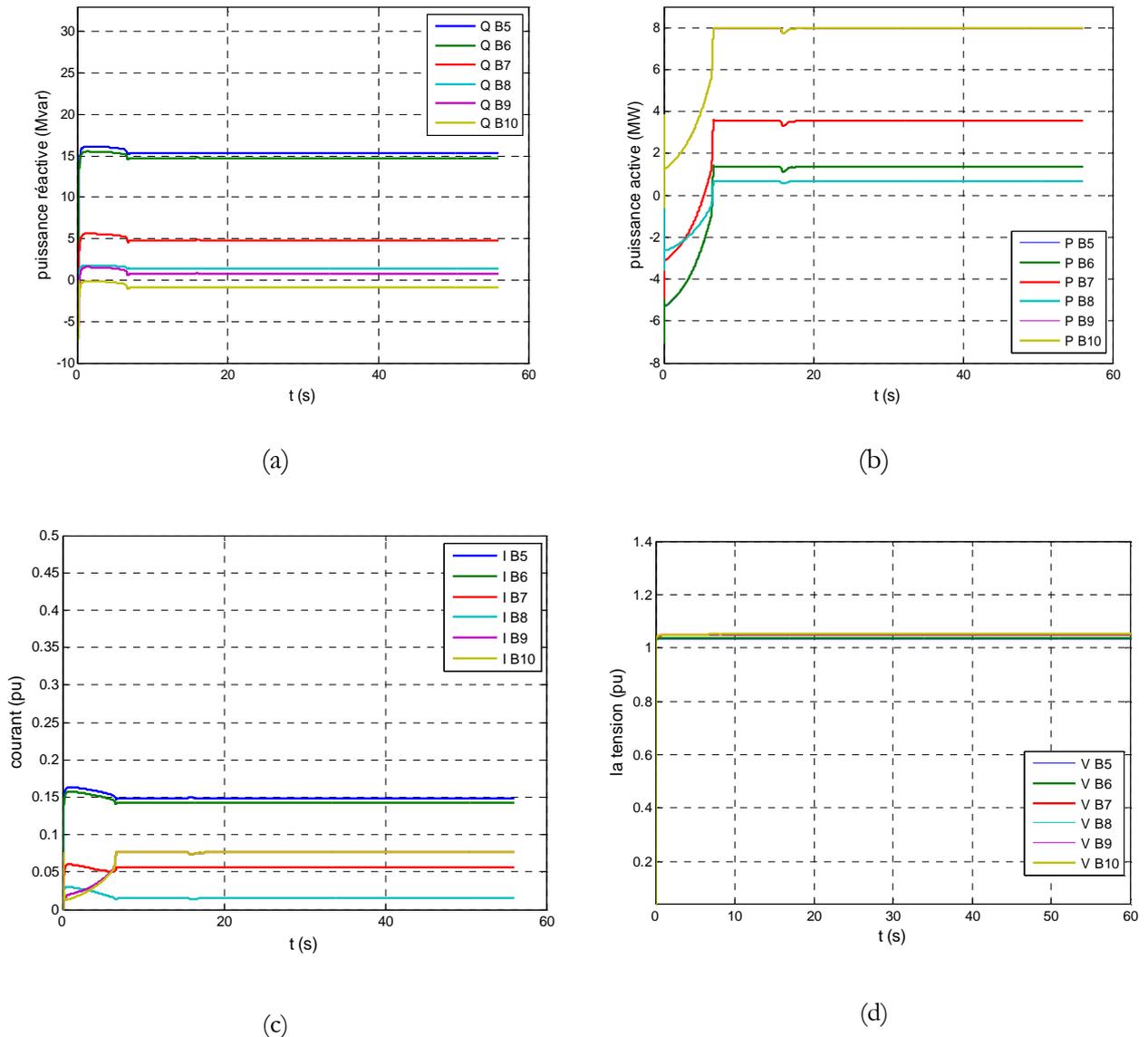
- a) La vitesse rotorique en (pu)
- b) L'angle d'orientation des pales  $\beta$  en (deg).



**Figure 5.18.** Comportement électrique de l'éolienne.

- La puissance active générée par la MADA en (MW).
- La puissance réactive absorbé par la MADA en (MVar).
- Le courant au jeu de barres de connexion B13 en (pu).
- La tension au jeu de barres de connexion B13 en (pu).

Les Figures 5.17 et 5.18 illustrent le comportement électrique et mécanique d'une éolienne dans les conditions normales. A partir des résultats de simulation, on constate que le système d'orientation des pales joue un rôle très important sur la qualité et la quantité de la puissance produite par l'éolienne. La Figure 5.17c montre que la puissance générée par l'éolienne est constante, puisque la vitesse de vent toujours supérieure à 13.5 m/s pour cette vitesse la puissance électrique délivrée par la MADA est maximale, en plus, on constate que l'allure du courant est identique à l'allure de la puissance puisque le système de contrôle de puissance est basé sur les courants rotoriques d'une manière indirecte sur les courants statoriques.



**Figure 5.19.** Comportement électrique du réseau.

- a- La puissance réactive dans les différents points de réseau (MVar) ;
- b- La puissance active dans les différents points de réseau (MW) ;
- c- Le courant dans les différents points de réseau (pu) ;
- d- La tension dans les différents points de réseau (pu) ;

La Figure 5.19 présente les différentes grandeurs électriques, pour les différents points du réseau. A partir des résultats de simulation, on constate que la valeur de puissance active et réactive dépend de la charge connectée au réseau. Le réseau devient totalement stable au moment de limitation de la puissance électrique (la puissance active constante) de la MADA.

### 5.3.3. Étude du comportement en cas de court-circuit

Pour tester le comportement du système dans le cas d'un défaut, on applique au jeu de barres B5 un

défaut triphasé de même caractère que celui de la première application (Figure 5.20).

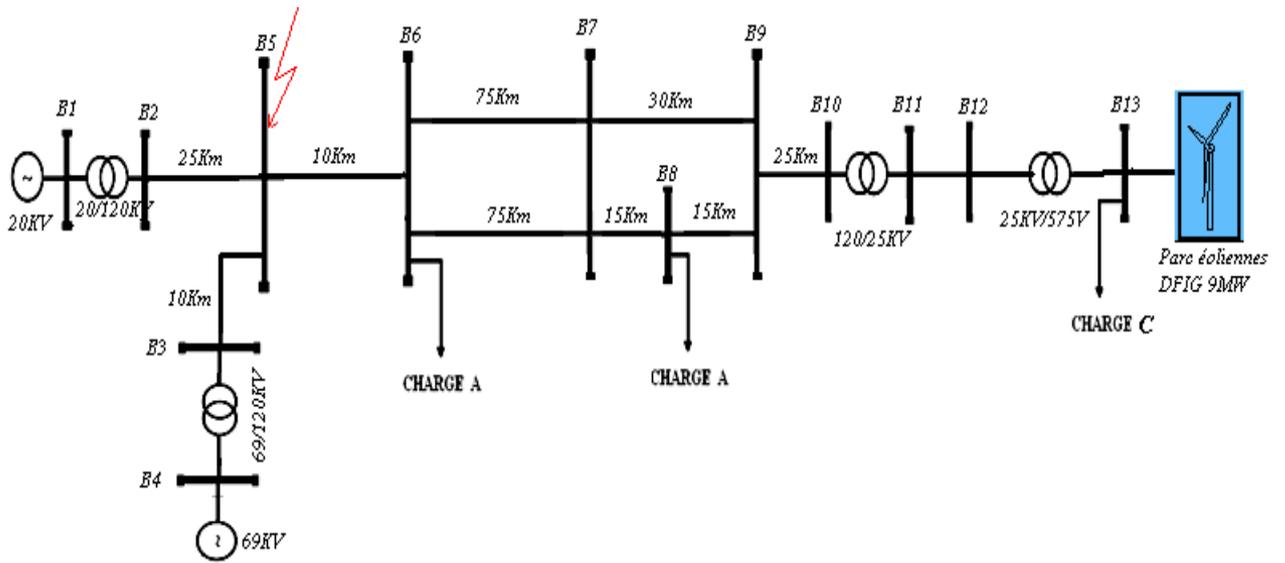


Figure 5.20. Réseau de test en cas du court-circuit.

### 5.3.3.1. Résultats de simulation

L'exécution du programme sous Matlab/Simulink de durée de 60 s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation suivant :

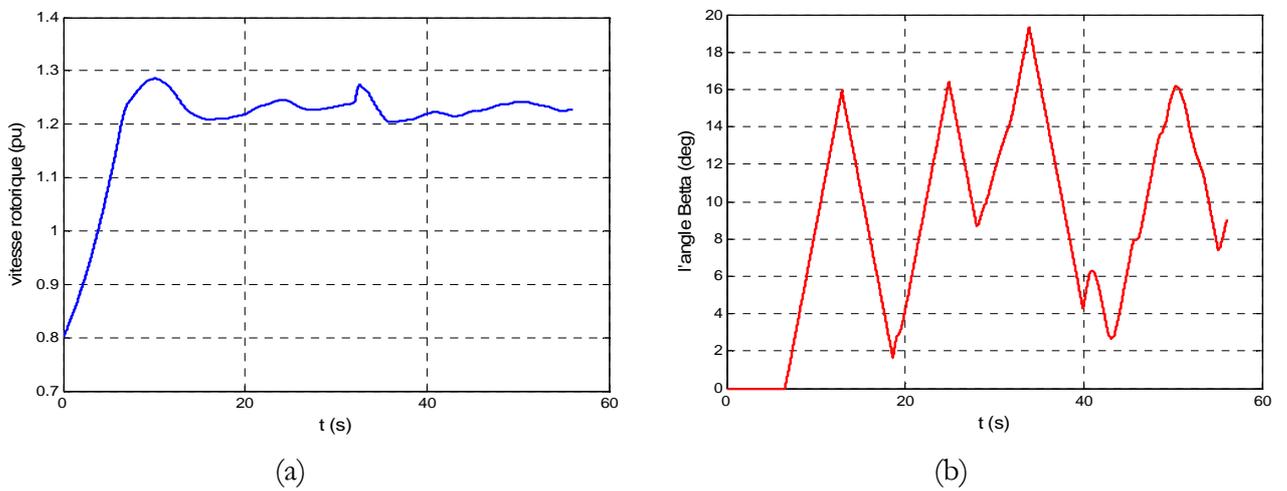
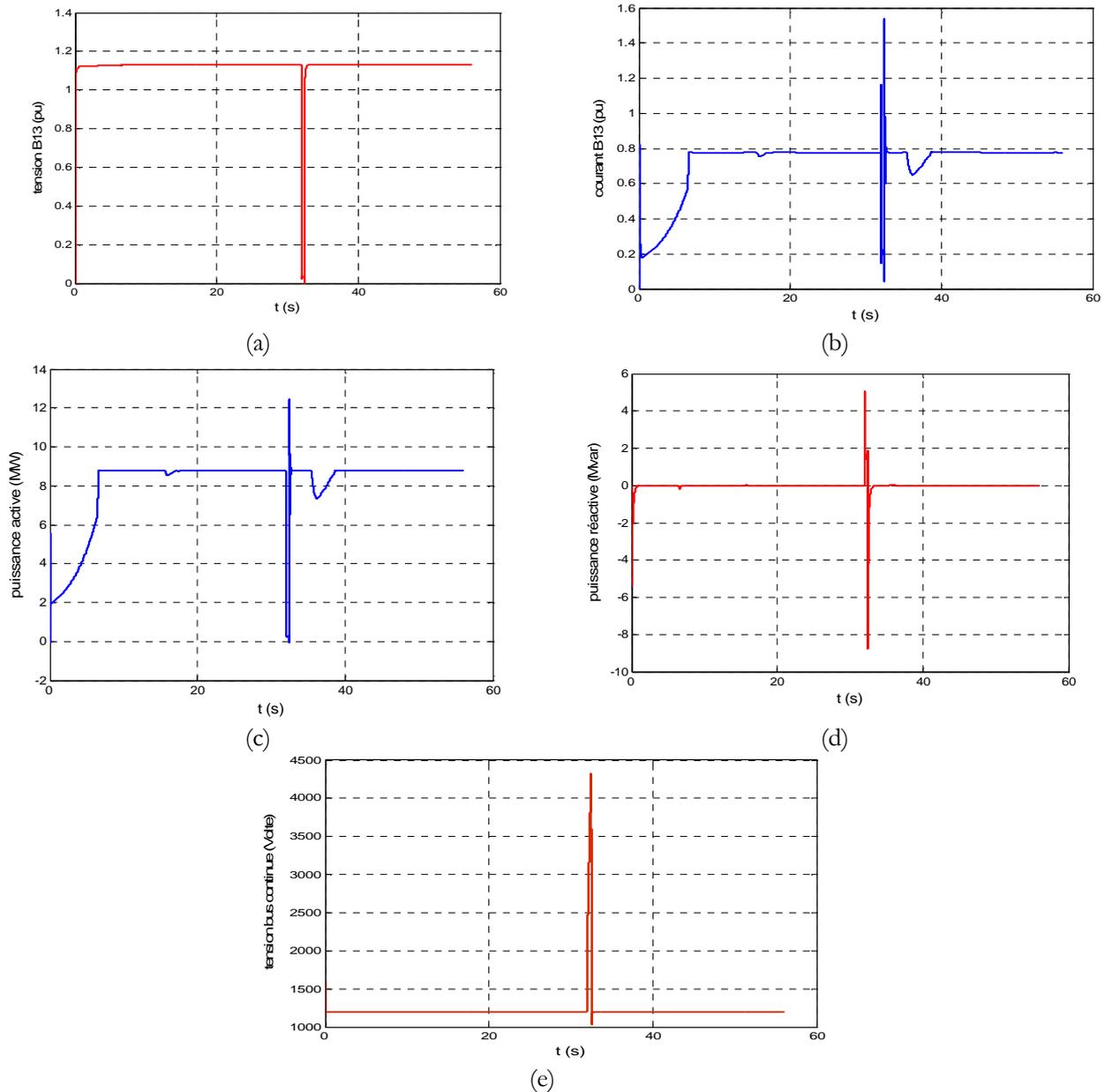


Figure 5.21. Comportement électrique et mécanique de l'éolienne en cas du C-C.

- a- La vitesse rotorique en (pu)
- b- L'angle d'orientation des pales  $\beta$  en (deg).

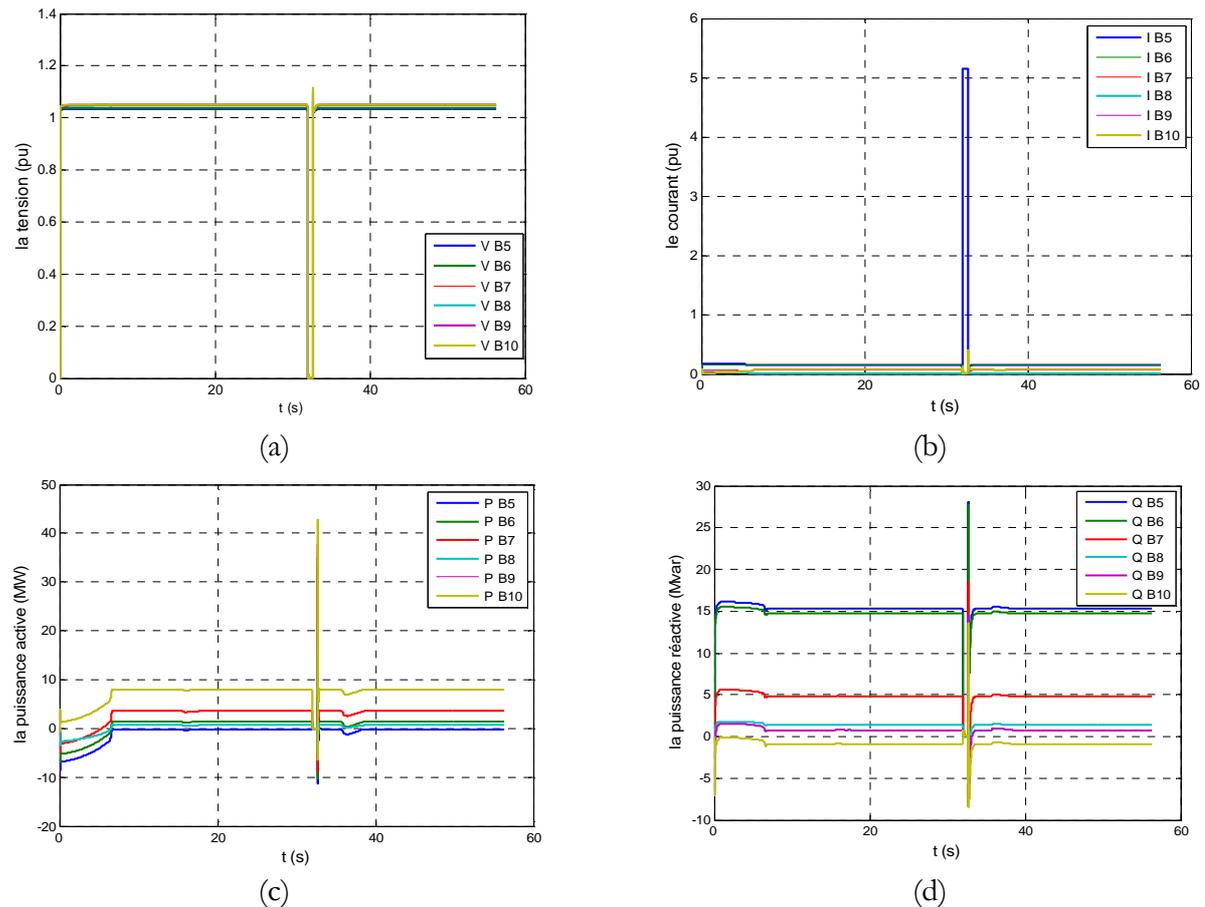


**Figure 5.22.** Comportement électrique de l'éolienne en cas du C-C.

- a- La tension au jeu de barres de connexion B13 en (pu).
- b- Le courant au jeu de barres de connexion B13 en (pu).
- c- La puissance active générée par la MADA en (MW).
- d- La puissance réactive absorbée par la MADA en (MVar).
- e- La tension à la borne du bus continu en (Volt).

Les Figures 5.21 & 5.22 présentent le comportement de l'éolienne pilotée par le rotor dans le cas d'un défaut triphasé. A partir des résultats de simulation, on constate que l'éolienne à vitesse variable est très sensible aux perturbations provenant du réseau.

La Figure 5.23 illustre le comportement électrique du réseau en cas d'un défaut triphasé au jeu de barres B5. On remarque que les résultats de simulation dans ce cas sont similaires que celles obtenus dans le cas où l'éolienne fonctionne à vitesse fixe.



**Figure 5.23.** Comportement électrique du réseau en cas d'un défaut triphasé.

- a- La puissance réactive dans les différents points de réseau (MVar)
- b- La puissance active dans les différents points de réseau (MW)
- c- Le courant dans les différents points de réseau (pu)
- d- La tension dans les différents points de réseau (pu)

#### 5.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons validé le modèle de l'éolienne (turbine +MADA+ système de commande et de contrôle) en l'intégrant dans un réseau test. Ce modèle a été réalisé sous Matlab-Simulink en utilisant la boîte à outils SimPowerSystem. Dans cette partie d'étude, on a testé l'influence de la production éolienne selon les vitesses du vent sur la puissance générée. D'après les résultats de simulation obtenus, on a montré que la puissance générée par la MADA pilotée par le rotor est constante dans le cas de la vitesse de vent toujours supérieure à 13.5 m/s. Dans le cas où la vitesse du vent supérieure à 25 m/s, le système de protection doit déconnecter l'éolienne du réseau de distribution.

Le système de production éolienne est très sensible à la perturbation provenant du réseau, même le défaut très loin de la génératrice peut avoir des perturbations sur la tension, qui peuvent mener à la déconnexion du système éolienne.

# CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

---

---

A la lumière de notre travail, nous avons pu aborder les différentes problématiques liées à l'utilisation des machines asynchrones en fonctionnement génératrice, notamment leurs adaptations dans un système éolien. Ce mémoire avait comme objectif la modélisation et la commande de différents composants de la production éolienne à base de la machine asynchrone à cage d'écurueil et la machine asynchrone à double alimentation (stator-rotor), qui sont les plus utilisées dans l'industrie. L'étude de ces générateurs intégrés dans un réseau électrique multi-machine était à considérer.

Afin d'atteindre cet objectif, nous avons exposé dans le premier chapitre une vue d'ensemble des différentes turbines éoliennes utilisées dans l'industrie moderne pour la production d'énergie électrique. Pour une meilleure compréhension du fonctionnement des turbines éoliennes, partant de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par la turbine (Loi de Betz), nous avons décrit de façon explicite les différents éléments constitutifs de la turbine ainsi que le mode de régulation de la vitesse de rotation.

Dans le deuxième chapitre, nous avons procédé à la modélisation mathématique les différents dispositifs utilisés dans les deux grandes catégories de la conversion éolienne (éolienne à vitesse fixe, éolienne à vitesse variable), partie mécanique puis la partie électrique qui contient la machine asynchrone à cage d'écurueil et les dispositifs de l'électronique de puissance (onduleur de tension IGBT).

Dans le troisième chapitre, nous avons décrit les différentes structures d'éoliennes à vitesse fixe basées sur une génératrice asynchrone à cage d'écurueil. Nous avons décrit un dispositif de contrôle de l'angle d'orientation des pales, de manière que le système éolien produise l'énergie maximale. Ensuite, on a fait une simulation, sous environnement Matlab/Simulink, des fermes éoliennes à vitesse fixe intégrée dans un réseau électrique multi-machine pour les différentes situations de fonctionnement. Les résultats de simulation obtenus ont montré que le système fonctionne dans les vitesses de vent bien précises, en plus il est très sensible à la perturbation pouvant avoir lieu dans le réseau électrique. Nous avons ensuite paramétré un système de protection de l'éolienne basée sur la commande scalaire permettant de déconnecter l'éolienne dans le cas de perturbation dans le réseau.

Dans le quatrième chapitre, nous avons établi une synthèse bibliographique des différentes structures d'alimentation trouvées dans la littérature concernant les éoliennes à double alimentation. Nous avons ensuite présenté une modélisation d'un système éolien, basé sur une machine asynchrone à

double alimentation pilotée par le rotor, associé à deux onduleurs commandés par MLI. La dernière partie a fait l'objet d'une description de la stratégie de commande vectorielle appliquée sur la génératrice GADA avec orientation du repère (d-q), pour que le flux statorique suivant l'axe q soit constamment nul. Pour l'onduleur connecté au réseau, on a appliqué une commande vectorielle pour avoir à leur sortie une tension constante. Les résultats de simulation obtenus démontrent la performance de la commande appliquée sur les différentes parties du système éolien.

Dans le cinquième chapitre, nous avons validé le modèle de la génératrice avec son système de commande en intégrant dans un réseau électrique multi-machine. Les réseaux tests utilisés ont été simulés en utilisant la boîte à outils (SimPowerSystem). Nous avons étudié l'influence de la vitesse du vent sur la production d'énergie électrique, en plus on a simulé le système global dans le cas d'un court-circuit affectant le réseau. Dans ce cas, le modèle proposé démontre l'impact d'intégration de la ferme éolienne dans le réseau électrique et permet d'estimer les caractéristiques dynamiques de la stabilité transitoire dans un système électrique.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne-réseau électrique. Parmi les perspectives envisageables :

- La réalisation d'une plateforme expérimentale permettant d'expérimenter en temps réel le comportement d'un générateur éolien à vitesse variable débitant sur un réseau alternatif et par la même valider les résultats de simulation présentés dans ce mémoire.
  - Etablissement d'un modèle de la MADA prenant en compte la saturation magnétique.
  - Pour le présent travail, la MADA était contrôlée de manière à ce que son coefficient de puissance soit unitaire. Il serait judicieux d'évaluer le fonctionnement de cette dernière lorsqu'elle participe au contrôle de la tension du réseau en absence ou présence de défauts.
  - Il serait aussi intéressant de développer et améliorer le système de commande de l'aéroturbine qui adapte les variations de l'angle d'attaque de la pale (pitch control) aux variations du vent pour voir une puissance générée constante.

## Annexe A. Paramètres de système de protection

Dans cette annexe nous développons un système de protection différentielle utilisée pour les deux type d'éoliens (les éoliens à vitesse variable et à vitesse fixer (Figure A.1). ce système fait la comparaison entre les valeurs mesurées et les valeurs de référence de tension, de courant au niveau de jeu de barres de connexion, et de vitesse rotorique de la machine utilisée qui est liée directement à la vitesse du vent

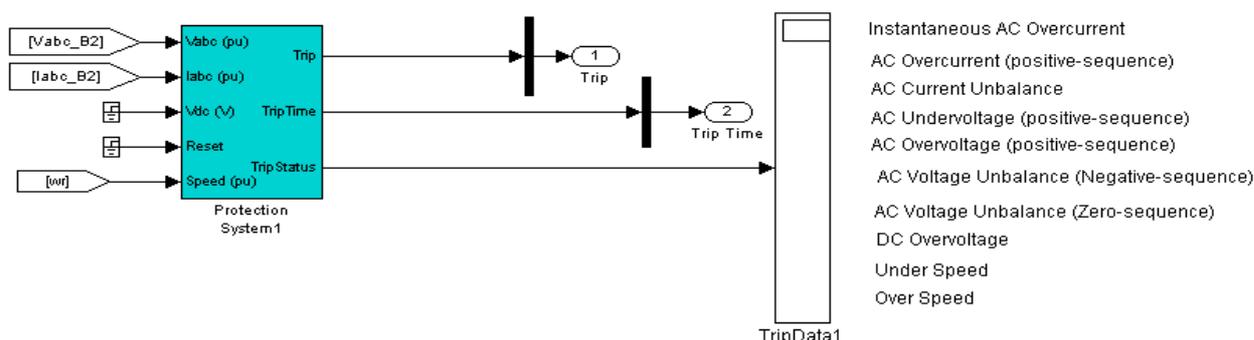


Figure A.1. Systèmes de protection différentielle

Les valeurs de référence des différents paramètres utilisés dans ce système de protection sont regroupées dans la Figure (A.2) suivant :

Parameters

Fundamental frequency f1 (Hz):  
60

Instantaneous AC Overcurrent (pu):  
10

Maximum AC Current [ I1max(pu), Delay(s) ]:  
[ 1.1, 10 ]

Maximum AC Current Unbalance [ I2/I1max(pu), Delay(s) ]:  
[ 0.4, 0.2 ]

AC Under/Over Voltage [ V1min(pu), V1max(pu), Delay(s) ]:  
[ 0.75, 3, 0.1 ]

Maximum Voltage Unbalance [ V2/V1max(pu), V0/V1max(pu), Delay(s) ]:  
[ 0.05, 0.05, 0.2 ]

Maximum DC Voltage [ Vmax(V), Delay(s) ]:  
[ 1900, 0.001 ]

Under/Over Speed [ Speedmin (pu), Speedmax (pu), Delay(s) ]:  
[ 1, 1.05, 5 ]

Start time for protection system (s):  
5

Figure A.2 Les paramètres du système de protection

## Annexe B. Calcul des régulateurs PI

Dans cette annexe nous développons un régulateur PI basée sur la compensation de la constante de temps de ce dernier avec celle du processus de la grandeur à régler (Figure C1)

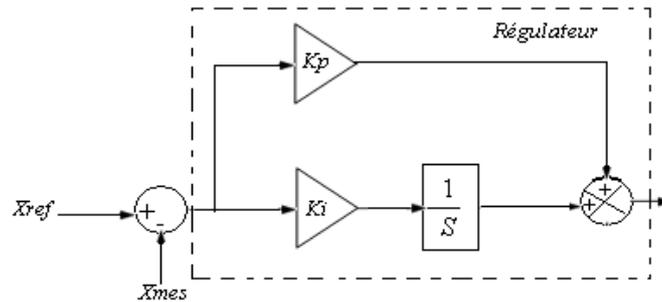


Figure B.1. Régulateur PI

La forme de correcteur est la suivant :

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{B.1})$$

où  $K_p$  est le gain proportionnel du régulateur, et  $K_i$  est le gain intégral du régulateur.

Pour une fonction de transfert d'un processus associée à ce correcteur :

$$H(s) = \frac{K}{1 + \tau s} \quad (\text{B.2})$$

La fonction de transfert en boucle ouverte s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{K \left( K_p + \frac{1}{s} \right)}{1 + \tau s} = K_i \left( \frac{1 + \frac{K_p s}{K_i}}{s(1 + \tau s)} \right) \quad (\text{B.3})$$

Si on pose  $\frac{K_p}{K_i} = \tau$  alors

$$H_{bo}(s) = \frac{K_i \cdot K}{s} \quad (\text{B.4})$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$H_{bf}(s) = \frac{K_i K}{K_i K + s} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_i K} s} \quad (\text{B.5})$$

Dans notre cas d'étude, la fonction de transfert en boucle fermée s'exprime alors par :

$$FTBF = \frac{1}{1 + P \cdot \tau_r} \quad (\text{B.6})$$

Avec le temps de réponse du système  $\tau_r = \frac{1}{K_p} \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{M V_s}$  nous choisissons de fixer celui-ci

à 10 ms, ce qui représente une valeur suffisamment rapide pour l'application d'énergie. Les termes  $K_p$  et  $K_i$ , sont alors exprimés en fonction de ce temps de réponse et des paramètres de la machine :

$$K_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{M V_s} \quad (\text{B.7})$$

$$K_i = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s^2 R_r \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{M V_s L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \quad (\text{B.8})$$

Dans notre cas, la variable  $X_{mes}$  à contrôler est remplacée par la puissance active et réactive de la MADA pour générer les courants de référence  $I_{dr\_ref}$  et  $I_{qr\_ref}$ . Par la même manière on a calculé les gains des différents régulateurs utilisés dans le système de commande de la MADA. Les paramètres des gains des différents régulateurs PI utilisés sont regroupés dans le tableau (B.1).

**Tableau B.1.** Paramètres des gains des différents régulateurs PI

/	$K_p$	$K_i$
$I_{dr}$	0.3	8
$I_{qr}$	0.3	8
$P_s$	1	100
$Q_s$	0.05	5

### **Annexe C.** Paramètres de la chaîne de conversion basée sur la MADA

Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne de 1.5 MW basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation, sont donnés dans le tableau (C.1).

**Tableau C.1.** Paramètres de l'éolienne de 2 MW

Valeur numérique du paramètre	signification
<b>Rayon de l'éolienne en m</b>	R=36
<b>Gain de multiplicateur de vitesse</b>	G=90
<b>Masse volumique de l'air (<math>kg / m^3</math>)</b>	$\rho = 1.22$
<b>Résistance statorique (<math>\Omega</math>)</b>	$R_s = 0.00706$
<b>Résistance rotorique (<math>\Omega</math>)</b>	$R_r = 0.005$
<b>Inductance mutuelle (H)</b>	M=2.9
<b>Inductance statorique (H)</b>	$l_s = M + 0.56$
<b>Inductance rotorique (H)</b>	$l_r = M + 0.156$
<b>Inertie de l'arbre pu</b>	J=5.04
<b>Coefficient de frottement de la MAS</b>	f=0.01
<b>Nombre de paire de pôles</b>	p =3
<b>Pulsation du réseau (rd)</b>	$\omega_{res} 2 * \pi * 50$
<b>Capacité du bus continu (<math>\mu F</math>)</b>	C=10000

Les paramètres de court-circuit appliqués dans la simulation des fermes éoliennes en régime transitoire, pour les deux types (éoliennes à vitesse fixe et éoliennes à vitesse variable), sont donnés dans la Figure (C.1).

Parameters

Phase A Fault

Phase B Fault

Phase C Fault

Fault resistances  $R_{on}$  (ohms) :

0.001

Ground Fault

Ground resistance  $R_g$  (ohms) :

0.001

External control of fault timing :

Transition status [1,0,1 ...]:

[1 0]

Transition times (s):

[ 25 26]

Snubbers resistance  $R_p$  (ohms) :

1e6

Snubbers Capacitance  $C_p$  (Farad)

inf

Measurements: None

Figure C.1. Les paramètres de court-circuit appliqués dans la simulation des fermes éoliennes

## Références Bibliographiques

- [1] Belfedal Cheikh, "Commande d'une machine a double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne", Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf des Sciences et de la Technologie, Oran Algérie 2007.
- [2] Khetta Laid, "Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique double alimenté ", Thèse de Doctorat, Université de Batna, Algérie 2007.
- [3] Ackerman T, Soder L, "An overview of wind energy-status 2002", Renewable and sustainable energy Review, vol 16, pp.67; 2002. .
- [4] Bourillon C, "Wind Energy-clean Power for generation". *Renewable Energy*, 1999. Vol 16, pp, 948-953.
- [5] Haritza C, "minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable", Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2003, France
- [6] Philippe L, Marc R. "Eoliennes", Technique d'ingénieur, traité génie mécanique. BM 4 640.
- [7] F. Poitiers, "Étude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'utilisation de l'Energie Eolienne, Machine asynchrone à cage autonome ; Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau ", Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes, 2003, France
- [8] Désiré le Gouriere, « Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations », édition Eyrolles 14982.
- [9] Ackermann T (ed.), "Wind Power in Power Systems", Ed. John Wiley & Sons, Chichester, England, 2005.
- [10] Bernard M, Olivier G, "Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques", Ecole Normale Supérieure de Cachan de Bretagne, Mai 2002.
- [11] Carlos Zamacona M. Fernando Vanegas A. "Robust Control Solution of Wind Turbine Simulation Study" Technical report, IDE0809, February 2008. School of Information Science, Computer and Electrical Engineering Halmstad University
- [12] B. Multon, G. Robin, "le génie électrique dans le vent état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne ». JCGE0.3, Saint-Nazaire, 5 et 6 Juin 2003.
- [13] Spera D., "Wind Turbine technologies – Fundamental concepts of wind Turbine Technology , Ed ASME Press, New York, 1995.
- [14] Anca D. Hansen, Florin Iov, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT" Risø National Laboratory Technical University of Denmark Roskilde, Denmark August 2007.
- [15] Hassan H. El-Tamaly, Mohamed A. "Simulation of Directly Grid-Connected Wind Turbines for Voltage Fluctuation Evaluation ", Faculty of Engineering, EL-Minia University, EL-Minia 61111, Egypt, 2007).
- [16] Julio U, Pablo L, "Dynamic incidence of turbines in network with high wind penetration ", Universidad Carlos III de Madrid 2001.

- 
- [17] A. D. Hansen, F. Iov, P. Sørensen, N. Cutululis, C. Jauch, F. Blaabjerg, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT", Risø National Laboratory Technical University of Denmark Roskilde, Denmark, August 2007.
- [18] Tsourakis G, C.D. Vournas, "simulation of low voltage Ride Through capability of wind turbines with Doubly fed Induction generator " School of Electrical and computer Engineering National Technical University Athens, Zografou, 15780Greece 2003.
- [19] F.W. Koch, I. Erlich, and F. Shewarega "Dynamic simulation of large wind farms integrated in multi machine network ", 2003.
- [20] I. Munteanu. E. Ceang. "Optimal Control of Wind Energy Systems "book is available from the British Library Library of Congress Control Number: 2007942442 © 2008 Springer-Verlag London Limited.
- [21] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, Aérogénérateurs électriques, Techniques de l'ingénieur, D3 960.
- [22] Ackermann T (ed.), "Wind Power in Power Systems", Ed. John Wiley & Sons, Chichester, England, 2005.
- [23] Maxime R. Dubois, "Review of Electromechanical Conversion in Wind Turbines ", Report EPP00.R03, Faculty ITS April 2000.
- [24] M. Cherkaoui, "Contribution à la modélisation, à l'Étude et à la commande des machines application à une machine asynchrone à double alimentation ", Thèse de Doctorat, Polytechnique de Lorraine 1990, France
- [25] M. Naïma, "Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une Mini-Centrale Éolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée", Mémoire de Magister. Université de Batna 2004, Algérie.
- [26] V. Rogez, "Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application a l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire", Thèse de Doctorat, Université d'Artois décembre 2004, France.
- [27] H. Camblong, "Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ", Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieur d'Art et Métiers, centre de Bordeaux 2003, France.
- [28] Jean-Nicolas Paquin, Julien Moyen, "Real-time and off-line simulation of a detailed wind farm model connected to a multi-bus network " Montreal, Canada. October 2007.
- [29] L.Mihet, V. Groza "Variable speed windturbines using cage rotor induction Generators connected to the grid" 2007 IEEE Canada Electrical Power Conference.
- [30] H. Kodama, T. Matsuzaka, S. Yamada, "Modeling and analysis of the NEDO 500kV wind generator", Electrical Engineering in Japan, 2001, Vol. 135(3), pp. 37-47.
- [31] J. G. Slootweg, S. W. De Haan, H. Polinder, W. L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.18, No. 1, February 2003.
- [32] M.M. Hand, " Variable speed wind turbine controller systematic design methodology: A comparison of non-linear model based design", Master of Science of the University of Colorado 1999, NREL, task WE901110, Nrel/TP-500-25540.
-

- 
- [33] O. Anaya-Lara, F. M. Hughes and N. Jenkins, "Generic network model for wind farm control scheme design and performance assessment" Proceedings of the EWEC 2005 (European Wind Energy Conference), London, UK, 2005.
- [34] A. Masmoudi, "Contribution à la commande en tension de la machine doublement alimentée", Thèse de Doctorat, Université Pierre et Marie Curie, Paris VI, 1994.
- [35] Salma El Aimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension", Thèse de Doctorat, Université des Science et Technologies de Lille, 2004, France.
- [36] Gbriel O.Cimuca, "Système Inertiel de Stockage d'Énergie Associe à des Générateur Éoliens", Thèse de Doctorat, Ecole Nationale d'Arts et Métiers Centre de Lille 2005, France.
- [37] C. Kelber, W. Schumacher, "Adjustable Speed Constant Frequency Energy Generation with Doubly-Fed Induction Machines", VSSH 2000. European Conference Variable Speed in Small Hydro. Grenoble, France, 26-28 Jan. 2000.
- [38] S. Drid, "Contribution à la Modélisation et Contribution Robuste d'une Machine à Induction Double Alimentée à Flux Orienté avec Optimisation de la Structure d'Alimentation ", Thèse de doctorat, Université de Batna, Décembre 2005, Algérie.
- [39] Debiprasad P., Benedict E. L. Venkataramanan G. and Lipo T. A. "A Novel Control Strategy for the Rotor Side Control of a Doubly-Fed Induction Machine ", Proceedings of Thirty-Sixth IAS Annual Meeting Conference IEEE, Vol.3, 30 Sept.-4Oct. 2001, pp. 1695-1702.
- [40] B. Robyns, H. Buyse, F. Labrique, "Fuzzy logic bases fielded orientation in an indirect FOC strategy of on induction actuator" , Mathematics and Computers In Simulation, Vol. 46, 1998, pp, 265-274.
- [41] J.N. Paquin, J. Moyen, G. Dumur, V. Lapointe. "Real-Time and Off-Line Simulation of a Detailed Wind Farm Model Connected to a Multi-Bus Network ", IEEE Electrical Power Conference (EPC'07), Montreal, Canada. October 25-26, 2007.
- [42] S. K Salman, Babak Badrzadeh, "New Approach for modeling Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) for grid-connection studies ", The 8<sup>th</sup> European Wind Energy Conf. and Exhibition, London, Nov. 2004.
- [43] Y. Tang, "A flexible active and reactive Power control strategy for a variable speed constant frequency generating system ", IEEE Transaction on Electronics, Vol. 10, No. 4, July 1995.
- [44] L.M. Fernández, C. A. García, F. Jurado, J.R.Saenz, "Control System of Doubly Fed Induction Generators Based Wind Turbines with Production Limits", IEEE Intern. Conf. on Electric Machines and Drives, Vol., Issue, 15-15 May 2005, pp.1936 – 1941.
- [45] D. Hansen, F. Iov, P. Sørensen, F. Blaabjerg. "Overall control strategy of variable speed doubly-fed induction generator wind turbine ". Nordic Wind Power Conference, 1-2 March, 2004, Chalmers University of Technology, Denmark
- [46] D. J. Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan, and E. M. Petritz, "Fixed- Speed Wind-Generator and Wind-Park Modelling for Transient Stability Studies", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, November 2004.
-

## ملخص:

إن الجديد في الأنظمة قيادة المولدات الريحية هي أنها تسمح بالحصول على الاستطاعة العظمى من طاقة الرياح المتوفرة و بالتالي جعل سرعة المولدة متعلقة بسرعة الرياح. جميع الأعمال المنجزة من طرف الباحثين في مجال الهندسة الكهربائية قادت إلى التوجه نحو زيادة المردود في مجال تحويل الطاقة من جهة وتحسين نوعية الطاقة المزودة من جهة أخرى. ضمن هذا الإطار تم إنجاز هذه المذكرة بدراسة ديناميكية المولدات الريحية المرتبطة بشبكة كهربائية متعددة المولدات.

إن الهدف الرئيسي لهذا العمل، هو المحاكاة الديناميكية لمحطات الطاقة الكهربائية باستعمال المولدات الكهربائية الريحية مرتبطة بشبكة كهربائية متعددة الماكينات مع إظهار التأثير المحتمل من الإنتاج الغير مركزي الكلاسيكي على التوتر. من أجل هذا قمنا بطرح نموذج لمحاكاة لجميع أنواع المولدات. وقد ركزنا في هذا العمل على الآلة التحريضية ذات التغذية المضاعفة لأنها الأكثر استعمالا في مجال المولدات الريحية، إن النظام المراقبة و التحكم المطبق يحتوي على حلقات لمراقبة الاستطاعة، السرعة من أجل تقديم القيم المرجعية للاستطاعة الفعالة و التفاعلية. الإستراتيجية المطبقة على نظام التحكم، باستعمال المتحكمات الكلاسيكية PI.

تم دراسة هذه الأنظمة المقترحة باستعمال SimPowerSystem الموجود في بيئة Matlab والحصول على أمثلية لكل دورة والتي تؤمن استقرار النظام. النتائج المتحصل عليها تبين فعالية الأنظمة المطبقة على المولدات الريحية ذات التغذية المضاعفة من أجل المولدات الريحية \* ذات سرعة متغيرة مرتبطة بنظام كهربائي.

**كلمات مفتاحية :** شبكات كهربائية، الطاقة الربحية، ترميط ، محاكاة ، نظام التحكم

## Résumé :

L'objectif de la commande d'éolienne est de permettre d'adapter la vitesse d'une éolienne à celle du vent pour extraire le maximum de puissance. Tous les travaux réalisés par les chercheurs dans cette thématique ont conduit aux investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité d'énergie fournie par l'éolienne. Dans ce cadre, le présent mémoire décrit une étude dynamique des fermes éoliennes intégrées dans réseau électrique multi-machine.

L'objectif principal de ce travail est la simulation dynamique des fermes éoliennes intégrées dans un réseau électrique multi-machine en mettant en relief l'impact et l'apport possible de la production décentralisée classique sur le plan de tension. Pour cela, la modélisation et la simulation de différents types de générateurs éoliens intégrés dans un système électrique multi-machine sont discutées. Un intérêt particulier s'est concentré sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA). Le schéma de contrôle total comporte des boucles de commande de la puissance, la vitesse et la tension fournit la valeur de référence pour la puissance active et réactive. Les régulateurs utilisés pour les systèmes de contrôle sont des régulateurs classiques PI.

La technique d'élaboration de l'algorithme de commande et la simulation de système globale a été réalisée en utilisant la boîte à outils SimPowerSystem sous Matlab/Simulink 7.1. Les résultats de simulation ont montré que les techniques de commande appliquées étaient efficaces pour le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable intégrée dans un système électrique.

**Mots Clés :** Réseau De Distribution, Énergie Éolienne, Modélisation, Simulation, Commande

## Abstract:

The originality of the control of Wind turbine is that it permits to adapt the speed of wind turbine to extract the maximum power, all works realized by the researches in electric genius to duct to the investigating in order to improve the efficiency of the electrometrical conversion and the power quality provided by the wind turbine. In this setting, the present thesis describes a dynamic survey of the wind farms integrated in a multi-machine network.

The main objective of this work is the dynamic simulation of the wind farms integrated in a multi-machine network while putting in relief the impact and the contribution possible of the classic decentralized production on the voltage. Modeling and simulation of different types of wind power generator integrated in a system electric multi-machine are discussed. A particular interest is made on the doubly fed induction generator (DFIG). The overall control diagram included the control loops of the power; speed and voltage provide the reference value of the active and reactive power. The used regulators for the control systems are PI classic regulators.

The technique of development of the command algorithm and the global system simulation has been realized using SimPowerSystem under Matlab/Simulink v.7.1 environment. The simulation results have shown that the applied control strategies were efficient for the working of a wind variable-speed integrated in an electric system.

**Key Words:** Power System, Wind Energy, Modeling, Simulation, Control.