

*République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane Mira-Bejaia
Faculté de technologie
Département de Génie Electrique*

Mémoire de fin de cycle

*En vue de l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique
Option : Electromécanique*

Intitulé

*Etude et contrôle en puissance d'un
aérogénérateur à base d'une MADA*

Réalisé par :

Mr MEDJDOUB Lamine

Mr MAYOUT Salim

Encadré par :

Mr D. AOUZELLAG

Mlle O. AOUCHENNI

Promotion : 2012/2013

Remerciements

Nous remercions DIEU, le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études.

Nous tenons à remercier nos parents ainsi que toutes nos familles pour leurs encouragements et leurs soutiens.

Nos vifs remerciements s'adressent à nos promoteurs Mr Dr D. AOUZELLAG et M^{lle} O. AOUCHENNI pour nous avoir orienté, conseillé et dirigé durant ce travail.

Nous tenons à remercier les membres du jury d'avoir bien voulu accepter d'examiner et d'évaluer ce travail.

Nous remercions enfin, tous ceux qui, d'une quelconque façon, ont contribué à l'élaboration de ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

*À la mémoire de ma mère
A la mémoire de mon grand père
A tout ma grande famille
A tout mes amis
À tout, je dédié ce travaille*

Salim MAYOUT.

Je dédie ce modeste travail :

*A mes très chers parents.
A mon frère et mes sœurs.
A ma grande famille.
A tous mes amis.
A vous.*

MEDJDOUB Lamine

Table de matière

Table des matières

Nomenclature

Liste des abréviations

Table des figures

Table des tableaux

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Généralités sur l'énergie éolienne et le réseau électrique

I.1	Introduction.....	3
I.2	Définition de l'énergie éolienne	3
I.3	Eolienne au sein de l'environnement	3
	I.3.1 Avantages	3
	I.3.2 Inconvénients	3
I.4	Principe de fonctionnement d'une éolienne	4
I.5	Description d'une éolienne.....	4
	I.5.1 Tour	4
	I.5.2 Nacelle	5
	I.5.3 Rotor	6
I.6	Différents types d'éoliennes	6
	I.6.1 Capteurs à axe vertical	6
	I.6.2 Capteurs à axe horizontal.....	7
I.7	Zones de fonctionnement.....	7
I.8	Mode de régulation.....	8
	I.8.1 Système pitch	8
	I.8.2 Système stall.....	8
I.9	Technologies d'éolienne raccordée au réseau	8
	I.9.1 Systèmes à vitesse fixe	8
	I.9.2 Systèmes à vitesse variable.....	9
	I.9.2.1 Machine asynchrone à cage	9
	I.9.2.2 Système utilisant une génératrice synchrone	10
	I.9.2.3 Machine asynchrone à double alimentation type "rotor bobiné".....	10
	I.9.2.3.1 Machine asynchrone à énergie rotorique dissipée	10
	I.9.2.3.2 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Kramer.....	11
	I.9.2.3.3 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec	11
	cycloconvertisseur	
	I.9.2.3.4 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec	12
	convertisseurs MLI.....	
	I.9.2.3.5 Structure à trois convertisseurs MLI	13
I.10	Fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation	13
	I.10.1 Régime de fonctionnement de la MADA	13
	I.10.2 Modes de fonctionnement de la MADA	14
	I.10.2.1 Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone	14
	I.10.2.2 Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone	14
	I.10.2.3 Fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone	14
	I.10.2.4 Fonctionnement en mode génératrice hyper-synchrone	14
I.11	Fonctionnement du système électrique	15
I.12	Topologie des réseaux électriques	15
	I.12.1 Structure maillée.....	15

I.12.2	Structure bouclé.....	16
I.12.3	Structure arborescente.....	16
I.13	Architecture des réseaux électriques.....	17
I.13.1	Réseau de transport et d'interconnexion	17
I.13.2	Réseau de répartition	17
I.13.3	Réseau de distribution	17
I.14	Niveau de tension.....	18
I.15	Système interconnecté.....	18
I.16	Conclusion.....	18

Chapitre II : Modélisation des différentes parties du système étudié

II.1.	Introduction.....	19
II.2	Description de la structure étudiée	19
II.3	Modélisation de la partie mécanique de l'aérogénérateur	19
II.3.1	Modèle de la turbine.....	19
II.3.2	Modèle de système de transmission mécanique	21
II.3.2.1	Modèle du multiplicateur	22
II.3.2.2	Équation dynamique de l'arbre.....	22
II.3.3.	Techniques d'extraction du maximum de la puissance.....	23
II.3.3.1.	Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	23
II.3.3.2	Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse.....	25
II.3.4	Caractéristique puissance/vitesse.....	26
II.4	Modélisation de la machine(MADA).....	27
II.4.1	Hypothèses simplificatrices	27
II.4.2	Modèle de la machine dans un repère (a, b, c).....	27
II.4.3	Transformation de Park.....	29
II.4.4	Modèle de la machine dans le repère diphasé (d, q)	30
II.5	Interface d'électronique de puissance	31
II.5.1	Modélisation du redresseur	31
II.5.2	Modélisation du bus continu.....	32
II.5.3	Modélisation de l'onduleur	32
II.6	Modélisation du filtre coté réseau	33
II.6.1	Modélisation du filtre dans le repère naturel	33
II.6.2	Modélisation du filtre dans le repère de Park... ..	34
II.7	Conclusion	34

Chapitre III : Commande et simulation du système étudié

III.1	Introduction.....	35
III.2	Stratégie de commande de la MADA	35
III.3	Choix du référentiel pour le modèle de park	35
III.4	Commande vectorielle en puissance de la MADA.....	37
III.5	Commande MLI des convertisseurs.....	38
III.6	Représentation du système éolien global.....	38
III.7	Résultats de la simulation	39
III.8	Interprétation des résultats.....	44
III.9	Conclusion	44

Chapitre IV : Intégration des énergies éoliennes sur les réseaux électriques

IV.1	Introduction	46
IV.2	Eolienne raccordée au réseau	46
IV.3	Problèmes liés à l'insertion de la production éolienne sur les réseaux électriques ...	46
IV.3.1	Impact sur les flux de puissance	46
IV.3.2	Effets sur la qualité de tension	47
IV.3.3	Effets sur la fréquence	48
IV.3.4	Effets sur le plan de protection	48
IV.3.5	Capacité d'accueil du réseau	48
IV.3.6	Prévision de la production	48
IV.3.7	Déconnexions intempestives	48
IV.4	Puissance transmissible dans une ligne.	48
IV.5	Chute de tension dans une ligne	50
IV.6	Compensation réactive dans une ligne électrique	51
IV.6.1	Moyens classiques de compensation et de réglage de tension	51
IV.6.1.1	Condensateur statique	51
IV.6.1.1.1	Condensateur shunt	51
IV.6.1.1.2	Condensateur série	52
IV.6.1.2	Inductance shunt	52
IV.6.1.3	Compensateurs synchrones	52
IV.6.1.4	Transformateurs avec prises réglables en charge	53
IV.6.2	Systèmes FACTS (Flexible alternative Current Transmission Systems	53
IV.6.2.1	Dispositifs FACTS séries	53
IV.6.2.2	Dispositifs FACTS parallèles	54
IV.6.2.3	Dispositifs FACTS hybrides (série – parallèle).....	56
IV.7	Services système	57
IV.7.1	Réglage de la fréquence	57
IV.7.1.1	Réglage primaire de la fréquence (RPF)	57
IV.7.1.2	Réglage secondaire de la fréquence (RSF)	58
IV.7.1.3	Réglage tertiaire de fréquence (RTF)	59
IV.7.2	Réglage de la tension	59
IV.7.2.1	Réglage primaire de tension (RPT)	59
IV.7.2.2	Réglage secondaire de tension (RST)	59
IV.7.2.3	Réglage tertiaire de tension (RTT)	59
IV.8	Stockage d'énergie	60
IV.8.1	Stockage à court terme	60
IV.8.2	Stockage à long terme.....	60
IV.9	Conclusions	61
	Conclusion générale	62
	Bibliographie	63
	Annexe	65

Nomenclature

ρ	: Masse volumique de l'air [kgm^{-3}] ;
R	: Rayon de la turbine éolienne [m] ;
S	: Surface balayée par les pales de la turbine éolienne [m^2] ;
V_{vent}	: Vitesse du vent [m/s] ;
C_p	: Coefficient de puissance ;
C_{aer}	: Couple de L'arbre lent [$N.m$] ;
C_g	: Couple de l'arbre rapide [$N.m$] ;
C_{em}	: Couple électromagnétique de la machine asynchrone [$N.m$] ;
C_{visq}	: Couple visqueux [$N.m$] ;
C_{mec}	: Couple mécanique [$N.m$] ;
C_{pmax}	: Coefficient de puissance maximale ;
P_{vent}	: Puissance du vent [W] ;
P_{aer}	: Puissance captée par la turbine [W] ;
λ	: Rapport de la vitesse en bout des pales ;
λ_{opt}	: Rapport de la vitesse optimale en bout des pales ;
C_{aer}	: Couple de la turbine [$N.m$] ;
$\Omega_{turbine}$: Vitesse de la turbine éolienne [rd/s] ;
Ω_{mec}	: Vitesse mécanique [rd/s] ;
β	: Angle de calage des pales($^\circ$) ;
G	: Gain de multiplicateur de vitesse ;
V_{as}, V_{bs}, V_{cs}	: Tensions d'alimentation des enroulements statoriques [V] ;
V_{Ar}, V_{Br}, V_{Cr}	: Tensions d'alimentation des enroulements rotoriques [V] ;
i_{as}, i_{bs}, i_{cs}	: Courants statoriques [A] ;
i_{ar}, i_{br}, i_{cr}	: Courants rotoriques [A] ;
V_{ds}, V_{qs}	: Tensions statoriques dans le repère de Park (d, q) [V] ;
V_{dr}, V_{qr}	: Tensions rotoriques dans le repère de Park (d, q) [V] ;
i_{ds}, i_{qs}	: Courants statoriques dans le repère de Park (d, q) [A] ;
i_{dr}, i_{qr}	: Courants rotoriques dans le repère de Park (d, q) [A] ;

ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	: Flux statoriques dans le repère de Park (d, q) [Wb] ;
ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	: Flux rotoriques dans le repère de Park (d, q) [Wb] ;
θ_r	: Angle électrique du champ tournant par apport au stator [rd] ;
θ_s	: Angle électrique du champ tournant statorique [rd] ;
θ	: Position angulaire du rotor par apport au stator [rd] ;
R_s	: Résistance statorique [Ω] ;
R_r	: Résistance rotorique [Ω] ;
L_s	: Inductance propre statorique [H] ;
L_r	: Inductance propre rotorique [H] ;
M_s	: Inductance mutuelle entre deux enroulements statoriques [H] ;
M_r	: Inductance mutuelle entre deux enroulements rotoriques [H] ;
M_{sr}	: Inductance mutuelle cyclique entre l'enroulement du stator et celui du rotor [H] ;
P	: Nombre de paires de pôles ;
J	: Moment d'inertie total [$Kg \cdot m^2$] ;
f	: Coefficient de frottement visqueux [$N \cdot m \cdot s / rd$] ;
P_s	: Puissance active statorique [w] ;
Q_s	: Puissance réactive statorique [VAr] ;
P_r	: Puissance active rotorique [w] ;
Q_r	: Puissance réactive rotorique [VAr] ;
V_{dc}	: Tension du bus continu [V] ;
r	: Taux de modulation ;
m	: Indice de réglage.

Liste des abréviations

MADA : Machine asynchrone à double alimentation

MAS : Machine asynchrone

MLI : Modulation de largeur d'impulsions

MPPT: Maximum Power Point tracking

UPFC : Contrôleur de transit de puissance unifié

STATCOM : Static Synchronous Compensator

SVC : Static Var Compensator

SSSC : Static Synchronous Series Compensator

TCSC : Thyristor Controlled Series Capacitor

FACTS : Flexible alternative Current Transmission Systems

Tables des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique...	4
Figure. I.2. Composants de la nacelle d'une éolienne	5
Figure. I.3. Différents types de turbines éoliennes	6
Figure.I.4. Zones de fonctionnement des éoliennes.	7
Figure I.5 : Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau	9
Figure I.6 : Machine asynchrone à cage à fréquence variable.	10
Figure I.7 : MAS avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée	11
Figure I.8 : MADA, structure Kramer	11
Figure I.9 : Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur.....	12
Figure I.10 : Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI	12
Figure I.11 : Structure à convertisseurs au stator et au rotor	13
Figure I.12 Quadrant de fonctionnement de la MADA	15
Figure I.13 : Structure maillée	16
Figure I.14 : Structure bouclé	16
Figure I.15 : Structure arborescente	17

Chapitre II

Figure II.1 : Schéma représentatif du système étudié	19
Figure II.2 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes	20
Figure II.3 : Caractéristiques du coefficient de puissance pour différents angle calage.....	21
Figure II.4 : Couplage mécanique entre la turbine et le générateur	22
Figure II.5 : Schéma bloc fonctionnel avec asservissement de la vitesse mécanique.....	24
Figure II.6 : Schéma bloc avec MPPT sans asservissement de la vitesse.....	26
Figure II.7 : Caractéristique puissance vitesse	26
Figure II.8 : Axes de repères triphasés	28
Figure II.9 : Passage du triphasé au biphasé	29
Figure II.10 : Redresseur MLI	31
Figure II.11 : Schéma électrique du filtre	32
Figure II.12 : Schéma d'un onduleur de tension.....	32
Figure II.13 : Schéma électrique du filtre coté réseau	34

Chapitre III

Figure III.1 : Schéma bloc de la commande vectorielle	37
Figure III.2 : Principe de la MLI sinus-triangle.....	38
Figure III.3 : Schéma structurel de commande du système éolien global.....	39
Figure III.4 : Vitesse du vent	40
Figure III.5 : Puissance mécanique	40
Figure III.6 : Allure du glissement.....	40
Figure III.7 : Vitesse mécanique et sa référence	41
Figure III.8 : Allure du couple électromagnétique	41
Figure III.9 : Puissance active statorique et sa référence.....	41
Figure III.10 : Puissance réactive statorique et sa référence	42
Figure III.11 : Variation de la tension et du courant d'une phase du stator	42
Figure III.12 : Zoom sur la tension et le courant d'une phase du stator	42

Figure III.13 : Variation de la tension et du courant d'une phase du rotor	43
Figure III.14 : Tension et courant d'une phase du rotor ($g>0$)	43
Figure III.15 : Tension et courant d'une phase du rotor ($g<0$)	43

Chapitre IV

Figure IV.1 : Réseau de distribution sans et avec production éolienne	47
Figure IV.2 : Modélisation série d'une ligne de transport schéma monophasé équivalent ..	49
Figure IV.3 : Diagramme des tensions correspondant à la figure (II.2)	50
Figure IV.4 : Compensation avec capacité shunt	51
Figure IV.5 : Compensation avec capacité série	52
Figure IV.6 : Inductance shunt de compensation	52
Figure IV.7 : Schéma d'un TCSC	54
Figure IV.8 : Schéma de base du SSSC	54
Figure IV.9 : Schéma du SVC	55
Figure IV.10 : Schéma de base du STATCOM	55
Figure IV.11 : Caractéristique du STATCOM	56
Figure IV.12 : Schéma de base de l'UPFC	57
Figure IV.13 : Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse	58
Figure IV.14 : Réglage hiérarchisé de fréquence emploi des différentes réserves suite à un défaut	59

Table des tableaux

Tableau I.1 : Avantages principaux des deux types de fonctionnement.....	3
Tableau I.2 : Niveau de tension normalisé	3

Introduction générale

Introduction générale

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J-C environ [1]. La transformation en énergie électrique ne débute qu'au 19^{ème} siècle.

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels. Face à ces problèmes, et de façon à limiter l'emploi de centrales nucléaires, plusieurs pays sont tournés vers une nouvelle forme d'énergie dite "renouvelable", qui sera sans conséquence pour l'homme et l'environnement.

L'énergie éolienne est fonction de la vitesse du vent, ce qui en fait une énergie intermittente et difficilement prévisible. Son insertion dans le réseau électrique entraîne des problèmes et des contraintes spécifiques qui doivent être pris en compte par les opérateurs de réseaux. La tendance observée actuellement est de doter les parcs éoliens connectés au réseau à travers des convertisseurs d'électronique de puissance de nouvelles capacités constructives et de nouvelles stratégies de commande pour leur permettre de répondre aux conditions techniques de raccordement aux réseaux.

Notre travail consiste à étudier et contrôler en puissance un système éolien à vitesse variable basé sur une génératrice électrique de type machine asynchrone à rotor bobiné, plus communément appelé Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) connectée au réseau électrique. Pour cela nous avons subdivisé notre travail comme suit :

Le premier chapitre est consacré à des rappels sur les systèmes éoliens, les différentes technologies d'éoliennes existantes et leur principe de fonctionnement ainsi que la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices utilisées seront également présentés.

Le second chapitre consacré à la modélisation de chaque élément constituant le système global étudié. En commence par la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne en suite nous présentons une stratégie permettant l'extraction de maximum de puissance du vent puis une modélisation de la MADA dans un repère diphasé et en termine par la modélisation des convertisseurs statiques.

Le troisième chapitre présente une commande vectorielle en puissances active et réactive échangées entre l'aérogénérateur et le réseau ainsi la simulation du système éolien globale et les interprétations des résultats obtenus.

Le quatrième chapitre présente des perspectives sur l'intégration des aérogénérateurs sur les réseaux électriques sur le plan de tension et les flux de puissances et les solutions proposées pour l'amélioration de la qualité de l'énergie. Sachant que l'intégration d'une énergie intermittente comme l'éolienne dans les réseaux de transport va poser beaucoup de problèmes surtout une dérégulation de la tension et une modification des sens de transit de puissances.

Enfin, une conclusion générale résumera les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

CHAPITRE I

Généralités sur l'énergie éolienne et le réseau électrique

I.1 Introduction

Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et leurs structures sont de plus en plus performantes. Nous nous intéressons à l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique en utilisant de nombreux dispositifs, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse du vent. Le présent chapitre sera consacré à la présentation des généralités sur les systèmes de production éoliennes et les réseaux électriques. Les notions élémentaires du fonctionnement d'un système éolien, les avantages et les inconvénients d'une telle énergie et les stratégies de fonctionnement d'une éolienne (vitesse fixe, vitesse variable) seront décrites dans la première partie de ce chapitre. Dans sa deuxième partie nous allons décrire les différentes structures du réseau électrique ainsi que ses architectures.

I.2 Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [2]. Leur installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores [3].

I.3 Eolienne au sein de l'environnement

I.3.1 Avantages

- ✓ C'est une énergie renouvelable qui respecte l'environnement ;
- ✓ Ne produit pas d'émission de CO₂ et pollution ;
- ✓ C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie permettant de minimiser les pertes en lignes de transport ;
- ✓ L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs ;
- ✓ C'est l'énergie la moins chère des énergies renouvelables, après celle de l'hydraulique;
- ✓ Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace ;
- ✓ Convertit en électricité une ressource abondante, gratuite et illimitée à l'échelle humaine.

I.3.2 Inconvénients

- ✓ L'impact visuel ;
- ✓ L'impact sonore ;
- ✓ L'impact sur des oiseaux : certaines études montrent ceux-ci évitent les éoliens. D'autres études disent qu'il faut éloigner les sites éoliens sur les parcours migratoires des oiseaux.
- ✓ C'est une source généralement plus cher à l'achat à rendement faible dans les sites moins ventés ;

- ✓ L'énergie éolienne reste par nature, une énergie fluctuante ou à disponibilité aléatoire suivant les conditions météorologiques donc n'est pas toujours bonne.

I.4 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Un aérogénérateur, plus couramment appelé « éolienne », est un système qui capte et transforme une partie de l'énergie cinétique du vent par les pales aérodynamiques de l'éolienne qui freine le vent. En freinant le vent, les pales de l'éolienne sont soumises au dessus et en dessous à un système de pressions qui génère la rotation du rotor. Cette rotation crée une énergie mécanique qui est transmise à l'arbre de la génératrice électrique afin de produire une électricité utilisable. Suivant l'utilisation visée, l'éolienne est alors connectée au réseau électrique ou alimente en autonome une charge isolée à travers ou sans les convertisseurs statiques. Un schéma synoptique est présenté dans la figure (I.1).

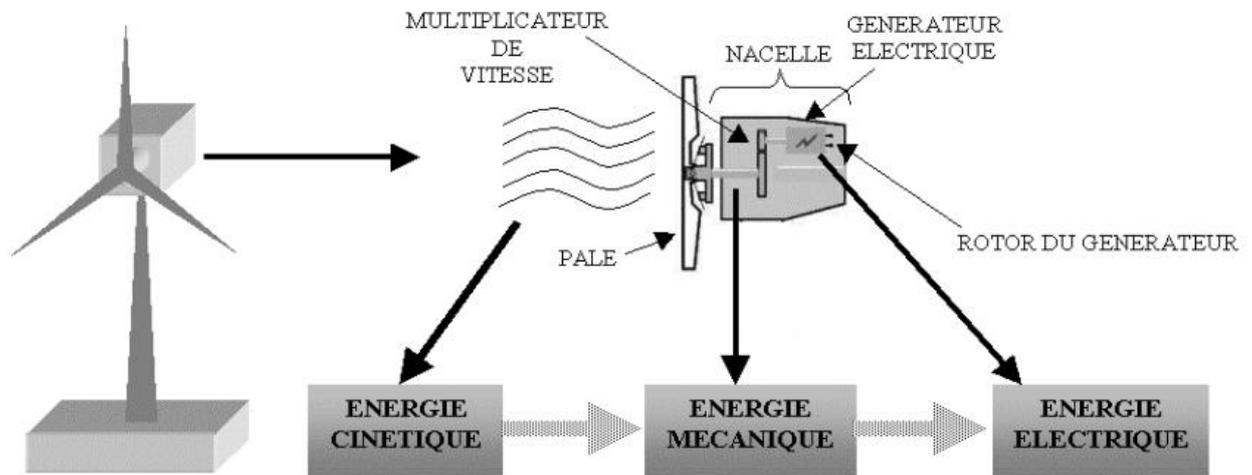


Figure I.1 : Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale [4] :

- ✓ Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW ;
- ✓ Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW ;
- ✓ Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

I.5 Description d'une éolienne

Une éolienne est constituée de trois éléments principaux : la tour, la nacelle et l'ensemble rotor-pales. Dans ce qui suit, nous allons décrire brièvement chacune des diverses parties ainsi que ses fonctions.

I.5.1 Tour

La tour ou le mât est un élément porteur, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, il doit être le haut possible pour éviter les perturbations près du sol. La tour a une forme d'un tronc en cône où à l'intérieur est disposée : les câbles

de transport d'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'accès à la nacelle [3].

I.5.2 Nacelle

C'est le coffret qui se trouve en haut de la tour elle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande. Un schéma représentatif des éléments de la nacelle sur la figure (I.2).

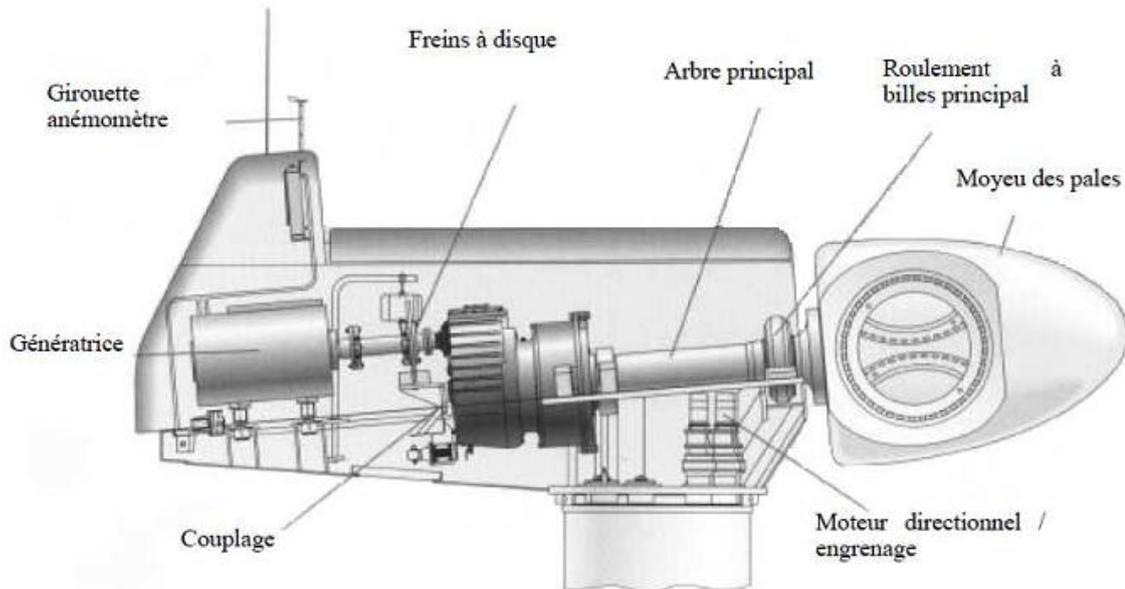


Figure I.2 : Composants de la nacelle d'une éolienne

➤ Arbre de transmission

Il reçoit le mouvement de rotation du moyeu afin d'entraîner la génératrice électrique. Il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas d'urgence, ou pour effectuer la maintenance.

➤ Multiplicateur

Il adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Il permet de transformer une puissance à couple élevé et à vitesse lente en une puissance à couple faible et vitesse rapide.

➤ Génératrice

La fonction de la génératrice est de transformer l'énergie mécanique disponible sur l'arbre de sortie du multiplicateur en énergie électrique.

➤ Système de refroidissement

Le multiplicateur de vitesse, comme la génératrice, connaissent un échauffement suite aux efforts mécaniques. Des refroidisseurs sont donc utilisés pour limiter les températures de ces organes. Ils se présentent sous la forme de ventilateurs, de radiateurs d'eau ou d'huile [5].

➤ Anémomètre

Les signaux électriques émis par l'anémomètre sont utilisés pour mesurer en permanence la vitesse du vent qu'il va transmettre au système de contrôle-commande de façon à démarrer ou arrêter l'éolienne par le système.

➤ Système de contrôle électronique

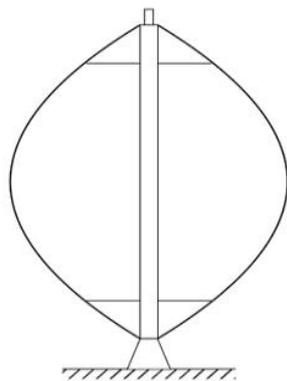
Une éolienne est généralement munie d'un système électronique destiné à contrôler son fonctionnement général et son mécanisme d'orientation. Il sert à gérer le démarrage, à régler le pas des pales, le freinage ainsi que l'orientation de la nacelle par rapport au vent.

I.5.3 Rotor

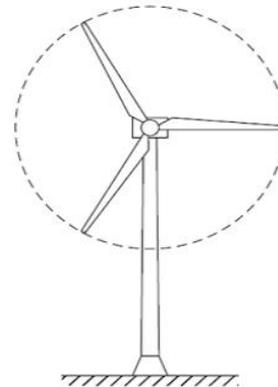
Le rôle essentiel du rotor est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, il est constitué des pales et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines une installation hydraulique permet de réguler le fonctionnement du mécanisme (pas des pales variables, freinage du rotor). L'énergie captée par l'éolienne est en fonction de la surface balayée par l'hélice et la vitesse du vent [6].

I.6 Différents types d'éoliennes

La figure (I.3) représente les différents types de turbines éoliennes qui peuvent être classées selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice en deux catégories: celles à axe vertical et celles à axe horizontal.



Eolienne à axe vertical



Eolienne à axe horizontal

Figure I.3 : Différents types de turbines éoliennes

I.6.1 Capteurs à axe vertical

Ce type d'éolienne présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales ainsi que les interventions de maintenance sont faciles car elles possèdent leur partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mât souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs au profit d'éoliennes à axe horizontal [3].

I.6.2 Capteurs à axe horizontal

➤ Les éoliennes à marche lente

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. Leur rendement est faible car leur vitesse en bout de pale est limitée [7].

➤ Les éoliennes à marche rapide

Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues pour 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. Leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Les machines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques et ont un rendement énergétique un peu plus faible. Elles sont visuellement moins esthétiques. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants optent pour des aérogénérateurs tripales [6].

Par comparaison à la turbine à axe vertical, pour la même vitesse de vent, les éoliennes à axe horizontal sont capables de produire plus d'énergie grâce à un meilleur coefficient de puissance. Par ailleurs, elles ont un coût moindre et une efficacité accrue due à leur position à plusieurs dizaines de mètres du sol [5].

I.7 Zones de fonctionnement

La figure (I.4) représente les deux zones principales de fonctionnement de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

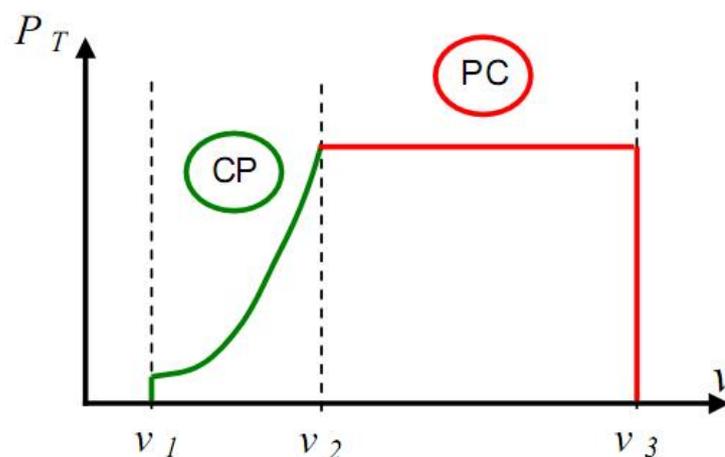


Figure I.4 : Zones de fonctionnement des éoliennes

Zone I ($v_1 < v < v_2$): zone de fonctionnement à Charge Partielle (CP) est une zone où la puissance disponible est suffisamment élevée pour que l'éolienne soit en fonctionnement. La vitesse de vent de démarrage v_1 est située entre 2,5 m/s et 4 m/s et v_2 varie entre 11,5 m/s et

15m/s suivant les technologies. Le fait qu'une technologie puisse faire varier sa vitesse de rotation permet d'optimiser la puissance extraite pour cette zone de fonctionnement.

Zone II ($v_2 < v < v_3$): zone de fonctionnement à Pleine Charge (PC) correspond aux vitesses de vent pour lesquelles la puissance captée par la turbine est maximale. Dans ce cas, la puissance disponible est élevée, il est donc nécessaire de limiter la puissance captée par la turbine.

Pour des vitesses de vent supérieures à v_3 (≈ 25 m/s), l'éolienne est stoppée pour des raisons d'efforts mécaniques sur les pales. En deçà de la vitesse de vent de démarrage (v_1) l'éolienne peut se mettre en rotation mais la puissance disponible n'est pas assez importante pour permettre la production d'énergie électrique [8].

I.8 Mode de régulation

La vitesse du vent est variable dans le temps, et au delà d'une certaine valeur, la puissance captée par le système dépasse sa valeur limite d'où la nécessité de réduire la vitesse de la turbine. Ils existent plusieurs systèmes de régulation de vitesse pour la turbine, on va s'intéresser pour notre part aux systèmes les plus couramment utilisés à savoir :

I.8.1 Système pitch

Ce type de régulateur consiste à conserver une vitesse de rotation constante de l'hélice pour toute une gamme de vitesse du vent. Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage β et par suite l'angle d'incidence qui est l'angle entre la direction de la vitesse du vent relatif et l'axe de la pale, de façon à dégrader le coefficient de puissance C_p [9]. Ce système permet également de freiner la turbine si nécessaire par la mise en drapeau des pales.

I.8.2 Système stall

Le système stall est beaucoup moins lourd et moins coûteux que le système décrit précédemment. Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Autrement dit à partir d'une certaine vitesse du vent, la turbulence provoquée par le profil des pales entraîne un décrochage aérodynamique et par suite une décroissance du couple capté par les pales. Ce décrochage dépend notamment de l'angle de calage des pales qui peuvent être fabriquées avec un pas variable suivant la position le long de la pale et possèdent aussi un mécanisme de freinage en bout [7].

I.9 Technologies d'éolienne raccordée au réseau

En général, il existe deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est constante et celles dont la vitesse est variable.

I.9.1 Systèmes à vitesse fixe

Les premières éoliennes mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique figure (I.5). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante

autour de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau. Le glissement nominal de ce type d'éolienne est souvent de l'ordre de 1-2%. On note également la présence de batterie de condensateur pour compenser la puissance réactive consommée par le maintien de la magnétisation de la machine. Cette compensation locale permet ainsi d'améliorer le facteur de puissance de l'éolienne [10].

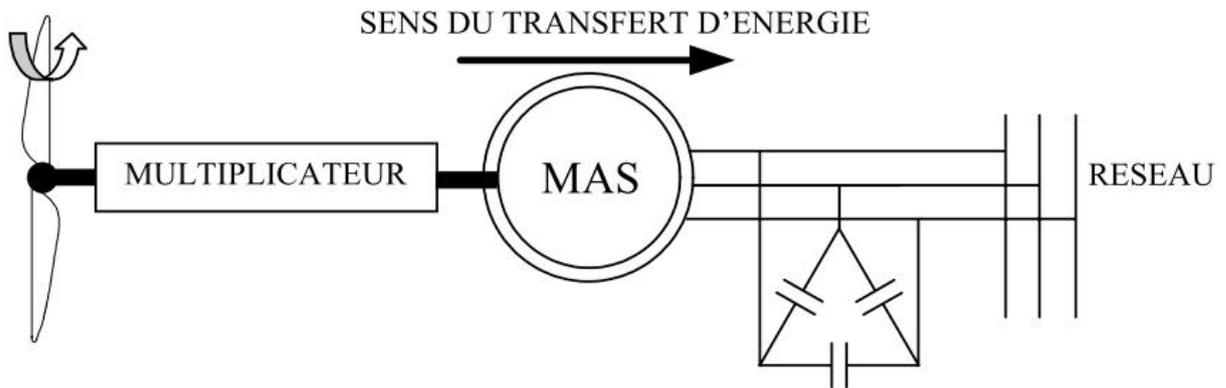


Figure I.5 : Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau

Deux génératrices asynchrones sont souvent utilisées dans ce type d'éoliennes. Un générateur dimensionné pour des faibles puissances correspondant à des vitesses de vent faibles et un générateur dimensionné pour des fortes puissances correspondant à des vitesses de vent plus élevés [6].

I.9.2 Systèmes à vitesse variable

Pour adapter la fréquence des courants de la génératrice à celle du réseau on ajoute une interface d'électronique de puissance qui permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. L'obtention de la vitesse variable est souvent réalisée en utilisant les solutions technologiques suivantes :

I.9.2.1 Machine asynchrone à cage

La machine asynchrone à cage peut être utilisée en fonctionnement à vitesse variable en introduisant des convertisseurs d'électronique puissance entre la machine et le réseau. Le dispositif de base est représenté sur la figure (I.6). Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée. De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel. Ces inconvénients ont freiné le développement industriel de cette structure [11].

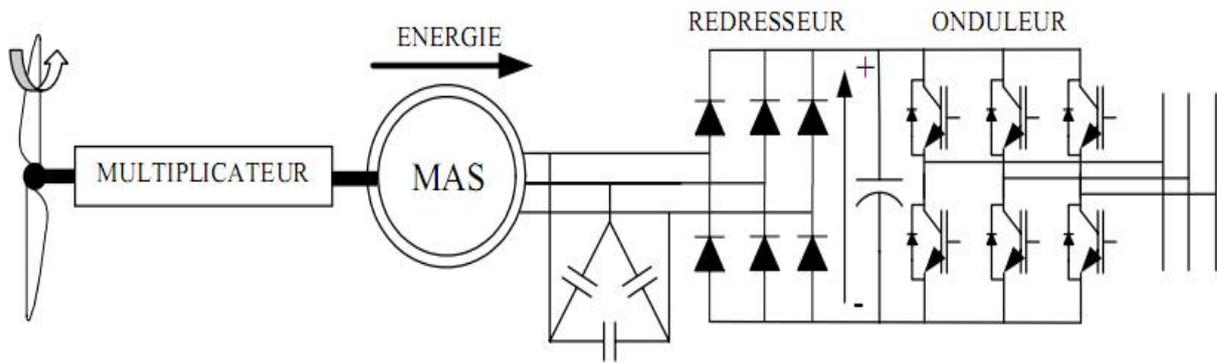


Figure I.6 : machine asynchrone à cage à fréquence variable

I.9.2.2 Système utilisant une génératrice synchrone

Dans ce système le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place une interface d'électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation. Deux types de génératrices sont utilisés, à bobinage inducteur ou à aimants permanents [6].

I.9.2.3 Machine asynchrone à double alimentation type "rotor bobiné"

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. La machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensée par l'économie réalisée sur le convertisseur [4].

I.9.2.3.1 Machine asynchrone à énergie rotorique dissipée

Le glissement peut être rendu variable par extraction d'une fraction de puissance au circuit rotorique et dissipation dans une résistance en utilisant un redresseur alimentant un hacheur commandé. Plus la pulsation rotorique est proche de la pulsation de synchronisme, plus la puissance extraite par le rotor est importante [7]. L'ensemble est représenté sur la figure (I.7). Cette technologie permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotor. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs diminue le rendement du système de conversion [11].

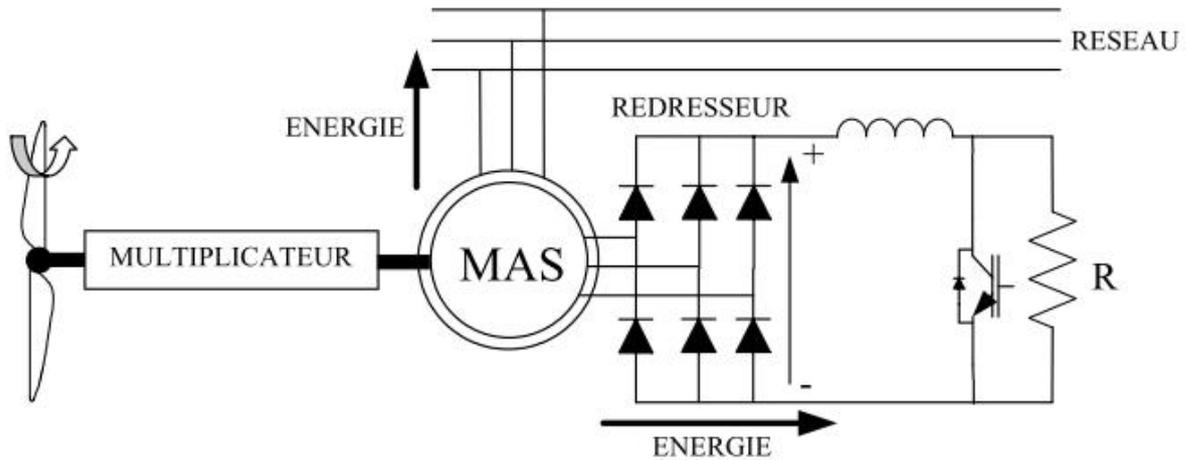


Figure I.7 : MAS avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

I.9.2.3.2 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Kramer

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système précédent, le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau figure (I.8). L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Ce système est avantageux s'il permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. Afin de respecter cette contrainte, le glissement est maintenu inférieur à 30%. L'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau) donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au synchronisme [4].

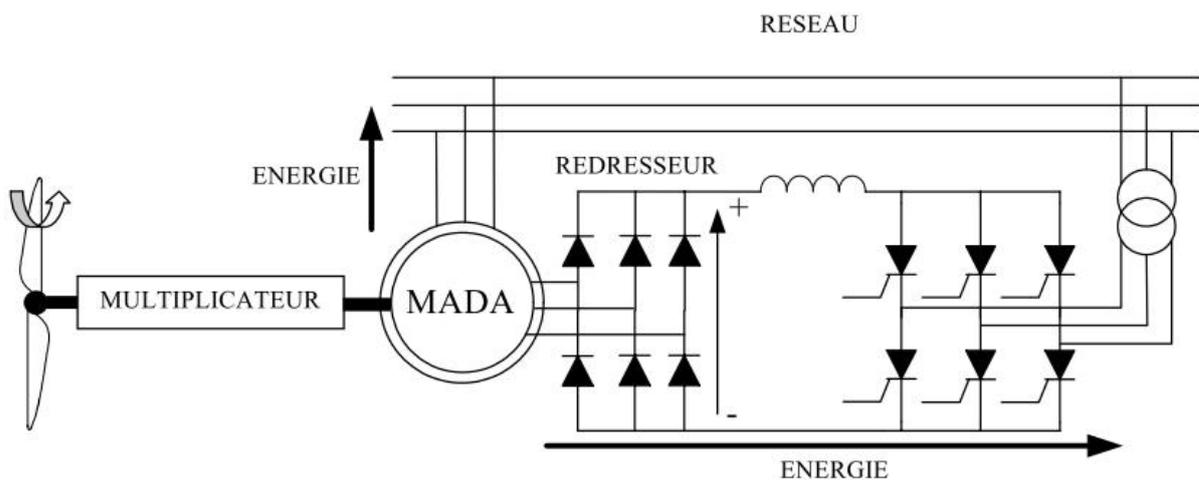


Figure I.8 : MADA, structure Kramer

I.9.2.3.3 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur, l'ensemble est alors appelé

structure de Scherbius figure (I.9). Comme le flux de la puissance est bidirectionnel, il est possible d'augmenter ou de diminuer l'énergie de glissement et ainsi faire fonctionner la machine en génératrice ou en moteur. Son utilisation génère par conséquent des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs à IGBT commandés en MLI [11].

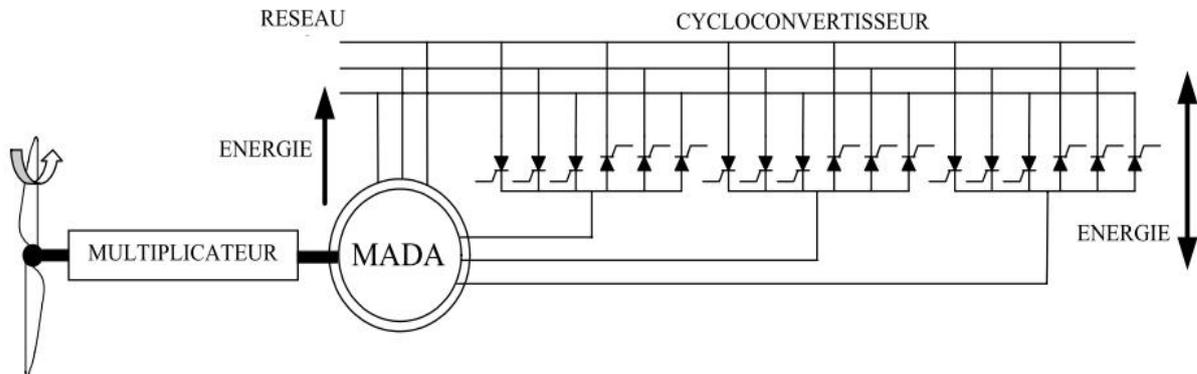


Figure I.9 : Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

I.9.2.3.4 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Une autre structure intéressante utilise deux ponts triphasés à IGBT commandables par modulation de largeur d'impulsions figure (I.10). Ce choix permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur un contrôle du flux et de la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone du côté de la machine et un contrôle des puissances actives et réactives transitées du côté du réseau. Cette configuration hérite des mêmes caractéristiques que la structure précédente. La puissance rotorique est bidirectionnelle. Il est à noter cependant que le fonctionnement du convertisseur à MLI du côté du réseau permet un prélèvement des courants de meilleure qualité [7].

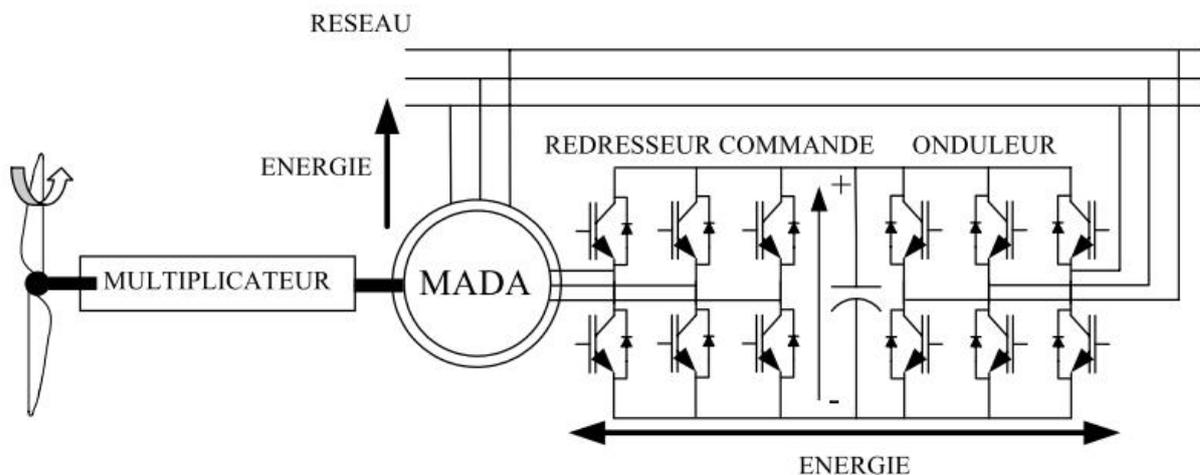


Figure I.10 : structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

I.9.2.3.5 Structure à trois convertisseurs MLI

Elle est intéressante car elle permet de contrôler le flux statorique. Parmi les avantages de cette structure d'alimentation est que les convertisseurs disposés aux bornes du circuit rotorique et statorique permettent le contrôle de leur flux. Ainsi, ce type de convertisseurs permet d'éliminer un certain nombre d'harmonique [12]. La structure est montrée sur la figure (I.11).

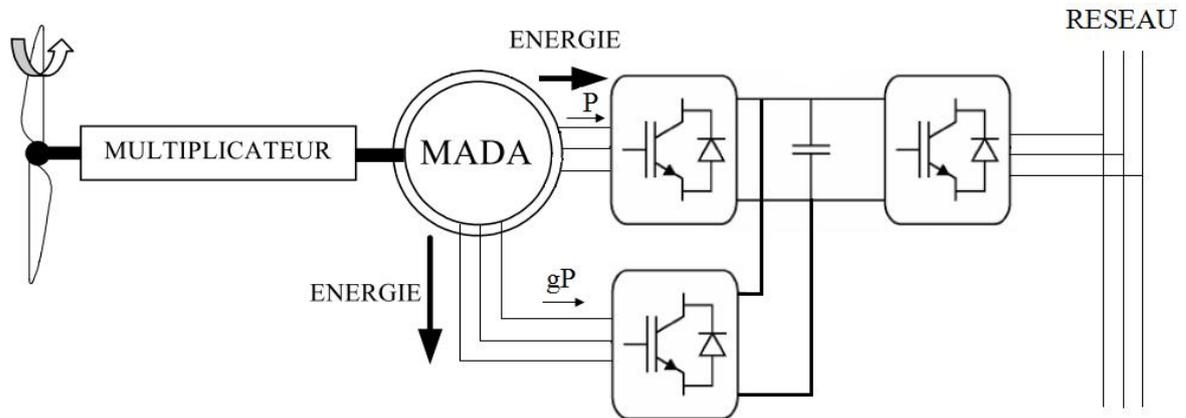


Figure I.11 : Structure à convertisseurs au stator et au rotor

La configuration électrique d'un aérogénérateur a une influence sur son fonctionnement, le fait qu'une éolienne à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend par exemple de la configuration suivante :

Fonctionnement à vitesse fixe	Fonctionnement à vitesse variable
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Système électrique plus simple ; ▪ Plus grande fiabilité ; ▪ Faible probabilité d'excitation des fréquences de résonance des éléments de l'éolienne ; ▪ Moins cher ; ▪ Système de commande électrique non nécessaire. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Augmentation du rendement énergétique ; ▪ Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance. ▪ Réduction des efforts subis par le train de puissance. ▪ Meilleure qualité d'énergie électrique.

Tableau I.1 : Les avantages principaux des deux types de fonctionnement.

I.10 Fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation

La MADA est une machine généralisée peut fonctionner en asynchrone ou synchrone et permet de passer d'un fonctionnement à un autre.

I.10.1 Régime de fonctionnement de la MADA

L'enroulement rotorique de la MADA est couplé à une source de tension de fréquence variable. En fonction du type de régulation de fréquence, on distingue deux régimes de fonctionnement (synchrone et asynchrone).

➤ fonctionnement synchrone

La variation ou la régulation de la vitesse de rotation, se fait par action sur la fréquence rotorique f_r , la machine à double alimentation fonctionne comme une machine synchrone.

➤ fonctionnement asynchrone

La fréquence de la tension du réseau appliquée à l'enroulement rotorique de la machine à travers le système de régulation est égale à la fréquence du glissement $f_r = g f_s$. Pour cela, on ne régule que la valeur et la phase de la tension du réseau.

I.10.2 Modes de fonctionnement de la MADA

Comme la machine asynchrone classique, la MADA permet de fonctionner en mode moteur ou en générateur mais la grande différence réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur.

Effectivement, une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être moteur et au-dessus pour être générateur. Ici, 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 en hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur [13].

I.10.2.1 Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone

La puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement transite par le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement moteur en dessous de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut fonctionner ainsi mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor.

I.10.2.2 Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone

La puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement est également fournie par le réseau au rotor. On a donc un fonctionnement moteur au dessus de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique ne peut pas avoir ce fonctionnement.

I.10.2.3 Fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone

La puissance est fournie au réseau par le stator. La puissance de glissement est aussi fournie par le stator. On a donc un fonctionnement générateur en dessous de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique ne peut pas avoir ce mode de fonctionnement.

I.10.2.4 Fonctionnement en mode génératrice hyper-synchrone

La puissance est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement générateur au dessus

de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut avoir ce mode de fonctionnement mais dans ce cas la puissance de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

Remarque : On peut donc remarquer que la MADA a deux principaux avantages sur la machine à cage classique: la production de puissance électrique quelle que soit sa vitesse de rotation (hypo ou hyper synchronisme) et la récupération de la puissance de glissement.

La figure (I.12) représente les quatre modes fonctionnements de la MADA :

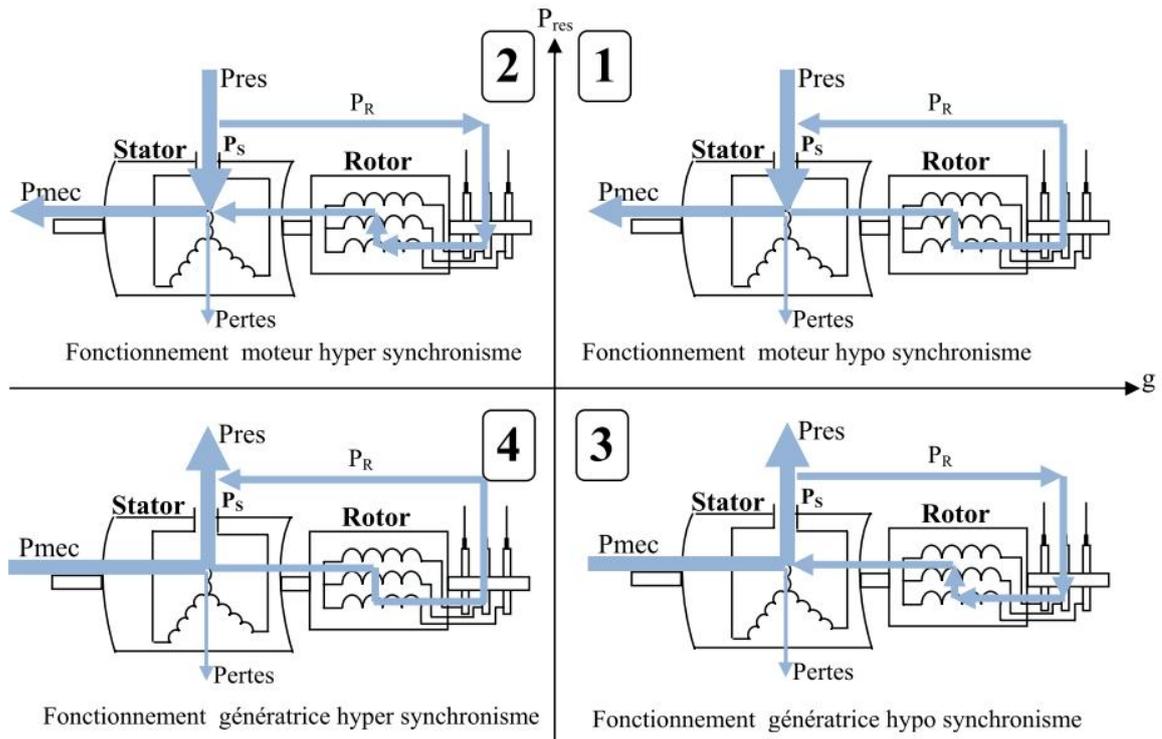


Figure I.12 Quadrant de fonctionnement de la MADA

I.11 Fonctionnement du système électrique

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs. Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation [14].

I.12 Topologie des réseaux électriques

I.12.1 Structure maillée

Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation, pour pouvoir continuer à alimenter tous les

consommateurs lors de la perte d'un ouvrage important, que ce soit une ligne à très haute tension sur incident ou l'arrêt d'une centrale de production. Un exemple d'un réseau maillé est représenté sur la figure (I.13).

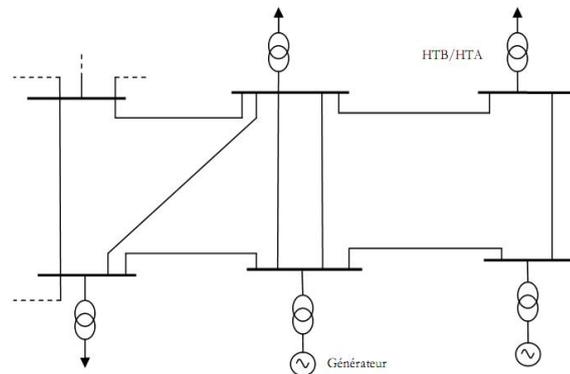


Figure I.13 : Structure maillée

I.12.2 Structure bouclé

C'est une structure dont les lignes forment une boucle. Ce type de réseau peut être alimenté par une ou plusieurs sources pour assurer la fonction en permanence, même lors de la défaillance de certaines lignes de transport. Un exemple d'un réseau bouclé est illustré sur la figure (I.14).

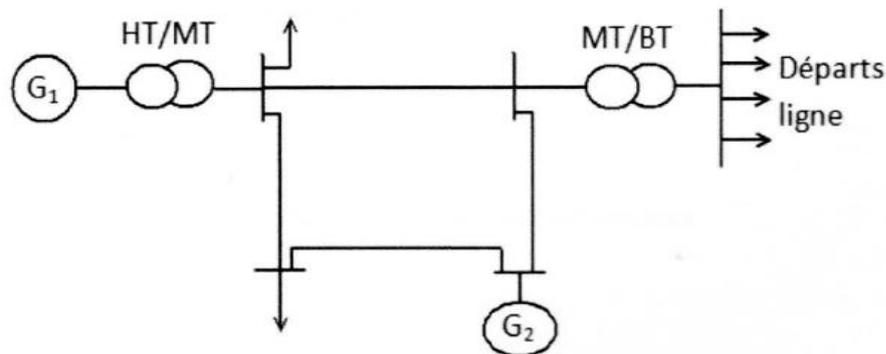


Figure I.14 : Structure bouclé

I.12.3 Structure arborescente

C'est une conception simple, il est généralement installé pour alimenter les zones rurales, urbaines et même industrielles sous moyenne ou basse tension. Une structure radiale veut dire qu'il n'y a qu'une seule ligne entre deux nœuds figure (I.15). La sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval.

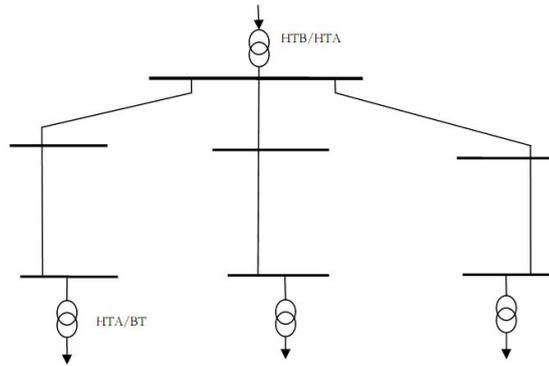


Figure I.15 : Structure arborescente

I.13 Architecture des réseaux électriques

I.13.1 Réseau de transport et d'interconnexion

A pour mission d'acheminer l'énergie produite par les centrales jusqu'aux consommations (fonction transport), de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents risques (fonction interconnexion), et de réaliser à chaque instant l'égalité production- consommation sur l'ensemble du territoire, il est constitué de lignes à très haute tension de manière à minimiser les pertes de joules et les chutes de tension sur ces grandes distances. Il doit de ce fait présenter une forte garantie de fonctionnement, non seulement en régime nominal, mais également lors d'un incident d'exploitation qui entraîne la perte d'une ou plusieurs lignes de très haute tension, ou l'arrêt imprévu d'un ouvrage de production. Pour remplir correctement sa mission et faire face aux événements imprévus, le réseau de transport aura une structure fortement maillée.

I.13.2 Réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont, en grande part, constitués de lignes aériennes ont pour rôle de faire la liaison entre les réseaux de transport et ceux de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en général des zones importantes de consommation comme par exemple, des grandes agglomérations ou des concentrations d'installations industrielles, qui du fait de leur importance économique doivent être alimentées en permanence. Pour assurer cette fonction même en cas de la défaillance de certaines lignes de transport, les réseaux de répartition auront une structure en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

I.13.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour mission d'acheminer l'énergie électrique du réseau de répartition et/ou de transport auprès de chaque client et assurent la liaison entre les différents consommateurs à tout instant. Ils ont un rôle de transformation puisqu'ils doivent permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leur besoin, il est très souvent arborescent ou radiale.

I.14 Niveau de tension [15]

La tension au sein d'un réseau est avec la fréquence de fonctionnement une des grandeurs électrique fondamentales dans l'exploitation d'un réseau car elle conditionne la plupart des grandeurs caractéristiques que sont la puissance transmissible, le courant de ligne, les pertes. Les électriciens ont introduit plusieurs concepts qui caractérisent les tensions auxquelles les réseaux sont soumis. Les différents niveaux de tension sont définis de manière précise par la Commission Electrotechnique International (C.E.I) qui est au niveau international l'organisme de référence pour la normalisation dans le domaine de l'électricité. La plus importante de ces définition concerne la tension nominale d'un réseau (U_n), représente la valeur efficace de la tension entre phase pour laquelle certains un réseau est dénommé et à laquelle certaines caractéristiques de fonctionnement de ce réseau sont rattachées. Pour des fréquences de fonctionnement du réseau de 60 Hz ou de 50 Hz des organismes de normalisation on classé les réseaux par niveau de tensions normalisées. Ces niveaux sont suivants :

Appellation normalisée	Niveau de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50V$	
BTA	$50V < U_n < 500V$	Réseau de distribution (230 V, 400 V)
BTB	$500V < U_n < 1000V$	
HTA	$1KV < U_n < 50KV$	Réseau de répartition (10, 20, 45 kV)
HTB	$50KV < U_n$	Réseau de répartition (63, 90kV) Réseau de transport (150, 220, 400 kV)

Tableau I.2 : Niveau de tension normalisé

I.15 Système interconnecté

Le système électrique a connu un développement important des interconnexions aux frontières. Le but recherché de ces interconnexions est de bénéficier des avantages de la mutualisation. En effet, la mutualisation permet de profiter de la souplesse de tous les groupes de production, l'effet de compensation des écarts de consommation, décalage horaire des habitudes de consommation des pays interconnectés est ainsi augmenté. De plus, l'inertie du réseau étant plus importante, le déclenchement d'un groupe aura des répercussions amoindries sur la fréquence [16].

I.16 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présentée une brève description sur les systèmes éoliens et des solutions électrotechniques possibles pour la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement et on à donné un aperçu sur les différentes topologies et l'architecteur des réseaux.

Le chapitre suivant sera consacré à la modélisation des différentes parties de l'aérogénérateur.

CHAPITRE II

Modélisation des différentes parties du système étudié

II.1 Introduction

La modélisation d'un système quelconque est indispensable pour l'étude et la maîtrise de son fonctionnement et lorsqu'on souhaite lui appliquer une commande Particulière. Ce chapitre propose une modélisation des différentes parties du système étudié. Nous présenterons tout d'abord la modélisation des différentes parties de l'éolienne, et on présente la technique d'extraction le maximum de puissance (MPPT) ainsi une modélisation de la machine (MADA) et on termine par la modélisation du convertisseur statique.

II.2 Description de la structure étudiée

La structure proposée est constituée d'une turbine éolienne à axe horizontal tripales raccordée à un arbre de transmission, cet arbre entraine une machine asynchrone à double alimentation à travers un multiplicateur de vitesse et alimente un réseau électrique instable à travers un convertisseur d'électronique de puissance (Redresseur Filtre Onduleur) et le filtre coté réseau l'ensemble est représenté sur la figure (II.1). Cette structure est justifiée par le fait qu'il est possible d'appliquer à cette structure les lois de la commande, ce système permet de générer une puissance électrique optimale à vitesse du vent variable.

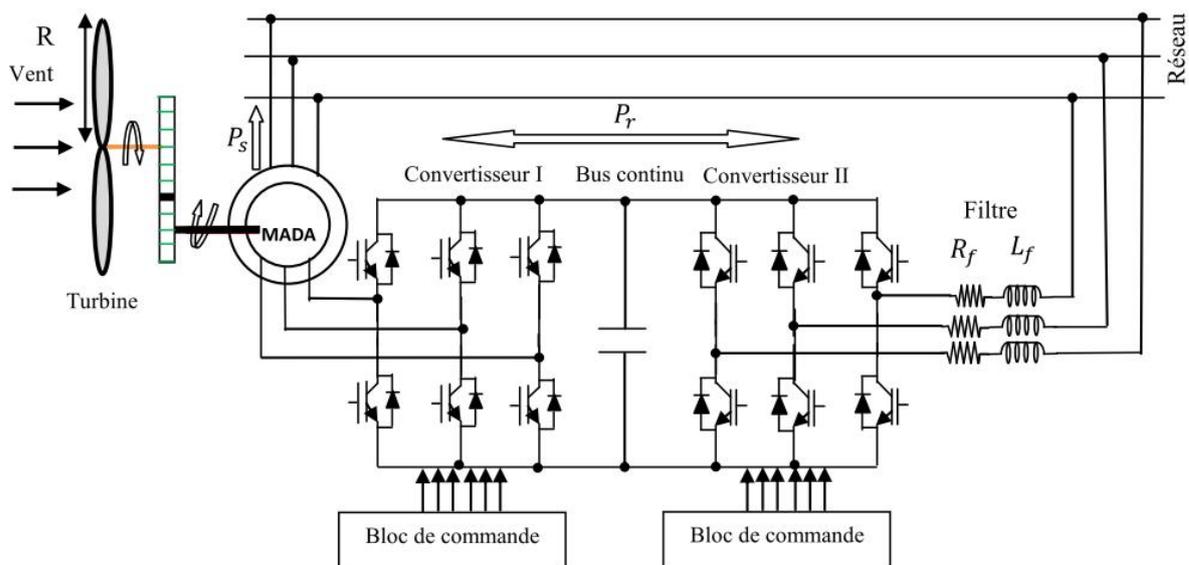


Figure II.1 : Schéma représentatif du système étudié

II.3 Modélisation de la partie mécanique de l'aérogénérateur

II.3.1 Modèle de la turbine

Le modèle de la turbine permet de déterminer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse du vent, de sa vitesse de rotation et de la position de l'angle de calage des pales. Il sera ainsi possible de déduire le couple appliqué par la turbine sur l'arbre lent de l'éolienne.

- Expression du couple éolien

La puissance cinétique du vent travers un disque éolien de rayon R , est donnée par la relation suivante [12]:

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho S V_{vent}^3 \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- $S = \pi R^2$: représente la surface balayée par la turbine éolienne (m^2) ;
- ρ : représente la densité volumique de l'air (kg/m^3) ;
- V_{vent} : est la vitesse du vent (m/s).

Cette puissance ne peut être totalement captée, cela voudrait dire que la vitesse du vent est nulle en aval des pales [12], on exprime alors la puissance aérodynamique par l'expression suivante :

$$P_{aero} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V_{vent}^3 \quad (\text{II.2})$$

Avec :

C_p : Coefficient de performance ou coefficient de puissance, il représente le rapport de la puissance récupérée sur la puissance récupérable. Ce coefficient qui ne peut dépasser la valeur limite, appelée limite de **Betz** qui est $16/27$ soit $0,5926$ c'est cette valeur qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée [12]. Sa relation s'exprime comme suit :

$$C_p = \frac{P_{aero}}{P_{vent}} \quad (\text{II.3})$$

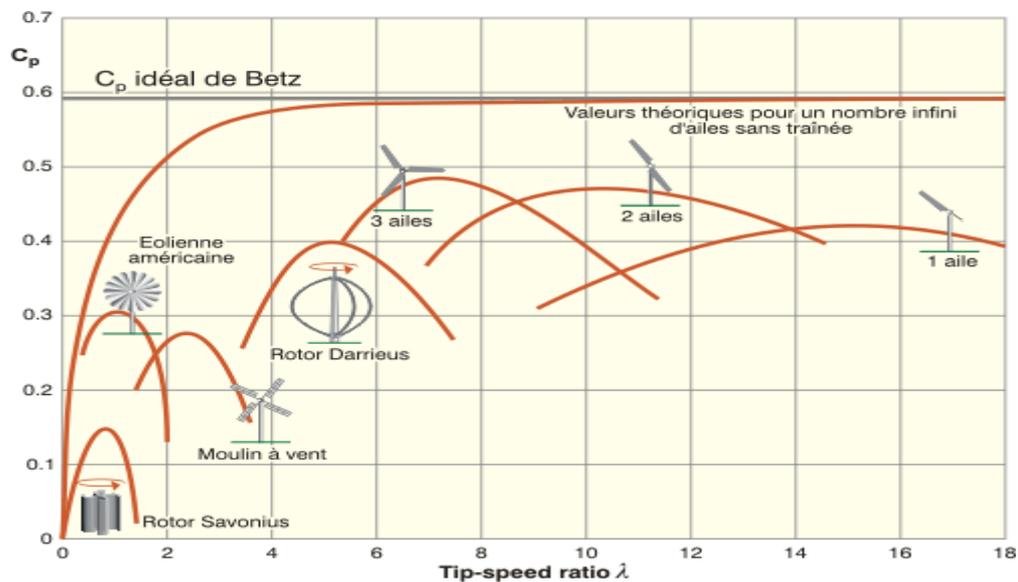


Figure II.2 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

Dans le cadre de ce travail, l'expression approximée de la caractéristique du coefficient de puissance C_p utilisée a été rapprochée pour un système éolien de 1.5 MW par l'équation suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp \left(-\frac{12.5}{\lambda_i} \right) \quad (\text{II.4})$$

Ou, le paramètre λ_i dépend de β et λ :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 - 1} \quad (\text{II.5})$$

La figure (II.3) illustre l'évolution de coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique λ pour différentes valeurs de l'angle de calage des pales. On peut remarquer sur ces caractéristiques que le coefficient de puissance passe par un maximum pour un angle de calage des pales égale à zéro et une valeur particulière de vitesse spécifique que l'on appelle λ_{opt} . C'est ce point que l'on pourra atteindre avec les structures à vitesse variable en régime de charge partielle [17].

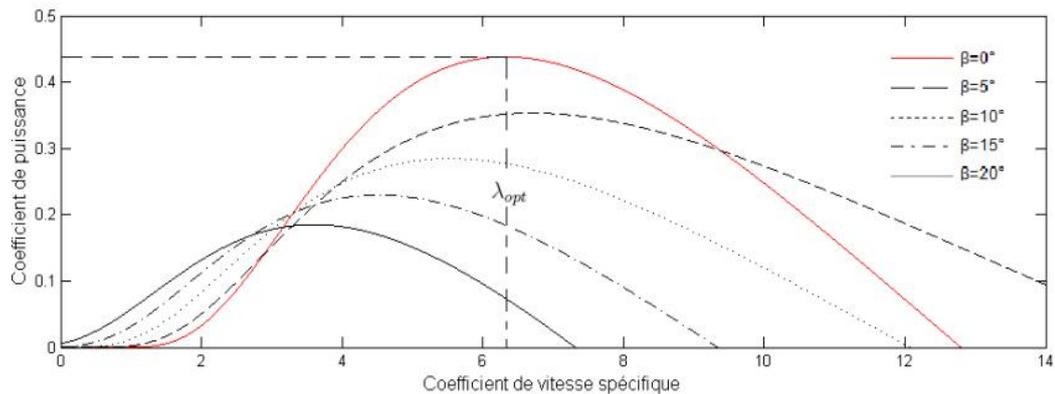


Figure II.3 Caractéristiques du coefficient de puissance pour différents angle calage

La vitesse réduite λ est définie comme étant le rapport de la vitesse linéaire des extrémités des pales ($\Omega_{turbine}R$) sur la vitesse instantanée du vent (V_{vent}) [5].

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine}R}{V_{vent}} \quad (\text{II.6})$$

- $\Omega_{turbine}$ est la vitesse angulaire de la turbine (rad/s).

Le couple aérodynamique C_{aero} disponible sur l'arbre lent de la turbine peut s'exprimer par :

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_{turbine}} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (\text{II.7})$$

II.3.2 Modèle de système de transmission mécanique

Le système de transmission mécanique est constitué d'un arbre lent auquel sont raccordées la turbine et l'entrée du multiplicateur et d'un arbre rapide à la sortie du multiplicateur qui entraîne la génératrice. Nous considérons que le coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme est représenté sur la figure (II.4) [18].

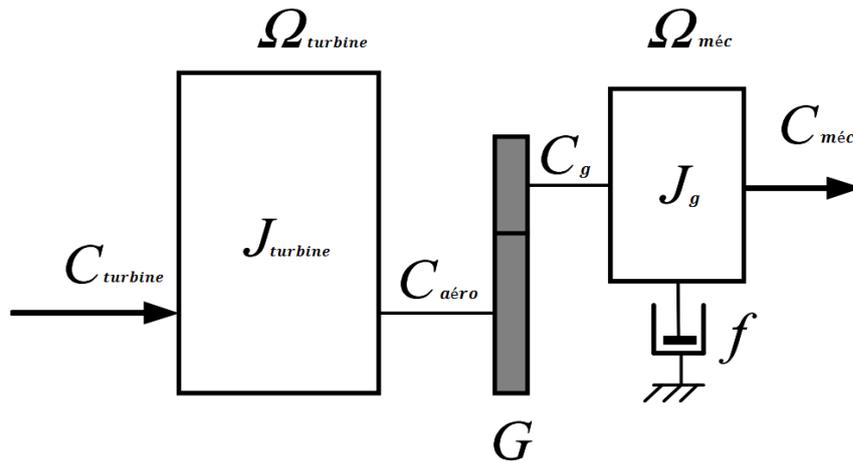


Figure II.4 : Couplage mécanique entre la turbine et le générateur

II.3.2.1 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est modélisé mathématiquement par un gain de vitesse G tel que :

$$G = \frac{\Omega_{méc}}{\Omega_{turbine}} \quad (\text{II.8})$$

Le couple aérodynamique est défini comme suite :

$$C_{aéro} = \frac{P_{aéro}}{\Omega_{turbine}} \quad (\text{II.9})$$

Les couples sur l'arbre lent $C_{aéro}$ et ce sur l'arbre rapide C_g sont exprimés par la relation suivante :

$$C_g = \frac{C_{aéro}}{G} \quad (\text{II.10})$$

II.3.2.2 Équation dynamique de l'arbre

Les masses des différents éléments de la turbine sont représentées par l'inertie $J_{turbine}$. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constituée de l'inertie de la turbine ramenée sur l'axe rapide et celle de la génératrice J_g , et on suppose que le multiplicateur de vitesse est idéal. L'inertie totale est donnée par l'expression suivante [19]:

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (\text{II.11})$$

L'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total $C_{méc}$ appliqué au rotor est donnée par relation suivante:

$$C_{méc} = J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} \quad (\text{II.12})$$

Le couple mécanique est fonction du couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, du couple des frottements visqueux C_{vis} , et du couple issu du multiplicateur C_{arbre} .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{II.13})$$

Le couple visqueux est donné par l'expression suivante :

$$C_{visq} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (\text{II.14})$$

Où f est le Coefficient de frottement visqueux.

D'après la figure (II.4), nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la MADA par :

$$\left(\frac{J_{teubine}}{G^2} + J_g \right) \frac{d\Omega_m}{dt} = C_g - C_{em} - f\Omega_{mec} \quad (\text{II.15})$$

Si on applique la transformée de Laplace sur l'équation précédente on peut écrire :

$$C_g - C_{em} = (JP + f)\Omega_{méc} \quad (\text{II.16})$$

II.3.3. Techniques d'extraction du maximum de la puissance

Les différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (MPPT), et correspond à la zone de fonctionnement en charge partielle de l'éolienne [20].

II.3.3.1. Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Pour cette étude, on supposera que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence.

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (\text{II.17})$$

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Plusieurs dispositifs de commande peuvent être envisagés. La vitesse est influencée par l'application de trois couples : Un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} [20]:

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f\Omega_{mec} - C_{em}) \quad (\text{II.18})$$

La structure de commande obtenue consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence.

Le couple électromagnétique de référence C_{em-ref} permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence Ω_{ref} est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$C_{em-ref} = PI_{\Omega}(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.19)$$

- PI_{Ω} est le régulateur de vitesse.
- Ω_{ref} est la vitesse mécanique de référence.

vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer ($\Omega_{turbine-ref}$) pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{turbine-ref} \quad (II.20)$$

La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle correspondant à la valeur optimale du ratio de vitesse λ_{opt} permettant d'obtenir la valeur maximale du C_{pmax}

Elle est obtenue à partir de l'inversion de l'équation (II.6)

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v_{vent}}{R} \quad (II.21)$$

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- ✓ Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- ✓ Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

La représentation simplifiée sous forme de schéma blocs est représenté par la figure (II.5).

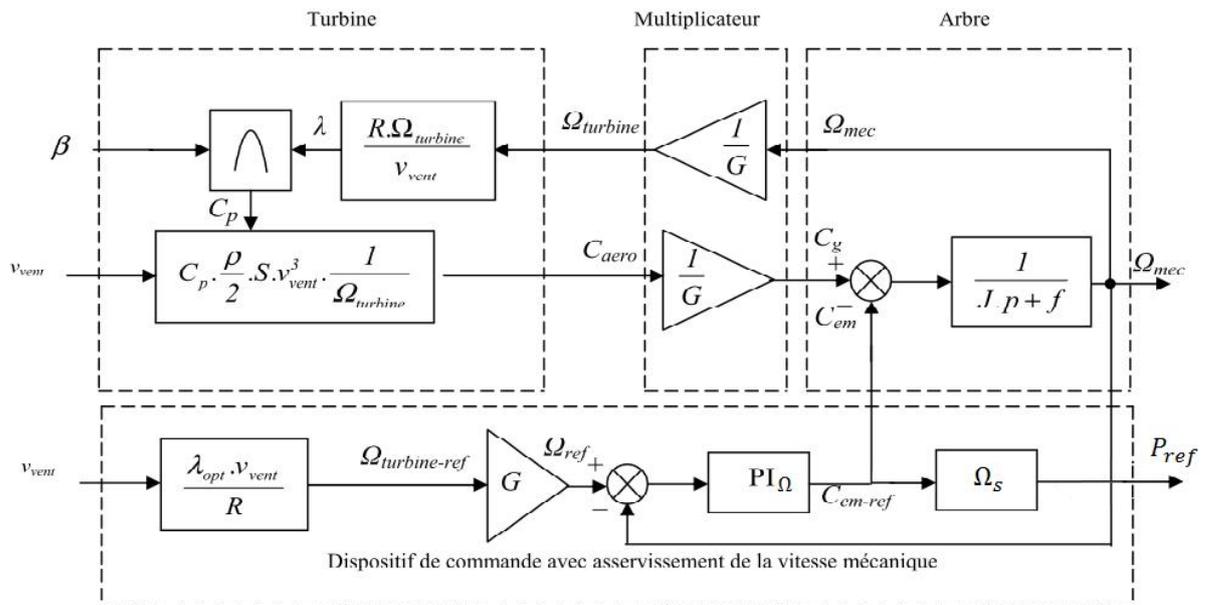


Figure II.5 : Schéma bloc fonctionnel avec asservissement de la vitesse mécanique.

II.3.3.2 Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

En pratique la mesure de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Cette stratégie de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = C_{méc} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{II.22})$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique $C_{méc}$ développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} \approx 0$), on obtient :

$$C_{em} = C_g \quad (\text{II.23})$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer}}{G} \quad (\text{II.24})$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation (II.7) :

$$C_{aer} = C_p \cdot \frac{\rho S}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \cdot V_{vent}^3 \quad (\text{II.25})$$

Une estimation de la vitesse de la turbine est $\Omega_{turbine-estim}$ calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (\text{II.26})$$

La mesure de la vitesse de vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation :

$$V_{vent} = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{\lambda} \quad (\text{II.27})$$

En regroupant ces quatre équations II.24, II.25, II.26, II.27, on obtient une relation globale de contrôle :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{méc}^2}{G^3} \quad (\text{II.28})$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur λ_{opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p-max} . Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{p-max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{méc}^2}{G^3} \quad (\text{II.29})$$

L'expression du couple de référence est alors proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice :

$$C_{em-ref} = K \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{II.30}$$

Avec :

$$K = \frac{C_p}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3} \tag{II.31}$$

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine avec MPPT se déduit à partir des équations précédentes, qui sont représentées sur la figure (II.6).

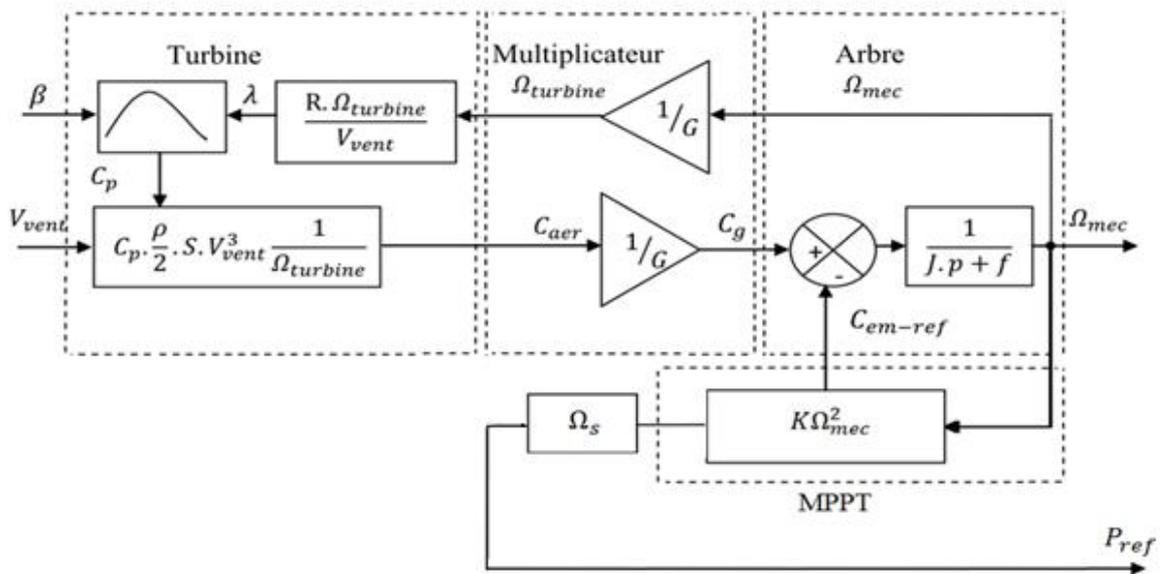


Figure II.6 : Schéma bloc avec MPPT sans asservissement de la vitesse

II.3.4 Caractéristique puissance vitesse

La caractéristique Puissance-vitesse d'une éolienne de 1.5 MW peut se décomposer en quatre zones figure (II.7).

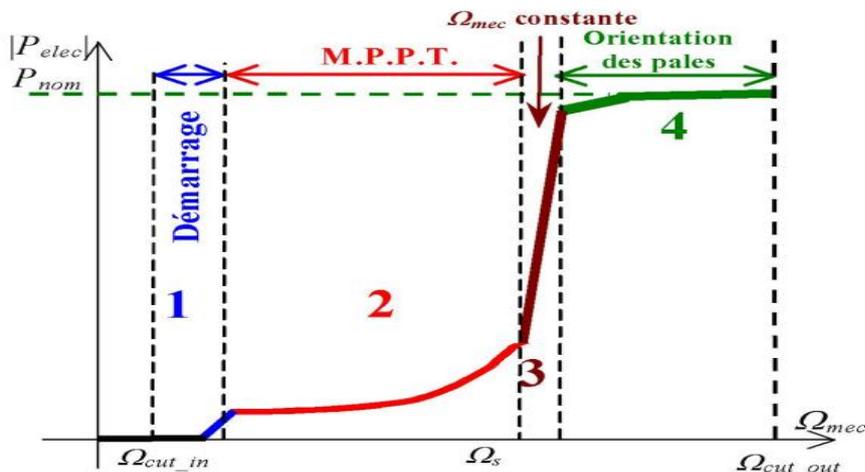


Figure II.7 : Caractéristique puissance vitesse

Zone 1 : C'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse $\Omega_{\text{cut-in}}$.

Zone 2 : Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliqué. Pour extraire le maximum de la puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale. Ce processus continue jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique.

Zone 3 : Au delà, l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale.

Zone 4 : Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : pitch control.

II.4 Modélisation de la machine(MADA)

Le modèle de la MADA est équivalent au modèle de la machine asynchrone à cage. En effet la cage de la machine est assimilée au bobinage triphasé de la MADA connectés en étoile [2]. En général, l'étude du comportement dynamique des machines électriques peut se faire suivant la transformation de Park qui rapporte les équations électriques statoriques et rotoriques à un système cartésien d'axes dq.

II.4.1 Hypothèses simplificatrices

Lors de la modélisation de la MADA, il est nécessaire d'adopter des hypothèses simplificatrices :

- ✓ Le circuit magnétique de la machine n'est pas saturé ;
- ✓ Les pertes par courant de Foucault et par hystérésis sont négligées ;
- ✓ L'induction dans l'entrefer est à répartition sinusoïdale ;
- ✓ Les résistances ne varient pas avec la température ;
- ✓ Entre fer constant ;
- ✓ L'influence de l'effet de peau n'est pas prise en compte.

De ce fait tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductances mutuelles ne dépendent que de la position des enroulements [19].

II.4.2 Modèle de la machine dans un repère (a, b, c)

Dans le repère triphasé figure (II.8) il y a trois axes (as , bs , cs) orientés suivant les axes des trois enroulements statoriques de la machine. D'habitude, l'axe as est considéré comme référence pour les transformations ultérieures, et trois axes (Ar , Br , Cr) correspondent aux trois enroulements rotorique. L'angle θ donne la position du rotor par rapport au stator.

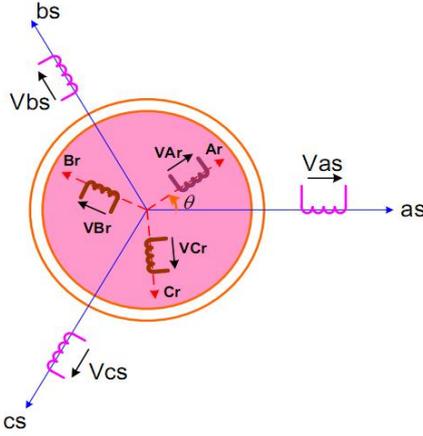


Figure II.8 : Axes de repères triphasés

➤ Equations électrique

La loi de Faraday et la loi d'Ohm permettent de relier les tensions sur les enroulements aux flux totalisés et aux courants dans ces bobinages [12]:

Pour le stator :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

Pour le rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rv} \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

➤ Equations des flux

Une matrice des inductances établit la relation entre les flux et les courants.

Les équations sous forme matricielle au stator seront représentées comme suit [21] :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} = [L_s] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

De façon similaire on aura au rotor :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} = [L_r] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + [M_{rs}] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.35})$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad ; \quad [L_r] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}$$

M_s, M_r : Inductance mutuelles.

Et la matrice des inductances mutuelles stator-rotor :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^t = [M] \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.36})$$

Ou M maximum d'inductance mutuelle entre une phase statorique et rotorique (les axes des deux phases coïncident);

➤ **L'équation mécanique**

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - C_r - f\Omega \quad (\text{II.37})$$

Nous constatons les complexités des équations électriques, magnétiques et l'équation mécanique de la MADA dans ce repère car le système d'équations est à coefficients variable en fonction de θ (position de l'axe rotorique par rapport à l'axe statorique).

II.4.3 La transformation de Park

Pour rendre l'écriture des équations électriques, magnétiques et mécanique plus simple à exploiter on fait appel à un modèle diphasé dq donné par la transformation de Park. Les trois enroulements rotoriques peuvent être remplacés par deux enroulements fictifs disposés sur le même repère dq . Ayant toujours l'axe as comme référence, on définit les angles θ, θ_s et θ_r dans la figure (II.9).

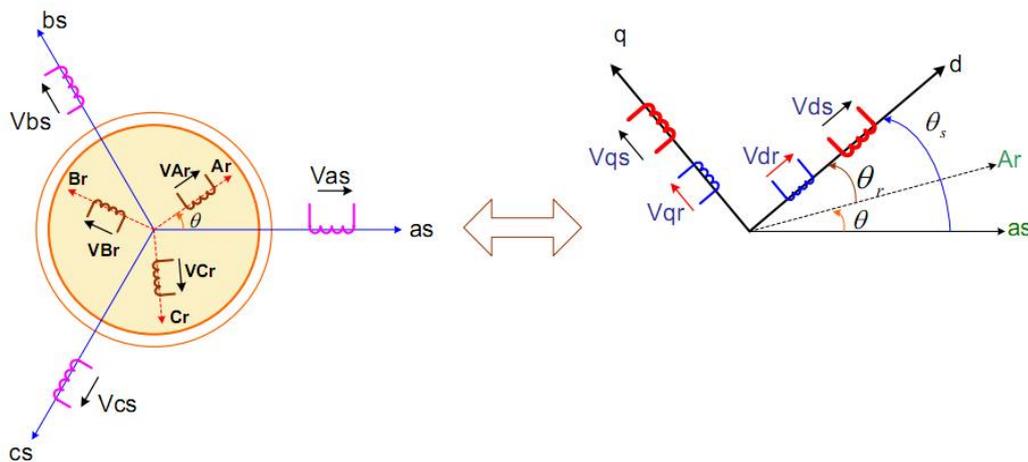


Figure II.9 : Passage du triphasé au biphasé

Ou θ_s et θ_r angles de transformation de park des grandeurs statorique et rotorique.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = [P] \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [P]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix}$$

Avec :

$x_a; x_b; x_c$ Sont les valeurs instantanées des grandeurs triphasées ;

$x_d; x_q$ Sont les valeurs instantanées des grandeurs diphasées ;

x_0 Est la composante homopolaire ;

$[P]$ Est la matrice directe de park ;

$[P]^{-1}$ Est la matrice inverse de park ;

Les matrices de park sont données ensuite :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

Où θ est l'angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé (as pour les grandeurs statoriques et Ar pour les grandeurs rotoriques).

II.4.4 Modèle de la machine dans le repère diphasé (d, q)

Pour un système équilibré la composante homopolaire est nulle. En appliquant la transformation de park aux équations de la MADA dans le repère abc, un modèle de la machine est obtenu après calcul, il est représenté sous forme suivante :

➤ Les expressions électriques

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \omega_s \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega_s \Phi_{ds} \\ V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \Phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \Phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

Avec :

$$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} \quad ; \quad \omega_r = \omega_s - \omega = \frac{d\theta_r}{dt}$$

➤ Les expressions des flux statoriques et rotoriques

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \Phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (\text{II.41})$$

➤ **Le couple électromagnétique**

L'expression du couple électromagnétique en fonction des flux statoriques et courants rotoriques est comme suit :

$$C_{em} = P \frac{M}{L_s} (\Phi_{qs} i_{dr} - \Phi_{ds} i_{qr}) \tag{II.42}$$

$$C_{em} = PM (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \tag{II.43}$$

Ou p nombre de paires de pôles.

Dans un repère diphasé quelconque les puissances actives et réactives statoriques et rotoriques sont exprimées par :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} i_{ds} + V_{qs} i_{qs} \\ Q_s = V_{qs} i_{ds} - V_{ds} i_{qs} \end{cases} \tag{II.44}$$

$$\begin{cases} P_r = V_{dr} i_{dr} + V_{qr} i_{qr} \\ Q_r = V_{qr} i_{dr} - V_{dr} i_{qr} \end{cases} \tag{II.45}$$

II.5 Interface d'électronique de puissance

II.5.1 Modélisation du redresseur

La figure (II.10) représente le schéma d'un convertisseur AC /DC triphasé.

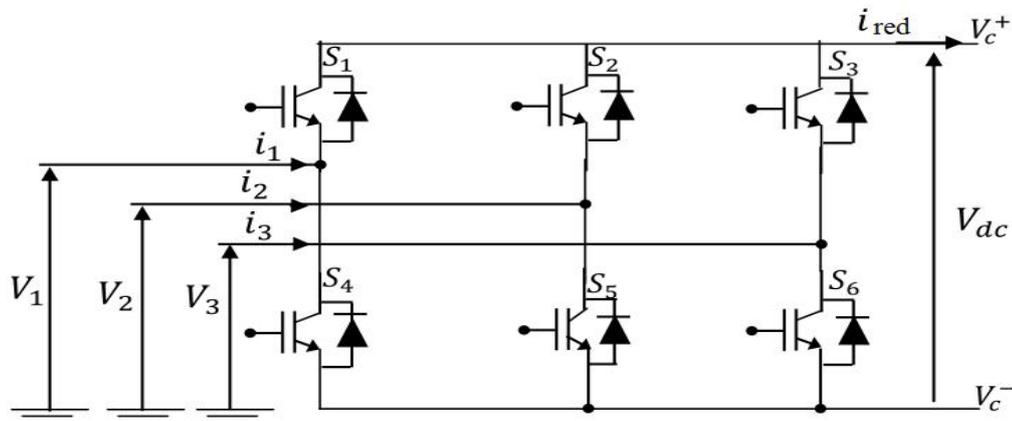


Figure II.10 : Redresseur MLI

En utilisant les fonctions de connexion $S_i, i = 1 \text{ à } 6$, pour chaque interrupteur on définit la matrice de transfert du redresseur comme suite :

$$\begin{bmatrix} V_c^+ \\ V_c^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1 & S_2 & S_3 \\ S_4 & S_5 & S_6 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \tag{II.46}$$

Avec :

$$V_{dc} = V_c^+ - V_c^-$$

De même on peut exprimer le courant continu i_{red} en fonction des courants d'entrée

$$i_{red} = [S_1 \quad S_2 \quad S_3] \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix}$$

II.5.2 Modélisation du bus continu

Le couplage des deux convertisseurs statiques (coté rotor et coté réseau) est fait par l'intermédiaire d'un bus continu figure (II.11)

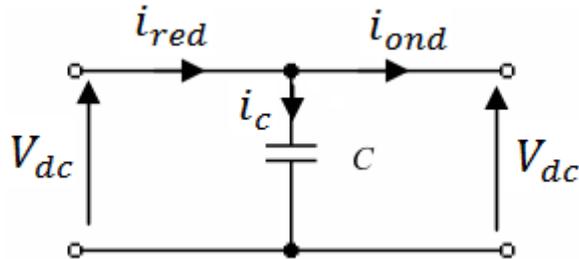


Figure II.11 : Schéma électrique du filtre

L'évolution temporelle de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_c \tag{II.47}$$

La tension du bus continue est égale à l'intégration du courant capacitif et son expression s'écrira comme suit :

$$V_{dc}(t) = V_0 + \frac{1}{C} \int_{t_1}^{t_2} i_c dt \tag{II.48}$$

$$i_c = i_{red} - i_{ond} \tag{II.49}$$

II.5.3 Modélisation de l'onduleur

La figure (II.12) représente un onduleur de tension alimenté par une tension continu V_{dc} .

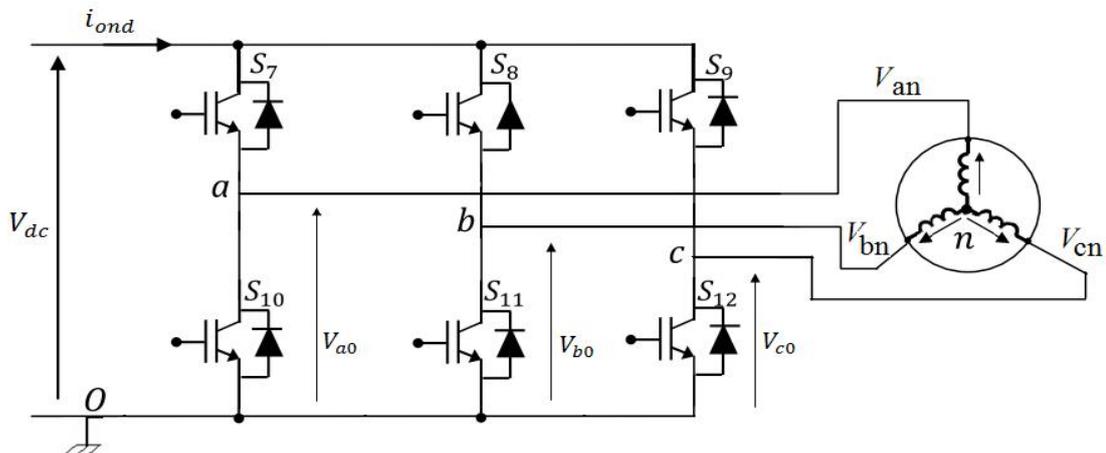


Figure II.12 : Schéma d'un onduleur de tension

$i_{si} = 0, V_{si} \neq 0$: Interrupteur ouvert ;

$i_{si} \neq 0, V_{si} = 0$: Interrupteur fermé.

La loi des mailles donne :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

Pour une charge équilibrée :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{II.51})$$

La substitution des équations précédentes on aboutit à :

$$V_{no} = \frac{1}{3} (V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{II.52})$$

En remplaçant, on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3} V_{ao} - \frac{1}{3} V_{bo} - \frac{1}{3} V_{co} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3} V_{ao} + \frac{2}{3} V_{bo} - \frac{1}{3} V_{co} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3} V_{ao} - \frac{1}{3} V_{bo} + \frac{2}{3} V_{co} \end{cases} \quad (\text{II.53})$$

Nous déduisant le modèle de l'onduleur sous forme matricielle en fonction des états logiques des interrupteurs :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_7 \\ S_8 \\ S_9 \end{bmatrix} \quad (\text{II.54})$$

On peut exprimer le courant i_{ond} en fonction des courants alternatifs i_a, i_b, i_c par l'équation suivante :

$$i_{ond} = [S_7 \quad S_8 \quad S_9] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.55})$$

II.6 Modélisation du filtre coté réseau

II.6.1 Modélisation du filtre dans le repère naturel

Il s'agit d'un filtre passif série (R_f, L_f) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau figure (II.13) pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique.

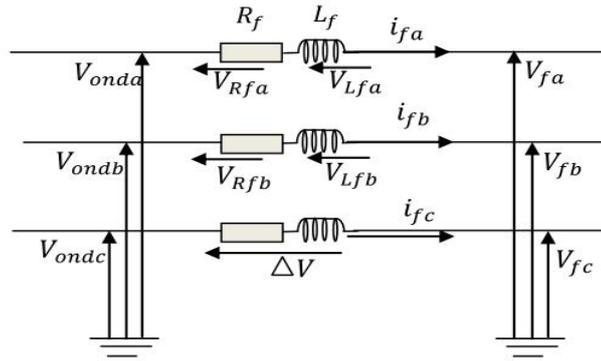


Figure II.13 : Schéma électrique du filtre coté réseau

Les courants traversant le filtre sont obtenus par intégration des tensions aux bornes des bobines :

$$\begin{cases} i_{fa}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{fa} dt \\ i_{fb}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{fb} dt \end{cases} \quad (\text{II.56})$$

Le courant dans la troisième phase est déduit à partir des deux premiers :

$$i_{fc} = -(i_{fa} + i_{fb}) \quad (\text{II.57})$$

L'application de la loi des mailles pour chaque phase au point de raccordement du filtre donne les équations qui lient les tensions modulées par le convertisseur et les courants transitant le filtre :

$$\begin{pmatrix} V_{ond a} \\ V_{ond b} \\ V_{ond c} \end{pmatrix} = R_f \begin{pmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{pmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{pmatrix} \quad (\text{II.58})$$

II.6.2 Modélisation du filtre dans le repère de Park

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (II.58) nous donne :

$$\begin{cases} V_{ond d} = R_f i_{fd} + L_f \frac{d}{dt} i_{fd} - L_f \omega i_{fq} + V_{fd} \\ V_{ond q} = R_f i_{fq} + L_f \frac{d}{dt} i_{fq} - L_f \omega i_{fd} + V_{fq} \end{cases} \quad (\text{II.59})$$

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la chaîne de conversion électrique qui est basée sur la machine asynchrone à double alimentation. Nous avons étudié le système de conversion d'énergie éolienne (modèle de la turbine, modèle de la MADA et le modèle de l'onduleur MLI)

Le chapitre suivant sera consacré à la commande vectorielle en puissance active et réactive statoriques de la MADA.

CHPITRE III

Commande et simulation du système étudié

III.1 Introduction

La commande vectorielle est l'une des méthodes de commande appliquée aux machines électriques afin de bien contrôler les différentes grandeurs. Elle nous permet d'obtenir le mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale les vecteurs courants et les vecteurs flux résultants. Ce chapitre est destiné à la commande et simulation de l'aérogénérateur étudié à base de la machine asynchrone à double alimentation. Les résultats de simulations sont obtenus avec le logiciel MATLAB /Simulink.

III.2 Stratégie de commande de la MADA

Le premier chapitre a montré que l'utilité de la MADA est de permettre le fonctionnement à vitesse variable, ceci est nécessaire pour extraire le maximum de puissance à partir du vent et ainsi augmenter le rendement de la machine. Pour avoir un fonctionnement à vitesse de rotation donnée correspondant à une vitesse de vent, il faut que la machine impose un couple résistant, c'est à dire une puissance active débitée par la MADA permettant ce fonctionnement. Etant donné que la puissance est le produit de la vitesse et du couple il suffit d'avoir une référence de puissance qu'il faut suivre pour fonctionner à vitesse optimale [2].

Nous allons déterminer les expressions des puissances actives et réactives de l'aérogénérateur sur les quelles nous agissons pour commander la génératrice par le principe de la commande vectorielle en puissance.

III.3 Choix du référentiel pour le modèle de park

Jusqu'à ici, on a exprimé les équations et les grandeurs de la machine dans un repère (dq) faisant un angle θ_s avec le stator et un angle θ_r avec le rotor. En choisissant un référentiel diphasé (dq) lié au champ tournant statorique, et en alignant le vecteur flux statorique Φ_s avec l'axe d, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = \Phi_s = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \Phi_{qs} = 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

L'expression du couple électromagnétique devient :

$$C_{em} = -P \frac{M}{L_s} (\Phi_s i_{qr}) \quad (\text{III.2})$$

Dans l'hypothèse où le flux Φ_{ds} est maintenu constant, le choix de ce repère rend le couple électromagnétique produit par la machine dépend du courant rotorique d'axe q.

Si l'on néglige la résistance du bobinage statorique R_s ce qui est une hypothèse assez réaliste, pour les machines de moyenne et forte puissance utilisées dans l'énergie éolienne,

On peut alors écrire :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s = \omega_s \Phi_s \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

- ω_s la pulsation électrique des grandeurs statorique.

Nous pouvons alors écrire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques comme suite :

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{\Phi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \\ i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Les puissances actives et réactives de la MADA, liés au système choisi sont exprimées par les relations suivantes :

$$\begin{cases} P_s = V_s i_{qs} \\ Q_s = V_s i_{ds} \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

En remplaçant par l'expression (III.4) nous obtenons :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = V_s \frac{\Phi_s}{L_s} - V_s \frac{M}{L_s} i_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

En approximant Φ_s par $\frac{V_s}{\omega_s}$, l'expression de la puissance réactive Q_s devient alors :

$$Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} - \frac{V_s M}{L_s} i_{dr} \quad (\text{III.7})$$

En remplaçant les expressions de courant statorique (III.4) dans (III.3) nous obtenons les flux rotoriques suivants :

$$\begin{cases} \Phi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \\ \Phi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

En remplaçant les expressions (III.7) dans les tensions rotoriques nous obtenons :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r i_{dr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{di_{dr}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{di_{qr}}{dt} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \omega_s \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

En régime permanent, le système d'équations (III.8), s'écrit :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r i_{dr} + -g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \frac{M V_s}{L_s} \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

- v_{dr} et v_{qr} sont les composantes déphasées des tensions rotoriques à imposer à la machine pour obtenir les courants rotoriques voulus.

Les équations précédentes montrent également que les grandeurs statoriques peuvent être contrôlées par l'intermédiaire des courants rotoriques du fait des approximations possibles,

ainsi la composante sur l'axe q du courant i_{qr} va contrôler les puissances actives et la composante sur l'axe d du courant i_{dr} va contrôler les puissance réactives.

III.4 Commande vectorielle en puissance de la MADA

L'objectif de la commande vectorielle en puissance de la MADA consiste à lui faire suivre une consigne en puissance avec une dynamique électrique, la mieux possible que le permet la fréquence de modulation du convertisseur utilisé. Un schéma bloc de la commande vectorielle, est montré sur figure (III.1)

Les blocs R_p et R_Q représentent les régulateurs de puissance active et réactive. Le but de ces régulateurs est d'obtenir des performances dynamiques élevées, et une bonne robustesse. Pour atteindre ces objectifs on utilise des régulateurs PI, et on a égalisé la valeur nulle de la puissance réactive de référence du réseau, et ce dans le but d'obtenir un facteur de puissance unitaire [1],[19].

La puissance mécanique optimale de la turbine est déduite à partir du couple électromagnétique de référence, issu après l'application de l'algorithme MPPT :

$$C_{em-opt} = K\Omega_{méc}^2 \tag{III.11}$$

$$P_{s-ref} = C_{em-ref} \cdot \Omega_s \tag{III.12}$$

$$Q_{s-ref} = 0 \tag{III.13}$$

P_{s-ref} : La puissance statorique de référence l'aérogénérateur.

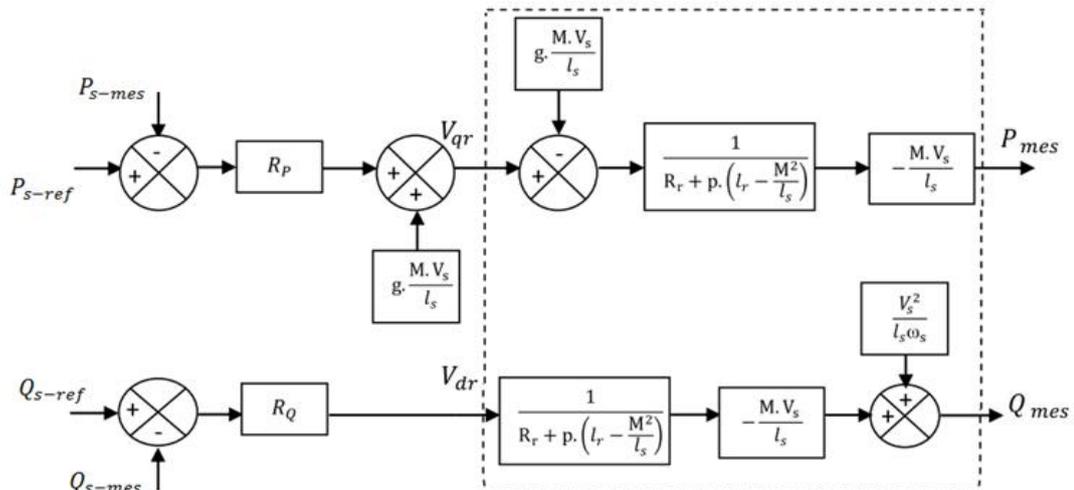


Figure III.1 : Schéma bloc de la commande vectorielle

III.5 Commande MLI des convertisseurs

La modulation de largeur d'impulsion (MLI) est une technique de découplage de tension ou de courant permettant de générer des formes d'ondes quasi sinusoïdales. L'objectif principal de cette technique est de régler l'amplitude et la fréquence du terme fondamental et

de rejeter les harmoniques indésirables générées par une ondulation « pleine onde » vers les fréquences élevées, leurs amplitudes devenant alors négligeables. Pour déterminer les instants de fermeture et d'ouverture (instants de commutation) des interrupteurs, on utilise la technique MLI naturelle consistant à comparer le signal de référence onde (modulante) de forme sinusoïdale à faible fréquence, à un signal triangulaire onde (porteuse) de fréquence élevée. Le signal modulé est au niveau haut lorsque la modulante est supérieure à la porteuse et est au niveau bas lorsque la modulante est inférieure à la porteuse. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la modulante, Figure(III.2) [22].

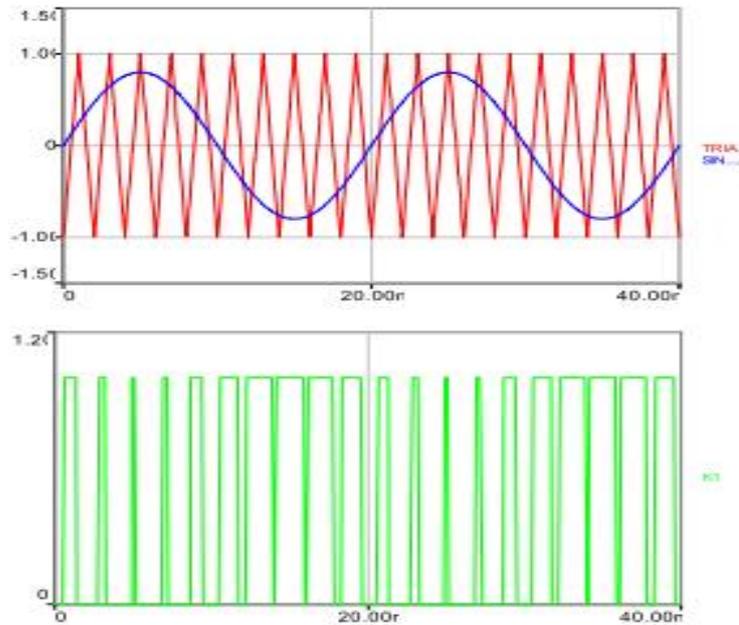


Figure III.2 : Principe de la MLI sinus-triangle

Deux paramètres caractérisent la commande :

- ✓ L'indice de modulation m égal au rapport de la fréquence de la porteuse sur la fréquence du modulante $m = \frac{f_p}{f_m}$ avec $f_p > f_m$.
- ✓ Le taux de réglage de tension "r" égale au rapport de la tension de référence et l'amplitude de la porteuse $r = \frac{V_m}{V_p}$ avec $V_p > V_m$.

III.6 Représentation du système éolien global

La figure (III.3) illustre le schéma structurel du modèle global de simulation.

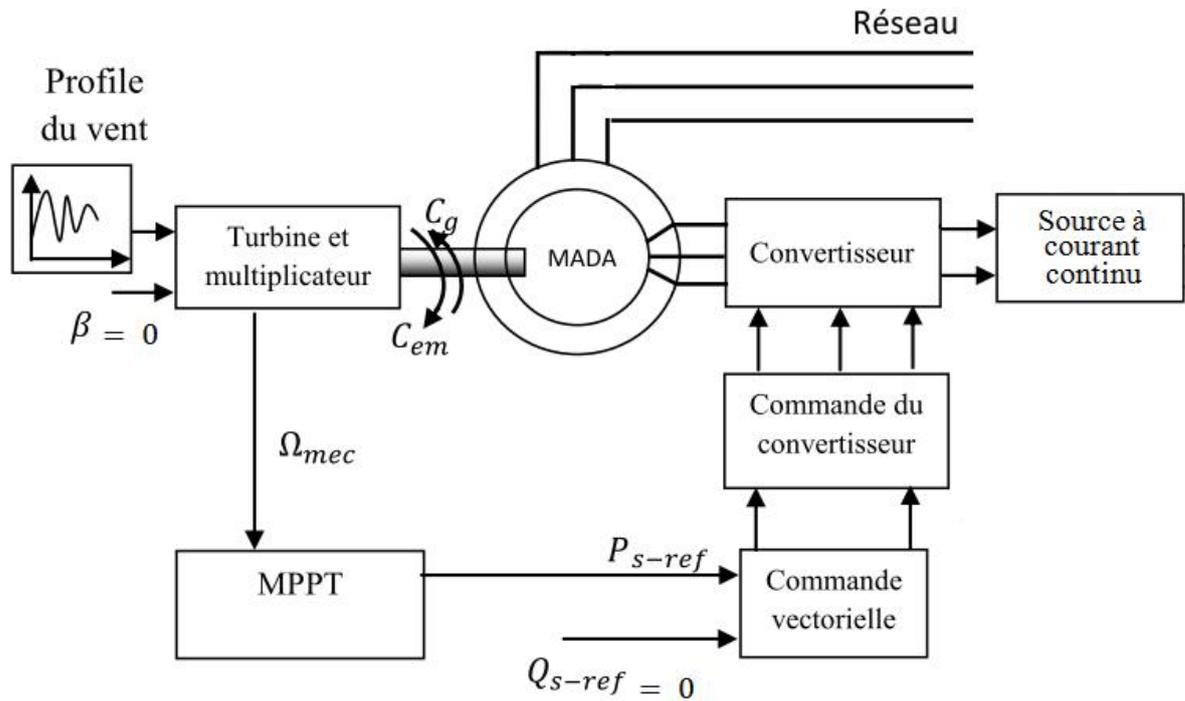


Figure III.3 : Schéma structurel de commande du système éolien étudié

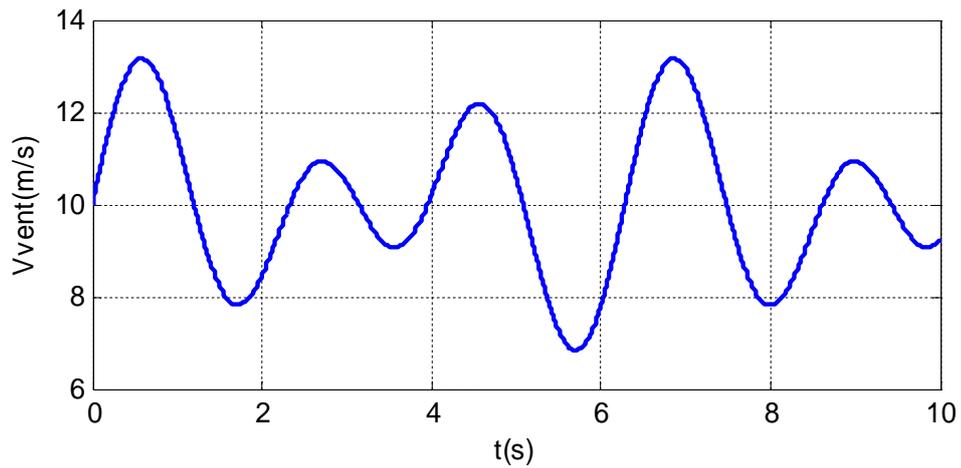
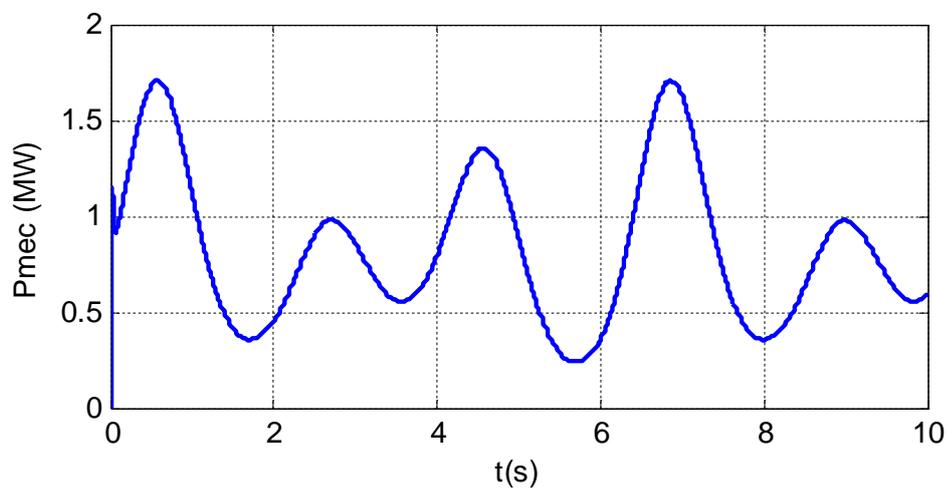
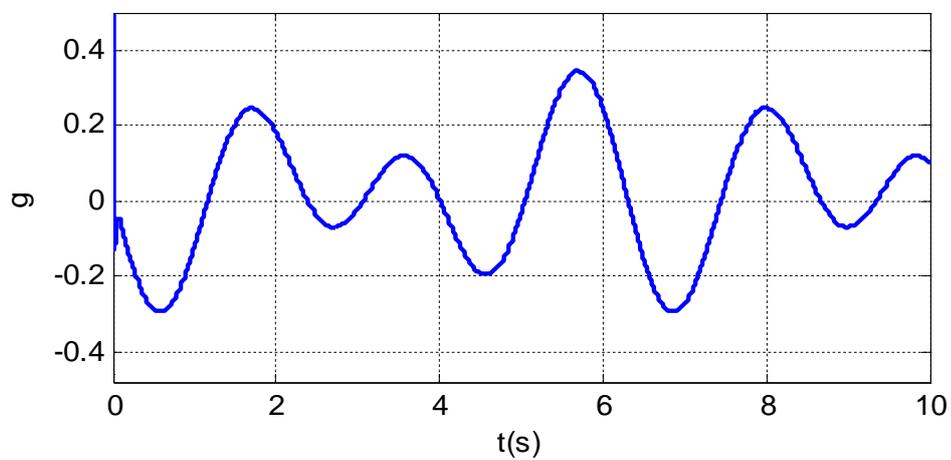
Cette configuration permet un contrôle des grandeurs de sortie comme la puissance active liée à la vitesse de rotation de l'éolienne et la puissance réactive.

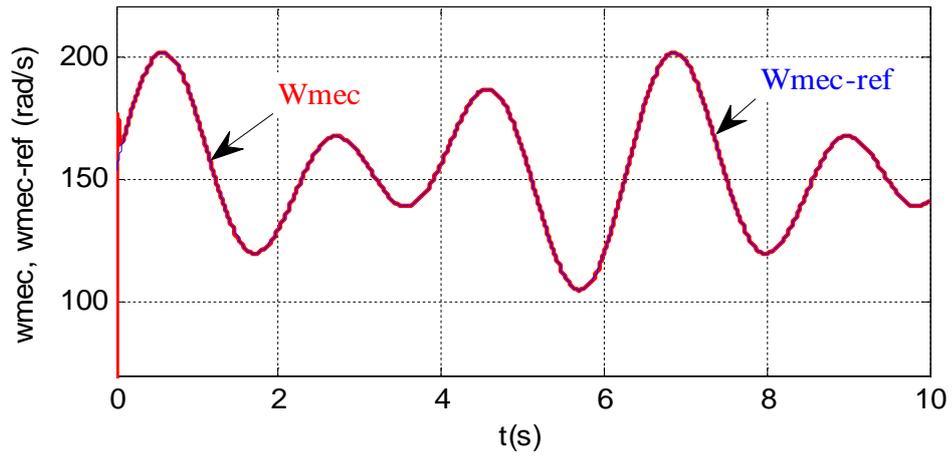
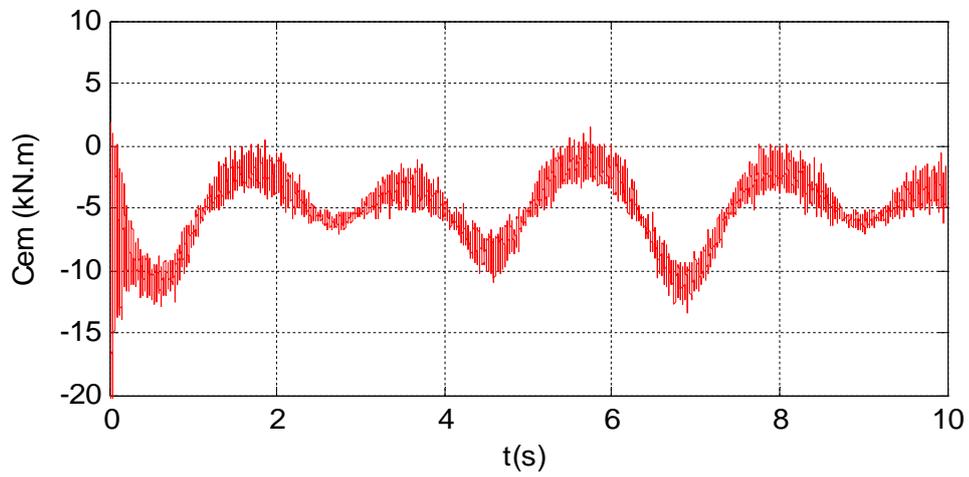
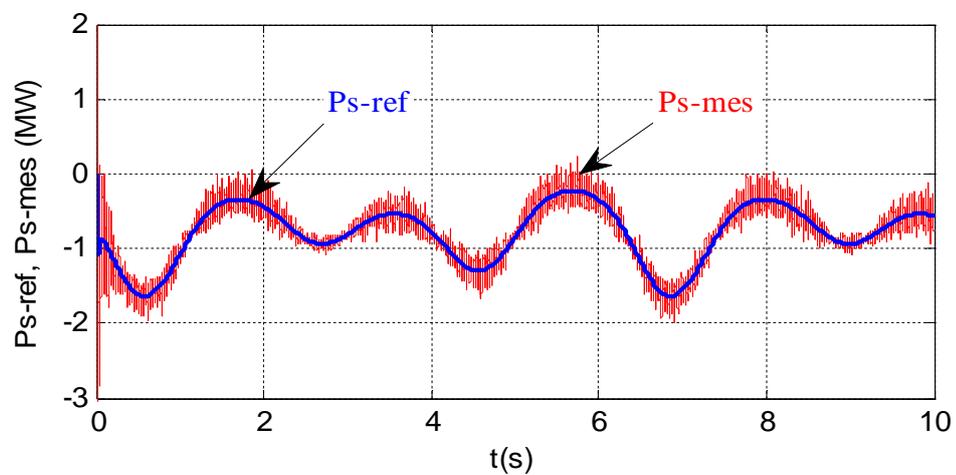
III.7 Résultats de la simulation

Nous présentons les résultats de simulation du comportement dynamique de l'aérogénérateur étudié à base de la machine doublement alimentée de 1.5 MW.

Les résultats montrés sont obtenus avec des puissances réactives, et actives de références :

- $P_{s-ref} = C_{em-opt} \cdot \Omega_s$
- $Q_{s-ref} = 0$ (Pour maintenir le facteur de puissance à l'unité).

**Figure III.4 : Vitesse du vent****Figure III.5 : Puissance mécanique****Figure III.6 : Allure du glissement**

**Figure III.7 :** Vitesse mécanique et sa référence**Figure III.8 :** Allure du couple électromagnétique**Figure III.9 :** Puissances active statorique et sa référence

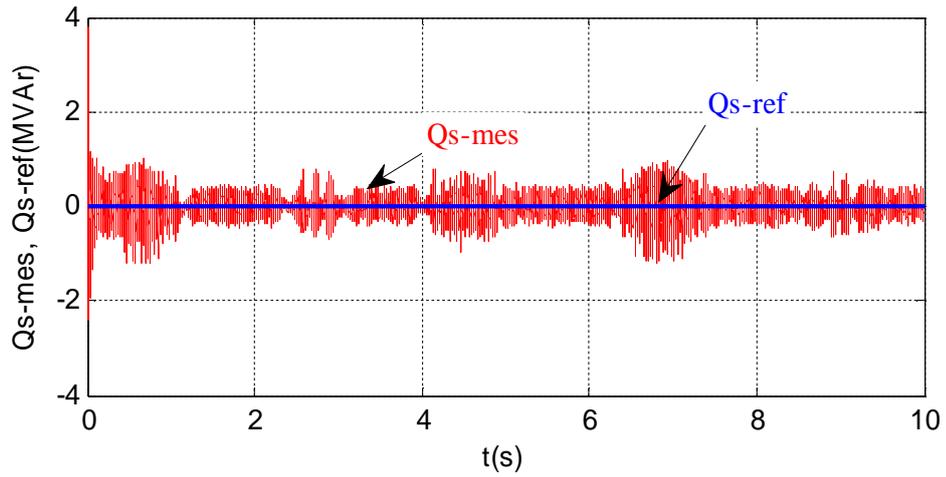


Figure III.10 : Puissances réactive statorique et sa référence

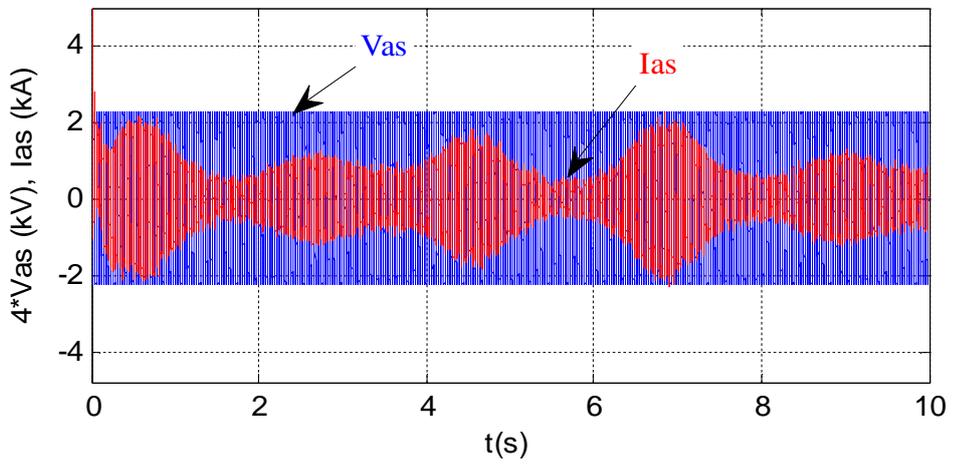


Figure III.11 : Variation de la tension et du courant d'une phase du stator

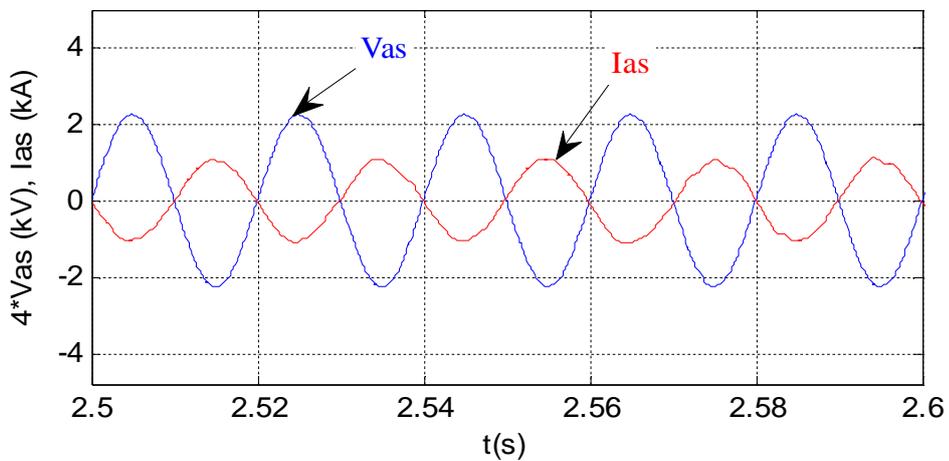


Figure III.12 : Zoom sur la tension et le courant d'une phase du stator

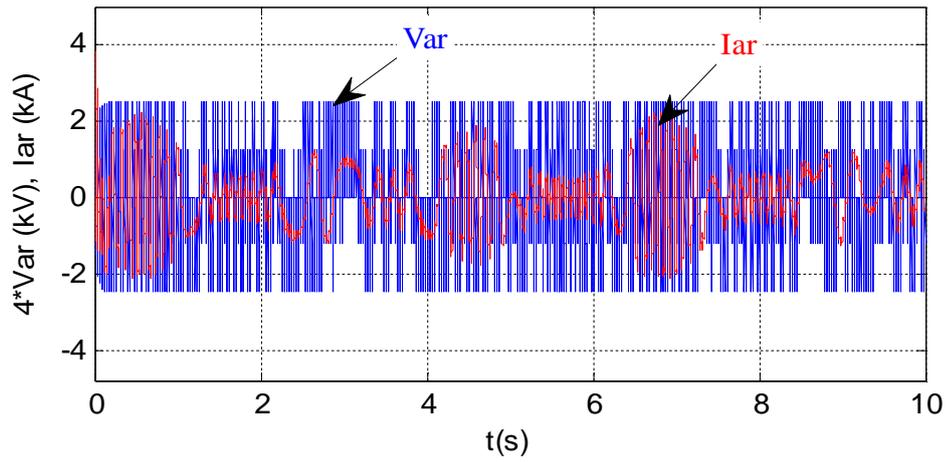


Figure III.13 : Variation de la tension et du courant d'une phase du rotor

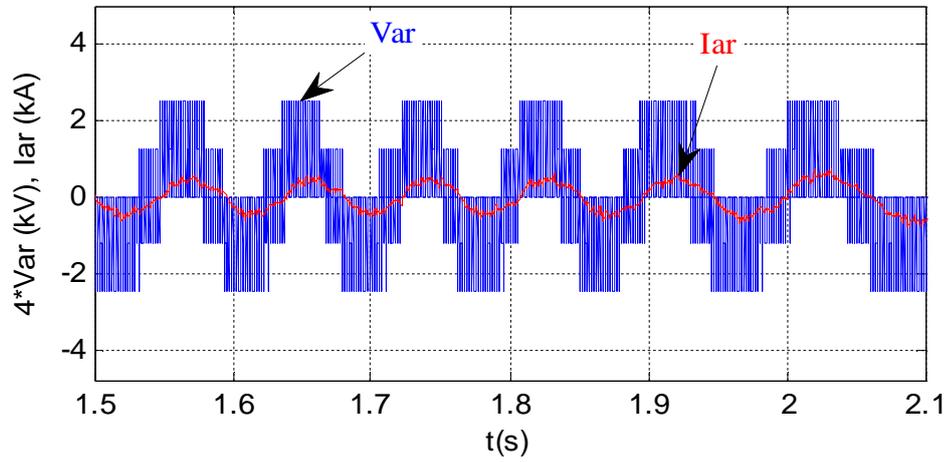


Figure III.14 : Tension et courant d'une phase du rotor ($g > 0$)

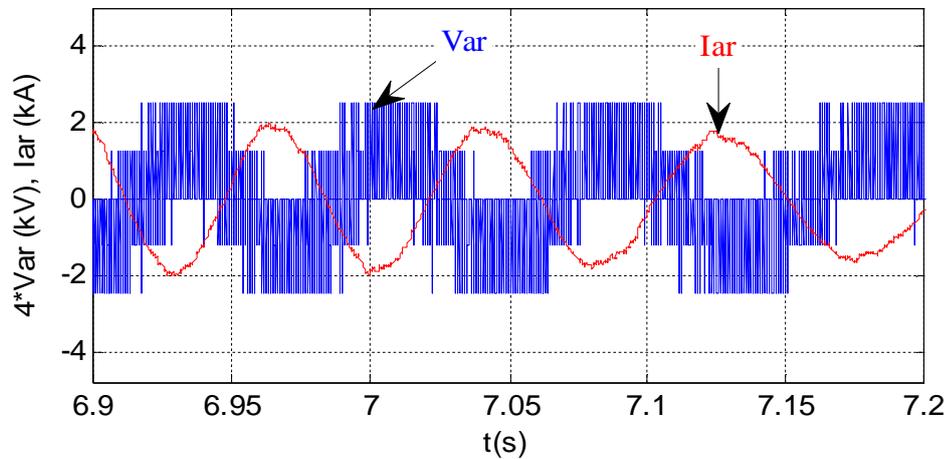


Figure III.15 : Tension et courant d'une phase du rotor ($g < 0$)

III.8 Interprétation des résultats

La figure (III.4) représente le profil du vent choisi qui est modélisé par une fonction variable dans le temps, ainsi en faisant tourner la turbine dans l'hyper-synchrone, hypo-synchrone et synchrone. Sans dépassé le régime nominal de la MADA ;

La figure (III.5) représente la puissance mécanique optimale de la turbine absorbée par la MADA et suit la variation du vent;

La figure (III.6) montre que le glissement de la MADA varie de -0,3 à +0,35 ;

La figure (III.7) illustre la vitesse mécanique qui suit sa référence et suivent les variations du vent.

La figure (III.8) illustre l'allure du couple électromagnétique imposé par la génératrice avec un signe négatif qui vérifie que le fonctionnement est en génératrice.

La figure (III.9) représente la puissance active statorique et sa référence, le signe négatif de la puissance active signifie que le stator génère la puissance quelque soit le régime de fonctionnement. On constate que la composante de puissance active suit parfaitement sa référence.

La figure (III.10) montre la puissance réactive statorique et sa référence et on remarque que la puissance réactive maintenue de très près de sa référence.

Les figures (III.11) et (III.12) présentent les variations de la tension et du courant d'une phase du stator avec leur zooms, on remarque que la tension et le courant sont en opposition de phase; ce qui correspond bien à un facteur de puissance unitaire et à une puissance active négative statorique c'est-à-dire produite par la MADA.

La figure (III.13) représente la tension et le courant d'une phase rotorique, pour différents modes de fonctionnement à savoir (hyper-synchrone, hypo-synchrone et synchrone).

La figure (III.14) représente la tension et le courant d'une phase de rotor pour le glissement et positif l'angle de déphasage entre tension et courant rotorique est compris entre (0 et $\pi/2$).

La figure (III.15) montre que le courant est déphasé de la tension d'un angle compris entre (π et $\pi/2$) et ceci sur une période correspondante à un glissement négatif.

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons établi la technique de la commande vectorielle directe à flux statorique orienté ayant pour principe le découplage entre le couple électromagnétique et le flux et un contrôle indépendant de puissances active et réactive statoriques et nous avons utilisé un réglage conventionnel à base du régulateur proportionnel intégrateur PI.

Les résultats de simulation montrent que la MADA fonctionne dans les deux quadrants couple-vitesse en mode génératrice hypo-synchrone et hyper-synchrone.

CHAPITRE IV

Intégration des énergies éoliennes sur les réseaux électriques

IV.1 Introduction

L'augmentation de la puissance éolienne installée a un impact croissant sur le réseau (production variable, possible inversion de flux de puissance dans les lignes) du fait de la difficulté à prévoir la production, de la capacité d'accueil limitée du réseau, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et d'une dégradation de la qualité de l'électricité. L'objectif de ce chapitre est de présenter les problèmes liés au raccordement des générateurs éoliens et leurs impacts sur les réseaux électriques. Nous présenterons tout d'abord dans un premier temps les différentes contraintes de raccordements de la production éolienne au réseau électrique, les différents moyens de compensation classiques et les dispositifs FACTS, ainsi qu'un bref aperçu sur les services systèmes et les différents modes de stockage d'énergie.

IV.2 Eolienne raccordée au réseau

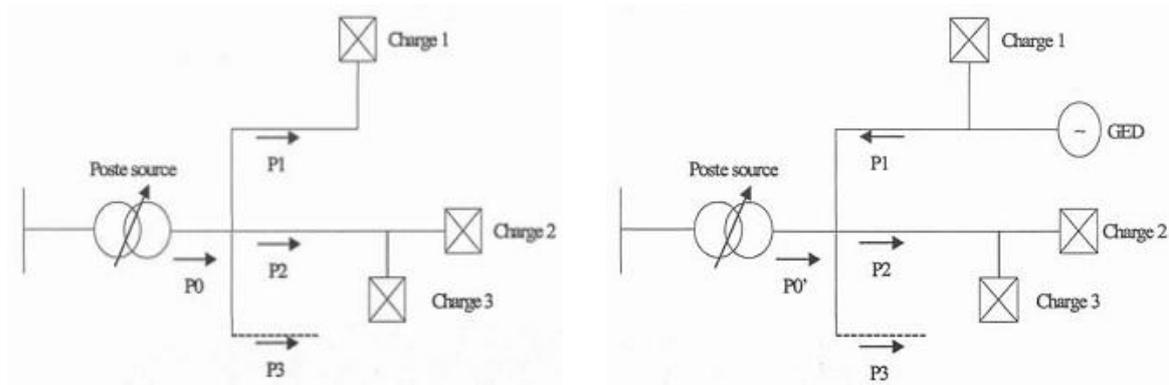
Ces éoliennes fonctionnent en permanence et les puissances produites peuvent varier de 50KW à 6MW et ont, le plus souvent, besoin d'être raccordées à un réseau puissant, dans le cas d'utilisation des génératrices asynchrones par exemple. Il n'y a pas d'unité de stockage pour ce type de production et la puissance produite fluctue beaucoup avec la variation du vent [20]. Leur insertion aux réseaux apportant de nouveaux problèmes. C'est pourquoi depuis quelques années les contraintes techniques de raccordement des énergies décentralisées évoluent, avec pour objectif de garantir le bon fonctionnement du système électrique tout en permettant l'insertion de nouveaux producteurs.

IV.3 Problèmes liés à l'insertion de la production éolienne sur les réseaux électriques

L'insertion de l'éolien et plus généralement la production décentralisée dans les réseaux de transport et de distribution génère un certain nombre de problèmes et contraintes car ces réseaux n'étaient pas conçus initialement pour accueillir ce type de production. Ces problèmes sont causés par ; Leurs productions aléatoires et difficilement prévisibles ; n'apporte pas généralement de services système.

IV.3.1 Impact sur les flux de puissance

Une forte insertion de production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien peut faire apparaître sur les réseaux, une modification du sens des flux de puissance figure(IV.1). Possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Typiquement, sur un réseau de distribution radiale, l'énergie circule traditionnellement de point de connexion du réseau de transport vers les charges. La connexion d'un groupe de production sur un départ peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles [23].



1. Sans production éolienne

2. Avec production éolienne

Figure IV.1 : Réseau de distribution sans et avec production éolienne

IV.3.2 Effets sur la qualité de tension

La variation lente ou rapide d'énergie aura des répercussions sur la tension du réseau. On peut citer :

➤ **Modification du plan de tension**

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant respect des obligations contractuelles ou réglementaires, la présence d'une production décentralisée modifie cette règle. La puissance active générée par les éoliennes est par nature fluctuante, ce qui tend à induire des fluctuations de tension dans la zone du réseau proche du point de connexion de ces éoliennes [23].

➤ **Le flicker**

Les fluctuations rapides de faibles amplitudes de la tension sont appelées flicker. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control), et à effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes [23].

➤ **Emission d'harmoniques**

Les éoliennes, interfacées au réseau via des convertisseurs d'électronique de puissance, génèrent cependant des harmoniques. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les convertisseurs totalement commandés équipés de transistors, actuellement les plus utilisés, génèrent des harmoniques hautes fréquences (plusieurs kHz), mais des harmoniques peuvent être assez aisément limités contrairement aux convertisseurs partiellement commandés, équipés de thyristors, générant des harmoniques de basse fréquence nécessitant des filtres conséquents pour les éliminer [23].

IV.3.3 Effets sur la fréquence

Dans le cas de l'utilisation des éoliennes à vitesse fixe, l'oscillation de la vitesse de rotation de la génératrice, provoquée lors d'une brusque diminution ou d'une rafale du vent, induit des variations significatives de la fréquence. Pour les éoliennes à vitesse variable reliées au réseau par des convertisseurs de puissance, ces normes sont facilement respectées par l'existence d'un bus continu intermédiaire. Selon les standards Européens EN 50 160, la fréquence nominale du réseau de distribution est de 50Hz. En outre, en dehors d'un fonctionnement normal, la valeur moyenne de la fréquence du fondamental mesurée sur 10s, doit être d'environ 50Hz $\pm 1\%$ (donc de 49 Hz à 51 Hz) [20].

IV.3.4 Effets sur le plan de protection

Sur le réseau de distribution un dispositif de protection simple et peu onéreux a été mis en place. Ce dispositif fonctionne en prenant en compte que les installations des consommateurs sont passives et non génératrice de production. Dans le cas d'insertion de production décentralisée et d'apparition de défauts, différents dysfonctionnement peuvent apparaître au niveau du plan de protection [23].

IV.3.5 Capacité d'accueil du réseau

La capacité des lignes et des postes est limitée. Cette limitation peut constituer dans le cas de l'éolien un problème aigu, car les lieux de production sont souvent éloignés des lieux de consommation. Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différents [21].

IV.3.6 Prévision de la production

Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production des fermes éoliennes. Les erreurs de prévisions à 24 h peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en négatif (sous-production) ou en positif (surproduction) avec des changements de signe rapides en cours de journée. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour pallier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe [21].

IV.3.7 Déconnexions intempestives

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Ces perturbations peuvent induire un déséquilibre production-consommation aggravant les conséquences d'un défaut qui aurait pu être éliminé normalement [21].

IV.4 Puissance transmissible dans une ligne [24]

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en générale, limite la puissance transmissible à travers une ligne. En effet

considérons la figure (IV.2) qu'est représentée de manière très simplifiée, par un dipôle d'impédance $Z = R + jX$, une ligne destinée à alimenter la charge. Sans nuire à la généralité de notre propos, nous supposons, d'abord que la résistance R de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance X et que la puissance réactive Q_2 de la charge est nulle ce qui est vrai en cas de bonne compensation de puissance réactive).

Nous nous attacherons d'abord à montrer qu'il est important de réguler la tension aux bornes de la charge.

Nous désignons par θ l'angle entre V_1 et V_2 , nous considérons la figure (IV.3) simplifiée avec ($R=0$), I en phase avec V_2 , d'où :

$$XI = V_1 \sin \theta \quad (\text{IV.1})$$

Et la puissance active est :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{IV.2})$$

Si aucune précaution n'est prise pour maintenir V_2 constante lorsque la charge varie on a :

$$V_2 = V_1 \cos \theta \quad (\text{IV.3})$$

Soit :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\theta \quad (\text{IV.4})$$

Il apparaît donc que, dans ce cas, on ne peut transporter qu'une puissance active maximale par phase égale :

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (\text{IV.5})$$

Cette valeur maximale est atteinte pour $\theta = 45^\circ$.

Si l'on maintient V_2 constante, ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle, mais ne remet pas en cause l'expression (IV.2), on a pour $V_1 = V_2$:

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{X} \quad (\text{IV.6})$$

Soit le double de la valeur précédente (équation (IV.5))

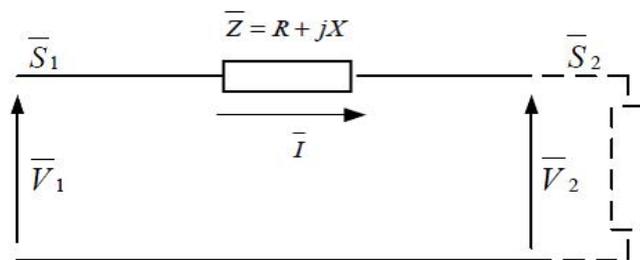


Figure IV.2 : Modélisation série d'une ligne de transport schéma monphasé équivalent

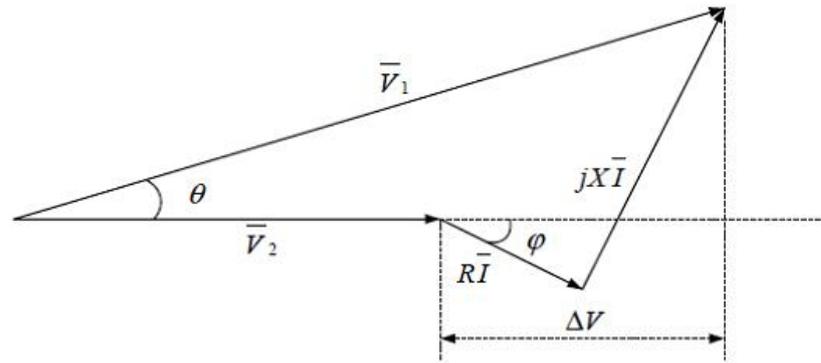


Figure IV.3 : diagramme des tensions correspondant à la figure (IV.2)

IV.5 Chute de tension dans une ligne [24]

Considérons la figure (IV.2) qui représente une ligne de transport d'impédance complexe $Z = R + jX$, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité une (coté générateur), l'extrémité deux (coté charge) absorbant une puissance $S_2 = P_2 + jQ_2$.

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure (IV.3) conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V \approx V_1 \cos \theta - V_2 \quad (\text{IV.7})$$

L'angle de transport θ étant petit (réseau peut chargé) si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité récepteur, on peut écrire pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{IV.8})$$

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{IV.9})$$

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{IV.10})$$

On montre de même que

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{IV.11})$$

L'hypothèse de réseau peut charger permet d'écrire :

$$V_1 = V_2 = V$$

Soit pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à (U , P et Q) les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{U^2} \quad (\text{IV.12})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{U^2} \quad (\text{IV.13})$$

On peut également noter que si $R \ll X$ ($R \approx 0$)

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad (\text{IV.14})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (\text{IV.15})$$

Dans ces conditions les relations (IV.14) et (IV.15) illustrent le fait que

- ✓ La chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice.
- ✓ L'angle de transport θ dépend principalement de la puissance active transmise.

IV.6 Compensation réactive dans une ligne électrique

La compensation réactive représente l'application de tous les dispositifs de puissance réactive dans un réseau électrique pour:

- ✓ maintenir le profil du plan de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.
- ✓ Pour améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale transmissible.
- ✓ Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques.

IV.6.1 Moyens classiques de compensation et de réglage de tension

IV.6.1.1 Condensateur statique

Le condensateur statique offre une solution pour améliorer le facteur de puissance. La fourniture de l'énergie réactive par les condensateurs est due à la présence du champ électrique. Cette énergie est en fonction de la capacité, de la tension aux bornes des condensateurs. On distingue deux types d'insertion des condensateurs :

IV.6.1.1.1 Condensateur shunt

Les condensateurs shunt fournissent de la puissance réactive au système au point où elles sont connectées, principalement pour exploiter les longues lignes au-dessus de leurs puissances naturelles (requises par une charge inductive). Elles peuvent soit être mises sous tension en permanence allumées ou éteintes pendant les cycles de charge. La figure (IV.4) illustre un circuit à compensation avec condensateur shunt appliqué sur le côté charge.

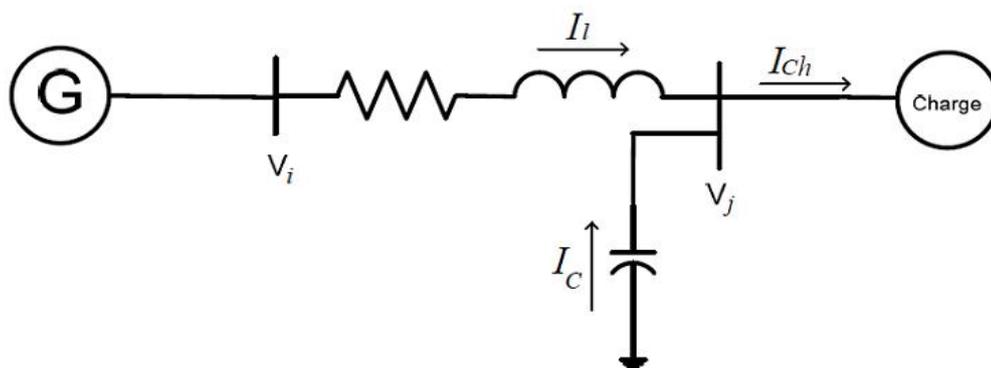


Figure IV.4 : Compensation avec capacité shunt

IV.6.1.1.2 Condensateur série

Les condensateurs séries sont utilisés pour neutraliser une partie de la réactance inductive d'un réseau électrique. Cela est illustré dans la figure (IV.5).

L'introduction du condensateur série dans un réseau, réduit la réactance de la ligne, augmente la tension à la charge et la capacité de transmission de la ligne.

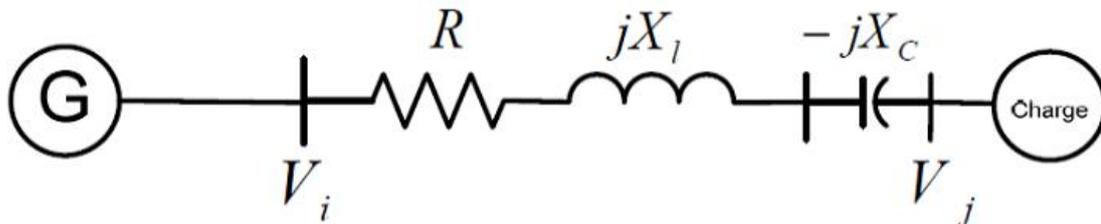


Figure IV.5 : Compensation avec capacité série

IV.6.1.2 Inductance shunt

La compensation par inductance shunt est généralement nécessaire sous des conditions qui sont à l'opposé de celles exigées par la compensation par condensateur shunt. Ceci est donné par la figure (IV.6).

Une inductance shunt peut être installée dans les conditions suivantes :

- ✓ Pour compenser les surtensions survenant aux sous-stations desservies par des longues lignes pendant les périodes de faible charge, en raison de la capacité de la ligne (effet Ferranti) ;
- ✓ Pour compenser le facteur de puissance dans les usines de production, résultant d'une baisse transitoire et des limites de la stabilité de l'état statique.

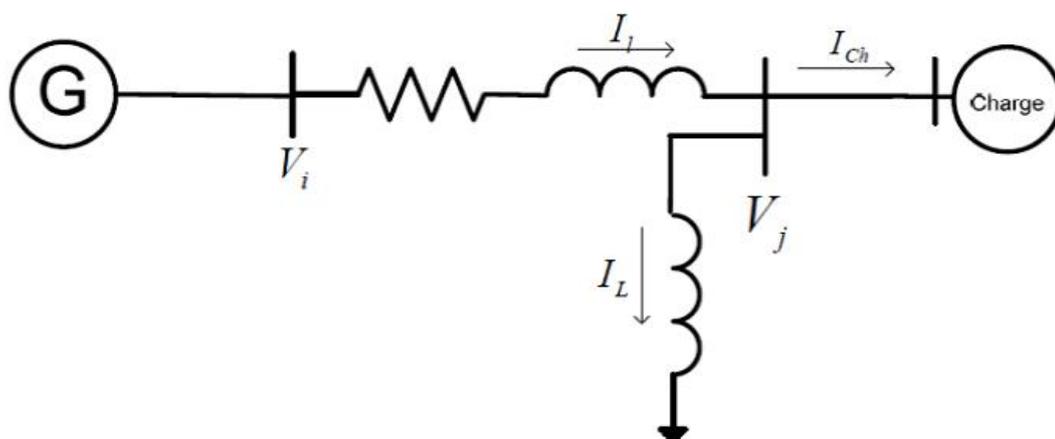


Figure IV.6 : Inductance shunt de compensation

IV.6.1.3 Compensateurs synchrones

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif, en agissant sur le courant d'excitation (une sous excitation permet à la machine d'absorber de la

puissance réactive et donc de diminuer la tension ; inversement, une sur excitation lui permet d'en fournir donc d'augmenter la tension). En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension [8].

IV.6.1.4 Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur [8].

IV.6.2 Systèmes FACTS (Flexible alternative Current Transmission Systems)

Les systèmes FACTS ont été développés pour maintenir la tension dans les limites admissibles et limiter les transits de puissance réactive. Ces systèmes à base d'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie.

Les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique de :

- ✓ Contrôler le flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS. ce contrôle doit être réalisé selon un cahier de charge prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs ;
- ✓ Améliorer la stabilité dynamique du système : entre autre des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuation des oscillations et le contrôle de la stabilité des tensions ;
- ✓ Contrôle des tensions dans les nœuds ;
- ✓ Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques ;
- ✓ Contrôle de la puissance réactive: Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergies active et par conséquence réduire les pertes de transmission ;
- ✓ Amélioration de la qualité de l'énergie [25].

Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories :

IV.6.2.1 Dispositifs FACTS série

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci [26].

➤ TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur. Ce montage permet un réglage sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. La figure (IV.7) illustre le schéma du TCSC.

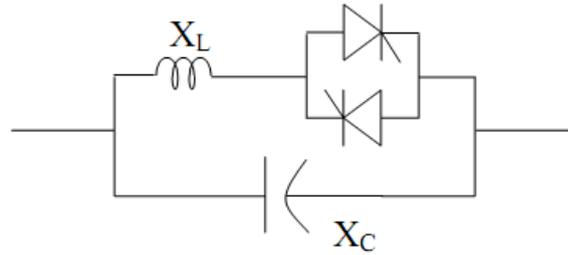


Figure IV.7 : Schéma d'un TCSC

➤ **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**

C'est un dispositif FACTS de la deuxième génération représenté sur la figure (IV.8).

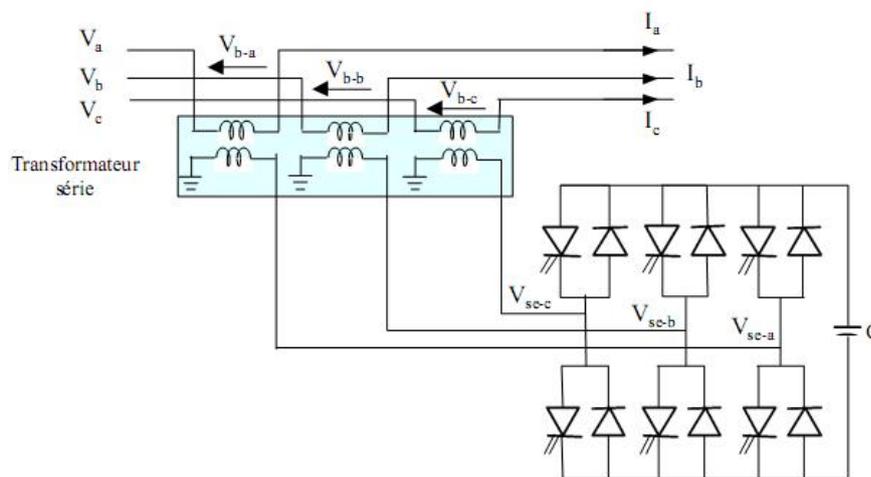


Figure IV.8 : Schéma de base du SSSC

Il est composé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur. Le SSSC agit sur le courant de ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension peut être capacitive ou inductive.

Un SSSC est capable d'augmenter ou diminuer le flux de puissance dans une ligne. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de la tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges.

IV.6.2.2 Dispositifs FACTS parallèles

Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances active et réactive, qui transitent dans la ligne [26].

➤ Le SVC (Static Var Compensator)

C'est un dispositif FACTS de la première génération, il utilise des thyristors classiques, commandés uniquement à l'amorçage. Le SVC est construit à partir d'éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive (capacité et inductance). La structure de base de ce contrôleur est l'association des dispositifs TCR (Thyristor Controlled Reactor) et TSC (Thyristor Switched Capacitor), bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques connectés au réseau à travers un transformateur de couplage figure (IV.9).

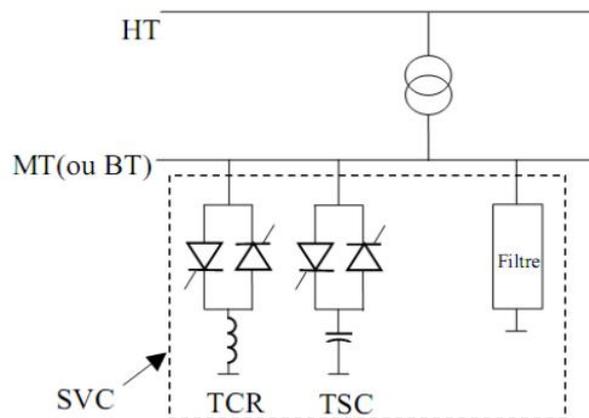


Figure IV.9 : Schéma du SVC

➤ STATCOM (Static Synchronous Compensator)

La figure (IV.10) représente le schéma de base d'un STATCOM, ce dernier est composé d'un convertisseur de tension triphasé et d'un transformateur shunt. Le convertisseur permet un échange de la puissance réactive dans les deux sens (absorber et fournir). Ceci est réalisé en contrôlant les tensions de sortie de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau (les pertes actives sont négligeables, la puissance active absorbée par le convertisseur est supposée négligeable).

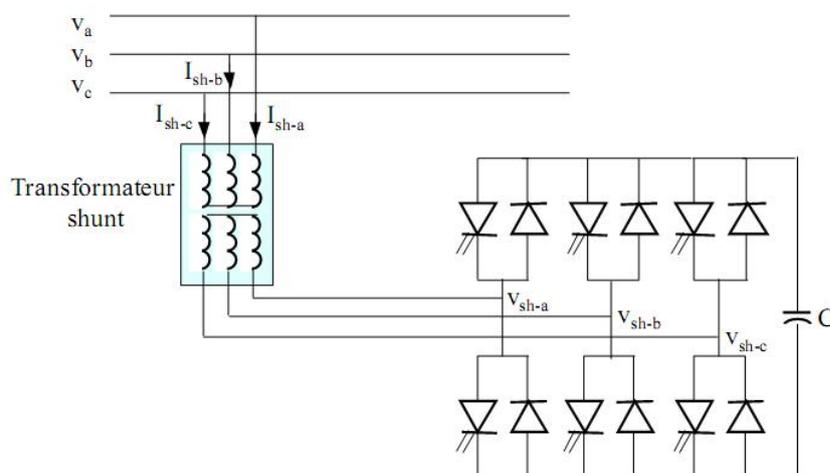


Figure IV.10 : Schéma de base du STATCOM

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM :

- ✓ Si la tension du convertisseur est supérieure à celle du réseau le courant circule du convertisseur vers le réseau ; le STATCOM produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif) la tension au point de connexion est alors augmentée.
- ✓ Si la tension du convertisseur est inférieure à celle du réseau le courant circule du réseau vers le convertisseur; le STATCOM consomme alors de la puissance réactive (comportement inductif) la tension au point de connexion est alors diminuée.
- ✓ Si les deux tensions sont égales aucun courant ne circule entre le réseau et le convertisseur (aucun échange d'énergie réactive).

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendamment de la tension de réseau.

La figure (IV.11) représente la caractéristique de fonctionnement de STATCOM

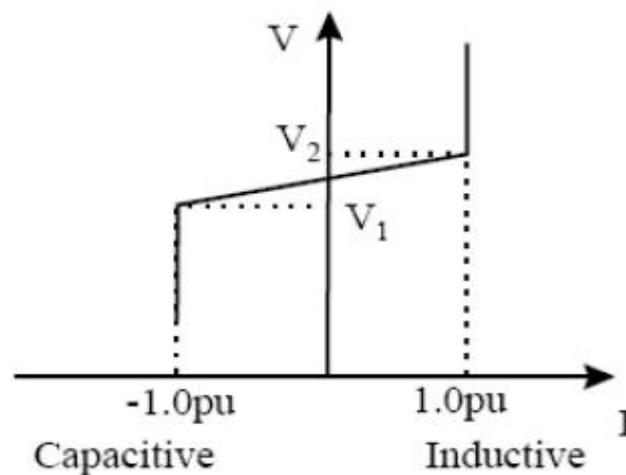


Figure (IV. 11) : caractéristique du STATCOM

IV.6.2.3 Dispositifs FACTS hybrides (série - parallèle)

Les dispositifs FACTS présentés auparavant (série et parallèle), permettent d'agir uniquement sur les trois paramètres déterminants la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (série et parallèle), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées. Parmi ces dispositifs on trouve :

➤ Contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC)

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est composé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté sur la figure (IV.12).

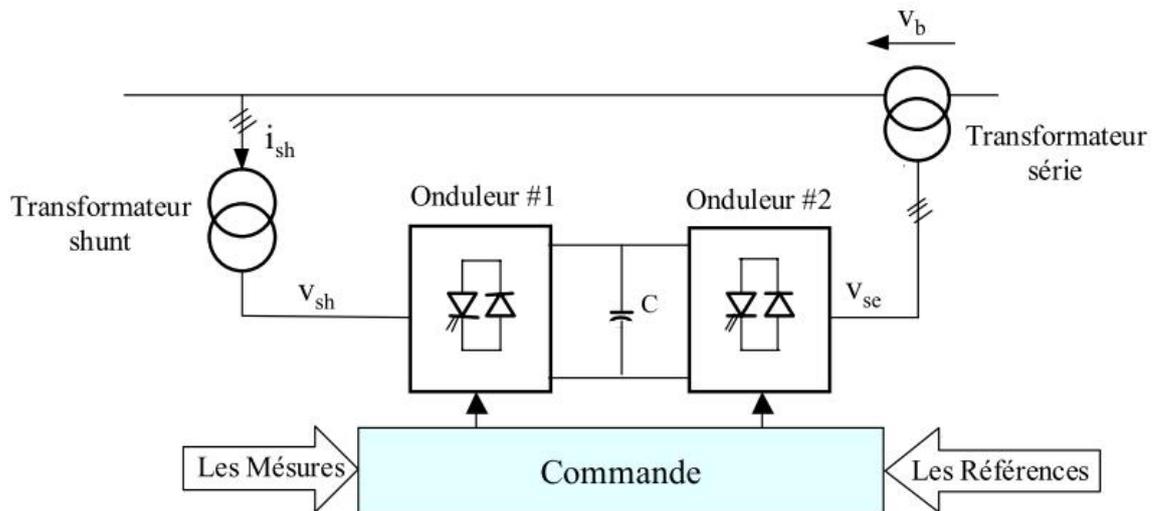


Figure IV.12 : Schéma de base de l'UPFC

IV.7 Services système

Un système d'énergie électrique peut être caractérisés par sa fréquence et ces différents niveaux de tension assurent la stabilité du système dans son intégralité, et sont également des indicateurs très précieux de la bonne exploitation, technique et économique, du système production-transport. Il existe également différents dispositifs mis en œuvre sur l'ensemble du réseau, et plus particulièrement sur les réseaux de distribution, qui permettent de maintenir la tension dans sa plage contractuelle.

IV.7.1 Réglage de la fréquence

En fonctionnement normal la fréquence d'un système d'énergie électrique est identique à un instant donné sur l'ensemble du réseau, elle représente la vitesse des groupes de production synchrones tous les alternateurs tournent à la même vitesse électrique. Les variations faibles de la fréquence, autour de sa valeur de référence, seront compensées par l'énergie cinétique des machines connectées au réseau. Par contre pour faire face à des variations de consommation plus importantes, les groupes de productions disposent de trois niveaux d'action : le réglage primaire, secondaire et tertiaire de fréquence [16].

IV.7.1.1 Réglage primaire de la fréquence (RPF)

Le réglage primaire de fréquence est une correction automatique assuré par des boucles de régulation situées au niveau des groupes de production. Il permet grâce à une action rapide (quelques secondes) de rétablir l'équilibre production / consommation et maintenir la fréquence proche de sa valeur de référence. L'action du réglage primaire, au niveau du groupe, est réalisée grâce à un régulateur de vitesse de type proportionnel qui agit sur les organes d'admission du fluide moteur de la turbine figure (IV.13).

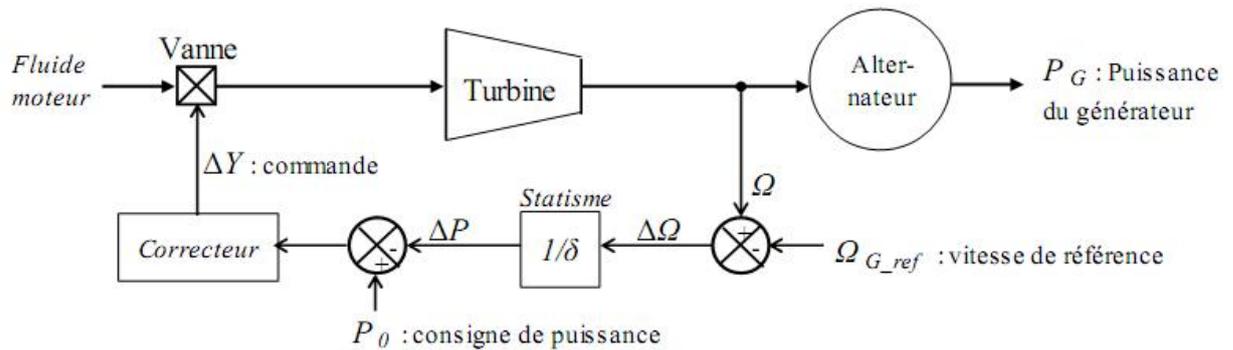


Figure IV.13 : Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse

II.7.1.2 Réglage secondaire de la fréquence (RSF)

L'objectif du réglage secondaire est de ramener la fréquence à sa valeur nominale tout en rétablissant les échanges de puissance entre les partenaires à leur valeur contractuelle. Pour cela un réglage automatique centralisé dans les centres nationaux de dispatching envoie de nouvelles consignes de puissance aux groupes participants au RSF. Ces groupes sont choisis selon leurs capacités dynamiques à moduler leur production et leur coût. Les RSF est plus lent que le réglage primaire et il intervient une dizaine de seconde après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire. Il permet également aux groupes ne participant pas à ce réglage de reconstituer leur réserve primaire figure (IV.14) en se retrouvant à leur point de fonctionnement initial [8].

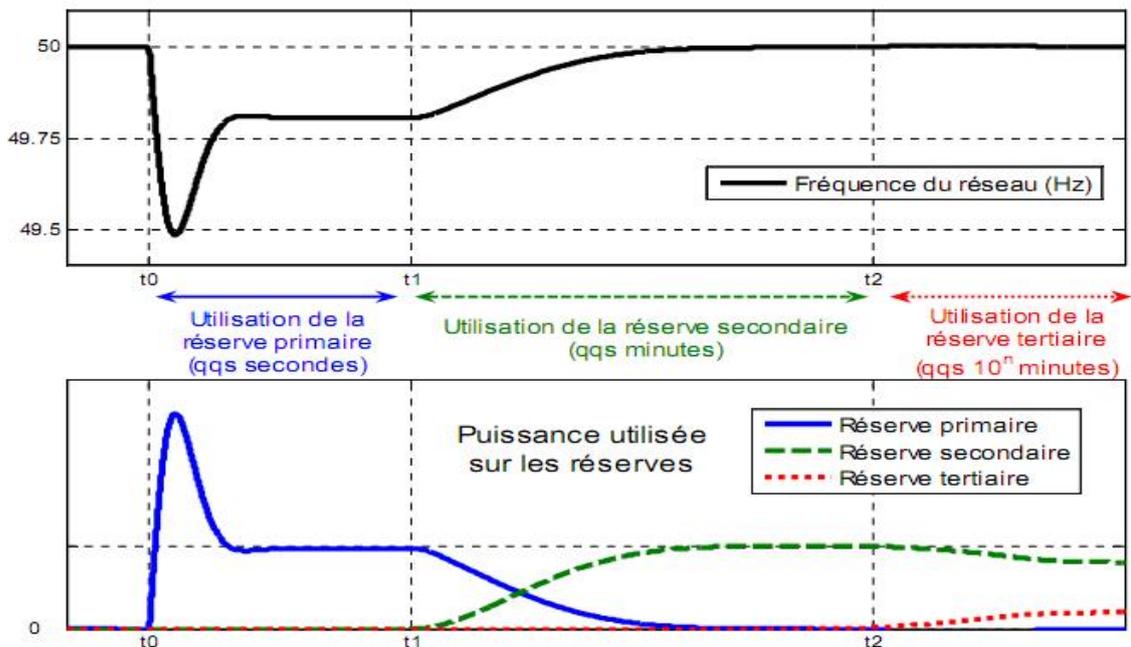


Figure IV.14 : Réglage hiérarchisé de fréquence emploi des différentes réserves suite à un défaut

IV.7.1.3 Réglage tertiaire de fréquence (RTF)

Le réglage tertiaire est un réglage manuel qui peut conduire à la mise en service de groupes de production, il est effectué par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Cette réserve tertiaire permet d'une part de compléter le réglage secondaire de fréquence si cette réserve s'est trouvée insuffisante pour ramener la fréquence à sa valeur nominale, mais également de compenser la différence entre production et consommation lors de variation lente de cet écart.

En somme, les réserves secondaire et tertiaire doivent être dimensionnées pour faire face aux pointes de consommations, alors que la réserve primaire doit faire face aux variations rapides de fréquence [16].

IV.7.2 Réglage de la tension

Un maintien des tensions, dans des valeurs acceptables dans un réseau de transport, suppose une bonne maîtrise des flux de transit de la puissance réactive. Cette maîtrise des flux démarre au niveau de la distribution au plus près de la charge par des moyens de compensation statique [16].

IV.7.2.1 Réglage primaire de tension (RPT)

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur [27].

IV.7.2.2 Réglage secondaire de tension (RST)

Le réglage primaire ne peut pas maîtriser la répartition de la tension et d'énergie réactive seule donc il est nécessaire de mettre une seconde action automatique agissant sur les alternateurs qui est le réglage secondaire de la tension, permet de coordonner l'action de plusieurs groupes dans une zone donnée. Un ensemble de groupes va réguler la tension d'un point particulier d'une zone appelée nœud pilote.

IV.7.2.3 Réglage tertiaire de tension (RTT)

Le réglage tertiaire de la tension est manuelle assurée par le dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes, va permettre de coordonner le plan de tension entre différentes zones régies par des RST.

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires [27].

IV.8 Stockage d'énergie

Produire à un instant donné plus d'énergie que l'énergie captable du vent à cet instant est impossible. L'utilisation d'un système de stockage améliorerait de manière significative les capacités d'intégrations des éoliennes dans le réseau. Un système permettant d'emmagasiner une grande quantité d'énergie tout en ayant une dynamique de réponse rapide qui permettrait de lisser toutes les variations instantanées de puissance et ainsi d'améliorer la qualité de l'énergie produite par les éoliennes [6].

IV.8.1 Stockage à court terme

Les moyens de stockage court terme, possédant un temps de réponse court, ce type de stockage est utilisé pour se prémunir contre les incidents potentiels sur la qualité de la tension, donc il permet de lisser les fluctuations de puissance du vent, sont :

- ✓ Les super-condensateurs fonctionnant à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et une connexion au réseau par le moyen d'un redresseur/onduleur.
- ✓ Les volants d'inertie entraînés par un variateur électronique utilisant un redresseur/onduleur.

Le phénomène de flicker limite le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution. L'utilisation d'un système de stockage inertiel permet d'atténuer ce phénomène en stockant de l'énergie lorsque la vitesse du vent augmente et en la restituant au réseau lors d'une diminution de la vitesse du vent. Le système de stockage inertiel est souvent présenté comme une solution car sa constante de temps est faible et qu'il a un meilleur rendement pour les sollicitations rapides. Les rendements de ces systèmes peuvent atteindre 92% [6].

IV.8.2 Stockage à long terme

Les moyens de stockage long terme, possédant une capacité de stockage importante, ce type de stockage est utilisé pour répondre aux pics d'appels de puissance aux heures chargées du réseau ; et en absence du vent sont :

- ✓ Les batteries alimentées à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et une connexion au réseau à l'aide d'un redresseur/onduleur.
- ✓ De l'air comprimé fonctionnant avec une machine à courant continu pilotée par un hacheur alimenté par un bus de tension continue et une connexion au réseau à l'aide d'un redresseur/onduleur.
- ✓ Les piles à combustible avec redresseur/onduleur pour la connexion au réseau et fonctionnement à l'aide un hacheur.

Ces sources possèdent trois paramètres importants pour leur exploitation : la valeur de l'énergie et de la puissance qu'elles sont capables de fournir ou emmagasiner ainsi que leur temps de réponse. On modélise ainsi ces dispositifs comme des sources de tension continue contrôlées en puissance avec des limites sur l'énergie stockée [6].

IV.9 Conclusions

Le système électrique tel qu'il a été conçu n'est pas adapté pour recevoir un grand nombre de production décentralisée. Le fonctionnement du système est donc influencé par l'intégration des générateurs éoliens à toutes les échelles : du réseau de distribution au réseau de transport. Ce chapitre a été dédié à étudier l'intégration d'une ferme éolienne dans les réseaux électrique. Ainsi, nous avons décrit la problématique de la connexion des éoliennes au réseau sur le profil de la tension au nœud de connexion cause du caractère fluctuant de la puissance générée par ce type de production et nous avons analysé les différents composants ou stratégies à mettre en œuvre pour résoudre ces problèmes. Nous avons mis en évidence l'utilité du stockage permettant de lisser la production malgré les variations de vent.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectif la commande et l'optimisation d'une chaîne de production de l'énergie électrique par l'énergie éolienne basée sur une machine asynchrone à double alimentation associée à un convertisseur statique. Pour ce faire, nous avons utilisé l'environnement MATLAB/Simulink pour la réalisation de ce travail.

Afin d'atteindre ces objectifs, Nous avons présenté dans le premier chapitre les différentes technologies utilisées dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique et l'exploitation maximales de la puissance du vent, grâce au progrès qu'a connu l'électronique de puissance. On a aussi présenté la structure qu'on a étudié dans ce travail. L'éolienne étudiée est à axe horizontal, fonctionne à vitesse variable associée à une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ainsi une description des différentes structures du réseau électrique.

Le douzième chapitre a fait l'objet d'une modélisation mathématique de différentes parties de l'aérogénérateur. Partant de la modélisation de la partie mécanique de l'aérogénérateur on a déterminé les relations à partir de la vitesse du vent, l'ensemble a été contrôlé de manière à maximiser en permanence la puissance produite en recherchant le point de fonctionnement à puissance maximum communément appelée MPPT. En deuxième temps, nous avons modélisé la partie électrique de la MADA. En troisième temps, on a modélisé le convertisseur à base d'IGBT commandés en MLI, l'utilisation de la technique MLI pour les convertisseurs permet le réglage de puissance entre le rotor et le réseau pour le fonctionnement dans les quatre quadrants de la MADA.

Dans le troisième chapitre, on a abordé une commande vectorielle en puissances active et réactive au niveau statorique. Dans cette partie, on a présenté l'étude théorique de la commande vectorielle ou on a exprimé les grandeurs statorique en fonction des grandeurs rotoriques dans le but du pilotage de la MADA par le rotor et on a illustré les résultats obtenus par la simulation de système éolien global.

Le quatrième chapitre a permis de mettre en évidence les différents impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques et les différents moyens de compensation du réactif et les dispositifs FACTS.

Les résultats obtenus par la simulation de système éolien global ont montré la performance vis-à-vis de la variation de la vitesse d'entraînement. De plus, la puissance active varie en fonction de la vitesse de vent et suit la puissance de référence.

Le travail réalisé ici donne une démarche générale pour l'intégration des éoliennes sur les réseaux électriques.

En ce qui concerne la poursuite de ce travail et comme perspective ça sera intéressant d'étudier l'impact de l'insertion d'une ferme éolienne sur les réseaux électriques instables.

Evaluer l'impact de l'énergie éolienne sur les systèmes électriques, et l'impact des réseaux sur les éoliennes ; étudier les interactions des compensateurs sur les réseaux électriques.

- [1] AGGOUN Ghania « Etude qualitative de l'association convertisseur machine pour l'entraînement électrique d'un système de génération éolienne » Mémoire de Magister, Université de TIZI-OUZOU
- [2] Yacine Abderrahmane BENCHERIF « Modélisation et commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation pour la production de l'énergie éolienne », Mémoire d'ingénieur, E.N.P- 10, Avenue Hassen Badi, 16200 El Harrach, Alger, Juin 2008.
- [3] SAKI.ALI & M.BELAIDI « Etude d'un Générateur Asynchrone dans La Production d'Energie Electrique par Eolienne », Mémoire d'ingénieur, E.N.P.10, Avenue Hassen-Badi, EL-HARRACH, ALGER, juin 2006.
- [4] Frédéric POITIERS « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne »Thèse Doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [5] K.IDJDARENE « Contribution à l'Etude et la Commande de Génératrices Asynchrones à Cage Dédiées à des Centrales Electriques Eoliennes Autonomes », Thèse doctorat, Université de Bejaia, 2010
- [6] B.BELTRAN « Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur »Thèse Doctorat, Université de Bretagne occidentale, 2010.
- [7] B.TOUAL « Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable » Mémoire de Magister, Université de Batna, 2010.
- [8] Alexandre TENINGE « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes application en milieu insulaire »Thèse Doctorat, L'Institut polytechnique de Grenoble, 2009.
- [9] KHETTACHE LAID « Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée » Mémoire de Magister, Université de Batna, 2007
- [10] Ye WANG « Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique Application à un Cas Insulaire »Thèse Doctorat, 2012.
- [11] N. MEKKAOUI « Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une Mini Centrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée » Mémoire de Magister, Université de Batna, 2004.
- [12] F.MERRAHI « Alimentation et Commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (Application à l'énergie éolienne) » Mémoire de Magister, ENP d'Alger, 2007
- [13] Armand. BOYETTE « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne » Thèse doctorat, Nancy 1, France 2006.

- [14] Herman BAYEM « Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques » Thèse Doctorat, PARIS-SUD 11, 2009.
- [15] Jean-Claude SABONNADIERRE, N. HADJ-SAID, « Ligne et réseau électrique 1: ligne d'énergie électrique », LAVOISIER, paris 2007.
- [16] Vincent COURTECUISSÉ « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », Thèse doctorat, Ecole doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur, 2008.
- [17] ABDOUNE Fateh « Etude et contrôle des aérogénérateurs basés sur les machines asynchrones à rotor bobiné » Mémoire de Magister, Université de Bejaïa, 2011.
- [18] Arnaud GAILLARD « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service » Thèse doctorat, Université Henri Poincaré, 2010
- [19] S.TARAF « Etude du stockage inertiel d'énergie dans une chaîne de conversion éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation » Mémoire de Magister, Université de Bejaïa, 2008.
- [20] Salma EL AIMANI « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension » Thèse Doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2004
- [21] B. ROBYNS, A. DAVIGNY, C. SAUDEMONT, A. ANSEL, V. COURTECUISSÉ, B. FRANCOIS, S. PLUMEL, J. DEUSE, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie » Centre National de Recherche Technologique (CNRT FUTURELEC) ; Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) ; Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI), 13 rue de Toul, F-59046 Lille Cedex, France ; Ecole Centrale de Lille, Cité Scientifique, BP 48, 59651 Villeneuve d'Ascq Cedex, France ; Supélec, Plateau de Moulon, 3 rue Joliot – Curie, 91192 Gif – sur - Yvette cedex, France ; Suez – Tractebel, avenue Ariane 7, B-1200 Bruxelles, Belgique.
- [22] Boutabba Tarek « Commande vectorielle en temps discret d'une Machine à Induction » Mémoire de Magister, Université de Batna, 2008.
- [23] A.DAVIGNY « participation aux servissés système de fermes d'éolienne à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » Thèse Doctorat, Lille, 2007.
- [24] P.BORNARD & M.PAVARD « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement », Technique d'ingénieur D 4090.
- [25] Abdelaïli ALIBI « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) » MEMOIRE de MAGISTER, UNIVERSITE DE BATNA, 2009

- [26] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » Thèse Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003
- [27] G.RAMI, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse doctorat de L'INP Grenoble, 09 Novembre 2006

Paramètres utilisés

Tableau I : paramètre de la MADA

symboles	valeurs
Puissance nominale P_n	1.5 MW
Résistance d'enroulement statorique R_s	0.012 Ω
Résistance d'enroulement rotorique R_r	0.021 Ω
Nombre de paire de pôles P	2
Inductance statorique L_s	0.0137 H
Inductance rotorique L_r	0.0136 H
Inductance mutuelle M	0.0135 H
Coefficient de frottement f	0.0024 N.m.s ⁻¹
Le moment d'inertie J	1000 kg.m ²
La vitesse angulaire ω_s	50*pi rad/sec

Tableau II : Paramètres de la turbine

symboles	valeurs
Rayon de l'hélice R	37 m
Gain du multiplicateur G	90
Densité d'air	1.225 kg/m ³

Tableau III : Paramètres de réseau

Symboles	valeurs
tension du réseau V	398 V
fréquence	50 Hz

Résumé

Ce travail présente la modélisation et la commande de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) pour la production de l'énergie éolienne. Pour ce faire, un modèle a été établi pour chaque composant de l'éolienne (Turbine, MADA et onduleur MLI). Afin d'atteindre le point de fonctionnement à puissance produite maximale (MPPT), une commande vectorielle en puissance active et réactive statorique a été élaborée. Le réglage de cette commande a été effectué par la synthèse de régulateur (PI). Cette étude a été conclue par la simulation de l'ensemble de l'éolienne. Nous avons pu ainsi constater la capacité de la MADA à intégrer ce genre d'application.