

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

**En** : Génie électrique

**Spécialité** : Commande de machine électrique

**Par** : BENHADDA Abdelmoundir  
BENTIFOUR Mustapha

### **Sujet**

**Commande d'une turbine éolienne à pitch variable basée sur un générateur synchrone à aimants permanents**

Soutenu publiquement, le 16 / 09 / 2017, devant le jury composé de :

Mr A. GORINE	MCB	Univ. Tlemcen	Président
Mr A. MECHERNENE	MCB	Univ. Tlemcen	Directeur de mémoire
Mr I. GUENOUNE	Doctorant	Univ. Tlemcen	Co- Directeur de mémoire
Mr M. LOUCIF	MCB	Univ. Tlemcen	Examineur

Année universitaire 2016/2017

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA**  
**RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

*Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen*

*Faculté de Technologie*

*N° attribué par la bibliothèque*

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME**  
**DE MASTER ACADEMIQUE**

**Spécialité : « Electrotechnique »**

**Option : « Commande des machines électriques »**

**préparé au Département de Génie Electrique et Electronique (GEE)**

**et présenté par**

***Abdelmoundir BENHADDA et Mustapha BENTIFOUR***

*Intitulé du mémoire*

---

**Commande d'une turbine éolienne à pitch variable**  
**basée sur un générateur synchrone à aimants**  
**permanents**

---

***sous la direction du Dr. Abdelkader MECHERNENE***

**soutenu publiquement le 16 Septembre 2017 devant la commission d'examen**  
**composée de :**

A. GORINE	Président	Maitre de Conférences	U.A.B - Tlemcen
A. MECHERNENE	Encadreur	Maitre de Conférences	U.A.B - Tlemcen
I. GUENOUNE	Co-encadreur	Doctorant	U.A.B - Tlemcen
M. LOUCIF	Examineur	Maitre Assistant	U.A.B - Tlemcen

**Année universitaire 2016 - 2017**

---

**J**E dédie ce travail :

- *à ma mère et mon père pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien continu durant mon travail. Que Dieu vous protège.*
- *à mes frères, que Dieu vous garde, je vous aime et je vous souhaite une vie pleine de succès et de réussite.*
- *à tout ma famille et surtout mon cousin Amine SERIR*
- *Et enfin à tout ce ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans mon travail ainsi qu'à tout les membres de la promotion du Master Electrotechnique, option "Commande des machines électriques", sans oublier mon cher ami Abdelhak AMAR BENSABER pour leur aide et leur soutien.*

Abdelmoundir BENHADDA  
Tlemcen, le 16 septembre 2017

---

## Dedicaces 2

**J**E dédie ce travail :

- à mes parents qui m'ont beaucoup aidé pour terminer mes études, et qui m'ont tellement encouragé moralement et psychiquement, et qui se sont sacrifiés pour moi.
- à mes frères et ma sœur, à ma nièce Aya, à mes neveux Islam, Abdelkader et Abdelwarith, à mes amis et toute la famille BENTIFOUR et la famille BELHADJ.
- à tous les enseignants du département de Génie Electrique et à tous mes amis de la promotion commandes des machines (2016-2017)surtout Moussa BOUSEHABA et Ilyes OSMANI pour leurs soutien.
- aux martyrs de la lutte de libération nationale qui par leur sacrifice ont permis à nos générations d'accéder à la liberté et à la science.

Mustapha BENTIFOUR  
Tlemcen, le 16 septembre 2017

---

## Remerciements

Ce document présente les travaux effectués dans le cadre de notre projet de fin d'étude de Master au Département de Génie Électrique et Électronique de la Faculté de Technologie de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen.

Avant tout, nous remercions Allah, le tout puissant de nous avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Avec respect, nous tenons à remercier tout le corps enseignant de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen pour nous avoir suivi tout au long de nos études.

Nous tenons à exprimer notre gratitude à Monsieur Abdelkader MECHERNENE, Maître de conférences à l'UABT, pour avoir dirigé ce travail, pour son assistance et ses judicieuses orientations. Nous remercions également notre co-encadreur Monsieur Ibrahim GUENOUNE pour son aide, ses conseils lors des simulations réalisées.

Nous sommes particulièrement sensibles à l'honneur que nous a fait Monsieur Ali GORINE, Maître de Conférences à l'UABT, pour avoir accepté de présider notre jury de soutenance

Nous tenons également à adresser nos remerciements au Docteur Mourad LOUCIF, Maître assistant à l'UABT, pour avoir lu et examiné ce travail.

Merci enfin à tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont aidé et donc ont contribué au succès de ce travail.

Abdelmoundir BENHADDA    Mustapha BENTIFOUR  
Tlemcen, le 16 septembre 2017

# TABLE DES MATIÈRES

DEDICACES 1	i
DEDICACES 2	ii
REMERCIEMENTS	iii
NOMENCLATURE	x
GLOSSAIRE	xii
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
<b>I GÉNÉRALITÉ SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE</b>	<b>3</b>
I.1 INTRODUCTION	4
I.2 HISTORIQUE	4
I.3 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	5
I.3.1 Avantages	5
I.3.2 Inconvénients	5
I.4 PRINCIPE DE LA CONVERSION D'ÉNERGIE	5
I.5 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE ÉOLIENNE	6
I.6 DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES	7
I.6.1 Axe vertical (VAWT)	7
I.6.1-a Avantages et inconvénient des machines à axe vertical	10
I.6.2 Axe horizontal (HAWT)	10
I.6.2-a Principaux composants d'une éolienne	13
I.7 CLASSEMENT DES ÉOLIENNES	15
I.7.1 Éoliennes à vitesse fixe	15
I.8 TYPES DE MACHINES ÉLECTRIQUES UTILISÉES DANS LES SYSTÈMES ÉOLIENS	17
I.8.1 Systèmes non couplés au réseau alternatif	17
I.8.2 Systèmes couplés au réseau alternatif	18
I.8.2-a Machine synchrone	18
I.8.2-b Machine asynchrone à cage	19
I.8.2-c Machine synchrone à aimants permanents	19
I.8.2-d Machine asynchrone à double alimentation	20
I.9 CONCLUSION	21
<b>II MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE LA TURBINE ÉOLIENNE</b>	<b>22</b>
II.1 INTRODUCTION	23

II.2	MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE D'UNE ÉOLIENNE	23
II.2.1	Reproduction de la vitesse du vent	23
II.2.2	Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne et coefficient de puissance	23
II.2.3	Modèle de la turbine éolienne	26
II.2.4	Equation dynamique de la turbine	26
II.3	COMMANDE DE PUISSANCE DES ÉOLIENNES	28
II.3.1	Contrôle de l'angle des pales « pitch control »	28
II.3.2	Contrôle de l'angle des pales "Stall Control"	29
II.3.3	Modélisation du système d'orientation des pales	30
II.4	COMMANDE DANS LA ZONE DE FONCTIONNEMENT EN DESSOUS DE LA PUISSANCE NOMINALE	31
II.4.1	Caractéristique de puissance	31
II.4.2	Principe de la MPPT	32
II.4.3	Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation	33
II.4.4	Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation	34
II.5	RÉSULTATS DE SIMULATION	36
II.5.1	Beta fixe ( $\beta = 2$ )	36
II.5.2	Beta variable	39
II.6	CONCLUSION	42
III	MODÉLISATION DE LA MSAP ET DU RÉDRESSEUR MLI	<b>43</b>
III.1	INTRODUCTION	44
III.2	GÉNÉRALITÉ SUR LA MSAP	44
III.3	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA MSAP	44
III.4	AVANTAGES DE LA MSAP	45
III.5	SYNCHRONISATION DES ALTERNATEURS	45
III.6	MODÉLISATION DE LA MSAP FONCTIONNEMENT MODE GÉNÉRATRICE	46
III.6.1	Hypothèses simplificatrices	46
III.6.2	Mise en équation de la MSAP	46
III.6.2-a	Equations électriques	47
III.6.2-b	Equation magnétique	50
III.6.3	Equation mécanique	52
III.7	MODÉLISATION DES CONVERTISSEUR DE PUISSANCE	53
III.7.1	Introduction	53
III.7.2	Redresseur a commande MLI	53
III.7.3	Principe de fonctionnement	54
III.7.4	Techniques de commande MLI	54
III.7.4-a	MLI à Bande d'hystérésis	54
III.7.4-b	MLI à échantillonnage périodique	55
III.7.4-c	MLI à porteuse triangulaire	55
III.7.5	Modélisation du redresseur MLI [3]	55
III.7.5-a	Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel triphasé	59
III.7.5-b	Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixes $\alpha\beta$	61

---

III.7.5-c Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant . . . . .	62
III.7.6 Simulation du redresseur . . . . .	63
III.7.6-a Résultat de simulation . . . . .	63
III.8 CONCLUSION . . . . .	66
<b>IV COMMANDE PAR MODE GLISSANT DU GSAP</b>	<b>67</b>
IV.1 INTRODUCTION . . . . .	68
IV.2 SYSTÈMES À STRUCTURE VARIABLES . . . . .	68
IV.3 MODES DE LA TRAJECTOIRE DANS LE PLAN DE PHASE . . . . .	70
IV.4 CONCEPTION DE LA COMMANDE PAR MODE DE GLISSEMENT . . . . .	71
IV.4.1 Choix de la surface de glissement . . . . .	71
IV.4.2 Conditions de convergence . . . . .	72
IV.4.3 Calcul de la commande . . . . .	73
IV.5 PHÉNOMÈNE DE BROUITEMENT (CHATTERING) . . . . .	76
IV.6 ELIMINATION DU PHÉNOMÈNE DE CHATTERING . . . . .	76
IV.7 APPLICATION DE LA COMMANDE PAR MODE DE GLISSEMENT À LA GSAP	77
IV.8 SIMULATION ET RÉSULTATS . . . . .	80
IV.9 CONCLUSION . . . . .	90
<b>CONCLUSION GÉNÉRALE</b>	<b>91</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>95</b>
<b>ANNEXE A</b>	<b>1</b>
<b>ANNEXE B</b>	<b>3</b>
<b>ANNEXE C</b>	<b>6</b>

# TABLE DES FIGURES

I.1	Principe de la conversion d'énergie . . . . .	6
I.2	Exemples des constructions VAWT . . . . .	8
I.3	Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus . . . . .	9
I.4	Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius . . . . .	10
I.5	Exemples des constructions HAWT . . . . .	11
I.6	Taille des hélices en m et puissance en kW . . . . .	12
I.7	Type de montage de la voilure . . . . .	12
I.8	Différentes parties d'une éolienne . . . . .	14
I.9	Vitesse fixe . . . . .	16
I.10	Vitesse variable . . . . .	17
I.11	Aérogénérateur à génératrice asynchrone à cage . . . . .	17
I.12	Système éolien à base d'une MS et convertisseur électronique . . . . .	18
I.13	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable . . . . .	19
I.14	Système éolien basé sur la MS à excitation avec un aimant permanent . . . . .	20
II.1	Démonstration de la loi de Betz . . . . .	24
II.2	Rapport des deux puissances en fonction du rapport des deux vitesses du vent en aval et en amont . . . . .	25
II.3	Modèle de la turbine . . . . .	27
II.4	Modèle simplifié de la turbine . . . . .	28
II.5	Schéma bloc du modèle de la turbine . . . . .	29
II.6	Orientation des pales . . . . .	30
II.7	Boucle de régulation de l'angle de calage des pales . . . . .	31
II.8	Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable . . . . .	32
II.9	Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation . . . . .	33
II.10	Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation . . . . .	35
II.11	Profil du vent . . . . .	36
II.12	Vitesse mécanique de la turbine . . . . .	36
II.13	Couple électromagnétique . . . . .	37
II.14	variation de la puissance produite par la turbine . . . . .	37
II.15	Lambda . . . . .	38
II.16	Coefficient de puissance ( $C_p$ ) . . . . .	38
II.17	L'angle de calage ( $\beta$ ) . . . . .	38
II.18	Profil du vent . . . . .	39
II.19	Vitesse mécanique de la turbine . . . . .	39
II.20	Couple électromagnétique . . . . .	40
II.21	variation de la puissance produite par la turbine . . . . .	40

II.22	Vitesse relative	41
II.23	Coefficient de puissance (cp)	41
II.24	Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse du vent	41
III.1	a- Structure à rotor interne b- Structure à rotor externe	45
III.2	a- Machine asynchrone b- Machine synchrone à aimants permanents	47
III.3	Schéma représentatif de la MSAP	47
III.4	Représentation équivalente dans le repère $dq$	48
III.5	Passage de repère naturel du stator au repère $(d, q)$ de Park	49
III.6	Circuit équivalent de la MSAP -convention moteur-	50
III.7	Modèle de PARK pour la GSAP	51
III.8	Topologies de base d'un redresseur de tension	53
III.9	Principe de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis	54
III.10	Modulateur MLI à échantillonnage périodique	55
III.11	Modulateur MLI à porteuse triangulaire	55
III.12	Schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau	56
III.13	Pont redresseur	56
III.14	Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI	57
III.15	présentation de vecteur de tension $v_k$	58
III.16	Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans les coordonnées triphasées	60
III.17	Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le système de coordonnées fixes $\alpha\beta$	61
III.18	Schéma fonctionnel du redresseur MLI de tension dans le référentiel tournant $dq$	62
III.19	Source de tensions $e_a, e_b$ et $e_c$	63
III.20	Tension du bus continu $V_{dc}$	64
III.21	Tensions MLI $s_a, s_b$ et $s_c$	64
III.22	Source de tensions $e_a, e_b$ et $e_c$	64
III.23	Tension du bus continu $V_{dc}$	65
III.24	Courant de charge $i_{ch}$	65
III.25	Tensions MLI $s_a, s_b$ et $s_c$	65
IV.1	Trajectoires de $f^+$ et $f^-$ pour le mode de glissement	70
IV.2	Les modes de trajectoire dans le plan de phase	71
IV.3	linéarisation exacte de l'écart	72
IV.4	Commande équivalente	74
IV.5	La fonction <i>signe</i>	75
IV.6	Fonction <i>sat</i>	76
IV.7	Fonction <i>smooth</i>	77
IV.8	Schéma de la simulation globale	80
IV.9	Profile du vent	81
IV.10	Vitesse de la Génératrice	81
IV.11	Couple électromagnétique	82
IV.12	Vitesse relative	82
IV.13	Coefficient de puissance	82

---

IV.14	L'angle de calage ( $\beta$ )	83
IV.15	variation de la puissance produite par la turbine	83
IV.16	Tension de la GSAP d'axe directe	84
IV.17	Tension de la GSAP d'axe en quadrature	84
IV.18	Courant de la GSAP d'axe directe	85
IV.19	Courant de la GSAP d'axe en quadrature	85
IV.20	Profil du vent	86
IV.21	Vitesse de la génératrice	86
IV.22	Couple électromagnétique	87
IV.23	Variation de la puissance produite par le Générateur	87
IV.24	Vitesse relative	88
IV.25	Coefficient de puissance	88
IV.26	Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse du vent	88
IV.27	Courant de charge	89
IV.28	Tension de bus continue	89
29	Alimentation triphasée	3
30	Bloc du GSAP	3
31	Bloc du Redresseur	4
32	Bloc de la MLI sinus-triangle	4
33	Réglage de la tension $V_d$ par mode glissant	5
34	Réglage de la tension $V_q$ par mode glissant	5
35	Réglage de l'angle de calage des pales	5
36	Régulateur PI	5
37	Boucle de régulation de la vitesse	6

---

## Nomenclature

Les principales notations et abréviations utilisées dans ce mémoire sont explicitées ci-dessous, sous leur forme la plus couramment employée dans le domaine du génie électrique.

### Grandeurs électriques et mécaniques

Nom	Symbole	Unité
Couple résistant	$C_r$	$Nm$
Temps	$t$	$s$
Tension	$U$	$V$
Courant	$I$	$A$
Puissance	$P$	$W$
Flux magnétique	$\psi$	$Wb$
Induction magnétique	$B$	$T$
Facteur de puissance	$\cos \varphi$	–
Fréquence	$f$	$Hz$
Pulsation électrique	$\omega$	$rad/s$
Pulsation mécanique de rotation	$\Omega$	$rad/s$
Angle (position)	$\theta$	$^\circ$

**Grandeurs électrique de la GSAP**

Nom	Symbole	Unité
Coefficient de frottement visqueux	$f$	$N.s/rad$
Constant de temps statorique	$T_s$	$s$
Moment d'inertie	$J$	$kg.m^2$
Inductance propre d'une phase statorique	$L_s$	$H$
Nombre de paire de pôle	$p$	—
Resistance de l'enroulement statorique par phase	$R_s$	$\Omega$

**Grandeurs mécanique de la turbine**

Nom	Symbole	Unité
Angle d'orientation des pales	$\beta$	$^\circ$
Vitesse de Vent	$V$	$m/s$
Vitesse de Vent estimer	$V_{est}$	$m/s$
Couple aérogénérateur de l'éolienne	$C_t$	$Nm$
Couple mécanique de la turbine	$C_m$	$Nm$
Couple électromagnétique de la turbine	$C_{em}$	$Nm$
Couple électromagnétique de référence	$C_{em-ref}$	$Nm$
Vitesse mécanique de la génératrice	$\omega_{mec}$	$rad/s$
Vitesse de la turbine	$\Omega_t$	$rad/s$
Vitesse de la turbine de référence	$\Omega_{t-ref}$	$rad/s$
Coefficient de puissance	$C_p$	—
Coefficient de puissance optimal	$C_{p-opt}$	—
Gain de multiplicateur	$G$	—
Masse volumique de l'air	$\rho$	—
Puissance aérogénérateur	$P_t$	$W$
Rayon de pale	$R$	$m$
Nombre de pale	$p$	—
Vitesse relative	$\lambda$	—
Vitesse relative optimale	$\lambda_{opt}$	—
Moment d'inertie de la turbine	$J_t$	$kg.m^2$
Moment d'inertie de la génératrice	$j$	$kg.m^2$
Moment d'inertie totale	$J$	$kg.m^2$

---

## Glossaire

Acronyme	Signification
MS	Machine Synchrone
MSAP	Moteur Synchrone à Aimants Permanents
GSAP	Générateur Synchrone à Aimants Permanents
MAS	Machine Asynchrone
MADA	Moteur Asynchrone à Double Alimentation
GADA	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
MCC	Moteur à Courant Continu
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
CCM	Convertisseur Côté Machine
CCR	Convertisseur Côté Réseau
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Correcteur Proportionnel Intégrale
f.e.m	Force électromotrice
f.m.m	force magnétomotrice
MLI	Modulation par Largeur d'Impulsion
AC	Alternative Current
DC	Direct Current
MC	Mode de Convergence
MG	Mode de Glissement
MRP	Mode de Régime Permanent
CSV	Commande à Structure Variable

---

## Introduction générale

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles. En plus de son exploitation en mer pour faire avancer les bateaux, ce type d'énergie a été exploité sur terre durant au moins les 3000 dernières années. En effet, des moulins à vent à axe vertical étaient déjà utilisés dans les hautes terres Afghanes sept siècles A.C. pour moudre du grain. Ainsi, dans un premier temps, l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique. C'est en 1891 que le Danois Poul LaCour construisit pour la première fois une turbine à vent générant de l'électricité.

Depuis, la technologie des aérogénérateurs a évidemment évoluée. Ceci a permis à l'énergie éolienne, de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles. Bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, il leur reste encore une grande marge de progrès technologique. Dans les années 1940, on pensait que la technologie des automobiles n'allait plus vraiment évoluer. La même réflexion était faite à propos des avions dans les années 70.

Ces technologies ont pourtant progressé. De même, il n'y a pas de doute que les aérogénérateurs évolueront encore, et la recherche a un rôle important à jouer dans ce sens. On peut notamment y introduire plus « d'intelligence ».

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce sont les algorithmes de commande qui permettent de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant.

Dans notre pays, les énergies renouvelables à leur tête l'énergie éolienne accusent un retard considérable par rapport aux autres nations voisines. Les études qui se font dans le domaine de l'éolien se comptent sur les bouts des doigts. Le but de ce travail est d'apporter une contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne ; pour ce faire notre choix s'est porté sur une éolienne à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP).

Ce choix est justifié par l'intérêt que la recherche consacre à ce type de structures vu qu'elles sont décrites comme étant les éoliennes de l'avenir. En effet le développement actuel dans le domaine des matériaux magnétiques a fait que l'inconvénient majeur de ces structures à savoir le prix des aimants permanents ne soit plus un obstacle pour construire des éoliennes gigantesques à base de génératrice synchrone à aimants permanents(GSAP), un objectif qui, des années avant, était impossible vu l'énorme prix des aimants permanents.

Notre travail consiste en premier lieu de dresser la situation de l'éolien dans le monde jusqu'à la fin de l'année 2009, de décrire l'état de l'art de la conversion de l'énergie éolienne à savoir le principe de la conversion de l'énergie cinétique véhiculée par le vent en énergie mécanique qu'on récupère au niveau de l'arbre lent de la turbine, celle-ci à son tour est transmise à l'arbre rapide de la génératrice qui a son tour la converti en énergie électrique et qui est transmise au réseau de distribution à travers une structure d'électronique de puissance

Différentes structures sont décrites, celles qui utilisent le principe de la vitesse fixe (machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS)) et de la vitesse variable (machine asynchrone à double alimentation (MADA), machine synchrone à rotor bobine (MS) et machine synchrone à aimants permanents (MSAP)).

La deuxième partie sera consacrée à la modélisation de la turbine éolienne et aux différents modes de son fonctionnement pour ainsi dresser une méthodologie de contrôle adéquate, alors deux algorithmes de contrôle de la turbine seront détaillés. Le premier consiste à maximiser la puissance captée du vent pour des fonctionnements à vent faible appelée MPPT (M.P.P.T : Maximum Power Point Tracking) (méthode de recherche du maximum de puissance) et une deuxième qui est utilisée pour des vents forts appelée calage variable des pales (PITCH), pour l'optimisation de la puissance éolienne captée, Nous utilisons un régulateur proportionnel intégral (PI).

La troisième partie sera dédiée à la modélisation de la GSAP et de la transmission au réseau de distribution. Les différentes parties sont modélisées dans le repère de Park pour simplifier le contrôle de la chaîne globale de conversion, c'est ainsi qu'un modèle équivalent de la GSAP, du redresseur, du bus continu est détaillé dans cette partie.

Dans le quatrième et dernier chapitre est consacré au contrôle global de la chaîne de conversion éolienne. Une commande par mode glissant du générateur synchrone à aimants permanents(GSAP), contrôle des convertisseurs et du bus continu. Ce travail s'achève par une conclusion générale qui résume tout le travail.

## Chapitre I

---

# Généralité sur l'énergie éolienne

### SOMMAIRE

---

I.1	INTRODUCTION . . . . .	4
I.2	HISTORIQUE . . . . .	4
I.3	AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE . . . . .	5
I.3.1	Avantages . . . . .	5
I.3.2	Inconvénients . . . . .	5
I.4	PRINCIPE DE LA CONVERSION D'ÉNERGIE . . . . .	5
I.5	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE ÉOLIENNE . . . . .	6
I.6	DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES . . . . .	7
I.6.1	Axe vertical (VAWT) . . . . .	7
I.6.2	Axe horizontal (HAWT) . . . . .	10
I.7	CLASSEMENT DES ÉOLIENNE . . . . .	15
I.7.1	Eoliennes à vitesse fixe . . . . .	15
I.8	TYPES DE MACHINES ÉLECTRIQUES UTILISÉES DANS LES SYSTÈMES ÉOLIENS	17
I.8.1	Systèmes non couplés au réseau alternatif . . . . .	17
I.8.2	Systèmes couplés au réseau alternatif . . . . .	18
I.9	CONCLUSION . . . . .	21

---

## I.1 Introduction

Il existe des sources d'énergie inépuisable, des énergies naturelles qui ne s'épuise jamais on les appellent les énergies renouvelables. Après l'énergie du bois, la première énergie qui a été exploitée par l'homme c'est l'énergie éolienne [21]. L'énergie du vent se renouvelle sans cesse, elle peut faire tourner des moulins et à avancer des bateaux mais elle permet aussi de créer de l'électricité grâce à des normes éoliennes. Une centrale éolienne ou aérogénérateur produite de l'électricité grâce au vent, sans abîmer notre planète, une source d'énergie renouvelable, inépuisable et gratuite.

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité où elle est appelée à jouer un rôle plus important. Ces modes de production ainsi que les moyens de production associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies [11].

## I.2 Historique

Depuis plusieurs siècles (avant 3000 ans environ) l'énergie du vent, comme étant une source d'énergie inépuisable non polluante, a été exploitée. Avant que les énergies fossiles (le pétrole et le charbon) aient été découvertes, les Egyptiens et les Perses ont comamencé à utiliser cette énergie pour le pompage d'eau[20] .

Ensuite, des siècles avant les Européens l'homme servis des moulins à vent pour moudre le blé (environs 200000 moulins à vent en Europe vers le milieu du 19ème siècle). Probablement, la première turbine à vent générant de l'électricité a été construite par le danois Poul La Cour en 1891. Cette technologie n'a cessé d'évaluer, durant la première et la deuxième guerre mondiale elle a été améliorée avec une grande échelle par les ingénieurs danois. L'investissement pour l'amélioration et la modernisation de la technologie des aérogénérateurs commencé juste après la crise pétrolière de 1974. Parmi ces investissements, on cite le premier marché de la Californie au cours des années 1980-1986. Au début avec des turbines de moyenne puissance (55 kW), puis 144 machines d'une puissance totale de 7 MW en1981 et 4687 machines avec un total de 368 MW en 1985. Après ces années, l'industrie de l'éolienne a été développée dans des pays comme l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne après le décolllement du marché européen. En 1998, la contribution de ces trois pays au marché mondial atteint 10000 MW et en 2004 environ 47000 MW avec 7500 MW d'une croissance annuelle [7].

Au cours de la dernière décennie, l'emploi de l'énergie éolienne a connu une hausse considérable. Parmi toutes les sources d'énergie, l'énergie éolienne est bien implantée avec une croissance forte.

## I.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

### I.3.1 Avantages

- Contrairement aux énergies fossiles, l'énergie éolienne est une énergie renouvelable, inépuisable et gratuite.
- L'énergie éolienne est une énergie propre, n'émet pas de gaz à effet de serre.
- Parmi toutes les énergies renouvelables, l'énergie éolienne est la moins chère à produire.
- Au terme de comparaison l'énergie éolienne est plus sécurisée et ne produit pas des déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire qui présente beaucoup de risques.
- La demande et la consommation de l'électricité est plus élevée en hiver ce qui correspond à la grande productivité (vent plus forts).
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

### I.3.2 Inconvénients

- L'impact visuel, ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéroturbines.
- Les aérogénérateurs produisent une puissance électrique n'est pas constante pour cela, la qualité de cette puissance n'est pas toujours bonne.

## I.4 Principe de la conversion d'énergie

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.

Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique. Le fonctionnement général est illustré par la figure I.1 ; l'ensemble de la chaîne de conversion fait appel à des domaines très divers et pose des problèmes aérodynamiques, mécaniques, électriques ou d'automatique.

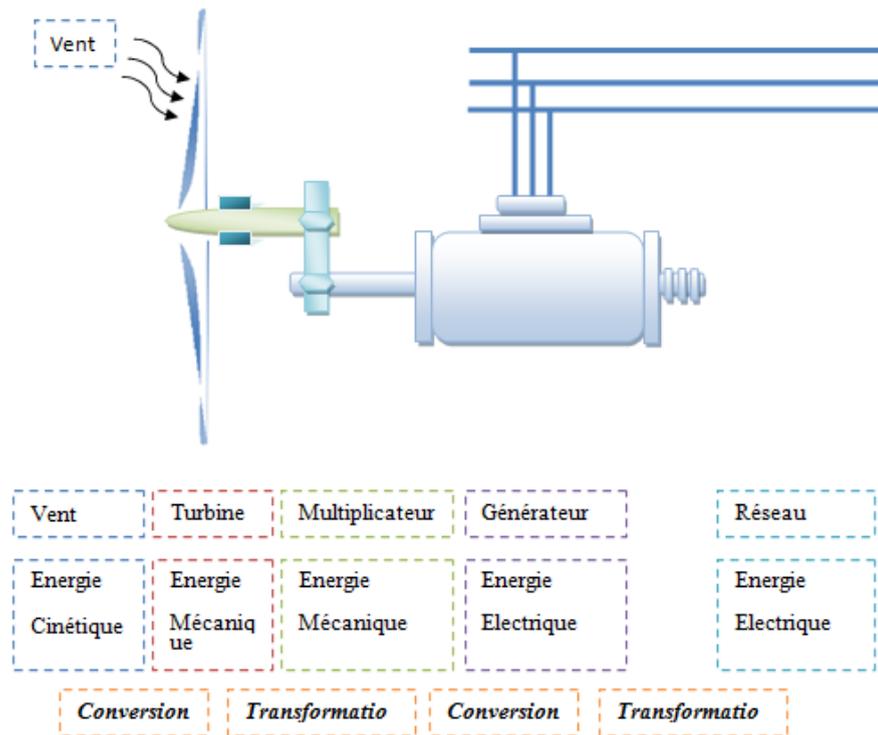


FIGURE I.1 – Principe de la conversion d'énergie

## I.5 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Un dispositif oriente automatiquement la nacelle face au vent grâce à une mesure de la direction du vent effectuée par une girouette située à l'arrière de la nacelle. La turbine éolienne est munie de pales fixes ou orientables et tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 tr/min. Plus le nombre de pales est grand plus le couple au démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite [27]. Les turbines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques. Elles ont un rendement énergétique moindre, et sont plus bruyantes puisqu'elles tournent plus vite. Elles provoquent une perturbation visuelle plus importante de l'avis des paysagistes. De plus, un nombre pair de pales doit être évité pour des raisons de stabilité. En effet, lorsque la pale supérieure atteint le point le plus extrême, elle capte la puissance maximale du vent. A ce moment, la pale inférieure traverse la zone abritée du vent par la tour. Cette disposition tend à faire fléchir l'ensemble de la turbine vers l'arrière. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants fabriquent des aérogénérateurs tripales. Lorsque des pales fixes sont utilisées, un dispositif de freinage aérodynamique est utilisé permettant de dégrader le rendement de la turbine au delà d'une certaine vitesse (décrochage aérodynamique ou stall control). Sinon, un mécanisme d'orientation des pales permet la régulation de la puissance et un freinage (réglage aérodynamique).

Un arbre dit lent relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.

Un multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique (qui est généralement entraîné à environ 1500 tr/min). Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.

Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur. Il existe certaines éoliennes comportant un refroidissement à l'eau.

La génératrice (ou l'alternateur) est généralement asynchrone, et sa puissance électrique peut varier entre 600 kW et 4.5 MW.

Les signaux électroniques émis par l'anémomètre sont utilisés par le système de contrôle-commande de l'éolienne pour démarrer l'éolienne lorsque la vitesse du vent atteint approximativement 5 m/s. De même, le système de commande électronique arrête automatiquement l'éolienne si la vitesse du vent est supérieure à 25 m/s afin d'assurer la protection de l'éolienne.

Le système de contrôle-commande comporte un ordinateur qui surveille en permanence l'état de l'éolienne tout en contrôlant le dispositif d'orientation. En cas de défaillance (par exemple une surchauffe du multiplicateur ou de la génératrice), le système arrête automatiquement l'éolienne et le signale transmis à l'ordinateur de l'opérateur via un modem téléphonique.

## I.6 Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical (VAWT) et celles à axe horizontal (HAWT).

Bien qu'il existe des turbines à axe vertical (Darrieus, Savonius), les machines à axes horizontal dominant très largement le marché des petites puissances (quelques 10 W jusqu'aux plus élevées, de quelques MW).

### I.6.1 Axe vertical (VAWT)

Par contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Les premières structures développées pour la production de l'électricité sont les aérogénérateurs à axe vertical. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [11].

Ce type d'éoliennes est très peu répandu et assez mal connue [6], de nos jours elles sont très peu mises en œuvre car elles sont moins performantes que celles à axe horizontal [11]. Cependant, elles peuvent avoir un intérêt dans certains secteurs d'application, on trouve des éoliennes à axes verticaux développées pour la production de faibles puissances, de

100W à 25kW. Elles sont destinées à des utilisations permanentes, par exemple la charge de batteries servant à alimenter un chalet en montagne.

Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) : les turbines Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 30) [11] [9] classique ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) [9].

La conception verticale possède l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles, mais cela impose que l'éolienne fonctionne avec le vent proche au sol, moins fort qu'en hauteur freiné par le relief.

De part son axe vertical, il y a symétrie de révolution et le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor.



FIGURE I.2 – Exemples des constructions VAWT

Le rotor de Darrieus fonctionne grâce à la portance et se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Le couple de démarrage de ce type d'éoliennes est proche de zéro, ce qui implique lorsqu'elle est à l'arrêt,

l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur) [6] [9]. (Figure I.3).

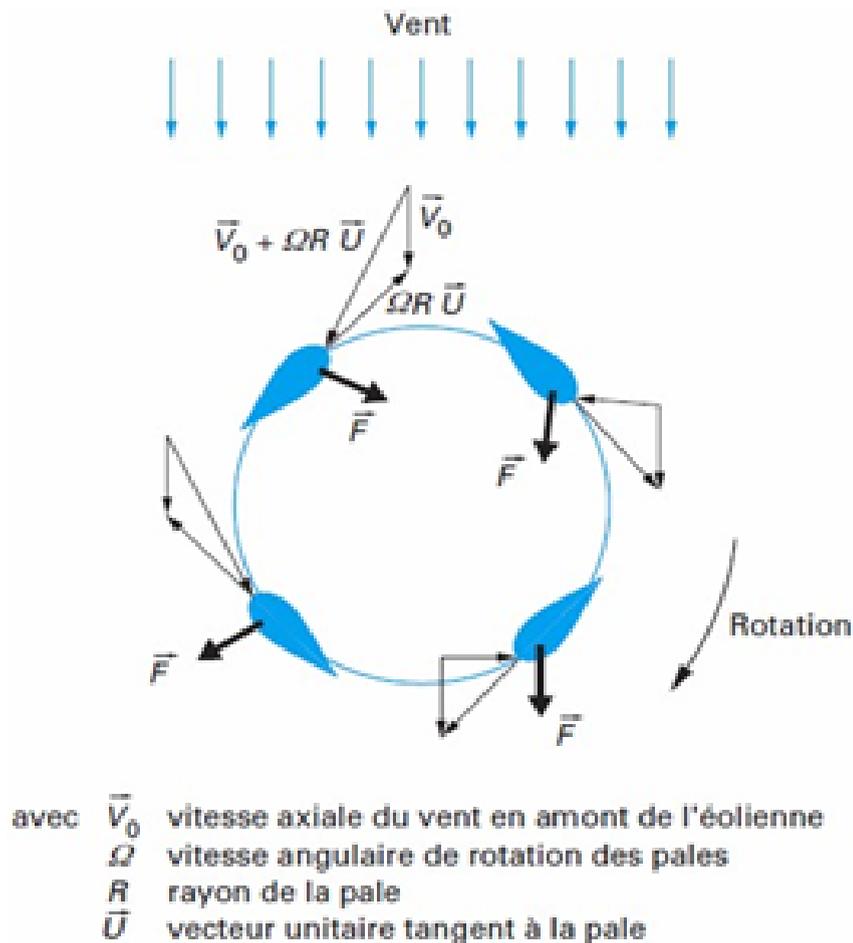


FIGURE I.3 – Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus

En ce qui concerne leurs implantations, elles ont une emprise au sol plus importante que les éoliennes à tour car elles sont haubanées sur de grandes distances. En effet des câbles haubans doivent passer au dessus des pales. Cela représente un inconvénient majeur pour une implantation sur un site agricole par exemple.

Les deux problèmes majeurs de la Darrieus en forme de « batteur d'œufs » résident dans la fragilité de sa structure et par le fait que son mât soit haubané. Ajoutant à cela la faible efficacité de la conversion d'énergie.

Tous ces inconvénients ont fortement limités le développement de ces éoliennes, laissant place aux aérogénérateurs à axe vertical [11].

Le rotor de Savonius dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur en-

traînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (figure I.4).

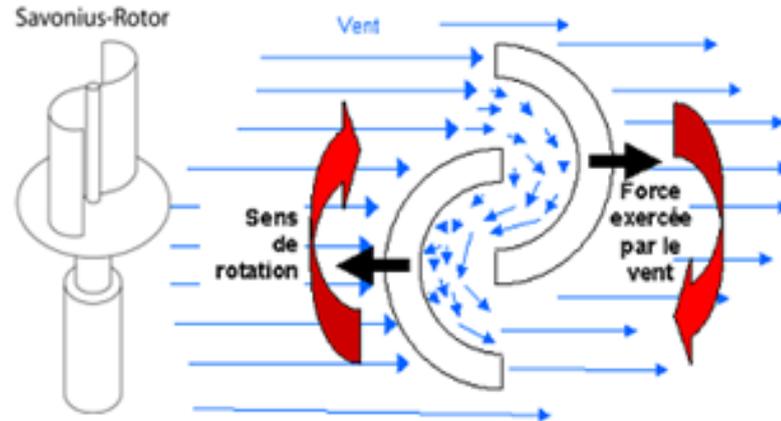


FIGURE I.4 – Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius

Notons que ce genre de turbines est utilisé pour de petites puissances.

#### I.6.1-a Avantages et inconvénient des machines à axe vertical

Les avantages théoriques d'une éolienne à axe vertical sont les suivants :

- Permet de placer la génératrice, le multiplicateur, etc. à terre (il n'y pas besoin de munir la machine d'une tour) ;
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les principaux inconvénients sont les suivants :

- Les vents sont plus faibles à proximité de la surface du sol ;
- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical n'est pas satisfaisante ;
- L'éolienne ne démarre pas automatiquement. Ceci ne constitue cependant qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne ;
- Pour faire tenir l'éolienne, on utilise souvent des haubans ce qui est peu pratique dans des zones agricoles exploitées.

#### I.6.2 Axe horizontal (HAWT)

Les aérogénérateurs modernes sont presque tous à axe horizontal. Ils comprennent un mât et une nacelle supportant la turbine, généralement à 3 pales, qui entraîne une génératrice débitant sur le réseau.

La plupart des systèmes intègrent un multiplicateur de vitesse entre la turbine (lente) et la génératrice (rapide) mais des systèmes à attaque directe se développent rapidement. Ils

nécessitent des machines électriques lentes sans pour autant alourdir exagérément la nacelle. Les machines rapides sont presque toutes des asynchrones alors que les génératrices lentes sont de type synchrone à rotor bobiné ou à aimants permanents.

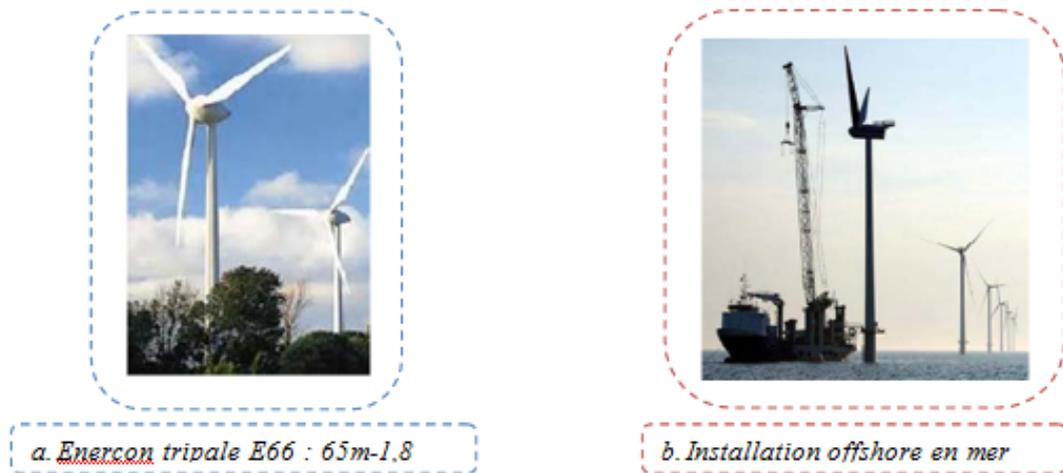


FIGURE I.5 – Exemples des constructions HAWT

### *Taille des aérogénérateurs*

Avec le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes au réseau, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes et donc plus grandes, ce que présente la figure I.6.

Pour utiliser le maximum de la force du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface où le vent est maximum. Pour cela les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets de sol qui freinent le vent.

Plus le diamètre du rotor sera grand, plus la puissance récupérable sera importante dans un vent donné. La gamme des éoliennes disponible est très large, de 50 Watt (diamètre de 90 cm) à 5MW et plus (+ de 124 m de diamètre).

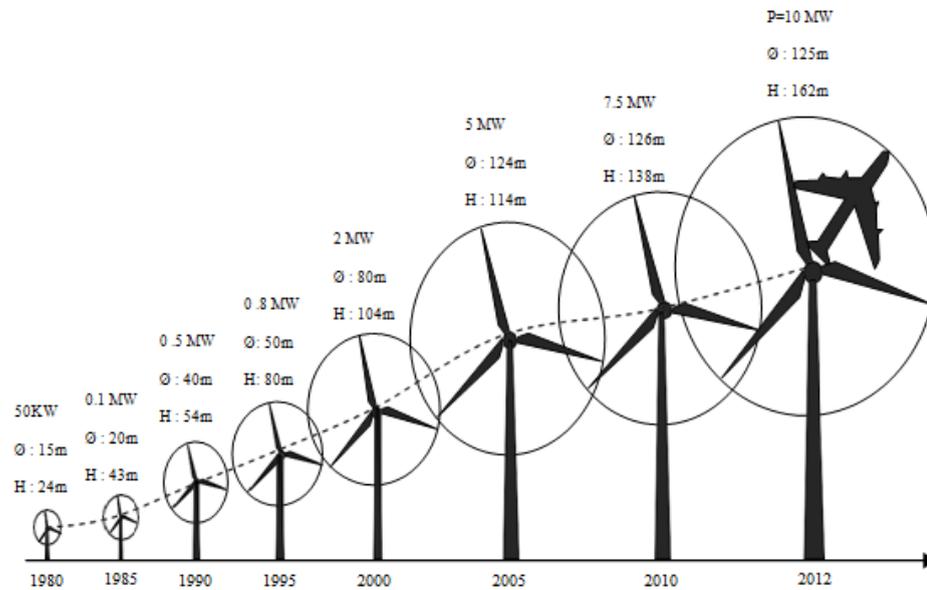


FIGURE I.6 – Taille des hélices en m et puissance en kW

La voilure peut être placée avant la nacelle (upwind) et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de toute mécanique d'orientation est le placement de la turbine derrière la nacelle (downwind). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont à noter et qui sont dues au passage des pales derrière le mat [11] [9]. La Figure I.7 montre les deux procédés.

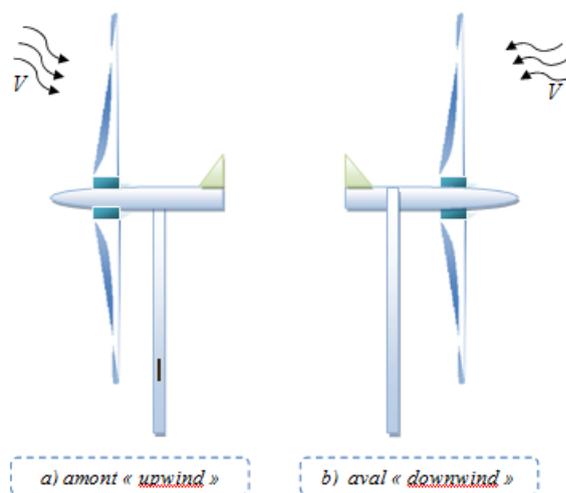


FIGURE I.7 – Type de montage de la voilure

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité [9].

Ce type d'éoliennes utilisent souvent une génératrice à vitesse fixe ou vitesse variable.

### ***Avantages et inconvénient des éoliennes à axe Horizontal***

#### ***Avantages :***

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical ;
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol ;
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour.

#### ***Inconvénients :***

- Coût d'installation élevé ;
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident [23] ;
- Nécessite de longs câbles électriques.

### **I.6.2-a Principaux composants d'une éolienne**

Une éolienne est constituée par une tour au sommet de laquelle se trouve la nacelle. Étant donné que la vitesse du vent augmente lorsque l'on s'éloigne du sol, une tour peut mesurer entre 50 et 80 m de haut.

Typiquement une éolienne de 1 MW a une hauteur de 80 mètres, ce qui correspond à la hauteur d'un immeuble de 32 étages. La tour a la forme d'un tronc en cône où, à l'intérieur, sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle. La nacelle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande. Tous ces éléments sont représentés sur la figure I.8.

Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux :

**Le mât** : généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2.3 MW : diamètre de 90 m, mât de 80 m de hauteur).

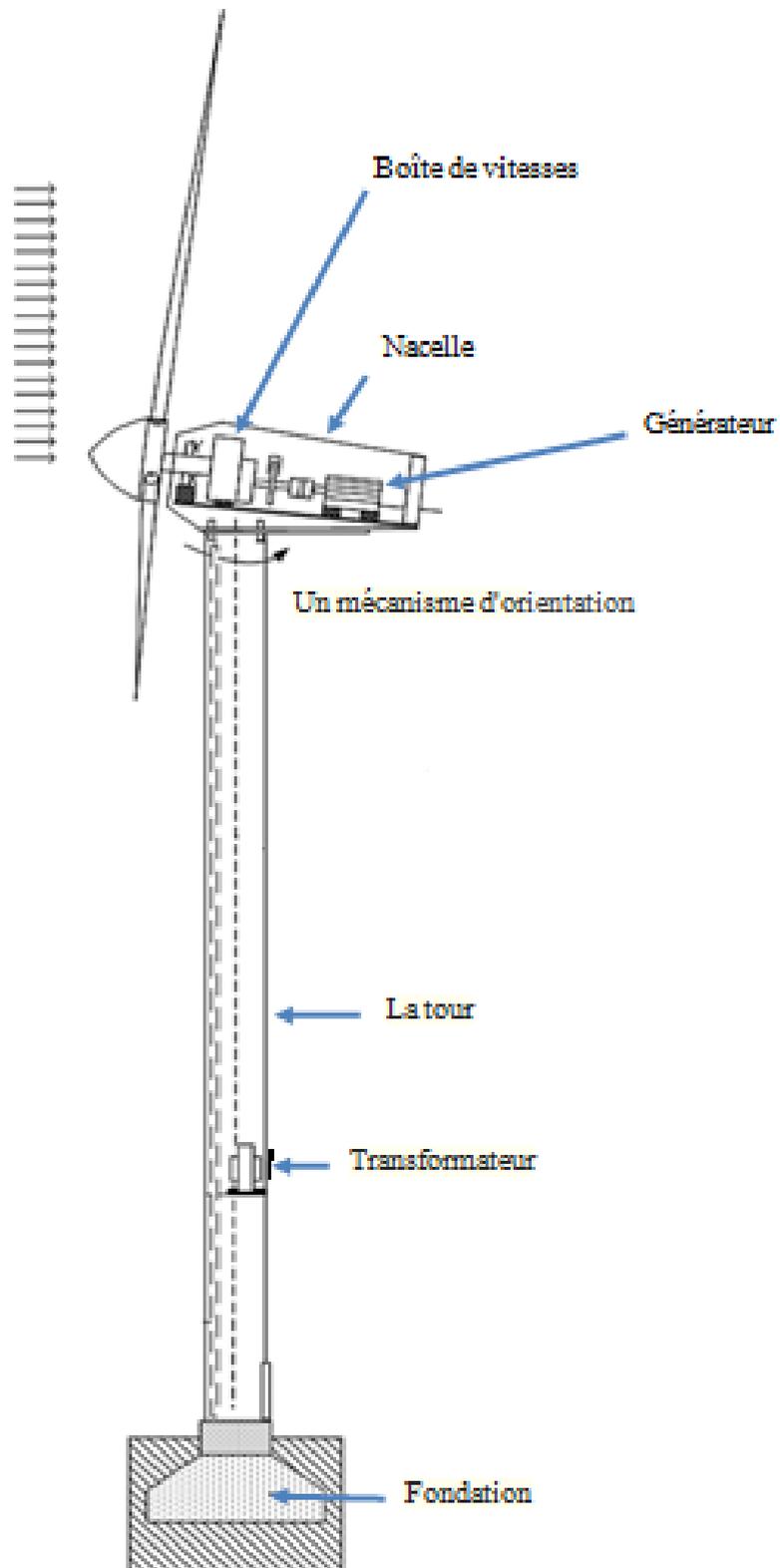


FIGURE I.8 – Différentes parties d'une éolienne

**La nacelle :** regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

**Le rotor :** formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit [9].

Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût.

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé. Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique.

## I.7 Classement des éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies déoliennes, celles dont la vitesse est constante et celles dont la vitesse est variable. La partie suivante décrit d'une manière assez générale le fonctionnement de ces deux procédés.

### I.7.1 Eoliennes à vitesse fixe

Dans le premier cas (Figure I.9), le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement en jouant sur le glissement de la machine asynchrone (Seules les génératrices asynchrones sont utilisées dans ce cas). Deux génératrices asynchrones sont souvent utilisées dans ce type déoliennes.

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. Le problème majeur de cette solution est la complexité du montage qui augmente la masse embarquée. Une autre solution consiste à utiliser un câblage du stator qui peut être modifié afin de faire varier le nombre de pôles. Cette disposition permet également de proposer deux régimes de rotation l'un rapide en journée et l'autre plus lent la nuit permettant de diminuer le bruit.

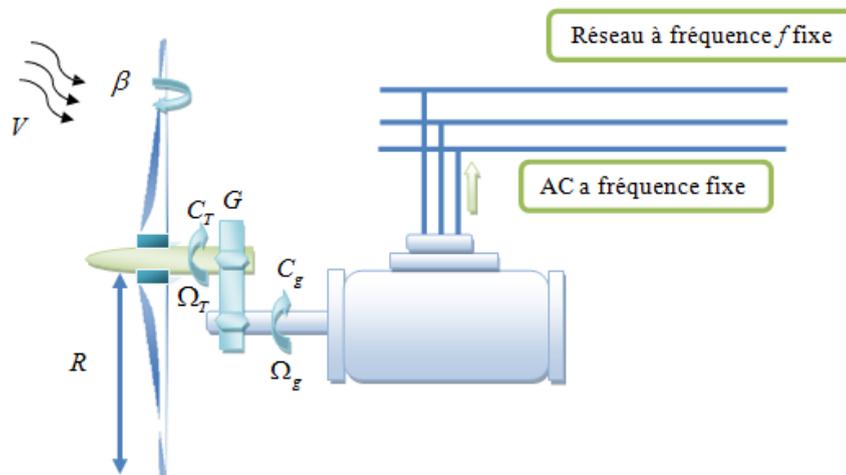


FIGURE I.9 – Vitesse fixe

**Avantages du fonctionnement à vitesse fixe :**

- Simplicité et la robustesse du système électrique ;
- Plus grande fiabilité ;
- Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne ;
- Moins cher.

**Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe :**

- Puissance extraite non optimisée (On rate les maxima théoriques) ;
- Rendement très faible pour les moyens et faibles vents ;
- Nécessité de la maintenance périodique de la boîte de vitesse ;
- Perte de contrôle de la puissance réactive ;
- Magnétisation de la génératrice non contrôlée.

Dans le deuxième cas (Figure I.10), une interface de puissance adapte la fréquence des courants du générateur à celle du réseau et permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. Autrement dit, l'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique.

**Avantages du fonctionnement à vitesse variable :**

- Augmentation du rendement énergétique ;
- Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance ;
- Réduction des efforts subis par le train de puissance ;
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

Il y a encore quelques années, pratiquement toutes les éoliennes fonctionnaient à vitesse fixe. Avec la meilleure qualité et la baisse des coûts de l'électronique de puissance, les éoliennes à vitesse variable sont de plus en plus utilisées.

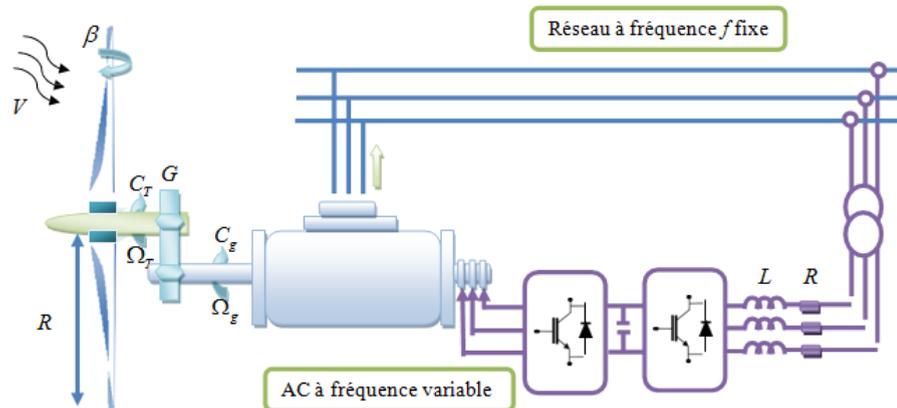


FIGURE I.10 – Vitesse variable

## I.8 Types de machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens

Le choix du type d'aérogénérateur dépend de plusieurs critères à savoir :

- le niveau de puissance à fournir au réseau ou à la charge ;
- l'implantation sur terre ferme (Onshore) ou en mer (Offshore) ;
- et principalement la conversion au réseau électrique ou non (mode autonome).

### I.8.1 Systèmes non couplés au réseau alternatif

Pour les réseaux de petite puissance en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes (souvent diesel). Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et auto amorcée par condensateurs.

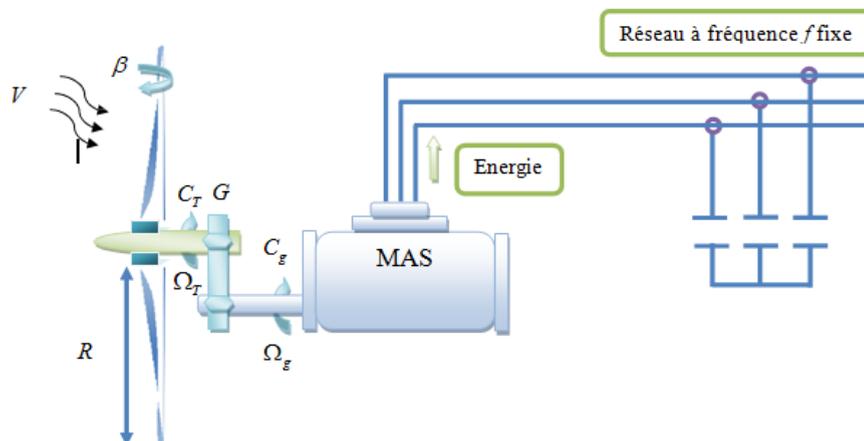


FIGURE I.11 – Aérogénérateur à génératrice asynchrone à cage

## I.8.2 Systèmes couplés au réseau alternatif

Les deux types de machines électriques les plus utilisés dans ces systèmes sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes [11].

### I.8.2-a Machine synchrone

Ce type de machine est le utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production de l'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermique, hydraulique ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aérogénérateur se propagent jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance (voir figure I.9) [1].

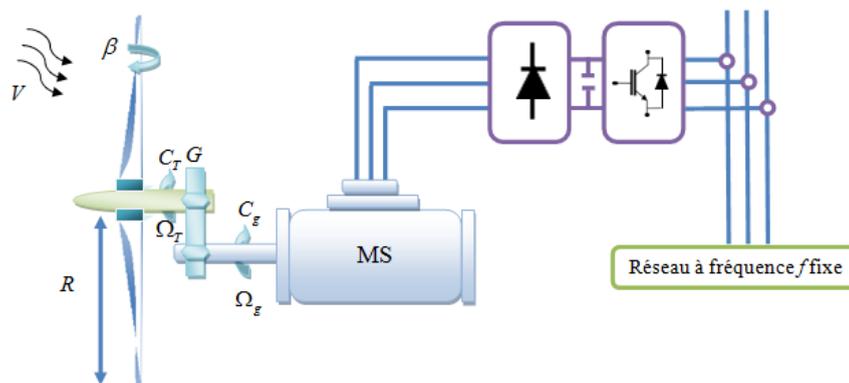


FIGURE I.12 – Système éolien à base d'une MS et convertisseur électronique

Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple. Certaines variantes des machines synchrones peuvent fonctionner à faibles vitesses de rotation et donc être directement couplées à l'aéroturbine. Elles permettent ainsi de se passer du multiplicateur de vitesse qui demande un travail auxiliaire de maintenance.

#### **Avantages**

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ;
- Absence de boîte de vitesse ;
- Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.

**Inconvénients**

- Machine spécifique ;
- Prix de l'électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale ;
- Grand diamètre de la machine.

**I.8.2-b Machine asynchrone à cage**

Les génératrices asynchrones sont le premier type utilisable pour la production de l'électricité avec des éoliennes en grande puissance [20]. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité, dans une très grande échelle des puissances et sa fabrication peu coûteuse. Aussi en termes d'entretien, elles sont les moins exigeantes.

La connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douce grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor. Ceci explique pourquoi pratiquement toutes les éoliennes à vitesse fixe utilisent des machines à induction. Dans les années 90, les danois ont rajouté une deuxième machine électrique pour pouvoir faire fonctionner l'éolienne à deux vitesses et ainsi augmenter le rendement énergétique de leurs aérogénérateurs. L'introduction d'un convertisseur de puissance entre la machine et le réseau, malgré son prix élevé, permet comme pour la machine synchrone de découpler la fréquence de réseau et la vitesse de rotation de la machine, et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable avec tous les avantages cités auparavant (Figure I.13).

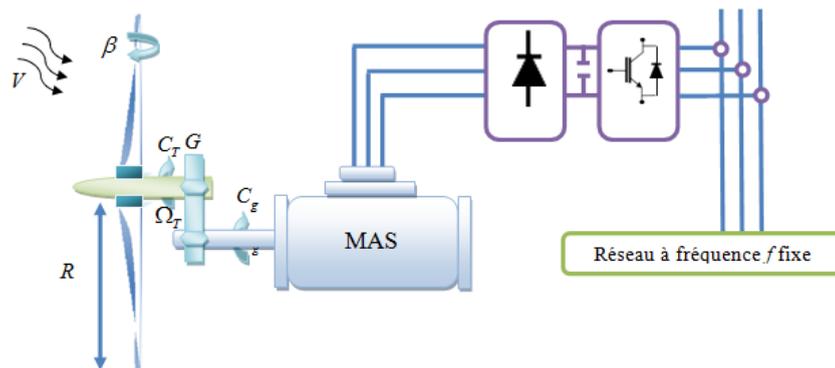


FIGURE I.13 – Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable

**Avantage**

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.

**Inconvénient**

- Electronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.

**I.8.2-c Machine synchrone à aimants permanents**

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur.

Ce type de machine utilise un aimant permanent au rotor à plusieurs pôles, ce qui donne l'avantage de développer un très grand couple massique (Figure I.14) et de supprimer la boîte à vitesse. De plus la machine ne consomme pas d'énergie réactive dans le circuit rotorique. La plage de variation de vitesse est de 0,6 jusqu'à 1,2 de  $2\pi f/p$ .

Les systèmes sans boîte à vitesse ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants. Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple).

Les machines synchrones à aimants permanents ont généralement un bobinage fractionnaire qui permet d'obtenir un grand nombre de paires de pôles avec un nombre réduit d'encoches au stator. Ce type de bobinage crée un champ d'entrefer contenant de nombreux harmoniques qui produisent des pertes joule, (cuivre et isolat, ce qui accélère le claquage des isolants et réduit la durée de vie du cuivre).

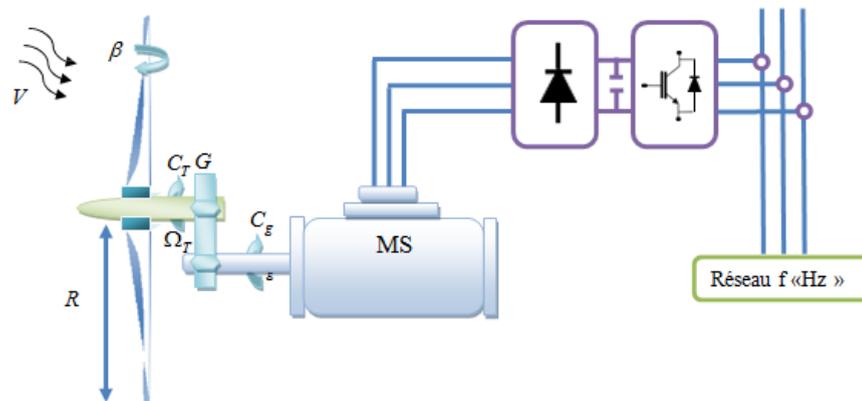


FIGURE I.14 – Système éolien basé sur la MS à excitation avec un aimant permanent

#### I.8.2-d Machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator est connecté au réseau possédant une tension et une fréquence fixes, alors que le rotor est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence.

Ces machines sont un peu plus complexes que les machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun la nécessité d'un multiplicateur de vitesse, et leur robustesse est légèrement diminuée par la présence du système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un grand avantage.

Etant donné que la puissance rotorique transitée est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice pour la production en forte puissance. Une seconde raison est la possibilité de régler la tension au point de connexion où est injectée cette génératrice.

## I.9 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté quelques généralités sur l'énergie éolienne, son historique et son évolution, puis, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme les méthodes de description du gisement éolien, des exemples d'architectures, que sa commence par les différents capteurs éoliens (à axe horizontal, vertical) en suite les caractéristiques technologiques des éoliennes à axe horizontal, et les systèmes de régulation et protection, aussi les génératrices adaptées avec l'éolien pour différents types et configurations, finalement en ce termine par les applications des systèmes éoliens.

Les machines électriques utilisées dans la conversion aérodynamique sont aussi présentées avec quelques spécifications propres liées aux structures d'alimentation différentes. Puis on a cité quelques avantages liés à la croissance de l'énergie éolienne et quelques inconvénients liés à l'empêchement de son avancement.

## Chapitre II

---

# Modélisation aérodynamique de la turbine éolienne

---

### SOMMAIRE

---

II.1	INTRODUCTION . . . . .	23
II.2	MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE D'UNE ÉOLIENNE . . . . .	23
II.2.1	Reproduction de la vitesse du vent . . . . .	23
II.2.2	Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne et coefficient de puissance . . . . .	23
II.2.3	Modèle de la turbine éolienne . . . . .	26
II.2.4	Equation dynamique de la turbine . . . . .	26
II.3	COMMANDE DE PUISSANCE DES ÉOLIENNES . . . . .	28
II.3.1	Contrôle de l'angle des pales « pitch control » . . . . .	28
II.3.2	Contrôle de l'angle des pales "Stall Control" . . . . .	29
II.3.3	Modélisation du système d'orientation des pales . . . . .	30
II.4	COMMANDE DANS LA ZONE DE FONCTIONNEMENT EN DESSOUS DE LA PUISSANCE NOMINALE . . . . .	31
II.4.1	Caractéristique de puissance . . . . .	31
II.4.2	Principe de la MPPT . . . . .	32
II.4.3	Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation . . . . .	33
II.4.4	Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation . . . . .	34
II.5	RÉSULTATS DE SIMULATION . . . . .	36
II.5.1	Beta fixe ( $\beta = 2$ ) . . . . .	36
II.5.2	Beta variable . . . . .	39
II.6	CONCLUSION . . . . .	42

---

## II.1 Introduction

Dans ce chapitre, On s'intéresse essentiellement à l'étude et la modélisation de la turbine éolienne. Dans la première partie, une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ces principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance et de couple, et la limite de *BETZ*.

Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine, et limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée. Des modèles analytiques de la turbine éolienne seront réalisés et comparés en utilisant différentes méthodes d'optimisation de puissance. La dernière partie de ce chapitre sera consacrée à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage.

## II.2 Modélisation aérodynamique d'une éolienne

### II.2.1 Reproduction de la vitesse du vent

La mesure exacte du vent à la hauteur des turbines est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. [16]

De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés. L'un des principes retenu consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel est appliquée une fonction de transfert à déterminer [8]. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent de grandeurs caractéristiques du site et de la nature de vent.

### II.2.2 Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne et coefficient de puissance

Selon le théorème de Betz, la vitesse du vent  $V_m$  traversant la surface  $S$  balayée par le rotor est supposée égale à la moyenne de la vitesse moyenne du vent non perturbé en amont de l'éolienne et de sa vitesse après le passage à travers le plan de rotor (voir figure II.1). [17]

$$V_m = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II.1})$$

Ainsi, la masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor est donnée par :

$$m = \frac{1}{2}\rho S(V_1 + V_2) \quad (\text{II.2})$$

Où  $\rho$  est la masse volumique de l'air.

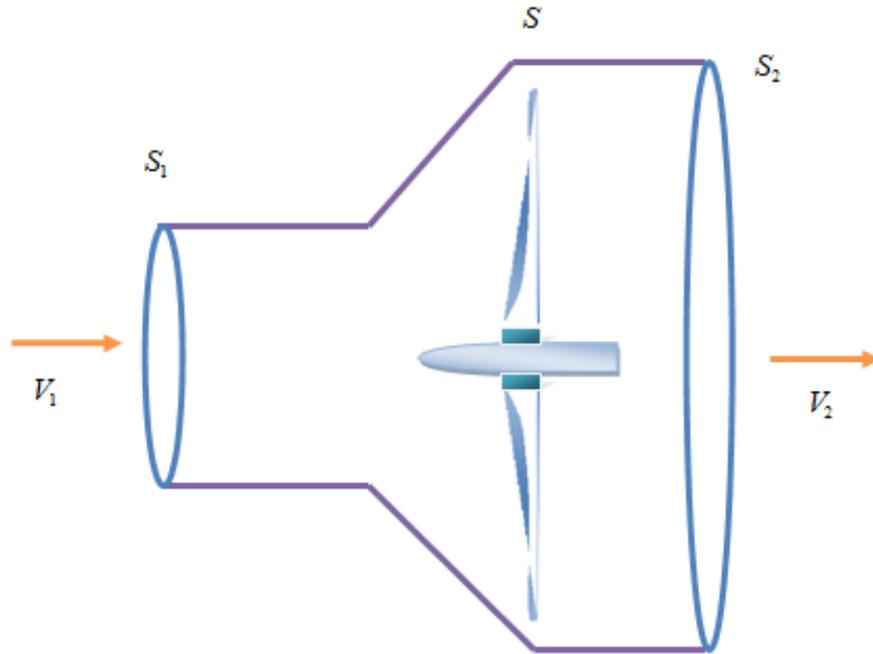


FIGURE II.1 – Démonstration de la loi de Betz

De plus, la puissance extraite du vent par la turbine selon la seconde loi de Newton est exprimée par la relation suivante :

$$P_t = \frac{1}{2}m(V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{II.3})$$

En remplaçant par son expression dans (II.2) on obtient :

$$P_t = \frac{1}{4}\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{II.4})$$

Comparons maintenant ce résultat avec la puissance totale d'un flux d'air non perturbé traversant une même surface  $S$  sans la présence du rotor qui perturbe le vent. Nous notons cette puissance  $P_v$ , elle est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho S V^3 \quad (\text{II.5})$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et celle du vent non perturbé est exprimé par :

$$P_t/P_v = \frac{1}{2}(1 - V_2^2/V_1^2)(1 + V_2/V_1) \quad (\text{II.6})$$

Nous pouvons tracer l'allure de en fonction de comme l'illustre la figure II.2

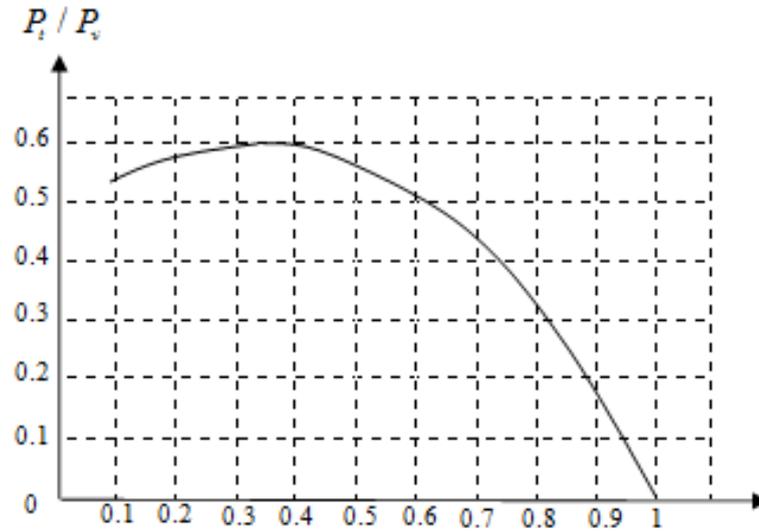


FIGURE II.2 – Rapport des deux puissances en fonction du rapport des deux vitesses du vent en aval et en amont

Comme on peut le noter, cette fonction atteint son maximum pour  $(V_2/V_1 = 1/3)$  et la valeur maximale de la puissance extractible du vent est 0.59 de la puissance totale contenue dans le vent [2].

Cependant, on peut constater que pratiquement le dispositif de conversion extrait une puissance  $P_t$  inférieure à la puissance  $P_v$ . On définit alors un coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (\text{II.7})$$

Avec  $C_p < 1$  On peut écrire donc :

$$P_t = C_p P_v \quad (\text{II.8})$$

En remplaçant par son expression dans II.5, on obtient :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3 \quad (\text{II.9})$$

La valeur de ce coefficient de puissance  $C_p$  dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  comme suit :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (\text{II.10})$$

avec

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V} \quad (\text{II.11})$$

où  $R\Omega_t$  est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

On note que ce coefficient de puissance  $C_p$  peut évoluer pour le même type de turbine en fonction du nombre des pales 1, 2, 3 et 4 mais sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0.59). Et pour la même turbine ce coefficient peut varier aussi en fonction de l'angle de calage qui indique le degré d'inclinaison des pales à chaque fois.

### II.2.3 Modèle de la turbine éolienne

Le vent de vitesse  $V$ , appliqué sur les pales de l'éolienne, entraîne sa mise en rotation et crée une puissance mécanique sur l'arbre de la turbine, notée  $P_t$ , s'exprimant par [28] :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (\text{II.12})$$

Où  $\lambda$  est défini par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (\text{II.13})$$

avec

$\lambda$  : la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent,

$\rho$  : la masse volumique de l'air (approximativement  $1,225 \text{ kg/m}^3$  à la pression atmosphérique et à  $15^\circ\text{C}$ ),

$S$  : la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle décrit étant défini par la longueur d'une pale,

$\Omega$  : la vitesse de rotation de la turbine,

$R$  : le rayon de l'aérogénérateur ou la longueur d'une pale.

Le coefficient de puissance  $C_p$  représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne et dépend également de la caractéristique de la turbine. Ce coefficient présente une limite théorique, appelée limite de Betz, égale à 0,593 et qui n'est jamais atteinte en pratique [28].

Le coefficient de puissance est une fonction non linéaire qui dépend à la fois de l'angle de calage et de la vitesse réduite  $\lambda$ . Le coefficient de puissance utilisé a pour expression.

$$C_p = 0.22 \left( \left( \frac{116}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{4.06}{\beta^3 + 1} \right) - 0.4 * \beta - 5 \right) \exp \left( -\frac{12.5}{\lambda + 0.08\beta} + \frac{0.4375}{\beta^3 + 1} \right) \quad (\text{II.14})$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique  $C_t$  disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc s'exprimer par :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{\pi}{2\lambda} \rho R^3 V^2 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II.15})$$

### II.2.4 Equation dynamique de la turbine

Ce qui doit être modélisé c'est la transmission du couple et de la puissance captés par le rotor éolien, c'est-à-dire le comportement du train de puissance. Le train de transmission de puissance est constitué des pales reliées au moyeu, couplées à l'arbre lent, relié à son tour au multiplicateur qui multiplie la vitesse de rotation de l'arbre rapide qui est couplé à son tour à la génératrice [18].

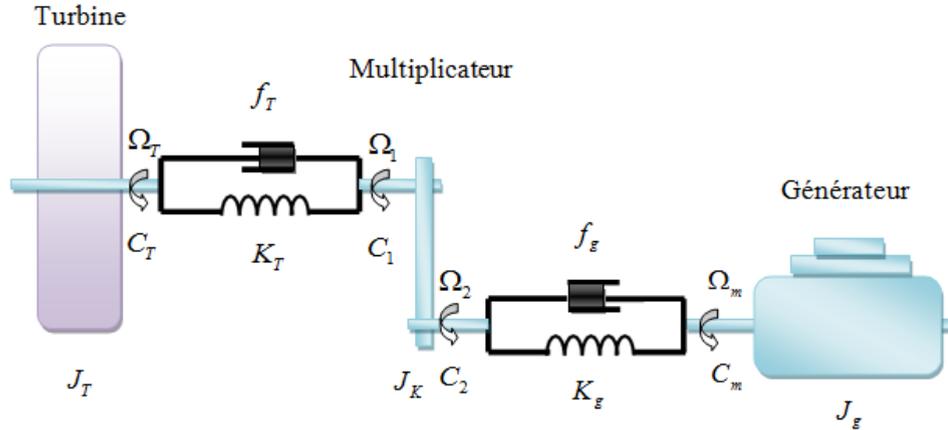


FIGURE II.3 – Modèle de la turbine

Le modèle à trois masses équivalent de la chaîne de conversion éolienne est présenté sur la figure II.3. Les masses correspondent à une grande masse du rotor de la turbine éolienne (90% du moment d'inertie global), masse pour le multiplicateur (2 à 4%), et une masse (6 à 8%) pour le générateur respectivement [29], [13]. En tenant compte des coefficients d'élasticité et de frottement pour les deux arbres [18], ce qui nous permet de poser les hypothèses simplificatrices suivantes [24].

### *Hypothèses simplificatrices*

La voiture de la turbine comprend trois pales de longueur  $R_t$  chaque une, supposées identiques, attachées au moyeu. L'ensemble peut être considéré comme une seule masse d'une inertie  $J_t$ ,

L'inertie du multiplicateur de vitesse est négligeable devant celle de la turbine et celle du générateur, ce qui nous permet de le considérer comme un gain de vitesse égale à  $G$  ou un gain de couple égale à  $\frac{1}{G}$ ,

Les arbres de transmission sont parfaitement rigides.

Ces hypothèses nous permettent de considérer le modèle simplifié à deux masses suivant. En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par les deux équations suivantes :

$$C_m = \frac{C_T}{G} \quad (\text{II.16})$$

$$\Omega_m = G\Omega_T \quad (\text{II.17})$$

D'après la Figure II.3, nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la MSAP par :

$$\frac{C_r}{G} - C_{em} = \left(\frac{J_r}{G^2} + J_g\right) \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} + \left(\frac{f_r}{G^2} + f_g\right) \cdot \Omega_m \quad (\text{II.18})$$

$C_r, C_{em}$  : Couple éolien et le couple électromagnétique.

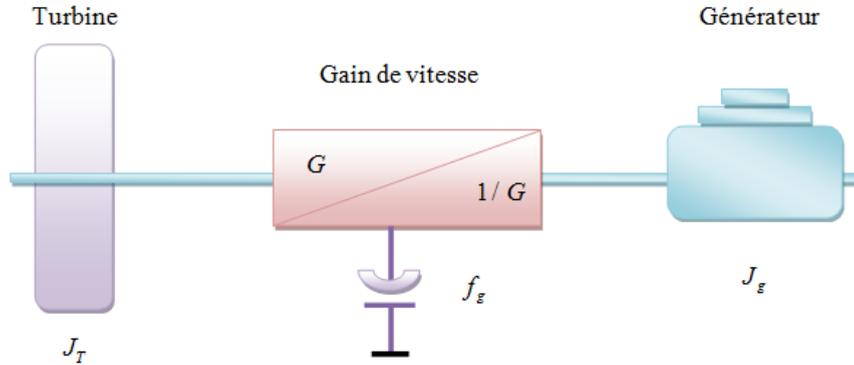


FIGURE II.4 – Modèle simplifié de la turbine

$J_r, J_g$  : Inertie de la turbine et celle du générateur.

$f_r, f_g$  : coefficient des frottements visqueux de la turbine et celui du générateur.

$G$  : Rapport du multiplicateur de vitesse.

$\Omega_m$  : vitesse de rotation du générateur (axe rapide).

Posant :

$$\frac{J_r}{G^2} + J_g = J, \quad \frac{f_r}{G^2} + f_g = f \quad (\text{II.19})$$

D'où, l'équation mécanique devient :

$$\frac{C_r}{G} - C_{em} = J \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} + f \cdot \Omega_m \quad (\text{II.20})$$

Ainsi, nous pouvons établir le modèle de la turbine dont le schéma bloc est donné sur la figure ci-dessous.

## II.3 Commande de puissance des éoliennes

Les éoliennes sont conçues pour produire de l'énergie électrique au moindre coût possible. Les éoliennes sont donc généralement conçues de sorte qu'elles produisent puissance maximale à des vitesses de vent autour de 15 mètres par seconde. Son ne paie pas de concevoir des turbines qui maximisent leur production à des vents plus forts, parce que ces vents forts sont rares. Dans le cas des vents plus forts, il est nécessaire de perdre une partie de l'excès d'énergie du vent afin d'éviter d'endommager la turbine éolienne. Toutes les éoliennes sont donc conçues avec une sorte de contrôle de puissance. Il existe deux façons différentes de le faire en toute sécurité sur le vent moderne turbines « orientation des pales pitch Control' et stall contrôle » et un mélange des deux « active stall ».

### II.3.1 Contrôle de l'angle des pales « pitch control »

Le contrôle par variation de l'angle de calage des pales « pitch angle » est souvent utilisé pour les éoliennes à vitesse variable. Elle opère de deux manières différentes :

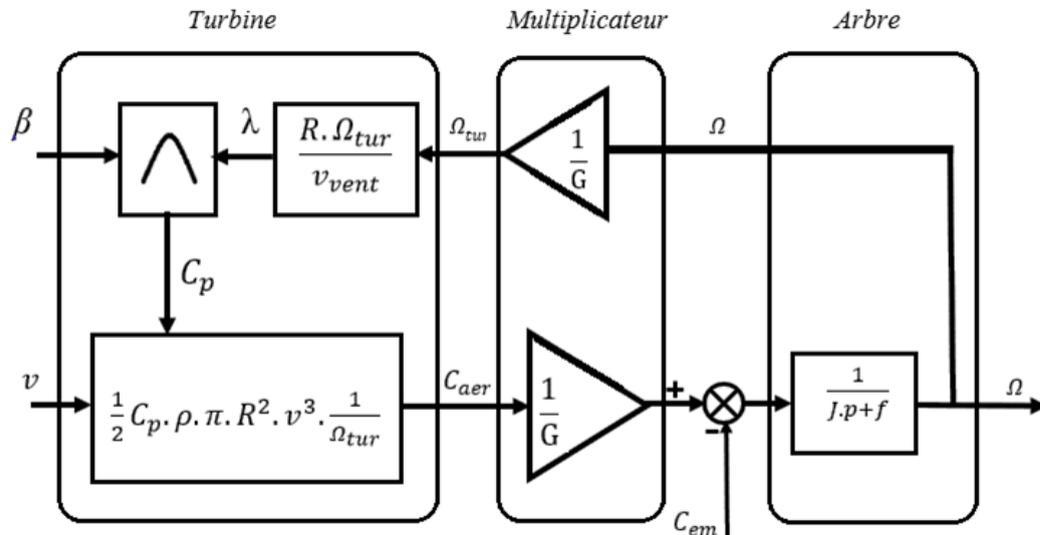


FIGURE II.5 – Schéma bloc du modèle de la turbine

- Une première partie où l'angle de calage des pales est fixé, la vitesse du rotor est variable et la vitesse spécifique est à sa valeur optimale.
- Une fois arrivé à la vitesse nominale du générateur, le couple mécanique est contrôlé par la variation de l'angle des pales. Il est maintenu constant et l'éolienne produit sa puissance nominale.

Il existe divers types de système de régulation de l'angle de calage des pales. Le pas peut être variable tout au long de la pale, ou simplement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par un système hydraulique « éolienne de petite puissance » ou des moteurs électriques qui nécessitent une source d'énergie externe « éolienne de grande puissance ». Le transfert de cette énergie externe jusqu'aux pales en rotation augmente considérablement le coût de la fabrication [15].

### II.3.2 Contrôle de l'angle des pales "Stall Control"

C'est un régulateur par décrochage aérodynamique, autrement dit le comportement géométrique des pales peut évoluer selon le rapport entre les deux vitesses du vent et de la turbine, ce qui permet le décrochage à partir d'une certaine vitesse du vent. 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. Cette technique du "Stall Control" a aussi quelques avantages :

- Pas de système de contrôle d'angle de calage ;
- Construction plus simple et moins coûteuse du rotor ;
- Maintenance plus aisée et fiabilité meilleure.

Afin d'améliorer le degré de captage d'énergie par le Stall Control, on peut combiner ce dispositif à une machine à deux vitesses de rotation, ce qui permet d'étendre la plage de production et la rendre comparable avec celle obtenue dans le cas du Pitch Control.

Certains aérogénérateurs utilisent un système hybride nommé le Stall Actif qui combine les avantages des deux systèmes où le décrochage aérodynamique est obtenu progressi-

vement grâce à une orientation minimale des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le cas du système de Pitch Control.

### II.3.3 Modélisation du système d'orientation des pales

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

- Un système à décrochage aérodynamique qui consiste à concevoir la forme des pales de manière à augmenter les pertes de portance au delà d'une certaine vitesse de vent. Les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances utilisent généralement ce système.
- Un système d'orientation des pales qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante (zone 3 de la figure II.8). Les éoliennes à vitesse variable, de puissance nettement supérieure, utilisent ce système.

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance [27]. Généralement,

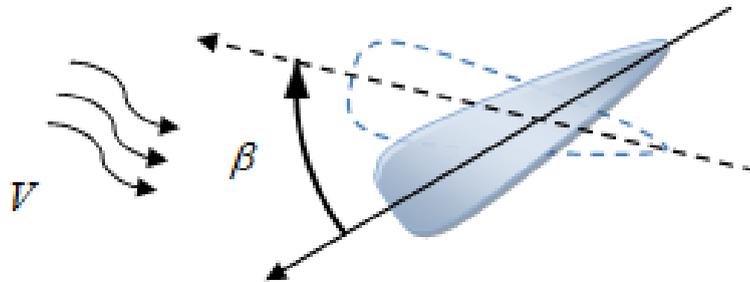


FIGURE II.6 – Orientation des pales

le système d'orientation de l'angle d'orientation est approché par une fonction de transfert de 1er ordre avec une constante de temps  $T_\beta$ . Lors de la modélisation du système de commande de l'orientation des pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la variation de l'angle de calage doit être limitée à environ  $10m/s$  lors d'un fonctionnement normal et à  $20m/s$  pour des cas d'urgence [27].

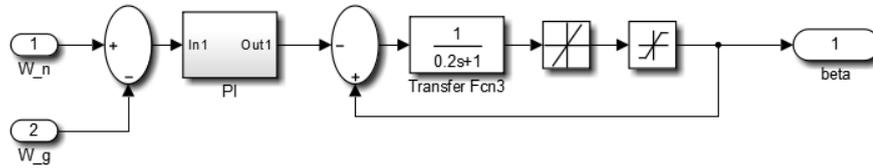


FIGURE II.7 – Boucle de régulation de l'angle de calage des pales

## II.4 Commande dans la zone de fonctionnement en dessous de la puissance nominale

Dans cette zone de fonctionnement, la commande a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent et de minimiser les efforts subis par le dispositif d'entraînement. Pour maximiser la capture de l'énergie du vent, ces deux variables doivent être maintenues à leurs valeurs optimales afin d'assurer la valeur maximale de  $C_p = (\lambda_{opt}, \beta_{opt})$ . On fixe donc l'angle de calage à sa valeur optimale  $\beta_{opt}$ . La vitesse spécifique à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  [9].

### II.4.1 Caractéristique de puissance

Les objectifs que nous venons de les cité permet de tracer la caractéristique que la turbine doit suivre pour répondre aux exigences de la commande.

Cette caractéristique est représentée sur la figure 1-8 [9]. . Cette caractéristique, idéale, montre trois zones différentes avec des objectifs de commande distinctifs , [27], .

- **Zone 1** : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro,
- **Zone 2** : le vent atteint une vitesse minimale  $V_{min}$  pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale  $V_n$  correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique  $P_n$  et de la vitesse de rotation  $\Omega_n$ .
- **Zone 3** : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales  $\beta$ ). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale  $V_{max}$  , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

Dans le cadre de ce mémoire, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2. En effet, dans cette zone, nous considérerons que l'angle de calage des pales  $\beta$  est constant. Un fonctionnement en zone 3 aurait uniquement pour conséquence une modification de cet angle afin de limiter la puissance mécanique pour éviter toute destruction de l'éolienne.

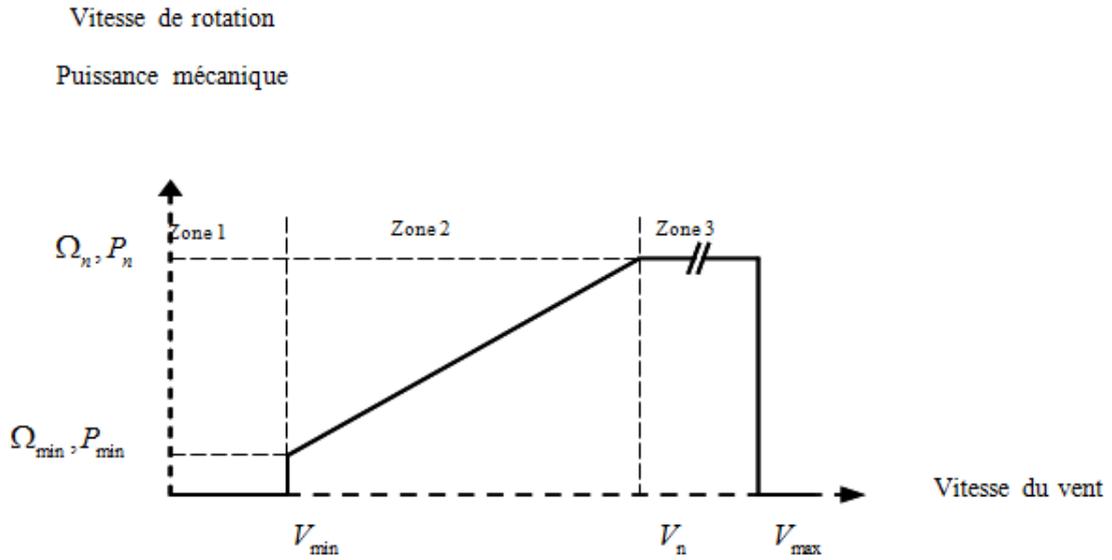


FIGURE II.8 – Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable

Une modélisation et une commande du système d'orientation des pales seraient alors nécessaires sachant que les commandes du CCM et du CCR resteraient les mêmes pour les zones 2 et 3. Or, notre travail porte d'avantage sur les commandes des grandeurs électriques ainsi le système d'orientation des pales permettant de dégrader le rendement aérodynamique de l'éolienne ne sera alors pas étudié dans ce manuscrit.

Dans la Zone 2, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la MSAP afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie MPPT.

On peut distinguer deux modes de contrôle [27] :

- le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation,
- le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.

#### II.4.2 Principe de la MPPT

La MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une méthode de contrôle très fiable, robuste et simple à implanter. Elle consiste à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Pour agir sur la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_r$ , on s'intéresse au sens de variation de la grandeur  $dP/d\Omega_r$ . Ce gradient vaut zéro lorsque l'on a atteint le maximum de la puissance, point que l'on recherche. On le déduit à partir de l'équation [24] :

$$\frac{dP}{d\Omega_r} = \frac{dP}{dt} \left( \frac{d\Omega_r}{dt} \right)^{-1} \quad (\text{II.21})$$

### II.4.3 Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation

Ce mode de contrôle repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électriques du système éolien, ce qui implique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul.

Dans ce cas, à partir de l'équation (17), nous pouvons écrire :

$$J \frac{d\Omega_m}{dt} + f\Omega_m = C_m - C_{em} = 0 \quad (\text{II.22})$$

De plus, si l'on néglige l'effet dû couple dû aux frottements visqueux ( $f\Omega_g = 0$ ) par rapport au couple mécanique  $C_m$ , on peut alors écrire :

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

La Figure II.9 présente le principe du contrôle MPPT de la turbine éolienne sans asservissement de la vitesse de rotation.

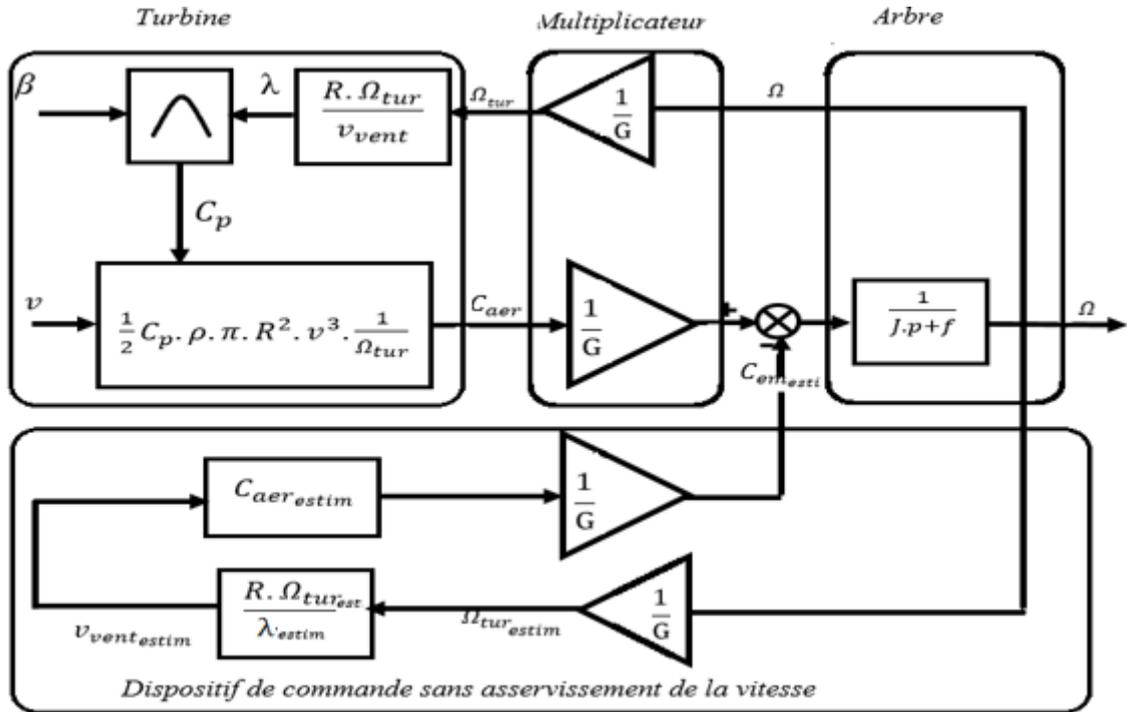


FIGURE II.9 – Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation

Une estimation de la vitesse de rotation de la turbine, notée  $\Omega_{T-est}$  est obtenue à partir de la mesure de la vitesse de rotation de la MSAP :

$$\Omega_{T-est} = \frac{\Omega_m}{G} \quad (\text{II.24})$$

Une mesure précise de la vitesse du vent étant difficile, une estimation de celle-ci, notée  $V_{est}$ , est obtenue à partir de l'estimation de la vitesse rotation de la turbine :

$$V_{est} = \frac{\Omega_{T-est} \cdot R}{\lambda} \quad (II.25)$$

Le couple de la turbine éolienne peut ensuite être obtenu à partir des estimations de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine. Il peut s'exprimer par :

$$C_{T-est} = C_p \frac{\rho \cdot S \cdot V_{est}^3}{2 \Omega_{T-est}} \quad (II.26)$$

Le couple électromagnétique de référence est alors obtenu à partir de l'estimation du couple de la turbine éolienne :

$$C_{em}^* = C_{T-est} G \quad (II.27)$$

Afin d'extraire le maximum de puissance, il faut fixer la vitesse relative à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  afin d'obtenir le coefficient de puissance maximum  $C_{pmax}$ . Le couple électromagnétique de référence s'exprime donc par :

$$C_{em}^* = K \cdot \Omega_m^2 \quad (II.28)$$

Où K est une constante définie par :

$$K = \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot G^3 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (II.29)$$

Pour la zone de fonctionnement étudiée (Zone 2) et dans le cas du contrôle MPPT, le couple électromagnétique de référence est donc proportionnel au carré de la vitesse de rotation de la MSAP.

#### II.4.4 Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation

La première méthode de contrôle consiste à régler le couple électromagnétique sur l'arbre de la MSAP de manière à fixer la vitesse de rotation de celle-ci à une vitesse de référence. Pour réaliser ceci, un asservissement de la vitesse de rotation de la MSAP doit être effectué, comme le montre la Figure II.10.

Le couple électromagnétique de référence  $C_{em}^*$  permettant d'obtenir une vitesse de Rotation  $\Omega_m$  égale à sa valeur de référence  $\Omega_m^*$  est obtenu en sortie du régulateur de vitesse (la Figure 1-9).

Ce régulateur, de type Proportionnel Intégral (PI), permet ainsi d'asservir la vitesse de rotation et d'atténuer l'effet du couple mécanique  $C_m$  considéré comme une perturbation.

Pour un point de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe), on souhaite que la puissance mécanique soit maximale, ce qui correspond à la valeur maximale du coefficient  $C_p$  celle-ci est obtenue si la vitesse relative  $\lambda$  est égale à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$ .

La vitesse de rotation de référence de la turbine  $\Omega_m^*$  est obtenue à partir de l'équation (1.2) et est définie par :

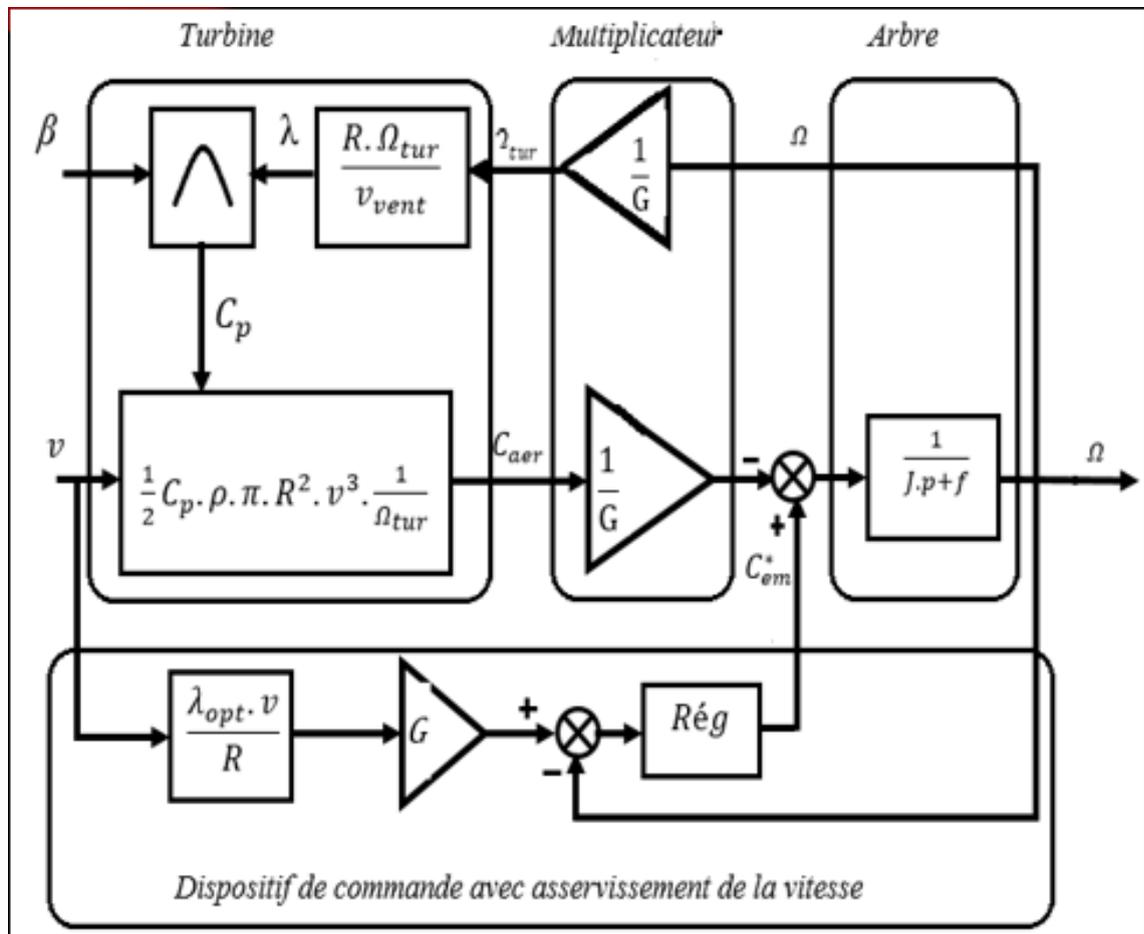


FIGURE II.10 – Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation

$$\Omega_m^* = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R} \quad (\text{II.30})$$

Nous en déduisons la référence de vitesse de rotation de la MSAP en prenant en compte le gain du multiplicateur par :

$$\Omega_m^* = G \cdot \Omega_t^* \quad (\text{II.31})$$

L'utilisation d'un unique anémomètre sur l'éolienne conduit à utiliser une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est pas représentative de la valeur moyenne de la vitesse du vent apparaissant sur les pales. Ainsi, une mesure erronée de la vitesse du vent conduit à une dégradation de la puissance extraite. Pour cette raison, la plupart des turbines éoliennes installées sont contrôlées sans asservissement de la vitesse de rotation.

## II.5 Résultats de simulation

La puissance électrique est considérée égale à la puissance électromagnétique en négligeant les pertes électriques. Cette puissance est définie par  $P = C_{em} \cdot \Omega$  et supposée égale à la puissance aérodynamique.

### II.5.1 Beta fixe ( $\beta = 2$ )

Pour les résultats de simulation suivants, la turbine éolienne démarre avec une vitesse initiale de vent égale à 10 m/s.

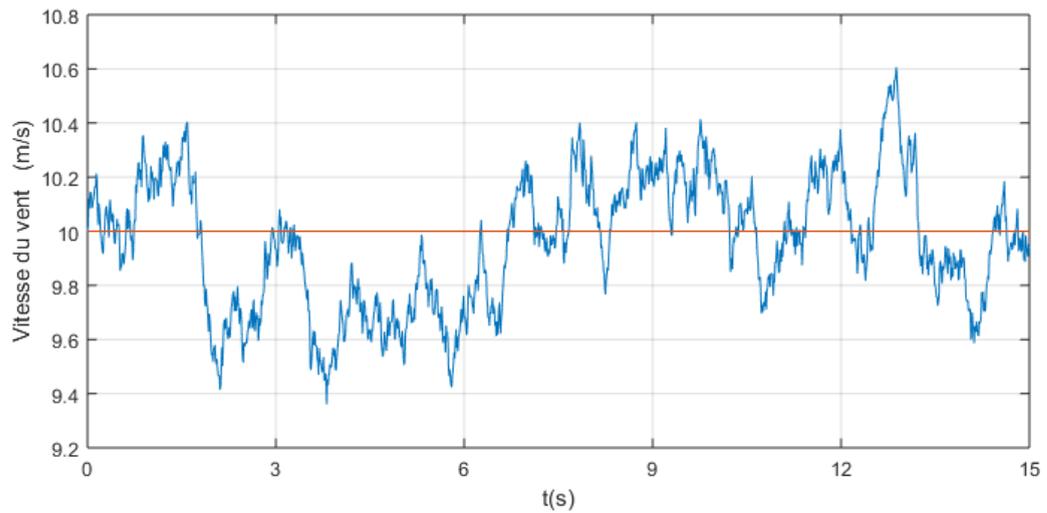


FIGURE II.11 – Profil du vent

La figure 11 : montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de commande utilisées en régime dynamique.

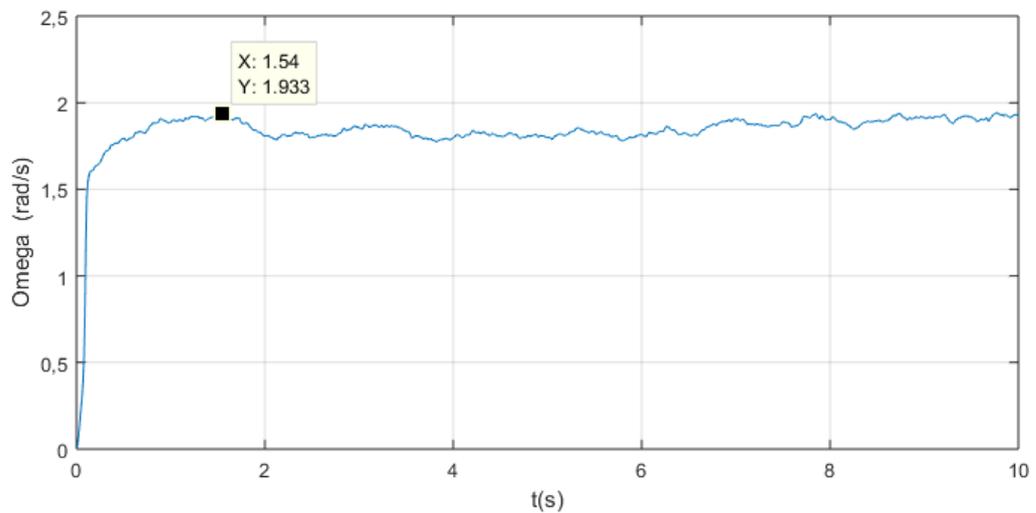


FIGURE II.12 – Vitesse mécanique de la turbine

La figure 12 : montre que la vitesse en régime permanent ont une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent.

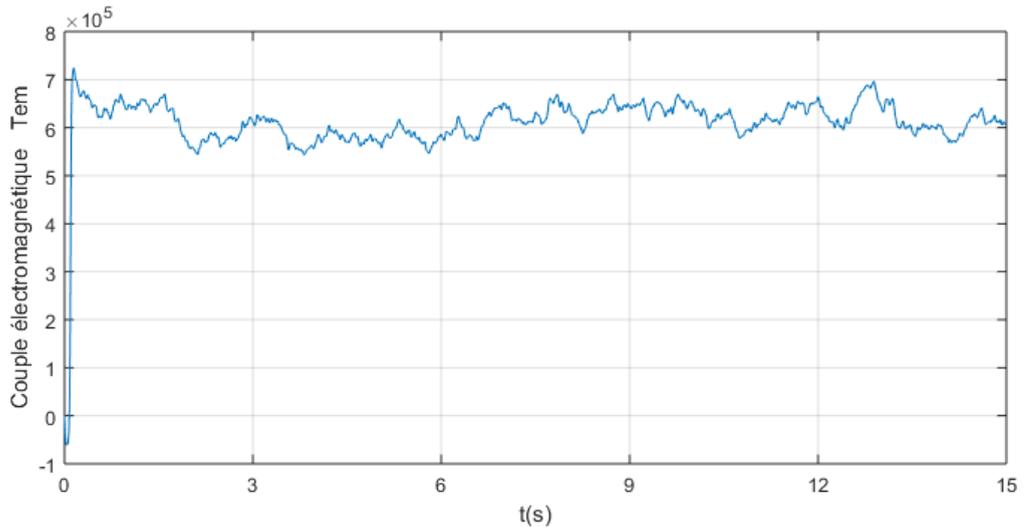


FIGURE II.13 – Couple électromagnétique

La figure 13 : illustre la variation du couple électromagnétique produite pour différentes vitesses du vent

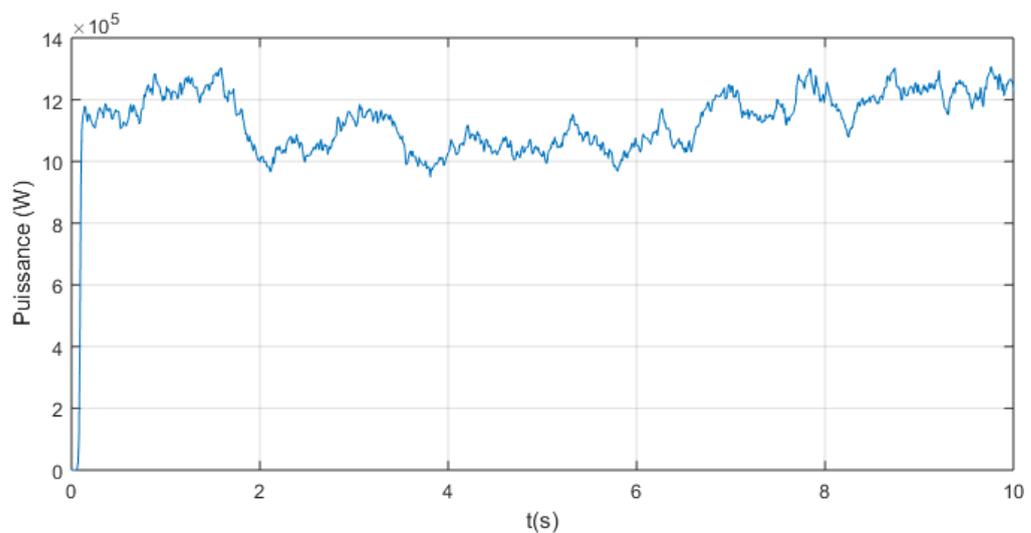


FIGURE II.14 – variation de la puissance produite par la turbine

La figure 14 : montre que la puissance en régime permanent a une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent.

La figure 16 : illustre les variations du coefficient de puissance ( $C_p$ )

La figure 17 : on observe que l'angle est maintenu constant à une valeur optimale de 02 degrés.

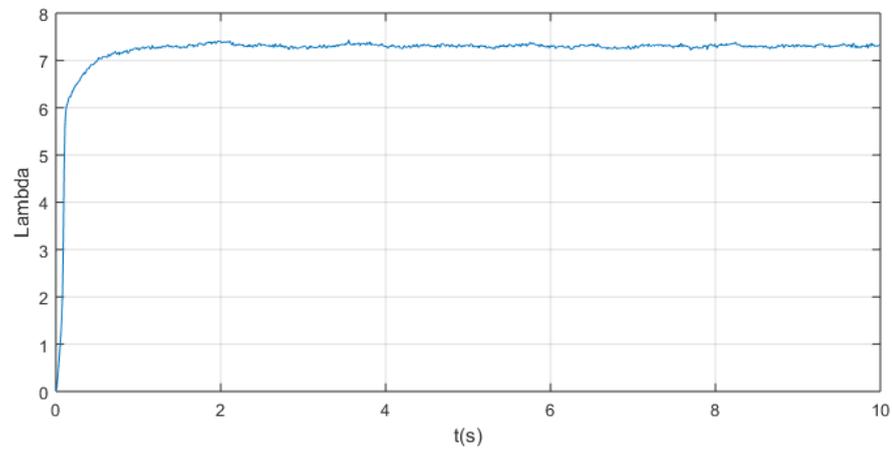


FIGURE II.15 – Lambda

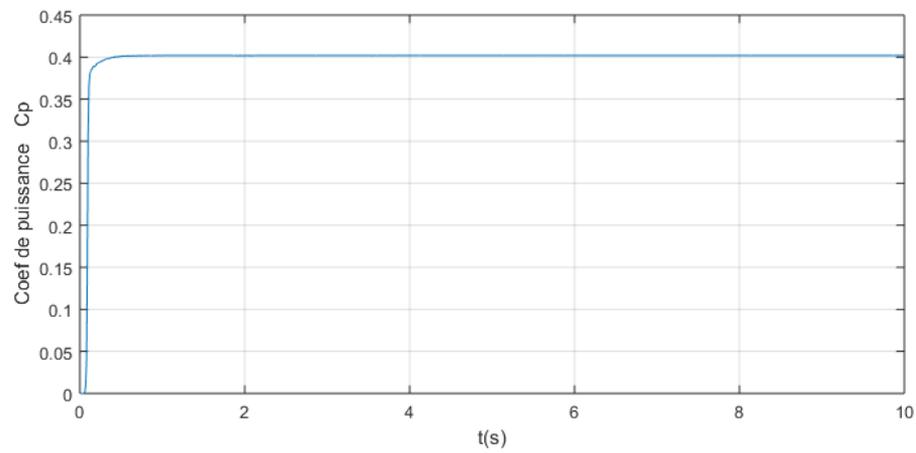
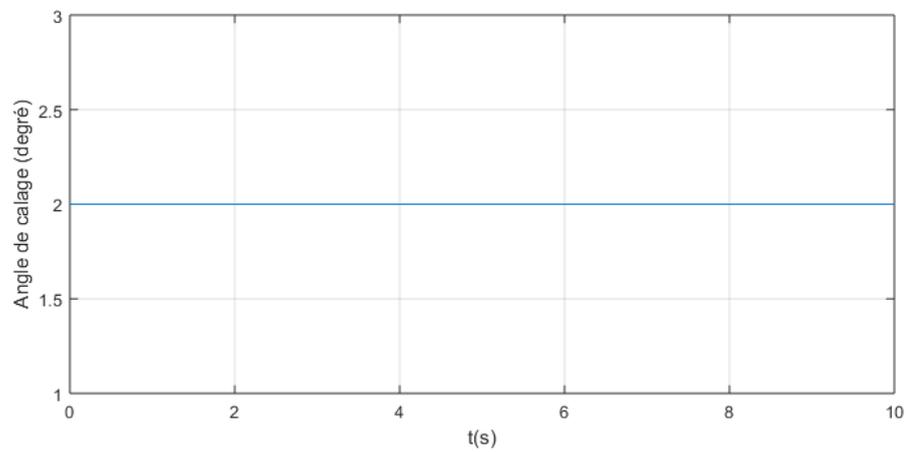


FIGURE II.16 – Coefficient de puissance (Cp)

FIGURE II.17 – L'angle de calage ( $\beta$ )

### II.5.2 Beta variable

La vitesse du vent change pour atteindre une valeur finale de  $11.9\text{m/s}$ . Les résultats de simulation obtenus selon ces conditions sont les suivants :

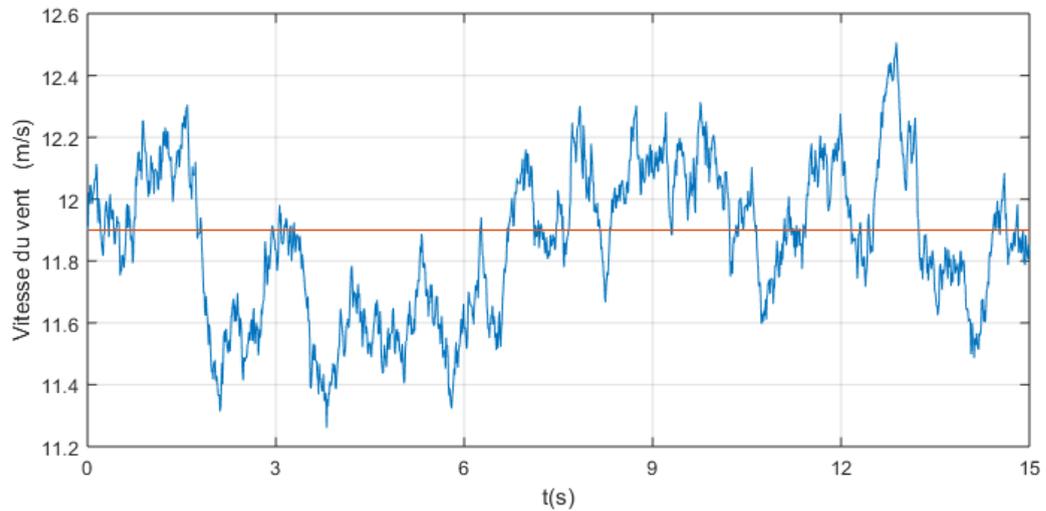


FIGURE II.18 – Profil du vent

La figure 18 : montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de commande utilisées en régime dynamique.

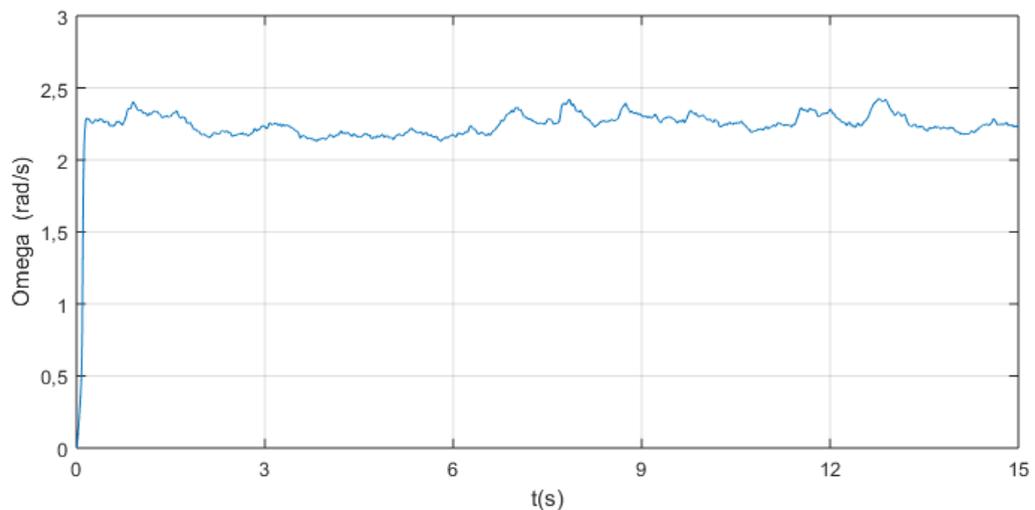


FIGURE II.19 – Vitesse mécanique de la turbine

La figure 19 : Montre que la vitesse en régime permanent a une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent.

La figure 20 : qui illustre la variation du Couple électromagnétique produite pour différentes vitesses du vent, on peut observer que le couple électromagnétique garde une valeur limite pour les grandes vitesses du vent

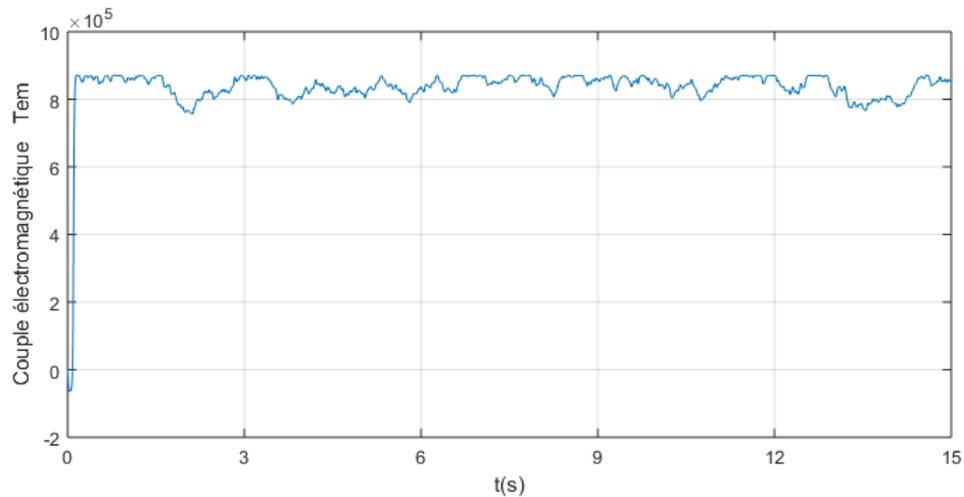


FIGURE II.20 – Couple électromagnétique

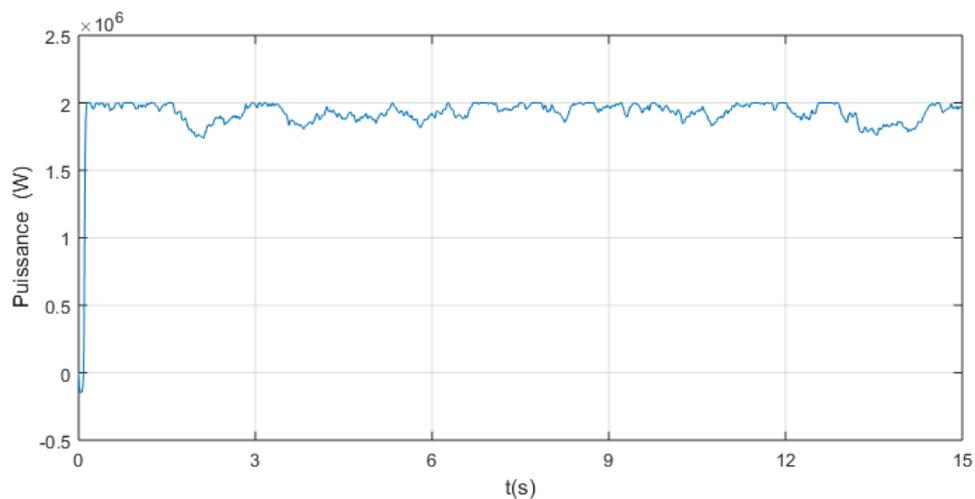


FIGURE II.21 – variation de la puissance produite par la turbine

La figure 21 : illustre la variation de la puissance produite pour différentes vitesses du vent, on peut observer que la puissance garde une valeur limite pour les grandes vitesses du vent malgré que la turbine soit capable de produire plus de puissance. Cette limite de puissance est utilisée pour éviter une éventuelle survitesse du rotor, et protéger ainsi toute la chaîne de production éolienne.

La figure 23 : illustre les variations du coefficient de puissance ( $C_p$ ).

La figure 24 : on observe que l'angle de calage est maintenu constant par le système d'orientation des pales à une valeur optimale de 02 degrés jusqu'à ce que la turbine fonctionne au dessus de la vitesse nominale du vent, où elle aura la capacité de produire une puissance supérieure à la puissance nominale du système. A ce moment, le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales avec une vitesse finie et change ainsi la circulation de l'air autour des pales ce qui réduit le rendement de la turbine et limite sa puissance.

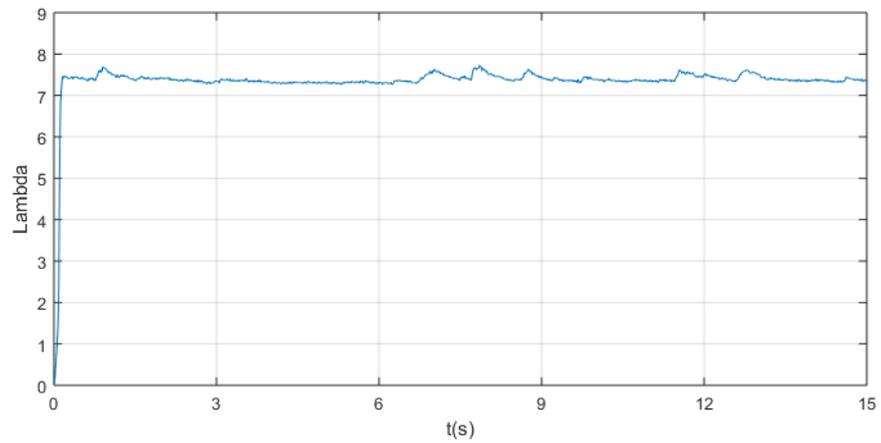


FIGURE II.22 – Vitesse relative

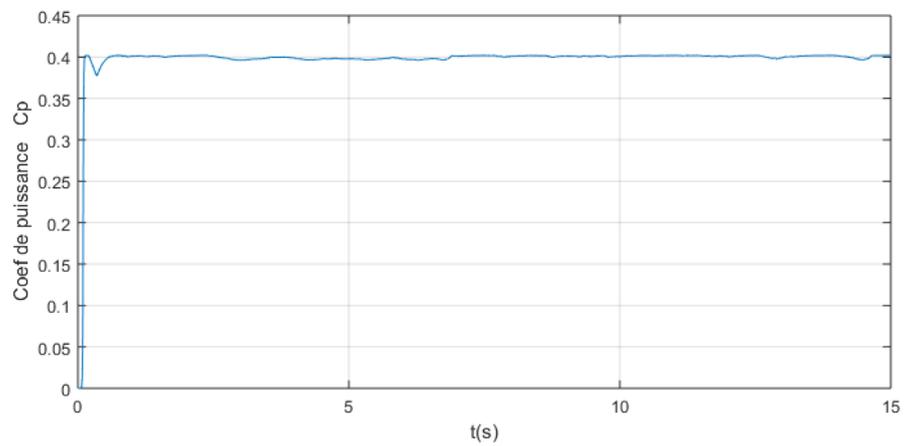
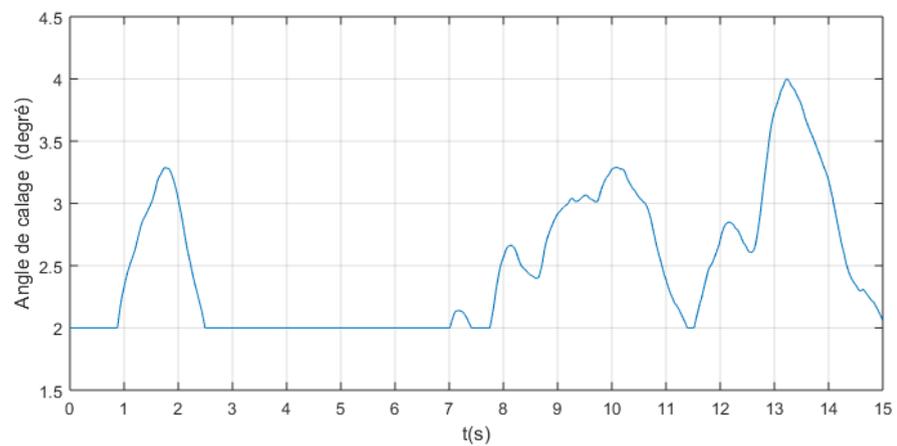
FIGURE II.23 – Coefficient de puissance ( $c_p$ )

FIGURE II.24 – Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse du vent

## II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la modélisation du système éolien, basé sur la turbine et son convertisseur mécanique. Nous nous intéresserons d'avantage aux grandeurs électriques sur de courts intervalles de temps donc nous avons considéré que l'éolienne se situait dans sa zone de fonctionnement optimale et qu'elle fonctionnait en régime permanent quelle que soit la vitesse du vent appliquée sur les pales. Nous avons donc centré notre étude sur la commande dans cette zone de fonctionnement permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance disponible dans le vent. Deux méthodes de contrôle MPPT ont été examinées et détaillées (avec ou sans asservissement de la vitesse de rotation).

Le chapitre suivant, est s'intéresse à la modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents et sa simulation, aussi la modélisation et la simulation du redresseur commandé.

## Chapitre III

---

# Modélisation de la MSAP et du redresseur MLI

---

### SOMMAIRE

---

III.1 INTRODUCTION . . . . .	44
III.2 GÉNÉRALITÉ SUR LA MSAP . . . . .	44
III.3 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA MSAP . . . . .	44
III.4 AVANTAGES DE LA MSAP . . . . .	45
III.5 SYNCHRONISATION DES ALTERNATEURS . . . . .	45
III.6 MODÉLISATION DE LA MSAP FONCTIONNEMENT MODE GÉNÉRATRICE . . . . .	46
III.6.1 Hypothèses simplificatrices . . . . .	46
III.6.2 Mise en équation de la MSAP . . . . .	46
III.6.3 Equation mécanique . . . . .	52
III.7 MODÉLISATION DES CONVERTISSEUR DE PUISSANCE . . . . .	53
III.7.1 Introduction . . . . .	53
III.7.2 Redresseur a commande MLI . . . . .	53
III.7.3 Principe de fonctionnement . . . . .	54
III.7.4 Techniques de commande MLI . . . . .	54
III.7.5 Modélisation du redresseur MLI [3] . . . . .	55
III.7.6 Simulation du redresseur . . . . .	63
III.8 CONCLUSION . . . . .	66

---

## III.1 Introduction

Les alternateurs triphasés sont la source primaire de toute l'énergie électrique. Entraînées par des turbines hydrauliques, à vapeur ou éoliennes, ces machines constituent les plus gros convertisseurs d'énergie au monde. Elles transforment l'énergie mécanique en énergie électrique avec des puissances allant jusqu'à 1500 MW [24].

Dans notre étude nous allons nous intéresser à une éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP). Ce choix n'est pas fortuit puisqu'il est basé sur les avantages technologiques et économiques qu'offre la MSAP comparée aux autres machines.

L'utilisation des aimants permanents a été une vraie révolution dans le domaine de l'utilisation de ces machines, car elle a permis d'éliminer le bobinage rotorique et son excitation ainsi que les balais et les contacts glissants. Ce qui induit moins de maintenance et plus de robustesse pour la machine. Cet avantage a couvert le coût élevé des aimants [4],[24].

Le progrès technologique dans le domaine de l'électronique de puissance a également conduit vers un progrès important dans les performances globales des entraînements à vitesse variable, ce qui facilite l'autopilotage de la machine synchrone la rendant ainsi très performante comparée la machine asynchrone et celle à courant continu [6]. Mais l'avantage le plus important de ces machines dans le domaine éolien est l'absence de multiplicateur de vitesse pour des machines de grand nombre de paires de pôles, réduisant ainsi le volume de l'éolienne et la maintenance du système [1].

## III.2 Généralité sur la MSAP

L'avantage principal de la MSAP réside dans la haute vitesse et génèrent des puissances très élevée. Les développements actuels sont dus à la baisse des coûts des composants semi-conducteurs de puissance, à l'apparition d'aimants permanents à haute performance et à faible perte fer. Le stator de la machine à un bobinage conventionnel identique à celui de la machine synchrone usuelle. Le champ magnétique d'excitation du rotor est fourni par des aimants permanents, contrairement à la machine conventionnelle.

## III.3 Principe de fonctionnement de la MSAP

La GSAP, permet d'effectuer la conversion d'énergie mécanique en énergie électrique alternative, est plus particulièrement une machine triphasée fournissant un système équilibré de tensions et de courants alternatifs, dans laquelle les champs magnétiques statorique et rotorique sont en rotation synchrone, c'est-à-dire à la même vitesse, raison pour laquelle un couple d'origine électromagnétique prend naissance.

L'excitation de la GSAP est faite par des aimants permanents liés au rotor (inducteur). Il y a des structures de génératrices à aimants permanents à rotor interne et stator externe d'une part, et des structures d'alternateurs à stator interne et rotor externe, d'autre part

figure III.1.

Toutefois, les alternateurs à aimants permanents avec stator externe sont plus performants en termes de puissance massique et volumique et couple massique et volumique parce que le refroidissement des enroulements statoriques est plus aisé lorsque le stator est en contact avec l'air ambiant.

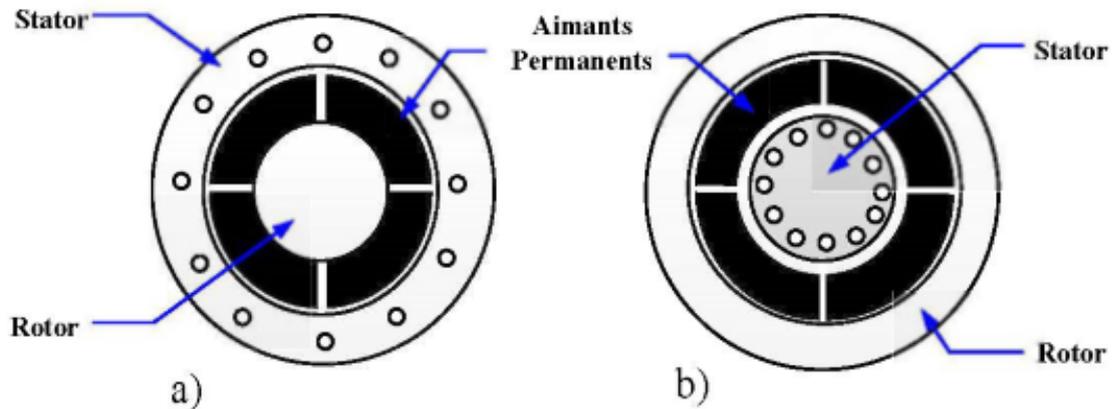


FIGURE III.1 – a- Structure à rotor interne b- Structure à rotor externe

### III.4 Avantages de la MSAP

Comparée à la machine asynchrone (MAS) et à courant continu (MCC), la MSAP présente les principaux avantages suivants, [4], [24] :

- Robustesse incontestée par rapport à la machine à courant continu ;
- Augmentation de la constante de temps thermique et de la fiabilité grâce à l'élimination des bagues et des balais ;
- Facteur de puissance et rendement plus élevés par rapport à la MAS ;
- Cette structure donne à la machine l'avantage de réduire les dimensions et par conséquent un moindre moment d'inertie, ce qui augmente sa fiabilité et sa densité de puissance par unité de volume ;
- L'utilisation des aimants permanents au rotor permet d'éliminer les pertes électriques dans le circuit rotorique.

### III.5 Synchronisation des alternateurs

Pour brancher un alternateur sur le réseau ou le coupler avec un autre alternateur, il faut respecter les conditions suivantes [31] :

- La tension de l'alternateur doit être égale à celle du réseau ;
- La fréquence de l'alternateur doit être la même que celle du réseau ;
- La tension de l'alternateur doit être en phase avec celle du réseau ;

- La séquence des phases de l’alternateur doit être la même que celle du réseau.

La mise en pratique de ces conditions est appelée procédure de synchronisation. En agissant sur le régulateur de vitesse de la turbine, on amène tout d’abord l’alternateur à une vitesse voisine de la vitesse synchrone, afin que sa fréquence soit proche de celle du réseau. On règle ensuite l’excitation de façon que la tension induite soit égale à celle du réseau.

## III.6 Modélisation de la MSAP fonctionnement mode génératrice

Actuellement la littérature témoigne d’un grand intérêt pour la MSAP. En effet, elle a une large utilisation dans le domaine de l’entraînement électrique à une vitesse variable. Dans notre travail, nous rappellerons les éléments de la constitution de cette machine, puis, nous décrirons la modélisation de la machine dans le repère lié au rotor et dans le repère lié au stator (repère de Park). [5]

### III.6.1 Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la (MSAP) obéit à certaines hypothèses simplificatrices :

- L’absence de la saturation dans le circuit magnétique ;
- La distribution sinusoïdale de la force magnétomotrice (fmm), créée par les enroulements du stator ;
- L’hystérésis, les courants de Foucault, l’effet de peau sont négligés ;
- L’effet des encoches est négligé ;
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.

La structure de la machine à aimants permanents comporte un enroulement triphasé au stator. L’excitation est créée par les aimants permanents au niveau du rotor, ces derniers sont supposés de perméabilité voisine de celle de l’air.

### III.6.2 Mise en équation de la MSAP

Les modèles des machines électriques les plus utilisés sont basés sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de Park, qui rapporte les équations électriques statoriques et rotoriques à un système cartésien d’axes,  $d$  et  $q$ , [10].

Dans le repère classique 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. Comme les stators des machines asynchrones et synchrones sont pareils, les repères statorique pour les deux types de machine sont identiques. Quant aux rotors, on a toujours trois axes ( $ar, br, cr$  correspondant aux trois enroulements rotoriques) pour la machine

asynchrone (MAS), mais un seul axe ( $F$  correspondant à la direction de l'aimantation) pour la MSAP. L'angle donne la position du rotor par rapport au stator.

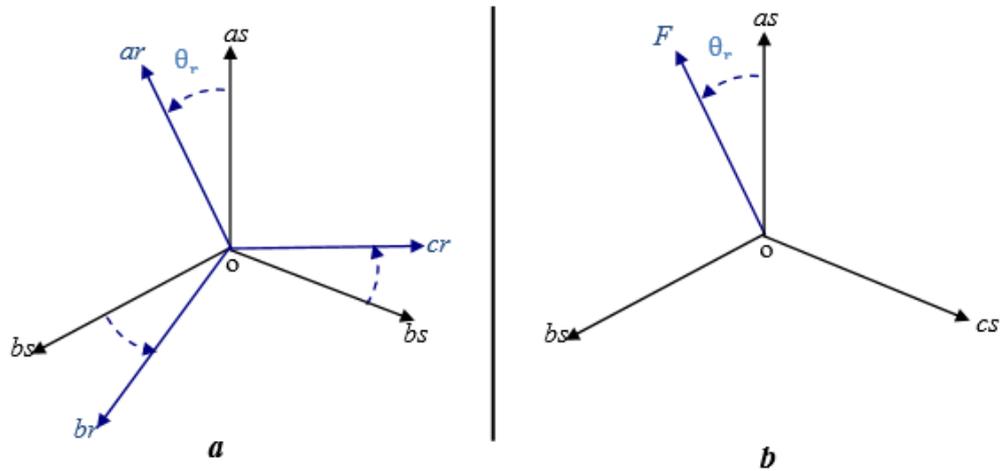


FIGURE III.2 – a- Machine asynchrone b- Machine synchrone à aimants permanents

Le modèle de la MSAP qui sera développé dans notre travail est basé sur le schéma de la figure suivante :

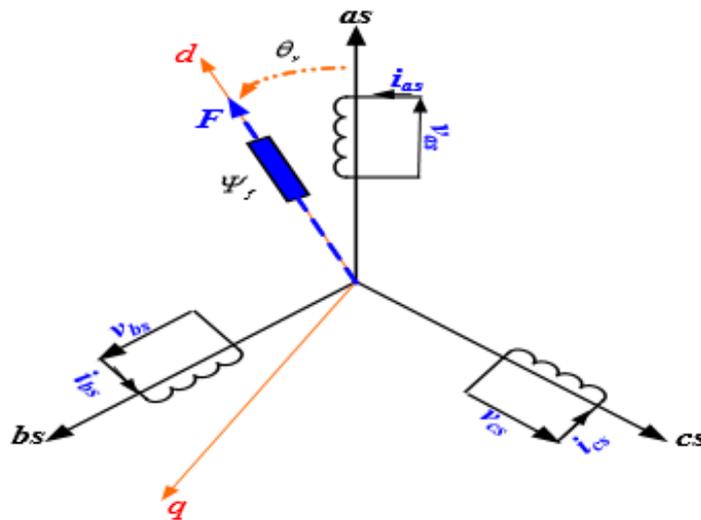


FIGURE III.3 – Schéma représentatif de la MSAP

### III.6.2-a Equations électriques

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (III.1)$$

où :

$\begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \end{bmatrix}^t$  : Vecteur tension de phases statoriques.

$\begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix}^t$  : Vecteur courant de phases statoriques.

$\begin{bmatrix} \psi_a & \psi_b & \psi_c \end{bmatrix}^t$  : Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.

$R_s$  : la résistance des phases statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle, et il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

### Passage au repère de Park

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Cette transformation mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de  $2\pi/3$  en deux bobines fictives équivalentes déphasées de  $\pi/2$  et situées sur le rotor (Figure III.5).

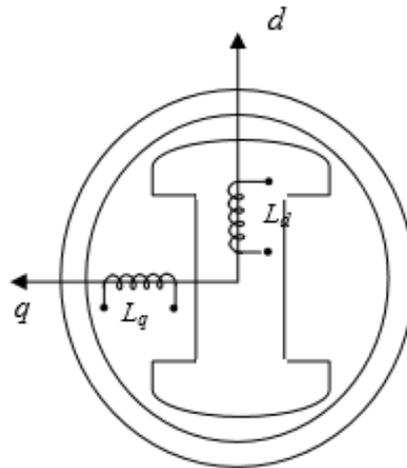
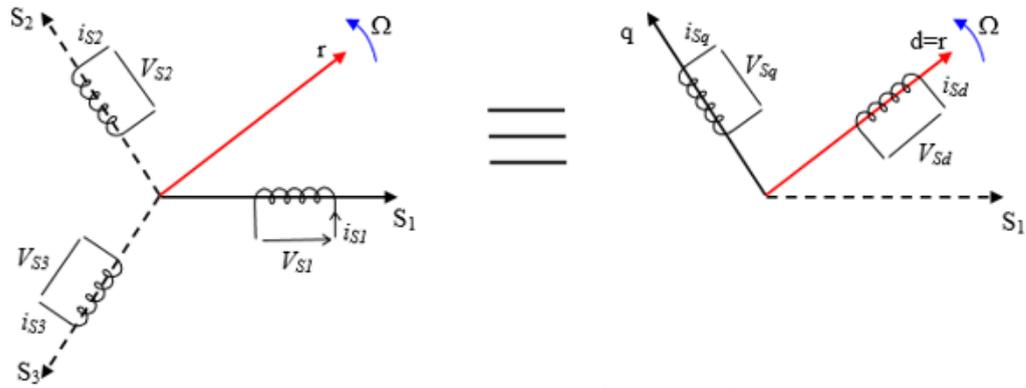


FIGURE III.4 – Représentation équivalente dans le repère  $dq$

Les deux bobines  $d$  et  $q$ , tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère  $(d, q)$ , nous permettent de passer de repère naturel au repère de Park, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la machine [1].

En appliquant la transformation de Concordia  $T_{32}$  défini par (III.2) :


 FIGURE III.5 – Passage de repère naturel du stator au repère  $(d, q)$  de Park

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = T_{32}^t \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

avec

$$T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{-1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{-1}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Le variable  $x$  peut être  $v, i$  ou  $\psi$ .

On obtient :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_\alpha \\ \psi_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations (III.4), on peut exprimer tous les vecteurs dans un repère lié au rotor. Si  $\theta$  est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator, nous avons :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + P(\theta) \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

où

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = P(-\theta) \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \text{ et } P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III.6})$$

$V_d, V_q, i_d$  et  $i_q$  sont les composantes directe et en quadrature de tension et de courant.  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont les composantes directe et en quadrature du flux.

### III.6.2-b Equation magnétique

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs,  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont fonctions linéaires des courants  $i_d$  et  $i_q$  :

$$\begin{cases} \psi_d = L_d i_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

$L_d$  et  $L_q$  sont les inductances directe et en quadrature, et elles sont supposées indépendantes de  $\theta$ .  $\psi_f$  représente le flux des aimants. En remplaçant les expressions des flux dans l'équation (III.5), on aboutit à :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega P \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

où :  $\omega = p\Omega$ ,  $p$  étant le nombre de paires de pôles et  $\Omega$  la vitesse angulaire du rotor.

$e_d$  et  $e_q$  sont les composantes directe et en quadrature de f.e.m. données par :

$$\begin{cases} e_d = 0 \\ e_q = p\psi_f\Omega \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Les circuits électriques équivalents de la MSAP peuvent être représentés comme suit, :

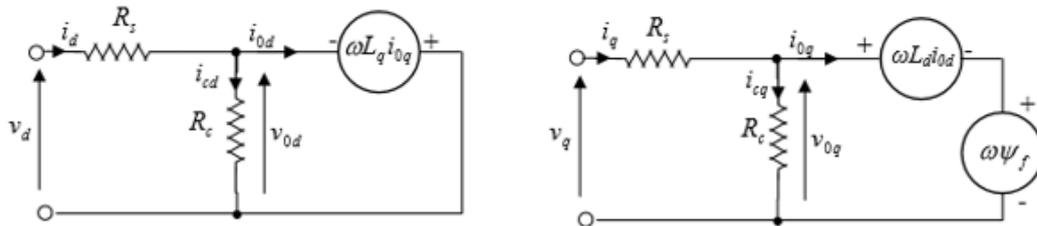


FIGURE III.6 – Circuit équivalent de la MSAP -convention moteur-

En utilisant la convention génératrice ; on inverse le sens des courant  $i_d$  et  $i_q$  dans les repères de Park, et le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme [22] :

$$\begin{cases} V_d = -R_s I_d - L_d \frac{d}{dt} I_d + \omega L_q I_q \\ V_q = -R_s I_q - L_q \frac{d}{dt} I_q - \omega L_d I_d + \omega \psi_f \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

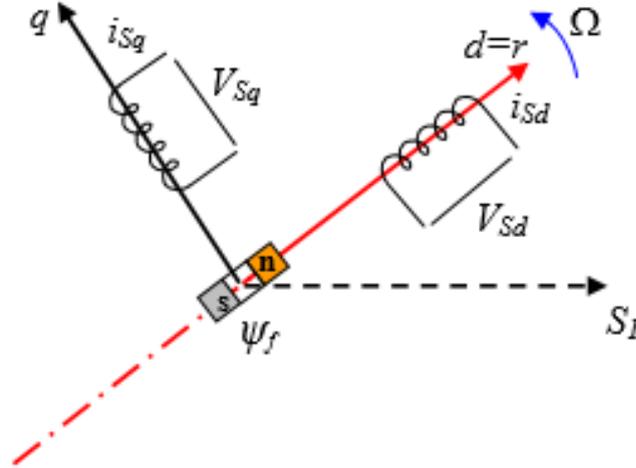


FIGURE III.7 – Modèle de PARK pour la GSAP

### Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique  $C_{em}$  est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [1] :

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} = p \frac{dW_e}{d\theta_e} \quad (\text{III.11})$$

$W_e$  : Énergie emmagasinée dans le circuit magnétique.

$\theta_{geo}$  : Écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).

$p$  : nombre de pair de pôle.

L'expression de la puissance transmise dans le repère de Park est donnée par [22] :

$$P(t) = \frac{3}{2} (V_d I_d + V_q I_q) \quad (\text{III.12})$$

En remplaçant  $V_d, V_q$  par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left[ -R_s (i_d^2 - i_q^2) - \left( i_d \frac{d\psi_d}{dt} + i_q \frac{d\psi_q}{dt} \right) + \frac{d\theta}{dt} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right] \quad (\text{III.13})$$

$\frac{3}{2} [-R_s (i_d^2 - i_q^2)]$  : Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator [22].

$\frac{3}{2} \left[ \left( i_d \frac{d\psi_d}{dt} + i_q \frac{d\psi_q}{dt} \right) \right]$  : Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator [22].

$\frac{3}{2} \left[ \frac{d\theta}{dt} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right]$  : Représente la puissance électromagnétique [1].

Sachant que :  $\omega = p\Omega$

$$P = C_{em}\Omega \quad (\text{III.14})$$

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (\text{III.15})$$

Après affectation des opérations nécessaires, on peut écrire [22] :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [(L_q - L_d) i_q i_d + i_q \psi_f] \quad (\text{III.16})$$

### III.6.3 Equation mécanique

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{III.17})$$

avec :

$C_m$  : Le couple moteur appliqué sur la génératrice.

$f\Omega$  : Le couple de frottement.

$J$  : moment d'inertie total de la machine.

$f$  : coefficient de frottement visqueux.

## III.7 Modélisation des convertisseur de puissance

### III.7.1 Introduction

L'avènement de l'électronique de puissance a eu un impact majeur sur le monde industriel au cours des dernières décennies. Cet avènement s'est produit par l'arrivée sur le marché des composants d'électronique de puissance tels les thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance. Ces composants ont permis le développement de convertisseurs statiques de grande puissance qui permettent la conversion de la puissance électrique d'une forme quelconque à une autre forme. Ces convertisseurs apportent un progrès considérable au niveau des procédés industriels .

L'utilisation de ces convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique participe à détériorer la qualité du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes consomment des courants non sinusoïdaux, les paragraphes suivants présentent une synthèse des redresseurs commande MLI, qui sont classés comme une solution de ce problème

### III.7.2 Redresseur a commande MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs MLI sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commuté, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée.

Il y a deux manières de mettre en application des redresseurs MLI ; comme redresseur à source de courant, et redresseur à source de tension.

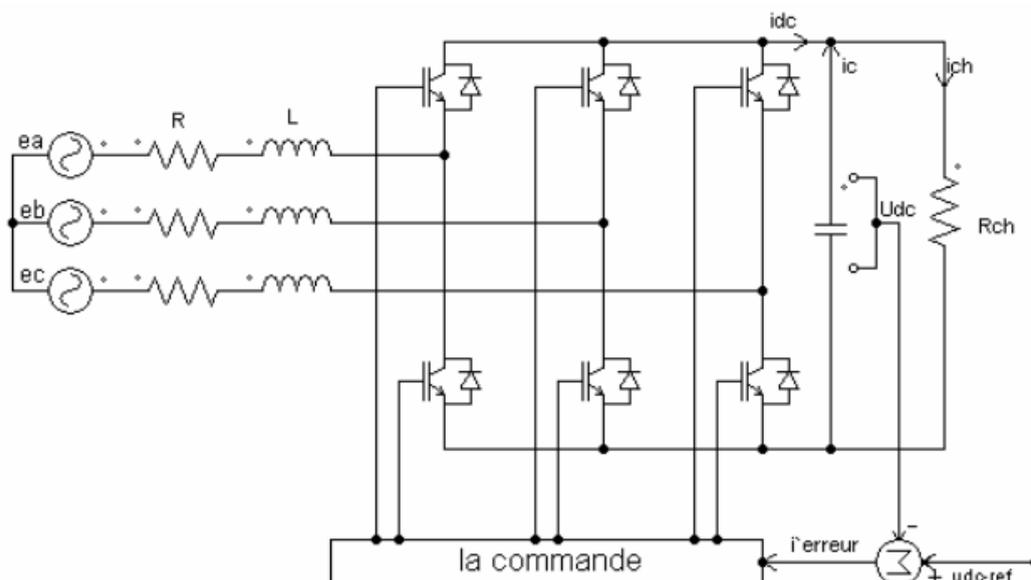


FIGURE III.8 – Topologies de base d'un redresseur de tension

Les redresseurs de tension sont de plus loin extensivement utilisés et en raison de la dualité des deux topologies, seulement ce type du redresseur serait expliqué en détail.

### III.7.3 Principe de fonctionnement

Le redresseur de tension fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée, en utilisant une commande en boucle fermée, comme montré dans la figure III.8. Pour accomplir cette tâche, la tension du bus continu  $U_{dc}$  est mesurée et comparée avec une référence  $U_{dc-ref}$ , le signal d'erreur produit de cette comparaison est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture. De cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu  $U_{dc}$  mesurée aux bornes du condensateur  $C$ .

En fonctionnement redresseur ( $i_{ch}$  est positif), le condensateur  $C$  est déchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande de plus de puissance de la source alternative. Le bloc de commande prend la puissance de la source alternative en produisant un signal MLI approprié pour les six interrupteurs. De cette façon, un écoulement plus de courant de la source alternative au côté continu, et la tension de condensateur est récupérée. Contrairement, en fonctionnement onduleur ( $i_{ch}$  est négatif), le condensateur  $C$  est surchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande pour décharger le condensateur, et la puissance retourne à la source alternative.

La commande MLI non seulement peut contrôler la puissance active, mais également la puissance réactive, ce type du redresseur permet la correction du facteur de puissance. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenu comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

### III.7.4 Techniques de commande MLI

#### III.7.4-a MLI à Bande d'hystérésis

La méthode de la bande d'hystérésis permet la commutation des interrupteurs du redresseur lorsque l'erreur entre le signal et sa consigne excède une amplitude fixée. Cette amplitude est communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis cette technique ne demande qu'un comparateur à hystérésis par phase.

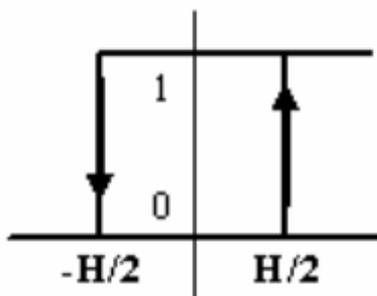


FIGURE III.9 – Principe de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon le principe expliqué dans la figure III.9, l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à  $H/2$ , il se ferme si cette dernière est supérieure à  $+H/2$ , où  $H$  représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis. Si l'erreur est maintenant comprise entre  $H/2$  et  $+H/2$  (c à d, qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute pas.

### III.7.4-b MLI à échantillonnage périodique

La méthode d'échantillonnage périodique permet aux semi-conducteurs constituant le filtre actif de commuter durant les transitions d'une horloge à onde carrée et à fréquence fixe (fréquence d'échantillonnage). Comme illustré à la figure III.10, ce type de commande est très simple à implanter dans la mesure où il ne nécessite qu'un comparateur et une bascule D type par phase. L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge. Cependant, la fréquence de commutation actuelle n'est pas clairement définie.

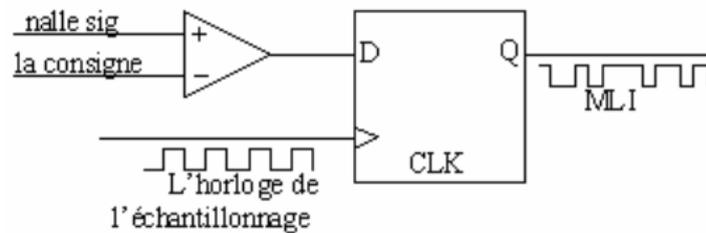


FIGURE III.10 – Modulateur MLI à échantillonnage périodique

### III.7.4-c MLI à porteuse triangulaire

La méthode de la MLI à porteuse triangulaire, compare l'erreur entre le signal (courant ou tension) et sa consigne avec une onde triangulaire (porteuse) d'une amplitude et d'une fréquence fixées. L'erreur passe par un correcteur avant d'être comparée avec la porteuse triangulaire.

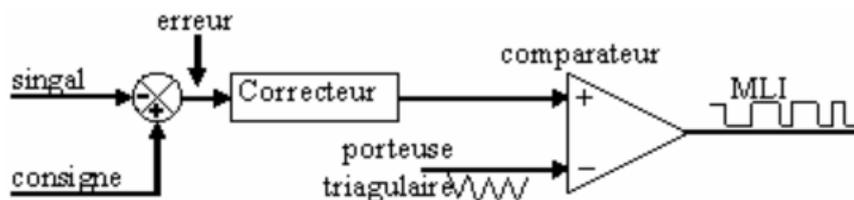


FIGURE III.11 – Modulateur MLI à porteuse triangulaire

## III.7.5 Modélisation du redresseur MLI [3]

La figure suivante présente le schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau,  $\bar{e}$  est tension de la source et  $R, L$  sont les paramètres de la ligne,  $\bar{v}$  est la tension

d'entées de redresseur.

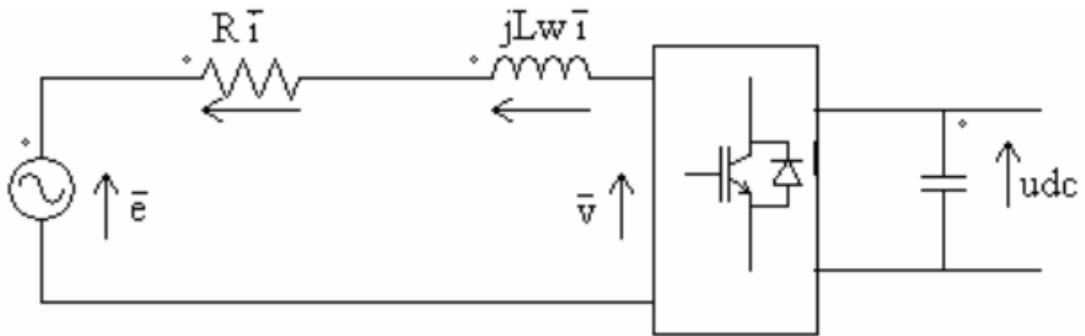


FIGURE III.12 – Schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau

Le courant de ligne  $\bar{i}$  est commandé par la chute de tension produite par l'inductance  $L$  et la résistance  $R$  de la ligne et la tension d'entrée de redresseur  $\bar{v}$ . Le pont redresseur est constitué de trois bras avec deux transistors (thyristors) bipolaires antiparallèle avec des diodes (figure III.13) qui sont présentées comme des interrupteurs peuvent être commandées en ouverture  $1'$  et en fermeture  $0$  et la tension d'entrée  $\bar{v}$  est en fonction des états de ces interrupteurs

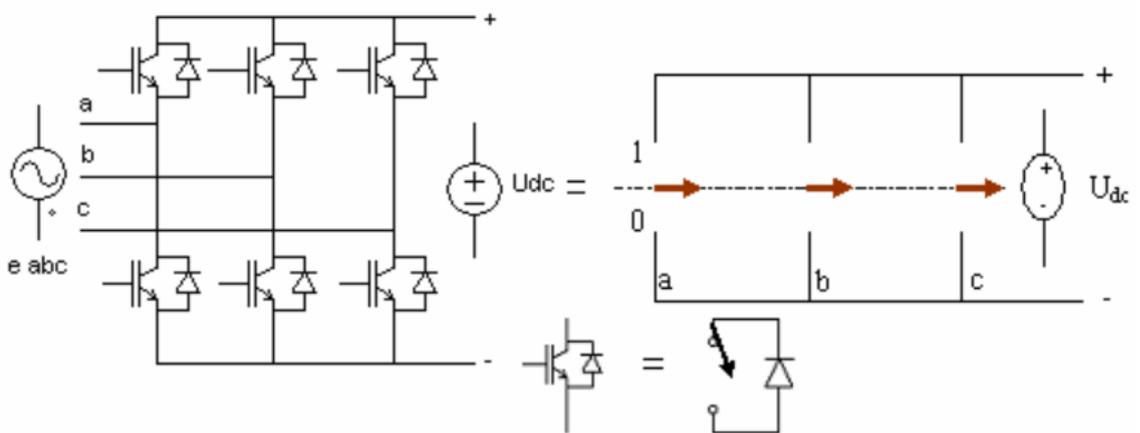


FIGURE III.13 – Pont redresseur

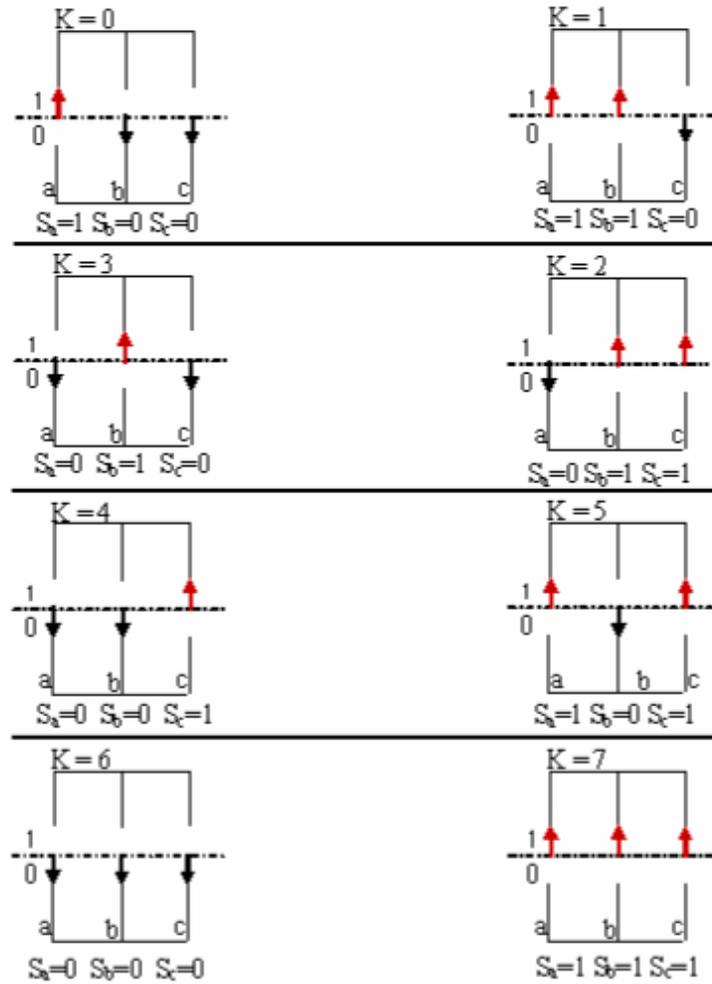


FIGURE III.14 – Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI

À partir de la table si dessous on peut écrire les tension d'entré redresseur d'une manière générale comme suit :

$$\begin{aligned} v_{ab} &= (S_a - S_b) U_{dc} \\ v_{bc} &= (S_b - S_c) U_{dc} \\ v_{ca} &= (S_c - S_a) U_{dc} \end{aligned} \quad (\text{III.18})$$

d'où :

$$\begin{aligned} v_a &= f_a U_{dc} \\ v_b &= f_b U_{dc} \end{aligned} \quad (\text{III.19})$$

avec :

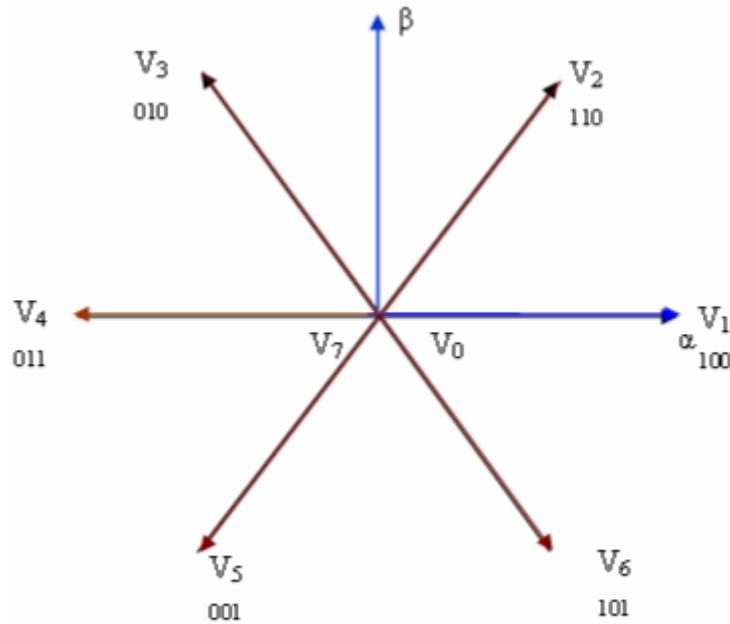
$$\begin{aligned} f_a &= \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} \\ f_b &= \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} \\ f_c &= \frac{2S_c - S_b - S_a}{3} \end{aligned} \quad (\text{III.20})$$

K	$S_a$	$S_b$	$S_c$	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$V_{ca}$
0	1	0	0	$U_{dc}$	0	$-U_{dc}$
1	1	1	0	0	$U_{dc}$	$-U_{dc}$
2	0	1	0	$-U_{dc}$	$U_{dc}$	0
3	0	1	1	$-U_{dc}$	0	$U_{dc}$
4	0	0	1	0	$-U_{dc}$	$U_{dc}$
5	1	0	1	$U_{dc}$	$-U_{dc}$	0
6	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0

TABLE III.1 – les huit états possibles des interrupteurs

L'auteur [3] a considéré la relation (III.21) pour présenter les huit états possibles de la tension d'entrée  $v$  dans un plan complexe  $\alpha\beta$  :

$$v_{k+1} = \begin{cases} \left(\frac{2}{3}\right) U_{dc} e^{jk\pi/3} & \text{pour } k = 0 \dots 5 \\ v_7 = v_0 = 0 \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

FIGURE III.15 – présentation de vecteur de tension  $v_k$

### III.7.5-a Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel triphasé

Les équations de tensions pour le système triphasé équilibré sans neutre peuvent être écrites comme (figure III.14) :

$$\bar{e} = \bar{v}_I + \bar{v} \quad (\text{III.22})$$

$$\bar{e} = R \bar{i} + L \frac{d\bar{i}}{dt} + \bar{v} \quad (\text{III.23})$$

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.24})$$

Et la tension d'entrée du redresseur peut être écrit comme suit :

$$v_n = U_{dc} \left( S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) \quad (\text{III.25})$$

où  $S_n = 0$  ou  $1$ , sont l'état des interrupteurs, où ( $n = a, b, c$ ), Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme :

$$C \frac{dU_{dc}}{dx} = i_c \quad (\text{III.26})$$

Le courant dans la capacité peut aussi écrire :

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \quad (\text{III.27})$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dx} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{dc} \quad \text{III.28} \quad (\text{III.28})$$

Aussi, le courant  $i_c$  est la somme du produit des courant de chaque phase par l'état de son interrupteur

$$C \frac{dU_{dc}}{dx} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{ch} \quad (\text{III.29})$$

Donc, le coté alternatif du redresseur

$$\begin{aligned} L \frac{di_a}{dt} + R i_a &= e_a - U_{dc} \left( S_a - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_a - U_{dc} \left( S_a - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_b}{dt} + R i_b &= e_b - U_{dc} \left( S_b - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_b - U_{dc} \left( S_b - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_c}{dt} + R i_c &= e_c - U_{dc} \left( S_c - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_c - U_{dc} \left( S_c - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \end{aligned} \quad (\text{III.30})$$

Où les tension du réseau sont exprimé par :

$$\begin{aligned} e_a &= E_m \sin \omega t \\ e_b &= E_m \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ e_c &= E_m \sin \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (\text{III.31})$$

L'équation précédent peut résumé comme suit :

$$\left( L \frac{d}{dt} + R \right) i_n = e_n - U_{dc} \left( S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) \quad (\text{III.32})$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{k=a}^c i_n S_n - i_{ch} \quad (\text{III.33})$$

La combinaison des équations (III.32), (III.33) peut être représentée comme le schéma fonctionnel triphasé, qui montré dans la figure III.16

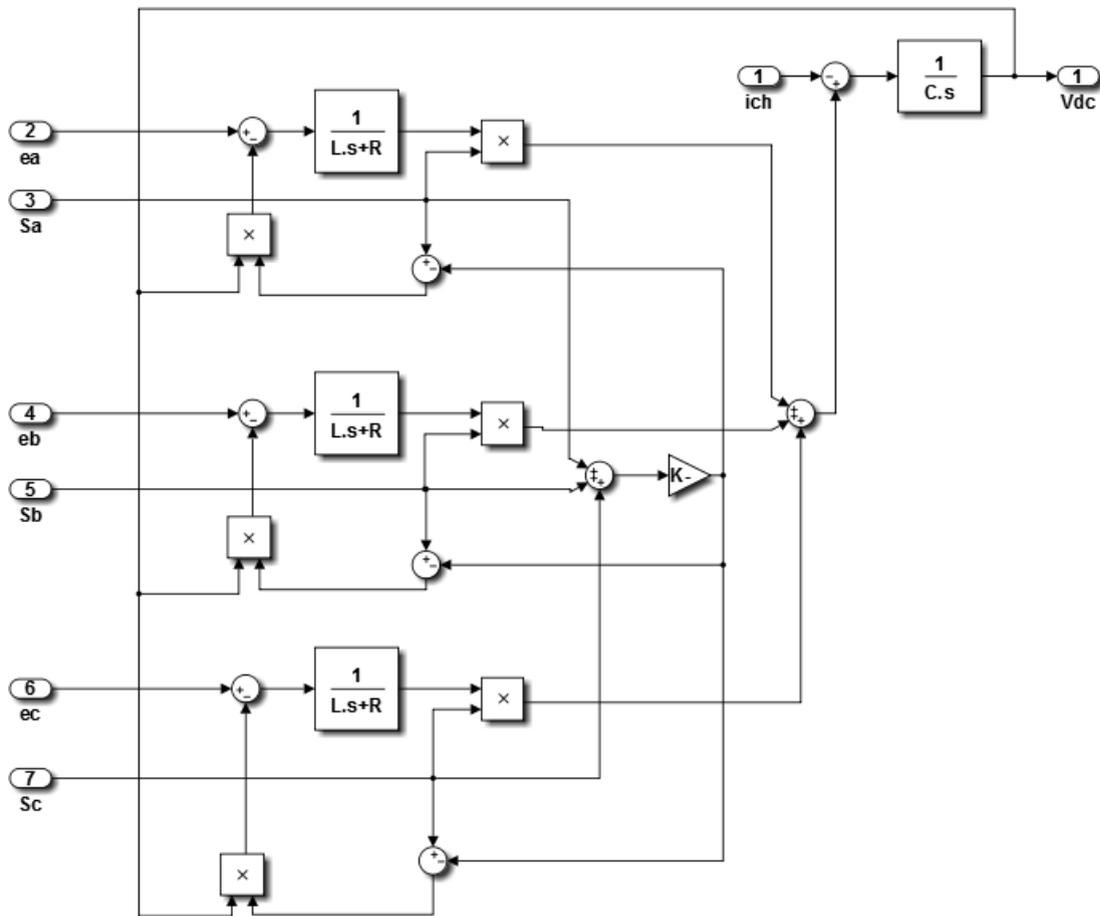


FIGURE III.16 – Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans les coordonnées triphasées

### III.7.5-b Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixes $\alpha\beta$

Les équations de tensions dans le repère fixe  $\alpha\beta$  sont obtenues par l'application de transformation de Concordai. Les équations (III.24), (??) sont écrits comme :

$$Ri_\alpha + L \frac{di_\alpha}{dt} = e_\alpha - U_{dc} S_\alpha \quad (III.34)$$

$$Ri_\beta + L \frac{di_\beta}{dt} = e_\beta - U_{dc} S_\beta$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{k=\alpha}^{\beta} S_n i_n - i_{ch} = \frac{3}{2} (S_\alpha i_\alpha + S_\beta i_\beta) - i_{ch} \quad (III.35)$$

où

$$S_\alpha = \frac{1}{\sqrt{6}}(2S_a - S_b - S_c) \text{ et } S_\beta = \frac{1}{\sqrt{2}}(S_b - S_c)$$

Un schéma fonctionnel dans le repère fixe  $\alpha\beta$  est présenté dans la figure III.17

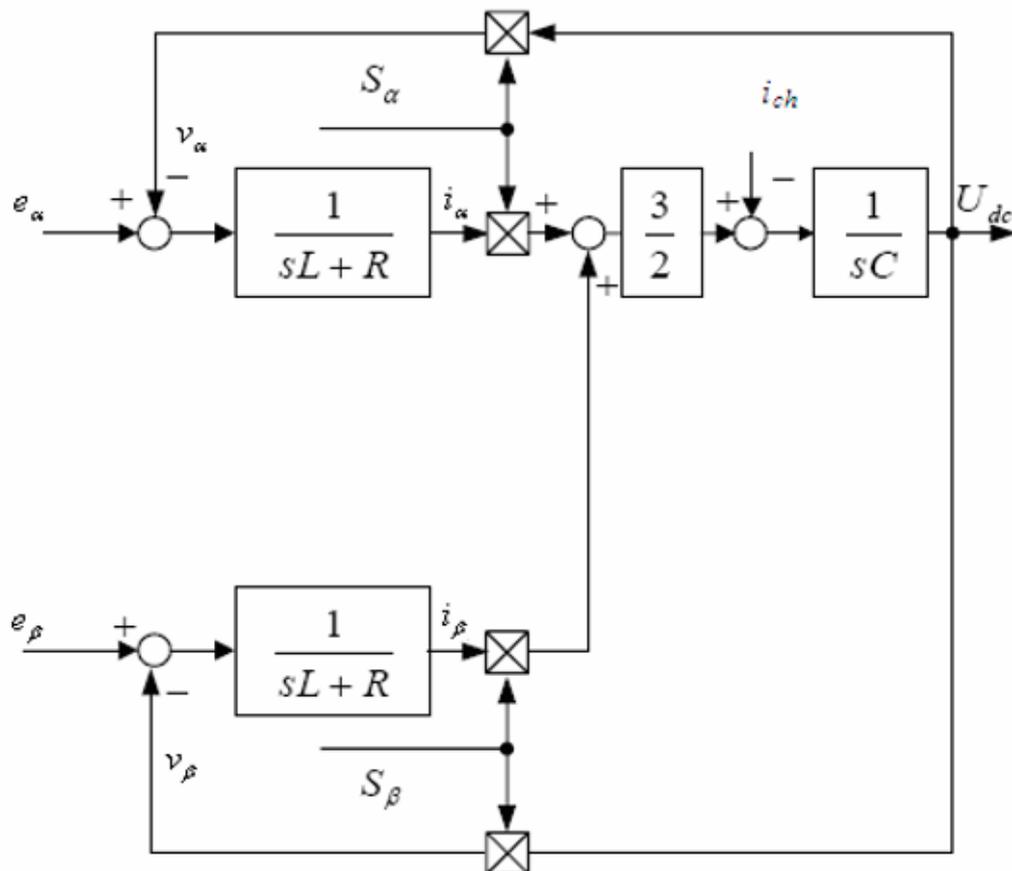


FIGURE III.17 – Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le système de coordonnées fixes  $\alpha\beta$

**III.7.5-c Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant**

Les équations dans le repère tournant  $dq$  sont obtenues à l'aide de la transformation de Park.

$$e_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega L i_q + v_d \tag{III.36}$$

$$e_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega L i_d + v_q$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} \sum_{k=d}^q S_n i_n - i_{ch} = \frac{3}{2} (S_d i_d + S_q i_q) - i_{dc} \tag{III.37}$$

où

$$S_d = S_\alpha \cos \omega t + S_\beta \sin \omega t \text{ et } S_q = S_\beta \cos \omega t + S_\alpha \sin \omega t$$

Un schéma fonctionnel dans le repère d-q est présenté dans la figure III.18

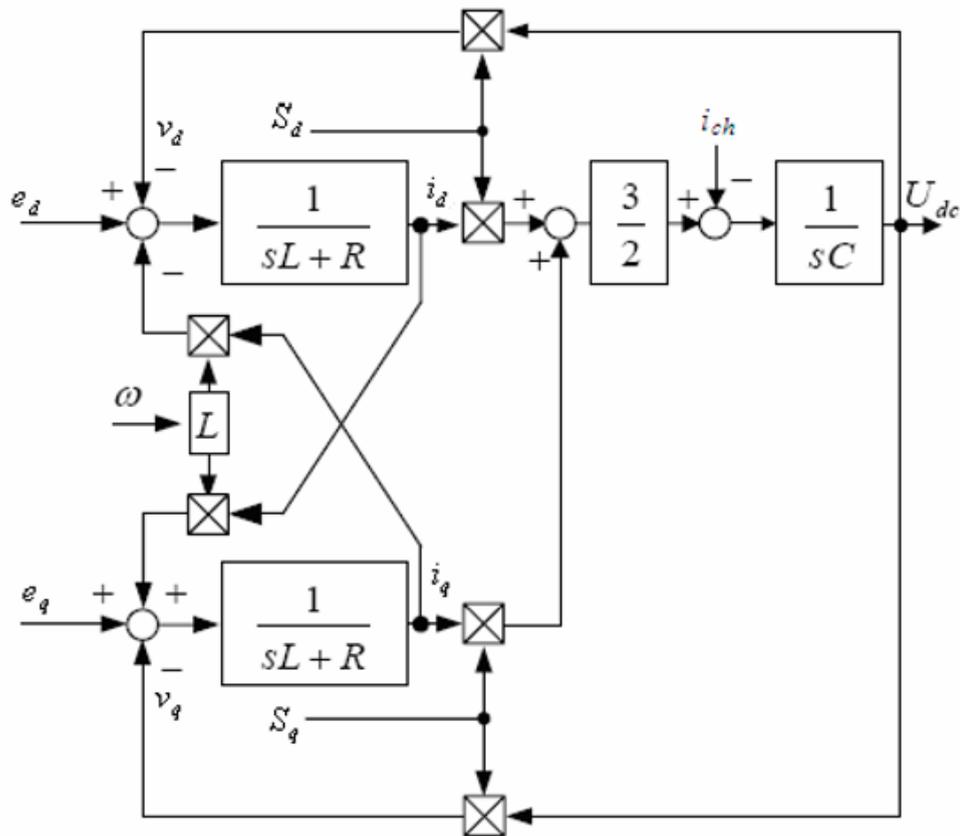


FIGURE III.18 – Schéma fonctionnel du redresseur MLI de tension dans le référentiel tournant  $dq$

Paramètre du redresseur			
Résistance ( $R$ )	$20 \Omega$	Capacité ( $C$ )	$0.005F$
Inductance ( $L$ )	$0.005H$	Tension ( $U$ )	$220\sqrt{2} V$

TABLE III.2 – les huit états possibles des interrupteurs

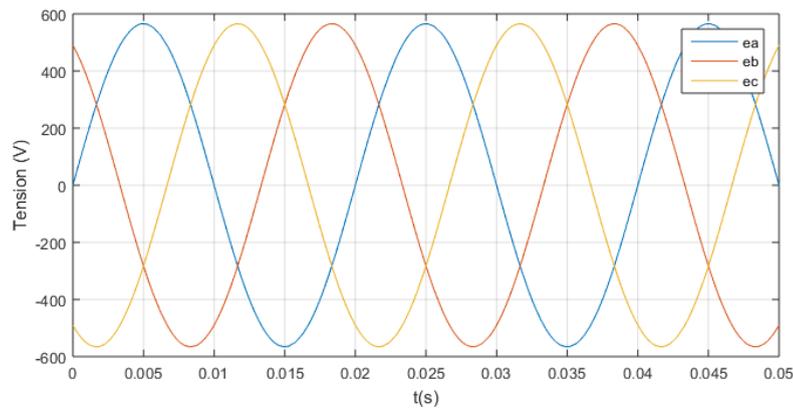
### III.7.6 Simulation du redresseur

Les figures, ci-dessous, illustrent les différentes grandeurs électriques du Redresseur MLI lors de sa charge ( $RL$ ) et à vide.

Le système et sa commande a été simulé à l'aide de Matlab Simulink. Les paramètres du système sont rassemblés dans le Tableau III.2.

#### III.7.6-a Résultat de simulation

##### Redresseur à vide

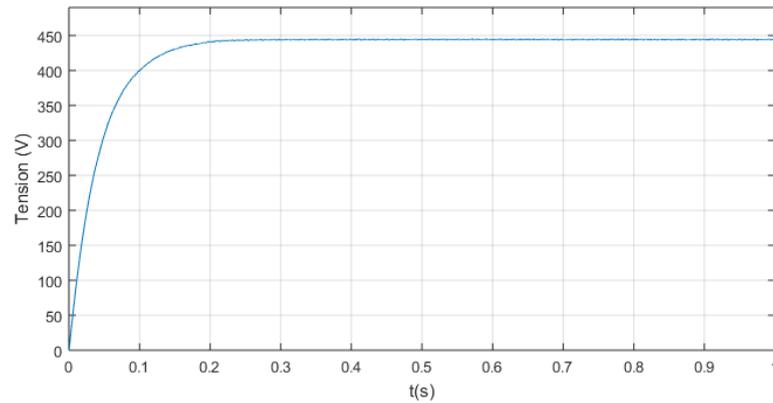
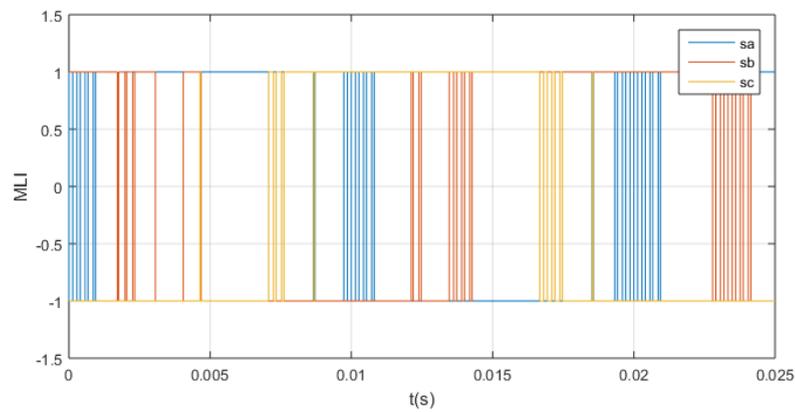
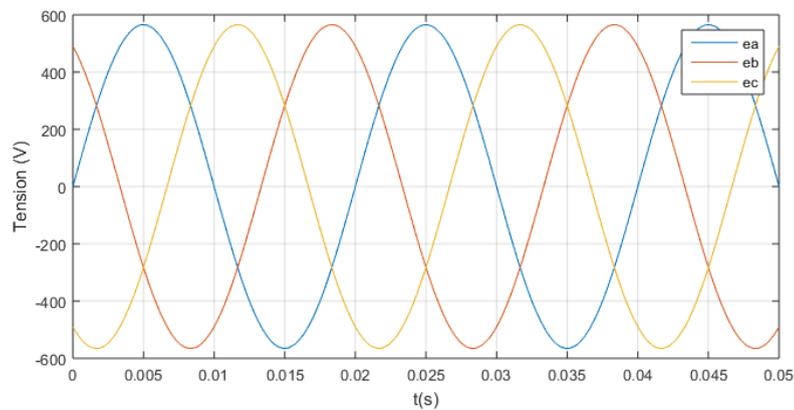
FIGURE III.19 – Source de tensions  $e_a, e_b$  et  $e_c$ 

La figure III.19 représente un système de tensions triphasées sinusoïdales d'une amplitude égale :  $E_{abc} = 600V$ .

D'après la figure III.20 on voit bien que la tension du bus continu est parfaitement redressée à la sortie de celui-ci et égale :  $V_{dc} = 450V$

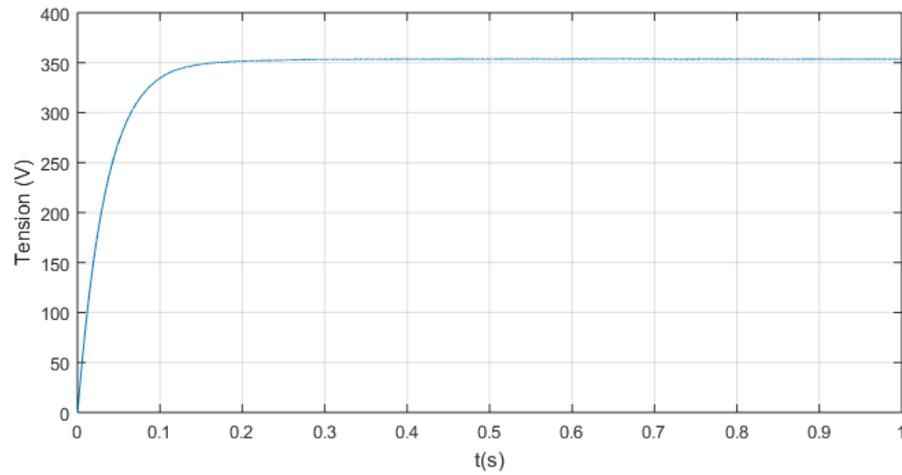
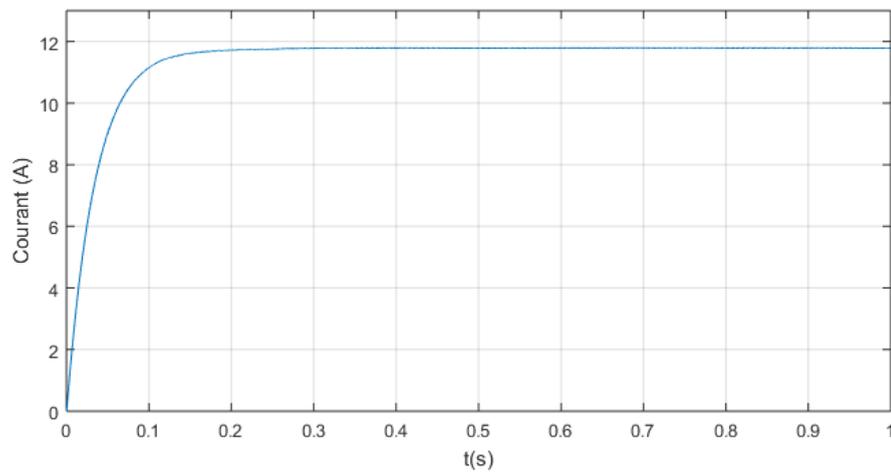
##### Redresseur à charge ( $RL$ )

La figure III.22 représente un système de tensions triphasées sinusoïdales d'une amplitude égale :  $E_{abc} = 600V$

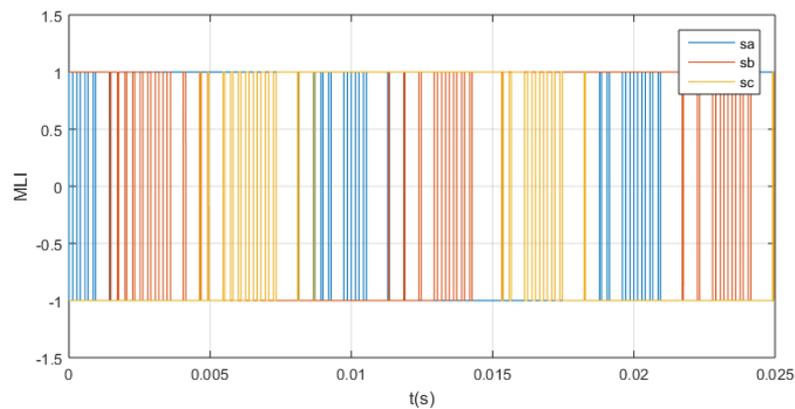
FIGURE III.20 – Tension du bus continu  $V_{dc}$ FIGURE III.21 – Tensions MLI  $s_a$ ,  $s_b$  et  $s_c$ FIGURE III.22 – Source de tensions  $e_a$ ,  $e_b$  et  $e_c$ 

D'après la figure III.23, on voit bien que la tension du bus continu est parfaitement redressée à la sortie de celui-ci et égale :  $V_{dc} = 350V$ .

On remarque que la tension du bus continu est influencée par la charge  $RL$  (la tension est diminué)

FIGURE III.23 – Tension du bus continu  $V_{dc}$ FIGURE III.24 – Courant de charge  $i_{ch}$ 

D'après la figure III.24 on voit bien que le courant de charge est égale :  $I_{ch} = 12A$

FIGURE III.25 – Tensions MLI  $s_a$ ,  $s_b$  et  $s_c$

## III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le modèle dynamique du moteur synchrone à aimants permanents. Le modèle triphasé est de nos jours rarement utilisé à cause de sa complexité et du fort couplage de ses équations. On y montre qu'à l'aide de la transformation de Park, le modèle devient plus simple et les non-linéarités sont réduites au nombre de trois.

Dans la deuxième partie de ce chapitre on a présenté le principe des convertisseurs triphasé AC-DC avec leurs types et quelques applications, ainsi le modèle mathématique de ce dernier, on se basons sur la tension aux borne de charge. C'est pour cette raison on va mettre un modèle mathématique adéquat, pour obtenir sur une tension continue à la sortie de convertisseur.

Le chapitre suivant abordera l'aspect commande par mode glissant du générateur synchrone à aimants permanents et la régulation de la chaîne éolienne globale.

## Chapitre IV

---

# Commande par mode glissant du GSAP

### SOMMAIRE

---

IV.1 INTRODUCTION . . . . .	68
IV.2 SYSTÈMES À STRUCTURE VARIABLES . . . . .	68
IV.3 MODES DE LA TRAJECTOIRE DANS LE PLAN DE PHASE . . . . .	70
IV.4 CONCEPTION DE LA COMMANDE PAR MODE DE GLISSEMENT . . . . .	71
IV.4.1 Choix de la surface de glissement . . . . .	71
IV.4.2 Conditions de convergence . . . . .	72
IV.4.3 Calcul de la commande . . . . .	73
IV.5 PHÉNOMÈNE DE BROUITEMENT (CHATTERING) . . . . .	76
IV.6 ELIMINATION DU PHÉNOMÈNE DE CHATTERING . . . . .	76
IV.7 APPLICATION DE LA COMMANDE PAR MODE DE GLISSEMENT À LA GSAP . . . . .	77
IV.8 SIMULATION ET RÉSULTATS . . . . .	80
IV.9 CONCLUSION . . . . .	90

---

## IV.1 Introduction

Le mode glissant est un type de fonctionnement particulier des systèmes à structure variable. Cette commande est devenue l'une des techniques de contrôle les plus populaires pour une large gamme de classes des systèmes non linéaires et présente un grand intérêt dans des domaines très variés tels que la mécanique, la robotique ou le génie électrique. Elle se distingue par sa simplicité de mise en œuvre, une très bonne réponse dynamique, mais surtout par sa robustesse envers les incertitudes internes, traduites par une insensibilité aux variations de paramètres du système à commander, et vis-à-vis des perturbations externes [20]

Cette commande a été proposée en premier lieu en Union Soviétique par S.V. Emelyanov et fait l'objet de nombreux travaux de son équipe (Utkin, Taran, Kostyleva, etc.) à partir des travaux menés par le mathématicien A.F. Philippov sur les équations différentielles à second membre discontinu [19].

Le principe de la commande à modes glissants consiste à ramener la trajectoire d'état à évoluer vers une surface et la faire commuter autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre à l'aide d'éléments de commutation discontinue. La surface considérée, correspondant aux dynamiques souhaitées, est alors désignée comme étant la surface de glissement et la commande garantit que le point représentatif du système atteint l'hyper-surface en un temps fini.

Cependant malgré ses avantages, cette méthode présente un inconvénient majeur connu sous le nom de *Broutement* (*Chattering* en anglais). En effet, ce type de commande, de nature discontinue, nécessite des commutations à fréquence infinie, or cette hypothèse est irréalisable en pratique. Ce phénomène indésirable, qui peut exciter des dynamiques de haute fréquence non modélisées, peut nuire au fonctionnement des actionneurs de puissance, et même parfois mener à l'instabilité [32].

La commande des systèmes à structures variables par le mode de glissement n'est devenue très intéressante et attractive qu'à partir du début des années 80, elle est considérée comme une des approches les plus simples pour la commande des systèmes ayant un modèle imprécis. Ceci est dû à la bonne connaissance et à l'appréciation de la robustesse, propriété très importante caractérisant cette commande.

## IV.2 Systèmes à structure variables

Un système à structure variable est un système dont la structure change pendant son fonctionnement, il est caractérisé par le choix d'une structure et d'une logique de commutation. Ce choix permet au système de commuter d'une structure à l'autre à tout instant. Dans les systèmes à structures variables avec mode de glissement, la trajectoire d'état est amenée vers une surface (Hyper plan), puis à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface. Cette dernière est dite surface de glissement et le mouvement le long de laquelle se produit, est dit mouvement de glissement.

Le système à structure variable admet une représentation par des équations différentielles du type :

$$\dot{x} = \left\{ \begin{array}{l} f_1(x) \text{ Si la condition 1 est vérifiée} \\ \vdots \\ f_n(x) \text{ Si la condition n est vérifiée} \end{array} \right\} \quad (\text{IV.1})$$

Où les fonctions appartiennent à un ensemble de sous-systèmes de classe  $C_k$ .

### Théorie des modes glissants :

Les systèmes à structure variable sont caractérisés par le choix d'une fonction et d'une logique de commutation appropriée. Ce choix assure à tout instant la commutation entre ces structures. La combinaison des propriétés de chacune de ces structures permet d'imposer le comportement désiré au système global [12].

Comme il a été présenté précédemment, la commande par le mode glissant est un cas particulier de la commande à structure variable appliquée à des systèmes décrits par l'équation suivante (on se limite au cas  $n=2$ ) :

$$\dot{x} = f = \left\{ \begin{array}{l} f^+(x, u^+) \text{ Si } S(x, t) > 0 \\ f^-(x, u^-) \text{ Si } S(x, t) < 0 \end{array} \right\} \quad (\text{IV.2})$$

Les champs de vecteurs  $u^+$  et  $u^-$  sont définis par :

$$\dot{x} = f = \left\{ \begin{array}{l} x^+ \text{ Si } S(x, t) > 0 \\ x^- \text{ Si } S(x, t) < 0 \end{array} \right\} \quad (\text{IV.3})$$

où  $S(x, t)$  est la fonction de commutation (surface).

La surface de commutation  $S_0$  est définie comme suite :

$$S_0 = \{x(t) / S(x, t) = 0\} \quad (\text{IV.4})$$

On a choisi ici une surface de glissement sur laquelle le système commute ; c'est la surface sur laquelle le système suit l'évolution désirée. généralement, la variété de commutation est de dimension égale à «n» moins le nombre de fonction de commutation disponible (i.e. dans le cas de la commande, c'est le nombre de sorties à stabiliser).

Les trajectoires associées à la fonction  $f$  se résument en trois configurations où sont décrites les évolutions temporelles :

La configuration une, représente des trajectoires de  $f^+$  et  $f^-$  qui mettent en évidence un phénomène de répulsion de celles-ci vis-à-vis de la surface de commutation  $S_0$ .

La seconde configuration représente des trajectoires où il existe des phénomènes d'attraction pour  $f^+$  (respectivement pour  $f^-$ ) et de répulsion pour  $f^-$  (respectivement pour  $f^+$ )

La troisième configuration (Figure 1) représente des trajectoires de  $f^+$  et  $f^-$  qui convergent vers la surface de commutation  $S_0$ , et qui ont la particularité de glisser sur celle-ci. Ce phénomène est appelé "mode de glissement".



FIGURE IV.1 – Trajectoires de  $f^+$  et  $f^-$  pour le mode de glissement

### IV.3 Modes de la trajectoire dans le plan de phase

La technique de la commande par mode glissant consiste à ramener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation appropriée jusqu'au point d'équilibre [14]. Cette trajectoire est constituée de trois parties distinctes (Figure IV.2) [25] :

- **Le mode de convergence (MC) :** Dont la variable à réguler se déplace à partir du point d'équilibre initial, en d'autres termes c'est le comportement durant lequel la variable à réguler se déplace à partir d'un état initial vers la surface de commutation.
- **Mode de glissement (MG) :** C'est le comportement du système le long de la surface de commutation. La dynamique dans ce mode dépend du choix de la surface de glissement. Il apparaît quand la commande ramène l'état  $x$  sur la surface de commutation et s'efforce de l'y maintenir.
- **Le mode de régime permanent (MRP) :** Il est nécessaire pour l'étude du comportement d'un système autour du point d'équilibre (origine du plan de phase). Il est caractérisé par la qualité et les performances de la commande.

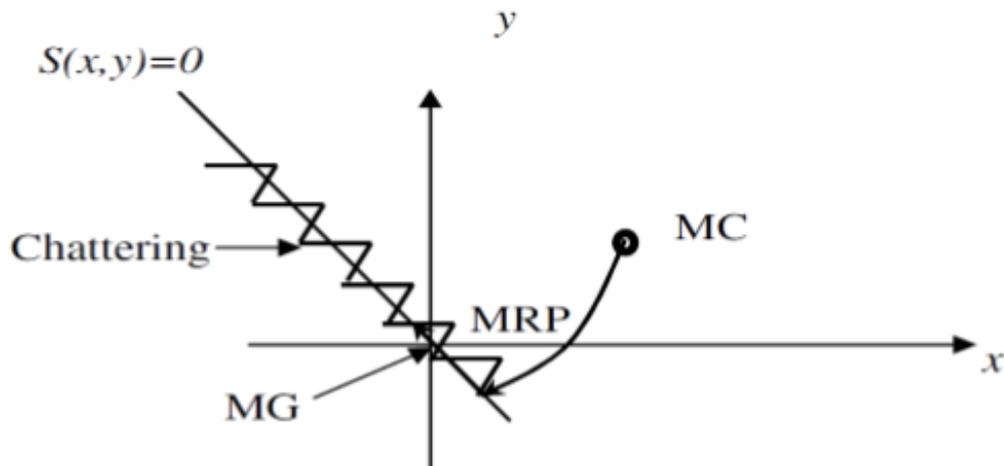


FIGURE IV.2 – Les modes de trajectoire dans le plan de phase

## IV.4 Conception de la commande par mode de glissement

La conception des contrôleurs par mode de glissement prend en compte les problèmes de stabilité et de bonnes performances de façon systématique dans son approche, qui est divisée en trois étapes principales :

- Le choix de la surface ;
- L'établissement des conditions d'existence de la convergence ;
- La détermination de la loi de commande.

### IV.4.1 Choix de la surface de glissement

Le choix de la surface de glissement concerne le nombre et la forme nécessaires. Ces deux facteurs sont en fonction de l'application et de l'objectif visé. En général, pour un système défini par l'équation d'état suivante : [25], [20]

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{x}(t) = f(x,t) + g(x,t)u(t) \\ y = C^T x, y \in R^m \end{array} \right\} \quad (\text{IV.5})$$

Il faut choisir " m " surfaces de glissement pour un vecteur y de dimension " m ". La fonction de commutation est une fonction scalaire, telle que la variable à régler glisse sur cette surface pour atteindre l'origine du plan de phase. Ainsi, la surface  $S(x)$  représente le comportement dynamique désiré du système. *J.J.Slotine* propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable vers sa valeur désirée :

$$s(x) = \left( \frac{d}{dt} + \lambda_x \right)^{r-1} . e(x) \quad (\text{IV.6})$$

avec :

- $e(x)$  : écart de la variable à régler  $e(x) = x_{ref} - x$  ;
- $\lambda_x$  : constante positive ;
- $r$  : degré relatif, égale au nombre de fois qu'il fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

ainsi

- pour  $r = 1$ ,  $S(x) = e(x)$
- pour  $r = 2$ ,  $S(x) = \lambda_x . e(x) + \dot{e}(x)$
- pour  $r = 3$ ,  $S(x) = \lambda_x^2 . e(x) + 2\lambda_x \dot{e}(x) + \ddot{e}(x)$

L'objectif est de garder la surface  $S(x)$  égale zéro. Cette dernière est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est  $e(x) = 0$ , pour un choix convenable de  $\lambda_x$ . Ceci est équivalent à une linéarisation exacte de l'écart en respectant la condition de convergence. La linéarisation de l'écart a pour but de forcer la dynamique de l'écart (référence sortie) à être une dynamique d'un système linéaire autonome d'ordre ' $r$ '.

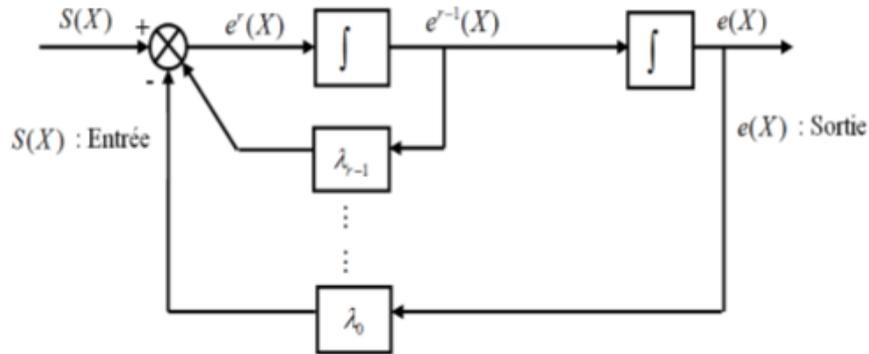


FIGURE IV.3 – linéarisation exacte de l'écart

#### IV.4.2 Conditions de convergence

Les conditions d'existence et de convergence sont les critères qui permettent aux dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester même face aux perturbations.

Il existe deux considérations correspondantes au mode de convergence de l'état du système que nous citons ci-dessous :

##### *Fonction directe de commutation*

Elle est proposée et étudiée par Emilyanov [30] et Utkin [32]. Il s'agit de donner à la surface une dynamique convergente vers zéro. Elle est donnée par :

$$\dot{S}(x) . S(x) < 0 \quad (\text{IV.7})$$

**Fonction de Lyapunov**

Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive  $V(x) > 0$  pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction  $\dot{V}(x) < 0$ . Cette fonction est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires [20], [26].

La définition de la fonction de Lyapunov est

$$V(x) = \frac{1}{2}S^2(x) \quad (\text{IV.8})$$

Et sa dérivée est

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) \quad (\text{IV.9})$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative. Ceci est vérifié si :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (\text{IV.10})$$

Cette équation (IV.10) montre que le carré de la distance vers la surface, mesuré par  $S(x)^2 > 0$ , diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface des deux côtés. Cette condition suppose un régime glissant idéal.

**IV.4.3 Calcul de la commande**

Une fois la surface de glissement est choisie, ainsi que le critère de convergence, il reste à déterminer la commande nécessaire pour ramener la variable à contrôler vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant la condition d'existence des modes glissants. Une des hypothèses essentielles dans la conception des systèmes à structure variable contrôlés par les modes glissants, est que la commande doit commuter entre  $u_{max}$  et  $u_{min}$  instantanément (fréquence infinie), en fonction du signe de la surface de glissement (figure.4). Dans ce cas, des oscillations de très haute fréquence appelées 'Broutement' ou 'Chattering' apparaissent dans le mode de glissement.

**Définition des grandeurs de commande**

La surface de glissement se détermine en fonction du système et des performances désirées, indépendamment de la commande, et l'obtention du régime glissant supposerait la commande discontinue. De ce fait, si cette commande est indispensable, elle n'empêche nullement, au contraire, qu'une partie continue lui soit adjointe pour diminuer l'amplitude de la discontinuité. Par conséquent, la structure d'un contrôleur comporte deux parties ; une première concernant la linéarisation exacte et une deuxième stabilisante.

Cette dernière est très importante dans la technique de commande par modes de glissement, car elle est utilisée pour rejeter les perturbations extérieures. Nous posons donc :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_N(t) \quad (\text{IV.11})$$

$u_{eq}$  Correspond à la commande équivalente proposée par Filippov et Utkin. Elle sert à maintenir l'état sur la surface de glissement ( $V(x) = 0$ ). Elle est calculée en reconnaissant que le comportement du système durant le mode de glissement est décrit par :

$$\dot{S}(x) = 0$$

$u_N(t)$  est introduite pour satisfaire la condition de convergence  $S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0$ . Il détermine ainsi le comportement dynamique du système durant le mode de convergence, donc pour garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement et elle est donnée par :

$$\dot{S}(x) = u_N(t)$$

La commande équivalente peut être interprétée comme la valeur moyenne que prend la commande lors de la commutation rapide entre  $u_{max}$  et  $u_{min}$

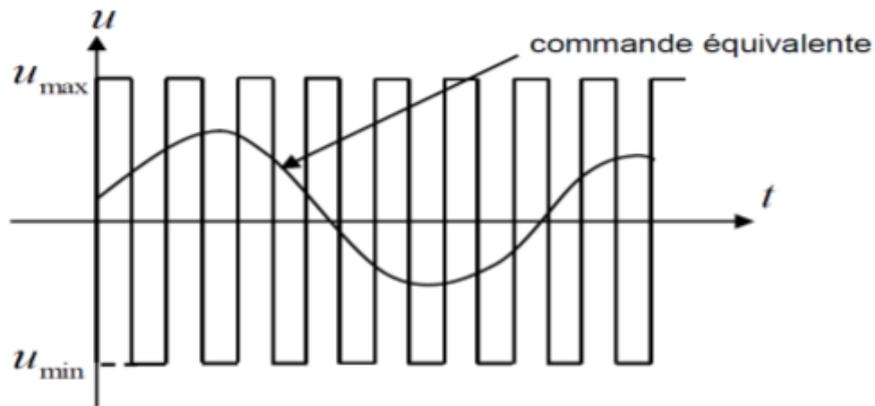


FIGURE IV.4 – Commande équivalente

### Expression analytique de la commande

Nous nous intéressons au calcul de la commande équivalente et par la suite au calcul de la commande attractive du système défini dans l'espace d'état par l'équation

$$\dot{x}(t) = f(x, t) + g(x, t) u(t) \quad (\text{IV.12})$$

La commande est composée de deux grandeurs :  $u_{max}$  et  $u_{min}$ , soit :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_N(t) \quad (\text{IV.13})$$

Nous avons :

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dt} = \frac{dS}{dx} \frac{dx}{dt} = \frac{dS}{dx} \{f(x, t) + g(x, t) u_{eq}(t)\} + \frac{dS}{dx} \{g(x, t) u_N\} \quad (\text{IV.14})$$

En mode de glissement et en régime permanent, la dérivée de la surface est nulle (car la surface est égale à zéro). Ainsi, nous obtenons :

$$u_{eq}(t) = - \left\{ \frac{dS}{dx} g(x, t) \right\}^{-1} \left\{ \frac{dS}{dx} f(x, t) \right\}, u_N = 0 \quad (\text{IV.15})$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant le terme  $u_{eq}$  par sa valeur tirée de l'équation (IV.15) dans l'équation (IV.14). Donc, nous obtenons une nouvelle expression de la dérivée de la surface, soit :

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dx} \{g(x, t) u_N\} \quad (\text{IV.16})$$

Le problème revient à trouver  $u_N$  tel que :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) = S(x) \frac{dS}{dx} \{g(x, t) u_N\} < 0 \quad (\text{IV.17})$$

### Commande discontinue

La solution la plus simple est de choisir  $u_N$  sous la forme de relais Figure 5. Dans ce cas, la commande s'écrit comme suit :

$$u_N = K \cdot \text{sign}(S(x)) \quad (\text{IV.18})$$

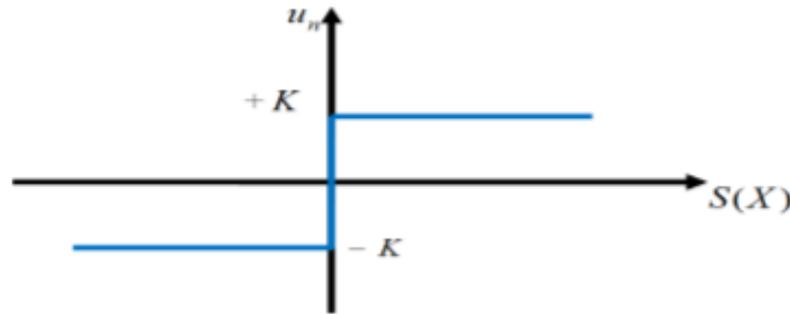


FIGURE IV.5 – La fonction *signe*

Après le remplacement de l'expression (IV.18) dans (IV.17), on obtient :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) = S(x) \frac{dS}{dx} g(x, t) \cdot K |S(x)| < 0 \quad (\text{IV.19})$$

Où le facteur  $\frac{dS}{dx} g(x, t)$  est toujours négatif pour la classe de système que nous considérons. Le gain  $K$  est choisi positif pour satisfaire la condition (IV.19). Le choix de ce gain est très influent car, s'il est très petit, le temps de réponse sera très long, et s'il est très grand,

nous aurons des fortes oscillations au niveau de l'organe de la commande. Ces oscillations peuvent exciter les dynamiques négligées (phénomène de Chattering), ou même détériorer l'organe de commande [12].

## IV.5 Phénomène de broutement (Chattering)

En mode de glissement, la commande discontinue commute entre deux valeurs ( $\pm k$ ) à une fréquence théoriquement infinie. Ceci est impossible à réaliser en vue de la présence d'un temps de retard pour le calcul de la commande. Par conséquent, ces oscillations à hautes fréquences se produisent, ce phénomène est dit phénomène de broutement). Dans ce mode, la trajectoire d'état n'évolue plus exactement le long de la surface, mais elle tend à osciller au voisinage de celle-ci. Ceci est néfaste pour le bon fonctionnement du système, et il peut servir en plus d'exciter des dynamiques négligées durant la modélisation .

## IV.6 Elimination du phénomène de Chattering

Le phénomène de Chattering est provoqué par une commutation non infiniment rapide de la commande quand les techniques des modes glissants sont utilisées. Ce phénomène est indésirable car il ajoute au spectre de la commande des composantes de haute fréquence [12].

Le broutement (phénomène de Chattering) peut être réduit en remplaçant la fonction "signe" par une fonction de saturation adéquate qui filtre les hautes fréquences .On donne ci-dessous un exemple de fonction de saturation [12] (Figure IV.6) .

\* **Fonction saturation "sat"**

$$\begin{cases} Sat(S) = 1 \text{ si } S \succ \mu \\ Sat(S) = -1 \text{ si } S \prec -\mu \\ Sat(S) = \frac{S}{\mu} \text{ si } S \prec |\mu| \end{cases} \quad (\text{IV.20})$$

$\mu$  : Un paramètre petit et positif.

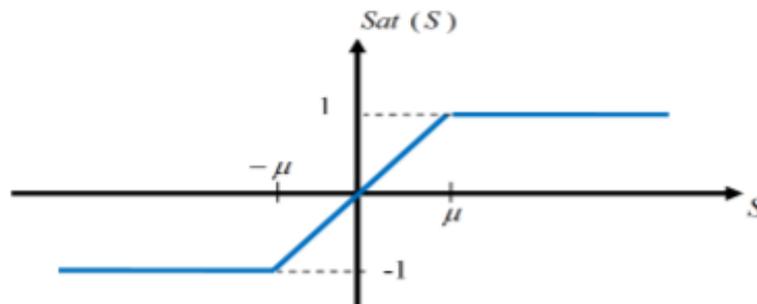


FIGURE IV.6 – Fonction *sat*

\* **Fonction smooth**

On peut aussi remplacer la fonction 'signe' par des fonctions de commutation douce.

On donne ci-dessous un exemple de ce type de fonction figure IV.7 ; soit :

$$\text{Smooth}(S) = \frac{S}{S + \mu} \quad (\text{IV.21})$$

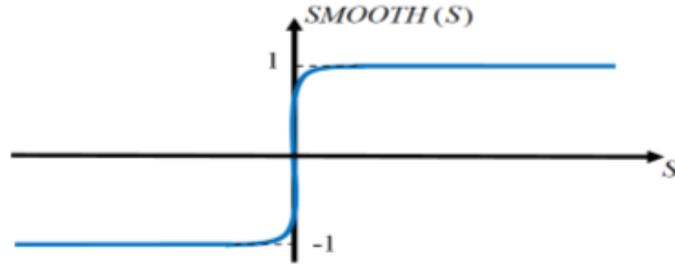


FIGURE IV.7 – Fonction *smooth*

## IV.7 Application de la commande par mode de glissement à la GSAP

Après avoir présenté la théorie de la commande à structure variable (CSV) avec les différentes structures de la commande non linéaire, nous allons analyser dans cette partie l'application de la commande par mode glissant pour l'asservissement de vitesse et de position est basée sur l'application de la commande par mode de glissement afin d'atteindre les objectifs suivants :

- D'assurer la rapidité et la précision de la réponse des grandeurs asservies.
- D'assurer la robustesse du systèmes vis-à-vis des perturbation, des erreurs de modélisations, des variations des paramètres et des charges mécaniques sur l'arbre du moteur.
- De limiter les amplitudes des tentions et des courants lors des régimes transitoires.

Nous rappelons également les équations d'ordre électrique, ainsi que celles d'ordre mécanique représentant la dynamique de la machine.

$$\begin{cases} \dot{I}_d = \frac{-R_s}{L_d} I_d - \frac{V_d}{L_d} + p\Omega \frac{L_q}{L_d} I_q \\ \dot{I}_q = \frac{-R_s}{L_q} I_q - \frac{V_q}{L_q} - p\Omega \frac{L_d}{L_q} I_d + \frac{1}{L_q} p\Omega \varphi_f \\ J \dot{\Omega} = C_e - C_r - f_r \Omega \end{cases} \quad (\text{IV.22})$$

### Commande du courant direct $i_d$

Le degré relatif de la surface est égal à un ( $r = 1$ ). Puisque la commande réelle  $V_{sd}$  apparaît dans la dérivée première du courant  $I_d$ .

On déduit la surface :

$$S(i_d) = i_{dref} - i_d \quad (IV.23)$$

La dérivée de la surface est donnée par :

$$\dot{S}(i_d) = \dot{I}_{dref} + \frac{1}{L_d} V_d + \frac{R_s}{L_d} I_d - \frac{L_q}{L_d} p\Omega I_q \quad (IV.24)$$

Durant le mode glissant et en régime permanent, la surface  $S(i_d)$  devient nulle, de même que sa dérivée, ce qui conduit à l'expression de la commande équivalente :

$$S(i_d) = \dot{S}(i_d) = 0 \Rightarrow \begin{cases} V_{deq} = -\dot{I}_{dref} L_d - R_s I_d + p\Omega L_q I_q \\ V_{dn} = 0 \end{cases} \quad (IV.25)$$

Où  $V_{desq}$  et  $V_{dn}$  sont les deux composantes de la tension de commande  $V_d$ .  
La condition  $S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0$  est satisfaite par le choix suivant :

$$V_{dn} = -K_d \cdot \text{sign}(S(i_d)) \quad (IV.26)$$

Par conséquent, la commande totale à la sortie du régulateur devient :

$$V_d = V_{deq} + V_{dn} \quad (IV.27)$$

$$\text{Soit : } V_d = -I_{dref} L_d - R_s I_d + L_q p\Omega I_q - K_d \cdot \text{sign}(S(i_d)) \quad (IV.28)$$

### Commande de la vitesse

La structure de la commande de la vitesse contient deux boucles en cascade, l'une est extérieure concerne la vitesse  $\Omega$  et l'autre est intérieure concerne le courant  $i_q$ .

**Commande de la vitesse ( $S(\Omega)$ ) :**

La surface de glissement pour un degré relatif égal à 1 est donnée par :

$$S(\Omega) = \Omega_{ref} - \Omega \quad (IV.29)$$

Durant le régime permanent, la surface  $S(\Omega)$  devient nulle ainsi que sa dérivée :

$$\dot{S}(\Omega) = 0 \Rightarrow \begin{cases} i_{qeq} = \frac{2(f_r \Omega + C_r)}{3p\varphi_f} \\ i_{qn} = 0 \end{cases} \quad (IV.30)$$

La condition  $S(\Omega). \dot{S}(\Omega) < 0$  est vérifiée afin d'assurer la convergence :

$$i_{qn} = -K_{\Omega}.sign(S(\Omega)) \quad (IV.31)$$

### *Commande du courant en quadrature $i_q$ :*

La valeur de  $i_{qref}$  à la sortie du régulateur de vitesse est comparée à celle mesurée. L'erreur résultante sera corrigée par un régulateur fonctionnant en mode de glissement.

L'expression de la surface est donnée par :

$$S(i_q) = i_{qref} - i_q \quad (IV.32)$$

Sa dérivée est définie par :

$$\dot{S}(i_q) = \dot{I}_{qref} + \frac{1}{L_q}V_q + \frac{R_s}{L_q}I_q + \frac{L_d}{L_q}p\Omega I_q - \frac{\varphi_f}{L_q}p\Omega \quad (IV.33)$$

Durant le mode glissant et en régime permanent, la surface  $S(i_d)$  devient nulle, de même que sa dérivée :

$$S(i_q) = \dot{S}(i_q) = 0 \Rightarrow \begin{cases} V_{qeq} = -\dot{I}_{qref} L_q - R_s I_q - p\Omega L_d I_d + p\Omega \varphi_f \\ V_{qn} = 0 \end{cases} \quad (IV.34)$$

La condition  $S(x). \dot{S}(x) < 0$  est vérifiée afin d'assurer la convergence :

$$V_{qn} = -K_q.sign(S(i_q)) \quad (IV.35)$$

La commande  $V_q$  devient :

$$V_q = -\dot{I}_{qref} L_q - R_s I_q - p\Omega L_d I_d + p\Omega \varphi_f - K_q.sign(S(i_q)) \quad (IV.36)$$

Le modèle complet de la chaîne de conversion éolienne englobe en outre la turbine et son arbre, la GSAP, un redresseur MLI et le bus continu.

## IV.8 Simulation et résultats

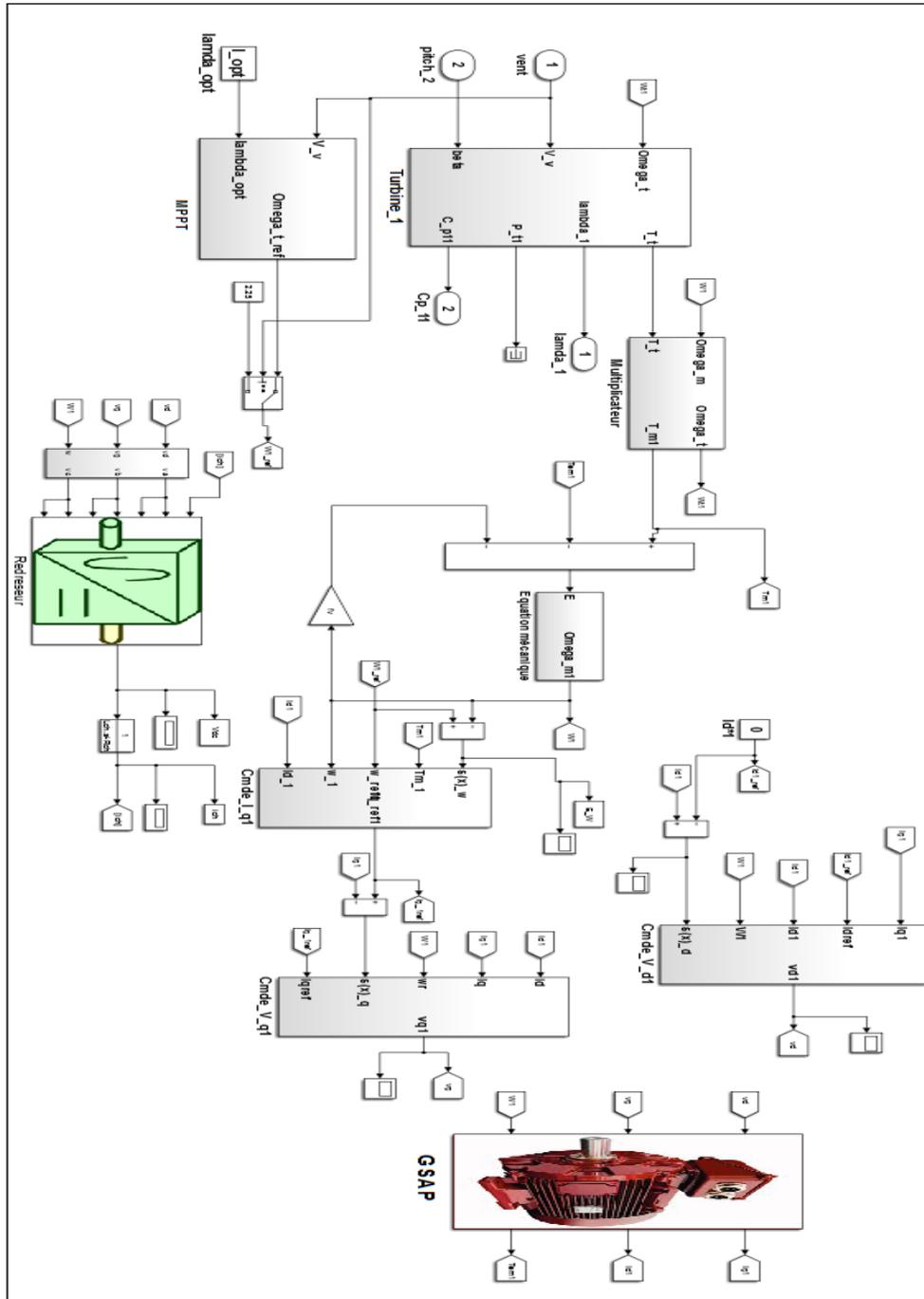


FIGURE IV.8 – Schéma de la simulation globale

Pour les résultats de simulation suivants, la turbine éolienne démarre avec une vitesse initiale de vent égale à  $10\text{m/s}$ , et l'angle de calage  $\beta = 2$

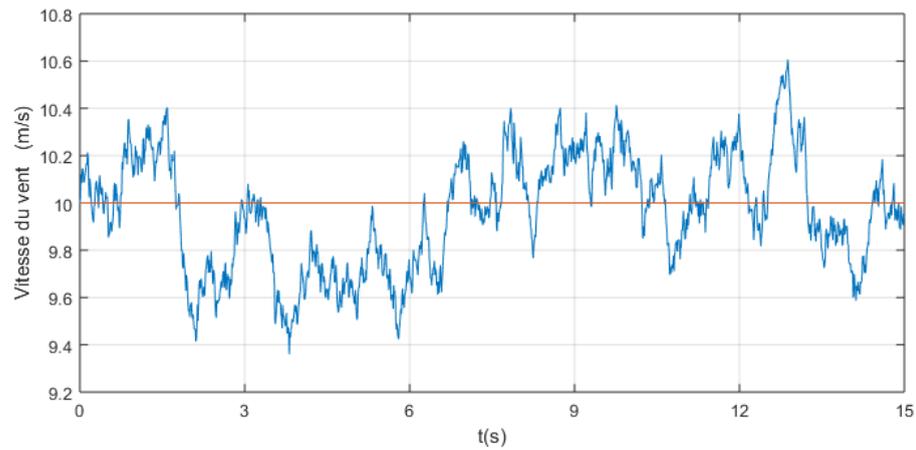


FIGURE IV.9 – Profile du vent

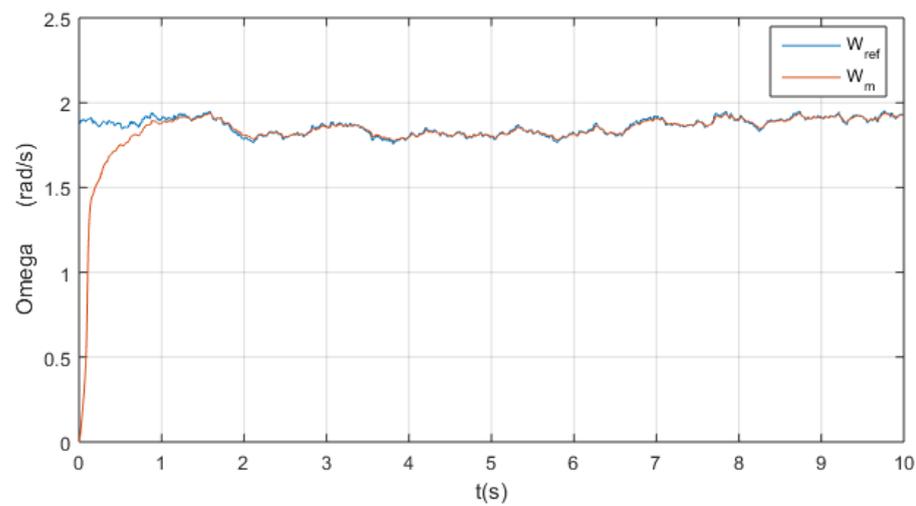


FIGURE IV.10 – Vitesse de la Génératrice

Cette figure montre que la vitesse en régime permanent a une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent, la référence est également suivie.

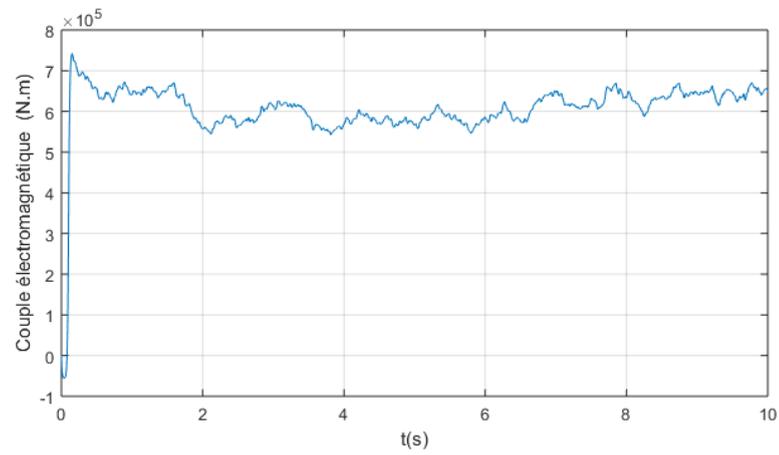


FIGURE IV.11 – Couple électromagnétique

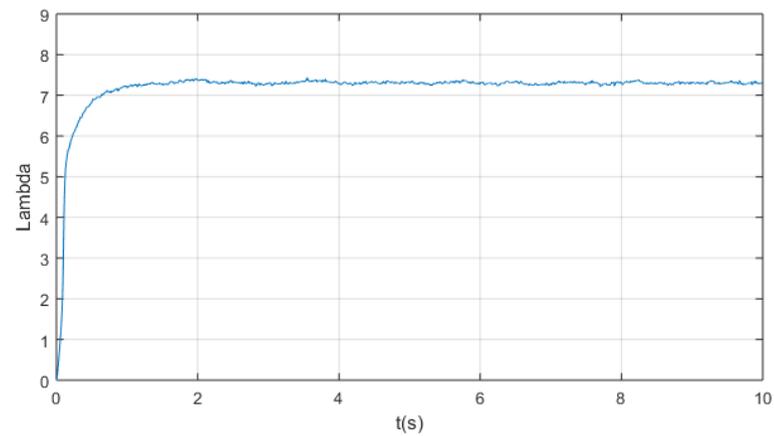


FIGURE IV.12 – Vitesse relative

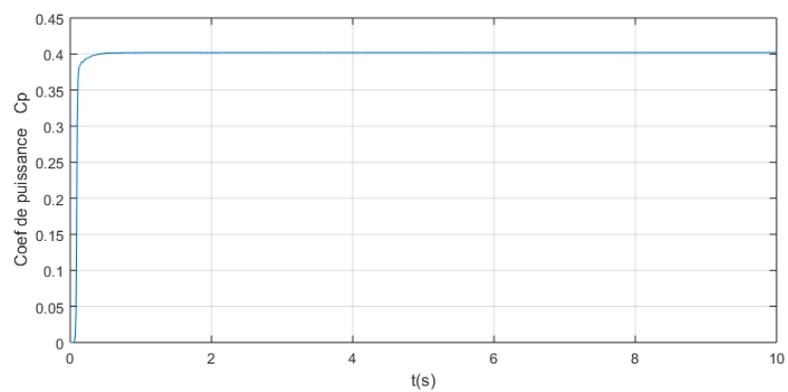
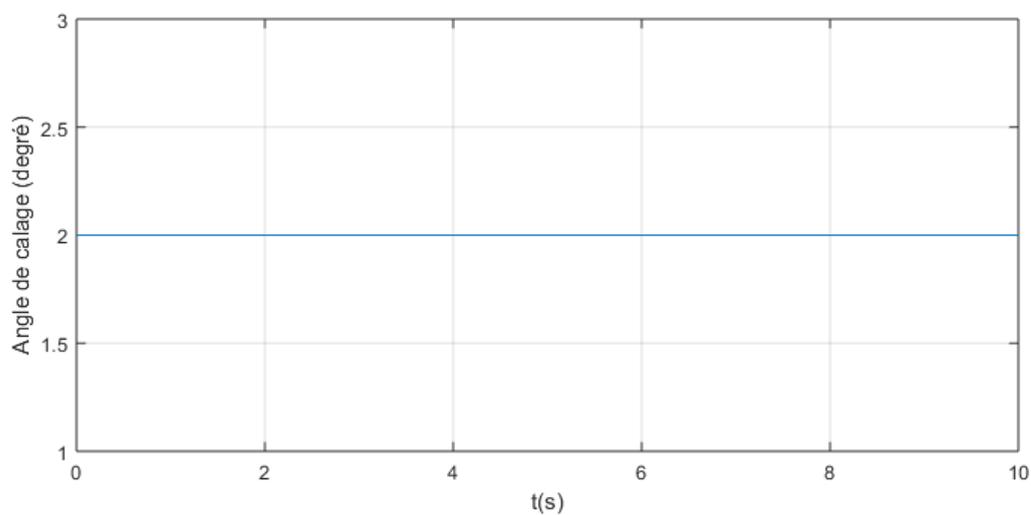


FIGURE IV.13 – Coefficient de puissance

FIGURE IV.14 – L'angle de calage ( $\beta$ )

On observe que l'angle est maintenu constant à une valeur optimale de 02 degrés.

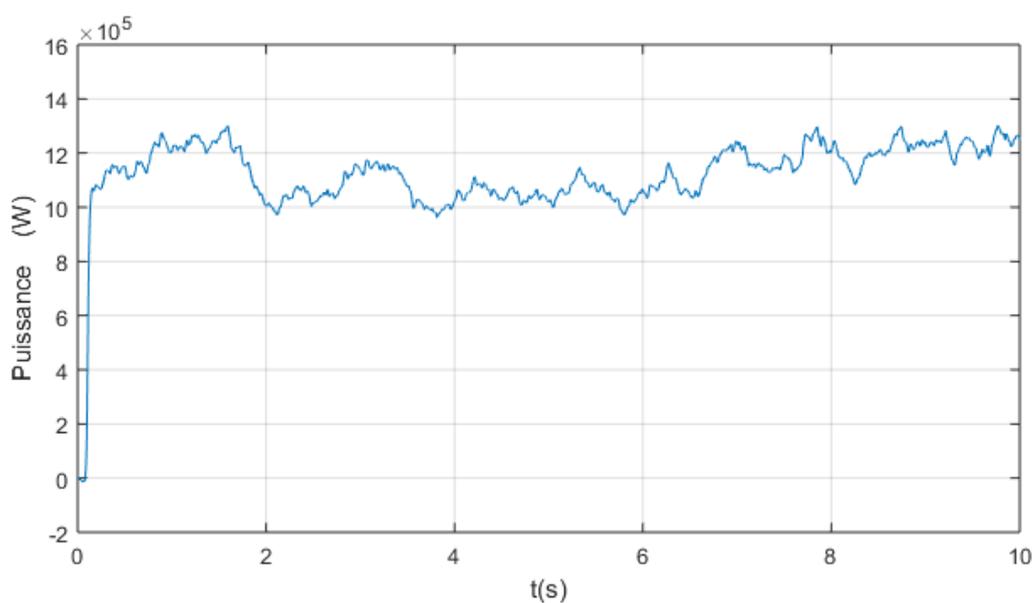


FIGURE IV.15 – variation de la puissance produite par la turbine

Cette figure montre que la puissance en régime permanent a une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent.

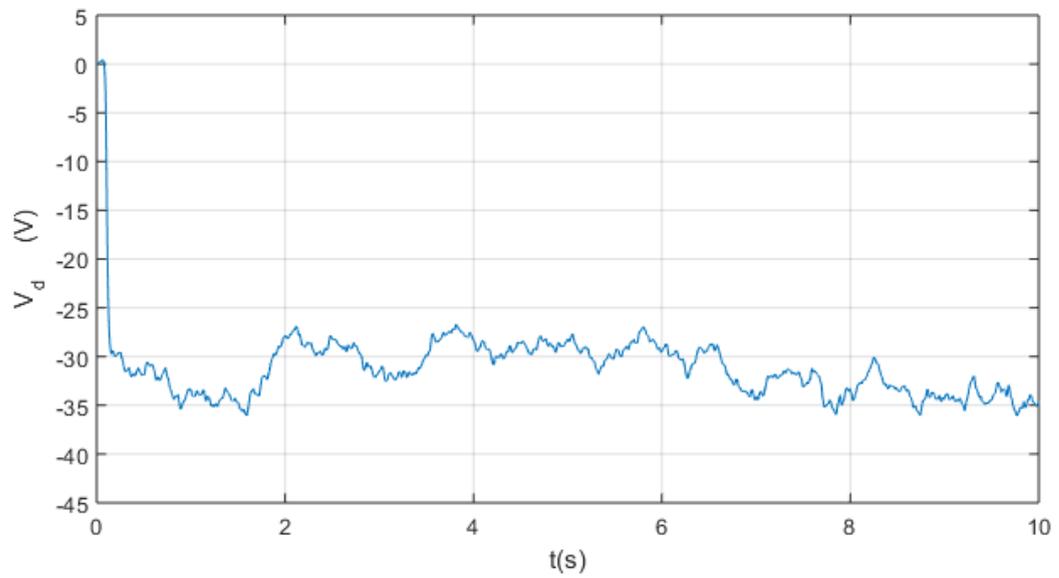


FIGURE IV.16 – Tension de la GSAP d'axe directe

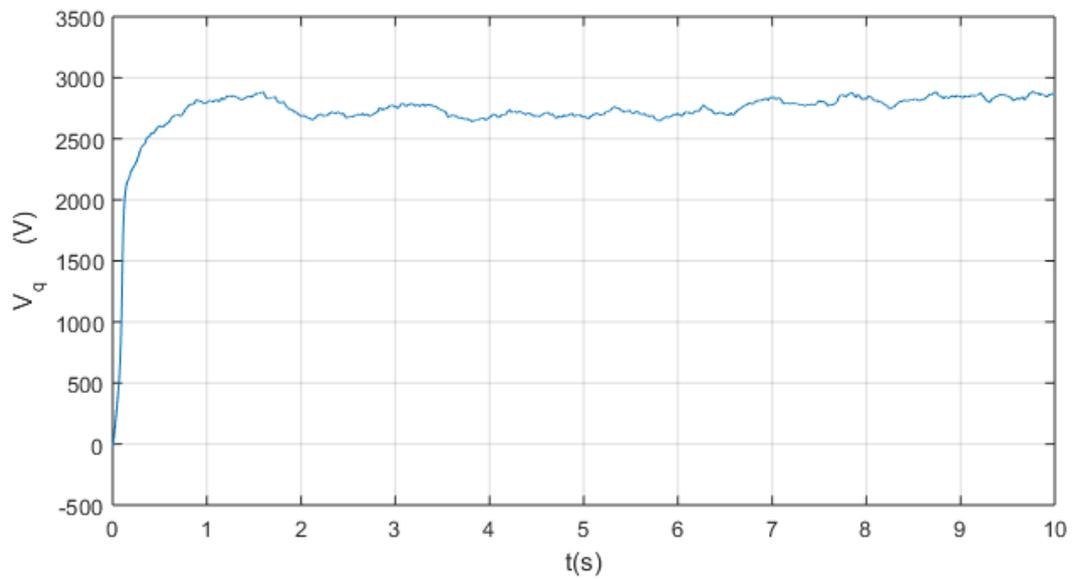


FIGURE IV.17 – Tension de la GSAP d'axe en quadrature

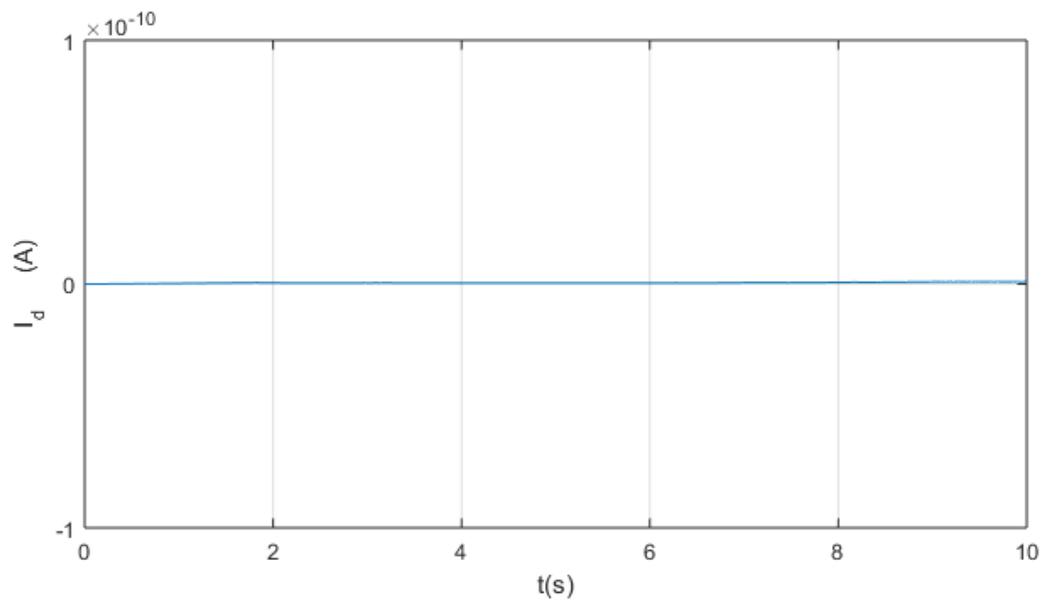


FIGURE IV.18 – Courant de la GSAP d'axe directe

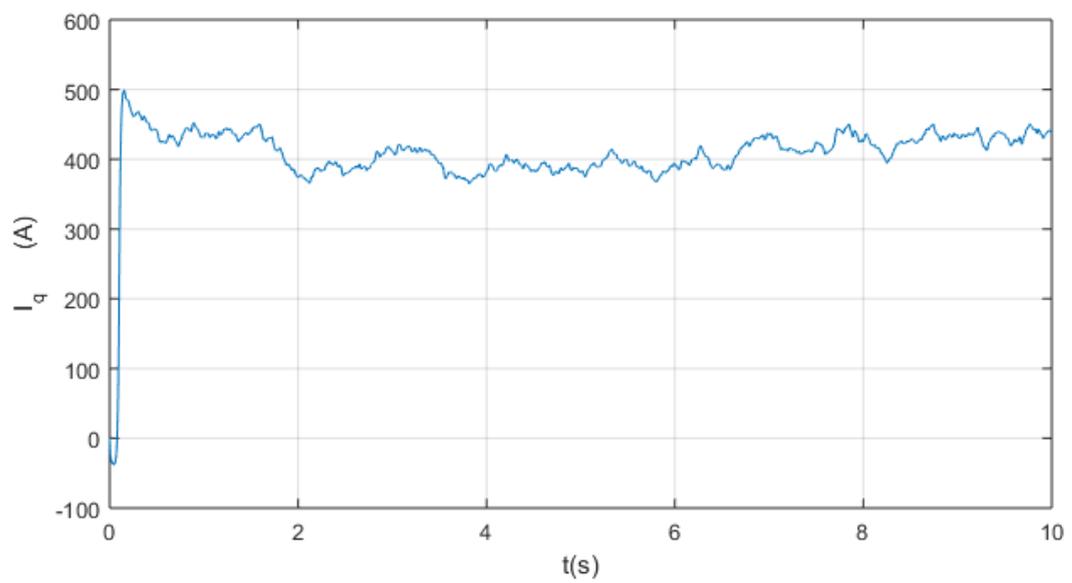


FIGURE IV.19 – Courant de la GSAP d'axe en quadrature

Pour les résultats de simulation suivants, la turbine éolienne démarre avec une vitesse initiale de vent égale à  $11.9\text{m/s}$  avec un angle de calage variable

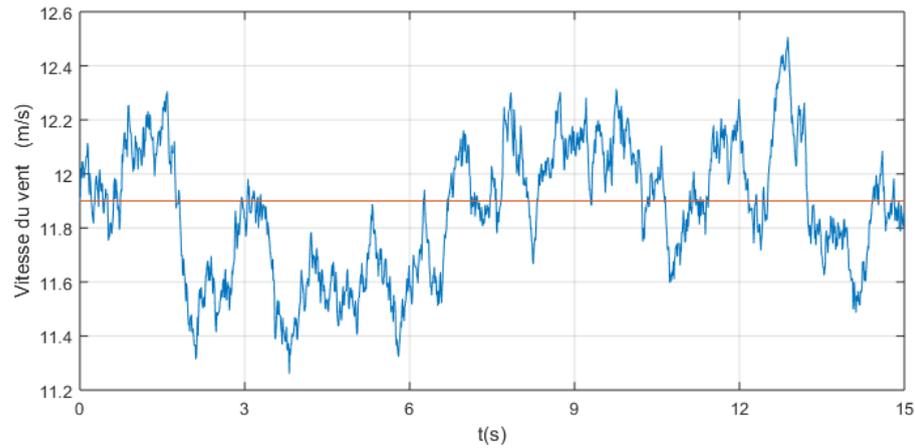


FIGURE IV.20 – Profile du vent

Cette figure montre le profile du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de commande utilisées en régime dynamique.

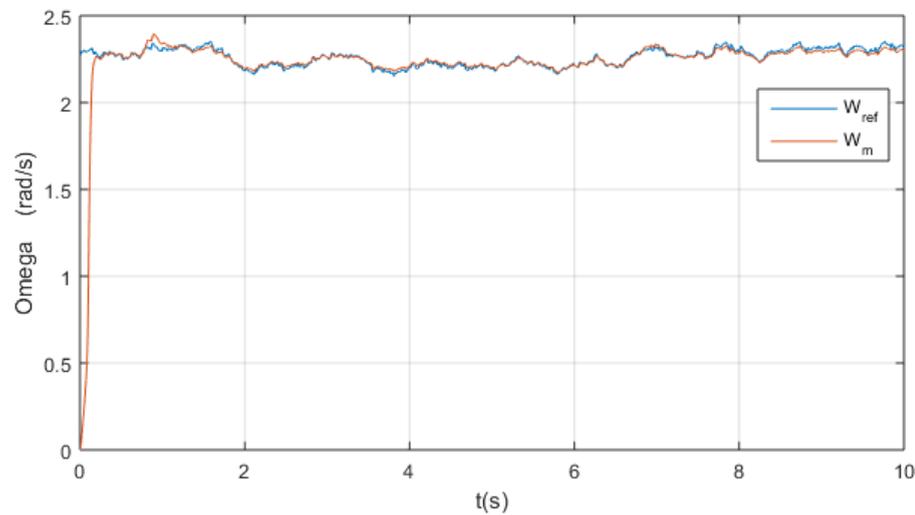


FIGURE IV.21 – Vitesse de la génératrice

La figure 21 : montre que la vitesse en régime permanent a une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent, la référence est également suivie.

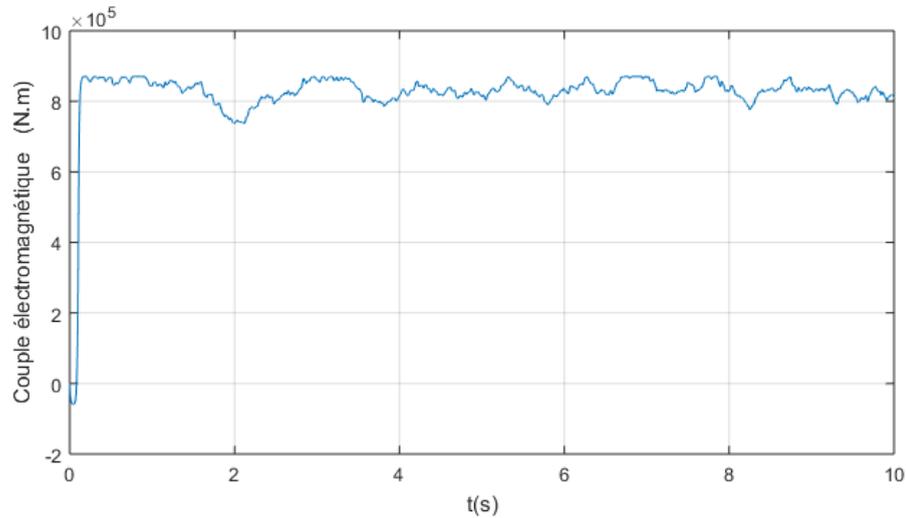


FIGURE IV.22 – Couple électromagnétique

La figure 22 : Illustre la variation du Couple électromagnétique produite pour différentes vitesses du vent, on peut observer que le couple électromagnétique garde une valeur limite pour les grandes vitesses du vent.

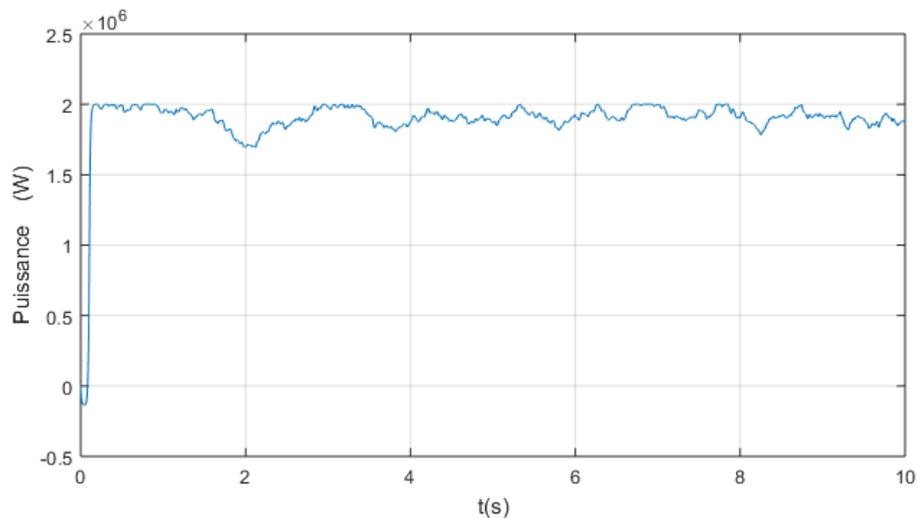


FIGURE IV.23 – Variation de la puissance produite par le Générateur

Cette figure illustre la variation de la puissance produite pour différentes vitesses du vent, on peut observer que la puissance garde une valeur limite pour les grandes vitesses du vent malgré que la turbine soit capable de produire plus de puissance. Cette limite de puissance est utilisée pour éviter une éventuelle sur-vitesse du rotor, et protéger ainsi toute la chaîne de production éolienne.

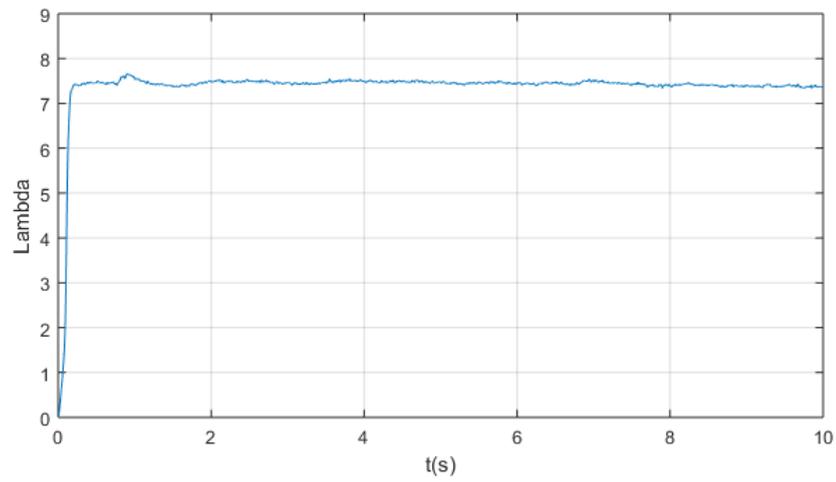


FIGURE IV.24 – Vitesse relative

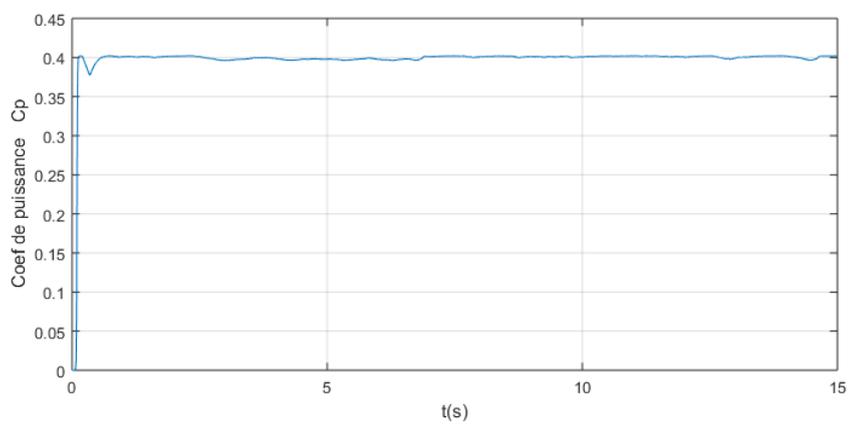


FIGURE IV.25 – Coefficient de puissance

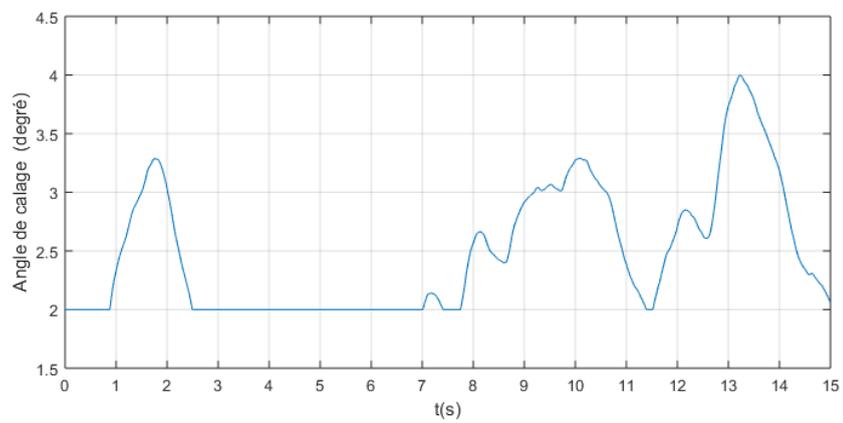


FIGURE IV.26 – Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse du vent

D'après la figure IV.26 on observe que le système d'orientation des pales est fixé l'angle de calage à 2 degrés jusqu'à ce que la turbine fonctionne au dessus de la vitesse nominale du vent, où elle aura la capacité de produire une puissance supérieure à la puissance nominale du système. A ce moment, le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales, ainsi un changement dans la circulation de l'air autour des pales ce qui permet de réduire le rendement de la turbine et limite sa puissance.

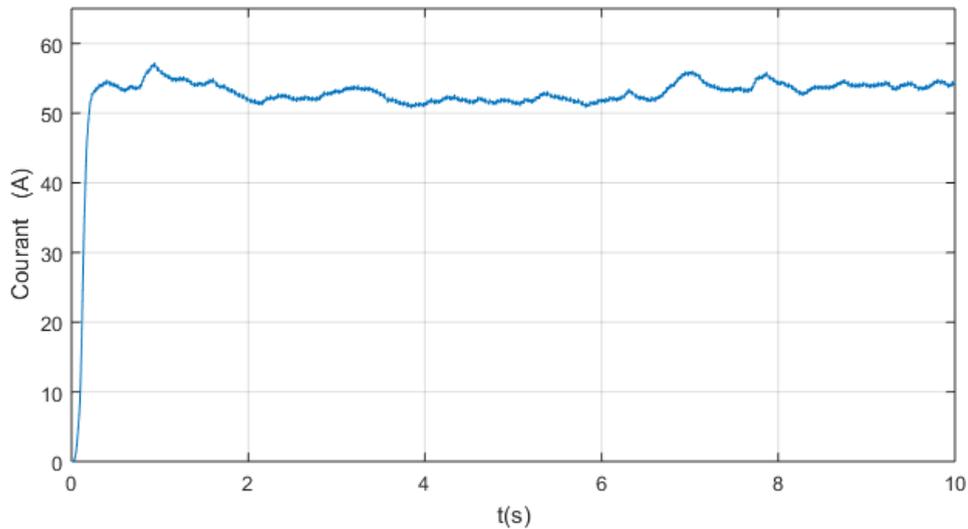


FIGURE IV.27 – Courant de charge

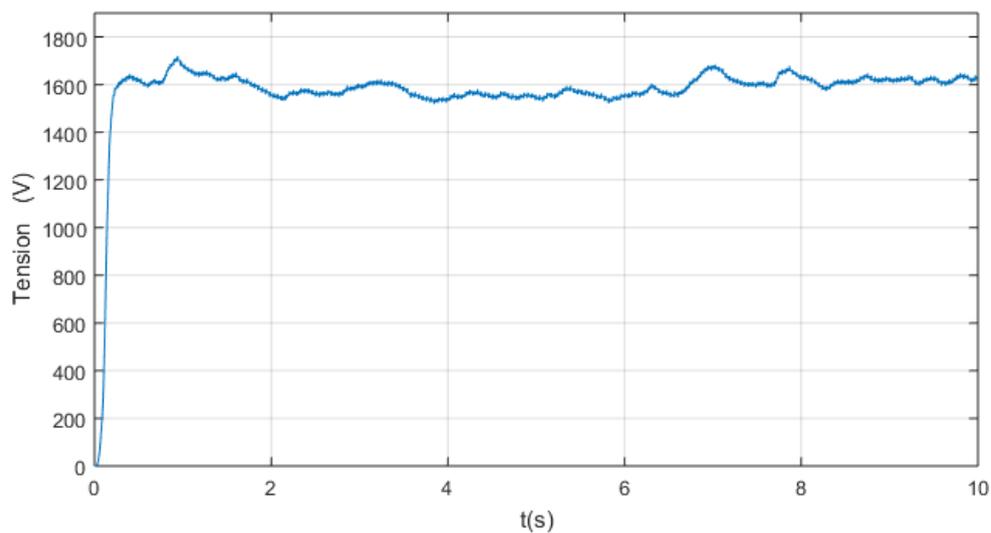


FIGURE IV.28 – Tension de bus continue

La tension à la sortie du convertisseur électronique et transmise au réseau reste constante malgré les variations de la puissance de référence définie

## IV.9 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre la commande à structure variable fonctionnant en mode de glissement appliquée à la génératrice synchrone à aimants permanents. Après la présentation de la théorie de base de cette commande, nous avons défini la méthodologie de conception nécessaire pour cette commande ; nous constatons que le choix convenable des surfaces de commutation permet d'obtenir des hautes performances. La commande par mode glissant présente plusieurs atouts tel que, la robustesse, précision importante, la stabilité, la simplicité et un temps de réponse faible.

nous avons assemblé les différentes parties de la chaîne de conversion éolienne allant de la turbine à la charge en passant par le convertisseur électronique.

---

## Conclusion générale

Les problématiques abordées dans ce mémoire nous ont permis d'étudier les modes de fonctionnement des machines synchrones à aimants permanents utilisées dans les systèmes éoliens, quelques méthodes de commande optimale à savoir la technique MPPT et le contrôle de l'angle de calage, ainsi que la modélisation d'une chaîne de production d'énergie éolienne à partir d'un émulateur.

La première partie de ce travail a été consacrée à des rappels sur les systèmes éoliens et les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Ces rappels ont été suivis par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices éoliennes.

Dans le but de concevoir le principe de régulation de la vitesse mécanique, une étude aérodynamique de la pale a été faite. Un état de l'art a été présenté des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. Parmi les topologies citées, notre choix s'est porté sur l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables avec redresseur MLI.

Après avoir déduit les principales caractéristiques aérodynamiques de la turbine, les différentes zones de fonctionnement et les stratégies de contrôle utilisées ont été présentées. La zone particulière, où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée a été détaillée. Les algorithmes de maximisation de puissance ont été validés par des résultats de simulation qui ont montré leurs inconvénients et leurs avantages.

Une modélisation du système d'orientation des pales pour limiter la puissance aérodynamique recueillie par la turbine pour des vitesses de vent élevées a été considérée ; de même que la description des correcteurs permettant le réglage de l'angle d'orientation pour obtenir un fonctionnement à puissance électrique constante. De là, le comportement de la turbine peut donc être observé à travers un modèle de simulation pour différentes conditions de fonctionnement de vent. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la stratégie de limitation de la puissance recueillie par la turbine éolienne.

Le modèle de la GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide, avec charge

---

séparée, ou encore connectée à une source de tension parfaite, ainsi qu'à la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance.

Enfin, la commande par mode glissant du générateur synchrone à aimants permanents et une modélisation a été élaborée des différents éléments de la chaîne éolienne selon une structure de conversion d'énergie choisie constituée d'une machine synchrone à aimants permanents, pilotée par le stator par un convertisseur contrôlé par MLI, un bus continu placé en aval de ce convertisseur, garde par un control adéquat une tension constante.

---

## Bibliographie

- [1] Abdelli A. : *Optimisation Multicritère dune Chaîne Eolienne Passive*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [2] Betz A. : *Wind Energy and its Use by Windmills*. 1926.
- [3] Boulahia A. : *Etude des convertisseurs statiques destinés à la qualité de l'énergie électrique*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister, Département d'Electrotechnique, Université de Constantine, 2009.
- [4] Boyette A. : *Contrôle commande dun générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctoraten Génie Electrique, Université Henri Poincaré, Nancy I, 2006.
- [5] Khaief A. : *Nouvelle approche de détection de la position initiale du rotor des moteurs synchrones à aimants permanents*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Master, école Supérieure des Sciences et Technologies du Tunis, 2007.
- [6] Mirecki A. : *Etude comparative de chaînes de conversion dénergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat préparée au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de IENSEEIH, Unité Mixte de Recherche CNRS N° 5828, 2005.
- [7] Toual B. : *Modélisation et commande floue optimisée dune génératrice à double alimentation, application à un système éolien à vitesse variable*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister, Université de Batna, Algérie, 2010.
- [8] Iov F., Hansen A-D., Sorensen O. et Blaabjerg F. : *Wind turbine blockset in matlab/simulink*. *Institute of Energy Technology, Alborg university, Denmark*, 2004.
- [9] Poitiers F. : *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Machine asynchrone à cage autonome. Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat, école polytechnique de l'Université de Nantes, 2003.
- [10] Grellet G. et Clerc G. : *Actionneur électrique*. *Edition Eyrolles, Paris , France*, 1997.
- [11] Camblong H. : *Minimisation de l'impact des perturbations d'Origine Eolienne dans la Génération d'Electricité par des Aérogénérateurs à vitesse variable*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2003.

- [12] Tamrbed H. et Azarobr T. : *Réglage par mode glissant d'une machine asynchrone*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme d'ingénieur, Université de Annaba, 2000.
- [13] Munteanu I., Bratcu A-I., N-A CUTULULTS et Ceangă E. : *Optimal control of wind energy systems*. Springer, 2008.
- [14] Chiasson J. : *Modeling and High-Performance Control of Electrical Machines*. INC Publication, 2005.
- [15] Manwell J-F., Mcgowan J-G. et A-L ROGERS : *Wind energy explained theory, design and application*. In John Wiley Sons Ltd, 2002.
- [16] Baghli L. : *Modélisation et commande de la machine asynchrone*. notes de cours de IUUFM de Lorraine Nancy 1, France, 2005.
- [17] Khettache L. : *Etude et Commande dun Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister, Université de Batna, Algérie, 2007.
- [18] Louze L. : *Production décentralisée de l'énergie électrique :Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat , Duniversité mentouri - Constantine, 2010.
- [19] Ali-Bey M. : *Commande en Effort des Robots Manipulateurs*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister , Ecole nationale polytechnique, El-Harrach, 2005.
- [20] Loucif M. : *Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat , faculté de technologie- Université Abou Bekrbelkïd Tlemcen, 2016.
- [21] Mayouf M. : *Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister, Université de Biskra, 2008.
- [22] Yin M., Li G., Zhou M. et Zhao C. : *Modeling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration*. In ower *Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [23] Latreche M-T : *Commande floue de la machine synchrone à Aimants Permanents (MSAP) utilisée dans un système éolien*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Magister, Département d'Electrotechnique, Université Ferhat Abbas de Setif UFAS - ALGERIE, 2012.
- [24] Laverdure N. : *Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat , Institut National Polytechnique De Grenoble, 2005.
- [25] Hamata O. et Louchen N. : *Contribution à la commande vectorielle de la machine asynchrone double alimentation*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme d'ingénieur, Université de Batna, 2003.
- [26] Vidal P-E. : *Commande non linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation*. Thèse présentée pour l'obtention du diplôme de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2004.

- 
- [27] EL Aimani S. : *Modélisation de Différentes technologies déoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*. Thèse présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat d'Etat en Electronique et Génie Electrique, Ecole Centrale de Lille (ECL), 2004.
- [28] Heier S. : *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. 1998.
- [29] MUYEEN S-M, TAMURA J. et MURATA T. : Stability augmentation of a grid connected wind farm. *Springer*, 2009.
- [30] Emilyanov S-V. : On peculiarities of variables structure control systems with discontinuous switching functions. *Doklady ANSSR*, 153, 1963.
- [31] Senjyu T., Nakasone N., Yona A., Saber A., Funabashi T. et Sekine H. : Operation strategies for stability of gearless wind power generation systems. *In IEEE conference, Power and Energy Society General Meeting, Conversion and Delivery of Electrical Energy*, 2008.
- [32] Utkin V. : *Variable structure systems with sliding modes*. 1977.

## Conditions de simulations

Les différentes simulations réalisées lors de ce travail ont été faites à l'aide du logiciel MATLAB (version 13) et son outil de simulation SIMULINK.

Les conditions adoptées lors des simulations sont les suivantes :

TABLE 1 – Conditions de simulation

Type : Variable-step	
Ode45 (Runge Kutta ordre 45)	
Variable-step Size ( fundamental sample time)	0.001
Tasking mode for periodic sample time	auto

## Paramètres de la *GSAP*

TABLE 2 – Paramètres de la *GSAP* utilisée

Nom	Valeur	Unité
Vitesse nominale	2.18	$rad/s$
Puissance nominale	2	$MW$
Nombre de paires du pôle	11	
Inductance statorique direct	0.0055	$H$
Inductance statorique quadratique	0.00375	$H$
Flux des aimants	135.25	$Wb$
Résistance statorique Coefficient d'inductance rotorique	0.000050	$\Omega$
Moment d'inertie	0,36	$N.m.s/rad$

## Paramètres de la turbine

TABLE 3 – Paramètres de la turbine

<b>Nom</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unité</b>
Puissance nominale	2,2	<i>MW</i>
Angle de calage	2 à 45	
Nombre de pale	3	
Rayon de pale	39	<i>m</i>
Gaine de multiplicateur	1	
Moment d'inertie	10000	<i>N.m.s/rad</i>
Coefficient de frottement visqueux	0	<i>N.s/rad</i>

Modèles Simulink construit pour les différentes simulations

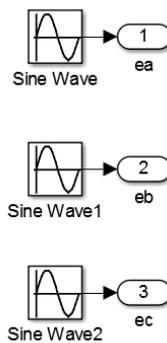


FIGURE 29 – Alimentation triphasée

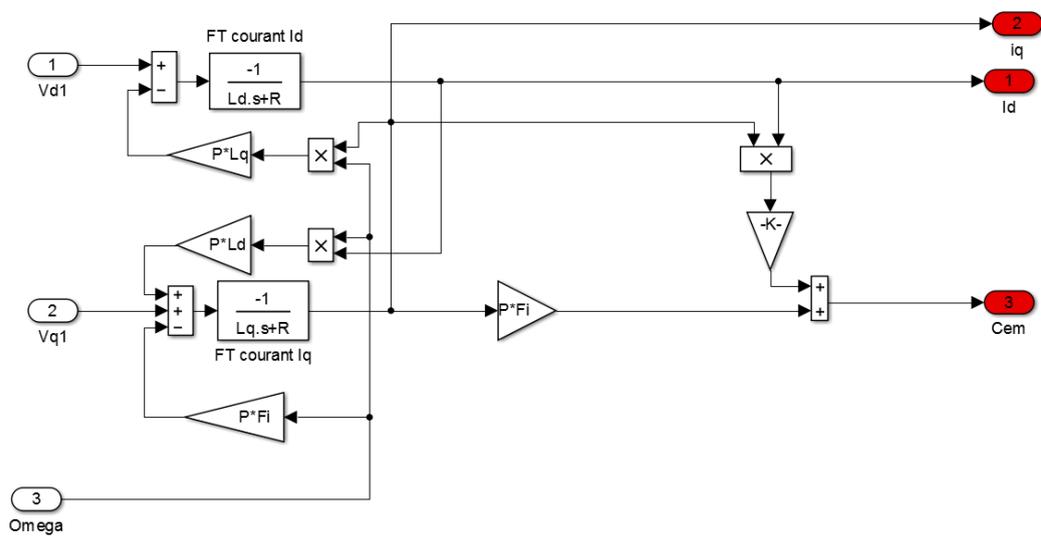


FIGURE 30 – Bloc du GSAP

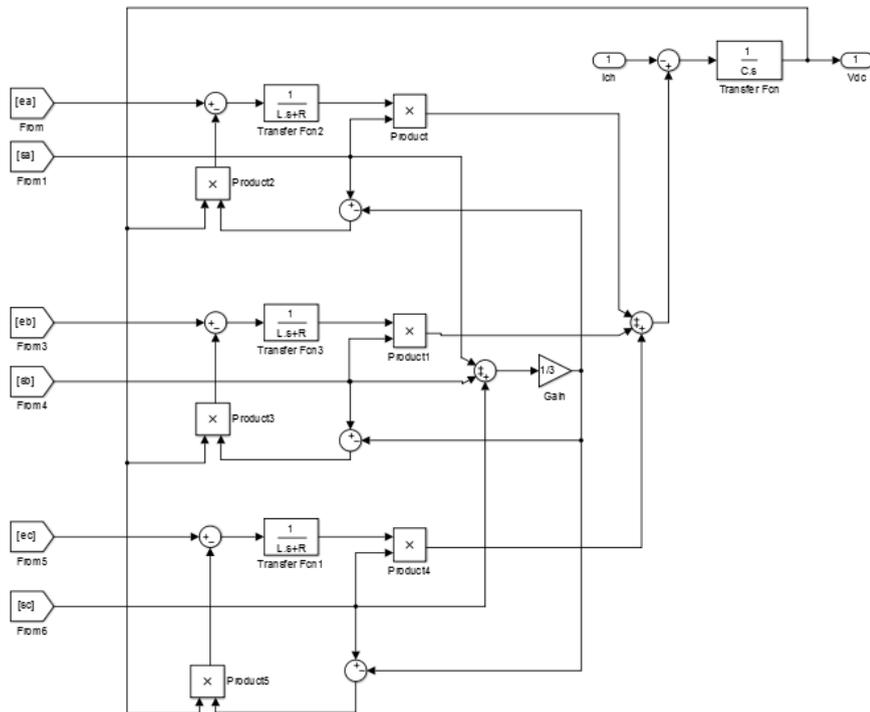


FIGURE 31 – Bloc du Redresseur

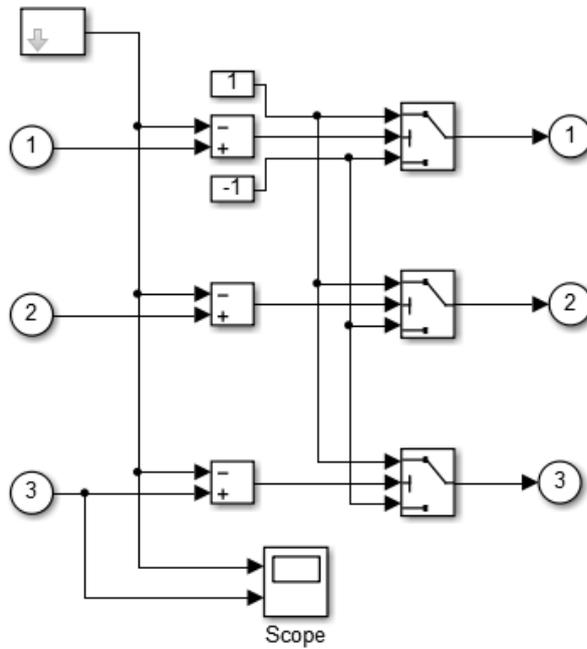


FIGURE 32 – Bloc de la MLI sinus-triangle

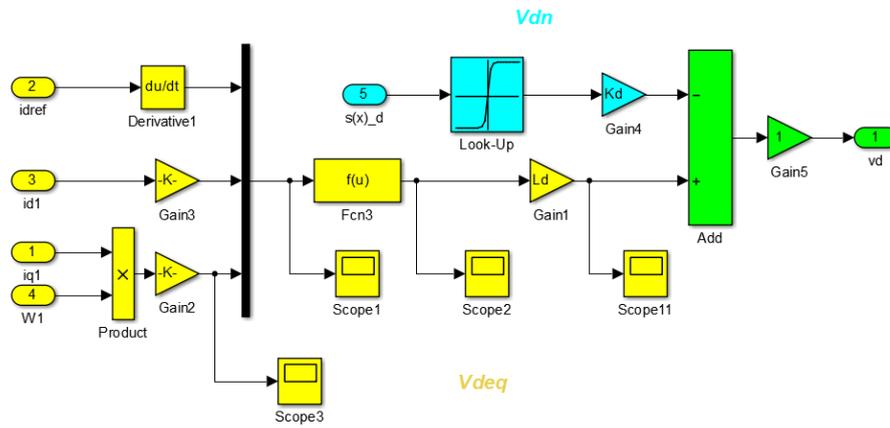


FIGURE 33 – Réglage de la tension  $V_d$  par mode glissant

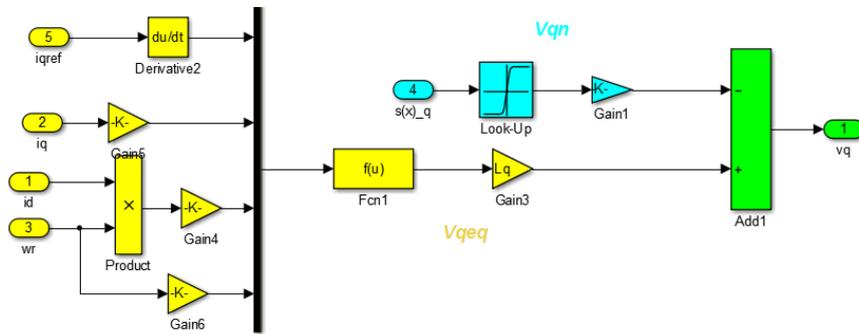


FIGURE 34 – Réglage de la tension  $V_q$  par mode glissant

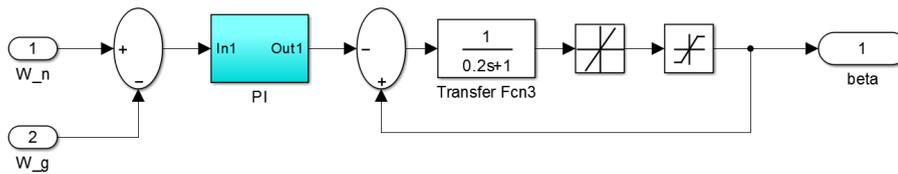


FIGURE 35 – Réglage de l'angle de calage des pales

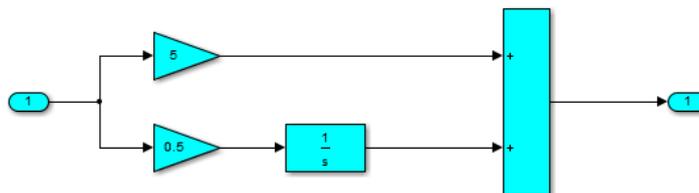


FIGURE 36 – Régulateur PI

## Régulateur PI de vitesse

Le schéma fonctionnel de la régulation de la vitesse est représenté sur la figure 37

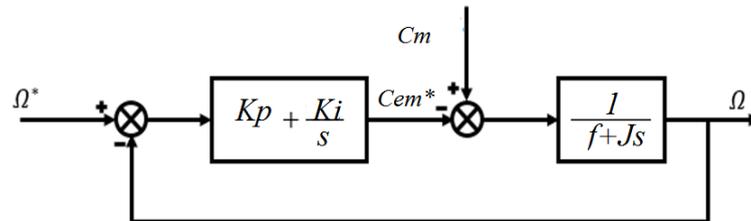


FIGURE 37 – Boucle de régulation de la vitesse

Les paramètres du régulateur  $K_p$  et  $K_i$  seront en fonction de deux grandeurs :

- Coefficient d'amortissement  $\xi$  ;
- Pulsation propre non amortie  $\omega_n$ .

la fonction de transfert en boucle ouverte et fermée seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} FTBO(s) = \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot \left( \frac{1}{Js+f} \right) = \frac{K_i + K_p \cdot s}{f \cdot s + J \cdot s^2} \\ FTBF(s) = \frac{\frac{K_i + K_p \cdot s}{f \cdot s + J \cdot s^2}}{1 + \frac{K_i + K_p \cdot s}{f \cdot s + J \cdot s^2}} = \frac{K_i + K_p \cdot s}{f \cdot s + J \cdot s^2 + K_i + K_p \cdot s} = \frac{K_i + K_p \cdot s}{J \cdot s^2 + (f + K_p) \cdot s + K_i} \end{array} \right. \quad (37)$$

$$FTBF(s) = \frac{K_i + K_p \cdot s}{J \cdot s^2 + (f + K_p) \cdot s + K_i} = \frac{\frac{K_i + K_p \cdot s}{J}}{s^2 + \frac{(f + K_p)}{J} \cdot s + \frac{K_i}{J}} \quad (38)$$

La fonction de transfert est alors identifiée à une fonction du second ordre sans zéro :

$$FTBF(s) = \frac{a}{s^2 + (2 \cdot \xi \cdot \omega_n) \cdot s + \omega_n^2} \quad (39)$$

L'identification des gains du régulateur est obtenue en comparant les deux dénominateurs, donc les paramètres du correcteur *PI* seront :

$$\begin{cases} 2.\xi.\omega_n = \frac{(f+K_p)}{J} \\ \omega_n^2 = \frac{K_i}{J} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_p = (2.\xi.\omega_n).J - f \\ K_i = \omega_n^2.J \end{cases} \quad (40)$$

En choisissant minutieusement la valeur du coefficient d'amortissement  $\xi$  et la pulsation propre  $\omega_n$ , les paramètres du régulateur seront définis immédiatement.  
Le temps de réponse réduit est minimal pour un coefficient d'amortissement égale à  $2.\sqrt{2}$  soit  $\xi = 0.7$

# COMMANDE D'UNE TURBINE ÉOLIENNE À PITCH VARIABLE BASÉE SUR UN GÉNÉRATEUR SYNCHRONES À AIMANT PERMANENT

## Résumé

L'objectif de ce travail est de commander une éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimant. La méthode de commande proposée est capable de contrôler le système turbine-machine dans les deux modes ; charge partielle (MPPT), et pleine charge (limitation de puissance). Le convertisseur coté réseau n'est pas être pris en compte. Les éoliennes à vitesse variable et pitch variable sont plus avantageuses comparativement aux éoliennes à pitch fixe. Elles assurent un fonctionnement pour des vitesses inférieures et supérieures à la vitesse nominale du vent. Lorsque la vitesse du vent est en dessous de la valeur nominale, l'éolienne fonctionne dans la zone charge partielle avec l'objectif d'optimiser la puissance captée par l'application de la MPPT. Cela est garanti par la commande de la vitesse afin d'avoir une large valeur du rendement énergétique, l'angle de calage des pales est alors fixé à une valeur optimale et l'éolienne fonctionne à son régime optimal. Lorsque la vitesse du vent excède sa valeur nominale l'éolienne est en pleine charge, et la turbine continue à capter de l'énergie du vent. Afin de protéger la partie électrique, la puissance produite est maintenue à la valeur nominale permise par le générateur électrique.

## Mots clés

*Générateur synchrone à aimant permanent (GSAP), Turbine éolienne à pas fixe, Turbine éolienne à pas variable, Poursuite du point de puissance maximum (MPPT), Commande par mode glissant.*

---

## CONTROL OF A VARIABLE PITCH WIND TURBINE BASED ON PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS GENERATOR

## Abstract

The aim of this work is to control a wind turbine based on a synchronous magnet generator. The proposed control method is able to controlling the turbine-machine system in both modes ; partial load (MPPT), and full load (power limitation). The network-side converter is not taken into account. Variable speed and variable pitch wind turbines are more advantageous compared to fixed pitch wind turbines. They provide operation at speeds below and above the nominal wind speed. When the wind speed is below the nominal value, the wind turbine operates in the partial load zone with the objective of optimizing the power captured by the application of the MPPT. This is guaranteed by the speed control in order to have a large value of the energy efficiency, the angle of setting of the blades is then fixed at an optimum value and the wind turbine runs at its optimum speed. When the wind speed exceeds its nominal value, the wind turbine is fully loaded, and the turbine continues to capture wind energy. In order to protect the electrical part, the power produced is maintained at the nominal value allowed by the electric generator.

## Keywords

*Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), Fixed-Pitch Wind Turbine, Variable Pitch Wind Turbine, Maximum Power Point Tracking (MPPT), Sliding mode control.*