

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة فرحات عباس - سطيف
Université Ferhat Abbès –Sétif
كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

Mémoire

Présenté au Département d'Electrotechnique
Pour Obtenir le Diplôme de

Magister

Option : Commande Electrique

Par :

DEMBRI Rafik

Thème

**Modélisation et Commande d'un Système
Eolien Connecté au Réseau**

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

Pr. MOSTEFAI Mohamed	Président	Université de Sétif
Pr. RAHMANI Lazhar	Rapporteur	Université de Sétif
Pr. GHERBI Ahmed	Examineur	Université de Sétif
Dr. HACHEMI Mabrouk	Examineur	Université de Sétif
Mr. BOUSSOUAR Mohamed Zohir	Invité	Université de Sétif

Remerciement

Je remercie sincèrement le Pr. RAHMANI lazhar, pour son encadrement, sa très grande disponibilité. Ainsi que leurs qualités humaines et scientifiques qui m'ont permis de mener à bien et avec grand plaisir ce travail. Je le remercie d'avoir eu confiance en ma personne.

Je tiens à remercier très sincèrement l'ensemble des membres du jury qui me font le grand honneur d'avoir accepté de juger ce modeste travail.

Je remercie Mr. BOUSSOUAR Mohamed Zohir pour son soutien dans les moments difficiles et pour ses encouragements et sa disponibilité.

Je voudrais remercier tous mes amis et collègues pour leur aide, leur soutien.

Et surtout

Merci à mes parents (Ma Mère, Mon Père) et je leur serai éternellement reconnaissant d'avoir assurés leurs confiances, de leurs encouragements. Merci aussi à mon frère et mes sœurs. Merci à mes, cousins et cousines.

Enfin, je souhaite remercier tous les personnes que j'ai oubliées

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents.

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A tous mes amis.

A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

A vous.

RAFIK.

Table des matières

Introduction générale.....	1
1. Energie Eolienne	4
1.1 Introduction	4
1.2 Les éoliennes	4
1.2.1 Généralités.....	4
1.2.2 Principaux composants d'une éolienne	5
1.2.3 Classification	6
1.3 La génératrice et la dynamique du rotor.....	9
1.3.1 Génératrice et transmission	9
1.3.2 Dynamique du rotor.....	10
1.3.3 L'aérodynamique des éoliennes	13
1.3.4 Influence de la vitesse de rotation sur l'angle de calage	13
1.3.5 Caractéristiques de la force exercée sur le profil d'une éolienne.....	15
1.4 Le réglage de la puissance : calage et décrochage.....	15
1.5 Le rendement des éoliennes	16
1.5.1 La puissance instantanée du vent	16
1.5.2 Courbes caractéristiques de puissance et de rendement instantané	17
1.5.3 Vitesse en bout d'aile et performance.....	19
1.5.4 Configurations des éoliennes à vitesse variable	22
1.6 Conclusion.....	23
2 2. Modélisation et Commande d'une Turbine Eolienne: Partie Mécanique.....	24
2.1 Introduction	24
2.2 Modélisation d'une turbine éolienne	24
2.2.1 Modèles du vent	24
2.2.2 Conversion aérodynamique	26
2.2.3 Modèle du multiplicateur	29
2.2.4 Modèle de l'arbre	29
2.2.5 Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	30
2.2.6 Résultats de simulation.....	32
2.3 Conclusion.....	34
3 3. Génératrice Electrique et Contrôle Indépendant de la Puissance	35
3.1 Introduction	35
3.2 Structure des machines asynchrones à double alimentation.....	35
3.3 Modélisation de la DFIG	36
3.3.1 Choix du référentiel.....	37

3.4	Stratégie de commande de la DFIG.....	37
3.4.1	Contrôle indépendant des puissances actives et réactives	38
3.4.2	Synthèse du régulateur PI.....	41
3.5	Résultats de simulation.....	43
3.6	Robustesse de la régulation	44
3.7	Conclusion.....	45
4	4. Modélisation et Commande des Convertisseurs Statiques	46
4.1	Introduction	46
4.2	Modélisation de l'onduleur de tension.....	46
4.2.1	Vecteurs d'espace d'un onduleur de tension	47
4.2.2	Principe de la modulation vectorielle	50
4.3	Le redresseur MLI	55
4.3.1	Modélisation du redresseur MLI	56
4.3.2	Redresseur MLI dans le référentiel tournant (d q)	58
4.3.3	Commande à tension orientée du redresseur MLI.....	59
4.3.4	Etude de la boucle des courants du côté alternatif.....	61
4.3.5	Boucle de régulation de tension du bus continu	62
4.4	Schéma synoptique du système global de la chaine éolienne	63
4.5	Résultats de simulation du système complet	65
4.6	Conclusion.....	68
	Conclusion général et Perspective.....	74
	Glossaire.....	74
	Bibliographie	74
	Annexe A	76
	Annexe B	78

Table des figures

Figure 1.2-1	principe de la conversion de l'énergie éolienne.....	5
Figure 1.2-2	Principales composantes d'une éolienne	6
Figure 1.2-3	Exemple d'éoliennes à axe horizontal.....	7
Figure 1.2-4	Distinction entre éoliennes à axe horizontal	7
Figure 1.2-5	Illustration des deux grands types d'éoliennes à axe vertical.....	8
Figure 1.3-1	Illustration de la transmission entre le couple moteur appliqué sur les pales et la génératrice	9
Figure 1.3-2	Schéma des forces appliquées au système de transmission ainsi que les éléments dominants pour l'inertie.....	10

Figure 1.3-3 Système éolien à vitesse fixe	11
Figure 1.3-4 Système éolien à vitesse variable structure à base d'une machine synchrone.....	12
Figure 1.3-5: Système éolien à vitesse variable structure à base d'une machine asynchrone double alimentation.....	13
Figure 1.3-6 Vitesses exercée sur le profil d'une éolienne	13
Figure 1.3-7 Représentation schématique de la variation de l'angle de calage des pales d'une éolienne.	14
Figure 1.3-8 forces exercées sur le profil d'une éolienne	15
Figure 1.4-1 Illustration de la variation de la force aérodynamique	16
Figure 1.5-1 Forme typique d'une courbe de puissance d'une éolienne.	19
Figure 1.5-2 Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction du rapport entre la vitesse spécifique de pale et la vitesse du vent.....	20
Figure 1.5-3 Évolution du rendement aérodynamique en fonction du nombre de pales pour un modèle donné.	21
Figure 1.5-4 Évolution typique du rendement aérodynamique en fonction du vitesse spécifique et du modèle d'éolienne.....	22
Figure 1.5-5: Aérogénérateur à vitesse variable et régulation de l'angle de calage	23
Figure 2.2-1: Construction de la vitesse de vent	25
Figure 2.2-2: Profile du vent après filtrage.	26
Figure 2.2-3: Veine fluide traversant le rotor éolien	27
Figure 2.2-4: Courbes du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$	28
Figure 2.2-5: Modèle de la turbine éolienne	28
Figure 2.2-6: Modèle de l'arbre et de la turbine éolienne	29
Figure 2.2-7: Caractéristique (puissance électrique –vitesse du vent)	30
Figure 2.2-8: Orientation des pales	32
Figure 2.2-9: contrôle de pitch	32
Figure 2.2-10: Profil du vent appliqué à la turbine éolienne avec la puissance produite, zone 1.....	33
Figure 2.2-11: Profil du vent appliqué à la turbine éolienne avec la puissance produite, zone2.....	33
Figure 2.2-12: Angle de pitch dans la zone 2.....	34
Figure 3.2-1 Structure du stator et des contacts rotoriques de la DFIG	36
Figure 3.4-1 Modèle de la DFIG pour le contrôle des puissances	40
Figure 3.4-2 Schéma bloc de la commande en boucle fermée	40
Figure 3.4-3: Schéma de la régulation de la puissance électrique.....	41
Figure 3.4-4: Schéma de régulation des courants rotoriques.....	43
Figure 3.5-1 Suivi de consigne de puissance active statorique	43
Figure 3.5-2: Suivi de consigne de puissance réactive statorique	44
Figure 3.5-3 Suivi de consigne MPPT de la Puissance active statorique.....	44
Figure 3.6-1: Effet de variation de R_r de 200% et de 50 %	45
Figure 4.2-1 onduleur de tension.....	46

Figure 4.2-2 Tensions générées dans le plan (V_α, V_β) et définition des secteurs	49
Figure 4.2-3: Algorithme de détermination du secteur i	51
Figure 4.2-4: Principe de construction du vecteur des tensions de référence.....	51
Figure 4.2-5: Valeur maximale de la tension fournie.....	52
Figure 4.3-1: schéma d'un pont redresseur connecté au réseau	56
Figure 4.3-2: Schéma fonctionnel du redresseur MLI.....	57
Figure 4.3-3: Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le repère $\alpha\beta$	58
Figure 4.3-4: Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le repère dq	59
Figure 4.3-5: Structure classique d'une PLL triphasée	60
Figure 4.3-6: Schéma fonctionnel de contrôle à tension orientée	60
Figure 4.3-7: schéma fonctionnel de régulateur du courant	61
Figure 4.3-8: modèle dynamique pour le circuit du bus continu.....	62
Figure 4.3-9: Boucle de régulation de tension du bus continu	63
Figure 4.4-1 : Schéma structurel du système éolien global.....	65
Figure 4.5-1 Courant statorique avec indication ou THD	66
Figure 4.5-2 Courant rotorique avec indication ou THD	66
Figure 4.5-3 courants du côté réseaux-redresseur avec indication ou THD.....	67
Figure 4.5-4 Suivi des consignes des Puissances active et réactive statoriques ($P_{s-ref}= 3.4KW$ $Q_{s-ref}=0VAR$)	67
Figure 4.5-5 Tension du bus contenu Vdc ($V_{dc-ref}=600V$)	67

Liste des tableaux

Table 1.2-1 Classification des éoliennes suivant la taille et l'ordre de grandeur associé	6
Table 4.2-1 Tensions simples triphasées et diphasées.....	49
Table 4.2-2 Elaboration des séquences de commande	55

Introduction général

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils domestiques électriques ont conduit à des besoins planétaires considérables en énergie électrique. Face à cette demande, toujours croissante, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Pour faire face à ces différents problèmes, les pays se tournent de plus en plus vers l'utilisation de sources d'énergies propres et renouvelables. En effet, ces pays se sont engagés, à moyen terme, à augmenter dans leur production d'énergie électrique la part d'énergie d'origine renouvelable [1] [2].

Parmi ces sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne est celle qui a le potentiel énergétique le plus important après l'énergie hydraulique. La puissance des éoliennes installées dans le monde augmentant de plus en plus tous les ans. Actuellement, les systèmes éoliens à vitesse variable basé sur la Machine Asynchrone à Double Alimentation (DFIG) sont les plus utilisés dans les fermes éoliennes [2]. Leur principal avantage, et non des moindres, est d'avoir des convertisseurs statiques triphasés dimensionnés pour une partie (30%) de la puissance nominale de la DFIG, ce qui en fait un bénéfice économique important par rapport à d'autres solutions possibles de conversion électromécanique (machine synchrone à aimants permanents par exemple). En effet, la DFIG permet un fonctionnement sur une plage de vitesse de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme, garantissant ainsi un dimensionnement réduit des convertisseurs statiques car ceux-ci sont connectés entre le bobinage rotorique de la DFIG et le réseau électrique.

Cette génératrice (DFIG) permet une production d'électricité à vitesse variable, ceci permet alors de mieux exploiter les ressources éoliennes pour différentes conditions du vent. Ces éoliennes sont aussi équipées d'hélices à angle de calage de pales variable pour s'adapter aux conditions du vent. L'ensemble de l'éolienne est contrôlé de manière à maximiser en permanence la puissance produite en recherchant le point de fonctionnement à puissance maximum communément appelé MPPT.

Le travail présenté dans ce mémoire est organisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre nous allons présenter un état de l'art actuel des différents modes de production éolienne. Ceci nous permet de nous positionner quant au choix du type de la génératrice et de la technicité utilisée pour l'éolienne. Nous verrons donc l'intérêt que présente la machine asynchrone à double alimentation par rapport aux autres machines utilisées ainsi que

l'intérêt de mettre en place une hélice à angle de calage des pales variable afin de pouvoir fonctionner à vitesse variable pour mieux capter la puissance des faibles vents.

Dans le second chapitre nous développerons la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne. Cette modélisation prend en compte les caractéristiques aérodynamiques des pales et gère l'angle de calage de celles-ci en permanence. Un contrôle de l'angle de calage des pales est mis en place afin de maximiser le rendement de l'hélice et permettre ainsi une extraction maximale de la puissance disponible dans le vent. L'hélice fournit donc un couple maximum en permanence en s'adaptant aux différentes conditions du vent grâce au contrôle de l'angle qui recherche le point de puissance maximale (MPPT). Ensuite nous montrerons la modélisation du multiplicateur de vitesse qui fait la liaison entre l'hélice et la génératrice. Et nous terminerons cette partie par une modélisation de l'ensemble de la partie mécanique qui nous permettra par la suite de faire des simulations de notre éolienne.

Dans le troisième chapitre nous allons nous attacher à la génération d'électricité par la modélisation de la génératrice et l'élaboration de sa commande permettant de gérer les puissances. Notre choix s'est porté sur une machine asynchrone à double alimentation DFIG car elle va nous permettre, en association avec l'hélice à pas variable, de fonctionner quelles que soient les conditions du vent et de vitesse de rotation. En effet, le contrôle de cette machine se fait par les tensions rotoriques et l'on peut alors la contrôler pour produire de l'énergie électrique lorsque la vitesse est à $\pm 30\%$ de la vitesse de synchronisme. Ainsi il est possible de produire de la puissance tout en maintenant la fréquence de 50 Hz constante au réseau. De plus, la commande en double alimentation va nous permettre de réaliser un contrôle indépendant des puissances actives et réactives de la DFIG.

Il sera alors possible de donner des valeurs de consignes indépendantes pour la puissance active et la puissance réactive, ceci nous offre la possibilité de régler en permanence la valeur de la puissance réactive que la machine va fournir au réseau. Une commande va être développée ici, qui s'occupe d'abord de réguler les courants rotoriques de la DFIG et incorpore ensuite une boucle de régulation des puissances. Cette méthode, plus complexe, elle est donc la plus convenable pour une réalisation. Ce chapitre se termine donc sur la présentation de simulation.

Ensuite, dans le chapitre quatre nous présenterons la modélisation des autres éléments constitutifs de notre dispositif de production éolienne. C'est ici que sera détaillé des interfaces de l'électronique de puissance composée d'un redresseur MLI type tension réversible à base de transistors suivi d'un onduleur MLI. Les convertisseurs n'étant pas sur le chemin principal du flux de puissance, ils sont dimensionnés au voisinage de 30% de la puissance nominale produite. La gestion des puissances actives et réactives de la machine est assurée par le convertisseur coté rotor, le rôle du convertisseur statique coté réseau est de régler la tension de l'étage continu.

Ensuite, les résultats de simulation obtenus du système éolien global sont donnés ainsi que leurs interprétations.

Finalement une conclusion générale clôture ce travail.

1. Energie Eolienne

1.1 Introduction

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre qui provoque un changement climatique irréversible ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui pose le problème, aujourd'hui non résolu, du stockage des déchets radioactifs.

Comparé aux énergies classiques (fossiles et nucléaires), les énergies renouvelables présentent le double avantage de ne pas être source d'émissions de gaz à effet de serre lors de leur utilisation et de présenter des gisements renouvelables donc inépuisables. Ce sont des énergies de flux, par opposition aux énergies dites de stock (gaz, fioul, charbon, uranium, ...etc.) dont les gisements sont limités.

1.2 Les éoliennes

1.2.1 Généralités

Une éolienne est une machine qui convertit l'énergie du vent en énergie mécanique. Pour être plus clair, on considère qu'il y a du vent quand l'air se déplace et donc quand l'air possède une certaine vitesse. A cette vitesse est associée une énergie, l'énergie cinétique. Le vent exerce une force sur le rotor de l'éolienne et le met en rotation, il fournit une puissance.

Le système de conversion éolienne voir la *Figure 1.2-1* est principalement constitué par [3]

- Une turbine éolienne avec ses annexes mécaniques dont le rôle est de convertir une partie de l'énergie du vent en énergie mécanique.
- Un générateur électrique qui transforme une partie de l'énergie mécanique disponible sur l'arbre en énergie électrique.
- Une charge électrique qui peut être statique ou dynamique, ou un réseau de distribution d'énergie électrique.
- Une interface d'électronique de puissance, qui est en général placé entre le générateur et la charge, qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur aux exigences de la charge.
- Un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire et, éventuellement, en régime dynamique.

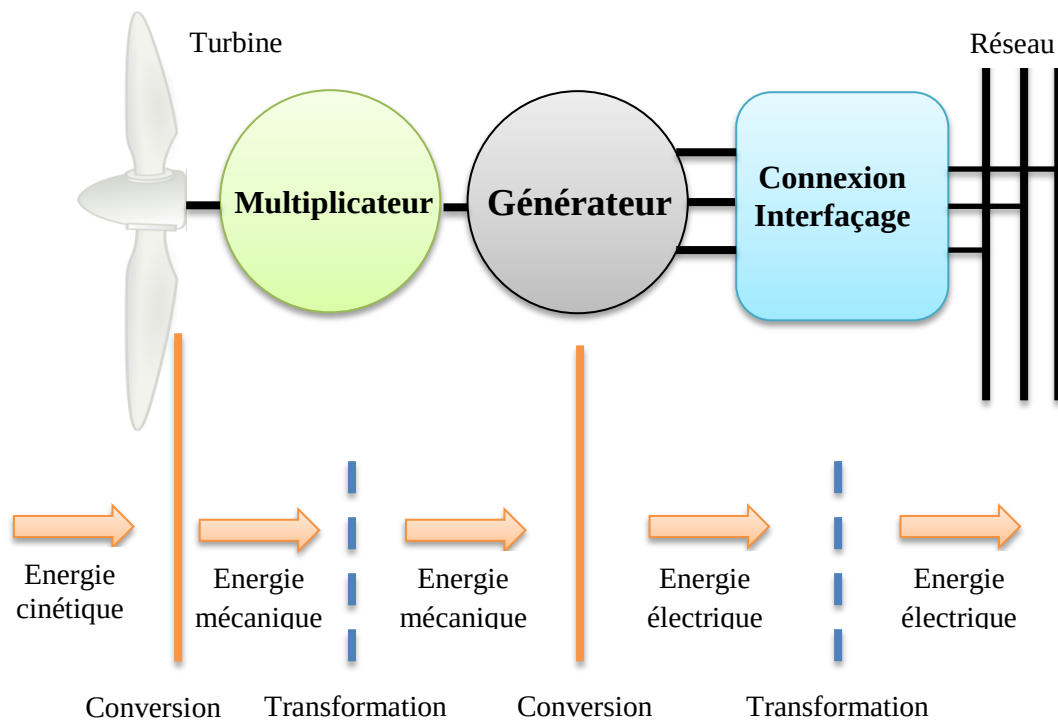


Figure 1.2-1 principe de la conversion de l'énergie éolienne

1.2.2 Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Les éléments principaux (Figure 1.2-2) constituant une éolienne sont les suivants [1] :

- Un **mât** (tour) permet de placer le rotor à une hauteur suffisante pour permettre son mouvement (nécessaire pour les éoliennes à axe horizontal) et/ou placer ce rotor à une hauteur lui permettant d'être entraîné par un vent plus fort et régulier qu'au niveau du sol. Le mât supporte généralement une partie des composants électriques et électroniques (commande, multiplicateur, générateur, etc.).
- Un rotor, composé de plusieurs pales (en général trois) et du nez de l'éolienne. Le rotor est entraîné par l'énergie du vent, il peut être couplé directement ou indirectement à une pompe (cas des éoliennes de pompage) ou plus généralement à un générateur électrique. Le rotor est relié à la nacelle par le moyeu.
- Une **nacelle** montée au sommet du mât, abritant les composants mécaniques, certains composants électriques et électroniques, nécessaires au fonctionnement de la machine
 - Une **boîte de vitesses** (multiplicateur) servant à accroître la vitesse de l'arbre du rotor.
 - Un **système de commande et de protection** servant à optimiser le rendement et à conserver la machine en état de fonctionnement dans des limites sécuritaires.
 - Un **générateur** produisant de l'électricité.
 - Une **base** qui soutient l'éolienne.

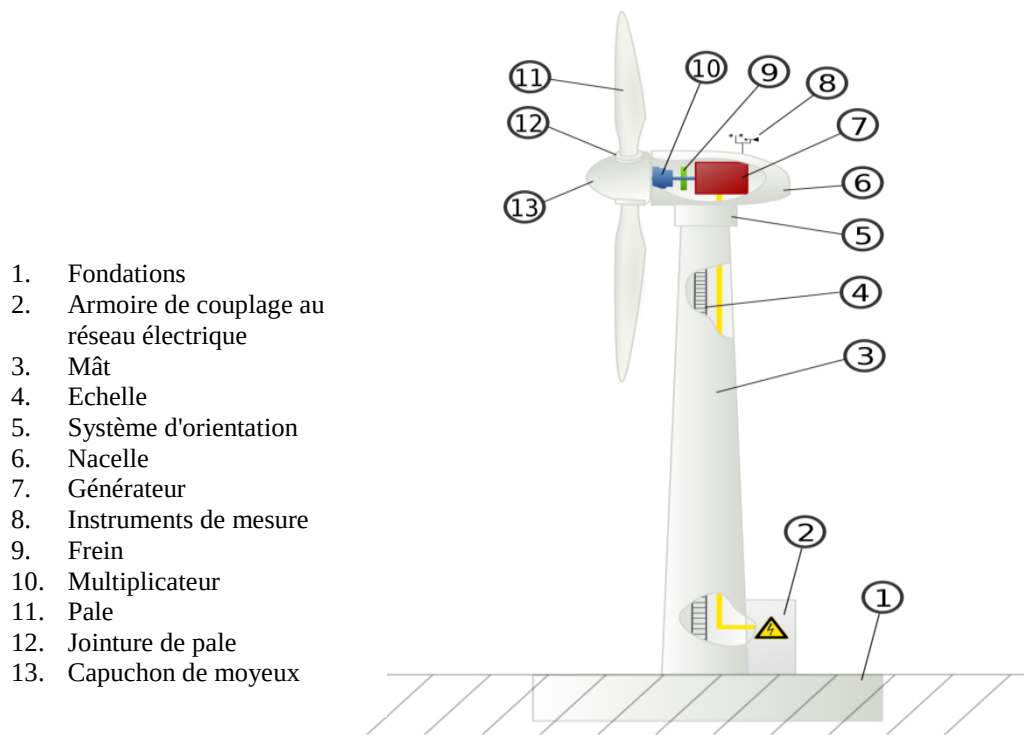


Figure 1.2-2 Principales composantes d'une éolienne

1.2.3 Classification

On peut classer les éoliennes suivant leur taille ou suivant leur principe de fonctionnement.

1.2.3.1 Classification selon la taille

On définit différentes classes de taille d'éoliennes. En théorie, il n'y a pas de relation directe entre la hauteur et la puissance de l'éolienne. En effet, cette puissance dépend essentiellement de la surface balayée par le rotor qui n'est pas toujours fonction de la hauteur de l'éolienne, mais du diamètre du rotor. Néanmoins, dans le cas des grandes éoliennes, une règle de bonne pratique veut que la hauteur du mât L soit égale au diamètre du rotor D . Dans ce cas, il y a un lien indirect entre la hauteur du mât et la puissance. Dans le tableau suivant sont repris les dénominations de taille et les ordres de grandeur de puissances associées [1]. Attention, il s'agit bien d'ordres de grandeur de puissance. Le but est uniquement de se donner une idée. En outre, cette puissance n'a de sens que si on a défini la vitesse du vent à laquelle elle est délivrée.

Dénomination	Diamètre du rotor [m]	Aire balayée [m ²]	Puissance [kW]
Micro	0.5-1.25	0.2-1.2	0.25
Mini	1.25-3	1.2-7.1	1.5
Domestique	3-10	7-79	15
Petite commercial	10-20	79-314	100
Moyenne commercial	20-50	314-1963	1000
Grande commerciale	50-100	1963-7854	3000

Table 1.2-1 Classification des éoliennes suivant la taille et l'ordre de grandeur associé

1.2.3.2 Classification selon le principe de fonctionnement

Les plus connues sont les éoliennes à axe horizontal (*HAWT, horizontal axis wind turbine*) (*Figure 1.2-3*). Leur typologie est souvent identique. A la base, on a un mât sur lequel est placée la nacelle. Cette nacelle contient la génératrice ainsi que le système de transmission, c'est-à-dire les éléments d'accouplement mécanique entre le rotor et la génératrice.



Figure 1.2-3 Exemple d'éoliennes à axe horizontal

En suivant le sens de parcours du vent, le rotor peut être placé en amont ou en aval de la nacelle. Cette dernière configuration a été à la mode. Elle présentait l'avantage que la nacelle et le rotor se mettent automatiquement face au vent. Lorsque le rotor se situe en amont, il faut un dispositif particulier pour que l'éolienne se positionne correctement. Par exemple, on peut trouver une aile fixe verticale qui stabilise l'éolienne face au vent ou un moteur qui réalise cette tâche. On parlera alors d'un dispositif de positionnement *passif* ou *actif*, respectivement (*Figure 1.2-4*) [4].

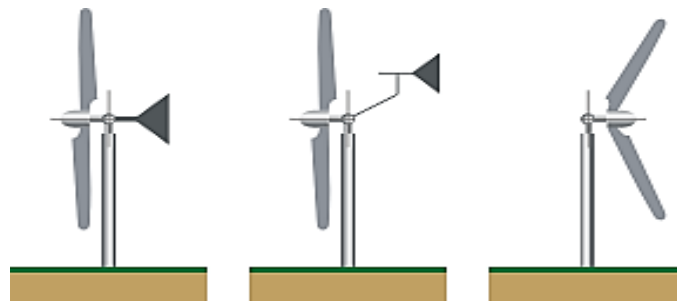


Figure 1.2-4 Distinction entre éoliennes à axe horizontal

Le rotor placé en amont avec gouverne (figure gauche), en amont avec contrôle actif (figure centrale) et en aval (figure de droite).

L'avantage du rotor placé en aval est qu'il se positionne naturellement face au vent, c'est-à-dire de manière passive. Par contre, le vent est d'abord perturbé par la nacelle et le pylône avant d'agir sur le rotor. D'une part, le régime de vent devient non uniforme sur la surface balayée par le rotor. Cela engendre des contraintes mécaniques variables dans le temps ce qui provoque une usure prématurée du matériel. D'autre part, le vent perturbé vient impacter les ailettes de l'éolienne ce qui a tendance à générer beaucoup de bruit (bruit d'origine aérodynamique). Pour ces deux raisons, on préfère la configuration avec le rotor en amont. En effet, le vent est moins perturbé avant de rencontrer les pales de l'éolienne. Finalement, on peut dire que l'éolienne à axe horizontal avec le rotor en amont est devenue le standard, en tout cas pour les applications de puissance élevée.

On rencontre aussi des éoliennes à axe vertical (VAWT, *vertical axis wind turbine*) (Figure 1.2-5) pour les applications de petite voir de moyennes puissances. Les avantages de cette configuration sont que l'éolienne est toujours bien positionnée par rapport au vent, que le dispositif d'accouplement ainsi que la génératrice se trouvent au niveau du sol ce qui facilite la maintenance. En outre, de par les diamètres de rotor inférieurs aux éoliennes à axe horizontal, les vitesses absolues sont plus faibles ce qui, du moins théoriquement, devrait engendrer moins de bruit.

Classiquement, on distingue deux grandes familles parmi les éoliennes à axe vertical (Figure 1.2-5). D'une part, on trouve les éoliennes basées sur la "portance" dont la plus connue est le modèle de "Darrieus" et, d'autre part, les éoliennes basées sur la "trainée" dont la plus connue est le modèle de "Savonius". On invite le lecteur qui veut approfondir ces concepts à consulter des sites spécialisés. Retenons néanmoins que par le principe physique de ces modèles, elles donnent peu de couple au démarrage. Par conséquent, elles ne démarrent qu'à une certaine vitesse du vent, ou il faut assurer mécaniquement le démarrage de l'éolienne.

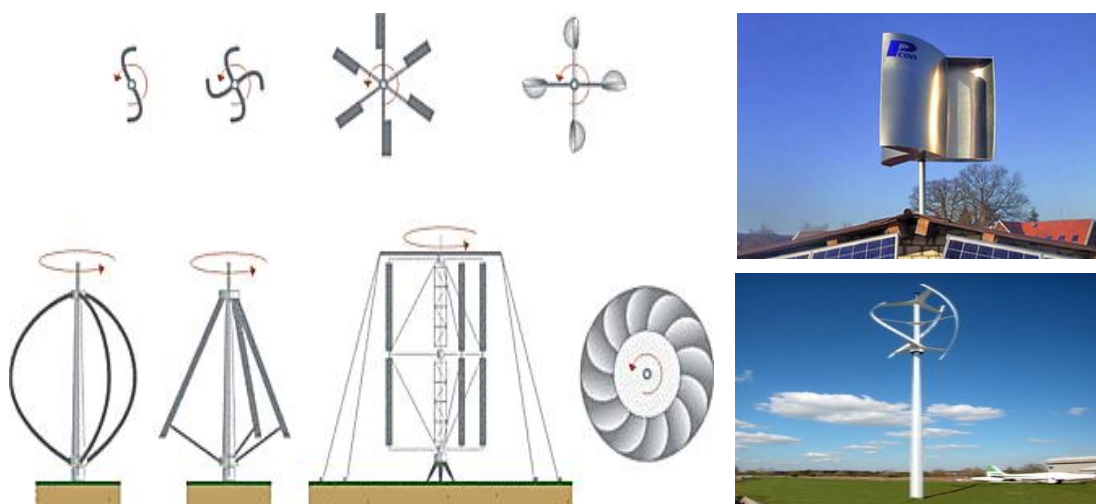


Figure 1.2-5 Illustration des deux grands types d'éoliennes à axe vertical
Les éoliennes de type Savonius en haut, et les éoliennes de type Darrieus en bas

Dans l'histoire des éoliennes, on trouve de manière cyclique un regain d'intérêt pour les éoliennes à axe vertical. Les nouveaux concepts proposés sont sensés dépasser les limites technologiques du

standard actuel qui est l'éolienne à axe horizontal avec rotor en amont. Voici quelques éléments de réflexion pour situer le débat sur ces VAWT :

- En ce qui concerne les nouvelles éoliennes à axe vertical, il s'agit souvent de la redécouverte de vieux concepts.
- De manière générale, on manque de retour d'expérience sur le comportement des nouvelles éoliennes à axe vertical, notamment en ce qui concerne leurs performances aussi bien techniques que d'un point de vue économique.
- Beaucoup d'experts qui ont accumulé une longue expérience dans l'éolien sont sceptiques.
- Beaucoup d'effets d'annonce sur les performances de ces nouveaux concepts sans pour autant les valider.

1.3 La génératrice et la dynamique du rotor

1.3.1 Génératrice et transmission

La génératrice est l'élément d'une éolienne qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Les pales transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, celle-ci étant transmise à la génératrice via le système de transmission. Une fois la puissance électrique produite, celle-ci est généralement injecté dans le réseau électrique.

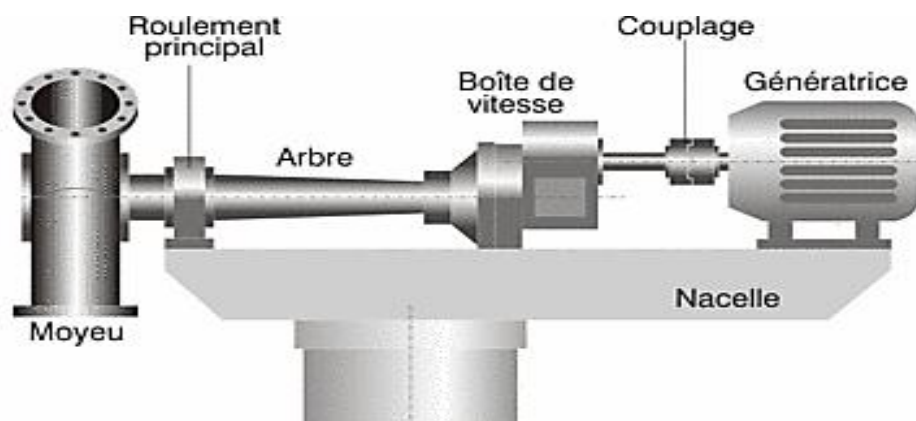


Figure 1.3-1 Illustration de la transmission entre le couple moteur appliqué sur les pales et la génératrice

Dans le cas des éoliennes à axe horizontal, la typologie de la chaîne de transmission est relativement standard (Figure 1.3-1). On trouve d'un côté les pales qui sont soumises à une certaine force et qui ont une certaine vitesse de rotation. Ces pales sont solidarisées à un moyeu, ce moyeu est lui-même connecté à l'arbre de transmission qui, enfin, est sujet à un couple moteur. À l'autre extrémité, on trouve la génératrice. Il s'agit de machines tournantes composées d'un stator et d'un rotor.

De manière générale, on trouve une boîte de vitesse (gear box) intercalée entre l'arbre et la génératrice. En effet, la majorité des génératrices imposent une vitesse de leur rotor significativement supérieure à la vitesse du rotor de l'éolienne. Par conséquent, il est nécessaire de placer une boîte de vitesse pour multiplier la vitesse de rotation et assurer le couplage entre ces deux entités [1].

1.3.2 Dynamique du rotor

Reprenons une nouvelle fois la configuration de la chaîne de transmission entre le rotor de l'éolienne, d'une part, et le rotor de la génératrice, d'autre part.

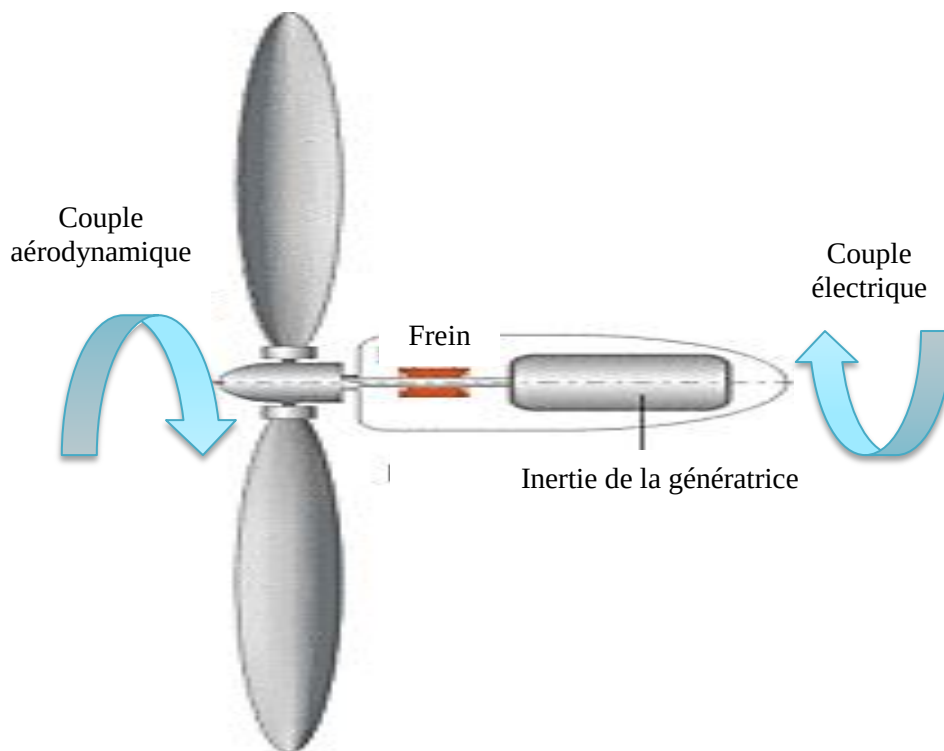


Figure 1.3-2 Schéma des forces appliquées au système de transmission ainsi que les éléments dominants pour l'inertie.

Si l'on examine les forces qui s'exercent sur l'arbre de l'éolienne voir (Figure 1.3-2), on voit que l'on trouve, d'un côté, le couple mécanique exercé par les forces aérodynamiques sur les pales de l'éolienne, et d'un autre côté, le couple de freinage exercé par la génératrice sur le rotor (c'est-à-dire le couple électrique). En effet, si l'arbre exerce un certain couple sur la génératrice alors la génératrice exerce par réaction un couple de freinage sur son rotor. On trouve souvent intercalé entre les deux extrémités une boîte de vitesse pour rendre les vitesses de rotation compatibles. Le rotor de l'éolienne ainsi que le rotor de la génératrice représentent les contributions principales pour l'inertie de la chaîne de transmission.

La vitesse du vent est, de par nature, fluctuante dans le temps, si bien que le couple aérodynamique varie suivant ces variations. On distingue deux grands types de fonctionnement qui ont un impact sur la manière dont on gère ces fluctuations de couple aérodynamique :

1.3.2.1 Éolienne à vitesse de rotation constante

On considère ici une machine, synchrone ou asynchrone, directement connectée sur le réseau d'énergie électrique (Figure 1.3-3). Par "directement", on veut dire que l'on n'a pas intercalé, entre la sortie de la génératrice et le réseau, un système d'électronique de puissance qui

permet de découpler le comportement électrique du réseau de celui de la machine (c'est-à-dire essentiellement un système "redresseur-onduleur"). C'est le montage le plus basique qui correspond typiquement à de vieilles façons de procéder [5] [6].

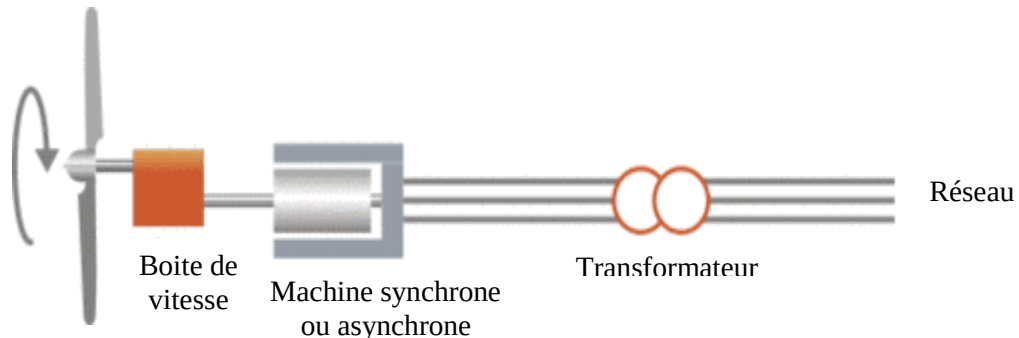


Figure 1.3-3 Système éolien à vitesse fixe

Comme le stator de la génératrice est directement connecté au réseau, on connaît la vitesse de synchronisme de la machine n_s .

- Dans le cas de la machine synchrone, le rotor doit strictement tourner à la vitesse de synchronisme n_s .
- Pour la machine à induction, la vitesse de rotation est différente de la vitesse de synchronisme, ce qui correspond à un certain glissement s . Néanmoins, il faut savoir que ce dernier est limité. En fait, il est d'autant plus limité que la machine est puissante et ce pour une question d'efficacité énergétique.

Dans le cas d'une éolienne qui tourne à vitesse constante, le couple électrique doit être constamment adapté au couple aérodynamique. Tout au plus, on peut essayer d'intercaler entre les deux extrémités de la transmission, une certaine forme d'amortissement mécanique qui permet que les à-coups ne se traduisent pas directement en contraintes mécaniques dynamiques importantes sur l'ensemble de la transmission, avec les problèmes de durée de vie qui y sont liés.

Si le vent vient à augmenter de vitesse brusquement, cela se traduit par une augmentation soudaine du couple aérodynamique. Le couple résistif du générateur s'adapte presque instantanément pour égaler ce couple aérodynamique. Cela se fait soit par une augmentation de l'angle électrique dans le cas d'une machine synchrone, ou par une augmentation du glissement dans le cas d'une machine à induction.

On voit qu'avec ce mode de fonctionnement, on a deux inconvénients [5] [6]:

- Le système de transmission est soumis à des charges dynamiques mécaniques importantes,
- Par définition, la vitesse de rotation de l'éolienne reste constante (ou varie peu dans le cas de la machine asynchrone avec glissement), et ce quel que soit le régime du vent. Par conséquent, on ne peut maintenir le rapport entre la vitesse en haut de pales et la vitesse du vent qui garantit les meilleurs rendements aérodynamiques de la machine, on perd en efficacité.

1.3.2.2 Éolienne à vitesse de rotation variable

On veut pouvoir travailler à vitesse de rotation variable pour toujours aller chercher les meilleurs rendements, en maintenant le "tip-speed ratio" optimum. En outre, on veut pouvoir minimiser les charges dynamiques sur la chaîne de transmission. En effet, si le vent vient à augmenter brusquement, cela se traduit par une augmentation soudaine du couple aérodynamique. Le rotor va simplement se mettre à accélérer. En d'autres termes, le rotor accumule sous forme d'énergie cinétique (au moyen de l'inertie de rotation) l'énergie des fluctuations rapides du vent. Une fois que le vent diminue et reprend sa valeur précédente, le rotor décélère lentement en transférant son énergie accumulée à la génératrice.

1.3.2.2.1 Génératrice synchrone couplée au réseau via un système redresseur-onduleur

La fréquence à la sortie du stator de la génératrice synchrone ou asynchrone n'est pas fixée. En effet, le système redresseur-onduleur permet de découpler le fonctionnement électrique de la machine électrique et du réseau (*Figure 1.3-4*). Du coup, c'est la vitesse de rotation du rotor qui donne la fréquence électrique à la sortie du stator. On peut laisser la vitesse du rotor varier. La fréquence du stator sera elle aussi variable, mais cela n'a aucune importance dans la mesure où un couple redresseur-onduleur va transformer cette tension alternative en une autre de fréquence et de tension différente, en l'occurrence, celles du réseau électrique [5] [6].

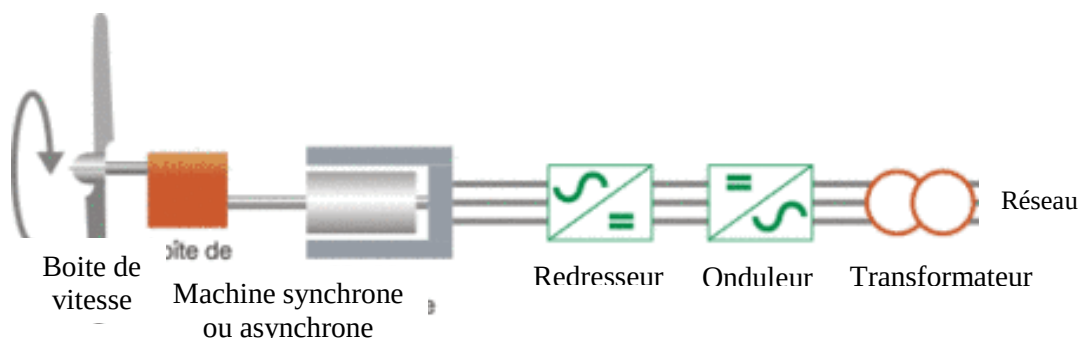


Figure 1.3-4 Système éolien à vitesse variable structure à base d'une machine synchrone

1.3.2.2.2 Génératrice asynchrone combinée directement au réseau avec glissement important

On peut jouer sur le glissement de la machine à induction et que l'on est capable de le faire varier sur de larges plages, alors on peut travailler avec un rotor à vitesse variable. Typiquement, on peut augmenter le glissement du moteur en ajoutant des résistances au rotor. Cela peut se faire par un jeu de balais qui connecte le rotor par l'extérieur, ce qui permet d'avoir des éléments du circuit électrique à l'extérieur du rotor, autrement dit, fixes. Dans ce cas-ci, il s'agit de résistances. Néanmoins, pour atteindre des plages de variation importantes, le niveau de ces résistances est loin d'être négligeable si bien qu'elles engendrent beaucoup de dissipation. Heureusement, elles sont placées à l'extérieur du rotor à un endroit où elles peuvent évacuer facilement la chaleur. Néanmoins, ces pertes par effet Joule grèvent sérieusement le rendement. On ne peut pas raisonnablement envisager de travailler de cette

manière.

Une solution est de faire varier les caractéristiques électriques du rotor via un système d'électronique de puissance (*Figure 1.3-5*). Dans ce cas, on peut faire varier le glissement de manière significative et donc la vitesse de rotation de l'éolienne sans créer de dissipation importante et donc conserver l'efficacité énergétique. L'avantage par rapport à une génératrice synchrone avec redresseur-onduleur est que, dans ce cas-ci, l'électronique de puissance embarquée est moins importante [5] [6].

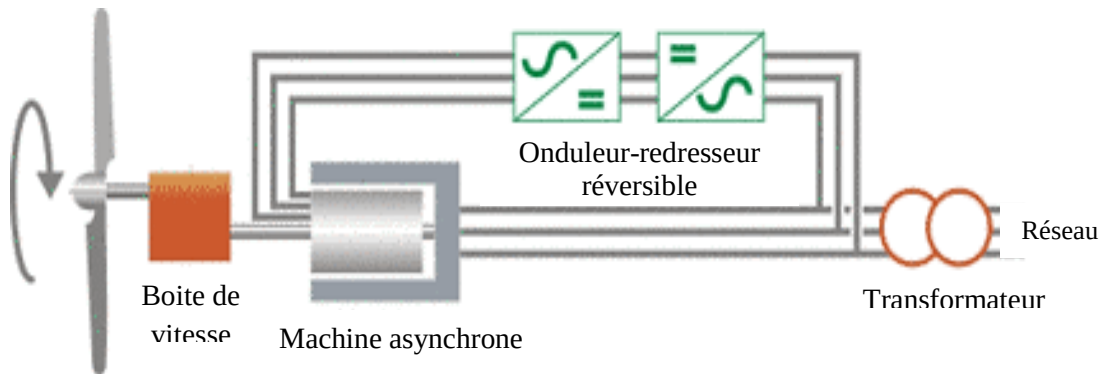


Figure 1.3-5: Système éolien à vitesse variable structure à base d'une machine asynchrone double alimentation

1.3.3 L'aérodynamique des éoliennes

1.3.4 Influence de la vitesse de rotation sur l'angle de calage

Considérons un profil d'une pale de notre éolienne obtenu en "coupant" l'aile à une certaine hauteur r comprise entre le moyeu et l'extrémité de la pale. Vu du haut, cela donne approximativement la *Figure 1.3-6* où la grande flèche noire indique le sens de rotation. Si l'éolienne a une vitesse de rotation n , alors à la hauteur du profil, la vitesse tangentielle de la pale induite par la rotation U .

$$U = n \cdot 2\pi \cdot r \quad (1.3-1)$$

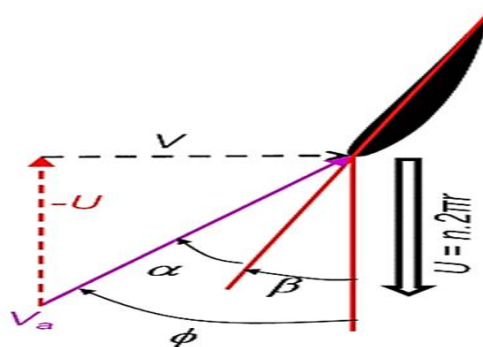


Figure 1.3-6 Vitesses exercées sur le profil d'une éolienne

Toujours dans le sens de rotation. On voit clairement que la vitesse augmente proportionnellement avec la hauteur le long de la pale. La vitesse tangentielle maximale sera obtenue en bout d'aile. En plus de la vitesse de rotation, on a toujours la vitesse du vent V , mesurée loin en amont de l'éolienne. Comme expliqué précédemment, l'écoulement est déjà

influencé par la présence de l'éolienne avant d'arriver au niveau du rotor si bien qu'il est partiellement freiné avant d'atteindre celui-ci. En pratique, la vitesse aura idéalement diminué d'un tiers si bien qu'on se retrouvera avec $2/3$ de V dans la direction perpendiculaire au plan de rotation, la direction axiale.

On place notre repère de vitesse sur le profil d'aile. Il faut alors combiner la vitesse de rotation de l'éolienne U à cette hauteur, à la vitesse $2/3 V$ du vent pour obtenir la vitesse du vent relative rencontrée par le profil de l'éolienne V_a . C'est cette vitesse qu'il faut connaître pour pouvoir estimer la force qui sera exercée sur le profil de la pale. En effet, on connaît maintenant la vitesse de l'écoulement du vent (la norme du vecteur V_a) mais aussi son angle d'attaque. Comme on l'a introduit ci-dessus, il ne suffit pas de connaître la vitesse du vent V . La vitesse tangentielle U induite par la rotation influence significativement l'écoulement qui sera reçu par le profil.

On introduit un nouvel angle de première importance, l'angle de calage ("pitch angle" en anglais). Il se définit comme étant l'angle entre le plan de rotation et la corde du profil. Contrairement à l'angle d'attaque, il ne dépend pas des conditions de l'écoulement. Il s'agit d'un paramètre géométrique que l'on peut adapter. En effet, l'angle d'attaque dépend des conditions de fonctionnement. Dans le cas de notre éolienne, il dépend de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation ainsi que de l'orientation de la corde du profil.

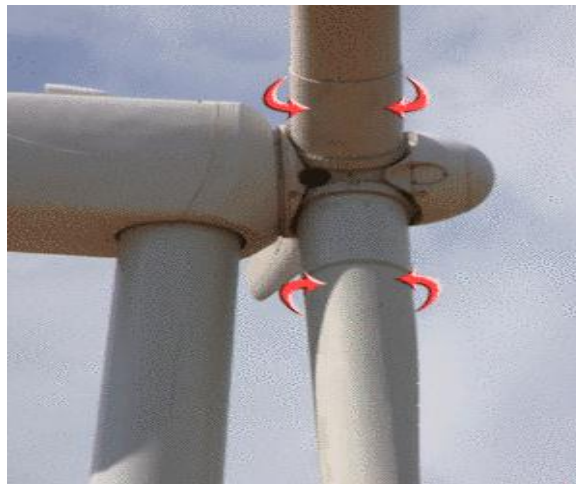


Figure 1.3-7 Représentation schématique de la variation de l'angle de calage des pales d'une éolienne.

On peut faire varier l'angle de calage en faisant tourner la pâle autour de son axe, tel qu'illustré dans la figure ci-dessus. On voit qu'en modifiant cet angle, on modifie l'angle d'attaque et par conséquent la force qui sera exercée sur le rotor. Le pivotement des pales peut être réalisé par des actionneurs électromécaniques ou par un système hydraulique.

1.3.5 Caractéristiques de la force exercée sur le profil d'une éolienne

On voit, dans la *Figure 1.3-8* sur la décomposition des forces (placée un peu plus haut), que la vitesse relative caractérisée par une intensité et une direction décrite par l'angle d'attaque, induit une force sur le profil. Cette force F , se décompose en une composante tangentielle, F_T qui contribue positivement à la rotation de l'éolienne, c'est l'action utile recherchée et une composante axiale F_N perpendiculaire au plan de rotation qui n'a aucun effet utile. Au contraire, cette force axiale soumet l'éolienne par sa poussée à une contrainte mécanique importante. C'est l'élément dominant lors du dimensionnement du mât d'une éolienne.

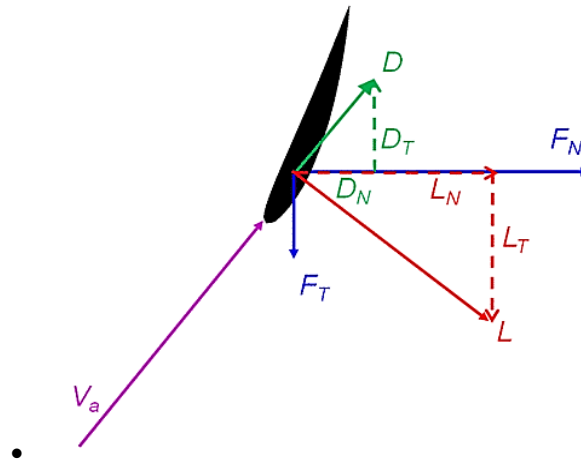


Figure 1.3-8 forces exercées sur le profil d'une éolienne

Si on décompose la force aérodynamique selon sa composante de portance et de trainée, on en déduit les propriétés suivantes :

- La portance L , contribue positivement à la rotation de l'éolienne. En d'autres termes, elle induit une force dans le sens de rotation, c'est l'effet utile recherché. C'est aussi pourquoi on dit que ces éoliennes sont basées sur la portance.
- La trainée, D , contribue négativement à la rotation de l'éolienne. En d'autres termes, elle induit une force dans le mauvais sens, c'est un effet parasite. Elle diminue le rendement de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur le rotor. C'est pourquoi, tout comme un planeur, les pâles d'une éolienne sont conçues pour minimiser la trainée et obtenir ainsi les meilleurs rendements.

1.4 Le réglage de la puissance : calage et décrochage

Pour faire fonctionner une éolienne correctement, on doit pouvoir jouer sur les paramètres aérodynamiques des pâles pour contrôler la vitesse de rotation ainsi que la puissance soutirée au vent :

- Dans le cas de vents importants, le rotor peut être soumis à des forces mécaniques qui peuvent dépasser les contraintes admissibles. En outre, la puissance fournie par le rotor est limitée par la puissance maximale de la génératrice.

- Dans le cas de fonctionnement normal, on doit pouvoir fonctionner à la vitesse de rotation souhaitée ou du moins, prédéfinie.

Il y a deux grandes manières de faire varier, et donc de contrôler, la force aérodynamique sur le rotor d'une éolienne : changer l'angle d'attaque et diminuer la surface au vent balayée par l'éolienne. La deuxième solution s'obtient en décalant le rotor ("yawing" en anglais) par rapport à la direction du vent (selon un axe vertical pour un décalage gauche-droite, ou selon un axe horizontal pour mettre incliner le rotor vers l'horizontal). On s'attardera ici sur la première solution basée sur l'angle d'attaque [6].

1.4.1.1 Modification de l'angle d'attaque via l'angle de calage d'une pôle

La manière la plus efficace de modifier l'angle d'attaque est de jouer sur l'angle de calage. Celui-ci peut être modifié en faisant pivoter la pôle le long de son axe. Pour contrôler la force appliquée, on peut procéder de deux manières distinctes [2]:

- On peut augmenter l'angle de calage pour diminuer la puissance ou le réduire pour augmenter cette puissance ("pitch control" en anglais) (Figure 1.4-1). A la limite si l'on souhaite réduire au maximum les forces exercées sur les pôles pour garantir leur intégrité, notamment en présence de grands vents, on peut les placer en drapeau par rapport à la direction du vent.
- Une autre manière de limiter la puissance est de dépasser rapidement l'angle de décrochage ce qui induit une diminution significative de la portance ("stall control" en anglais) (Figure 1.4-1). Hormis pour certaines réalisations, cette seconde méthode est moins efficace que la première. Elle serait apparemment moins précise et les forces appliquées aux pôles seraient plus intermittentes.

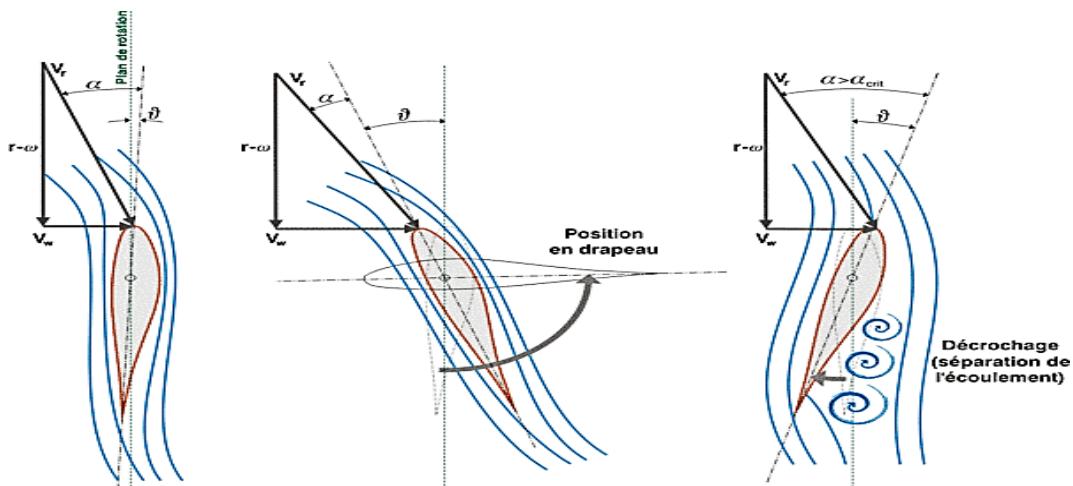


Figure 1.4-1 Illustration de la variation de la force aérodynamique
Diminution par réduction de l'angle de calage (centre) ou par décrochage (droite).

1.5 Le rendement des éoliennes

1.5.1 La puissance instantanée du vent

Une éolienne est une machine qui, par définition, transforme l'énergie du vent en énergie

mécanique. Pour débiter, il y a lieu de quantifier la source d'énergie dont on dispose, c'est-à-dire l'énergie associée au vent. Si le vent présente une certaine vitesse "v" à un moment donné et traverse une certaine surface "S", la puissance instantanée du vent est donnée par la relation suivante [5] [1] [2]:

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (1.5-1)$$

où " ρ " est la masse volumique de l'air, qui vaut approximativement 1.2 kg/m³.

Néanmoins, cette relation met clairement en évidence :

- que la puissance disponible du vent à un instant donné dépend du cube de la vitesse. En conclusion, si vous avez un vent 2 x plus rapide, vous avez 8 x plus de puissance. On comprend dès lors tout l'intérêt de placer des éoliennes dans des sites venteux. Ce n'est donc pas un caprice de technicien puriste, on voit que le potentiel d'énergie dépend fortement de la vitesse du vent. C'est une condition nécessaire et non une option.
- que la puissance disponible dépend directement de la surface traversée par le vent. Si on la considère équivalente à la surface balayée par le rotor d'une éolienne, la puissance instantanée du vent (telle qu'évaluée par la relation ci-dessus) représente le maximum de puissance disponible que l'éolienne peut convertir. On sait que la surface balayée par une éolienne dépend du rayon de son rotor ($\pi \cdot R^2$). Du coup, la puissance disponible dépend du carré du rayon de l'éolienne. En conclusion, si vous avez un rotor 2 x plus long, vous avez 4 x plus de puissance.
- que la masse volumique de l'air a une influence sur la puissance disponible. On sait que la masse volumique de l'air dépend de la température et de la pression atmosphérique. Suivant ces paramètres, on peut obtenir des variations de 20 % de la masse volumique et donc de la puissance instantanée du vent.

1.5.2 Courbes caractéristiques de puissance et de rendement instantané

Le vent présente donc une certaine énergie pendant une période donnée. Cette énergie est convertie par l'éolienne en énergie mécanique et très certainement en énergie électrique. Cette transformation peut être décomposée en plusieurs étapes [1] [4] :

- L'énergie cinétique du vent est convertie en travail moteur à l'axe du rotor. Cette conversion est réalisée avec un certain rendement, le rendement aérodynamique.
- Le travail moteur au rotor est transmis vers l'axe de la génératrice avec un certain rendement, le rendement d'accouplement mécanique.
- La génératrice transforme le travail moteur à son axe en énergie électrique avec un certain rendement électrique.

Le rendement global est le produit des rendements de ces trois étapes. Il est difficile d'évaluer de manière simple ces trois rendements et donc d'estimer le rendement global. Le plus

simple est de mesurer ce qui rentre et ce qui sort de l'éolienne pour avoir une idée de rendement global.

On définit le rendement instantané global d'une éolienne pour une vitesse de vent v comme étant le rapport entre la puissance électrique débitée par la génératrice, P_{elec} , et la puissance instantanée du vent, P_{vent}

La courbe caractéristique de puissance d'une éolienne donne la puissance électrique en fonction de la vitesse du vent. Généralement, ces courbes sont données par les fabricants d'éoliennes. Dans le cas de grandes éoliennes, la courbe caractéristique a été certifiée par un laboratoire et définie dans des conditions d'essai standard. On a donc une certaine assurance quant aux performances réelles de l'éolienne. La situation est plus critique pour les petites éoliennes produites par de relativement petits constructeurs. En effet, ils fournissent généralement la courbe caractéristique de puissance de leur appareil, mais ils font rarement certifier les performances. On n'a donc aucune ou peu d'assurance quant à la fiabilité des performances annoncées. Dans tous les cas, la certification des performances est un élément à bien garder à l'esprit lors de l'acquisition d'une éolienne, surtout s'il s'agit de concepts novateurs ou "potentiellement" révolutionnaires (pour ne pas dire fumants).

La courbe caractéristique de puissance comporte par trois grands paramètres (voir figure ci-dessous) :

- **La vitesse minimale de démarrage (*cut-in wind speed*)** : il s'agit de la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter une puissance utile.
- **La vitesse maximale ou d'arrêt (*cut-off wind speed*)** : il s'agit de la vitesse maximale acceptable par l'éolienne. Au-delà de celle-ci, la tenue mécanique de ces divers composants n'est plus assurée (ou simplement prévue). Si le vent présente une vitesse supérieure, l'éolienne est mise à l'arrêt, idéalement de manière automatique, pour préserver son intégrité.
- **La puissance nominale (*rated power*)** : cette valeur est souvent égale à la puissance électrique maximale qui peut être extraite de l'éolienne. Elle n'a jamais lieu à la vitesse maximale acceptable du vent. En effet, peu avant d'atteindre la vitesse de mise à l'arrêt, des dispositifs sont mis en place pour freiner la vitesse du rotor (soit de manière dynamique, soit de manière aérodynamique), ce qui peut diminuer significativement les performances de l'éolienne.

En conclusion, on trouve typiquement des courbes de puissance ayant l'allure suivante.

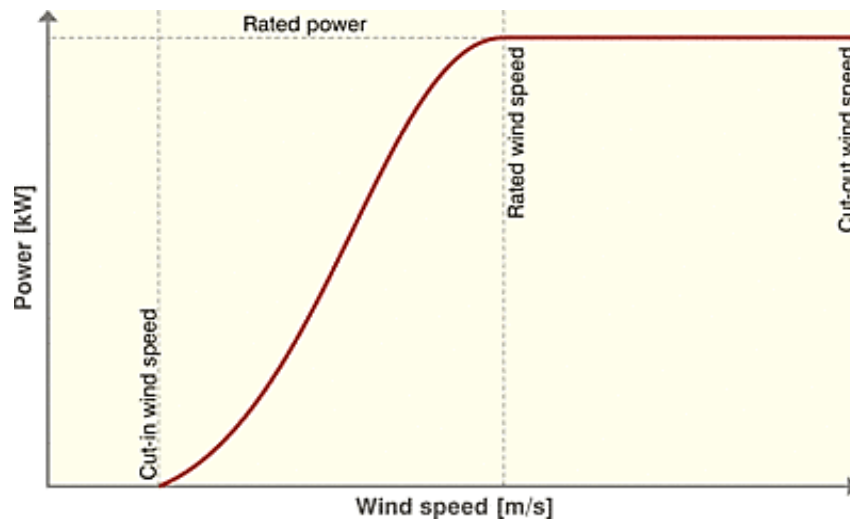


Figure 1.5-1 Forme typique d'une courbe de puissance d'une éolienne.

1.5.3 Vitesse en bout d'aile et performance

On a vu que la limite de conversion de puissance du vent vers la puissance mécanique du rotor est théoriquement limitée à $16/27$, soit 59 %, par l'approche de Betz. Par rapport à ce cas idéal, il existe une série d'imperfections qui empêchent d'atteindre cette limite. En d'autres termes, on a une série de pertes qui réduisent l'efficacité aérodynamique de l'éolienne :

- **Mise en rotation du sillage :** Le vent avant de rencontrer l'éolienne ne possède pas de mouvement de rotation prononcé et cohérent. Du moins, c'est le cas s'il ne rencontre pas d'obstacles majeurs en amont de l'éolienne. Une fois que l'air est passé dans le rotor de l'éolienne, il en ressort avec une vitesse de rotation générale dans le sens opposé à celui du rotor. Cette vitesse de rotation qui n'existait pas au départ correspond à une certaine quantité d'énergie cinétique qui n'a pas pu être convertie par l'éolienne. Il s'agit d'une première source de pertes.

- **Trainée des profils de l'aile :** Lorsque l'on place une aile face au vent, il génère une force sur cette aile. C'est l'effet escompté. Cette force peut se décomposer en deux parties. Une force dite de *portance* et une composante dite de *trainée*. Dans le cas d'un avion, c'est la portance qui permet de vaincre la gravité et permet ainsi à l'avion de voler. La trainée freine l'avion, car cette force est opposée à la direction dans laquelle l'avion progresse. Pour permettre à l'avion de conserver cette vitesse, les moteurs de l'avion donnent la force nécessaire pour vaincre cette force de trainée. Dans le cas d'une éolienne, on retrouve la même idée. Néanmoins, il faut alors tenir compte à la fois de la vitesse du vent, mais aussi de la vitesse de rotation de l'éolienne. Le problème est un peu plus complexe. Tout cela pris en compte, on se rend compte que c'est la portance des pâles de l'éolienne qui exerce une force utile dans le sens de rotation de l'éolienne. La trainée des pâles, par contre, a tendance à freiner la progression de ces pâles. C'est une deuxième source de pertes parce qu'une partie de l'énergie du vent sert à freiner l'éolienne. Fort heureusement, une aile d'éolienne est conçue pour avoir la trainée la plus faible possible pour

une portance donnée. En gros, il s'agit d'une question de spécialistes dans la mesure où il s'agit de travailler sur l'aérodynamique de l'aile.

- **Nombre limité de pales :** Le nombre de pales d'une éolienne est limité pour des questions de poids et de cout. Le rendement idéal considéré plus haut faisait l'hypothèse d'un nombre très important de pales. Dans la réalité, ce nombre ne sera jamais atteint. Cette limitation est source d'une troisième forme de pertes. D'un point de vue physique, ces pertes sont générées par la trainée induite. La trainée induite est d'autant plus faible que la portance est faible et le rapport entre envergure et corde moyenne de l'aile est important. Ainsi, une aile qui a une grande envergure par rapport à la corde aura une trainée plus faible. On peut s'en convaincre en comparant les ailes d'un planeur à celle d'un avion traditionnel : les ailes du planeur sont beaucoup plus allongées pour limiter la trainée, ce qui est souhaitable étant donné qu'il n'a pas de moteur. C'est une des raisons qui expliquent pourquoi une éolienne a des ailes allongées.

Ces explications avaient juste vocation de montrer que le rendement idéal n'était jamais atteint, ceci étant dû à différentes pertes. Un facteur qui influence grandement ces pertes est le rapport entre la vitesse en bout de pale (induite par la rotation) et la vitesse du vent, le *tip-speed ratio* (TSR) en anglais [5] [6].

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{v_w} \quad (1.5-2)$$

La théorie confirmée par la pratique montre que les pertes sont minimisées pour un TSR donné. En d'autres termes, pour chaque vitesse de vent, il existe une vitesse de rotation qui maximise le rendement aérodynamique de l'éolienne, c'est-à-dire la quantité d'énergie du vent transférée au rotor. On peut s'en rendre compte sur base de la figure ci-dessous,

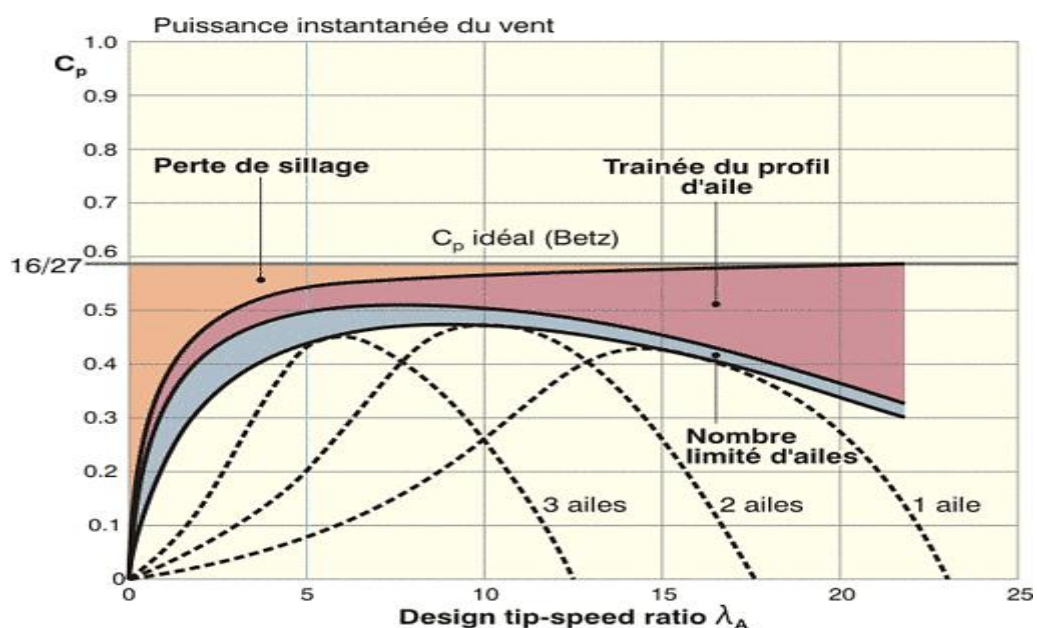


Figure 1.5-2 Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction du rapport entre la vitesse spécifique de pale et la vitesse du vent

On peut comprendre le graphe de la manière suivante :

1. On dispose au départ de la puissance instantanée du vent par m^2 , ce qui correspond dans le graphe au niveau de 100 %.
2. La théorie de Betz nous apprend que l'on peut dans le meilleur des cas récupérer jusqu'à $16/27$, soit approximativement 59 %.
3. Si l'éolienne tourne plus lentement pour une vitesse de vent donnée, on aura un couple aérodynamique important pour atteindre une même puissance et donc une forte déviation du fluide par les pales. Cela engendre une mise en rotation plus importante du sillage et donc des pertes plus importantes. On le voit clairement dans le graphe sous la dénomination "pertes de sillage". En conclusion, plus l'éolienne tourne vite, moins les pertes par mise en rotation sont importantes.
4. Si on considère un profil d'une pale d'éolienne, la force aérodynamique se décompose en une force de portance, mais aussi de trainée qui s'oppose dans la direction de rotation de l'éolienne (du moins pour les éoliennes dont le principe de fonctionnement est basé sur la portance). L'effet négatif sur le rendement aérodynamique est d'autant plus important que l'éolienne tourne vite. On peut s'en rendre compte dans la *Figure 1.5-3* sous l'appellation "trainée du profil d'aile" où les pertes augmentent avec le *tip-speed ratio*. Sur base des deux premiers termes de pertes (pertes de sillage et de trainée de profil), on voit apparaître un premier optimum à une vitesse relative de bout d'aile entre 6 et 8.
5. On voit apparaître enfin le dernier terme de perte induit par le nombre limité de pales. En fait, si on prend la courbe relative à un nombre donné de pales en pointillé (on considère ici 1, 2 ou 3 ailes), on voit que la courbe générale correspond à l'enveloppe de tous les maxima des courbes à nombre de pale fixé.

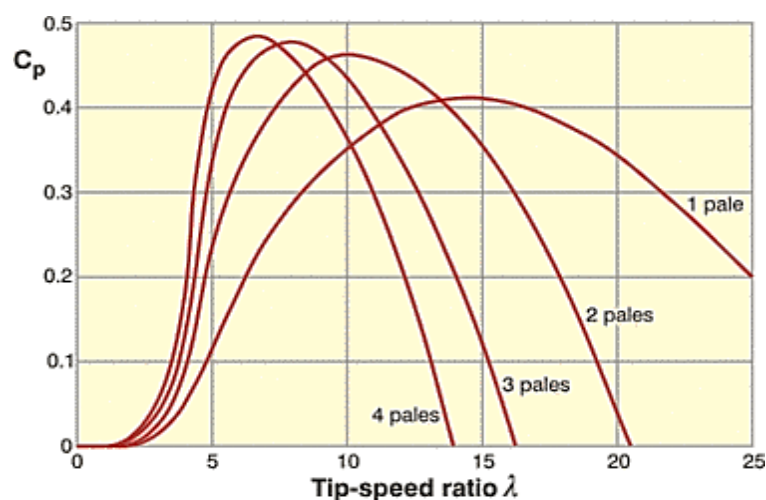


Figure 1.5-3 Évolution du rendement aérodynamique en fonction du nombre de pales pour un modèle donné.

Au regard de la courbe ci-dessus, qui reprend l'évolution du rendement aérodynamique en

fonction du nombre de pale pour un modèle donné, on voit que plus le nombre de pales est important, plus le rapport optimal de vitesse en bout de pale est faible.

On peut conclure cette section en faisant une description des différentes courbes caractéristiques du rendement aérodynamique pour chaque modèle d'éolienne. De manière générale, on voit que les éoliennes basées sur la portance, c'est-à-dire les éoliennes à axe horizontal ou à axe vertical de type Darrieus, ont un rendement aérodynamique supérieur aux éoliennes basées sur la trainée (typiquement, le rotor Savonius). L'influence du nombre de pales sur le rendement est aussi représentée. Si la vitesse de rotation diminue, il faut un couple aérodynamique plus important pour une même puissance mécanique. C'est pourquoi les éoliennes qui cherchent à produire du travail mécanique, notamment pour des applications de pompage, ont un nombre de pales important (illustré ci-dessous par l'éolienne américaine). Actuellement, les éoliennes de type Darrieus ont un rendement un peu supérieur à celui présenté dans le graphe ci-dessous [5] [6] [2].

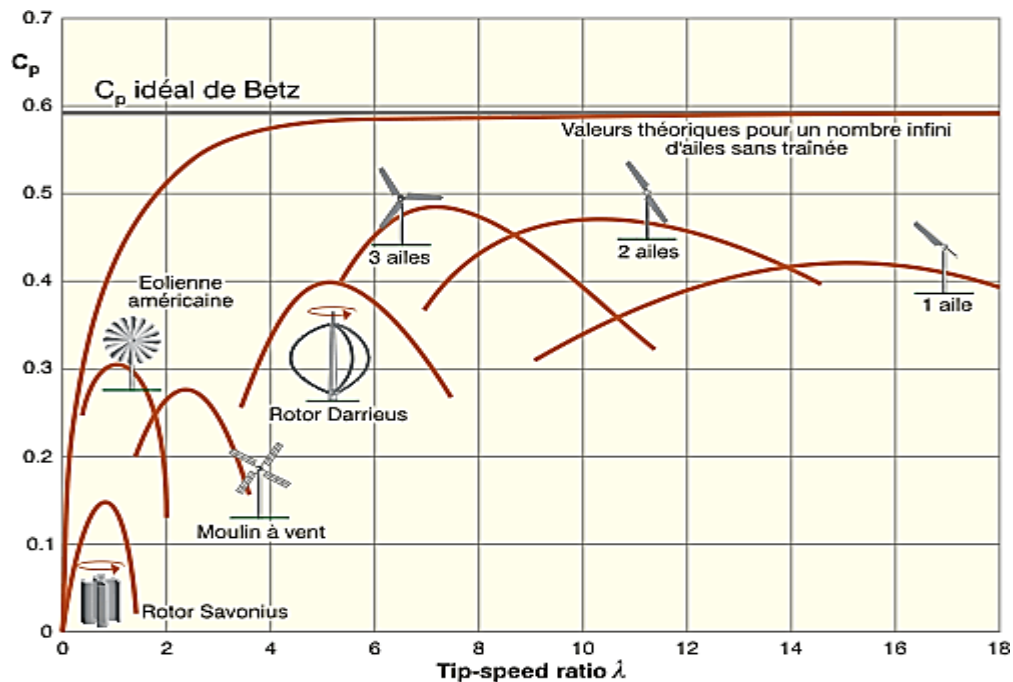


Figure 1.5-4 Évolution typique du rendement aérodynamique en fonction du vitesse spécifique et du modèle d'éolienne.

1.5.4 Configurations des éoliennes à vitesse variable

L'éolienne à vitesse variable connectée au réseau est composée d'une turbine, un multiplicateur, un générateur, des convertisseurs de puissance (Figure 1.5-5).

Dans cette conception le stator de la machine asynchrone est connecté directement au Réseau. Le convertisseur de puissance se trouve au circuit rotorique. L'onduleur alimente les enroulements rotoriques par les tensions et la fréquence de consigne qu'il reçoit de la procédure de commande. Le redresseur est contrôlé d'une manière à garder la tension du bus continu constante. Cette configuration a l'avantage de réaliser des économies sur les convertisseurs de

puissance car la puissance qui transite par le circuit rotorique est faible par rapport à la puissance statorique .

Cette structure est la plus utilisée de nos jours. Dans le reste de notre étude nous nous intéressons à la structure la plus répandue et la plus efficace à savoir celle à axe horizontal et à trois pales.

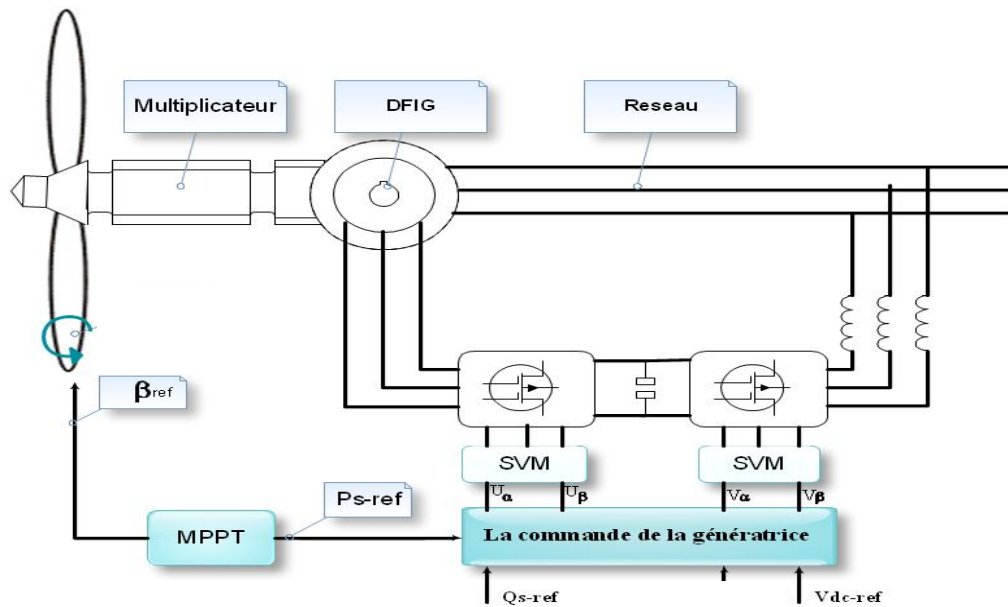


Figure 1.5-5: Aérogénérateur à vitesse variable et régulation de l'angle de calage

1.6 Conclusion

L'état avancé des recherches dans le domaine éolien montre une volonté de développer des éoliennes toujours plus puissantes et capables de capter au mieux la puissance disponible dans le vent. Beaucoup de recherches sont faites en ce moment sur les stratégies des différentes chaînes de conversion utilisées pour la production d'électricité éolienne.

Ainsi des machines autres que synchrone et asynchrone classiques sont en développement et en test pour permettre d'exploiter d'une manière optimale de la puissance disponible dans le vent. Ces machines, à réductance ou multipolaire par exemple, permettront d'extraire de la puissance même pour des vents faibles tout en réduisant les installations mécaniques par suppression du multiplicateur. Ceci augmentera le rendement de la conversion tout en limitant l'entretien.

2. Modélisation et Commande d'une Turbine Eolienne: Partie Mécanique

2.1 Introduction

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement, une éolienne doit comporter :

1. un système qui permet de la contrôler mécaniquement (orientation des pales de l'éolienne).
2. un système qui permet de la contrôler électriquement (Machine électrique associée à l'électronique de commande).

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne (partie mécanique).

2.2 Modélisation d'une turbine éolienne

Sur l'arbre de l'éolienne il y a la turbine éolienne, le multiplicateur de vitesse et le rotor du générateur. La turbine éolienne se compose de plusieurs pales fixes ou orientables 80% des fabricants fabriquent des turbines tripales pour des raisons de stabilité, de poids et de Fluctuations mécaniques. La turbine éolienne, en général, tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 (tr / mn). Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique qui tourne à environ 1500 (tr / mn).

2.2.1 Modèles du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. 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. 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 on applique une fonction de transfert à déterminer. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent de grandeurs caractéristiques du site et de la nature du vent [6] .

2.2.1.1 Expression du vent en un point fixe.

La vitesse du vent en un point $V_0(t)$ peut être décomposée en une somme d'une

composante moyenne $V(t)$ (lentement variable) et d'une composante variable représentant les fluctuations $V_t(t)$:

$$V_0(t) = V(t) + V_t(t) \quad (2.2-1)$$

La composante représentant la turbulence $V_t(t)$ est caractérisée par l'échelle de longueur L_v et l'écart type σ_v de cette turbulence. L'échelle de longueur de la turbulence est associée à la taille moyenne des tourbillons. La définition de la composante turbulente se fait en 2 étapes :

1ere étape : reconstitution du spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré.

Von Karman [6] [7] [8] a proposé d'utiliser une fonction de transfert d'ordre non entier. Il est possible de l'approcher sous la forme suivante :

$$\vartheta_s(s) = \frac{K_v(m_1 T_v s + 1)}{(1 + T_v s)(1 + m_2 T_v s)} \quad (2.2-2)$$

Avec $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$.

Le calcul des paramètres mathématiques K_v et T_v est assez complexe et est détaillé dans [6]. Ils sont fonction de l'échelle de longueur de la turbulence.

2eme étape : définition de l'écart type de la turbulence σ_v .

L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient k_σ qui représente l'intensité de la turbulence :

$$\sigma_v = k_\sigma V \quad (2.2-3)$$

Nichita [6] [7] [8] donne des ordres de grandeurs de l'intensité et de l'échelle de longueur de la turbulence pour divers sites. Ainsi à partir d'un bruit blanc gaussien en entrée, il est possible de déterminer la composante de la turbulence et donc de générer une série temporelle de la vitesse du vent en un point $V_0(t)$ comme présenté sur la *Figure 2.2-1*. Le vent est défini par 3 paramètres :

- une vitesse moyenne V
- un coefficient de variance k_σ (compris entre 0.1 en mer et 0.25 dans une zone turbulente)
- une échelle de longueur de turbulence L_v (comprise entre 100 en mer et 500 dans une zone turbulente)

Pour notre cas d'étude, nous avons choisi un jeu de paramètres suivant ($k_\sigma = 0.13$ et $L_v = 125$).

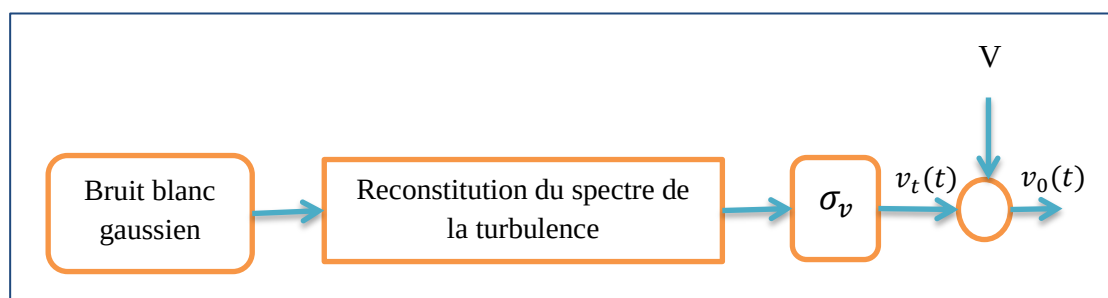


Figure 2.2-1: Construction de la vitesse de vent

2.2.1.2 Le filtre spatial

La vitesse du vent en un point de l'aire balayée par l'aéro-turbine doit permettre de retrouver le couple éolien proche de celui que produirait le champ de vitesse du vent réel incident sur toute l'aire balayée par le rotor. Il a été démontré expérimentalement que seules les composantes basses fréquences du vent incident se retrouvaient dans le couple total produit par les pales. Par contre, l'aéro-turbine filtre les fluctuations hautes fréquences [6] [8]. On reconstitue cet effet en appliquant sur la vitesse instantanée du vent un filtre dont la fonction de transfert simplifiée est donnée par :

$$\frac{1}{1+s(\gamma R_t/V)} \quad (2.2-4)$$

R_t : Rayon des pales de l'éolienne

γ : Facteur d'affaiblissement sur le rotor ($\gamma=1.3$)

La Figure 2.2-2 montre l'évolution de la vitesse du vent après le filtre spatial.

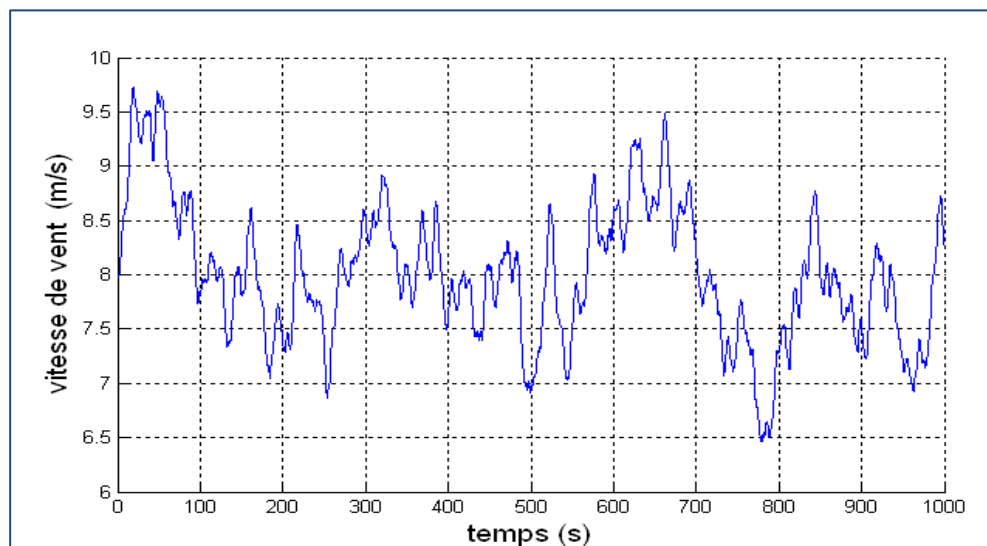


Figure 2.2-2: Profile du vent après filtrage.

2.2.2 Conversion aérodynamique

Le rotor éolien est un système de conversion d'énergie qui transforme l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement en énergie mécanique disponible sur l'arbre. Cette énergie cinétique est proportionnelle à la masse d'air qui se déplace à une vitesse donnée.

L'extraction de l'énergie se fait donc par un ralentissement de l'air qui traverse le rotor, par un mécanisme de transformation des forces agissant sur les pales. Schématiquement, il en résulte que, selon les principes de la mécanique des fluides, la veine fluide traverse le moteur éolien en s'élargissant (Figure 2.2-3).

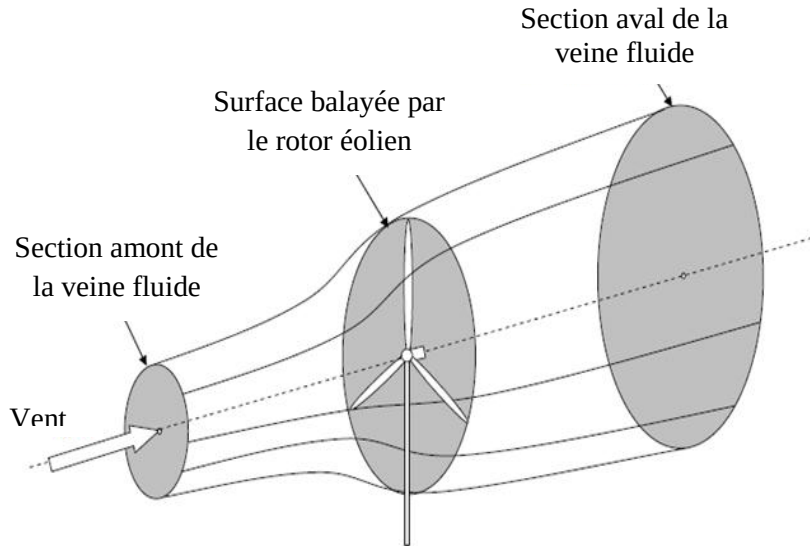


Figure 2.2-3: Veine fluide traversant le rotor éolien

En considérant que l'air est incompressible, que le fluide s'écoule de manière continue et que les grandeurs étudiées ont la même valeur sur une section donnée du tube de courant d'air.

Pour capter l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, les pales du rotor éolien se présentent obliquement au vent avec un angle appelé angle de calage, β , provoquant la rotation par un effet de vis ou de tire-bouchon.

La puissance qui peut être récupérée est décrite par l'équation :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.2-5)$$

Où ρ est la densité de l'air, R est le rayon du rotor éolien, v_w est la vitesse du vent et C_p est le coefficient de puissance (un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité du rotor éolien dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique). Ce coefficient est fonction de l'angle de calage β et de la vitesse spécifique λ , définie par

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{v_w} \quad (2.2-6)$$

Où $\Omega_{turbine}$ est la vitesse de rotation du rotor éolien. Le coefficient de puissance a une valeur théorique maximale donnée par la limite de Betz (Annexe A): $C_{p-max} = 0.593$. Cette théorie est rappelée dans l'annexe A.1. Le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{\Omega_t} \quad (2.2-7)$$

2.2.2.1 Modélisations du coefficient de puissance

Cette modélisation, présentée dans [9] [3]. Elle a l'avantage de se présenter sous la forme d'une seule équation, valable quel que soit l'angle de calage β et quel que soit le rapport de vitesse λ .

L'équation donnant C_p se présente sous la forme suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1(C_2 + C_3\beta - C_4\beta^x + C_5)e^{-C_6} \quad (2.2-8)$$

Les six coefficients définis, $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$, dépendent de la turbine considérée

$$c_1 = 0.5, \quad c_2 = 116/\lambda_i, \quad c_3 = 0.4, \quad c_4 = 0, \quad c_5 = 5, \quad c_6 = 21/\lambda_i$$

Avec:

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.2-9)$$

La Figure 2.2-4 illustre les courbes de $C_p(\lambda, \beta)$ pour plusieurs valeurs de β (deg)

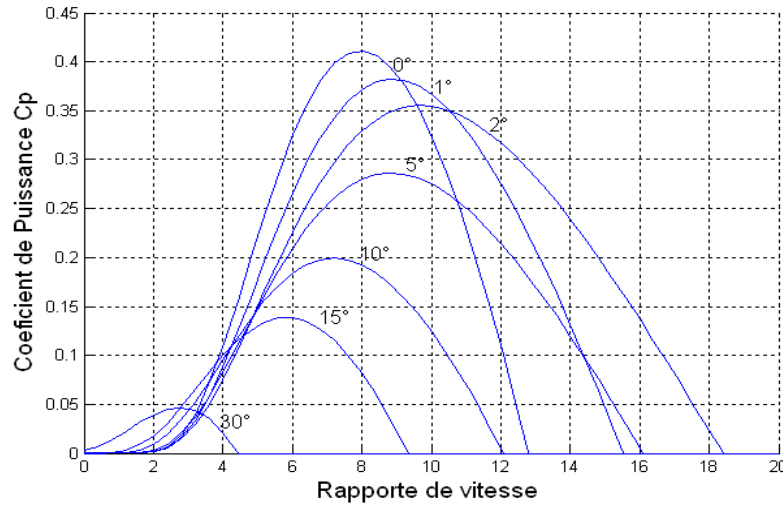


Figure 2.2-4: Courbes du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$

Sur la Figure 2.2-4, plusieurs courbes sont disponibles mais nous sommes intéressés à celle qui possède le plus haut sommet. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda_{opt} = 8.1$, $C_{p-max} = 0.475$, $\beta = 0$ (deg)) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance C_p et donc au maximum de la puissance mécanique récupérée. Nous remarquons que l'augmentation de β permet de dégrader le coefficient C_p et par conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne.

Le schéma bloc qui représente la turbine éolienne est illustré sur la Figure 2.2-5.

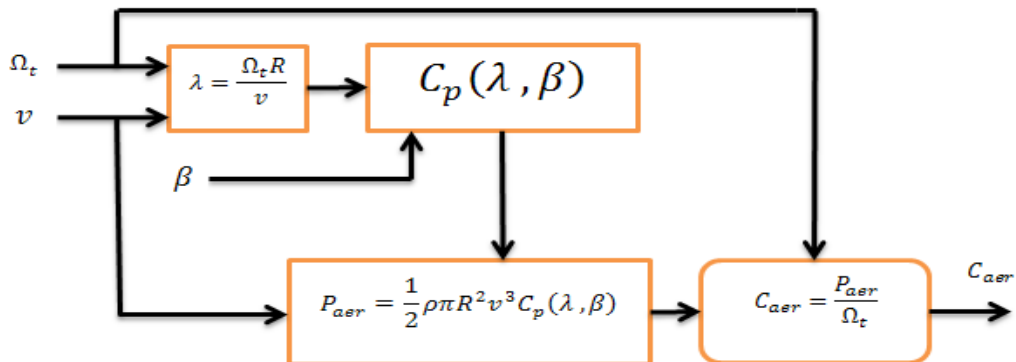


Figure 2.2-5: Modèle de la turbine éolienne

2.2.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur.

$$C_{mec} = \frac{C_{aer}}{G} \quad (2.2-10)$$

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant

$$\Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.2-11)$$

2.2.4 Modèle de l'arbre

L'arbre du générateur est modélisé par l'équation suivant :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} - C_{em} - f\Omega_{mec} \quad (2.2-12)$$

Où :

- J Inertie totale des parties tournantes ($Kg.m^2$).
- f Coefficient de frottements visqueux.
- $C_{mec} + C_{em}$ Couple total de l'éolienne.
- C_{em} Couple électromagnétique du générateur en ($N.m$).

L'inertie totale est la somme de l'inertie du générateur et de la turbine ramenée au côté générateur c'est-à-dire :

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_{gen} \quad (2.2-13)$$

Le schéma bloc suivant représente le modèle de l'arbre de l'éolienne associé au modèle de la turbine

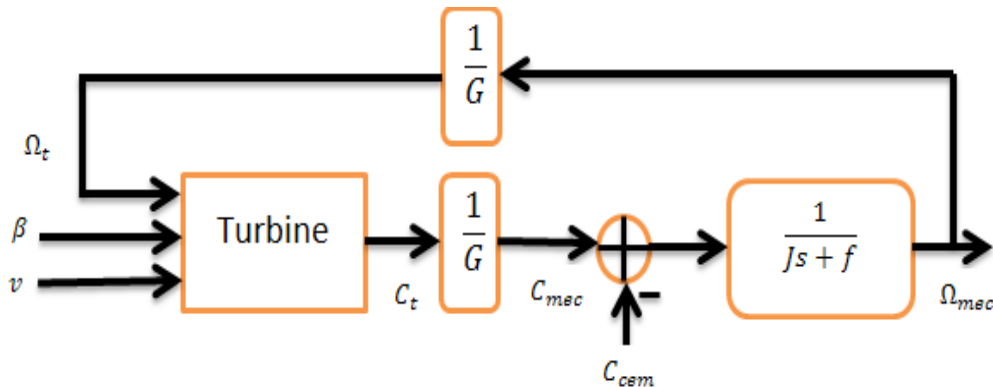


Figure 2.2-6: Modèle de l'arbre et de la turbine éolienne

2.2.5 Stratégies de commande de la turbine éolienne

Deux zones de contrôle sont distinguées selon la vitesse du vent, voir la *Figure 2.2-7*

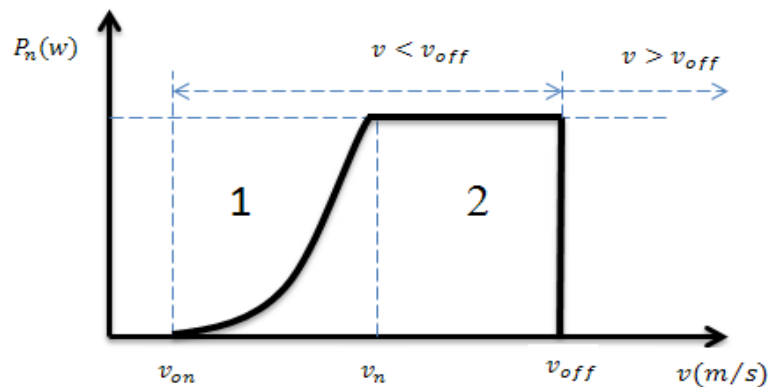


Figure 2.2-7: Caractéristique (puissance électrique – vitesse du vent)

- **Zone I** (λ_{obt} , C_{p-max} , $\beta = 0$) : c'est la zone d'optimisation de la puissance capturée par la turbine (MPPT). Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ_{obt} . L'angle de calage étant fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est égal à sa valeur maximale C_{p-max} , voir la *Figure 2.2-4*
- **Zone II** ($w_{mec-nom}$, P_{nom}) : dans cette zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale. Le contrôle de l'angle de calage des pales vise à maintenir la puissance électrique produite par l'éolienne constante à sa valeur nominale.

Dans les deux zones la vitesse du vent est inférieure à une limite (v_{off}) d'arrêt de l'éolienne déterminée pour des raisons de sécurité.

2.2.5.1 Commande en zone 1 (MPPT)

En pratique, une mesure précisée de la vitesse du vent est difficile à réaliser [10]. Ceci pour deux raisons :

- L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui erroné la lecture de la vitesse du vent.
- Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de 1.5 MW), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [10].

Cette structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient

l'équation statique d'écrivant le régime permanent de la turbine :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} - C_{em} - C_{vis} = 0 \quad (2.2-14)$$

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

$$C_{mec} = C_{em} \quad (2.2-15)$$

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

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-ref}}{G} \quad (2.2-16)$$

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

$$C_{aer-est} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_{est}^3 C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{\Omega_{t-est}} \quad (2.2-17)$$

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

$$\Omega_{turbine-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.2-18)$$

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

$$v_{est} = \frac{\Omega_{t-est} R}{\lambda} \quad (2.2-19)$$

En regroupant ces quatre équations on obtient une relation globale de contrôle :

$$C_{em-ref} = \frac{\rho \pi R^5 v_{est}^3 C_p}{2 \lambda^3 G^3} \quad (2.2-20)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur λ_{Cp-max} correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p-max} (Figure 2.2-4). Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{\rho \pi R^5 v_{est}^3 C_{p-max}}{2 \lambda_{opt}^3 G^3} \quad (2.2-21)$$

A partir de la valeur référence du couple électromagnétique, il est aisé de déterminer la valeur de la puissance référence de réglage :

$$P_{ref} = C_{cem-ref} \cdot \omega_s / p \quad (2.2-22)$$

Avec ω_s Pulsation électrique statorique, P nombre de pair de pole de DFIG

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

$$C_{cem} = C_{cem-ref} \quad (2.2-23)$$

2.2.5.2 Commande en zone 2 (Le système d'orientation des pales)

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée avec un tel système les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (Pitch control). En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance, voir la *Figure 2.2-8*. Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance [11] [12].

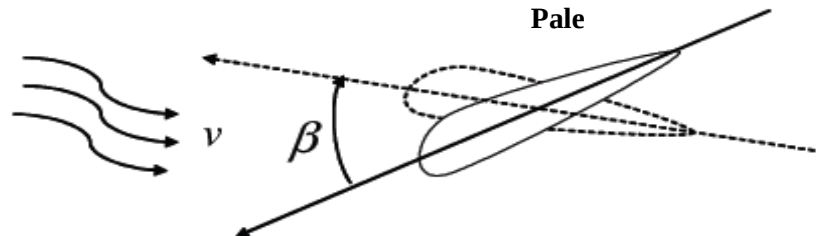


Figure 2.2-8: Orientation des pales

Cette approche conduit à contrôler la puissance électrique par un régulateur *PI* en boucle ouverte comme le montre la figure suivante.

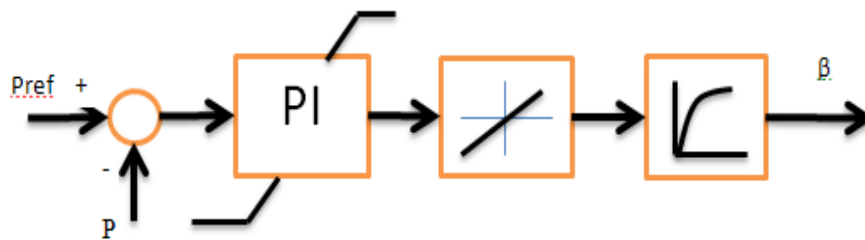


Figure 2.2-9: contrôle de pitch

2.2.6 Résultats de simulation

Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande montrent que les variations de la puissance produite sont adaptées à la variation de la vitesse du vent (*Figure 2.2-10*). Pour valider le système de régulation de l'angle, nous avons appliqué à la turbine un profil du vent variable autour de 8.5m/s (valeur permettant d'avoir environ 4 kw), (*Figure 2.2-11*). C'est la zone de pleine charge de l'éolienne, la turbine est entraînée, sous l'action du vent, à une vitesse que nous avons limité à ça vitesse nominale (zone II) et elle fournit une puissance mécanique que nous devons la garder égale à sa puissance nominale.

Sur la *Figure 2.2-12*, en zone 2, l'angle d'orientation de la pale, subit une légère augmentation pour limiter la puissance générée.

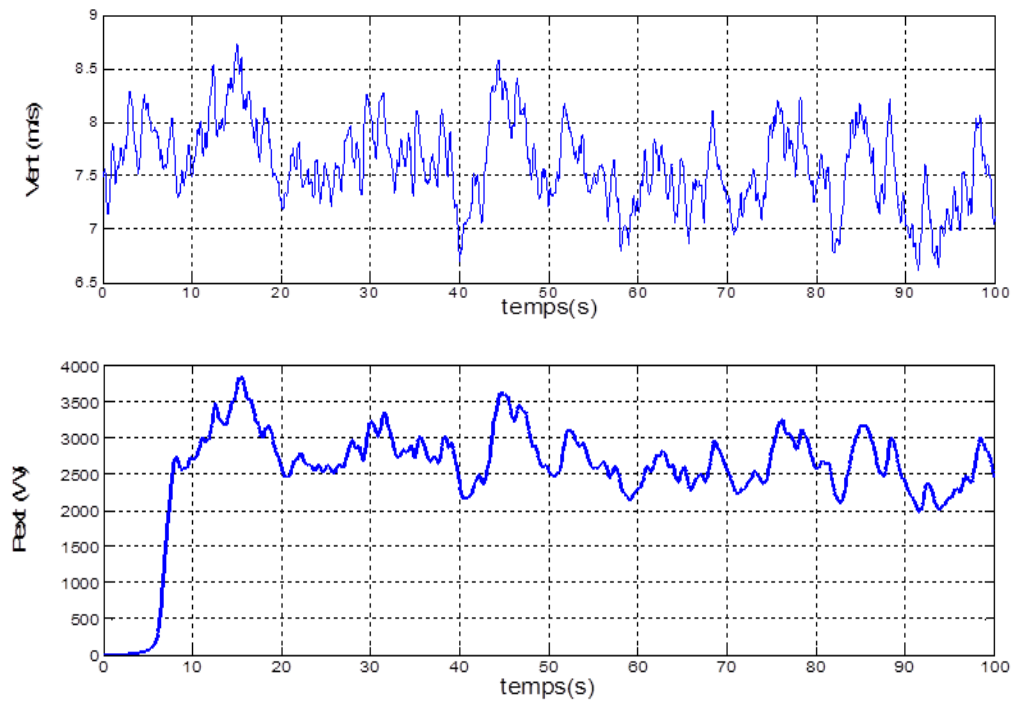


Figure 2.2-10: Profil du vent appliqué à la turbine éolienne avec la puissance produite, zone 1

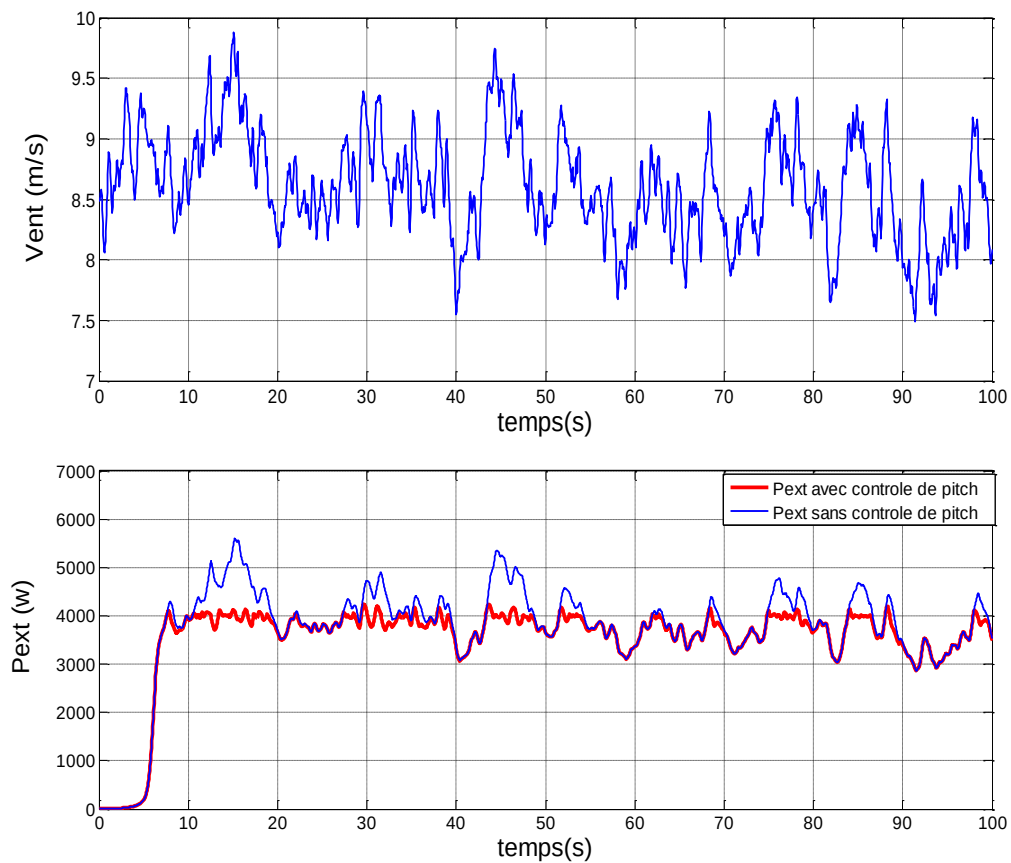


Figure 2.2-11: Profil du vent appliqué à la turbine éolienne avec la puissance produite, zone2

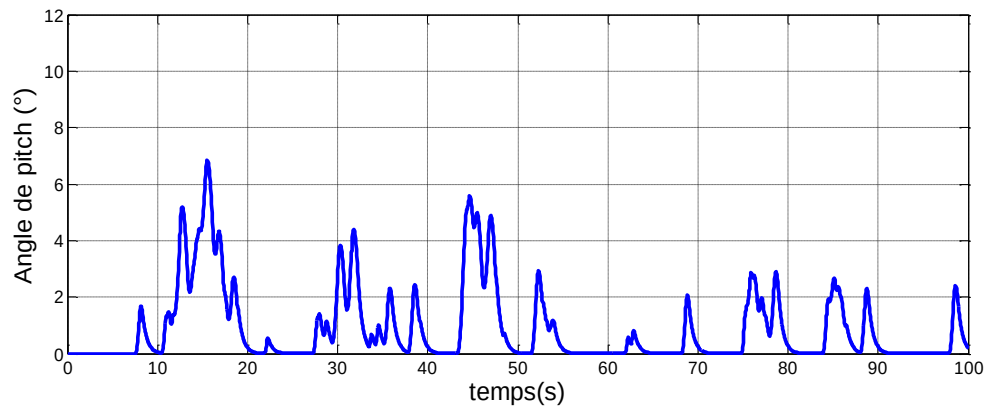


Figure 2.2-12: Angle de pitch dans la zone 2

2.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés aux éoliennes à vitesse variable. Après avoir présenté les différentes zones de fonctionnement, nous avons, détaillé la zone particulière, ou la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée. Cette opération est réalisée par le contrôle du couple électromagnétique généré. La dernière partie de ce chapitre a fait l'objet d'une étude permettant d'illustrer la principale méthode pour contrôler la puissance aérodynamique recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque le vent devient trop élevé. Dans cette partie, nous avons d'écrit un correcteur permettant le réglage de l'angle pour un fonctionnement à puissance électrique constante.

3. Génératrice Electrique et Contrôle Indépendant de la Puissance

3.1 Introduction

La majorité des projets éoliens supérieurs à 1MW reposent sur l'utilisation de la machine asynchrone pilotée par le rotor. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique.

Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Etant donné que la puissance transitée par le rotor est moindre. Le cout 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 avec le réseau.

Dans ce chapitre nous allons élaborer le modèle de la génératrice asynchrone à double alimentation. Le modèle du convertisseur de puissance ne sera pas inclus dans le modèle de l'éolienne au sein de ce chapitre. Nous sommes intéressés à la variation de la puissance transitée entre le générateur éolien et le réseau. Le convertisseur de puissance et sa commande sont supposés idéaux, c'est-à-dire que les puissances électriques à l'entrée et à la sortie du convertisseur de puissance sont égales

Pour notre cas d'étude, nous considérons les hypothèses simplificatrices suivantes :

- Le circuit magnétique n'est pas saturé, ce qui permet d'exprimer les flux comme fonctions linéaires des courants.
- Les pertes (par hystérésis et courant de Foucault) sont négligées.
- Les forces magnétomotrices créées par chacune des phases des deux armatures sont à répartition sinusoïdales qui résulte du fait que l'entrefer est constant, et que les inductances mutuelles entre deux enroulements varient sinusoïdalement en fonction de l'angle entre leurs axes magnétiques.
- Les résistances ne varient pas avec la température et l'effet de peau négligé.
- De ce fait, tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductance mutuelle ne dépendent que de la position relative des enroulements

3.2 Structure des machines asynchrones à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation présente un stator analogue à celui des machines triphasées classiques (asynchrone à cage ou synchrone) constitué le plus souvent de tôles magnétiques empilées munies d'encoches dans lesquelles viennent s'insérer les

enroulements. L'originalité de cette machine provient du fait que le rotor n'est plus une cage d'écureuil coulée dans les encoches d'un empilement de tôles mais il est constitué de trois bobinages connectés en étoile dont les extrémités sont reliées à des bagues conductrices sur lesquelles viennent frotter des balais lorsque la machine tourne (*Figure 3.2-1*).

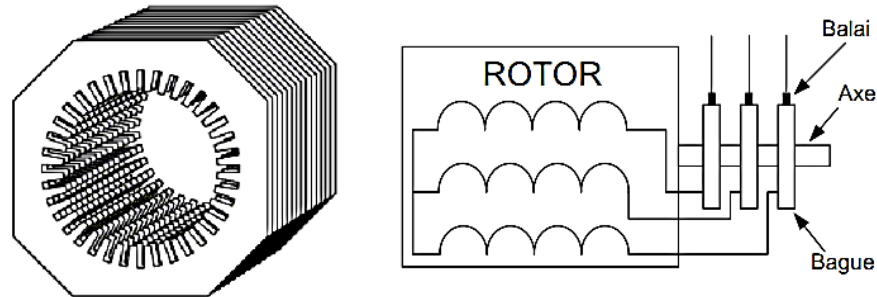


Figure 3.2-1 Structure du stator et des contacts rotoriques de la DFIG

En fonctionnement moteur, le premier intérêt de la machine asynchrone à rotor bobiné a été de pouvoir modifier les caractéristiques du bobinage rotorique de la machine, notamment en y connectant des rhéostats afin de limiter le courant et d'augmenter le couple durant le démarrage, ainsi que de pouvoir augmenter la plage de variation de la vitesse. Plutôt que de dissiper l'énergie rotorique dans des résistances, l'adjonction d'un convertisseur entre le bobinage rotorique et le réseau permet de renvoyer cette énergie sur le réseau (énergie qui est normalement dissipée par effet joule dans les barres si la machine est à cage). Le rendement de la machine est ainsi amélioré. [13]

La machine asynchrone à double alimentation est aussi couramment appelée machine généralisée car sa structure permet de considérer son comportement physique de façon analogue à une machine synchrone à la différence près que le rotor n'est plus une roue polaire alimentée en courant continu ou un aimant permanent mais il est constitué d'un bobinage triphasé alimenté en alternatif. Ce fonctionnement peut être éventuellement résumé par le terme de : "machine synchrone à excitation alternative". [13]

3.3 Modélisation de la DFIG

Le modèle de la DFIG est équivalent au modèle de la machine asynchrone à cage. En effet lors de cette modélisation, on assimile la cage d'écureuil à un bobinage triphasé. La seule différence réside dans le fait que ces enroulements ne sont plus systématiquement en court-circuit par conséquent les tensions diphasées rotoriques du modèle que l'on rappelle ci-après ne sont pas nulles.

Rappel du modèle diphasé de la DFIG sont [10], [13-14]:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_{obs} \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_{obs} \varphi_{ds} \end{cases} \quad (3.3-1)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - (\omega_{obs} - \omega_m) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} + (\omega_{obs} - \omega_m) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (3.3-2)$$

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s I_{qs} + M I_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r I_{dr} + M I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r I_{qr} + M I_{qs} \end{cases} \quad (3.3-3)$$

$$C_e = p \frac{M}{L_s} (\varphi_{ds} I_{qr} - \varphi_{qr} I_{dr}) \quad (3.3-4)$$

3.3.1 Choix du référentiel

- **Référentiel lié au stator**

Ce référentiel est mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées.

$$\frac{d\theta_{obs}}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -\omega_m \quad (3.3-5)$$

- **Référentiel lié au rotor**

Ce référentiel est caractérisé par $\omega_{obs} = \omega_m$. Il est intéressant dans l'étude des régimes transitoires où la vitesse est supposée constante. Il se traduit par la condition :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_{obs}}{dt} = \omega_m \quad (3.3-6)$$

- **Référentiel lié au champ tournant**

Ce référentiel est caractérisé par $\omega_{obs} = \omega_s$. Dans ce cas les grandeurs statoriques et rotoriques sont connues en régime permanent. Il est donc préférable de travail dans ce repère lors d'une étude de la commande des machines.

3.4 Stratégie de commande de la DFIG

Nous avons vu que l'intérêt de l'utilisation de la DFIG, outre la taille du convertisseur, était de pouvoir fonctionner à vitesse variable en suivant la caractéristique de puissance optimale de l'éolienne. Cette caractéristique montre que pour chaque vitesse du vent, il existe une vitesse de rotation optimale (correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance) permettant à l'éolienne d'avoir le meilleur rendement possible. Pour pouvoir tourner à cette vitesse optimale, à vitesse du vent donnée, la turbine doit avoir un couple mécanique résistant donné, c'est à dire une puissance active débitée par la DFIG. C'est en utilisant cette référence de puissance que la machine peut alors être commandée.

Nous allons donc, dans le paragraphe suivant, déterminer les équations qui lient les puissances active et réactive statoriques aux grandeurs rotoriques sur lesquelles nous agissons pour commander la machine.

3.4.1 Contrôle indépendant des puissances actives et réactives

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'électricité de l'éolienne, nous allons réaliser un contrôle indépendant des puissances actives et réactives en établissant les équations qui lient les valeurs de tensions rotoriques, générées par un onduleur, aux puissances actives et réactives statoriques. Nous utilisons la modélisation diphasé de la machine. On oriente le flux statorique φ_s avec l'axe direct (d) du repère (d, q) [7] [13] [14] [15] [16].

Donc:

$$\varphi_s = \varphi_{ds} \Rightarrow \varphi_{qs} = 0 \quad (3.4-1)$$

Le couple électromagnétique s'écrit alors:

$$C_{em} = p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot \varphi_{ds} \cdot I_{qr} \quad (3.4-2)$$

Et l'équation du flux devient:

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s \cdot I_{ds} + M \cdot I_{dr} \\ 0 = L_s \cdot I_{qs} + M \cdot I_{qr} \end{cases} \quad (3.4-3)$$

Si l'on suppose le réseau électrique stable, ayant pour tension simple V_s , Cela conduit à un flux statorique φ_s constant [16] [17]. Cette considération associée à l'équation (3.4-2) montre que le couple électromagnétique C_{em} est directement proportionnel au courant rotorique en quadrature I_{qr} .

De plus, si l'on néglige la résistance des enroulements statorique, hypothèse réaliste pour les machines de forte puissance utilisée pour la production éolienne, les équations des tensions statoriques de la machine se réduisent à:

$$\begin{cases} V_{ds} = \frac{d\varphi_s}{dt} \\ V_{qs} = \omega_s \varphi_s \end{cases} \quad (3.4-4)$$

Avec ω_s la pulsation électrique des grandeurs statoriques.

Avec l'hypothèse du flux statorique constant, on obtient :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s \end{cases} \quad (3.4-5)$$

A l'aide de l'équation (3.4-3) on peut établir le lien entre les courants statoriques et rotoriques :

$$\begin{cases} I_{ds} = -\frac{M}{L_s} I_{dr} + \frac{\varphi_s}{L_s} \\ I_{qs} = -\frac{M}{L_s} I_{qr} \end{cases} \quad (3.4-6)$$

Les puissances actives et réactives statoriques s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (3.4-7)$$

On obtient encore, d'après l'équation (3.4-5):

$$\begin{cases} P_s = V_s \cdot I_{qs} \\ Q_s = V_s \cdot I_{ds} \end{cases} \quad (3.4-8)$$

Pour obtenir l'expression des puissances en fonction des courants rotoriques, on remplace dans l'équation précédente les courants par l'équation (3.4-6):

$$\begin{cases} P_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} I_{qr} \\ Q_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} I_{dr} + \frac{V_s^2}{L_s \cdot \omega_s} \end{cases} \quad (3.4-9)$$

Avec :

$$\varphi_s = \frac{V_s}{\omega_s}$$

Compte tenu du repère choisi et des approximations faites et si l'on considère l'inductance magnétisante M comme constante, le système obtenu lie de façon proportionnelle la puissance active au courant rotorique d'axe q et la puissance réactive au courant rotorique d'axe d à la constante $\frac{V_s^2}{L_s \cdot \omega_s}$ près imposée par le réseau. Afin de pouvoir contrôler correctement la machine, il nous faut établir la relation entre les courants et les tensions rotoriques qui seront appliqués à la machine.

En remplaçant dans l'équation des flux les courants statoriques par l'expression (3.4-6) on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} + \frac{M \cdot V_s}{\omega_s \cdot L_s} \\ \varphi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{qr} \end{cases} \quad (3.4-10)$$

En remplaçant l'expression des flux rotoriques de l'équation précédente par leur expression on obtient :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{qr} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} + g \frac{M \cdot V_s}{L_s} \end{cases} \quad (3.4-11)$$

Ou: g est le glissement de la machine.

A partir des équations que nous verrons de mettre en place, nous pouvons établir les relations entre les tensions rotorique appliquées et les puissances statoriques. Il est donc possible maintenant de d'écrire le schéma bloc de la machine asynchrone à double alimentation, voir la *Figure 3.4-1*.

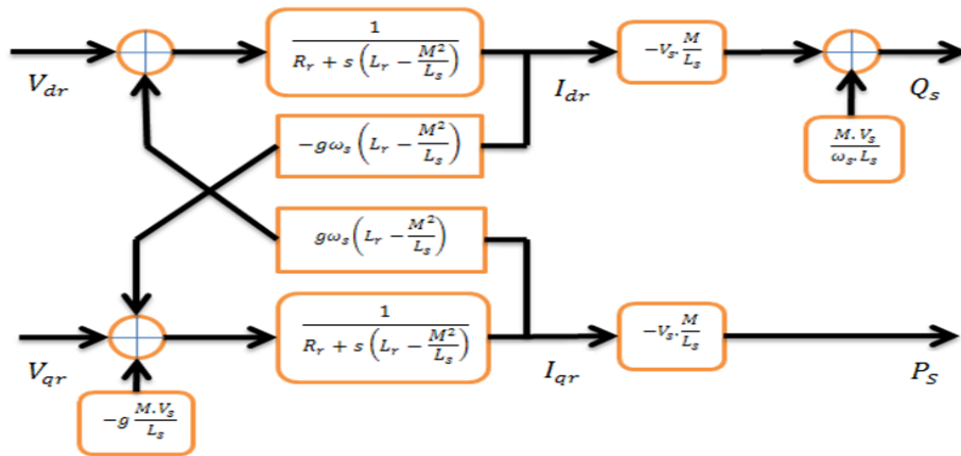


Figure 3.4-1 Modèle de la DFIG pour le contrôle des puissances

On remarque que les puissances et les tensions sont liées par une fonction de transfert du premier ordre. De plus du fait des faibles valeurs du glissement g , il sera possible d'établir sans difficulté une commande vectorielle car les influences des couplages resteront faibles et les axes d et q pourront donc être commandés séparément avec leurs propres régulateurs.

Pour réguler les puissances de manière optimale, nous allons mettre en place deux boucles de régulation sur chaque axe avec un régulateur proportionnel intégral pour chacune, une boucle sur la puissance et l'autre sur le courant correspondant tout en compensant les termes de perturbations et de couplages apparaissant sur le schéma bloc du modèle de la DFIG. Nous obtenons ainsi la structure de commande présentée sur la Figure 3.4-2 [13] [17] [18].

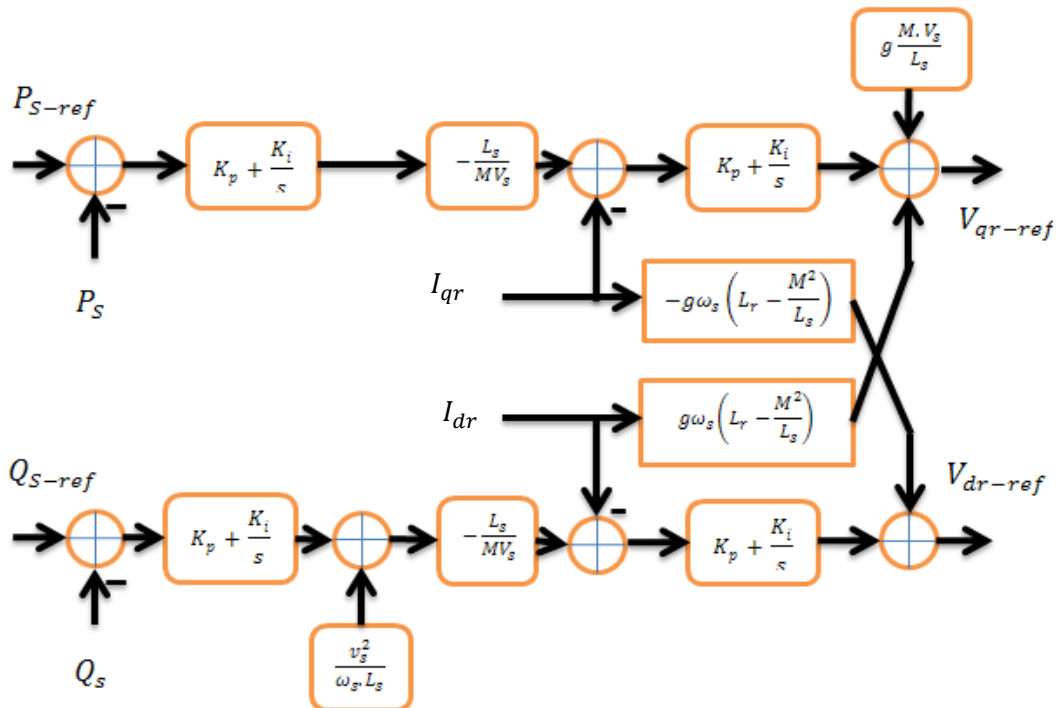


Figure 3.4-2 Schéma bloc de la commande en boucle fermée

Cette structure aboutit à un système de régulation plus complexe. Toutefois, elle offre une meilleur robustesse face aux éventuelles instabilités sur le réseau électrique. Le régulateur proportionnel intégral utilisé pour l'asservissement des courants et des puissances est simple et facile à mettre en place tout en offrant des performances acceptables pour l'utilisation en génératrice. De plus, la symétrie du système après compensation mène à calculer les régulateurs pour un seul axe, les deux autres seront identiques aux premiers.

3.4.2 Synthèse du régulateur PI

La stratégie de commande de la DFIG utilise un régulateur proportionnel intégral *PI*. C'est un régulateur simple et rapide à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance.

Le régulateur PI résulte de la combinaison harmonieuse de deux actions [14]:

- une action proportionnelle qui sert à régler la rapidité ou la dynamique du système.
- une action intégrale qui permet d'éliminer l'écart entre la grandeur de consigne et celle que l'on désire asservir.

Sa fonction de transfert est :

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.4-12)$$

3.4.2.1 Boucle de puissance

Le régulateur proportionnel intégral (PI), utiles pour commander le DFIG en génératrice est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables [11]. c'est pour cela qu'il a retenu notre attention pour une étude globale du système de génération éolien. La Figure 3.4-3 montre une partie de notre système bouclé et corrigé par un régulateur PI dont la fonction de transfert est de la forme $K_p + \frac{K_i}{s}$.

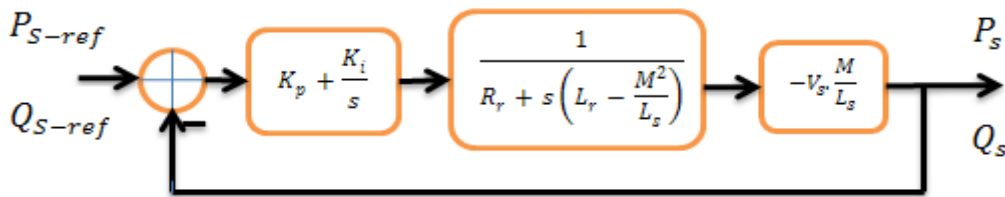


Figure 3.4-3: Schéma de la régulation de la puissance électrique

La fonction transfert en boucle ouverte (FTBO) avec les régulateurs s'écrit de la manière suivante :

$$FTBO = \frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{\frac{s}{K_p}} \cdot \frac{\frac{-M \cdot V_s}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}}{s + \frac{R_r}{(L_r - \frac{M^2}{L_s})}} \quad (3.4-13)$$

Nous choisissons la méthode de compensation des pôles pour la synthèse du régulateur

afin d'éliminer le zéro de la fonction de transfert. Cette méthode de synthèse sera utilisée pour la détermination des gains des différents régulateurs utilisés dans la commande de DFIG. Rappelons que la symétrie du système compensé nous permet de calculer un seul régulateur pour les deux axes pour les puissances et pour les courants.

Ceci nous conduit à l'égalité suivante :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{R_r}{(L_r - \frac{M^2}{L_s})} \quad (3.4-14)$$

Notons toutefois ici que la compensation des pôles n'a d'intérêt que si les paramètres de la machine sont connus avec une certaine précision car les gains des correcteurs dépendent directement de ces paramètres. Si tel n'est pas le cas, la compensation est moins performante. Si l'on effectue la compensation, on obtient la FTBO suivante :

$$FTBO = \frac{K_p \cdot \frac{-M \cdot V_s}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}}{s} \quad (3.4-15)$$

Ce qui nous donne la boucle fermée :

$$FTBF = \frac{1}{1 + \tau_r} \quad (3.4-16)$$

Avec :

$$\tau_r = \frac{1}{K_p} \cdot \frac{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}{M \cdot V_s}$$

Avec τ_r : le temps de réponse du système que l'on se fixe de l'ordre de ms, correspondant à une valeur suffisamment rapide pour l'utilisation faite sur l'éolienne ou les variations de vent sont peu rapides et les constantes de temps mécanique sont importantes.

Il si impose une valeur plus faible n'améliorerait probablement pas les performances de l'ensemble, mais risquerait d'engendrer des perturbations lors des régimes transitoires en provoquant des dépassements et des instabilités indésirables.

$$K_p = \frac{1}{\tau_r} \cdot \frac{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}{M \cdot V_s}, \quad K_i = \frac{1}{\tau_r} \cdot \frac{L_s \cdot R_r}{M \cdot V_s} \quad (3.4-17)$$

3.4.2.2 Boucle de courant

Si on considère l'hypothèse d'un couplage entre l'axe direct et l'axe en quadrature négligeable est parfaitement compensée pour les commandes indirectes en boucle fermée, ainsi que tous les termes de perturbation compensés on obtient le système corrigé de la Figure 3.4-4.

Suivant la même méthode précédente on obtient :

$$K_p = \frac{(L_r - \frac{M^2}{L_s})}{\tau_r}, \quad K_i = \frac{R_r}{\tau_r} \quad (3.4-18)$$

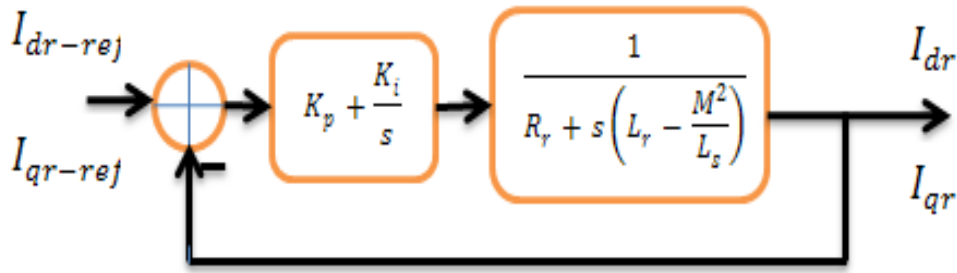


Figure 3.4-4: Schéma de régulation des courants rotoriques

3.5 Résultats de simulation

La modélisation de la machine et son dispositif de commande ont été implantées dans l'environnement Matlab /Simulink afin d'effectuer des tests de régulation. Nous avons donc soumis ce système à des échelons de puissances active et réactive afin d'observer le comportement du système avec sa régulation.

Nous allons incorporer une boucle de régulation supplémentaire au niveau des puissances afin d'éliminer l'erreur statique, tout en préservant la dynamique du système avec les paramètres de l'annexe B, les gains des correcteurs sont calculés comme on a déjà cité, Ils sont identiques pour l'axe d et l'axe q.

Les résultats de simulation ci-dessous (Figure 3.5-2, 3.5-2) montrent l'efficacité de la commande en puissances de la DFIG. En effet, les échelons et références de MPPT de puissance sont bien suivis par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive.

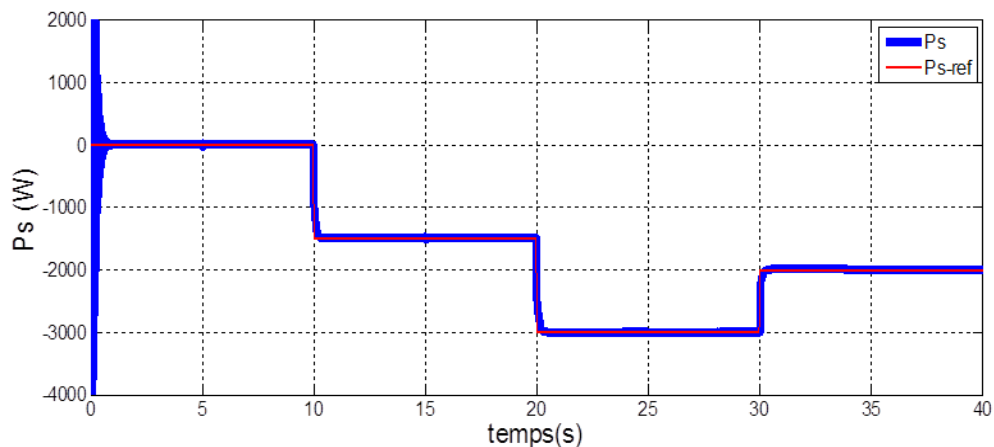


Figure 3.5-1 Suivi de consigne de puissance active statorique

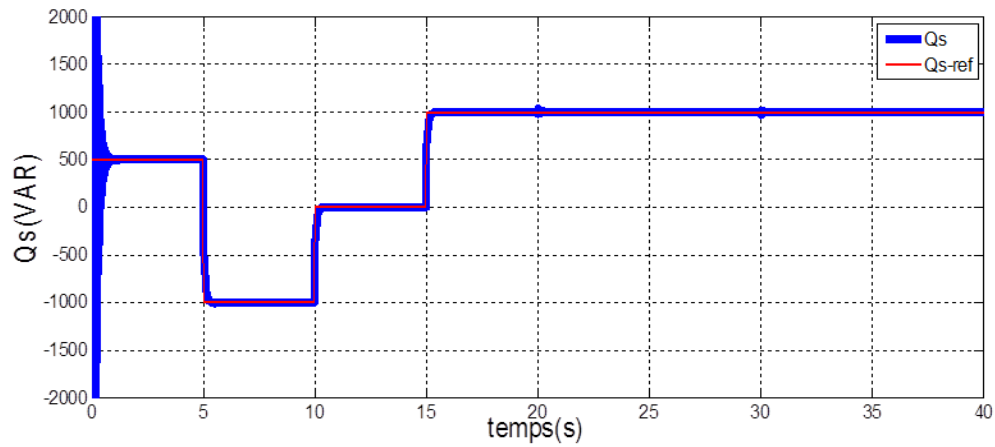


Figure 3.5-2: Suivi de consigne de puissance réactive statorique

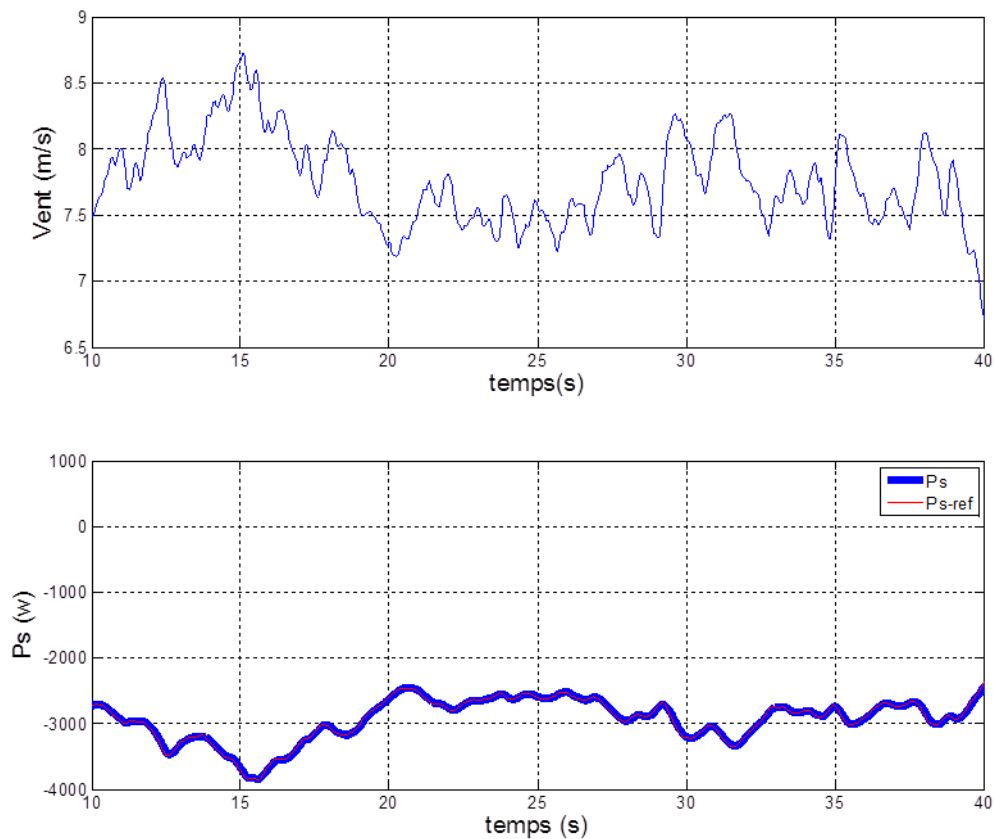


Figure 3.5-3 Suivi de consigne MPPT de la Puissance active statorique

3.6 Robustesse de la régulation

La robustesse des commandes est un point important, surtout pour les systèmes comportant plusieurs grandeurs en interaction ou les systèmes à fortes variations de paramètres. Il en est de même si la mesure des paramètres ne peut s'effectuer avec précision. Le fait d'avoir une commande avec deux boucles imbriquées permet justement d'accroître la robustesse du système effectivement. Si on change un paramètre de la machine ou du réseau comme L_s , L_m ou V_s , cette erreur aurait été encore plus grande, alors que pour le système boucle ces perturbations sont automatiquement corrigées par le régulateur.

La Figure 3.6-1 présente l'évolution des puissances lors d'une variation de 200% et 50% de la valeur de la résistance rotorique R_r . On remarque que cette variation affecte peu le système qui parvient tout de même à garantir le contrôle de puissance, cette variation de la résistance n'a quasiment aucune influence sur le fonctionnement de la génératrice car le suivi des puissances est toujours assuré et la stabilité n'est pas affectée par ces variations de ce paramètre, la commande nous permet d'avoir un système avec une robustesse suffisante. Les deux boucles nous permettent de rattraper les erreurs dues aux termes de compensation.

Nous fonctionnons avec des régulateurs PI qui ne sont pas des garants d'une grande robustesse. Cependant, le bouclage des puissances nous garantit un niveau de robustesse acceptable

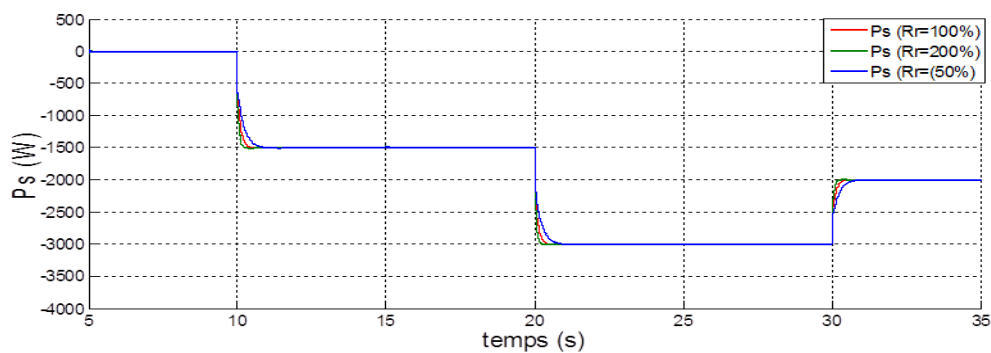


Figure 3.6-1: Effet de variation de R_r de 200% et de 50 %

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons permis d'établir la synthèse de la commande vectorielle en puissance active et réactive statoriques de la machine asynchrone à double alimentation. Un mode de contrôle a été détaillé en utilisant un régulateur proportionnel intégral. Cette commande qui tiens compte du couplage entre les axes et utilise des termes de compensation pour le corriger, nous permettait d'obtenir un système très performant et très robuste. La présence d'une boucle des courants dans la commande permettant la limitation des courants rotorique pour protéger la machine et aussi la possibilité de superposer des références de courants harmoniques pour une éventuelle application de la DFIG en un filtre actif.

4. Modélisation et Commande des Convertisseurs Statiques

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons développer les éléments complémentaires nécessaires à la modélisation de l'ensemble du générateur éolien.

Rappelons que notre étude se veut une étude du fonctionnement global d'un générateur éolien permettant de fournir au réseau une puissance optimale.

Nous présenterons la modélisation des éléments complémentaires, en commençant par l'onduleur MLI, ensuite nous présenterons le redresseur MLI alimentant le bus continu.

Nous terminerons par des simulations du système global.

4.2 Modélisation de l'onduleur de tension

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation généralement à transistors ou à thyristors GTO pour les grandes puissances. Le schéma structurel d'un tel onduleur triphasé à deux niveaux et de sa charge est illustré par la **Ошибка! Источник ссылки не найден..** Chaque groupe transistor-diode assemblé en parallèles forme un interrupteur bidirectionnels (à l'ouverture et à la fermeture) dont l'état apparaît complémentaire à celui qui lui est associé pour former ainsi un bras de commutation. Les couples d'interrupteurs (K_{11} et K_{12}), (K_{21} et K_{22}), (K_{31} et K_{32}) doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et d'éviter le court-circuit de la source d'autre part. Les diodes D_i ($i = 1, 2, \dots, 6$) sont des diodes à roue libre assurant la protection des transistors et récupération de courant.

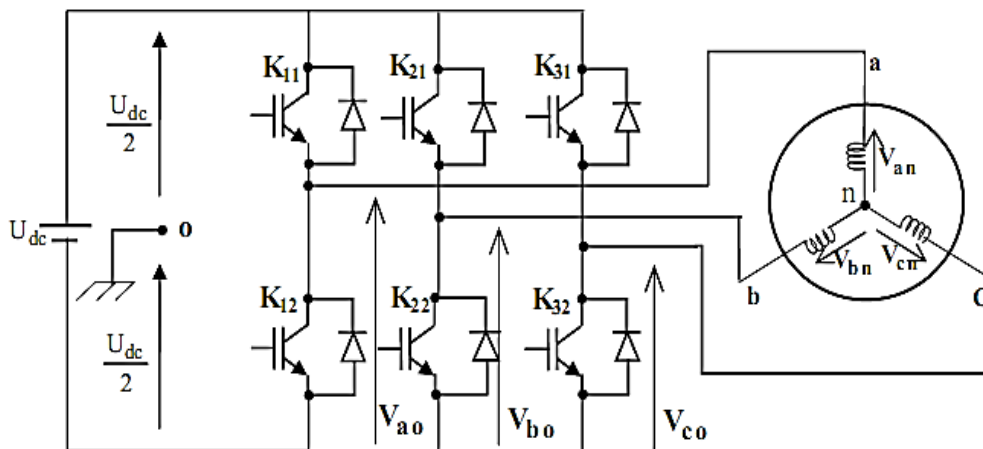


Figure 4.2-1 onduleur de tension

La révolution des interrupteurs semi-conducteurs de puissance à commutation très rapide, l'utilisation de convertisseurs de fréquence de type onduleur de tension à MLI, trouve énormément d'application, en particulier dans l'entraînement des machines à courant alternatif. Dans la littérature se présentent différentes méthodes de commande de ces convertisseurs. Parmi elles, deux variantes de commande se distinguent : la MLI sinusoïdale (SPWM : Sinusoïdal Pulse Width Modulation) et la MLI vectorielle (SVM : Space Vector Modulation).

La technique de modulation vectorielle est une variante de la commande par modulation de largeur d'impulsion qui se base sur la représentation vectorielle des tensions triphasées dans un plan diphasé. Elle est devenue très populaire au cours de ces dernières années, en particulier pour les applications d'entraînement à base de machine asynchrone.

Avant d'étudier le principe de cette technique, nous présenterons d'abord la notion de vecteurs d'espace d'un onduleur de tension.

4.2.1 Vecteurs d'espace d'un onduleur de tension

Nous s'appuyons sur le schéma de la [Erreur: Le lien pointe vers une ressource inaccessible.](#) Pour simplifier l'étude, nous supposons que:

- La commutation des interrupteurs est instantanée.
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable, c'est-à-dire $K_{ci} (c \in [1,2,3], i \in [1,2])$ supposés idéalisés.
- La charge est équilibrée couplée en étoile avec neutre isolé.
- La source d'entrée est parfaitement continue.

Les tensions composées V_{ab}, V_{bc} et V_{ca} sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (4.2-1)$$

Tel que V_{ao}, V_{bo} et V_{co} sont les tensions d'entrée de l'onduleur. Elles sont référenciées par rapport à un point milieu « o » d'un diviseur fictif d'entrée. On peut écrire les relations de charges, comme suit :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (4.2-2)$$

V_{an}, V_{bn} et V_{cn} : sont les tensions des phases de la charge (valeur alternative).

V_{no} : Tension de neutre de la charge par rapport au point fictif « o ».

Le système V_{an}, V_{bn} et V_{cn} étant équilibré, il en découle :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{ao} + \frac{2}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} + \frac{2}{3}V_{co} \end{cases} \quad (4.2-3)$$

Donc, l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice $[T]$ assurant le passage continu-alternatif.

$$[V_{AC}] = [T][V_{dc}] \quad (4.2-4)$$

Tel que :

$$[V_{AC}] = [V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn}]^T$$

$$[V_{dc}] = [V_{ao} \quad V_{bo} \quad V_{co}]^T$$

$$[V_{dc}] = U_{dc}[S_1 \quad S_2 \quad S_3]^T$$

Donc, pour chaque bras il y a deux états indépendants. Ces deux états peuvent être considérés comme des grandeurs booléennes. Commutation supposée idéale : $S_i = (1 \text{ ou } 0) \{i = 1, 2, 3\}$.

$S_i = 1$: interrupteur en haut est fermé et par conséquent celui en bas est ouvert.

$S_i = 0$: interrupteur en haut est ouvert et par conséquent celui en bas est fermé.

La matrice de transfert est la suivante :

$$[T] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \quad (4.2-5)$$

Alors : La relation entre le vecteur $[S_1 \quad S_2 \quad S_3]^T$ et le vecteur des tensions de ligne $[V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn}]^T$ est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = U_{dc} \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (4.2-6)$$

Le vecteur de tensions composées sera donc donné par:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = U_{dc} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (4.2-7)$$

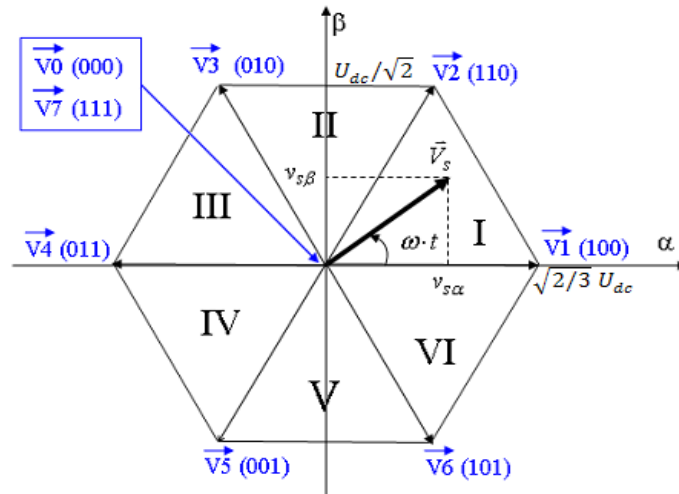
Par principe, cet onduleur a un fonctionnement discret. Il ne peut prendre que $2^3 = 8$ états (Combinaison de trois grandeurs S_1, S_2 et S_3).

On utilise la transformation de Concordia pour transformer le vecteur de tensions triphasées $[V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn}]^T$ à un vecteur de tensions diphasées $[V_\alpha \quad V_\beta]^T$ comme l'indique le tableau suivant :

Vecteurs d'espace	Etats des grandeurs booléennes de commande			Tensions simples triphasées			Tensions diphasées	
$(V)_i$	S_1	S_2	S_3	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	V_α	V_β
$(V)_0$	0	0	0	0	0	0	0	0
$(V)_1$	1	0	0	$\frac{2}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$\sqrt{\frac{2}{3}}U_{dc}$	0
$(V)_2$	1	1	0	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\frac{2}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{6}}U_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{2}}U_{dc}$
$(V)_3$	0	1	0	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$\frac{2}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{6}}U_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{2}}U_{dc}$
$(V)_4$	0	1	1	$-\frac{2}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\sqrt{\frac{2}{3}}U_{dc}$	0
$(V)_5$	0	0	1	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{3}U_{dc}$	$\frac{2}{3}U_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{6}}U_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}}U_{dc}$
$(V)_6$	1	0	1	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$-\frac{2}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{3}U_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{6}}U_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}}U_{dc}$
$(V)_7$	1	1	1	0	0	0	0	0

Table 4.2-1 Tensions simples triphasées et diphasées

En représentant les tensions simples diphasées dans le plan (α, β) de Concordia, on obtient le schéma ci-dessous.

Figure 4.2-2 Tensions générées dans le plan (V_α, V_β) et définition des secteurs

A un instant donné, l'onduleur peut générer seulement huit tensions $(V)_i$, $(i=0, 1, \dots, 7)$ dans le plan de la transformée de Concordia (α, β) , dont deux sont nulles $(V)_0$ et $(V)_7$, et six ont le module $\sqrt{\frac{2}{3}}U_{dc}$ et la direction $\frac{\pi}{3}(i-1)$. Ces vecteurs sont appelés vecteurs d'espace et sont donnés par la relation suivante :

$$(V)_i = U_{dc} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \frac{\pi}{3}(i-1) \\ \sin \frac{\pi}{3}(i-1) \end{bmatrix}, i = 1, \dots, 6 \quad (4.2-8)$$

Deux vecteurs d'espace successifs $(V)_i$ et $(V)_{i+1}$ définissent le secteur i .

4.2.2 Principe de la modulation vectorielle

L'onduleur ne peut fournir de façon exacte et instantanée que des tensions de type $(V)_i$. On ne peut réaliser une tension quelconque souhaitée qu'en valeur moyenne sur une période d'échantillonnage T_e . Cette technique consiste à reconstituer un vecteur de référence V_s pendant une période d'échantillonnage T_e par les vecteurs de tensions adjacents $(V)_i$ et $(V)_{i+1}$, $(V)_0$ et $(V)_7$ ($i = 1, \dots, 6$) correspondants aux huit états de l'onduleur. Le fonctionnement de la MLI vectorielle se résume par la séquence de traitement suivante [19] [20] :

- Acquisition d'une consigne V_s pour la période d'échantillonnage courante.
- Détermination du secteur i contenant le vecteur
- Décomposition du vecteur V_s suivant les deux vecteurs $(V)_i$ et $(V)_{i+1}$ délimitant le secteur i .
- Elaboration des séquences de commande des interrupteurs de l'onduleur.

4.2.2.1 Acquisition de la consigne

Pour avoir le vecteur tension de référence $V_s = \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$, soit nous appliquons la transformation de Concordia à la tension de sortie triphasée souhaitée, nous ferons alors une rotation inverse aux tensions V_d et V_q issues de la commande vectorielle pour avoir les tensions V_α et V_β exploitées par la MLI vectorielle. Notons qu'un système de tensions triphasées équilibrées est représenté dans le plan (α, β) par un vecteur tournant autour de l'origine avec une fréquence égale à celle des trois tensions triphasées.

4.2.2.2 Détermination du secteur

Il est intéressant d'écrire la tension V_s que l'on veut réaliser sous forme polaire, elle est de module V et d'angle polaire, *Figure 4.2-2*

$$V_s = \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} \cos \xi \\ \sin \xi \end{bmatrix} \quad (4.2-9)$$

On repère à quel secteur (1 à 6) appartient le vecteur V_s , c'est-à-dire que nous devons déterminer l'entier i appartenant à l'intervalle $[1, \dots, 6]$ et l'angle ξ_i (*Figure 4.2-2*) appartenant à $[0, \frac{\pi}{3}]$ tel que

$$\xi = \frac{\pi}{3}(i-1) + \xi_i \quad (4.2-10)$$

Cela nous donne :

$$V_s = \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{\pi}{3}(i-1) + \xi_i\right) \\ \sin\left(\frac{\pi}{3}(i-1) + \xi_i\right) \end{bmatrix} \quad (4.2-11)$$

L'algorithme pour déterminer i est décrit ci-dessous [19] [20] :

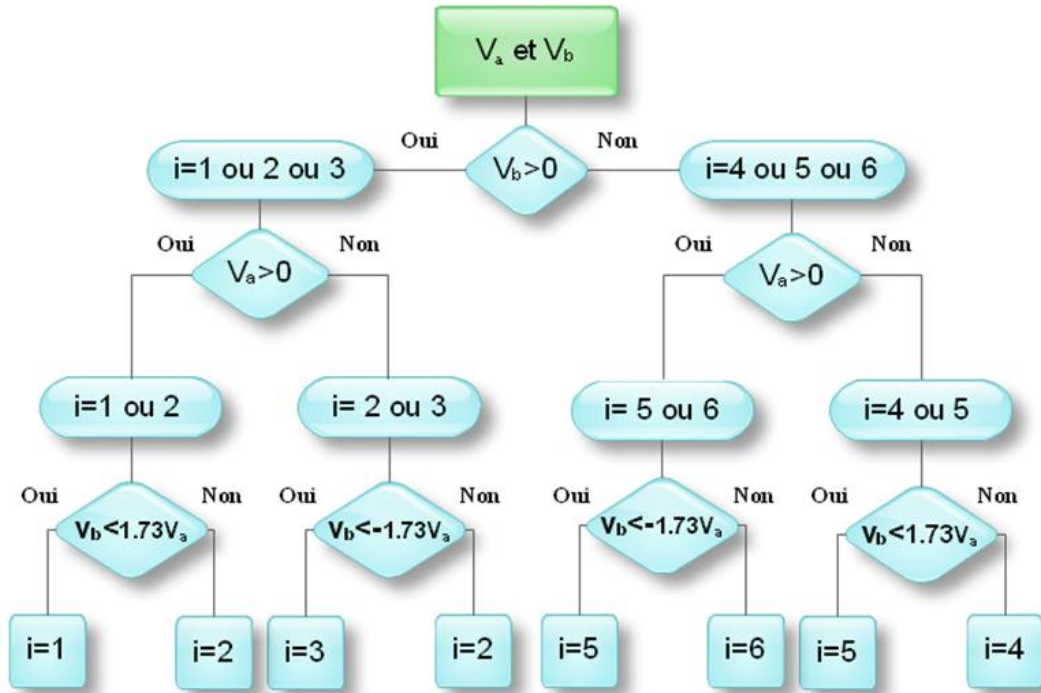


Figure 4.2-3: Algorithme de détermination du secteur i

4.2.2.3 Décomposition du vecteur de tension de référence V_s

Puisque l'on obtient V_s qu'en valeur moyenne, on doit appliquer des valeurs réalisables $(V)_i$ pendant des durées adéquates sur l'intervalle d'échantillonnage T_e . Afin de minimiser les ondulations de tension, et par voie de conséquence les harmoniques, on admet qu'il faut réaliser V_s avec les deux tensions les plus proches.

On pose donc :

$$\frac{1}{T_e} \int_{nT_e}^{(n+1)T_e} V_s = \frac{1}{T_e} (T_i \cdot (V)_i + T_{i+1} \cdot (V)_{i+1}) , \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (4.2-12)$$

T_i et T_{i+1} sont les durées pendant lesquelles on applique les tensions $(V)_i$ et $(V)_{i+1}$.

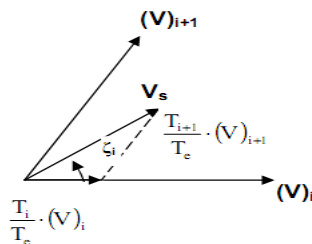


Figure 4.2-4: Principe de construction du vecteur des tensions de référence

Supposons que la période d'échantillonnage T_e est petite et le changement de V_s est

relativement lent. On aura donc :

$$\int_{nT_e}^{(n+1)T_e} V_s = T_e \cdot V_s = T_i \cdot (V)_i + T_{i+1} \cdot (V)_{i+1} \quad (4.2-13)$$

Avec $T_i + T_{i+1} \leq T_e$

Puisque la somme de T_i et T_{i+1} est inférieure ou égale à T_e l'onduleur doit avoir un état $0((V)_0 \text{ ou } (V)_7)$ inséré pour compléter la période. En pratique, on choisit souvent des durées égales pour l'application des vecteurs nuls :

$$T_0 = T_7 = \frac{T - T_i - T_{i+1}}{2} \quad (4.2-14)$$

Donc on aura :

$$V_s = \frac{1}{T_e} \left[T_i (V)_i + T_{i+1} (V)_{i+1} + \frac{T_0}{2} (V)_0 + \frac{T_7}{2} (V)_7 \right] \quad (4.2-15)$$

Une fois la décomposition de V_s suivant les deux vecteurs adjacents $(V)_i$ et $(V)_{i+1}$ est faite, il nous reste uniquement la détermination des durées T_i et T_{i+1} .

A partir des expressions précédentes on peut écrire l'égalité suivante :

$$V \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{\pi}{3}(i-1) + \xi_i\right) \\ \sin\left(\frac{\pi}{3}(i-1) + \xi_i\right) \end{bmatrix} = \frac{1}{T_e} \left[T_i \sqrt{\frac{2}{3}} U_{dc} \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{\pi}{3}(i-1)\right) \\ \sin\left(\frac{\pi}{3}(i-1)\right) \end{bmatrix} + T_{i+1} \sqrt{\frac{2}{3}} U_{dc} \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{\pi}{3}i\right) \\ \sin\left(\frac{\pi}{3}i\right) \end{bmatrix} \right]$$

La solution de cette équation matricielle est :

$$\begin{cases} T_i = \left[\sqrt{2} \frac{V}{U_{dc}} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \xi_i\right) \right] T_e \\ T_{i+1} = \left[\sqrt{2} \frac{V}{U_{dc}} \sin(\xi_i) \right] T_e \end{cases} \quad (4.2-16)$$

Comme la durée T_0 est positive ou nulle, la zone accessible dans le plan (V_α, V_β) est le polygone indiqué sur la *Figure 4.2-2*, et si l'on sort du polygone, la somme des modules $T_i \cdot |V_i| + T_{i+1} \cdot |V_{i+1}|$ est supérieure au rayon du cercle, $T_i + T_{i+1} > T_e$ et cette commande est irréalisable. Une conséquence importante de cette dernière remarque est la valeur maximale que peut fournir l'onduleur. En effet, d'après la *Figure 4.2-5*, la valeur maximale fournie par l'onduleur, écrite dans le système réel, est donnée par [19] [20]:

$$V_{max} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_{dc} \cos(30) = \frac{1}{\sqrt{2}} U_{dc} \quad (4.2-17)$$

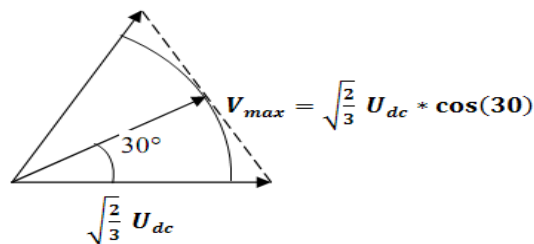


Figure 4.2-5: Valeur maximale de la tension fournie

Notons qu'il est plus pratique de travailler avec des durées relatives (Per Unit) que de travailler avec des durées en secondes. On définit alors les durées relatives $\tau_i, \tau_{i+1} (i = 1 \text{ à } 6)$ et τ_0 telles que :

$$\begin{cases} \tau_i = \frac{T_i}{T_e} \\ \tau_{i+1} = \frac{T_{i+1}}{T_e} \\ \tau_0 = \frac{T_0}{T_e} \end{cases} \quad (4.2-18)$$

Cette dernière expression nous donne :

$$\begin{cases} \tau_i = \sqrt{2} \frac{V}{U_{dc}} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \xi_i\right) \\ \tau_{i+1} = \sqrt{2} \frac{V}{U_{dc}} \sin(\xi_i) \\ \tau_0 = 1 - \tau_i - \tau_{i+1} \end{cases} \quad (4.2-19)$$

On aura l'expression donnant τ_i, τ_{i+1} en fonction de V_α et V_β .

$$\begin{cases} \tau_i = \frac{\sqrt{2}}{U_{dc}} \left[\sin\left(\frac{\pi}{3} i\right) V_\alpha - \cos\left(\frac{\pi}{3} i\right) V_\beta \right] \\ \tau_{i+1} = \frac{\sqrt{2}}{U_{dc}} \left[-\sin\left(\frac{\pi}{3} (i-1)\right) V_\alpha - \cos\left(\frac{\pi}{3} (i-1)\right) V_\beta \right] \end{cases} \quad (4.2-20)$$

4.2.2.4 Elaboration des séquences de commande des interrupteurs

Les durées relatives d'application des vecteurs $(V)_i$ ne sont pas directement exploitables pour piloter l'onduleur, il est plus pratique de considérer les durées relatives D_a, D_b et D_c (rapports cycliques) pendant lesquelles les grandeurs booléennes de commande S_a, S_b et S_c sont égales à 1 sur une période d'échantillonnage.

D_a, D_b et D_c Sont fonction de τ_i, τ_{i+1} et τ_0 et ont des expressions différentes suivant le secteur où on est. Comme le nombre de secteurs est limité (6), on peut déterminer D_a, D_b et D_c pour tous les secteurs. Un tableau récapitulatif, donnant D_a, D_b et D_c ainsi que les séquences de commande correspondantes, est présenté ci-dessous.

La disposition respective des intervalles τ_i , et en particulier τ_0 peut donner lieu à de nombreux choix. Parmi les stratégies les plus fréquentes qui cherchent à minimiser le nombre de commutations et générer moins d'harmonique, on cite la modulation asymétrique, et la modulation symétrique. Dans notre travail, nous avons utilisé la modulation symétrique [19] [20].

Secteur i	Durée relatives τ_i et Rapports cycliques D	Séquence de commande
1	$\begin{cases} \tau_1 = \frac{1}{U_{dc}} \left(\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha - \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_2 = \frac{1}{U_{dc}} (0v_\alpha + \sqrt{2}v_\beta) \\ \tau_0 = 1 - \tau_1 - \tau_2 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \tau_1 + \tau_2 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \tau_2 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	
2	$\begin{cases} \tau_2 = \frac{1}{U_{dc}} \left(\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha + \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_3 = \frac{1}{U_{dc}} \left(-\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha + \sqrt{2}v_\beta \right) \\ \tau_0 = 1 - \tau_2 - \tau_3 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \tau_2 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \tau_3 + \tau_2 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	
3	$\begin{cases} \tau_3 = \frac{1}{U_{dc}} (0v_\alpha + \sqrt{2}v_\beta) \\ \tau_4 = \frac{1}{U_{dc}} \left(-\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha + \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_0 = 1 - \tau_3 - \tau_4 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \tau_3 + \tau_4 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \tau_4 + \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	

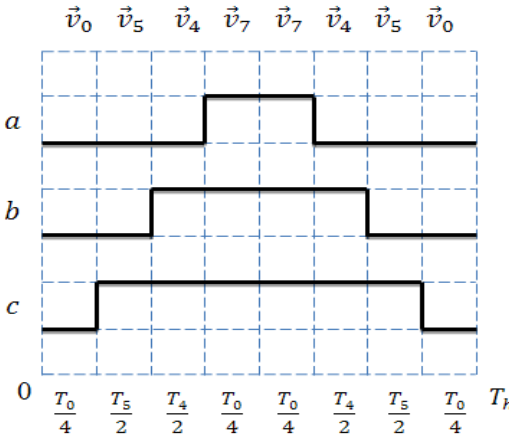
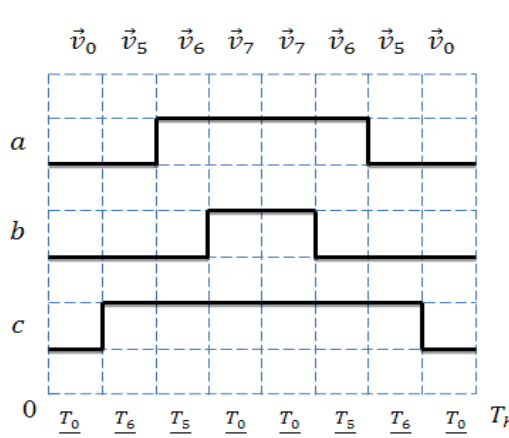
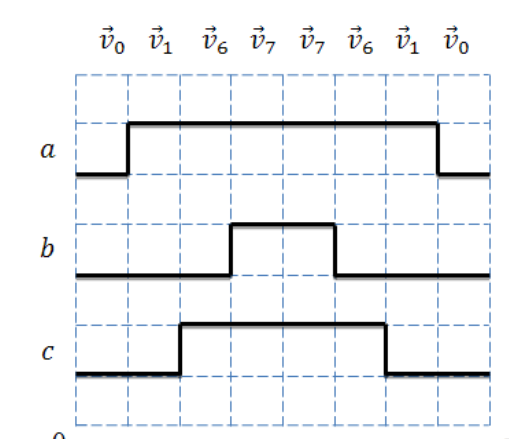
4	$\begin{cases} \tau_4 = \frac{1}{U_{dc}} \left(-\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha + \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_5 = \frac{1}{U_{dc}} \left(0v_\alpha - \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_0 = 1 - \tau_4 - \tau_5 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \tau_4 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \tau_5 + \tau_4 + \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	
5	$\begin{cases} \tau_5 = \frac{1}{U_{dc}} \left(-\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha - \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_6 = \frac{1}{U_{dc}} \left(+\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha - \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_0 = 1 - \tau_5 - \tau_6 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \tau_6 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \tau_5 + \tau_6 + \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	
6	$\begin{cases} \tau_6 = \frac{1}{U_{dc}} (0v_\alpha - \sqrt{2}v_\beta) \\ \tau_1 = \frac{1}{U_{dc}} \left(\frac{\sqrt{6}}{2} v_\alpha + \frac{\sqrt{2}}{2} v_\beta \right) \\ \tau_0 = 1 - \tau_6 - \tau_1 \end{cases}$ $\begin{cases} D_a = \tau_1 + \tau_6 + \frac{\tau_0}{2} \\ D_b = \frac{\tau_0}{2} \\ D_c = \tau_6 + \frac{\tau_0}{2} \end{cases}$	

Table 4.2-2 Elaboration des séquences de commande

4.3 Le redresseur 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

commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée.

4.3.1 Modélisation du redresseur MLI

La figure suivante présente le schéma d'un pont redresseur connecté au réseau, U est la tension de la source et R, L sont les paramètres de la ligne U_s est la tension d'entrées de redresseur. Le courant de ligne 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 U_s . Le pont redresseur est constitué de trois bras avec deux transistors bipolaires complémentaire antiparallèle avec des diodes (Figure 4.3-1), qui sont présentées comme des interrupteurs peuvent être commandées en ouverture '1' et en fermeture '0', et la tension d'entrée U_s est en fonction des états de ces interrupteurs.

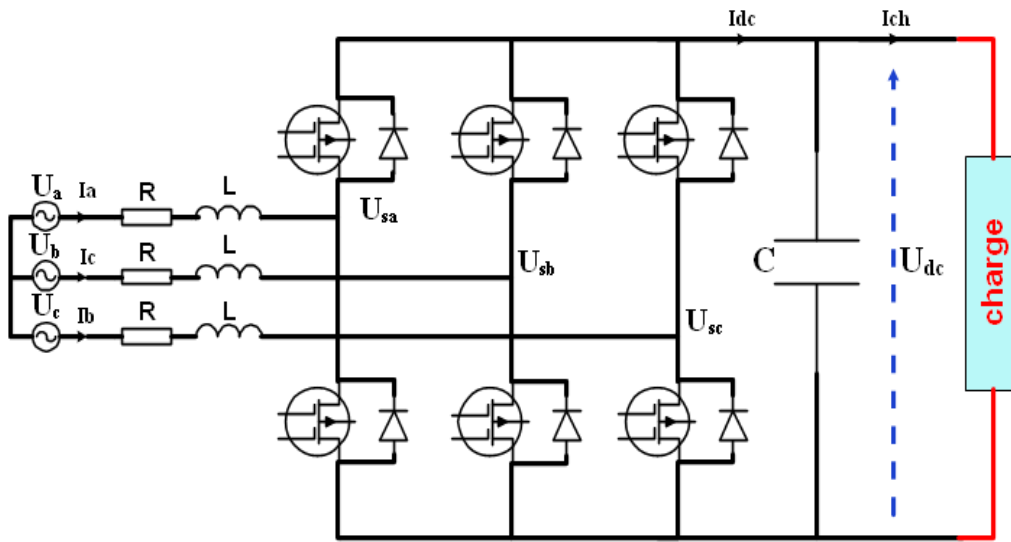


Figure 4.3-1: schéma d'un pont redresseur connecté au réseau

4.3.1.1 Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel triphasé

Les tensions d'entrée redresseur est :

$$\begin{cases} u_{sab} = (S_a - S_b)u_{dc} \\ u_{sbc} = (S_b - S_c)u_{dc} \\ u_{sca} = (S_c - S_a)u_{dc} \end{cases} \quad (4.3-1)$$

Avec S_i sont l'état des interrupteurs : $S_i = \begin{cases} 1 & \text{interrupteur ON} \\ 0 & \text{interrupteur OFF} \end{cases}$

D'où on peut déduire les tensions simples :

$$\begin{cases} u_{sa} = f_a u_{dc} \\ u_{sb} = f_b u_{dc} \\ u_{sc} = f_c u_{dc} \end{cases} \quad (4.3-2)$$

Avec :

$$f_a = S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)$$

$$f_b = S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)$$

$$f_c = S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)$$

Les équations de tensions pour le système triphasé équilibré sans neutre et le courant du bus continu peuvent être écrites Comme :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \end{bmatrix} \quad (4.3-3)$$

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{ch} \quad (4.3-4)$$

A combinaison des équations (4.3-3), (4.3-4) peut être représentée comme le schéma fonctionnel triphasé, qui montré dans la Figure 4.3-2

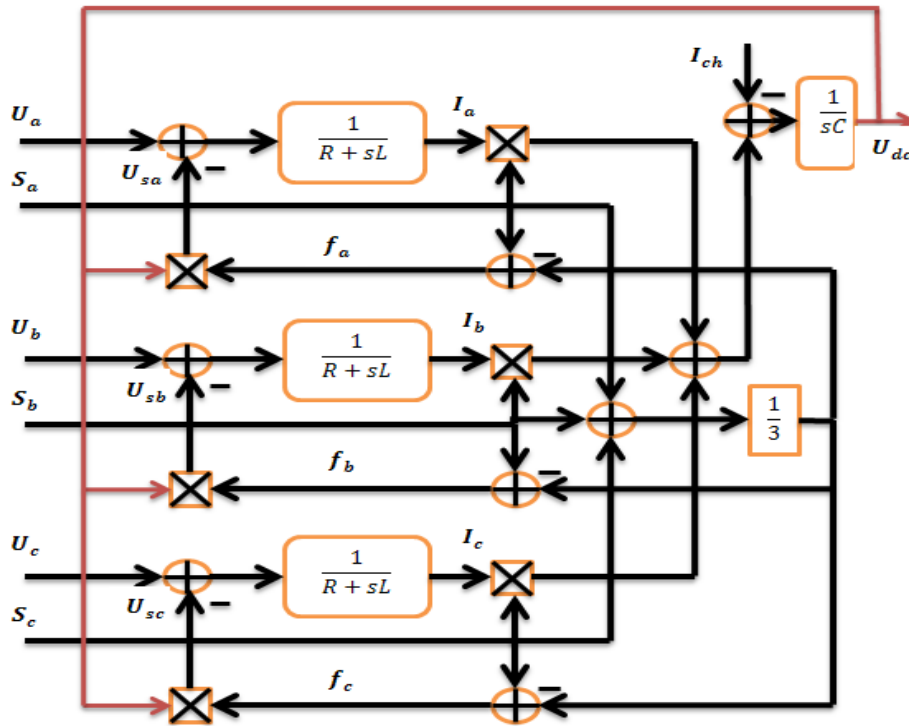


Figure 4.3-2: Schéma fonctionnel du redresseur MLI

4.3.1.2 Redresseur MLI dans le référentiel fixe $\alpha\beta$

Nous définissons la transformation de Clarke avec constante d'amplitude [21] [22]:

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (4.3-5)$$

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \quad (4.3-6)$$

Les équations de tensions dans le repère fixe $\alpha\beta$ sont obtenues par la transformation de

clarke :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_\beta \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_\beta \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (4.3-7)$$

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} (S_a i_a + S_\beta i_\beta) - i_{ch} \quad (4.3-8)$$

$$S_a = \frac{1}{\sqrt{6}} (2S_\alpha - S_b - S_c) \quad (4.3-9)$$

$$S_\beta = \frac{1}{\sqrt{2}} (S_b - S_c) \quad (4.3-10)$$

Un schéma fonctionnel dans le repère fixe $\alpha\beta$ est présenté dans la Figure 4.3-3.

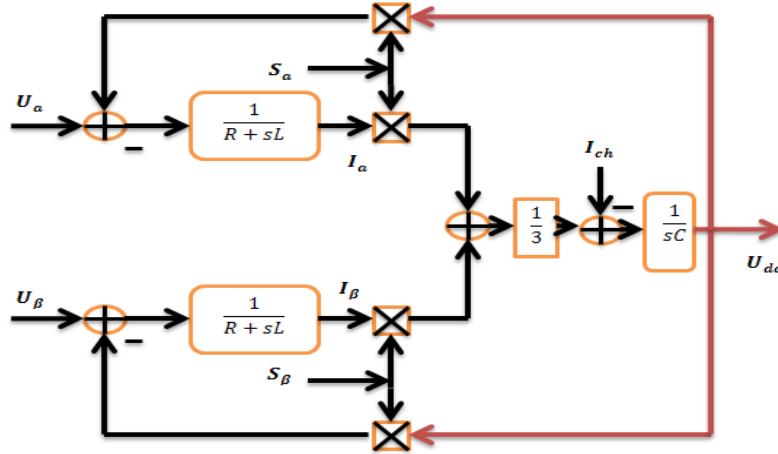


Figure 4.3-3: Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le repère $\alpha\beta$

4.3.2 Redresseur MLI dans le référentiel tournant (d q)

Les équations dans le repère tournant $d-q$ sont obtenues à l'aide de la transformation de Park :

$$u_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + u_{sd} \quad (4.3-11)$$

$$u_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} - \omega Li_d + u_{sq} \quad (4.3-12)$$

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} (S_d i_d + S_q i_q) - i_{ch} \quad (4.3-13)$$

$$S_d = S_a \cos(\omega t) + S_\beta \sin(\omega t), S_q = S_\beta \cos(\omega t) - S_a \sin(\omega t) \quad (4.3-14)$$

Un schéma fonctionnel dans le repère $d-q$ est présenté dans la Figure 4.3-4.

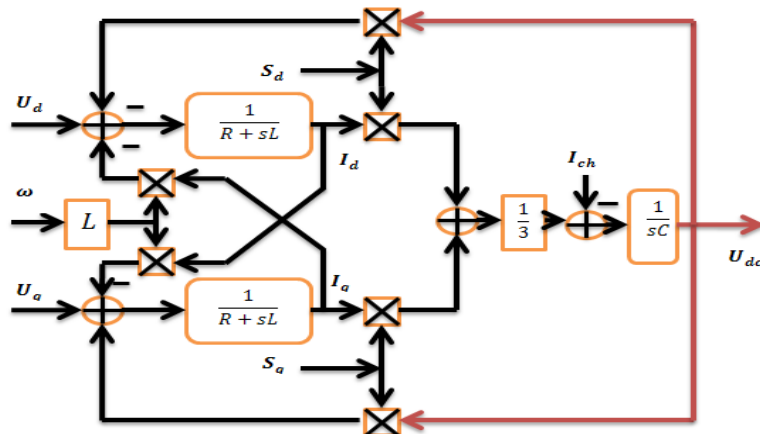


Figure 4.3-4: Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le repère dq

4.3.3 Commande à tension orientée du redresseur MLI

Comme dans la commande à flux orienté (FOC) d'un moteur à induction, la tension orienté (VOC) pour le côté réseau du redresseur MLI est basée sur la transformation des coordonnées entre le système de coordonnées fixe $\alpha\beta$ et dq.

La configuration finale et le comportement du système dépendent largement de la qualité de la stratégie de commande du courant appliquée. La solution la plus facile est la commande du courant par hystérésis qui donne une réponse dynamique rapide, bonne précision, aucune compensation continue et robustesse élevée. Cependant, le problème principal de la commande par hystérésis est que sa fréquence moyenne de commutation change avec le courant de charge, qui rend la fréquence de commutation inégale et aléatoire, ainsi, un problème additionnel sur les dispositifs de commutation et la difficulté de la conception du filtre d'entrée RL. D'une autre part, on trouve plusieurs stratégies améliore le comportement de la commande du courant. Parmi les régulations présentées et largement répandues pour la commande du courant et de comportement élevé c'est la régulation dans le système de coordonnées tournant, où les courants sont réglés comme des grandeurs continues ce qui élimine l'erreur statique [21] [23].

4.3.3.1 Méthode de synchronisation(PLL)

Afin d'échanger une puissance contrôlée, le redresseur doit toujours être synchronisé avec le réseau. Le but du bloc de synchronisation est donc d'obtenir la phase de la tension instantanée du réseau. Plusieurs techniques sont utilisées, le choix le plus commun consiste à utiliser une boucle à verrouillage de phase (en anglais PLL, *Phase Locked Loop*). Ce pendant, quelques auteurs utilisent aussi une estimation du flux virtuel [23] [24]. Dans les applications réseau électrique, la PLL sert essentiellement à estimer et filtrer la phase et l'amplitude instantanée du phaseur équivalent d'un système triphasé.

La PLL réalise la suivi de phase de la composante directe de la tension du réseau U_d , afin d'éliminer la composante en quadrature U_q , ce qui se produit lorsque la phase estimée θ , est égale à la phase du réseau. La Figure 4.3-5 montre la structure classique d'une PLL triphasée. Elle est composée d'un détecteur de phase (la transformée de coordonnées), un filtre passe bas (le correcteur) et un oscillateur (l'intégrateur). Souvent la tension du réseau n'est pas parfaite et présente des harmoniques. Dans ce cas-là, la vitesse et l'amplitude instantanées du phaseur équivalent de la tension du réseau ne sont pas constantes. La vitesse moyenne de rotation et l'amplitude moyenne correspondront à la vitesse et l'amplitude de la composante fondamentale, tandis que les oscillations seront dues aux harmoniques.

Du fait de la nature du filtre d'une PLL, l'information de phase obtenue à sa sortie dépend de sa bande passante. Ainsi, si celle-ci est très élevée, la phase de sortie sera une image de celle

correspondant au phaseur équivalent instantané de la tension, c'est-à-dire, contenant tous les harmoniques.

Par contre, si la bande passante est suffisamment réduite, les harmoniques seront filtrés et la sortie sera une image de la phase du phaseur équivalent de la composante fondamentale [23] [24].

Cette dernière méthode est la meilleure solution pour pouvoir rejeter les harmoniques qui agissent sur la phase. Ce fait entraîne une diminution de la dynamique de la PLL. Cependant, dans cette application, il n'y a pas de compromis à faire entre la précision et la vitesse de la réponse, car le but recherché est une bande passante réduite de la PLL. Evidemment, cette dynamique limitée provoque un ralentissement du temps de synchronisation lors de la mise en route du système [25].

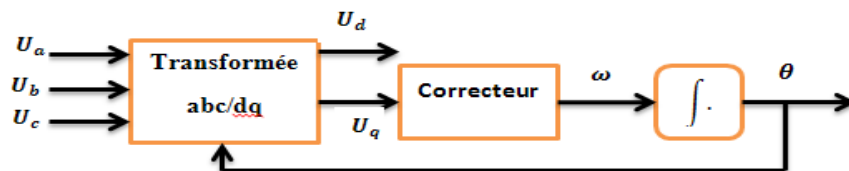


Figure 4.3-5: Structure classique d'une PLL triphasée

4.3.3.2 Schéma fonctionnel de contrôle à tension orientée

Le système de commande conventionnels utilise la commande en boucle fermée du courant dans le système de coordonnées tournant, commandé à tension orientée (VOC) est montrée dans la Figure 4.3-6.

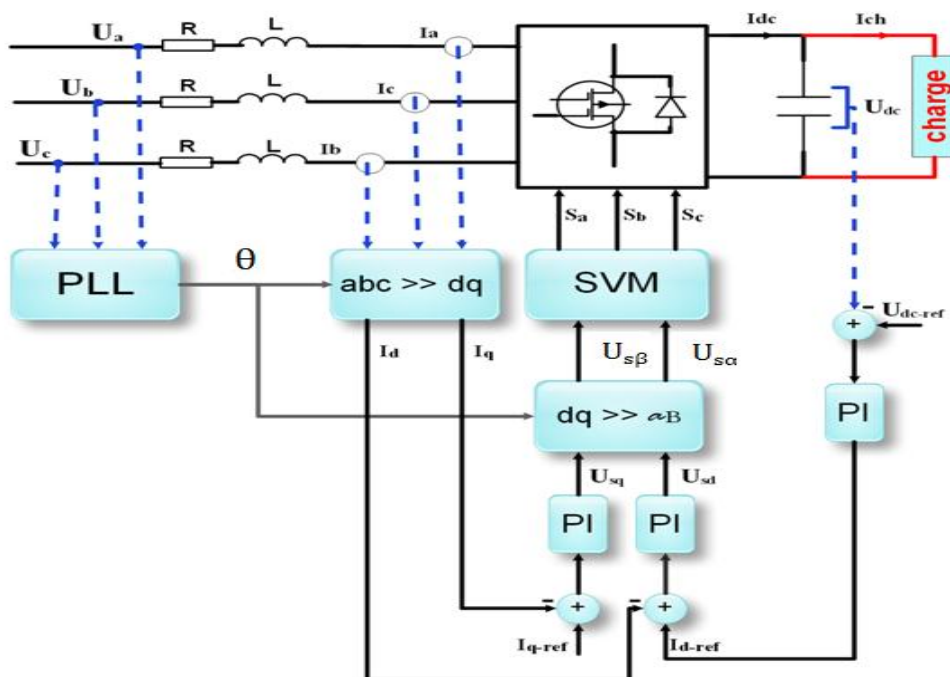


Figure 4.3-6: Schéma fonctionnel de contrôle à tension orientée

La caractéristique de ce dispositif de contrôle en courant est basée sur les transformées dans deux systèmes de coordonnées. Le premier est le système de coordonnées fixe $\alpha-\beta$, et le second est le système de coordonnée tournant $d-q$.

4.3.4 Etude de la boucle des courants du côté alternatif

Les équations de tension dans le système de coordonnées tournant (dq) sont :

$$\begin{cases} u_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + u_{sd} \\ u_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + u_{sq} \end{cases} \quad (4.3-15)$$

Le modèle peut-être simplifié si l'on considère la tension du réseau alignée sur l'axe d et $R \approx 0$:

$$\begin{cases} u_d = L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + u_{sd} \\ 0 = L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + u_{sq} \end{cases} \quad (4.3-16)$$

Dans ce cas, les contrôleurs de courants utilisés, sont de type PI.

$$\begin{cases} u_{sd} = u_d + \omega Li_q + \Delta u_d \\ u_{sq} = -\omega Li_d + \Delta u_q \end{cases} \quad (4.3-17)$$

Avec Δ est la sortie de contrôleur de courant

$$\begin{cases} \Delta u_d = k_p(i_d^* - i_d) + k_i \int (i_d^* - i_d) dt \\ \Delta u_q = k_p(i_q^* - i_q) + k_i \int (i_q^* - i_q) dt \end{cases} \quad (4.3-18)$$

La figure présente le schéma fonctionnel pour le réglage du courant.

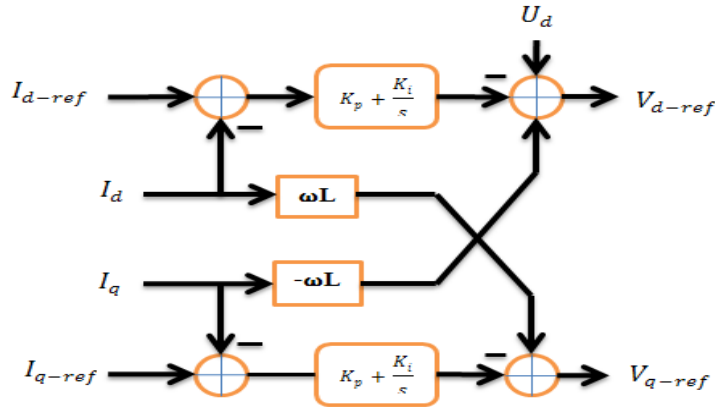


Figure 4.3-7: schéma fonctionnel de régulateur du courant

La fonction de transfert entre v_{ref} et i est $G(s)$

Avec :

$$G(s) = \frac{i}{v_{ref}} = \frac{1}{R+sL} \quad (4.3-19)$$

Comme la fonction de transfert est un premier ordre, un régulateur PI est suffisant :

$$F(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (4.3-20)$$

On peut écrire :

$$F(s) = \frac{a_i}{s} G^{-1}(s) = \frac{a_i}{s} (R + sL) = a_i L + \frac{a_i R}{s} \quad (4.3-21)$$

Avec a_i la bande passante du régulateur de courant où les pôles de $G(s)$ sont placés

Finalement, on obtient les coefficients du PI [21] :

$$k_p = a_i L, k_i = a_i R \quad (4.3-22)$$

Pour la boucle interne du contrôleur du courant, la bande passante doit être choisie plus petite que la première décade après la fréquence de coupure (F_s [Hz]) [22] [23] .

$$a_i \leq 2\pi \frac{F_s}{10} \quad (4.3-23)$$

4.3.5 Boucle de régulation de tension du bus continu

Le bus continu est modélisée comme une capacité pure [22] [23]. Cette dernière est un réservoir de stockage d'énergie et donnée par :

$$E_C = \frac{1}{2} C \cdot v_{dc}^2 \quad (4.3-24)$$

La variation de cette énergie dans temps doit être égale à la somme de la puissance instantanée du réseau et de la charge.

$$\frac{1}{2} C \cdot \frac{dv_{dc}^2}{dt} = P_g - P_{ch} \quad (4.3-25)$$

Le modèle dynamique pour le circuit du bus continu est représenté par la figure suivant :



Figure 4.3-8: modèle dynamique pour le circuit du bus continu

La conception du régulateur de tension est facilitée grâce une linéarisation de la boucle fermée. La linéarisation transforme la dynamique de la tension continue non linéaire à un système linéaire équivalent, sur lequel la conception de contrôleur linéaire peut être appliquée. On choisit une variable d'état w .

$$w = v_{dc}^2 \quad (4.3-26)$$

Ensuite, l'équation (4.3-27) devient :

$$\frac{1}{2} C \cdot \frac{dw}{dt} = P_g - P_{ch} \quad (4.3-28)$$

L'interprétation physique est que l'énergie est choisie pour représenter la dynamique du lien de tension à courant continu au lieu de la tension elle-même.

Avec :

$$P_g = \frac{3}{2} E_g i_d \quad (4.3-29)$$

$$p_{ch} = \frac{v_{dc}^2}{R_{ch}} = \frac{W}{R_{ch}} \quad (4.3-30)$$

Où i_d est le courant sur l'axe d et E_g la tension du réseau

Donc :

$$w = \frac{3}{sC} E_g i_d - \frac{2}{sC} P_{ch} \quad (4.3-31)$$

Alors, la fonction de transfert du système $G(s)$ est :

$$G(s) = \frac{W}{i_d} = \frac{3E_g}{sC} \quad (4.3-32)$$

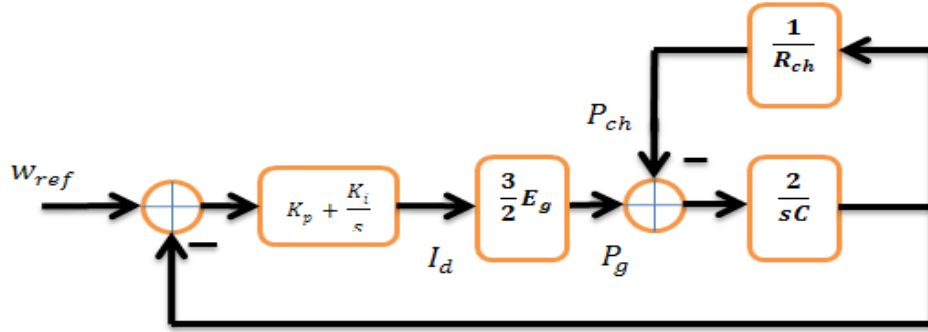


Figure 4.3-9: Boucle de régulation de tension du bus continu

On peut écrire un régulateur PI ($F(s) = k_p + \frac{k_i}{s}$) comme suit :

$$F(s) = \frac{a_v}{s} G^{-1}(s) = \frac{a_v C}{3E_g} \quad (4.3-33)$$

Avec a_v (rad/s) la bande passante du régulateur de tension de bus continu où les pôles de $G(s)$ sont placés. Finalement, on obtient les coefficients du PI

$$k_p = \frac{a_v C}{3E_m} \quad (4.3-34)$$

E_m Est l'amplitude de la tension triphasée d'entrée.

Nous choisirons a_v au moins plus petite d'une décennie que la largeur de bande passante de contrôle de courant actuel :

$$a_v \leq \frac{a_i}{10} \quad (4.3-35)$$

Comme on peut voir, il n'y a aucun intégrateur dans le contrôleur.

4.4 Schéma synoptique du système global de la chaîne éolienne

Nous allons maintenant pouvoir assembler les différents modèles développés précédemment afin d'obtenir le système de conversion d'énergie éolienne présenté à la Figure 4.4-1. Notre but est de modéliser puis simuler une éolienne avec une machine asynchrone à double alimentation et commande indépendante des puissances actives et réactives, avec une hélice à commande de pas et contrôle optimal pour un rendement maximum de la conversion du vent en électricité.

Le système à modéliser est constitué de la partie mécanique de l'éolienne, la génératrice

avec l'onduleur connecté au rotor ainsi que sa commande du redresseur qui alimente le bus continu, du réseau électrique auquel est connecté le système de conversion.

On remarque que le stator de la génératrice est directement connecté au réseau alors que son rotor est alimenté par le réseau via un redresseur et un onduleur. Nous avons vu que la puissance échangée entre le rotor et l'onduleur correspond à la puissance de glissement, limitée à 30% de la puissance nominale de la machine. Ainsi, l'onduleur alimentant le rotor sera dimensionné pour cette puissance réduite. On a donc un système de production de forte puissance avec de l'électronique dimensionnée pour une puissance réduite, ce qui est intéressant en terme de coût et de fiabilité.

Pour alimenter en tension continue l'onduleur coté rotor, il faut mettre en œuvre un redressement, à partir de la tension du réseau. Une des contraintes majeures pour une machine asynchrone à double alimentation réside dans le fait que la puissance au rotor est bidirectionnelle selon que l'on est en fonctionnement hyper ou en hypo synchrone.

Le redresseur doit donc être capable de faire transiter l'énergie électrique dans les deux sens en fonctionnement permanent. Il doit donc être bidirectionnel en courant. C'est principalement pour cette raison que nous mettrons en œuvre un redresseur à Modulation de Largueur d'Impulsions et pas un pont de diodes classique.

Nous allons donc créer un bus de tension continue reliant l'onduleur coté rotor au redresseur MLI connecté au réseau. Ce bus possède une capacité de filtrage suffisante permettant d'avoir une tension stable et fixe quel que soit le fonctionnement de l'ensemble.

Il faut garder à l'esprit que notre but est d'étudier le fonctionnement global de tout le système afin d'optimiser la production électrique. Production de puissance réactive à la demande du gestionnaire du réseau, permettant le contrôle de la tension au point de raccordement afin de ne pas dépasser les tolérances en tension.

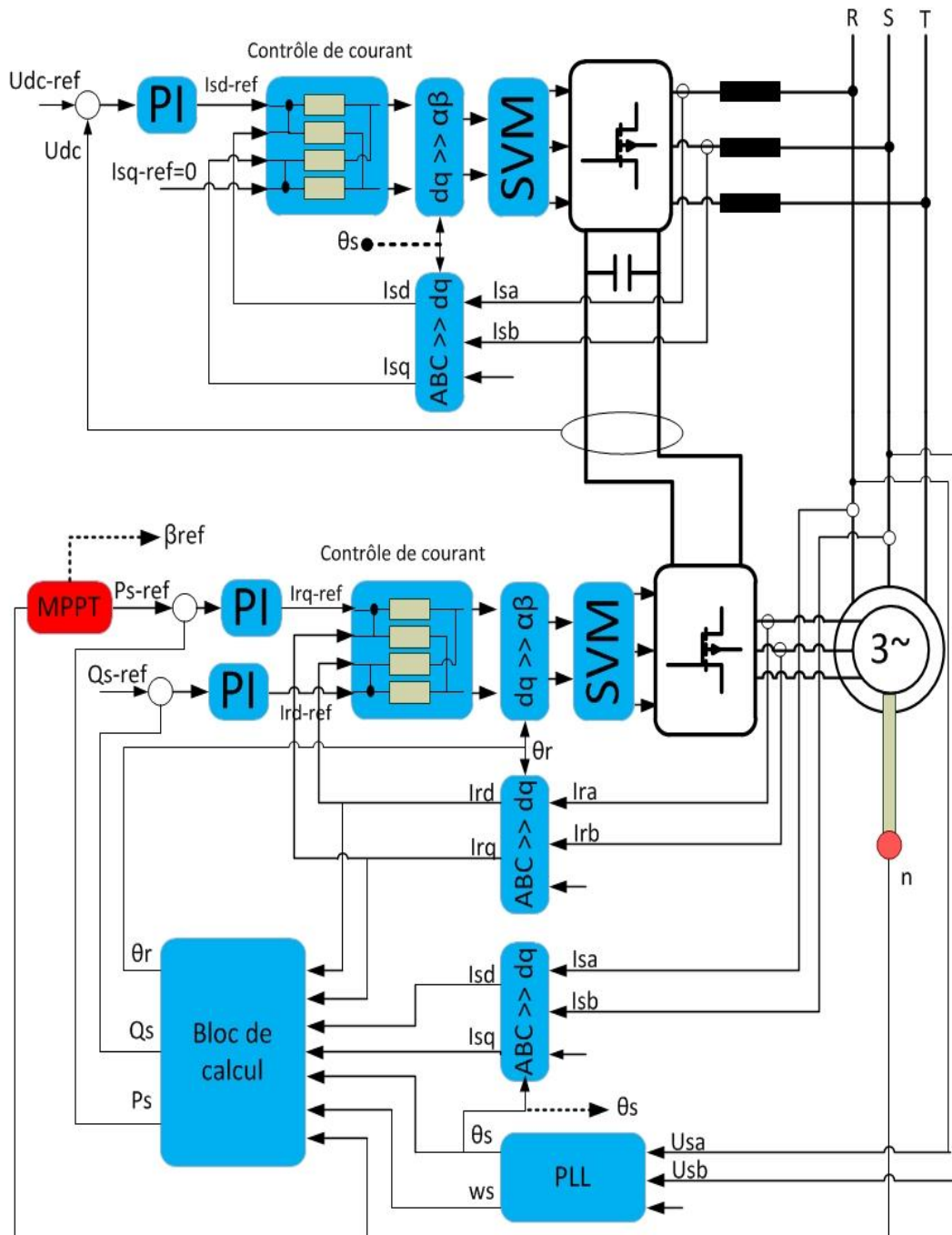


Figure 4.4-1 : Schéma structurel du système éolien global

4.5 Résultats de simulation du système complet

Le teste de performance de la chaine éolienne est fait en considérant une référence de puissance constante ($P_{s-ref}=3.4Kw$, $Q_{s-ref}=0VAR$). La machine étant raccordée à un réseau de grande puissance d'une tension nominale efficace de 400V et d'une fréquence de 50 Hz.

Les différents résultats de simulation du comportement du système global sous MATLAB SIMULINK sont donnés par les figures ci-dessous, les principaux paramètres du système sont résumés dans les tableaux (Annexe B).

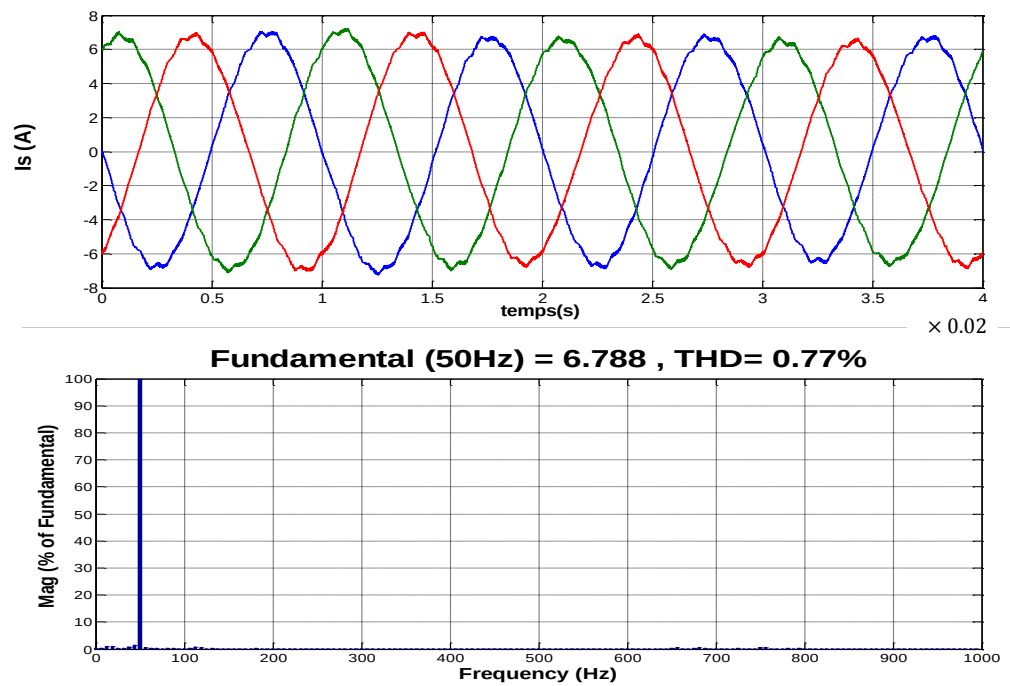


Figure 4.5-1 Courant statorique avec indication ou THD

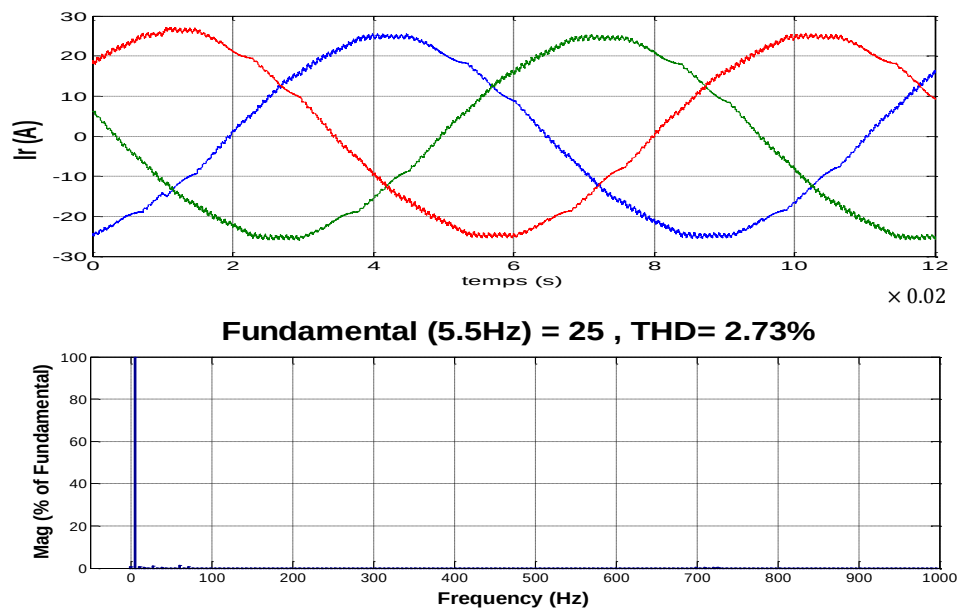


Figure 4.5-2 Courant rotorique avec indication ou THD

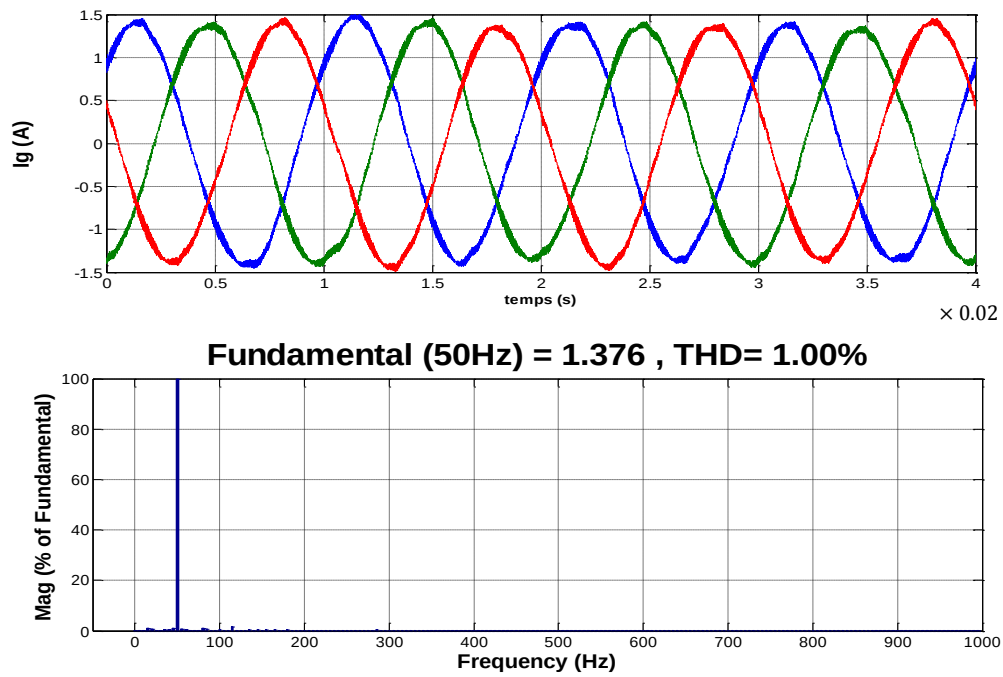


Figure 4.5-3 courants du coté réseaux-redresseur avec indication ou THD

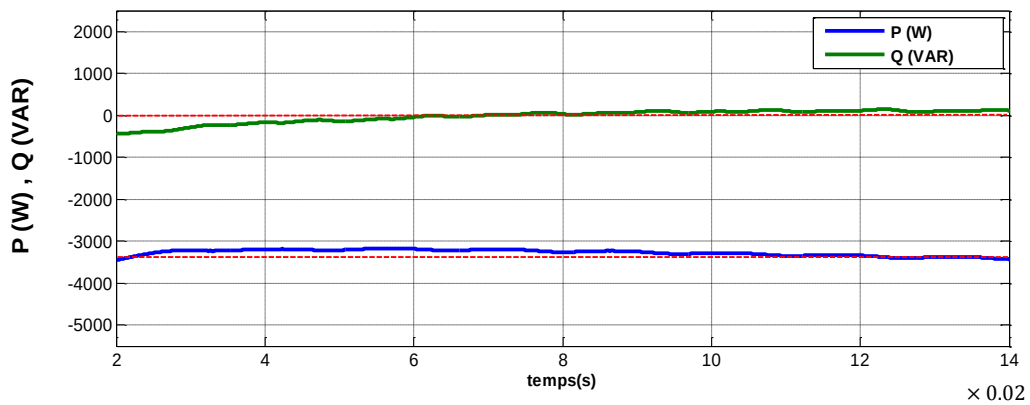


Figure 4.5-4 Suivi des consignes des Puissances active et réactive statoriques ($P_{s-ref}=3.4KW$ $Q_{s-ref}=0VAR$)

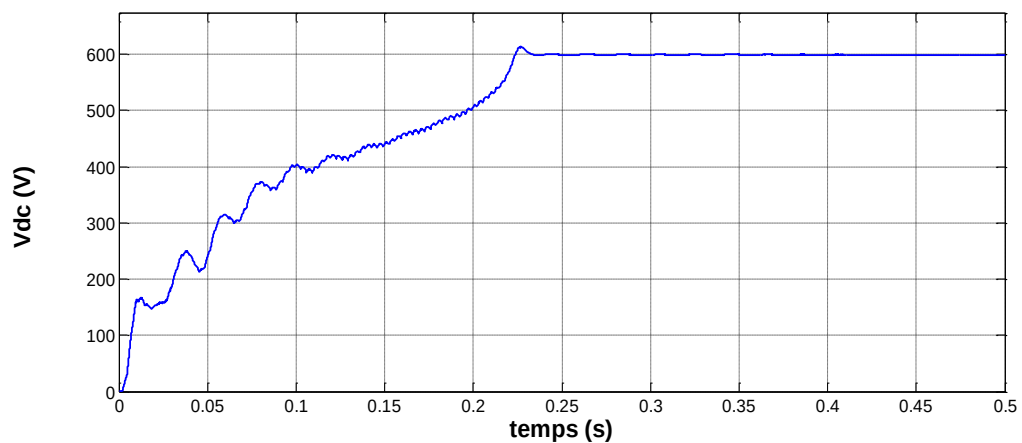


Figure 4.5-5 Tension du bus contenu V_{dc} ($V_{dc-ref}=600V$)

Les résultats de simulation qui sont représentés par les *Figure 4.5-1*, *Figure 4.5-2* et *Figure 4.5-3* montre que le spectre harmonique des courants sont acceptables.

Dans la *Figure 4.5-4*, les consignes de puissance sont bien suivis par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive.

Dans la *Figure 4.5-5*, nous observons un dépassement de petites valeurs de V_{dc} . Cela est dû à la charge du condensateur, puis V_{dc} se stabilise sur sa valeur de référence imposée par la commande.

Les résultats obtenus par la simulation de l'ensemble Turbine-DFIG-Convertisseurs confirment le bon fonctionnement de la chaîne et de son système de commande.

4.6 Conclusion

Après que nous avons modélisé et simulé les différentes parties du système partie par partie dans les chapitres précédents, dans ce chapitre nous avons associé toutes les parties, mécanique, électromécanique, convertisseurs. Ces différents résultats sont donnés pour un fonctionnement générateur hypo- synchrone et nous avons obtenu un bon suivi de toutes les grandeurs de références, et les spectres harmoniques des courants sont acceptables.

Conclusion Générale et Perspective

Le présent travail nous a permis de faire une étude d'un système de production d'énergie éolienne. L'objectif de notre travail était de faire une modélisation des différents composants du système éolien pour ensuite utiliser ces modèles pour élaborer un système de commande qui devait atteindre les objectifs suivants :

- Assurer un fonctionnement optimal de la chaîne éolienne.
- Assurer la protection des différents composants du système éolien face aux éventuelles surcharges.
- Améliorer les performances du système éolien pour faciliter son intégration dans les réseaux électriques.

Afin d'atteindre ces objectifs et vu la complexité du système, nous avons étudié chaque partie du système dans un chapitre séparé.

Le premier chapitre rappelle les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. Il nous a permis de comprendre le principe de la conversion aérodynamique de l'énergie éolienne ainsi, la comparaison des différentes structures possible nous a permis de choisir la structure retenue pour notre étude à savoir la structure à vitesse variable à base d'une machine asynchrone à double alimentation.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude de la partie mécanique de la structure retenue au premier chapitre et à sa commande. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle simplifié de la turbine a été élaboré. Après avoir identifié les différentes zones de fonction du système et définir l'objectif pour chaque zone, nous avons développé une technique de maximisation et de limitation de la puissance extraite. Les résultats de simulation de l'algorithme ont montré l'efficacité du contrôle que se soit pour la poursuite du point de fonctionnement optimale ou pour la limitation de la vitesse de rotation et de la puissance convertie par action sur l'angle de calage des pales.

Pour une gestion efficace de la production d'énergie éolienne, il était pratique de raisonner en termes de puissances pour la commande de la DFIG. Pour ce la, le troisième et le quatrième chapitre était réservé au développement d'un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive statoriques en partant de la commande vectorielle de la DFIG à flux statorique orienté. Dans cette partie, nous avons présenté une étude théorique dans la quelle nous avons exprimé les puissances active et réactive statoriques en fonction des tensions rotoriques afin d'envisager un pilotage de la machine par le rotor au moyen d'un onduleur à deux niveaux. Suivant la prise en compte des couplages entre les axes ou non, les résultats de simulation de la

commande en termes de suivi de consigne et de robustesse a permis de dévoiler la méthode qui sera retenue.

A l'égard du travail que nous venons de présenter, des perspectives pouvant être envisagés pour l'amélioration de la chaine turbine-DFIG-réseau. Parmi les quels on peut citer :

- Le développement d'autres algorithmes permettant la maximisation de la puissance captée sans recours au coefficient de puissance, qui s'avère très difficile à obtenir, tel que la logique flou, les réseaux de neurones,...
- L'établissement d'un modèle de la DFIG plus réaliste prenant en compte la saturation magnétique.
- L'étude et l'application d'autres convertisseurs de niveaux supérieurs pour la minimisation des harmoniques renvoyés au réseau.
- L'intégration éventuelle d'un système de stockage d'énergie pour le lissage de la puissance fournie au réseau.
- L'étude du comportement de l'éolienne face aux éventuels défauts sur le réseau électrique pour assurer la continuité du service.

Glossaire

V, v	Vitesse du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne.
V'	Vitesse du vent à travers la section S.
P	Densité de l'air à 15°C.
m	Masse d'air traversant le rotor éolien en dans une unité de temps.
R	Rayon de la turbine.
S	Surface balayée par le rotor de l'éolienne.
$P_{aér}$	Puissance absorbée par l'aérogénérateur.
P_v	Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé.
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne.
λ	Vitesse spécifique (relative) de l'éolienne.
β	Angle de calage des pales de la turbine
Ω_s	Vitesse de synchronisme.
$\Omega_{turbine}$	Vitesse de la turbine.
$\Omega_{turbine_estimée}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine.
Ω_{mec}	Vitesse mécanique.
v	Vitesse du vent.
$v_{estimée}$	Vitesse du vent estimée.
G	Gain du multiplicateur.
$J_{turbine}$	Moment d'inertie de la turbine.
J_g	Moment d'inertie du rotor de la génératrice.
J	Moment d'inertie totale
f	Coefficient de frottement visqueux.
ΔE	Variation d'énergie cinétique de l'air.
E_v	L'énergie cinétique de vent.
C_{aer}	Couple aérodynamique de l'éolienne.
C_{mec}	Couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne.

C_{vis}	Couple des frottements visqueux.
C_{em}	Couple électromagnétique.
C_{em_ref}	Couple électromagnétique référence.
$C_{aer_estimé}$	Couple aérodynamique estimé.
θ	Angle entre l'axe de la phase du premier enroulement statorique et l'axe du rotor.
θ_s	Angle entre l'axe de la première phase de l'enroulement statorique et l'axe d.
θ_r	Angle entre l'axe de la première phase du rotor et l'axe d.
θ_{obs}	Angle de l'observateur.
ω	Vitesse de rotation électrique.
ω_s	Pulsation électrique statorique.
ω_r	Pulsation électrique rotorique.
ω_m	Pulsation mécanique de la machine.
P_s	Puissance active au stator.
P_r	Puissance active au rotor.
Q_s	Puissance réactive au stator.
Q_r	Puissance réactive au rotor.
G	Glissement.
V	Tension.
I	Courant.
φ	Flux.
M	Inductance mutuelle maximale lorsque l'axe A coïncide avec l'axe a ($\theta=0$)
l_s	Inductance propre de chaque enroulement du stator.
l_r	Inductance propre de chaque enroulement du rotor.
M_s	Inductance mutuelle entre deux phases statorique.
M_r	Inductance mutuelle entre deux phases rotorique.
L_s	Inductance de chaque enroulement du stator.
L_r	Inductance de chaque enroulement du rotor.
R_s	Résistance de chaque enroulement du stator.
R_r	Résistance de chaque enroulement du rotor
$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}$	Flux statorique selon l'axe d, q .

$\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$	Flux rotorique selon l'axe d,q .
V_{sd}, V_{sq}	Tension statorique selon l'axe d,q .
V_{rd}, V_{rq}	Tension rotorique selon l'axe d,q .
I_{sd}, I_{sq}	Courant statorique selon l'axe d,q .
I_{rd}, I_{rq}	Courant rotorique selon l'axe d,q .
s	Opérateur dérivé de Laplace
p	Nombre de paire de pole de DFIG.
P_m	Puissance mécanique.
F_r	Fréquence de rotor.
F_s	Fréquence de stator.
k_p, k_i	Constantes du régulateur PI.
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation.
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion.
PWM	Pulse-width modulation
SVM	Space Vector Modulation
THD	Total harmonic distortion
FTBO	Fonction de Transfer en Boucle Ouverte.
FTBF	Fonction de Transfer en Boucle Fermée.
PI	Proportionnel – Intégrale.
DFIM	Doubly-fed induction machine.
DFIG	Doubly-fed induction generator.
MAS	Machine asynchrone.
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PLL	Phase Locked Loop
VOC	voltage oriented control

Bibliographie

- [1] C.Dubois, Le guide de l'éolien, techniques et pratiques, Eyrolles, 2009.
- [2] M.Rapin, Énergie éolienne - Principes. Études de cas, Dunod, 2010.
- [3] N.Laverdure, «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires,» Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, 2005.
- [4] B.Multon, «Production d'énergie électrique par sources renouvelables,» Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, 2003.
- [5] A.Mireki, «Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,» Thèse de Doctorat, l'institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [6] H.Camblong, «Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la genration d'electricite par des aerogenerateurs avitesse variable,» Thèse de doctor, Centre de Bordeaux, 2003.
- [7] I.MUNTEANU, I.BRATCU, N.CUTULULIS, E.CEANGĂ, Optimal control of wind energy systems, Springer, 2008.
- [8] C.Nichita , D. Lucaa , B.Dakyo , E. Ceanga, «Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators,» *IEEE transactions on energy conversion*, pp. 523- 529, 2002.
- [9] Z. Lubosny, Wind turbine operation in electric power systems, Ed Springer, 2003.
- [10] S.Aimani, Modélisation de Différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un Réseau de moyenne tension, Lille: Thèse de Doctorat,Ecole Centrale de Lille, 2005.
- [11] E. Muljadi and C. Butter, «Pitch-Controlled Variable-Speed Wind turbine Generation,» *IEEE Trans on industry application*, т. 37, № 1, pp. 240-246, 2001.
- [12] M.H. Zamani, G.H. Riahy and Ali Jahanbani Ardakani, «Modifying power curve of Variable Speed Wind Turbines by Performance Evaluation of Pitch- Angle and Rotor Speed Controllers,» в *IEEE Electrical Power Conference*, Canada, 2007.
- [13] F.Poitiers, «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne,» Thèse de Doctorat, 'Université de Nantes, 2003.
- [14] A.Poyette, «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de,» Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2006.
- [15] Hu, H. Nian, B. Hu, Y. He, and Z. Q. Zhu, «Direct active and reactive power regulation of dfig using sliding-mode control approach,» *IEEE Trans. Energy Convers*, pp. 1028-1039, 2010.
- [16] D.Forchetti, G.Garcia, M.valla, «Vector Control Strategy for a doubly-Fed Stand-Alone Induction

- Generator Vecteur,» *IEEE Trans. Energy conversion*, pp. 991-995, 2002.
- [17] M.Yamamoto, O.Motoyoshi, «Active and reactive Power Control of a Doubly Fed wound rotor in generator,» *IEEE, Trans on power electric*, pp. 624-629, 1999.
- [18] R.Ghosn, «Contrôle vectoriel de la machine asynchrone à rotor bobine à double alimentation,» Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse, 2001.
- [19] N.Quang , J.Dittrich, *Vector Control of Three-Phase AC Machines*, springer, 2008.
- [20] J.Louis , C.Bergmann, *Commande numérique, echniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique*, 1997.
- [21] M.Malinowski, «Sensorless Control Strategies for Three - Phase PWM Rectifiers,» Phd Thesis, Faculty of Electrical Engineering, 2001.
- [22] M. Kazmierkowski and L. Malesani, «Current Control Techniques for Three-Phase Voltage-Source PWM Converters,» *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*,, т. 45, pp. 691-703, 1998.
- [23] O.Rolf, «On Control of Back-to-Back converters and Sensorless Induction Machin Drives,» PhD Thesis, Chalmers University, Göteborg, Sweden, 2003.
- [24] S. Chung, «Phase-locked loop for grid-connected three-phase power conversion systems,» *Electric Power Applications, IEE Proceedings* , т. 147, pp. 213 - 219, 2000.
- [25] B. Maialen; T. Jean-Luc;, «A review on synchronization methods for grid-connected three-phase VSC under unbalanced and distorted conditions,» в *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on* , 2011.
- [26] L.Moreu, «Modélisation, conception et commande de génératrices a reluctance variable basse vitesse,» Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes, Nantes, 2005.
- [27] L. Q.-h. Z.-h. Y. Fang, «Flexible Grid-connection Technique and Novel Maximum Wind Power Tracking Algorithm for Doubly-Fed Wind Power Generator,» в *IEEE Industrial Electronics Society*, Taiwan, 2007.
- [28] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sorensen, F. Blaabjerg, «Wind turbine blockset in matlab/Simulink, general overview and description of the models,» Institute of Energy Technology, Aalborg University, Danemark, 2004.

Annaxe A

A.1. Théorie de betz

La théorie globale du générateur éolien à axe horizontal a été établie par Albert Betz. Betz suppose que le générateur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V et à l'infini en aval d'une vitesse v . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique, la vitesse v est nécessairement inférieure à V . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant.

Soit donc V la vitesse de l'air en amont, v celle en aval et V' celle au travers de S , la section balayée par les pales de l'éolienne (comme présenté à la Figure A.1) et m la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation d'énergie cinétique de l'air ΔE est :

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (V^2 - v^2) \quad (\text{A.1})$$

La puissance de l'éolienne P est alors :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V^2 - v^2) \quad (\text{A.2})$$

Avec : ρ la densité de l'air

S la surface balayée par les pales de la turbine.

Par ailleurs, la force de l'air F sur l'éolienne est :

$$F = \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V - v) \quad (\text{A.3})$$

D'où :

$$P = F \cdot V' = \rho \cdot S \cdot V'^2 \cdot (V - v) \quad (\text{A.4})$$

En identifiant les équations A.2 et A.4, il vient :

$$V' = \frac{V+v}{2} \quad (\text{A.5})$$

Et donc :

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S (V^2 - v^2) \cdot (V + v) \quad (\text{A.6})$$

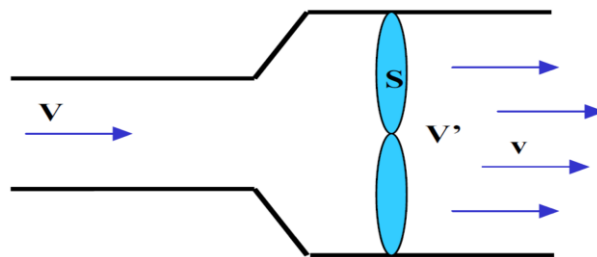


Figure A.1 théorie de Betz : schéma de principe.

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée $\frac{dP}{dv}$ sera nulle, soit pour $v = \frac{V}{3}$.

La puissance est alors maximale et vaut :

$$P = P_{max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (\text{A.7})$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir $V = \frac{v}{3}$, on ne récupère au mieux que 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont. On écrira en notant la vitesse du vent amont.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_v^3 \cdot C_p \quad (\text{A.8})$$

Où :

C_p : est le coefficient de puissance de l'éolienne, il dépend de la vitesse du vent, du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation.

R : Est le rayon de la turbine.

Annexe B

B.1 Paramètres de la Turbine Eolienne

Les paramètres de la turbine considérée dans notre étude sont illustrés dans le tableau suivant

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale P_n	4 kW
Longueur d'une pale R	2.5 m
Inertie J	1.2 kg.m ²
Frottement visqueux f	7.10 ⁻³
Gain du multiplicateur de vitesse G	5
Coefficient de puissance maximal C_{pmax}	0.473
Vitesse relative optimale λ_{opt}	8.1
Vitesse du vent nominale v_n	8 m/s
Vitesse du vent de démarrage v_{min}	3 m/s
Vitesse du vent de l'arrêt v_{max}	25 m/s

Tableau B.1 : Paramètres de la turbine éolienne

B.2 Parametres de DFIG

La machine utilisée est une machine asynchrone à rotor bobiné d'une puissance de 4kW dont les paramètres sont donnés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Puissance nominale P_N	4 kW
Tension nominale V_N	400V
Résistance statorique R_s	1.374 Ω
Résistance rotorique R_r	0.1 Ω
Inductance statorique L_s	0.2241 H
Résistance rotorique L_r	0.0287 H
Inductance magnétisante M	0.074 H
Nombre de paires de pôles p	2

Tableau B.2 : Paramètres de DFIG

Paramètre	Valeur numérique
Résistance R	0.1 Ω
Inductance L	20 mH
Capacité C	2200 uF
Fréquence de coupure F_c	10 kHz

Tableau B.3 : Paramètres de Redresseur

B. 3. Parametres Des Regulateurs

En effectuant le calcul des gains des régulateurs suivant la méthode détaillée dans le chapitre précédent, on trouve les valeurs numériques, affinées pour obtenir les meilleures performances suivantes :

Grandeurs	Courant s	Puissances
K_p	4.2645	0.5381
K_i	100	12.6182

Tableau B. 4: Gains des régulateurs utilisés pour DFIG

Grandeurs	Courant s	Puissances
K_p	125.6637	8.1453e-4
K_i	628.3185	0.01

Tableau B. 5: Gains des régulateurs utilisés pour Redresseur

ملخص

هذه المذكرة تعرض دراسة والمحاكات لنظام تحويل الطاقة الرياح باستخدام مولد حيثي مزدوج التغذية مقتاد بواسطة عنفة ذات زاوية الشفرة المتغيرة.

تمثيل الجزء الميكانيكي و متابعة نقطة العمل المثالية في الطاقة المحولة بواسطة العنفة ، مشروحة بالتفصيل ومحقة بنتائج المحاكات في مختلف مناطق عمل نظام التوليد الهوائي.

الجزء الكهربائي لنظام تحويل الطاقة الرياح مخصص لمحاكاة المولد الحيثي مزدوج التغذية والتحكم به مما يمكننا من استخدامه في الدراسة كفاءة نظام تحويل طاقة الرياح بكل أجزائه.

الكلمات المفتاحية : الاستطاعة-محاكات- طاقة الرياح -المولد الحيثي مزدوج التغذية -تحكم

Résumé

Ce mémoire traite de l'étude, la modélisation et la simulation d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation entraînée par une turbine à calage variable des pales. La modélisation de la partie mécanique de l'éolienne et la poursuite du point de fonctionnement optimal son particulièrement détaillée et elles sont validée par des résultats de simulation pour les deux zones de fonctionnement de l'éolienne. Ensuite, la partie électrique de l'éolienne est consacrée à la production d'électricité sur un réseau grâce à une machine asynchrone à double alimentation. L'originalité de cette machine, utilisée dans un système éolien, est de pouvoir contrôler l'échange de puissance entre le stator et le réseau en agissant sur les signaux rotoriques via un convertisseur bidirectionnel. Dans cette optique une commande vectorielle en puissances active et réactive statoriques est mise en œuvre. Les performances du dispositif sont analysées en termes de suivi de consigne et robustesse.

Mots clés : Eolienne – modélisation – turbine – optimisation – MADA – contrôle-puissance.

Abstract

This thesis deals with the design, analysis and simulation of a wind energy conversion system based doubly fed induction generator driven by a variable pitch wind turbine. Modeling of the mechanical part of the wind and the pursuit of its optimal operating point very detailed and they validated the simulation results for the two operation zones of the wind turbine. The electric part of the wind turbine is devoted to electrical energy production on the grid by using the doubly fed induction generator. The conception of the machine permits to control the power exchanged between the stator and the grid by modifying rotor voltages via a bidirectional converter. To achieve this, a vector control of the generator is done with active and reactive stator powers as control variables. The performances of the system are analyzed of reference tracking and robustness.

Key words: wind system – modeling – turbine – optimization – DFIG – control–Power.