REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNINERSITE DU 20 AOUT 1955

Faculté de Technologie



Département de Génie Electrique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de MAGISTER EN AUTOMATIQUE

Option : Diagnostic et Surveillance des Systèmes

Elaboré par

Kerikeb Mohamed

Thème : Modélisation, Simulation et Commande d'une Eolienne Contrarotative

Devant le jury composé de :

Président : Dr. M.ROUAINIA
 Rapporteur : Dr. A.LACHOURI
 Examinateurs : Pr. M .KIDOUCHE
 Examinateurs : Dr. H .BOUZEKRI
 M.C.A
 U. Skikda
 Prof.
 U. Boumerdés
 M.C.A
 U. Skikda

Année universitaire 2011/2012

Dieu merci

Je remercie Dieu, le tout puissant, pour m'avoir donné la santé, le courage, la patience, la volonté et la force nécessaire, pour affronter toutes les difficultés et les obstacles, qui se sont hissés travers de mon chemin, durant toutes mes années d'études.

Remerciements

Je tiens à remercier infiniment Monsieur A.Lachouri, Maitre de conférence /A à l'université de Skikda, d'avoir voulu diriger ce travail ainsi que pour leur aide, leur disponibilité, ses conseils qu'il n'a cessé de me donner, tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je tiens à remercier infiniment Monsieur M.Kidouche, Professeur à l'université de boumerdés, reçoive mes plus profonds remerciements pour l'honneur qui 'il m'a fait d'avoir accepté de faire partie du jury.

Je remercie Madame M.Rouainia, Maitre de conférence /A à l'université de Skikda qui m'a fait l'honneur et le plaisir d'accepter la présidente du jury.

Bien entendu, mes remerciements ne sauraient oublier Monsieur H. Bouzekri, Maitre de conférence/A à l'université de Skikda qui à bien voulu examiner ce travail et pour sa présence dans le jury.

Dédicaces

A la mémoire de mon père,
A ma mère,
A ma petite et ma grande famille,
A tous mes proches,
A tous mes Amis,
Je dédie ce modeste travail

M.Kerikeb.

Résumé.

ملخص

يقدم هذا العمل دراسة طرق التحكم في التوربين الريحي المستعمل في تحويل الطاقة الهوائية لإنتاج الكهرباء. من اجل ذلك قمنا بإنشاء نموذج لكل مكونات المولد الهوائي: التوربين الهوائي, المولد الغير متزامن قفص السنجاب, و السلسلة االميكانيكية لتحويل الحركة.

بهدف الحفاظ على سرعة التوربين ثابثة وبالتالى توليد ثابت للطاقة قمنا باستعمال تقنية زاوية الرمي المتغيرة, و التي تسمح بدورها في التحكم في الطاقة المستردة وسرعة دوران التوربين. لتحقيق هذا التحكم استخدمنا المنظمات الاكثر انتشارا في المجال الصناعي كما حللنا و قارنا أداء هذه المنظمات المستعملة في النظام المذكور سالفا.

ومن اجل توليد اكبر قدر ممكن من الطاقة, قمنا باستعمال تقنية تتبع الحد الاقصى للطاقة, و التي تسمح بدورها في التحكم في الطاقة المستردة عن طريق تغيير سرعة دوران التوربين. لتحقيق هذا التحكم, استخدمنا المنظمات من نوع المنزلقات, كما حلانا و قارنا أداء هذه المنظمات المستعملة في النظام المذكور سالفا.

اختتمت هذه الدراسة بمحاكاة المولد الهوائي, و استخلصنا من ذلك ان المنضمات المستعملة لها قدرة جيدة على العمل في التطبيق السالف الذكر.

Résumé.

Résumé

Ce travail présente la modélisation et la commande de la turbine éolienne contrarotative pour la production de l'énergie éolienne.

Pour ce faire, un modèle a été établi pour chaque composant de l'éolienne (Turbine, machine asynchrone à cage d'écureuil et la boite de la vitesse (multiplicateur)).

Deux stratégie de commande ont été appliqué, la première : la technique de l'angle de calage variable pour extraire une puissance fixe, la synthèse à été effectuée par un régulateur PID, et l'autre la technique de L'MPPT pour extraire le maximum de puissance, la synthèse à été effectuée par une commande par mode de glissement.

Cette étude a été conclue par la simulation de l'ensemble de l'éolienne. Nous avons pu ainsi constater la robustesse de la commande PID et la commande par mode de glissement.

Mots clés :

Turbine éolienne, contrarotative, machine asynchrone à cage d'écureuil, modélisation, MPPT, PID, commande par mode de glissement.

Résumé.

Abstract

This work presents the modelling and the control of the wind turbine (WECS) in the wind power production.

With this intention, a model of the different components of the wind generator (Turbine, Squirrel-cage induction generator (SCIG) and gearbox) was established.

Two control strategy was applied, the first one the technique the pitch angle, for fixing the power extracted, this control strategy is elaborated by synthesizing linear controller PID, the second: the maximum power point tracking technique, in this case the control was elaborated by sliding mode control.

This study was concluded by a simulation of the wind generator. We observed as a result, the robustness of PID control and sliding mode control.

Keywords:

Wind turbine, contrarotating, Squirrel-cage induction generator, modeling, pitch angle, MPPT, PID, sliding mode control.

Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	iii
Sommaire	vi
Liste des figures	X
Liste des tableaux	xii
Notations et symboles	xiii
I. Introduction générale.	01
Chapitre I:	
Généralités sur les systèmes éoliens	
I.1. Introduction.	04
I.2. Types d'énergies	
I.3.Le vent	
I.3.1. Source du vent	
I.4. Les type de vents	
I.4.1. Les vents géostrophiques ou globaux	
I.4.2. Les vents de surface	
I.4.2. Les vents de surface	
I.5. Variation de la vitesse du vent	
I.6. Vents en Algérie	
I.7. Description d'une éolienne et fonctionnement	
I.7.1 Définition d'une éolienne	1(
I.7.2.Constitution d'une Eolienne « Classique »	
I.7.3. Différents types d'éoliennes	
I.7.3.1. Éoliennes à axe verticale	
I.7.3.2. Éoliennes à axe horizontal.	
I.8. Éolienne contrarotative	
I.8.1.Principe de contra rotation	
I.8.2. Etude de rentabilité économique d'une éolienne contrarotative	21
I.9. Systèmes de génération d'électricité	
I.9.1.Systèmes utilisant la machine asynchrone	
I.9.2.Systèmes utilisant la machine synchrone	
I.9.3. Systèmes utilisant des machines spéciales	
I.10. Avantages/inconvénients	
I.10.1. Avantages	
I.10.1.1. Environnementaux	
I.10.1.2.Economiques	
I.10.1.3.Liés à ce type d'énergie	
I.10.2. Inconvénients	
I.10.2.1. Environnementaux	
I.10.2.2.Economiques	24
I.10.2.3.Liés à ce type d'énergie	

Sommaire.		

I.11. Economie CO2	20
I 12 Conclusion	26

Chapitre II:

Modélisation d'une éolienne contrarotative

II.1. Introduction	27
II.2 .Conversion de l'énergie cinétique de vent	29
II.2.1. Théorème de BETZ	29
II.2.2. Evaluation de la puissance aérodynamique	33
II.2.3. Coefficient de puissance aérodynamique	
II.2.4. Couple aérodynamique	35
II.3. Dépasser la limite de Betz	36
II.3.1. Venturi	36
II.3.2. Circulation autour du profil annulaire	37
II.3.3. Profil en bout de pale.	37
II.3.4. Eolienne contrarotative	38
II.4. Limite LANCHESTER-BETZ appliquée à deux disques actuateurs en série	
(Tandem) pour l'analyse d'une éolienne contra-rotative à axe verticale	39
II.5. Discussions sur l'allure du coefficient de puissance	41
II.6. Intérêt de l'éolienne contrarotative	43
II.7.Proposition des configurations possibles pour endiguement l'addition	
d'une3seconde hélice	43
II.7.1. Modèle à une seule génératrice	43
II.7.2. Configuration de deux rotors à leur générateur respectif	44
II.7.2.1.Solution n°1: Rotor arbre creux	44
II.7.2.2.Solution no°2 : génératrice en amont et en avale du flux.	
II.7.2.3.Solution no°3 : génératrice rotor extérieur	
II.8. Différences de l'écoulement de flux en pleine air et en soufflerie	46
II.9.Les mesures expérimentales	
II.9.1.Mono rotor	47
II.9.1.1. Résultats du rotor 1	
II.9.1.2. Résultat du rotor 2	
II.9.2. Modèle du Prof. Schaffarczyk	
II.10. Comparison mono-rotor	
II.11. Birotor	
II.12. Analyse mono rotor et birotor	
II.13. Conclusion	53
Chapitre III:	
La commande de l'éolienne	
III.1.Introduction	54
III.2.Configuration des éoliennes	
III.2.1.Éoliennes à vitesse fixe	
III.2.2. Éoliennes à vitesse variable	
III.2.3.Intérêt de la vitesse variable	

Sommaire. vi

III.3.Commande de la turbine éolienne	56
III.3.1.Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent	56
III.3.2. Stratégie de la commande	
III.3.3. Les méthodes de réglages de la puissance d'une turbine éolienne	58
III.3.3.1. Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control)	
III.3.3.2. Régulation à Angle Fixe (Passive Stall Control)	58
III.3.3.3. Commande Stall Active (Active Stall Control)	58
III.3.3.4. Commande d'Orientation	59
III.4. Méthodes de recherche du point maximum de puissance	59
III.4.1. MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne	60
III.4.1.1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	
III.5. Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control) d'une turbine	
éolienne à base d'un régulateur PID	61
III.5.1.Modèle dynamique de la turbine	62
III.5.2. Modèle d'actionneur	
III.5.3. Contrôleur PID	64
III.6.Commande par mode glissant	65
III.6.1. Introduction	
III.6.2. Généralités sur les systèmes à structures variables	
III.6.2.1 Structures de base	
III.6.2.2. Structure par commutation d'une contre réaction d'état	66
III.6.2.3. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande	
III.6.2.4.Structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de	
la commande équivalente	67
III.6.3. Principe de la commande par modes glissant	
III.6.3.1. Définition du régime glissant	
III.6.3.2. Méthode de la commande équivalente	
III.6.3.3. Choix de la surface de glissement	
III.6.3.4. Synthèse de la loi de commande	
III.6.4. Application de la commande au mode glissant dans la MPTT	72
III.6.4.1. Modèle mathématique	73
III.6.4.2. Surface glissant.	
III.6.4.3.Synthèse de la commande	75
III.7.Conclusion	76
Chapitre IV:	
Étude en simulation	
Liude en simulation	
IV.1. Introduction	77
IV.2. Modélisation du vent	
IV.3. Simulation de la turbine	
IV.3.1. Résultats et Discussions	
IV.4. Simulation de la machine asynchrone	
IV.5. Simulation du modèle complet	
IV.5.1. Résultats et Discussions	
IV.6. Simulation de la commande PID	
IV.6.1. Evaluation de la variation des gains du PID	
IV.6.2. Résultats et Discussions	
1 v. o. 2. Resultatis et Discussions) 2

Sommaire. vi

IV.6.3. Evolution de la Puissance, du couple mécanique et de la vitesse rotation de la	0.2
turbine, ainsi que l'angle de calage β en fonction du temps	93
IV.6.4. Evolution de la vitesse de rotation de la turbine, pour une variation de la	
référence de la vitesse de rotation de la turbine $\Delta \omega T = 0.02 \text{rad/s}$.	
IV.6.5. Résultats et Discussions	95
IV.6.6.Conclusion sur l'utilisation d'un PID	95
IV.7.Simulation de la commande de mode glissant	95
IV.7.1. Evolution du rapport de la vitesse λ en fonction du temps	96
IV.7.2. Evolution de la Puissance et du Couple en fonction du temps	97
IV.7.3. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse lente en fonction	
du temps	98
IV.7.4. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse rapide en fonction	
du temps	98
IV.7.5. Evaluation de la surface de glissement en fonction du temps	100
IV.7.6. Evaluation de la commande discontinue et équivalente en fonction du temps	
IV.7.7.Evaluation de la puissance et le couple électromagnétique en fonction de la	
vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente.	101
IV.7.8. Résultats et discussions	
IV.8. Profil de vent en Algérie	
IV.8. Conclusion	103
1 v.o. Conclusion	107
Conclusion générale	105
Bibliographie	107
O - r	

Notations et symboles. XİV

Notations et symboles

 V_I La vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur. La vitesse du vent en aval de l'aérogénérateur. V_{2} V_{w} La vitesse du vent nominale de l'aérogénérateur. VLa vitesse de l'air traversant l'aérogénérateur. S1 La section amont du tube d'air. S2 La section aval du tube d'air. F Force exercée sur les pales d'une éolienne à incidence variable. Masse volumique de l'air. ρ R Rayon de la surface balayée par la turbine. P_{aero} La puissance absorbée par l'aérogénérateur. E_{c} L'énergie cinétique de la masse d'air qui traverse l'aérogénérateur. C_{p} Le coefficient de puissance.

Le coefficient de puissance maximal de la turbine.

 λ La vitesse relative de l'éolienne.

 λ_{opt} La vitesse relative optimale de l'éolienne.

Le coefficient du couple.

 β Angle de calage

 C_{a}

 $C_{p \text{ max}}$

 $\Omega_{turbine}$ Vitesse de rotation de la turbine.

 Ω_{mec} Vitesse de rotation de l'arbre du générateur.

 Ω_1 Vitesse de rotation de la turbine1.

 Ω , Vitesse de rotation de la turbine2.

G Gain du multiplicateur.

 Γ_{qer} Couple aérodynamique de l'éolienne.

Notations et symboles. XV

$J_{\it turbine}$	Inertie de la turbine.
$\boldsymbol{J}_{\mathit{lente}}$	Inertie de l'arbre à vitesse lente.
${J}_{\it rapide}$	Inertie de l'arbre à vitesse rapide.
Jg	Inertie de la machine.
g	Glissement.
$P_{\scriptscriptstyle mec}$	Puissance mécanique disponible au niveau de l'arbre de la machine.
d	Indice de l'axe direct.
q	Indice de l'axe en quadrature.
$[V_s]$	Vecteur tension statorique.
$[I_s]$	Vecteur courant statorique.
$[I_r]$	Vecteur courant rotorique.
$[\Phi_{\mathrm{s}}]$	Vecteur flux statorique.
$[\Phi_r]$	Vecteur flux rotorique.
$[R_s]$	Matrice résistance statorique.
$[R_r]$	Matrice résistance rotorique.
$[L_{ss}]$	Matrice inductance statorique.
$[L_{rr}]$	Matrice inductance rotorique.
$[M_{sr}]$:	Matrice inductance mutuelle stator-rotor.
p	Nombre de paires de pôles.
ω_s	Pulsation électrique statorique.
ω_{r}	Pulsation électrique rotorique.
ω	Vitesse angulaire de rotation.
$\Omega_{\text{m\'ec}}$	Vitesse de rotation mécanique.
Γ_{em}	Couple électromagnétique.
${\Gamma_{\text{em}}}^*$	référence du couple électromagnétique.
R_s	Résistance statorique.
Rr	Résistance rotorique
$l_{\rm s}$	Inductance propre d'une phase statorique.
$l_{\rm r}$	Inductance propre d'une phase rotorique.
L_{m}	Inductance mutuelle entre le stator et le rotor.
K_{p}	Coefficient de l'action proportionnelle du régulateur.
K_{i}	Coefficient de l'action intégrale du régulateur.
K_d	Coefficient de l'action dérive du régulateur.

Notations et symboles. XVII

K_a Paramètre de l'actionneur

 V_a, V_b, V_c Tensions simples statoriques.

 U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} Tensions composées statoriques.

 σ Surface de glissement.

 u_{eq} Commande équivalente.

 u_d Commande discontinu.

 α, δ, γ Paramètres de la dynamique de la turbine

 a_1, a_2 Paramètres de la dynamique de la surface de glissement

k Paramètre de variation du point de fonctionnement

CFD: Computational Fluid Dynamics

RMS: Root mean square

SCIG: Squirrel-cage induction generator

WECS: Wind energy conversion system

ORC: Optimal regimes characteristic

MPPT: Maximum Power Point Tracking

VSC: Variable structure control

Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	iii
Sommaire	iv
Liste des figures	X
Liste des tableaux	xiii
Notations et symboles	xiv
I. Introduction générale	01
Chapitre I:	
Généralités sur les systèmes éoliens	
I.1. Introduction.	0.4
I.2. Types d'énergies	
I.3.Le vent	
I.3.1. Source du vent	
I.4. Les type de vents	
I.4.1. Les vents géostrophiques ou globaux	
I.4.2. Les vents de surface	
I.4.3. Vents locaux: les brises de mer	
I.5. Variation de la vitesse du vent	
I.6. Vents en Algérie	
I.7. Description d'une éolienne et fonctionnement	
I.7.1 Définition d'une éolienne	1(
I.7.2.Constitution d'une Eolienne « Classique »	
I.7.3. Différents types d'éoliennes	
I.7.3.1. Éoliennes à axe verticale	
I.7.3.2. Éoliennes à axe horizontal.	
I.8. Éolienne contrarotative	
I.8.1.Principe de contra rotation	
I.8.2. Etude de rentabilité économique d'une éolienne contrarotative	21
I.9. Systèmes de génération d'électricité	
I.9.1. Systèmes utilisant la machine asynchrone	
I.9.2.Systèmes utilisant la machine synchrone	
I.9.3. Systèmes utilisant des machines spéciales	
I.10. Avantages/inconvénients	
I.10.1. Avantages	
I.10.1.1. Environnementaux	
I.10.1.2.Economiques	
I.10.1.3.Liés à ce type d'énergie	24
I.10.2. Inconvénients	
I.10.2.1. Environnementaux	24
I.10.2.2.Economiques	24
I.10.2.3.Liés à ce type d'énergie	

Sommaire.			

I.11. Economie CO2	26
I 12 Conclusion	26

Chapitre II:

Modélisation d'une éolienne contrarotative

II.1. Introduction	27
II.2 .Conversion de l'énergie cinétique de vent	
II.2.1. Théorème de BETZ	29
II.2.2. Evaluation de la puissance aérodynamique	
II.2.3. Coefficient de puissance aérodynamique	
II.2.4. Couple aérodynamique	35
II.3. Dépasser la limite de Betz	36
II.3.1. Venturi	36
II.3.2. Circulation autour du profil annulaire	37
II.3.3. Profil en bout de pale.	37
II.3.4. Eolienne contrarotative	38
II.4. Limite LANCHESTER-BETZ appliquée à deux disques actuateurs en série	
(Tandem) pour l'analyse d'une éolienne contra-rotative à axe verticale	39
II.5. Discussions sur l'allure du coefficient de puissance	41
II.6. Intérêt de l'éolienne contrarotative	43
II.7.Proposition des configurations possibles pour endiguement l'addition	
d'une3seconde hélice	43
II.7.1. Modèle à une seule génératrice	43
II.7.2. Configuration de deux rotors à leur générateur respectif	44
II.7.2.1.Solution n°1: Rotor arbre creux	44
II.7.2.2.Solution no°2 : génératrice en amont et en avale du flux.	45
II.7.2.3.Solution no°3 : génératrice rotor extérieur	45
II.8. Différences de l'écoulement de flux en pleine air et en soufflerie	46
II.9.Les mesures expérimentales	47
II.9.1.Mono rotor	47
II.9.1.1. Résultats du rotor 1	48
II.9.1.2. Résultat du rotor 2	49
II.9.2. Modèle du Prof. Schaffarczyk	50
II.10. Comparison mono-rotor	51
II.11. Birotor	51
II.12. Analyse mono rotor et birotor	53
II.13. Conclusion	53
<u>Chapitre III:</u>	
La commande de l'éolienne	
III.1.Introduction	
III.2.Configuration des éoliennes	
III.2.1.Éoliennes à vitesse fixe	
III.2.2. Éoliennes à vitesse variable	
III.2.3.Intérêt de la vitesse variable	55

III.3.Commande de la turbine éolienne	
III.3.1.Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent	
III.3.2. Stratégie de la commande	
III.3.3. Les méthodes de réglages de la puissance d'une turbine éolienne	
III.3.3.1. Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control)	
III.3.3.2. Régulation à Angle Fixe (Passive Stall Control)	
III.3.3.3. Commande Stall Active (Active Stall Control)	58
III.3.3.4. Commande d'Orientation	
III.4. Méthodes de recherche du point maximum de puissance	59
III.4.1. MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne	60
III.4.1.1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	60
III.5. Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control) d'une turbine	
éolienne à base d'un régulateur PID	61
III.5.1.Modèle dynamique de la turbine	62
III.5.2. Modèle d'actionneur	63
III.5.3. Contrôleur PID	64
III.6.Commande par mode glissant	65
III.6.1. Introduction	
III.6.2. Généralités sur les systèmes à structures variables	66
III.6.2.1 Structures de base	
III.6.2.2. Structure par commutation d'une contre réaction d'état	66
III.6.2.3. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande	
III.6.2.4.Structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de	
la commande équivalente	67
III.6.3. Principe de la commande par modes glissant	68
III.6.3.1. Définition du régime glissant	
III.6.3.2. Méthode de la commande équivalente	
III.6.3.3. Choix de la surface de glissement	
III.6.3.4. Synthèse de la loi de commande	
III.6.4. Application de la commande au mode glissant dans la MPTT	
III.6.4.1. Modèle mathématique	
III.6.4.2. Surface glissant	
III.6.4.3.Synthèse de la commande	75
III.7.Conclusion	
	, 0
Chapitre IV:	
Étude en simulation	
IV.1. Introduction	77
IV.2. Modélisation du vent	78
IV.3. Simulation de la turbine	79
IV.3.1. Résultats et Discussions	
IV.4. Simulation de la machine asynchrone	
IV.5. Simulation du modèle complet	
IV.5.1. Résultats et Discussions	
IV.6. Simulation de la commande PID.	
IV.6.1. Evaluation de la variation des gains du PID	
IV.6.2. Résultats et Discussions	

IV.6.3. Evolution de la Puissance, du couple mécanique et de la vitesse rotation de la	
turbine, ainsi que l'angle de calage β en fonction du temps	93
IV.6.4. Evolution de la vitesse de rotation de la turbine, pour une variation de la	
référence de la vitesse de rotation de la turbine $\Delta \omega T = 0.02 \text{rad/s}$.	94
IV.6.5. Résultats et Discussions	95
IV.6.6.Conclusion sur l'utilisation d'un PID	95
IV.7.Simulation de la commande de mode glissant	95
IV.7.1. Evolution du rapport de la vitesse λ en fonction du temps	
IV.7.2. Evolution de la Puissance et du Couple en fonction du temps	
IV.7.3. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse lente en fonction	
du temps	98
IV.7.4. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse rapide en fonction	
du temps	98
IV.7.5. Evaluation de la surface de glissement en fonction du temps	100
IV.7.6. Evaluation de la commande discontinue et équivalente en fonction du temps	101
IV.7.7.Evaluation de la puissance et le couple électromagnétique en fonction de la	
vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente.	101
IV.7.8. Résultats et discussions	102
IV.8. Profil de vent en Algérie	103
IV.8. Conclusion	104
Conclusion générale	105
Bibliographie	
C 1	

Chapitre I

Généralités sur les systèmes éoliens

I.1.Introduction

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable favorisant la diversification et l'indépendance énergétique de notre pays. C'est une énergie propre qui ne produit pas de gaz à effet de serre. Elle utilise des machines dont le cycle de vie est favorable au respect de l'environnement. C'est une énergie décentralisée et plus proche des consommateurs. L'Algérie possède un potentiel immense et une source inépuisable en énergie renouvelable qui lui permet de diversifier ses sources énergétiques. C'est la raison pour laquelle ce type d'énergie est devenu actuellement une recommandation des pouvoirs publiques et une donnée incontournable pour une future très proche, et une stratégie alternative pour les énergies fossiles (exemple : la ferme éolienne de 10 MW à Kaberten wilaya d'Adrar).

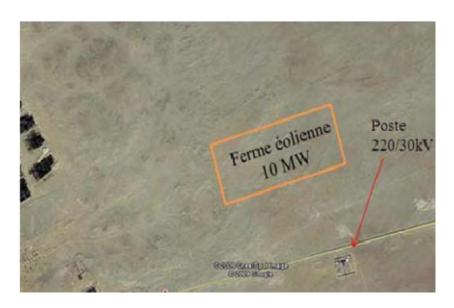


Fig.I.1: Photo satellite de l'emplacement du futur parc [1].

I.2. Types d'énergies

L'énergie est une force qui met les objets en mouvement ou les transforme. On ne peut pas créer nous même de l'énergie, elle dépend directement d'une source dont celle-ci dépend souvent du soleil. L'énergie après utilisation ne disparaît pas mais change de forme. Il est important de différencier les types d'énergies [2].

- L'énergie primaire est une énergie directement disponible dans la nature comme le bois, le charbon, le gaz naturel, l'eau, la géothermie, le soleil et le vent. Cette forme d'énergie n'est souvent pas directement utilisable. Il faut donc la transformer.
- L'énergie secondaire est l'énergie issue de la transformation de l'énergie primaire ou même secondaire. Par exemple une usine thermique qui utilisera du charbon pour faire de l'électricité.
- L'énergie renouvelable est une énergie dont la source ne va pas s'épuiser et se régénère naturellement. Comme le soleil par exemple, ou le vent.
- L'énergie non renouvelable ou épuisable est une énergie qui se base sur une source qui ne se renouvelle pas ou dont le temps pour en recréer est extrêmement long. L'image classique de ce type d'énergie reste le pétrole.
- L'énergie thermique est une énergie qui va créer de la chaleur. Par exemple la chaleur crée par la vapeur qui sortirait d'un moteur à vapeur.
- L'énergie cinétique est une énergie qui va créer un mouvement. Dans le cas de l'éolienne le vent qui va faire tourner les pales est un bon exemple.
- **Energie** stockée quant à elle sera une énergie potentielle. Par exemple une corde tendue.

Chacune de ces énergies peut être transformée et utilisée selon les besoins.

Dans les parties qui vont suivre nous allons-nous concentrer sur l'énergie provenant du vent. Ce type d'énergie fait partie de l'énergie renouvelable. Les autres types d'énergie renouvelable ne seront pas traités.

I.3. Le vent

L'énergie du vent est une ressource avec encore de grande capacité de développement. En effet il reste encore de nombreuses zones non exploitées, sans oublier les éoliennes offshores.

Le principal problème avec l'exploitation de cette énergie c'est les normes de protection du paysage établie dans les pays, qui empêche l'installation de l'éolienne mais aussi les procédures pour obtenir l'autorisation de construire qui peuvent prendre de nombreuses années. Concernant l'Algérie, actuellement cette énergie est encore très peu exploitée.

I.3.1. Source du vent

Du fait que la terre est ronde, le rayonnement solaire absorbé diffère aux pôles à l'équateur. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température en deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre [3].

I.4. Les type de vents

I.4.1. Les vents géostrophiques ou globaux

Les vents géostrophiques sont aussi appelés les vents globaux. Ces vents sont provoqués par l'écart de température et de pression (comme expliqué précédemment). On les trouve à une hauteur de plus de 1000 mètres au dessus du niveau du sol. La surface de la terre n'a donc que peu d'influence sur ceux ici.

I.4.2. Les vents de surface

C'est ce type de vent qui représente le plus grand intérêt pour l'énergie éolienne. En effet, ils soufflent jusqu'à 100 mètres au dessus du sol. Le sol a donc une grande influence sur ceux-ci. Les obstacles naturels ou artificiels ainsi que la rugosité (par exemple la mer va moins freiner le vent que des buissons ou de l'herbe) peuvent le ralentir ou le dévier.

I.4.3. Vents locaux: les brises de mer

Les vents locaux ont eux aussi une grande importance pour déterminer les vents dominants sur un site donné. Par exemple les brises de mer qui viennent de la différence de températures entre la mer et la terre ou les vents de montagnes qui vont monter et descendre le long des versants qui entourent la vallée. Il faut donc tenir compte des particularités topographiques du lieu ainsi que des vents que ces particularités pourraient créer.

I.5. Variation de la vitesse du vent

Plusieurs facteurs sont la cause des variations du vent, à savoir : le temps, la topographie ainsi que les obstacles. La production énergétique d'une éolienne va donc aussi varier.

Il existe aussi des variations dites journalières. Par exemple le vent soufflera plus fort et sera plus changeant la journée que la nuit.

On peut aussi constater des variations en fonction des saisons. Dans les zones tempérées (température moyenne en hiver et en été) on constate que le vent souffle moins pendant l'été. Ce qui présente un avantage, car habituellement, la consommation d'énergie est plus forte l'hiver que l'été, et l'éolienne produira donc aussi plus d'énergie l'hiver [3].

I.6. Vents en Algérie

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement du à une topographie et climat très diversifié. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grands zones géographiques distinctes .le nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200Km et un relief montagneux, représenté par deux chaînes de l'atlas tellien et l'atlas saharien, entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien [4].

Le sud algérien est caractérisé par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud ouest avec des vitesses supérieures à 4m/s et qui dépassent la valeur de 6m/s dans la région d'Adrar. Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peut élevée .On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers de Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud [5].

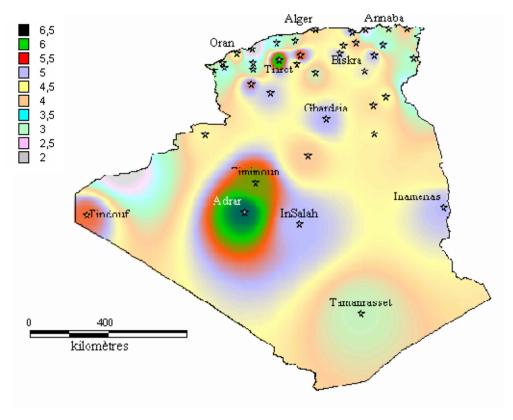


Fig.I.2: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.

Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

En utilisant la même gamme de couleurs, les atlas vents saisonniers de l'Algérie sont représentés en figures (I.3) (Eté et Printemps, Hiver et Automne). On Remarque qu'en général, les périodes estivales et printanières sont plus ventées que le reste de l'année.

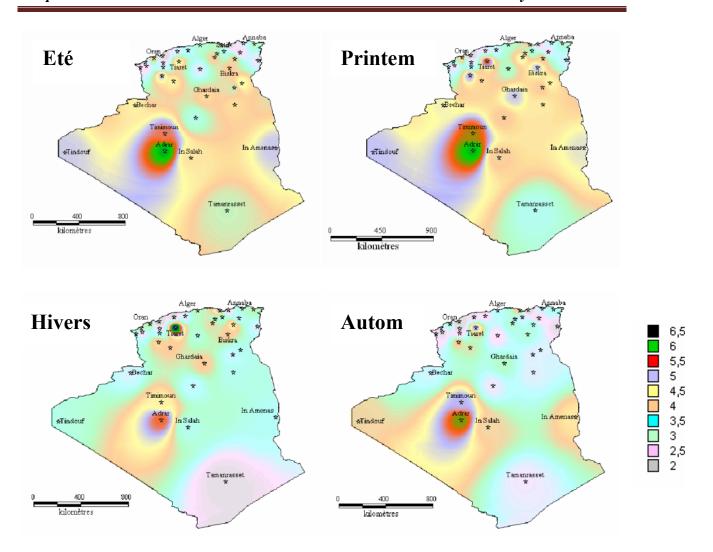


Fig.I.3: Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol.

(Hiver et automne, Eté et Printemps)

I.7. Description d'une éolienne et fonctionnement

I.7.1 Définition d'une éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [6].

Le principe de la conversion éolienne est illustré par la figure (I.4). l'ensemble de la chaine de conversion fait appel à des domaines très divers et pose des problèmes aérodynamiques, mécanique, électrique ou d'automatique.

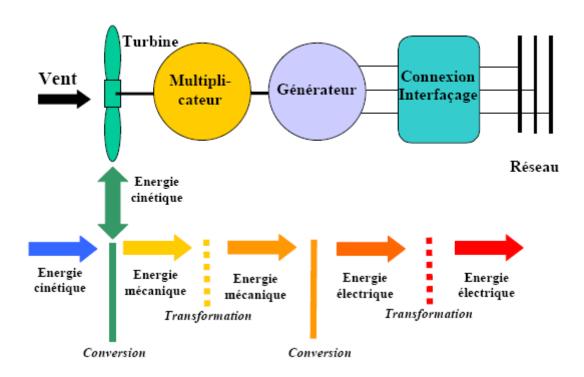


Fig.I.4: le fonctionnement général d'une éolienne.

Pour convertir l'énergie disponible dans le vent en énergie électrique, les turbines éoliennes doivent être composées d'une partie mécanique et d'une partie électrique. La partie mécanique sert à capter l'énergie cinétique disponible dans le vent et à la transformer en énergie mécanique rotative. Cette dernière est transmise via un système d'entraînement, habituellement composé d'une boîte de vitesse, à une génératrice électrique. La conversion d'énergie mécanique en énergie électrique est effectuée via la génératrice électrique.

I.7.2. Constitution d'une Eolienne « Classique »

En général, l'éolienne est constituée de trois éléments principaux : Le mat, la nacelle et le rotor [7].

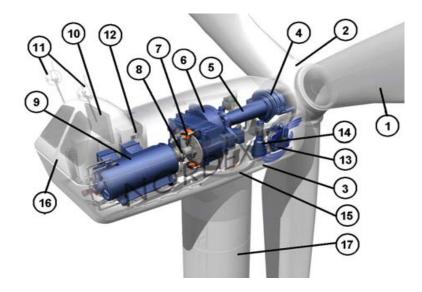




Fig.I.5: Constitution d'une Eolienne d'une éolienne.

- La tour: C'est un élément porteur, généralement un tube en acier ou un treillis métallique. Avec l'augmentation des puissances nominales des éoliennes, le mat devient de plus en plus haut pour éviter les perturbations prés du sol mais aussi permettre l'utilisation de pales plus longues. La tour a une forme conique ou cylindrique. A l'intérieur sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, l'appareillage de connexion au réseau de distribution et l'échelle d'accès à la nacelle.
- La nacelle : Elle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler la turbine éolienne à la génératrice électrique. Elle comprend les éléments suivants :

- Arbre.
- Multiplicateur.
- Roulements.
- Le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.
- Le générateur.
- Les systèmes d'orientation des pales (régulation de la vitesse) et de la nacelle (la surface balayée par l'aérogénérateur doit être perpendiculaire à la direction du vent).
- Le moyeu : C'est l'élément qui supporte les pales. Il doit être capable de résister à des à-coups violents surtout lors du démarrage de l'aérogénérateur ou lors de brusques changements de vitesse de vent.

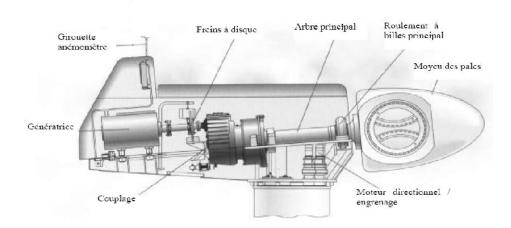


Fig .I.6 : Principales composantes intérieures de la nacelle d'une turbine éolienne.

Les pales : Elles permettent de capter la puissance du vent et la transférer au rotor. Leur nombre est de trois pales dans la plupart des aérogénérateurs, car ce nombre constitue un compromis entre les performances de la machine et des raisons de stabilité.

Dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite [8].

I.7.3. Différents types d'éoliennes

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [9] :

Les turbines éoliennes à axe horizontal;

Les turbines éoliennes à axe vertical.

I.7.3.1 Éoliennes à axe verticale

Elles ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. De nombreuses variantes ont vu le jour mais rares sont celles qui ont atteint le stade de l'industrialisation.

Ce type d'éolienne a été de plus en plus abandonné à cause des différents inconvénients qu'il a posés. Des problèmes d'aéroélasticité et la grande occupation du sol ont été les raisons de cet abandon au profit des éoliennes à axe horizontale [10].



Fig.I.7: Turbine à axe vertical.

Les deux types des structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues reposent sur les principes de traînée différentielle ou de la variation cyclique d'incidence :

L'éolienne de modèle Darrieus se caractérise par la forme en C de ces pales qui rappelle vaguement un batteur. Elle est normalement constituée de deux ou trois

pales. L'éolienne utilise l'effet de la portance. Il existe différents types de machine utilisant ce principe : conique, cylindrique ou parabolique. L'éolienne peut être fixée par des haubans. L'éolienne WindWall est un exemple de machine Darrieus alors que le modèle Turby est connu pour être basé sur un design Darrieus modifié.



Fig.I.8: Source: Eolienne de type Darrieus (WindWall).

L'éolienne de modèle Savonius utilise la traînée différentielle entre les aubes constituées de parties cylindriques en opposition. Un couple se crée mettant alors le générateur en mouvement. La vitesse de démarrage de ces machines est plutôt basse, autour de 2 m/s (1~0.5). Les éoliennes à axe vertical s'adaptent particulièrement bien aux effets de la turbulence. De plus, ce design ne fait pas beaucoup de bruit et finalement convient bien au milieu urbain. En revanche, ce concept est fortement pénalisé par son coefficient de puissance (Cp_{max}~0.2)



Fig.I.9: Source Eolienne de type Savonius (WindSide).

I.7.3.2. Éoliennes à axe horizontal

Ce type d'éolienne est le plus répandu dans le monde. Ce système se base sur le principe de portance aérodynamique, les pales sont profilées de la même façon qu'une aile d'avion et la circulation du flux d'air dans la turbine entraîne la rotation du rotor de la machine [10].

Les éoliennes généralement utilisées pour la production d'électricité sont des éoliennes rapides à 2 ou à 3 pales, ceci pour plusieurs raisons :

- **♣** Elles sont légères et donc moins chères.
- ♣ Elles tournent plus vite car le multiplicateur utilisé présente un rapport de multiplication moins important d'où sa légèreté et des pertes réduites.
- ♣ Le couple nécessaire pour la mise en route de ce type d'aérogénérateur est très faible et donc un fonctionnement à faible vitesse de vent.



Fig. I.10: Turbine à axe horizontal.

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal:

- ✓ Amont : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.
- ✓ Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto orientable. La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité.

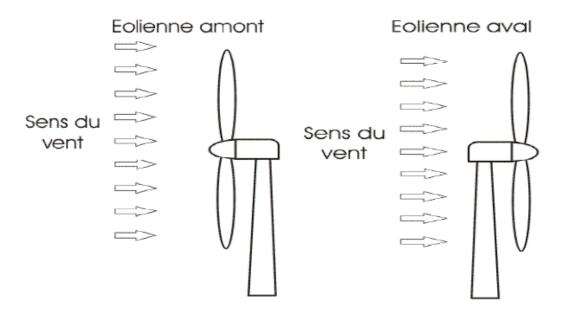


Fig.I.11: Types d'éoliennes à axe horizontal.

Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale. Le tableau ci dessous propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice [11].

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 Kw
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

Tableau. I.1 : classification des turbines éoliennes [11].

Certains modèles d'éoliennes ne sont pas encore validés aujourd'hui pas suffisamment d'expérience pour que l'on puisse s'y fier. Mais peut-être dessinent-elles l'avenir.

Les pistes d'avenir sont peut-être vers des éoliennes carénées, des éoliennes à voilures tournantes, des éoliennes comportant des rotors multiples à 3 pales ou encore des éoliennes intégrées dans l'architecture urbaine. Certaines techniques sont issues du grand éolien [9].



Fig. I.12: éoliennes carénées.



Fig. I.13: éoliennes à voilures tournantes.



Fig. I.14: éoliennes multi rotor.

Dans cette étude on s'intéresse à une éolienne comportant des rotors multiples, le cas de l'éolienne à double hélices, connue comme éolienne contra rotation ou contra rotatives.

Actuellement cette éolienne est à l'état de prototype, les gains de rendement mesurés ne peuvent en aucun cas garantir les rendements futurs.

I.8. Éolienne contrarotative

Une éolienne contrarotative comprend deux hélices placées l'une derrière l'autre dans l'axe de rotation (l'un tandem à l'autre), et tournant en sens contraire [12].

L'éolienne à deux rotors contrarotatifs permet d'augmenter le rendement énergétique d'une éolienne, en exploitant mieux l'énergie cinétique du vent [13].

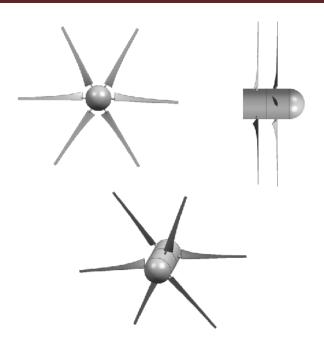


Fig.I.15: éolienne à double hélices.

I.8.1. Principe de contra rotation

Le principe de contra rotation n'est pas quelque chose de nouveau, ce procédé est utilisé pour des avions, hélicoptère, sous marin, etc. Dans ces cas précis, le but recherché est d'augmenter la propulsion. Ces systèmes ont donc déjà démontré leur efficacité.

Il s'agit d'utiliser deux rotors principaux de caractéristique égales mais tournant en sens opposés pour annuler les effets de couple et ainsi, faire l'économie du rotor anti couple et d'augmenter la charge utile [14].

Les avantages des hélices contrarotatives incluent la possibilité de récupérer une partie de l'énergie de rotation perdue par l'hélice avant, d'où une meilleure efficacité globale, et avoir la possibilité de passer à une plus grande puissance avec le même diamètre des pales.

Dans le cas de l'éolienne, cette contra rotation augmenterait le rendement énergétique de l'éolienne. Selon les premières constatations, ce rendement serait augmenté de 10 à 30 pourcent.

L'inconvénient majeur des hélices contrarotatives est la complexité de la transmission : réducteurs, arbres, boites de transmission ; le coût, le poids et la fragilité de l'ensemble.

Il reste aussi à résoudre le problème des pales, leur espacement et leur forme. Car avec un diamètre de 80 mètres, il y est possible qu'il y ait un risque de croisement. La forme serait principalement modifiée afin de diminuer les frottements mais aussi le bruit potentiel futur.

C'est pour cette raison qu'un tel projet devient intéressant. Une éolienne à pales contrarotative aura une puissance plus importante tout en économisant de la place.

I.8.2. Etude de rentabilité économique d'une éolienne contrarotative

Avant de faire le premier pas de la réalisation d'une éolienne contrarotative, il est évident de posé la question suivante : si une éolienne à pales contrarotative est rentable ou non c'est-à-dire est ce que, les revenu de la revente de l'énergie électrique produite par cette éolienne couvrent-elles les coûts de conception, d'installation, de maintenance, et aussi relié avec le réseau pour la distribution.

Les chercheurs ont évoqué cette problématique dans leurs travaux de recherche, étude de la rentabilité économique d'une éolienne contrarotative basée sur les calculs d'investissements appliqués sur des modèles aux éoliennes classiques existantes actuellement sur le marché, et à partir de ce dernier ils ont estimés, le coût supplémentaire d'une éolienne à double hélices [15].

Ils ont eu deux situations:

- ♣ Pour les petites éoliennes (plus petites que 110 kW) ne devraient pas bénéficier de ce type d'installation. En effet ces éoliennes sont clairement construites pour des habitations non reliées au réseau électrique, il n'y a donc pas de revente de l'énergie créée, revente qui ne rentabiliserait pas l'investissement.
- ♣ Pour les types des moyennes et grandes, Il devient intéressant d'appliquer cette nouvelle technologie. Dans la situation expliquée dans leur travail, le rendement devrait être supérieur à dix pourcent pour obtenir un gain supplémentaire.

Ils ont aussi pu remarquer que plus l'éolienne est importante plus elle est rentable et plus l'amélioration augmente les gains. Il n'y a donc pas de plafond et il est donc conseillé de garder ce système pour des éoliennes de type industriel.

I.9. Systèmes de génération d'électricité

Diverses chaînes de production coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable.

A travers la littérature spécialisée nous avons rencontré plusieurs types de génératrices adaptées aux éoliennes. Nous avons pu les classer suivant trois variantes citées ci-dessous [16]:

I.9.1. Systèmes utilisant la machine asynchrone

Elle représente la configuration la plus répandue dans le monde. L'écoulement du vent dans la turbine étant en constante fluctuation, ce type de machine offre la possibilité de travailler à vitesse variable tout en respectant les contraintes de fréquence et de tension.

I.9.2. Systèmes utilisant la machine synchrone

Le stator de cette machine est relié à une interface électronique composée d'un onduleur et d'un redresseur permettant d'assurer la circulation du flux de puissance tout en ayant deux fréquences différentes au stator et au réseau.

Dans ce système le convertisseur est dimensionné pour la totalité de la puissance nominale, impliquant des composants plus puissants et donc plus chers.

I.9.3. Systèmes utilisant des machines spéciales

Ce type de machines est communément appelé machines à reluctance variable. Elles peuvent être excitées par les courants triphasés au stator ou ne pas l'être. Ce type de machine reste à l'état de prototype et ne satisfait pas les critères de l'industrialisation [17].

I.10. Avantages/inconvénients

I.10.1. Avantages

Une éolienne comporte différents avantages, principalement dus au fait que c'est une énergie renouvelable, dite propre. Voici ci-dessous une liste de ceux-ci [4] [10] [14] [18] [19]:

I.10.1.1. Environnementaux

C'est une énergie durable (il y aura toujours du vent) et propre. Elle ne nécessite aucun carburant.

Elle ne crée pas de gaz à effet de serre ou moins. Car il ne faut pas oublier que lors de la construction de l'éolienne, du montage de celle-ci, de son transport ainsi que d'éventuelles infrastructures à construire (route par exemple). Des gaz à effet de serre sont créés. Il faut donc comparer cela avec l'économie de CO₂ réalisée avec une éolienne (chaque kWh produit avec une éolienne réduite la quantité de CO₂ car nous n'avons pas besoin d'utiliser une énergie non propre).

Une éolienne seule ne prend pas énormément de place au niveau du sol. Car seul le mât dérange. Il est donc possible d'utiliser le restant du terrain.

Une éolienne est construite avec du métal et du plastique. Ce ne sont donc pas des matières toxiques ou radioactives. De plus, toutes les parties en acier sont recyclables. Elle est entièrement démontable et certaines parties (le mât) seraient réutilisables. Elle ne laisse donc aucun produit toxique et peut être remplacée facilement.

Les nouvelles éoliennes sont créées et dessinées pour que le bruit soit le plus faible possible.

Des études ont démontré que les oiseaux sont peu affectés par ces constructions (peu de cadavres d'oiseaux au pied des éoliennes).

I.10.1.2. Economiques

Les coûts de fonctionnement sont faibles, il n'y a aucun coût variable (pas d'achat de matière première pour pouvoir produire l'énergie, le vent est gratuit). La technologie est assez simple, une éolienne est donc fiable.

Avec la recherche et le développement, ainsi que l'augmentation de la capacité de production des éoliennes, on remarque une économie d'échelle. Le coût du courant produit va donc diminuer dans le futur.

Les éoliennes actuelles sont rentables. Evidemment si la condition d'une région venteuse est remplie.

Les parcs éoliens attirent les touristes. L'Allemagne, le Danemark et maintenant la France organisent des visites de parcs.

I.10.1.3.Liés à ce type d'énergie

L'énergie éolienne est une bonne source d'appoint. Par exemple l'hiver, pendant les pics de consommation, moment où il y a le plus de vent, cette énergie est un bon complément. La production est la plus importante pendant l'hiver (plus de vents) ce qui correspond à la période de l'année où la demande est la plus forte.

Pour des lieux isolés (montagne) il est possible de mettre de petites éoliennes pour alimenter en courant électrique les maisons se situant dans ces endroits.

I.10.2. Inconvénients

Il subsiste pourtant toujours des facteurs qui freinent l'implantation des éoliennes :

I.10.2.1. Environnementaux

L'aspect esthétique (bien que subjectif) est souvent mis dans les inconvénients. On craint souvent la dégradation visuelle du site où seront installées les éoliennes. C'est pour cette raison que la Suisse, par exemple, a fixé des conditions pour l'installation de ces infrastructures (pas sur les sites protégés, pas en lisière de forêt)

Le bruit est aussi cité comme inconvénient, bien que les nouveaux constructeurs fassent tout pour le limiter.

Pour l'aviation, des flashs sont émis depuis le haut des mâts toutes les cinq secondes. Ce qui pourrait déranger les habitants proches des éoliennes.

Il y aurait un risque mortel pour les oiseaux et pour les chauves-souris. En cas de mauvais temps ou pendant la nuit, les oiseaux pourraient entrer en collision avec les pales.

Actuellement aucune étude ne confirme cet état de fait, mais il est conseillé de ne pas mettre d'éoliennes sur les zones de migration.

En cas de tempête, l'éolienne doit se bloquer, mais il arrive que le système ne fonctionne pas et que l'éolienne explose. Ces cas sont rares, et il n'y a jamais eu de dégâts pour les habitations alentours.

I.10.2.2. Economiques

La production d'électricité représente 20 à 40 % de la puissance installée. Ce pourcentage varie en fonction des régions et de la force du vent. Le délai de récupération des capitaux investi sera donc plus long et il y a immobilisation des capitaux.

L'aspect esthétique et le bruit pourraient diminuer la valeur des terrains et des biens fonciers à proximité des éoliennes.

Les ondes hertziennes peuvent être perturbées (problème pour les télévisions) mais souvent les sociétés mettant en place des éoliennes financent la construction d'un nouvel émetteur.

Les éoliennes constituent un obstacle pour les ondes. Elles peuvent donc interférer avec les radars comme les radars météorologiques.

I.10.2.3.Liés à ce type d'énergie

La production d'électricité dépend du vent. Il n'est donc pas possible de gérer la production en fonction des besoins. Si l'éolienne est autonome (petites éoliennes principalement pour des habitations non reliées au réseau électrique comme des maisons en montagne) elle doit avoir un système de stockage ou compléter le système avec un groupe électrogène.

Les systèmes de stockage pour les grandes quantités (MW) d'électricité restent coûteux et compliqués à mettre en place.

Concernant les éoliennes reliées au réseau, il n'est pas possible de répondre à la demande seulement avec ce type d'énergie, car il est nécessaire de coupler avec des centrales classiques pour pouvoir garantir un flux constant.

Il y a un problème dû au manque de place pour implanter les éoliennes nécessaires pour combler les besoins. Cela est tout simplement impossible. L'énergie éolienne restera donc une énergie d'appoint.

Une éolienne crée un effet de sillage de 20 jusqu'à dix fois le diamètre du rotor derrière elle. C'est pour cette raison que deux éoliennes doivent être distantes au minimum de trois fois le diamètre du rotor.

Une éolienne est installée dans une zone propice pour ce type d'énergie et donc une zone venteuse. Or ces zones sont parfois éloignées des réseaux électriques, ce qui nécessite un raccordement parfois coûteux.

I.11. Economie CO2

Ce type d'installation est avant tout promu et développé car il s'agit d'énergie propre et renouvelable. Il est donc intéressant de savoir combien de CO2 et autres substances nocives ne sont pas rejetées dans l'atmosphère grâce aux éoliennes.

Il est possible d'obtenir cette information en comparant avec ce qui est rejeté dans l'atmosphère en créant la même quantité d'énergie, avec du charbon ou du pétrole par exemple.

I.12. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné une vision globale sur les différentes formes d'énergies renouvelables et en particulier nous avons présenté une étude détaillée sur l'énergie éolienne. Les deux configurations des éoliennes à axe vertical et horizontal ont été évoquées et nous avons accordé plus d'intérêt aux éoliennes contrarotatives pour les avantages qu'elles puissent garantir vis-à-vis la configuration classique à une seule hélice. Nous avons démontré aussi le potentiel énergétique de notre pays en matière des sources d'énergie éolienne et les ambitions que peut offrir l'Algérie que ce soit pour le marché national et international.

Chapitre II

Modélisation d'une éolienne contrarotative

II.1. Introduction

Un système éolien, quel que soit sa technologie convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- La conversion d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ; cette conversion se fait au niveau de la turbine.
- La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique; cette dernière s'effectuée au niveau de la génératrice.

Comme pour toute installation convertissant l'énergie et comportant un mouvement, il est évident que la récupération de l'énergie ne pourra jamais être totale, ne serait-ce que par les pertes mécaniques du système. Par ailleurs, nous devons ajouter pour un tel système une limitation aérodynamique supplémentaire, qui a été développée dans le cas d'une éolienne seule et est connue sous le nom de "théorie de Betz" ou encore limite de Betz.

La théorie de betz développée pour une éolienne seule impose une limite à l'énergie cinétique (présente dans le vent) récupérable. De l'énergie étant récupérée, la vitesse aval est nécessairement inférieur à la vitesse amont. La veine fluide traversant l'éolienne doit donc nécessairement s'élargir. la limite fournie par Betz est, dans le cas d'une éolienne seule, de 16/27.

Aujourd'hui, pratiquement toutes les éoliennes sont à axe horizontal car, même à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance électrique produite les ont écartées du marché. De plus de 80% des éoliennes actuelles comportent trois (03) pales, car les éoliennes bi-pales ont l'avantage d'être plus légères mais produisent de fluctuations mécaniques et leur rendement énergétique est plus faible. De plus, elles provoquent un impact visuel important.

L'éolienne du futur pourrait être dotée de six (06) pales montées sur deux hélices distinctes! Lorsque le vent rencontre les pales d'une éolienne classique, à trois pales, celles-ci freinent sa course, et l'énergie produite par cette décélération est transformée en électricité.

Naturellement, plus le cercle balayé par les pales est grand, plus on produit d'énergie. Mais les pales actuelles ne peuvent guère être rallongées sans faire exploser leur coût de fabrication. L'éolienne contrarotative, ou à double hélice, se propose donc de produire davantage en conservant la même taille, mais en récupérant l'énergie du vent à la sortie de la première hélice.

Donc, l'ajout d'une seconde hélice en série (Tandem) ne fait qu'accroître le coefficient de la puissance maximale ou l'idéal de 0.59 à 0,64 [20].

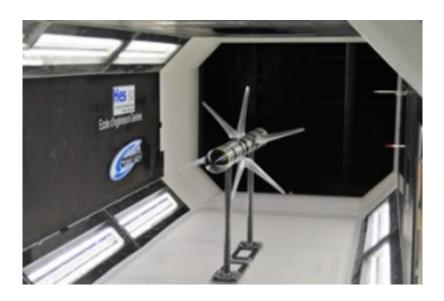


Fig. II.1: Prototype d'une éolienne à axe horizontal avec deux hélices dans la soufflerie de Genève (prototype conçu et réalisé à l'*IAI* de heig-vd, Yverdon-les Bains, Suisse).

Dans ce chapitre nous verrous d'abord comment évaluer la puissance potentielle d'une éolienne par différentes techniques et on accorde de l'importance seulement pour l'éolienne contrarotative ou à double hélices.

Notre étude portera plus précisément sur l'évaluation du coefficient de puissance que ce soit pour une éolienne simple ou une éolienne à double hélices. Une étude expérimentale a été faite au sein de l'Institut d'Automatisation Industrielle IAI de la haute école d'ingénierie et de gestion du Canton de Vaud heig-vd par le professeur Raoul Herzog confirme les hypothèses citées dans la littérature. Les résultats de cette expérimentation seront reportés à la fin de ce chapitre.

II.2 .Conversion de l'énergie cinétique de vent

La capacité de l'aérogénérateur à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation a été la déduction logique et inévitable pour la production de l'énergie électrique.

Cependant, il est à noter que pour l'emploi efficace de cette ressource, il est nécessaire voir indispensable d'étudier les caractéristiques aérodynamiques de la turbine utilisée.

II.2.1. Théorème de BETZ

La théorie du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Betz. Il suppose que « le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V_1 et à l'infini en aval d'une vitesse V_2 ».

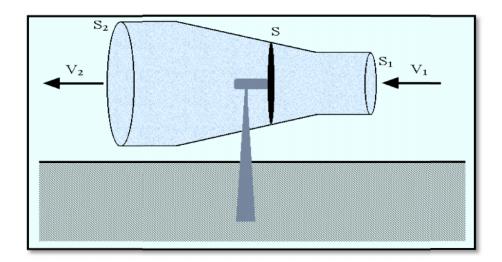


Fig. II.2: Tube de courant d'air autour d'une éolienne.

Considérant le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (II.2) sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

Désignant par V la vitesse de l'air traversant l'aérogénérateur, par S₁ et S₂ les sections amont et aval du tube d'air et par S la surface balayée par l'hélice. L'égalité qui traduit l'incompressibilité de l'air et la permanence de l'écoulement s'écrit [17],

$$S_1V_1 = SV = S_2V_2$$
 (II.1)

La force exercée par l'air sur l'aérogénérateur d'après le théorème d'Euler

$$F = \rho \cdot SV \cdot (V_1 - V_2) \tag{II.2}$$

D'où la puissance absorbée par l'aérogénérateur:

$$P_{aero} = F \cdot V = \rho \cdot SV^2 \cdot (V_1 - V_2)$$
 (II.3)

La puissance absorbée par l'aérogénérateur est aussi égale à la variation de l'énergie cinétique E_c de la masse d'air qui le traverse d'où :

$$\frac{\Delta E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot SV \cdot (V_1^2 - V_2^2) = P_{aero} = \rho \cdot SV^2 \cdot (V_1 - V_2)$$
 (II.4)

On en déduit:

$$V = (V_1 - V_2)/2 (II.5)$$

En remplaçant l'expression de V dans les relations (II.2) et (II.3) on obtient :

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S(V_1^2 - V_2^2)$$
 (II.6)

$$P_{aero} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S(V_1^2 - V_2^2) \cdot (V_1 + V_2)$$
 (II.7)

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{vent} correspondante serait alors :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \tag{II.8}$$

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

$$\frac{P_{aero}}{P_{vent}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} = Cp$$
(II.9)

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation (II.9), on s'aperçoit que le ratio $\frac{P_{aero}}{P_{mt}}$ appelé aussi coefficient de puissance Cp présente un maximum pour $\frac{P_{aero}}{P_{vent}} = \frac{16}{27}$ qui égale à 0.59 figure (II.3). Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie expérimentalement par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

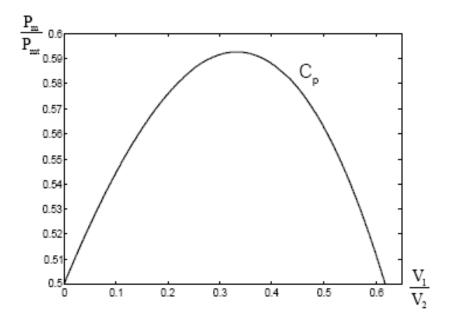


Fig. II.3: Coefficient de puissance.

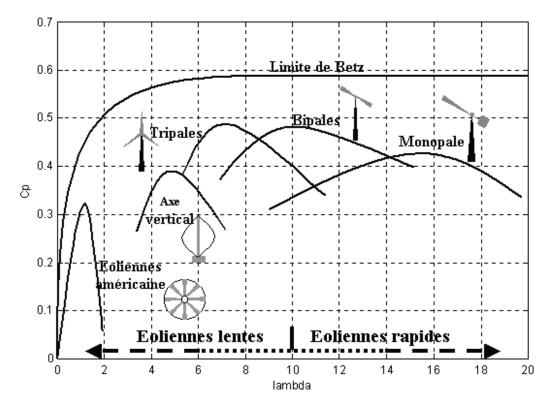


Fig.II.4: Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes.

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance figure (II.4) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes sont dédiées à la production d'énergie électrique.

Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 45 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts [17].

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance figure (II.4) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente.

II.2.2. Evaluation de la puissance aérodynamique

La puissance du vent dans une certaine surface (la surface du rotor d'une éolienne, par exemple) s'exprime comme suit :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3$$
 (II.11)

On constate donc que la puissance disponible dans le vent est proportionnelle à la masse volumique de l'air, au carré du rayon du rotor et au cube de la vitesse du vent. Il s'agit là cependant d'une puissance disponible qui n'est pas totalement récupérable par l'éolienne.

En combinant les équations (II.8) et (II.9), la puissance mécanique P_{aero} disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_{aero} = \left(\frac{P_{aero}}{P_{vent}}\right) \cdot P_{vent} = C_p(\lambda, \beta) \cdot P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3$$
(II.12)

Le paramètre C_P est sans dimension, il exprime la capacité de la turbine à extraite de l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'éolienne est une fonction de la vitesse spécifique λ et du calage β et est appelé coefficient de puissance, on a :

$$\lambda = \frac{\omega_{turbine} \cdot R}{V_1} = \frac{\omega_{mec} \cdot R}{G \cdot V_1}$$
 (II.13)

 $\omega_{turbine}$: Vitesse de rotation de la turbine.

 ω_{mec} : Vitesse de rotation de l'arbre du générateur.

 $\omega_{turbine} \cdot R$: désigne la vitesse tangentielle du bout de la pale.

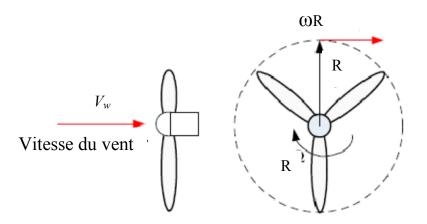


Fig. II.5 : vitesse spécifique du rotor.

La puissance aérodynamique P_{aero} est ainsi une fonction non linéaire de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation du rotor et de l'angle de calage :

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) V_{vent}^{3}$$
(II.14)

II.2.3. Coefficient de puissance aérodynamique

Le coefficient de puissance dépend du nombre de pales du rotor et leurs formes géométrique et aérodynamique (longueur, profil des sections). Celui-ci est conçu en fonction des caractéristiques d'un site, puissance nominale souhaitée, type de régulation (en pitch ou par décrochage) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable).

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ peut être obtenu, par exemple, par des essais en soufflerie. Il se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de λ et β , décrite par une famille de polynômes ou des splines [21].

En pratique, les frottements et la force de trainée réduisent cette valeur à environ 0.5 pour les éoliennes de grande taille. On peut aussi calculer une expression analytique de $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de β . Une seule interpolation par rapport à β est alors suffisante. Pour un angle de calage β donné, l'expression analytique généralement utilisée est une régression polynômiale :

$$C(\lambda) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda^i$$

Winkelman [22] et Abdin [23] proposent une forme sinusoïdale, qui a été reprise par El Aimani dans [8]. Heier [24] suggère une expression plus complexe :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) \exp\left(\frac{c_5}{\lambda_i} \right) + c_6 \lambda$$
 (II.15)

Ou:

$$\frac{1}{\lambda_{i}} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^{3} + 1}$$

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

II.2.4. Couple aérodynamique

L'énergie cinétique du vent capturée par l'aéroturbine se transforme en énergie mécanique qui se traduit par un couple moteur T_{aero} faisant tourner le rotor à une vitesse $\omega_{nurbine}$. En termes de puissance, on peut écrire :

$$P_{a\acute{e}ro} = \Gamma_{a\acute{e}ro} \omega_{turbine}$$
 (II.16)

Ou encore:

$$T_{a\acute{e}ro} = \frac{P_{a\acute{e}ro}}{\omega_{nurbine}}$$
 (II.17)

En substituant l'expression (II.14) de P_{aero} dans (II.17) et en tenant compte de (II.13), on peut réécrire l'expression du couple aérodynamique sous la forme :

$$T_{aero} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V_{vent}^2 \cdot C_q(\lambda, \beta)$$
 (II.18)

Où:

$$C_{q}(\lambda,\beta) = \frac{C_{p}(\lambda,\beta)}{\lambda}$$
 (II.19)

 $C_q(\lambda, \beta)$: est le coefficient du couple aérodynamique.

Ce coefficient est utile pour estimer la valeur du couple en différents points de fonctionnement. Comme C_p , il dépend de la vitesse du vent V_{vent} , de la vitesse de rotation de la turbine $\omega_{turbine}$ et de l'angle de calage β . Il est aussi exprimé, le plus souvent, en fonction de λ et β .

II.3. Dépasser la limite de Betz

Plusieurs techniques existent pour contourner cette limite de Betz, nous les expliquons ici brièvement [25]:

II.3.1. Venturi

On peut placer un venturi autour de l'éolienne, ce qui permet d'augmenter considérablement la puissance récupérée. Malheureusement, ce système n'est pas adapté aux éoliennes de grandes dimensions, en raison d'un coût prohibitif et d'une installation difficile.

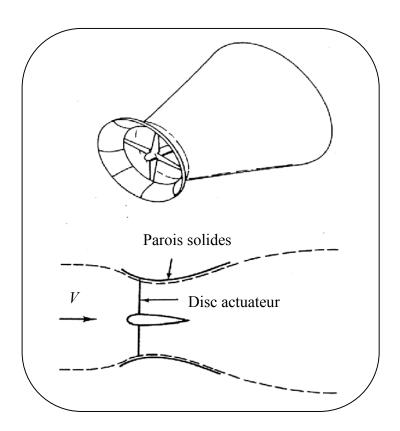


Fig.II.6: Venturi.

II.3.2. Circulation autour du profil annulaire

Une autre solution consiste à entourer le rotor avec un profil aérodynamique annulaire qui va générer une circulation, augmentant ainsi la masse d'air interceptant le disque de l'éolienne. Bien que plus facilement mis en œuvre, ce système reste coûteux et est peu utilisé pour les grandes éoliennes.

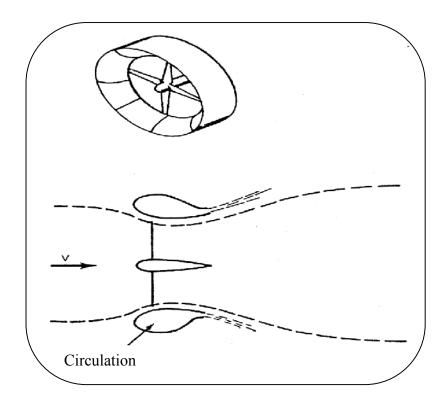


Fig. II.7 : circulation autour du Profil aérodynamique annulaire.

II.3.3. Profil en bout de pale

Une évolution du système précédent est illustrée ici : elle consiste à placer ces profils aérodynamiques seulement en bout de pales, ce qui simplifie le système et limite les couts.

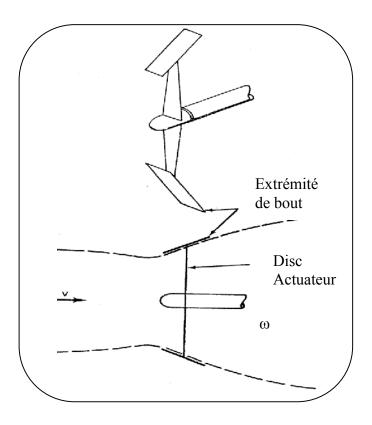


Fig. II.8: profil en bout de pale.

II.3.4. Eolienne contrarotative

Une autre solution pourrait consister à utiliser un système contrarotatif : on place une éolienne dans le sillage d'une autre, sur le même pylône. Les éoliennes tournent en sens inverse, l'une étant dans l'écoulement perturbé de l'autre. C'est ce système que ce travail a pour but d'étudier en détail afin de juger si le surcroît de puissance est suffisant pour justifier les coûts et la complexité supplémentaires.

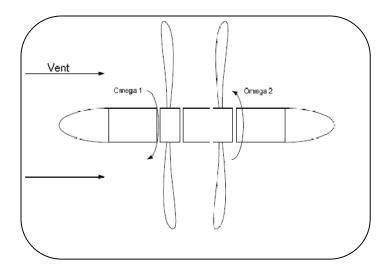


Fig. II.9: éolienne contra-rotative.

II.4. Limite LANCHESTER-BETZ appliquée à deux disques actuateurs en série (Tandem) pour l'analyse d'une éolienne contra-rotative à axe verticale

On appliquant la même théorie précédente sur les éoliennes contrarotatives ou à double hélices, tant que l'éolienne à double hélices est modélisée comme deux disques actuateurs en série (Tandem), ce modèle est illustré sur la figure (II.10) [25].

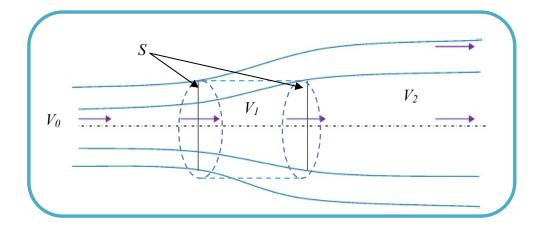


Fig. II.10:Tube de courant d'air autour d'une éolienne à double hélices.

On a représenté la vitesse du vent V_0 en amont de l'aérogénérateur 1 et la vitesse V_1 en aval, et pour l'aérogénérateur 2 la vitesse V_1 en amont et la vitesse V_2 en aval. La surface balayée par les deux hélices S.

La puissance aérodynamique extraite par les deux rotors en fonction de $V_0,\,V_1$ et V_2 est donnée par :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S[(V_0^2 - V_1^2)] \left(\frac{V_0 + V_1}{2}\right) + \left(V_1^2 - V_2^2\right) \left(\frac{V_1 + V_2}{2}\right)$$
(II.20)

En dérivant l'équation par la vitesse V_1 , il est possible de connaître la valeur de cette vitesse qui maximise la puissance extraîte par la turbine en fonction de V_0 et V_2 :

$$\frac{\partial P}{\partial V_1} = 0 \longrightarrow \frac{V_0 + V_2}{V_1} = \frac{1}{2}$$
 (II.21)

En substituant V_1 dans l'équation (II.17) et en dérivant par rapport à V_2 , on obtient V_2 = 0,2 V_o et V_1 = 0,6 V_o , et :

$$P_{\text{max}} = \frac{16}{25} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot SV_0^3 \tag{II.22}$$

Ou:

$$C_{\text{max}} = 0.647$$
 (II.23)

Cela veut donc dire que théoriquement, il n'est pas possible, pour une éolienne à double hélices, d'extraite plus de 64.7% de l'énergie cinétique contenue dans le vent.

Afin de faciliter une exploration plus poussée de l'efficacité maximale théoriquement une expression de calcul symbolique a été formulée afin de déterminer l'efficacité d'un nombre arbitraire de disques actionneurs en série par [26].

$$\lim_{n \to \infty} C_p = \lim_{n \to \infty} \frac{\frac{\rho}{2} \cdot A \sum_{i=1}^n (V_i^2 - V_{i-1}^2) \left(\frac{V_i + V_{i+1}}{2}\right)}{\frac{\rho}{2} A V_0^3} = 66.\frac{2}{3}\%$$
(II.24)

Pour le cas infini, cette limité peut être confirmé visuellement sur la figure (II.11).

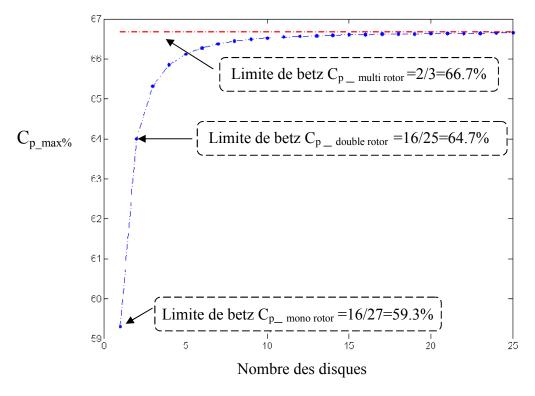


Fig. II.11 : Efficacité maximum du coefficient de puissance en fonction de nombre des disques en série (Tandem).

D'après cette courbe, on remarque qu'il n'est pas important de réfléchir pour faire des extensions de plus de deux hélices.

Car l'addition d'une troisième ou bien d'un nombre infinie d'hélices, ne peut dans aucun cas augmenter le gain théoriquement de plus de 3%.

De ce fait, cette addition théoriquement ne couvert pas le coût d'installation, au contraire elle nous complique la tâche, par le branchement de ces hélices.

II.5. Discussions sur l'allure du coefficient de puissance

Il est important de savoir l'allure du coefficient de puissance au minimum, pour la connaissance des modèles qui expriment la nature de fonctionnement des installations éoliennes à double hélices, c'est pour ça on essaye, de dessiner des courbes des coefficients de puissance.

A ce moment-là en peut définir un paramètre (facteur d'induction), qui caractérise la réduction de la vitesse du vent entre un point en amont du rotor et un point en aval du rotor lui-même, on exprime le coefficient de puissance de l'éolienne comme ci-dessous [27] :

$$C_p = 4 (1-a)^2 (1+a) + 4 (1-b)^2 (b-2a)$$
 (II.25)

Les courbes des coefficients de puissance pour des valeurs précises de $\it a$ en fonction de $\it b$ ci-dessous :

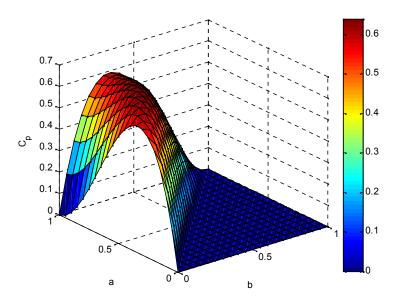


Fig.II.12 : surface de C_p en fonction de a et b.

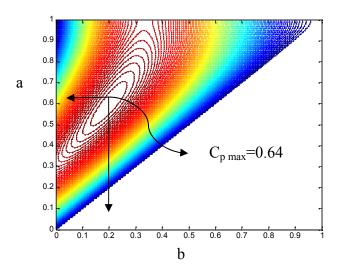


Fig. II.13 : contour de *Cp* en fonction de *a* et *b*.

Analytiquement en atteint la valeur maximale du coefficient de la puissance à partir la résolution des équations suivante :

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 0 \tag{II.26}$$

$$\frac{\partial P}{\partial b} = 0 \tag{II.27}$$

Nous aurons a=1/5 et b=3/5 après les substitutions des valeurs a et b en en trouve $C_{pmax}=64.7\%$.

D'après la figure (II.13) on observe quelques soient les valeurs de *a*, supérieur ou bien inférieur à *3/5*, ou *b* supérieur ou bien inférieur à *1/5*, la valeur maximale du coefficient de la puissance se diminue et inférieur à la valeur optimale.

II.6. Intérêt de l'éolienne contrarotative

On conçoit donc l'intérêt d'une éolienne contrarotative: la première hélice ne transforme qu'une partie de l'énergie cinétique et le vent au-delà de celle-ci contient encore une énergie suffisante pour justifier une seconde récupération, réalisée par la seconde hélice. Ce dispositif permet de faire d'importances économies sur les frais de construction et d'installation [28].

Le problème posé ici, est le suivant: quelle quantité d'énergie la seconde éolienne peut-elle récupérer? En d'autres mots, quelle est l'augmentation de puissance par rapport à une éolienne seule placée dans les mêmes conditions de vent? L'approche théorique du problème est très complexe, et une étude avec un logiciel numérique ne peut être envisagée, les phénomènes d'interaction étant trop complexes et insuffisamment connus pour pouvoir être modélisés. La solution la plus intéressante pour répondre à cette question est donc l'expérimentation, vers laquelle nous allons tourner. Il est évident de concevoir un modèle qui permettra de faire de nombreux tests et de déterminer l'efficacité d'un système contrarotatif comparée à celle d'une éolienne seule.

II.7. Proposition des configurations possibles pour endiguement l'addition d'une seconde hélice [14]

II.7.1. Modèle à une seule génératrice

Le modèle éolienne à double hélice ou contrarotative à un seul générateur pour deux rotors (la connexion étant assurée par un entraînement épicycloïdal).

La véritable innovation d'Eothème, c'est leur réducteur planétaire, un additionneur mécanique qui permet de combiner de façon adaptative la rotation des deux rotors sur un seul mouvement, celui de la génératrice. Alors qu'une double hélice aurait nécessité l'installation de deux génératrices, une par rotor – trop cher et trop compliqué –, le réducteur planétaire permet de n'en avoir qu'une. « Au fond, c'est le même principe que celui des automobiles, où le différentiel permet aux roues motrices de tourner à des vitesses différentes lors du passage d'une courbe.»

C'est bien le but du concept final mais ne connaissant pas le couple qui agissent sur chaque rotor, il est impossible de connaitre le comportement précis du système. Il s'agit donc de concevoir une maquette de test avec deux arbres indépendant et deux génératrices. Il sera dés lors possible de connaitre le couple de chaque arbre ainsi que de réguler la vitesse des rotors sans intervention des angles de calage.

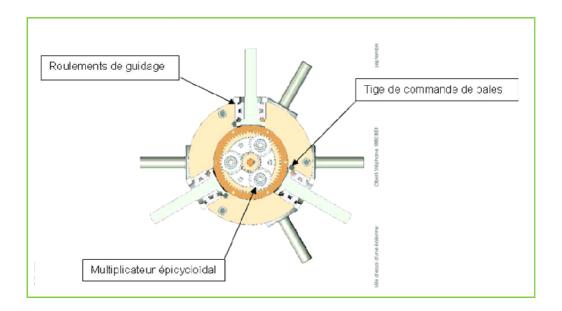


Fig. II.14: Transmission par différentiel planétaire.

II.7.2. Configuration de deux rotors à leur générateur respectif

Pour lier les deux arbres à leur génératrice respective, il existe plusieurs solutions.

II.7.2.1. Solution n°1: Rotor à arbre creux

Voici quelques propositions avec les rotors à arbre creux. Les génératrices sont placées l'une derrière l'autre. L'arbre de transmission passe à travers la première génératrice. La mesure du couple se fait par deux couples mètres dynamiques (rotatif).

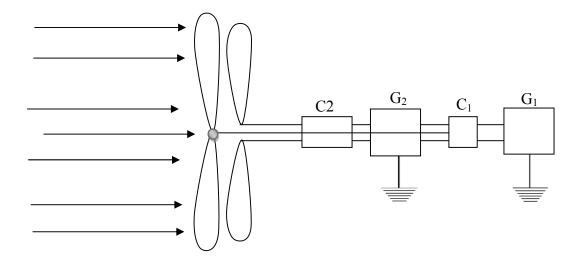


Fig. II.15: solution no°1: rotor à arbre creux.

II.7.2.2. Solution no°2 : génératrice en amont et en avale du flux

C'est la solution la plus simple de tous. Il s'agit de deux éoliennes indépendantes placées face à face. Il y a la possibilité de monter deux couples mètre standard et deux génératrices classiques.

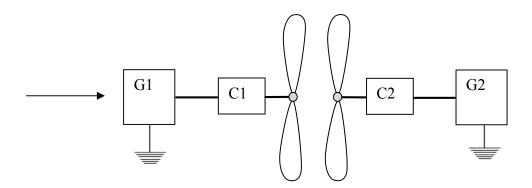


Fig. II.16: Solution no°2: génératrice rotor extérieur.

La présence d'un deuxième mat perturbe encore plus l'écoulement d'air.

II.7.2.3. Solution no°3: génératrice rotor extérieur

Dans cette solution, l'axe central est alors fixe et supporte les rotors extérieurs. C'est certainement la solution la plus simple mais les tailles voulues n'existent pas sur le marché et une fabrication sur mesure coûte trop chère.

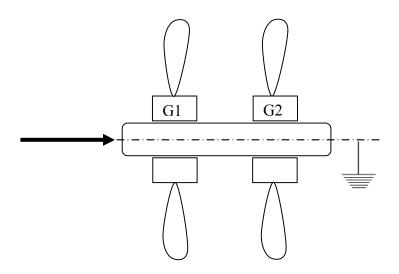


Fig.II.17: Solution no°3: génératrice rotor extérieur.

II.8. Différences de l'écoulement de flux en pleine air et en soufflerie

Les conditions de mesure en soufflerie ne sont malheureusement pas les mêmes que des mesure en pleine air. La qualité du vent est bien supérieure en soufflerie et l'écoulement est stable et non turbulent. Par contre, vu la taille de la maquette de la veine, la présence des parois de la soufflerie ne laisse pas l'air s'écouler comme elle le ferait en pleine air. La mesure est alors considérablement faussée. La figure suivante montre la différence entre un flux en plein air et un flux dans une veine de mesure [29]:

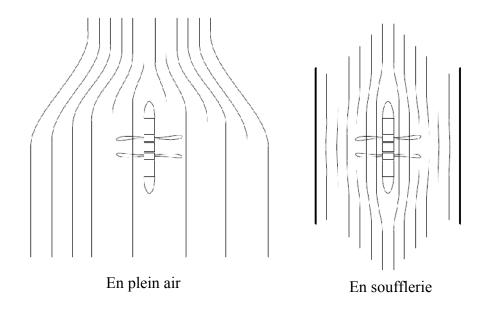


Fig. II.18: différences de l'écoulement de flux en pleine air et en soufflerie.

En soufflerie l'air est « pressé » à travers la veine de mesure et ne peut pas éviter l'éolienne comme elle le ferait en pleine air. Ces phénomènes sont connus et peuvent être corrigés par un facteur de blocage.

La difficulté de la réalisation d'un modèle qui représente le système qui est l'objet de notre étude, pour comprendre les caractéristiques aérodynamiques de ce nouveau système (contrarotative ou double hélices), cette difficulté n'est pas présentée par le manque de ressources financières, le besoin des techniques précises, et d'une étude spéciale et profonde seulement.

Mais aussi le manque d'un laboratoire qui contient une soufflerie pour réaliser les tests demandés, pour assurer les conditions optimales pour le fonctionnement de ce système.

Dans ces dernières années, quelques études correspondantes à ce système (contrarotative ou double hélices), ont étaient faites, parmi elles on peut citer les essais expérimentales du professeur Raoul Herzog, professeur à l'institut d'automatisation industrielle de L'Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud. Les mesures en soufflerie se sont déroulées au CMEFE à l'école d'ingénieur de Genève, basée sur une maquette est constituée de deux éoliennes indépendantes dont la distance entre les rotors est réglable, et les rotors sont couplés chacun à sa propre génératrice.

On diffuse quelques résultats de ces essais dans ce chapitre avec quelques commentaires pour comprendre au moins le fonctionnement général de ce système.

II.9.Les mesures expérimentales

II.9.1.Mono rotor

Les deux rotors ont été mesurés pour les comparer entre eux et ensuite les comparer au birotor

II.9.1.1. Résultats du rotor 1

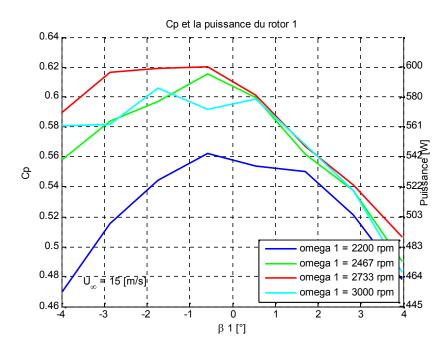


Fig. II.19: courbes de rendement Cp du rotor 1 en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog :IAI (heig-vd)).

On remarque qu'à une vitesse de 2733 [rpm] (courbe rouge) le sommet de la colline de rendement est atteint avec un angle de calage de -1.5 ° environ ou la puissance de 600 [W]. La colline de rendement est relativement plate et il n'y a pas de sommet clairement distractible comme le montre la figure suivante :

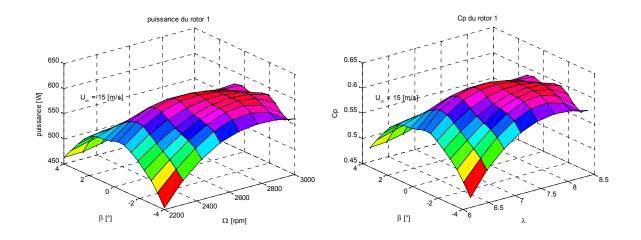


Fig. II.20 : surface de rendement Cp du rotor 1 en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog :IAI (heig-vd)).

II.9.1.2. Résultat du rotor 2

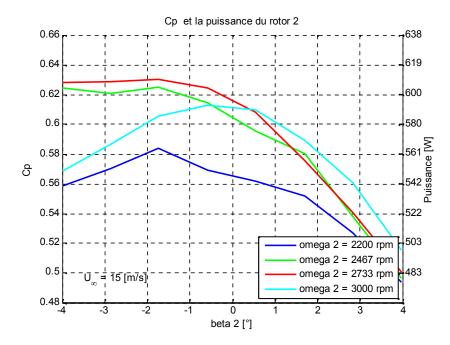


Fig. II.21 : courbe de rendement Cp du rotor 2 en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog :IAI (heig-vd)).

On constate un point de fonctionnement maximum à une vitesse de 2733 [rpm] et un angle de calage de -2 [°] où la puissance vaut 608[W]. Le sommet de la colline au rotor 2 n'est pas clairement visible comme au rotor 1:

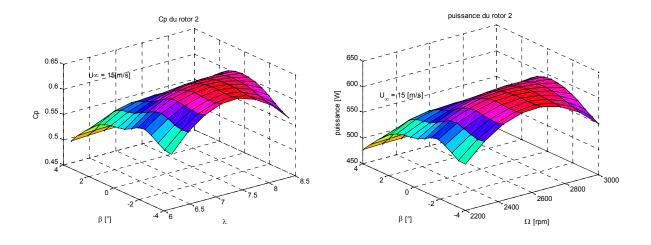


Fig. II.22 : surface de rendement Cp du rotor 2 en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog : IAI (heig-vd)).

II.9.2. Modèle du Prof. Schaffarczyk

Le comportement théorique monorotor a également été calculé en CFD par le professeur Schaffarczyk à l'école technique de Kiel. Pour une vitesse de 15 [m/s], des angles de calage de -4 à 4 [°] et des vitesses de 2100 à 3000 [rpm] on obtient le graphique suivant :

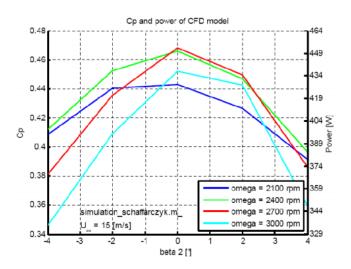


Fig. II.23 : courbe de rendement du *Cp* de la modélisation CFD en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog :IAI (heig-vd)).

Le rendement est maximal lorsque la vitesse vaut 2700 [rpm] avec un angle de calage de 0°. Comme lors des mesures du rotor 1 et du rotor 2 on constate qu'il n'y a pas de colline de rendement très marquée.

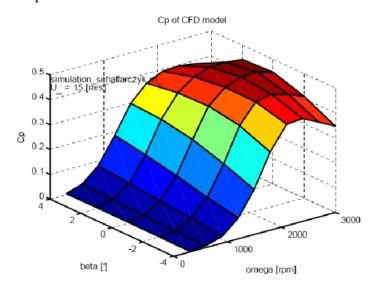


Fig. II.24 : surface de rendement de la modélisation CFD (Pr. R. Herzog :IAI (heig-vd)).

II.10. Comparaison monorotor

Comparons les deux mesures monorotor. Si on retrace sur un même graphique les courbes maximales des Figure II.19 et Figure II.21 en tenant compte des erreurs de mesures sur le calcul du Cp et en incluant également le modèle CFD du prof. Schaffarczyk on obtient :

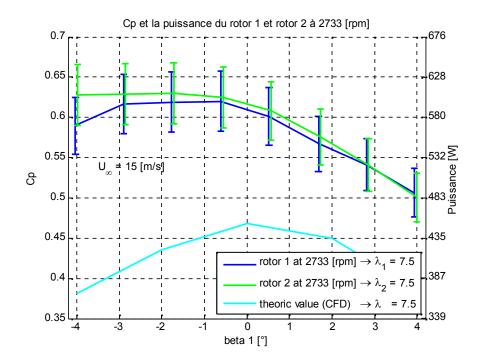


Fig. II.25: comparaison entre rotor 1, rotor 2 et calcul CFD.

Pour les angles supérieures à -1 [°] les courbes du rotor 1 et 2 se superposent bien. La grande différence est à -4 [°].En comparant les mesures du rotor 1 et du rotor 2 avec la modélisation CFD on constate que les angles de calage sont décalés de -2 [°] environ.

II.11. Birotor

Le mode de fonctionnement birotor modifie quelque peu la terminologie du langage technique. Le Tip Speed Ratio (TSR) n'a plus de sens car, selon, le mode de fonctionnement du premier rotor, la vitesse du vent (après celui-ci) est modifiée. On peut toujours parler d'un facteur global, mais ne s'applique pas à un rotor unique fonctionnant en mode birotor.

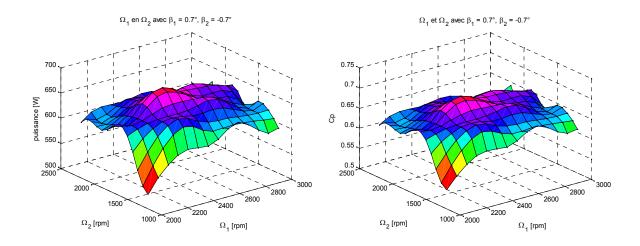


Fig. II.26: surface de rendement Cp et de puissance birotor en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog: IAI (heig-vd)).

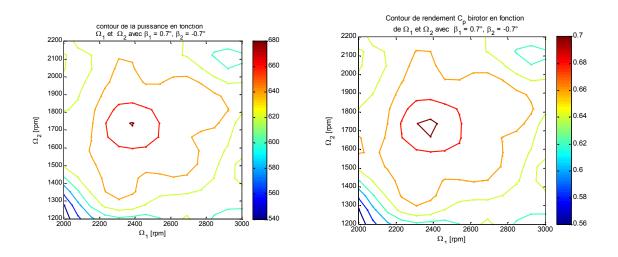


Fig. II.27 : contour de rendement Cp birotor en fonction de l'angle de calage et de la vitesse de rotation (Pr. R. Herzog : IAI (heig-vd)).

Un maximum de puissance pour une vitesse de 15 [m/s] est aux coordonnées suivantes :

$\Omega_1[rpm]$	β1 [°]	$\Omega_2[\text{rpm}]$	β2 [°]	P 1[W]	P 2[W]	P [W]
2200	0.7	1700	-0.7	511	171	682

Tableau. II.1: maximum mesures birotor.

Dans ce régime le rotor 1 fournie le 75 % de la puissance globale. La vitesse de rotation sur le rotor 2 est inférieure de 500 [rpm] au rotor1.

II.12. Analyse mono rotor et birotor

La puissance maximale pour le mode monorotor est de 600 [W] pour le rotor 1 et de 608 [W] pour le rotor 2. La puissance moyenne vaut donc 604 [W]. Le maximum de puissance pour le mode birotor est de 682 [W].

	Rotor1	Rotor2	Moyenne monorotor	birotor
Puissance [w]	600	608	604	682

Tableau. II.2 : puissance des différents modes de fonctionnement.

La relation suivante exprime le gain supplémentaire du régime birotor :

$$\frac{\left(P_{bi} - P_{mono}\right)}{P_{mono}} \cdot 100 = \frac{\left(682 - 604\right)}{604} \cdot 100 = 12.9\%$$
(II.28)

II.13. Conclusion

L'approche théorique du modèle éolienne contrarotative ou à double hélices n'existe pas dans littérature même pour les publications scientifique sont rares. L'étude théorique de l'éolienne contrarotative que nous avons développée est inspirée par nous-mêmes en se basant sur un système contrarotatif à doubles disques. Le calcul du coefficient de puissance a été approximée et appliquée à une turbine dont les paramètres seront proposés au niveau du chapitre IV. Le modèle que nous avons développé a été validé et donne un résultat très précis de C_{pmax} =64.7%. L'étude en simulation sera portée sur ce modèle contrarotatif.

Chapitre: III

La commande de l'éolienne

III.1. Introduction

A partir d'un modèle mathématique d'une turbine à vent, nous pouvons établir notre stratégie de commande. Cette stratégie peut être basée soit sur une turbine à vitesse constante, à vitesse variable, réglage du pitch angle (angle d'attaque de l'hélice (blade) ou stall contrôle. Notre travail de recherche s'articule essentiellement sur une étude en modélisation et Commande d'une éolienne. A cet effet, nous nous sommes intéressés à une turbine à vitesse constante juste pour réduire la complexité du système, c'est dans cet optique que nous avons adopté une stratégie de commande basée sur le réglage de l'angle d'attaque (Pitch Angle Control) pour maintenir la puissance extraite constante que ce soit pour une vitesse du vent faible ou élevée. La mise en œuvre de ces hypothèses nécessite la procédure suivante :

- Construction du modèle mathématique à partir du Data Sheet de la turbine.
- Conception du contrôleur pour maintenir la puissance à une valeur consigne.
- Validation des hypothèses citées précédemment sur des cas de simulation.

III.2. Configuration des éoliennes

La configuration des éoliennes détermine leur capacité de régulation en vitesse et en puissance. La nature de leur partie électrique et de leur connexion au réseau définit si l'éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable. Quant au rotor, sa nature détermine la méthode de régulation de la puissance, soit le décrochage aérodynamique passif, le décrochage aérodynamique actif et le calage variable des pales. La section suivante présente les configurations d'éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable les plus couramment utilisées ainsi qu'une définition des concepts de décrochage aérodynamique et de calage variable des pales[35].

III.2.1. Éoliennes à vitesse fixe

Une éolienne à vitesse fixe désigne le fait que le rotor de celle-ci possède toujours la même vitesse angulaire d'opération, peu importe la vitesse du vent. Cette vitesse de fonctionnement dépend du design de la turbine elle-même et de la fréquence du réseau électrique.

Étant donné que l'éolienne est à vitesse fixe, et ce, indépendamment de la vitesse du vent, l'efficacité de la turbine, représentée par le coefficient de puissance *Cp*, est optimal uniquement pour une vitesse de vent unique. À cause de la variabilité de la vitesse du vent, cette configuration d'éolienne admette des fluctuations dans la puissance électrique produite et ceci peut créer des instabilités sur le réseau [35].

Les éoliennes à vitesse fixe possèdent tout de même quelques avantages, soit la simplicité, l'utilisation d'une technologie peu coûteuse et le faible besoin de maintenance.

III.2.2. Éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Selon la référence [35], une éolienne à vitesse variable peut aller chercher de 8 à 15 % plus d'énergie dans le vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe.

III.2.3. Intérêt de la vitesse variable

La Figure (III.1) présente un exemple de courbes de la puissance produite en fonction de la vitesse du rotor. Sur celle-ci, on voit que pour chaque vitesse de vent, la puissance possède un maximum en fonction de la vitesse du rotor. En suivant ces maximums, on peut tracer une courbe (en pointillés) sur laquelle le coefficient de puissance est maximal. Le lieu où le coefficient de puissance est maximal correspond également à la vitesse spécifique optimale. En modifiant la vitesse d'opération de la turbine, il est possible de conserver un coefficient de puissance maximal en jouant sur la vitesse spécifique et ainsi maintenir l'opération de la turbine sur la courbe en pointillé. Donc pour optimiser la puissance mécanique produite à partir de l'énergie contenue dans le vent, on doit ajuster la vitesse angulaire du rotor en fonction de la vitesse du vent. Seule une configuration à vitesse variable peut arriver à faire ce genre d'optimisation [36].

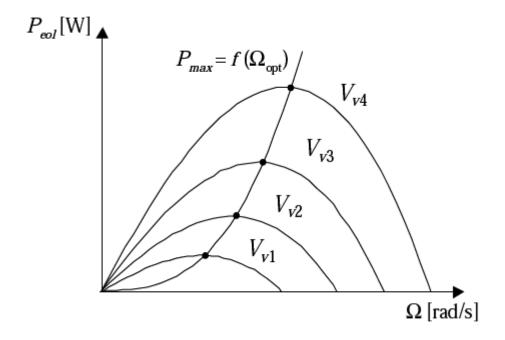


Fig.III.1: variation de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.

La commande de l'éolienne permet de l'exploiter au maximum. La puissance électrique sera optimisée tout en fonctionnant sur une plage de vitesse plus importante.

III.3.Commande de la turbine éolienne

III.3.1. Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent

D'après la formule de Betz (II.14), la puissance captée par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. A partir d'une certaine vitesse de veut, la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine est supérieure à la puissance nominale du générateur électrique. Les éléments de l'aérogénérateur sont dimensionnés autour de la puissance nominale, et ils ne peuvent donc ne pas supporter des grandeurs supérieures à certaines limites. Il faut donc limiter la puissance captée par l'éolienne lorsque le vent devient trop important [38].

Pour des vitesses de vents supérieures à Vn, la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques, de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnâtes; Vmin la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et Vmax la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être arrêtée afin de ne pas subir de dégâts figure (III. 2) [37].

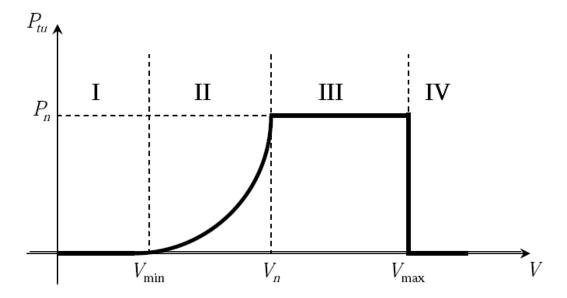


Fig.III.2: Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent.

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones :

- ✓ La zone I : le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine.
- ✓ La zone II : la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent.
- ✓ La zone III : la vitesse de rotation est maintenue constante par la régulation de la vitesse et la puissance P fournie reste égale à P_n .
- ✓ La zone IV : la vitesse de vent est trop importante, pour ne pas détériorer le générateur éolien, les pales de la turbine sont mises en drapeau (β =90°).

III.3.2. Stratégie de la commande

Comme nous avons vu, la commande de l'éolienne vise à maximiser son exploitation tant que les limites de sécurité sont respectées. Selon [39], deux zones de contrôle sont distinguées selon la vitesse du vent.

- La zone II :($λ_{opt}$, C_{pmax} , pour un angle de calage β) : c'est la zone d'optimisation de la puissance capturée par la turbine. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de $λ_{opt}$. L'angle de calage étant fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est égal à sa valeur maximale C_{pmax} .
- **Zone III :** $(\Omega_{mec_nom}, P_{nom})$: 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_{max} d'arrêt de l'éolienne déterminée pour des raisons de sécurité.

III.3.3.Les méthodes de réglages de la puissance d'une turbine éolienne

Il existe deux grandes philosophies de contrôle de la puissance aérodynamique d'une éolienne :

III.3.3.1. Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control)

Le comportement aérodynamique de la turbine peut être commandé activement en agissant sur l'angle de calage des pales autour de leur axe longitudinal. Ce type de commande est appelé pitch control ou commande par variation de l'angle de calage. Ce contrôle peut être utilisé pour freiner la turbine dans des conditions de disfonctionnement si nécessaire.

III.3.3.2. Régulation à Angle Fixe (Passive Stall Control)

Le comportement aérodynamique des pales peut évoluer de manière passive en fonction de la valeur du coefficient de vitesse spécifique. En effet à partir de certaine vitesse de vent, la turbulence provoquée par le profil des pales entraîne un décrochage aérodynamique et par la suite une décroissance du couple capté par les pales. A noter que le point de décrochage dépend aussi de l'angle de calage. Le profil des pales peut être légèrement modifié pour provoquer ce décrochage aérodynamique (effet stall). Les éoliennes utilisant ce mode de régulation possèdent en générale un mécanisme de freinage en bout de pale [38].

Certains aérogénérateurs combinent les avantages des deux systèmes, c'est ce qu'on nomme le contrôle stall active. Pour des faibles vents, l'angle de calage est modifié pour atteindre un bon rendement et un couple de démarrage suffisamment grand. Dans la zone de limitation de puissance, l'angle de calage est contrôlé en direction contraire de la stratégie ''pitch control'' de manière à provoquer l'effet stall.

III.3.3.3.Commande Stall Active (Active Stall Control)

Les turbines les plus modernes et de grandes capacités utilisent les avantages des deux types de commandes déjà présentées comme le proposent certains fabricants danois. Cette méthode est connue comme Active Stall ; pour les vents faibles et modérés, la commande est de type blade-pitch, et pour le réglage sur la plage à puissance nominale, les pales sont

orientées de façon à forcer la perte de portance, ce qui est équivalent au « passive stall control »[40].

III.3.3.4. Commande d'Orientation

Une autre méthode de régulation de la puissance est de positionner la turbine éolienne partiellement hors de la direction du vent pour les vitesses du vent élevées. Cette méthode est nommée commande d'orientation (yaw control). Pour les vents supérieurs à V_{max} , la position du rotor est complètement perpendiculaire au vent, ce qui annule toute génération (furling).

Ce type de commande est cependant limité aux petites turbines éoliennes car cette méthode engendre d'importants efforts mécaniques au niveau du mât et des pales. Les éoliennes de plus grande taille ne peuvent pas adopter cette méthode de régulation de puissance sans provoquer des efforts pouvant endommager l'éolienne [40].

III.4. Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de cloche [41]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la figure III.1, illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent Vv donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristique, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définit par l'équation :

$$p_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt} (\lambda_{opt}) \rho S V_v^3$$
 (III.1)

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : maximum power point tracking (MPPT) correspond à la zone où elle doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possible :

la première approche, la moins classique, considère que la caractéristique Cp =f(λ) n'est pas connue.

la deuxième approche considère que la caractéristique $Cp=f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

III.4.1. MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractéristique permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux [42]. Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche :

III.4.1.1.Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égale à s a valeur de référence quelque soit la puissance générée.

$$C_{em} = C_{em ref} (III.2)$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor. On peut régler cette vitesse à une référence. Ce ci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$C_{em_ref} = K_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec})$$
 (III.3)

K_{ass}: régulateur de vitesse

 $\Omega_{\it ref}$: Vitesse de référence

Selon l'équation (II.6), la vitesse de rotation de la turbine es égal à :

$$\Omega_{turbine} = \frac{V_{v}\lambda}{R_{t}}$$
 (III.4)

La vitesse de référence de la turbine correspondant à la valeur optimale de la vitesse spécifique et le coefficient de puissance maximale Cp max peut se déduire de (III.4) :

$$\Omega_{turbine_ref} = \frac{V_{v} \lambda_{opt}}{R_{t}}$$
 (III.5)

III.5.Commande de l'Angle d'Attaque de la Pale (Blade Pitch Control) d'une turbine éolienne à base d'un régulateur PID

La figure (III.3) donne la représentation sous forme de schéma bloc de la boucle de commande de l'angle d'Attaque de la Pale d'une turbine éolienne à base d'un correcteur PID.

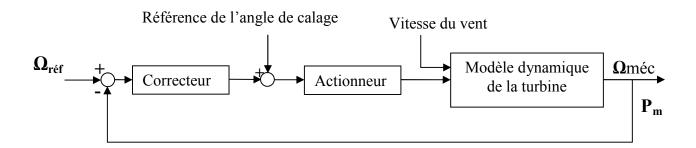


Fig.III.3: diagramme bloc de la boucle de commande de l'angle d'Attaque de la Pale d'une turbine éolienne à base d'un correcteur PID.

Les six étapes suivantes montrent la séquence des événements dans le diagramme du système dynamique de la turbine avec le contrôleur :

- 1. La vitesse du vent et l'angle de pas des pales sont des entrées dans l'installation de la turbine à vent, ce qui entraîne le rotor à tourner.
- 2. La vitesse de rotation de l'arbre lente est réinjecté et comparée par rapport à la référence de vitesse de rotation de l'arbre lente.
- 3. L'erreur de la vitesse de rotation est utilisée par le dispositif de commande pour qu'il agisse sur l'angle de calage.
- 4. Un nouvel angle de calage est appliqué à l'actionneur.
- 5. L'actionneur modifie l'angle de calage des pales.
- 6. La vitesse de vent est à nouveau appliquée à l'entrée du système éolien et les six étapes sont répétées.

Bien que l'objectif de cette séquence de contrôle soit de maintenir une vitesse de rotation fixe et une puissance mécanique constante, seule la vitesse de rotation est réinjectée pour tenir compte des fluctuations de la vitesse du vent. C'est parce que, en contrôlant la vitesse de rotation signifie automatiquement que le couple aérodynamique, T_A qui provoque la rotation, est contrôlé et donc la puissance mécanique *Pm* est extraite.

III.5.1. Modèle dynamique de la turbine

Commençant par l'équation du mouvement de la turbine, nous trouvons l'équation suivante:

$$J_T \dot{\omega}_T = T_A - T_L \tag{III.6}$$

Pour maintenir la vitesse de rotation de la turbine fixe nous devons atteindre les objectifs suivants :

$$J_T \dot{\omega}_T = T_A - T_L = 0 \tag{III.7}$$

Un développement de la vitesse de rotation de la turbine au premier ordre autour du point de fonctionnement donne :

$$\dot{\omega} = \alpha \Delta u + \gamma \Delta \omega + \delta \Delta \beta \tag{III.8}$$

Où:

$$J_{T}\dot{\omega} = J_{T}\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial u}\Big|_{OP}\Delta u + J_{T}\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \omega}\Big|_{OP}\Delta \omega + J_{T}\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \beta}\Big|_{OP}\Delta \beta$$
(III.9)

Et:

$$\alpha = \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial u}\Big|_{OP} = \frac{1}{2J_T} ARu \quad _{OP} \left[2C_q \Big|_{OP} - \lambda_{OP} \frac{\partial C_q}{\partial \lambda} \Big|_{OP} \right]$$
(III.10)

$$\gamma = \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \omega}\Big|_{OP} = \frac{1}{2J_T} A R^{-2} u_{OP} \frac{\partial C_q}{\partial \lambda}\Big|_{OP}$$
(III.11)

$$\delta = \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial u} \bigg|_{op} = \frac{1}{2J_T} ARu \Big|_{OP}^2 \frac{\partial C_q}{\partial \beta} \bigg|_{OP}$$
(III.12)

Les paramètres α , γ et δ représentent la dynamique d'éolienne au point de linéarisation. Leurs quantités dépendent de la vitesse du vent et les dérivées partielles du coefficient de couple, Cq par rapport à λ et β au point de fonctionnement. Les amplitudes de α et δ montrent l'importance relative de l'effet de la vitesse du vent u et l'angle calage β , respectivement, de la vitesse de rotation éolienne. L'équation (III.13) c'est une équation linéaire décrivant la dynamique de la turbine éolienne. L'application de la transformée de Laplace, on obtient:

$$s \Delta \omega (s) = \alpha \Delta u (s) + \gamma \Delta \omega (s) + \delta \Delta \omega (s)$$
 (III.13)

Réorganisation de l'équation (III.13), on obtient:

$$\Delta \omega = \left[\alpha \Delta u(s) + \delta \Delta \beta(s)\right] \frac{1}{s - \gamma}$$
(III.14)

La turbine éolienne est donc représentée par la fonction de transfert du premier ordre, Gp (s) représenté dans l'équation (III.15).

$$G_{P}(s) = \frac{\Delta \omega(s)}{\Delta u + \Delta \beta(s)} = \frac{\Delta \omega(s)}{(\Delta T_{A}/J_{T})} = \frac{1}{s - \gamma}$$
(III.15)

III.5.2. Modèle d'actionneur

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. Avec un tel système. Les pales sont orientées 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. Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance.

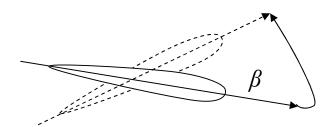


Fig.III.4: Orientation des pales.

Le système d'orientation de l'angle des pales est approché par une fonction de transfert de 1^{er} ordre dans [43] et par un intégrateur dans [44, 45, 46]. Cet actionneur est commandé en boucle fermée pour asservir l'angle de calage des pales β avec des contraintes sur β , [47, 48], voir la figure (III.5):

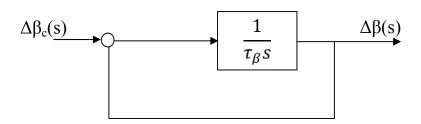


Fig.III.5 : Modèle et commande du système de calage de pale.

Le diagramme de la figure (III.5) illustre la dynamique d'actionnement où $\Delta\beta_C(s)$ est la transformée de Laplace de la variation d'angle de pas d'entrée à partir du contrôleur et $\Delta\beta(s)$ est la transformée de Laplace de la modification de l'angle de calage à la sortie. L'actionneur est représenté par la fonction de transfert du premier ordre représenté dans l'équation (III.16).

$$G_A(s) = \frac{\Delta \beta(s)}{\Delta \beta_C(s)} = \frac{k_A/s}{1 + k_A/s} = \frac{k_A}{s + k_A}$$
 (III.16)

III.5.3. Contrôleur PID

L'erreur de vitesse du rotor est manipulé avec trois valeurs de gain, d'où la modification de l'angle de calage des pales nécessaire pour éliminer l'erreur de vitesse du rotor. Une valeur proportionnelle, k_P , multiplie le signal d'erreur. L'intégrale par rapport au temps du signal d'erreur est multipliée par le gain, k_I . La k_D de gain multiplie la dérivée du

signal d'erreur. La somme de ces trois termes produit le changement souhaité dans l'angle de pas des pales.

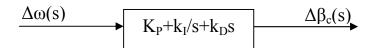


Fig.III.6: Diagramme du contrôleur PID.

La fonction de transfert $G_C(s)$ pour le dispositif de commande entre l'erreur de vitesse de rotation d'entrée et le changement d'angle de pas de sortie est alors:

$$G_{C}(s) = \frac{\Delta \beta_{C}(s)}{\Delta \omega(s)} = \frac{k_{D} s^{2} + k_{P} s + k_{I}}{s}$$
(III.17)

III.6. Commande par mode glissant

III.6.1. Introduction

La commande par mode glissant une catégorie des lois de commandes non linéaires qui est développée (1930) en premier lieu pour les systèmes à structures variables [21, 68, 85, 101, 102]. Techniquement, elle est définie comme étant une loi de commande discontinue pour un système à un état variable dans le temps qui commute en haute fréquence d'une structure continue à une autre structure continue pour forcer le système à suivre une dynamique prédéterminée.

L'avantage principal de la commande par mode glissant est qu'elle assure la stabilité et la robustesse même pour les perturbations intervenant de façon colinéaire avec l'entrée (conditions de recouvrement ou matching condition) ou pour les paramètres incertains. Elle est applicable dans divers domaines de l'automatique et l'électronique de puissance.

Dans la pratique, l'utilisation de cette technique de commande a été longtemps limitée par les oscillations liées aux commutations de la commande : des oscillations à hautes fréquences apparaissent dans un voisinage de la surface. Connues sous le nom de réticence ou chattering en anglais. Ce phénomène peut en outre exciter des dynamiques non modélisées conduisant à des situations d'instabilité. Ceci a conduit certains chercheurs à proposer des solutions en vue de supprimer ou du moins réduire ce phénomène indésirable [48].

La commande par mode glissant a été largement appliquée dans le cas des systèmes linéaire et non linéaire et a été étendue et étudiée avec un certain succès sur les systèmes d'ordre entier à retards et récemment, sur les systèmes fractionnaires (d'ordre non entier) avec et sans retards.

III.6.2. Généralités sur les systèmes à structures variables

Dans cette section nous présenterons d'une manière succincte les différentes structures de base d'un système à structure variable et le principe de la commande par modes glissants.

III.6.2.1. Structures de base

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode de glissement, on peut distinguer trois configurations de base pour la synthèse des différentes commandes.

- La première correspond à un changement de structure par commutation d'une contre réaction d'état variable,
- La seconde change la structure au niveau de l'organe de commande,
- La troisième configuration change aussi la structure au niveau de l'organe de commande mais avec ajout d'une commande dite « commande équivalente ».

III.6.2.2. Structure par commutation d'une contre réaction d'état

La configuration de la structure par commutation d'une réaction d'état est représentée à la figure (III.7).

Selon la position du commutateur, le vecteur d'état x est mis en contre-réaction d'état soit par $-k_1$ et $-k_2$. Ceci se fait à l'aide de la loi de commutation s(x).

$$\begin{cases} u = -k_1^T(x) & si \quad s(x) > 0 \\ u = -k_2^T(x) & si \quad s(x) < 0 \end{cases}$$
(III.18)

Le comportement dynamique du système \sum est déterminé par s(x) = 0.

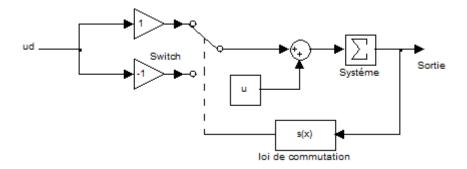


Fig.III.7: changement de structure par commutation d'une contre -réaction d'état

III.6.2.3. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande

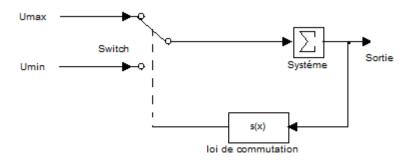


Fig.III.8:changement de structure par commutation au niveau de l'organe de commande.

Dans ce cas de configuration, loi de commutation est donnée par :

$$u = \begin{cases} u_{\text{max}} & si \quad s(x) > 0 \\ u_{\text{min}} & si \quad s(x) < 0 \end{cases}$$
 (III.19)

En mode de glissement (ou régime glissant), la dynamique du système \sum est donnés par s(x)=0.

III.6.2.4. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de la commande équivalente

Le schéma d'une telle structure est représenté à la figure (III.9). Cette structure de commande est simple à réaliser et a été utilisée dans beaucoup d'applications.

L'ajout de commande équivalente permet de pré-positionner le système dans un état désiré stable et en plus réduire le phénomène de chattering.

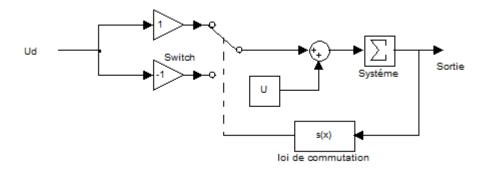


Fig.III.9 : Chargement de structure avec ajout de la commande équivalente

Le terme de commutation u_d assure principalement la convergence des trajectoires du système vers l'état désiré et assure son maintien. La loi de commutation est donnée par :

$$u = \begin{cases} u_{eq} + u_d & si & s(x) > 0 \\ u_{eq} - u_d & si & s(x) < 0 \end{cases}$$
 (III.20)

C'est cette forme d'écriture de la loi de commande que nous avons retenue pour la suite de notre étude.

III.6.3. Principe de la commande par modes glissant

Le principe de la commande par mode glissant est de contraindre le système à atteindre une surface donnée appelée surface de glissement en fonction des objectifs de commande. Fixant la dynamique en boucle fermée : c'est le mode de convergence, puis par la synthèse d'une commande discontinu qui permet aux trajectoires du système à atteindre et, ensuite, à rester sur cette surface : c'est le mode de glissement [49][50].

III.6.3.1. Définition du régime glissant

Considérant un système non linéaire dépendant du temps à structure variable (Switching System) régi par les équations suivantes :

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) + B(x(t)) \cdot u(t)$$

Où : $x = (x_1, ..., x_n)^T$ appartient à R^n ($x \in R^n$), $f(\cdot)$ et $B(\cdot)$ sont des champs de vecteur suffisamment différentiables, définis sur x et $u: R^m \to R$ Est l'entrée de commande qui est une fonction éventuellement discontinue donnée par l'expression suivante :

$$u(t) = \begin{cases} u^{+}(x) & si & S(x,t) > 0 \\ u^{-}(x) & si & S(x,t) < 0 \end{cases}$$

Où u^+ et u^- sont des valeurs scalaires ou des fonctions scalaires de x(t) et S(x,t) est appelée fonction de glissement ou fonction de commutation. La fonction S(x,t) est choisie comme étant une combinaison linéaire des valeurs pondérées de la variable d'état x(t), elle est donnée par :

$$S(x,t) = \sum_{i=0}^{n} \alpha_i x_i(t)$$

Où α_i pour i=1 à m constitue l'ensemble des paramètres de la commande, connus sous les coefficients de glissement et $x_i \in x(t)$

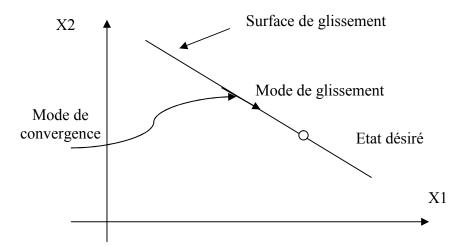


Figure. III.10 : Différents modes de convergence pour la trajectoire d'état.

Cette commande *u* de nature discontinue, va contraindre les trajectoires du système à atteindre la surface de glissement et d'y rester au voisinage de celle-ci malgré la présence de perturbations. En d'autres termes, la commande doit rendre cette surface de glissement localement attractive. Un régime glissant existe alors à chaque fois que

$$\lim_{s \to 0^+} \dot{s} < 0 \quad \text{et} \quad \lim_{s \to 0^-} \dot{s} > 0 \tag{III.21}$$

Cette condition (III.21) peut être écrite de façon simplifiée :

$$s\frac{ds}{dt} < 0 (III.22)$$

III.6.3.2. Méthode de la commande équivalente

Lorsque les systèmes sont en régime glissant, la trajectoire restera sur la surface de commutation. Cela peut être exprimé par :

$$s(x,t) = 0$$
 Et $\dot{s}(x,t) = 0$ (III.23)

La condition (III.23) est appelée condition d'invariance de la surface de glissement. Pour la suite de notre travail, nous prenons s(x,t) = s(x(t)) = s(x)

$$\dot{s} = 0 \Rightarrow \frac{\partial s}{\partial x} (f(x) + B(x)u_{eq}) = 0$$

 u_{eq} appelé commande équivalente, est associée au système nominal, elle est déterminée de façon unique par les conditions d'invariance (III.23). En supposant que $\left(\frac{\partial s}{\partial x}B(x)\right) \neq 0$

La commande équivalente est donnée par le scalaire :

$$u_{eq} = -\left(\frac{\partial s}{\partial x}B(x)\right)^{-1}\frac{\partial s}{\partial x}f(x)$$
 (III.24)

Physiquement, la commande équivalente représente la valeur moyenne de la commande u, qui maintient l'état du système sur la surface de glissement s(x) = 0.

L'équation du régime glissant idéal est obtenue en portant l'expression de u_{eq} dans (III.18):

$$\dot{x} = f(x) - B(x) \left(\frac{\partial s}{\partial x} B(x)\right)^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x)$$
(III.25)

 $\left(\frac{\partial s}{\partial x}\right)$ Étant non nul sur x, ceci implique que l'on peut exprimer m états en fonction des (n-m)

autres. Ainsi, en régime glissant les dynamiques du système évoluent sur un espace d'état réduit de dimension (n-m). On aura donc m valeurs propres nulles et (n-m) valeurs propres non nulles.

III.6.3.3. Choix de la surface de glissement

La surface de glissement peut être linéaire ou non linéaire. Elle est construite de telle sorte que le système ait toujours une dynamique désirée et, est généralement choisie avec un degré relatif égal un (i.e. la dérivée de la surface s(x) par rapport au temps, fait apparaître explicitement la commande u). Pour les systèmes d'ordre entier, plusieurs formes d'écriture de la surface ont été proposées.

III.6.3.4 .Synthèse de la loi de commande

Nous avons mentionné (section III.6.3.3) que la loi de commande qui sera utilisée dans notre mémoire est composée du terme continu u_{eq} et d'un terme discontinu u_d .

$$u = u_{eq} + u_d (III.26)$$

Pour certains auteurs, cette commande est la somme d'un terme de basse fréquence u_{eq} et d'un terme de haute fréquence u_d . Le terme u_{eq} a été déjà défini par l'équation (III.24) quant au terme u_d , différentes formes sont proposées dans la littérature. Toutes les formes proposées donnent un terme discontinu. La forme simple qui est généralement utilisée est : $u_d = -k sign(s)$ ou k est une constante positive et sign est la fonction signe classique.

$$sign(s) = \begin{cases} +1 & si & s > 0 \\ 0 & si & s = 0 \\ -1 & si & s > 0 \end{cases}$$
 (III.27)

Le terme u_d force les dynamiques à converger vers la surface et assure l'insensibilité du système vis- à-vis des incertitudes et des perturbations. Par exemple, pour des paramètres mal connus. Le système ne glisse pas parfaitement sur la surface. Il quitte celle-ci, mais le

terme discontinu l'y ramène car la surface est attractive. C'est pour cette raison que la commande par modes glissants est dite robuste.

Concernant le phénomène de réticence, qui se caractérise par de fortes oscillations autour de la surface, il constitue un inconvénient non négligeable pour la commande par modes glissant d'ordre un.

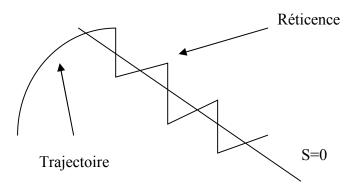


Fig. III.11:phénomène de réticence.

III.6.4. Application de la commande au mode glissant dans la MPTT

Cette section propose une approche mode de glissement pour le suivi de l'optimum énergétique d'un système éolien à vitesse variable à base d'une génératrice asynchrone.

Les avantages de la commande par mode glissant sont importantes et multiples ; la haute précision, la bonne stabilité, la simplicité, l'invariance, la robustesse...etc.

Dans ce cas, la structure d'un contrôleur comporte deux parties: une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette dernière est importante dans la commande car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécisions et des perturbations sur le modèle.

La conception de la commande peut être effectuée en trois étapes principales très dépendantes l'une de l'autre.

- Choix de la surface.
- L'établissement des conditions d'existence.
- Détermination de la loi de commande.

III.6.4.1. Modèle mathématique

Commençant par l'équation du mouvement de l'arbre à vitesse lente, en peut exprimée l'équation du système comme soit :

$$\begin{cases} \dot{\Omega}_{r}(t) = \Gamma_{t}(i.\Omega_{r}, v)/(i \cdot J_{t}) - \Gamma_{g}/J_{t} \\ \dot{\Gamma}_{G}(t) = -\Gamma_{g}/t_{g} + u/t_{g} \end{cases}$$
(III.28)

la commande u représentant la référence du couple électromagnétique qui se manifeste par les variations de la vitesse du vent. La commande u prend une variation entre les deux valeurs suivantes, $u \in (u^+, u^-)$.

La représentation du système sous la forme $\dot{x} = f(x,t) + B(x,t) \cdot u$, nous conduit au modèle dynamique (III.30).

Nous choisissons comme variable d'état, la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente et le couple de la génératrice Γ_G .

Soit:

$$\begin{cases} x_1 = \Omega_r \\ x_2 = \Gamma_G \end{cases}$$
 (III.29)

D'où la représentation d'état du système sous la forme $\dot{x} = f(x,t) + B(x,t) \cdot u$

$$\begin{bmatrix} \dot{\Omega}_{r} \\ \dot{\Gamma}_{g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Gamma_{t} (\Omega_{r} / i, v) / (i.J_{t}) - \Gamma_{g} / J_{t} \\ - \Gamma_{g} / t_{g} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 / t_{g} \end{bmatrix} \cdot u$$
 (III.30)

Où $x = \left[\Omega_r \quad \Gamma_G\right]^T$ non linéaire par ce que le variable d'état sont en fonction du couple de la turbine.

La dynamique du mode de glissement (qui est, la surface de glissement) peut être imposée comme l'équivalent d'une fonction linéaire de la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente Ω_r et le couple de la génératrice Γ_G :

$$\dot{\Omega}_r = \left(\Gamma_t \left(\Omega_r / i, v \right) / i - \Gamma_G \right) / t_\sigma = \begin{bmatrix} a_1 & a_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Omega_r & \Gamma_G \end{bmatrix}^T$$
(III.31)

Où a₁ et a₂ correspond à la dynamique du premier ordre sur la surface de glissement.

III.6.4.2. Surface glissant

Le but est de trouver une surface de glissement qui permet à l'éolienne de fonctionner de manière plus ou moins proches de l'ORC (Optimal Regimes Characteristic), implicitement nécessitant un antagoniste dimensionnement de l'effort de contrôle.

Comme on l'a déjà mentionné à la (section III.6.2.4), la commande de type $u = u_{eq} + u_d$ est une solution pour réduire le chattering. La surface de commutation est choisie comme étant une combinaison linéaire des états du système.

$$s(x) = Sx (III.32)$$

Où les coefficients S_i sont choisis de façon à avoir un système stable.

Pour l'existence de la commande équivalente, il faut vérifier l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial s}{\partial x}B(x,t)\right) \neq 0$$

Donc:

$$\left(\frac{\partial s}{\partial \Gamma_G}\right) = a_3 \neq 0$$

Nous obtenons:

$$\sigma = a_1 J_t \Omega_r + \Gamma_G a_2 J_t - (\Gamma_t / i - \Gamma_G) = a_1 J_t \Omega_r + a_2 J_t \Gamma_G - J_t \Omega_r$$
(III.33)

Montrant que la surface de commutation dépend de la dérivée d'une variable d'état, ce qui est un inconvénient pour la mise en œuvre en temps réel.

Cette dérivée peut être estimée en utilisant filtre passe haut de premier ordre choisi convenablement, avec $\frac{s}{t_f s+1}$ comme fonction de transfert.

III.6.4.3. Synthèse de la commande

En annulant la dérivée de la surface de glissement, on obtient l'expression de la commande équivalente

$$u_{eq} = -\left(\frac{\partial s}{\partial x}B(x)\right)^{-1}\frac{\partial s}{\partial x}f(x)$$
 (III.34)

Donc:

$$u_{eq} = \Gamma_G - \frac{t_g}{1 + a_2 J_t} (a_1 J_t \Omega_r + a_2 J_t \Gamma_G) \cdot (a_1 - A(\lambda, v))$$
(III.35)

Ou:

$$A(\lambda, v) = (K \cdot v \cdot R^{2}) / i^{2} \cdot (C_{p}(\lambda) \cdot \lambda - C_{p}(\lambda)) / \lambda^{2}$$
(III.36)

Et:

$$a_2 = -a_1 \cdot \frac{\Omega_{ropt}}{\Gamma_G \left(1 + k \cdot \left(\Omega_r - \Omega_{ropt}\right) / \Omega_{ropt}\right)}$$
 (III.37)

La commande discontinue u_d est choisie sous sa forme la plus simple :

$$u_N = -\alpha \cdot sign_h(\sigma)$$
 (III.38)

Ou α est un coefficient positif choisi d'une façon appropriée par rapport à l'amplitude d'une éventuelle perturbation.

III.7.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté d'une façon succincte les deux stratégies de commande que nous avons adopté pour la conduite du système éolien. Pour une première étape, nous avons préféré travailler dans un cas simple, c'est la raison pour laquelle nous avons développé les deux lois de commande dans un aspect linéaire. La première méthode consiste à conduire ce système par un simple PID, et la deuxième méthode consiste à contrôler le système éolien par un contrôleur mode glissant. Nous tenons à souligner que ce choix est purement subjectif. La première méthode est sélectionnée par ce que lors d'un stage effectué au sein de l'IAI à heig-vd, le prototype de test est contrôlé par un simple PID. Cependant pour la deuxième méthode, le choix est validé en se basant sur des références bibliographiques. Les résultats de simulation de cette partie seront illustrés dans le chapitre 4.

Chapitre IV

Étude en simulation

IV.1. Introduction

La simulation par ordinateur est un outil informatique basée sur des algorithmes mathématique. La simulation est une étape primordiale qui précède toute élaboration de n'importe quelle conception. Cet outil offre plusieurs avantages, en cite entre autres :

- **♣** Souplesse d'utilisation : les logiciels de simulation ne demandent pas une grande maitrise de la programmation informatique car ils sont dédiés à un large secteur d'utilisation.
- **♣** Gain de temps : la simulation offre des résultats presque instantanés, cela offre un bénéfice de temps extrêmement grand.
- **↓** Gain d'argent : qui dit simulation dit modèle numérique cela signifier qu'on n'utilise aucun matériels ce qui l'achat ou la fabrication des systèmes réels.

Dans cette partie de notre travail de recherche, nous nous sommes limités à appliquer les hypothèses établies dans la problématique sur un cas mono rotor, ceci est dû au fait que la configuration birotor ou contrarotative est constituée de deux génératrices indépendantes.

A cet effet, nous pouvons valider tous algorithmes de commande sur l'un des rotors, et par la suite nous généraliserons les résultats obtenus à un cas birotor. Par ailleurs, pour illustrer les résultats obtenus, nous allons suivre la feuille de route suivante :

- ♣ Validation du modèle de la turbine.
- Validation du modèle de la génératrice asynchrone.

Validation du modèle complet constitué par la turbine et la génératrice asynchrone.

- **↓** Validation de la commande de la turbine basée sur un contrôleur PID.
- ♣ Validation de la commande de la turbine basée sur le contrôleur Mode glissant.

Pour mettre en œuvre cette simulation, nous avons utilisé les paramètres du modèle de simulation ci-dessous voir Tableau (IV.1) testés dans un environnement Matlab/Simulink.

Données de la turbine à vent		
Puissance Nominale	Pn=180KW	
Diamètre du rotor	D=23.2m	
Vitesse du rotor	Ω =42tr/min	
Rapport de la boite à vitesse	23.75	
Nombre de Pales	3	
Données Admises		
Densité de l'air	$P=1Kg/m^3$	
Données de l'entrainement Mécanique à deux masses		
Moment d'inertie de la turbine	$J_T=102,8Kgm^2$	
Moment d'inertie de la génératrice	$J_G=4.5Kgm^2$	
Coefficient de rigidité	K_{12} =2700Nm/rad	
Coefficient d'amortissement	$B_{12}=0.1Nms/rad$	
Toutes les données sont référées à la plus haute vitesse (Vitesse du rotor de la génératrice)		
Données de la génératrice asynchrone		
3φ 400V 50Hz		
Nombre de paire de pôles	P=3	
Résistance du stator	$Rs=0.0092\Omega$	
Résistance du rotor	$Rr=0.0061\Omega$	
Inductance de fuite du stator	$Lls=186\mu H (Ls=Lls+Lm)$	
Inductance de fuite du rotor	$Llr=427\mu H$ ($Lr=Llr+Lm$)	
Inductance de magnétisation	Lm=6.7mH ($Lsr=Lm$)	

Tableau IV.1 : les paramètres du système de l'éolienne

IV.2. Modélisation du vent

Le vent est le vecteur énergétique d'entrée d'une chaîne éolienne, déterminant pour le calcul de la production de l'électricité, donc pour la rentabilité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, est au cube de la vitesse du vent.

L'évolution de la vitesse de vent en fonction du temps est modélisée par une fonction analytique ou générée par une loi statistique à partir des données de mesure pour un site

donné. Dans un contexte de la modélisation théorique, le profil de vent doit satisfaire deux critères :

- La durée du profil doit être limitée pour réduire le temps de simulation
- Le profil de vent doit être représentatif des caractéristiques du gisement (intensité, variabilité, distribution statistique...).

Dans cette étude, nous avons représenté l'évolution de la vitesse de vent de façon déterministe, par une somme de deux composantes $V(t) = V_T(t) + V_{moy}$, [51], à savoir :

- lacktriangle une composante turbulente du vent $V_T(t)$ est un processus aléatoire stationnaire.
- \downarrow une composante lente V_{moy} ; c'est la moyenne de la vitesse du vent variant régulièrement sur de plus longues périodes dans un site donné.

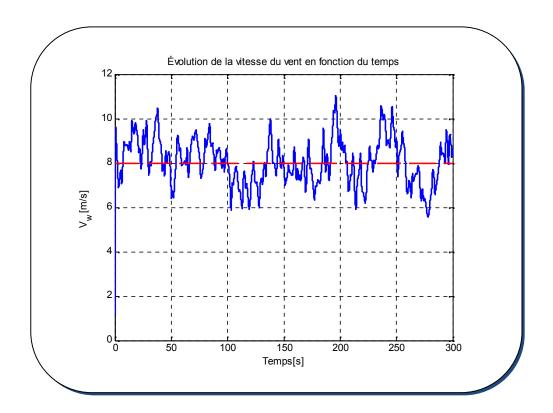


Fig. IV.1:Profil de la vitesse du vent.

IV.3. Simulation de la turbine

Dans cette étude, nous avons adopté l'approximation du coefficient de puissance C_p par la formule suivante :

$$C_p = 0.22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda'} - 0.4 \cdot \beta - 5\right) \cdot e^{\frac{-12.5}{\lambda'}}$$

Dans le mode de fonctionnement nominal le *Cp=0.438*.

La figure ci-dessous (IV.1) représente le modèle de la turbine développé sous Matlab Simulink.

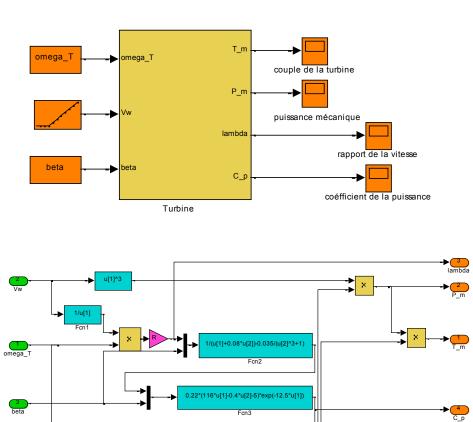
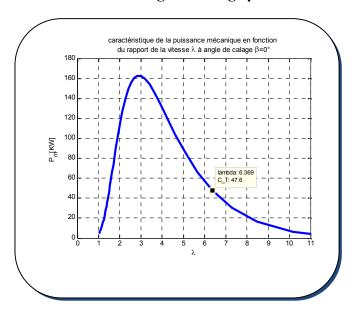


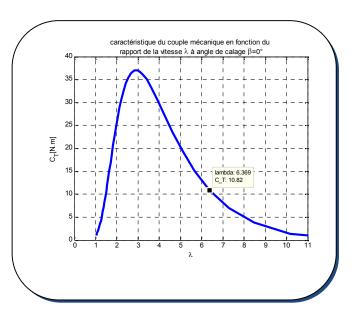
Fig.IV.2: Modèle de la turbine à vent développé sous Matlab / Simulink.

Un modèle d'une turbine éolienne peut être considéré comme un système multivariables, ayant des entrées comme la vitesse du vent et l'angle de calage par exemple et deux sorties à savoir la vitesse de rotation, et le couple mécanique. Pour illustrer le comportement des trois réponses de la turbine, nous avons pris plusieurs valeurs de l'angle de

calage β . La simulation du modèle de la turbine a donné les résultats illustrés sur les figures ci-dessous.

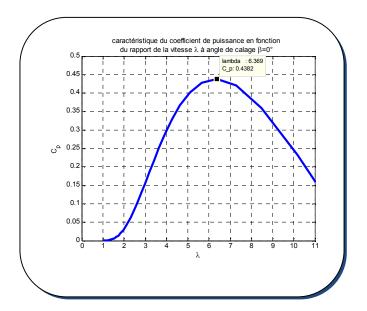
▶ Pour un angle de calage β=0°





a. Caractéristique de la puissance

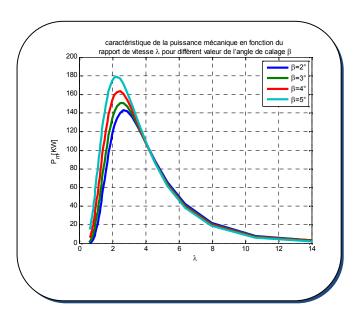
b. Caractéristique du couple

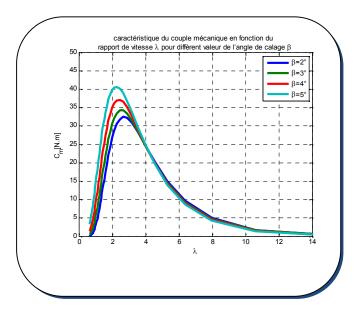


c. Caractéristique du coefficient de performance

Fig.IV.3: Caractéristique (a) de la puissance mécanique (b) le couple mécanique à la sortie de la turbine et (c) le coefficient de puissance en fonction de λ pour un angle de calage $\beta=0^{\circ}$

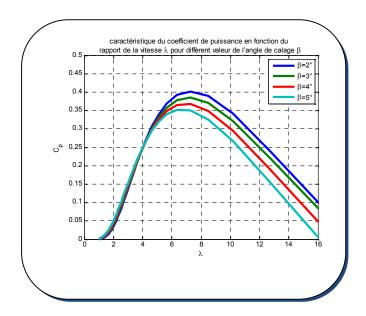
Pour différentes valeurs de l'angle de calage β





a. Caractéristique de la puissance

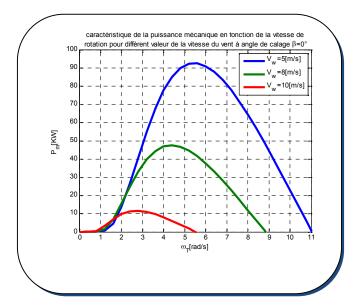
b. Caractéristique du couple

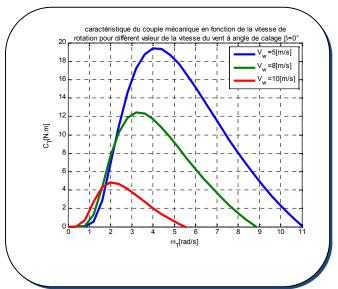


c. Caractéristique du coefficient de performance

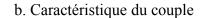
Fig.IV.4: Caractéristique (a) de la puissance mécanique (b) le couple mécanique à la sortie de la turbine et (c) le coefficient de puissance en fonction de λ pour différentes valeurs de l'angle de calage β .

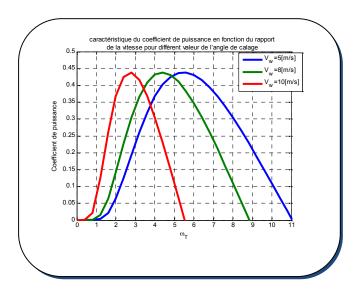
Pour différentes valeurs de la vitesse du vent





a. Caractéristique de la puissance





c. Caractéristique du coefficient de puissance

Fig.IV.5: Caractéristique (a) de la puissance mécanique (b) le couple mécanique à la sortie de la turbine et (c) le coefficient de puissance en fonction de λ pour différentes valeurs de la vitesse du vent pour un angle de calage $\beta=0^{\circ}$.

IV.3.1. Résultats et Discussions

Lors de la simulation du comportement de la turbine, nous avons relevé les constations suivantes :

- L'évolution de la caractéristique de la puissance, du couple et du coefficient de puissance atteint une valeur maximum pour un λ_{op} correspondant à un angle de calage β .
- L'extraction du maximum de puissance du vent, correspond à un fonctionnement autour d'un point appelé souvent *MPP* (Maximum Power Point).
- Maintenir le fonctionnement de la turbine autour du *MPP* nécessite en permanence un contrôle robuste pour garantir les performances du système.

IV.4. Simulation de la machine asynchrone

La génératrice utilisée pour le système éolien est une génératrice asynchrone à cage d'écureuil dont les paramètres sont cités dans le tableau (IV.1). Le modèle de la machine asynchrone est déduit de la machine biphasée en supposant que les variables sont exprimées dans un référentiel *d-q* tournant à la vitesse du champ électrique. Les résultats obtenus par la simulation illustrent le comportement de cette génératrice et donnent les valeurs nominales de fonctionnement.

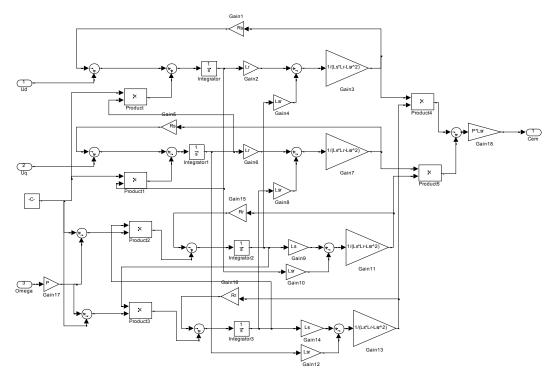
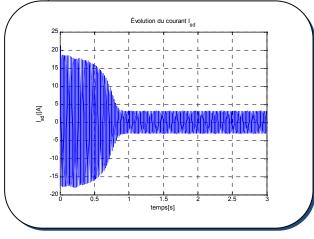
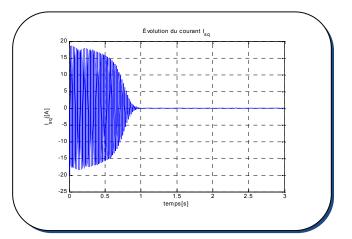


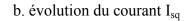
Fig. IV.6 : Modèle de la MAS développé sous Matlab / Simulink.

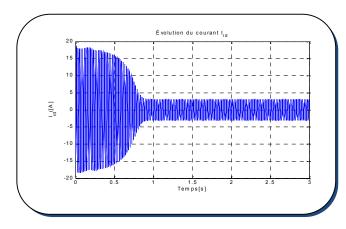
b Evolution des courants dans le plan dq

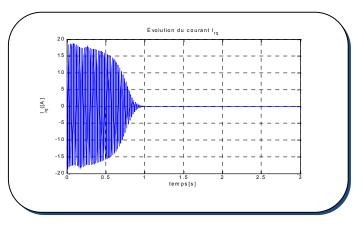




a. évolution du courant I_{sd}





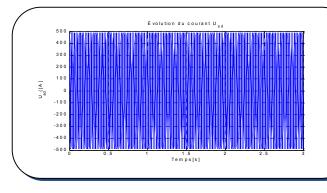


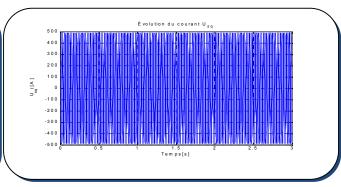
c. évolution du courant I_{rd}

d. évolution du courant I_{rq}

Fig. IV.7: Evolution des courants statorique et rotoriques dans le référentiel *dq* lors de la phase e démarrage.

b Evolution des tensions dans le plan dq





a. évolution de la tension U_{rd}

b. évolution de la tension U_{rq}

Fig. IV.8:Evolution des tensions statorique dans le référentiel *dq* lors de la phase e démarrage.

Evolution de la vitesse de rotation

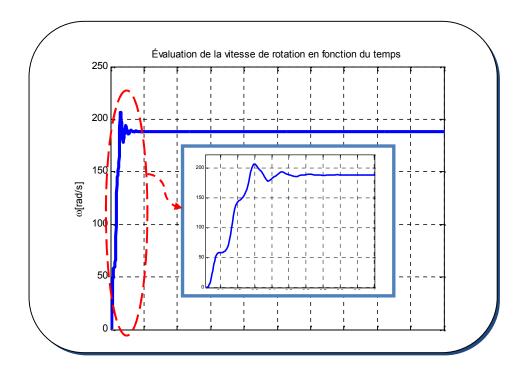


Fig. IV.9:évolution de la vitesse de rotation

> Evolution du couple électromagnétique

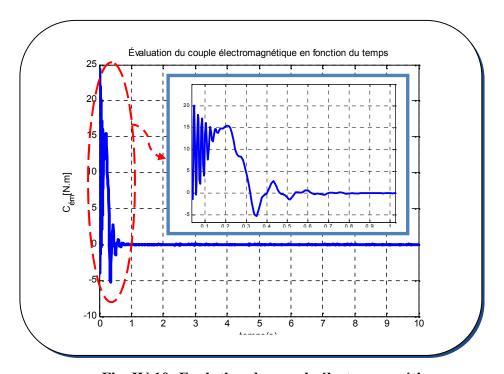


Fig. IV.10: Evolution du couple électromagnétique

IV.5. Simulation du modèle complet

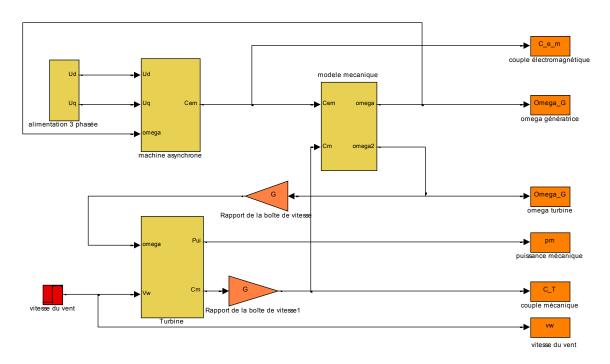


Fig. IV.11 : Modèle du système éolien complet.

> Evolution du couple électromagnétique

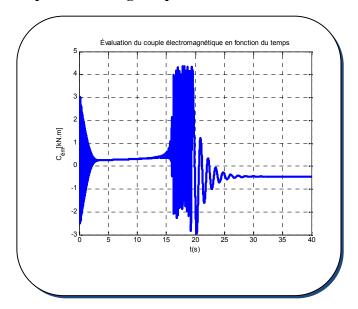
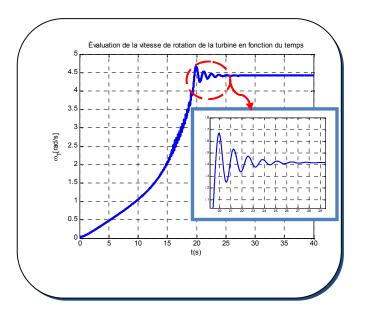
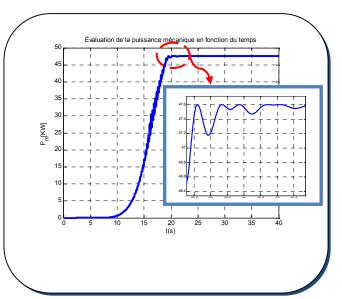


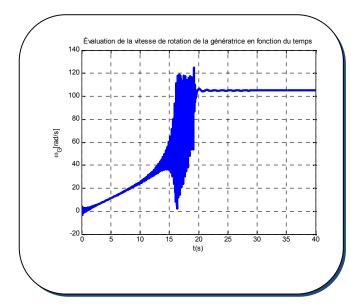
Figure IV.12: Evolution du couple électromagnétique.

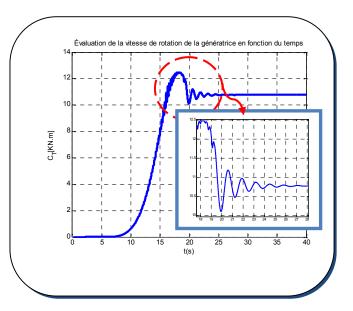
Evolution de la vitesse de rotation et de la puissance mécanique





- a. évaluation de la vitesse de la turbine
- b. évaluation de la puissance de la turbine





- c. évaluation de la vitesse de la génératrice
- d. évaluation du couple de la turbine

Fig. IV.13:Courbes au démarrage de la puissance, du couple et de la vitesse de la turbine, ainsi que du couple électromagnétique et de la vitesse du générateur pour une vitesse du vent constante : $V_w = (8m/s)$, quand les perturbations sont négligées.

IV.5.1. Résultats et Discussions

La simulation de la génératrice pour un démarrage à vide sous une alimentation de tension efficace U=220V et de fréquence 50 Hz nous a donné les caractéristiques réelles de cette machine asynchrone. L'information pertinente tirée de cette étude, plus les valeurs nominales, est la dynamique de la génératrice.

Les courbes des figures (IV.7, IV.8,IV.9et IV.10) représentent les résultats de simulation du modèle de la machine asynchrone.

- Un fort appel de courant figure IV.7) apparait et qui est nécessaire pour développer un couple pour la machine en vue de produire un mouvement de rotation. Cependant, après la disparition du régime transitoire, le couple tend vers zéro puisque nous entrainons un moteur sans charge,
- Les courbes de vitesse (Figure. IV.9) présentent de fortes oscillations pendant le régime transitoire, Ces régimes durs enivrent 0.02 s, et par la suite la vitesse converge vers sa vitesse nominale de 157 rd/s en régime permanent.
- ► En ce qui concerne le couple instantané (Figure. IV.8), nous pouvons signaler la présence des oscillations lors de la mise sous tension pendant une durée très courte au moment du démarrage.
- Les courbes de la figure (IV.12) et (IV.13) illustrent le comportement du système complet sans introduire la notion de la commande. Ces résultats montrent un fort couplage existant entre ces variables ce qui évoque le caractère non linéaire du système.

IV.6. Simulation de la commande PID

Le contrôleur PID de l'angle d'attaque est conçu de telle façon à maintenir la vitesse de rotation ω constante. Pour ce faire, nous avons tracé un abaque de l'erreur quadrature moyenne EQM (RMS) entre la vitesse de rotation consigne et la vitesse de rotation réelle en fonction des paramètres k_I , k_p et k_D .

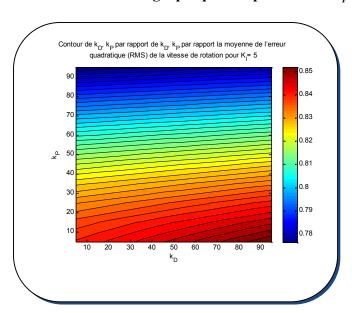
IV.6.1. Evaluation de la variation des gains du PID

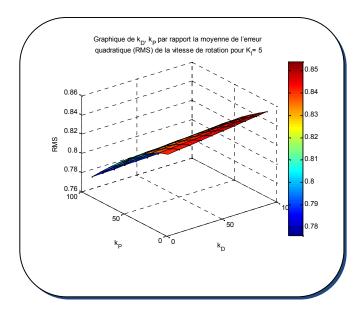
Pour justifier le choix des valeurs des paramètres k_I , k_p et k_D , nous proposons de tester l'EQM (*RMS*) pour les valeurs suivantes :

k_I	k_P	k_D
5	[5:10:100]	[5:10:100]
10	[5:10:100]	[5:10:100]
50	[5:10:100]	[5:10:100]
100	[5:10:100]	[5:10:100]

Tableau. IV.2 : les valeurs des paramètres k_I , k_p et k_D .

\Rightarrow Evolution graphique des paramètres k_p et k_D pour un k_I =5.

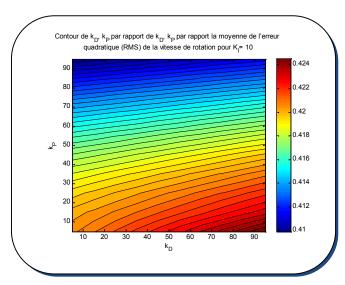




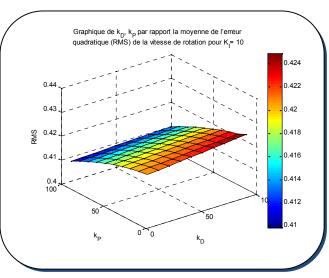
a. contour de k_D, k_p pour $k_I=5$

b. surface de k_D, k_p pour $k_I=5$

ightharpoonup Evolution graphique des paramètres k_p et k_D pour un k_I =10.

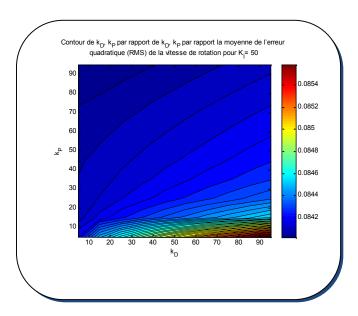


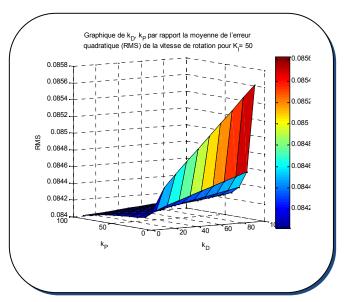
c. contour de k_D,k_p pour $k_I=10$



d. surface de k_D, k_p pour $k_I=10$

Evolution graphique des paramètres k_p et k_D pour un k_I =50.

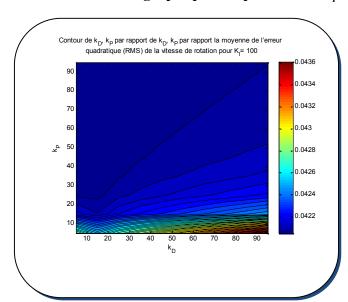


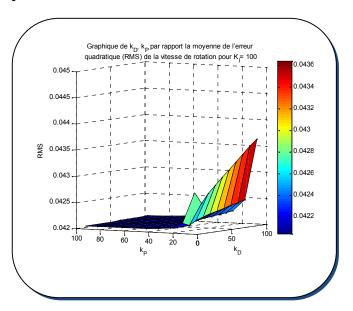


e. contour de k_D, k_p pour $k_I = 50$

f. surface de k_D,k_p pour k_I=50

▶ Evolution graphique des paramètres k_p et k_D pour un k_I =100.





g. contour de k_D, k_p pour $k_I=100$

h. surface de k_D, k_p pour $k_I=100$

Fig. IV.14: Evaluation de la variation des gains du PID (a) : contour de k_D , k_p pour k_I =5, (b) : surface de k_D , k_p pour k_I =5, (c) : contour de k_D , k_p pour k_I =10, (d) : surface de k_D , k_p pour k_I =10, (e) : contour de k_D , k_p pour k_I =50, (f) :surface de k_D , k_p pour k_I =50, (g) : contour de k_D , k_p pour k_I =100et (h) :surface de k_D , k_p pour k_I =100.

IV.6.2. Résultats et Discussions

Les figures (IV.14) illustrent les résultats de simulation de l'*EQM(RMS*) entre la vitesse de rotation désirée et la vitesse de rotation estimée et en fonction des paramètres k_p , k_I et k_D . Pour ce faire, nous pris quatre valeurs de $k_I = 5$, 10, 50 et 100 et plusieurs valeurs de k_p et k_D allant de zéro jusqu'à 100. A partir de ces résultats, nous pouvons remarquer que pour des valeurs $k_I > 10 l'EQM(RMS)$ décroit rapidement. Par ailleurs, il est possible de choisir un intervalle des paramètres k_p , k_l et k_D dont l'EQM donne des résultats satisfaisants. Pour des valeurs de $k_p < 10$ l'EQM(RMS)croit très rapidement, ce qui nous oblige de choisir des valeurs de k_n au-delà de 20.

En conclusion nous pouvons déceler les remarques suivantes :

- Le choix optimal des points de fonctionnement, nous utiliserons le tracé de l'EQM(RMS) en fonction des paramètres k_p , k_l et k_D pour en choisir les meilleures valeurs.
- L'approximation du modèle de la turbine éolienne à vitesse constante à un simple modèle linéaire peut confronter des contradictions avec le système réel.
- L'utilisation d'un contrôleur PID avec un gain variable peut nous informer même visuellement sur le bon choix des paramètres du PID.
- Le critère d'évaluation utilisé est l'Erreur Quadratique Moyenne (EQM), le résultat obtenu est environ 0.04, ce qui est très satisfaisant pour justifier la sélection des paramètres k_p , k_l et k_D du PID.

L'utilisation des surface (EQM) générées par la variation du gain du contrôleur PID nous a permis de constater la robustesse du PID.

IV.6.3. Evolution de la Puissance, du Couple et de la vitesse rotation de la turbine, ainsi que l'angle de calage β en fonction du temps

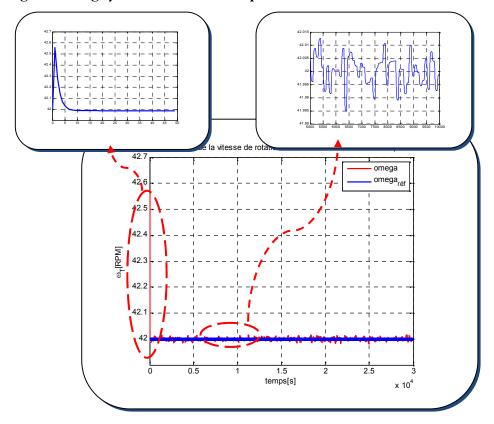


Fig. IV.15:Résultats de simulation de la vitesse de turbine avec la commande PID pour un k_I =50, k_D =10, k_P =80.

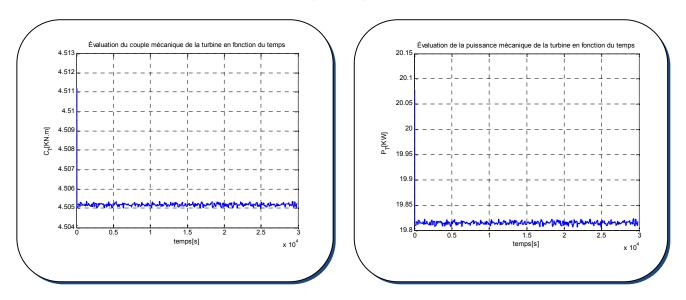


Fig. IV.16:Résultats de simulation de la puissance et le couple mécanique de la turbine avec la commande PID pour un k_I =50, k_D =10, k_P =80.

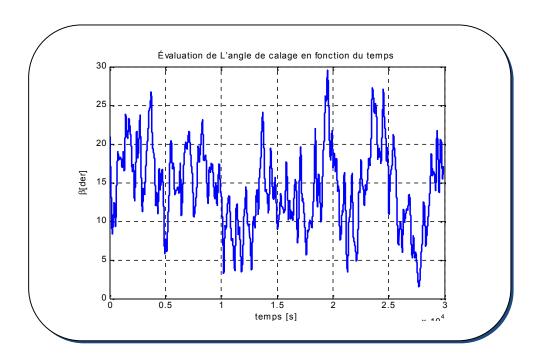


Fig. IV.17 : Résultats de simulation de l'angle de calage de la turbine avec la commande PID pour un k_I =50, k_D =10, k_P =80.

IV.6.4. Evolution de la vitesse de rotation de la turbine, pour une variation de la référence de la vitesse de rotation de la turbine $\Delta \omega_T = 0.02 rad/s$.

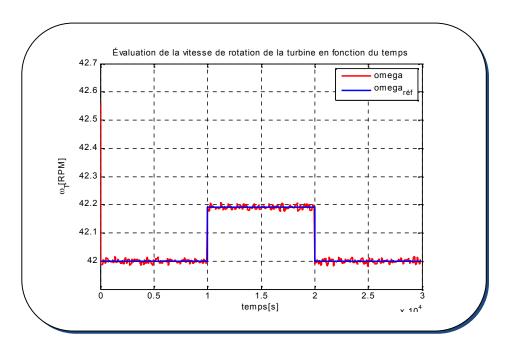


Fig. IV.18 : Résultats de simulation de la vitesse de rotation de la turbine avec la commande PID (k_I =50, k_D =10, k_P =80) pour une variation de la référence de la vitesse de rotation de la turbine $\Delta\omega_T$ = 0.02rad/s.

IV.6.5.Résultats et Discussions

D'après les résultats obtenus lors de la simulation, nous pouvons relever les constatations suivantes :

- Le choix des valeurs des paramètres k_p , k_l et k_D est justifié par le fait que l'erreur statique entre la vitesse de rotation estimée de la turbine et la valeur de la vitesse figure(IV.13) consigne est très réduit.
- Même constatation reste valable pour la puissance et le couple mécanique de la turbine, une nette convergence vers les valeurs nominales du système éolien.
- Le comportement du signal de commande (angle de calage Figure IV.17) montre la forte fluctuation de la vitesse du vent.
- La figure (IV.18) montre le pouvoir de poursuite de la vitesse de rotation de la turbine en présence d'une vitesse référence variable.

IV.6.6. Conclusion sur l'utilisation d'un PID

Nous pouvons remarquer clairement que l'introduction d'un régulateur PID à améliorer davantage la poursuite des sorties réelles par rapport aux entrées consignes. L'écart entre la sortie et la consigne est extrêmement réduit, surtout pour un tel système fortement couplé. Une autre constatation très importante concernant l'ordre des valeurs des paramètres du PID ($k_D = 10$, $k_I = 50$, $k_P = 80$), sont des valeurs pratiquement réalisables que ce soit du point de vue dynamique du système (bande passante) ou bien du point de vue coût. Néanmoins, l'amélioration de la précision en poursuite est fortement recommandée, c'est la raison pour laquelle nous proposons une autre loi de commande basée sur le mode glissant.

IV.7. Simulation de la commande par mode glissant

La commande par mode glissant a connu un grand succès ces dernières années. Cela est dû à la simplicité de mise en œuvre et la robustesse par rapport aux incertitudes du système et des perturbations externes entachant le processus. La commande par mode glissant consiste à ramener la trajectoire d'état vers la surface de glissement et de le faire évoluer dessus avec une certaine dynamique jusqu'au point d'équilibre. La conception de la commande par mode glissant revient principalement à déterminer trois étapes.

- Choix de la surface de commutation
- Condition de convergence
- Calcul de commande

Lors de cette étude, nous avons appliqué le contrôleur mode glissant sur le même modèle éolien pour tirer l'apport de cette loi de commande par rapport à un contrôleur PID. L'objectif envisagé est toujours extraire le maximum de la puissance électrique de celle du vent. Pour ce faire, nous avons simulé l'évolution des variables de sorties à savoir le Cp, la puissance et la vitesse de rotation côté lent et rapide de l'arbre ainsi que le couple mécanique et le couple électromagnétique,...etc pour les valeur opérationnelles $Cp_{_{-}op}$ =0.438 et $\lambda_{_{-}Op}$ =6.369.

IV.7.1. Evolution du rapport de la vitesse λ en fonction du temps

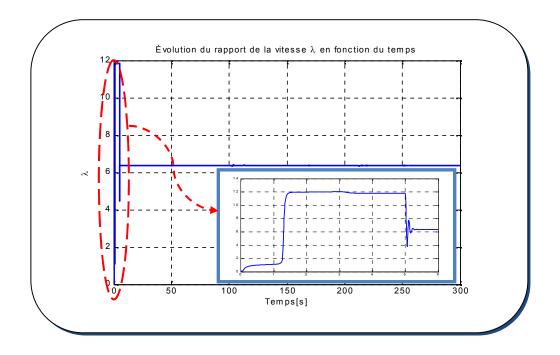
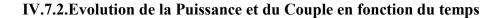
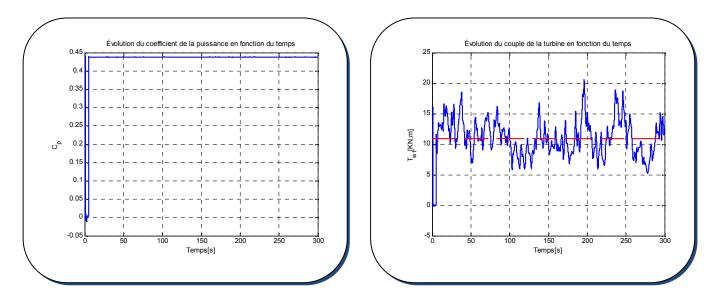


Fig. IV.19 : Résultats de simulation du rapport de la vitesse périphérique λ de la turbine avec la commande au mode glissant.

L'évolution du rapport de vitesse λ (Fig.IV.19) passe par un régime transitoire très fort, ceci peut être expliqué par l'augmentation brusque de la vitesse du vent (voir Fig. IV.13.c). Dans un temps très court, la vitesse du vent souffle autour de son mode opératoire et le rapport de vitesse λ converge vers la valeur 6.369.



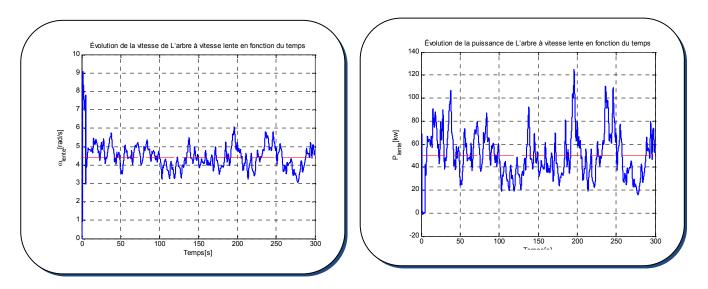


- a. Evolution du coefficient de puissance Cp.
- b. Evolution du Couple Mécanique.

Fig. IV.20 : Résultats de simulation du (a) coefficient de la puissance C_p et (b) le couple mécanique de la turbine en fonction du temps.

La figure (IV.20) concerne le tracé de la courbe de l'évolution du coefficient *Cp* et le couple mécanique *Tw*. Nous constatons que le coefficient *Cp* atteigne une valeur de *0.438* et le couple mécanique oscille autour de son mode opératoire de valeur *10.964KNm*. A cet effet, nous pouvons dire que même en présence de fluctuations le couple mécanique reste dans son mode opératoire.

IV.7.3. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse lente en fonction du temps



a. vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente.

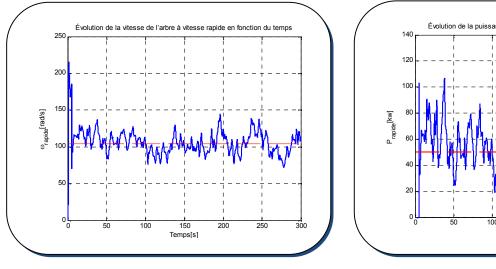
 b. puissance mécanique de l'arbre à Vitesse lente.

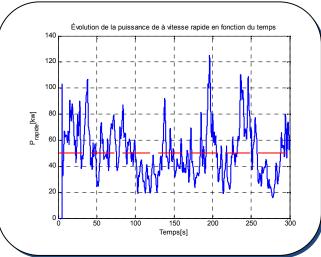
Fig. IV.21:Résultats de simulation de la puissance et la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente, de l'éolienne en fonction du temps.

La figure (IV.21. a) traite la morphologie de la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente, de l'éolienne en fonction du temps et la figure (IV.21. b) concerne la puissance mécanique. Nous remarquons que la vitesse tourne autour de la valeur **4.4408rad/s** ce qui correspond à une valeur 42,43 tr/min. Cependant pour la puissance mécanique, nous avons trouvé une valeur de l'ordre **50.027KW**.

IV.7.4. Evaluation de la vitesse et de la puissance de l'arbre à vitesse rapide en fonction du temps

La figure (IV.22.a) traite la morphologie de la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente, de l'éolienne en fonction du temps et la figure (IV.22.b) concerne la puissance mécanique. Nous remarquons que la vitesse tourne autour de la valeur 105.4694rad/s ce qui correspond à une valeur 1007.66 tr/mineur, cette vitesse est le résultat de la multiplication de la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente par le facteur de multiplication G=23.75. L'erreur d'estimation est de l'ordre de 0.0525 (1007.7125-1007.66). Cependant pour la puissance mécanique, nous avons trouvé une valeur de l'ordre 49.341KW.





a. vitesse de rotation de l'arbre à vitesse rapide.

 b. puissance mécanique de l'arbre à Vitesse rapide.

Fig. IV.22:Résultats de simulation de la puissance et la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse rapide, de l'éolienne en fonction du temps.

Les mêmes constatations restent valables pour la vitesse et la puissance mécanique de l'arbre à vitesse rapide.

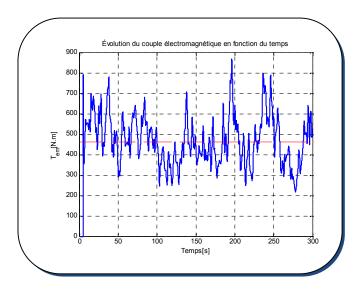


Fig. IV.23 : Résultats de simulation du couple électromagnétique de la génératrice en fonction du temps.

La figure (IV.23) illustre le comportement du couple électromagnétique de la génératrice qui oscille autour de la valeur 457.1662.

IV.7.5. Evaluation de la surface de glissement en fonction du temps

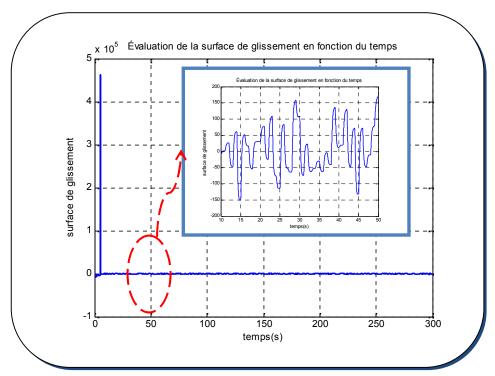


Fig. IV.24 : Résultats de simulation de la surface de glissement en fonction du temps.

▶ Tableau pour illustrer les valeurs consignes et les valeurs estimées.

	Valeurs Théoriques	Valeurs Estimées
Coefficient de Puissance Cp	0.4382	0.4321
Vitesse de Rotation Lente $\omega_{\scriptscriptstyle Lente}$	42tr/min	42,43 tr/min
Vitesse de Rotation Rapide ω_{Rapide}	1007.66	1007.7125
Couple Mécanique \(\Gamma w\)	10.825 <i>KNm</i>	10.964 <i>KNm</i>
Puissance à vitesse lente P _{Lente}	49.222 <i>KW</i>	49.288 <i>KW</i>
Puissance à vitesse Rapide P _{Rapde}	4.9028KW	49.341 <i>KW</i>

Tableau. IV.3: pour illustrer les valeurs consignes et les valeurs estimées.

IV.7.6. Evaluation de la commande discontinue et équivalente en fonction du temps

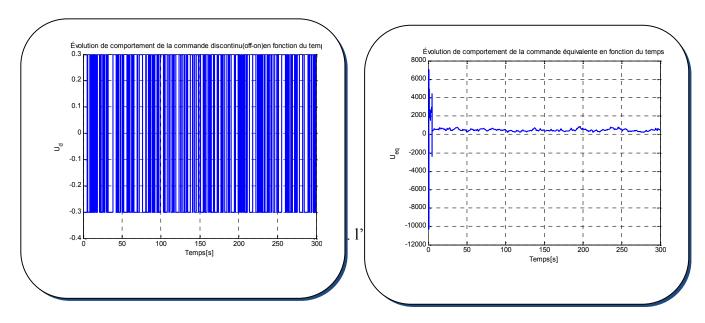
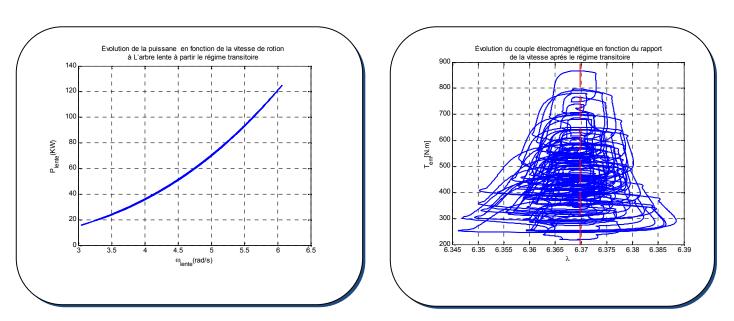


Fig. IV.25 : Résultats de simulation de la commande de mode glissant en fonction du temps.

IV.7.7. Evaluation de la puissance et le couple électromagnétique en fonction de la vitesse de rotation de l'arbre à vitesse lente.



a. puissance mécanique en fonction de ω

b. couple électromagnétique en fonction de λ .

Fig. IV.26. Résultats de simulation de l'évaluation de la puissance mécanique de la turbine en fonction de la vitesse de rotation de la turbine et le couple électromagnétique en fonction du rapport de la vitesse périphérique λ .

IV.7.8. Résultats et discussions

Dans cette partie de notre travail, nous avons simulé l'introduction d'un contrôleur mode glissant appliqué à un système éolien. L'objectif envisagé consiste à maintenir le coefficient de puissance autour de sa valeur nominale pour que le système produise le maximum d'énergie. Après linéarisation du système (voir chapitre III). Les résultats de simulation sont illustrés sur les figures (IV.19) (IV.26).

Les deux figures (IV.19) et (IV.20) illustrent l'allure du rapport de vitesse λ , le coefficient de puissance Cp et le couple mécanique. Nous remarquons clairement que les trois paramètres fonctionnent étroitement autour de leurs valeurs optimales, ce qui justifie le bon choix des paramètres du contrôleur glissant. Nous avons aussi relevé le comportent de la vitesse, la puissance mécanique et le couple électromagnétique au niveau de l'arbre à vitesse lente et à vitesse rapide. Les résultats sont illustrés sur les figures (IV.21) et (IV.22).

A cet effet, nous pouvons dire que les résultats sont satisfaisants et que le système fonctionne dans un mode de rendement optimal même en présence des fluctuations brusques à cause de la vitesse du vent qui est de nature aléatoire.

La surface de glissement sur la figure (IV.24), converge vers une valeur nulle, ce qui correspond aux conditions imposées préalablement. Pour illustrer cette évolution, nous avons fait un **Zooming** sur le régime établi pour examiner l'ordre des fluctuations.

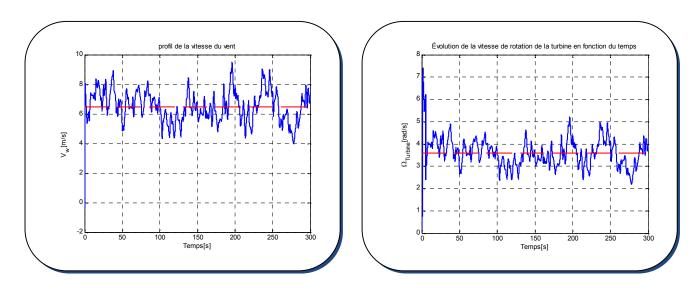
L'introduction de la commande mode glissant sur un système fortement non linéaire, fortement couplé s'avère très compliquée. Pour ce faire, nous avons linéarisé le système autour de son mode opératoire. A travers un examen visuel, nous pouvons dire que cette commande a garanti les performances de ce système. Les résultats numériques obtenus lors de la simulation sont illustrés sur le tableau IV.2 ci-dessus.

Les figures (IV.25.a) et (IV.25.b) illustrent le comportement des deux composantes de la commande mode glissant, la commande discontinue et la commande équivalente. Lors du démarrage, la commande équivalente présente une forte oscillation et par la suite quand le système atteint les valeurs de fonctionnement normal, la commande se stabilise indiquant le régime établi.

Les caractéristiques de (P, ω) et (Γ, λ) illustrées sur la figure (IV.26). L'évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine nous informe que plus la vitesse augmente la puissance y aussi figure (IV.26.a). Cependant, le système éolien

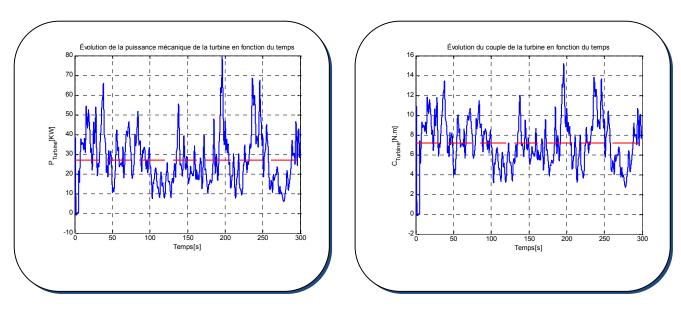
fonctionne autour des valeurs nominales c'est la raison pour laquelle nous devons piloter ce système pour qu'il fonctionne dans cette région. En ce qui concerne le couple électromagnétique, nous disons la même chose que ce couple évolue autour de la vitesse périphérique λ . Cette oscillation est due à la fluctuation de la vitesse du vent.

IV.8. Profil de vent en Algérie



a. profil de la vitesse du vent.

b. Vitesse de rotation de la turbine.



c. puissance mécanique.

d. couple mécanique.

Fig. IV.27. Résultats de simulation de l'évolution de la puissance mécanique, du couple mécanique, et de la vitesse de rotation de la turbine, pour un profil du vent dans la région d'Adrar.

En ce qui concerne l'Algérie, le maximum d'énergie que nous pouvons extraire à partir du profil de la vitesse du vent figure (IV. 27. a), est de l'ordre 26.897KW figure (IV. 27.c). C'est une quantité d'énergie quand même qui peut être intéressante, surtout pour des cas d'utilisation domestique et à basse puissance.

IV.9. Conclusion

La simulation sous MATLAB SIMULINK nous a permet d'obtenir les différentes caractéristiques du système éolien, et développer des lois de commande pour ramener le système à fonctionner autour de son mode opératoire, tout en garantissant ses performances. Pour une première étape, nous avons mis l'accent sur deux stratégies de commande, à savoir la commande par un contrôleur PID et un contrôleur mode glissant. Les résultats obtenus sont très satisfaisants, et peuvent constituer un outil fort et recommandé pour une éventuelle étude.

NB: L'étude en simulation que nous avons mené concerne une éolienne mono rotor, donc si nous utiliserons la configuration contrarotative, nous allons atteindre un *Cp* de l'ordre de 0.64, ce qui revient à un gain de 15% à 20% de l'énergie extraite du vent. La stratégie de commande adoptée dans ce travail de recherche est basée sur la commande indépendante pour chaque rotor, c'est la raison pour laquelle nous pouvons valider toutes les algorithmes mis en œuvre sur un simple cas mono rotor.

Cependant, cette étude s'avère insuffisante pour valider les modèles obtenus. Par ailleurs, nous aurions aimaient réaliser un banc d'essai dans notre laboratoire mais par manque d'équipements nous nous sommes limités à une étude sur des cas de simulation.

Conclusion Générale

Les travaux de recherches présentés dans ce mémoire ont été consacrés à l'étude de la modélisation, la simulation et à la commande d'une éolienne contrarotative à base d'une génératrice asynchrone. L'objectif envisagé au début de notre étude était de reconfigurer le système non linéaire fortement couplé en un système simple et linéaire pour pouvoir appliquer des lois de commandes linéaires. Le système éolien (Turbine + Génératrice) est réduit à un système à deux variables d'états à savoir le couple électromagnétique et la vitesse de rotation côté génératrice $\mathbf{x} = [\Omega_h, \ \Gamma_G]$. Par ailleurs, le déroulement de la démarche adoptée pour répondre aux exigences du cahier des charges a été organisé comme suit :

- Ltude en simulation de la machine asynchrone alimentée directement par une source.
- Ltude en simulation de la turbine mono rotor et birotor.
- Ltude en simulation du système complet (Turbine + Génératrice).
- Analyse de performances et test de robustesse de la commande à base d'un PID.
- ♣ Analyse de performances et test de robustesse de la commande à base d'un mode glissant.
- Levaluer cette éolienne dans le cas où elle est implantée en Algérie.

La stratégie de commande adoptée (PID et Mode Glissant) appliquée à un modèle dynamique parfaitement linéaire découplé équivalent à celui d'un système d'ordre un. Le principe consiste à contrôler directement le couple (couple-mètre) et la vitesse de rotation du rotor de la génératrice (codeur incrémental).

Les résultats de simulation obtenus montrent que les hypothèses établies au niveau du cahier des charges ont été validées avec succès et la dynamique de poursuite de consigne est satisfaisante. Cependant, nous pouvons dire que le contrôle du système éolien peut être piloté par un simple contrôleur (PID), si la classe de précision n'est pas exigée, par contre si la

précision est imposée, à ce moment-là le choix d'une autre commande plus robuste est nécessaire voir obligatoire (mode glissant par exemple). C'est la raison pour laquelle nous pouvons dire que ce sujet reste ouvert et nous proposons d'entamer les techniques suivantes :

- **Les Etendre cette étude à un cas non linéaire.**
- L'utilisation des techniques robustes d'observation sans capteur tel que l'observateur de Kalman étendu et autres.
- L'Etendre cette étude pour le contrôle de la qualité d'énergie issue de la génératrice.
- ↓ Valider les résultats obtenus en simulation par des essais expérimentaux sur banc d'essais.

Bibliographique

- [1] M. Merdaoui, A.Houha, A. Smaïli. Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d'Adrar. Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza (2010) 269 274.
- [2] G.Octavian CIMUCA. Système inertiel de stockage d'énergie associe à des générateurs éoliens. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieur d'Arts et Métiers Centre de Lille, 2005.
- [3] N.Fichaux. Evaluation du potentiel éolienne offshore et imagerie satellitale, Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, 2003.
- [4] H.Belghitri-Houda, Modélisation, Simulation et optimisation d'un systéme hybride éolienphotovoltaique, Thèse de Magister, Universitén Abou-bakr belkaid de tlemcen, Algérie, 2010.
- [5] R.Redjem. Modélisation et commande des machines électriques, Thèse de Magister, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2009.
- [6] N.Cherfia. Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens, Thèse de Magister, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2010.
- [7] F.MERRAH, "Alimentation et commande d'une MADA (application à l'énergie éolienne)", Thèse de magistère, ENP, 2007.
- [8] S. El Aimani. « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l'université des sciences et technologies de Lille (USTL), 2004.
- [9] K.Ferkous. Etude d'une chaine de conversion d'énergie éolienne, Thèse de Magister, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2009.
- [10] A .Boyette. Contrôle commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne", Thèse de Doctorat, Université Henri, Nancy1, 2006.

- [11] V.Courtecuisse. Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique, Thèse de Doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Lille, 2008.
- [12] J.R.Gregg, J.S.Merchant, W.Kenneth, V.Treuren, I.A.Gravagne, Analysis of a counter-rotating wind turbine, Baylor Uninersity, Waco, Texas, 2009.
- [13] A.P.Schaffarczyk.Actuator disc modelling of contra rotating wind-turbines, Laboratory for Computational mechanics, University of Applied siences Kiel, Germany, 2003.
- [14] Professeur : R.Herzog.Heig-VD, Mandataire : A.Wacinski.Eothème Sàrl, Travail de diplôme Développement d'une maquette d'éolienne contra-rotative, Suisse, 2008.
- [15] A.L.Bornoz, Travail de bachelor Etude de rentabilité économique d'une éolienne contrarotative, Mandatée par Docteur André Wacinski, suisse ,2008.
- [16] L.Louze, Production décentralisée de l'énergie électrique : Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée, Thése de Doctorat en sciences en électrotechnique, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2010.
- [17] F.Poitier, "Etude et commande de la génératrice asynchrone pour l'utilisation de l'énergie éolienne", thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [18] N.Boudrahem, Etude et commande d'une éolienne à vitesse variable, Thèse de Magister en automatique et traitement du signal, Univérsité de Béjaia, Algérie, 2007.
- [19] A.Bouhedda, contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne, Thèse de Magister, Université Mouloud Mammeri. Tizi-ouzou, Algérie, 2011.
- [20] C.wong, B.Suwantragul, A.Ruangwiset, Axial Momentum Theory for Turbines with Coaxial Counter Rotating Rotors, Presented at the Commemorative International Conference on the Occasion of the 4th Cycle Celebration of KMUTT, Millennium Hilton Hotel, Bangkok, Thailand 7-9 April 2009.
- [21]B. Boukhezzar. Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éolienne à vitesse variable, Thèse de Doctorat, université paris XI UFR scientifique d'orsay, 2006.

- [22]J.R.Winkelman,S.H.David. Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine generator. IEEE Transaction on PAS,102(5):1340-1347,1983.
- [23]E.S.abdin, W.Xu.control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction regenerator unit.IEEE Transaction on Energy Conversion, 15(1):91-96, March 2000.
- [24] S. Heier.Grid Integration of wind Energy Conversion Systems. John Wiley &sons Ltd, 1998.
- [25]P.South, R.Mitchell, E.Jacobs, Strategies for the Evaluation of advanced Wind Energy Concepts, December 1983.
- [26] D. Olson, K. Visser. Self-Starting Contra-Rotating Vertical Axis Wind Turbine for Home Heating Applications, Department of Mechanical and Aeronautical Engineering, Clarkson University USA.
- [27] Prasun .Chatterjee. Airfoil Lift, chapitre2.
- [28] Colard. Bruno, Comportement aérodynamique d'éoliennes contra-rotatives. Mons : Faculté Polytechnique de Mons, Service de mécanique des fuides, 2000.
- [29] Dorta. Nuot. Eolienne contra-rotative EOL II. Yverdon-les-Bains : HEIG-VD, Ecole d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud, 2008.
- [30] D.Guérette, Asservissement d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe dans le cadre d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration, Thèse de maître en sciences appliquées, Université Du Québec, 2010.
- [31] A.Abdelli, Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive, Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [32] R.Vincent, Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application è l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire, Thèse de Doctorat, Université d'Artois discipline, France ,2004.
- [33] N.Laverdure, Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires, Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, France, 2005.

- [34] N.Abu-Tabak, Stabilité dynamique des systèmes électriques multi machines : modélisation, commande, observation et simulation, Thèse de Doctorat, L'école centrale de Lyon, France ,2008.
- [35] M.Lopez, Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unite de production isolée, Thèse de Doctorat, université paris-sud 11, France.
- [36] E.Muljadi, Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation, IEEE Transaction on Industry Applications, vol. 37, No 1, Jan./Feb. 2001.
- [37] A.Bouhedda, Contribution à l'étude de systems de commande d'une éolienne, Thèse de Magister, Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [38] T. Luong LE, Analyses dynamique du réseau de distribution en présence des Productions décentralisées, Thèse de Doctorat, Grenoble, France, Janvier 2008.
- [39] Working Group C4.601-CIGRE, Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance, August 2007.
- [40] Perdana, O. Carlson, J. Persson, Dynamic Response of Grid-Connected Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generation during Disturbances, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics. Trondheim, 2004.
- [41] K. Rudion, Z. Styczynski, A. Orths, Modeling of Variable Speed Wind Turbines with Pitch Control, 2nd International Conference on Critical Infrastructures, Grenoble, France, October 2004.
- [42]R. Chedid, F. Mrad et M. Basma, «Intelligent control of a classe of wind energy conversion systems », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4,December 1999.
- [43] J. L. Rodríguez-Amanedo, S. Arnalte, J. C. Burgos. Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines. IEEE Transactions on Energy Conversion. Vol. 17 No.2, June 2002.
- [44] C. Edwards and S. K. Spurgeron, Sliding Mode Control: Theory and Applications. London, U.K.: Taylor and Francis, 1998.
- [45] W. Perruquetti and J. P. Barbot, Sliding Mode Control in Engineering. New York: Marcel Dekker, 2002.
- [46] J. J. E. Slotine and W. Li, Chapter 7: Sliding control, in *Applied Nonlinear Control*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, Inc., 1991.
- [47] V. Utkin, Sliding Modes in Control Optimization. Berlin: Springer- Verlag, 1992.
- [48] V. Utkin, J. Guldner, and J. X. Shi, Sliding Mode Control in Electromechanical Systems. London, U.K.: Taylor and Francis, 1999.

- [49]A. Si Ammour. Contribution à la commande par mode glissants d'ordre fractionnaire, Thèse de Doctorat, Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [50] M. Machmoum. F. Poitiers. Sliding Mode Control of a Variable Speed Wind Energy Conversion System with DFIG, Nantes University, 2009.
- [51] I.Munteanu, A.I.B.Cutululis, E.Ceangà, Optimal Control of Wind Energy Systems Towards a Global Approach, Scotland.UK, 2007.