

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université 8Mai 1945 – Guelma

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrotechnique et Automatique



Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Automatique et Informatique Industrielle

**Spécialité : Commande et Diagnostic des Systèmes
Industriels**

Projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme en Master Académique

Modélisation et asservissement d'une éolienne

Présenté par :

- Zeraoula mohamed
- Bouhlassa abd elhamid

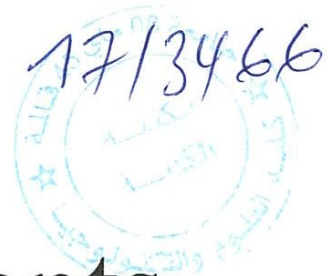
encadré par :

Dr. Sebbagh Abdennour

Juin 2017



17/3466



Remerciements

Je remercie en premier lieu Dieu qui m'a donné ce bien pour que je vive ce jour et la force et la patience pour terminer ce travail.

*Je tiens à remercier infiniment Monsieur **Sebbagh Abdennour** 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, également, à remercier tout particulièrement les membres de jury qui me font l'honneur d'animer ma soutenance.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma formation et à l'élaboration de ce modeste mémoire.

DÉDICACE

A mes chers parents

A ma chère I B

*A mes chers frères, et ma petite
sardous,*

Et à tous mes amis.

Mohamed

ملخص:

يقدم هذا العمل دراسة طرق التحكم في التوربين الريحي المستعمل في تحويل الطاقة الهوائية لإنتاج الكهرباء، من أجل ذلك قمنا بإنشاء نموذج لكل مكونات المولد الهوائي: التوربين الهوائي، السلسلة الميكانيكية لتحويل الحركة.

و بهدف الوصول إلى سرعة التوربين المثالية و الحفاظ عليها ثابتة قمنا باستخدام المصحات (المنظمات) الأكثر انتشارا في المجال الصناعي، كما حللنا و قارنا أداء هذه المنظمات المستعملة في النظام، و قمنا أيضا باستعمال تقنية زاوية الرمي المتغيرة و التي تسمح بدورها في التحكم في سرعة دوران التوربين.

و اختتمنا هذه العمل باستخلاص أن المنظمات المستعملة لها قدرة جيدة على الحفاظ على سرعة التوربين ثابتة.

Abstract

This work presents the multiple ways of controlling the air turbines that are used in transforming the wind energy in order to produce electricity. For that we have evolved a model to all the components of an electric generator; the wind turbine and the mechanic chain of transforming the energy.

In order to better achieve the perfect speed of the turbine and keep it stable, we have used the regulators that are most known in industrial domain. In addition to analyze and compare the performance of these regulators used in the program, we have also used the technique of the changeable shooting bearing that allows for the best control of the speed of the turbine.

As conclusion; we have found that the used of regulators have a masterful ability to keeping stable the speed of the turbine.

Résumé

Le travail présente les différentes manières de bien Contrôler des éoliennes qui sont utilisés pour transformer l'énergie éolienne pour produire l'électricité. Pour cela nous avons développé un modèle de tous les composants d'un aeroturbine; model de vent, dispositif d'entraînement.

Pour bien atteindre la vitesse parfaite des turbines et les rendre stables, nous avons utilisé des régulateurs qui sont bien connues dans le domaine industriel. En outre nous avons analysé et comparé les performances de ces régulateurs qui sont utilisés dans ce programme, nous avons aussi utilisé la technique de l'angle de calage qui permet de bien contrôler la vitesse de turbine.

En conclusion, nous avons trouvé que les régulateurs utilisés ont une diligente capacité de préserver la vitesse des turbines pour qu'elles demeurent stables.

SOMMAIRE

Dédicaces

Remerciements

Résumé

symboles

Liste de figure

Introduction générale.....1

Chapitre I : Généralité sur les éoliennes

I.1.Introduction2

I.2.Energie éolienne dans le monde.....2

I.3.Energie éolienne en Algérie.....4

I.3.1.Potentiel éolien de l'Algérie.....4

I.3.2. Sonelgaz inaugure sa première ferme éolienne de 10 MW à Adrar7

I.4. définition.....7

I.5. Principe8

I.6. Type des turbines éoliennes.....8

I.6.1. Eolienne à axe verticale8

a) l'éolienne de type Darrieus9

b) éolienne de type Savonius.....9

I.6.2. Eolienne à axe horizontale9

a)Amont.....	10
b)Aval.....	10
I.7.Description d'une pale d'éolienne	11
I.7.1.effort sur une pale d'éolienne.....	11
I.8.Comparaison entre les éoliens a axe vertical et horizontal.....	15
I.9. conclusion.....	16

Chapitre II : Modélisation d'une éolienne

II.1. Introduction.....	17
II.2. Conception d'une éolienne	17
II.3. modélisation du vent.....	20
II.4. aérodynamique	22
II.4.1. Théorème de BETZ	22
II.4.2. Le coefficient de vitesse réduite (tip-speed ratio).....	25
II.4.3. Coefficient de puissance aérodynamique	25
II.4.4. Couple aérodynamique.....	28
II.5.Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent.....	28
II.5.1.stratégie de la commande.....	29
• Pitch.....	30
• Stall.....	30
II.6.modélisation du système d'orientation des pales	30
II.7. Le dispositif d'entraînement.....	31

II.7.1. dispositif d'entraînement souple.....	31
II.7.2. dispositif d'entraînement rigide.....	33
II.8. Linéarité tangent du modèle de l'éolienne.....	34

chapitre III : *analyse et simulation*

III.1. Introduction	37
III.2. Représentation du système	37
III.3. Etude du système en boucle fermée	38
III.3.1. correcteur proportionnel (P).....	39
III.3.2. correcteur proportionnel-intégral	40
III.3.3. correcteur proportionnel-intégral-dérivateur	42
III.4. système en boucle fermée avec l'actionneur pitch	43
III.5. Teste de robustesse pour correcteur PID	45
III.6. conclusion.....	45
Conclusion générale.....	46

symboles	significations
C_p (λ,β)	Le coefficient de puissance
λ	vitesse spécifique normalisée (Le coefficient de vitesse réduite)
β	l'angle d'inclinaison (angle de calage)
V₁	la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur
V₂	la vitesse du vent en aval de l'aérogénérateur
V	la vitesse de l'air traversant l'aérogénérateur
S₁ , S₂	les sections amont et aval du tube d'air
S	la surface balayée par l'hélice
m	La masse d'aire
ρ	densité d'aire
F	La force exercée par l'air sur l'aérogénérateur
P_{aéro}	puissance absorbée par l'aérogénérateur (puissance aérodynamique)
E_c	l'énergie cinétique de la masse d'air
$\frac{\Delta E_c}{\Delta t}$	la variation de l'énergie cinétique E _c de la masse d'air
P_{vent}	la puissance du vent
R	le rayon des pales de l'éolienne

W	la vitesse de rotation de l'éolienne
V_{vent}	la vitesse du vent
$C_{p\text{max}}$	Coefficient de puissance maximal
C_{aero}	le couple aérodynamique
$c_q(\lambda, \beta)$	le coefficient du couple aérodynamique
λ_{opr}	vitesse spécifique optimal
β_{reg}	angle de calage de référence
τ_{β}	étant la constante de temps du système de premier ordre de l'actionneur pitch.
B_{Is}	le coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales
k_{Is}	le coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur
C_{Is}	le couple de l'arbre lent
W_{Is}	la vitesse angulaire de arbre lent
W_t	la vitesse angulaire du rotor
θ_r	la position angulaire du roto r
θ_{Is}	la position angulaire de l'arbre lent
W_g	la vitesse angulaire du générateur

θ_g	la position angulaire du générateur
n_g	le rendement du multiplicateur
C_{hs}	le couple de l'arbre rapide
C_{em}	le couple électromagnétique
J	l'inertie totale
J_r	l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice
J_g	l'inertie du générateur.
$C_{aero-nom}$	le couple aérodynamique nominale
$\omega_{t\ nom}$	la vitesse angulaire de la turbine.

Listes des figures

Figure I.1. : Capacité et ajouté annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005-2015

Figure I.2. Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015

Figure I.3. parts de marché des 10 premiers fabricants de turbines éoliennes, 2015

**Figure I.4. Vitesses moyennes mensuelles des différents sites Algériens
distribution de Weibull pour différents sites en Algérie**

Figure I.5. Fréquence de la vitesse du vent et la

Figure I.6. 1^{ère} ferme éolienne en Algérie

Figure I.7. Principe de la conversion d'énergie.

Figure I.8. Les éoliennes Darrieus

Figure I.9. éolienne à axe horizontal

Figure I.10. Types d'éoliennes à axe horizontal

Figure I.11: Eléments caractéristiques d'une pale

Figure I.12: Directions du vent sur un tronçon de pale

Figure I.13: Forces appliquées sur un tronçon de pale

Figure II.1. Schéma d'une éolienne à axe horizontal

Figure II.2. Constituant d'une éolienne NORDEX N60 (1300 kW)

Figure II.3. Schéma blocs de la construction de la vitesse du vent en un point

Figure II.4: Tube de courant d'air autour d'une éolienne

Figure II.5. Vitesse du vent V et vitesse tangentielle (WR)

Figure II.6. Coefficient de puissance

Figure II.7: courbe de C_p en fonction de λ , et β

Figure II.8: Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent.

Figure II.9. Modèle de l'actionneur de l'angle de calage

Figure II.10. Schéma du dispositif d'entraînement

Figure.II.11. Schéma blocs du moe dèlrigide de l'éolienne

Figure .II.12. Modèle rigide linéarisé

Figure III.1. Diagramme de bode

Figure III.2. Réponse du système excite par une consigne $w_t = 1.884$ ra/sec

Figure III.3. vitesse de rotation de la turbine (rad/sec) avec correction P

Figure III.4. vitesse de rotation de la turbine avec correction PI

Figure III.5. vitesse de rotation de la turbine avec correction PID

Figure III.6. vitesse de rotation de la turbine avec actionneur pitch, et correction PID

Figure III.8. Robustesse de correcteur PID par rapport au c_p

*Introduction
générale*

Introduction Générale

L'être humain exploite dans sa vie l'énergie pour bien vivre. Cette énergie se trouve sous forme : de mouvement, lumière ou bien de chaleur. C'est-à-dire que le moteur de l'activité humaine c'est bien l'énergie.

Le vent, c'est l'une des formes d'énergie inépuisable; il contient beaucoup d'énergie sous forme de mouvement des particules d'air causé par la différence de pression atmosphérique d'une région à une autre. Au passé, l'homme utilisa cette source d'énergie pour moulinier les grains et pour pomper l'eau. De nos jours, poussés par l'augmentation des frais d'exploration et d'exploitation des sources d'énergie fossile d'une part, les crises économiques et le risque d'extinction de ces sources d'énergies fossiles d'une autre part, plusieurs pays sont tournés vers l'exploitation des énergies renouvelables tel que l'énergie éolienne. C'est le cas de la Chine leader mondial, suivi des Etats Uni d'Amérique (USA) et l'Espagne.

Dans ce projet, nous essaierons de traiter la modélisation des différentes parties de l'aérogénérateur, et l'asservissement de l'éolienne.

Le premier chapitre est consacré aux notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés.

Dans le deuxième chapitre nous nous intéressons à la modélisation des différents organes de l'éolienne, modélisation du vent, de la turbine à régulation pitch en transmission souple et rigide.

Le troisième chapitre présente les résultats de simulation obtenus par l'application des correcteurs (P/PI/PID) sur le système éolien.

Chapitre I

Généralité sur les éoliennes

CHAPITRE I**GENERALITE SUR LES EOLIENNES****I.1. Introduction :**

L'homme a utilisé, avant Jésus-Christ, l'énergie éolienne comme un puissant de navire dans les mers et les océans. Ensuite il l'a utilisé pour moulinier les grains (moulins à céréales). Ce n'était qu'un ancien moyen en Europe, surtout aux Pays-Bas, juste pour moulinier les grains et sécher les terres inondées, mais en 1890, Poul La Cour a proposé l'idée de relier la turbine éolienne avec une génératrice. Grâce à sa puissance et son rendement, l'application de Poul La Cour, a duré pour tout le 20^{ème} siècle jusqu'au début du 21^{ème} siècle. Elle a été beaucoup utilisée spécialement aux zones isolées (les îles du Pacifique).

I.2. Énergie éolienne dans le monde :

Le parc mondial s'élève à 432 419 MW fin 2015 contre 370 000 en 2014, enregistrant une croissance de 17%. Pour rappel, il y a 10 ans, en 2005, la puissance du parc était de 59 084 MW.

Les investissements mondiaux dans le secteur s'élèvent à 109 milliards de dollars contre 99 milliards de dollars en 2014 (source BEF).

Le marché mondial est tiré par l'Asie : la Chine a installé l'année dernière 30 500 MW, soit la moitié de la progression mondiale. Son parc, qui a progressé de plus de 22% en un an, s'élève fin 2015 à 145 104 MW ; celui de l'Inde à 25 088 MW, avec 2 623 installés en 2015.

Aux États-Unis, 8 600 MW ont été raccordés en 2015, le parc compte désormais 74 500 MW. En Amérique du Sud, la dynamique du marché repose sur le Brésil qui a vu son parc augmenter de 2 754 MW en un an et représente aujourd'hui un total de 8 715 MW, contre 5 962 MW fin 2014[1].

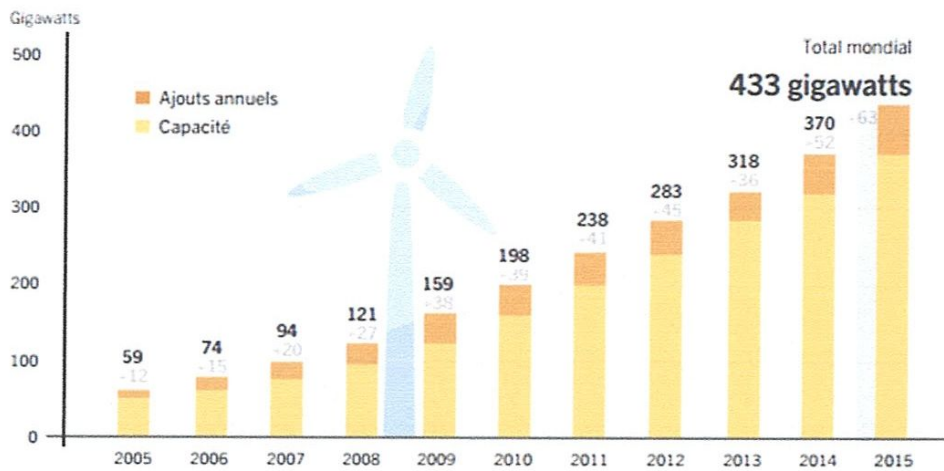


Figure I.1. : Capacité et ajoutés annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005-2015

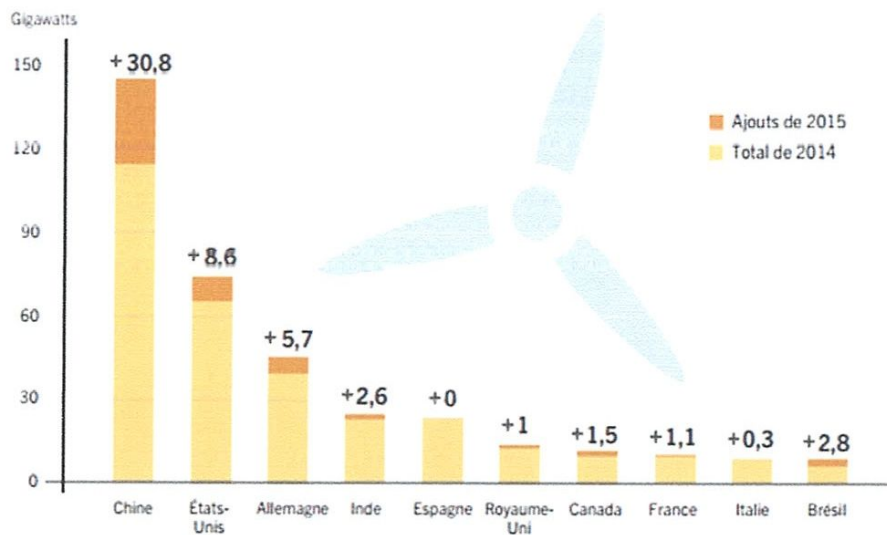


Figure I.2. Capacité et ajoutés d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015

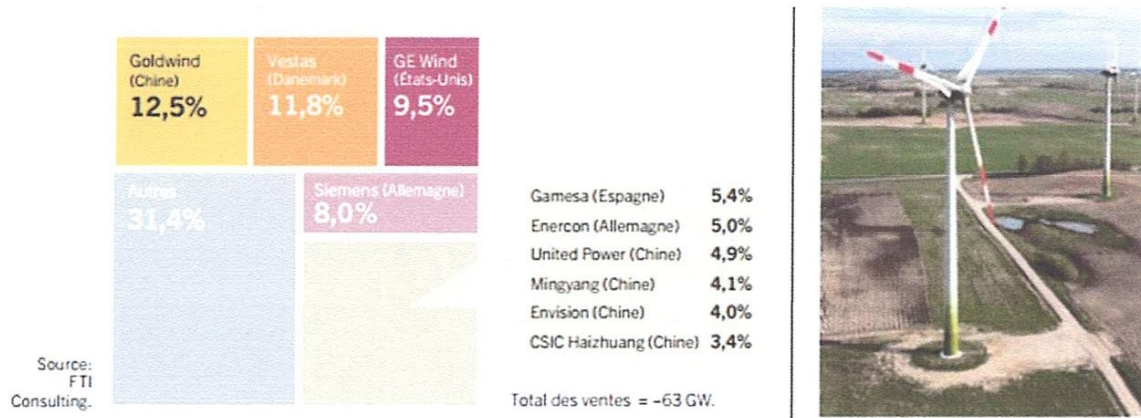


Figure I.3. parts de marché des 10 premiers fabricants de turbines éoliennes, 2015

I.3.Énergie éolienne en Algérie :

La filière énergie éolienne est aujourd’hui une filière fiable et rentable. Les progrès technologiques au cours des dernières années ont placé l’énergie éolienne en bonne position pour concurrencer les sources d’énergies classiques.

L’Algérie dispose d’un potentiel éolien considérable qui mérite d’être exploité pour la production de l’énergie électrique, surtout dans le Sud (Sahara) où les vitesses du vent sont nettement plus élevées que celles du Nord, et plus précisément dans le Sud-Ouest où les vitesses dépassent 4 m/s

I.3.1.Potentiel éolien de l’Algérie :

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent aux sites choisis est présentée par les figures I.4 (a, b, et c.) Pour la zone côtière, (Fig. a), la vitesse moyenne de vent dans l’Est Algérien est la plus faible, elle augmente dans la direction Est Ouest

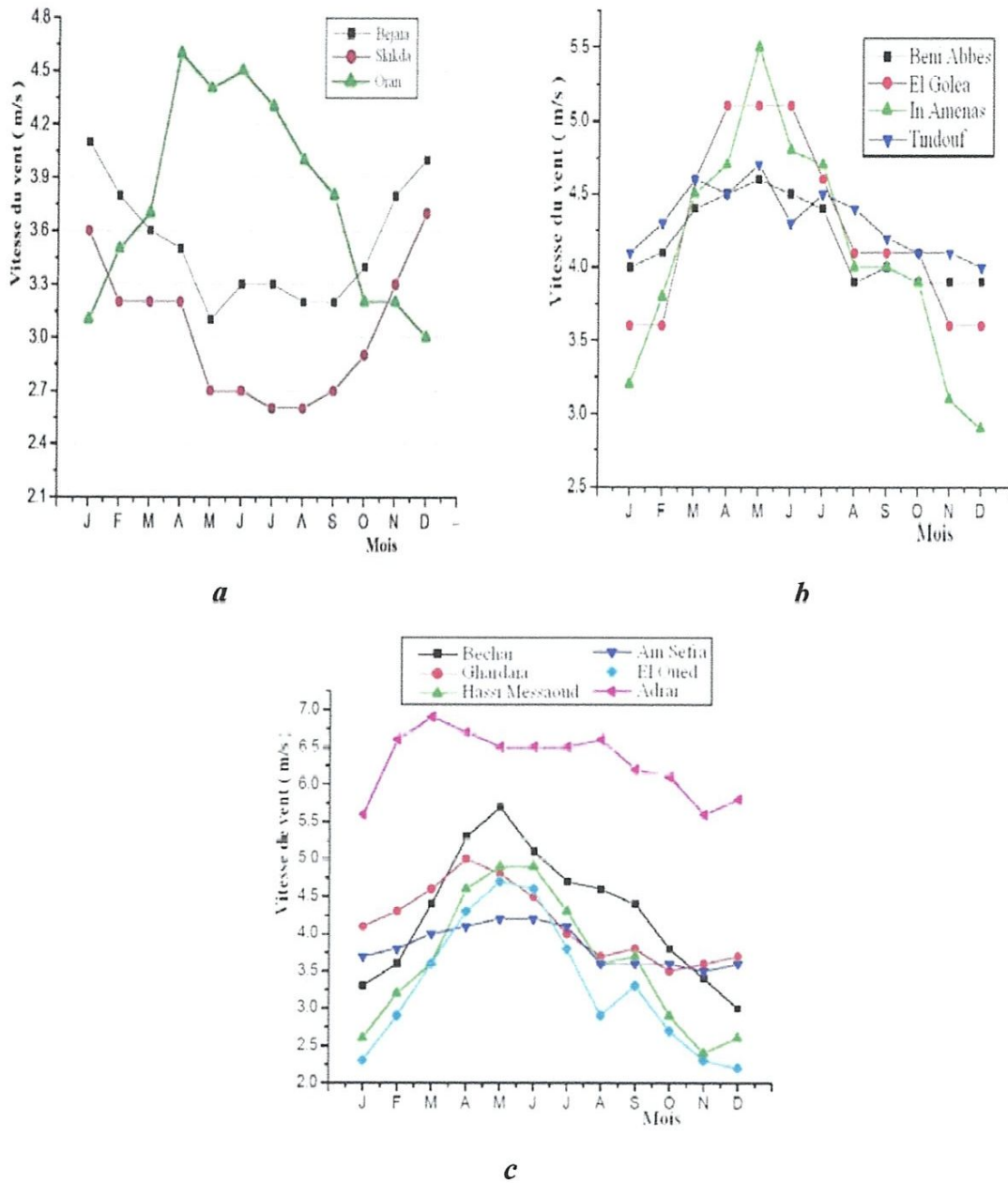


Figure I.4. Vitesses de vent moyennes mensuelles des différents sites Algériens

De la même manière, la région de Djelfa est caractérisée par un microclimat étant donné qu'elle est protégée par des montagnes. Les figures « b » et « c » représentent les variations de la vitesse moyenne annuelle au Sahara. La vitesse moyenne est haute et atteint son maximum pendant la saison du printemps.

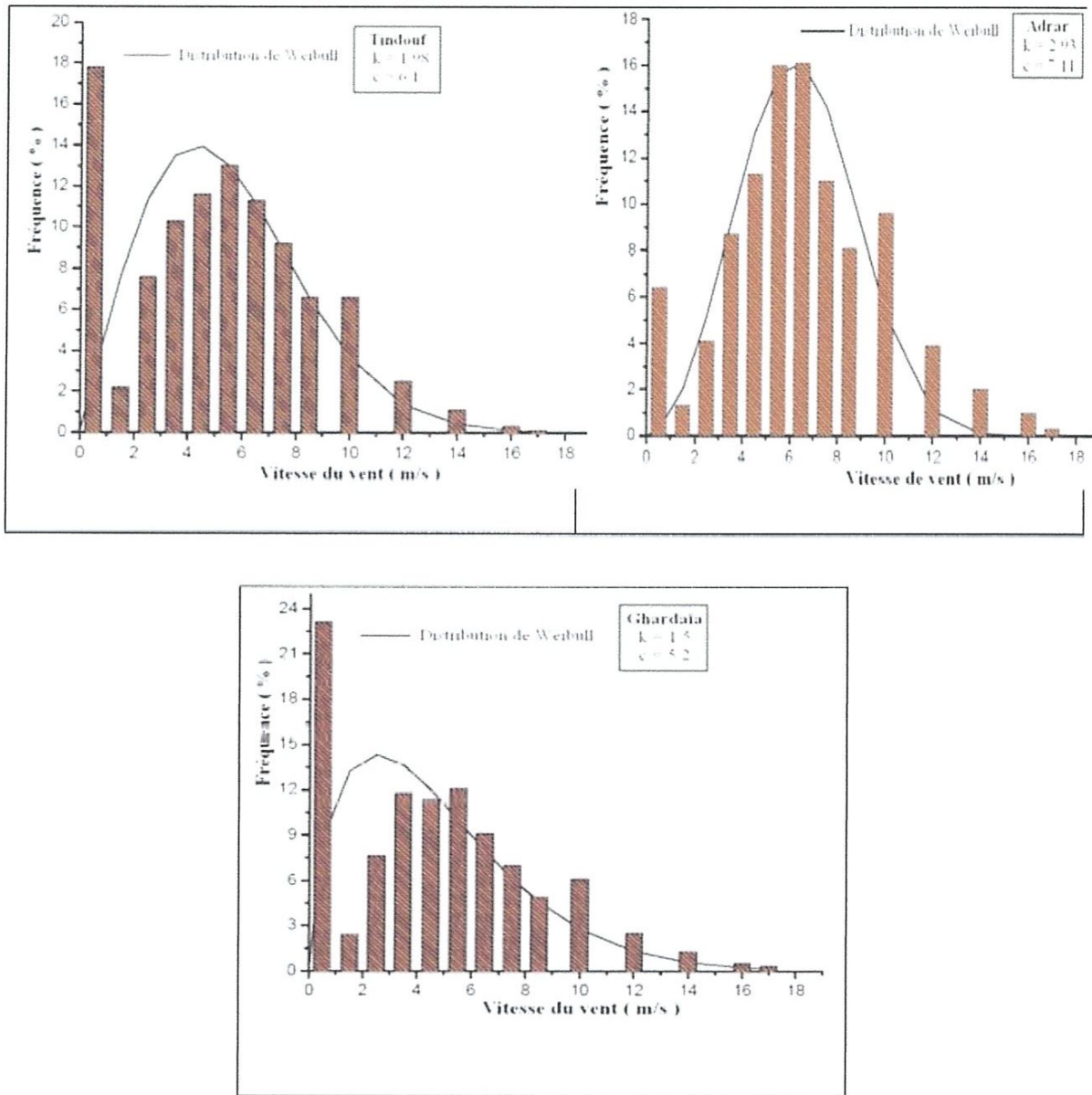


Figure I.5. Fréquence de la vitesse du vent et la distribution de Weibull pour différents sites en Algérie

La figure I.5 donne les distributions des fréquences de vitesse du vent en termes de pourcentages pour 3 sites Algériens choisis. On remarque que le site d'Adrar est le plus venté en Algérie avec une vitesse moyenne voisine de 6,3 m/s. Le site d'Adrar présente un pourcentage élevé de la fréquence des vitesses supérieures à la valeur de 3 m/s (vitesse Démarrage des éoliennes (vd)). 88 % du temps, les éoliennes peuvent générer de l'électricité tandis que 7 % du temps la production est nominale.

Pour les sites de Ghardaïa, et Tindouf, la vitesse du vent dépasse les 3 m/s pour 67 %, et 72 % du temps, respectivement, et avec environ 3-5 % du temps où le vent souffle dans la gamme du plein pouvoir (valeurs proches de la vitesse nominale).

I.3.2. Sonelgaz inaugure sa première ferme éolienne de 10 MW à Adrar :



Figure I.0. La ferme éolienne en Algérie

Sonelgaz a mis en service sa première ferme éolienne d'Adrar d'une capacité de 10 mégawatts qui servira aussi de projet pilote pour le plan éolien du gouvernement de 420 MW à l'horizon 2024. Constituée de 12 éoliennes d'une puissance unitaire de 0.85 MW chacune (pour une capacité globale de 10 mégawatts), cette ferme est implantée sur une superficie de 30 hectares dans la zone de Kabertène à 72 km au nord du chef-lieu de la wilaya d'Adrar, a nécessité près de 32 mois travaux pour un coût global de 2,8 milliards de dinars [2].

Première du genre à l'échelle nationale, cette nouvelle centrale de production d'électricité fait partie d'un vaste plan de projets de génération de 22 GW, d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 dont 1,7 GW en éolien.

I.4. définition :

L'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur l'arbre de transmission en mouvement rotatif puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice électrique. On distingue plusieurs types d'éoliennes, elles se différencient selon la position de leurs axes de rotation et leurs performances.

I.5. Principe :

Le rôle principal d'une éolienne concerne la transformation d'énergie cinétique du vent à une énergie électrique, et cette transformation prend deux étapes [3,4]:

- ☑ Au niveau de la turbine (rotor), on voit la transformation d'énergie cinétique du vent à une énergie mécanique ; cette dernière est transmise à la génératrice.
- ☑ Au niveau de la génératrice, qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

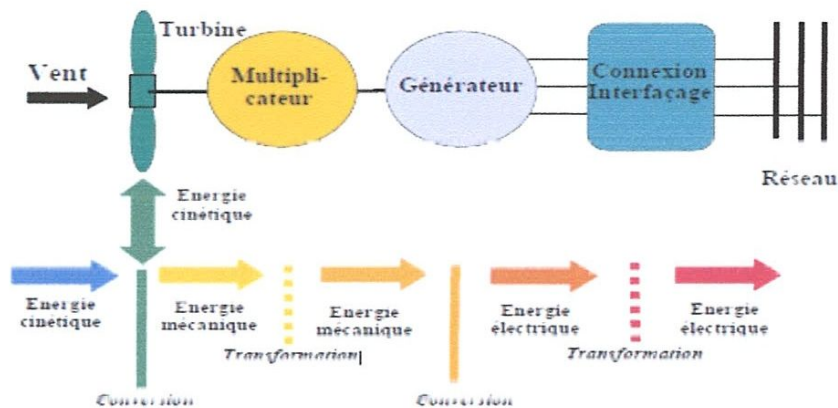


Figure I.7. Principe de la conversion d'énergie.

I.6. Type des turbines éoliennes :

Il existe deux types d'éoliennes qui se différencient selon la disposition de la turbine par rapport au sol, qui nous donne une éolienne d'un axe vertical ou une éolienne d'un axe horizontal.

I.6.1. Eolienne à axe verticale :

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [5]

Il existe deux types d'éoliennes à axe vertical

a) Eolienne de type Darrieus

Du nom de son inventeur, l'éolienne verticale de type Darrieus produit de l'électricité grâce à un rotor, qui peut être lui aussi de différent type (hélicoïdale, H, cylindrique), qui tourne autour d'une tige fixe, appelée stator à ailettes.

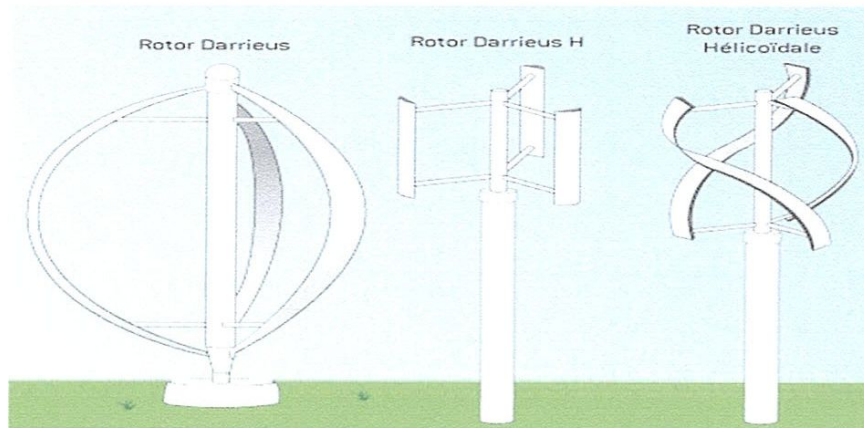


Figure I.8. Les éoliennes Darrieus

b) Eolienne de type Savonius

Du nom de leur inventeur, Sigurd Savonius qui a breveté ce système en 1929, l'éolienne verticale Savonius consiste en au moins deux demi-cylindres installés de manière légèrement désaxée l'un par rapport à l'autre. Le vent s'engouffre dans l'un des demi-cylindres et le pousse. Les demi-cylindres n'étant pas rattachés en un même point, mais légèrement désaxés, le vent continue sa course dans l'autre demi-cylindre, qu'il pousse à son tour

I.6.2. Eolienne à axe horizontale :

Le plus souvent, l'éolienne pour particulier à axe horizontal capte le vent (de face ou de dos selon le modèle) grâce à des assemblées en hélice. Celle-ci tournent autour d'un mat placé horizontalement par rapport au sol. Le générateur, actionné par la rotation de l'hélice, est situé en haut de l'éolienne. [6]

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Sont les éoliennes les plus utilisées pour la production d'électricité.

Les turbines à trois pales sont pratiquement les plus utilisées pour les fortes et moyennes puissances à vitesse du vent élevée le rotor tripale (concept Danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

La vitesse du vent augmente avec l'altitude. De ce fait, la force du vent en haut d'une éolienne sera plus importante qu'en bas du rotor. Dans le cas d'une éolienne à une ou deux pales, la variation de la force sur le moyeu est alors importante car lorsqu'une pale est au plus haut (et donc produit le plus), l'autre pale est au plus bas (et produit le moins), obligeant alors la mise en place de systèmes spécifiques. En revanche, l'installation de trois pales (ou un nombre impaire de pales) permet une compensation de ces différences et une moindre variation de puissance à chaque rotation du rotor. [7]

Par contre les multi-pales, sont bien adaptées aux vents de faible vitesse (entre 3 et 7 m/s), et servent surtout pour fournir de l'énergie mécanique et alimenter des machines relativement lentes

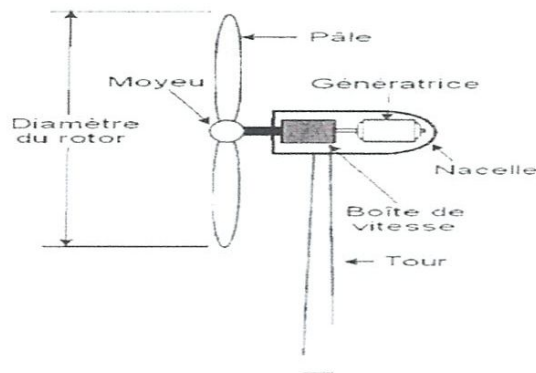


Figure I.9. éolienne à axe horizontal

Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion ces éoliennes peuvent être classifiées en deux catégories suivant le sens de parcours du vent [8].

- a) **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.
- b) **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. 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. [8]

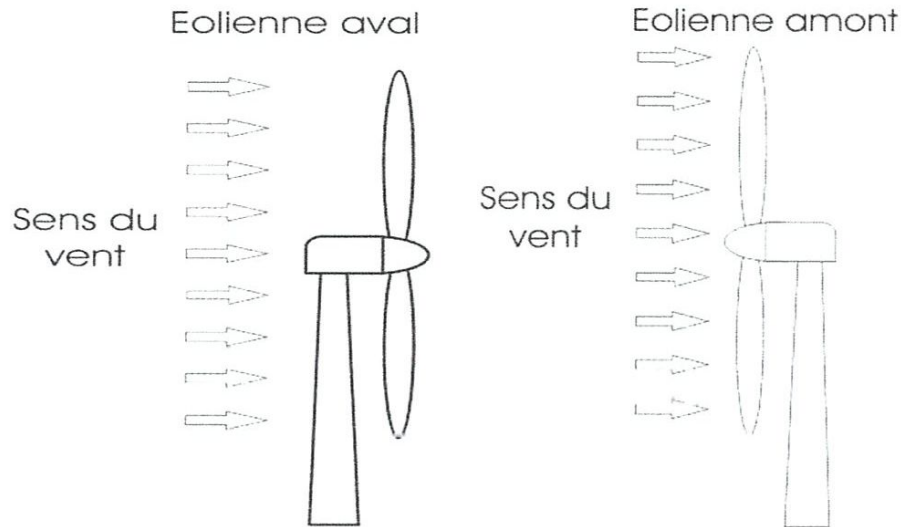


Figure I.10. Types d'éoliennes à axe horizontal

I.7. Description d'une pale d'éolienne :

Au niveau de l'hélice, le vent qui passe sur les pales crée des efforts de portance et traînée sur ce profil. Ces efforts vont générer un couple. Ce couple associé au couple de la génératrice va définir la vitesse de rotation de l'ensemble en fonction de la puissance produite par la génératrice. Si la puissance produite est grande, le couple de la génératrice sera supérieur au couple de l'hélice et la vitesse de rotation va donc diminuer et inversement.

C'est donc l'hélice qui impose le couple mécanique et la génératrice impose la vitesse de rotation en fonction de la puissance qu'elle produit.

I.7.1. effort sur une pale d'éolienne:

L'action de l'air en mouvement va se traduire par des forces appliquées en chaque point de la surface. Les pales ont un profil aérodynamique présenté sur le schéma de la Figure I.11 [9]

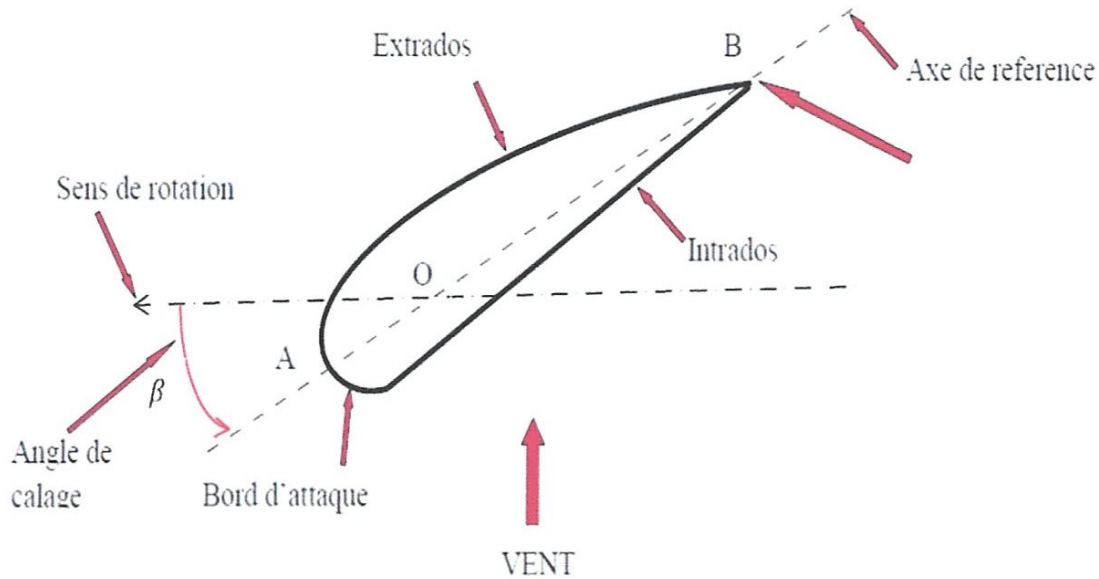


Figure I.11: Eléments caractéristiques d'une pale

On remarque plus particulièrement les éléments suivants :

- Corde: longueur l du profil du bord d'attaque au bord de fuite.
- Angle de calage β (inclinaison de l'axe de référence par rapport au plan de rotation).
- Extrados: dessus des pales
- Intrados: dessous des pales

Les profils sont généralement de type plan-convexe (l'intrados est plan alors que l'extrados est convexe) ou alors biconvexe (l'intrados et l'extrados sont convexes).

Ils sont normalisés et les paramètres sont bien définis. [9]

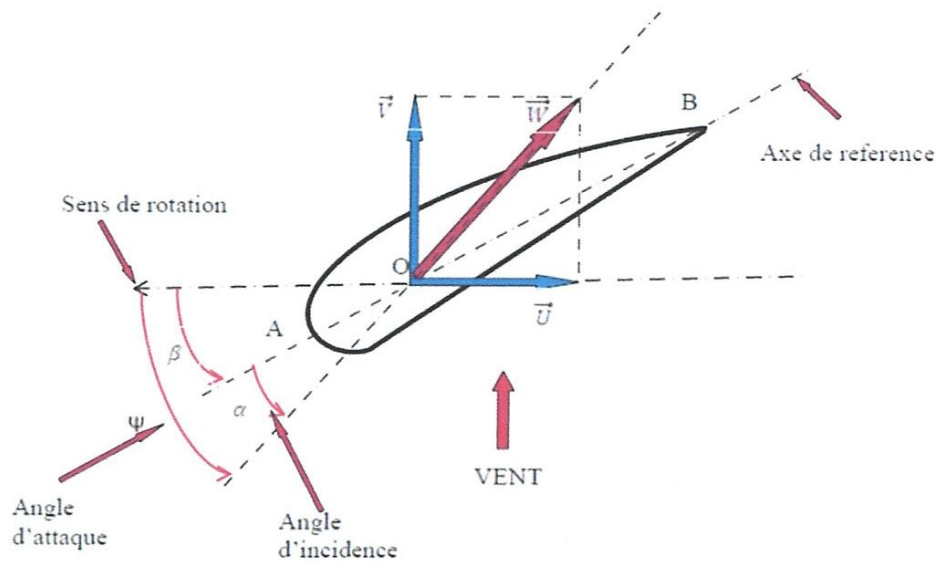


Figure I.12: Directions du vent sur un tronçon de pale

La résultante du vent (apparent) \vec{W} :

$$\vec{W} = \vec{V} + \vec{U} \tag{I.1}$$

La vitesse du vent apparent \vec{W} fait un angle d'attaque Ψ avec le plan de rotation.

Cet angle s'écrit :

$$\vec{\Psi} = \arctg \frac{V}{U} \tag{I.2}$$

On introduit alors l'angle dit d'incidence, noté entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent α :

$$\alpha = \Psi - \beta \tag{I.3}$$

Ainsi les efforts sur une par illustrée par la figure ci-dessous

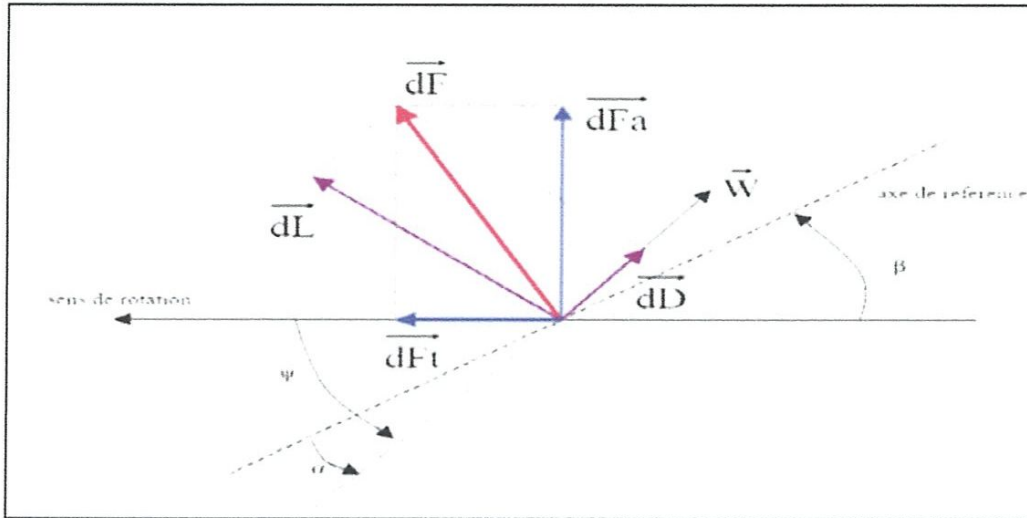


Figure I.13: Forces appliquées sur un tronçon de pale

On peut décomposer la force résultante \vec{dF} de la manière suivante [10]:

la portance \vec{dL} normale à la direction du vent apparent.

La force de traînée \vec{dD} parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière

La poussée axiale \vec{dFa} , perpendiculaire au plan de rotation.

La poussée tangentielle \vec{dFt} , dans la direction de rotation.

On déduit aisément les expressions de la poussée axiale et tangentielle en fonction de la portance

$$\begin{aligned}
 DFt &= dL \sin(\Psi) - dD \cos(\Psi) \\
 DFa &= dL \cos(\Psi) + dD \sin(\Psi)
 \end{aligned}
 \tag{1.6}$$

C'est le couple résultant des forces tangentielles qui va provoquer la rotation de la turbine.

Les modules des forces dL et dD

$$dL = \frac{1}{2} \rho W^2 dA CL
 \tag{1.7}$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho W^2 dA C_D$$

Avec :

dA : Surface du « tronçon » de la pale

C_L : Coefficient de portance (sans dimension)

C_D : Coefficient de traînée (sans dimension)

W : Module du vent apparent

Ces coefficients C_L et C_D dépendent fortement de l'angle d'incidence α . Pour des angles à faibles, l'écoulement de l'air le long de la pale est laminaire et est plus rapide sur l'extrados que sur l'intrados. La dépression qui en résulte à l'extrados crée la portance. C'est cette force qui soulève un avion et qui lui permet de voler. Ici, elle « aspire » la pale vers l'avant. Si α augmente, la portance augmente jusqu'à un certain point puis l'écoulement devient turbulent.

Du coup, la portance résultant de la dépression sur l'extrados disparaît. Ce phénomène s'appelle le décrochage aérodynamique. Cependant, les concepteurs de pales ne se préoccupent pas uniquement de la portance et du décrochage. Ils prêtent également beaucoup d'attention à la résistance de l'air, appelée aussi dans le langage technique de l'aérodynamique, la traînée. La traînée augmente en général si la surface exposée à la direction de l'écoulement de l'air augmente. Ce phénomène apparaîtra ici pour des angles α importants.

I.9. Comparaison entre les éoliens à axe vertical et horizontal

Le Tableau 1 résume les points forts et faibles de chaque type de turbine. Pour les applications à grande puissance les Eoliennes à axe horizontal (EAH) dominent le marché grâce à leur fort rendement et leur accès au vent fort. Par contre, les éoliennes à axe vertical (EAV) sont plus appropriées pour les applications domestique en toit d'immeubles, vu que cela leurs donnent automatiquement accès au vent fort et qu'elles sont facilement abordable pour la maintenance. [11]

Types de Turbines	Avantages	Inconvénients
Eoliennes à Axe Horizontal (EAH)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fort rendement de conversion d'énergie ➤ Accès au vent plus fort ➤ Régulation de la puissance via décrochage et calage en cas de vent dépassant les limites nominales 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coût d'installation élevé, mat très dur qui doit supporter le poids de la nacelle. ➤ Des câbles plus long du haut de la tour jusqu'au la terre ➤ Systèmes d'orientation requis
Eoliennes à Axe Vertical (EAV)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coût d'installation moins important, et maintenance plus facile vu qu'elle est proche de la surface. ➤ Fonctionnement indépendant du sens du vent. ➤ Adéquat pour les toits de d'immeuble 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rendement moins faible ➤ Fluctuation importante du couple et forte vibrations mécaniques ➤ Solutions limitées pour la régulation en cas de rafale de vent.

Tableau 1: Comparaison des éoliennes a axe horizontal, et a axe vertical

Malgré les inconvénients des éoliennes à axe horizontal elles sont actuellement les plus répandues grâce à leurs avantages, elles portent généralement des hélices à deux ou à trois pales en face ou sous le vent.

I.10. conclusion :

Ce chapitre représente un état de l'art sur les systèmes de conversion éolien qu'on a essayé de les présenter d'une façon générale les différentes structures existantes: les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal, et leurs avantages et inconvénients les uns par rapport aux autres.

Chapitre II

Modélisation d'une éolienne

CHAPITRE II**MODELISATION D'UNE EOLIENNE****II.1. Introduction :**

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

- ☑ Un système qui permet la contrôle mécaniquement (orientation des pâles de l'éolienne, orientation de la nacelle).
- ☑ Un système qui permet de la contrôle électriquement (machine électrique associe à l'électronique de commande)

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement au principe de fonctionnement d'une éolienne, et le modèle mathématique issu des lois de fluides pour le comportement aérodynamique.

II.2. Conception d'une éolienne :

En générale, l'éolienne à axe horizontale est constituée de trois éléments principaux, elle est représentée sur figure II.1.

☑ **La tour, ou mat :** C'est un élément porteur, généralement un tube en acier. Avec l'augmentation des puissances nominales des éoliennes, le mat devient de plus en plus haut pour éviter les perturbations près du sol mais aussi permettre l'utilisation de pales plus longues.

☑ **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, le frein à disque qui permet l'arrêt de système en cas de surcharge, le générateur, Les systèmes d'orientation des pales (régulation de la vitesse= pitch control) et de la nacelle pour la positionner face au vent.

☑ **Les pales qui sont supportées par le moyeu :** 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 le nombre constitue un compromis entre les performances de la machine et des raisons de stabilité.

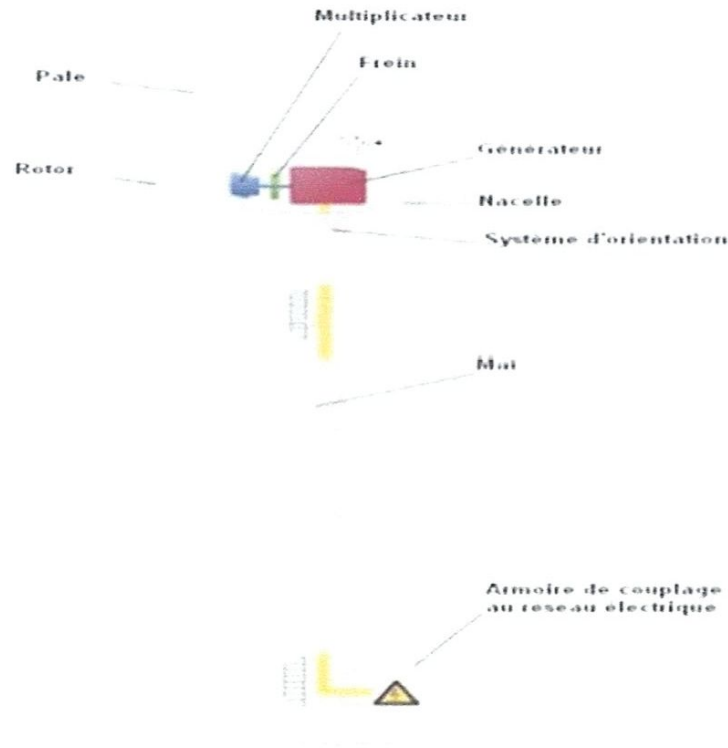


Figure II.1. Schéma d'une éolienne à axe horizontal

A titre d'exemple un bref détail est donné en figure II.2. Des différents équipements constituant l'éolienne de grande puissance de type NORDEX N-60 de 1.3MW.

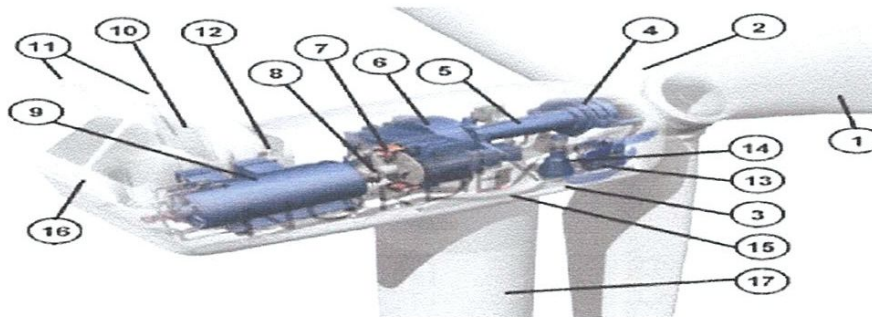


Figure I.2. Constituant d'une éolienne NORDEX N60 (1300 kW)

1. **Les pales du rotor** captent le vent et transfèrent sa puissance au moyeu du rotor. Chaque pale d'une éolienne de 1.000 kW mesure environ 27 m de long, et sa conception ressemble beaucoup à celle des ailes d'un avion.

2. **Le moyeu** du rotor est fixé à l'arbre lent de l'éolienne.

3. **Structure de la turbine** en fonte ductile ou en acier soude galvanisé à chaud.

4. **Paliers du rotor** à double rangée de billes.

5. **Un arbre lent**: qui relie le moyeu au multiplicateur, il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin

6. **Le multiplicateur de vitesse**: sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique.

7. **Frein à disque** sur l'arbre rapide avec témoin d'usure.

8. **L'arbre rapide** tourne à environ 1.500 tours par minute et entraîne la génératrice électrique. Il est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence - lorsque le frein aérodynamique tombe en panne - ou en cas de maintenance de l'éolienne

9. **La génératrice** : c'est l'élément principal de la conversion mécano électrique qui généralement une machine synchrone (GS) ou asynchrone (GAS) avec le rotor bobiné ou à cage (GOS) à aimant permanent (GS). La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre 600 kW et 2.5 MW. 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 [12] :

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.

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.

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 [13].

10. Unité de refroidissement: se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour Refroidir la génératrice, et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.

11. L'anémomètre et la girouette : sont utilisés pour mesurer la vitesse et la direction du vent, respectivement. Les signaux électroniques émis par l'anémomètre sont utilisés par le système contrôle-commande de l'éolienne pour démarrer l'éolienne lorsque la vitesse du vent atteint approximativement 5 m/s. De même, le système de commande électronique arrête automatiquement l'éolienne si la vitesse du vent est supérieure à 25 m/s afin d'assurer la protection de l'éolienne et de son entourage. Le système contrôle-commande utilise les signaux de la girouette pour orienter l'éolienne dans le vent à l'aide du dispositif d'orientation.

12. Le système de contrôle: qui contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et qui intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter.

13. Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pales et le système d'orientation.

14. Un système d'orientation des pâles: qui sert à la régulation de la puissance (réglage aérodynamique). En plus de ces éléments la turbine est munie des pâles fixes ou orientables et qui tournent à des vitesses nominales inférieures à 40 tr/mn.

15. Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre.

16. Le mat ou la tour : c'est un tube d'acier, il doit être le plus haut possible pour bénéficier d'une part du maximum de l'énergie cinétique du vent et de l'autre part pour éviter les perturbations près du sol. Au sommet du mat se trouve la nacelle.

II.3.Modélisation du vent :

La modélisation du vent nécessite un profile du vent approximé au maximum la réalité de ce que l'on peut trouver sur un site éolien. Différentes modélisation ont été proposés, la modélisation de NICHITA est une de ces propositions. Cette approche est basée sur la génération de l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de

transfert du filtre non rationnel de Von Karman dont les paramètres dépendent des caractéristiques du site et de la nature du vent.

Cette fonction de transfert est approximée par :

$$\hat{H}_F = K_F$$

$$K_F = \frac{(m_1 T_F S + 1)}{(T_F S + 1)(m_2 T_F S + 1)} \quad (\text{II.1})$$

m_1 et m_2 étant les paramètres de Nichita, $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$

Les paramètres mathématiques T_F et K_F sont calculés selon les expressions :

$$T_F = \frac{L_F}{V} \quad (\text{II.2})$$

L_F : L'échelle de longueur de la turbulence du vent $V(t)$ Cette valeur dépend des caractéristiques du site, et varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulentes.

V : La valeur moyenne de la vitesse du vent qui dépend de la nature du vent (faible, moyen ou fort)

$$K_F = \sqrt{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega S_F}}$$

T_S : La période d'échantillonnage

$\Delta \omega$: 0.02 rad/s

$$S_F = \sum_{k=0}^{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega}} \frac{(m_1 T_F k \Delta \omega)^2 + 1}{(T_F k \Delta \omega)^2 + 1)(m_2 T_F k \Delta \omega)^2 + 1]}$$

L'expression $v_0(t)$ de la vitesse du vent en un point fixe peut être représentée par

L'équation suivante :

$$v_0 = V + v_t(t) \quad (\text{II.3})$$

La composante représentant la turbulence $v_t(t)$ est caractérisée par la longueur d'échelle L_F et aussi par l'écart type σ_v de cette turbulence qui dépend de la valeur moyenne de la vitesse du vent V par la relation I.2 :

$$\sigma_v = k_\sigma V \quad (\text{II.4})$$

L_F : L'intensité de la turbulence. La valeur de ce coefficient varie de 0,1 en mer à 0,25 dans une zone turbulente. La vitesse du vent est construite selon le schéma bloc suivante.

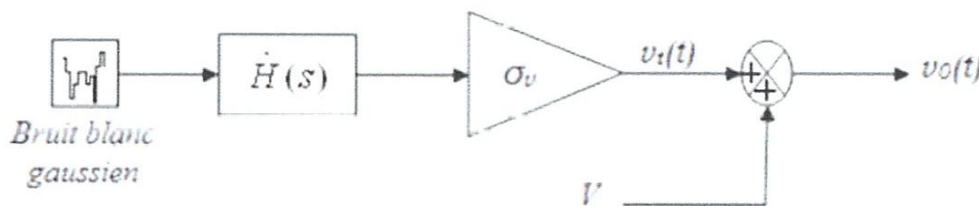


Figure II.3. Schéma blocs de la construction de la vitesse du vent en un point

II.4. Aérodynamique :

L'aérogénérateur transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation, cette énergie mécanique est alors utilisée pour faire tourner un générateur électrique et produire de l'électricité.

Pour l'emploi efficace de cette ressource (le vent) il est indispensable d'étudier les caractéristiques aérodynamiques de la turbine utilisée.

II.4.1. Théorème de BETZ :

L'éolienne ne récupère qu'une partie de la puissance du vent déterminée par le physicien allemand betz qui montre que cette partie de la puissance présente un maximum de 16/27 soit environ 59% de l'énergie totale du vent

Le coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ diffère pour chaque éolienne, dépend de l'angle d'inclinaison des pales et de vitesse spécifique normalisée

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

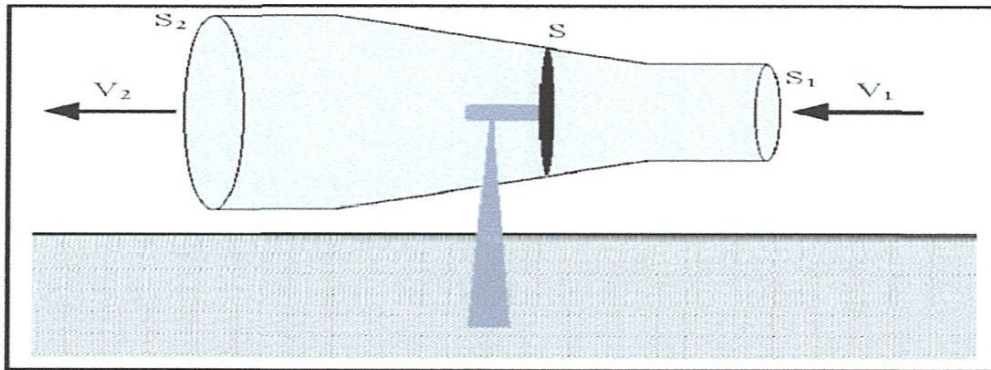


Figure. II.4 : Tube de courant d'air autour d'une éolienne.

Considérant le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (II.4) sur lequel on a représenté la vitesse du vent $v_1 = V_1$ en amont de l'aérogénérateur et la vitesse $v_2 = V_2$ en aval. Désignant par $v = V$ la vitesse de l'air traversant l'aérogénérateur, par S_1 et S_2 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 [13] :

$$S_1 v_1 = S v = S_2 v_2 \tag{II.5}$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \rho \cdot S \cdot v \tag{II.6}$$

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

$$F = \rho s v (v_1 - v_2) \tag{II.7}$$

D'où la puissance absorbée par l'aérogénérateur est :

$$p_{aéro} = F \cdot v = \rho \cdot s v^2 \cdot (v_1 - v_2) \tag{II.8}$$

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 :

$$\frac{\Delta E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = p_{aéro} = \rho \cdot s v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad (\text{II.9})$$

Par simplification :

$$v \cdot (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} (v_1 - v_2) (v_1 + v_2) \quad (\text{II.10})$$

Donc :

$$v = (v_1 + v_2)/2 \quad (\text{II.11})$$

En remplaçant l'expression de v dans les relations (II.7) et (II.8) on obtient :

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{II.12})$$

$$p_{aéro} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot s (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2) \quad (\text{II.13})$$

La puissance est maximale pour V_2 :

$$\frac{dP_{aéro}}{dv_2} = 0 \quad (\text{II.14})$$

Ce qui donne :

$$-3v_2^2 - 2v_1 v_2 + v_1^2 = 0 \quad (\text{II.15})$$

Après la résolution de cette équation du deuxième ordre, seulement la solution positive sera prendre :

$$v_2 = v_1 / 3 \quad (\text{II.16})$$

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 :

$$p_{vent} = \frac{1}{2} \rho s v_1^3 \quad (\text{II.17})$$

La puissance aérodynamique sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime par :

$$P_{aero} = C_p \cdot P_{vent} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 v_1^3 \quad (II.18)$$

II.4.2. Le coefficient de vitesse réduite (tip-speed ratio)

Le coefficient de vitesse réduite λ est un facteur spécifique des aérogénérateurs, il est défini comme le rapport de la vitesse tangentielle en bout de pales w_t et R sur la vitesse instantanée du vent (voir Figure.II. 5) :

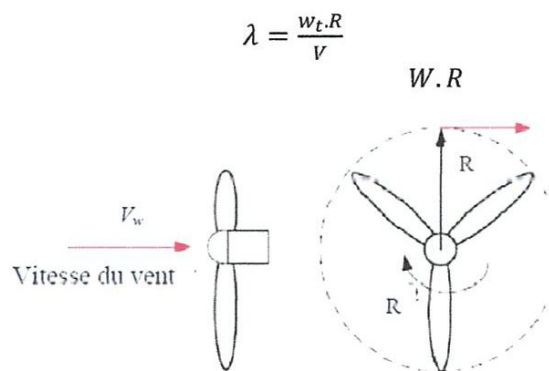


Figure II.5. Vitesse du vent V_{vent} et vitesse tangentielle ($W \cdot R$)

La ration de vitesse (spécifique) est définie comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

Avec :

R : le rayon des pales de l'éolienne en (m)

W : la vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s).

V_{vent} : la vitesse du vent en (m/s).

II.4.3. 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 ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est:

$$\frac{p_{aero}}{p_{vent}} = \frac{\left(1 + \frac{v_1}{v_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^2\right)}{2} = C_{pmax} \quad (II.19)$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation (II.14), on s'aperçoit que le ratio $\frac{p_{aero}}{p_{vent}}$ appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maximum pour $\frac{p_{aero}}{p_{vent}} = \frac{16}{27}$ qui égale à 0,59 figure (II.6). Cette limite théorique appelée limite de **Betz** qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vente donnée.

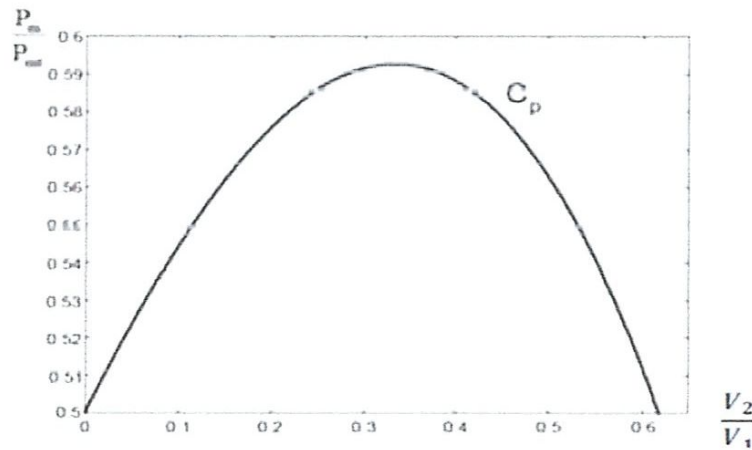


Figure II.6. Coefficient de puissance

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.

La nouvelle expression de $P_{aéro}$

$$P_{aéro} = \frac{1}{2} \rho S v_1^3 C_p \max(\lambda, \beta) \quad (II.20)$$

Donc:

$$P_{aéro} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho S v_1^3$$

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 [14].

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 :

$$c(\lambda) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda^i \quad (\text{II.21})$$

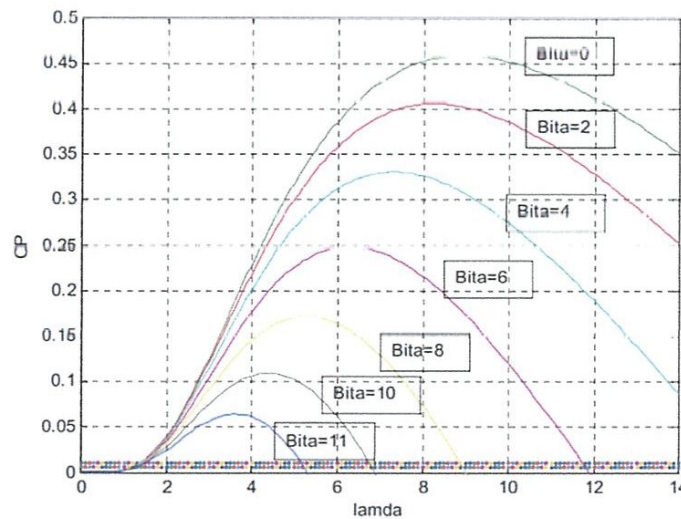


Figure II.7: courbe de C_p en fonction de λ et β

Pour une éolienne de 2 MW, l'expression du coefficient de puissance est donnée

Par [20] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.18 \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) \exp\left(\left(\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} \right) + 0.16 \right) \quad (\text{II.22})$$

Et on a : $\lambda = \frac{w_t \cdot R}{v_{vent}}$

Où : $w_t \cdot R$: désigne la vitesse tangentielle du bout de la pale.

II.4.4. Couple aérodynamique :

L'énergie cinétique du vent capturée par l'aéro-turbine se transforme en énergie mécanique qui se traduit par un couple moteur c_{aero} faisant tourner le rotor à une vitesse w_t . En termes de puissance, on peut écrire :

$$p_{aero} = c_{aero} w_t \quad (II.23)$$

Ou encore :

$$c_{aero} = \frac{p_{aero}}{w_t} \quad (II.24)$$

On peut réécrire l'expression du couple aérodynamique sous la forme :

$$c_{aero} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_{vent}^2 c_q(\lambda, \beta) \quad (II.25)$$

Où :

$$c_q(\lambda, \beta) = \frac{c_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (II.26)$$

$c_q(\lambda, \beta)$: 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 w_t et de l'angle de calage β . Il est aussi exprimé, le plus souvent, en fonction de λ et β .

II.5. Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent

D'après la formule de Betz (II.20) la puissance captée par une éolienne est Proportionnelle au cube de la vitesse du vent. A partir d'une certaine vitesse de vent, 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 [15]

Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , 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 dimensionnées; V_{min} la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne

commence à fournir de l'énergie et V_{max} la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être arrêtée afin de ne pas subir de dégâts figure (Figure. II.8) [16]

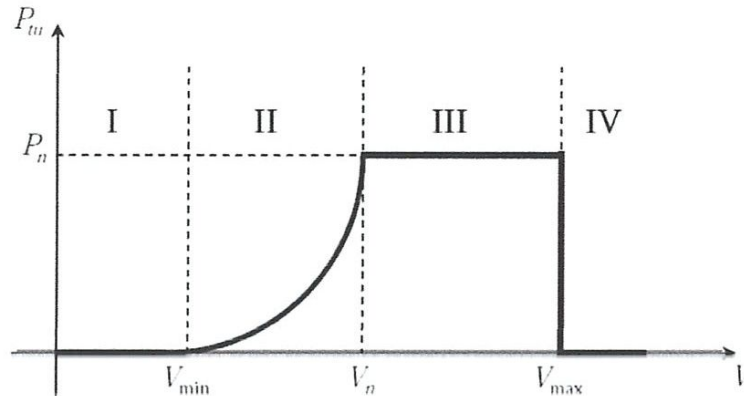


Figure. II.8: Caractéristique puissance d'une éolienne-vitesse du vent.

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 ($\beta=90^\circ$).

II.5.1.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 [17], deux zones de contrôle sont distinguées selon la vitesse du vent.

- **La zone II** : λ_{opt} , $C_p \max$, 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 $C_p \max$.
- **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

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

pitch :

Est une technique active .Elle est utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne forte puissance (quelques centaines de KW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire de pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure.

stall :

Est une technique passive. Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent.

II.6.modélisation du système d'orientation des pales :

Le système d'orientation des pales permet d'ajuster la portance des pales afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. En réglant l'angle de calage, on agit sur les performances de l'éolienne et plus précisément sur le coefficient de puissance.

Le système d'orientation des pales génère alors un angle de calage de référence qu'on note : β_{reg} La dynamique de l'actionneur pitch est généralement décrite par la fonction de transfert de premier ordre suivante :
$$\beta = \frac{1}{1+(\tau\beta)s} \beta_{reg}$$

τ_β : étant la constante de temps du système de premier ordre de l'actionneur pitch.

Lors de la modélisation du système d'orientation de pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la variation de l'angle de calage doit être limitée à $10^\circ/s$. La valeur de saturation de l'angle de calage en position est de 45° .

La Figure II.9 présente le modèle de l'actionneur de l'angle de calage :

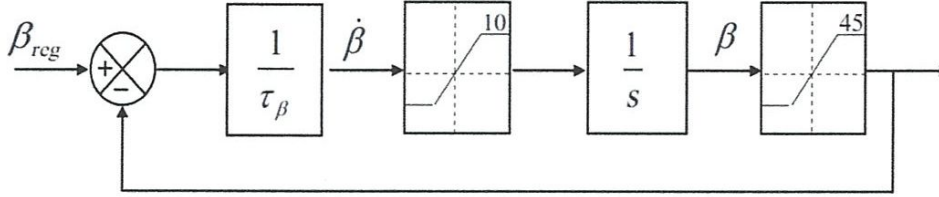


Figure II.9. Modèle de l'actionneur de l'angle de calage

II.7. Le dispositif d'entraînement :

Le dispositif d'entraînement est destiné à transformer la vitesse de rotation lente du côté rotor en une vitesse de rotation rapide du côté générateur. Ceci permet d'utiliser des générateurs de taille plus compacte [7].

Dans la littérature, on considère essentiellement deux types de modèles d'entraînement mécanique : un entraînement rigide et un entraînement souple. Nous présentons dans ce qui suit la modélisation de ces deux modèles

II.7.1. dispositif d'entraînement souple :

En tenant compte de la souplesse de l'arbre, le couplage mécanique entre l'aéroturbine et la machine électrique en entraînement souple est modélisé par un modèle à deux masses comme présenté à la Figure II.10 [18]. Les deux masses sont connectées à un arbre souple caractérisé par le coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales B_{ls} et le coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur k_{ls} .

La dynamique du rotor est caractérisée par une équation différentielle du premier ordre :

$$J_r \dot{w}_t = c_a - c_{ls} - k_r w_t \tag{II.27}$$

Le couple de l'arbre lent c_{ls} résulte des effets de frottements et de torsion générés par les écarts entre la vitesse angulaire du rotor w_t et celle de l'arbre lent w_{ls} d'une part et entre la position angulaire θ_r et celle de l'arbre lent θ_{ls} d'autre part

$$c_{ls} = B_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + k_{ls}(w_t - w_{ls}) \tag{II.28}$$

Le couple et la vitesse de cet arbre sont transmis via le multiplicateur de vitesse de rapport n_g pour produire un couple sur l'arbre rapide :

$$c_{hs} = \frac{c_{ls}}{n_g} \tag{II.29}$$

Car la vitesse et la position angulaire du générateur sont :

$$w_g = n_g w_{ls} \tag{II.30}$$

$$\theta_g = n_g \theta_{ls} \tag{II.31}$$

En pratique, le multiplicateur induit des pertes (0,5% de la puissance nominale [19]). Dans le cas où ces pertes sont prises en compte, le couple de l'arbre rapide fait apparaître le rendement du multiplicateur η_g :

$$c_{hs} = \eta_g \frac{c_{ls}}{n_g} \tag{II.32}$$

Et pour un multiplicateur idéal, on a donc :

$$n_g = \frac{c_{ls}}{c_{hs}} = \frac{w_g}{w_{ls}} = \frac{\theta_g}{\theta_{ls}} \tag{II.33}$$

Le générateur est entraîné par le couple de l'arbre rapide c_{hs} et freiné par le couple électromagnétique c_{em} et les frottements visqueux. Sa dynamique est :

$$J_g \dot{w}_g = c_{hl} - k_g w_g - c_{em} \tag{II.34}$$

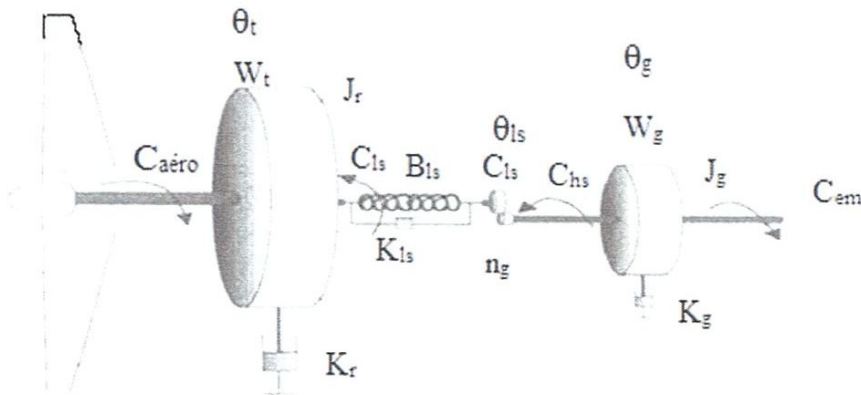


Figure II.10. Schéma du dispositif d'entraînement

Le modèle souple est alors représenté par le schéma blocs suivante :

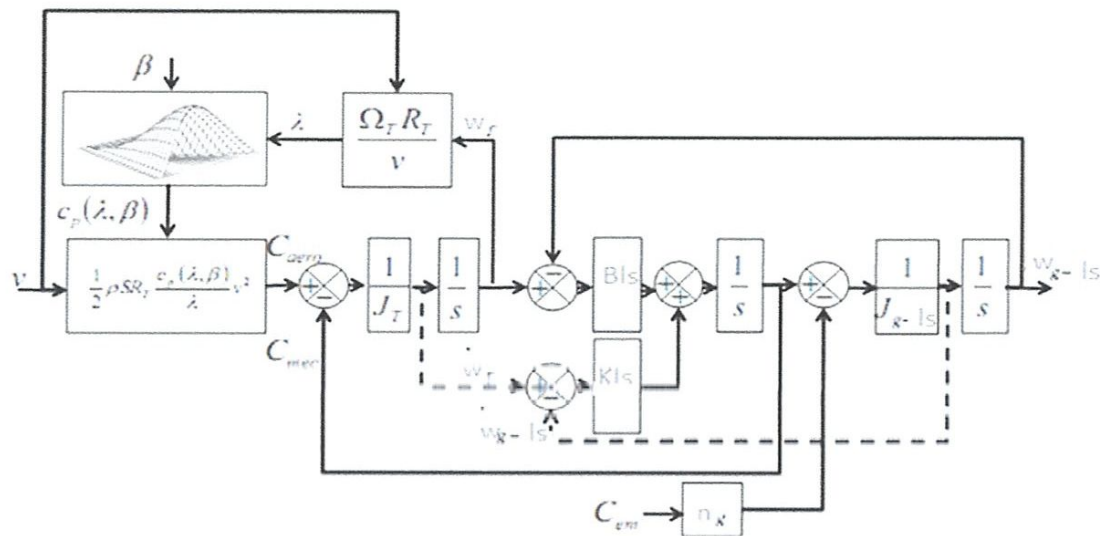


Figure. II. 11. Schéma blocs du modèle souple de l'éolienne

II.7.2. dispositif d'entraînement rigide :

La modélisation en transmission rigide ne considère que l'inertie totale J constituée de l'inertie Jr de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie Jg du générateur. Cette inertie est exprimée par la formule suivante :

$$J = \frac{J_t}{n_g^2} + J_g \tag{II.35}$$

On définit le modèle de la partie mécanique en entraînement rigide par l'équation suivante :

$$J\dot{\omega}_t = c_{aero} - n_g c_{em} \tag{II.36}$$

Le modèle rigide est alors représenté par le schéma blocs de la Figure II.12 :

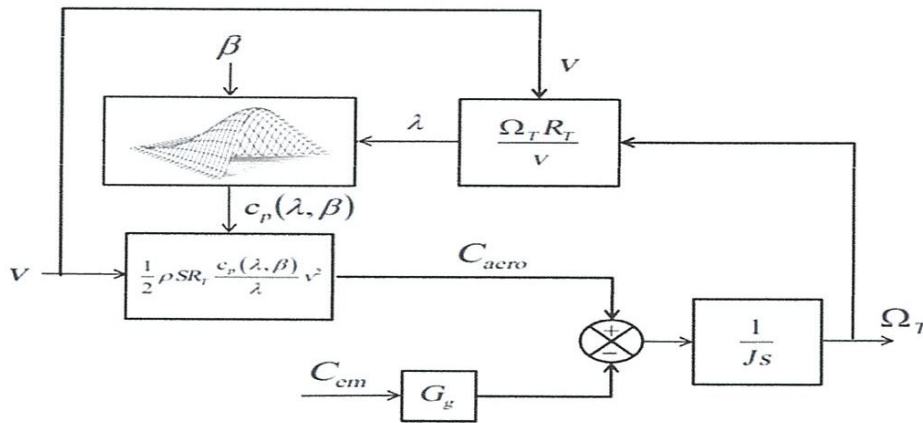


Figure. II. 12. Schéma blocs du modèle rigide de l'éolienne

II.8. Linéarité tangent du modèle de l'éolienne :

Le caractère non linéaire de ce système provient de celui du couple aérodynamique :

$$C_{aero} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_{vent}^2 c_q(\lambda, \beta) \tag{II.37}$$

qui dépend d'une façon fortement non linéaire, de la vitesse du rotor w_t (à travers λ), de l'angle de calage β et de la vitesse du vent v_{vent} qui est une entrée non commandable, aléatoire et fortement fluctuante. Il suffit alors de linéariser C_{aero} autour d'un point de fonctionnement donné.

Un développement de C_{aero} au premier ordre autour du point de fonctionnement donne

$$\begin{aligned} C_{aero} &= C_{aero0} + \Delta C_{aero} \\ &= C_{aero0} + a \Delta w_t + b \Delta \beta \end{aligned} \tag{II.38}$$

Soit :

$$\Delta C_{aero} = a \Delta w_t + b \Delta \beta \tag{II.39}$$

Et :

$$\begin{aligned} a &= \frac{\partial C_{aero}}{\partial w_t} \\ b &= \frac{\partial C_{aero}}{\partial \beta} \end{aligned} \tag{II.40}$$

Les dérivées partielles du couple aérodynamique par rapport à la vitesse du vent à la vitesse du rotor $\frac{\partial c_{aero}}{\partial w_t}$, et à l'angle de calage $\frac{\partial c_{aero}}{\partial \beta}$ au point de fonctionnement peuvent être calculées à partir des dérivées partielles du coefficient C_p par rapport à $\lambda : \frac{\partial C_p}{\partial \lambda}$, et par rapport à $\beta : \frac{\partial C_p}{\partial \beta}$

En tenant compte de l'expression $\lambda = \frac{w_t \cdot R}{v_{vent}}$

On a :

$$\frac{\partial \lambda}{\partial w_t} = \frac{R}{v_0} \quad (II.41)$$

$$\frac{\partial \lambda}{\partial v_{vent}} = \frac{-w_t \cdot R}{v_0^2} \quad (II.42)$$

On aboutit alors aux expressions suivantes :

$$a = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{v^2}{w_{t-nom}} \left[\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} - \frac{C_{p-nom}}{\lambda_{nom}} \right] \quad (II.43)$$

$$b = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{v^2}{\lambda^3_{nom}} \left[\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} \right] \quad (II.44)$$

$$\Delta c_{aero} = \frac{\partial c_{aero}}{\partial w_t} \left| \Delta w_t + \frac{\partial c_{aero}}{\partial \beta} \right| \Delta \beta \quad (II.45)$$

$$= a \Delta W_t + b \Delta \beta$$

où le symbole Δ désigne la variation par rapport au point de fonctionnement choisi.

Nous pouvons alors schématiser le modèle linéarisé par le graphe suivant :

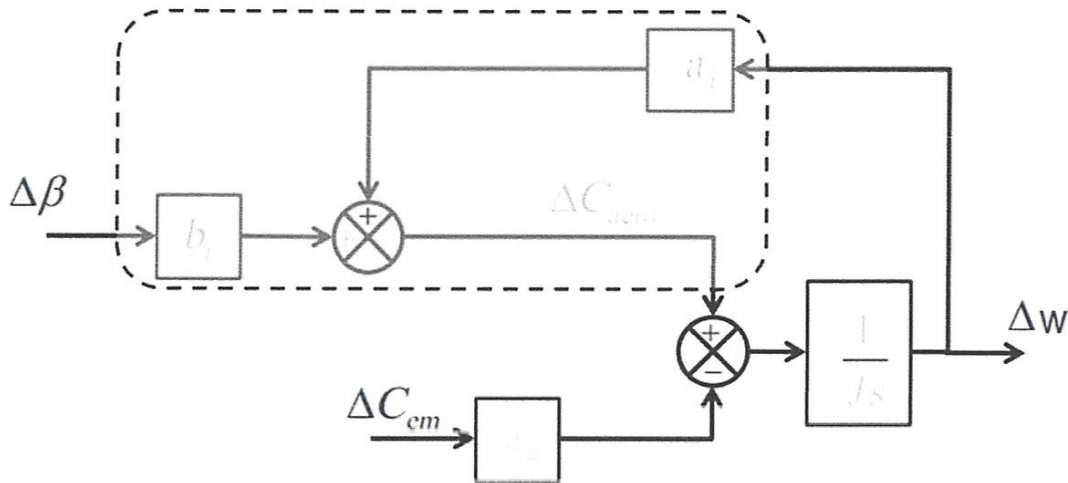


Figure. II.13. Modèle rigide linéarisé

L'équation (II.36) peut être exprimée autour du point de fonctionnement nominal de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 J\Delta\dot{W}_t &= J(\dot{W}_t - w_{t-nom}) \\
 &= c_{aero} - c_{aero-nom}) - n_g(c_{em} - c_{em-nom}) \quad (II.46) \\
 &= \Delta c_{aero} - n_g \Delta c_{em}
 \end{aligned}$$

On cherche une expression linéaire du premier ordre, faisant intervenir ΔW_t . Il nous faut pour cela exprimer Δc_{aero} et Δc_{em} en fonction de $\Delta\beta$ et ΔW_t

Il y a alors un besoin de linéariser l'expression de Δc_{em} . Étant donné que la puissance électrique $P = c_{em}w_g$ devrait être maintenue égale à sa valeur nominale, nous pouvons alors écrire :

$$\Delta P = 0 \rightarrow \Delta c_{em} = -\frac{c_{em-nom}}{w_{t-nom}} \Delta W_t = \gamma \Delta W_t \quad (II.47)$$

Avec : $\gamma = -\frac{c_{em-nom}}{w_{t-nom}}$

En considérant l'équation (II.45), la linéarisation du couple aérodynamique, autour du point de fonctionnement choisi, permet d'écrire :

$$\Delta c_{aero} = a \Delta W_t + b \Delta\beta$$

Chapitre III

Analyse et Simulation

CHAPITRE III

ANALYSE ET SIMULATION

III.1. Introduction :

Dans le cas des problèmes concernant des systèmes dynamiques de type SISO, il existe plusieurs types de représentations (équations différentielles, fonctions de transfert) qui d'une manière ou d'une autre permettent d'analyser et de synthétiser ces systèmes. Mais, dès qu'il s'agit de systèmes plus complexes ayant plusieurs entrées et sorties (MIMO), ces modèles ne peuvent plus convenir et on utilise le modèle de représentation dans l'espace d'état.

III.2. Représentation du système :

La représentation par fonction de transfert est un modèle mathématique de la relation entre l'entrée et la sortie d'un système linéaire, le plus souvent invariant.

Nous reprenons l'équation régissant le comportement du dispositif d'entraînement rigide de l'aéroturbine pour représenter notre système.

Pour cette 1^{ère} partie, nous allons considérer l'actionneur pitch comme étant à gain unitaire, ce qui revient à supposer que : $\beta = \beta_{reg}$

$$\text{On peut ainsi écrire : } J\Delta\dot{w}_t = a\Delta w_t + b\Delta\beta - n_g\gamma\Delta w_t \quad (\text{III.1})$$

En négligeant la valeur du coefficient de frottement, on peut tout juste écrire:

$$d = a - n_g\gamma \quad (\text{III.2})$$

$$\text{Donc : } J\Delta\dot{w}_t = d\Delta w_t + b\Delta\beta$$

$$\text{D'après la transformée de Laplace : } Jp\Delta w_t = d\Delta w_t + b\Delta\beta \quad (\text{III.3})$$

$$(Jp - d)\Delta w_t = b\Delta\beta$$

$$\Delta w_t = \frac{b}{Jp - d} \Delta\beta$$

$$\Delta w_t = \frac{-b/d}{1-\frac{J}{d}p} \Delta\beta$$

Et on a : $b = -1.0326 \times 10^4$, $d = -8.6235 \times 10^5$, et $J = 9.0057 \times 10^5$

Donc notre système en boucle ouverte est : $\Delta w_t = \frac{-0.0120}{1+1.0443P} \Delta\beta$

Pour voir le système est stable ou non, nous traçons le diagramme de bode

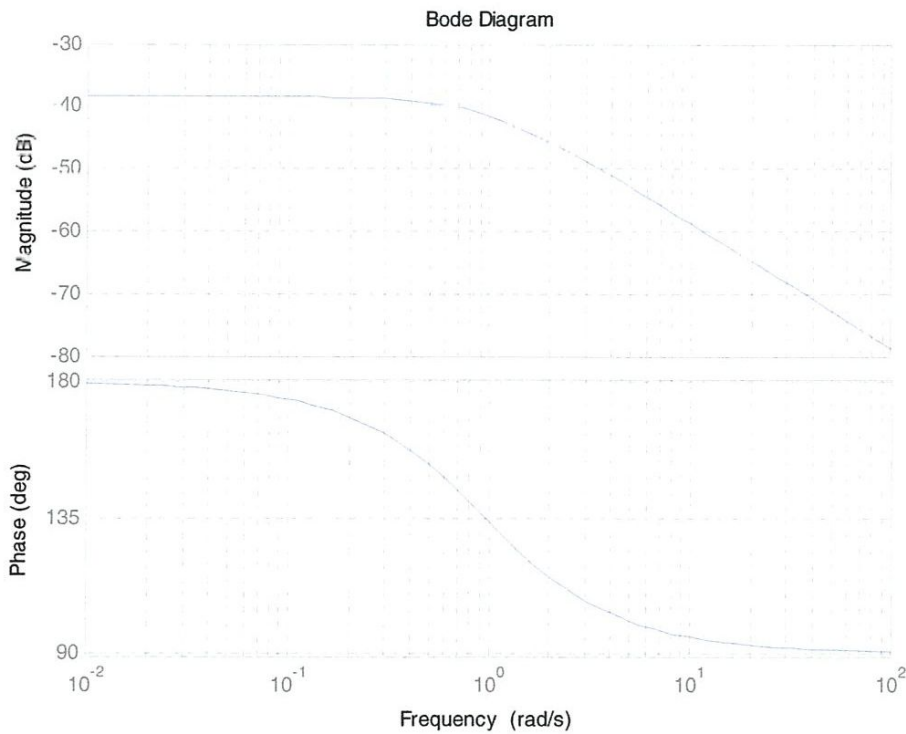


Figure III.1. Diagramme de bode

D’après le diagramme de bode notre système est stable car il est du premier ordre.

III.3. Etude du système en boucle fermé :

La fonction de transfert de notre système en boucle fermée est : $\Delta w_t = \frac{-0.0120}{0.988+1.0443P} \Delta\beta$

Si on excite le système par une consigne $w_t = 1.884$ rad/sec « vitesse de rotation de la turbine nominale », alors la réponse est représentée dans la figure suivante :

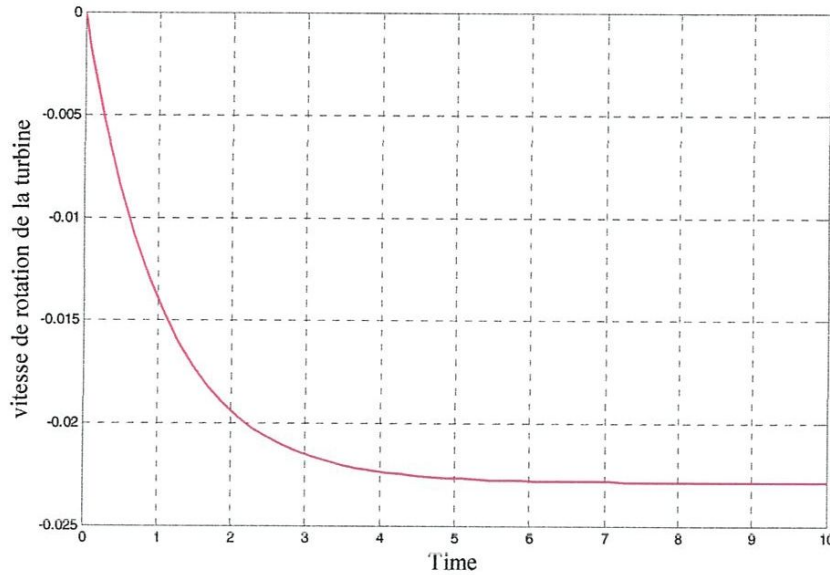


Figure III.2. Réponse du système excité par une consigne $w_r = 1.884 \text{ rad/sec}$

On remarque que la réponse du système ne suivie pas la consigne, et pour amener notre système vers la consigne désirée, on utilise des correcteurs de types : proportionnel (P), proportionnel-intégral (PI), ou proportionnel-intégral-dérivé (PID).

III.3.1. correcteur proportionnel (P) :

On cherche une commande de la forme : $\Delta\beta = -k\Delta w_t$ (III.4)

Il s'agit donc d'un correcteur proportionnel, où k est déterminé par la méthode de placement de pôles et est égal à l'expression suivante : $k = \frac{Jp-d}{b}$

où p est le pôle désiré.

La dynamique du système a été choisie pour un temps de réponse égal à $T_r = 4 \text{ sec}$ et donc le pôle désiré est égal à : $p = -0,75$.

Les résultats obtenus sont donnés dans les Figures suivantes :

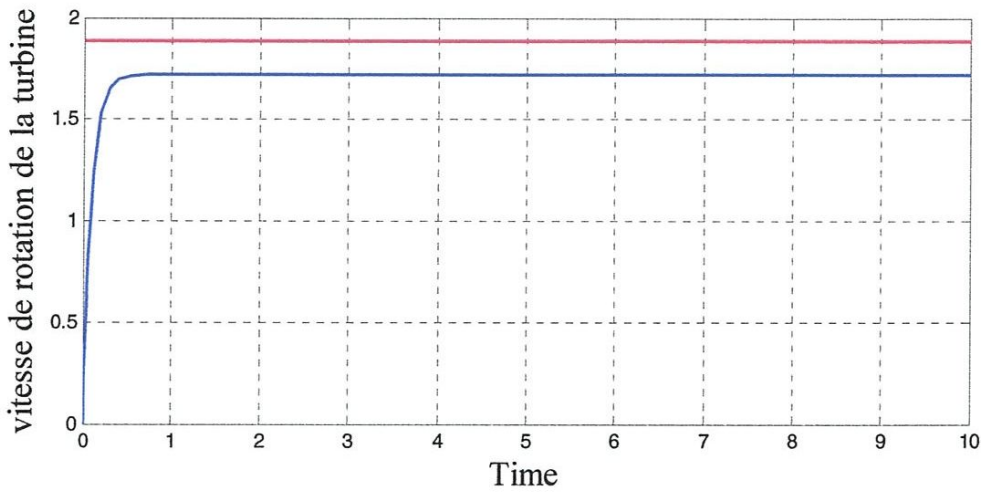


Figure III.3. vitesse de rotation de la turbine (rad/sec) avec correction P

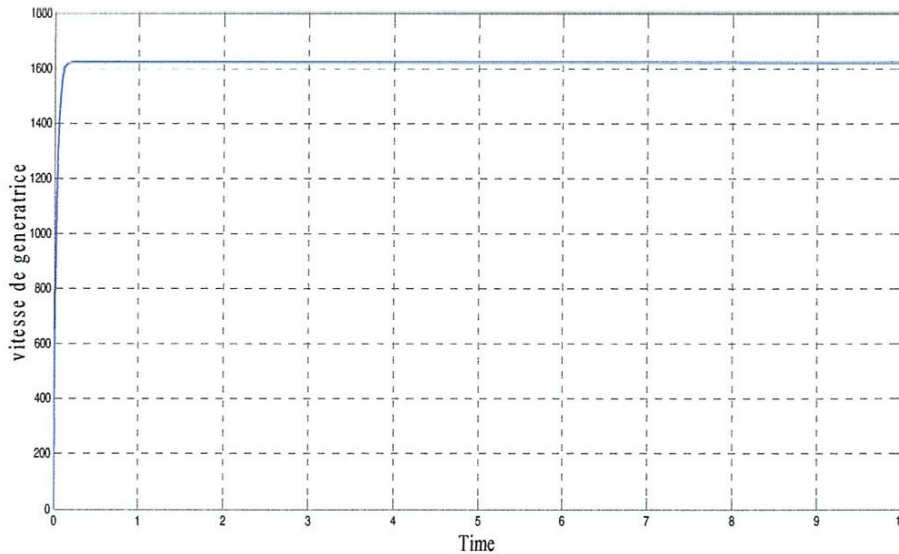


Figure III.4. vitesse de rotation de génératrice (tr/min)

On remarque que le système est très rapide, mais l’erreur statique est remarquable. Pour contourner le problème de l’erreur statique, nous cherchons à concevoir un correcteur PI.

III.3.2. correcteur proportionnel-intégral :

Pour ce type de correcteur, on cherche commande de type : $\Delta\beta = k_p(1 + \frac{1}{T_iP})\Delta w_t$ (III.5)

On considère alors : $k_p \left(\frac{1+T_iP}{T_iP} \right) = \frac{-J/d^{p+1}}{-b/d}$

On définit, par la suite, le polynôme caractéristique qu'on peut assimiler à un système du second

$$\text{ordre: } -k_p \frac{b}{d} \left(1 + T_i \left(1 - \frac{d}{k_p b}\right) p + \frac{T_i J}{k_p b} p^2 \right) \rightarrow -k_p \frac{b}{d} \left(1 + \frac{2\varepsilon}{w_n}\right) p + \frac{1}{w_n^2} p^2 \quad (\text{III.6})$$

Ainsi, par identification, nous pouvons calculer : $k_p = \frac{J T w_n^2}{b}$ et : $T_i = \frac{2\varepsilon}{w_n} + \frac{d}{J w_n^2}$

Où ε et w_n sont les paramètres du système désiré.

Nous choisissons une dynamique de:

$$Tr(2\%) = 4 \text{ s}$$

$$\varepsilon = 0.7$$

$$w_n = 1.43 \text{ rad/sec}$$

Ainsi, les pôles du système bouclé seront les pôles désirés: $P_1 = -1 + 1.02020i$, et

$$P_2 = -1 - 1.02020i$$

pour $V = 17 \text{ m/sec}$, $\beta = 11.1173^\circ$, $k_p = -49.2840$, et $T_i = 0.9950$

Le résultat est donné dans la Figure III.4:

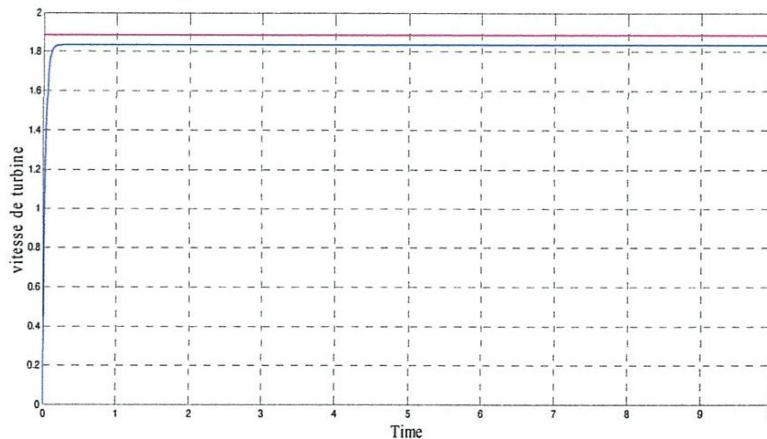


Figure III.4. vitesse de rotation de la turbine avec correction PI

On remarque que la réponse de système est mieux qu'avec un correcteur P, mais reste ne répondre pas à nous besoin. Ce qui nous oblige de recherche un autre correcteur à savoir le correcteur PID.

III.3.3. correcteur proportionnel-intégral-dérivateur :

Ce type de correcteur combine les avantages des deux correcteurs PI et PD.

Le correcteur PID est définie par la fonction de transfert suivante:

$$k_p \left(1 + \frac{1}{T_i p} + T_d p \right) = k_p \left(\frac{1 + T_i p + T_i T_d p^2}{T_i p} \right) \quad (III.7)$$

Avec : k_p : Le gain proportionnel local

T_i : la constante d'intégration locale

T_d : la constante de dérivation locale

Nous pouvons alors écrire :

$$\frac{\Delta w_t}{\Delta \varepsilon} = \frac{b k_p (1 + T_i p + T_i T_d p^2)}{(J p - d)(1 + \tau_\beta p) T_i p}$$

Le polynôme caractéristique de l'équation précédente est donnée par:

$$h(p) = 1 + T_i p + T_i T_d p^2 + \frac{J \tau_\beta T_i}{b k_p} p^3 + \frac{T_i}{b k_p} (J - d \tau_\beta) p^2 - \frac{d T_i}{b k_p} p \quad (III.8)$$

Il s'agit donc d'un polynôme de 3ème degré, qu'on pourrait assimiler au polynôme de Naslin:

$$h_{ref}(p) = 1 + \frac{p}{w_0} + \frac{p^2}{\alpha w_0^2} + \frac{p^3}{\alpha^3 w_0^3} \quad (III.9)$$

Avec : $\alpha = 2.1$

Par la suite, on définit par identification les paramètres du correcteur PID :

$$k_p = \frac{\alpha^3 w_0^2 d \tau_\beta + d}{b}$$

$$T_i = \frac{1}{w_0} + \frac{d}{\alpha^3 w_0^2 d \tau_\beta}$$

$$T_d = \frac{\alpha^3 w_0^2 d \tau_\beta + d - d \tau_\beta}{\alpha^3 w_0^2 d \tau_\beta + d}$$

pour $V = 17 \text{ m/sec}$, $\beta = 11.1173^\circ$, $k = -34.9482$, $T_i = 1.8607$, et $T_d = 1.5322$

La figure suivante donne la simulation du système commandé par un correcteur PID :

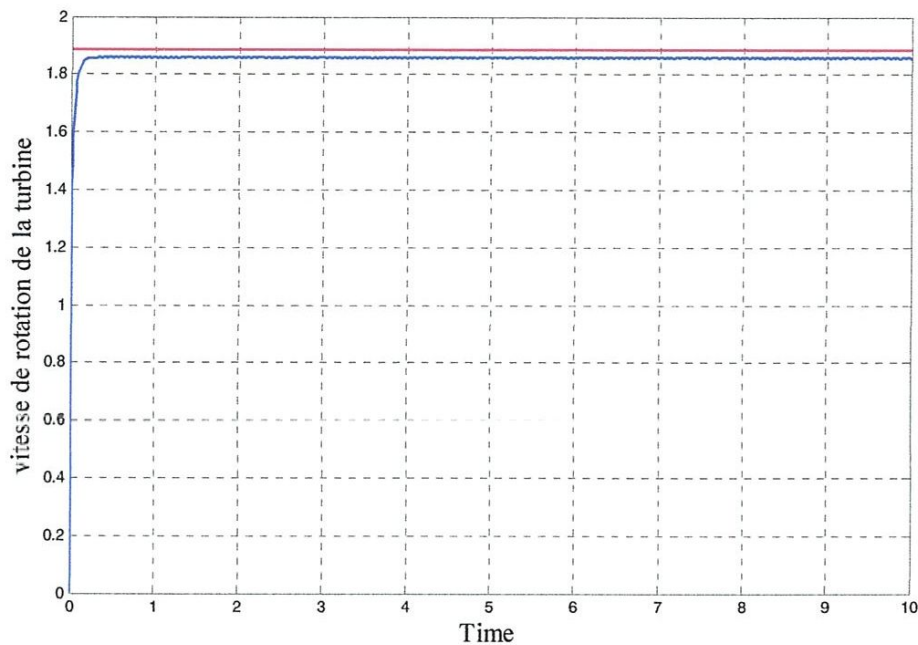


Figure III.5. vitesse de rotation de la turbine avec correction PID

D'après la figure III.5, on voit bien que la réponse de système est mieux en termes de rapidité et erreur statique.

III.4. système en boucle fermé avec l'actionneur pitch :

L'actionneur pitch est le système d'orientation des pales qui permet d'ajuster la portance des pales afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale, généralement décrite par la fonction

de transfert de premier ordre suivante : $\beta = \frac{1}{1+\tau_\beta P} \beta_{reg}$.

Donc la fonction de transfert complète est : $\Delta W_t = \left(\frac{-0.0120}{1+1.0443P} \right) \left(\frac{1}{1+0.5P} \right) \Delta \beta$ (III.10)

Avec : $\tau_\beta = 0.5$

Si on commande à nouveau le système avec un correcteur PID, on trouve les résultats suivants :

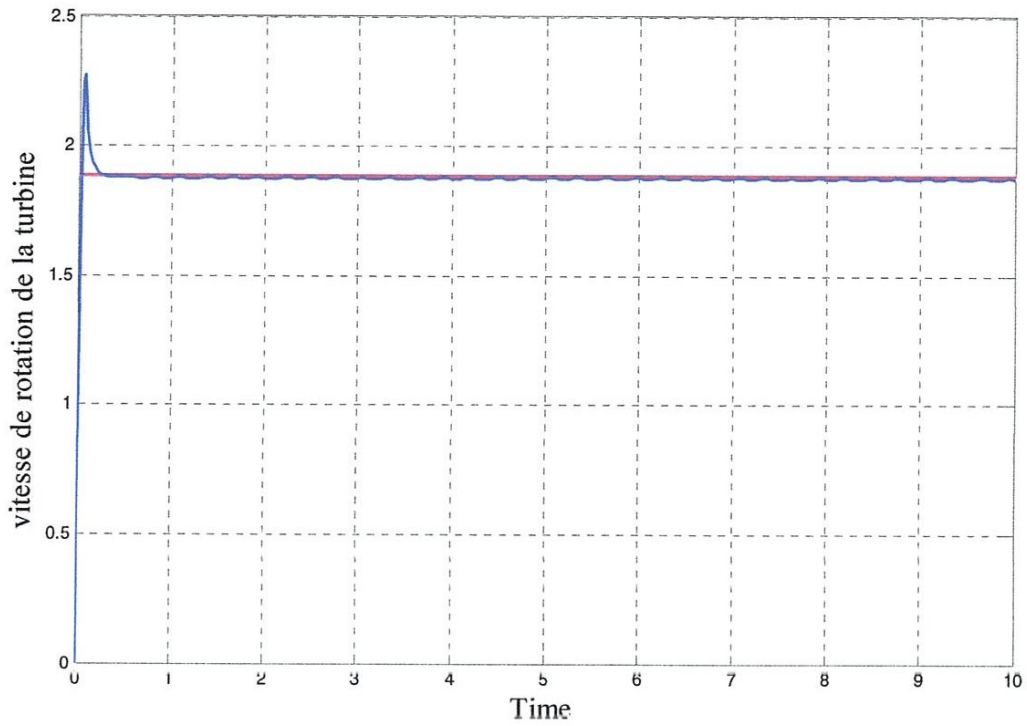


Figure III.6. vitesse de rotation de la turbine avec actionneur pitch, et correction PID

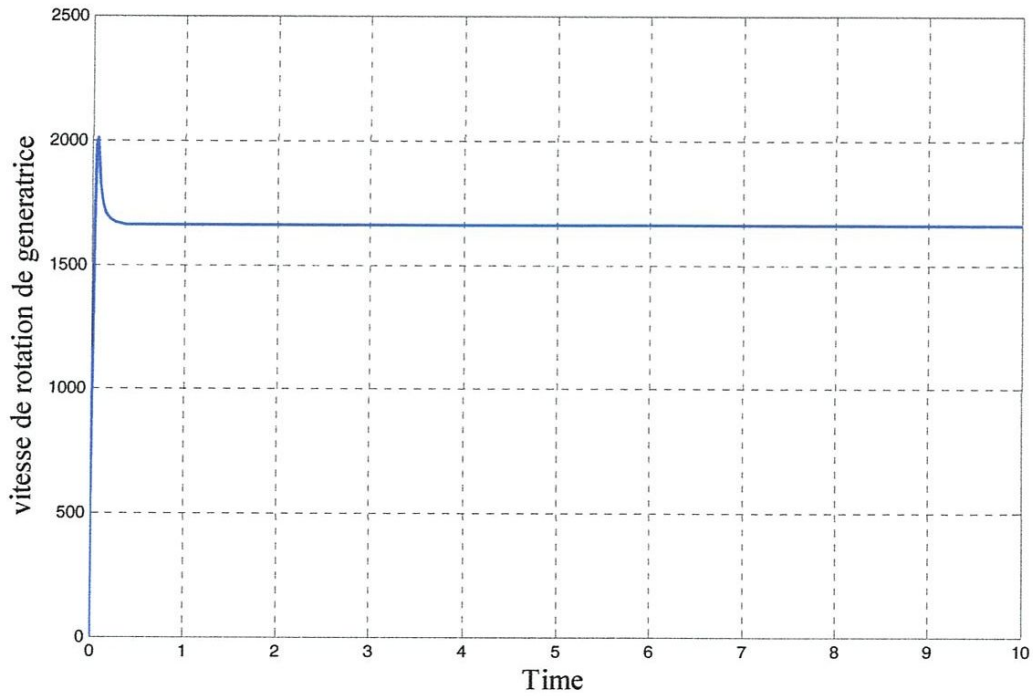


Figure III.7. vitesse de rotation de génératrice

D’après la figure III.6, on remarque que le système est très rapide, et l’erreur statique est presque nulle mais il existe un peu de dépassement à cause de l’actionneur de Pitch. En effet on est en train

d'asservir deux paramètres au même temps à savoir, la vitesse de rotation de la turbine et l'angle de calage raison pour laquelle on a obtenu une réponse presque identique de la valeur souhaitée mais avec l'apparition d'un peu de dépassement.

III.5. Teste de robustesse pour correcteur PID :

Nous nous proposons d'étudier la robustesse de ce correcteur proportionnel-intégral-dérivateur suite à une mauvaise connaissance de coefficient de puissance de $0.9c_p$.

Donc la fonction de transfert devient :
$$\Delta w_t = \frac{-0.0120}{1+1.0019P} \Delta \beta$$

Les résultats obtenus sont représentés à la figure suivante :

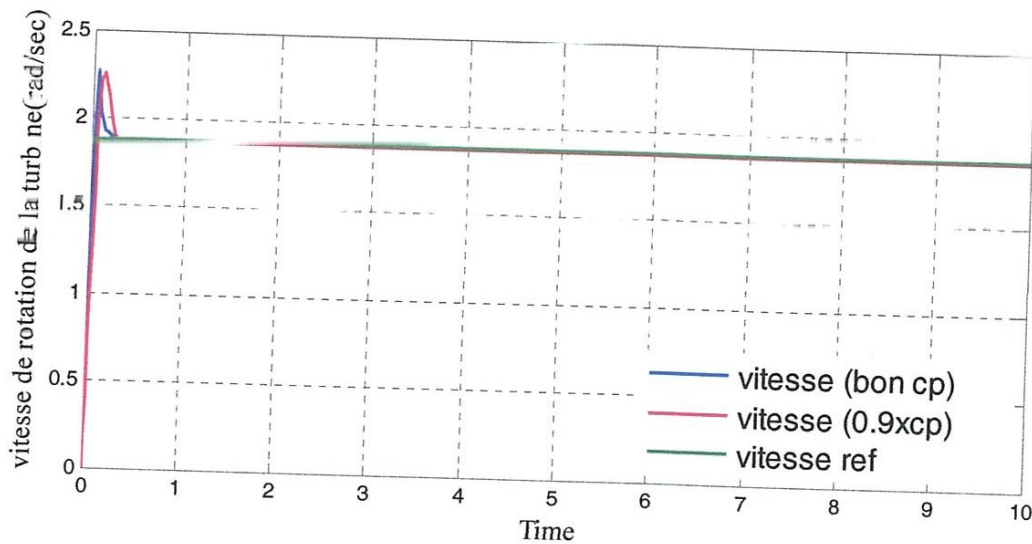


Figure III.8. Robustesse de correcteur PID par rapport au c_p

D'après figure III.8, la différence entre les deux réponses apparait seulement sur le temps de réponse, c'est-à-dire le correcteur PID converge vers la valeur souhaité mais avec un temps de retard que l'on considère négligeable, c'est-à-dire, il n'influe pas sur le rendement de l'éolienne.

III.6. conclusion :

Pour amener la vitesse de rotation de la turbine à la vitesse souhaitée on doit donc utiliser un correcteur PID, ce dernier minimise l'erreur statique et augmente la rapidité (temps de réponse) mais il crée un peu de dépassement acceptable.

*Conclusion
générale*

CONCLUSION GENERALE

Nous nous intéressons dans ce travail de mémoire à la modélisation et à l'asservissement d'une éolienne, selon le mode d'accouplement de la turbine avec la génératrice électrique nous obtenons deux types d'accouplements, rigide ou solide, dans notre travail nous nous intéressons à la modélisation avec accouplement rigide.

Grasse à la forte non linéarité du couple aérodynamique nous essayons le linéariser afin de pouvoir appliquer les lois de commandes linéaires sur le système éolien.

La stratégie de commande adoptée (P, PI, PID), et PID avec pitch a été utilisée pour asservir ou commander la vitesse de rotation de la turbine. D'après les résultats de simulation, le PID a permis de faire un bon réglage de la vitesse en faisant un compromis entre limitation de dépassement, temps de réponse et l'erreur statique.

A la fin, un test de robustesse a été fait en réduisant le coefficient de puissance de 10%.

Bibliographies

- [1] <http://www.connaissancedesenergies.org/leolien-en-france-en-europe-et-dans-le-monde-quel-developpement-en-2015-160215>
- [2] www.maghrebemergent.com/energie/renouvelable/
- [3] N. LAVERDURE, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Thèse doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble 2005.
- [4] T. BURTON, D. SHARPE, N. JENKINS, E. BOSSANYI. « Wind energy handbook». John Wiley and Sons 2001.
- [5] Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes « ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE »
- [6]<http://www.comptoireolien.fr/eolienneshorizontales/index.html?=-CN366vip1tMCFYYV0wodI IOaA>
- [7] http://eolienne.f4jr.org/projet_eolien/conception
- [8]<https://www.energieplus.be/index.php?id=16656#c20289+c20314+c20349+c20313>
- [9] A. DIOP, « Contribution au développement d'un simulateur électromécanique d'aérogénérateur : Simulation et commande en temps réel d'une turbine de puissance moyenne à angle de calage variable », Thèse de Doctorat de l'Université de Havre, 1999.
- [10] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaire », Thèse Doctorat de l'INPG; Spécialisé : Génie électrique ; 09 décembre 2005

- [11] Adnane Zaimi. « Optimisation de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents ». Energie électrique. 2014.
- [12] L.Louze, « Production décentralisée de l'énergie électrique : Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée », Thèse de Doctorat en sciences en électrotechnique, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2010.
- [13] F.Poitier, « Etude et commande de la génératrice asynchrone pour l'utilisation de l'énergie éolienne », thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [14] 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.
- [15] T. Luong LE, « Analyses dynamique du réseau de distribution en présence des Productions décentralisées », Thèse de Doctorat, Grenoble, France, Janvier 2008.
- [16] A.Bouhedda, « Contribution à l'étude de systems de commande d'une éolienne », Thèse de Magister, Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [17] Working Group C4.601-CIGRE, “ Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance”, August 2007.
- [18] H. Camblong, «Digital robust control of a variable speed pitch regulated wind turbine for above rated wind speeds », Control Engineering Practice, vol. 16, pp: 946–958, 2008
- [19] H. Vihridid. “Permanent magnet generator in wind power plants”. Master's thesis, Tampere University of technology, 1998.
- [20] : T. Ackermann, « *Wind power in Power System* », John Wiley and Sons, Ltd, Londres, 2005.