

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

**Université Abderrahmane Mira de Béjaia**

Faculté des Sciences et des Sciences de l'Ingénieur

Département d'Electronique

# Mémoire

En Vue de l'Obtention du Diplôme de Magister en Automatique et Traitement du Signal

**Option : Système**

**Présenté par : Naïma BOUDRAHEM**

Ingénieur d'Etat en Electronique : Université de Béjaia

## Thème

# Etude et Commande d'une Eolienne à Vitesse Variable

**Soutenu le 27 novembre 2007**

Devant le jury :

Président	: Mr B. MENDIL	Maître de Conférences	U.A.M. Béjaia
Rapporteur	: Mme D. REKIOUA	Maître de Conférences	U.A.M. Béjaia
Examineurs	: Mr A. KHEIREDDINE	Maître de Conférences	U.A.M. Béjaia
	Mr N. KHENFER	Professeur	U.F.A. Sétif
Invité	: Mr A.Y. ACHOUR	Maître Assistant, C.C	U.A.M. Béjaia





# Remerciements

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Madame D. REKIOUA, Maître de Conférences à l'université de Béjaïa, pour sa confiance, son extrême patience et son absolue disponibilité durant toute la durée de ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur B. MENDIL, Maître de Conférences à l'université de Béjaïa, pour avoir accepté de présider le jury.

Je tiens également à remercier Monsieur Mr A. KHEIREDDINE, Maître de Conférences à l'université de Béjaïa, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Mes remerciements vont également à Monsieur N. KHENFER, Professeur à l'université de Sétif, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail en participant au jury.

Que Monsieur A.Y. ACHOUR, Maître Assistant Chargé de Cours à l'université de Béjaïa, trouve ici l'expression de mes plus vifs remerciements pour son aide, sa disponibilité et pour ses orientations.

Je tiens également à remercier ma famille et tous ceux qui de près ou de loin ont participé à l'élaboration de ce travail.

# Résumé

L'objectif de ce travail est d'élaborer des stratégies de commande d'une éolienne à vitesse variable et à axe horizontal, susceptibles de maximiser l'énergie capturée lorsque les vents sont faibles.

Pour ce faire, deux techniques nouvelles, dans le domaine de la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne, traitant de commandes dans la zone de charge partielle (à faibles vitesses) : la commande non linéaire par retour statique et la commande non linéaire par retour dynamique sont étudiées. Elles sont par la suite comparées à une autre commande connue dans la littérature : la commande indirecte en vitesse.

La commande indirecte en vitesse présente de faibles performances : comme elle est élaborée en régime permanent et considère l'éolienne sur sa courbe de rendement optimal, les variations de la vitesse du vent induisent des pertes d'énergie faisant défaut à l'objectif d'optimisation de la capture de l'énergie du vent. La commande non linéaire par retour statique et poursuite asymptotique donne des meilleurs résultats par rapport à la commande indirecte en vitesse surtout en absence de perturbations. Mais c'est la commande non linéaire par retour d'état dynamique qui montre des performances nettement supérieures.

Les commandes non linéaires par retour statique et par retour dynamique permettent de prendre en compte l'aspect dynamique de l'éolienne et le caractère non linéaire de son comportement aérodynamique.

## Abstract

The objective of this work is to elaborate control strategies of a horizontal axis variable speed wind turbine in order to optimize the wind energy capture in partial load operation (low wind speed region).

For this purpose, two new control strategies in the relevant domain are studied: Nonlinear static and dynamic state feedback controllers. They are then compared to another well know controller in the literature: the indirect speed control.

The indirect speed control present low performance: as it is developed in steady state and considers the wind turbine at his optimum yield curve, fast wind speed variation leads to significant power losses. The results of nonlinear static state feedback control are better then the indirect speed control especially in the absence of disturbances. But the Nonlinear dynamic state feedback control shows significant improvements. It is robust with respect to disturbances.

Nonlinear static and dynamic state feedback controllers take into account the non-linearity of the wind turbine aerodynamics and its dynamic aspect.

# Sommaire

Liste des symboles

Liste des figures

Introduction générale .....7

## Chapitre1

Introduction sur les éoliennes ..... 9

1.1 Introduction ..... 10

1.2 Energie éolienne ..... 10

1.3 Descriptif d'une éolienne ..... 10

1.4 Conversion de l'énergie cinétique du vent..... 12

1.4.1 Principe..... 12

1.4.2 Puissance aérodynamique..... 13

1.4.3 Coefficient de puissance aérodynamique ..... 14

1.4.4 Couple aérodynamique..... 15

1.5 Types de turbines éoliennes ..... 16

1.5.1 Selon le type de voilures ..... 16

1.5.2 Selon la vitesse de rotation ..... 17

1.6 Intérêt de la vitesse variable ..... 17

1.7 Fonctionnement d'une éolienne : ..... 18

1.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne..... 20

1.8.1 Avantages ..... 20

1.8.2 Inconvénients ..... 21

1.9 Conclusion..... 22

## Chapitre 2

Modélisation d'une éolienne à vitesse variable .....	23
2.1 Introduction .....	24
2.2 Modèle à deux masses.....	24
2.3 Modèle à une masse .....	27
2.3.1 Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent.....	28
2.3.2 Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide.....	29
2.4 Conclusion.....	31

## Chapitre 3

Stratégies de commande d'une éolienne à vitesse variable .....	32
3.1 Introduction .....	33
3.2 Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne .....	33
3.3 Objectif de commande .....	34
3.4 Configuration de la commande .....	35
3.5 Commande non linéaire par retour d'état statique.....	37
3.6 Commande non linéaire par retour d'état dynamique .....	40
3.7 Commande indirecte en vitesse (CIV) .....	43
3.8 Conclusion.....	46

## Chapitre 4

Etude de la robustesse de la commande .....	47
4.1 Introduction .....	48
4.2 Commande non linéaire par retour d'état statique.....	48
4.3 Commande non linéaire par retour d'état dynamique .....	51
4.4 Commande indirecte en vitesse (CIV) .....	53
4.5 Comparaison des performances entre les différentes stratégies de commande .....	55
4.6 Conclusion.....	57

Conclusion générale .....	58
---------------------------	----

Annexe .....	60
--------------	----

Annexe A .....	61
----------------	----

Annexe B .....	64
----------------	----

Bibliographie .....	68
---------------------	----

## Liste des symboles

Symbole	Signification
$R$	Rayon du rotor
$v$	Vitesse du vent
$\rho$	Masse volumique du vent
$P_a$	Puissance aérodynamique
$P_{a\,opt}$	Puissance aérodynamique optimale
$T_a$	Couple aérodynamique
$T_{a\,ahs}$	Couple aérodynamique ramené sur l'arbre lent
$C_p$	Coefficient de puissance
$C_q$	Coefficient de couple
$C_{p\,opt}$	Coefficient de puissance optimale
$\lambda$	Vitesse spécifique
$\lambda_{opt}$	Vitesse spécifique optimale
$\beta$	Angle de calage
$\omega_t$	Vitesse angulaire du rotor
$\omega_g$	Vitesse angulaire de la génératrice
$\omega_{ls}$	Vitesse angulaire de l'arbre lent
$\omega_{hs}$	Vitesse angulaire de l'arbre rapide
$n_g$	Rapport de transmission du multiplicateur

$T_{ls}$	Couple de l'arbre lent
$T_{hs}$	Couple de l'arbre rapide
$T_{em}$	Couple électromagnétique de la génératrice
$T_g$	Couple de la génératrice ramené sur l'arbre lent
$J_r$	Inertie des masses du côté du rotor
$J_g$	Inertie des masses du côté de la génératrice
$K_{ls}$	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent
$K_r$	Coefficient de frottements visqueux externes du rotor
$K_g$	Coefficient de frottements visqueux externes de la génératrice
$K_t$	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre lent
$K_{ths}$	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre rapide
$B_{ls}$	Coefficient de torsion sur l'arbre lent
$k_{opt}$	Coefficient de proportionnalité de $T_{a\ opt}$ à $w_{t\ opt}^2$

## Liste des figures

N° de figure	Titre	Page
FIG. 1.1	Eléments constituant une éolienne	11
FIG. 1.2	Principe d'extraction de l'énergie cinétique du vent	12
FIG. 1.3	Vitesse spécifique du rotor	13
FIG. 1.4	Le type de voilures.	16
FIG. 1.5	Caractéristique d'une turbine typique	18
FIG. 1.6	La courbe idéale de la puissance de la turbine éolienne	19
FIG. 2.1	Modèle à deux masses	24
FIG. 2.2	Modèle à une masse	27
FIG. 2.3	Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent	28
FIG. 2.4	Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide	30
FIG. 3.1	Caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne	34
FIG. 3.2	Exemple du coefficient de puissance	35
FIG. 3.3	Niveaux de commande d'une éolienne vitesse variable et calage variable	36
FIG. 3.4	Résultats de commande non linéaire par retour d'état statique	39
FIG. 3.5	Résultats de la commande non linéaire par retour d'état dynamique	42
FIG. 3.6	Commande indirecte en vitesse	44
FIG. 3.7	Résultats de la commande indirecte en vitesse	45
FIG. 4.1	Performance de la commande non linéaire par retour d'état statique (d=10kN)	48
FIG. 4.2	Performance de la commande non linéaire par retour d'état statique (d=15kN)	50

FIG. 4.3	Performance de la commande non linéaire par retour d'état dynamique (d=10 kN)	51
FIG. 4.4	Performance de la commande non linéaire par retour d'état dynamique (d=15 kN)	52
FIG. 4.5	Performance de la commande indirecte en vitesse (d=10 kN.m)	53
FIG. 4.6	Performance de la commande indirecte en vitesse (d=15 kN.m)	54
FIG. 4.7	Comparaison des différentes techniques de commande en présence de perturbation de 15 kN.m	56
FIG.A.1	Colonne d'air incidente sur le rotor	61
FIG.A.2	Théorie de Betz : schéma de principe	62
FIG.B.1	L'éolienne CART au NWTC, Golden, Co	64
FIG.B.2	Coefficient de puissance de l'éolienne CART	66
FIG.B.3	Coefficient de couple de l'éolienne CART	66
TAB.1.1	Caractéristiques de fonctionnement d'une éolienne en fonction de la vitesse des vents	18
TAB.4.1	Comparaisons des différentes stratégies de commande	55
TAB.B.1	Paramètres de CART	65
TAB.B.2	Paramètres du modèle à une masse de CART.	67

# Introduction générale

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils domestiques électriques ont conduit à des besoins planétaires en énergie électrique considérables. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables" faisant appel, de façon directe ou indirecte, à l'énergie solaire. Parmi celles ci, l'éolien apparaît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint. En effet l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement représente, au niveau mondial, un gisement considérable.

Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. C'est le cas de l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark qui sont les trois principaux producteurs de l'énergie éolienne [14] (l'Allemagne est le leader mondial avec une puissance éolienne installée de 16629MW en 2004 [19]).

L'énergie éolienne peut proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO<sub>2</sub>. C'est une énergie propre, abondante et inépuisable qui peut produire l'électricité pratiquement sans l'émission des gaz polluants.

L'intégration des systèmes éoliens au sein des systèmes énergétiques du point de vue des prix nécessite la croissance de leur efficacité, à savoir la réduction des coûts d'opération et de maintenance, aussi bien que l'augmentation de la puissance captée du vent. Les systèmes de contrôle des éoliennes ont eu un développement considérable dans les dernières années. Effectivement, quel que soit le type de l'éolienne, le facteur clé demeure la méthode de commande et il a été montré par ailleurs que les stratégies de commande peuvent avoir un effet majeur sur les chargements de l'éolienne et sur le système électrique [22]. On distingue pour des éoliennes à vitesse variable, qui sont les plus répandues actuellement, deux régimes

de fonctionnement : le premier est le régime à vitesse variable qui correspond à un fonctionnement en dessous de la puissance nominale. L'objectif principal de la commande dans cette zone est de maximiser la capture de l'énergie du vent. Le couple de la génératrice est alors utilisé pour faire varier la vitesse du rotor. Le second régime est celui de la régulation de puissance. Le calage des pales et le couple de la génératrice peuvent alors être utilisés. Notre travail dans ce mémoire porte sur les techniques de commande des éoliennes à vitesse variable.

Ce mémoire est organisé comme suit :

Le premier chapitre est consacré à des rappels sur les systèmes éoliens à travers les équations et les concepts physiques régissant sur leur fonctionnement. Ces rappels sont suivis par la présentation des différentes technologies utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal).

Le deuxième chapitre porte sur la modélisation du comportement aérodynamique et mécanique. On y présente deux modèles mathématiques qui découlent de ces lois aérodynamique et mécanique. Le modèle à deux masses et le modèle à une masse. Celui-ci est un modèle simplifié du premier sous certaines hypothèses.

Le troisième chapitre on présente les commandes non linéaires étudiées dans ce mémoire. Il existe une littérature abondante sur l'optimisation de la capture de l'énergie. En effet, Une grande partie des travaux dans le domaine de la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne traite de commandes dans la zone de charge partielle (à faibles vitesses) mais nous employons dans le cadre de ce travail deux techniques nouvelles dans la littérature accessible et relevant du domaine de l'éolien, la commande non linéaire par retour statique et la commande non linéaire par retour dynamique [18], [19]. Pour pouvoir comparer ces techniques nous élaborons une autre commande connue dans la littérature, la commande indirecte en vitesse [1]. Les deux premières commandes permettent de prendre l'aspect dynamique de l'éolienne et le caractère non linéaire de son comportement aérodynamique.

Et enfin, un quatrième chapitre traite la robustesse de ces techniques élaborées au chapitre précédent. La commande non linéaire par retour dynamique assure bien le rejet des perturbations donc la maximisation de l'énergie capturée par l'éolienne.

# Chapitre 1

## *Introduction sur les éoliennes*

## 1.1 Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité.

Ce chapitre permet de présenter le contexte dans lequel s'insère l'étude menée dans l'ensemble de ce mémoire. En premier lieu, nous faisons un rappel des notions élémentaires du fonctionnement d'un système éolien et les équations qui s'y rapportent. Les stratégies de fonctionnement d'une éolienne (vitesse fixe, vitesse variable) sont également présentées. En second lieu, les principaux avantages et inconvénients de l'énergie éolienne sont donnés.

Cette partie permet également d'annoncer les orientations des chapitres suivants notamment sur le choix du type de l'éolienne à étudier et à modéliser.

## 1.2 Energie éolienne

L'énergie éolienne représente une ressource énorme : la partie exploitable est estimée à une valeur comprise entre 5 et  $50 \cdot 10^{12}$  kWh/an, et certainement beaucoup plus si l'on considère les zones offshore (zones situées en mer) [1]. Pour comparaison, en 2000, l'énergie primaire consommée par l'humanité a atteint environ  $140 \cdot 10^{12}$  kWh et l'électricité produite  $15 \cdot 10^{12}$  kWh. Plus de 16 GW éoliens étaient installés dans le monde fin 2000, pour une production annuelle estimée à  $30 \cdot 10^9$  kWh. La puissance installée était 1000 fois plus faible en 1981 (15 MW). Les aérogénérateurs produisent ainsi environ 0,2 % de l'électricité mondiale mais le taux de croissance est élevé et 10 % de l'énergie électrique pourrait être d'origine éolienne vers 2020 [2].

## 1.3 Descriptif d'une éolienne

Une éolienne c'est une machine qui permet de récupérer l'énergie cinétique du vent et le transforme en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Elle se compose des éléments suivants :

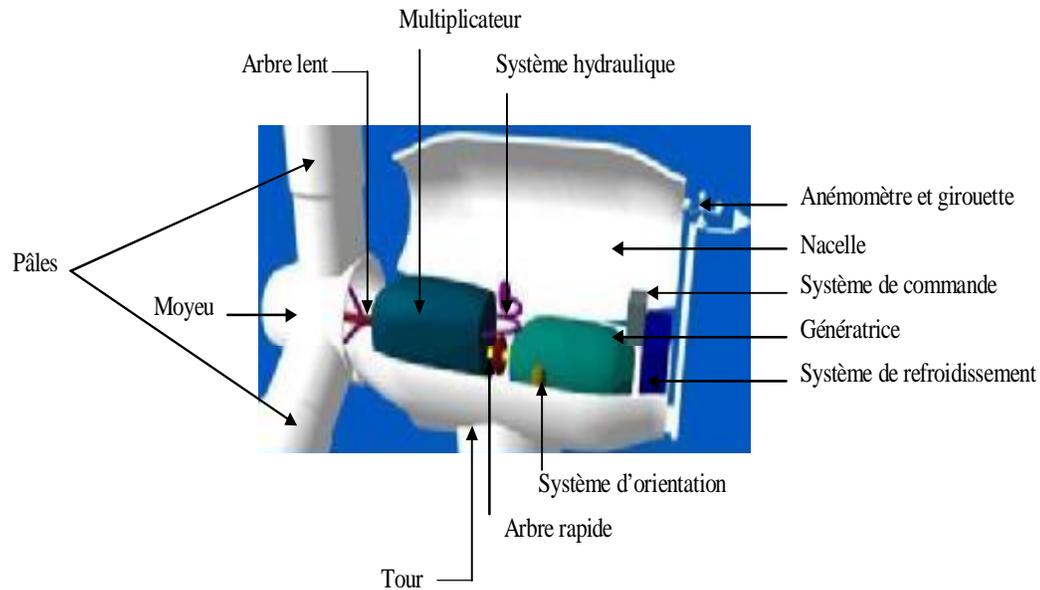


FIG. 1.1- Eléments constituant une éolienne

- **Un rotor** : composé généralement de deux ou trois pales montées sur un moyeu. Le rotor est entraîné par l'énergie du vent et peut être couplé directement ou indirectement à un générateur;
- **Un mât** : supporte la nacelle,
- **Une nacelle** : regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande,
- **Les pales** : elles permettent de transformer l'énergie du vent en énergie mécanique. Elles sont longues de 30 à 40 mètres, elles peuvent être 1, 2, 3 ou multiples. La technologie de fabrication des pales est largement issue de l'aviation.
- **Un multiplicateur** : adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique,
- **Un arbre lent** : relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin,
- **Une génératrice** : transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Elle peut être une machine synchrone, asynchrone ou une machine spéciale.``

L'éolienne est également équipée d'un système permettant la variation de l'angle de calage.

## 1.4 Conversion de l'énergie cinétique du vent

### 1.4.1 Principe

Les pales de l'éolienne balayent le champ des vitesses du vent qui varie dans le temps et autour du disque rotorique, modifiant ainsi localement la pression et la vitesse de l'air.

Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor: la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent.

Décrivons brièvement l'échange d'énergie entre le vent et l'éolienne.

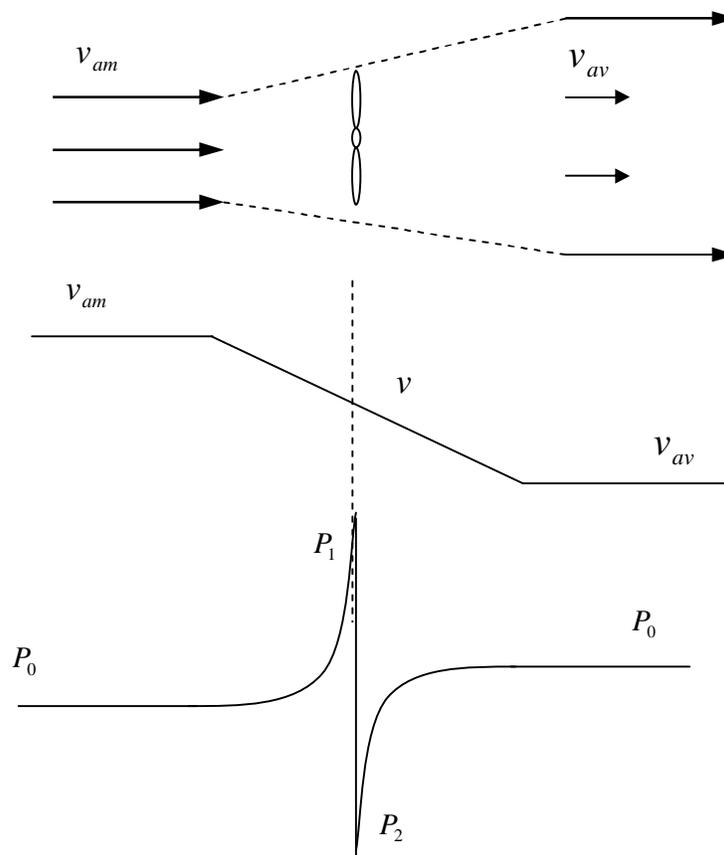


FIG. 1.2 – Principe d'extraction de l'énergie cinétique du vent

Soit un tube d'air se déplaçant avec une vitesse  $v_{am}$  et une pression statique  $P_0$  sur le rotor. La force du vent qui s'exerce sur la turbine est freinée graduellement. Sa vitesse décroît

quand cette masse se rapproche du rotor, ce qui crée un élargissement du tube d'air. Ceci induit en amont une augmentation de la pression statique de l'air jusqu'à un maximum  $P_1$  en face du rotor.

Une partie de l'énergie cinétique du vent est convertie en énergie potentielle pour produire cette augmentation de la pression. La pression chute ensuite pour atteindre valeur  $P_2$  en dessous de la pression atmosphérique sur la face arrière du rotor.

### 1.4.2 Puissance aérodynamique

La puissance aérodynamique  $P_a$  extraite par le rotor en fonction du facteur de puissance  $C_p$  est donnée par :

$$P_a = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p \quad (1.1)$$

Le paramètre  $C_p$  est sans dimension, il exprime la capacité de l'éolienne à extraire de l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'aérogénérateur est une fonction de la vitesse spécifique  $I$  et de calage  $\beta$  et est appelé coefficient de puissance.

On définit la vitesse spécifique  $I$  appelé également le rapport de la vitesse en bout de pales ou rapport d'avance (tip-speed-ratio) comme étant le rapport de la vitesse tangentielle du bout de la pale  $w_t R$  sur la vitesse instantané du vent  $v$  [8].

$$I = \frac{w_t R}{v} \quad (1.2)$$

$R$  étant le rayon de l'aire balayé par le rotor et  $w_t$  la vitesse de rotation de la turbine.

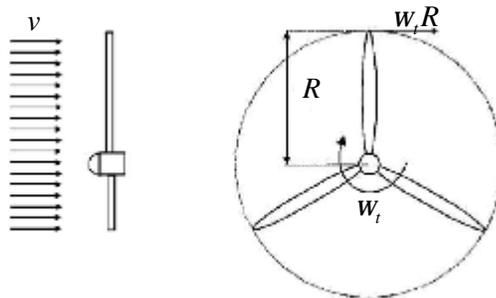


FIG. 1.3 – Vitesse spécifique du rotor

La puissance aérodynamique  $p_a$  est ainsi une fonction non linéaire de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation du rotor et de l'angle de calage :

$$P_a = \frac{1}{2} r S C_p(I, b) v^3 \quad (1.3)$$

Avec :  $S = \pi R^2$

$S$  étant la surface d'air balayée par le rotor et  $r$  la masse volumique de l'air.

### 1.4.3 Coefficient de puissance aérodynamique

Le coefficient de puissance  $C_p(I, b)$  exprime l'efficacité de l'aéroturbine dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Il dépend du nombre de pales du rotor et de leurs formes géométriques et aérodynamique (longueur et profil des sections). Celle-ci sont notamment conçue en fonction des caractéristiques d'un site, de la puissance nominale souhaitée, du type de régulation (pitch ou stall) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) de l'aérogénérateur [1].

$C_p(I, b)$  peut-être obtenu par des essais en soufflerie. Il se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de la vitesse spécifique  $I$  et de l'angle de calage  $b$ , tabulée [5], décrite par une famille de polynômes.

La valeur maximale théorique du coefficient de puissance  $C_{p,\max}$  [annexe B] est donnée par la limite de Betz [annexe A] [1] :

$$C_{p,\max} = \frac{16}{27} \approx 0.5926 \quad (1.4)$$

En pratique, les frottements et la force de traînée réduisent cette valeur à environ 0.5 pour les éoliennes de grandes taille.

On peut trouver dans la littérature des équations du coefficient de puissance [1]. Une expression analytique peut être calculer pour différentes valeurs de  $b$ , une seule interpolation par rapport à  $b$  est alors suffisante, on utilise généralement une régression polynomiale:

$$C_p(I) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i I^i \quad (1.5)$$

Winkelman et Abdin proposent une forme sinusoïdale, reprise par El Aimani dans [3]. D'autres auteurs dans la littérature suggèrent une équation exponentielle plus complexe.

Il n'est pas facile d'obtenir la courbe du coefficient de puissance, d'autant plus que les caractéristiques géométriques des pales ne sont en général pas rendues public par les fabricants. Celui considéré dans notre étude est donné en [Annexe B], avec l'autorisation du Professeur Maureen Hand, Sr Engineer at the Wind Energy Center, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.

#### 1.4.4 Couple aérodynamique

L'énergie cinétique du vent capturée par l'aéroturbine se transforme en énergie mécanique qui se traduit par un couple moteur  $T_a$  faisant tourner le rotor à une vitesse  $w_t$ . En terme de puissance :

$$P_a = T_a w_t$$

Ou également

$$T_a = \frac{P_a}{w_t} \quad (1.6)$$

En substituant l'expression (1.3) de  $P_a$  dans (1.6) et en tenant compte de (1.2), l'expression du couple aérodynamique peut être présentée sous la forme :

$$T_a = \frac{1}{2} \rho R^3 n^2 C_q(I, b) \quad (1.7)$$

Avec

$$C_q(I, b) = \frac{C_p(I, b)}{I} \quad (1.8)$$

$C_q(I, b)$  est le coefficient du couple aérodynamique.

Ce coefficient est assez proche du coefficient de puissance. Il est fort utile afin d'estimer la valeur du couple pour différents points de fonctionnement. Il dépend aussi de la vitesse du

vent  $v$ , de la vitesse de rotation de la turbine  $w_t$  et de l'angle de calage  $b$ . Il se présente aussi comme  $C_p$  en fonction de  $b$  et  $l$ .

## 1.5 Types de turbines éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. On peut les classer selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice ou le type de fonctionnement.

### 1.5.1 Selon le type de voilures

Il existe principalement deux types de turbines (FIG. 1.4) éoliennes [2], [16] et [13] :

a) - *Turbines à axe horizontal* : La plupart des éoliennes actuellement installées sont à axe horizontal. Elles sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent.

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, et même si elles nécessitent très souvent un mécanisme d'orientation des pales, présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol [14].



a) Eoliennes à axe horizontal

b) Eoliennes à axe vertical

FIG. 1.4 - Le type de voilures

Ces éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

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

b) - *Turbines à axe vertical* : Ces turbines ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles sont en opposition par rapport au traditionnel moulin à vent qui lui, disposait d'un axe horizontal. Elles sont très peu répandues. Cependant, Elles présentent certains avantages : machinerie au sol, orientation non nécessaire en fonction de la direction du vent, construction souvent simple. Elles tournent à faible vitesse et sont de ce fait peu bruyantes. Elles comportent par contre des difficultés pour leur guidage mécanique, le palier bas devant supporter le poids de l'ensemble de la turbine. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès. Toutefois, deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [14] :

- Le rotor de Savonius ;
- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus.

## 1.5.2 Selon la vitesse de rotation

Les éoliennes actuellement installées fonctionnent soit à vitesse fixe ou à vitesse variable.

- a) *Turbines à vitesse fixe* : elles sont les premières à avoir été développées, leur technologie inhérente est bien maîtrisée. En effet, c'est une technologie qui a fait preuve d'une simplicité d'implémentation, une fiabilité et un faible coût ; ce qui permet une installation rapide.
- b) *Turbines à vitesse variable* : bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, leur technologie évolue [3]. Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les efforts mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe.

## 1.6 Intérêt de la vitesse variable

La figure 1.5 sur laquelle sont représentées deux vitesses de vent permet de bien saisir l'intérêt de la vitesse variable. si la vitesse de vent est  $v_1$ , la puissance de la turbine atteint son maximum au point A qui correspond à une vitesse mécanique de  $N_1$ . Si la vitesse de vent change en  $v_2$ , la puissance passe au point B. Pour cette vitesse de vent, l'extraction d'une

puissance maximum (le point C) requiert l'augmentation de la vitesse de rotation à  $N_2$ . L'objectif d'entraînement à vitesse variable est d'adapter la vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent pour travailler en permanence à la puissance maximum et ainsi de décrire la courbe en cercles (figure 5.).

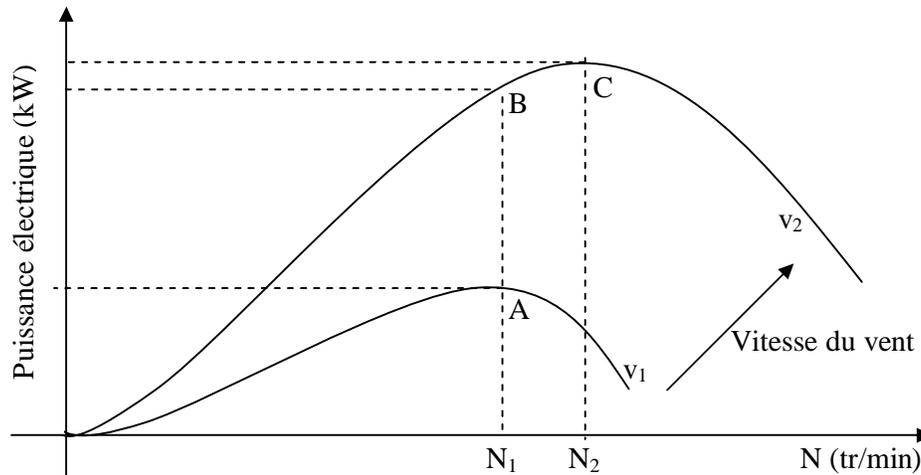


FIG. 1.5 - Caractéristique d'une turbine typique

## 1.7 Fonctionnement d'une éolienne :

Les différentes étapes de fonctionnement d'une éolienne sont données en fonction de la vitesse du vent dans le Tableau 1.1

Vitesse du vent (m/s)	Vitesse du vent (km/h)	Caractéristiques de fonctionnement
4.5	16.2	Vitesse d'amorçage
6	21.6	Vitesse moyenne minimale d'exploitation
8	28.8	Seuil idéal pour une installation rentable
15	54	Pleine production
25	90	Arrêt des petites centrales / Réduction des capacités des grandes centrales
30	108	Arrêt des éoliennes

TAB. 1.1 - Caractéristiques de fonctionnement d'une éolienne en fonction de la vitesse des vents [20]

On note que pour des vitesses de vent faibles, l'éolienne ne peut pas être exploitée. C'est à partir d'une certaine vitesse dite vitesse seuil (3 à 5 m/s) qu'elle commence à fonctionner et dès qu'une vitesse maximale est atteinte, l'éolienne doit s'arrêter. Cette vitesse maximale est approximativement de 25 m/s pour des petites éoliennes et de 30 m/s pour les autres. La puissance de la turbine suit la puissance aérodynamique ( $P_{vent} \approx k \cdot v_{vent}^3$ ) avec un facteur près, c'est à dire, elle augmente avec le cube de la vitesse du vent jusqu'à atteindre sa puissance nominale, puis elle reste constante.

Sur la Figure 1.6, la puissance aérodynamique et la puissance de la turbine sont présentées en fonction de la vitesse du vent.

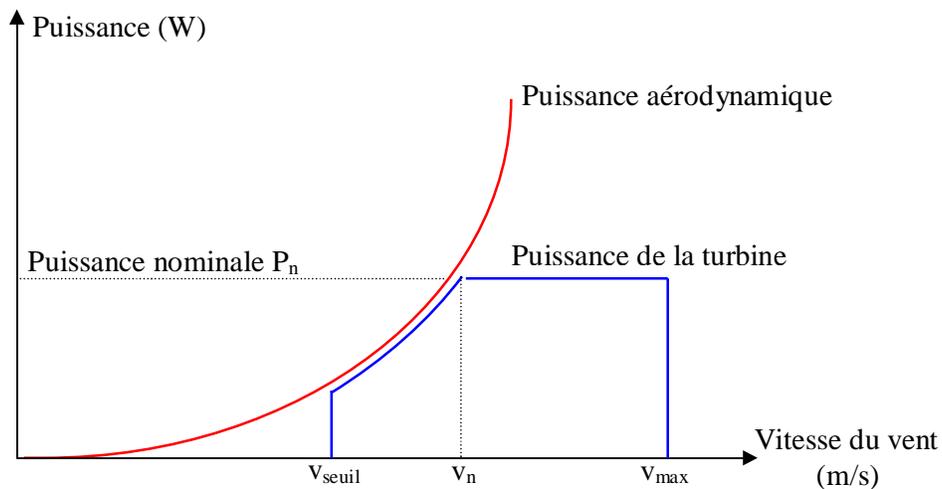


FIG. 1.6 - La courbe idéale de la puissance de la turbine éolienne.

Une turbine éolienne est conçue pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale  $P_n$ . La puissance  $P_n$  est obtenue à partir d'une vitesse de vent  $v_n$  dénommée vitesse nominale. En cas de vitesses de vent supérieures à  $v_n$ , il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire contenue dans le vent afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A côté de la vitesse nominale  $v_n$ , on spécifie aussi :

- $v_{seuil}$ , La vitesse de démarrage ou la vitesse seuil, à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie.

-  $v_{max}$  La vitesse maximale du vent, pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

## 1.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

### 1.8.1 Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement [21]:

Ø L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie notamment, contribuent à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. La concentration du CO<sub>2</sub> a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6° C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5° C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici l'an 2100. L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas d'émission de CO<sub>2</sub>.

Ø L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.

Ø Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, 21 mille tonnes de SO<sub>2</sub> et 17,5 mille tonnes de NO<sub>x</sub>. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides.

Ø L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs.

Ø L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ces dernières

fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.

Ø Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laisse pas de trace.

L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains :

Ø C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi, les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut en plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.

Ø C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.

Ø Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie dans ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à celui de centrales à énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

Ø L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

## 1.8.2 Inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques inconvénients [12]:

Ø L'impact visuel. Ça reste néanmoins un thème subjectif.

Ø Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.

Ø L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.

Ø La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant aléatoire, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau étant faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable.

Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puise sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

## 1.9 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement ont été décrits.

La seconde partie du chapitre traite l'intérêt de la vitesse variable d'une éolienne. Enfin, dans la suite de notre étude, nous considérons une éolienne à vitesse variable.

## Chapitre 2

### *Modélisation d'une éolienne à vitesse variable*

## 2.1 Introduction

La représentation mécanique de l'aéroturbine entière est très complexe. Les éléments mécaniques d'une aéroturbine et les forces subies ou transmises à travers ses composants sont très nombreux. Il faut faire un choix des éléments et des grandeurs de ces éléments que l'on veut représenter [3].

Ce qui doit être modélisé dans notre étude est le dispositif d'entraînement. Ce dernier est destiné à transformer la vitesse de rotation lente du côté rotor en une vitesse de rotation rapide du côté générateur. On peut lui associer un modèle à deux masses ou à un modèle à une masse uniquement.

Dans ce chapitre les deux modèles sont présentés. Le modèle à deux masses est plus général et peut être appliqué aux éoliennes de toute taille. Le modèle à une masse est une simplification du premier et est adopté aux éoliennes de grandes tailles.

## 2.2 Modèle à deux masses

Le modèle à deux masses pour le dispositif d'entraînement est très utilisé dans la littérature [19]. Son schéma est illustré sur la figure 2.1

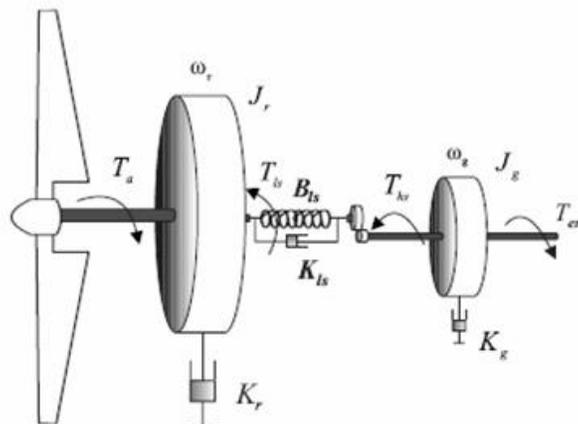


FIG. 2.1- Modèle à deux masses

Avec :

$J_r$	Inertie des masses du côté du rotor	[kg.m <sup>2</sup> ]
$J_g$	Inertie des masses du côté de la génératrice	[kg.m <sup>2</sup> ]
$K_{ls}$	Coefficient de frottements sur l'arbre lent	[Nm/rad /s]
$K_r$	Coefficient de frottements externes du rotor	[Nm/rad /s]
$K_g$	Coefficient de frottements externes de la génératrice	[Nm/rad /s]
$B_{ls}$	Coefficient de torsion sur l'arbre lent	[Nm/rad]
$T_{ls}$	Couple de l'arbre lent	[Nm]
$T_{hs}$	Couple de l'arbre rapide	[Nm]
$T_{em}$	Couple électromagnétique de la génératrice	[Nm]
$\omega_t$	Vitesse du rotor	[rad /s]
$\omega_{ls}$	Vitesse de l'arbre lent	[rad /s]
$\omega_g$	Vitesse de la génératrice	[rad /s]
$n_g$	Rapport de transmission du multiplicateur	[rad /s]

Les hypothèses relatives à ce modèle sont :

- tous les modes flexibles sont localisés dans l'élément flexible de l'arbre lent ;
- l'arbre rapide est infiniment rigide ;
- les modes flexibles des pales sont supposés suffisamment élevés pour être négligés.

Les inerties du multiplicateur et de l'arbre lent sont intégrées à celle du rotor. L'ensemble est représenté par  $J_r$ .

Le rotor peut être modélisé par une seule masse en raison de sa taille considérable. Effectivement, l'inertie de la turbine est sensiblement égale à celle des pales. L'inertie du moyeu d'après Vihriälä peut être négligée car elle représente uniquement que 1% de l'inertie de la turbine. L'inertie de l'arbre rapide associé à la génératrice est représentée par  $J_g$ .  $B_{ls}$  est un coefficient d'élasticité global représenté sur l'arbre lent, regroupe les torsions des pales, moyeu, multiplicateur et de l'arbre lent. Les coefficients  $K_r$  et  $K_g$  sont les frottements visqueux sur les roulements du dispositif d'entraînement.

La plupart des travaux considèrent un arbre lent flexible et un arbre rapide parfaitement rigide, on peut alors ramener les coefficients de frottement et d'élasticité sur un seul arbre. On désigne par  $J_r$  et  $J_g$  respectivement les inerties du rotor et de la génératrice.

Entraîné par le couple aérodynamique  $T_a$ , le rotor tourne à la vitesse  $\omega_r$ . Le couple de l'arbre lent  $T_{ls}$  agit comme un couple de freinage sur le rotor

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

$$J_r \dot{\omega}_r = T_a - T_{ls} - K_r \omega_r \quad (2.1)$$

Le couple de l'arbre lent  $T_{ls}$  résulte des effets de frottements et de torsion générés par les écarts entre la vitesse angulaire  $\omega_t$  et celle de l'arbre lent  $\omega_{ls}$  d'une part et entre la position angulaire  $\theta_r$  et celle de l'arbre lent  $\theta_{ls}$  d'autre part.

$$T_{ls} = B_{ls} (\dot{q}_t - \dot{q}_{ls}) + K_{ls} (\omega_t - \omega_{ls}) \quad (2.2)$$

Au moyen du multiplicateur de rapport  $n_g$ , le couple et la vitesse de cet arbre sont communiqué pour générer un couple sur l'arbre rapide,

$$T_{hs} = \frac{T_{ls}}{n_g} \quad (2.3)$$

La vitesse et la position angulaire du générateur sont :

$$\begin{aligned} \mathbf{q}_g &= n_g \mathbf{q}_{ls} \\ \mathbf{w}_g &= n_g \mathbf{w}_{ls} \end{aligned} \quad (2.4)$$

En pratique, le multiplicateur induit des pertes d'ordre de 0.5% de la puissance nominale. La prise en compte de ces pertes fait que le couple de l'arbre rapide laisse apparaître le rendement du multiplicateur  $\eta_g$ .

$$T_{hs} = \eta_g \frac{T_{ls}}{n_g} \quad (2.5)$$

Pour un multiplicateur idéal, on a donc

$$n_g = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} = \frac{\mathbf{w}_g}{\mathbf{w}_{ls}} = \frac{\mathbf{q}_g}{\mathbf{q}_{ls}} \quad (2.6)$$

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

$$J_g \dot{\omega}_g = T_{hs} - K_g \omega_g - T_{em} \quad (2.7)$$

## 2.3 Modèle à une masse

La rigidité de l'arbre lent du dispositif d'entraînement des grandes éoliennes peut être considéré comme parfaite. Aussi, Le modèle à deux masses peut alors être réduit à un modèle à une masse. Sachant que l'inertie du multiplicateur et celle de la génératrice représentent 5% à 10% de celle de la turbine, ces deux inerties peuvent être négligées vis-à-vis de celle du rotor. Le modèle à une masse comprend une seule inertie et un seul coefficient de frottement regroupant tous les coefficients de frottements externes (figure 1.2).

Ce modèle suppose que :

- les arbres de transmission sont parfaitement rigides,
- le multiplicateur de vitesse est idéal,
- l'inertie de la génératrice peut être négligée devant celle de la turbine ou ramenée du côté de l'arbre lent.

Par ce modèle, la flexibilité du dispositif d'entraînement n'est pas prise en compte d'où la possibilité de négliger certaines propriétés du couplage mécanique [11].

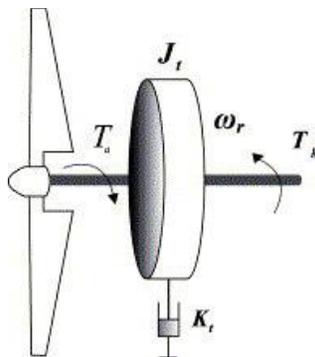


FIG. 2.2 - Modèle à une masse

### 2.3.1 Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent

L'inertie de la turbine est, dans la majorité des modèles à une masse, ramenée sur l'arbre lent [3], [8] et [19]. La figure 2.3 montre ce modèle.

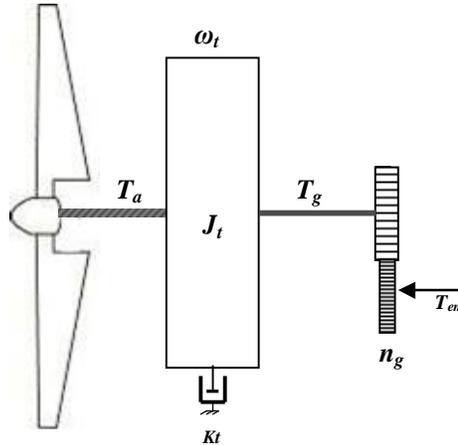


FIG. 2.3 - Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent

En étant donné que l'arbre lent est infiniment rigide (Coefficient de torsion sur l'arbre lent  $B_{ls}$  est infini), alors

$$q_t = q_{ls} \quad \text{et} \quad w_t = w_{ls},$$

La relation (2.6) s'écrit donc

$$n_g = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} = \frac{w_g}{w_t} = \frac{q_g}{q_t} \quad (2.8)$$

Les équations (2.1) et (2.7) deviennent

$$J_r \dot{w}_t = T_a - n_g T_{hs} - K_r w_t \quad (2.9)$$

$$n_g J_g \dot{w}_t = T_{hs} - K_g n_g w_t - T_{em}$$

En multipliant la deuxième équation de (2.9) par  $n_g$  et en sommant membre à membre les deux équations, on obtient

$$J_t \dot{\omega}_t = T_a - K_t \omega_t - T_g \quad (2.10)$$

Avec

$$J_t = J_r + n_g^2 J_g$$

$$K_t = K_r + n_g^2 K_g$$

$$T_g = n_g T_{em}$$

$J_t$ ,  $K_t$  et  $T_g$  sont respectivement l'inertie, le coefficient de frottements externes de la turbine et le couple électromagnétique de la génératrice ramenés du côté de l'arbre lent. L'inertie de la génératrice ramenée sur l'arbre lent  $n_g^2 J_g$  est très souvent négligée devant celle du rotor.

Le modèle à une masse ramené sur l'arbre lent est généralement employé dans la commande de l'aéroturbine.

Ce modèle mathématique permet de reproduire de façon suffisamment fidèle les phénomènes physiques qui nous intéressent dans le comportement de l'éolienne. En effet, les réponses du modèle mathématique et celles du simulateur d'éolien sont très proches pour les vitesses de vents faibles. L'écart entre ces réponses tend à augmenter légèrement pour les vitesses de vents forts. Cette augmentation est due à la non prise en compte de phénomène aérodynamique et la nature turbulente de l'écoulements de vent [19].

Nous adoptons ce modèle dans la suite de notre travail.

### 2.3.2 Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide

Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale constituée de l'inertie de la turbine reportée sur l'arbre de la génératrice (l'arbre rapide) [3]. Ce modèle est illustré par la figure 2.4

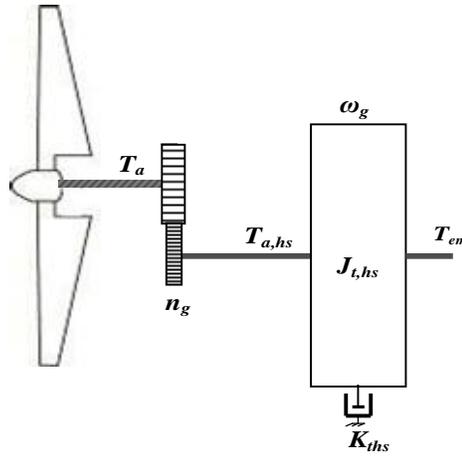


FIG. 2.4 - Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide

En faisant les mêmes hypothèses que pour le modèle à une masse ramenée sur l'arbre lent, les équations (2.1) et (2.7) deviennent

$$\frac{J_r}{n_g} \dot{\omega}_g = T_a - n_g T_{ls} - \frac{K_r}{n_g} \omega_g \quad (2.11)$$

$$J_g \dot{\omega}_g = T_{hs} - K_g \omega_g - T_{em}$$

En divisant la première équation de (2.11) par  $n_g$  et en sommant les deux, on aboutit à

$$J_{t_{hs}} \dot{\omega}_g = T_{a_{hs}} - K_{t_{hs}} \omega_g - T_{em} \quad (2.12)$$

Avec

$$J_{t_{hs}} = J_g + \frac{J_r}{n_g^2}$$

$$K_{t_{hs}} = K_g + \frac{K_r}{n_g^2}$$

$$T_{a_{hs}} = \frac{T_a}{n_g}$$

$J_{t_{hs}}$ ,  $K_{t_{hs}}$  et  $T_{a_{hs}}$  sont respectivement l'inertie, le coefficient de frottements externes de la turbine et le couple aérodynamique de la génératrice ramenés du côté de l'arbre rapide. Il est à noter que l'inertie de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine rapportée sur cet axe.

## 2.4 Conclusion

Nous avons décrit dans ce chapitre les modèles non linéaires à une et à deux masses d'une éolienne à vitesse variable. En général, dans la littérature [18, 19], après validation du modèle mathématique, le modèle à une masse réalise un bon compromis entre la simplicité et la reproduction des principaux phénomènes intervenant dans le comportement d'une éolienne.

Pour cela, le modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre lent sera utilisé comme le modèle non linéaire pour la synthèse des lois de commande dans la suite de notre travail.

## Chapitre 3

### *Stratégies de commande d'une éolienne à vitesse variable*

### 3.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'élaboration de lois de commande permettant, lorsque les vents sont faibles, d'atteindre l'objectif de maximiser l'énergie capturée et donc l'énergie produite par l'éolienne.

Sur le plan industriel, Il existe des commandes classiques de type PI et PID mais néanmoins elles ne permettent pas d'atteindre les résultats escomptés. Dans un premier temps, nous présentons les commandes non linéaires par retour d'état statique et dynamique, ces lois sont connues mais leur application dans le domaine de l'éolien est tout récent [18] et [19]. Dans la seconde étape, nous présentons la commande indirecte en vitesse, cette technique existe déjà dans la littérature [11] mais nous l'avons adoptés au modèle à une masse.

### 3.2 Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne

En fonction de la vitesse du vent, quatre zones peuvent être identifiées dans le fonctionnement d'une turbine éolienne (figure 3.1) [17]:

Zone 1 : pour des vitesses plus petites que la vitesse de démarrage  $v_d$ , l'énergie contenue dans le vent n'est pas suffisante pour entraîner la turbine et la puissance captée est nulle ;

Zone 2 : pour des vitesses supérieures à celle de démarrage  $v_d$ , et inférieures à celle nominale  $v_n$ , la puissance extraite augmente proportionnellement avec la vitesse du vent cubée. Cette zone correspond au régime de *charge partielle* ;

Zone 3 : pour des vitesses supérieures à celle nominale  $v_n$  et plus petites que celle maximale  $v_m$ , la puissance captée est limitée à celle nominale  $p_n$ . Cette zone correspond au régime de *charge complète* ;

Zone 3 : pour des vitesses supérieures à la vitesse extrême d'opération  $v_m$ , la turbine éolienne s'arrête, la puissance fournie s'annule.

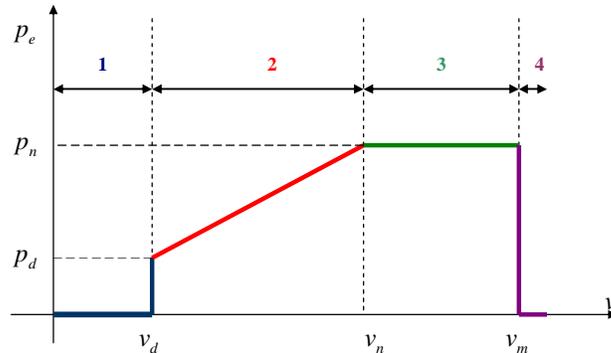


FIG. 3.1- Caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne

On distingue alors deux régimes de fonctionnement :

- Le premier est le régime à vitesse variable qui correspond à un fonctionnement dans la zone 2.
- Le second régime est celui de régulation de puissance.

La zone la plus intéressante est le fonctionnement normal, qui se superpose pratiquement sur le régime de charge partielle (zone 2) [17]. D'ailleurs une grande partie des travaux dans le domaine de la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne traite de la commande dans cette zone [19].

Dans la suite de notre travail, nous nous intéressons à l'élaboration de lois de commande dans la zone à charge partielle.

### 3.3 Objectif de commande

Dans la région de fonctionnement à charge partielle d'une éolienne à vitesse variable, la commande a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent et de minimiser les efforts subis par le dispositif d'entraînement.

Comme cité dans le chapitre 1, le coefficient de puissance  $C_p(I, b)$  est une fonction non linéaire de la vitesse spécifique  $I$  et de l'angle de calage  $b$ . Cette fonction possède un seul

maximum  $C_{p_{opt}}(I_{opt}, b_{opt})$  comme illustré sur la figure 3.2. Le rotor fournit donc une puissance aérodynamique maximale uniquement à la vitesse spécifique  $I_{opt}$ .

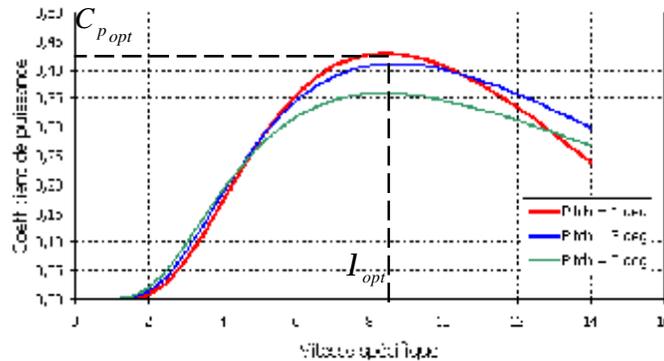


FIG. 3.2 – Exemple du coefficient de puissance

Dans le but de maximiser la capture de l'énergie du vent, l'angle de calage et la vitesse spécifique doivent être maintenus à leurs valeurs optimales afin d'assurer la valeur maximale de  $C_p$ . L'angle de calage est fixé à sa valeur optimale. La vitesse spécifique dépend à la fois de la vitesse du vent et de la vitesse de l'aéroturbine. Comme la vitesse du vent est une entrée non commandable, la vitesse du rotor doit varier constamment pour suivre les fluctuations de la vitesse du vent afin de maintenir la vitesse spécifique à sa valeur optimale.

Cette optimisation doit être réalisée en minimisant les efforts mécaniques sur les différentes parties d'éolienne. Ces deux objectifs s'avèrent contradictoires : afin de garder la vitesse spécifique constante, la vitesse du rotor doit suivre exactement la turbulence du vent, ce qui nécessite une variation rapide et des amplitudes importantes de  $w_r$  et par conséquent l'augmentation des efforts de commande et de charges subis par l'éolienne [19]. Il est nécessaire alors de réaliser un compromis.

### 3.4 Configuration de la commande

Les constantes de temps du système électrique sont beaucoup plus faibles que celles des autres parties de l'aérogénérateur. Ceci permet de dissocier la commande de la machine électrique de celle de l'aéroturbine et de définir ainsi deux niveaux de commande [1], [19].

- un module de commande de niveau 1 qui est appliqué à la génératrice électrique via les convertisseurs de puissances ainsi que le dispositif de calage
- un module de commande de niveaux 2 qui fournit les entrées  $b^*$  et  $T_{em}^*$  du module du niveau 1.

Cette configuration de commande est illustrée sur la figure 3.1.

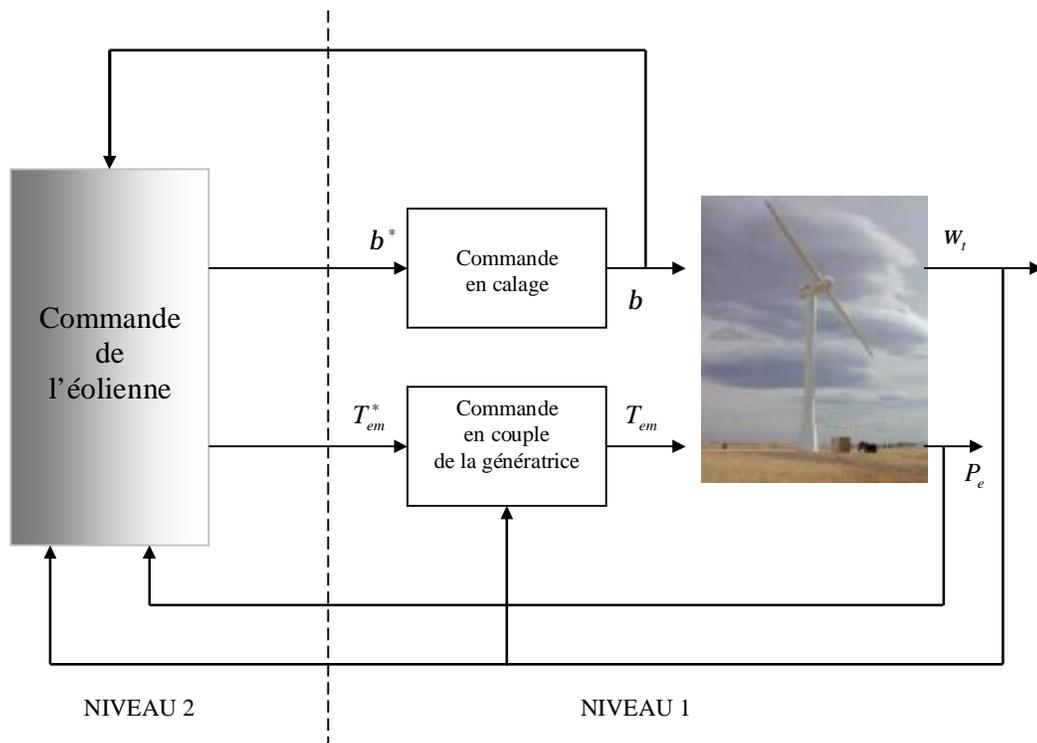


FIG 3.3 - Niveaux de commande d'une éolienne vitesse variable et calage variable

La commande de niveau 2 de l'aérogénérateur peut être réalisée sans modéliser la partie électrique [1]. Cette approche est souvent utilisée dans la littérature spécifique à la commande de l'aérogénérateur [11], [19]. Toutefois, on peut trouver de nombreux travaux dédiés spécifiquement à la commande de la partie électrique [3], [14].

Dans le cadre de notre travail, nous nous intéressons à la commande de niveau 2. Les constantes de temps de niveau 1 sont négligeable (rapport de 20) pour l'éolienne CART [23] considéré dans cette étude.

### 3.5 Commande non linéaire par retour d'état statique

On suppose que la vitesse de vent est mesurable. Les lois de commande élaborées ici peuvent être appliquées aux éoliennes de grande taille.

Soit  $\tilde{v}$  une mesure de la vitesse du vent fictif. On peut donc reconstruire le couple aérodynamique à partir de cette mesure et de celle de la vitesse du rotor  $\tilde{w}_t$ ,

$$\tilde{T}_a = \frac{1}{2} \rho P R^3 C_q(\tilde{I}) \tilde{w}^2 \quad (3.1)$$

Avec

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{w}_t R}{\tilde{v}}$$

On suppose aussi que l'on dispose de la mesure de la vitesse du rotor  $w_t$ .

D'après les équations dynamiques du système données au chapitre 2 on a,

$$\dot{w}_t = \frac{1}{J_t} T_a - \frac{K_t}{J_t} w_t - \frac{1}{J_t} T_g \quad (3.2)$$

Nous allons utiliser une commande linéarisante  $T_g$  qui permet de ramener le système (3.2) à un intégrateur simple avec une nouvelle entrée  $w$

$$\dot{w}_t = w \quad (3.3)$$

Cette commande est donnée par

$$T_g = J_t \left[ \frac{1}{J_t} T_a - \frac{K_t}{J_t} w_t - w \right] \quad (3.4)$$

Soit l'erreur de poursuite définie par

$$\mathbf{e}_w = \mathbf{w}_{t_{opt}} - \mathbf{w}_t \quad (3.5)$$

Où

$$\mathbf{w}_{t_{opt}} = \frac{I_{opt} v}{R} \quad (3.6)$$

$\mathbf{w}_{t_{opt}}$  est la vitesse du rotor qui permet d'avoir une vitesse spécifique correspondant à la valeur optimale  $C_{p_{opt}}$  du coefficient de puissance  $C_p(I)$ .

On désire imposer à l'erreur  $\mathbf{e}_w$  une dynamique du premier ordre

$$\dot{\mathbf{e}}_w + a_0 \mathbf{e}_w = 0, \quad a_0 > 0 \quad (3.7)$$

De même, à partir de (3.3) et (3.7), on aboutit à l'expression

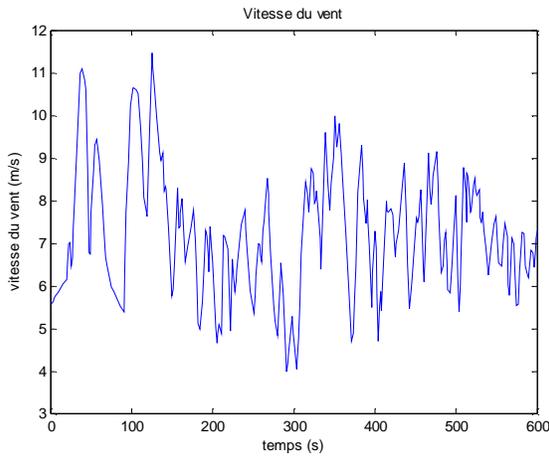
$$\mathbf{w} = \dot{\mathbf{w}}_{t_{opt}} + a_0 (\mathbf{w}_{t_{opt}} - \mathbf{w}_t) \quad (3.8)$$

D'où la commande

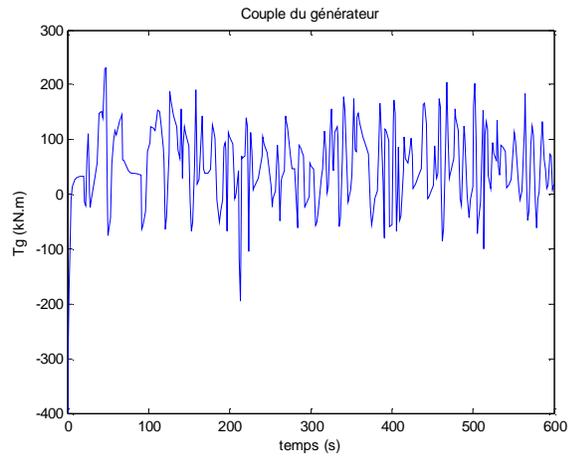
$$\mathbf{T}_g = \mathbf{T}_a - \mathbf{K}_t \mathbf{w}_t - a_0 \mathbf{J}_t \mathbf{e}_w - \mathbf{J}_t \dot{\mathbf{w}}_{t_{opt}} \quad (3.9)$$

Le choix de la dynamique de l'erreur de poursuite du premier ordre est dû au fait que le degré relatif de ce système est égal à 1 [19].

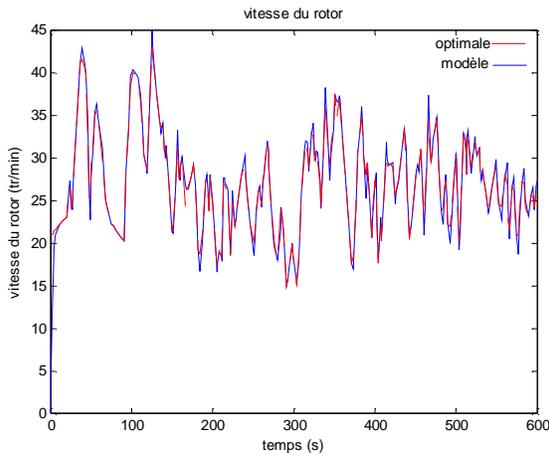
Cette commande par retour d'état statique conduit à de bons résultats en l'absence de perturbations, mais sinon elle présente l'inconvénient de ne pas les rejeter.



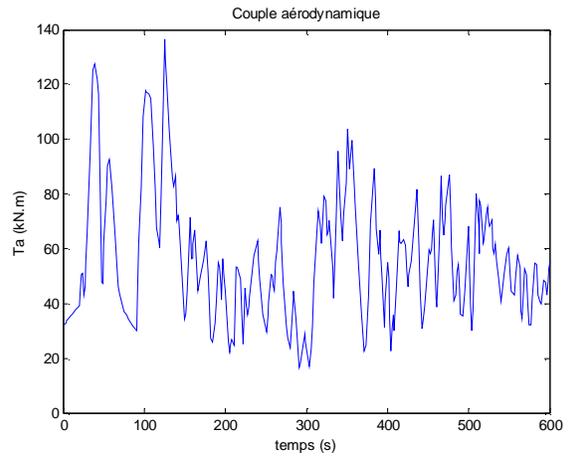
(a) vitesse du vent  $v$



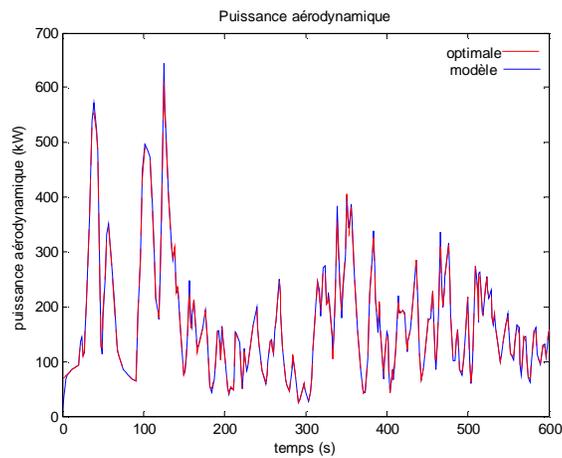
(c) couple du générateur  $T_g$



(b) vitesse du rotor  $w_t$



(d) couple aérodynamique  $T_a$



(e) puissance aérodynamique  $P_a$

FIG. 3.4 – Résultats de commande non linéaire par retour d'état statique

### Ø Résultats de simulation

La simulation a été réalisée dans les conditions suivantes :

- absence de perturbation additive au couple du générateur ;
- un profil de vent d'une vitesse moyenne de 7 m/s.

Les grandeurs caractéristiques de l'éolienne commandée sont représentées sur la figure (3.4), c'est-à-dire la vitesse du vent, le couple aérodynamique, la vitesse du rotor et sa référence optimale, la puissance aérodynamique et sa référence optimale et le couple du générateur.

On remarque la vitesse du rotor reste très voisine de sa valeur optimale. La capture de l'énergie du vent est maximale dans l'intervalle de 0 à 150 s. La trajectoire de la puissance aérodynamique est presque identique à celle de sa référence.

On peut confirmer alors que cette méthode de commande donne de bons résultats en absence de perturbations.

## 3.6 Commande non linéaire par retour d'état dynamique

Cette commande est élaborée dans l'objectif de rejeter les perturbations additives constante sur la commande. On impose une dynamique du second ordre à l'erreur de poursuite  $e_w = w_{t,opt} - w_t$

$$\ddot{e}_w + b_1 \dot{e}_w + b_0 e_w = 0 \quad (3.10)$$

$b_0$  et  $b_1$  sont choisis tels que le polynôme  $s^2 + b_1 s + b_0 = 0$  soit Hurwitz.

Si on suppose aussi qu'une perturbation constante  $d$  agit sur le système, on

$$J_t \dot{w}_t = T_a - K_t w_t - T_g + d \quad (3.11)$$

En dérivant cette équation, on aboutit

$$\ddot{w}_t = \frac{1}{J_t} [T_a - K_t \dot{w}_t - T_g] \quad (3.12)$$

Nous cherchons une commande qui va ramener le système (3.12) à un double intégrateur avec la nouvelle entrée  $w$

$$\dot{\omega}_t = w \quad (3.13)$$

On déduit alors

$$\dot{T}_g = J_t \left[ \frac{1}{J_t} T_a - \frac{K_t}{J_t} \omega_t - w \right] \quad (3.14)$$

On utilisant (3.10) et (3.13), il vient

$$w = \omega_{t_{opt}} + b_1 (\omega_{t_{opt}} - \omega_t) + b_0 (w_{t_{opt}} - w_t) \quad (3.15)$$

Enfin, en remplaçant cette expression dans (3.14), on aboutit à la commande dynamique

$$\dot{T}_g = T_a + (b_1 J_t - K_t) \omega_t + b_0 J_t w_t - J_t (\omega_{t_{opt}} + b_1 \omega_{t_{opt}} + b_0 w_{t_{opt}}) \quad (3.16)$$

Le compromis entre l'optimisation de la capture de l'énergie du vent et la minimisation des efforts transitoires subis par le dispositif d'entraînement est réalisé en choisissant une dynamique de poursuite qui permet de suivre la tendance moyenne de la vitesse de rotation optimale sans pour autant suivre de manière étroite les pics de vent.

## Ø Résultats de simulation

Les grandeurs caractéristiques de l'éolienne commandée sont représentées sur la figure (3.5), c'est-à-dire la vitesse du vent, le couple aérodynamique, la vitesse du rotor et sa référence optimale, la puissance aérodynamique et sa référence optimale. On note que la vitesse du rotor augmente avec la vitesse du vent. La trajectoire de la vitesse du vent est presque identique de celle de sa référence. La puissance aérodynamique capturée est maximale pour les grandes vitesses du vent et on note aussi qu'elle coïncide avec la puissance optimale comme on peut le constater sur la figure 3.5 (a).

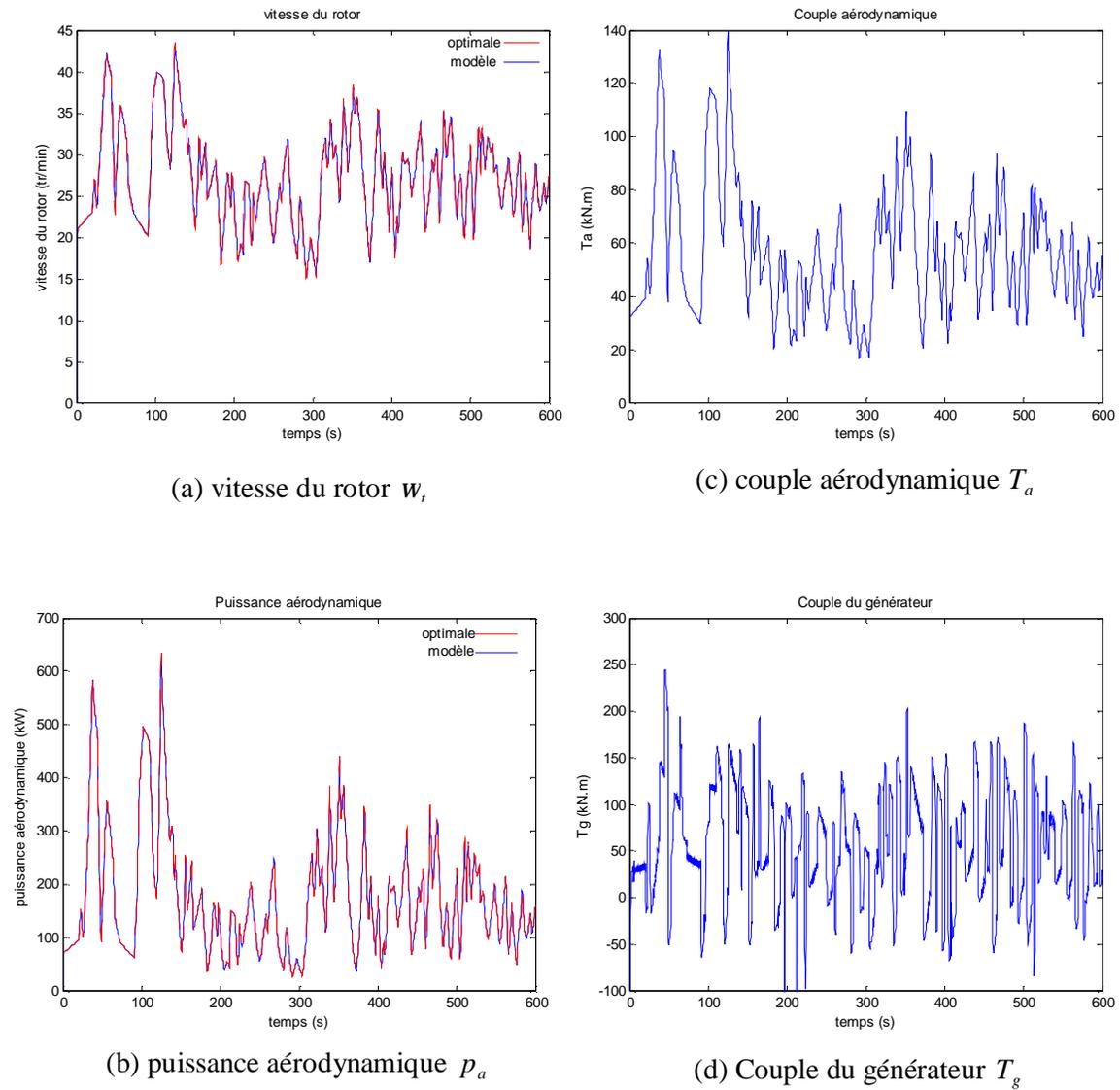


FIG. 3.5 – Résultats de la commande non linéaire par retour d'état dynamique

### 3.7 Commande indirecte en vitesse (CIV)

Le système éolien, sous certaines conditions, est dynamiquement stable autour d'un point d'équilibre quelconque de la courbe de rendement maximal pour un couple du générateur et une vitesse du vent constante fonctionnement [11].

La courbe de rendement aérodynamique maximale est définie dans le plan  $(w_t, T_a)$  par l'ensemble des points  $(w_{t_{opt}}, T_{a_{opt}})$  correspondant à l'intervalle des vitesses du vent dans laquelle l'éolienne fonctionne.

On a

$$T_a = \frac{1}{2} r p R^3 C_q(I_{opt}) n^2 \quad (3.17)$$

Si le couple électromagnétique est commandé de sorte à suivre le couple optimal (3.17), l'éolienne demeure autour de sa courbe de rendement optimale [11], [1].

Soit un point  $(I_0, C_{p_0})$  de la courbe de  $C_p(I)$  que l'on veut poursuivre. Pour maximiser la production d'énergie en dessous de la puissance nominale  $P_{nom}$ , ce point est choisi dans un voisinage où le coefficient de puissance est à son maximum  $(I_{opt}, C_{p_{opt0}})$ .

Etant donné que  $C_q(I) = \frac{C_p(I)}{I}$ , alors le couple aérodynamique peut s'écrire

$$T_a = \frac{1}{2} r p R^3 \frac{C_p(I)}{I} n^2 \quad (3.18)$$

Si  $I = I_{opt}$ ,  $T_a$  peut être exprimé en fonction du rotor

$$T_a = \frac{1}{2} r p R^5 C_{p_{opt}} \frac{1}{I_{opt}^3} w_t^2 \quad (3.19)$$

Ce couple correspond à un fonctionnement optimal par rapport à la vitesse du vent. On constate qu'il est proportionnel au carré de la vitesse de rotation de l'aéroturbine au point de fonctionnement  $(I_{opt}, C_{p_{opt0}})$ :

$$T_a = k_{opt} w_t^2 \quad (3.20)$$

avec

$$k_{opt} = \frac{r}{2} p R^5 C_{p_{opt}} \frac{1}{I_{opt}^3} \quad (3.21)$$

Si on considère le modèle à une masse de l'éolienne en régime permanent, on a

$$0 = T_a - K_t w_t - T_g \quad (3.22)$$

En substituant l'équation (3.20) dans (3.22), le couple de la génératrice  $T_g$  satisfait

$$T_g = k_{opt} w_t^2 - K_t w_t \quad (3.23)$$

La structure de la commande indirecte de vitesse est illustrée dans la figure 3.2

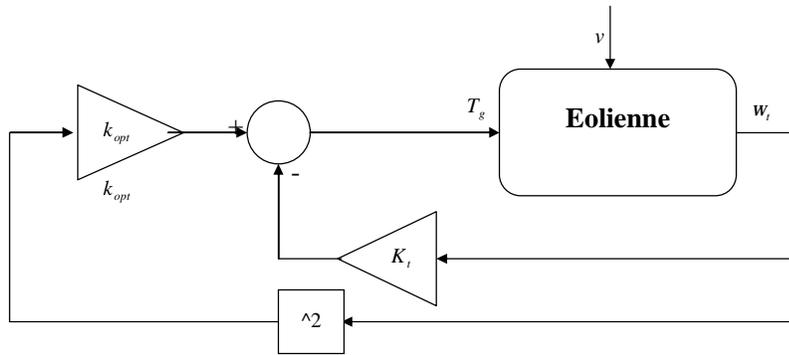
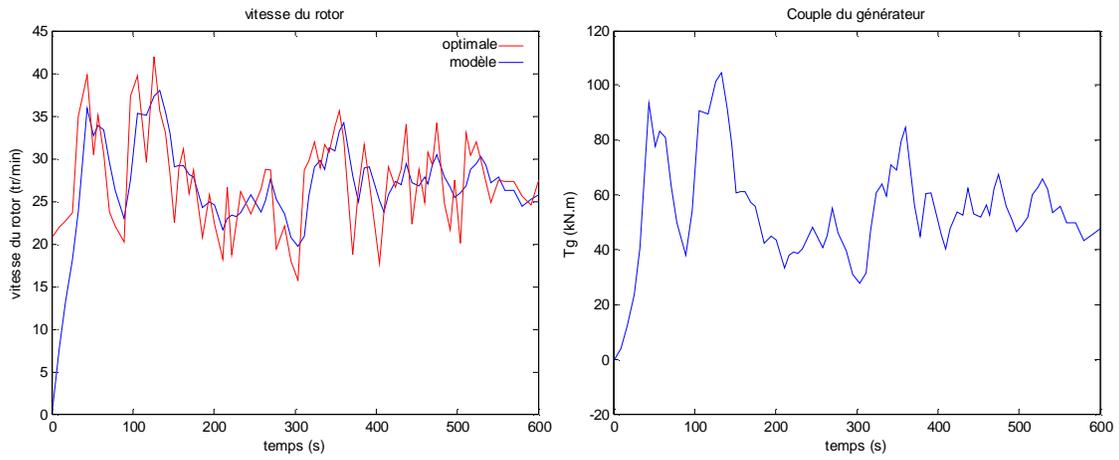


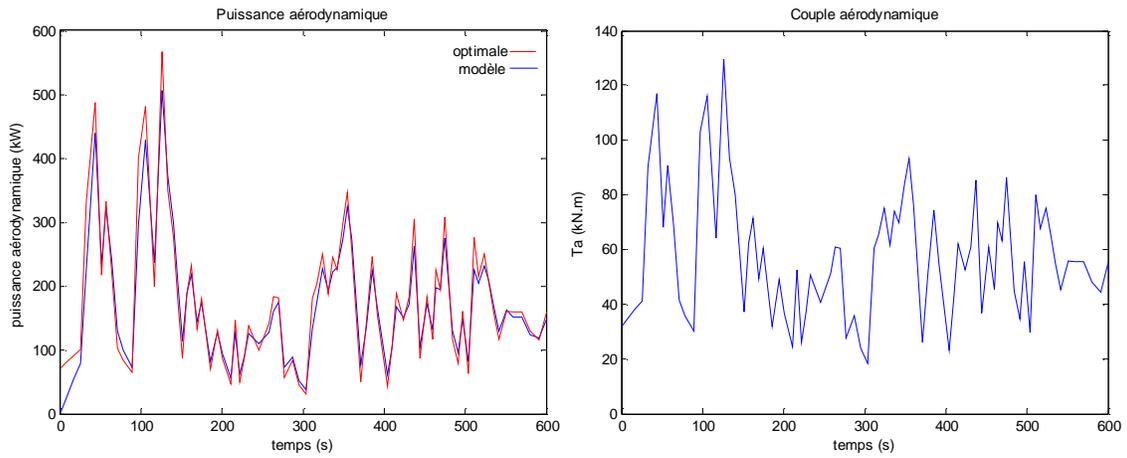
FIG. 3.6 – Commande indirecte en vitesse.

Cette technique présente deux inconvénients : le premier est qu'elle ne tient pas suffisamment compte des aspects dynamiques de l'aéroturbine et du vent. Effectivement, comme la synthèse de cette commande suppose que l'éolienne est en régime permanent sur la courbe de rendement optimale, les fluctuations de la vitesse du rotor en réponse aux variations du vent dévient d'une manière importante l'éolienne de cette trajectoire. De plus, comme les variations de la vitesse du vent sont plus rapides que la dynamique du système en boucle fermée, le système de commande n'a pas le temps de bien se stabiliser sur la courbe de rendement optimal. Cette transaction continue s'accompagne de pertes d'énergie. Le second inconvénient consiste en manque de robustesse vis-à-vis des bruits de mesure et des perturbations.



(a) vitesse du rotor  $w_t$

(c) couple du générateur  $T_g$



(b) puissance aérodynamique  $p_a$

(d) couple aérodynamique  $T_a$

FIG. 3.7 – Résultats de la commande indirecte en vitesse

### Ø Résultats de simulation

La simulation est effectuée dans les mêmes conditions que pour les deux méthodes précédentes. On observe d'après la courbe 3.7 (a) que la vitesse du rotor dévie de sa trajectoire optimale même en absence de perturbation. La puissance aérodynamique est par conséquent affectée par cette déviation.

## 3.8 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre un ensemble de lois de commande pour atteindre l'objectif principal de la commande dans la zone de fonctionnement en dessous de la puissance nominale ; à savoir l'optimisation de l'extraction de l'énergie du vent.

La commande CIV présente de faibles performances, et comme elle est élaborée en régime permanent et elle considère l'éolienne sur sa courbe de rendement optimal, les variations de la vitesse du vent induisent des pertes d'énergie faisant défaut à l'objectif d'optimisation de la capture de l'énergie du vent. La commande non linéaire par retour statique et poursuite asymptotique donne des meilleurs résultats par rapport à la commande CIV surtout en absence de perturbations. Mais c'est la commande non linéaire par retour d'état dynamique qui montre des performances nettement supérieures.

## Chapitre 4

*Etude de la robustesse de la commande*

## 4.1 Introduction

Les stratégies de commande conçues doivent être fiables et robuste. La robustesse doit être obtenue par rapport aux perturbations. Afin de tester la robustesse des stratégies de commande élaborées au chapitre précédent, nous réalisons dans ce chapitre des simulations avec des perturbations additives. Nous testons ces techniques avec une perturbation de 10kN.m puis avec une de 15kN.m.

## 4.2 Commande non linéaire par retour d'état statique

Pour mettre en évidence la performance de la commande non linéaire par retour d'état statique, on teste la commande pour un échelon de vent de 7m/s avec une perturbation additive sur la commande.

### a) Perturbation égale à 10kN.m

Comme attendu, on note que cette commande ne peut rejeter la perturbation, ce qui se traduit par une erreur statique sur la vitesse du rotor de 0.45tr/min (figure 4.1 (a)).

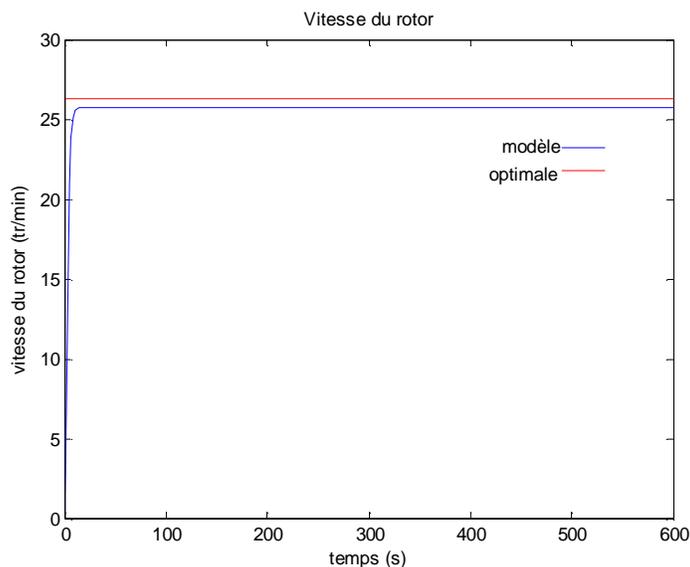


FIG. 4.1 – Performance de la commande non linéaire par retour d'état statique (d=10kN)  
(a) vitesse du rotor  $w_r$

La courbe de la puissance aérodynamique (figure 4.1 (b)) montre que la puissance aérodynamique dévie de sa trajectoire optimale. Nous pouvons expliquer cette baisse de la puissance aérodynamique par à la déviation de la vitesse du rotor de sa trajectoire optimale.

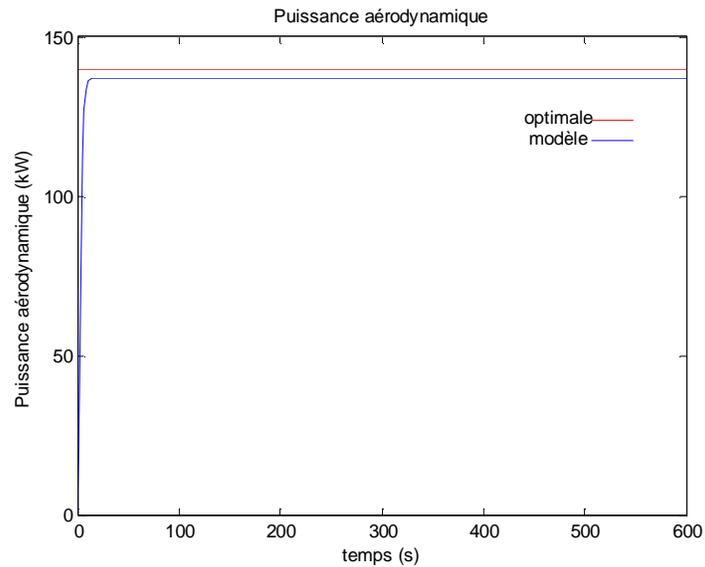


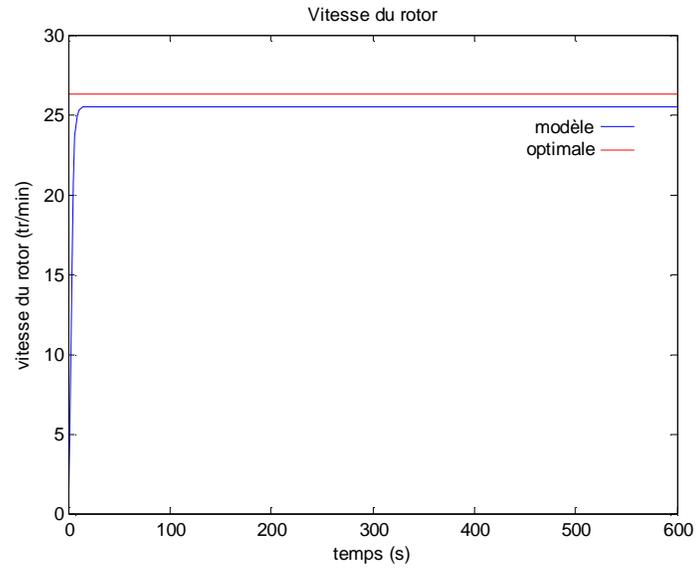
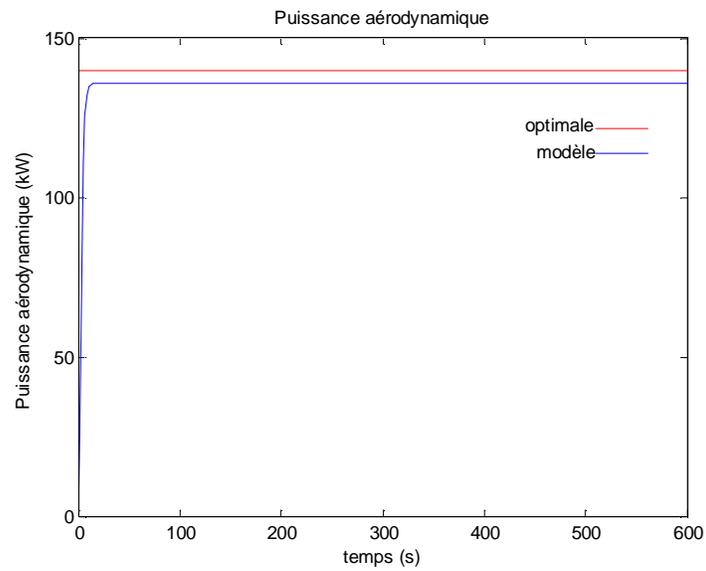
FIG. 4.1 – Performance de la commande non linéaire par retour d'état statique ( $d=10\text{kN}$ )  
(b) Puissance aérodynamique

### *b) Perturbation égale à $15\text{kN.m}$*

D'après la courbe de la vitesse du rotor (figure 4.2 (a)), la vitesse du rotor dévie de sa trajectoire optimale. L'erreur statique est de  $0.72\text{ tr/min}$ .

Il est de même pour la puissance aérodynamique (figure 4.2 (b)).

On peut remarquer que plus la perturbation additive sur la commande augmente plus la déviation de la vitesse du rotor de sa courbe optimale augmente, plus la puissance aérodynamique capturée est minimale. Alors, nous pouvons conclure que la commande non linéaire par retour d'état statique ne rejette pas les perturbations.

(a) vitesse du rotor  $w_t$ 

(b) Puissance aérodynamique

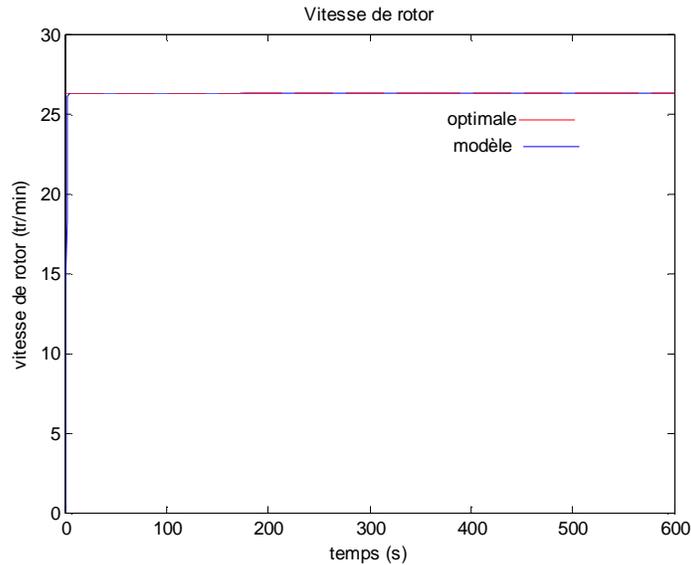
FIG. 4.2 – Performance de la commande non linéaire par retour d'état statique ( $d=15\text{kN}$ )

### 4.3 Commande non linéaire par retour d'état dynamique

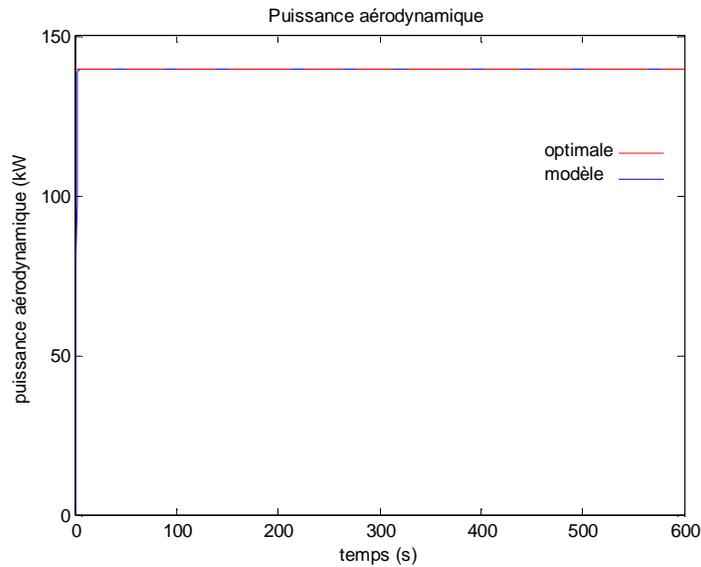
Dans les mêmes conditions de simulation que précédemment.

#### a) Perturbation égale à $10kN.m$

D'après la courbe de la vitesse angulaire du rotor (figure 4.3 (a)), nous pouvons noter que cette commande rejette bien la perturbation, ce qui se traduit par une erreur statique nulle. La puissance aérodynamique coïncide avec la puissance optimale.



(a) vitesse du rotor  $w_t$



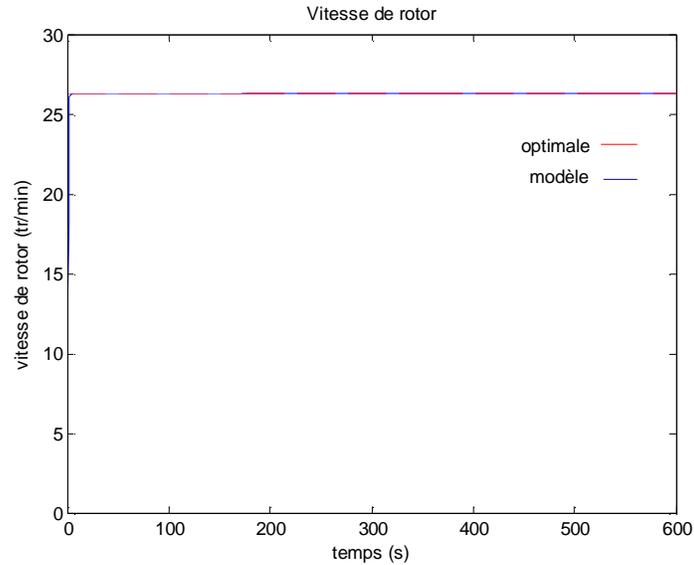
(b) puissance aérodynamique  $p_a$

FIG. 4.3 – Performance de la commande non linéaire par retour d'état dynamique ( $d=10$  kN)

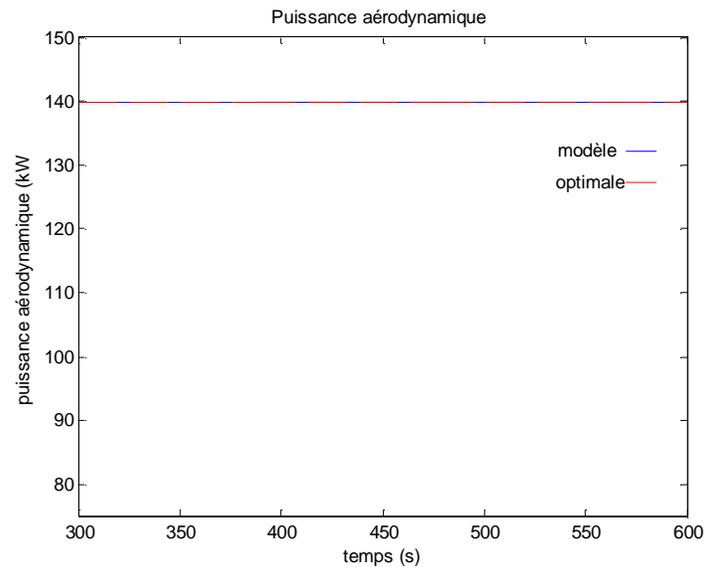
*b) Perturbation égale à 15kN.m*

En augmentant la perturbation additive sur la commande, nous remarquons que la vitesse du rotor suit toujours bien sa trajectoire optimale, comme illustré sur la figure 4.4(a). Donc la puissance capturée par l'éolienne est optimale (figure 4.4 (b)).

En effet, nous pouvons observer que la présence de la perturbation additive sur la commande  $d$  n'a quasiment pas d'influence sur le bon suivi de la vitesse de rotation optimale.



(a) vitesse du rotor  $w_r$



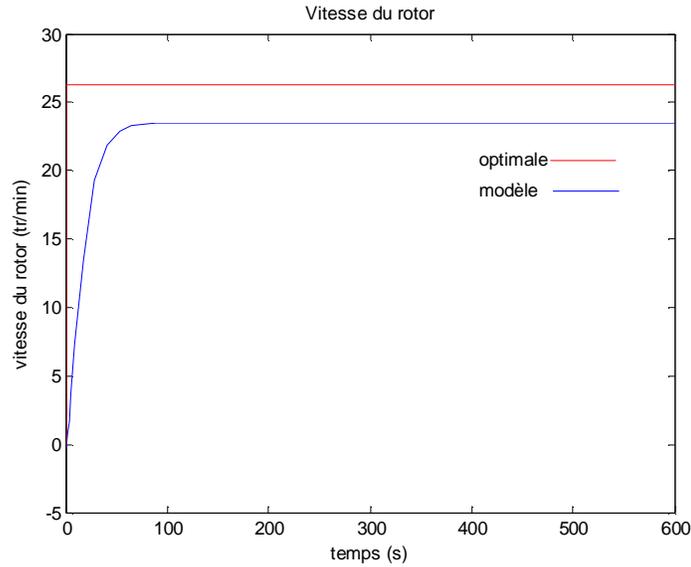
(b) puissance aérodynamique  $p_a$

FIG. 4.4 – Performance de la commande non linéaire par retour d'état dynamique ( $d=15$  kN)

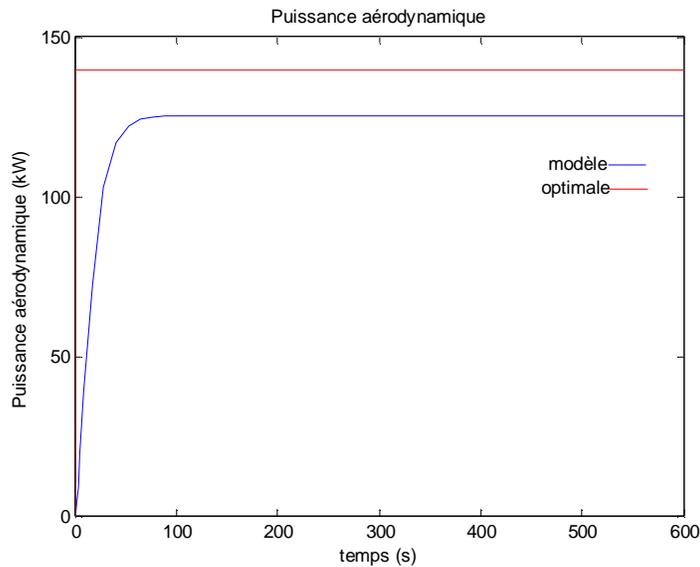
## 4.4 Commande indirecte en vitesse (CIV)

### a) Perturbation égale à $10kN.m$

D'après la courbe de la vitesse du rotor (figure 4.5(a)), nous pouvons remarque que cette commande ne parvient pas à rejeter la perturbation. Ce qui se traduit par une déviation de la vitesse du rotor de sa référence optimale, l'erreur statique relative à la vitesse du rotor est égale à 2.97 tr/min. La puissance aérodynamique est par conséquent affectée par cette déviation.



(a) vitesse du rotor  $w_r$

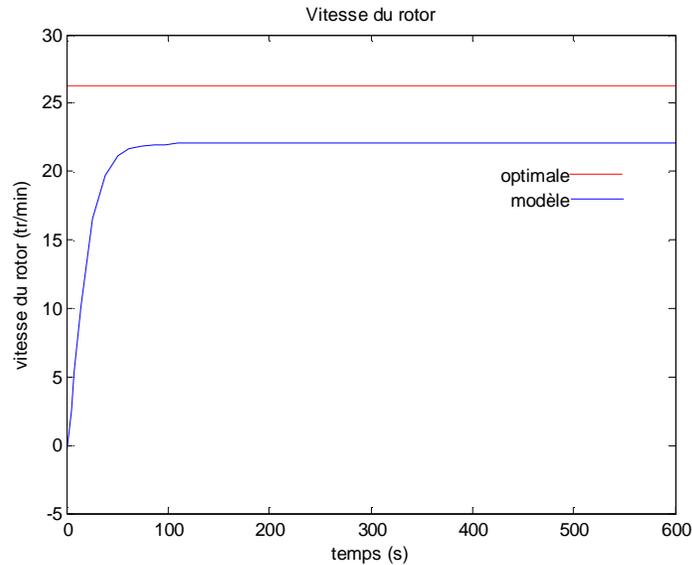


(a) Puissance aérodynamique  $P_a$

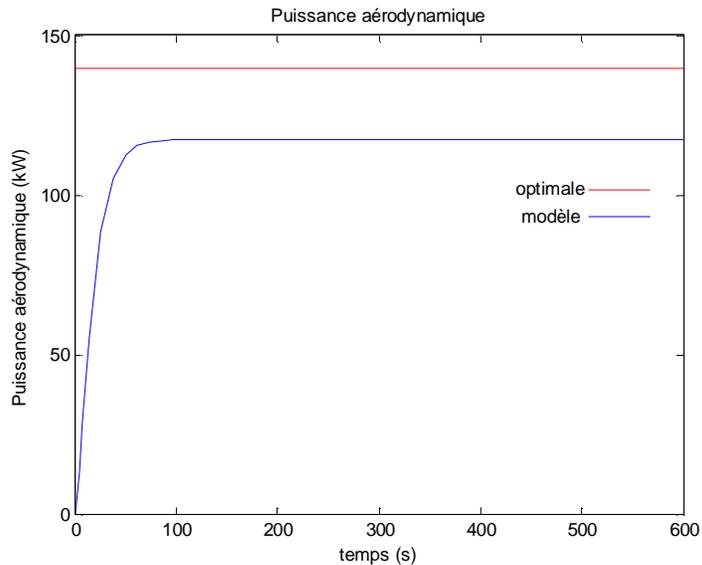
FIG. 4.5 – Performance de la commande indirecte en vitesse ( $d=10 kN.m$ )

*b) Perturbation égale à 15kN.m*

La courbe de la vitesse du rotor (figure 4.5 (a)), montre que la perturbation fait fortement dévier la vitesse du rotor de sa trajectoire optimale. Cette déviation se répercute naturellement sur la capture de l'énergie du vent. Effectivement, la puissance aérodynamique capturée reste en dessous de celle du rendement optimale. Nous pouvons déduire que plus la perturbation est importante plus que la commande indirecte en vitesse est moins performante..



(a) Vitesse du rotor



(b) Puissance aérodynamique

FIG. 4.6 – Performance de la commande indirecte en vitesse ( $d=15$  kN.m)

## 4.5 Comparaison des performances entres les différentes stratégies de commande

Afin de souligner les commandes les plus performantes, on a dressé un tableau de comparaison. Et pour une meilleure visibilité, les courbes de la vitesse du rotor et de la puissance aérodynamique sont rassemblées, pour chacune des commandes, sur un même graphe (figure 4.7).

La stratégie de commande indirecte en vitesse (CIV) montre d'être moins performantes par rapport à la commande non linéaire par retour d'état statique. En effet, plus la perturbation est élevée plus la puissance capturée du vent est faible. Nous pensons que la considération de cette technique que l'éolienne est en régime permanent peut expliquer cette faible performance.

D'après le tableau 4.1, la puissance aérodynamique capturée par l'éolienne en utilisant la stratégie de commande non linéaire par retour d'état dynamique montre des performances nettement plus supérieures. La poursuite de la vitesse de rotation optimale par le rotor est réalisée d'une façon beaucoup plus performante que dans le cas de la commande non linéaire par retour d'état statique. D'ailleurs, la présence de la perturbation n'a quasiment pas d'influence sur le bon suivi de la vitesse de rotation optimale.

En effet, comme nous pouvons le remarquer, les deux autres stratégies de commande ne rejettent pas l'effet de la perturbation. Ceci peut s'expliquer par le fait que cette technique prend mieux en compte l'aspect dynamique de l'éolienne et la non linéarité de son comportement aérodynamique.

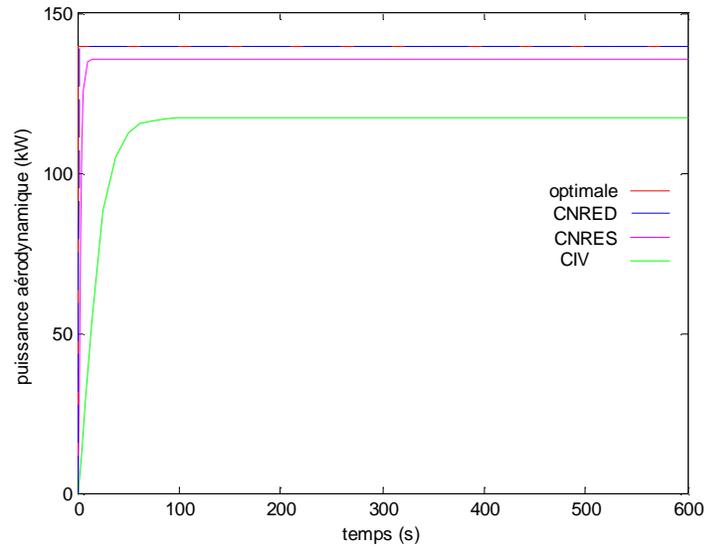
	CIV	CNRES	CNRED
Erreur statique de $P_a$ (kN)	14.7	2.9	0
Erreur statique de $\omega_t$ (tr/min)	2.97	0.47	0

(a) – Pour perturbation de 10 kN.m

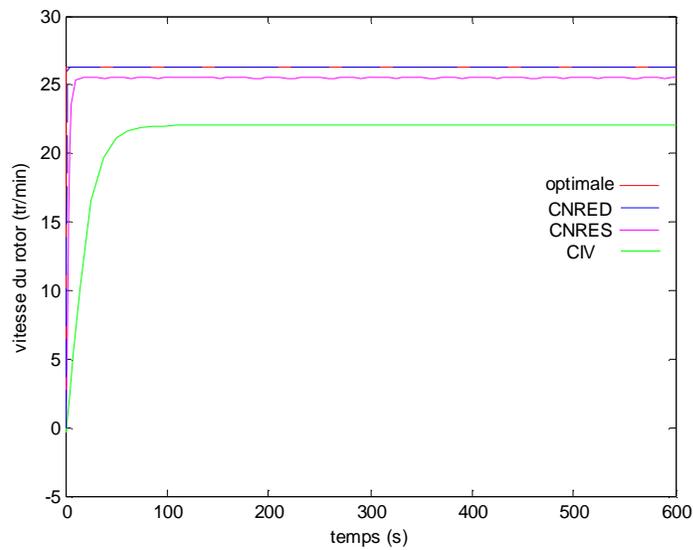
	CIV	CNRES	CNRED
Erreur statique de $P_a$ (kN)	22.2	4.15	0
Erreur statique de $\omega_t$ (tr/min)	4.22	0.72	0

(b) – Pour perturbation de 15 kN.m

TAB. 4.1 – Comparaisons des différentes stratégies de commande



(a) Vitesse du rotor



(b) Puissance aérodynamique

FIG. 4.7 – Comparaison des différentes techniques de commande en présence de perturbation de 15kN.m

## 4.6 Conclusion

De cette étude de robustesse, il ressort que les commandes non linéaires par retour d'état statique et dynamique, ont montré de meilleures performances grâce à une meilleure prise en compte de l'aspect dynamique de l'éolienne et du caractère non linéaire de son aérodynamique. En effet, Bien que la commande CIV, est largement utilisée dans la littérature, présente de bonnes performances dans des conditions idéalisées de simulation, celles-ci sont considérablement réduites en présence de perturbations.

La stratégie la plus performante est la commande non linéaire par retour d'état dynamique. Celle-ci à permis le rejet de la perturbation sur la commande et de réaliser une meilleure poursuite de la vitesse optimale.

# Conclusion générale

L'objectif de ce travail était d'élaborer des techniques de commande permettant, lorsque les vents sont faibles, de maximiser l'énergie capturée par l'éolienne. Cet objectif est à notre sens atteint.

Le premier chapitre décrit le mécanisme de fonctionnement d'une éolienne et l'intérêt de fonctionnement à vitesse variable. Il nous a permis de définir l'éolienne retenue pour cette étude est à axe horizontal et à vitesse variable.

Ensuite, dans Le deuxième chapitre nous avons présenté les modèles mathématiques qui découlent de la modélisation aérodynamique et mécaniques des éoliennes à vitesse variable. Nous avons adopté dans la suite de notre travail le modèle à une masse, qui est destiné à la modélisation des éoliennes de grandes puissances.

Le troisième chapitre porte sur les commandes d'une éolienne à vitesse variable fonctionnant dans la zone à charge partielle. Nous avons étudié deux commandes nouvelles dans la littérature relevant des éoliennes, la commande non linéaire avec retour d'état statique et dynamique. Puis nous avons étudié la commande indirecte en vitesse très employée dans la littérature.

Et enfin, le quatrième chapitre où nous avons pu étudier la robustesse de ces stratégies de commande.

Les commandes non linéaires par retour statique et par retour dynamique permettent de prendre en compte l'aspect dynamique de l'éolienne et le caractère non linéaire de son comportement aérodynamique. La commande non linéaire par retour d'état statique mène à de bonnes performances en fonctionnement normal, mais ne peut rejeter l'effet de perturbations

sur la commande. Alors que La commande non linéaire par retour d'état dynamique assure ce rejet de perturbations. En effet, l'approche principale, commande indirecte en vitesse, déjà existante dans la littérature, suppose que l'éolienne est en équilibre sur la courbe de rendement optimal, ne rejette pas les perturbations.

En perspective, on pourrait envisager l'étude d'un estimateur de la vitesse du vent, cet estimateur peut apporter une amélioration de performance aux techniques de commande étudiées. Effectivement, un système éolien est caractérisé par une entrée en vent qui est à la fois indispensable pour son fonctionnement mais qui comporte une forte turbulence, et de surcroît, est difficile de mesurer.

Il serait aussi intéressant d'étudier la robustesse de ces lois de commande par rapport au bruit de mesure.

Il sera intéressant d'élaborer ces lois de commandes à partir du modèle à deux masses. Ces lois peuvent être appliquées aux petites éoliennes dont la flexibilité de l'arbre rotorique est prise en compte par ce modèle.

# Annexe

## Annexe A

### A.1 Puissance aérodynamique

Soit la masse d'air homogène,  $dm$ , de densité  $r$ , contenue dans un cylindre horizontale, dont l'une des sections  $S$  est le disque rotorique (surface balayée par le rotor), de longueur,  $dl$ , incidente sur le rotor à une vitesse  $v$  (figure A.1).

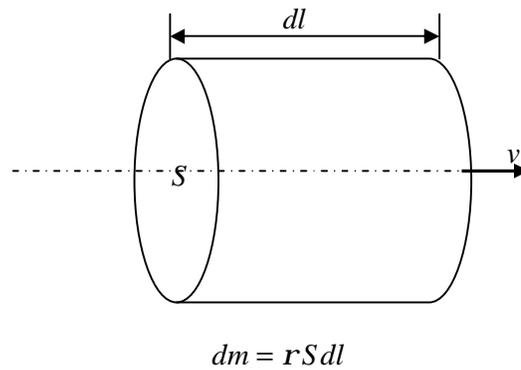


FIG. A.1 – Colonne d'air incidente sur le rotor

L'énergie cinétique  $dE_c$  de cette colonne s'écrit

$$dE_c = \frac{1}{2} r S dl v^2 \quad (\text{A.1})$$

Soit  $P_{a0}$  la puissance transmise par cette masse, en substituant  $dl = v dt$  dans (A.1), on a donc

$$P_{a0} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} r S v^3 \quad (\text{A.2})$$

On ne peut extraire toute la puissance contenue dans le vent, seule une partie est transmise au rotor. On définit alors le coefficient de puissance  $C_p$  du rotor, appelé aussi coefficient de rendement aérodynamique.

$$C_p = \frac{P_a}{P_{a0}} = \frac{P_a}{\frac{1}{2} r S v^3} \quad (\text{A.3})$$

Le rapport (A.3) donne la proportion de l'énergie cinétique du flux d'air qui est transformée en énergie mécanique. Alors la puissance aérodynamique extraite du rotor est donnée par

$$P_a = \frac{1}{2} r S v^3 C_p \quad (\text{A.4})$$

## A.2 Théorie de Betz

La théorie globale de moteur éolien à axe horizontale a été établie par Albert Betz [1, 8]. Il suppose que l'éolienne est placée dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse  $V$  et à l'infini en aval d'une  $v$ .

Soit  $v$  la vitesse du vent en amont,  $V$  celle en aval et  $V'$  celle au travers de la section balayée par les pales de l'éolienne et  $M$  la masse d'air qui traverse l'éolienne, comme présenté à la figure A.2. La variation de l'énergie cinétique de l'air  $\Delta_{Ec}$  est :

$$\Delta_{Ec} = \frac{1}{2} M (v^2 - V^2) \quad (\text{A.5})$$

La puissance de l'éolienne  $P_a$  est alors

$$P_a = \frac{1}{2} r S V' (v^2 - V^2) \quad (\text{A.6})$$

Par ailleurs, la force d'air  $F$  sur l'éolienne est

$$F = r S V' (v - V) \quad (\text{A.7})$$

D'où

$$P_a = F V' = r S V'^2 (v^2 - V^2) \quad (\text{A.8})$$

En identifiant les équations (A.6) et (A.8), il vient

$$V' = \frac{V + v}{2} \quad (\text{A.9})$$

Et donc

$$P_a = \frac{1}{4} rS(v^2 - V^2)(V + v) \quad (\text{A.10})$$

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand la dérivée  $\frac{\partial P_a}{\partial V}$  sera nulle, soit pour  $V = \frac{v}{3}$ . La puissance est alors maximale et vaut

$$P_a = P_{a \max} = \frac{16}{27} \frac{rS v^3}{2} \quad (\text{A.11})$$

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

$$P_a = C_p \frac{rS v^3}{2} \quad (\text{A.12})$$

$C_p$  a une valeur maximale de 0.593, il dépend de la vitesse du vent en amont, du nombre des pales, de leur rayon et leur angle de calage.

En pratique, on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles [8].

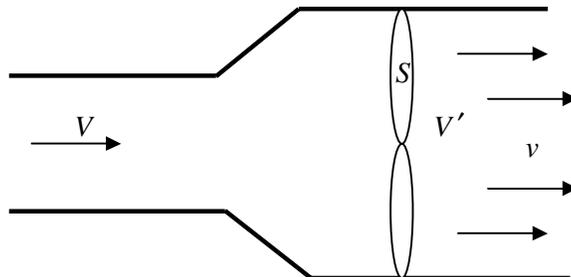


FIG. A.2 – Théorie de Betz : schéma de principe

## Annexe B

### Paramètres de l'éolienne CART

#### B.1 Eolienne CART

L'éolienne CART (Controls Advanced Research Turbine) est installée sur le site du NWTC (National Wind Technology Center). Elle est à axe horizontal avec un mât de 35m et possède deux pales.



FIG. B.1- l'éolienne CART au NWTC, Golden, Co [22]

## B.2 Paramètres de l'éolienne CART [22]

Paramètre	Signification
Diamètre du rotor	43.3 m
Rapport de transmission.	43.165
Hauteur du moyeu	36.6 m
Puissance électrique nominale	600 kW
Vitesse nominale du rotor	42 tr/min
Couple maximale du générateur (côté arbre lent)	162 kN.m
Vitesse maximale du rotor	53 tr/min
Vitesse maximale du système de calage	19 °/s
Maximum de l'angle de calage	30 °
Minimum de l'angle de calage	-5 °

TAB. B.1 - Paramètres de CART

### B.3 Coefficients de puissance et de couple de l'éolienne CART [23]

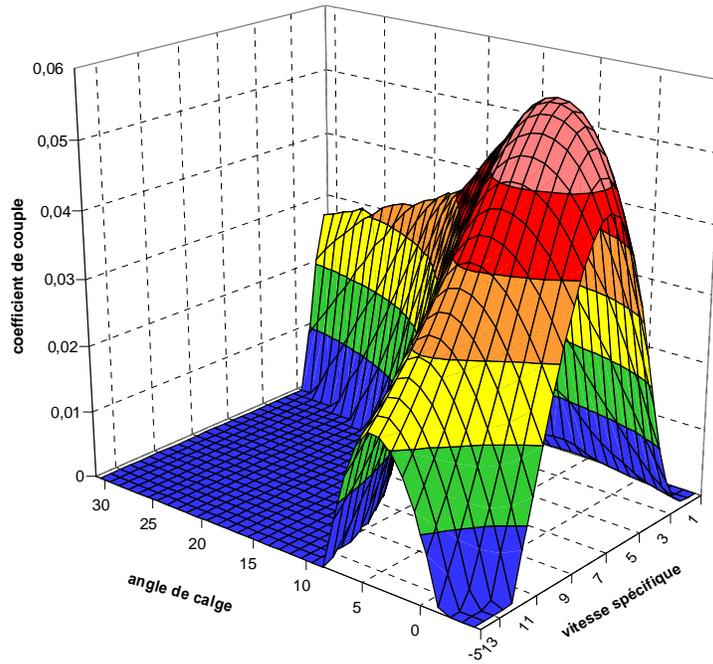


FIG. B.2 - Coefficient de puissance de l'éolienne CART

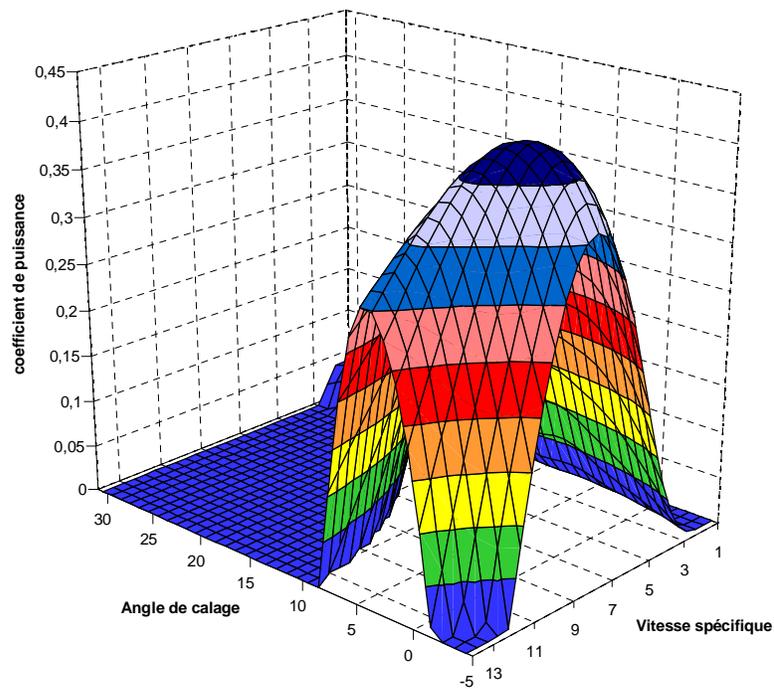


FIG. B.3 - Coefficient de couple de l'éolienne CART

## B.4 Modèle à une masse

Les paramètres du modèle à une masse de l'éolienne CART, sont présentés dans le tableau suivant [19], [18]:

Paramètre	Signification
$R = 21.65 \text{ m}$	Rayon du rotor
$\rho = 1.29 \text{ k g/m}^3$	Masse volumique de l'air
$J_t = 3.92.10^5 \text{ kg.m}^2$	Inertie de la turbine
$K_t = 400 \text{ N.m/rad/s}$	Coefficient de frottements visqueux

TAB. B.2 - Paramètres du modèle à une masse de CART

# Bibliographie

- [1] H. Camblong. *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éoliennes dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs vitesse variable*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers-Centre de Bordeaux, France, décembre 2003.
- [2] M. Ivan. *Modélisation et réalisation d'une chaîne de conversion éolienne petite puissance*. 12<sup>ème</sup> journées des doctorants, DOCTISS 2004, Montpellier, France, 2 mars 2004.
- [3] S. El Aimani. *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau moyenne tension*. Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille-Université des Sciences et Technologies de Lille 1, France, décembre 2004.
- [4] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, Z. Chen, M Liserre. *Power converters and control of renewable energy systems*. The 16<sup>th</sup> International Conference on Power Electronics (plenary session), Proceedings of the. , Pusan, Korea, 18-22 October 2004.
- [5] P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi. *The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology*. Technical report, NREL/TP-500-28607, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (USA), February 2001.
- [6] L. Chang, *Systèmes de conversion de l'énergie éolienne*. IEEE Canadian Review, 2002.
- [7] L. Leclercq, *Apport du stockage inertiel associé des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*. Thèse de doctorat, Ecole des Hautes Etude d'Ingénieur de Lille, France, décembre 2004

- 
- [8] V. Rogez, *Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des étude de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire*. Université d'Artois, France, décembre 2004.
- [9] C. Guiyou, Z Li, S. Tongjing, W. Zhongmin. *Design of Wind Turbine Generator Control System*. *International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006, IPEMC '06, Shanghai (China), 2006
- [10] G.M. Joselin Herbert, S. Iniyar, E. Sreevalsan, S. Rajapandian. *A review of wind energy technologies*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1117–1145, 2007.
- [11] W. E. Leithead, B. Connor. *Control of variable speed wind turbines: design task*. *International Journal of Control*, 73:13, 1189 – 1212, 2000.
- [12] A G. Abo-Khalil , D-C. Lee. *Dynamic Modeling and Control of Wind Turbines for Grid-Connected Wind Generation System*. *Power Electronics Specialists Conference, PESC*, 37th IEEE, 18-22 juin 2006.
- [13] P. Leconte, M. Rapin, E Szechenyi. *Éoliennes*. *Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Mécanique*, BM4640, 1-13, janvier 2001.
- [14] F. Poitiers. *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne*. Thèse de doctorat, Université de Nantes, France, décembre 2003.
- [15] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed. *Aérogénérateurs électriques*. *Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique*, D3960, 1- 18, novembre 2004
- [16] A. Mirecki. *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées a une éolienne de petite puissance*, Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Toulouse, France, Avril 2005.

- [17] A. I. Bratcu, I. Munteanu, D. C. Cernega. *Modélisation à événements discrets d'un système éolien à vitesse variable en vue de la commande supervisée*. 6<sup>ème</sup> Conférence Francophone de Modélisation et Simulation, Rabat, Maroc, avril 2006.
- [18] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane. *Robust multiobjective control of a variable speed wind turbine*. European Wind Energy Conference 2004, London, UK, 22-25, November 2004.
- [19] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane. *Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines Without wind speed measurement*. Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference 2005, Spain, December 2005.
- [20] D. Rekioua. *Cours Energies Renouvelables*. Polycopié de Cours, 1ere année Post graduation Electro énergétiques, Département d'Electrotechnique, Université de Béjaia, 2006.
- [21] K. Idjdarene. *Analyse et Contrôle d'une Chaîne de Conversion Electrique par Energie Eolienne*. Mémoire de Magister, Département d'électrotechnique, Université de Béjaia, Juin 2005.
- [22] K.A. Stol. *Geometry and Structural Properties for the Controls Advanced Research Turbine (CART) from Model Tuning*. Subcontractor report, NREL/SR-500-32087, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (USA), September 2004.
- [23] M. Maureen Hand, Mark J. Balas. *Systematic Controller Design Methodology for Variable-Speed Wind Turbines*. Technical report, NREL/TP-500-29415, Golden, Colorado (USA), February 2002.