

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة الدكتور الطاهر مولاي سعيدة

Université Saida Dr Tahar Moulay –

Faculté de Sciences et Technologie



MEMOIRE

Mémoire de fin d'études présenté pour l'obtention du Diplôme de MASTER

En : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Par : MESSIRDI Mohamed et FETTOUH Aimene

Sujet

Étude, modélisation et commande d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge

Soutenue publiquement en 23/06/2026 devant le jury composé de :

AIMER Ameer Fethi	MCA	Univ. Saida	Président
BENMAHDJOUB Mohammed Amin	MCA	Univ. Saida	Rapporteur
MEKKAOUI Mohammed	MCA	Univ. Saida	Examineur

Année universitaire 2025/2026



REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tout premièrement dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Dr.Mohammed Amin BENMAHDJOUR

pour avoir d'abord proposée ce thème,

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidé à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants et le chef de département qui a contribué à notre formation par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral.

Dédicaces

***A mes très chers parents et
ma grande famille.***

Je dédie ce modeste travail

A mes très chers frères et mes sœurs.

A tous mes amis.

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

MESSIRDI



Dédicaces

***Ce travail est dédié particulièrement à
mes parents qui m'ont soutenu tout au long
de ma vie scolaire et universitaire.***

A mes très chers frères et mes très chères sœurs.

A mes oncles et mes tantes.

A tous mes amis.

***A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour
la réalisation de ce modeste travail.***

***A tous mes camarades de la promotion Master II
et tous les autres sans exception.***

FETTOUH

Table des matières

Remerciement	
Dédicace -1	
Dédicace -2	
Table des matières.....	i
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Généralité sur les systèmes éoliens

I.1. Introduction	3
I.2. Historique.....	4
I.3. Définition de l'énergie éolienne.....	6
I.4. Définition de l'éolienne.....	7
I.5. Types des aérogénérateurs	8
I.5.1. Eoliennes à l'axe vertical	9
I.5.1.1. Avantages et inconvénients des éoliennes à axe vertical	10
I.5.2. Eoliennes à l'axe Horizontal	10
I.5.2.1. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal	11
I.6. Eolienne à vitesse fixe.....	12
I.7. Eolienne à vitesse variable	13
I.8. Conclusion.....	14

Chapitre II : Modélisation de la turbine éolienne

II.1. Introduction	16
II.2. Vent.....	16
II.2.1. Caractéristique horizontale du vent.....	18
II.2.2. Portance et trainée	19
II.2.3. Modélisation du vent.....	20
II.3. Conversion de l'énergie éolienne.....	21
II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	21
II.3.2. Loi de Betz	21
II.4. Modélisation de la turbine éolienne	23
II.4.1. Puissance aérodynamique	23

II.4.2.	Modélisation de l'arbre de la machine	25
II.4.3.	Modélisation de multiplicateur de vitesse	26
II.5.	Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne	26
II.6.	Conclusion.....	28

Chapitre III : Modélisation d'un système hydraulique avec un réservoir et le redresseur triphasé à MLI

III.1.	Introduction	30
III.2.	. Système hydraulique à un et réservoir	31
III.2.1.	Description du système hydraulique à réservoir unique.....	31
III.2.2.	Modélisation du système hydraulique à un réservoir	32
III.3.	Modélisation d'un redresseur triphasé à MLI	33
III.3.1.	Modélisation du redresseur à MLI	34
III.3.2.	La commande MLI sinus-triangle	35
III.4.	Conclusion.....	37

Chapitre IV : Commande d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge

IV.1.	Introduction	39
IV.2.	Contrôle indirect en vitesse	40
IV.2.1.	Contrôle indirect en vitesse	40
IV.2.2.	Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse.....	42
IV.3.	Commande d'un redresseur à MLI.....	45
IV.3.1.	Stratégie basée sur l'orientation du vecteur de tension (VOC)	45
IV.3.2.	Synthèse des correcteurs	47
IV.3.3.	Schéma bloc de la commande du redresseur a MLI.....	51
IV.4.	Résultat de la commande du système hydraulique.....	52
IV.4.1.	Analyse de la réponse du niveau d'eau dans le réservoir	53
IV.4.2.	Analyse de la tension du moteur à courant continu.....	55

IV.4.3. Influence de la commande sur les performances globales du système	56
IV.5. Conclusion:	57
Conclusion générale.....	64
Bibliographie.....	65

Table des notations et des symboles

I. Grandeurs et paramètres mécaniques de la turbine éolienne :

a) Grandeurs mécaniques de la turbine éolienne :

E_v	(J)	Energie cinétique du vent,
m	(kg)	Masse de l'air,
V	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent,
A_0	(m.s ⁻¹)	Valeur moyenne du vent,
A_i	(m.s ⁻¹)	Amplitude de chaque turbulence,
V_n	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent nominale,
$V_{\min}$	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent minimale,
$V_{\max}$	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent maximale,
V_1	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en amont,
V_2	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en aval,
ρ	(Kg.m ⁻³)	Densité de l'air (approximativement 1,225 kg.m ⁻³ à la Pression atmosphérique normale et à 15°C),
S_T	(m ²)	Surface balayée du rotor,
P_v	(W)	Puissance de sortie du vent d'une turbine idéale,
P_n	(W)	Puissance nominale,
P_{ele}	(W)	Puissance nominale,
P_{aer}	(W)	Puissance aérodynamique,
T_{aer}	(N.m)	Couple aérodynamique,
$T_{aer,opt}$	(N.m)	Couple aérodynamique optimal,
T_{ls}	((N.m))	Couple mécanique sur l'arbre lent,
$T_{ls,opt}$	(N.m)	Couple mécanique sur l'arbre lent optimal,
ω_t	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine,
$\omega_{t,opt}$	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine optimale,
ω_{ls}	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de l'arbre lent,
C_p	(-)	Coefficient de puissance,
$C_{p,\max}$	(-)	Coefficient de puissance maximal,
λ	(-)	Vitesse relative de la turbine,

λ_{opt}	(-)	Vitesse relative de la turbine optimale,
β	(°)	Angle d'orientation des pales,
R	(m)	Rayon des pales,
θ_t	(rd)	Position angulaire de la turbine,
θ_{ls}	(rd)	Position angulaire de l'arbre lent,
n_g	(-)	Gain de multiplicateur de vitesse,
η_{aer}	(-)	Rendement aérodynamique,

b) Paramètres mécaniques de la turbine éolienne en (SI) :

J_t	(Kg.m ²)	Inertie du rotor de la turbine,
f_t	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux du rotor de la turbine,
B_{ls}	(N.m/rd)	Coefficient de torsion de l'arbre lent,
K_{ls}	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent,

c) Paramètres mécaniques de la turbine éolienne en (pu) :

H_t	(pu)	Constante de l'inertie de la turbine éolienne,
B_{hs}^{pu}	(pu)	Coefficient de l'amortissement de couplage mécanique,
K_{hs}^{pu}	(pu)	Coefficient de la rigidité de couplage mécanique,

II. Grandeurs et paramètres mécaniques de la génératrice :

a) Grandeurs mécaniques de la génératrice :

T_{hs}	(N.m)	Couple de l'arbre rapide,
$T_{hs,opt}$	(N.m)	Couple de l'arbre rapide optimal,
T_{em}	(N.m)	Couple électromagnétique,
ω_g	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice,
ω_s	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de synchronisme,
θ_s	(rd)	Position angulaire du stator de la génératrice,
θ_r	(rd)	Position angulaire du rotor de la génératrice,
θ_g	(rd)	Position angulaire de la génératrice,
p	(-)	Nombre de paires de pôles,
g	(-)	Glissement,

b) Paramètres mécaniques de la génératrice en (SI) :

J_g	(Kg.m ²)	Inertie du rotor de la génératrice,
f_g	(Nm/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux de la génératrice,

c) Paramètres mécaniques de la génératrice en (pu) :

H_g (pu) Constante de l'inertie de la génératrice,

III. Grandeurs et paramètres électrique de la génératrice :

a) Grandeurs électrique au Stator en (SI)

$v_{sa,*}, v_{sb,*}, v_{sc,*}$	(V)	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s,*}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{sd,*}, v_{sq,*}$	(V)	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{sdq,*}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{sa,*}, i_{sb,*}, i_{sc,*}$	(A)	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s,*}$	(A)	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{sd,*}, i_{sq,*}$	(V)	Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$I_{sdq,*}$	(V)	Vecteur des Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

b) Grandeurs électrique au Stator en (pu)

v_{sd}, v_{sq}	(pu)	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
V_{sdq}	(pu)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{sd}, i_{sq}	(pu)	Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
I_{sdq}	(pu)	Vecteur des courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

c) Grandeurs électrique au Rotor en (SI)

$v_{ra,*}, v_{rb,*}, v_{rc,*}$	(V)	Tensions rotoriques triphasées,
$V_{abc,r,*}$	(V)	Vecteur des tensions rotoriques triphasées,
$v_{rd,*}, v_{rq,*}$	(V)	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{rdq,*}$	(V)	Vecteur des tensions rotorique diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{ra,*}, i_{rb,*}, i_{rc,*}$	(A)	Courants rotoriques triphasés,
$I_{abc,r,*}$	(A)	Vecteur des courants rotoriques triphasés,
$i_{rd,*}, i_{rq,*}$	(V)	Courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$I_{rdq,*}$	(V)	Vecteur des courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q)

d) Grandeurs électrique au Rotor en (pu)

v_{rd}, v_{rq}	(pu)	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
V_{rdq}	(pu)	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
E'_d, E'_q	(pu)	Forces électromotrices interne du rotor en régime permanent dans le repère (d, q) ,

V_{rdq}	(pu)	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
I_{rdq}	(pu)	Vecteur des Courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

a) Grandeurs mécanique de la ferme éolienne en (pu):

$P_{aér}$	(pu)	Puissance aérodynamique de la turbine éolienne d'indice i ,
$P_{aér,eq}$	(pu)	Puissance aérodynamique équivalent,
$T_{m,i}$	(pu)	Couple mécanique de la turbine éolienne d'indice i ,
$T_{m,eq}$	(pu)	Couple mécanique équivalent,
$\omega_{g,eq}$	(pu)	Vitesse de rotation équivalente de la génératrice,
$S_{T,i}$	(pu)	Capacité du transformateur auxiliaire d'indice i ,
$S_{T,eq}$	(pu)	Capacité du transformateur auxiliaire équivalent d'indice j ,
P_{WG}	(pu)	Puissance active produit par chaque groupe éolien,
Q_{WG}	(pu)	Puissance réactive produite par chaque groupe éolien,
P_{WF}	(pu)	Puissance active produite par la ferme éolienne,
Q_{WF}	(pu)	Puissance réactive produite par la ferme éolienne,

IV. Repère :

$\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés statoriques,
$\vec{R}_a, \vec{R}_b, \vec{R}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés rotoriques,
S_d, S_q	Axes liés aux enroulements biphasés statoriques,
R_d, R_q	Axes liés aux enroulements biphasés rotoriques,
(d, q)	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
(α, β)	Axes de référentiel de Concordia (fixe au stator),
θ (rd)	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
θ_s (rd)	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d) ,
θ_r (rd)	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d) ,

V. Transformation :

s	Opérateur de LAPLACE,
-----	-----------------------

VI. Grandeurs de commande :

ω_g^*	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice de référence,
θ_g^*	(rd)	Position angulaire de la génératrice de référence,
T_{em}^*	(N.m)	Couple électromagnétique de référence,

T_{hs}^* (N.m) Couple de l'arbre rapide de référence,

II. Nomenclature :

En Français Nomenclature :

GSAP Génératrice Synchrone à Aimant Permanents,

PCC Point Commune de Connexion,

MLI Modulation de Largeur d'Impulsion,

PI Proportionnel-Intégral,

En English

IGBT Insulated-Gate Bipolar Transistor,

MOSFET Metal-Oxyde-Semiconducteur Field Effect Transistor,

MPPT Maximum Power Point Tracking,

Introduction générale

Face à la demande croissante en énergie et à la nécessité de réduire l'utilisation des combustibles fossiles, les énergies renouvelables occupent une place de plus en plus importante dans les applications de production d'électricité et d'alimentation des systèmes autonomes. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie éolienne se distingue par son caractère propre, renouvelable et largement disponible dans de nombreuses régions du monde. Son exploitation dans les systèmes de pompage d'eau constitue une solution particulièrement intéressante pour les zones isolées et rurales, où l'accès au réseau électrique est limité ou inexistant.

Les systèmes de pompage alimentés par l'énergie éolienne représentent une alternative durable pour l'approvisionnement en eau destinée à l'irrigation, à l'alimentation en eau potable ou aux usages industriels. Toutefois, la nature variable et intermittente du vent impose le développement de stratégies de commande performantes afin d'assurer un fonctionnement optimal du système et d'exploiter efficacement l'énergie disponible.

Dans ce contexte, l'utilisation d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) associée à une éolienne présente plusieurs avantages, notamment un rendement élevé, une densité de puissance importante, une maintenance réduite et une bonne fiabilité. L'énergie électrique produite par la génératrice est ensuite utilisée pour alimenter un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge, permettant ainsi la conversion de l'énergie éolienne en énergie hydraulique.

L'étude d'un tel système nécessite une modélisation précise de chacun de ses composants, à savoir la turbine éolienne, la machine synchrone à aimants permanents, les convertisseurs électroniques de puissance, le moteur à courant continu ainsi que la pompe centrifuge. Cette modélisation permet de comprendre les interactions entre les différents sous-systèmes et de concevoir des lois de commande adaptées aux variations des conditions de fonctionnement.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier, modéliser et commander un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge. Une attention particulière sera portée à l'optimisation de la conversion énergétique et à l'amélioration des performances

dynamiques du système afin de garantir un débit d'eau maximal tout en assurant une exploitation efficace de l'énergie éolienne disponible. Cette étude contribuera ainsi au développement de solutions de pompage autonomes, fiables et respectueuses de l'environnement.

Généralité sur les systèmes éoliens

I.1.	Introduction	3
I.2.	Historique	4
I.3.	Définition de l'énergie éolienne	6
I.4.	Définition de l'éolienne.....	7
I.5.	Types des aérogénérateurs.....	8
I.5.1.	Eoliennes à l'axe vertical.....	9
I.5.1.1.	Avantages et inconvénients des éoliennes à axe vertical.....	10
I.5.2.	Eoliennes à l'axe Horizontal	10
I.5.2.1.	Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal.....	11
I.6.	Eolienne à vitesse fixe	12
I.7.	Eolienne à vitesse variable	13
I.8.	Conclusion.....	14

I.1. Introduction

Les énergies renouvelables sont considérées comme la solution d'avenir pour satisfaire de façon durable les besoins énergétiques mondiaux. Ces sources d'énergie sont propres, inépuisables et moins coûteuses par rapport aux autres sources d'énergie, comme les énergies fossiles et nucléaires, qui impliquent des coûts élevés, tant économiques qu'environnementaux. En raison de la nécessité croissante de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de lutter contre le changement climatique, les énergies renouvelables gagnent en importance et en popularité. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie éolienne se distingue par sa capacité à exploiter l'énergie cinétique du vent pour produire de l'électricité.

L'énergie éolienne consiste à convertir la force du vent en énergie électrique grâce à des dispositifs appelés éoliennes ou aérogénérateurs. Ces éoliennes capturent l'énergie du vent avec leurs pales et la convertissent en électricité à l'aide d'un générateur. Au cours des dernières décennies, l'énergie éolienne a connu une croissance exponentielle, en grande partie grâce aux avancées technologiques, à la baisse des coûts de production et aux politiques de soutien à l'énergie propre. Cette croissance a permis de développer des parcs éoliens de plus en plus grands et plus efficaces, tant sur terre (éoliennes terrestres) qu'en mer (éoliennes offshore).

Dans ce chapitre, nous aborderons plusieurs aspects fondamentaux de l'énergie éolienne. Tout d'abord, nous présenterons l'histoire de l'énergie éolienne, retraçant son évolution depuis les premières utilisations du vent pour moulin à grain et pomper l'eau jusqu'aux technologies modernes de production d'électricité. Ensuite, nous examinerons les différents types d'aérogénérateurs, en détaillant leur constitution et leur principe de fonctionnement. Les éoliennes se divisent en deux catégories principales : les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical, chacune ayant ses propres caractéristiques et applications.

Nous détaillerons ensuite le principe de fonctionnement des éoliennes. Ce processus comprend plusieurs étapes : la capture de l'énergie cinétique du vent par les pales, la transmission de cette énergie mécanique à un générateur via un arbre et un multiplicateur de vitesse, et enfin la conversion de cette énergie mécanique en électricité. Chaque composant de l'éolienne, des pales au générateur, joue un rôle crucial dans l'efficacité globale du système.

Enfin, nous énumérerons les avantages et les inconvénients de l'énergie éolienne. Parmi les avantages, nous soulignerons son caractère renouvelable et non polluant, sa capacité à réduire la dépendance aux combustibles fossiles, et son potentiel de création d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables. Cependant, nous aborderons également les inconvénients, tels que l'intermittence de la

production d'électricité due à la variabilité du vent, les défis liés à l'impact visuel et sonore des éoliennes, et les contraintes techniques liées à l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques existants.

En conclusion, ce chapitre fournira une vue d'ensemble complète de l'énergie éolienne, mettant en lumière son potentiel en tant que pilier des futurs systèmes énergétiques durables.

I.2. Historique

Le vent est engendré par les variations de la densité et de la pression de l'air, dues au réchauffement inégal de la terre par le soleil, ainsi que par la rotation de la terre. Il constitue donc une ressource naturelle renouvelable. Le mouvement de l'air, qui génère le vent, contient une quantité significative d'énergie. Depuis des milliers d'années, les moulins à vent ont été utilisés pour capter une partie de cette énergie et accomplir divers travaux utiles [Adj-15].

Les premiers moulins à vent étaient à axe vertical, employés dans les montagnes d'Afghanistan pour moulinier des grains dès le 7ème siècle avant Jésus Christ. Ce type de moulin est constitué d'un arbre avec des lames horizontales tournant dans un plan vertical. À partir de la Perse et du Moyen-Orient, les moulins à vent à axe horizontal se sont répandus à travers les pays méditerranéens et l'Europe centrale [Adj-15].

Le premier moulin à vent à axe horizontal est apparu en Angleterre vers 1180, en France en 1190, en Allemagne en 1222, et au Danemark en 1259. En Europe, les performances des moulins à vent ont été constamment améliorées entre le 12ème et le 19ème siècle. Vers 1800, environ 20 000 moulins à vent étaient en service en France, et aux Pays-Bas, 90% de l'énergie utilisée dans l'industrie provenait du vent. À la fin du 19ème siècle, des moulins à vent avec des rotors de 20 à 30 mètres de diamètre étaient présents en Europe, utilisés non seulement pour moulinier des grains mais aussi pour le pompage d'eau [Adj-15].

L'industrialisation a progressivement conduit à la disparition des moulins à vent. Cependant, en 1904, l'énergie éolienne fournissait encore 11% de l'énergie industrielle aux Pays-Bas, avec plus de 18 000 unités installées en Allemagne. L'Amérique a été pionnière dans le développement des éoliennes multiples, à partir de 1870, avant que cette technologie ne revienne en Europe, son lieu de conception, en 1876, sous le nom de moulin américain. Les moulins à vent ont connu un grand succès dans le passé, fournissant à l'homme l'énergie mécanique nécessaire à la réalisation de ses projets. Cependant, avec l'avènement de la machine à vapeur, du moteur à explosion et du moteur diesel, ainsi que le développement de l'électricité, leur utilisation a été progressivement négligée et souvent abandonnée [Adj-15].

L'utilisation de l'énergie éolienne a ainsi été délaissée et son avenir semblait compromis. Cependant, après la crise pétrolière de 1974, avec la diminution des réserves mondiales d'hydrocarbures et les préoccupations croissantes liées à la pollution environnementale, l'énergie éolienne est redevenue d'actualité et a connu un développement rapide. Son utilisation principale est aujourd'hui la production d'électricité, selon le principe utilisé dans toutes les centrales électriques conventionnelles. Ainsi, la demande mondiale pour les éoliennes a connu une croissance rapide au cours des dernières décennies, en grande partie en raison de la nécessité de développer des centrales électriques utilisant des combustibles moins polluants.

Au cours des dernières années, la capacité typique de production d'électricité d'une seule éolienne est passée d'environ 100 kW à 2 MW ou plus. Entre 1995 et la fin de 2003, environ 76% des nouvelles installations d'aérogénérateurs raccordées au réseau ont été réalisées en Europe. Les pays les plus avancés dans le domaine de l'énergie éolienne sont l'Allemagne, avec une capacité installée de 14 609 MW, le Danemark avec 3 110 MW, l'Espagne avec 6 202 MW, les Pays-Bas avec 912 MW et les autres pays européens avec 3 873 MW [Adj-15]. En Amérique du Nord, la capacité installée est de 6 677 MW, tandis qu'en Amérique du Sud et en Amérique centrale elle est de 139 MW, en Asie de 3 034 MW, et en Afrique et au Moyen-Orient de 150 MW [Adj-15].

Des projets d'énergie éolienne au large des côtes ont permis la construction de grandes centrales éoliennes fournissant de l'électricité dans plusieurs parties du monde, à un coût compétitif par rapport aux installations conventionnelles telles que les centrales nucléaires, thermiques au mazout ou au charbon [Adj-15]

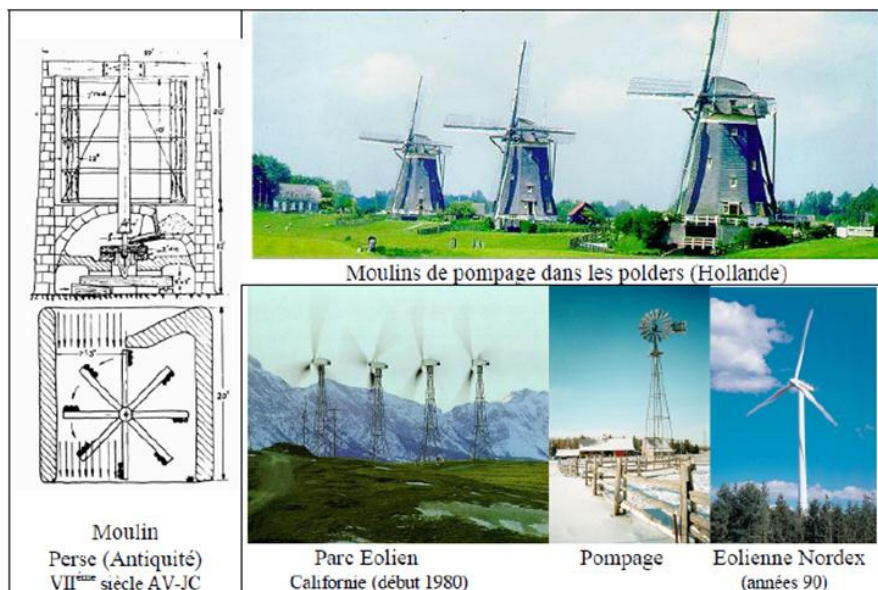


Figure I.1: Évolution des dispositifs éoliens de l'antiquité à nos jours [Sai-16].

I.3. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable, non dégradée, répartie de manière diffuse sur le plan géographique, et fortement corrélée saisonnièrement (l'électricité est souvent davantage demandée en hiver, période où les vitesses moyennes du vent sont généralement les plus élevées). De plus, elle ne génère aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Cependant, son caractère aléatoire dans le temps rend sa capture assez complexe, nécessitant des éoliennes équipées de mâts et de pales de grandes dimensions (pouvant atteindre jusqu'à 60 mètres pour les éoliennes de plusieurs mégawatts) situées dans des zones dégagées géographiquement pour minimiser les turbulences [Ata-19]. On peut résumer la définition de l'énergie éolienne comme suit :

- **Source d'énergie renouvelable** : L'énergie éolienne est renouvelable car elle provient du vent, une ressource naturelle qui se régénère continuellement.
- **Non dégradée et diffuse géographiquement** : Cette énergie est non dégradée car son utilisation ne diminue pas sa disponibilité future. Elle est également diffuse, ce qui signifie qu'elle est présente sur de vastes étendues géographiques, mais pas uniformément concentrée en un seul endroit.
- **Corrélation saisonnière** : Il existe une forte corrélation saisonnière entre la demande d'électricité (plus élevée en hiver, période de chauffage) et les vitesses moyennes du vent (qui sont souvent plus élevées en hiver), ce qui peut maximiser l'utilisation de l'énergie éolienne pour répondre à cette demande accrue.
- **Absence de rejet atmosphérique et déchet radioactif** : Contrairement aux énergies fossiles et nucléaires, l'énergie éolienne ne produit aucun rejet polluant dans l'atmosphère ni de déchets radioactifs, ce qui contribue à réduire l'impact environnemental.
- **Caractère aléatoire et complexité de la capture** : L'énergie éolienne est aléatoire car elle dépend directement des conditions météorologiques. Capturer efficacement cette énergie nécessite des éoliennes équipées de grandes structures, telles que des mâts et des pales pouvant atteindre jusqu'à 60 mètres de diamètre pour les éoliennes de plusieurs mégawatts. Ces éoliennes doivent être installées dans des zones géographiquement dégagées pour minimiser les turbulences, assurant ainsi un fonctionnement optimal et une production d'énergie constante.

Cette décomposition vise à clarifier chaque aspect de la phrase corrigée, en mettant en lumière les caractéristiques principales de l'énergie éolienne et les défis associés à son exploitation.



Figure I.3: Production de l'énergie éoliennes a base une ferme éolienne.

I.4. Définition de l'éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique. En général, une bonne adéquation entre les caractéristiques de couple et de vitesse de la turbine ainsi que de la génératrice électrique est indispensable pour atteindre cet objectif.

Pour cela, une éolienne idéale devrait comporter :

- **Système de contrôle mécanique :** Ce système permet de contrôler mécaniquement l'orientation des pales de l'éolienne ainsi que l'orientation de la nacelle. L'orientation des pales est cruciale car elle permet de maximiser la capture du vent dans différentes conditions météorologiques, tandis que l'orientation de la nacelle assure une optimisation globale de l'efficacité de l'éolienne.
- **Système de contrôle électrique :** Ce système comprend une machine électrique (généralement une génératrice) associée à de l'électronique de commande. Il est essentiel pour réguler la production d'électricité en fonction de la vitesse et de la force du vent. L'électronique de commande ajuste la charge électrique de manière à maintenir une production d'énergie stable et adaptée aux variations du vent.

Ces deux systèmes de contrôle, mécanique et électrique, sont complémentaires et permettent à l'éolienne de fonctionner de manière optimale dans différentes conditions environnementales. Ils assurent également une réponse rapide aux fluctuations du vent, garantissant ainsi une production d'énergie efficace et fiable.

En résumé, une éolienne bien conçue intègre ces éléments pour maximiser la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique, jouant ainsi un rôle crucial dans le domaine des énergies renouvelables.

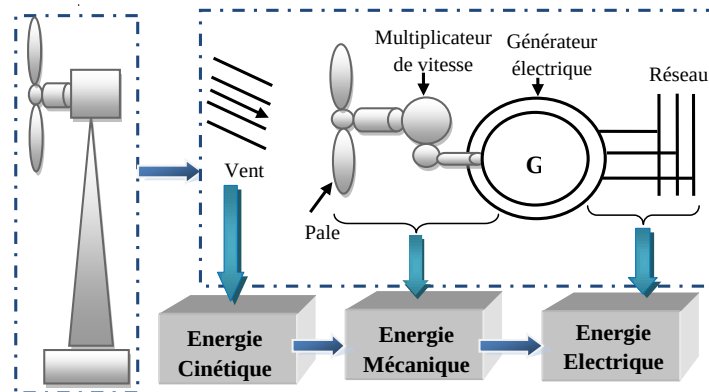


Figure I.3: Conversion de l'énergie cinétique du vent.

I.5. Types des aérogénérateurs

Les solutions techniques pour capter l'énergie éolienne sont diversifiées. Les turbines éoliennes sont principalement classées en deux types selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice : les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal. En fonction de leur puissance nominale, les éoliennes sont généralement regroupées en trois catégories, correspondant à différentes gammes de puissance [Tar-11] :

- Éoliennes de petite puissance : Cette catégorie comprend les éoliennes dont la puissance est inférieure à 40 kW. Elles sont souvent utilisées pour des applications individuelles ou communautaires.
- Éoliennes de moyenne puissance : Ces éoliennes ont une puissance nominale allant de 40 kW à quelques centaines de kW. Elles peuvent être utilisées pour des applications commerciales ou industrielles, ainsi que pour l'alimentation de réseaux électriques locaux.
- Éoliennes de forte puissance : Cette catégorie englobe les éoliennes ayant une puissance supérieure à 1 MW. Elles sont principalement utilisées dans les parcs éoliens commerciaux et contribuent de manière significative à la production d'électricité à grande échelle.

Cette classification permet de mieux comprendre les différentes applications et capacités des éoliennes en fonction de leur taille et de leur puissance, adaptées aux besoins spécifiques des utilisateurs et des infrastructures énergétiques.

I.5.1. Eoliennes à l'axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été parmi les premières structures développées pour la production d'électricité, en contraste avec les traditionnels moulins à vent à axe horizontal. Elles présentent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, rendant ainsi leur maintenance plus facilement accessible. De nombreuses variantes ont été expérimentées depuis les années vingt, bien que la plupart aient connu peu de succès. Cependant, deux structures ont atteint le stade de l'industrialisation [Fré-03]. Les éoliennes à l'axe vertical ont deux types de rotor :

- **Le rotor de Savonius :** Le fonctionnement de cette conception repose sur le principe de la "traînée différentielle", utilisé également dans les anémomètres : les forces exercées par le vent sur les deux faces d'un corps creux sont de magnitudes différentes, créant un couple moteur qui entraîne la rotation. Cet effet est renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres, augmentant ainsi le couple moteur [Adj-15].



Figure I.4: Eolienne à axe vertical de type Savonius.

- **Le rotor de Darrieus :** Cette conception, nommée d'après l'ingénieur français Georges Darrieus qui a breveté son idée en 1931, est un rotor qui rappelle la forme d'un fouet à battre les œufs. Il existe deux formes principales de ce rotor [Adj-15]. Le fonctionnement de ce type d'éolienne repose sur la différence de portance générée par les forces aérodynamiques agissant sur ses pales. Cependant, il nécessite un vent relativement fort pour démarrer. Une fois en rotation, sa vitesse peut être élevée grâce à la combinaison de la vitesse du vent apparent et de la vitesse de rotation des pales pour certaines configurations déterminées.



Figure I.5: Eolienne à axe vertical de type Darrieus.

I.5.1.1. Avantages et inconvénients des éoliennes à axe vertical

➤ **Avantages :**

- La possibilité de placer la génératrice et le multiplicateur au sol, évitant ainsi la nécessité d'une grande tour.
- Aucun mécanisme d'orientation n'est requis pour aligner le rotor dans la direction du vent.

➤ **Inconvénients :**

- Les vents sont généralement plus faibles près de la surface du sol, réduisant ainsi le potentiel de capture du vent ;
- Certains types d'éoliennes à axe vertical nécessitent un dispositif de démarrage auxiliaire.
- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical est souvent inférieure à celle des éoliennes à axe horizontal.
- Certains modèles utilisent la traînée plutôt que la portance aérodynamique, ce qui diminue le coefficient de puissance et réduit leur rendement global [Fré-03].

I.5.2. Eoliennes à l'axe Horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus couramment utilisées pour la production d'énergie éolienne. Les différentes constructions des aérogénérateurs peuvent avoir des voilures à deux, trois ou plusieurs pales, bien que les structures à trois pales soient les plus répandues. Une éolienne à axe horizontal est constituée d'une hélice perpendiculaire au vent, montée sur un mât. Les pales sont profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'un avion. De ce fait, ce type de turbine doit toujours être orienté face au vent pour maximiser son efficacité.

Comparées aux turbines à axe vertical, les éoliennes à axe horizontal sont capables de produire plus d'énergie pour la même vitesse de vent en raison de leur meilleur coefficient de puissance. Elles sont également plus efficaces grâce à leur position élevée, souvent à plusieurs dizaines de mètres du sol, où les vents sont généralement plus forts et plus constants. De plus, elles présentent un coût moindre et une meilleure efficacité globale, ce qui en fait le choix privilégié pour de nombreux projets d'énergie éolienne [Poi-03].



Figure I.5: Eolienne à axe horizontal

I.5.2.1. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

L'éolienne à axe horizontal comporte généralement des éléments mécaniques et électriques :

- **Le mat ou la tour** : c'est un tube d'acier, il doit être le plus haut possible pour bénéficier du maximum de l'énergie cinétique du vent et d'éviter les perturbations près du sol. Au sommet du mat se trouve la nacelle. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre une tour (mât) de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW : diamètre de 80m, mât 90m) [Adj-15, Bel-14].
- **Le rotor** : formé par des pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept Danois) étant le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.
- **Le 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/min.

- **L'arbre** : Il relie le moyeu au multiplicateur, il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.
- **Le multiplicateur** : sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice électrique.
- **L'aérogénérateur** : C'est l'élément principal de la conversion mécano-électrique qui est généralement une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné. La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 10 MW.
- **La nacelle** : Elle regroupe les éléments mécaniques permettant de coupler la génératrice électrique à l'arbre de l'éolienne.
- **Le système de refroidissement** : Généralement, il se compose d'un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.
- **Le système de commande** : Il contrôle, en permanence, le bon fonctionnement de l'éolienne et intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter.

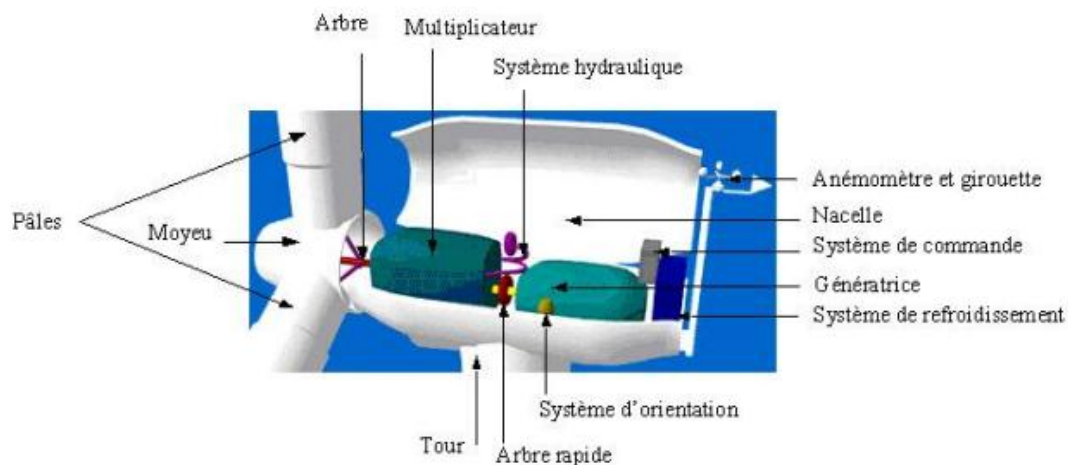


Figure I.6: Eléments constituant une éolienne

I.6. Eolienne à vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées utilisaient une machine asynchrone à cage directement couplée au réseau électrique. Un multiplicateur de vitesse entraînait cette machine à une vitesse maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs était souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage. La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe dépendait fortement des caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situait dans la gamme de la dizaine de millisecondes. Par conséquent, en cas

de rafales de vent, on pouvait observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée [Tar-11].

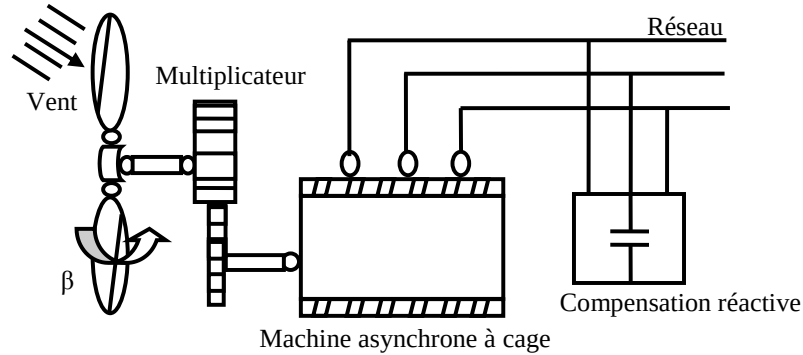


Figure I-7 : Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage.

Cette configuration présente les avantages et les inconvénients suivants :

a) Avantages :

- ❖ Système électrique simple.
- ❖ Grande fiabilité.
- ❖ Non nécessité de systèmes électrique de commande.
- ❖ Cout global moins cher.

b) Inconvénients :

- ❖ Une puissance extraite non optimale (constante).
- ❖ Quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée.
- ❖ L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur asynchrone : La connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

I.7. Eolienne à vitesse variable

Afin d'optimiser le point de fonctionnement en termes de puissance extraite, il est nécessaire de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent. Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable.

Les avantages principaux des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants [Tar-11] :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti.
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale P_n .
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie.
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

I.8. Conclusion

Ce chapitre a fourni un aperçu complet des systèmes éoliens, en mettant en lumière les différentes configurations technologiques, les évolutions historiques, ainsi que les avantages et les défis associés à l'utilisation de l'énergie éolienne. Les éoliennes, qu'elles soient à axe vertical ou horizontal, jouent un rôle crucial dans la transition vers des sources d'énergie renouvelable et durable.

Les éoliennes à axe vertical, bien que pionnières, ont montré certaines limitations en termes de rendement et de fiabilité, malgré des avantages notables comme la facilité d'accès aux composants mécaniques au sol. D'un autre côté, les éoliennes à axe horizontal ont dominé le marché grâce à leur efficacité supérieure et leur capacité à produire davantage d'énergie à des hauteurs où les vents sont plus constants et plus puissants.

L'évolution des technologies de contrôle, notamment avec l'introduction des éoliennes à vitesse variable, a permis d'optimiser la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. Ces innovations ont non seulement amélioré le rendement énergétique mais aussi réduit les contraintes mécaniques et le bruit, tout en facilitant l'intégration au réseau électrique.

L'énergie éolienne se distingue par ses avantages environnementaux, n'engendrant ni émissions polluantes ni déchets radioactifs. Toutefois, elle présente des défis techniques tels que l'intermittence et la nécessité de systèmes complexes pour capter efficacement l'énergie du vent. Malgré cela, les progrès technologiques et les investissements continus dans ce domaine promettent de surmonter ces obstacles et de renforcer la contribution de l'énergie éolienne à la transition énergétique mondiale.

En conclusion, les systèmes éoliens représentent une solution viable et essentielle pour répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs, tout en contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la protection de l'environnement. L'innovation continue et l'amélioration des technologies éoliennes seront déterminantes pour maximiser leur potentiel et atteindre les objectifs globaux de développement durable.

Modélisation de la turbine éolienne

II.1.	Introduction	16
II.2.	Vent	16
II.2.1.	Caractéristique horizontale du vent	18
II.2.2.	Portance et trainée	19
II.2.3.	Modélisation du vent	20
II.3.	Conversion de l'énergie éolienne	21
II.3.1.	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	21
II.3.2.	Loi de Betz	21
II.4.	Modélisation de la turbine éolienne	22
II.4.1.	Puissance aérodynamique.....	23
II.4.2.	Modélisation de l'arbre de la machine	25
II.4.3.	Modélisation de multiplicateur de vitesse	26
II.5.	Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne	26
II.6.	Conclusion.....	28

II.1. Introduction

Les turbines éoliennes jouent un rôle crucial dans la transition vers des sources d'énergie renouvelables, contribuant significativement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la diminution de la dépendance aux combustibles fossiles. La modélisation des turbines éoliennes est un domaine essentiel qui permet de comprendre, simuler et optimiser leur fonctionnement. Cette étape est fondamentale pour améliorer leur efficacité, leur fiabilité et leur intégration dans le réseau électrique.

La modélisation des turbines éoliennes couvre une gamme étendue de phénomènes physiques et mécaniques. Elle inclut des aspects aérodynamiques, structuraux, électriques et de contrôle. En aérodynamique, il s'agit de modéliser le flux d'air autour des pales pour maximiser l'extraction d'énergie. Les aspects structuraux concernent la résistance et la durabilité des matériaux face aux forces et aux contraintes environnementales. Les composants électriques, tels que les générateurs et les convertisseurs, nécessitent une modélisation précise pour optimiser la conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique. Enfin, les systèmes de contrôle jouent un rôle clé dans la régulation et la protection de la turbine, en assurant son fonctionnement optimal dans diverses conditions de vent.

Les approches de modélisation varient en fonction des objectifs et des contraintes spécifiques de chaque projet. Elles peuvent aller des modèles analytiques simples, qui offrent des solutions rapides et approximatives, aux simulations numériques complexes utilisant des méthodes comme la dynamique des fluides numérique (CFD) et l'analyse par éléments finis (FEA). Ces techniques avancées permettent de capturer les interactions détaillées entre les différentes parties de la turbine et les conditions environnementales.

La compréhension approfondie de la modélisation des turbines éoliennes est cruciale pour les ingénieurs et les chercheurs travaillant dans le domaine de l'énergie éolienne. Elle permet de concevoir des turbines plus performantes et plus fiables, de prévoir leur comportement sous différentes conditions et de réduire les coûts de maintenance et d'exploitation. Ce chapitre explore les différents aspects et techniques de la modélisation des turbines éoliennes, offrant ainsi une base solide pour les études et les développements futurs dans ce domaine dynamique et en constante évolution.

II.2. Vent

La vitesse et la direction du vent sont influencées par divers éléments tels que l'emplacement géographique, les conditions climatiques, l'altitude, et la topographie du sol, définissant ainsi ses caractéristiques spécifiques. Les éoliennes captent l'énergie cinétique du vent et la transforment en énergie exploitable, principalement sous forme d'énergie électrique. Cette conversion résulte de divers phénomènes complexes et interconnectés.

La vitesse du vent varie en fonction de la latitude, la proximité de grandes étendues d'eau, et la présence de montagnes ou de vallées. Par exemple, les régions côtières et les grandes plaines sont souvent favorables à des vents plus réguliers et plus forts, idéales pour l'installation d'éoliennes. La direction du vent peut également être modifiée par des obstacles naturels ou artificiels, comme les bâtiments ou les forêts, qui créent des perturbations et des turbulences.

L'altitude joue un rôle crucial : plus on monte en altitude, plus les vents sont généralement forts et constants, en raison de la diminution des effets de frottement avec la surface terrestre. La topographie du sol, incluant les collines, les montagnes et les vallées, affecte aussi le flux d'air, créant des accélérations locales et des effets de canalisation du vent.

Les éoliennes, en captant l'énergie cinétique du vent, convertissent cette énergie mécanique en énergie électrique via un générateur. Ce processus commence lorsque le vent fait tourner les pales de la turbine. Les pales sont conçues pour maximiser l'extraction d'énergie en utilisant des profils aérodynamiques sophistiqués qui génèrent une portance, similaire au principe de fonctionnement des ailes d'avion. Cette rotation est ensuite transférée à un générateur par l'intermédiaire d'un arbre et, souvent, d'un multiplicateur de vitesse, augmentant ainsi la vitesse de rotation pour atteindre les niveaux requis pour la production d'électricité.

La conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique implique plusieurs étapes :

- **Aérodynamique des Pales** : Les pales de la turbine capturent le vent et convertissent son énergie cinétique en rotation mécanique.
- **Transmission Mécanique** : L'énergie mécanique des pales est transmise via un arbre principal à un générateur. Un multiplicateur de vitesse est souvent utilisé pour ajuster la vitesse de rotation.
- **Génération Électrique** : Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique, qui est ensuite régulée et convertie en courant utilisable pour le réseau.
- **Contrôle et Optimisation** : Les systèmes de contrôle ajustent l'orientation des pales (pitch control) et la direction de la turbine (yaw control) pour optimiser la capture d'énergie en fonction des variations du vent.

En somme, les caractéristiques du vent, influencées par des facteurs géographiques, climatiques et topographiques, déterminent l'efficacité avec laquelle les éoliennes peuvent convertir l'énergie éolienne en énergie électrique. Comprendre et modéliser ces interactions est crucial pour le développement et l'optimisation des parcs éoliens, permettant de maximiser leur rendement énergétique et leur viabilité économique.

II.2.1. Caractéristique horizontale du vent

La caractéristique horizontale du vent, définie par sa puissance et sa variabilité, a été étudiée à travers des modèles de distribution de vitesses qui adoptent souvent une forme exponentielle. Ces modèles permettent de comprendre et de prédire les conditions éoliennes dans différentes régions, offrant des outils essentiels pour l'évaluation et l'optimisation des parcs éoliens. Parmi les modèles couramment utilisés, on trouve :

- La distribution de Weibull : Ce modèle est largement utilisé en raison de sa flexibilité et de sa capacité à représenter une large gamme de conditions de vent. La distribution de Weibull est caractérisée par deux paramètres : la forme et l'échelle, qui permettent d'ajuster la courbe pour qu'elle corresponde aux données de vitesse du vent observées.
- La distribution hybride de Weibull : Cette variation du modèle de Weibull combine les avantages de la distribution de Weibull avec d'autres distributions pour mieux capturer des aspects spécifiques du comportement du vent, tels que les changements de régime de vent ou les variations saisonnières. Elle est particulièrement utile dans des environnements complexes où une seule distribution de Weibull ne suffit pas à représenter fidèlement les données.
- La distribution de Rayleigh : Ce modèle est un cas particulier de la distribution de Weibull, avec un paramètre de forme égal à 2. Il est souvent utilisé lorsque les données sur le vent sont limitées ou lorsque le vent suit une distribution normale simplifiée. La distribution de Rayleigh est plus facile à appliquer et peut fournir des estimations rapides et raisonnables des conditions de vent moyennes.

Ces modèles de distribution sont employés pour modéliser la variation de la vitesse du vent à l'horizontale, en tenant compte de la nature stochastique et variable du vent. La compréhension de ces modèles est cruciale pour :

- L'Analyse des Ressources Éoliennes : En évaluant les distributions de vitesse du vent, les ingénieurs peuvent estimer la production d'énergie potentielle d'un site éolien avant son développement.
- La Conception des Turbines : Les caractéristiques du vent influencent la conception des turbines, y compris la taille des pales, la hauteur de la tour et les systèmes de contrôle, afin de maximiser l'efficacité et la durabilité des turbines.
- La Planification et l'Optimisation des Parcs Éoliens : Les modèles de distribution aident à déterminer la disposition optimale des turbines au sein d'un parc éolien pour minimiser les effets de sillage et maximiser la capture d'énergie.

- La Gestion de l'Intermittence : En comprenant les modèles de vent, il est possible de mieux prévoir les variations de production et de planifier les opérations du réseau électrique pour gérer l'intermittence de l'énergie éolienne.

Les modèles de distribution de la vitesse du vent, tels que ceux de Weibull, de la distribution hybride de Weibull, et de Rayleigh, sont des outils fondamentaux pour l'étude et la gestion des ressources éoliennes. Ils fournissent des bases solides pour la conception, la planification et l'exploitation efficaces des systèmes d'énergie éolienne, contribuant ainsi à la transition vers une énergie plus durable.

II.2.2. Portance et trainée

Deux types de fonctionnements aérodynamiques sont possibles selon l'utilisation de la force de trainée ou de la force de portance.

Ces deux types de forces physiques sont exploités de différentes manières, conduisant à la création de divers types d'éoliennes, chacune favorisant soit les performances énergétiques, soit les aspects fonctionnels tels que l'orientation, la position de la génératrice et le montage.

Le rotor de l'éolienne, également appelé turbine, joue un rôle crucial en transformant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'éolienne utilise cette énergie cinétique pour induire la rotation des pales. Cette rotation est influencée par deux principaux facteurs :

- La force du vent exercée sur les pales : La vitesse et la densité du vent affectent directement la quantité d'énergie capturée par les pales de l'éolienne. Plus le vent est fort, plus la quantité d'énergie transférée aux pales est importante, ce qui entraîne une rotation plus rapide du rotor.
- L'angle d'incidence des pales par rapport au vent : Cet angle, également appelé angle d'attaque, est crucial pour l'efficacité aérodynamique de l'éolienne. Un angle d'incidence optimal permet de maximiser la portance tout en minimisant la trainée, ce qui améliore l'efficacité énergétique de l'éolienne. La position oblique des pales, déterminée par cet angle, permet de capter au mieux l'énergie du vent et de la convertir en mouvement rotatif.

En somme, l'exploitation des forces de trainée et de portance, ainsi que l'optimisation des facteurs influençant la rotation des pales, sont essentiels pour la conception et l'efficacité des éoliennes. Ces principes permettent de créer des dispositifs adaptés à diverses conditions environnementales et besoins énergétiques.

II.2.3. Modélisation du vent

La modélisation du vent est une composante cruciale dans la représentation du système éolien. Sa vitesse, qui est tridimensionnelle, présente des contrastes aléatoires et une caractéristique très volatile. Par conséquent, il est impératif de modéliser la vitesse du vent en tant que fonction scalaire, une variable qui varie dans le temps. Cette approche permet de tenir compte des fluctuations temporelles et des caractéristiques imprévisibles du vent, offrant ainsi une représentation plus réaliste de son comportement dynamique.

$$v(t) = A + \sum_{n=1}^i [a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_v t)] \quad (\text{II. 1})$$

V_m : Valeur moyenne de la vitesse du vent.

k : le Rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent .

a_n : Amplitude de l'harmonique de l'ordre.

ω_n : Pulsation de l'harmonique de l'ordre.

La figure II.1 représente le profil du vent simulé avec une vitesse moyenne de 12 m/s.

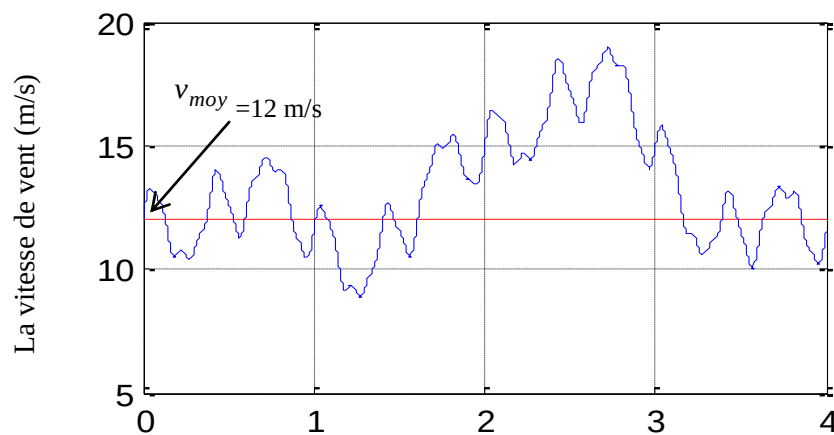


Figure II.1 : Exemple de profil de vent généré

La figure précédant montre la variation de la vitesse du vent dans un temps de (4s) entre deux valeurs ($v_{\max} = 18.96$ m/s) comme valeur maximale et ($v_{\min} = 8.88$ m/s) comme valeur minimale d'une façon aléatoire ce qui reflète un vent réel.

II.3. Conversion de l'énergie éolienne

II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

L'énergie cinétique (E_c) d'une colonne d'air de longueur dx , de section s , de masse volumique ρ , animée d'une vitesse v (figure II-1), peut être exprimée mathématiquement comme suit :

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho \cdot s \cdot dx v^2 \quad (\text{II.2})$$

Cette formule représente l'énergie cinétique contenue dans la colonne d'air considérée, et elle est souvent utilisée dans le contexte de la modélisation et de la conception de turbines éoliennes pour évaluer la quantité d'énergie cinétique que le vent peut transférer à la turbine.

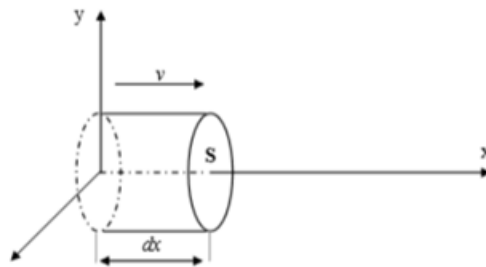


Figure II.1: Colonne d'air animée d'une vitesse v

II.3.2. Loi de Betz

La loi de Betz détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de $\frac{16}{27}$ ou de (59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l'Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de Betz pour la première fois. Considérons le système de la (figure II.2) qui représente un tube de courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 représente la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

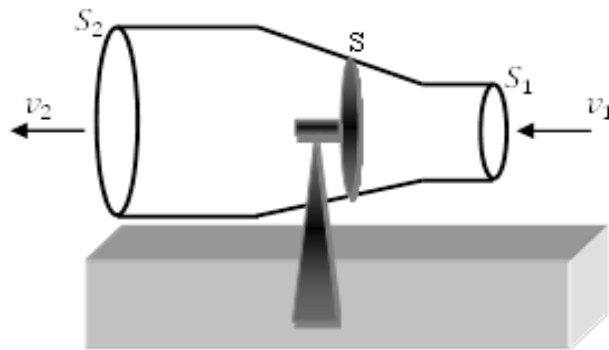


Figure II.3: Tube de courant autour d'une éolienne.

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit $(V_1 + V_2)/2$, la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est:

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

La puissance $P_{\nu, u}$ alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_{\nu, u} = \frac{m \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II.3})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (II.1) :

$$P_{\nu, u} = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{II.4})$$

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

$$P_{\nu, t} = \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (\text{II.5})$$

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

$$\frac{P_{\nu, u}}{P_{\nu, t}} = \left[\frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \right] \quad (\text{II.6})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus, on s'aperçoit que le ratio $P_{\nu, u} / P_{\nu, t}$ appelé aussi coefficient de puissance (CP) présente un maxima de $16/27$ soit $0,59$. C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie 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.

II.4. Modélisation de la turbine éolienne

On examine une éolienne équipée de pales de longueur R , entraînant une génératrice via un multiplicateur de vitesse avec un gain G . La modélisation de cette composante mécanique vise à

établir une liaison réaliste entre le vent et la génératrice. L'hélice et la génératrice partagent le couple et la vitesse de rotation (via le multiplicateur).

Au niveau de l'hélice, le vent génère des forces de portance et de traînée sur les pales, ce qui crée un couple. Ce couple est ensuite transmis à la génératrice par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse. La génératrice produit de l'électricité en fonction du couple reçu et de sa vitesse de rotation.

La régulation de la vitesse de rotation est cruciale pour optimiser la puissance produite par l'éolienne. Un excès de puissance peut diminuer la vitesse de rotation en augmentant la résistance électrique dans le système de génération, tandis qu'une insuffisance de puissance peut augmenter la vitesse de rotation en réduisant cette résistance. Ainsi, le système s'équilibre pour maintenir une vitesse de rotation optimale en fonction des conditions de vent et des besoins en production électrique.

Le couple généré par les forces de portance et de traînée sur les pales de l'hélice est transmis à la génératrice via le multiplicateur de vitesse. Ce couple, en interaction avec les caractéristiques de la génératrice, régule la vitesse de rotation de l'ensemble du système pour assurer une production de puissance efficace et stable.

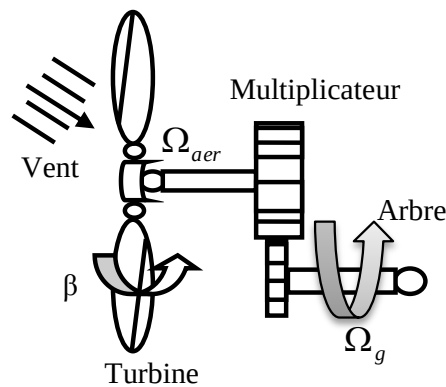


Figure II.4: Schéma de la turbine éolienne

II.4.1. Puissance aérodynamique

Le physicien A. Betz¹ a démontré que l'on pouvait lier la puissance aérodynamique fournie par le système éolien à la puissance du vent P_v , et l'exprimer par l'équation suivante [Sai-21] :

$$P_{aer} = C_p P_v \quad (\text{II.7})$$

Où est le coefficient de puissance. Son expression théorique est donnée par [Poi-03] :

¹ Albert Betz (1885–1968) était un physicien allemand et un pionnier de la technologie des éoliennes.

$$C_p = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)\right)}{2} \quad (\text{II.8})$$

Où :

V_1 : La vitesse du vent en amont de la turbine $[m \cdot s^{-1}]$,

V_2 : La vitesse du vent en aval de la turbine $[m \cdot s^{-1}]$.

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend des caractéristiques de la turbine, son expression est donnée par [Ker-17] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \cdot \lambda \quad (\text{II.9})$$

D'où :

$$\begin{cases} \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{V} \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

Tel que :

R : Rayon des pales $[m]$,

λ : Vitesse relative de la turbine,

β : Angle d'orientation des pales $[\circ]$,

ω_t : Vitesse de rotation de la turbine $[rd \cdot s^{-1}]$.

Donc, la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S_T V^3 \quad (\text{II.11})$$

La Figure II. 5, illustre un exemple de courbes de coefficient de puissance d'une éolienne, montrant l'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse relative λ pour différentes valeurs de l'angle d'orientation de pales β .

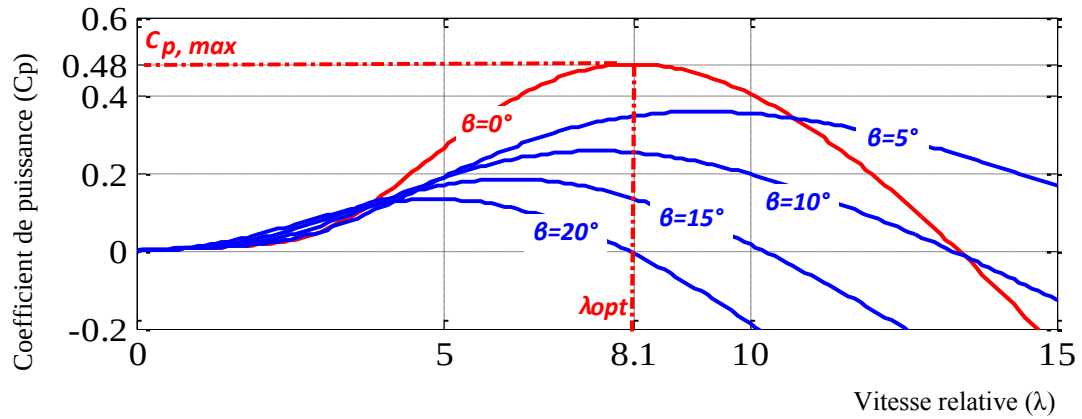


Figure II. 5 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative sous différents angles d'orientation de pales.

II.4.2. Modélisation de l'arbre de la machine

J est l'inertie totale de la turbine qui Transféré sur le rotor et le modèle mécanique de ce l'inertie totale **j** est :

$$J = j_{\text{génératrice}} + j_{\text{turbine}} \quad (\text{II.12})$$

Le couple mécanique compte le couple des frottements visqueux et le couple électromagnétique et le couple du multiplicateur :

$$C_{\text{mec}} = C_{\text{mul}} + C_{\text{em}} + C_{\text{vis}} \quad (\text{II.13})$$

Le comportement mécanique de l'ensemble turbine - génératrice est représenté par l'équation différentielle suivante :

$$\begin{aligned} J_t + J_m \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} &= C_{\text{mec}} \\ J_t + J_m \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} &= C_{\text{mul}} - C_{\text{em}} - C_{\text{vis}} \\ J_t + J_m \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} &= C_{\text{mul}} - C_{\text{em}} - (f_m + f_t) \Omega_{\text{mec}} \end{aligned} \quad (\text{II.14})$$

Avec :

J_t : Inerties de la turbine.

J_m : Inerties de la machine.

$C_{\text{vis}} = f \Omega_{\text{mec}} = (f_m + f_t) \Omega_{\text{mec}}$

C_{em} : Couple électromagnétique produit par la génératrice.

C_{vis} : Des frottements visqueux.

f_m : Coefficient de frottement de la machine.

f_t : Coefficient du frottement des pales.

Ω_{mec} : La vitesse de rotation.

C_{mul} : Le couple du multiplicateur.

II.4.3. Modélisation de multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur constitue la liaison entre la turbine et le générateur, et il est considéré comme étant rigide, représenté mathématiquement par un simple gain. Les effets de l'élasticité et du frottement sont négligés, tandis que les pertes énergétiques dans cet élément sont supposées être nulles. La fonction principale du multiplicateur est d'ajuster la vitesse initialement basse de la turbine à la vitesse requise par la génératrice. Cette adaptation est formalisée mathématiquement par l'équation suivante :

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{génératrice}}{G} \quad (II.15)$$

Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport du multiplicateur pour Obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur.

$$C_{génératrice} = \frac{C_{turbine}}{G} \quad (II.16)$$

Avec:

G : gain de multiplicateur

II.5. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

L'objectif du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable, lorsque la vitesse du vent est en dessous de la vitesse nominale, est de maximiser la puissance aérodynamique en utilisant les différentes stratégies de maximisation de puissance. Cette puissance est maximisée à travers le contrôle du couple électromagnétique. À une vitesse du vent au-dessus de la vitesse nominale, l'objectif du contrôle est de limiter la puissance aérodynamique transmise à la génératrice et de maintenir la turbine dans ses limites de fonctionnement en utilisant les différentes stratégies du contrôle. En effet, lorsque la vitesse du vent au-dessus de la vitesse nominale, le rendement aérodynamique de la turbine doit être limitée la puissance aérodynamique nominale du système éolien. Cela correspond à une réduction de coefficient de puissance. Ceci peut être obtenu principalement avec deux types de contrôles : passif et actif. Le contrôle passif améliore les performances des éoliennes et réduit les charges sans dépense d'énergie externe, alors que le contrôle actif nécessite une énergie externe ou une alimentation auxiliaire. Des exemples de contrôle passif et actif sont étudiés dans les références [Bou-06]. En effet, un contrôle efficace des turbines éoliennes à vitesse variable peut améliorer les caractéristiques dynamiques,

augmenter la durée de vie de l'éolienne et réduire la charge transitoire sur l'arbre de transmission. De nombreuses techniques ont été proposées pour l'extraction maximale ou la limitation de la puissance aérodynamique de la turbine éolienne à vitesse variable au cours de la dernière décennie [Bou-06]. Généralement, le contrôle de la turbine éolienne passe par trois zones de fonctionnement différentes qui dépendent de la vitesse du vent, de la vitesse maximale de la génératrice admissible et de la puissance désirée, comme illustré sur la Figure II. 8.

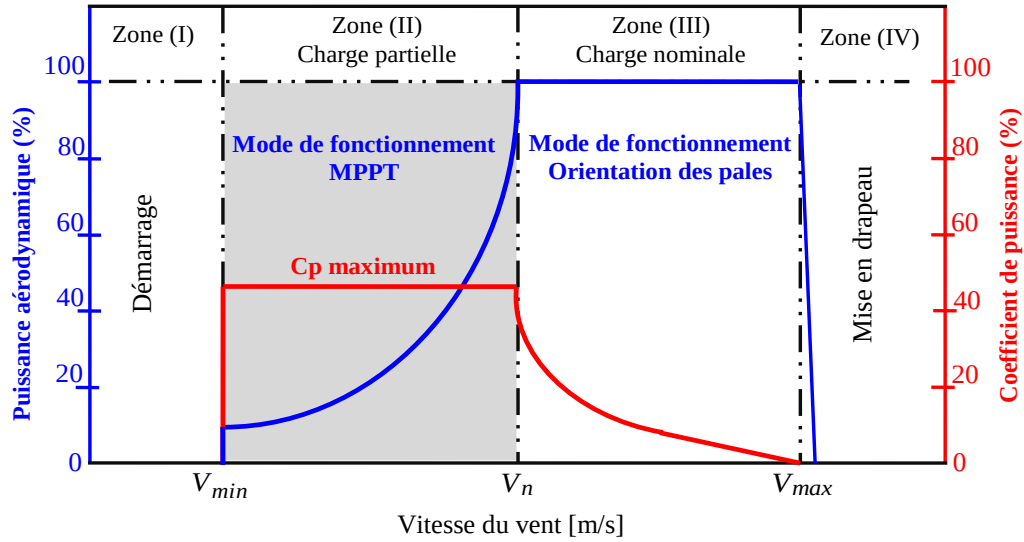


Figure II. 8 : Zones de fonctionnement d'un système éolien à vitesse variable.

- **Zone (I):** dans cette zone, la génératrice est à l'arrêt, car la vitesse du vent n'est pas suffisamment élevée pour faire fonctionner le système éolien, et donc elle ne produit aucune puissance électrique.

$$\begin{cases} V \leq V_{min} \\ P_{ele} = 0 \end{cases} \quad (II.17)$$

- **Zone (II) :** cette zone est caractérisée par un fonctionnement à des vitesses, du vent, inférieures ou égales à la vitesse nominale. Pour cette raison, on cherche à maximiser la puissance aérodynamique afin d'extraire le maximum de la puissance aérodynamique. Avec cette stratégie, on cherche le point de puissance maximale pour chaque vitesse du vent, c'est la MPPT (*En anglais : Maximum Power Point Tracking*). Cette zone s'appelle est caractérisée par un fonctionnement à charge partielle. Dans ce cas, il est à noter que l'angle d'orientation des pales doit être constant et égale toujours à zéro ($\beta = 0^\circ$), et la vitesse relative de la turbine est à sa valeur optimale (λ_{opt}). Dans cette zone :

$$\begin{cases} V_{min} < V \leq V_n \\ P_{aer,max} = 0.5 \cdot C_{p,max} \rho S V^3 \end{cases} \quad (II.18)$$

- **Zone (III) :** cette zone est caractérisée par un fonctionnement à des vitesses, du vent, supérieures à la vitesse nominale. Elle s'appelle zone de fonctionnement à charge nominale. Dans cette zone, une action de contrôle est utilisée sur les aubes de la turbine pour maintenir la puissance aérodynamique P_{aer} dans sa valeur de la puissance nominale, pour assurer la sécurité de la génératrice et limiter les charges mécaniques transmises à la nacelle et à la tour. Si la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale, le système de contrôle ajuste l'angle de calage des pales à la valeur ($\beta = 90^\circ$) pour arrêter la génératrice. C'est la mise en drapeau.

Dans cette zone :

$$\begin{cases} V_n < V \leq V_{max} \\ P_{aer} = P_n \end{cases} \quad (II.19)$$

II.6. Conclusion

La modélisation d'une turbine éolienne permet de comprendre et d'optimiser les interactions complexes entre le vent, l'hélice et la génératrice. En étudiant les forces de portance et de traînée sur les pales, ainsi que le rôle du multiplicateur de vitesse, nous avons établi une relation réaliste entre les conditions de vent et la production d'électricité.

Cette approche a révélé l'importance de la régulation du couple et de la vitesse de rotation pour maintenir une production énergétique stable et efficace. En adaptant la résistance électrique en fonction de la puissance disponible, le système peut équilibrer les variations de vitesse de rotation et maximiser la conversion d'énergie éolienne en électricité.

En somme, la modélisation précise de la turbine éolienne constitue une étape cruciale pour améliorer les performances des systèmes éoliens et pour répondre aux exigences croissantes en matière d'énergies renouvelables. Cela ouvre la voie à des innovations technologiques et à des stratégies de gestion énergétique plus sophistiquées, contribuant ainsi à un avenir énergétique durable.

Ce chapitre nous a permis de modéliser un système de conversion d'énergie éolienne. Nous avons commencé par la modélisation de la vitesse du vent appliqué, de la turbine (comprenant les pales, le multiplicateur et l'arbre mécanique) et du coefficient de puissance. À la fin de ce chapitre, nous avons discuté du principe de la régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.

Modélisation d'un système hydraulique avec un réservoir et le redresseur triphasé à MLI

III.1.	Introduction	30
III.2.	. Système hydraulique à un et réservoir	31
III.2.1.	Description du système hydraulique à réservoir unique.....	31
III.2.2.	Modélisation du système hydraulique à un réservoir	32
III.3.	Modélisation d'un redresseur triphasé à MLI	33
III.3.1.	Modélisation du redresseur à MLI	34
III.3.2.	La commande MLI sinus-triangle	35
III.4.	Conclusion.....	37

III.1. Introduction

Dans les systèmes de pompage alimentés par des sources d'énergie renouvelables, la modélisation des différents composants de la chaîne de conversion énergétique constitue une étape fondamentale pour l'analyse, la simulation et l'optimisation des performances globales du système. En particulier, le système hydraulique et les convertisseurs électroniques de puissance jouent un rôle déterminant dans l'adaptation de l'énergie produite par la génératrice aux exigences de la charge hydraulique.

Le système hydraulique, composé principalement d'une pompe centrifuge, d'un réseau de conduites et d'un réservoir de stockage, assure la conversion de l'énergie mécanique en énergie hydraulique afin de transporter l'eau vers le point d'utilisation ou de stockage. Le comportement dynamique de ce système dépend de plusieurs paramètres tels que le débit, la hauteur manométrique, les pertes de charge, les caractéristiques de la pompe et les variations du niveau d'eau dans le réservoir. La modélisation de ces éléments permet de prédire l'évolution des variables hydrauliques et d'évaluer les performances du système dans différentes conditions de fonctionnement. Elle constitue également un outil essentiel pour le dimensionnement des équipements et l'amélioration du rendement global du système de pompage.

Par ailleurs, l'énergie électrique produite par la génératrice éolienne présente généralement des variations de fréquence et d'amplitude dues aux fluctuations de la vitesse du vent. Afin de garantir une alimentation stable et adaptée à la charge, il est nécessaire d'utiliser des convertisseurs statiques capables d'assurer une conversion efficace de l'énergie. Parmi ces convertisseurs, le redresseur triphasé à modulation de largeur d'impulsions (MLI) représente une solution performante grâce à sa capacité à contrôler la tension continue de sortie, à améliorer le facteur de puissance et à réduire le contenu harmonique des courants absorbés.

Contrairement aux redresseurs conventionnels à diodes, le redresseur triphasé à MLI offre une meilleure maîtrise des échanges d'énergie entre la génératrice et le bus continu. Il permet également d'optimiser le fonctionnement de la chaîne de conversion en assurant une régulation précise de la tension continue, indispensable pour l'alimentation du moteur à courant continu entraînant la pompe centrifuge. Sa modélisation nécessite l'établissement

des équations électriques décrivant les tensions, les courants et les stratégies de commutation utilisées pour la commande des interrupteurs électroniques.

Dans ce chapitre, une étude détaillée de la modélisation du système hydraulique avec réservoir ainsi que du redresseur triphasé à MLI est présentée. Dans un premier temps, les équations régissant le comportement hydraulique de la pompe centrifuge, du réseau de conduites et du réservoir seront développées afin de caractériser les échanges d'énergie hydraulique et l'évolution du débit et du niveau d'eau. Dans un second temps, le principe de fonctionnement du redresseur triphasé à MLI sera exposé, suivi de l'établissement de son modèle mathématique dans un repère approprié permettant de faciliter l'analyse et la conception des lois de commande. L'ensemble de ces modèles constituera une base essentielle pour la simulation du système complet et pour le développement des stratégies de commande visant à maximiser l'efficacité énergétique et les performances du système de pompage alimenté par l'énergie éolienne.

III.2. . Système hydraulique à un et réservoir

III.2.1. Description du système hydraulique à réservoir unique

Le système à réservoir unique composé du réservoir supérieur est illustré dans Figure (III.1) contient une hauteur h de fluide, comme l'illustre la Figure (III.1). Ce réservoir peut être alimenté par une pompe, imposant un débit volumique de sortie constant Q_e , et une électrovanne, imposant un débit volumique d'entrée variable $Q(t)$. Le débit volumique d'entrée $Q(t)$ sera contrôlé par l'ouverture de la vanne par un coefficient compris entre 0 (vanne fermée) et 1 (vanne ouverte à 100%). Le réservoir possède un tube de fuite, de diamètre a_0 et de débit Q_0 .

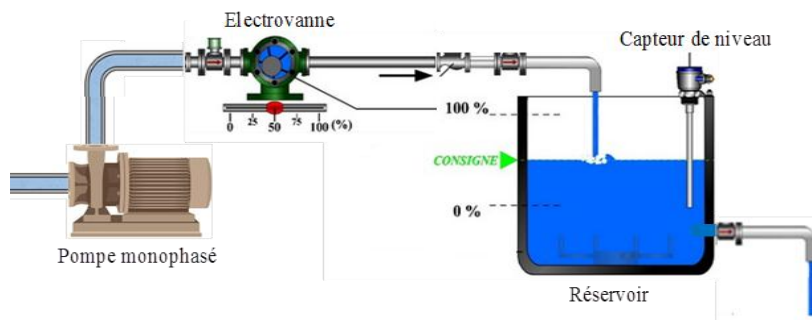


Figure III.1 : Schéma de principe de la régulation de niveau d'eau dans un réservoir.

III.2.2. Modélisation du système hydraulique à un réservoir

Le niveau de l'eau dans le système hydraulique à un réservoir présenté sur la Figure III.1 peut s'écrire comme suit:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{d(Ah)}{dt} = Q_e - Q_0 \Rightarrow A \frac{dh}{dt} = Q_e - Q_0 \quad (\text{III.1})$$

Avec :

Q_e : Débit volumique de la pompe.

Q_0 : Débit de sortie.

A : Surface du réservoir.

Le débit volumique de la fuite peut s'écrire comme suit :

$$Q_0 = a_0 v_0 \quad (\text{III.2})$$

Avec :

Q_0 : Débit de sortie.

v_0 : vitesse de sortie de l'eau dans la fuite du réservoir.

a_0 : La section transversale de sortie.

La vitesse de sortie de l'eau dans la fuite du réservoir, en utilisant l'équation de Bernoulli, peut être définie comme suit :

$$\begin{cases} P \times V = \frac{1}{2} m v_0^2 \Rightarrow p = f \times g \times h \\ f \times g \times h \times V = \frac{1}{2} m v_0^2 \Rightarrow m = f \times V \\ m \times g \times h = \frac{1}{2} m v_0^2 \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

Donc :

$$v_0 = \sqrt{2 \times g \times h} \quad (\text{III.4})$$

La section transversale du sortie du réservoir est donnée par :

$$a_0 = \frac{1}{4} \pi D_0^2 \quad (\text{III.5})$$

En remplaçant l'équation (2.4) dans (2.2) Le débit de sortie du réservoir 1 devient :

$$Q_0 = a_0 \sqrt{2 \times g \times h} \quad (\text{III.6})$$

De plus, en utilisant le principe du bilan massique du réservoir, on obtient l'équation différentielle du premier ordre suivante :

$$a_0 \left(\frac{dh}{dt} \right) = Q_e(t) - Q_0(t) \quad (\text{III.7})$$

Avec : a_0 la section transversale interne du réservoir.

En remplaçant les équations (III.1) et (III.2) dans l'équation (III.8) nous obtenons :

$$\begin{cases} \frac{dh}{dt} = \frac{\alpha Q_e - a_0 \sqrt{2gh}}{a_0} \\ \frac{dh}{dt} = \alpha \frac{Q_e}{a_0} - \sqrt{2gh} \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Avec :

α représente le coefficient d'ouverture de la vanne.

III.3. Modélisation d'un redresseur triphasé à MLI

Dans notre étude, la régulation de la tension d'excitation dans la boucle DC du régulateur AVR est assurée par un redresseur à MLI, qui convertit la tension triphasée de la source auxiliaire en tension continue réglable [Xia-12]. En effet, il est constitué d'un filtre à haute capacité pour réduire les ondulations de la tension d'excitation reliant le redresseur à la partie rotorique de la génératrice synchrone. Ce redresseur est du type redresseur à MLI de tension, et peut être développé à travers des transistors bipolaires à grille isolée « IGBT » et des diodes placées en antiparallèle avec les IGBTs [Xu-20], comme le montre la Figure III.2. Les commutateurs étant unidirectionnels en tension et bidirectionnels en courant, ce qui donne au redresseur l'avantage d'un contrôle instantané des courants sortant de la source auxiliaire, et assurant le transfert d'énergie entre la source d'auxiliaire triphasée et le récepteur rotorique de la machine synchrone.

L'étude fonctionnelle du redresseur à MLI consiste à modéliser globalement le réseau qui connecte la source auxiliaire, le filtre électrique, le redresseur triphasé et la charge rotorique de la génératrice synchrone (R_f, L_f). De plus, elle consiste également à comprendre les propriétés et le principe de fonctionnement de la méthode MLI. Dans notre étude, la méthode MLI à sinus-triangle a été utilisée pour contrôler la tension d'excitation de la génératrice synchrone.

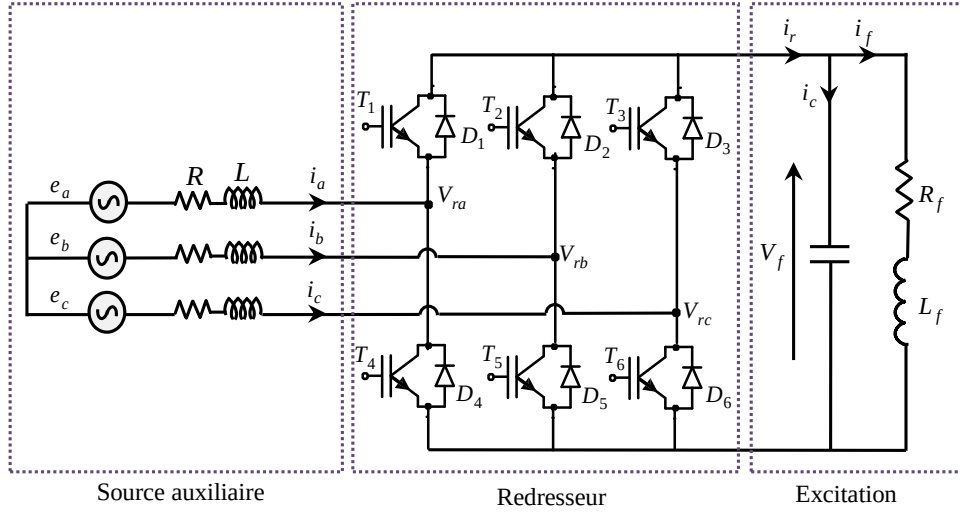


Figure III.2. Structure global du redresseur à MLI.

III.3.1. Modélisation du redresseur à MLI

À partir de la Figure III.2, les blocs de redresseur sont modélisés comme suit :

- La source auxiliaire est modélisée par une source de tension sinusoïdale triphasée :

$$\begin{cases} e_a = E_m \sin(\omega t) \\ e_b = E_m \sin(\omega t - 2\pi/3) \\ e_c = E_m \sin(\omega t + 2\pi/3) \end{cases} \quad (III.9)$$

- Le filtre est modélisé par une résistance R en série avec une inductance L , comme le montre la Figure III.3.

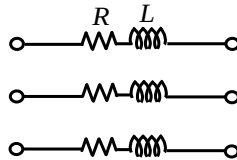


Figure III.3. Circuit de filtre (RL).

En appliquant la loi des mailles au schéma électrique de la Figure III.2, les équations électriques du redresseur à MLI sont obtenues comme suit :

$$\begin{cases} e_a = L \frac{di_a}{dt} + Ri_a + V_{ra} \\ e_b = L \frac{di_b}{dt} + Ri_b + V_{rb} \\ e_c = L \frac{di_c}{dt} + Ri_c + V_{rc} \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

Où les tensions V_{ra}, V_{rb} et V_{rc} sont définies en fonction de la tension de sortie V_f par:

$$\begin{cases} V_{ra} = \left[S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_f \\ V_{rb} = \left[S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_f \\ V_{rc} = \left[S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_f \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

Par conséquent, le modèle électrique du redresseur à MLI peut être écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{V_f}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}$$

Par ailleurs, le courant de sortie du redresseur est donné par :

$$i_r = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (\text{III.12})$$

Finalement, le modèle d'état du redresseur à MLI dans le repère triphasé (a,b,c) est donné par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = e_a - Ri_a + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} V_f \\ L \frac{di_b}{dt} = e_b - Ri_b + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} V_f \\ L \frac{di_c}{dt} = e_c - Ri_c + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} V_f \\ C \frac{dV_f}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_f \\ L_f \frac{di_f}{dt} = V_f - R_f i_f \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

III.3.2. La commande MLI sinus-triangle

Le bloc de commande du redresseur reçoit aux entrées les tensions triphasées de références. Ces références sont comparées avec un signal triangulaire afin de constituer les signaux de

commutation qui sert à commander les semi-conducteurs « IGBT » du redresseur, comme l'illustre la Figure III.22. Par conséquent, les IGBTs du redresseur sont commandés selon les conditions suivantes:

- Si $V_{ref} > V_p$: l'interrupteur supérieur du bras de redresseur conduit.
- Si $V_{ref} < V_p$: l'interrupteur inférieur du bras de redresseur conduit.

Où V_{ref} représente la tension de référence, et V_p représente le signal de porteuse (triangulaire). En effet, le signal de référence est un signal sinusoïdal de fréquence 50Hz et le signal de porteuse est un signal triangulaire caractérisé par sa fréquence f_p et son amplitude maximale V_p . Le signal de porteuse peut être défini dans sa période $[0, T_p]$ par l'équation suivante:

$$\begin{cases} v_p = V_p \left(-1 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{Si } t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ v_p = V_p \left(3 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{Si } t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

La technique utilisée dans la commande des IGBTs du redresseur est appelé commande à modulation de largeur d'impulsion ou commande à MLI sinus-triangle, qui exige une commande séparée pour chaque phase de la source auxiliaire. Elle est caractérisée par deux paramètres de commande: l'indice de modulation I_m et le taux de modulation T_m , qui sont définis par les équations suivantes:

- Indice de modulation :

$$I_m = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad (\text{III.15})$$

- Taux de modulation :

$$T_m = \frac{V_p}{V_{ref}} \quad (\text{III.16})$$

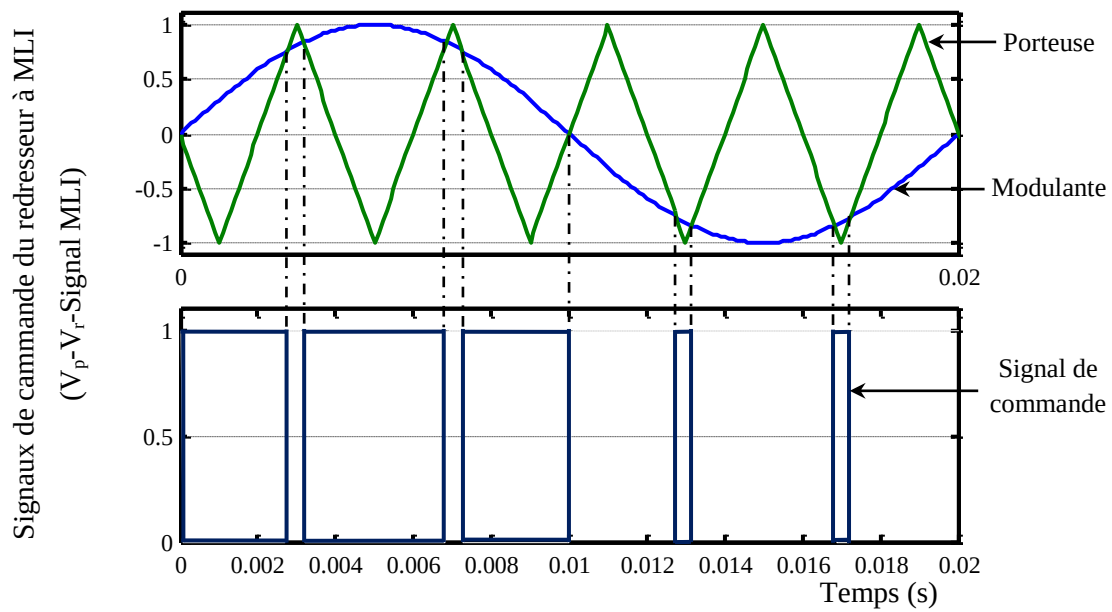


Figure III.4. Principe de la commande à MLI sinus-triangle.

III.4. Conclusion

La modélisation du système hydraulique avec réservoir ainsi que du redresseur triphasé à modulation de largeur d'impulsions constitue une étape essentielle dans l'étude et la conception des systèmes de pompage alimentés par l'énergie éolienne. Le modèle hydraulique développé permet de décrire avec précision les interactions entre la pompe centrifuge, le réseau de conduites et le réservoir de stockage, tout en mettant en évidence l'influence des paramètres hydrauliques sur les performances globales du système. Cette modélisation offre ainsi un outil efficace pour l'analyse du comportement dynamique du pompage et pour l'optimisation du transfert de l'énergie hydraulique.

Parallèlement, la modélisation du redresseur triphasé à MLI permet de représenter les échanges énergétiques entre la génératrice éolienne et le bus continu tout en garantissant une conversion électrique performante. Grâce à ses capacités de régulation de la tension continue, d'amélioration du facteur de puissance et de réduction des harmoniques, ce convertisseur constitue un élément clé pour assurer une alimentation stable et efficace du moteur entraînant la pompe.

L'ensemble des modèles mathématiques établis dans ce chapitre fournit une base solide pour la simulation du système complet et pour l'élaboration de stratégies de commande avancées. Ces modèles permettront, dans les chapitres suivants, d'évaluer les performances du système dans différentes conditions de fonctionnement et de développer des techniques de commande visant à maximiser l'efficacité énergétique, la qualité de l'énergie et la fiabilité du système de pompage alimenté par l'énergie éolienne.

Commande d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge

IV.1. Introduction	39
IV.2. Contrôle indirect en vitesse	40
IV.2.1. Contrôle indirect en vitesse	40
IV.2.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse.....	42
IV.3. Commande d'un redresseur à MLI.....	45
IV.3.1. Stratégie basée sur l'orientation du vecteur de tension (VOC)	46
IV.3.2. Synthèse des correcteurs	48
IV.3.3. Schéma bloc de la commande du redresseur a MLI.....	52
IV.4. Résultat de la commande du système hydraulique.....	53
IV.4.1. Analyse de la réponse du niveau d'eau dans le réservoir	53
IV.4.2. Analyse de la tension du moteur à courant continu.....	55
IV.4.3. Influence Influence de la commande sur les performances globales du système	56
IV.5. Conclusion:	57

IV.1. Introduction

Face à l'augmentation de la demande en eau et en énergie ainsi qu'aux préoccupations environnementales liées à l'utilisation des combustibles fossiles, les énergies renouvelables apparaissent comme une solution durable pour répondre aux besoins énergétiques des systèmes de pompage. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie éolienne occupe une place importante grâce à son caractère propre, inépuisable et largement disponible dans de nombreuses régions du monde. Son intégration dans les systèmes de pompage d'eau constitue une alternative efficace pour l'alimentation des zones rurales, agricoles et isolées, où l'accès au réseau électrique est souvent limité ou coûteux.

Cependant, la nature variable et intermittente du vent rend l'exploitation de l'énergie éolienne plus complexe. Les fluctuations de la vitesse du vent influencent directement la puissance produite par la génératrice et, par conséquent, les performances du système de pompage. Afin d'assurer une utilisation optimale de l'énergie disponible, il est nécessaire de mettre en œuvre des techniques de commande capables d'adapter en permanence le fonctionnement du système aux variations des conditions météorologiques.

Dans ce contexte, ce travail porte sur l'étude et la commande d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Cette machine est particulièrement adaptée aux applications éoliennes en raison de son rendement élevé, de sa robustesse, de sa forte densité de puissance et de ses faibles besoins en maintenance. L'énergie électrique produite par la génératrice est convertie par un redresseur triphasé à modulation de largeur d'impulsions (MLI), puis utilisée pour alimenter un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge destinée au transfert de l'eau vers un réservoir de stockage.

Afin d'exploiter efficacement l'énergie éolienne, une stratégie de suivi du point de puissance maximale (MPPT – Maximum Power Point Tracking) est mise en œuvre. Cette technique permet d'extraire en permanence la puissance maximale disponible de l'éolienne, quelles que soient les variations de la vitesse du vent. Elle contribue ainsi à améliorer le rendement global du système et à maximiser la quantité d'eau pompée. Par ailleurs, le redresseur triphasé à MLI joue un rôle essentiel dans la régulation de l'énergie transmise à la charge. Grâce à sa commande appropriée, il permet de contrôler la tension continue fournie au moteur à courant continu, assurant ainsi une adaptation optimale de la vitesse de la pompe centrifuge aux conditions de fonctionnement du système.

L'objectif principal de cette étude est de développer un modèle complet de la chaîne de conversion éolienne et de concevoir une stratégie de commande performante permettant d'assurer à la fois l'extraction maximale de la puissance éolienne et le contrôle efficace du système de pompage. Pour cela, une modélisation détaillée de l'éolienne, de la machine synchrone à aimants permanents, du redresseur MLI, du moteur à courant continu et de la pompe centrifuge est réalisée. Les performances du système proposé sont ensuite évaluées à travers des simulations afin de vérifier l'efficacité de la stratégie de commande adoptée.

Ce travail contribue ainsi au développement de solutions de pompage autonomes basées sur les énergies renouvelables, capables d'assurer une gestion efficace des ressources en eau tout en réduisant l'impact environnemental et la dépendance aux sources d'énergie conventionnelles.

IV.2. Contrôle indirect en vitesse

Dans cette section, nous allons présenter le contrôle indirect en vitesse de la turbine éolienne à deux masses, pour un fonctionnement en dessous de la puissance nominale. Ce contrôle a la particularité de considérer que l'éolienne est en régime permanent. En effet, le contrôle indirect en vitesse de la génératrice est une technique facile à mettre en œuvre, mais elles présentent quelques inconvénients [Bou-06.c].

IV.2.1. Contrôle indirect en vitesse

Il est naturel de tenir compte du fait que, sous certaines conditions, un système éolien est stable autour d'un point quelconque de la courbe de rendement maximal pour le couple de la génératrice et une vitesse du vent constant. La courbe de rendement aérodynamique maximal est définie dans les caractéristique (T_{aer}, ω_t) par l'ensemble des points $(T_{aer,opt}, \omega_{t,opt})$ correspondant à l'intervalle des vitesses du vent dans lequel l'éolienne fonctionne [Lie-00].

D'après les équations (IV.1) et (IV.2) et si $\lambda = \lambda_{opt}$, le couple aérodynamique optimal peut être exprimé en fonction de la vitesse du rotor de la turbine de la manière suivante :

$$T_{aer,opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 C_{p,max} \frac{\omega_t^2}{\lambda_{opt}^3} \quad (IV.1)$$

Le couple aérodynamique optimal est proportionnel au carré à la vitesse du rotor de la turbine au point de fonctionnement optimal. L'équation (II.26) s'écrit comme suit :

$$T_{aer,opt} = K_{opt} \omega_t^2 \quad (IV.2)$$

Avec :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \quad (IV.3)$$

D'après l'équation (IV.3), l'équation dynamique du rotor de la turbine en régime permanent est donnée par :

$$0 = T_{aer} - T_{ls} - f_t \omega_t \quad (IV.4)$$

Dans le même régime, l'équation dynamique du rotor de la génératrice (IV.4) s'écrit comme suit :

$$0 = T_{hs} - T_{em} - f_g \omega_g \quad (IV.5)$$

De même pour l'équation du couple sur l'arbre lent T_{ls} devient :

$$0 = B_{ls} \left(\omega_t - \frac{\omega_g}{n_g} \right) \quad (IV.6)$$

De l'équation (IV.6), on obtient :

$$\omega_t = \frac{\omega_g}{n_g} \quad (IV.7)$$

En multipliant l'équation (IV.4) par n_g et l'équation (IV.5) par n_g^2 et en les additionnant, on obtient:

$$0 = n_g T_{aer} - \left(f_t + n_g^2 f_g \right) \cdot \omega_g - n_g^2 T_{em} \quad (IV.8)$$

Il en résulte :

$$T_{em} = \frac{1}{n_g} T_{aer} - \left(\frac{f_t}{n_g^2} + f_g \right) \omega_g \quad (IV.9)$$

Pour un point de fonctionnement optimal, le couple aérodynamique T_{aer} est égal $T_{aer,opt}$. En utilisant l'équation (IV.8), le couple électromagnétique de référence est donnée par :

$$T_{em}^* = \frac{K_{opt}}{n_g} \omega_t^2 - \left(\frac{f_t}{n_g^2} + f_g \right) \omega_g \quad (IV.10)$$

En utilisant l'équation (IV.10), on obtient :

$$T_{em}^* = K_{opt,hs} \omega_g^2 - K_{t,hs} \omega_g \quad (IV.11)$$

Où :

$$K_{opt,hs} = \frac{K_{opt}}{n_g^3}$$

Et :

$$K_{t,hs} = \frac{f_t}{n_g^2} + f_g$$

La structure de contrôle indirect en vitesse est illustrée sur la Figure II. 11.

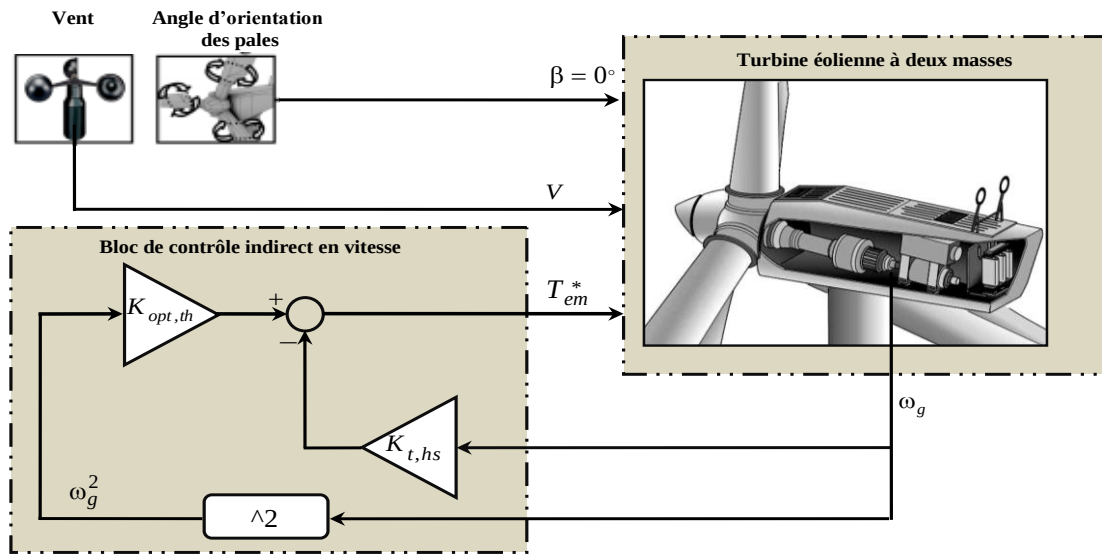


Figure IV. 1 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect en vitesse.

IV.2.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de la commande MPPT appliquées à la turbine éolienne à deux masses et dans le but d'effectuer une comparaison des techniques de commande que nous avons présentées, nous allons réaliser une série de simulations sous l'environnement Matlab/Simulink. Toutes ces simulations seront réalisées dans les mêmes conditions, soit :

- Deux profils de vitesse du vent (le modèle aléatoire d'une vitesse moyenne de 6.7 m/s et le modèle FAST d'intensité I=14 %).
- L'angle d'orientation des pales est maintenu à sa valeur nulle ($\beta=0^\circ$).

Le premier profil du vent utilisé dans cette simulation est montré dans la Figure II. 3. Cette allure, très fluctuée et stochastique, est obtenue en utilisant le modèle décrit par l'équation II.1. Le profil du vent obtenu en utilisant le modèle FAST est montré dans la Figure II. 4. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe (C) [Ben-23].

La Figure IV. 2, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle indirect en vitesse.

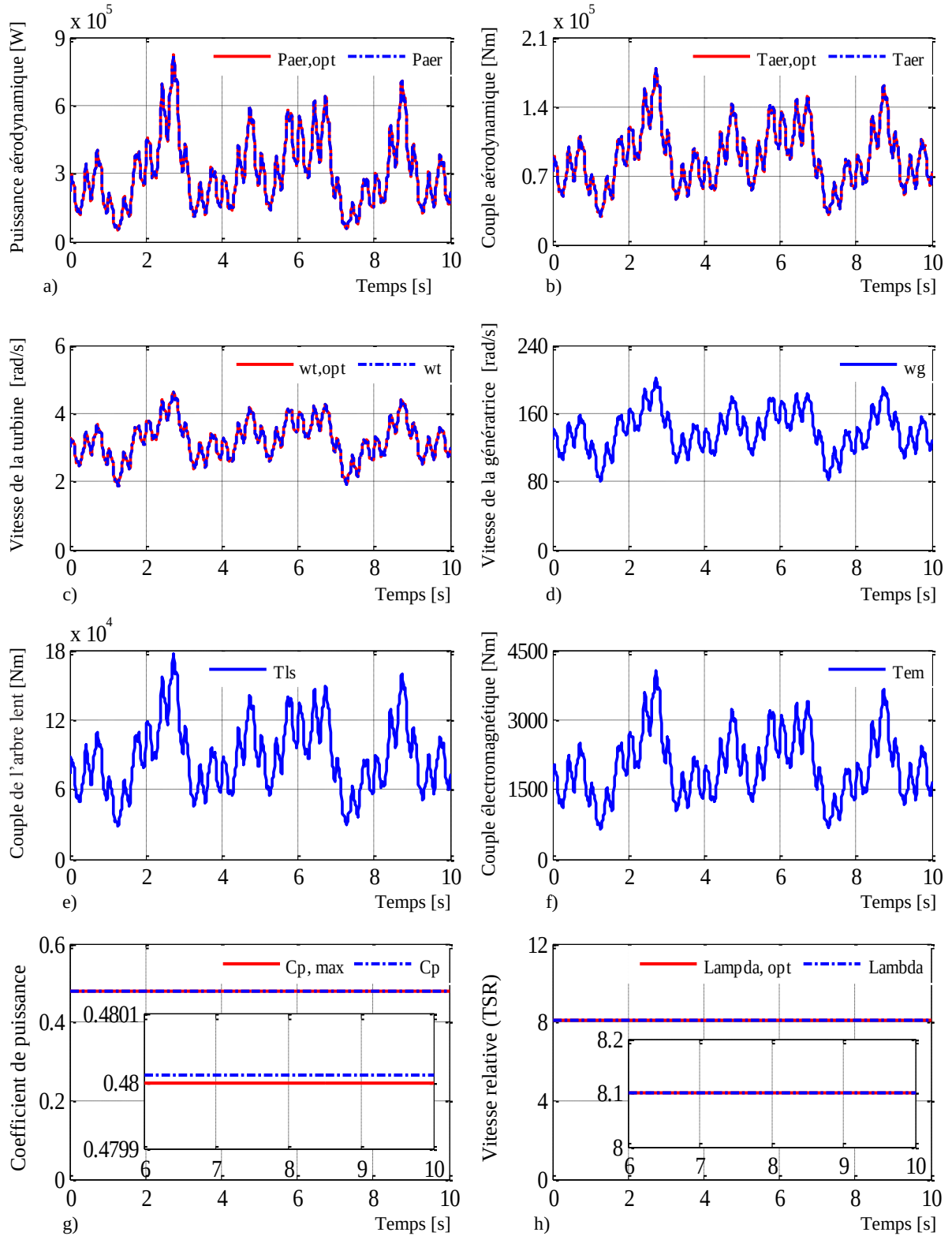
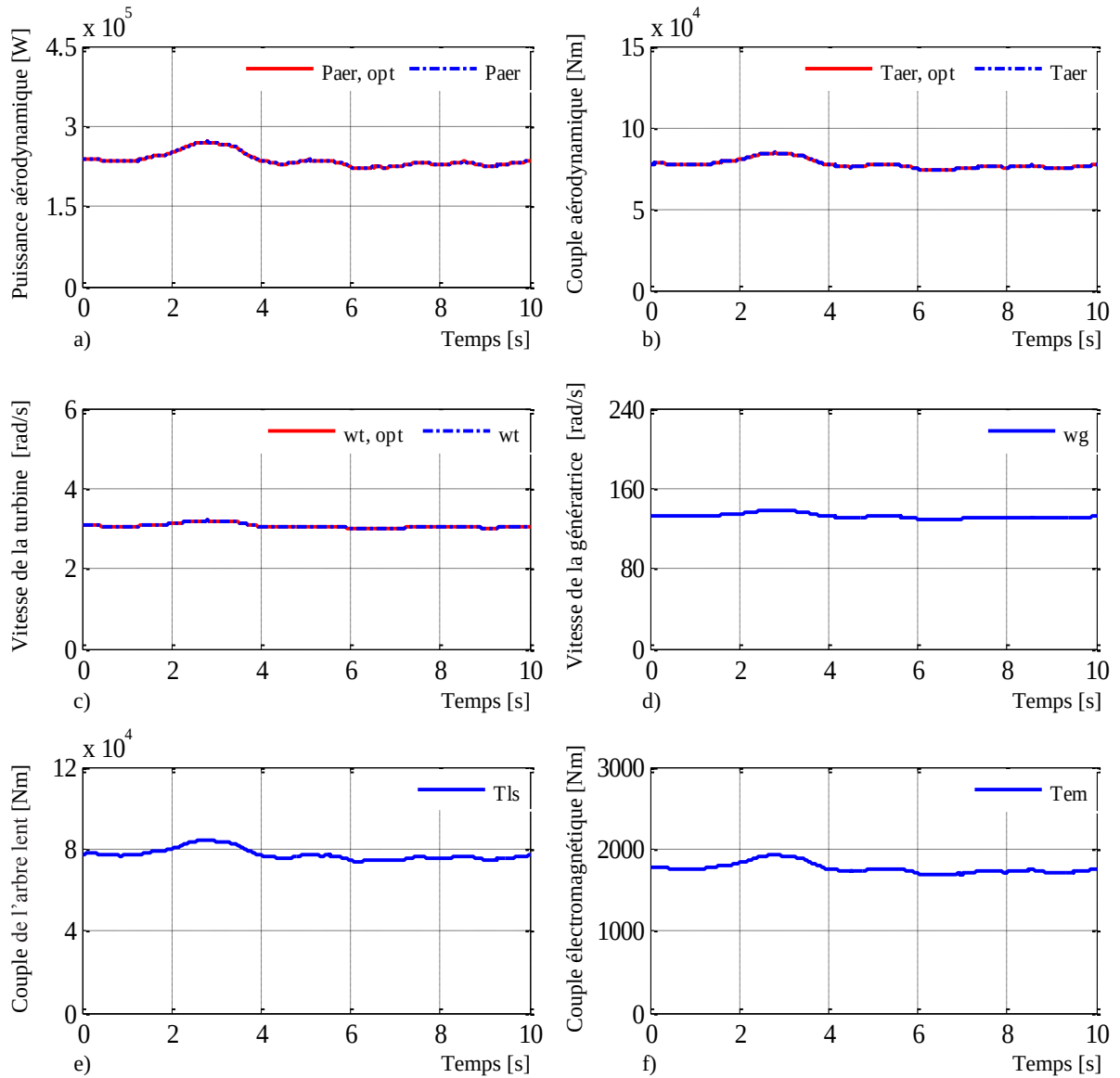


Figure IV. 2 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect en vitesse (avec le modèle aléatoire du vent).

La Figure IV. 3, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle FAST pour le contrôle indirect en vitesse.



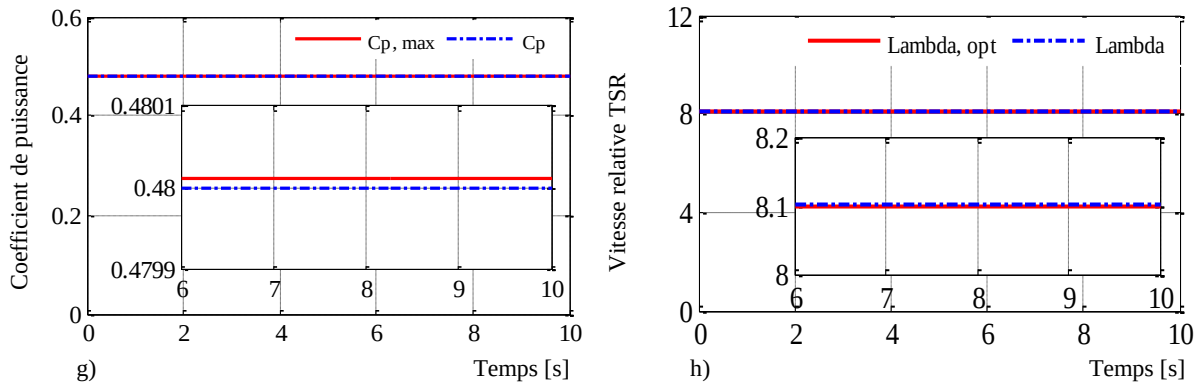


Figure IV. 3 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect de vitesse (avec le modèle FAST du vent).

D'après, les résultats de simulations on constate que, pour les trois approches, la puissance extraite par la turbine suit la trajectoire désirée $P_{aer,opt}$ avec une très bonne efficacité. Pour le modèle aléatoire, les variations de la vitesse du vent entraînent des oscillations importantes du couple aérodynamique, ce qui augmente le stress mécanique de la turbine et des vibrations électromagnétiques au niveau de la génératrice, ce qui affecte la qualité de l'énergie électrique fournie au réseau électrique. D'un autre côté, toutes ces approches utilisent des capteurs de vitesse du vent, ce qui réduit l'efficacité du contrôle en cas de défaillance du capteur de la vitesse du vent.

IV.3. Commande d'un redresseur à MLI

Afin d'assurer la stabilité de tension du réseau électrique embarqué, le redresseur à MLI a été implanté dans le régulateur AVR pour contrôler la boucle DC du système d'excitatrice. Pour cela, la modélisation en vue de la commande du redresseur à MLI a été discutée et les boucles de régulation interne (pour les courants de la source auxiliaire) et externe (pour la tension continue du redresseur) ont été extraites. L'étape suivante consiste à choisir une stratégie de régulation et à définir les paramètres des correcteurs dans les boucles fermées du redresseur. À cet égard, la stratégie basée sur l'orientation du vecteur de tension (VOC) et la méthode de placement de pole seront utilisées pour contrôler le redresseur à MLI. À cette fin, un schéma bloc global de contrôle du redresseur à MLI sera présenté, qui comprend la régulation des courants de la source auxiliaire, la régulation de tension continue aux bornes de la charge rotorique et la stratégie de la commande par la méthode VOC.

IV.3.1. Stratégie basée sur l'orientation du vecteur de tension (VOC)

La méthode utilisée pour effectuer la commande du redresseur triphasé est connue selon le nom VOC (Voltage Oriented Control), est développée à partir de l'analogie avec la commande vectorielle des machines électriques, qui permet de contrôler les courants sortant de la source auxiliaire du réseau électrique embarqué. En effet, son principe de fonctionnement est basé sur l'orientation du vecteur de courant dans la même direction avec le vecteur de tension, en contrôlant le courant de la source auxiliaire dans les deux axes d et q . Par conséquent, la méthode VOC permet d'obtenir un contrôle découplé des deux grandeurs du vecteur de courant dans le repère tournant orienté dans la même direction avec le vecteur de tension de la source auxiliaire du réseau électrique embarqué.

Dans l'espèce vectorielle déphasée « $d-q$ », le vecteur de courant de la source auxiliaire comprend deux grandeurs perpendiculaires $\vec{i}_r = (\vec{i}_d, \vec{i}_q)$. En effet, la grandeur $\vec{i}_q$ peut être déterminée la puissance réactive, tandis que la grandeur $\vec{i}_d$ est liée à la puissance active consommée. Dans ce contexte, la puissance réactive peut être contrôlée dans le réseau électrique embarqué par d'autres méthodes plus fiables tel que les systèmes « FACTS », ce qui permet de mettre le vecteur du courant quadrature à zéro dans la commande du redresseur à MLI. Afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire, le vecteur de courant doit être aligné avec le vecteur de tension de la source auxiliaire, comme illustré dans la Figure IV.4, en obtenant l'axe du system des coordonnées tournants placés sur le vecteur de tension de la source auxiliaire.

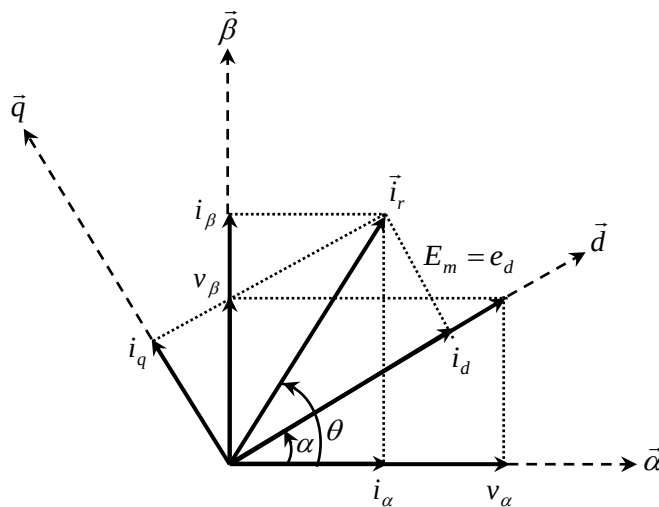


Figure IV.4. Diagramme vectorielle pour la stratégie de commande du redresseur «VOC».

Selon la Figure V.8, le courant quadrant de la source auxiliaire est mis à zéro tout au long du processus de la commande du redresseur à MLI afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire dans le système. Cependant, le vecteur de courant direct doit être contrôlé à tout moment en contrôlant la tension de bus continu. En effet, l'angle du vecteur de tension θ peut être défini dans l'espace vectorielle diphasée ($d - q$) par les relations suivantes:

$$\begin{cases} \cos(\theta) = e_\alpha / (\sqrt{(e_\alpha)^2 + (e_\beta)^2}) \\ \sin(\theta) = e_\beta / (\sqrt{(e_\alpha)^2 + (e_\beta)^2}) \end{cases} \quad (\text{IV.12})$$

Donc, l'angle du vecteur de tension θ peut être calculé selon le schéma bloc présenté sur la Figure IV.4, en appliquant l'équation suivante:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{e_\beta}{e_\alpha}\right) \quad (\text{IV.13})$$

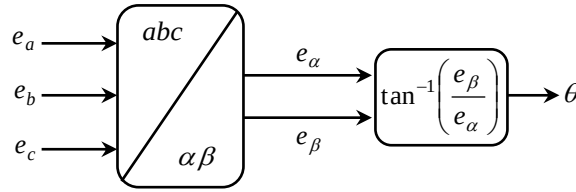


Figure IV.5. Principe du calcul de l'angle du vecteur de tension par la méthode (VOC).

Par l'intégration la méthode VOC dans la commande de redresseur à MLI, le schéma bloc de la commande du redresseur par la méthode VOC peut être présenté dans la Figure IV.6

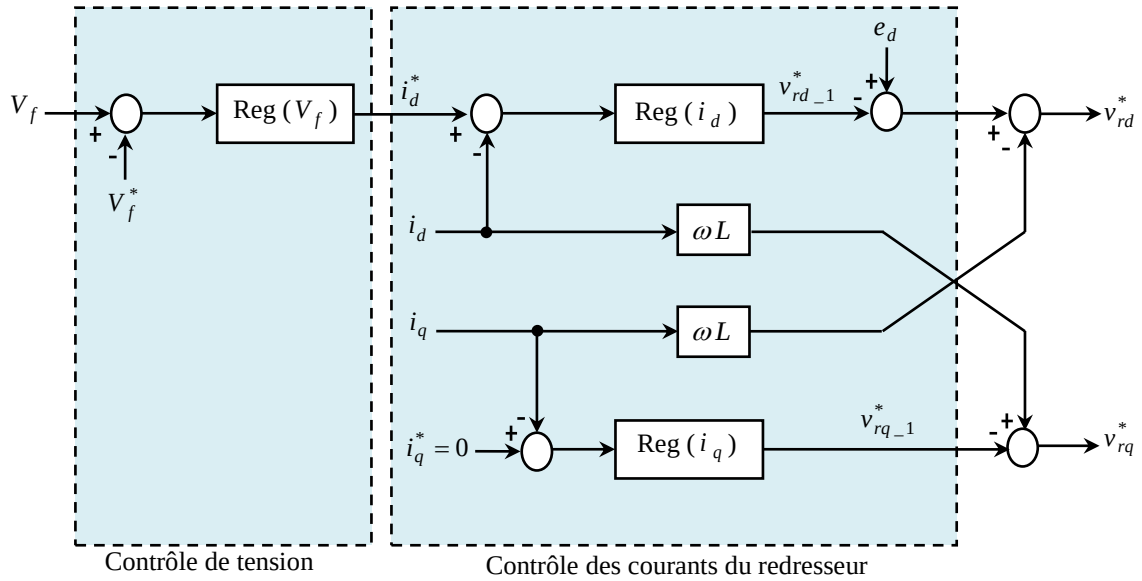


Figure IV.6. Schéma de contrôle de courant et de tension par la méthode de commande du redresseur « VOC ».

IV.3.2. Synthèse des correcteurs

Dans le contexte de réguler la tension d'excitation du réseau électrique embarqué, le redresseur à MLI est implémenté dans le régulateur AVR pour varier la tension continue aux bornes de la charge rotorique. Ce système de régulation du bloc d'excitatrice impose des correcteurs pour ajuster la tension d'excitation selon la consigne désirée. Par conséquent, le correcteur Proportionnel-Intégrale (PI) sera intégré dans les boucles fermées des courants, ainsi que dans la boucle de régulation de tension du bus continu du redresseur, et en appliquant la stratégie de la méthode VOC dans la régulation du courant direct et quadrant. En effet, l'action proportionnelle permet de régler la rapidité de trouver le point de fonctionnement désiré, tandis que l'action intégrale sert à éliminer l'écart entre la grandeur désirée et la consigne. Généralement, la fonction de transfert du correcteur PI peut être écrite sous la forme suivante:

$$G(P) = K_p + \frac{K_i}{P} \quad (\text{IV.14})$$

Les fonctions de transferts des courants et de tension du redresseur triphasé sont des fonctions des premiers ordres, et peuvent être présentées selon la forme globale :

$$F_{r,BO}(P) = \frac{A_{r,G}}{1 + T_{r,G}P} \quad (IV.15)$$

Alors, les trois boucles de régulation seront présentées selon la forme globale suivante:

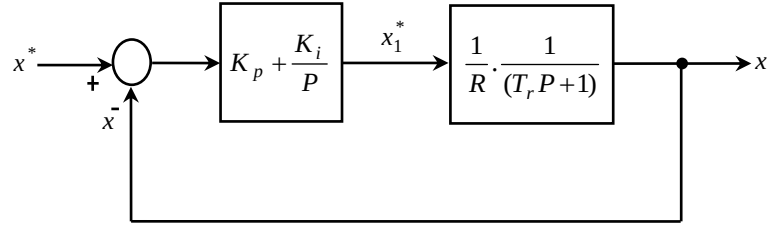


Figure IV.7. Schéma bloc de régulation à travers le correcteur PI.

Selon la Figure (V.11), les fonctions de transferts en boucle fermée s'écrivent de manière suivante:

$$F_{r,BF}(P) = \frac{\frac{A_{r,G}}{T_{r,G}} (K_p P + K_i)}{P^2 + P \left(\frac{1 + A_{r,G} K_p}{T_{r,G}} \right) + \frac{A_{r,G} K_i}{T_{r,G}}} \quad (IV.16)$$

La méthode de placement de pole est utilisée pour dimensionner les paramètres du correcteur PI. En tant que le polynôme de l'équation (IV.16) est du deuxième ordre, deux pôles à partie réel négative ont été imposés. Afin de déterminer les paramètres du correcteur PI, le polynôme de la fonction de transfert (IV.16) sera mis en correspondance avec le polynôme à deuxième ordre suivant :

$$D(P) = P^2 + 2\xi\omega_0 P + \omega_0^2 \quad (IV.20)$$

Par conséquent, les paramètres du correcteur obtenus sont en fonction de l'amortissement ξ et de pulsation propre ω_0 . Donc, les paramètres de correcteur PI peuvent être écrits sous la forme globale, telle que :

$$\begin{cases} K_p = \frac{2T_{r,G}\xi\omega_0 - 1}{A_{r,G}} \\ K_i = \frac{T_{r,G}\omega_0^2}{A_{r,G}} \end{cases} \quad (IV.17)$$

Par mise en correspondance les valeurs de $T_{r,G}$ et $A_{r,G}$ avec leur valeur dans les fonctions de transferts des courants et de tension du redresseur, les boucles de régulation et les paramètres de correcteur PI de chaque boucle deviennent comme suit:

1.1. Correcteur des courants du redresseur

Les boucles de régulation des courants du redresseur à MLI peuvent être présentées sous les formes suivantes:

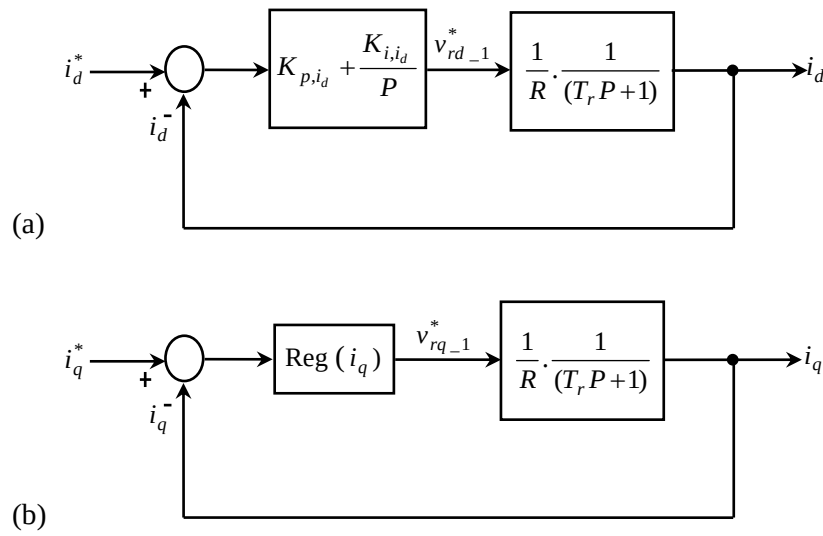


Figure IV.8. Schéma bloc de régulation des courants du redresseur à travers le correcteur PI. (a), la régulation du courant direct; (b), la régulation du courant indirect.

En appliquant la méthode de placement de pole, les paramètres des correcteurs des courants s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} K_{p,id} = K_{p,iq} = \frac{2T_r \xi_i \omega_{0,i} - 1}{A_r} \\ K_{i,id} = K_{i,iq} = \frac{T_r \omega_{0,i}^2}{A_r} \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

Par définir les valeurs de l'amortissement ξ_i et de pulsation $\omega_{0,i}$ de chaque correcteur, les résultats suivants sont obtenus :

- **Correcteur de courant direct i_d**

	ω_{0,i_d}	ζ_{i_d}	K_{p,i_d}	K_{i,i_d}
Correcteur PI	100	0.7	170	12

▪ **Correcteur de courant quadrant i_q**

	ω_{0,i_q}	ζ_{i_q}	K_{p,i_q}	K_{i,i_q}
Correcteur PI	100	0.7	170	12

1.2. Correcteur de tension continue du redresseur : La boucle de régulation de tension du redresseur à MLI peut être présentée sous la forme suivante:

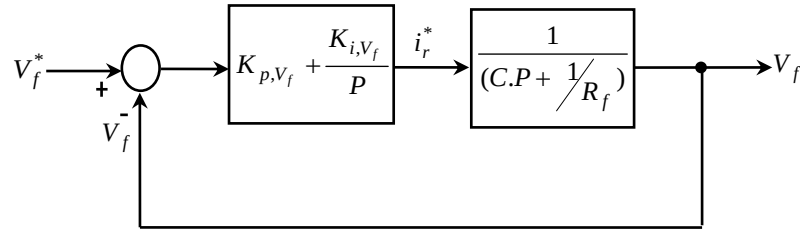


Figure IV.9. Schéma bloc de régulation de tension du redresseur à travers le correcteur PI.

En appliquant la méthode de placement de pole sur la fonction de transfert en boucle fermé, les paramètres de correcteur de la tension s'écrivent comme suivant :

$$\begin{cases} K_{p,V_f} = \frac{2T_{ch}\xi_{U_{dc}}\omega_{0,V_f} - 1}{A_{ch}} \\ K_{i,V_f} = \frac{T_{ch}\omega_{0,V_f}^2}{A_{ch}} \end{cases} \quad (IV.20)$$

Avec :

$$\begin{cases} A_{ch} = R_{ch} \\ T_{ch} = R_{ch}C \end{cases}$$

Par définir les valeurs de l'amortissement ξ_{v_f} et de pulsation ω_{0,v_f} de chaque correcteur, les résultats suivants sont obtenus :

	ω_{0,V_f}	ζ_{V_f}	K_{p,V_f}	K_{i,V_f}
Correcteur PI	100	0.7	0.2014	6.1245

IV.3.3. Schéma bloc de la commande du redresseur a MLI

La méthode VOC a été utilisée dans la commande du redresseur à MLI afin de faire la synthèse des correcteurs des courants et de tension du redresseur. Elle consiste à mettre le vecteur de courant dans la même direction avec le vecteur de tension de la source auxiliaire. En effet, les correcteurs PI ont été intégrés dans les boucles de courants et de tension du redresseur pour ajuster les grandeurs mesurées selon les consignes, en gardant à l'esprit que le courant quadrant du redresseur est mis à zéro, comme l'illustre la Figure IV.6. Ce système de commande sera intégré dans le bloc d'excitatrice du régulateur AVR afin d'ajuster la tension de la pompe.

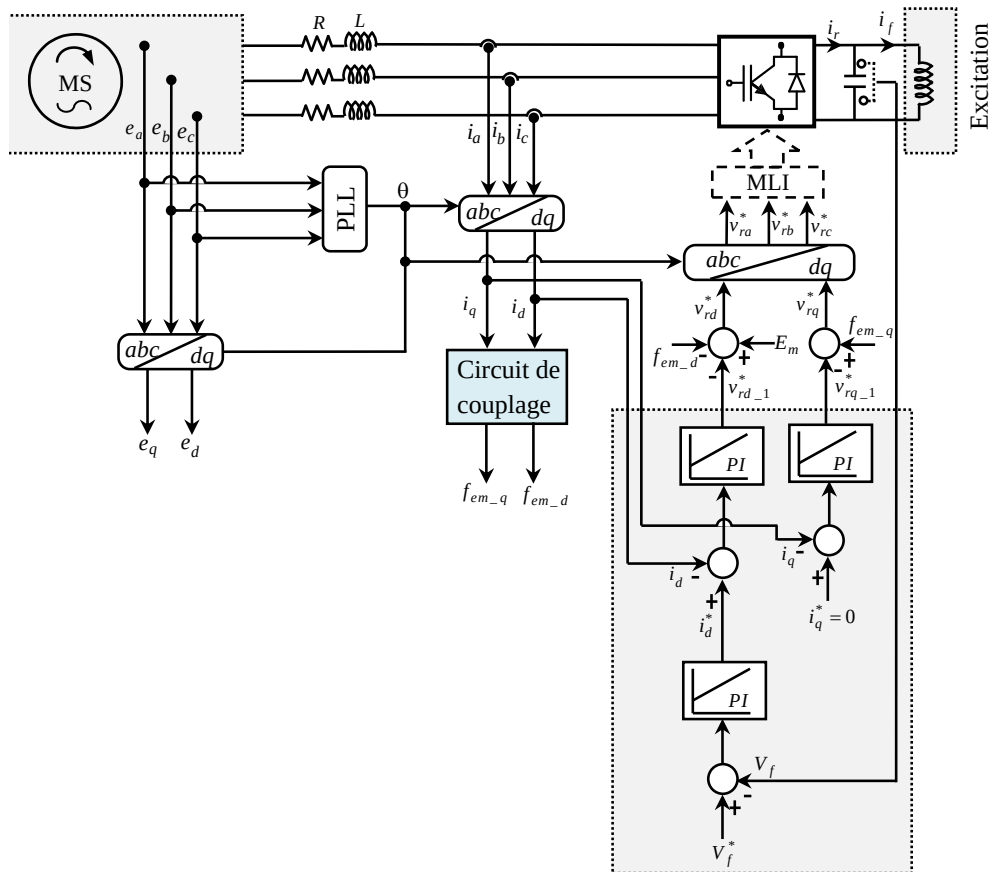


Figure IV.10. Schéma bloc fonctionnel de la commande du redresseur à MLI.

IV.4. Résultat de la commande du système hydraulique

Les figures présentées illustrent les performances d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge. L'objectif principal de la commande est d'assurer la régulation du niveau d'eau dans un réservoir de stockage malgré les variations des conditions de fonctionnement et des consignes imposées. Deux stratégies de commande sont comparées : le régulateur proportionnel-intégral (PI) et le régulateur proportionnel-intégral-dérivé (PID).

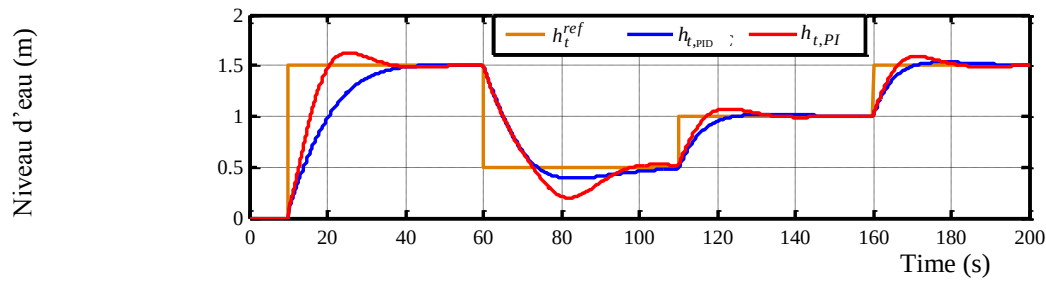


Figure IV.11. Contrôle du niveau d'eau d'un système de pompage alimenté par une éolienne à l'aide d'un régulateur PI et PID

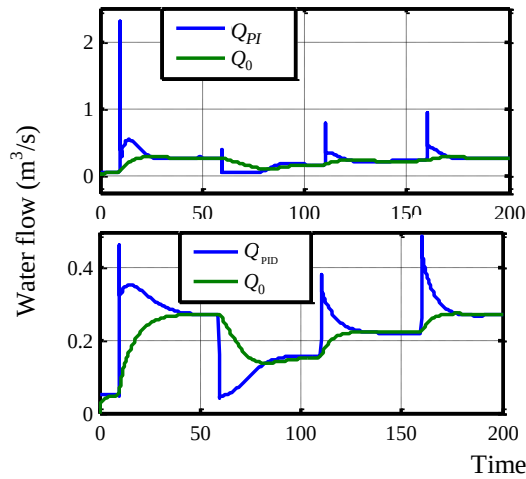


Figure IV.12. Débits d'eau d'entrée et de sortie du réservoir de stockage utilisant les commandes PI et PID

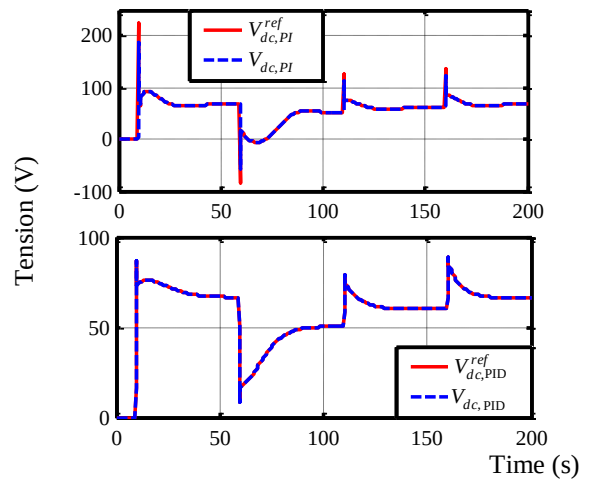


Figure IV.13. Tension du moteur à courant continu entraînant la pompe centrifuge utilisant les commandes PI et PID pour la régulation du niveau d'eau

IV.4.1. Analyse de la réponse du niveau d'eau dans le réservoir

La Figure IV.11 représente l'évolution du niveau d'eau dans le réservoir pour différentes valeurs de consigne. Les courbes montrent les réponses obtenues avec les régulateurs PI et PID.

Au démarrage du système, le niveau d'eau est initialement nul. Une première consigne de 1,5 m est appliquée. Les deux régulateurs assurent une augmentation progressive du niveau d'eau grâce à l'action de la pompe centrifuge. Cependant, des différences notables apparaissent dans la dynamique de la réponse.

Le régulateur PI présente un dépassement plus important lors de la montée vers la consigne. Ce comportement est dû à l'absence d'action dérivée capable d'anticiper l'évolution de l'erreur. Après le dépassement initial, le niveau d'eau converge progressivement vers la valeur désirée grâce à l'action intégrale qui élimine l'erreur statique.

En revanche, le régulateur PID fournit une réponse plus rapide et mieux amortie. L'action dérivée améliore significativement le comportement transitoire en réduisant les oscillations autour de la consigne. Le niveau d'eau atteint la valeur souhaitée avec un temps de réponse plus court et un dépassement plus faible.

À l'instant correspondant à une diminution brusque de la consigne, le niveau d'eau doit passer d'une valeur élevée à une valeur plus faible. Dans ce cas, les deux régulateurs assurent le suivi de la nouvelle référence. Toutefois, la commande PID permet une adaptation plus rapide du débit de pompage, ce qui réduit la durée du régime transitoire.

Lors des changements successifs de consigne observés vers 100 s puis vers 150 s, le même phénomène est constaté. La commande PID garantit une meilleure précision de suivi et une stabilisation plus rapide du niveau d'eau. Le régulateur PI reste performant mais présente généralement un temps d'établissement plus long.

Ces résultats démontrent que la commande PID améliore considérablement la qualité de la régulation en offrant un compromis satisfaisant entre rapidité, précision et stabilité.

La Figure IV.12 présente l'évolution des débits d'entrée et de sortie du réservoir sous l'action des régulateurs PI et PID.

Le débit d'entrée correspond au débit fourni par la pompe centrifuge tandis que le débit de sortie représente la consommation ou la demande hydraulique imposée au système.

Au cours du fonctionnement, les variations du niveau d'eau sont directement liées à la différence entre ces deux débits. Lorsque le débit d'entrée est supérieur au débit de sortie, le niveau d'eau augmente progressivement. À l'inverse, lorsque le débit de sortie devient supérieur au débit d'entrée, le niveau d'eau diminue.

Dans la partie supérieure de la figure, correspondant à la commande PI, on observe des pics importants du débit d'entrée lors des changements de consigne. Ces variations traduisent la nécessité pour le régulateur de corriger rapidement l'erreur de niveau. Cependant, ces pics peuvent entraîner des sollicitations mécaniques importantes de la pompe et du moteur.

Avec la commande PID, illustrée dans la partie inférieure, les variations du débit apparaissent plus progressives. L'action dérivée permet d'anticiper les changements et d'atténuer les fluctuations brusques du débit. Le système hydraulique fonctionne alors dans des conditions plus favorables, ce qui contribue à réduire les contraintes mécaniques et à prolonger la durée de vie des équipements.

Lors des changements de consigne, le débit d'entrée s'adapte rapidement afin de rétablir l'équilibre hydraulique nécessaire au maintien du niveau d'eau souhaité. La commande PID assure une meilleure coordination entre les débits d'entrée et de sortie, ce qui améliore la stabilité globale du système.

L'analyse des courbes montre également que le débit converge vers une valeur d'équilibre après chaque phase transitoire. Cette convergence confirme la stabilité des deux stratégies de commande et leur capacité à maintenir durablement le niveau d'eau autour de la consigne.

IV.4.2. Analyse de la tension du moteur à courant continu

La Figure IV.13 représente l'évolution de la tension appliquée au moteur à courant continu entraînant la pompe centrifuge.

La tension constitue la variable de commande générée par le redresseur triphasé à modulation de largeur d'impulsions (MLI). Elle agit directement sur la vitesse du moteur et, par conséquent, sur le débit de la pompe.

Au démarrage, une tension élevée est appliquée afin d'accélérer rapidement le moteur et de produire le débit nécessaire au remplissage du réservoir. Cette phase correspond à une forte demande énergétique destinée à réduire l'erreur initiale entre le niveau réel et la consigne.

Sous commande PI, la tension présente des variations relativement importantes lors des transitions. Ces variations se traduisent par des accélérations et décélérations plus marquées du moteur. Bien que le système atteigne finalement la consigne, ces fluctuations peuvent générer des pertes énergétiques supplémentaires ainsi qu'une usure accrue des composants électromécaniques.

Avec la commande PID, la tension évolue de manière plus régulière. L'action dérivée réduit les changements brusques de commande en anticipant les variations futures de l'erreur. Le moteur fonctionne alors avec une vitesse plus stable, ce qui améliore le rendement énergétique de la chaîne de conversion.

Lors des changements de consigne, la tension augmente ou diminue selon les besoins du système hydraulique. Une augmentation de la consigne nécessite une tension plus élevée afin d'augmenter le débit de la pompe, tandis qu'une diminution de la consigne entraîne une réduction de la tension appliquée au moteur.

Les résultats obtenus montrent que la commande PID permet une meilleure gestion de l'énergie électrique fournie au moteur. Cette amélioration se traduit par une réduction des oscillations de vitesse et une meilleure qualité de régulation du niveau d'eau.

IV.4.3. Influence de la commande sur les performances globales du système

L'ensemble des résultats met en évidence l'importance de la stratégie de commande dans les performances du système de pompage éolien.

Le régulateur PI présente une structure simple, facile à mettre en œuvre et largement utilisée dans les applications industrielles. Il assure une bonne précision en régime permanent grâce à l'action intégrale qui annule l'erreur statique. Cependant, ses performances peuvent être limitées lors des changements rapides de consigne ou en présence de perturbations importantes.

Le régulateur PID apporte une amélioration significative grâce à l'ajout de l'action dérivée. Cette dernière permet d'anticiper les variations de l'erreur et d'augmenter l'amortissement du système.

Les principaux avantages observés sont :

- Réduction du dépassement.
- Diminution du temps de réponse.
- Amélioration du temps d'établissement.
- Réduction des oscillations.
- Meilleure stabilité du niveau d'eau.
- Variation plus douce de la tension moteur.
- Réduction des contraintes mécaniques sur la pompe.

Dans le cadre d'un système de pompage alimenté par une éolienne, ces améliorations sont particulièrement importantes car la puissance disponible varie continuellement en fonction des conditions météorologiques. Une commande performante permet d'exploiter efficacement l'énergie produite par la génératrice tout en garantissant la satisfaction des besoins hydrauliques.

L'analyse des résultats de simulation confirme l'efficacité des régulateurs PI et PID pour la régulation du niveau d'eau d'un système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents et d'un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge. Les deux stratégies assurent le suivi des consignes et garantissent la stabilité du système. Néanmoins, le régulateur PID offre des performances supérieures en termes de rapidité, de précision et d'amortissement des oscillations. Il permet une meilleure adaptation des débits hydrauliques et de la tension moteur aux variations de la consigne, tout en réduisant les contraintes mécaniques et énergétiques. Ainsi, la commande PID constitue une solution particulièrement adaptée pour améliorer les performances globales des systèmes de pompage éoliens destinés au stockage et à la gestion de l'eau.

IV.5. Conclusion:

Dans ce chapitre, une étude détaillée de la commande du système de pompage alimenté par une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents a été réalisée. L'objectif principal était d'assurer une régulation efficace du niveau d'eau dans le réservoir de stockage à travers la commande du moteur à courant continu entraînant la pompe

centrifuge. Pour atteindre cet objectif, deux stratégies de commande, à savoir le régulateur PI et le régulateur PID, ont été mises en œuvre et évaluées à travers des simulations numériques.

Les résultats obtenus ont montré que les deux régulateurs permettent de suivre correctement les différentes consignes de niveau d'eau et de garantir la stabilité du système. Toutefois, l'analyse comparative des réponses temporelles a mis en évidence les limites du régulateur PI lors des variations rapides de consigne, notamment en termes de dépassement et de temps d'établissement. En revanche, le régulateur PID a démontré des performances supérieures grâce à l'action dérivée qui améliore l'amortissement du système et réduit les oscillations transitoires.

L'étude des débits d'entrée et de sortie du réservoir a également confirmé la capacité des deux commandes à maintenir l'équilibre hydraulique du système. Néanmoins, la commande PID assure une adaptation plus rapide et plus fluide du débit de la pompe, permettant ainsi une meilleure gestion des variations du niveau d'eau. De même, l'analyse de la tension appliquée au moteur à courant continu a montré que le régulateur PID génère une commande plus stable et mieux adaptée aux exigences de fonctionnement de la pompe centrifuge.

Ces résultats démontrent que la commande PID améliore significativement les performances dynamiques du système de pompage éolien en offrant une meilleure précision de régulation, une réduction du dépassement et une diminution du temps de réponse. Cette amélioration contribue à une exploitation plus efficace de l'énergie produite par l'éolienne et à une gestion optimale des ressources hydrauliques.

Conclusion générale

Ce travail a porté sur l'étude approfondie, la modélisation et la commande d'un système de pompage alimenté par une éolienne, basé sur l'association d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP), d'un redresseur, d'un moteur à courant continu et d'une pompe centrifuge. L'objectif principal était de concevoir une chaîne de conversion énergétique complète capable de transformer efficacement l'énergie éolienne, caractérisée par sa nature variable et intermittente, en énergie mécanique utile pour le pompage de l'eau.

Dans un premier temps, une analyse détaillée du système global a permis de mettre en évidence les différents sous-ensembles constituant la chaîne énergétique : le système aérodynamique de l'éolienne, la machine électrique (MSAP), l'étage d'adaptation et de conversion de puissance, ainsi que le moteur à courant continu entraînant la pompe centrifuge. Chaque composant a été modélisé à partir des lois fondamentales de la physique, notamment les équations électriques pour la MSAP, les équations mécaniques de rotation, ainsi que les relations hydrauliques propres à la pompe centrifuge. Cette étape de modélisation a permis d'obtenir une représentation mathématique globale du système, indispensable pour l'analyse dynamique et la conception de la commande.

Ensuite, une attention particulière a été portée à l'interaction entre les différents éléments du système. En effet, la nature couplée des phénomènes électriques, mécaniques et hydrauliques rend le système fortement non linéaire et sensible aux variations des conditions externes, notamment la vitesse du vent. Dans ce contexte, il est apparu essentiel d'assurer une bonne coordination entre la production d'énergie éolienne et la consommation par la charge hydraulique afin d'éviter les instabilités et les pertes énergétiques.

Pour améliorer les performances du système, une stratégie de commande basée sur un régulateur de type PID a été mise en œuvre. Ce correcteur a été utilisé pour assurer le suivi des références de vitesse et de puissance, tout en minimisant les erreurs en régime permanent et en améliorant la réponse dynamique. Les résultats de simulation montrent que la commande PID

permet de stabiliser efficacement le système face aux perturbations et aux variations rapides de la ressource éolienne. Elle garantit également une meilleure robustesse du système, en limitant les oscillations et en réduisant le temps de réponse.

Par ailleurs, l'intégration d'un système éolien couplé à une charge de pompage constitue une solution particulièrement adaptée aux applications isolées, notamment dans les zones rurales ou éloignées du réseau électrique. Ce type de système présente un intérêt majeur dans le cadre de la transition énergétique et de la promotion des énergies renouvelables, en réduisant la dépendance aux sources fossiles et en contribuant à la durabilité environnementale.

Cependant, malgré les performances obtenues, certaines limites peuvent être identifiées. Le contrôle basé uniquement sur un régulateur PID peut montrer ses limites face aux fortes non-linéarités du système et aux variations extrêmes de la vitesse du vent. De plus, les pertes énergétiques dans les convertisseurs et les machines électriques peuvent affecter le rendement global du système.

Enfin, ce travail ouvre plusieurs perspectives intéressantes pour des recherches futures. Il serait pertinent d'envisager l'utilisation de techniques de commande avancées telles que la commande floue, la commande prédictive ou encore les méthodes basées sur l'intelligence artificielle afin d'améliorer la robustesse et la précision du système. L'intégration d'un dispositif de stockage d'énergie (batteries ou supercondensateurs) pourrait également permettre de lisser la production éolienne et d'assurer un fonctionnement plus continu de la pompe. De même, une optimisation du système global basée sur le suivi du point de puissance maximale (MPPT) pourrait améliorer significativement l'efficacité énergétique de l'ensemble de la chaîne.

En conclusion, le système étudié représente une solution prometteuse pour l'exploitation de l'énergie éolienne dans les applications de pompage. La modélisation développée ainsi que la stratégie de commande adoptée constituent une base solide pour des améliorations futures visant à rendre ces systèmes encore plus performants, fiables et adaptés aux besoins réels des utilisateurs.

Bibliographie:

- [Abd-06] L. Abdeljalil, « Modélisation Dynamique et Commande des Alternateurs Couplés dans un réseau électrique embarqué », (Doctoral dissertation), 2006.
- [Acc-19] A. Accetta, M. Pucci, «Energy management system in DC micro-grids of smart ships: Main gen-set fuel consumption minimization and fault compensation », IEEE Transactions on Industry Applications, 55, (3), pp. 3097-3113, 2019.
- [Adk-75] B. Adkins R. G. Harley , « The general theory of alternating current machines”, Application to practical problems”, Editor. Chapman and Hall, London, 1975
- [Ais-18] T. Aissat, Z. Metsaha, « L’impact de la ligne ferroviaire électrifiée Alger/Tizi-Ouzou sur le développement économique régional » (Doctoral dissertation, Université Mouloud Mammeri), 2018.
- [Alk-08] H. Alkhatib, « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques: optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique», (Doctoral dissertation), 2008.
- [Ame-10] N. Amelon, « Contribution à la modélisation dynamique des alternateurs en vue de la simulation des réseaux embarqués ou îlotés », (Doctoral dissertation, Nantes).
- [Ami-14] U. Amin, G. Ahmad, S., Zahoor, F. Durrani, « Implementation of parallel synchronization method of generators for power & cost saving in University of Gujrat», Energy and Power Engineering, 6(10), 317, 2014.
- [And-11] A. De. Andrade, B. Sareni, X. Roboam, M. Couderc, R. Ruelland, « Conception intégrée par optimisation multicritère d’un système d’actionnement électrique pour l’aéronautique », Electroniques du futur, Belfort, 2011.
- [And-12] A. De.Andrade, A. Lesage, B. Sareni, T. Meynard, X. Roboam, R. Ruelland, M. Couderc, «Integrated optimal design for power systems of more electrical aircraft», Conférence More Electric Aircraft, Bordeaux, 2012.
- [Ang-17] J. H. Ang, C. Goh, A. A. F. Saldivar, Y., Li, « Energy-efficient through-life smart design, manufacturing and operation of ships in an industry 4.0 environment», Energies, 10(5), 610, 2017.
- [Ang-17] J. H. Ang, C. Goh, A. A. F. Saldivar, Y., Li, « Energy-efficient through-life smart design, manufacturing and operation of ships in an industry 4.0 environment», Energies, 10(5), 610, 2017.
- [Ayo-20] W. Ayoub, A. E. Samhat, M. Mroue, H. Joumaa, F. Nouvel, J. C. «Prévoitet Technology Selection For IoT-Based Smart Transportation Systems», In Vehicular Ad-hoc Networks for Smart Cities (pp. 19-29). Springer, Singapore. 2020.
- [Bar-05] F. Barruel , « Analyse et conception des systèmes électriques embarqués. Application aux réseaux de bord d'avion », (Doctoral dissertation), 2005
- [Bar-18] T.K. Barik, « Synchrophasor Based Centralized Remote Synchroscope for Power System Restoration», Virginia Tech, 2018.

- [Bau-09] B. Baumann, « Architecture et gestion d'un réseau continu maillé haute-tension pour l'aéronautique », (Doctoral dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT). 2009
- [Beh-19] F. Behrendt, «Cycling the smart and sustainable city: analyzing EC policy documents on internet of things, mobility and transport, and smart cities», Sustainability, 11(3), 763, 2019.
- [Bel-01] K. Belacheheb, «Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, l'UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport», Thèse de Doctorat, Université de-lorraine, 2001.
- [Bel-06 (a)] L. A. Belhaj, M. Ait-Ahmed, M. F. Benkhoris, « Temporal simulation of multi-sources system in embarked electrical network», IEEE International Symposium on Industrial Electronics (IS E), Montréal, ISBN 1-4244- 0497-5, 2006.