

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE AHMED. DRAIA-ADRAR  
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE



## MEMOIRE MASTER ACADEMIQUE

**Domaine :** Sciences et technologie  
**Filière :** Génie électrique  
**Spécialité :** Commande électrique

### *Thème*

# Contribution à la détection des défauts d'une génératrice asynchrone dans une chaîne de conversion d'Energie éolienne

Présentés par :

- BENBA MOHAMMED
- HALA MAROUANE ABDELAHE

Devant le Jury composé de :

<b>Dr. GUENFOUD Mohammed</b>	<b>Rapporteur</b>	<b>Université d'Adrar</b>
<b>Dr. DAHBI Hassane</b>	<b>Président</b>	<b>Université d'Adrar</b>
<b>Dr. YAICHI Mohamed</b>	<b>Examineur</b>	<b>Université d'Adrar</b>

Année Universitaire : 2021/2022



## شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذ(ة): حنوف محمد  
المشرف مذكرة الماستر الموسومة بـ: Contribution à la détection des défauts d'une génératrice asynchrone dans une chaîne de conversion d'énergie éolienne

من إنجاز الطالب(ة): سوية يا محمد

و الطالب(ة): حالة مروان عبد الله

كلية: العلوم والتكنولوجيا

القسم: علوم التكنولوجيا

التخصص: تحكم كهربائي

تاريخ تقييم / مناقشة: 2022/06/17

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم / المناقشة، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها.  
ويامكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والايكترونية (PDF).

ادرار في ..... 2022/06/28

مساعد رئيس القسم:

مصطفى رضوان

مدير مركز الأبحاث والتطوير في  
العلوم والتكنولوجيا

- امضاء المشرف:

# *Remerciement*

*Remerciements Dieu le tout puissant qui nous a aidé à réaliser  
ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier notre promoteur Dr. GUENFOUD  
Mohammed d'avoir accepté de nous encadrer et de nous  
suivre durant toute cette période.*

*Nos remerciements vont aussi aux membres du jury  
Dr. YAICHI Mohamed et Dr. DAHBI Hassane qui nous fait  
l'honneur de participer au jury de ce travail.*

*Enfin nous remercions l'ensemble, enseignants et collègues de  
notre promotion, qui nous ont aidés à réaliser ce modeste  
travail.*

HALA MAROUANE ABDELAHE@

BENBA MOHAMMED



# *Dédicace*

*Au nom de Dieu le clément et le  
Miséricordieux louange à ALLAH le  
toutPuissant.*

*Je dédie ce mémoire*

*Ames chers parents ma mère et mon père  
Pour leur patience, leur amour, leur soutien et  
leurs*

*Encouragements.*

*Ames très chers frères et  
sœurs. Ames amies et mes  
camarades.*

*Sans oublier tous les professeurs que ce soit du  
Primaire, du moyen, du secondaire ou de  
L'enseignement supérieur.*

**HALA MAROUANE ABDELAHE**

# *Dédicace*

Louange à Dieu qui est sa grâce travaille  
Au printemps nette sensibilité à la lumière de la foi qui

Éclaire mon chemin Chère mère  
À l'Envoyé dans l'espérance et éclairé moi le chemin et m'a appris que la  
vie est un Struggle

Cher père  
Je leur souhaite un prompt rétablissement

Et tous les musulmans malades A mes frères et sœurs  
Pour tous ceux qui m'ont enseigné étaient

Un enseignant ou un professeur Pour les amis et camarades de chemin  
Pour tous les parents et les proches Pour toutes ces Je dédie le fruit de ce  
Travail déposé

BENBA MOHAMMED

### Chapitre I : Etats de l'art des éoliennes

I.1 Introduction :	4
I.2 Historique des éoliennes	4
I.3 Capacité mondiale des éoliennes	5
I.4 Capacité des éoliennes en Afrique	6
I.5 Les différents types d'éoliennes	7
I.5.1 Eolienne à axe horizontal	7
I.5.2 Eolienne à axe vertical	7
I.6 Principaux composants d'une éolienne	9
I.7 Types de régulation de la puissance mécanique	11
I.8 L'éolienne à vitesse fixe	12
I.9 L'éolienne à vitesse variable	13
I.9.1 Différentes configurations d'aérogénérateurs à vitesse variable	16
I.9.2 Différentes configurations d'aérogénérateurs à vitesse variable à base de la GADA	17
I.9.2.1 GADA à énergie rotative dissipée	17
I.9.2.2 GADA à structure de Kramer	17
I.9.2.3 GADA à structure de Scherbius avec cyclo-convertisseur	18
I.9.2.4 GADA à structure de Scherbius avec convertisseurs MLI	19
I.10 Mode de fonctionnement hypo et hyper-synchrone de la MADA et la GADA	19
I.10.1 Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone	20
I.10.2 Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone	20
I.10.3 Fonctionnement en mode générateur hypo-synchrone	21
I.12 Conclusion	21
I.13 Bibliographie	22

### Chapitre II : Modélisation et simulation d'une éolienne à vitesse variable

II.1 Introduction .....	23
II.2 Conversion de l'énergie éolienne.....	24
II.2.1 Lois de BETZ.....	24
II.2.2 Production de l'énergie mécanique.....	26
II.3 Modèle du vent.....	27
II.4 Modèle de la turbine.....	27
II.4.1 Modèle aérodynamique des pales.....	27
II.4.1.a Modèle analytique du coefficient de puissance .....	28
II.4.1.b Coefficient de couple.....	30
II.4.2 Modèle du multiplicateur [06].....	30
II.4.3 Modèle de l'arbre mécanique :.....	31
II.5 Fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable :.....	32
II.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne : .....	33
II.6.1 Système d'orientation des pales (Pitch Control) : .....	33
II.6.2 Système à décrochage aérodynamique (Stall Control) :.....	34
II.7 Modèle généralisé d'une MADA .....	34
II.7.1 Mise en équation de la partie électrique dans le plan a, b, c .....	36
II.7.1.a Hypothèses simplificatrices : .....	36
II.7.1.b Modèle généralisé de la machine asynchrone dans le repère de Park : .....	38
II.7.2 Calcul du couple électromagnétique .....	42
II.8 Résultats du Simulation a vitesse variable : .....	43
II.9 Conclusion.....	46
II.10 Bibliographique.....	47

**Chapitre III : Les défaillances dans les systèmes éoliens**

II.1. Introduction.....48  
III.2. Les défaillances du contrôle électrique.....48  
III.3. Les défaillances du système d'orientation.....49  
III.4. Les défaillance de la boite de vitesse.....49  
III.5. Les défaillances du réseau .....49  
III.6. Les défaillances hydrauliques.....50  
III.7. Les défaillances des pales.....51  
III.8. Types et causes de défauts dans les génératrices électriques.....52  
III.9. Conclusion.....53

**Chapitre V : Résultats et interprétations**

IV.1Introduction.....58  
IV.2. Fonctionnement en boucle ouverte dans le cas sain.....58  
IV.3. Modèle de la machine dédiée aux défauts de rupture des barres rotorique.....61  
IV.4. Conclusion.....64  
Conclusion générale.....65



## Chapitre I

Fig I 1: Capacité mondial d'une éolienne .....	5
Fig I 2: Eolienne à axe horizontal (Modèle Fortis Montana) [05] .....	7
Fig I 3: Eolienne de type Darrieus (Wind Wall) [05] .....	8
Fig I 4: Eolienne de type Savonius (Wind Side) [05] .....	9
Fig I 5: composante d'une éolienne [06]. .....	10
Fig I 6: Eolienne à vitesse fixe.....	12
Fig I 7: Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone.....	13
Fig I 8: Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine... 14	
Fig I 9: Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur. ....	14
Fig I 10: Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA. ....	15
Fig I 11: la puissance transmise du WT en fonction de la variation de la vitesse du vent.....	28
Fig I 12: MADA à énergie rotorique dissipée.....	17
Fig I 13: MADA, structure Kramer. ....	18
Fig I 14: Structure de Scherbius avec cyclo-convertisseur .....	18
Fig I 15: Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI. ....	19
Fig I 16: Fonctionnement moteur hyposynchrone .....	20
Fig I 17: Fonctionnement moteur hypersynchrone.....	20
Fig I 18: Fonctionnement génératrice hyposynchrone.....	21

## Chapitre II

Fig II 1: Tube de courant autour d'une éolienne [03].....	24
Fig II 2: Coefficient de puissance [03].....	26
Fig II 3: Coefficient de puissance $C_p$ en fonction de $\lambda$ pour différents $\beta$ Pour $\beta=2,4,6,8$ .....	29
Fig II 4: Schéma bloc du modèle de la turbine. [10].....	31
Fig II 5: Zone de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.[10].....	33
Fig II 6: Représentation de la machine asynchrone triphasée dans l'espace électrique [13] .....	35
Fig II 7: Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique [13].....	39
Fig II 8: Transformation de Park [14].....	39
Fig II 9: Représentation des enroulements de la machine de Park. [11].....	42
Fig II 10: Schéma block d'une system eiolien.....	43
Fig II 11: L'allure de vitesse de la turbine $\Omega t$ .....	44
Fig II 12 :L'allure de vitesse de la turbine $\Omega méc$ .....	44
Fig II 13:L'allures des puissance liée à turbine $P_t$ et puissance liée à Génératrice $P_G$ .....	45

## *Chapitre III*

Fig III 1:Dents du pignon cassées à la suite d'arrêts et de démarrages de l'éolienne.....	48
Fig III 2: Bobine de générateur avec matériau isolant brulé en raison d'une tension fluctuante.....	49
Fig III 3:Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de <1MW .....	51
Fig III 4:Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de 1 à 2MW.....	52

## *Chapitre IV*

Fig IV.1 : Résultats de simulation dans le cas d'une barre rotorique cassée pour une charge de 3 N.m (50%) à t =1 sec. a) Courants statoriques ; b) FFT du courant statorique Ia ; c) Vitesse de rotation ; d) Couple électromagnétique. ....	60
Fig IV.2: Schéma bloc de Système d'insertion du nombre défauts de rupture des barres rotorique .....	61
Fig IV.3: Résultats de simulation dans le cas d'une barre rotorique cassée pour une charge de 3 N.m (50%) à t =1 sec. a) Courants statoriques ; b) FFT du courant statorique Ia ; c) Vitesse de rotation ; d) Couple électromagnétique. ....	64

## Liste des Symboles et Abréviations

### Liste de symboles

$C_p$	Le coefficient de puissance (-)
$\lambda$	Vitesse réduite ou rapport de vitesse (-)
$\lambda_{opt}$	Vitesse réduite optimale (-)
$\beta$	Angle de calage des pales de la turbine (°)
$C_t$	Le couple mécanique disponible sur l'arbre lent de la turbine (N.m)
$C_m$	Le couple mécanique sur l'arbre de la MADA (N.m)
$\Omega_t$	La vitesse de rotation de la turbine (tr/min)
$\Omega_m$	La vitesse de rotation de la MADA (tr/min)
$C_{em}$	Le couple électromagnétique de la MADA (N.m)
$C_g$	Couple issu du multiplicateur (N.m)
$C_f$	Couple résistant dû aux frottements (N.m)
$K$	Constante positive du FMV
$K_i$	gain intégral du contrôle des puissances statoriques
$K_p$	gain proportionnel du contrôle des puissances statoriques
$f$	Coefficient de frottement total du couplage mécanique
$J$	l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice (Kg.m <sup>2</sup> )
$G$	Le gain du multiplicateur
$g$	Le glissement

## Liste des Symboles et Abréviations

$R_s$	Résistance d'une phase statorique ( $\Omega$ )
$l_s$	Inductance propre d'une phase statorique (H)
$R_r$	Résistance d'une phase rotorique ( $\Omega$ )
$l_m$	Inductance propre d'une phase rotorique (H)
$M$	Inductance magnétisante (H)
$M_s$	L'inductance mutuelle entre deux phases statoriques (H)
$M_r$	L'inductance mutuelle entre deux phases rotoriques (H)
$M_{sr}$	Inductance mutuelle stator par apport au rotor(H)
$M_{rs}$	L'inductance mutuelle rotor par apport au stator (H)
$V_{sabc}, V_{rabc}$	Les tensions triphasées statoriques et rotoriques (V)
$i_{sabc}, i_{rabc}$	Les courants triphasés statoriques et rotoriques (A)
$\Phi_{sabc}, \Phi_{rabc}$	Les flux triphasés à travers les enroulements statoriques et rotoriques (wb)
$p$	Nombre de pair de pôles (-)
$\theta$	L'angle entre l'axe rotorique $A_r$ et l'axe statorique $A_s$ ( $^\circ$ )
$\theta_r$	L'angle entre l'axe rotorique $A_r$ et l'axe direct $u$ ( $^\circ$ )
$\theta_s$	L'angle entre l'axe statorique $a_s$ et l'axe direct $u$ ( $^\circ$ )
$\omega_r$	Pulsation des courants rotorique (rd/s)
$\omega_s$	Pulsation des courants statorique (rd/s)
$\omega_n$	La vitesse angulaire nominale de la machine (rd/s)
$\omega_m$	Pulsation du rotor de la MADA (rd/s)

## Liste des Symboles et Abréviations

$f_r$ et $f_s$	Fréquence des courants rotorique et statorique (Hz)
$V_s$ et $V_r$	Tension simple statorique et rotorique (V)
$V_{sd}, V_{sq}$	Les tensions triphasées statoriques exprimées dans le repère de Park respectivement sur les axes d et q (V)
$V_{rd}, V_{rq}$	Les tensions triphasées rotorique exprimées dans le repère de Park respectivement sur les axes d et q (V)
$I_r$	Valeur efficace des courants rotoriques de la MADA (A)
$I_s$	Valeur efficace des courants statoriques de la MADA (A)
$i_{sd}, i_{sq}$	Les courants triphasés statoriques exprimés dans le repère de Park respectivement sur les axes d et q (A)
$i_{rd}, i_{rq}$	Les courants triphasés rotorique exprimés dans le repère de Park respectivement sur les axes d et q (A)
$\varphi_{sn}$	est le flux statorique nominal (wb)
$\Phi_{sd}, \Phi_{sq}$	Flux statorique dans le repère de Park sur les axes d et q (wb)
$\Phi_{rd}, \Phi_{rq}$	Flux rotorique dans le repère de Park sur les axes d et q (wb)
$\Phi_{r\alpha}, \Phi_{r\beta}$	Flux rotorique diphasé dans le repère ( $\alpha, \beta$ ) (wb)
$\Phi_{s\alpha}, \Phi_{s\beta}$	Flux statorique diphasé dans le repère ( $\alpha, \beta$ ) (wb)
$\sigma$	Coefficient de dispersion de Blondel (-)
$P_s$	La puissance active statorique (W)
$P_r$	La puissance active rotorique (W)
$\Delta P_s$	Largeur de la bande à hystérésis de la puissance active (W)
$\Delta Q_s$	Largeur de la bande à hystérésis de la puissance réactive (Var)

## Liste des Symboles et Abréviations

$Q_s$	La puissance réactive statorique (VAR)
$P_{s-ref}$	La puissance active statorique de référence (W)

### ***ABREVIATIONS***

GADA	Génératrice asynchrone à double alimentation
MADA	Machine asynchrone à double alimentation





---

# Introduction Générale

L'énergie éolienne est aujourd'hui la solution la plus avantageuse pour la production de l'électricité en termes d'économie. L'éolienne est devenue un emblème de la transition écologique. À cause de la demande progressive d'énergie et contraintes posées par les énergies fossiles, différentes solutions de relève ont été proposées. Certains pays ont mené une politique orientée vers le nucléaire alors que d'autres ont massivement utilisé les énergies renouvelables avec l'adoption de l'éolien. Des études très poussées sont en cours dans le domaine de la fusion des noyaux atomiques qui, éventuellement, pourraient être une solution énergétique du futur, mais l'avenir de cette filière et encore moins son avènement ne sont assurés.

Depuis des siècles, l'énergie éolienne a été utilisée pour fournir un travail mécanique. En 1888, *Charles F. Brush* construit une petite éolienne pour alimenter sa maison en électricité, avec un stockage par batteries. En 1890, le météorologiste danois *Poul la Cour*, a développé pour la fois une éolienne « industrielle » génératrice d'électricité. 20 ans après, il inventa l'éolienne *Lykkegard*, dont il aura vendu 72 exemplaires en 1908.[1]

Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur mondial avec une production de 14.6 GW en 2003, l'Espagne est au deuxième rang avec 6.4 GW et les USA au troisième rang avec 6.3 [2].

En Algérie, on a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s, voir carte des vents). Cette énergie convient tout à fait pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. [3]

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse aux techniques de diagnostic de défauts de la machine asynchrone dans une chaîne de conversion d'énergie éolienne. Pour cela une modélisation de la génératrice asynchrone est nécessaire afin de simuler à la fois les défauts statorique et rotorique de la machine asynchrone dans une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

Ce mémoire, est composé de quatre chapitres : Dans le premier chapitre nous allons présenter un état de l'art des éoliennes. Dans le deuxième chapitre nous présenterons la simulation et la modélisation du système éolien. Dans le troisième chapitre, les défaillances dans les systèmes éoliens sont présentés. Le dernier chapitre résume les résultats de simulations et leurs interprétations.

Ce travail sera terminé par une conclusion générale.

## Références

- [1] Hansen, H. C. (1985). Poul la Cour. *Grundtvigianer, opfinder og.*
- [2] Redjem, R. (2009). Etude d'une chaine de conversion d'energie eolienne.
- [3] GOURARI, B., & ANTEURI, D. (2016). Projets d'énergies solaire photovoltaïque dans le développement durable de l'agriculture dans la région de Bourdj Bou arredj (enjeux, concept et méthodologie).

---

# Etats de l'art des éoliennes

## I.1 Introduction :

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante.

## I.2 Historique des éoliennes

L'énergie éolienne est l'une des premières formes d'énergie employée par l'homme. Elle fut utilisée pour la propulsion des navires ensuite pour les moulins à céréales. La première utilisation connue de l'énergie éolienne remonte à 2000 ans avant J-C. Les Babyloniens avaient conçu à cette époque tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie en faisant usage de la puissance du vent. Ce n'est qu'au moyen âge que les moulins à vent furent introduits en Europe pour moudre le blé et assécher les terres inondées au Pays-Bas [1]. En 1890, Paul La Cour a eu l'idée d'associer une turbine éolienne à une génératrice. Cette application a évolué en termes de puissance et de rendement durant le 20ème siècle et jusqu'au début du 21ème. Elle fut utilisée à travers le monde notamment dans les zones isolées telles que les îles du pacifique.

Les Pays-Bas se sont avérés les leaders incontestés dans les domaines de la construction des éoliennes (50% des éoliennes du monde sont de fabrication Hollandaise) [2].

La crise pétrolière de 1973 a alerté les états non producteurs d'énergie fossile sur la nécessité du développement de l'énergie éolienne. En 2006 l'Algérie a décidé de se doter de la technologie éolienne en implantant la première ferme éolienne à Tindouf. Elle aura une puissance de 50 MW et, d'ici 2015, 5% des besoins algériens en électricité seront assurés par les énergies renouvelables dont l'énergie éolienne [2].

### I.3 Capacité mondiale des éoliennes

L'énergie éolienne représente une ressource énorme. Plus de 159 GW éoliens étaient installés dans le monde fin 2009 et qui contribuent à hauteur de 340 TWh/an à la production mondiale d'électricité, l'équivalent de la demande totale en électricité de l'Italie, septième économie mondiale, et égale 2 % de la consommation électrique mondiale. Dans certains pays et certaines régions, l'éolien est devenu une des principales sources d'électricité, les parts les plus élevées étant : Danemark (20 %), Portugal (15 %), Espagne (14 %) et Allemagne (9 %) [3].

En matière d'installation, l'Europe représente plus de 47% de la capacité éolienne totale installée dans le monde. En Afrique, l'ensemble des éoliennes installées en 2009 représente 770 MW (0.5 % de la capacité éolienne mondiale totale) avec seulement 0,5 MW installée en Algérie en 2009 (81<sup>ème</sup> position). L'année 2019 a été une année de croissance pour l'éolien au niveau mondial, avec l'installation de nouvelles éoliennes totalisant 60,4 GW de capacité, soit 19% de plus qu'en 2018[3].

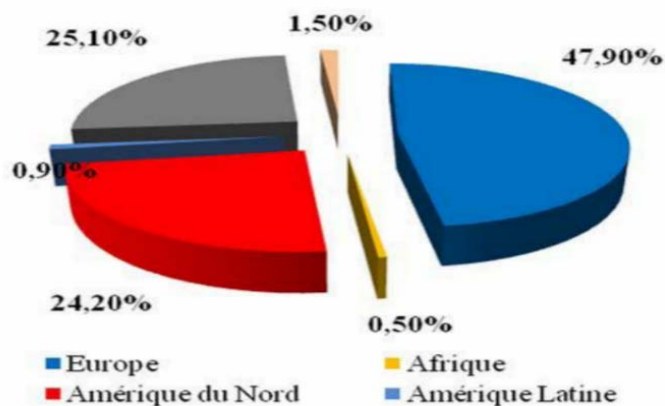


Fig. I.1: Capacité mondial d'une éolienne [3].

Les cinq principaux marchés mondiaux en 2019 pour les nouvelles installations étaient la Chine, les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Inde et l'Espagne, avec à eux seuls 70% des nouvelles installations mondiales en 2019. Mais le classement des cinq pays ayant le plus de capacité éolienne cumulée reste toutefois inchangé : la Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde et l'Espagne, qui représentent ensemble 72% du parc éolien mondial [3].

#### **I.4 Capacité des éoliennes en Afrique**

Le plus grand parc éolien d'Afrique vient d'être inauguré sur la rive est du lac Turkana, au nord du Kenya, à la lisière de la frontière éthiopienne. Baptisé Lake Turkana Wind Power, il dispose de 365 éoliennes d'une capacité de 850 kWh chacun. Ce projet de 680 millions de dollars (600 millions d'euros) représente le plus grand investissement privé de l'histoire du Kenya.

« Aujourd'hui, nous avons à nouveau haussé la barre pour le continent alors que nous inaugurons le plus grand parc éolien » d'Afrique, a déclaré le président Kenyatta. « Sans aucun doute, le Kenya est en train de devenir un leader mondial en matière d'énergie renouvelable », a-t-il ajouté au moment d'inaugurer ce projet qui a connu de nombreux contretemps, notamment lors des négociations en amont de la construction et pour la connexion du parc éolien au réseau électrique [4].

Comme le montre l'Atlas Eolien Mondial, les alizés de l'Atlantique s'étendent loin à l'intérieur du Sahara. La production annuelle d'électricité éolienne pouvant être produite à partir de parcs éoliens dans cette région peut atteindre 0.1 à 0.15 TWh/km<sup>2</sup>. Sur la côte saharienne une densité de 7 MW/km<sup>2</sup> de puissance installée suffirait à produire 0.028 TWh/km<sup>2</sup> par an.

Etant donné que la côte désertique du Maroc jusqu'au Sénégal s'étend sur plus de 2000 kilomètres, une densité de moins de 4 MW/km<sup>2</sup> de puissance installée sur une partie de ce territoire, suffirait à produire plus de 11000 TWh/an.

Cette production dépasse la consommation en électricité des pays de l'Union Européenne estimée à 3200 TWh [5].



### I.5 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

#### I.5.1 Eolienne à axe horizontal

Elles sont similaires aux éoliennes que l'on rencontre actuellement sur les fermes éoliennes. Les caractéristiques des éoliennes à axe horizontal sont les suivantes : de petite taille, de 5 à 20 m avec un diamètre compris entre 2 et 10 m, et avec une production pouvant aller jusqu'à 20 kW.



Fig. I. 2: Eolienne à axe horizontal (Modèle Fortis Montana) [5]

#### I.5.2 Eolienne à axe vertical) [6]

Elles ont été conçues pour s'adapter au mieux avec les contraintes engendrées par les turbulences du milieu urbain comme décrit ci-dessus. Grâce à ce design, elles peuvent fonctionner avec des vents provenant de toutes les directions et sont moins soumises à ces perturbations que les éoliennes à axe horizontal. Elles sont relativement silencieuses et peuvent facilement s'intégrer au design des bâtiments. Leurs faiblesses résident principalement dans la faible maturité du marché (coûts d'investissement élevés) et leur coefficient de puissance inférieur à celui offert par les turbines à axe horizontal. En raison de leur petite taille, l'énergie produite reste faible. Ces éoliennes trouvent donc leur place essentiellement dans le milieu urbain.

## Eolienne à axe horizontal ou à axe vertical ?

En milieu urbain, la vitesse du vent et sa direction sont imprévisibles, surtout près des bâtiments. Là où la turbulence ne peut être évitée, les éoliennes à axe vertical peuvent plus facilement capter le vent. D'autre part, les éoliennes peuvent être classées selon leur caractéristique aérodynamique. Les éoliennes à axe horizontal fonctionnent avec la portance alors que les éoliennes à axe vertical utilisent soit la traînée (Savonius) soit la portance (Darrieus). L'éolienne de modèle Darrieus se caractérise par la forme en C de ces pales qui rappelle vaguement un batteur. Elle est normalement constituée de deux ou trois pales. Il existe différents types de machine utilisant ce principe : conique, cylindrique ou parabolique. L'éolienne peut être fixée par des haubans. L'éolienne Wind Wall est un exemple de machine Darrieus alors que le modèle Turby est connu pour être basé sur un design Darrieus modifié [5].



Fig. I.3: Eolienne de type Darrieus (Wind Wall) [5]

L'éolienne de modèle Savonius utilise la traînée différentielle entre les aubes constituées de parties cylindriques en opposition. Un couple se crée mettant alors le générateur en mouvement. La vitesse de démarrage de ces machines est plutôt basse, autour de 2 m/s ( $\lambda \sim 0.5$ ) [5]. Les éoliennes à axe vertical s'adaptent particulièrement bien aux effets de la turbulence.

De plus, ce design ne fait pas beaucoup de bruit et finalement convient bien au milieu urbain. En revanche, ce concept est fortement pénalisé par son coefficient de puissance ( $C_p \text{ max} \sim 0.2$ ) [5].



Fig. I. 4: Eolienne de type Savonius (Wind Side) [5]

En conclusion, en termes de coûts, les éoliennes à axe horizontal sont à l'heure actuelle moins chères que les éoliennes à axe vertical et connaissent également de meilleurs rendements énergétiques. Cependant, les éoliennes à axe horizontal posent quatre problèmes qui sont moins cruciaux pour les éoliennes à axe vertical : le bruit, les vibrations, la sécurité, l'orientation du flux éolien et sa variation.

### I.6 Principaux composants d'une éolienne) [6]

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux :

- **Le mât (la tour)**, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. 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 un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW : diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur).

• **La nacelle**, regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.

Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

• **Le rotor**, formé par les 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 de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

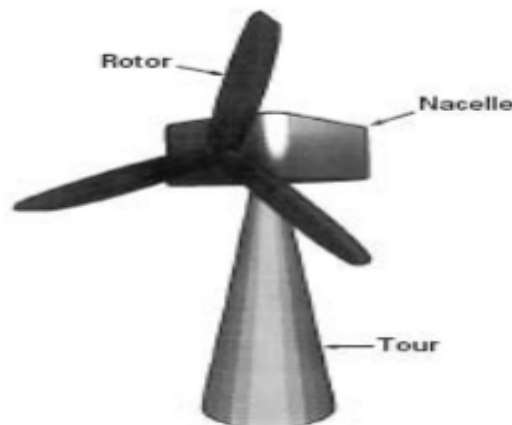


Fig. I. 5: composante d'une éolienne [6].

Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût.

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé (La société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe).

Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire) [6].

### **I.7 Types de régulation de la puissance mécanique**

L'objectif de cette régulation est double, d'une part de protéger l'éolienne des vents forts et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale  $P_n$  à une vitesse de vent nominale  $V_n$ , au-delà de cette vitesse les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et de ne pas produire au-delà d'une vitesse maximale  $V_{max}$  qui pourrait endommager la turbine) [7]. Ils existent plusieurs systèmes de régulation de vitesse pour la turbine, on s'intéressera pour notre part aux systèmes les plus couramment utilisés à savoir :

- **Le système « pitch »**

La régulation active par vérins hydrauliques, dite aussi "pitch control", consiste à faire varier l'angle de calage des pales pour profiter au maximum du vent instantané et limiter la puissance pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale. En général, le système de régulation pivote les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent pour que les pales soient toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent, de façon à extraire la puissance maximale à tout moment. Ce système permet de limiter la puissance en cas de vent fort.

- **Le système « stall »**

Dans le cas de la régulation aérodynamique passive, appelée aussi "stall control", les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Elles sont conçues spécialement pour subir des décrochages lors de vents forts. Le décrochage est progressif lorsque le vent atteint sa vitesse critique. En comparaison avec le pitch, le stall a pour avantage l'absence des pièces mobiles et de système de régulation dans le rotor (système de contrôle d'angle de calage). La construction est donc plus simple et moins coûteuse. Par contre la puissance active n'est pas contrôlable) [7].

- **Le système « stall actif »**

Le système "stall actif" est la combinaison des deux systèmes décrits précédemment, il est utilisé pour les machines de très forte puissance. Le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à un dispositif permettant un débattement des pales contre le vent.

L'orientation des pâles étant très réduite, le dispositif mécanique est technologiquement plus simple et moins coûteux) [7].

### I.8 L'éolienne à vitesse fixe) [8]

Les premiers modèles d'éoliennes commercialisées ont été équipées d'une machine asynchrone à cage couplée directement au réseau électrique ; qui est entraînée par un multiplicateur à une vitesse qui sera maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pâles.

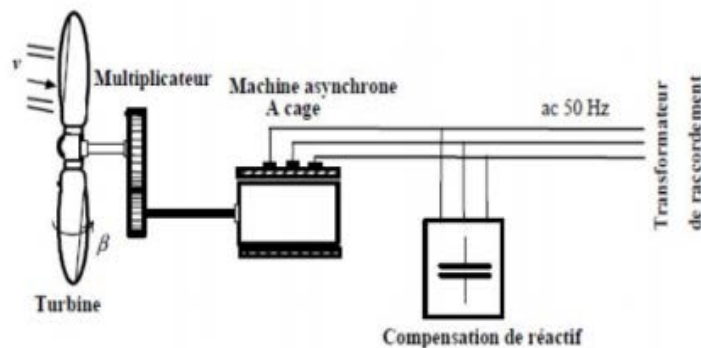


Fig. I. 6: Eolienne à vitesse fixe. [8]

La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines des parties de ces turbines éoliennes se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes. On pourra en conséquence observer une sérieuse variation de la puissance électrique générée, en présence de rafales de vent. Pour pallier au problème de vents violents, certaines modèles sont équipées d'un système à décrochage aérodynamique des pâles dit « Stall control ». La structure de ces éoliennes présente des inconvénients tels que [8]:

- La nécessité d'un dispositif consommateur d'énergie réactive à la magnétisation de la machine asynchrone,
- La présence de bruyance, à cause de la modification du système d'orientation des pâles,
- Les variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pâles pour garder une vitesse constante,



- L'impossibilité de réglage de la puissance générée.

## I.9. L'éolienne à vitesse variable

### I.9.1 Système basé sur les machines asynchrones

Il existe plusieurs variantes d'éoliennes à vitesse variable, La configuration de la figure (I.7) est basée sur une machine asynchrone à cage pilotée au stator de manière à fonctionner à vitesse variable, par des convertisseurs statiques. La machine est couplée à la turbine via un multiplicateur, sa vitesse de rotation est maintenue constante grâce au système mécanique d'orientation des pales.

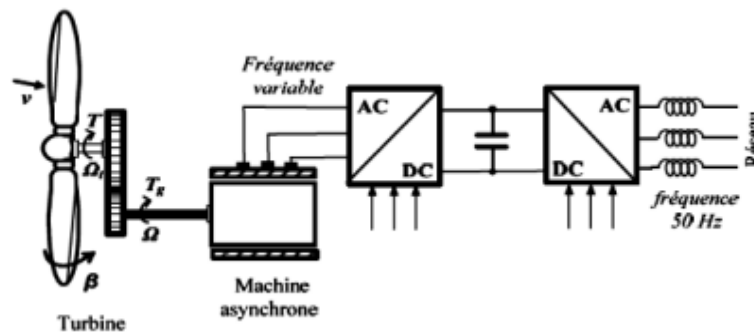


Fig. I. 7: Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone. [7]

### I.9.2 Système basé sur les machines synchrones

Il existe deux possibilités de coupler la machine synchrone à la turbine :

#### • Couplage direct

Certains constructeurs se sont spécialisés dans la réalisation d'éoliennes basées sur des machines synchrones à rotor bobiné couplées directement à la turbine, et ayant un grand nombre de paires de pôles. Des convertisseurs de puissance doivent être dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice.

L'avantage de ce système étant d'éviter l'installation du multiplicateur, source de bruit. L'inconvénient d'utilisation des bagues et de balais serait exclu, si la génératrice était à aimants permanents. L'ennui de cette structure, est qu'elle nécessite pour une connexion au réseau

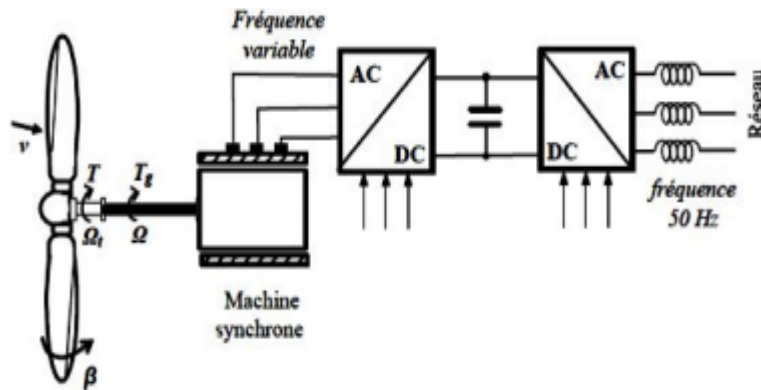


Fig. I. 8: Eolienne à vitesse variable directement couplée à la turbine [7].

#### • Couplage via un multiplicateur

On trouve également chez certains constructeurs des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, ces machines fonctionnent à vitesse variable. Elles débitent généralement sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées comme le montre la Figure ci-dessous [8].

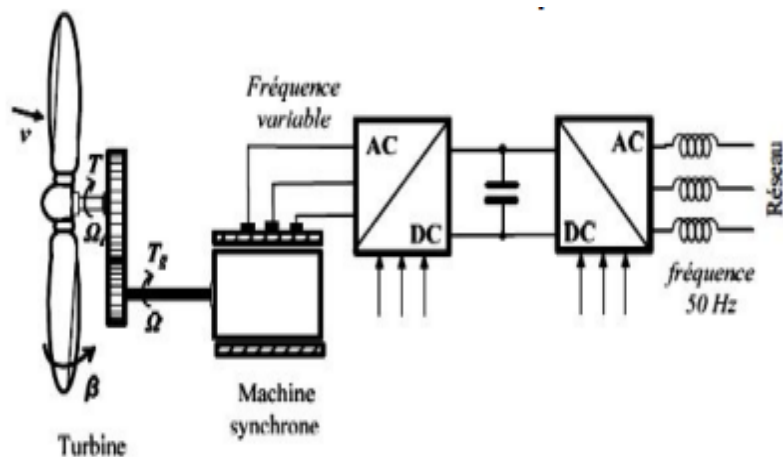


Fig. I. 9: Eolienne à vitesse variable couplée à la turbine via un multiplicateur [8].

### I.9.3 Système basé sur les machines asynchrones doublement alimentées

Une des configurations qui se développe dans le marché des turbines éoliennes est sans doute machine asynchrone doublement alimentée, utilisée en génératrice (GADA).

Le stator est relié directement au réseau, tandis ce que le rotor est connecté via un convertisseur de tension en « back-to-back », utilisé comme variateur de fréquence. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement.

Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor. Les avantages de cette configuration sont [9] :

- Aptitude de réguler la puissance réactive, par conséquent un découplage de la commande des puissances active et réactive peut se réaliser.
- Magnétisation à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire.
- La taille du convertisseur n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme.
- Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins couteux.

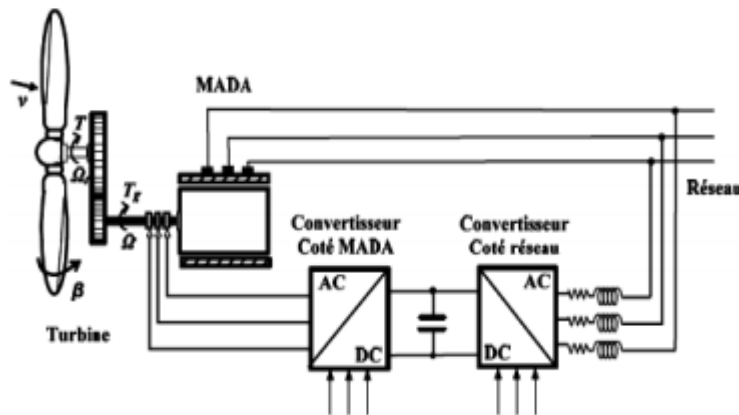


Fig I. 10: Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [8].

### I.9.1 Différentes configuration d'aérogénérateurs à vitesse variable

Les travaux de WT à vitesse variable dans quatre zones de fonctionnement sont indiqués sur la figure ci-dessous, qui représente la puissance transmise du WT en fonction de la variation de la vitesse du vent.

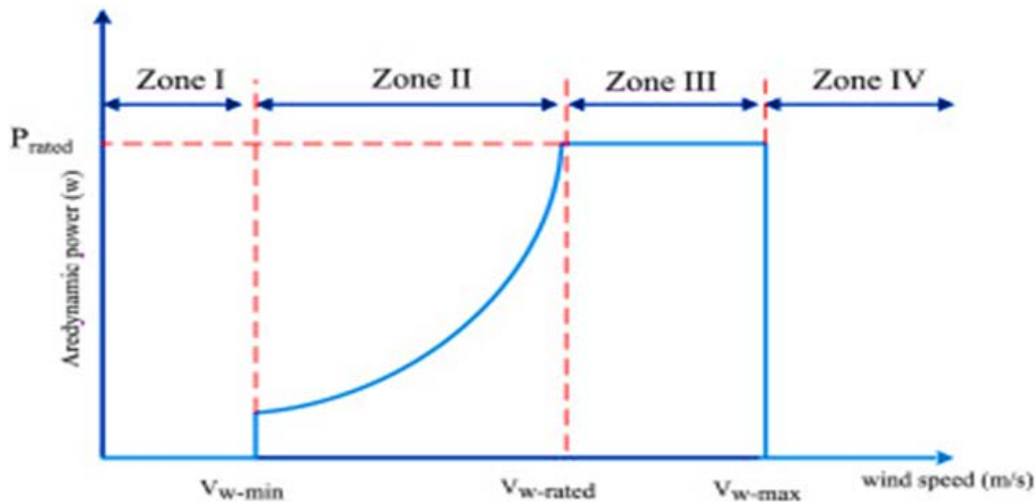


Fig. I.11: la puissance transmise du WT en fonction de la variation de la vitesse du vent [9]

- Zone I : Le vent n'est pas assez puissant pour démarrer le WT ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique ne sont pas disponibles à ce niveau.
- Zone II : Le vent est à sa vitesse minimale requise pour démarrer le WT. Le WT fonctionnera en mode MPPT et la puissance de sortie augmentera avec la vitesse du vent.
- Zone III : La vitesse du vent atteint des valeurs supérieures à sa vitesse nominale  $V_n$ . La vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales pour éviter tout dommage au système.
- Zone IV : Dans cette région, la vitesse du vent devient trop élevée. Un dispositif d'urgence est nécessaire pour arrêter le WT (aucune énergie électrique n'est produite) et le mettre en mode veille pour éviter tout dommage.

## I.9.2 Différentes configurations d'aérogénérateurs à vitesse variable à base de GADA [10].

### I.9.2.1 GADA à énergie rotorique dissipée

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la fig. I.12. Le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. L'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotorique dans les éléments résistifs.

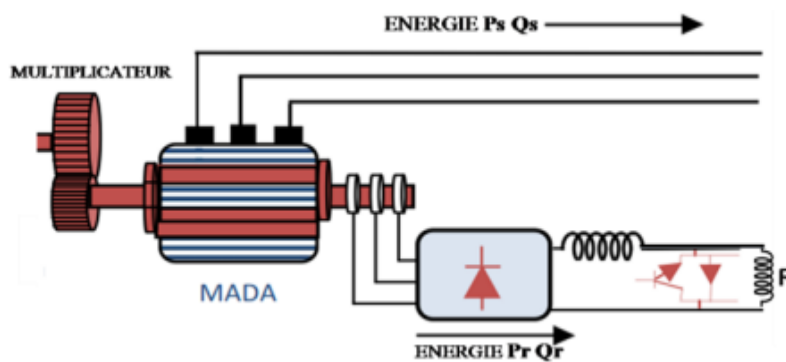


Fig. I. 12 : MADA à énergie rotorique dissipée [10].

### I.9.2.2 GADA à structure de Kramer [10]

Pour augmenter le rendement de la structure du système précédent, cette structure. Pour améliorer la structure du système précédent, tout en réduisant les pertes d'énergie, le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau. L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Afin de respecter cette contrainte, le glissement est maintenu inférieur à 30%. L'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau) donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au synchronisme. Cette solution n'est plus utilisée au profit de la structure de Scherbius avec convertisseurs à IGBT.

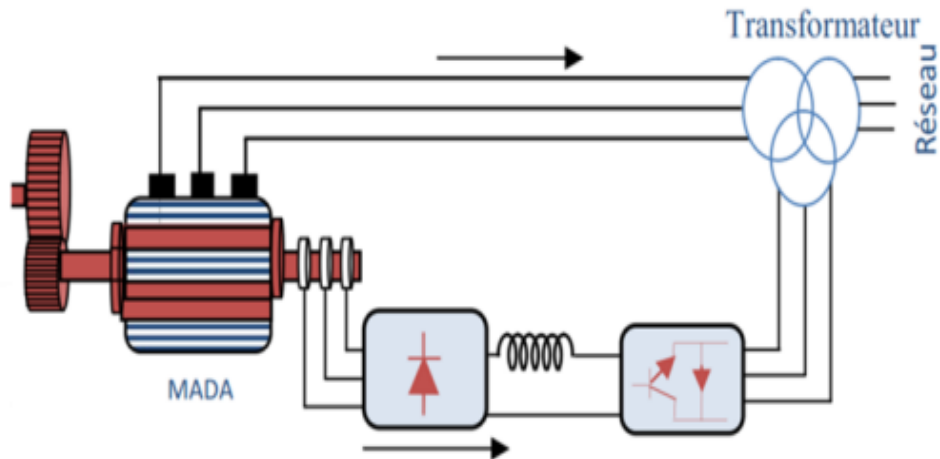


Fig. I.13: MADA, structure Kramer [9].

### I.9.2.3 GADA à structure de Scherbius avec cyclo-convertisseur) [10]

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, cette topologie consiste à remplacer l'association redresseur-onduleur par un cyclo-convertisseur. La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la Kramer. Cette variation peut être positive (fonctionnement hypo-synchrone) ou négative (fonctionnement hyper-synchrone). Comme dans le cas de la machine brushless, ce système est avantageux s'il permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. L'inconvénient de cette structure est la génération des perturbations harmoniques importantes qui diminue le facteur de puissance du dispositif

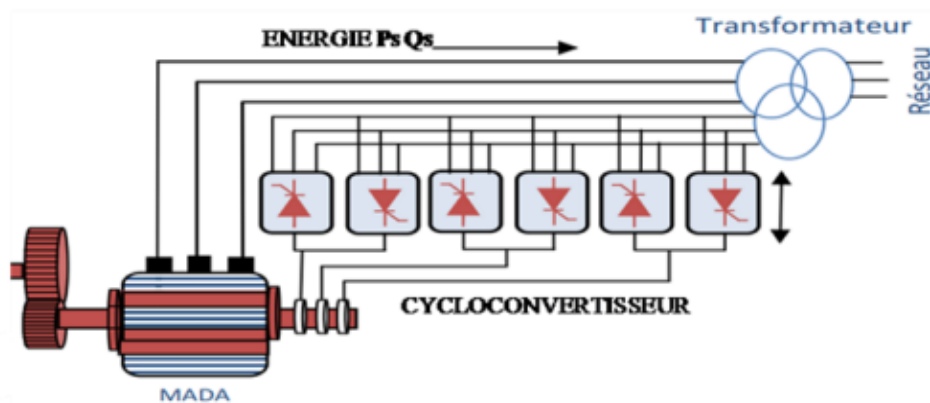


Fig. I. 14 : Structure de Scherbius avec cyclo-convertisseur [10]



### I.9.2.4 GADA à structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Une autre structure intéressante figure suivant utilise deux ponts triphasés d'IGBT commandables à l'ouverture et à la fermeture et leur fréquence de commutation est plus élevée que celle des GTO. Le gain se répercute sur des perturbations moins importantes (rejet des premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées par la commande MLI). En plus la bidirectionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hyper et hypo synchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau [11].

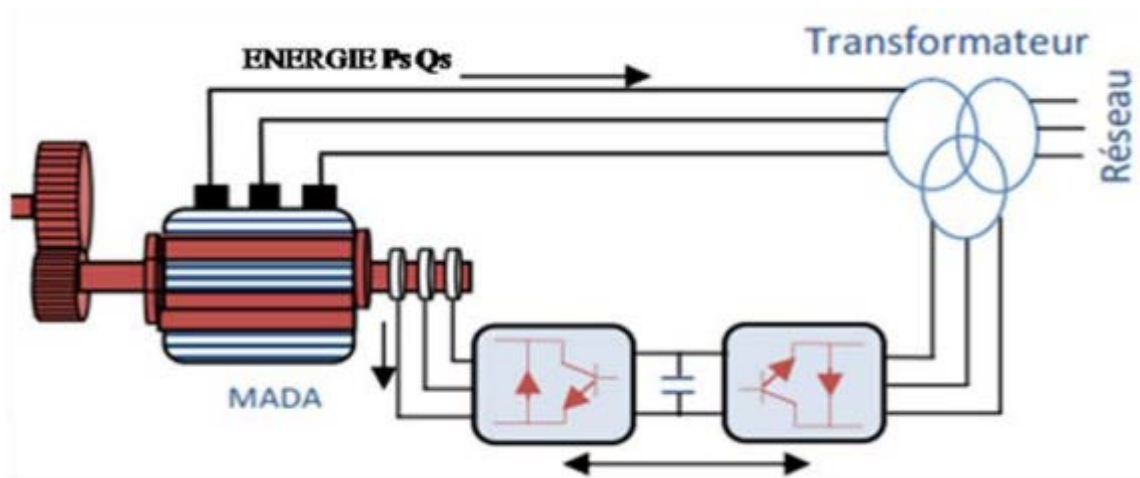


Fig. I. 15 : Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI. [11]

### I.10 Mode de fonctionnement hypo et hyper-synchrone de la MADA et la GADA

En générale, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, mais la différence avec les autres types de machine réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur. En effet nous savons qu'une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au-dessus pour être en générateur. Par contre dans le cas de la MADA, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper synchronisme ou en hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur.

### I.10.1 Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone

La figure (I. 16) représente le mode de fonctionnement d'un moteur *hypo synchrone*. La puissance est fournie par le dispositif d'entraînement, une partie de la puissance transitant par le stator est ré absorbés par le rotor.

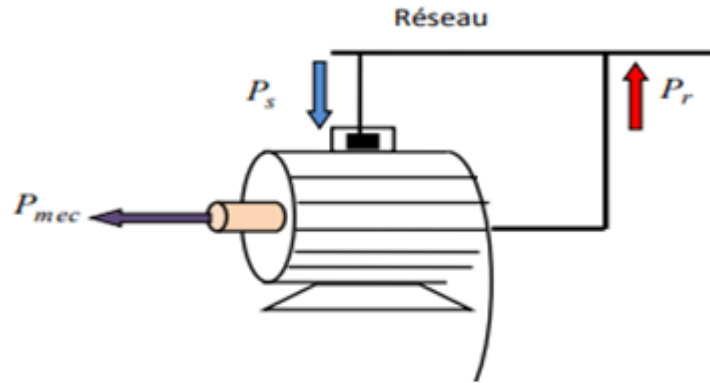


Fig. I. 16 : Fonctionnement moteur hypo synchrone [10]

### I.10.2 Fonctionnement en mode moteur hyper- synchrone

Dans ce mode la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine par la turbine éolienne est transmis au réseau aux pertes

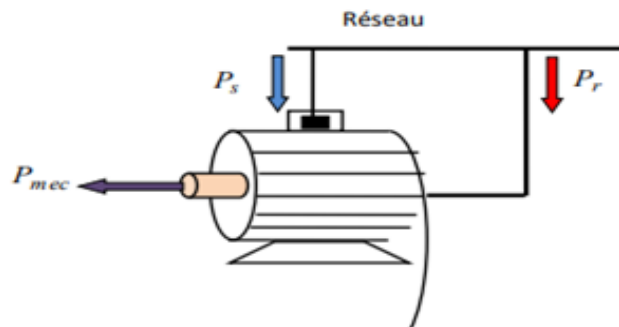


Fig. I. 17 : Fonctionnement moteur hyper synchrone. [10]

### I.10.3 Fonctionnement en mode générateur hypo-synchrone

Le fonctionnement en mode hypo synchrone du moteur est réalisé lorsqu'il s'agit d'une plage de réglage de vitesse s'étendant de la vitesse de synchronisme La figure (c) montre que la puissance est fournie par le réseau au stator ; la vitesse de rotation est inférieure au synchronisme, "la puissance de glissement" est renvoyée sur le réseau via les convertisseurs connectés au rotor, c'est la cascade hypo synchrone [11].

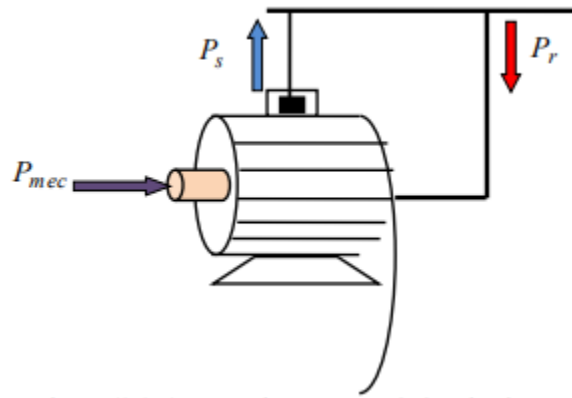


Fig. I. 18 : Fonctionnement génératrice hypo synchrone. [10].

### I.12 Conclusion

Après avoir montré les différentes génératrices (machines) utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. La suite de ce travail est principalement consacrée à la modélisation de la chaîne de conversion éolienne.

**Bibliographies**

- [1] P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi, "The History and State of Art of Variable Speed Wind Turbine Technology", NREL/TP-500-28607, Février 2001.
- [2] Chabot, B., & Buquet, L. (2006). Le développement de l'énergie éolienne en France en 2005. *DEWI Magazin*, (29).
- [3] Y. BENCHERIF. « Modélisation et commande d'une machine asynchrone à double [4]
- [4] Berahab, R. (2019). Energies Renouvelables en Afrique : Enjeux, Défis et Opportunités/ Renewable Energy in Africa: Issues, Challenges and Opportunities.
- [5] Elamouri, M., & Amar, F. B. LES PARCS EOLIENS AU NORD AFRICAIN.
- [6] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, "Eoliennes" technique de l'ingénieur traité génie mécanique, BM 4640, N° de volume : BL3.
- [7] Aimene, M., Payman, A., & Dakyo, B. (2014, July). Commande par platitude d'un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable connectée au réseau. In *Symposium de Génie Électrique 2014*.
- [8] J. Martin, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.
- [9] B. Multon, X. Roboam, B. DAKYO, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, « A aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, D3 960.
- [10] L. Khettache, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique à double alimentation » mémoire de magister, université de Batna, 2007.
- [11] M. Siddo, Etude du Générateur Asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne. Mémoire d'ingénieur en électrotechnique. Université El-Harrach, Algérie, 2007.

## Chapitre

## 2

---

# Modélisation et simulation d'une éolienne à vitesse variable

## II.1 Introduction

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années [1]. Parmi ces sources d'énergies, les générateurs éoliens occupent une place particulière. En effet d'une part, l'énergie éolienne est appelée à se développer fortement dans de nombreuses régions, et d'autre part, cette énergie très fluctuante, du fait d'importantes variations de la vitesse du vent, peut affecter significativement la qualité de la tension et du courant dans le réseau ou elle est injectée.

L'intérêt porté à la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) ne cesse de croître surtout dans le domaine des énergies renouvelables. En effet, dans le domaine éolien, la GADA présente bien des avantages : le convertisseur lié à l'armature rotorique est dimensionné au tiers de la puissance nominale du rotor, les pertes dans les semiconducteurs sont faibles, etc. [2].

L'avènement de l'électronique de puissance a eu un impact majeur sur le monde industriel au cours des dernières décennies. Cet avènement s'est produit par l'arrivée sur le marché des composants d'électronique de puissance, tels que les thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance. Ces

composantes ont permis le développement de convertisseurs statiques de grande puissance qui permettent la conversion de la puissance électrique d'une forme quelconque à une autre forme. Ces convertisseurs apportent un progrès considérable au niveau des procédés industriels.

L'utilisation de ces convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique participe à détériorer la 'qualité' du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes consomment des courants non sinusoïdaux, l'article présente une synthèse des redresseurs MLI à bande d'hystérésis, qui sont classés comme une solution de ce problème.

## II.2 Conversion de l'énergie éolienne

### II.2.1 Lois de BETZ

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la (Figure II.1) sur lequel on a représenté la vitesse du vent  $V_1$  en amont de l'aérogénérateur et la vitesse  $V_2$  en aval.

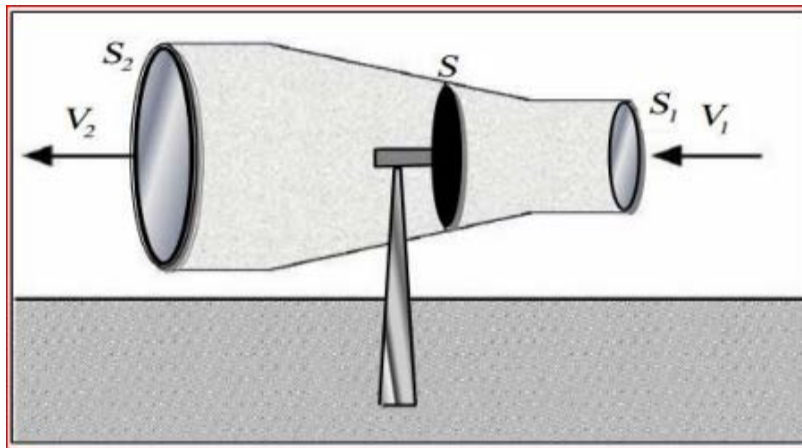


Fig. II 1: Tube de courant autour d'une éolienne [3]

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  $\frac{V_1+V_2}{2}$ , la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est [3] :

$$m = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \quad II.1$$

La puissance  $P_m$  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) :

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad II.2$$

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

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad II.3$$

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

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad II.4$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad II.5$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation II.5 (Figure II.2), on s'aperçoit que le ratio  $P_m / P_{mt}$  appelé aussi coefficient de puissance  $C_p$  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  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent [4].

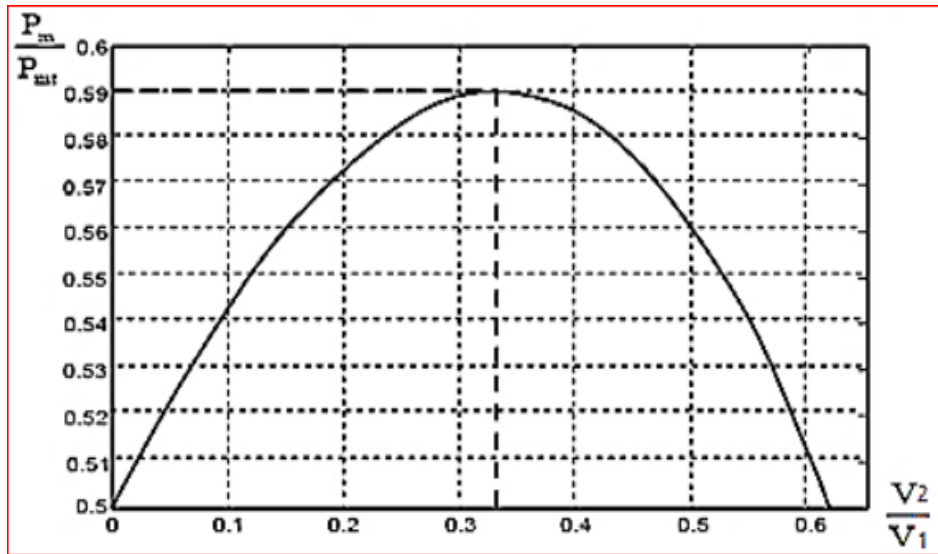


Fig. II 2: Coefficient de puissance [3].

### II.2.2 Production de l'énergie mécanique

En combinant les équations (II.1), (II.4) et (II.5), la puissance mécanique  $P_m$  disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad II.6$$

$$\lambda = \frac{R\Omega_1}{V_1} \quad II.7$$

Avec :

$\Omega_1$ : vitesse de rotation avant multiplicateur et  $R$  : rayon de l'aérogénérateur. Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse  $G$ , la puissance mécanique  $P_{mg}$  disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left( \frac{\Omega_2 R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad II.8$$

Avec  $\Omega_2$ : vitesse de rotation après multiplicateur.



### II.3 Modèle du vent [5]

Le vent est le vecteur énergétique d'entrée d'une chaîne éolienne, déterminant pour le calcul de la production de l'électricité, donc pour la rentabilité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, est au cube de la vitesse du vent [5].

### II.4 Modèle de la turbine

Afin de modéliser la turbine, nous appuierons sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, qui sont le plus couramment considérées. Ainsi nous supposons que [5] :

- Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc la même inertie, la même élasticité et le même coefficient de frottement par rapport à l'air ;
- Les trois pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support ;
- La répartition de la vitesse du vent est uniforme sur toutes les pales, et donc une égalité de toutes les forces de poussée ;
- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air est négligeable ;
- La vitesse de la turbine étant très faible, donc les pertes par frottement de la turbine sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice.

#### II.4.1 Modèle aérodynamique des pales

Nous avons vu que la puissance cinétique du vent est exprimée par la relation :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \quad II.9$$

Où  $V$  est la vitesse du vent (m/s),  $\rho$  est la masse volumique de l'air et  $R$  est la longueur d'une pale ou le rayon de l'aérogénérateur (m). L'éolienne ne pouvant récupérer qu'une fraction de la puissance du vent et la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_t = C_p P_v = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad II.10$$

Où  $C_p(\lambda)$  est le coefficient de puissance ou de performance qui représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. La vitesse relative  $\lambda$  est définie comme étant le rapport entre la vitesse linéaire des pales ( $\Omega, R$ ) et la vitesse du vent comme suit :

$$\lambda = \frac{\Omega_1 R}{V} \quad II.11$$

Où  $\Omega_t(\text{rad/s})$  est la vitesse mécanique de l'arbre de la turbine. Le couple exercé par le vent sur l'arbre de la turbine (ou couple mécanique à la sortie de la turbine) est défini par : [5]

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_c(\lambda, \beta) \quad II.12$$

Où  $C_c$  représente le coefficient du couple :

$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} \quad II.13$$

#### II.4.1.a Modèle analytique du coefficient de puissance

Le coefficient de puissance  $C_p$  caractérise le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend des caractéristiques de la turbine (les dimensions de la pale, le ratio de la vitesse  $\lambda$  et l'angle d'orientation de la pale  $\beta$ ). Nous utiliserons une expression approchée de manière empirique pour une éolienne utilisant la génératrice de type MADA, est défini comme suit [5,7] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left[ \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda \right] \quad II.14$$

$$\text{Avec : } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

Les résultats de simulation de l'équation (II.14) sont représentés par la figure (II 3).

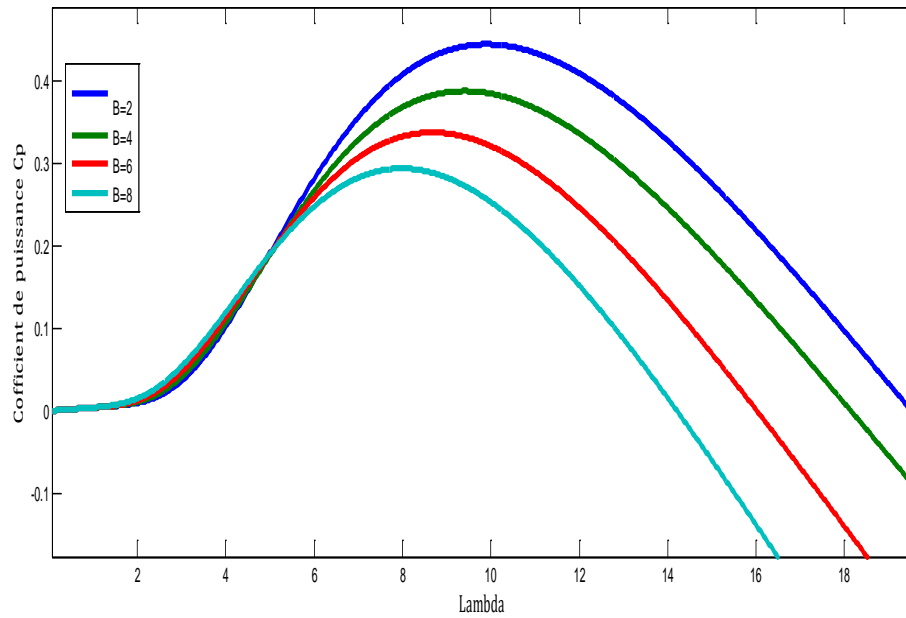


Fig. II 4: Coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  pour différents  $\beta$  Pour  $\beta=2,4,6,8$

Les caractéristiques de la puissance aérodynamique optimale de notre aérogénérateur s'expriment par :

$$P_t^{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p^{max}(\lambda_{opt}, \beta_{opt}) \quad II.15$$

La relation (II.16) montre qu'une petite variation de la vitesse du vent  $V$  induit une grande variation de la puissance générée  $P_t$ . La figure II.5 présente les résultats de simulation de cette caractéristique pour une éolienne de 1.5(MW) à travers la courbe d'extraction de la puissance aérodynamique de la turbine, en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice, pour les différentes vitesses du vent.

L'intérêt du fonctionnement à vitesse variable d'un aérogénérateur, permet en effet par un réglage adapté de maximiser la puissance de la turbine pour chaque valeur de la vitesse du vent sur le site et donc d'optimiser la production annuelle d'énergie pour une vitesse de vent donnée, il existe deux grandeurs contrôlables pour la puissance d'une turbine éolienne : la vitesse de rotation et l'angle de calage des pales par rapport à la direction du vent.

### II.4.1.b Coefficient de couple

Le coefficient du couple  $C_c$  est assez proche du coefficient de puissance  $C_p$ . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement notamment à vitesse de rotation  $\Omega_t$  nulle. En effet, à rotor bloqué, il y a bien un couple sur l'arbre dû à la force du vent sur les pales mais la puissance est nulle, ce qui correspond à une valeur de  $C_p$  nulle pour une valeur de  $C_c$  non nulle. D'après les relations (II.13) et (II.14), la valeur du coefficient de couple  $C_c$  peut être déterminée par la formule qui suit :

$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{C_t}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 V^3} \quad II.16$$

Avec:  $C_t$  est le couple de la turbine éolienne.

Le couple mécanique optimal produit par la turbine éolienne peut être reformulé de la façon suivante :

$$C_t^{opt} = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 V^2 C_c^{max}(\lambda_{opt}, \beta_{opt}) \quad II.17$$

### II.4.2 Modèle du multiplicateur [6]

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse (rapide) de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les expressions suivantes :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad II.18$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad II.19$$

$\Omega_t$  et  $\Omega_g$  : vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur.

$C_t$  : Couple aérodynamique ;

$C_g$  : Couple après multiplicateur ;

$G$  : Le gain du multiplicateur.

II.4.3 Modèle de l'arbre mécanique :

La modélisation de la transmission mécanique se résume donc comme suit [9]

$$J \frac{d\Omega_g}{dt} = C_{méc} = C_g - C_{em} - C_f \tag{II.20}$$

L'évolution de la vitesse mécanique  $\Omega_g$  dépend du couple mécanique appliqué au rotor de la génératrice  $C_{méc}$  qui est la résultante du couple de la turbine après multiplicateur, le couple électromagnétique produit par la génératrice  $C_{em}$ , et le couple de frottement visqueux  $C_f$  donné par la relation :

$$C_f = f_v \Omega_g \tag{II.21}$$

Le schéma bloc de la figure II.8 correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation  $\Omega_g$  de la génératrice, donc de la turbine, peut être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales  $\beta$ , soit sur le couple électromagnétique  $C_{em}$  de la MADA. La vitesse du vent  $V$  est considérée comme une entrée perturbatrice au système [5].

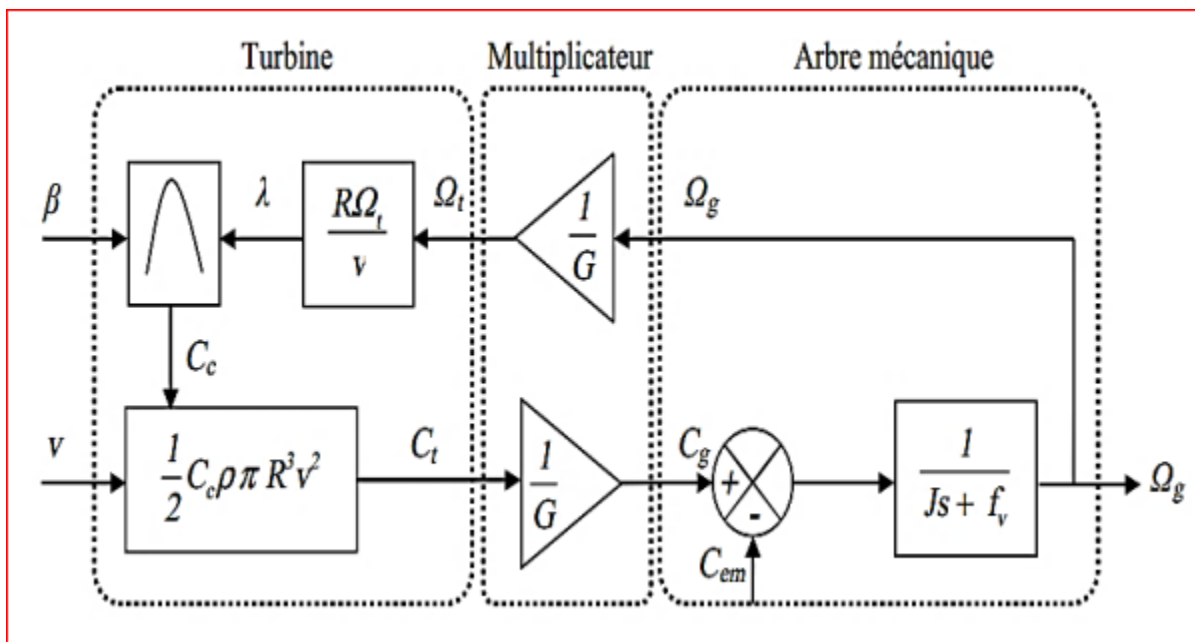


Fig. II 5: Schéma bloc du modèle de la turbine. [10]

### II.4.3.1 Stratégie de la commande d'une éolienne à vitesse variable

Le principe de la stratégie MPPT (Maximum Power Point Tracking) consiste, pour un angle de pale donné, à ajuster, en fonction de la vitesse du vent  $V_{vent}$ , la vitesse de rotation de la turbine éolienne à une valeur de référence  $\omega_{tub}^*$  pour maintenir une vitesse relative optimale et donc un coefficient de puissance maximal  $C_{pmax}$ [10].

L'équation de vitesse relative deviens

$$\Omega_{topt} = \frac{V_v \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad II.22$$

### II.5 Fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable [10]:

Les différentes étapes du fonctionnement d'une turbine à vent variable de vitesse sont illustrées dans la figure

- Zone 1 : Correspond aux très faibles vitesses de vent insuffisant pour tourner la turbine éolienne et produire de l'énergie.

-Zone 2 : MPPT : Dans cette zone, l'angle de calage est maintenu constant et constitue le contrôle du couple électromagnétique du générateur qui sera implémenté (afin de capturer la puissance maximale de chaque vitesse du vent (principe MPPT). Dans cette zone, la courbe de puissance du générateur (qui est en fonction de la vitesse du vent dans le cube suit une progression rapide.

-Zone 3 : Ici, la vitesse du générateur est fixée à son maximum par opposition à un couple de moteurs appropriée. L'augmentation de la vitesse du vent sera accompagnée par la décomposition du coefficient de la  $C_p$  et d'une augmentation moins rapide de la puissance récupérée. Lorsque la puissance maximale du générateur est atteinte, l'angle des pales (pitch) est modifié (par exemple : changement de 1 à 2) pour continuer le coefficient de la  $C_p$ .

- Zone 4 : Dans cette zone, lorsque la vitesse du vent devient très élevée (VM), un dispositif d'urgence permet d'empêcher la turbine éolienne (production d'énergie arrête) et de la mettre en sécurité pour éviter tout dommage.

Pour contrôler la puissance aérodynamique capturée et la limiter lorsque la vitesse de vent est très forte. En particulier l'une des deux techniques de contrôle connues peut être utilisées dans les grandes turbines, le système d'orientation des pales (Pitch control) et le système de décrochage aérodynamique (Stall control).

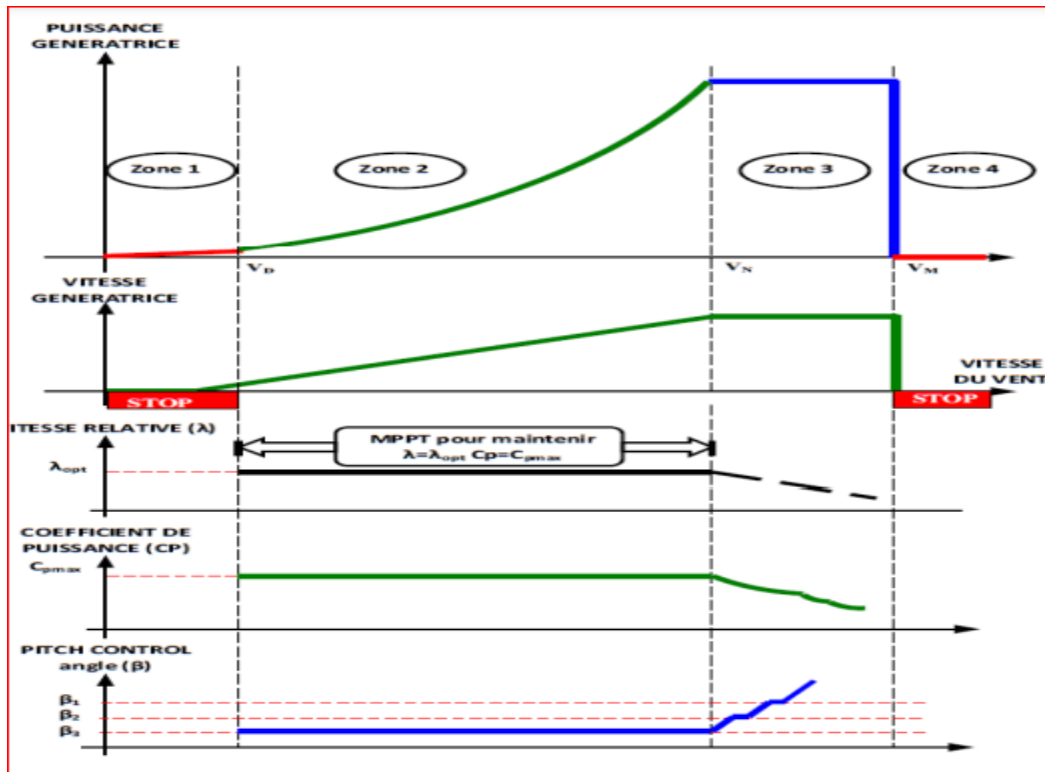


Fig II 6: Zone de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.[10]

## II.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne :

### II.6.1 Système d'orientation des pales (Pitch Control) :

C'est un contrôle par variation de l'angle de calage des pales (pas des pales) autour de leur axe longitudinal en fonction de la vitesse du vent et de la puissance active à extraire. En agissant par le Pitch control, le coefficient de puissance  $C_p$  ne varie plus en fonction de  $\lambda$  mais en fonction de la vitesse du vent à vitesse de rotation constante, ce qui va permettre de maintenir la puissance constante dans la zone 4 à sa valeur maximale. On peut noter que pour modifier l'angle de calage

dans le Pitch Control dans un système de régulation automatique de vitesse de rotation on a besoin d'un régulateur électronique avec des masselottes centrifuges ou d'un régulateur électronique [11].

### II.6.2 Système à décrochage aérodynamique (Stall Control) :

Stall Control est un système de régulation aérodynamique passif. Les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Ce système empêche les pales, qui sont conçues spécialement pour subir des décrochages, d'accélérer en utilisant l'effet Stall qui agit comme un frein par le décrochage aérodynamique au niveau de la pale du rotor. En effet grâce à sa forme, la pale ne peut plus accélérer même si le vent augmente. Ce type de régulation est utilisé pour la plupart des petites éoliennes car il ne nécessite pas de pièces mobiles ni de système de régulation dans le rotor, c'est un système simple, fiable et moins coûteux mais il engendre des pertes d'efficacité au démarrage et dans les grandes vitesses de vent. Cette commande agit uniquement pour limiter la puissance à des vents forts, régulant la puissance à sa valeur nominale ou plus faible. Le fonctionnement à vents faibles reste sans aucune commande donc la puissance obtenue dépend des caractéristiques mécaniques de la turbine et des caractéristiques électriques de la machine. L'utilisation d'une régulation à angles fixes implique un seul point de fonctionnement défini par la vitesse de rotation du rotor et par la vitesse du vent [12].

Certains aérogénérateurs utilisent un système hybride nommé le Stall Actif qui combine les avantages des deux systèmes où le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le cas du système de Pitch Control [10,11].

### II.7 Modèle généralisé d'une MADA

La machine asynchrone triphasée est formée d'un stator fixe et d'un rotor cylindrique mobile. Le stator a trois enroulements couplés en étoile ou en triangle et sont alimentés par un système triphasé de tensions. Il en résulte alors la création d'un champ magnétique glissant dans l'entrefer de la machine (Théorème de FERRARIS). La vitesse de glissement de ce champ par rapport au stator est :

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \quad \text{II.23}$$



$\omega_s$  est la pulsation du réseau d'alimentation triphasé du stator, et  $p$  est le nombre de paires de pôles de champ magnétique ramenée au stator

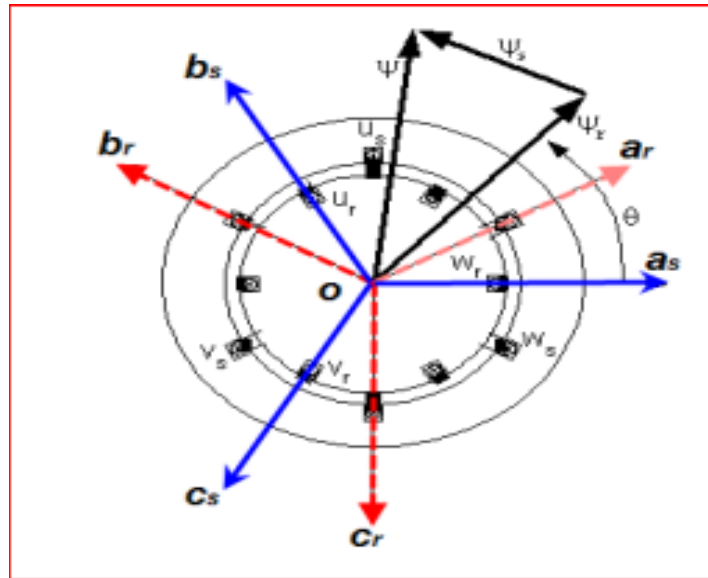


Fig. II 7: Représentation de la machine asynchrone triphasée dans l'espace électrique [13]

Le rotor du moteur supporte un enroulement triphasé avec le même nombre de pôles que le stator couplé en étoile. On dit que ce type de rotor est bobiné. La vitesse de rotation du rotor par rapport au stator est :

$$\Omega_{méc} = \frac{d\theta}{dt} \tag{II.24}$$

$\theta$  : Etant l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique. La loi de Faraday exprime la relation entre la tension  $v$  aux bornes de la bobine de la résistance  $R_B$  et l'inductance  $L_B$ , le courant  $i$ , la variation du flux total  $\Phi_t$  :

$$\frac{d\phi_t}{dt} = v - R_B \cdot i \tag{II.25}$$

$\Phi_t = \Phi + \Phi_c$  où  $\Phi_c$  est le flux de couplage magnétique avec d'autres enroulements, et  $\Phi$  est le flux magnétique de l'enroulement lui-même

### II.7.1 Mise en équation de la partie électrique dans le plan a, b, c

Dans cette partie, nous proposons un modèle général de moteur asynchrone à rotor bobiné, en supposant que la tension rotorique n'est pas nulle.

#### II.7.1.a Hypothèses simplificatrices [13] :

Le modèle utilisé repose sur les hypothèses simplificatrices classiques suivantes :

- entrefer constant,
- effet des encoches négligé,
- distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices dans l'entrefer,
- l'influence de l'effet de peau et de l'échauffement n'est pas prise en compte,
- circuit magnétique non saturé (perméabilité constante),
- pertes ferromagnétiques négligeables

De ce fait, tous les coefficients d'inductances propres sont constants et les coefficients d'inductances mutuelles ne dépendent que de la position des enroulements [13]. Si on applique la loi de Faraday aux enroulements de la MAS, les équations déterminent de façon précise pour exprimer les différents flux :

- Le stator:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad II.26$$

- Le rotor

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad II.27$$

–  $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$  et  $v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}$ : sont les tensions par phase statoriques et rotoriques de la machine.

–  $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$  et  $i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}$ : sont les courants statoriques et rotoriques de la machine ;

- $\phi_{sa}, \phi_{sb}, \phi_{sc}$  et  $\phi_{ra}, \phi_{rb}, \phi_{rc}$  : sont les flux propres statoriques et rotoriques de la machine.
- $R_s$  est la résistance des enroulements statoriques.
- $R_r$  est la résistance des enroulements rotoriques.

On définit le vecteur de flux suivant :

$$[\phi_{sabc}] = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad II.28$$

$$[\phi_{rabc}] = \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad II.29$$

Aussi les vecteurs courants

$$[i_{sabc}] = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad II.30$$

$$[i_{rabc}] = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad II.31$$

- La forme matricielle des flux :

$$\begin{bmatrix} \phi_{sabc} \\ \phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix} \quad II.32$$

Ou bien :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} = l_s \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad II.33$$

Avec :

- $L_s$  : Inductance propre d'une phase statorique.

–  $m_s$  : est l'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M_{max} \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(p\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \cos\left(p\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \cos(p\theta) & \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(p\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \cos(p\theta) \end{bmatrix} \quad II.34$$

$M_{max}$  : représente la valeur maximale de l'inductance mutuelle stator-rotor obtenue lorsque les enroulements se font face.

Les équations obtenues sous la forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} [\phi_{sabc}] = [v_{sabc}] - [R_s][i_{sabc}] \quad II.35$$

$$\frac{d}{dt} [\phi_{rabc}] = [v_{rabc}] - [R_r][i_{rabc}] \quad II.36$$

### II.7.1.b Modèle généralisé de la machine asynchrone dans le repère de Park [13]:

Afin de rechercher les lois de contrôle d'une machine à courant alternatif, nous pouvons la modéliser dans un repère (d, q) tournant dont l'orientation est à priori arbitraire. Ce modèle est obtenu après transformation virtuelle de la machine triphasée en machine diphasée équivalente.

La transformation de Park définie par la matrice de rotation  $[P(\theta)]$  permet de ramener les variables du repère triphasé (a ; b ; c) sur les axes d'un repère tournant (d ; q ; 0). Les grandeurs statoriques et rotoriques sont alors exprimées dans un même repère. Le produit matriciel définissant la transformation de Park est donné par [13] :

$$[x_{dq0}] = [P(\theta)][x_{abc}] \quad II.37$$

Ou bien :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(p\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(p\theta) & -\sin\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(p\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad II.38$$

- $\theta = \theta_s$  Représente les grandeurs statoriques.
- $\theta = \theta_r$  Représente les grandeurs rotoriques.

La figure représente la transformation de Concordia correspondant aux tensions (statoriques et rotoriques).

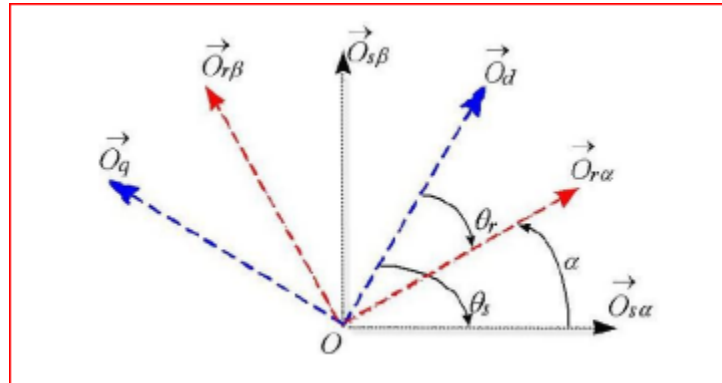


Fig. II 8: Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique [13].

Il devient alors clair que le déterminant de la transformation de la taille du Park est les valeurs de taille du stator et du rotor doivent coïncider pour simplifier les équations. Ceci est fait en liant les angles :

$$\theta_s = \theta + \theta_r.$$

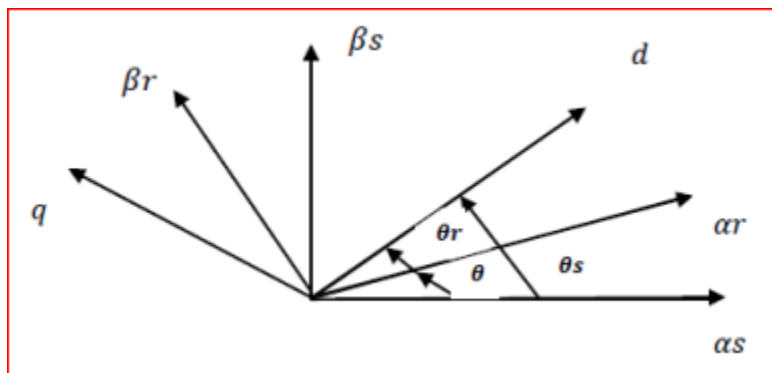


Fig. II 9: Transformation de Park [14]

Le rotor et le stator de la machine, appelés machine de Park, tournent à la même vitesse de sorte que les flux et les courants sont liés par une expression indépendante du temps. En appliquant la transformation de Park aux équations de la machine asynchrone dans le repère naturel (équations (II-34) et (II-35)), un modèle de la machine est obtenu en tenant compte des composantes homopolaires[11].

$$[v_{sdq0}] = [R_s][i_{sdq0}] + \frac{d}{dt}[\phi_{sdq0}] + [\lambda][\phi_{sdq0}] \frac{d\theta_s}{dt} \quad II.39$$

$$[v_{rdq0}] = [R_r][i_{rdq0}] + \frac{d}{dt}[\phi_{rdq0}] + [\lambda][\phi_{rdq0}] \frac{d\theta_r}{dt} \quad II.40$$

Avec :

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad II.41$$

Ou :

$[v_{sdq0}], [v_{rdq0}]$ : représente les vecteurs tensions de stator et de rotor dans le repère de Park. –  
 $[i_{sdq0}], [i_{rdq0}]$  : représente les vecteurs courants de stator et de rotor dans le repère de Park.  
 $[\phi_{sdq0}], [\phi_{rdq0}]$ : représenter les vecteurs flux de stator et de rotor dans le repère de Park. La relation entre les flux et les courants dans le repère de Park est :

$$\begin{bmatrix} \phi_{sdq0} \\ \phi_{rdq0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sdq0} \\ i_{rdq0} \end{bmatrix} \quad II.42$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s - m_s & 0 & 0 \\ 0 & l_s - m_s & 0 \\ 0 & 0 & l_s - m_s \end{bmatrix} \quad II.43$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} l_r - m_r & 0 & 0 \\ 0 & l_r - m_r & 0 \\ 0 & 0 & l_r - m_r \end{bmatrix} \quad II.44$$

$$[M_{sr}] = \begin{bmatrix} M & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 \\ 0 & 0 & M \end{bmatrix} \quad II.45$$

$$M = \frac{3}{2} M_{max} \quad II.46$$

Les équations des flux dans ce système d'axes s'écrivent :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \phi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{cases} \quad II.47$$

L'expression qui représente Le couple électromagnétique :

$$C_e = \frac{3}{2} P (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \quad II.48$$

Les tensions représentent par :

$$v_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{sq} \quad II.49$$

$$v_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{sd} \quad II.50$$

$$v_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{rq} \quad II.51$$

$$v_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{rd} \quad II.52$$

L'avantage d'utiliser ce référentiel permet d'obtenir des grandeurs constantes en régime permanent. Ensuite, il est plus facile de réguler.

Noté que  $\omega_s = \frac{d\theta_{abc}}{dt} = \omega_{abc} = \Omega_s$  est la pulsation statorique

et  $\omega_r = \frac{\Omega_r}{p}$  est la pulsation rotoriques

et  $\omega = \omega_s - \omega_r$  Pulsation mécanique.

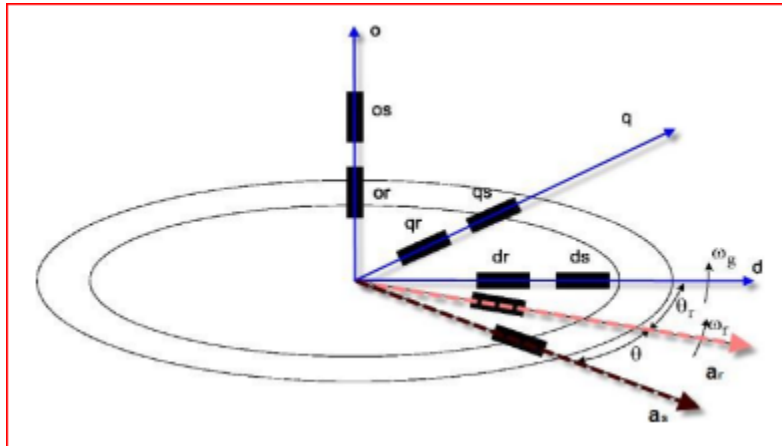


Fig. II 10: Représentation des enroulements de la machine de Park. [11]

### II.7.2 Calcul du couple électromagnétique

Pour trouver la puissance instantanée absorbée par la machine, on calcule la somme des produits de chaque f.e.m. avec son courant :

$$p_m = (e_{sd} \cdot i_{sd} + e_{sq} \cdot i_{sq}) + (e_{rd} \cdot i_{rd} + e_{rq} \cdot i_{rq}) \quad II.53$$

En exprimant cette puissance en fonction du courant statorique et rotoriques et du flux magnétique, et en considérant la vitesse angulaire, on trouve :

$$p_m = (\phi_{sd} \cdot i_{sd} - \phi_{sq} \cdot i_{sq}) \cdot \omega_s + (\phi_{rd} \cdot i_{rd} + \phi_{rq} \cdot i_{rq}) \cdot \omega_r \quad II.54$$

En exprimant le flux en fonction du courant selon les équations (II.17) et (II.18), on voit :

$$\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd} = (\phi_{rd} \cdot i_{rq} - \phi_{rq} \cdot i_{rd}) \quad II.55$$

Dans ces conditions, nous avons obtenu deux expressions du couplage électromagnétique :

$$C_{em} = p(\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \quad II.56$$

Où

$$C_{em} = p(\phi_{sq} \cdot i_{sd} - \phi_{sd} \cdot i_{sq}) \quad II.57$$



II.8 Résultats de Simulation à vitesse variable :

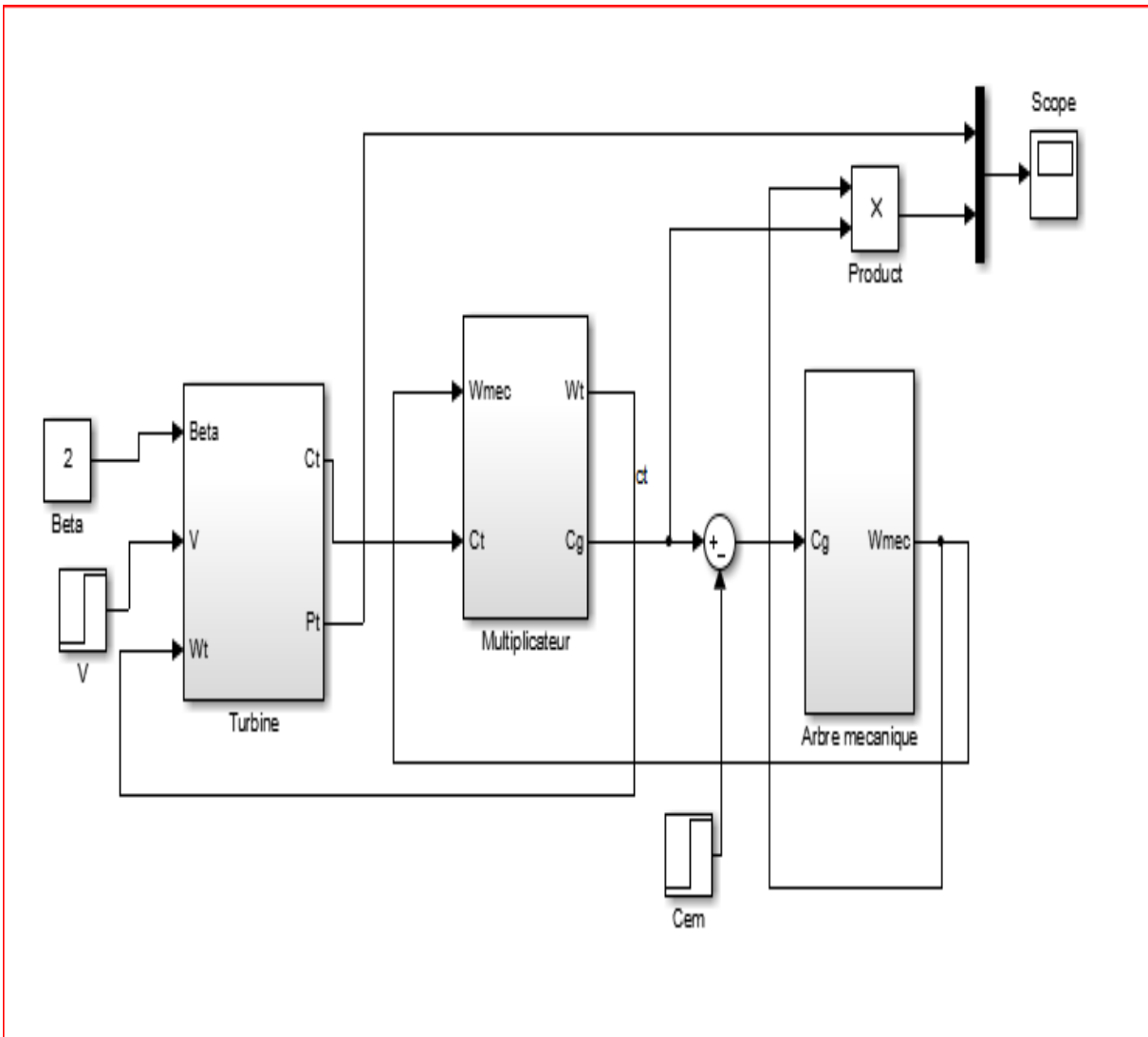


Fig. II 11 : Shéma Block d'un System éolien.

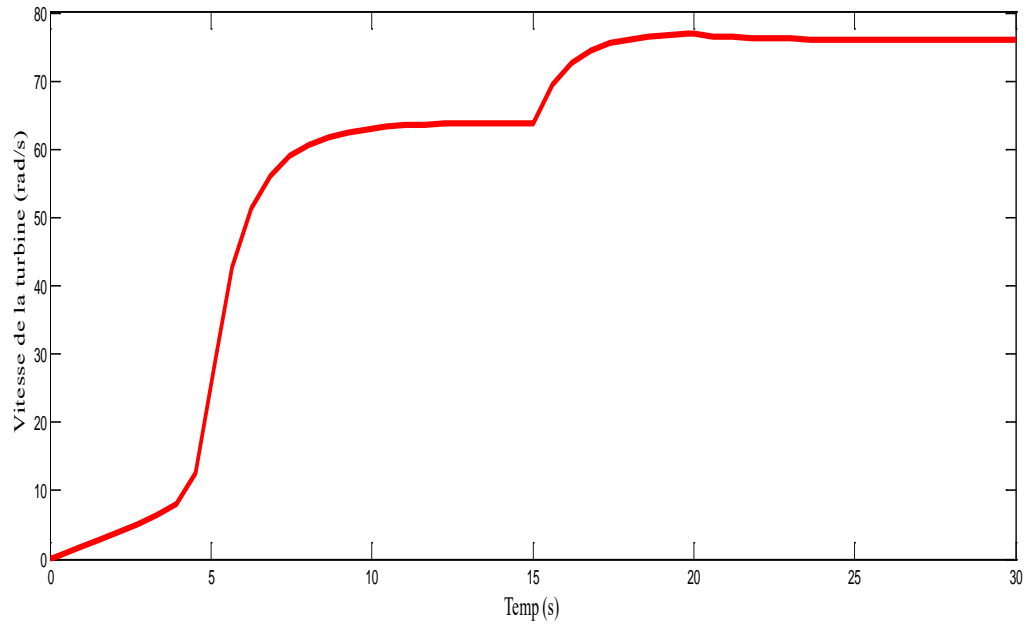


Fig II 12: L'allure de la vitesse de la turbine  $\Omega_t$

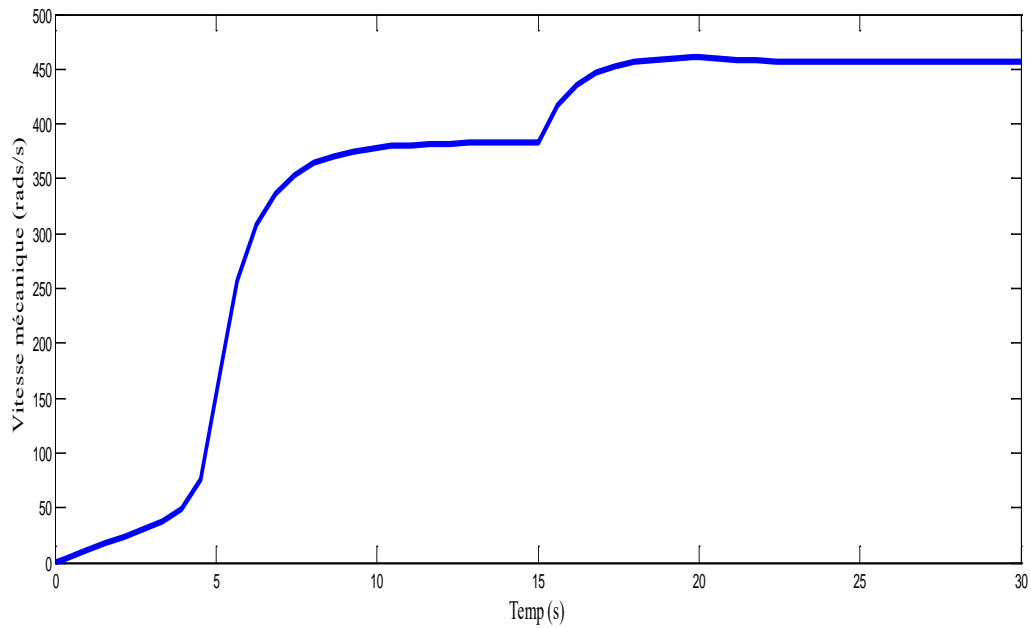


Fig II 13 : L'allure de vitesse de la turbine  $\Omega_{méc}$

la vitesse du vent, en un instant de 15 secondes passe de 10 à 12 m/s. Quant à la charge, on la fait passer au 20ème instant de 1 à 2 N/m.

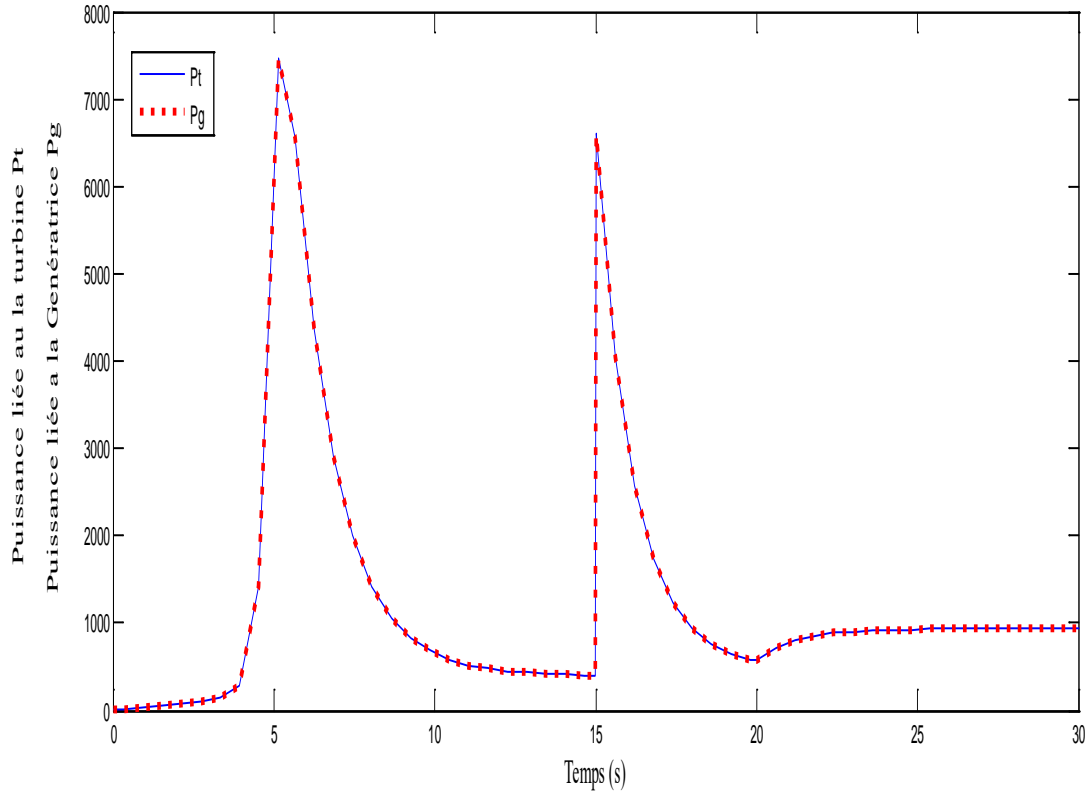


Fig. II 14: L'allures des puissances liées à turbine  $P_t$  et puissance liée à Génératrice  $P_G$

On remarque que la puissance liée à la turbine et la puissance liée au générateur sont complètement identiques en négligeant les pertes dans le système.

## II.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes penchés sur la modélisation d'un système éolien et nous l'avons mis en forme d'équations mathématiques. Dans la première partie, nous nous sommes penchés sur la modélisation de la chaîne de conversion, comme la modélisation de l'énergie éolienne, la conversion de l'énergie cinétique de l'énergie éolienne en l'énergie mécanique ainsi que la théorie de Betz. Modélisation d'un système de conversion énergétique. Le Vent avec équations turbines et multiplicateur et l'arbre de transmission est aussi présenté dans ce chapitre. Nous nous sommes ensuite penchés sur les stratégies de contrôle d'une éolienne à vitesse variable et le réglage mécanique de la puissance d'un moulin à vent (commande de tangage et de décrochage). Finalement on a réalisé le modèle généralisé d'un MADA et ces équations et le transforme à partir de Park le calcule également du couple et des puissances électromagnétiques.

**Bibliographies**

- [01] S. El Aimani, 'Modélisation de Générateurs Eoliens à Vitesse Variable Connectés à un Bus Commun', Forum International sur les Energies Renouvelables, Tétouan, Maroc, pp. 356 – 362, 2002.
- [2] AKI Ali et BELAIDI Mourad, « Etude d'un Générateur Asynchrone dans La Production d'Energie Electrique par Eolienne » mémoire d'ingénieur d'école polytechnique. Juin 2006.
- [3] DJERIRI YUCEF « Commande vectorielle d'une MADA intégrée à un système éolien » Mémoire de magister en Électrotechnique, université Djilali liabes, sidi bel-abbès, December 2009.
- [4] FREDERIC POITIERS « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » Thèse de doctorat Electronique et Génie Electrique, l'Université de Nantes, 19 décembre 2003.
- [5] DJERIRI YUCEF « Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle » Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université Djilali liabes, sidi bel-abbès, novembre 2015.
- [6] MOUILAH KHEIRA « Commande d'une éolienne à machine asynchrone à double alimentation » Thèse de Doctorat en Electrotechnique, université Djilali liabes, sidi belabbès, 9/12/2015.
- [7] TARAK GHENNAM « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation » Thèse de doctorat en Génie Electrique, Ecole militaire polytechnique d'Alger Ecole centrale de Lille, 29/09/2011.
- [8] AZZOUZ TAMAARAT « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA » Thèse de doctorat en génie électrique, Université Mohamed Khider – Biskra, 08/12/2015.

- [9] MOUSSAOUI TAHA YACINE « Commande sans capteur de la machine asynchrone à double alimentation pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne » Mémoire de fin étude en génie électrique, Université d'EL-Oued, 09 sept 2015.
- [10] LOUCIF. M, « Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le, » *DOCTORAT 3ème Cycle*, TLEMCEM, 2016.
- [11] A. Mechernene. M. Loucif A. Boumediene, «Modeling and control of variable speed,» *International Electrical and Computer Engineering*, Setif, Algeria, 2015.
- [12] Jean.R.Système de régulation et de protection - Wiki Éolienne,» licence Creative Commons paternité partage à l'identique , 09 03 2020. [En ligne]. Available: [https://eolienne.f4jr.org/systeme\\_de\\_regulation\\_et\\_de\\_protection](https://eolienne.f4jr.org/systeme_de_regulation_et_de_protection). [Accès le 19 04 2021].
- [13] T. Azzouz, « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA (Doctoral dissertation, Université Mohamed Khider-Biskra).,» Université Mohamed Khider-Biskra., 2015.
- [14] F. Atmane, « Commande Non Linéaire Par Des Régulateurs En Mode Glissant D'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA), » *Magister en Electrotechnique*, Biskra, 2013.

## Chapitre

## 3

---

# Les défaillances dans les systèmes éoliens

## III.1 Introduction :

Les éoliennes sont préférées comme source de production d'électricité en raison des préoccupations environnementales croissantes concernant l'utilisation d'autres combustibles conventionnels et la conservation des ressources limitées en combustibles fossiles. Compte tenu de l'emplacement des éoliennes et des conditions de la région, de nouveaux problèmes surgissent, les travaux d'inspection et d'entretien devenant de plus en plus difficiles. Pour réduire les énormes coûts de logistique et de maintenance ainsi que pour réduire les temps d'arrêt des éoliennes, les éoliennes doivent être surveillées en permanence. Parmi les systèmes de surveillance figurent la surveillance de l'état de la structure (SHM) et la surveillance de l'état (CM), où le système de surveillance de l'état de la structure vérifie l'état mécanique d'une structure pour s'assurer qu'elle fonctionne correctement. Les éoliennes manifestent une variété de conditions de fonctionnement, La fiabilité est définie comme la capacité à fonctionner dans certaines conditions sans aucune défaillance. Pour améliorer la fiabilité des éoliennes, il est nécessaire de classer les modèles de défauts connus, les causes des défauts et les fréquences des défauts .

Afin de déterminer la meilleure stratégie de maintenance d'un parc éolien et d'avoir une bonne mise en oeuvre des concepts de maintenance électronique, il est nécessaire de connaître les modes et causes de dysfonctionnements pouvant survenir dans les éoliennes. L'effet ou du moins les causes des dysfonctionnements sur le fonctionnement des éoliennes dépend de plusieurs facteurs, à savoir l'état de l'éolienne, le temps entre la panne et l'interférence, la durée de la tâche de maintenance, le composant affecté par la panne etc. Les chercheurs ont classé les composants des éoliennes en neuf sous-groupes. Ils ont également identifié les modèles et les causes les plus importants de défaillance des éoliennes ainsi, les statistiques de panne pouvant affectée les éoliennes doivent être étudiées en considérant deux critères, leurs fréquences et les temps d'arrêt, afin d'en déduire les pannes à considérer en priorité dans le cadre de la maintenance prédictive. Cependant, l'accès à ces statistiques n'est pas toujours autorisé par le fabricant et est parfaitement compréhensible [1]. Indisponibilité fréquente des éoliennes causée par une panne soudaine fréquente du réseau ou des changements fréquents et des turbulences de vent non liées à des dommages mécaniques aux éoliennes, en particulier à l'arbre du système de transmission. De plus, si la machine s'arrête brusquement à pleine charge, il existe un risque d'endommagement de la transmission, des enroulements de l'alternateur, des plaquettes de frein, etc. Dans ce chapitre, les défaillances électriques du système de direction, de la boîte de vitesses, du réseau et des systèmes hydrauliques seront abordées avec une attention particulière en analysant les différents types de défaillances des générateurs signalés.

### **III.2. les défaillances du contrôle électrique**

Des défauts dans le système électrique peuvent également entraîner des pannes d'éoliennes. Les pannes d'enroulement, le court-circuit, les dommages aux composants électriques, les pannes de transformateur, les coupures de câblage et les surtensions des unités de commande et des composants électroniques sont les principaux schémas de panne du système de commande électrique de l'éolienne.



Ces dysfonctionnements peuvent être causés par l'un des éléments suivants : Les problèmes suivants : Coups de foudre et mauvaises installations électriques. Défauts techniques et résonance dans les circuits résistance-condensateur (RC) [2]. Les pannes électriques représentent environ 9 % du coût total des dommages causés aux éoliennes.

### **III.3. Les défaillances du système d'orientation**

Ce système contrôle l'orientation de la nacelle pour qu'elle suive la direction du vent [3]. En général, on rencontre des problèmes de fissuration des arbres d'entraînement, des défaillances de roulement et des fixations, des fractures des engrenages [4]. Ces défaillances sont dues à des phénomènes de givrage, de haute vibration durant les périodes de surcharge et surtout des pannes liées au fonctionnement du moteur [5].

### **III.4. Les défaillance de la boîte de vitesse**

La boîte de vitesse représente le maillon faible dans une éolienne, son rôle est très important, elle tombe en panne très souvent et son remplacement est compliqué et prend beaucoup de temps (environ 5 jours). Ses modes de défaillance sont principalement liés au roulement et à la cassure des dents des engrenages [6]. Elles sont déclarées comme étant les résultats de la contamination par des particules, l'arrêt et le démarrage très fréquent de l'éolienne, et le fonctionnement dans des périodes de surcharge [4].

Le type de dommage mécanique le plus fréquent est celui des engrenages. Des dommages à la boîte de vitesses peuvent survenir en raison de l'usure (piqûres), du jeu et de la rupture des dents. La contamination par des particules étrangères dans l'huile pour engrenages, résultant de l'écaillage, peut également provoquer une panne de la boîte d'engrenages. Des conditions de charge élevée peuvent également entraîner des éclats ou des micro-piqûres L'arrêt et le démarrage fréquents de l'éolienne peuvent également entraîner le déplacement des roues dentées et des pignons de leur position d'origine.



Figure III.1.dents du pignon intermédiaire cassées à la suite d'arrêts et de démarrages fréquents de l'éolienne [4]

Des études montrent que le cout des dommages causés à la boite de vitesses représente environ 15% du cout total des dommages causés par une panne.

### III. 5. Les défaillances du réseau

Les pannes de réseau et les déclenchements fréquents sont l'une des principales raisons qui peuvent affecter négativement le fonctionnement de l'éolienne. Une défaillance soudaine et fréquente du réseau peut entraîner l'arrêt fréquent de l'éolienne, ce qui peut affecter le système de transmission. Des tensions fluctuantes élevées peuvent également être transmises du réseau au générateur, entraînant une panne du générateur.

Il est impossible de prédire avec précision le changement important de la force du vent dans la direction et l'intensité. Sans stockage d'énergie de secours ou tout autre système de production d'électricité, les défaillances du réseau peuvent se produire lors d'une consommation élevée de puissance avec une faible production d'énergie éolienne [7].



Figure III.2.bobine de générateur avec matériau isolant brulé en raison d'une tensionfluctuante élevée dans le transformateur [4]

### III.6. Les défaillances hydrauliques

Les composants hydrauliques sont utilisés dans de nombreux raccords haute pression. Ils sont situés au système à pas, système d'orientation de la nacelle, le système de freinage et le système de lubrification de la boîte de vitesses. Les fuites dans ces composants sont appelées défaillance hydraulique. Les éoliennes se trouvent généralement dans des conditions environnementales difficiles telles que des températures la haute/basse température, corrosion et vibration.

En conséquence, la défaillance peut se produire à cause d'une mauvaise installation, une mauvaise qualité, une mauvaise conception du système des composants et abus du système. La mauvaise installation est évaluée en tant que 60% de toutes les causes de défaillance [8].

Cependant, la défaillance causée par des capteurs défectueux ou des événements non hydrauliques est la cause la plus complexe d'identification et de traitement. L'application de ces procédures peut parfois entraîner de la confusion et des problèmes d'interprétation qui peuvent conduire à des situations non envisagées par le constructeur.

### III.7. Les défaillances des pales

La pale est la partie principale dans les rotors des turbines éoliennes qui transfèrent l'énergie cinétique du vent à la puissance mécanique disponible sur l'arbre de transmission. Elles sont, d'une part, constituées de matériaux composites qui peuvent souvent cacher des défauts mineurs ou des mauvais fonctionnements qui sont difficiles à détecter avec les méthodes conventionnelles, et d'autre part, souvent disposées aux phénomènes naturels extrêmes comme les turbulents du vent et les foudres [9].

Ce dernier peut être la cause de défauts dans les aubes d'éoliennes comme le système de sécurité en cas de vents violents (survitesse de la machine amenant rapidement des contraintes inacceptables au sein des pales et de leur fixation au moyeu) Causer des défaillances catastrophiques (détérioration, des courbures, des fissures, la perte de tout ou partie d'une pale), mettant en danger des vies humaines et réduisant la confiance du public, ce qui peut freiner leur production. [10]

On a signalé qu'une pale brisée s'était déplacée jusqu'à 1,3 km de sa tour. De nombreux pays, par conséquent, mis en place des règlements pour interdire à leurs civils de se rapprocher de parcs éoliens tels que les Etats-Unis et l'Allemagne [ 11]. La plupart des turbines éoliennes modernes sont équipées d'un système de protection contre la foudre qui est relié au système de commande et de surveillance de la turbine éolienne [12]. Cependant, une protection complète contre les dommages n'est pas possible et par conséquent, dans une méthode pour la localisation et la classification d'impact de la foudre, et de la surveillance des pales en utilisant un réseau de capteurs de courant à fibre optique est proposée .

### **III.8. Types et causes de défauts dans les génératrices électriques**

Malgré les progrès de la science des matériaux qui ont fait des machines électriques une durée de vie importante, les défauts se produisent encore dans toutes les parties de la machine électrique. En effet, selon une étude portant sur plus de 1200 génératrices installées dans des systèmes éoliens et réparées de 2005 à 2012 à un large éventail de fabricants [13], la répartition des défaillances dans la génératrice est représentée sur les trois figures suivantes (Figure II.3., Figure II.4. et Figure II.5.). Leurs observations s'étaient portées sur des machines de puissance inférieure à 1MW, entre 1MW et 2MW, et supérieure à 2MW, respectivement Les figures suivantes montrent, d'une part, les incidents réels enregistrés des différentes défaillances et, d'autre part, les pourcentages de toutes les défaillances considérées. La Figure II.3. Montre que, pour les machines électriques d'une capacité inférieure à 1 MW, un grand nombre de défaillances de l'isolation du rotor sont généralement dues à des problèmes de chauffage ou de conception qui conduisent à un court-circuit dans le cas des machines asynchrones à rotor bobiné (MARB). D'autre part, beaucoup de défaillances des enroulements statoriques étaient réellement dues à la contamination et dégradation à la fabrication. Ces défaillances débutent, dans la plupart des cas, à partir d'un défaut entre spires pouvant se grandir et entraîner des défauts entre les bobines, entre les phases, ou entre la phase et la terre, avant la détérioration de la machine [12].

Sur la figure. II.4, le type et l'occurrence des défaillances pour des générateurs ayant une puissance entre 1 et 2 MW est clairement illustrée. Ces générateurs sont généralement plus solides que leurs antécédents, mais une installation appropriée et une bonne maintenance pratique sont critiques pour une bonne fiabilité. En effet, le roulement présente un nombre élevé de défaillances. Les défauts du roulement peuvent être causés par un mauvais choix des matériaux à l'étape de la fabrication, des problèmes de rotation au sein de la culasse, ou par un roulement abîmé, écaillé ou fissuré pouvant créer des perturbations au sein de la machine et donc au sein de tout le système éolien.[13]

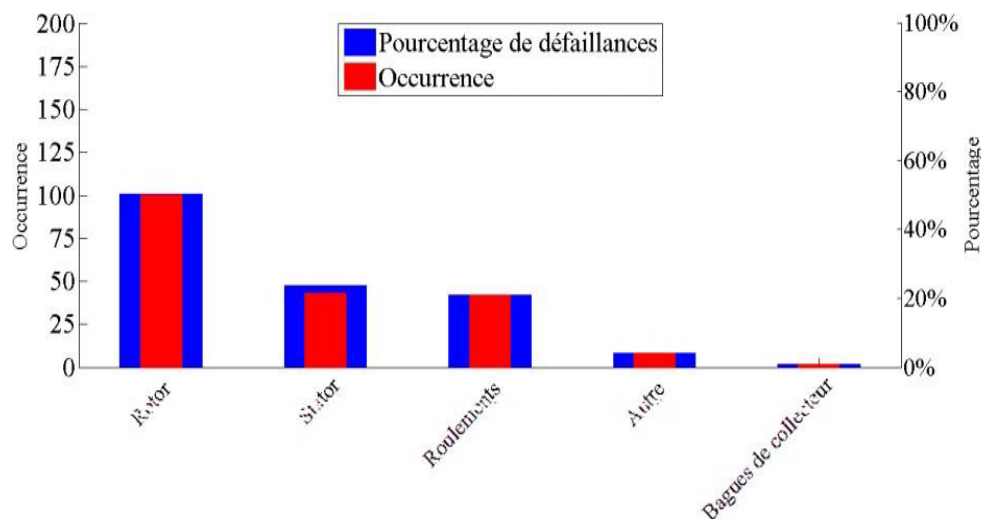


Figure III.3.Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de <1MW [11].

Ces défauts sont les suivants : trous dans les anneaux de charge intérieurs et extérieurs, rupture de la surface de charge, érosion due à l'humidité ou à l'eau, lubrification, différenciation ou érosion de surface résultant d'une surcharge. Cependant, la véritable cause de la majorité des échecs de grosseur est un entretien inadéquat. Cependant, La cause réelle de la majorité de défaillances du roulement est la maintenance inappropriée. D'autre part, sur la figure II.4. Très peu de défaillances d'isolation ont été enregistrées, et étaient dus aux issues de surchauffe créées par une conception erronée de système de refroidissement. La plupart des générateurs d'énergie éolienne ont produit des tensions de 550 à 690 VCA. Certains dans le 1.5-2 MW sont les machines à haute tension s'étendant de 12-13.8 kVAC, mais aucune statistique n'est disponible spécifiquement considérant des défaillances en relation avec l'haute-tension [ 14].

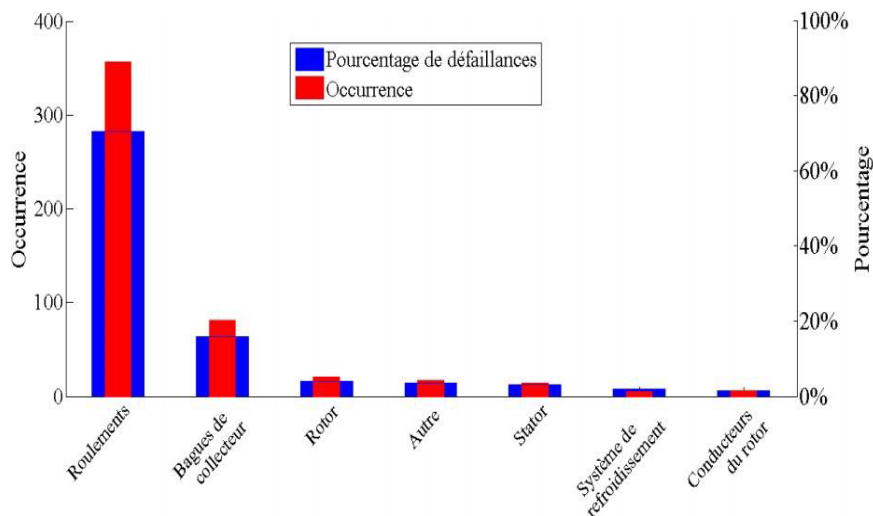


Figure III.4. Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de 1 à 2MW [11].

Encore une fois, dans la catégorie des génératrices de plus de 2 MW (figure II.5.), la majorité des défaillances sont attribuables aux mêmes causes, mais il y a eu une augmentation spectaculaire des cas de défaillances causées par la perte de reptiles magnétiques utilisés pour améliorer la taille/fonctionnalité de la conception du générateur. Là où ce mode de défaillance a été vu dans des applications industrielles, c'est presque un point commun de défaillance à travers des fabricants dans cette classe des turbines.

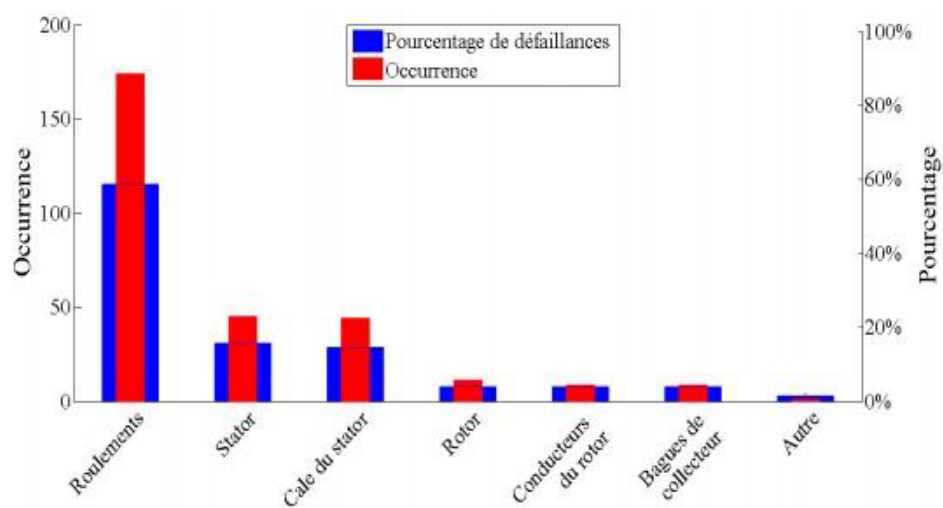


Figure III.5. Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de >2MW [11].

### III.9. Conclusion

En cette partie nous avons présenté brièvement les statistiques et les principales causes des différentes défaillances des systèmes éoliens, en mettant l'accent sur l'analyse de différents types de défauts dans les génératrices électriques, dans le but d'en déduire les défaillances à prendre prioritairement en compte dans un contexte de maintenance prédictive. Les machines asynchrones à cage or bobiné, qui sont largement utilisées dans les turbines éoliennes (isolées ou connectées au réseau) de petite, moyenne et grande puissance, à vitesse variable ou constante peuvent avoir des défaillances électriques ou mécaniques tant au niveau du stator que du rotor. En conséquence, pour éviter qu'un tel arrêt soit causé par des défaillances d'ordre électrique ou mécanique, il est important de diagnostiquer ces défauts d'une manière précoce. Nous avons constaté que les défauts de contrôle électrique représentent 9% du coût total des dommages à la turbine et que la boîte de vitesses est moins connectée et 15% du coût total des dommages, tandis que les défauts hydrauliques représentent 60% parce qu'ils existent dans presque tous ces systèmes, comme la lubrification, l'inhibition et la direction, ce qui rend les choses très compliquées pour les fabricants.

## Références

- [1] Fabrice Sincère : « Chapitre 7 sur la Machine asynchrone triphasée », Electrotechnique, version 3.0.3
- [2] Présenté et étudié par : ACHOURI Radouane et HIDOUCHE Mohamed : « commande vectorielle de la machine asynchrone », Thèse d'Ingénieur d'Etat En Electrotechnique, Ecole nationale polytechnique, Juin 2007.
- [3] MOUSSA SIDDO Abdoulaziz ; SOUMANA NOUHOU Ibrahim, « étude de générateur asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne », Thèse d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, promotion 2007
- [4] J.P. CARON ET J.P. HAUTIER, « modélisation et commande de la machine asynchrone », 7 électrotechniques.
- [5] Z. Daneshi-Far, G. A. Capolino, H. Henao. Review of Failures and Condition Monitoring in Wind Turbine Generators. XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome.
- [6] The Confederation of Fire Protection Association CFPA Europe, —Wind turbines fire protection guide line, CFPA-E No.: 22:2010 F, April 2010
- [7] Wind Energy Solutions, “WES18 complete description”.
- [8] J. R. Babu et S. Jithesh, «Breakdown risks in wind energy turbines, » Pravartak, the journal of Insurance and risk Management from National Insurance Academy, Pun, vol. 3, n° 13,2008.
- [9] A. Stenberg et H. Holttinen, «Analysing failure statistics of wind turbines in Finland, » chez European Wind Energy Conference, April, 2.
- [10] B. Lu, «{A Review of Recent Advances in Wind Turbine Condition Monitoring and FaultDiagnosis,» 2012.
- [11] J. R. Babu, S. V. Jithesh, Breakdown risks in wind energy turbines, Pravartak, the journal of Insurance and risk Management from National Insurance Academy, Pun, Volume III, Issue 3, April-June 2008.
- [12] A. Palanci, “Leak-free hydraulic fittings prevent vibration failure”, Windpower Engineering for Parker Hannifin, WTWH Media, Inc., 11 April 2011.
- [13] R. Kithil, Case study of Lightning Damage to wind turbine blade, National Lightning Safety Institute (NLSI), June 2008.
- [14] Caithness Windfarm Information Forum, “Summary of Wind Turbine Accident data to 31 December 2011”, Jan 2012.



## Chapitre

## 4

# *Résultats et interprétations*

## **IV.1. Introduction**

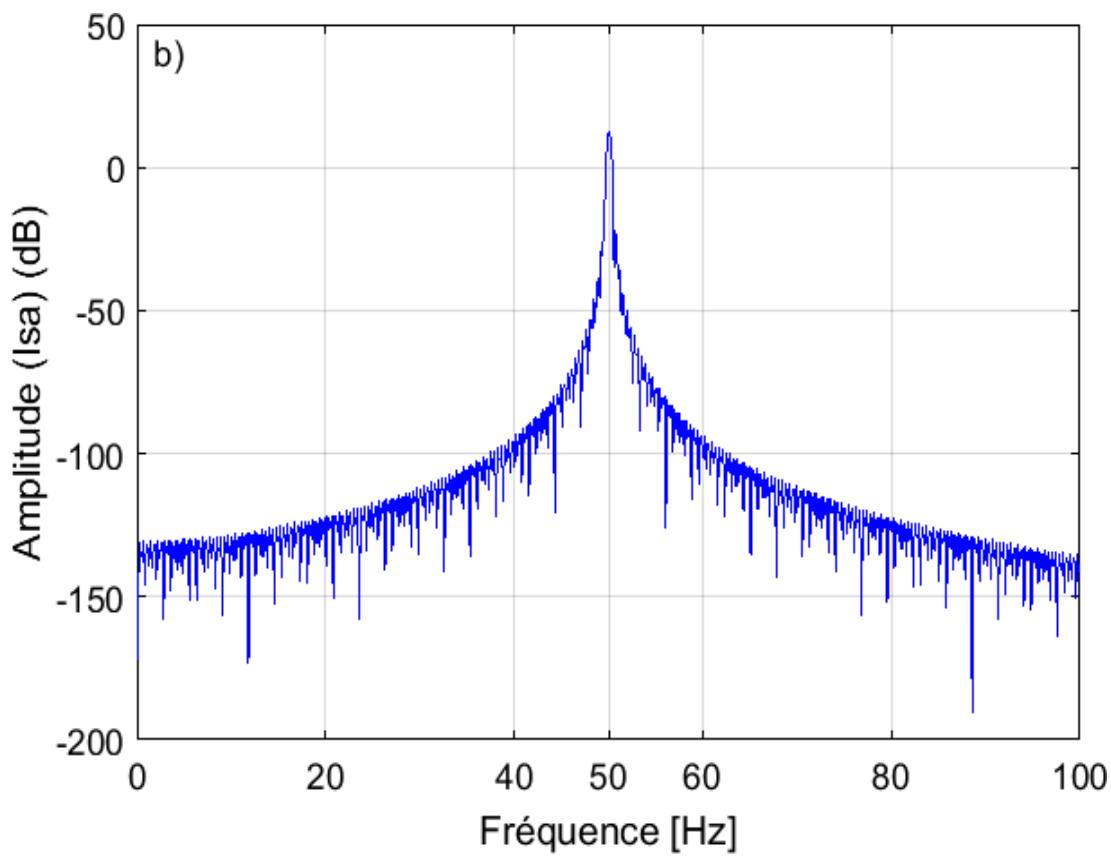
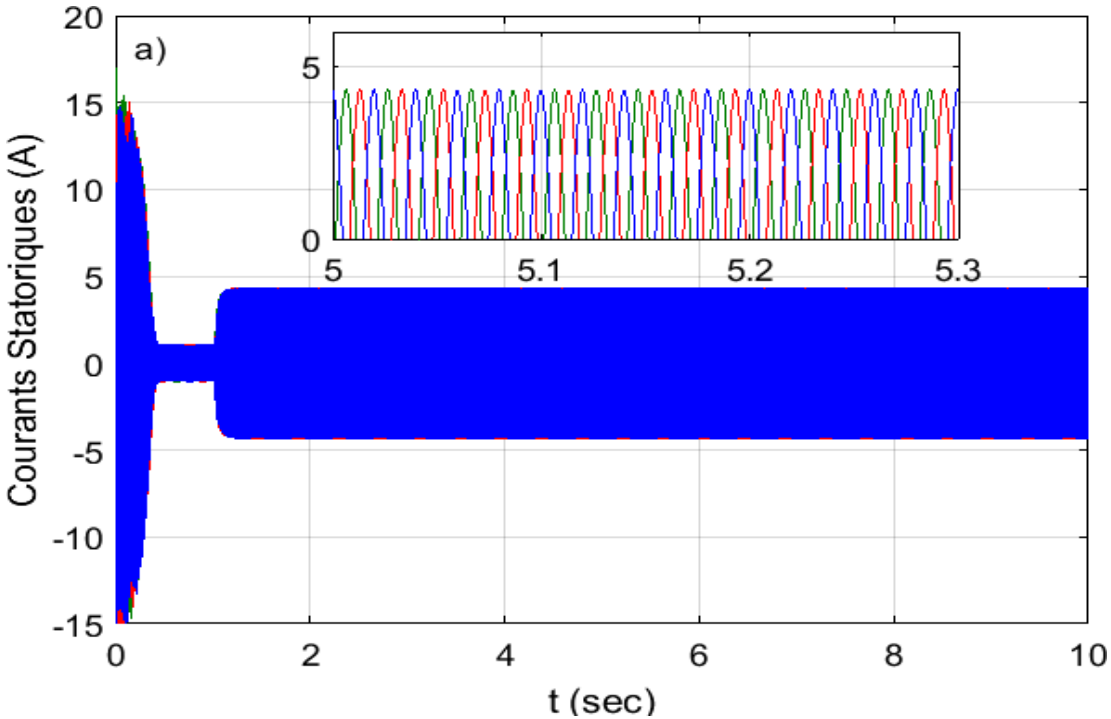
Pour vérifier les efficacités du modèle généralisé de la machine asynchrone, Nous fournissons deux situations de simulation du système machine asynchrone auto- excitée.

Le premier situation représente la simulation du modèle de la machine asynchrone auto-excitée en conditions saines et Le deuxième représente le même machine mais en présence d'une cassure de barre rotorique .

## **IV.2. Fonctionnement en boucle ouverte dans le cas sain**

Représenter les quantités mécaniques et électriques issues du modèle basé sur l'approche de la fonction d'enroulement. Cela nécessite le fonctionnement de la machine asynchrone dans le cas sain. Ce modèle est implémenté sous un environnement Matlab/Simulink, tant que cet environnement se fait le meilleur choix pour faire de la programmation.

les résultats de simulation et de la spectroscopie du courant constant  $I_a$  par FFT en condition constante pour transporter 3 N.m (50%) à  $t = 1$  seconde pour la machine en état sain et en présence de défauts dans les figure suivantes :



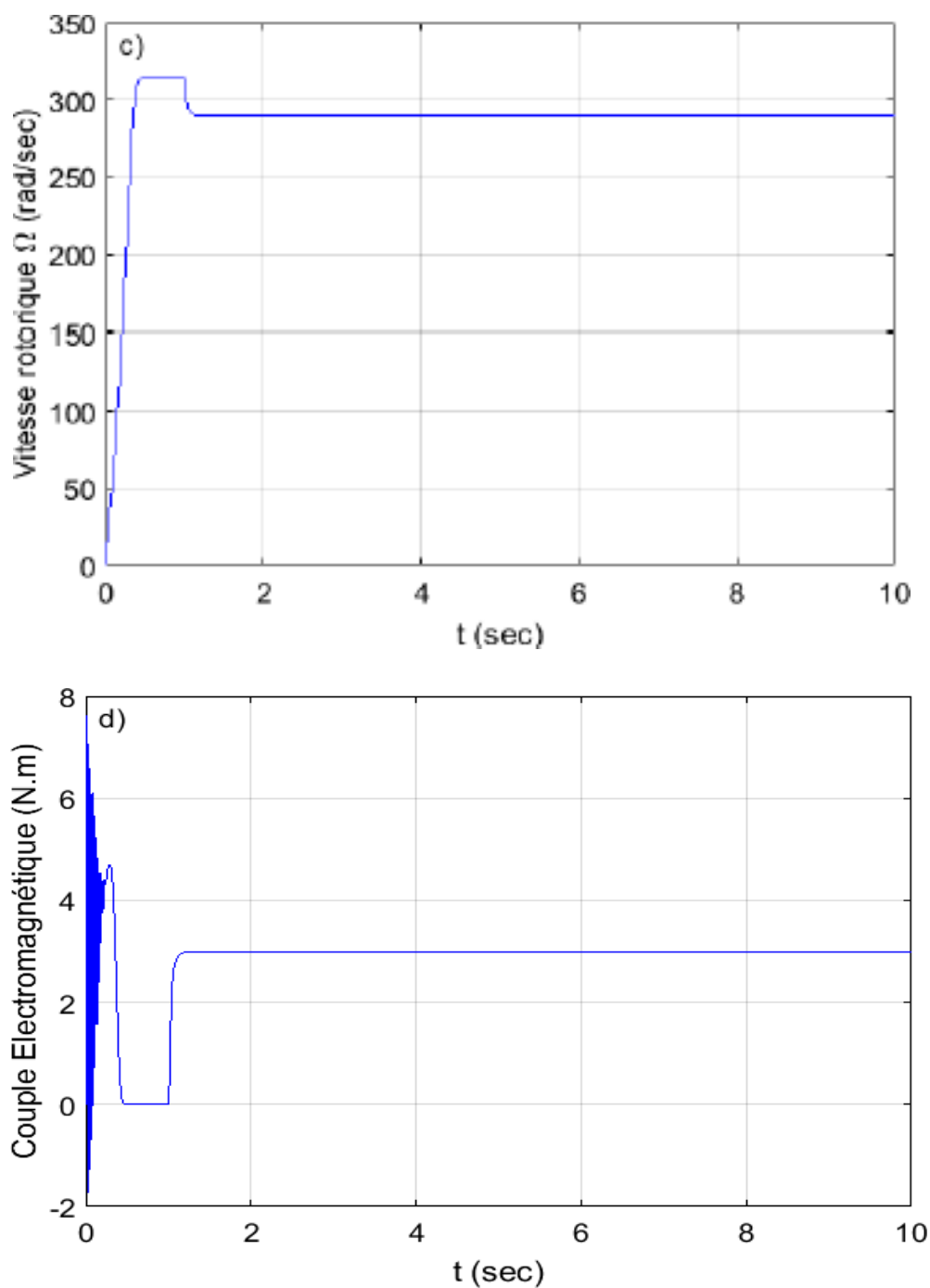


Figure 4.1 Résultats de simulation dans le cas d'une barre rotorique cassée pour une charge de 3 N.m (50%) à  $t = 1$  sec. a) Courants statoriques ; b) FFT du courant statorique  $I_a$  ; c) Vitesse de rotation ; d) Couple électromagnétique.

- Aucune ondulation n'est apparue sur les allures de ces Figures.

### IV.3. Modèle de la machine dédiée aux défauts de rupture des barres rotoriques

Afin de diagnostiquer et de détecter les erreurs comme exemple de ces erreurs, l'erreur de rupture des barres rotorique, nous utilisons le modèle mathématique de la machine basé sur l'approche de la fonction d'enroulement.

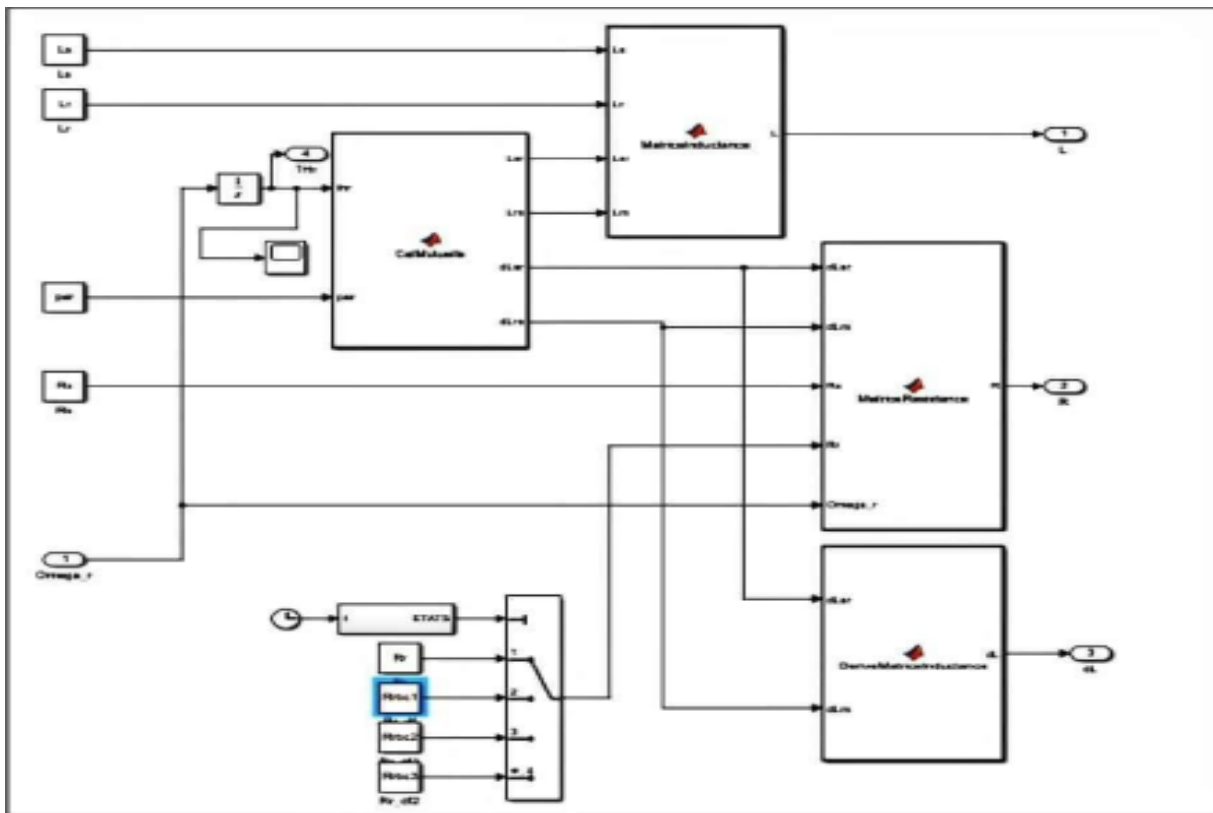


Figure 4.2: Schéma bloc de Système d'insertion du nombre défauts de rupture des barres rotorique

En ce qui concerne le modèle de machine défaillant, de nombreux chercheurs ont mis au point des méthodes d'analyse de l'état stationnaire et du comportement dynamique capables d'introduire une défaillance spécifique. En termes de simulation de l'erreur de cassure de barre, les modèles dynamiques nous fournissent une solution optimale sous forme de valeurs instantanées à partir desquelles nous pouvons calculer les composantes du signal dans un état quasi-stationnaire.

## Chapitre 4

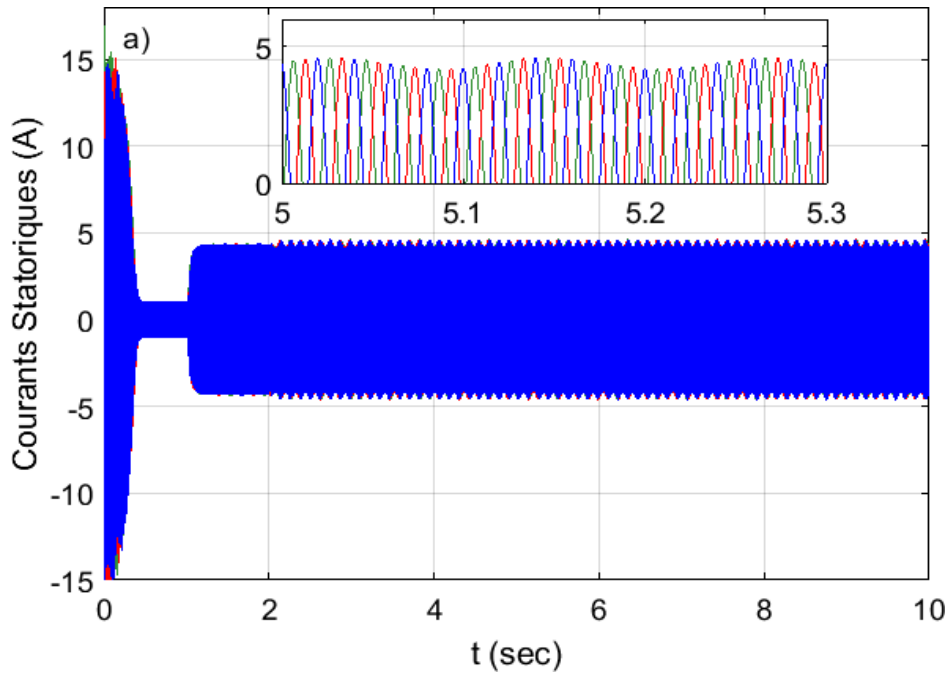
Une résistance de défaut est ajoutée à l'élément correspondant de la matrice de résistance de rotor  $[R_r]$ :

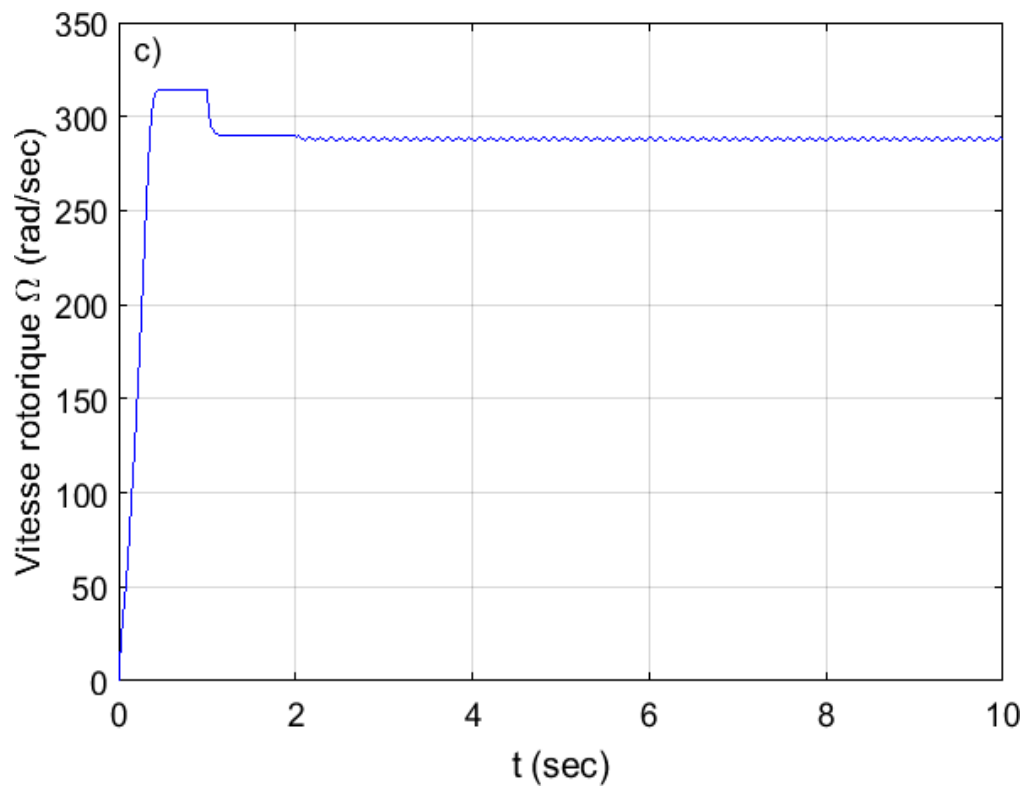
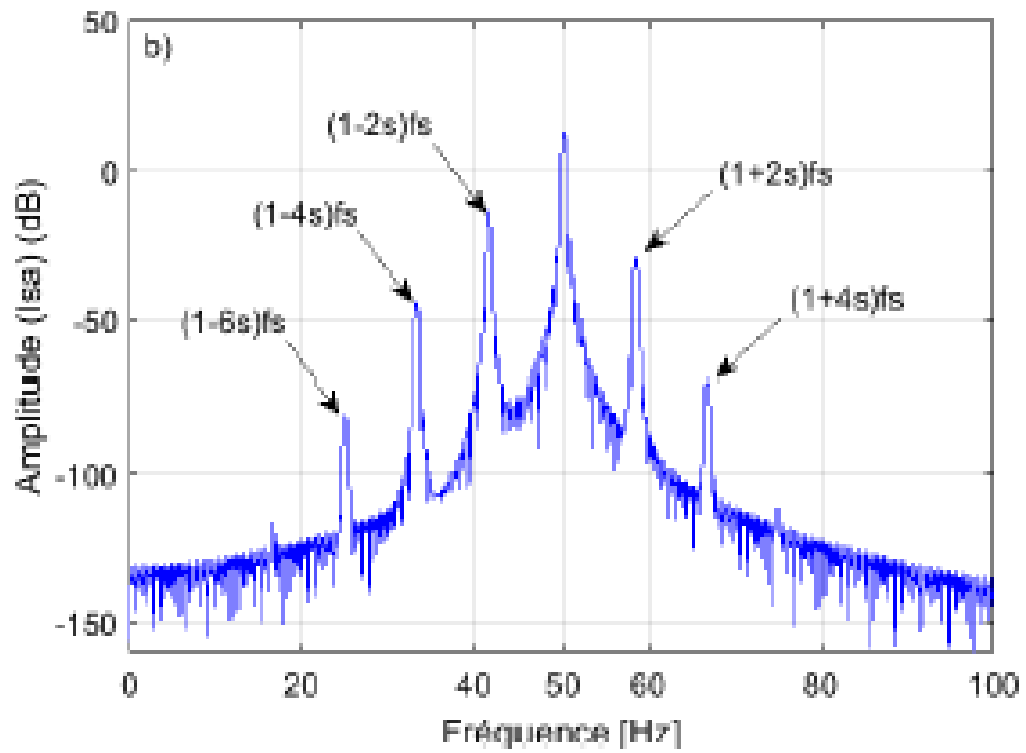
$$[R_b] = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & \dots & \dots & 0 \\ F_0 & \dots & \vdots & \vdots & 0 & \vdots \\ I & \dots & R_{bF_k} & -R_{bF_k} & \vdots & 0 \\ I & 0 & -R_{bF_k} & 2R_{bF_k} & -R_{bF_k} & 0 \\ I_0 & 0 & 0 & -R_{bF_k} & R_{bF_k} & 0 \\ I & \vdots & \vdots & 0 & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Par conséquent, la matrice de résistance de la cage d'écureuil, prenant en compte le défaut, est définie comme suit:

$$[R_{rF}] = [R_r] + [R_b] \quad (4.2)$$

les Figure 4.3.a, b, c, d représentent les courants statoriques, la vitesse de rotation et le couple électromagnétique.





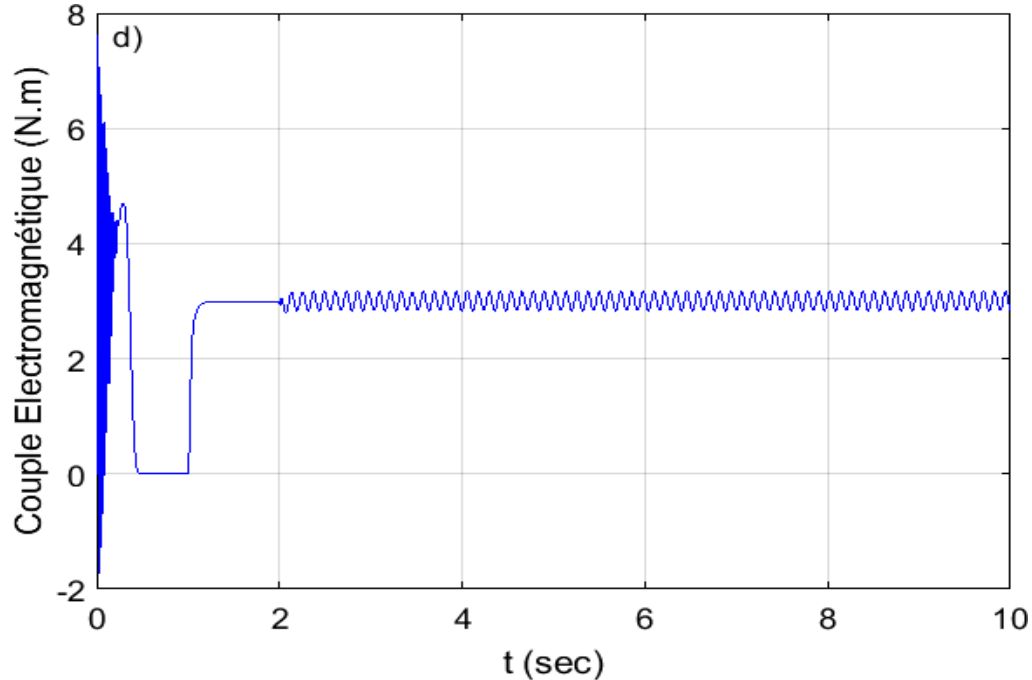


Figure 4.3 Résultats de simulation dans le cas d'une barre rotorique cassée pour une charge de 3 N.m (50%) à  $t=1$  sec. a) Courants statoriques ; b) FFT du courant statorique  $I_a$  ; c) Vitesse de rotation ; d) Couple électromagnétique.

-Figs 4.3 montrent tout comme pour le cas sain, mais des ondulations sont apparues sur l'enveloppe des courants statoriques, les allures du couple et de la vitesse lors de rupture d'une barre.

- L'analyse spectrale du courant statorique de la phase (a) montre clairement des fréquences de type  $f_b = (1 \pm 2ks)f_s$  autour de la fondamentale qui indiquent la présence de défaut de rupture d'une barre rotorique (Fig 4.3 (b)).

#### IV.4.4. Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons étudié deux situations différentes de simulation du système machine asynchrone auto-excité, Résultats représentés apparues sur l'enveloppe des courants statoriques, les allures du couple et de la vitesse dans le deuxième cas (simulation dans le cas d'une barre rotorique cassée) . Ces résultats nous ont montré un exemple de l'impact des erreurs sur le fonctionnement et la performance du machine asynchrone auto-excité.



---

# Conclusion Générale

Ce travail s'inscrit dans le cadre de l'étude, l'analyse et le diagnostic de quelques défauts qu'ils peuvent apparaître dans les machines asynchrones tant au niveau du stator que du rotor. Ceci consistera à l'application de la théorie du traitement de signal au diagnostic des défauts d'une génératrice asynchrone triphasée installée dans une chaîne de conversion éolienne isolée, et, à valider les résultats dans l'environnement Matlab. Un seul type de machine électrique est étudié dans ce travail, la machine asynchrone dans un système éolien isolé. Pour le diagnostic de défauts de ces machines électriques, une seule procédure a été proposée en se basant sur la méthode de traitement du signal notamment FFT (Fast Fourier Transform). L'efficacité de la méthode proposée est illustrée avec des résultats de simulation.

Nous avons commencée le premier chapitre, par une brève historique sur l'énergie éolienne et son développement en Algérie. Puis nous nous sommes concentrés sur le principe de fonctionnement du système éolien.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes penchés sur la modélisation d'un système éolien et nous l'avons mis en forme d'équations mathématiques.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté brièvement les statistiques et les principales causes des différentes défaillances des systèmes éoliens, en mettant l'accent sur l'analyse de différents types de défauts dans les génératrices électriques, dans le but d'en déduire les défaillances à prendre prioritairement en compte dans un contexte de maintenance prédictive.



le dernier chapitre a été consacré à la partie résultats et discussion. Pour vérifier les efficacités du modèle généralisé de la machine asynchrone, Nous fournissons deux situations de simulation du système machine asynchrone auto- excitée.

La première situation représente la simulation du modèle de la machine asynchrone auto-excitée en conditions saines et la deuxième représente la même machine mais en présence d'une cassure de barre rotorique .

# Annexe

---

## ملخص

أدى ارتفاع تكلفة توربينات الرياح إلى ارتفاع الطلب على كفاءة التكلفة والموثوقية والسلامة في توربينات الرياح ، والتي يمكن أن تتعطل أو تتعطل ، إلى أساليب جديدة للمراقبة والتحكم. هناك اهتمام كبير بهذا العمل لتحليل وتشخيص بعض العيوب التي يمكن أن تظهر في الآلات غير المتزامنة وكذلك على مستوى الجزء الثابت كما في الدوار. بعد ذلك ، سيكون العمل الذي يتم تنفيذه في مجال النمذجة والكشف عن الأخطاء وتشخيصها وسيكون من تطبيق نظرية معالجة الإشارات لتشخيص الأعطال في مولد غير متزامن ثلاثي الأطوار مركب في سلسلة. ، والتحقق من صحة النتائج في بيئة ماتلاب. تمت دراسة نوع واحد فقط من الآلات الكهربائية في هذا العمل ، الآلة غير المتزامنة في نظام الرياح المعزول. لتشخيص الأعطال في هذه الآلات الكهربائية ، يُقترح إجراء واحد بناءً على طريقة معالجة الإشارات ، ولا سيما FFT (تحويل فورييه السريع). تم توضيح كفاءة الطريقة المقترحة من خلال نتائج المحاكاة.

## **Abstract**

A cause of the very high cost of wind turbines, an increasing demand for cost-efficiency, reliability and safety in wind turbines, which can break down or malfunction, has led to new monitoring and control methods. A major interest is brought in this work to the analysis and the diagnosis of some defects that they can appear in the asynchronous machines as well on the level of the stator as of the rotor. Then, the work carried out will be in the field of modeling, detection and diagnosis of faults and will consist of the application of signal processing theory to the diagnosis of faults in a three-phase asynchronous generator installed in a chain. of isolated wind conversion, and to validate the results in the Matlab environment. Only one type of electric machine is studied in this work, the asynchronous machine in an isolated wind system. For fault diagnosis of these electrical machines, a single procedure is proposed based on the signal processing method, in particular FFT (Fast Fourier Transform). The efficiency of the proposed method is illustrated with simulation results.

## **Résumé :**

Une cause du coût très élevé des turbines éoliennes, une demande croissante de rentabilité, de fiabilité et de sécurité dans les turbines éoliennes, qui peut être en pannes ou de dysfonctionnement, un conduit à des nouvelles méthodes de surveillance et de commande. Un intérêt majeur est porté dans ce travail à l'analyse et le diagnostic de quelques défauts qu'ils peuvent apparaître dans les machines asynchrones tant au niveau du stator que du rotor. Alors, le travail réalisé, s'inscrit dans le domaine de la modélisation, la détection et le diagnostic des défauts et consistera à l'application de la théorie du traitement de signal au diagnostic des défauts d'une génératrice asynchrone triphasée installée dans une chaîne de conversion éolienne isolée, et, à valider les résultats dans l'environnement Matlab. Un seul type de machine électrique est étudié dans ce travail, la machine asynchrone dans un système éolien isolé. Pour le diagnostic de défauts de ces machines électriques, une seule procédure est proposée en se basant sur la méthode de traitement du signal notamment FFT (Fast Fourier Transform). L'efficacité de la méthode proposée est illustrée avec des résultats de simulation.