



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Université de BLIDA 1

Institut d'Aéronautique et des Etudes Spatiales

**Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme de
MASTER EN AERONAUTIQUE**

Spécialité : Construction Aéronautique

Option : Avionique

Thème :

**Modélisation, Identification Paramétrique et Simulation d'une
Turbine Eolienne à Axe Vertical**

Préparée par :

- FASSI ZINEB ILLEF
- CHELLOUAH TINHINANE

Proposé et dirigé par :

Mr. DALI Ali (CDER D'Alger)

Présenté devant le jury:

- Mr. R.Allouche
- Mr Benouared
- Mr.Cheguerani

Année universitaire : 2019-2020

Remerciements

Avant tout je tiens mes remerciements à notre dieu de m'avoir donné la force et le courage pour tout au long de ces années d'étude.

Je voudrais en premier lieu, exprimer toute ma reconnaissance et toute ma gratitude à mes encadreurs de ce mémoire de fin d'études, Monsieur Ali Dali, Chercheur Permanent au sein du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) d'Alger, qui ont efficacement dirigé ce travail et Monsieur Allouche Rachid Maître de Conférences à l'Institut d'Aéronautique et des Etudes Spatiale de Blida.

Je tiens également à remercier messieurs les membres de jury pour L'honneur qu'ils m'ont faite en acceptant de siéger à ma soutenance et tous les enseignants du département d'aéronautique.

I.Z. Fassi & T. Chellouah

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère et très cher père.

Mes très chères sœurs.

Mon très cher frère.

Toute ma famille.

Tous mes amis.

A ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.

Et toute la promotion d'Aéronautique.

I.Z.FASSI

Dédicaces

Je dédie ce travail

*A ma famille, elle qui ma doté d'une éducation digne, son amour
a fait de moi ce que je suis aujourd'hui :*

Particulièrement à mon père

*Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon
éducation et mon bien être.*

*Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon
éducation et ma formation.*

A ma très chère mère

*Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le
symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du
dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Ta
prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien
mes études.*

*A vous mes frères et ma sœur, qui m'avez toujours soutenue et
encouragée durant ces années d'études.*

A mes chères amies et cousines sans citer les noms.

*En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous
les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je
vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

T. Chellouah

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I: Etat de l'art de la conversion de l'énergie éolienne

1 Introduction	5
1.1 Les énergies renouvelables	5
1.2 Un peu d'historique [9-12].....	6
1.3 LES DIFFERENTS TYPES D'EOLIENNES	7
1.3.1 Les éoliennes à axe horizontal	7
1.4 Les éoliennes à axe vertical.....	8
1.5 Les éoliennes urbaines à axe vertical plutôt qu'à axe horizontal.....	9
1.6 Comparaison des différents types d'éoliennes	10
1.1 Constitution d'une éolienne moderne	11
1.7 La topologie des éoliennes	13
1.7.1 Classification selon la vitesse de rotation :	13
1.8 Les génératrices utilisées.....	16
1.9 Les convertisseurs de puissance.....	20
1.10 Motivations.....	21
1.11 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	24
1.11.1 Avantages.....	24
1.11.2 Inconvénients	25
1.12 Conclusion.....	26

Chapitre II : Modélisation de la turbine éolienne

2 Introduction	28
----------------------	----

2.1	Origine du vent (source primaire)	28
2.1.1	Modélisation probabiliste du vent	29
2.1.2	Modélisation déterministe du vent	30
2.1.3	Le filtre spatial	32
2.1.4	Portance et traînée	33
2.2	Puissance d'une éolienne et limite de Betz	35
2.3	Influence de la densité de l'air	39
2.4	Zones de fonctionnement des éoliennes.....	39
2.5	Modélisation de l'éolienne	41
2.5.1	Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.....	42
2.5.2	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	43
2.5.3	Conversion aérodynamique.....	43
2.5.4	Limite de Betz	44
2.5.5	Approximation numérique :	44
2.5.6	Modélisation d'une éolienne de type Savonius.....	47
2.5.7	Modélisation d'une éolienne de type Darrieus	48
2.5.8	Modélisation du couplage mécanique entre la turbine et la génératrice	50
2.6	Modélisation de la partie de conversion électromécanique	53
2.6.1	Equations électriques dans le repère (abc).....	54
2.6.2	Equations électriques dans le repère de Park (d q)	57
2.6.3	Equation du couple électromagnétique	59

2.7	Multiplicateur.....	60
2.7.1	Modèle du convertisseur électronique de puissance	61
2.8	Conclusion.....	62

Chapitre III: identification paramétrique de l'aérogénérateur

3	Introduction	65
3.1	IDENTIFICATION PARAMETRIQUE	66
3.1.1	Le principe d'identification.....	66
3.1.2	Procédure d'identification.....	66
3.1.3	Méthodes d'identification : [67]	67
3.1.4	Identification inverse :	67
3.2	Les algorithmes génétiques (AG) : [70,71].....	68
3.2.1	Terminologie des Algorithmes génétiques : [70].....	68
3.2.2	Vocabulaires des algorithmes génétiques : [73]	69
3.2.3	Mécanismes des algorithmes génétiques : [69, 70,73].....	70
3.2.4	Les opérateurs d'un algorithme génétique:.....	72
3.2.4.1	Opérateur de sélection (La reproduction) : [76].....	72
3.2.4.2	Opérateur de croisement :.....	72
3.2.4.3	Opérateur de mutation :.....	73
3.2.5	Critère d'arrêt :.....	74
3.3	DEMARCHES DE LA TECHNIQUE PROPOSEE.....	74
3.3.1	La fonction objective à minimiser pour l'identification paramétrique	74
3.3.2	Présentation du modèle de l'éolienne à identifier.....	75

3.3.3	Résultats d'identification et discussion :.....	76
3.4	Application des AG à l'optimisation et l'identification des paramètres de la courbe caractéristique de l'éolienne de type Savonius.....	78
3.5	Conclusion.....	81

CHAPITRE IV: La commande de l'éolienne en mode MPPT

ET résultats de simulation

4	Introduction	84
4.1	Les différents algorithmes pour la poursuite du MPPT :	85
4.1.1	La méthode du rapport de vitesse en bout de pâles "TSR control" ..	85
4.1.2	La méthode "Power Signal Feedback control" (PSF)	87
4.1.3	La méthode de recherche de la montée colline "Hill Climbing Searching" (HCS)	87
4.1.4	Commande par logique floue(FLC) :.....	88
4.2	La mise en œuvre de la commande (OTC):	89
4.3	PRÉSENTATION DU SYSTÈME	91
4.4	Résultat et discussion :.....	92
4.5	Conclusion.....	99
	CONCLUSION GENERALE	101
	Annexe 1 : Limite de Betz	104
	Annexe 2 : Transformation de Park	107
	1. Transformation triphasée – diphasée :.....	107
	2. Transformation de Park :	108
	2.1 Transformation initiale de Park :	109

2.2 Transformation de Park modifiée: 109

Annexe 3 : Paramètres de la turbine éolienne: 111

RESUME

L'objectif principale de ce projet est de faire la modélisation, et l'identification des paramètres dynamiques d'une petite éolienne (3*100w) à axe vertical de type Savonius dédiée aux applications urbaine se basant sur la GSAP, ceci, en vue d'établir un modèle de simulation fiable. Pour cela, on doit tout d'abord relever des données expérimentales de l'éolienne (vitesse du vent, vitesse de rotation, énergie produite), on utilisera par la suite les algorithmes génétiques (AG) pour l'identification des paramètres. Une fois le modèle établi, on utilisera Matlab/Simulink pour simuler le modèle obtenu dans le but de juger les performances de la technique de régulation utilisé (OTC) pour faire fonctionner la turbine éolienne en mode MPPT (maximisation de puissance).

Mots clés : Eolienne, Modélisation, GSAP, AG, OTC, MPPT.

ABSTRACT

The main objective of this project is to model and identify the dynamic parameters of a small wind turbine (3 * 100w) with vertical axis of Savonius type dedicated to urban applications based on the PMSG, to establish a simulation model. For this, we must first record the experimental data (wind speed, speed of rotation, energy produced), we will then use the genetic algorithms (GAs) for the parameters identification. Once the model is established, Matlab / Simulink environment will be used to simulate the model obtained in order to evaluate the performance of the regulation technique used (OTC) to operate the wind turbine in MPPT mode (power maximization)

Key words: wind turbine, model, GA, PMSG, OTC, MPPT.

المخلص

الهدف الرئيسي من هذا المشروع هو نمذجة وتحديد المعلمات الديناميكية لمولد هوائي من نوع سفونبيس مع مولدة تزامنية ذات مغناطيس دائم باستطاعة (3 * 100 واط) مخصصة للتطبيقات الحضرية . و في هذا الاعتبار لإنشاء نموذج محاكاة مناسب . و للقيام بذلك يجب علينا أولاً تسجيل البيانات التجريبية لتوربينة الهوائية (سرعة الرياح ، وسرعة الدوران ، والطاقة المنتجة) ، ثم سنستخدم الخوارزميات الجينية لتحديد المعلمات. بمجرد إنشاء النموذج ، سيتم استخدام ماطلاب لمحاكاة النموذج الذي تم الحصول عليه من أجل الحكم على أداء تقنية التحكم المستخدمة (التحكم في عزم الدوران المثالي) لتأمين تتبع نقطة الاشتغال المثلى لغرض الحصول على الإنتاج الاعظمي للاستطاعة الكهربائية للمولد الهوائي (تعظيم الطاقة) .

الكلمات المفتاحية: لمولد هوائي، مولدة تزامنية ذات مغناطيس دائم ، نمذجة الخوارزميات الجينية ، التحكم في عزم الدوران المثالي ، تتبع نقطة الاشتغال المثلى .

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1: Les avantages et inconvénients des types de génératrices les plus utilisées dans la génération de l'énergie éolienne [16].	19
Tableau 3.1: Analogie entre les AG et la théorie d'évolution naturelle. [74]	69
Tableau 3.2: Paramètres de l'algorithme génétique.	76
Tableau 3.3 : paramètres identifiés de la courbe du Cp pour 6 paramètres avec AG.	77
Tableau 3.4: les paramètres du AG.	79
Tableau 3.5: Paramètres de la courbe Cp identifiés avec AG.	80
Tableau A3. 1: Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne.	111
Tableau A3. 2: Les paramètres électriques de la turbine éolienne.	111
Tableau A3. 3: Les paramètres de simulation de PMSG.	112
Tableau A3.4: temps de simulation	112

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

Figure 1.1: à gauche : moulin du Fay à Carquefou, à droite : éolienne récente à Redon (photos R. Aubrée).	7
Figure 1.2: aérogénérateur à axe verticale [13]	9
Figure 1.3: comparaison entre les différents types d'éoliennes	11
Figure 1.4: Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW.	11
Figure 1.5: Schéma d'une éolienne Enercon à entraînement direct.	13
Figure 1.6: Systèmes de génération d'énergie électrique à partir de sources d'énergie variable.	15

Figure 1.7: Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage [22]	16
Figure 1.8: Chaînes de conversion à génératrice asynchrone à rotor bobiné	16
Figure 1.9: Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage et convertisseur de fréquence [45]	17
Figure 1.10: Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence	17
Figure 1.11: Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un convertisseur sur le bus continu.	17
Figure 1.12: classification des convertisseurs statiques pour entraînements électriques [58].	21
Figure 1.13: Carte des vents en Algérie selon le Ministère des Energies et des Mines [15].	23

CHAPITRE II

Figure 2.1: Courbe (a), la probabilité d'occurrence d'une vitesse de vent ; courbe (b), l'énergie produite par chaque vitesse de vent.	30
Figure 2.2: profil du vent pour une durée de 500 S.	31
Figure 2.3: Modèle simplifié pour une simulation du vent [29]. Le bruit blanc est Gaussien, sa moyenne est nulle et sa variance unitaire.	32
Figure 2.4: Profil du vent avant et après le filtrage.	32
Figure 2.5: Les forces en présence dans une éolienne Savonius.	33
Figure 2.6: Les forces en présence dans une éolienne Darrieus.	34
Figure 2.7: Vecteurs trainée et portance résultant de la décomposition des forces.	34
Figure 2.8: Tube de courant d'air en amont et en aval d'une éolienne (source : [36]).	37
Figure 2.9: Aire et rayon d'une turbine à axe vertical (source : [37]).	37

Figure 2.10: Coefficient de puissance aérodynamique en fonction du rapport λ pour différents types d'éoliennes (source : [37]).	38
Figure 2.11: Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne	39
Figure 2.12: Limitation de puissance éolienne, a) pitch, b) déviation verticale de l'axe de Rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation, d) vitesse continûment Variable.	41
Figure 2.13: Configuration d'une éolienne	42
Figure 2.14: Modèle mécanique simplifié de la turbine.	43
Figure 2.15: les courbes de $C_p(\lambda, \beta)$ obtenues pour différentes approximations numériques.	45
Figure 2.16: courbes du coefficient de $C_p(\lambda, \beta)$.	46
Figure 2.17: performances du rotor Savonius[66].	47
Figure 2.18: Représentation schématique du rotor Savonius [66].	48
Figure 2.19: le coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ pour un rotor de savonius et des différents designs [66].	48
Figure 2.20: Courbe de C_p en fonction de $(\lambda, \text{le nombre de pale (blades)})$.	49
Figure 2.21: Puissance de la turbine P_t en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesse du vent V_w et pour une valeur constante de la densité de l'air ($= 1.2 \text{ kg/m}^3$).[41]	50
Figure 2.22: Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique [55].	50
Figure 2.23: Schéma bloc d'une turbine éolienne [56].	51
Figure 2.24: Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne [56].	51
Figure 2.25: Schéma bloc du modèle de la turbine.	52
Figure 2.26: Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park.	54
Figure 2.27: Représentation d'une MSAP dans le repère (abc) .	55

Figure 2.28: Structure électrique du stator d'une MSAP.	56
Figure 2.29: Représentation d'une MSAP dans le repère (d q).	57
Figure 2.30: circuit équivalent de MSAP –convention moteur.	58
Figure 2.31: Schéma bloc du modèle de la GSAP dans le repère d q.	60
Figure 2.32: La chaine de conversion de l'éolienne.	61
Figure 2.33: Convertisseur Buck.	62

CHAPITRE III

Figure 3.1: Les entités de base dans un système d'identification paramétrique.	67
Figure 3.2: Principaux éléments d'une population.	71
Figure 3.3: Organigramme de l'algorithme génétique.	71
Figure 3.4: Exemples d'opération de croisement.	73
Figure 3.5: Exemple de mutation.	74
Figure 3.6: Courbe Cp utilisé pour la génération des données.	75
Figure 3.7: Représentation d'un chromosome des coefficients de Cp	76
Figure 3.8: Convergence de l'Algorithme Génétique pour 6 paramètres.	77
Figure 3.9: comparaison entre Cp réel et Cp optimisé.	78
Figure 3.10: Courbe Cp utilisé pour la génération des données plus proche de la courbe réelle [78].	79
Figure 3.11: Convergence de l'algorithme.	80
Figure 3.12: comparaison entre Cp expérimentale et Cp optimisé.	81

CHAPITRE IV

Figure 4.1: Le schéma de principe de l'algorithme OT MPPT.	86
Figure 4.2: Le schéma de principe de l'algorithme PSF MPPT.	87

Figure 4.3: Schéma de la méthode Hill Climbing Searching.	88
Figure 4.4: Principe de contrôle HCS avec une taille de pas fixe.	88
Figure 4.5: Réseau de courbe puissance d'une éolienne de 300 W- vitesse de rotation de la turbine paramétré par la vitesse du vent de l'éolienne.	90
Figure 4.6: Structure de contrôle d'une éolienne autonome à vitesse variable basée sur GSAP avec OTC	91
Figure 4.7: Schéma bloc du système globale étudié (la chaîne de conversion éolienne commandée par le rotor).	91
Figure 4.8: structure du contrôleur de commande proposé(OTC)	92
Figure 4.9: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC)	95
Figure 4.10: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC), pour une vitesse du vent de 8 m/s .	97
Figure 4.11: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC), pour un vent fluctuant.	99

ANNEXES

Figure A1. 1: tube de courant d'air autour d'une éolienne.	104
Figure A1. 2: Coefficient de puissance.	106
Figure A2. 1: Représentation schématique d'une transformation triphasée – diphasée.	107
Figure A2. 2: Représentation schématique d'une transformation de Park.	108

NOTATIONS SYMBOLIQUES.

Symboles	Significations	Unités
ρ	densité volumique de l'air	$\text{Kg} \cdot \text{m}^3$
S	Surface balayée par le rotor de l'éolienne	m^2
V_w	La vitesse du vent	m/s
C_p	Coefficient de puissance	-
R	Rayon de la turbine	m
λ	Rapport de vitesse de la turbine	-
β	Angle de calage des pales de l'éolienne	Degrés °
α	Angle d'incidence des pales de l'éolienne	Degrés °
H	Hauteur du rotor de la turbine	m
Ω_t	Vitesse de rotation de la turbine	Rad /s
Ω	Vitesse angulaire mécanique de la génératrice	Rad /s
Ω_R	Vitesse de rotation du rotor de la génératrice	Rad /s
ω_p	Vitesse angulaire électrique	Rad/s
J_m	Inertie de la machine.	$\text{Kg} \cdot \text{m}^2$
f_m	Coefficient de frottement de la machine.	N.m/s
J	Inertie de la turbine.	$\text{Kg} \cdot \text{m}^2$
f	Frottement des pâles.	N.m/s
C_T	Le couple statique fourni par l'éolienne	N.m

C_{m_opt}		N.m
C_e	Couple mécanique optimale de la turbine éolienne	N.m
C_g	Couple électrique de la génératrice	N .m
C_{em}	Couple de la génératrice	N .m
C_{ref}	Couple électromagnétique de la génératrice	N.m
P_e	Couple de référence	watt
P_m	Puissance électrique de la génératrice	watt
φ_{abc}	Puissance mécanique de la turbine	wb
φ_f	Les flux des axes (a, b, c)	wb
L_s	Flux de l'aimant permanent	H
L_c	L'inductance des phases statoriques.	H
J_{T0}	L'inductance cyclique	Kg .m ²
f_{T0}	Inertie Totale	N.m/s
G	Coefficient de frottement Totale	-
D	Rapport de multiplication	-
R_s	le cycle de commutation du MOSFET	Ω
R_r	Résistance statorique de phase	Ω
I_{ds}, I_{qs}	Résistance rotorique de phase	A
I_{dr}, I_{qr}	Courants statoriques diphasés dans un repère tournant	A
	Courants rotoriques diphasés dans un repère tournant	

LISTE DES ABREVIATIONS

MPPT	Maximum Point Power Tracking
GSAP	Génératrice synchrone à aimant permanent
PMSG	Permanent magnet synchronous generator
WPSG	Wind Power Synchronous Generator
AG	Algorithmes génétiques
PI	Proportionnel Intégrale
OTC	Optimal Torque Control
TSR	Tip Speed Ratio
PSF	Power signal feedback control
HCS	Hill Climbing searching

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Pour contribuer à la sauvegarde de la planète sur laquelle nous vivons, notre société s'est engagée dans une démarche de transition énergétique (protocole de Kyoto, Grenelle de l'environnement II. . .). Des travaux de recherche conséquents sont réalisés dans les domaines de l'efficacité énergétique (réduction des consommations d'énergie, smart-grids...) et de la production d'énergie renouvelable (éolien off-shore, hydrolienne...)[1]. Cela est suite à l'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Cette augmentation se traduit, en réalité, par une augmentation des prix du pétrole qui représente la source la plus importante de l'énergie.

La réserve mondiale du pétrole diminue de plus en plus et dans les années qui suivent il n'y aura pas assez du pétrole pour couvrir la demande. Le climat de la terre évolue vers le mauvais et les sources naturelles d'eau se raréfient. L'énergie nucléaire n'est pas disponible pour tout le monde pour des raisons politiques ou financières, son installation coûte cher et elle peut être dangereuse au niveau écologique. L'utilisation de ces sources conventionnelles est alors limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement. Pour toutes ces raisons le monde se dirige vers les sources renouvelables, le soleil, le vent, les courants sous-marins et d'autres pour produire de l'électricité. Les travaux de recherche réalisés durant ce mémoire s'inscrivent dans ce mouvement et concernent le petit éolien, pour lequel un vaste champ d'optimisations et d'améliorations existe encore aujourd'hui [2].

Depuis maintenant plus d'une dizaine d'années, de nombreux articles [3], [4] et plusieurs thèses [5], [6], [7] ont été publiés sur le développement des petits systèmes éoliens. Le but de ce travail est de faire une synthèse et d'étendre le plus grand nombre de ces travaux, pour proposer une méthode d'identification paramétrique du système éolien, et par la suite synthétiser une architecture électrique de commande robuste, avec un rendement énergétique optimal.

Pour les aérogénérateurs de petite puissance, l'industrie s'est souvent contentée de réutiliser la technologie développée pour les panneaux solaires. Une des objectifs de ce travail est de développer un ensemble cohérent (mécanique-électrique) avec la partie aérienne de l'éolienne pour extraire un maximum de puissance du vent.

Un argument en faveur du petit éolien est qu'il est possible de l'installer dans des endroits inaccessibles aux grosses éoliennes (absence de routes, régions montagneuses...). En effet, même si aujourd'hui on peut s'interroger sur la pertinence technique ou économique du petit éolien dans les zones urbanisées où le réseau électrique existe, il existe une quantité importante d'applications qui requièrent la mise en œuvre d'éoliennes performantes et robustes. De nombreux pays industrialisés qui possèdent des grands espaces ou des sites isolés (Chine, États-Unis, Grande-Bretagne...) produisent et installent un nombre important de petites éoliennes (voir figure 1.6) pour alimenter localement des installations en électricité. Dans une région montagneuse, il sera plus aisé et moins coûteux d'installer une petite éolienne que de mettre en place une ligne électrique ou une grosse éolienne qui requiert une facilité d'accès pour son transport. Dans ces régions montagneuses, il est souvent possible de trouver des couloirs de vent à fort potentiel énergétique. Une autre utilisation, en association avec l'énergie photovoltaïque, consiste à alimenter des stations de pompage et de purification de l'eau pour fournir de l'eau potable à des villages dans des zones désertiques et éviter ainsi le déplacement de population vers les grandes villes (au Mali par exemple, [7]).

Ce mémoire de thèse est structuré de la manière suivante : après une introduction sur les enjeux que représentent les énergies renouvelables, le chapitre un va nous permettre de donner des généralités sur l'énergie éolienne y compris ses différents types ainsi d'aborder la mise en œuvre pour extraire un maximum d'énergie du système via les génératrices utilisées dans les réseaux.

Dans le deuxième chapitre, nous avons proposé le concept de chaîne éolienne complète. Dans ce chapitre, nous établissons un modèle de simulation de l'ensemble de la chaîne éolienne en insistant notamment sur le caractère multiphasique (prise en compte des phénomènes mécaniques, magnétiques, électriques) [47]. La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales,

du générateur électrique, du convertisseur de puissance lié du système de commande [48]. Ce chapitre est composé de trois parties :

Une première partie est consacrée à la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne, et où le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillées, [49-50].

La deuxième partie est consacrée à la modélisation de la machine synchrone à aimant permanent, et on terminera cette partie par une simulation de ces configurations (MSAP et turbine) en fonctionnement générateur [56] [58] .

Dans la troisième et dernière partie nous présenterons la modélisation du Convertisseur associé, [29-31].

Dans le troisième chapitre on expose le principe général de l'identification, puis la définition d'optimisation. Par la suite on présente la nouvelle technique d'optimisation en utilisant les algorithmes génétiques (GA), et son principe de fonctionnement, dans le but de l'exploiter pour l'identification des paramètres liés à la turbine éolienne à partir de la courbe caractéristique du coefficient de puissance C_p .

Le quatrième chapitre résume les principales méthodes pour un système de production d'énergie éolienne basé sur GSAP pour atteindre MPPT et on va faire également une application de l'algorithme OTC (optimal torque control) sur notre modèle, ainsi des résultats de simulation seront présentés et discutés.

CHAPITRE I

Etat de l'Art des Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne

1 Introduction

Les éoliennes font maintenant pleinement partie de notre environnement visuel, sonore, sociétal et évidemment énergétique. Il convient néanmoins d'identifier les enjeux qu'elles représentent en les plaçant parmi les autres sources d'énergie. Comme a pu le montrer dans la recherche bibliographique, de nombreux travaux de recherche ont été et seront encore menés pour sans cesse améliorer leur efficacité énergétique [1].

Dans ce chapitre, on va présenter une définition de l'énergie éolienne de manière générale, puis les différents types des éoliennes après un bref historique, ainsi que les avantages et inconvénients pour chaque type, puis les différents générateurs utilisés dans les systèmes éoliens et pour terminer les convertisseurs de puissance associés.

Ce chapitre sera clôturé par une conclusion.

1.1 Les énergies renouvelables

La consommation d'énergie électrique devient de plus en plus courante et indispensable. La société actuelle a vu apparaître d'autres modes de vie. Aussi, de nos jours, nos besoins en énergie sont considérables (chauffage, déplacements, éclairage, communication, production de biens de consommation...). Cette consommation d'énergie ne peut pas croître à l'infini sans devenir une menace pour la planète et par conséquent pour l'avenir de l'homme. Trois grands axes de travail doivent être menés actuellement :

- Consommer moins d'énergie par un changement de comportement et par la mise au point de systèmes moins énergivores ;
- Trouver d'autres formes de production d'énergie qui perturbent moins le fonctionnement naturel de la planète Terre ;
- Diminuer les pertes au niveau du réseau de transport de l'énergie [8].

Les principales sources d'énergie utilisées aujourd'hui sont d'origine fossile (charbon, fuel, gaz) ou nucléaire. Les énergies d'origine fossile ne sont pas inépuisables et émettent des rejets carbonés.

1.2 Un peu d'histoire [9-12]

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique du vent transformée en énergie mécanique (moulin à vent) ou électrique à l'aide d'un aérogénérateur (éolienne). C'est une énergie renouvelable qui tire son nom d'Éole, Dieu du vent dans la Grèce antique [11]. La conquête de l'énergie éolienne ne date pas d'hier. L'histoire nous apprend que les moulins à vent existaient déjà dès la plus haute antiquité, en Perse, en Irak, en Egypte et en Chine.

Elles servent principalement à moudre du grain et surtout du blé. La Hollande les utilise, à partir de 1350, pour l'assèchement des polders. On les emploie également pour extraire de l'huile des noix et des graines, pour scier du bois, pour transformer les vieux chiffons en papier, pour la préparation des poudres en couleur entrant dans la composition des teintures et pour la fabrication du tabac à priser qui remplaçait la cigarette autrefois. L'éolienne lente de type multi pale n'apparaît que bien plus tard, au dix-neuvième siècle.

A l'aube du vingtième siècle, les premières éoliennes rapides entraînant des générateurs électriques font leur apparition en France puis se répandent dans le monde. Leur invention est l'œuvre de l'Académicien français Darrieus. [1] Ce n'est qu'à la fin du XIXème siècle, lorsque l'électricité prit son essor, que l'aérogénérateur électrique fit ses premiers pas. En France, contrairement à ce que la situation actuelle pourrait laisser penser, les recherches allèrent bon train dans les années 1920 (éolienne bipale de 20 m de diamètre, compagnie CEM) puis dans les années 1950-60 (tripale de 30 m et génératrice synchrone de 800 kW à Nogent le Roi, bipale de 35 m et génératrice asynchrone de 1 MW à Saint Rémy des Landes).

C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui relança les études et les expériences, cette fois à plus grande échelle : l'expérience californienne a été la première à grande échelle (le « Wind-rush ») au début des années 80, notamment avec des turbines de moyenne puissance (55 kW) et grâce à une incitation fiscale très volontariste. On passa ainsi de 144 machines (pour un total de 7MW) en 1981, à 4687 machines (386 MW) en 1985. Mais c'est vers la fin des années 1980 que le marché des systèmes raccordés au réseau électrique a réellement décollé en Europe, dans le reste

des USA et également en Asie et en Afrique du Nord. En Europe, les leaders furent les Danois, principalement à cause de leurs faibles ressources énergétiques classiques, aujourd'hui, ils conservent une très large avance au niveau mondial (plus de la moitié des systèmes éoliens vendus). [11]

1.3 LES DIFFERENTS TYPES D'EOLIENNES

1.3.1 Les éoliennes à axe horizontal

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent sur lesquels les ailes, faites de voiles tendues sur une structure habituellement en bois, ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion (voir figure 1.1).

La portance de ces ailes placées dans le vent ne sert pas ici à sustenter un aéronef mais à générer le couple moteur destiné à entraîner un dispositif mécanique tel qu'une génératrice électrique, une pompe... Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 1 et 3 et peuvent développer des puissances élevées (pouvant aller jusqu'à plusieurs méga-watts). [1]



Figure 1.1: à droite : moulin du Fay à Carquefou, à gauche : éolienne récente à Redon (photos R. Aubrée).

Comme pour les moulins à vent du type de celui de la figure 1.1, les éoliennes à axe horizontal possèdent un axe de rotation de la turbine parallèle à la direction du vent. Ces éoliennes nécessitent donc d'être constamment orientées dans le lit du vent.

Cette orientation peut être manuelle comme dans le cas d'un moulin classique, ou automatique pour les éoliennes modernes. Ces éoliennes sont bien adaptées à un régime de vent régulier que l'on va trouver à une altitude d'au moins 12 mètres, mais

elles deviennent moins performantes lorsqu'on la place en milieu urbain ou proche du sol, car dans ce cas, le régime de vent est plutôt turbulent et l'éolienne cherche constamment à s'orienter face au vent. Les éoliennes à axe horizontal utilisent la force de portance et de ce fait la vitesse du vent apparent pour les pales est supérieure à la vitesse réelle du vent. Une catégorie particulière d'éolienne à axe horizontal est celle des machines multipales de faible diamètre (jusqu'à 10 m environ).

La masse importante de la roue aubagée, les vitesses de rotation peu élevées (en regard du diamètre) font que ces machines de faible puissance sont utilisées principalement pour le pompage de l'eau [12].

1.4 Les éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été conçues pour répondre au mieux aux contraintes engendrées par les turbulences du milieu urbain. Grâce à leur structure, elles peuvent fonctionner avec des vents provenant de toutes les directions et sont moins perturbées par les turbulences que les éoliennes à axe horizontal. Elles sont généralement plus silencieuses que les éoliennes à axe horizontal où la vitesse en bout de pale est plus importante, et peuvent facilement s'intégrer à l'architecture des bâtiments.

Leur faiblesse réside principalement dans la faible maturité du marché, qui engendre alors des coûts d'investissement importants. En raison de leur petite taille, l'énergie produite est faible mais elles s'adaptent bien aux besoins de consommateurs individuels.

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 la ressource éolienne. Elles peuvent être classées selon deux catégories :

- Les éoliennes utilisant la force de trainée,
- Les éoliennes utilisant la force de portance.

En 1929, l'ingénieur Finnois Sigurd Savonius a fait breveter une éolienne mettant en œuvre la force de trainée. De son côté dans les années 1920, l'ingénieur Français Georges Darrieus a fait breveter une éolienne mettant en œuvre la portance. Ils laisseront leur nom aux deux types d'éolienne à axe vertical qu'ils ont fait breveter (Fig. 1.2). Georges Darrieus avait fait breveter plusieurs configurations (H, delta, diamant, Y et phi). Le concept Darrieus avait presque été oublié, quand dans les années 1960, au Canada, les ingénieurs du National Research Council ont travaillé à nouveau sur le sujet.



Rotor Darrieus

Rotor H

Rotor Savonius

Figure 1.2:aérogénérateur à axe verticale [13]

1.5 Les éoliennes urbaines à axe vertical plutôt qu'à axe horizontal

Dans l'idée de décentraliser une partie de la production d'électricité, une piste consiste à utiliser directement l'énergie naturelle et renouvelable qui se trouve à proximité immédiate des lieux de consommation, c'est-à-dire les milieux urbains. L'énergie éolienne est une des sources qui peut être exploitée, mais les interrogations qui sont soulevées par cette option relèvent de plusieurs aspects : notamment où réunir suffisamment d'énergie et comment la collecter. Sans répondre clairement aux interrogations, les paragraphes qui suivent donnent des éléments de réflexion, plus précisément sur la préférence entre les éoliennes à axe vertical et horizontal. Rappelons que ce n'est pas le but de ce document de donner une réponse à ce débat perpétuel mais plutôt d'introduire certains critères qui justifient l'intérêt d'une étude sur les éoliennes à axe vertical.

1.6 Comparaison des différents types d'éoliennes

Les **éoliennes à axe vertical (VAWT)** et les **éoliennes à axe horizontal (HAWT)** ont chacune leurs contraintes de structure.

Ainsi, durant chaque rotation, **les pales des éoliennes à axe horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine)** subissent l'effet combiné de la force d'inertie et de la gravité. La direction de la force inertielle est sujette à changement, tandis que la gravité est toujours stable, de telle sorte que **les pales des éoliennes horizontales supportent une charge alternative**. C'est une importante contrainte de fatigue pour ce **type d'éolienne**. De plus, **l'éolienne par elle-même qui génère l'électricité** est généralement à plusieurs dizaines mètres au-dessus du sol et cela entraîne de nombreux problèmes de **réparation et de maintenance** de ce générateur.

Quant au processus de rotation des **pales des éoliennes à axe vertical (Vertical Axis Wind Turbine)**, les conditions de réception des effets sont meilleures qu'elles le sont dans le cas des **éoliennes à axe horizontal** parce que les directions respectives de la force inertielle et de la gravité sont toutes deux constamment stables. En conséquence de quoi, les pales reçoivent une charge constante durant leurs rotations, et la longévité s'entrouvre grandement améliorée **par rapport aux éoliennes à axe horizontal**. **Le générateur des éoliennes verticales** quant à lui est généralement placé juste sous le rotor ou à même le sol. Il est ainsi aisé de le réparer ou de pratiquer sa maintenance ordinaire. [20]

Type d'axe	Avantages	Inconvénients	Illustration
Horizontal	- Choix	- Installation sur un bâtiment fortement déconseillée	
	- Installateurs compétents sur tout le territoire	- Encombrement au sol pour les mâts haubanés	
	- Technologie mature	- Bruit	
	- Prix	- Mauvais rendement dans les vents turbulents	
Vertical	- Moins bruyante	- Prix	
	- Installation possible sur un bâtiment	- Complexité technique	
	- Performante dans les vents turbulents.	- Les modèles les plus prometteurs sortent à peine des labos	
	- Pas de système d'orientation		
	- Autoprotection contre les vents forts		

Figure 1.3: comparaison entre les différents types d'éoliennes

1.1 Constitution d'une éolienne moderne

La Fig. 1.4 représente une chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne moderne tripale à axe horizontal de type Nordex N60 (1.3MW)

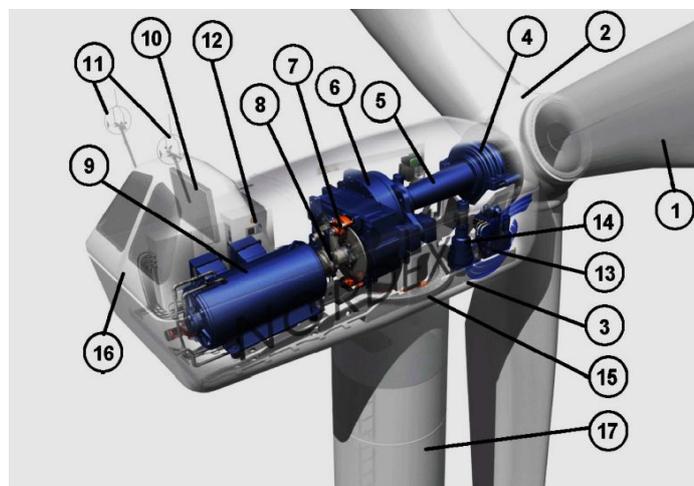


Figure 1.4: Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW.

Elle est constituée d'une tour (17), supporte la nacelle (3) et le moyeu de la turbine (2) sur lequel sont fixées les pales (1). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur et aussi du diamètre des pales.

La nacelle (3) partiellement accueille la génératrice (9) et son système de refroidissement (10), le multiplicateur de vitesse (6) et différents équipements électroniques de contrôle (12) qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation (13), (14), (15) ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne. Le multiplicateur de vitesse comporte un arbre lent (5) muni d'un palier à billes, et un arbre à grande vitesse. Il est équipé d'un frein mécanique à disque (7) et un accouplement flexible (8) avec le générateur (9). Le tout est protégé par un capot en acier (16).

Un anémomètre et une girouette (11) situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent, mais les multiplicateurs mécaniques ont leurs inconvénients, ils nécessitent une maintenance accrue et nuisent à la fiabilité surtout dans les grandes puissances. C'est la raison pour laquelle la tendance est à l'entraînement direct. La génératrice est alors une machine synchrone (rotor bobiné ou aimants) à très grand nombre de pôles et donc à fort couple massique. Le fabricant allemand Enercon propose ainsi toute une gamme de telles machines de 200 kW à 4,5 MW (phase de pré-industrialisation).

La Figure 1.5 montre le schéma de la nacelle d'une telle machine. Le diamètre de la nacelle est plus élevé mais sa longueur est plus courte. Ces génératrices, dont la vitesse de rotation et le nombre de pôles rendent impossible une connexion directe au 50 Hz, sont nécessairement alimentées par un convertisseur statique qui offre la possibilité d'un fonctionnement à vitesse variable.[22]

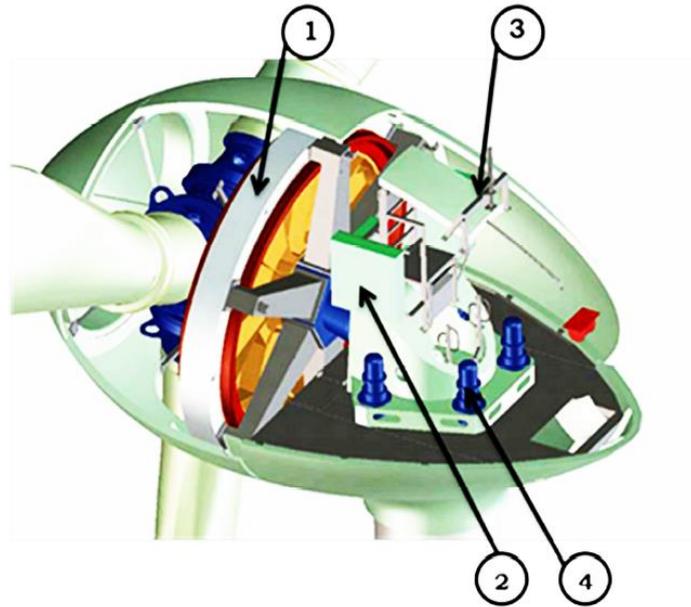


Figure 1.5:Schéma d'une éolienne Enercon à entraînement direct.

1. Alternateur discoïde
2. Convertisseurs électronique
3. Système de refroidissement
4. Système d'orientation

1.7 La topologie des éoliennes

Selon la puissance générée, on peut trouver trois sortes d'éoliennes : celles générant une puissance entre 100Watts et 36Kw, il s'agit des petites éoliennes domestiques, comme celle étudiée dans le présent mémoire. Avec une puissance générée entre 36KW et 250KW, l'éolienne est considérée comme étant de moyenne puissance, Les grandes éoliennes de forte puissance, dont la puissance dépasse 250 kW. Elles sont généralement regroupées en parcs, raccordées au réseau alternatif de distribution électrique et gérées par des exploitants industriels. Parle d'éoliennes à grande puissance.

1.7.1 Classification selon la vitesse de rotation :

Du point de vue vitesse de rotation, on classifie les éoliennes en deux catégories: à vitesse fixe et à vitesse variable.

La première configuration, à savoir celle fonctionnant à vitesse fixe était la première à avoir été adoptée, dans les années 90. Les caractéristiques des éoliennes à vitesse fixe sont :

- Utilisation de machines à induction (à cage d'écureuil par exemple)
- Connexion directe avec le réseau électrique
- Présence d'un soft starter
- Compensation de la puissance réactive avec des condensateurs

Ces aérogénérateurs sont conçus pour un fonctionnement à une vitesse de rotation donnée.

Les avantages de ce type de fonctionnement sont la simplicité du système électrique correspondant, sa robustesse grâce à l'évitement des fréquences de résonance et sa fiabilité prouvée, sans oublier le coût de réalisation assez faible.

Ses inconvénients sont la consommation en énergie réactive non contrôlée, les vibrations mécaniques et le control limité de la qualité de puissance. Du fait du fonctionnement à vitesse fixe, les fluctuations dues aux variations de vitesse de vent sont directement transmises à travers le couple mécanique vers la puissance électrique au réseau, ce qui conduit à des pertes en ligne considérables. Quant aux éoliennes fonctionnant à vitesse variable, et depuis ces quelques dernières années, elles sont devenues le type prédominant parmi les installations éoliennes actuelles. Les éoliennes à vitesse variable sont conçues de sorte à extraire un maximum de puissance dans une large gamme de vitesses de vent. Grâce au caractère variable de la vitesse, on peut de façon continue extraire un maximum de puissance, tout en compensant les fluctuations de couple mécanique, en gardant ce dernier relativement constant.

La configuration des éoliennes à vitesse variable est typiquement caractérisée par :

- Une génératrice synchrone ou à induction
- Un bloc de conversion de puissance afin de relier la génératrice au réseau électrique, et de commander la vitesse de la génératrice de sorte à absorber les fluctuations du couple.

Les avantages des éoliennes à vitesse variable sont donc un accroissement de l'énergie captée et donc un rendement énergétique plus élevé, une amélioration de la qualité de puissance et une réduction des contraintes mécaniques dues aux oscillations du couple mécanique. Les inconvénients sont les pertes dans les composants électroniques, l'encombrement dû aux composants utilisés ainsi qu'un coût de réalisation relativement élevé. Les installations éoliennes standard sont représentées dans la figure (Figure 1.4). Elles sont comme suit :

Type A : Il s'agit d'une configuration à vitesse fixe, elle comporte une génératrice à induction à cage d'écureuil connectée au réseau électrique à travers un transformateur. A cette configuration on ajoute des condensateurs en vue de diminuer la puissance réactive absorbée. La connexion au réseau électrique se fait grâce à un soft-starter.

Type B. Connue sous le nom de configuration à génératrice à double alimentation, cette alternative présente une génératrice à induction à rotor bobiné avec une variation limitée de la vitesse. Elle utilise un convertisseur de fréquence partiel qui assure la compensation de la puissance réactive, et la connexion au réseau électrique.

Type C. Cette configuration présente une variation totale de la vitesse de la turbine avec une génératrice connectée au réseau électrique à travers un convertisseur de fréquence à pleine échelle. Ce dernier permet la compensation de la puissance réactive en plus de la connexion au réseau électrique. Les génératrices utilisées peuvent être synchrones ou asynchrones, à rotor bobiné ou synchrones à aimant permanent. Certains types de cette configuration peuvent se passer de la boîte à vitesse (multiplicateur).

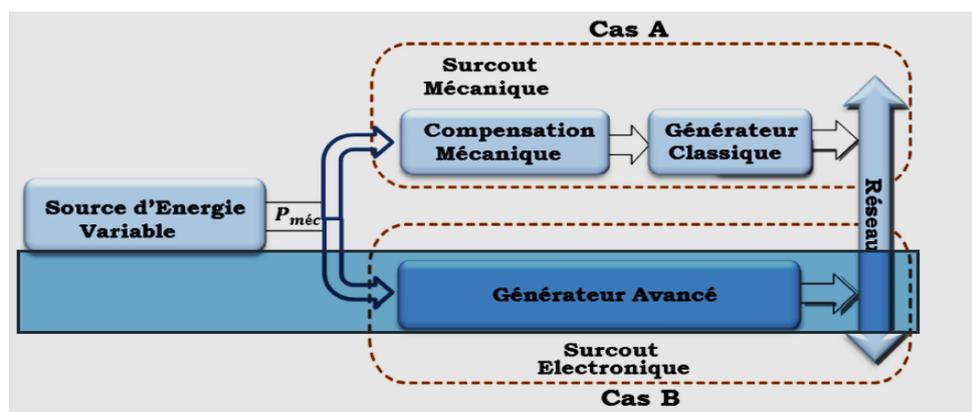


Figure 1.6: Systèmes de génération d'énergie électrique à partir de sources d'énergie variable.

1.8 Les génératrices utilisées

L'obtention du courant électrique compatible avec le réseau peut être satisfaite grâce aux convertisseurs de fréquence, que la génératrice soit à courant alternatif ou à courant continu. Plusieurs types de génératrices peuvent être utilisées dans la conception des éoliennes

- Asynchrones : à cage d'écureuil, à rotor bobiné ou à double alimentation

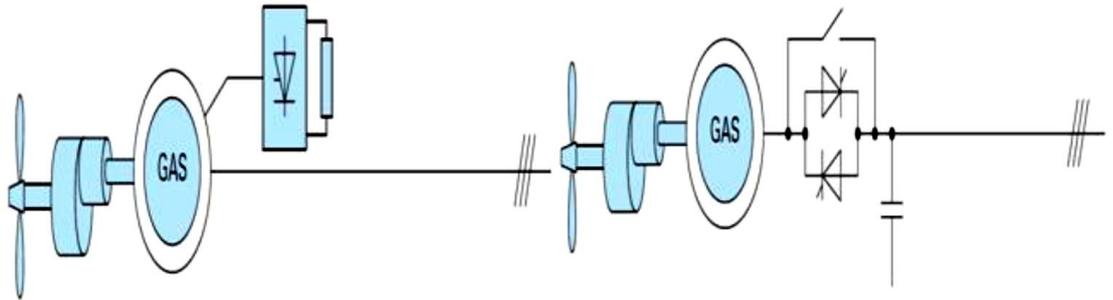


Figure 1.7:Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage [22]

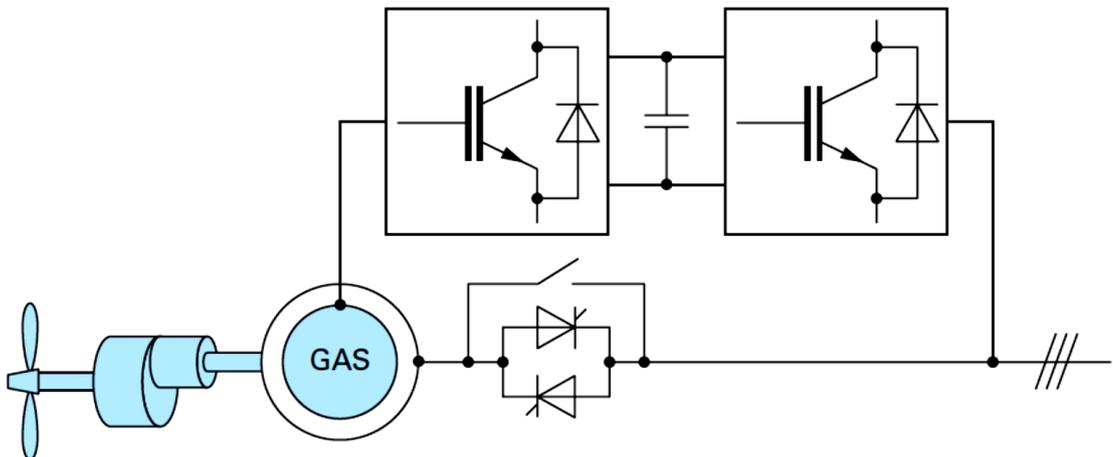


Figure 1.8:Chaînes de conversion à génératrice asynchrone à rotor bobiné

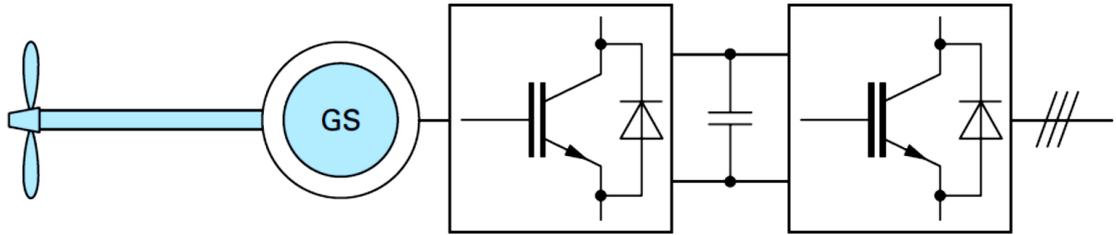


Figure 1.9:Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage et convertisseur de fréquence [45]

- Synchrones : à rotor bobiné ou à aimant permanent

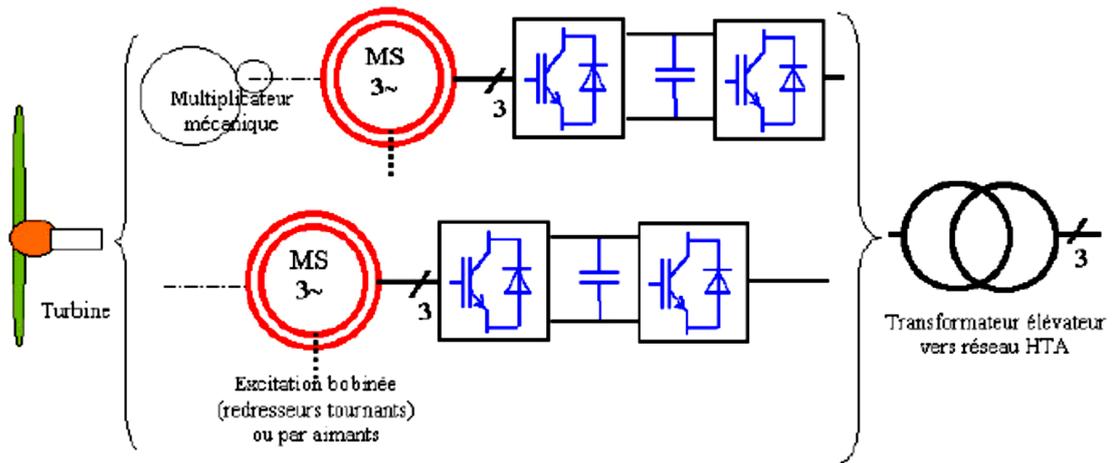


Figure 1.10:Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence

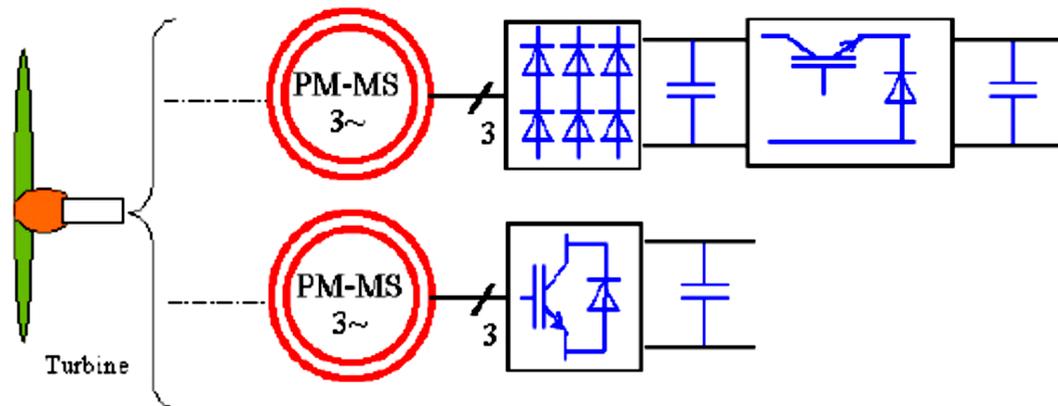


Figure 1.11:Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un convertisseur sur le bus continu.

- Autres types de génératrices : générateur à haute tension, à reluctance variable ou à flux transversal.

Nous allons établir dans le tableau (Tab. I.1) si dessus les avantages et les inconvénients relatifs à chaque type de génératrices utilisées, ce tableau permettra, selon besoins et moyens, de faire un choix lors de la conception. Les autres types de génératrices peuvent être utilisés, notamment les génératrices à haute tension qui présentent l'avantage de se passer des transformateurs, et les inconvénients d'être chères, de nécessiter des systèmes de sécurité relativement complexes et de présenter des performances pas sûres à long terme.

Les génératrices à flux transversal, dont le fonctionnement est similaire à celui des machines à aimant permanent, présentent un rapport couple/kg intéressant, au prix des fuites magnétiques et du facteur de puissance qui diminue même lors de fonctionnement optimal.

Par ailleurs, la génératrice à reluctance variable présente une structure mécanique simple et robuste, une grande efficacité, un prix réduit ainsi qu'une possibilité de se passer de la boîte à vitesse car elle tourne à vitesse lente par conséquent, ces machines vont pouvoir être couplées directement sur l'axe de la turbine.[21]

Les machines à courant continu (MCC) présentent une excellente marge de variation de la vitesse de rotation, une bonne réponse dynamique, une excellente capacité de surcharge, un faible coût de l'ensemble variateur + machine, une tenue en température élevée ainsi qu'une rotation très régulière grâce à son grand nombre de lames. Elles sont néanmoins chères et ont un grand poids. Elles s'usent rapidement en cas d'usage intensif (traction ferroviaire, production industrielle...), les balais doivent être changés régulièrement et le collecteur rectifié à une fréquence plus faible ce qui augmente le coût de maintenance. Elles présentent également un risque de pollutions électromagnétique (les étincelles sont des arcs très perturbateurs), sonore (le frottement des balais produit du bruit) et une pollution due à des particules (l'usure produit de la poussière). Sans oublier le danger qu'elles présentent en milieux explosifs (à cause des étincelles, toutefois le collecteur peut être en enceinte pressurisée).

Tableau 1.1: Les avantages et inconvénients des types de génératrices les plus utilisées dans la génération de l'énergie éolienne [16].

		Avantages	Inconvénients
Génératrice Asynchrone	A cage d'écureuil	<ul style="list-style-type: none"> -Simplicité mécanique -Grande efficacité - Nécessite peu de maintenance - Prix bas 	<ul style="list-style-type: none"> - Ajout d'un système de démarrage - Nécessite un courant réactif pour la magnétisation du stator, ainsi qu'un système pour compenser la puissance réactive - Fonctionnement à vitesse fixe - Fluctuations transmises au réseau électrique - Nécessite une boîte à vitesse - Ne peut avoir une excitation séparée (pas d'aimant permanent et pas d'autonomie) - Présence d'un couple agissant sur le rotor (dû au glissement de vitesse qui augmente avec la charge)
	A rotor bobiné	<ul style="list-style-type: none"> - Glissement variable pour minimiser les fluctuations du couple et puissance (causées par les rafales) - Simple - Fiable - Ne nécessite pas de bagues (commande optique) 	<ul style="list-style-type: none"> -Nécessite un système de compensation de la puissance réactive - Variation de la vitesse limitée (dépend des variations de la résistance ajoutée) - Pertes d'énergie dans la résistance - Commande en puissance insuffisante

	Doublement alimenté	<ul style="list-style-type: none"> - Différence de fréquences (mécanique -électrique) compensée par le convertisseur - Contrôle des puissances active et réactive séparément - Peut être magnétisée par le réseau électrique ou par son propre rotor - Peut générer sa propre puissance réactive 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - La machine doit produire de la puissance réactive en cas de défaut de fonctionnement - La gamme des vitesses dépend de l'investissement économique au dépend de l'efficacité - Nécessite l'utilisation des bagues
Génératrice synchrone	A rotor bobiné	<ul style="list-style-type: none"> - Ne nécessite pas la compensation de la puissance réactive - Possibilité de se passer de la boîte à vitesse (grâce à l'augmentation du nombre de pôles) 	<ul style="list-style-type: none"> - Chère - Volumineuse par rapport à une génératrice synchrone de même puissance - Nécessite un convertisseur pour gérer toutes les plages de puissances
	A aimant permanent	<ul style="list-style-type: none"> - Excitation indépendante - Grande efficacité - Grand facteur de puissance - Génération de la puissance à n'importe quelle vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> - Matériau aimant permanent cher et difficile à travailler - Nécessité de système de commande sur une large plage de puissance - Nécessite le refroidissement de l'aimant permanent qui perd ses propriétés avec l'augmentation de température

1.9 Les convertisseurs de puissance

La gamme de convertisseurs statiques disponible pour les machines électriques que ce soit en courant continu ou alternatif, est caractérisée par une grande diversité de montages et de versions (Figure 1.12) [58]. Cette section présente ceux qui sont d'utilisation courante dans le domaine des énergies éoliennes.

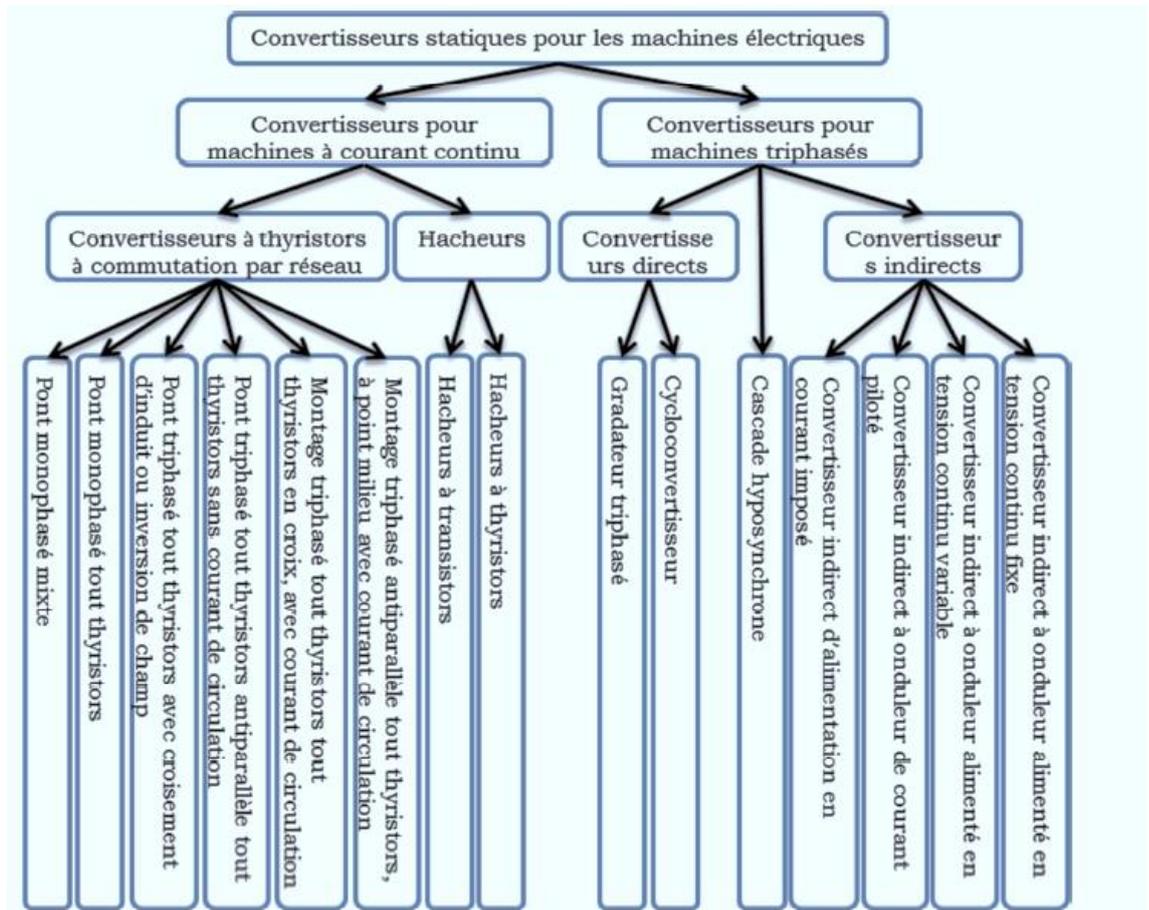


Figure 1.12:classification des convertisseurs statiques pour entraînements électriques [58].

1.10 Motivations

La consommation des énergies fossiles nous pousse à produire d'avantage de gaz à effet de serre, et de gaz carbonique en particulier. L'effet de serre modifie et perturbe le climat et l'équilibre de notre planète, et nuit considérablement à notre environnement, et il ne cesse de s'accroître avec une rapidité inquiétante. La lutte contre ce phénomène de nos jours est un objectif très important, et l'utilisation des énergies renouvelables va dans ce sens, en particulier l'énergie éolienne, qui s'avère être dans ce domaine très prometteuse. L'amélioration des éoliennes et de leur technologie reste un grand champ ouvert à la recherche et au développement.

L'énergie éolienne offre plusieurs atouts :

- Il s'agit d'une énergie propre, qui ne pollue ni les eaux ni les sols, et permet une production de l'électricité sans émission des gaz à effet de serre, contrairement aux énergies fossiles.
- C'est une énergie durable. Elle utilise des matériaux dont le cycle de vie respecte l'environnement.
- Les éoliennes peuvent alimenter des sites isolés raccordés ou non au réseau électrique.

Il s'agit donc d'une énergie décentralisée et proche des consommateurs. Elles peuvent également fournir de l'énergie sur le réseau en tant que producteur autonome. La mise en œuvre des parcs éoliens engendre des activités manufacturières, des activités de construction, de fabrication et de maintenance, ce qui crée un nombre considérable d'emplois.

Cependant, la production de la puissance dépend de la vitesse du vent et possède donc un caractère aléatoire. Ce qui nécessite l'ajout de dispositifs de régulation d'une part. D'autre part, un approvisionnement en d'autres sources d'énergie (photovoltaïque par exemple) ainsi que des dispositifs de stockage (batteries) sont nécessaires pour les périodes peu ventées. De plus, certaines précautions et considérations techniques sont à prendre avant d'envisager toute installation éolienne, notamment en ce qui concerne le choix du site. En effet, la vitesse du vent est d'autant plus importante que lorsqu'on monte en altitude. Et lorsque le vent rencontre un obstacle, il est perturbé, et l'énergie qui en résulte est de qualité moins bonne [13], [14].

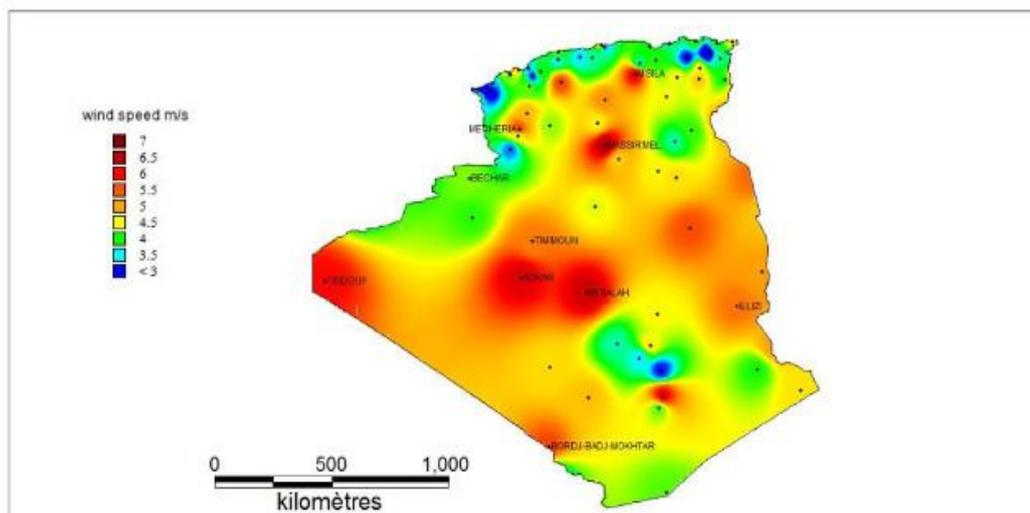


Figure 1.13: Carte des vents en Algérie selon le Ministère des Energies et des Mines [15].

Aussi, un bon positionnement des éoliennes par rapport aux habitations doit être étudié, pour éviter certains effets stroboscopiques jugés désagréables. Sans oublier le facteur bruit qui doit être également pris en compte, car les éoliennes produisent deux sortes de bruits : un bruit mécanique dû aux mouvements des engrenages, et un bruit aérodynamique, dit bruit de souffle, résultant du contact du vent avec les pales. Bien que des efforts considérables ont été faits pour réduire ces bruits, les sites éoliens doivent être éloignés des habitations, puisque le niveau de bruit diminue avec la distance. Quant aux effets des éoliennes sur les espèces animales, des études - confiées généralement à des associations spécialisées - ont défini les impacts possibles sur les oiseaux : la collision directe avec les pales, ou des projections au sol, provoquées par des turbulences de l'air créées par les pales, et l'impact lié à la modification de l'habitat, pour les oiseaux nicheurs et les espèces hivernantes qui provient de la perturbation des territoires de nidification et de nourrissage des oiseaux [16].

Les études réalisées en Europe indiquent une moyenne de 0,4 à 1,3 oiseau tué par éolienne et par an. Ce chiffre est très faible au regard d'autres facteurs de mortalité (circulation routière, lignes électriques aériennes, baies vitrées).

En résumé, il serait donc judicieux de prévoir, pour les parcs éoliens, des zones à altitudes élevées, éloignées des habitations, des reliefs (montagnes), ainsi que des trajets empruntés par les oiseaux migrateurs, et de prévoir des distances suffisantes entre les

éoliennes d'un même site pour qu'elles ne se gênent pas les unes les autres. La maîtrise de la consommation d'énergie, la décentralisation de la production et l'utilisation accrue des énergies renouvelables représentent les axes principaux de la stratégie énergétique des pays développés. Ces axes contribuent au développement durable et permettent d'anticiper l'épuisement des réserves fossiles. Et les projets éoliens participent pleinement à cette logique. La filière éolienne alimente aujourd'hui la consommation électrique de 10 millions de personnes en Europe, et permet d'éviter la production de 24 millions de tonnes de gaz carbonique par an. Une conduite similaire sinon meilleure peut être envisagée dans notre pays.

Un bon management de projets éoliens, et une bonne étude des coûts d'investissement et de vente de l'énergie résultante, garantissent une rentabilité aussi bien sur le plan financier que sur le plan écologique [16].

1.11 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne présente des avantages propres permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, ce qui lui a donné un rôle important et implacable dans l'avenir à condition d'éviter l'impact créé par ses inconvénients cités ci-après.

1.11.1 Avantages

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, contrairement aux autres énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier ;

- L'exploitation de cette énergie éolienne ne produit pas de CO₂, ni d'autres gazes. Aujourd'hui elle a permis d'éviter l'émission de 6.3 millions de tonnes de CO₂, 21 milles tonnes de SO₂ et 17.5 milles tonnes de NO_x.
- Ces émissions sont les responsables des pluies acides [17] ; Elle ne nécessite aucun carburant ;
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets ;

- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu, on peut facilement l'arrêter, contrairement aux autres procédés continus thermiques ou nucléaires ;
- C'est une source d'énergie locale, permettant de minimiser les pertes en lignes transporteuses vers les lieux généralement très proches ;
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables [18] ;
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite ;
- Les parcs éoliens peuvent être installés sur des terres agricoles et ils se démontent très facilement et ne laissent pas de trace ;
- La période de haute productivité se situe en hiver, ce qui correspond à la période de l'année où la demande en électricité est plus forte ;
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple ;

Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

1.11.2 Inconvénients

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer :

- Le bruit aérodynamique lié à la vitesse de rotation du rotor ;
- L'impact sur les parcours migratoires des oiseaux et l'impact visuel ;
- La qualité stochastique de la puissance électrique à cause du vent aléatoire provoque l'instabilité de la production ;
- La perturbation de la réception des ondes hertziennes, ce qui provoque la distorsion des images télévisées [19] ;
- C'est une source coûteuse à rendement faible dans les sites moins ventés

1.12 Conclusion.

Ce chapitre nous a permis de dresser un panel de solutions possibles pour la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel de notions nécessaires à la compréhension du système de conversion de l'énergie éolienne, différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement ont été décrits. Et par la suite des machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien ont été présentés.

Deux grandes familles de machines sont présentées : machines asynchrones, machines synchrones.

Pour le fonctionnement connecté sur un réseau, nous avons vu qu'il était important que la génératrice puisse fonctionner à vitesse variable et que la présence de convertisseurs entre la génératrice et le réseau nuisait au rendement global de l'installation. Le dispositif de la Fig. 1.11 basé sur la machine synchrone à Aimants propose un bon compromis entre la plage de variation de vitesse qu'il autorise et la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine.

Dans le prochain chapitre nous allons établir la modélisation de l'éolienne à étudier dans ce mémoire de thèse à savoir la partie mécanique ainsi que la partie électrique.

CHAPITRE II

Modélisation de la turbine éolienne

2 Introduction

Dans ce chapitre, nous établissons un modèle de simulation de l'ensemble de la chaîne éolienne en insistant notamment sur le caractère multi physique (prise en compte des phénomènes mécaniques, magnétiques, électriques) [47].

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, du convertisseur de puissance lie au système de commande [48]. Ce chapitre est composé de trois parties :

Une première partie est consacrée à la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne, et où le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillées, [49-50]. La deuxième partie est consacrée à la modélisation de la machine synchrone à aimant permanent, et on terminera cette partie par une simulation de ces configurations (MSAP et turbine) en fonctionnement générateur. Dans la troisième et dernière partie nous présenterons la modélisation du convertisseur associé, [29].

2.1 Origine du vent (source primaire)

Le vent est un phénomène d'origine climatique [22]. Il résulte principalement de l'échauffement des différentes masses du globe terrestre par le soleil. Toutes ces masses en fonction de leur composition, densité, couleur et exposition n'absorbent pas et n'échangent pas de la même façon les calories reçues du soleil. Par exemple, la présence de nuages crée des zones d'ombre sur le sol qui recevront moins de rayonnement solaire. Les masses d'air autour du globe suivant leur situation géographique se retrouvent donc portées à des températures différentes, leur viscosité est alors différente, elles ne se mélangent pas spontanément. De même, leur densité est différentes et les masses chaudes plus légères montent en altitude alors que les masses froides plus lourdes descendent et prennent leur place en créant une circulation d'air que l'on appelle 'vent'. Le vent est donc une circulation des éléments qui constituent l'atmosphère. Ces éléments possèdent une masse au sens physique du terme. Puisque l'énergie cinétique est l'énergie que possède un corps du fait de son déplacement, le vent est porteur d'énergie cinétique. On parle aussi de gisement énergétique. Les phénomènes décrits précédemment peuvent être à l'échelle d'un continent ou d'un pays

lorsqu'il s'agit d'un anticyclone ou d'une dépression, à une échelle locale lorsqu'il s'agit d'un phénomène de brise thermique engendrée par les différences de température entre l'eau (mer, rivière, étang) et la terre, ou à une échelle très ponctuelle sous un nuage. Au niveau du sol, la rugosité du relief va modifier l'écoulement de l'air en force et direction et va faire apparaître des turbulences.

De même, les montagnes et les vallées vont canaliser le vent, augmentant ainsi les flux d'air et offrir alors des zones d'accélération [23]. On peut alors se rendre compte du caractère fluctuant et turbulent en force et direction du vent en fonction du lieu et de l'altitude où l'on se trouve. Une première constatation que l'on peut émettre réside dans le caractère plus constant en force et direction du vent à des altitudes supérieures à 12 m expliquant ainsi l'intérêt des grandes éoliennes qui fonctionnent à des altitudes élevées (132 mètres pour l'éolienne E126 d'Enercon).

2.1.1 Modélisation probabiliste du vent

Le vent étant de nature variable en force et direction, suivant les conditions géographiques et climatiques d'un lieu, il convient de s'appuyer sur l'analyse statistique de la vitesse et de la direction du vent en un endroit donné. Un outil très utilisé pour déterminer le potentiel énergétique en un point géographique est la distribution suivant la loi de probabilité de Weibull [24]. Cette distribution permet de tracer la densité de probabilité de l'occurrence d'une valeur de vitesse de vent sur une période de temps (année, mois...).

La densité de probabilité d'une variable aléatoire suivant la loi de Weibull est une fonction de la forme [25] :

$$\rho(V_w) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} v_w^{(\alpha-1)} e^{-\left(\frac{v_w}{\beta}\right)^\alpha} (V_w) T(v_w) \quad (2.1)$$

où V_w est la vitesse de vent en m/s, α le facteur de forme de la distribution, β le facteur d'échelle (valeur de la vitesse moyenne) et $T(V_w)$ la fonction de Heaviside appliquée à V_w . Le facteur de forme $\alpha = 2$ correspond à la distribution de Rayleigh [26]. On retient souvent cette distribution car elle est généralement représentative des vitesses de vent.

Attention, la distribution de Weibull permet de localiser une plage de vent fortement probable, mais il convient de prendre en compte la répartition en énergie disponible pour chaque vitesse de vent. En effet, les vents forts seront moins fréquents mais apporteront, comme nous le verrons ultérieurement dans ce chapitre, une énergie moyenne proportionnelle au cube de la vitesse du vent [27].

2.1.2 Modélisation déterministe du vent

Les phases de validation et d'expérimentation de nos travaux vont mettre en œuvre des simulateurs logiciels mais aussi un banc de simulation électrique. Nous allons comparer plusieurs schémas électriques dans les mêmes conditions d'utilisation et valider les performances statiques, dynamiques ou énergétiques des solutions que nous proposons. La principale variable d'entrée de notre système est le vent caractérisé principalement par sa vitesse dans le cas de notre éolienne à axe vertical. Il est donc primordial de disposer d'un modèle de vent bien identifié [28].

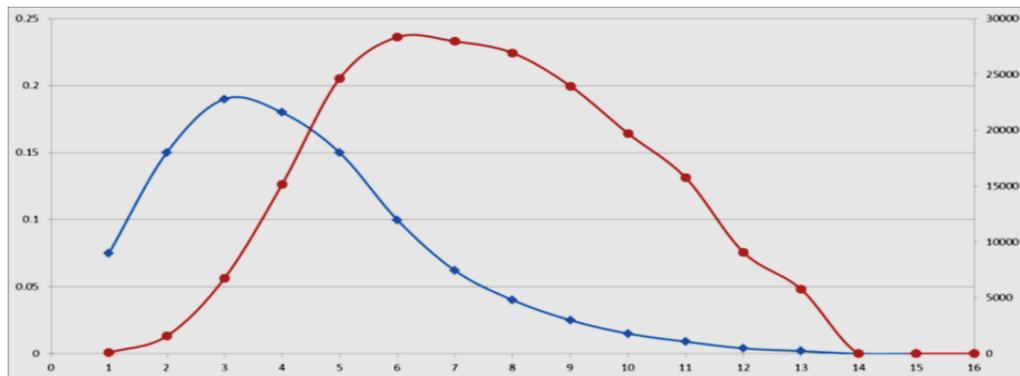


Figure 2.1: Courbe (a), la probabilité d'occurrence d'une vitesse de vent ; courbe (b), l'énergie produite par chaque vitesse de vent.

Plusieurs solutions sont utilisables suivant les cas de figure et les conclusions recherchées :

- Le vent est constant. Ce modèle est souvent utilisé lors des mises au point et les réglages des schémas de simulation ou pour tracer les courbes de C_p de la turbine.
- Le vent fait un saut de vitesse. Ce modèle est utilisé pour caractériser la réponse indicielle du système (temps de réponse. . .).

- Le vent a une allure sinusoïdale. Ce modèle est utilisé pour analyser la stabilité du système.
- Le vent est une somme de fonctions sinusoïdales. Ce modèle déterministe appliqué sur différents systèmes permet de les comparer entre eux.

$$V_W(t) = A_0 + \sum_{i=1}^4 A_i \sin\left(\frac{2\pi t}{T_i}\right) \quad (2.2)$$

Avec

$A_0 = 8 \text{ m/s}$	$T_1 = 500 \text{ s}$
$A_1 = 2 \text{ m/s}$	$T_2 = 60 \text{ s}$
$A_2 = 0.2 \text{ m/s}$	$T_3 = 4, 8 \text{ s}$
$A_3 = 1 \text{ m/s}$	$T_4 = 1, 7 \text{ s}$
$A_4 = 0, 2 \text{ m/s}$	

Cette fonction peut aisément être calculée avec Matlab. Le résultat de cette simulation est donné en figure 2.2 :

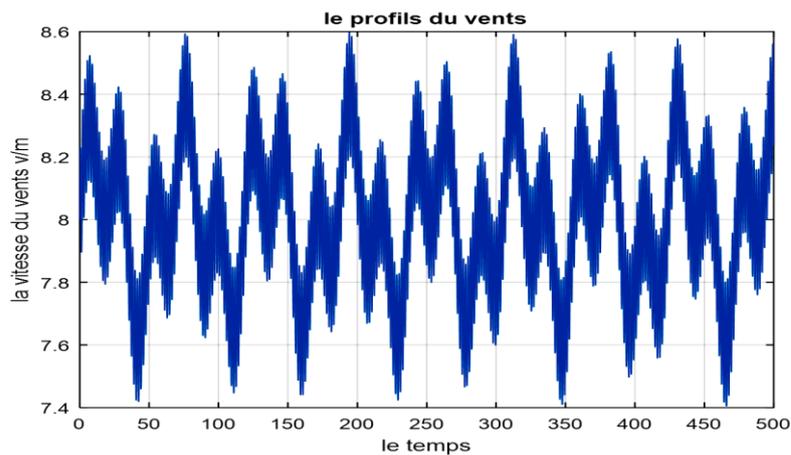


Figure 2.2:profil du vent pour une durée de 500 S.

Le modèle de vent est déduit d'une analyse spectrale. Les variations de vitesses de vent ont été étudiées et reportées dans un article de I. Van der Hoven en 1956 [29]. Il a considéré la vitesse du vent comme un signal variant dans le temps stationnaire et continu avec une densité spectrale de puissance constitué de 2 régions présentant chacune un maximum.

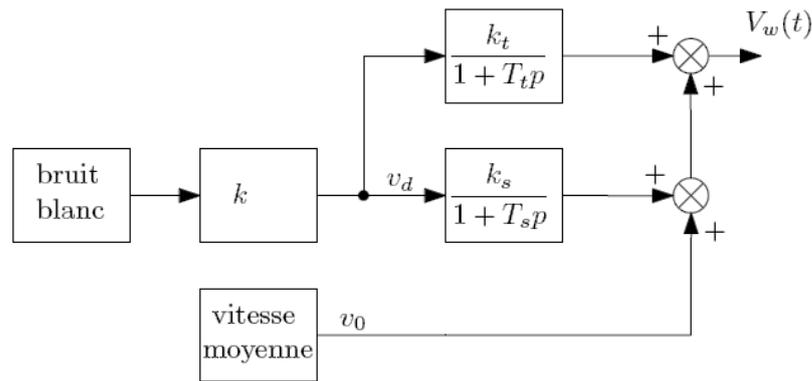


Figure 2.3:Modèle simplifié pour une simulation du vent [29]. Le bruit blanc est Gaussien, sa moyenne est nulle et sa variance unitaire.

2.1.3 Le filtre spatial

Les vitesses du vent incidentes en deux points voisins sont corrélées et peuvent présenter un couple total nul (deux couples élémentaires qui tendent à s'annuler). Plus ces points sont éloignés l'un de l'autre et plus la turbulence en ces deux points est indépendante et sa répercussion sur le couple total diminue.

Dans ce cas, les composantes de hautes fréquences du couple total ont un module plus Petit .D'onc, la turbine filtre les fluctuations de hautes fréquences de la turbulence du vent.

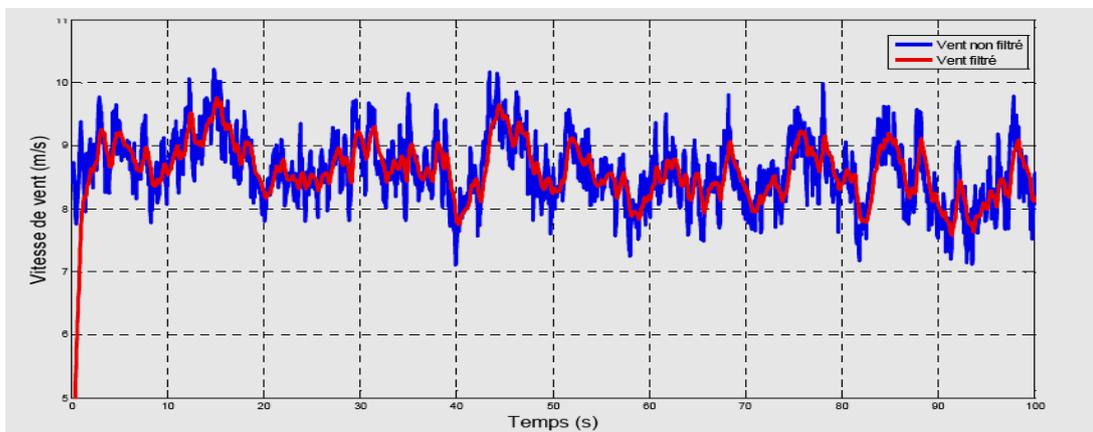


Figure 2.4:Profil du vent avant et après le filtrage.

2.1.4 Portance et trainée

Deux types de fonctionnements aérodynamiques sont possibles suivant l'utilisation de la force de trainée ou de la force de portance [30].

Ces deux types de forces physiques sont utilisés de différentes manières, donnant lieu à différents types d'éoliennes, favorisant pour les unes les performances énergétiques et pour les autres les aspects fonctionnels (orientation, position de la génératrice, montage).

Le rotor de l'éolienne, appelé aussi turbine, assure une fonction essentielle : transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'éolienne se sert de l'énergie cinétique du vent pour entrainer la rotation des pales [32]. Cette rotation est due à deux facteurs principaux :

- La force du vent qui s'exerce sur les pales,
- La position oblique des pales face au vent déterminée par angle d'incidence (degrés), appelé également angle d'attaque.

A l'échelle d'une pale, le vecteur représentant l'action du vent en un point est la résultante de deux forces aérodynamiques, qui sont la trainée et la portance.

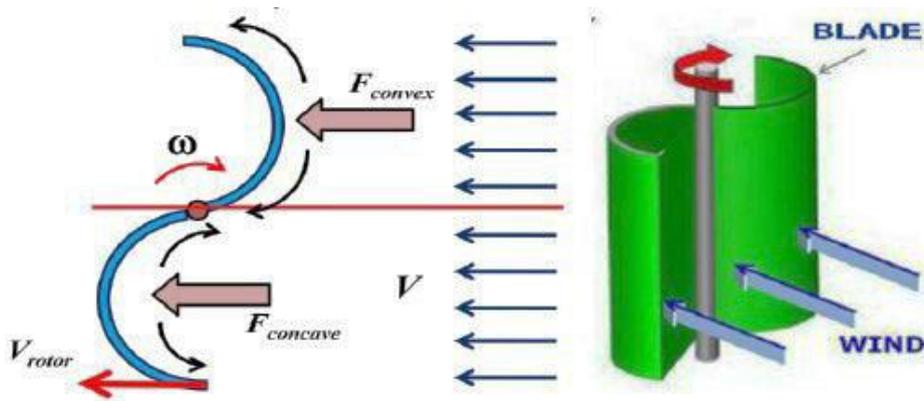


Figure 2.5: Les forces en présence dans une éolienne Savonius.

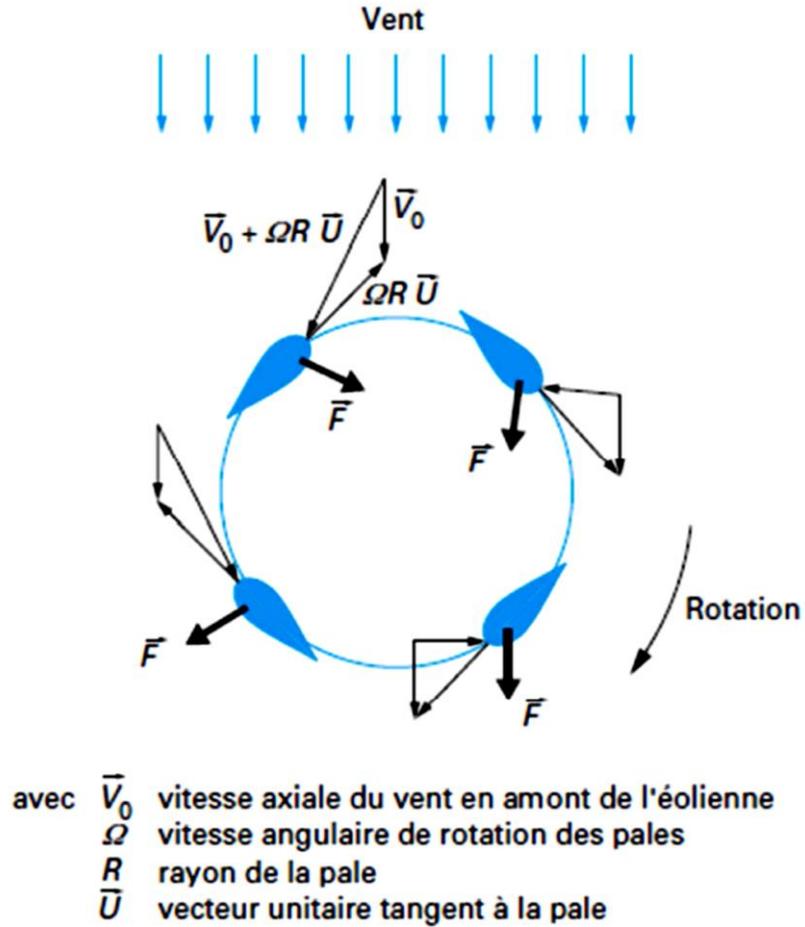


Figure 2.6: Les forces en présence dans une éolienne Darrieus.

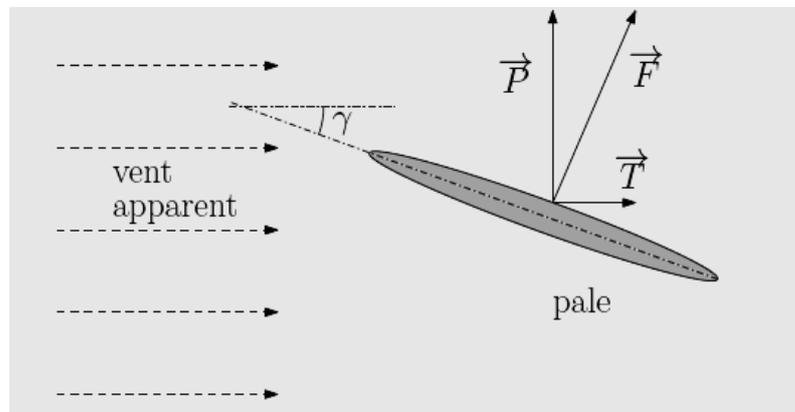


Figure 2.7: Vecteurs trainée et portance résultant de la décomposition des forces.

Exercées sur une pale d'éolienne. Le vent apparent résulte du mouvement relatif entre les particules d'air et la pale de l'éolienne. Celle-ci dans son mouvement de

rotation participe au vent apparent. Le vecteur vitesse de vent apparent est la somme du vecteur vitesse de vent réel et du vecteur vitesse de déplacement de la pale.

Lorsque le vent souffle sur une surface oblique fixe (pale de la figure 2.7), il pousse cette surface dans le sens du vent (force de trainée \vec{T}) et il soulève aussi cette surface (force de portance \vec{P}). La force de portance est perpendiculaire à la direction du vent. La force de trainée est parallèle à la direction du vent. Dans une éolienne, les pales sont en mouvement et se déplacent dans le flux d'air. Suivant l'angle d'incidence de la pale et le sens de déplacement de cette pale, les forces de portance et de trainée vont être plus ou moins grandes et prépondérantes les unes par rapport aux autres.

Dans le cas d'une éolienne privilégiant la force de trainée, la pale se déplace dans le sens du vent et a un angle d'incidence aux alentours de 90 degrés. Sa force de portance sera quasiment nulle et c'est sa force de trainée \vec{T} qui entretiendra un déplacement dans le sens du vent. La vitesse de vent apparent au niveau de la pale sera alors plus faible que la vitesse du vent réel. Les éoliennes qui privilégient la force de trainée sont aussi appelées éoliennes à rotation lente. La forme des pales est étudiée pour que les forces générées sur les autres pales soient faibles pour ne pas contrarier le déplacement de la turbine.

Dans le cas d'une éolienne privilégiant la force de portance, la pale se déplace dans le sens opposé à celui du vent et a un angle d'incidence de quelques degrés. La force de portance \vec{P} sera prépondérante par rapport à la force de trainée et la résultante de ces deux forces entretiendra un déplacement de la pale dans le sens opposé à celui du vent. La vitesse de vent apparent au niveau de la pale sera plus grande que la vitesse du vent réel. Les éoliennes qui privilégient la force de portance sont aussi appelées éoliennes à rotation rapide.

2.2 Puissance d'une éolienne et limite de Betz

D'origine cinétique, la puissance mécanique que le vent fournit à une surface perpendiculaire à sa direction est proportionnelle au cube de la vitesse du vent [27, 33]

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A V_W^3 \quad (2.3)$$

où P_w est la puissance délivrée par le vent (W), A est la surface active que la turbine oppose au vent (m^2), V est la vitesse du vent en amont de la turbine (m/s), ρ est la densité de l'air ($1,2 \text{ kg/m}^3$) dans les conditions normales de température et de pression). Le physicien Albert Betz a démontré que l'on pouvait lier la puissance de la turbine à la puissance du vent par la relation suivante [34] :

$$P_t = C_p P_w \quad (2.4)$$

où P_t est la puissance mécanique disponible sur l'axe de la turbine (W) et C_p est le coefficient de puissance. Son expression théorique est de la forme :

$$c_p(k) = \frac{(1 + K)(1 - k^2)}{2} \quad (2.5)$$

En posant $k = V_2 / V_1$, où V_1 est la vitesse du vent en amont de la turbine en m/s, et V_2 est la vitesse du vent en aval de la turbine en m/s. On démontre facilement que le coefficient C_p passe par un maximum égal à $16/27$ (environ 0,59) pour $k = 1/3$. Ce maximum est appelé limite de Betz. L'objectif de la conception d'un aérogénérateur va donc être de s'approcher de cette limite sur une plage optimale de vitesse de vent en optimisant le profil des pales, leur orientation et leur état de surface.

Si l'on souhaite comparer les coefficients de puissance des différentes éoliennes, on peut prendre pour repère, la limite de Betz qui est environ 0,59 ; celui d'une éolienne Savonius est environ 0,22 ; celui d'une éolienne tripale très performante est environ 0,48. Pour les éoliennes Darrieus, il est environ 0,4 [35]. Le coefficient C_p est souvent exprimé en fonction du rapport de vitesse en bout de pale par rapport à la vitesse du vent et en fonction de l'angle d'incidence des pales pour une éolienne à axe horizontal à pas variable. Son expression est $C_p = f(\rho; \beta)$

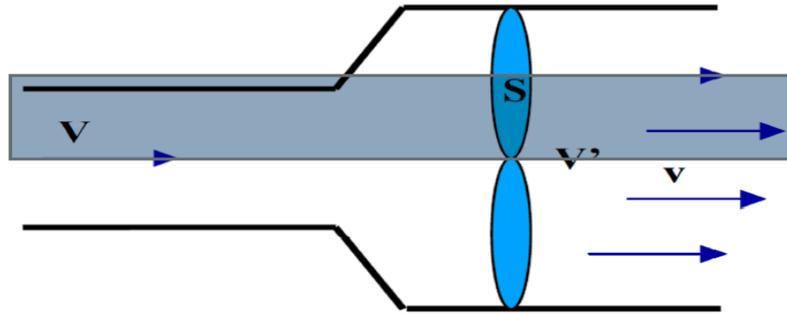


Figure 2.8: Tube de courant d'air en amont et en aval d'une éolienne (source : [36]).

Les surfaces S_1 et S_2 correspondent aux surfaces occupées par les particules d'air participant à la conversion d'énergie. La vitesse V_2 étant plus faible que la vitesse V_1 , pour conserver la quantité de particules en déplacement, la surface S_2 est plus grande que la surface S_1 . où β est l'angle d'incidence des pales pour une éolienne à axe horizontal à pas variable et λ , nommé vitesse relative ou Tip Speed Ratio (TSR) par les Anglo-Saxons, est le rapport de vitesse en bout de pale par rapport à la vitesse du vent. λ est défini de la manière suivante :

$$\lambda = \frac{R\Omega_M}{V_M} \quad (2.6)$$

où R est le rayon de la turbine en m.

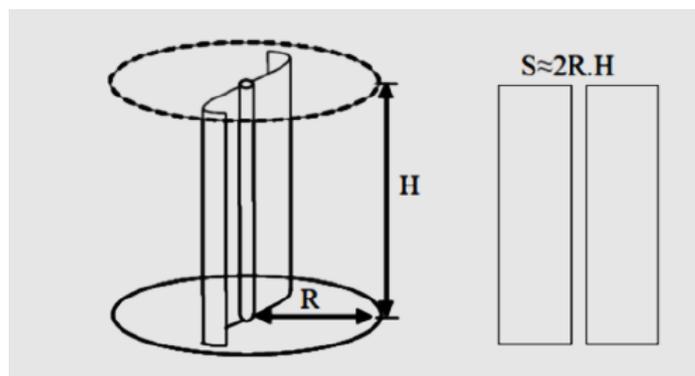


Figure 2.9: Aire et rayon d'une turbine à axe vertical (source : [37]).

Qu'elle soit de type Darrieus ou de type Savonius, le rayon et la surface active d'une éolienne à axe vertical sont définis suivant la figure 2.9. Le rayon est pris à la périphérie du cylindre dans lequel tourne la turbine et la surface active est la surface opposée au vent.

Chaque éolienne a son propre coefficient C_p et dans son livre [35], E. Hau fait un inventaire des types d'éoliennes en associant les différents coefficients C_p en fonction du paramètre λ (figure 2.10). En analysant cette figure, nous pouvons voir :

- La limite de Betz qui correspond au maximum théorique, qui correspond à un C_p égale à 0,59
- Une éolienne Savonius tourne à vitesse lente et la valeur maximale de son coefficient de puissance C_p est d'environ 0,14
- Une éolienne de type Darrieus tourne avec une vitesse en bout de pale environ 5 fois plus grande que la vitesse du vent et la valeur maximale de son coefficient de puissance C_p est d'environ 0,4.

On notera aussi les « allures » différentes des courbes pour les différentes éoliennes déterminant ainsi une plage de fonctionnement plus ou moins large suivant le type de l'éolienne.

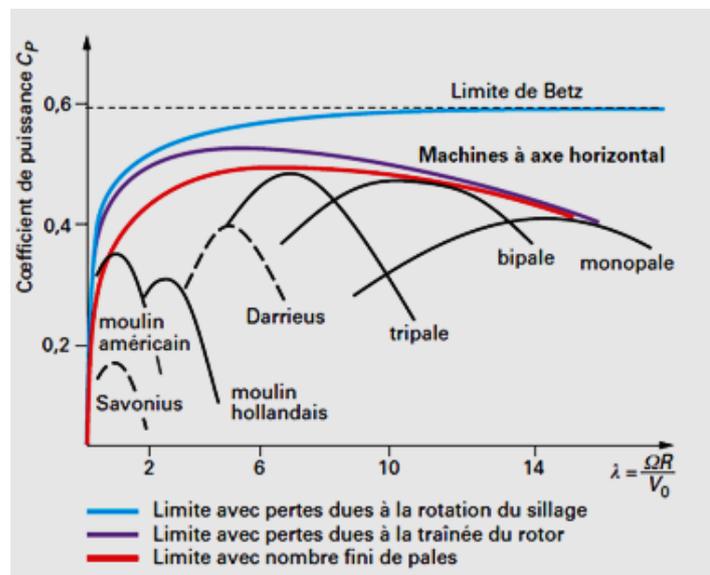


Figure 2.10: Coefficient de puissance aérodynamique en fonction du rapport λ pour différents types d'éoliennes (source : [37]).

Quel que soit le type d'éolienne, la puissance d'une turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent est exprimée à l'aide de l'équation (2.7). En divisant la puissance de la turbine par sa vitesse de rotation, on obtient alors le couple disponible sur l'arbre de cette turbine :

$$T_T = \frac{P_t}{\Omega_m} = \frac{1}{2} \frac{C_P \rho A V_W^3}{\Omega_M} \quad (2.7)$$

où Ω_M est la vitesse de rotation de la turbine en rad/s

2.3 Influence de la densité de l'air

La puissance disponible pour une certaine surface est fonction de la densité de l'air ρ qui peut varier sensiblement suivant les conditions météorologiques. En conséquence, un système de contrôle de l'énergie captée, basé uniquement sur la connaissance du réseau de courbes comme celui de la figure 2.21, ne sera pas optimal pour toutes les situations [38, 43, 44].

2.4 Zones de fonctionnement des éoliennes

Dans le cas de vents forts, la puissance du vent devient importante. Ne pouvant plus absorber ce surplus de puissance, certains pourraient envisager de déconnecter petit à petit l'électronique de la génératrice. Ceci a pour conséquence de ne plus offrir de couple résistant à la turbine qui risque alors de partir en sur-vitesse. Bien au contraire, il est préférable d'aller au-delà du point de puissance maximale pour ralentir la turbine et lui faire perdre son efficacité. Au maximum, on ira même jusqu'à court-circuiter la génératrice pour lui faire débiter le maximum de courant afin qu'elle offre un couple résistant maximum à la turbine.

Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne sont représentées sur la figure 2.11.

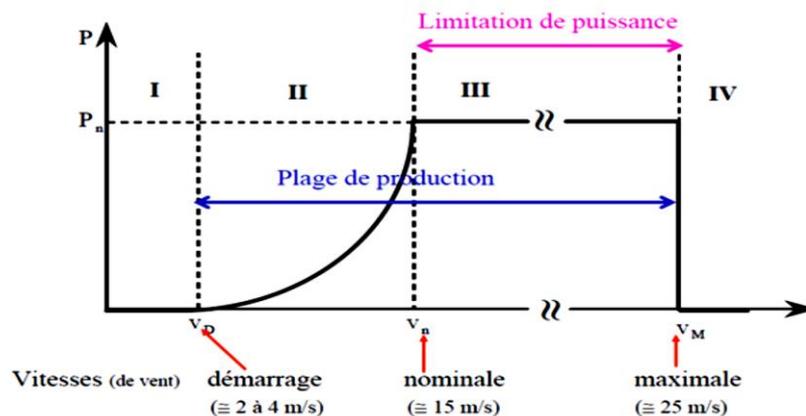


Figure 2.11: Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne (source : [45]).

Les zones I et II suivent la fonction cubique issue de la relation qui lie la puissance en sortie de la turbine éolienne avec la vitesse du vent. Dans la zone I, la puissance est tellement faible qu'elle n'est pas suffisamment grande pour produire de l'énergie électrique. Par contre en zone II, on va chercher à tirer le maximum de puissance de la turbine. Pour la zone III, la puissance est limitée à la puissance nominale de la chaîne de conversion d'énergie. La zone IV correspond à des zones de vents très forts, elle est aussi appelée zone de survie, on va chercher à dégrader complètement le couplage entre le vent et la turbine pour que celle-ci perde un maximum de puissance.

Zone I : $V < V_D$: La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

Zone II : $V_D < V < V_n$: Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : $V_n < V < V_M$: La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine (P_n). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent. La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « **pitch** » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure.

La seconde technique est passive « **stall** ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue [46].

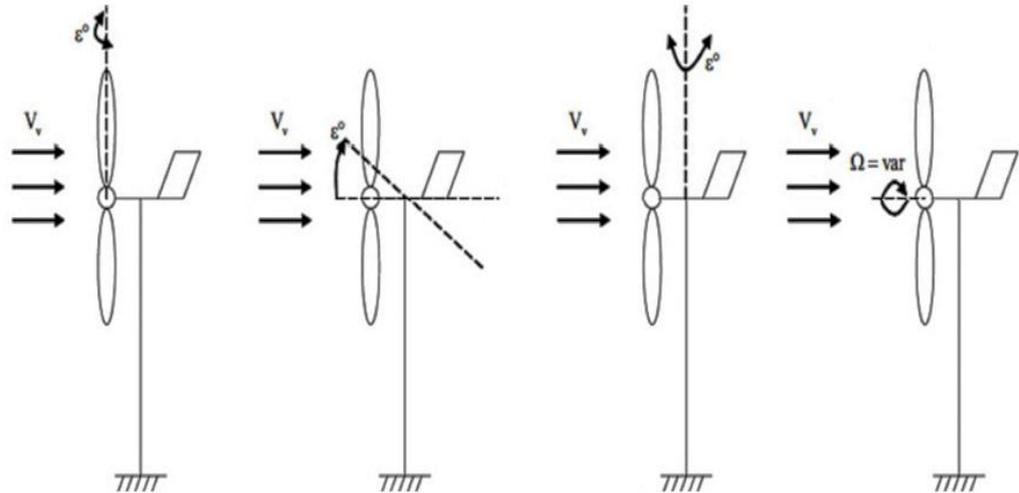


Figure 2.12: Limitation de puissance éolienne, a) pitch, b) déviation verticale de l'axe de Rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation, d) vitesse continûment Variable.

2.5 Modélisation de l'éolienne

Dans ce paragraphe nous allons élaborer le modèle de l'éolienne pour la commander à vitesse variable. La turbine éolienne sera modélisée ainsi que le générateur synchrone. Le modèle du convertisseur de puissance ne sera pas inclus dans le modèle de l'éolienne.

En effet, la modélisation de cette partie électronique de puissance est difficile, surtout en régime transitoire. En plus, inclure le modèle du convertisseur dans le modèle complet augmente le temps de simulation. En plus, dans cette thèse, nous ne nous intéressons pas à la stratégie de la commande des convertisseurs, nous sommes plutôt intéressés par la variation de la puissance écoulee entre le générateur éolien et le réseau. Le convertisseur de puissance et sa commande sont supposés idéaux, c'est-à-dire que les puissances électriques à l'entrée et à la sortie du convertisseur de puissance sont égales.

La figure suivante montre les deux parties à modéliser :

1. Partie mécanique I.
2. Partie électrique II.

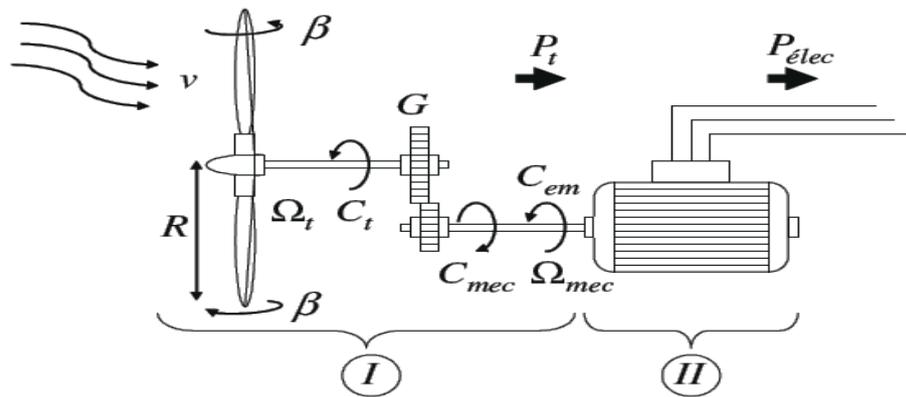


Figure 2.13: Configuration d'une éolienne

2.5.1 Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne

Le système éolien dans notre cas, est constitué mécaniquement d'organes suivant [52]:

- Rotor de Savonius :

Les dimensions du rotor sont choisies selon la puissance mécanique que l'on souhaite générer. Cependant, dans le cadre de notre travail, nous choisirons les dimensions du rotor selon les dimensions trouvées dans la bibliographie, et ce afin de pouvoir valider les modèles mathématiques.

Le rotor de la turbine est donc conçu à partir de deux fûts métalliques de rayon $R=0.25$ m et de hauteur $H=1.1$ m. Les deux demis fûts sont inters calés avec une distance $e=0.1$ m. [26]

- Un rotor de génératrice possédant une inertie et un coefficient de frottement.

Dans cette partie, on présente les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent pour en déduire les expressions simplifiées de la puissance convertie .

2.5.2 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes [52]:

- Les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- Les coefficients de frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés ;
- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.

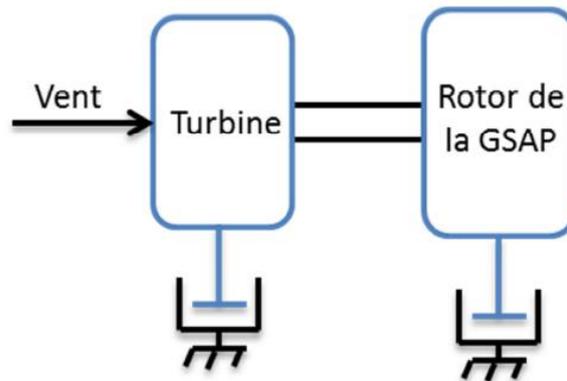


Figure 2.14:Modèle mécanique simplifié de la turbine.

2.5.3 Conversion aérodynamique

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente du vent et des conditions de fonctionnement [54], cela permettra de connaître le couple éolien appliquée sur l'arbre lent de l'éolienne.

Cette modélisation (essentiellement dépendante du coefficient de puissance C_p ou rendement énergétique de l'éolienne) s'appuie sur des recouvrements

bibliographiques ou des informations extraites de brochures des différents constructeurs.

2.5.4 Limite de Betz

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée $\frac{dp_t}{dv}$ sera nulle, soit pour $v=V/3$. La puissance est alors maximale et vaut :

$$P_T = \frac{16}{27} \frac{\rho S V^3}{2} \quad (2.8)$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir $v=V/3$.

Le coefficient C_P est une grandeur variable en fonction de λ , la valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance C_P , appelée limite de Betz est de '16/27=0.593' 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont. On écrira en notant la vitesse du vent amont V .

$$P_T = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot V^3 \cdot C_P \quad \text{ET} \quad C_{P-max} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.9)$$

Où : C_P est le coefficient de puissance de l'éolienne, il dépend de la vitesse du vent V , du nombre de pales, de leur rayon R_T , de leur angle de calage β et de leur vitesse de rotation Ω_T .

Plus généralement, on regroupe les deux variables pour définir une nouvelle variable λ appelée rapport de vitesse ou «tip speed ratio» (TSR) en anglais

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{V} \quad (2.10)$$

2.5.5 Approximation numérique :

La turbine du vent est un système aérodynamique complexe à modéliser. Cependant, des modèles mathématiques simples sont souvent utilisés. Des approximations numériques ont été développés dans la littérature pour calculer le coefficient C_P et différentes expressions ont été proposés .nous allons présenter ci-dessus trois formes.

Généralement, des travaux présentent le coefficient C_p par des graphiques .Le coefficient C_p est différent d'une turbine à l'autre,les courbes du coefficient de puissance des turbines à vent commerciales sont fournis dans la documentation produite par le fabricant et peuvent être utiliser pour définir une approximation mathématique de la courbe de puissance à l'aide des méthodes d'optimisation numérique .

$$C_{p1} = (0.35 - 0.00167(\beta - 2)) \sin(\pi(\lambda + 0.1) / (14.34 - 0.3(\beta - 2))) - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (2.11) \quad [62]$$

$$C_{p2} = (0.30 - 0.00167\beta) \sin(\pi(\lambda + 0.1) / (10 - 0.3\beta)) - 0.00184(\lambda - 3)\beta \quad [63] \quad (2.12)$$

$$C_{p3} = (0.44 - 0.0167\beta) \sin(\pi(\lambda - 3) / (15 - 0.3\beta)) - 0.00184(\lambda - 3)\beta \quad [64] \quad (2.13)$$

Pour $\beta=0$, on obtient les résultats suivants :

$$\text{Max}(C_{p1}) = 0.3699$$

$$\text{Max}(C_{p2}) = 0.3000$$

$$\text{Max}(C_{p3}) = 0.4400$$

Les courbes représentant les différentes approximations $C_p(\lambda, \beta)$ sont obtenues à l'aide de Matlab :

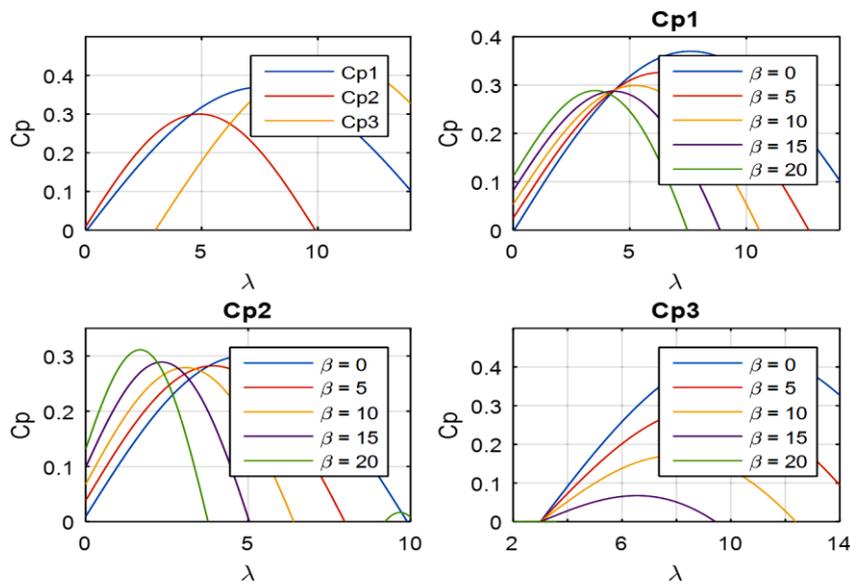


Figure 2.15: les courbes de $C_p(\lambda, \beta)$ obtenues pour différentes approximations numériques.

Pour notre exemple d'éolienne, le coefficient de puissance C_p est donné par la relation suivante :

$$C_P(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right)} + c_6\lambda \quad (2.14)$$

Où :

$$c_1=0.5109; c_2=116;$$

$$c_3=0.4; c_4=5;$$

$$c_5=21; c_6=0.0068;$$

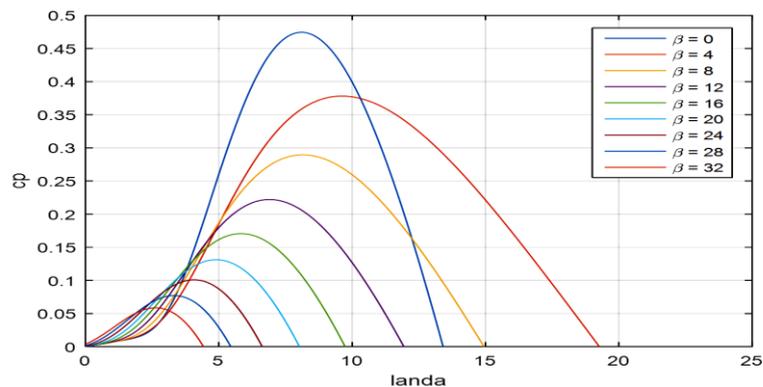


Figure 2.16: courbes du coefficient de $C_p(\lambda, \beta)$.

Sur la figure 2.16, plusieurs courbes sont distinguées mais nous sommes intéressés à celle qui possède le plus haut sommet. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda_{opt}=8.1, C_{pmax} = 0.475, \beta=0$ (deg) max) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance c_p et donc au maximum de la puissance mécanique récupérée.

Nous remarquons que l'augmentation de β permet de dégrader le coefficient c_p , et par conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne.

Le couple mécanique sur l'axe de la turbine est donné par la relation suivante :

$$c_t = \frac{p_t}{\Omega_t} = \frac{0.5C_p\rho\pi R^2V^3}{\Omega_t} \quad \text{en } (N.m) \quad (2.15)$$

2.5.6 Modélisation d'une éolienne de type Savonius

Dans sa thèse [46], A. Mirecki propose d'approximer par une fonction mathématique simple le coefficient C_p de la turbine d'une éolienne de type Savonius. L'équation proposée de C_p en fonction de λ pour une éolienne de ce type Savonius est de type polynomial :

$$C_p(\lambda) = -0,2121\lambda^3 + 0,0856\lambda^2 + 0,2539\lambda \quad (2.16)$$

ces équations ont été utiliser pour obtenir les courbes en figure (2.17)

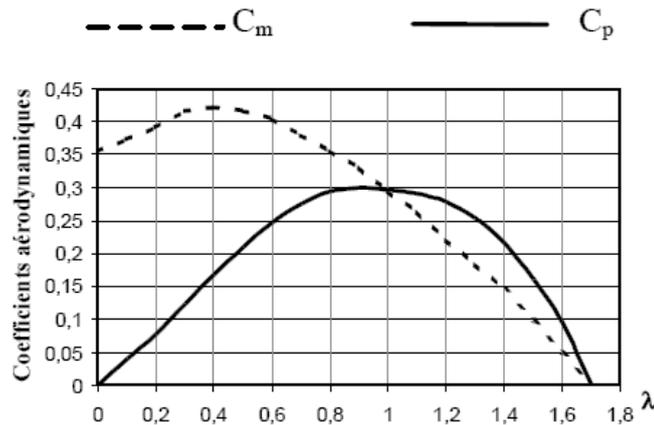


Figure 2.17:performances du rotor Savonius[66].

Où C_p et C_m sont respectivement les coefficients de puissance et de moment. Dans la suite, nous appelons rotor Savonius conventionnel le rotor pour lequel les paramètres géométriques a et e valent respectivement 0 et $d/6$. Ce rotor a été largement étudié (Le Gourières, 1980)[60]. Les courbes caractéristiques donnant les valeurs de C_p et C_m en fonction de λ sont reportées sur la figure 2.17. Les valeurs nominales sont déjà largement supérieures à ceux du rotor Savonius « originel ».

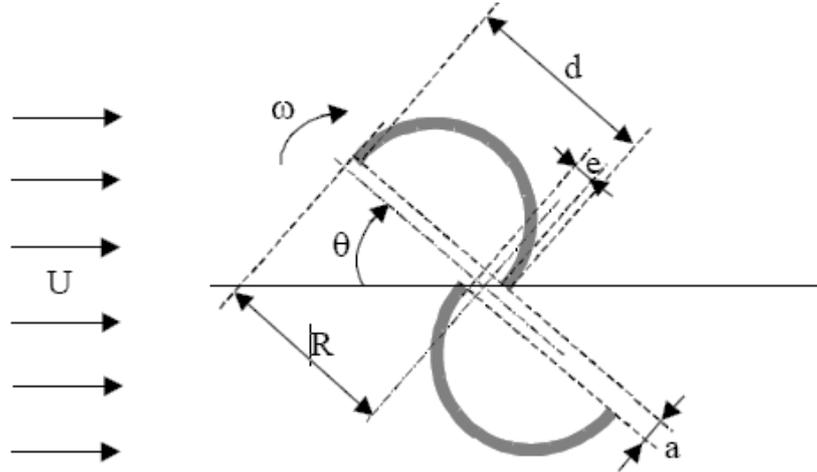


Figure 2.18: Représentation schématique du rotor Savonius [66].

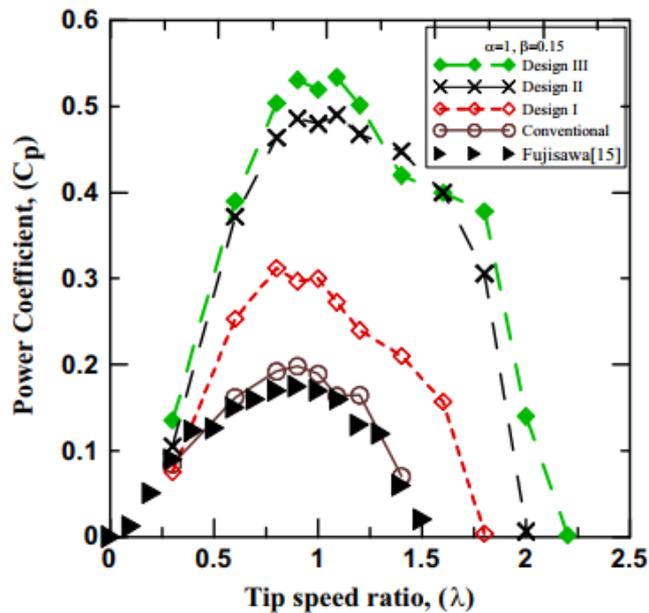


Figure 2.19: le coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ pour un rotor de savonius et des différents designs [66].

La figure 2.19 les courbes du $C_p(\lambda)$ sont obtenues par des essais expérimentales sur le rotor de savonius ainsi que des designs conçus pour faire les essais. [66]

2.5.7 Modélisation d'une éolienne de type Darrieus

En attendant d'avoir les résultats des mesures sur la turbine, nous proposons d'utiliser pour représenter le coefficient C_p d'une éolienne de type Darrieus le modèle mathématique dont l'expression polynomiale est la suivante :

$$C_p(\lambda) = \sum_{K=0}^4 C_K \lambda^K \quad (2.17)$$

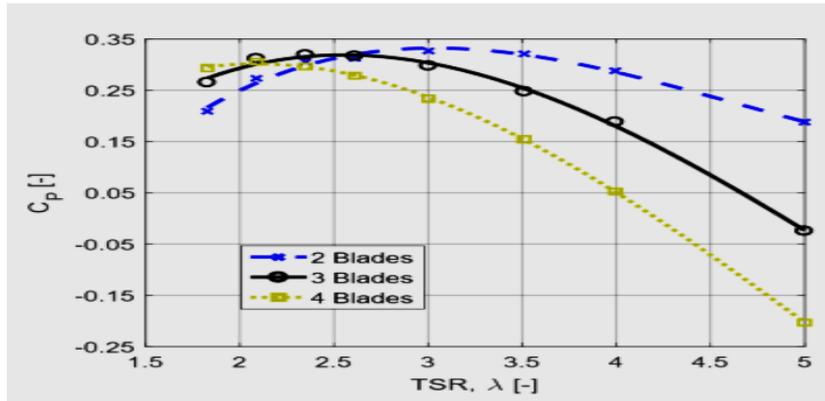


Figure 2.20: Courbe de C_p en fonction de (λ , le nombre de pale (blades)).

Avec :

$$\begin{aligned} C_0 &= 0,110898 & C_1 &= -0,02493 \\ C_2 &= 0,057456 & C_3 &= -0,01098 & C_4 &= 0,00054 \end{aligned}$$

Cette expression a été obtenue à l'aide d'un tableur, dans lequel nous avons saisi des valeurs permettant d'obtenir un profil approchant celui donné en figure 2.20.

Avec ces coefficients, la fonction (2.17) passe par un maximum égal à 0,344 pour $\lambda=3$. Le document [38] rapporte un relevé de courbe d'éolienne Darrieus où $C_{opt}=0,4$ pour $\lambda_{opt}=3,7$. Ces valeurs sont confirmées par les publications [39] et [40].

Les courbes de puissances disponibles pour les différentes vitesses de vents sont reportées sur la figure 2.21.

Le site Wikipédia [41] propose, en faisant référence à un ouvrage spécialisé [42], d'utiliser pour $C_p(\lambda)$ l'expression :

$$C_p(\lambda) = c_L \sqrt{1 + \lambda^2} (\lambda - \gamma \lambda^2) \quad (2.18)$$

Pour modéliser la courbe de C_p d'une éolienne à portance. Pour $1 < \lambda < 7$, on retrouve une courbe proche de celle obtenue avec l'équation (2.15) en prenant un coefficient de portance $C_L = 0.38 / 9$ et un rapport entre les coefficients traînée et portance égal à 0,13 .

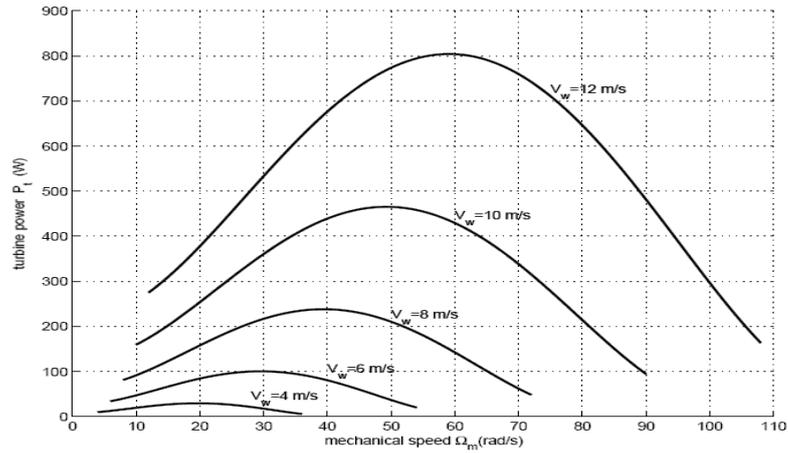


Figure 2.21: Puissance de la turbine P_t en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesse du vent V_w et pour une valeur constante de la densité de l'air ($= 1.2 \text{ kg/m}^3$).[41]

2.5.8 Modélisation du couplage mécanique entre la turbine et la génératrice

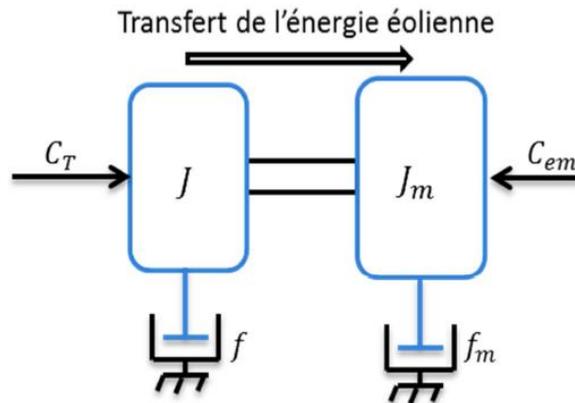


Figure 2.22:Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique [55].

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par [55]:

$$\Delta C = C_T - C_{méc} = (J + J_m) \left(\frac{d\Omega_T}{dt} \right) + (f + f_m) \cdot \Omega_T \tag{2.19}$$

Avec :

- J_m : inertie de la machine.
- f_m : coefficient de frottement de la machine.
- J : inertie de la turbine.
- f : frottement des pâles.

- C_T : le couple statique fournie par l'éolienne.
- $C_{méc}$: Couple mécanique présent sur l'arbre de la turbine.

Nous disposons uniquement des paramètres mécaniques de la machine et de l'inertie de la voilure. C'est pour cela que dans notre application, nous ne considérons que le coefficient de frottement associé à la génératrice (celui de la voilure n'est pas pris en compte) [55].

$$J_{T0} = J + J_m \approx J \text{ ET } f_{T0} = f + f_m \approx f \tag{2.20}$$

Avec :

- J_{T0} Inertie Totale

- f_{T0} Coefficient de frottement Totale

$$C_T = C_{méc} + J \left(\frac{d\Omega_T}{dt} \right) + f \cdot \Omega_T \tag{2.21}$$

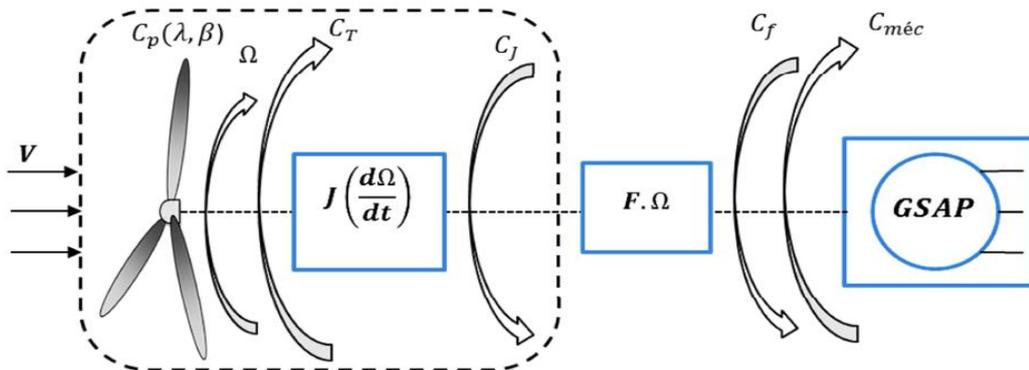


Figure 2.23: Schéma bloc d'une turbine éolienne [56].

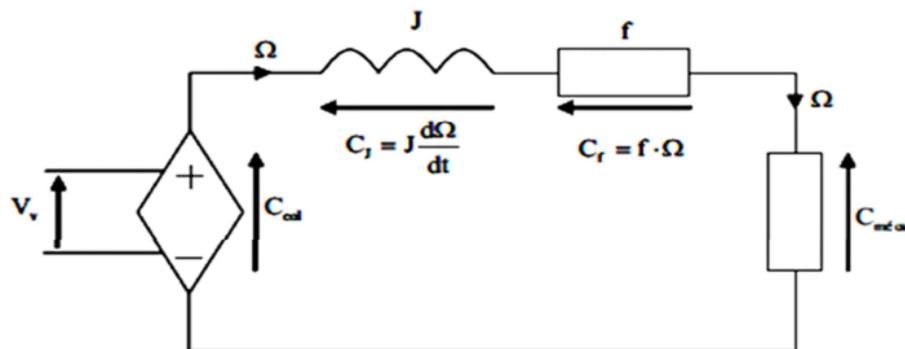


Figure 2.24: Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne [56].

L'équation mécanique qui gère un tel ensemble est donnée par :

$$\Delta C = C_T - C_{méc} = J \left(\frac{d\Omega_T}{dt} \right) + f \cdot \Omega_T \quad (2.22)$$

D'où, après le réarrangement des termes, la valeur de la vitesse obtenue par :

$$\Omega_T = \frac{1}{J} \int (\Delta C - C_f) dt \quad (2.23)$$

$$\text{Où : } C_f = f \cdot \Omega_T \quad (2.24)$$

La Fig. 2.25 correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément des équations précédentes. Cette dernière génère le couple T_g entrées de la turbine sont la vitesse du vent V , l'angle d'orientation des pales β , et la vitesse de rotation de la turbine Ω_T . Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de la vitesse de la turbine Ω_T , il a donc deux entrées : le couple C_g , le couple électromagnétique C_{em} fourni par la génératrice [57].

Le schéma montre que la vitesse de la turbine Ω_T peut être contrôlée par action sur deux entrées : l'angle de la pale β et le couple électromagnétique de la génératrice C_{em} . La vitesse du vent V est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

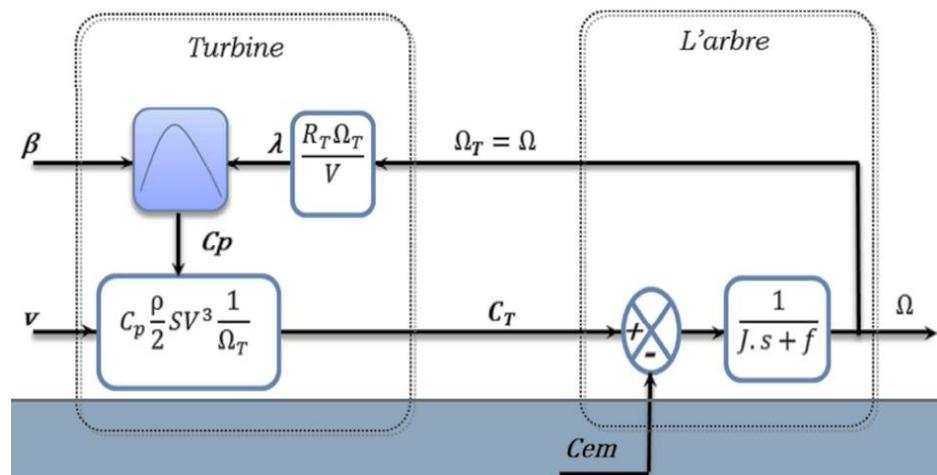


Figure 2.25: Schéma bloc du modèle de la turbine.

À partir de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine, on détermine la vitesse réduite en bout de pale λ . Ensuite on calcule le coefficient de performance C_p à partir de la vitesse réduite λ . Le couple sur l'arbre de la turbine est obtenu à partir de C_p , de λ et de la vitesse du vent V_w .

2.6 Modélisation de la partie de conversion électromécanique

Les machines à aimants se développent de manière importante à l'heure actuelle, grâce à la mise au point d'aimants permanents de grande qualité, permettant l'obtention de couples massiques élevés. Lorsque le nombre de pôles est élevé, les puissances peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts. Toutefois, leur domaine d'emploi privilégié reste dans des puissances plus petites (quelques dizaines de kilowatts), où l'aimant permanent permet d'obtenir, à taille égale, une induction dans l'entrefer plus élevée que les machines à rotor bobiné. Par ailleurs, l'emploi d'aimants permanents à la place de l'enroulement inducteur annule les pertes par effet joule au rotor et augmente le rendement [58]. Les machines synchrones à aimants permanents sont avec ou sans pièces polaires (pôles lisses ou saillants).

Le modèle analytique de la machine synchrone à aimants permanents peut être déduit en adoptant un ensemble d'hypothèses simplificatrices usuelles données dans la majorité des références qu'il est bon de rappeler [58] :

- La répartition du champ inducteur dans l'entrefer ainsi que les forces Magnétomotrices sont sinusoïdales;
- Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation),
- L'effet d'amortissement au rotor est négligé,
- Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées,
- Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés.
- Le rotor est supposé lisse du point de vue magnétique (MSAP sans pièces polaires) ;
- Les enroulements du stator sont par construction tous décalés d'un angle de «120» les uns par rapport aux autres ;
- L'aimant est idéal, le flux magnétique émis par les aimants est constant;
- On néglige l'influence de la température sur les résistances des enroulements;

Nous définissons les axes suivants :

- Les axes « Oa », « Ob » et « Oc » sont les axes respectifs des trois enroulements « a » « b » et « c » du stator .
- L'axe 'od' est l'axe du rotor, et l'axe 'oq' est situé entre deux pôles (Fig.2.26).

D'un point de vue électrique, ces deux axes sont en quadrature. En effet, les angles mécaniques et électriques sont liés par le nombre de paires de pôles :

$$\Omega = \frac{\omega_s}{p} = 2\pi \cdot \frac{f_s}{p} \text{ soit } \theta_{méc} = \theta_{élec}/P \quad (2.25)$$

Et ces deux axes sont liés au rotor et tournent avec lui.

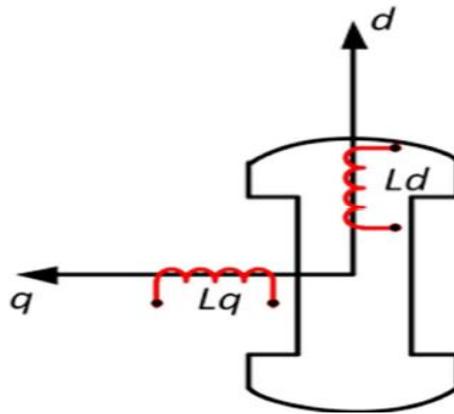


Figure 2.26: Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park.

2.6.1 Equations électriques dans le repère (abc)

Les équations de tensions des phases statoriques servent au point de départ pour l'élaboration du modèle dynamique de la machine synchrone à aimants permanents

La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée au stator d'un enroulement triphasé représenté par les trois axes (a, b, c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique, ainsi que l'illustre la Fig.2.27, et au rotor des aimants permanents assurant son excitation. Il est important de noter ici que le grand avantage des machines synchrones à aimants permanents est l'absence de bobinage au rotor et, par conséquent, l'absence de contacts glissants et de perte joules au rotor. En revanche, l'inconvénient majeur réside dans le fait qu'on perd toute possibilité de réguler le courant inducteur. Ceci rend très difficile de faire fonctionner la machine en survitesse. On doit alors imposer des courants statoriques qui affaiblissent le flux rotorique.[58]

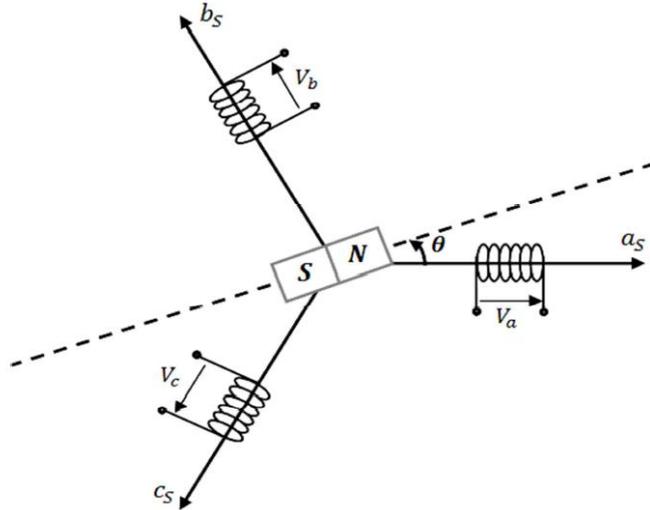


Figure 2.27: Représentation d'une MSAP dans le repère (abc).

Le point de départ dans l'étape de l'élaboration du modèle électrique de la machine consiste à modéliser le circuit des enroulements de phases illustrés dans la Fig.2.27 .

Cette Figure définit les tensions de phase, V_a , V_b et V_c et les courants instantanés i_a , i_b et i_c ; circulant dans ces phases ainsi que les FEM induites.

Le point neutre du circuit en question est défini par la tension V_n et la résistance électrique d'une phase dans l'enroulement est désignée par R_s . A partir de la Fig. 2.27 quatre équations de base peuvent être trouvées:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (2.26)$$

Les tensions s'expriment en fonction des courants et des flux par les équations suivantes:

$$\begin{cases} V_a = R_s i_a + \frac{d\varphi_a}{dt} \\ V_b = R_s i_b + \frac{d\varphi_b}{dt} \\ V_c = R_s i_c + \frac{d\varphi_c}{dt} \end{cases} \quad (2.27)$$

La mise sous forme matricielle est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$[V_a \ V_b \ V_c]^t$: Vecteur tension des phases statoriques ;

$[i_a \ i_b \ i_c]^t$: Vecteur courant des phases statoriques ;

$[\varphi_a \ \varphi_b \ \varphi_c]^t$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques ;

R_s : la résistance des phases statoriques.

Dans ces équations, φ_{abc} correspond au flux magnétique total induit à travers chacun des bobinages $n = a, b$ ou c . Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent:

$$\begin{cases} \varphi_a = L_s i_a + M i_b + M i_c + \varphi_f \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_b = M i_a + L_s i_b + M i_c + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \varphi_c = M i_a + M i_b + L_s i_c + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.29)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \varphi_a = L_s i_a + M i_a - M i_a + M i_b + M i_c + \varphi_f \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_b = M i_a + M i_b - M i_b + L_s i_b + M i_c + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \varphi_c = M i_a + M i_b - M i_c + M i_c + L_s i_c + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.30)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \varphi_a = (L_s - M) i_a + \varphi_f \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_b = (L_s - M) i_b + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \varphi_c = (L_s - M) i_c + \varphi_f \cdot \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.31)$$

- φ_{abc} : Les flux des axes (a, b, c)
- φ_f : Flux de l'aimant permanent
- L_s : l'inductance des phases statoriques.
- $L_c = (L_s - M)$: l'inductance cyclique

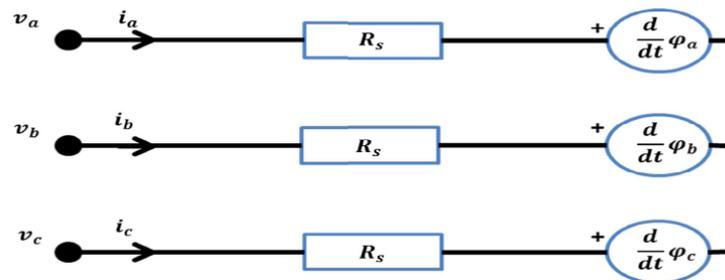


Figure 2.28: Structure électrique du stator d'une MSAP.

2.6.2 Equations électriques dans le repère de Park (d q)

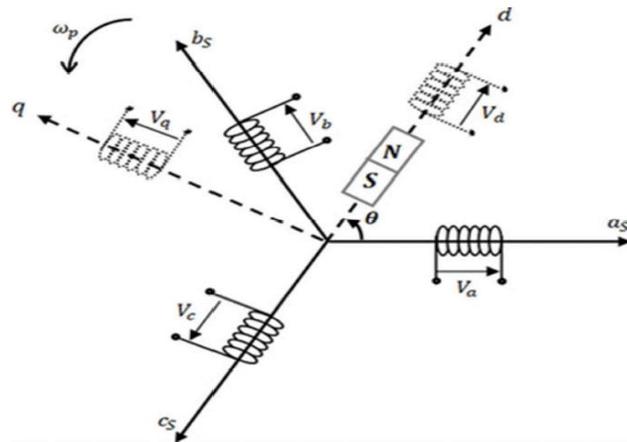


Figure 2.29: Représentation d'une MSAP dans le repère (d q).

Les enroulements statoriques de la machine synchrone sont connectés en étoile à neutre isolé, ce qui explique l'inexistence de la composante homopolaire et même, s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère.

Ce passage mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes déphasées de $\pi/2$ et situées sur le rotor, l'axe d se situe sur le même axe que celui de l'aimant permanent (Fig. 2.30).

Les deux bobines sur les axes (d, q) tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère (d, q), nous permettent de passer du repère naturel au repère de Park, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la machine [58].

En réalité, la transformation de Park n'est qu'une rotation de la transformation de Clark (conservation des amplitudes) ou bien de Concordia (conservation des puissances ou Park modifiée) définie par la matrice « $[P(\theta)]$ » reliant les grandeurs des deux domaines « abc » et « dq » par l'équation :

$$X_{dq} = [P(\theta_p)] \cdot X_{abc} \Leftrightarrow X_{abc} = [P(\theta_p)]^{-1} \cdot X_{odq} \quad (2.32)$$

$$P(\theta_p) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_p) & \cos\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_p) & -\sin\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$[V_{abc}] = R_s [i_{abc}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{abc}] = [P(\theta_p)]^{-1} \cdot [V_{dq}] \quad (2.34)$$

D'où les équations électriques dans le plan « dq » s'écrivent :

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q \cdot i_q \cdot \omega_p \\ V_q = R_s \cdot i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + L_d \cdot i_d \cdot \omega_p + \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \cdot \omega_p \end{cases} \quad (2.35)$$

Les circuits électriques équivalents de la MSAP peuvent être représentés comme suit :

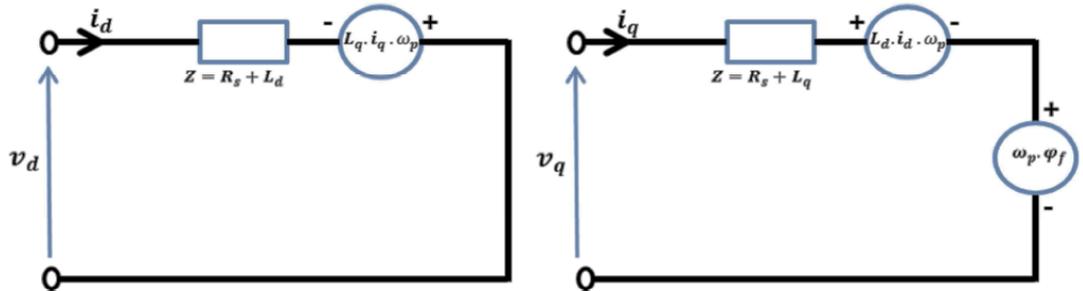


Figure 2.30: circuit équivalent de MSAP – convention moteur.

Le modèle électrique d'une «MSAP» en fonctionnement générateur est reproduit à partir du modèle de la machine en mode moteur, en inversant le sens des courants « i_d » et « i_q » dans les repères de Park, le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents ainsi obtenu, peut s'écrire sous la forme suivante [59].

$$\begin{cases} V_d = -R_s \cdot i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + L_d \cdot i_q \cdot \omega_p \\ V_q = -R_s \cdot i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - L_d \cdot i_d \cdot \omega_p + \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \cdot \omega_p \end{cases} \quad (2.36)$$

- $\sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \cdot \omega_p$: Force électromotrice induite seulement sur l'axe «q».
- $(L_d \cdot i_q \cdot \omega_p, L_d \cdot i_d \cdot \omega_p)$: Termes de couplage entre les axes (termes de non linéarité).

2.6.3 Equation du couple électromagnétique

La transformation de Park modifiée utilisée, conserve la puissance dans les deux domaines (abc) et (dq). De ce fait, la puissance électrique sera la même.

$$P_{abc}(t) = P_{dq}(t) \quad (2.37)$$

$$P_{dq}(t) = (V_d I_d + V_q I_q) = \left[-R_s (i_q^2 + i_d^2) - \left(i_d L_d \frac{di_d}{dt} + i_q L_q \frac{di_q}{dt} \right) + \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \omega_p i_q \right] \quad (2.38)$$

- $R_s (i_q^2 + i_d^2)$: Représente les pertes par effet joule dans le stator.
- $\left(i_d L_d \frac{di_d}{dt} + i_q L_q \frac{di_q}{dt} \right)$: Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator.

- $\sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \omega_p i_q$: Présente la puissance électromagnétique dans le plan (dq).

$$P_e(abc) = c_{em} \cdot \Omega \quad \Omega = \frac{\omega_p}{P} \quad (2.39)$$

$$\text{Et } P_e(dq) = \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \omega_p i_q \quad (2.40)$$

- Ω : vitesse angulaire mécanique (P est de paires de pôles).

- ω_p : vitesse angulaire électrique ou bien pulsation électrique.

$$P_e(abc) = P_e(dq) \Leftrightarrow c_{em} \cdot \Omega = \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \omega_p \cdot i_q \Leftrightarrow c_{em} = \sqrt{\frac{3}{2}} P \cdot \varphi_f \cdot i_q \quad (2.41)$$

En négligeant les variations des courants statoriques [59], le modèle complet de la GSAP sera régi par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_d = -R_s \cdot i_d - L_q \cdot i_q \cdot \omega_p \\ V_q = -R_s \cdot i_q - L_d \cdot i_d \cdot \omega_p + \sqrt{\frac{3}{2}} \varphi_f \cdot \omega_p \\ c_{em} = \sqrt{\frac{3}{2}} P \cdot \varphi_f \cdot i_q \\ c_m - c_{em} - c_f = J \frac{d\Omega}{dt} \end{cases} \quad (2.42)$$

- C_m : Couple moteur entrainant la GSAP

- $C_f = f \cdot \Omega$: Couple de frottement

Parfois, dans d'autres notations, le couple électromagnétique est multiplié par le terme « $\sqrt{3/2}$ » au lieu du terme « $\sqrt{3/2}$ », cette différence est due à la transformation adoptée :

Park modifiée (conservation des puissances « Concordia + rotation ») ou Park (Conservation des amplitudes « Clarke + rotation »). Ce rapport de « $\sqrt{3/2}$ » entre les deux représentations est égal au rapport entre le gain de la matrice de Concordia et celui de Clarke :

$$X_{(\alpha,\beta)}(Concordia) = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot X_{(\alpha,\beta)}(Clarcke) \quad (2.43)$$

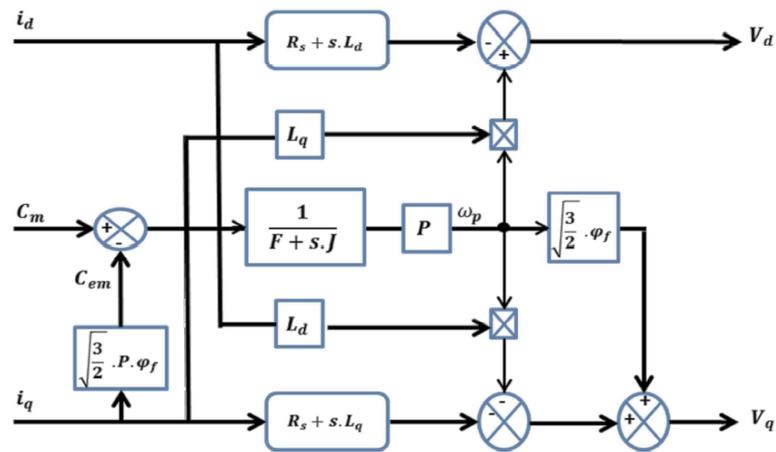


Figure 2.31: Schéma bloc du modèle de la GSAP dans le repère d q.

2.7 Multiplicateur

Il s'agit d'une boîte à vitesse composée d'un système d'engrenage et sert principalement à multiplier la vitesse de rotation de la turbine à une valeur exploitable pour la génération de l'énergie au niveau de la génératrice.

$$C_{méc} = \frac{1}{G} \cdot C_t \quad (2.45)$$

Avec :

G : rapport de multiplication

$C_{méc}$: couple mécanique sur l'axe du générateur

Où :

$\Omega_{méc}$ = Vitesse du générateur (rad / s mécanique).

2.7.1 Modèle du convertisseur électronique de puissance

Le convertisseur est le responsable du contrôle de la puissance. Ce dernier devra gérer une entrée tension jusqu'à 280 VDC et abaissez-la à environ 20 VDC. Ce faisant, le courant d'entrée sur 10 ADC passera à 140 ADC.

La topologie du convertisseur est illustrée à la figure 2.33 et s'appelle un Buck convertisseur. Cette topologie contient un seul inducteur. Autres topologies de convertisseur, appelées conceptions inter-quittants, contiennent plusieurs inducteurs. Bien que cela réduit les pertes, il complique le système de contrôle et ajoute des coûts.

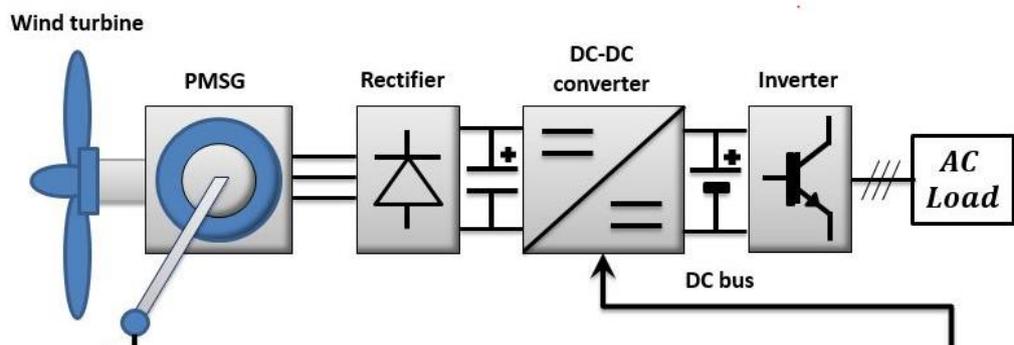


Figure 2.32: La chaîne de conversion de l'éolienne.

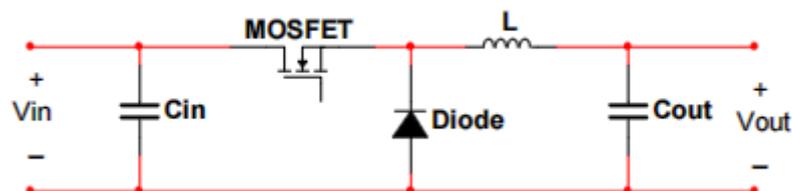


Figure 2.33: Convertisseur Buck.

Le circuit fonctionne en allumant et éteignant l'alimentation entrante, puis en filtrant le résultat. Idéalement, la tension de sortie est liée à la tension d'entrée par :

$$v_{sortie} = Dv_{entrée} \quad \text{et} \quad D = \frac{t_{on}}{t_{period}} \quad (2.46)$$

Avec :

D : le cycle de commutation du MOSFET.

Dans notre cas on va considéré le convertisseur DC-DC idéal puisque ça dynamique est largement rapide à celle du contrôleur MPPT quand va détailler dans le chapitre quatre, donc $V_{dc_{ref}} = V_{dc}$.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne, la première représente la partie mécanique qui contient la turbine et l'arbre de la génératrice.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la machine à aimant permanent, fonctionnement en génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi. Nous avons constaté que le modèle de la machine synchrone à aimant permanent est un système à équations différentielles dont les Coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle.

Dans la dernière partie nous avons présenté le modèle du convertisseur statique, son principe de fonctionnement.

Dans le prochain chapitre nous allons procéder à l'identification paramétrique de la turbine éolienne à l'aide des algorithmes génétiques pour établir les paramètres de notre model.

CHAPITRE III

Identification paramétrique de l'aérogénérateur

3 Introduction

Dans ce chapitre nous nous intéressons à l'identification des paramètres à partir de la courbe caractéristique du coefficient de puissance C_p de notre aérogénérateur par les algorithmes métaheuristiques.

On dispose d'un ensemble de données, que l'on a obtenu par mesures. On voudrait que ces données soit représentées par un modèle. Cela signifie que l'on dispose d'un modèle candidat de la courbe caractéristique de C_p , ce modèle appartient à une famille de modèles d'une structure donnée. Les modèles de cette famille dépendent de certains paramètres. On veut ajuster ces paramètres de telle façon que le modèle approche au mieux les données mesurées.

Dans ce contexte, des algorithmes génétiques (AG) seront utilisés pour optimiser ces paramètres en minimisant une fonction objective qui est l'erreur absolue. Cette erreur est calculée en faisant la différence entre le coefficient de puissance référence et coefficient de puissance désirée réelle.

Avant d'aborder les grandeurs à optimiser, nous présenterons quelques définitions ainsi que le principe de l'optimisation par les algorithmes génétiques.

3.1 IDENTIFICATION PARAMETRIQUE

3.1.1 Le principe d'identification

L'identification des paramètres consiste à établir, par différentes moyens mathématiques, les valeurs fixe d'un modèle pour correspondre à une certaine réalité expérimentale .Certains de ces paramètres peuvent être facilement identifiables, et de façon unique (unicité de solution), par des expériences simples, ou bien sont fortement interconnectées entre eux rendant toute interprétation physique difficile. [67]

Traditionnellement, les méthodes d'identification de système sont employées afin de déterminer des modèles permettant la synthèse de lois de commande. Ce domaine d'utilisation conventionnel n'est toutefois pas le seul et les méthodes sont aussi utilisées pour :

- l'estimation de paramètres physiques non directement mesurables,
- le diagnostic de systèmes à base de modèle,
- la simulation, utilisée à des fins de conception, de prévision ou de formation,
- l'interprétation d'essais. [68]

3.1.2 Procédure d'identification

L'identification est une approche expérimentale pour la détermination du modèle dynamique d'un système qui s'appuie sur un certain nombre de techniques algorithmiques pour traiter les données expérimentales. Elle comporte quatre étapes :

1. Acquisition des entrées/sorties sous un protocole d'expérimentation.
2. Estimation (choix) de la structure du "modèle" (complexité).
3. Estimation des paramètres du modèle.
4. Validation du modèle identifié (structure et valeur des paramètres). [67]

La procédure d'identification est représentée à la Figure (3.1), où l'on peut voir les trois entités principales, qui sont :

- **Ensemble de données** : c'est une collection de mesures de l'entrée u et sortie y du système S ,
- **Structure de modèles** : c'est un ensemble désigné par M avec des structures de modèles candidats qui devraient représenter le système. L'expression mathématique

du modèle reliant les entrées u et v aux sorties y , est caractérisé par un vecteur de paramètres θ ,

– **Méthode d'identification** : étant donné les deux premières entités, une méthode d'identification doit être choisie pour estimer le vecteur de paramètres θ , et par conséquent le modèle. [68]

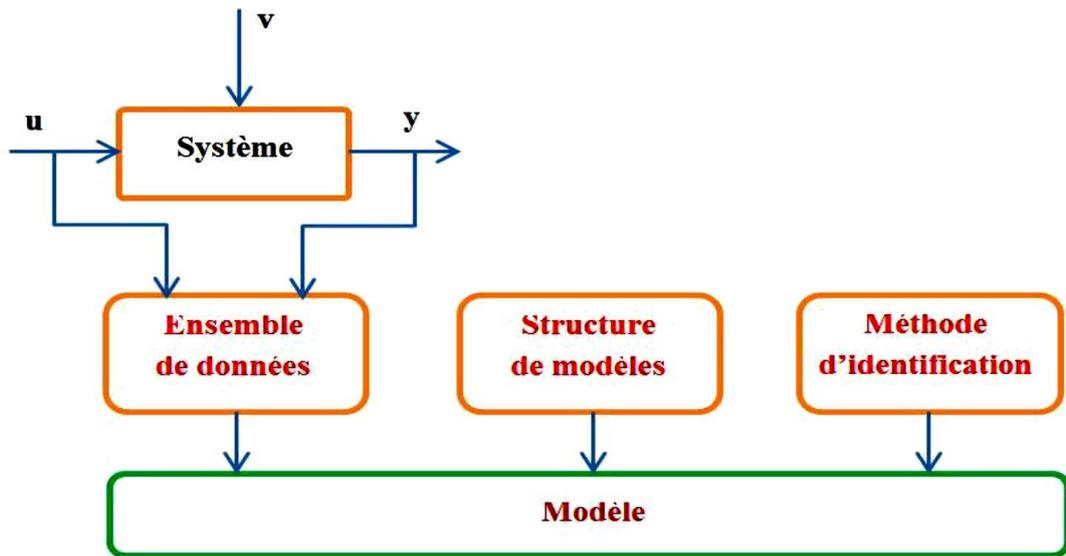


Figure 3.1: Les entités de base dans un système d'identification paramétrique.

3.1.3 Méthodes d'identification : [67]

Trois grandes méthodes d'approches sont présentées ci-dessous :

- L'identification directe par application d'équations simples ou bien encore par l'utilisation d'abaques
- L'utilisation du modèle inverse qui permet, par la connaissance des sorties et des entrées, de retrouver les paramètres
- l'identification inverse qui va se charger de calculer un modèle avec des couples de paramètres et d'en déterminer la pertinence.

3.1.4 Identification inverse :

L'identification inverse a pour but de pallier les problèmes de l'identification par modèle inverse. Cette méthode est capable d'accepter des modèles importants (en nombre de paramètres) et pouvant être non-linéaire. En effet, l'identification inverse se comporte de trois éléments :

- un modèle direct dont on fait varier les valeurs de paramètre

- un comparateur qui a pour but de fournir une valeur de pertinence du résultat du modèle par rapport à une mesure expérimentale
- un processus permettant de faire varier les paramètres, de façon à augmenter la pertinence des résultats du modèle

De ce fait, l'utilisateur du modèle direct permet de pallier la possible difficulté de l'inversion du modèle, et la comparaison avec des mesures permet l'utilisation de résultats expérimentaux bruités. La difficulté de mise en œuvre de cette technique se situe sur le choix et l'implantation du processus permettant la modification des valeurs de paramètre. Ce processus est une méthode d'optimisation

3.2 Les algorithmes génétiques (AG) : [70,71]

Les algorithmes génétiques (AG) font partie d'une famille de méthodes stochastiques appelées Méthodes Evolutionnistes, qui reposent sur une analogie avec la théorie de l'évolution naturelle de Darwin, selon laquelle les individus d'une population les mieux adaptés à leur environnement ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire de génération en génération, en donnant des descendants encore mieux adaptés.

Les algorithmes génétiques (AG), ont été initialement développés par John Holland (1975) ses collègues et ses étudiants, à l'université du Michigan dans deux buts principaux :

1. Mettre en évidence et expliquer rigoureusement les processus d'adaptation des systèmes naturels.
2. Concevoir des systèmes artificiels qui possèdent les propriétés des systèmes naturels.

3.2.1 Terminologie des Algorithmes génétiques : [70]

Dans l'AG, l'ensemble des paramètres du problème à optimiser est défini comme étant un individu. Un individu représente une solution particulière au problème à optimiser. Un ensemble d'individus donne naissance à la population. La population représente donc un ensemble de solutions du problème à optimiser, elle représente aussi

un ensemble de différentes configurations de paramètres, donc un sous espace de recherche.

L'adaptation à l'environnement est donnée par la valeur retournée de la fonction objectif. Les générations sont représentées par les itérations d'optimisation.

Dans le tableau ci-dessous, on résume la correspondance entre la théorie d'évolution naturelle et l'algorithme génétique.

Tableau 3.1: Analogie entre les AG et la théorie d'évolution naturelle. [74]

Théorie d'évolution naturelle	Algorithmes génétiques
Chromosomes	Chaînes
Génotype : matériel génétique d'un individu	Structure : ensemble de chaînes
Phénotype : organisme formé	Structure décodés paramètres solution
gènes (constituants des chromosomes)	Paramètres (constituants d'une chaîne)
Allèles (constituants des gènes)	Bits pour le codage binaire
Individu	Ensemble de paramètres (Solution possible du problème)
Population	Ensemble de configuration (ensemble des solutions)
Génération ensemble de la population à un Moment donné	Une itération dans l'exécution l'AG
Adaptation de l'individu	Evaluation de la fonction objectif (fonction à optimiser)

3.2.2 Vocabulaires des algorithmes génétiques : [73]

Dans cette section nous introduisons quelques vocabulaires utilisés dans la mise en œuvre des algorithmes génétiques.

- **Individu** : représenté par un chromosome (génome).
- **Un chromosome** : est une chaîne de gènes.
- **Génotype** : l'ensemble des gènes représentés par un chromosome.
- **Phénotype** : l'ensemble des valeurs observables prises par chaque gène.
- **Codage** : il permet la représentation de l'individu sous la forme d'un chromosome :
 - ✓ Codage binaire
 - ✓ Codage de Grey
 - ✓ Codage réel
- **Fonction d'adaptation** : fitness.
- **Opération de reproduction** :
 - ✓ Le croisement.
 - ✓ La mutation.
- **Génération** : l'ensemble de la population à un moment donné du processus

3.2.3 Mécanismes des algorithmes génétiques : [69, 70,73]

Un algorithme génétique est un algorithme itératif de recherche d'optimum, il manipule une population de taille constante. Cette population est formée de points (candidats) appelés chromosomes, chaque chromosome représente un codage d'une solution potentielle au problème à résoudre et il est constitué d'un ensemble d'éléments appelés gènes. Ces gènes pouvant prendre plusieurs valeurs appartenant à un alphabet non forcément numérique. A chaque itération, appelée génération, est créée une nouvelle population avec le même nombre de chromosomes. Cette génération consiste en des chromosomes mieux « adaptés » à leur environnement tel qu'il est représenté par la fonction fitness. Au fur et à mesure des générations, les chromosomes vont tendre vers l'optimum de la fonction fitness. La création d'une nouvelle population à partir de la précédente se fait par l'application des opérateurs génétiques qui sont : la sélection, le croisement et la mutation.

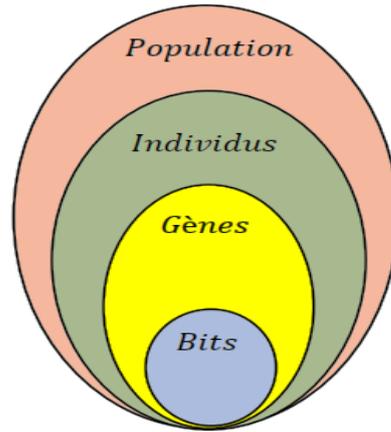


Figure 3.2: Principaux éléments d'une population.

L'organigramme fonctionnel présenté dans la figure (3.3), illustre la structure générale de l'algorithme génétique. Nous détaillerons les diverses phases qui le constituent et les mécanismes associés à chacune d'entre elles dans les sections suivantes :

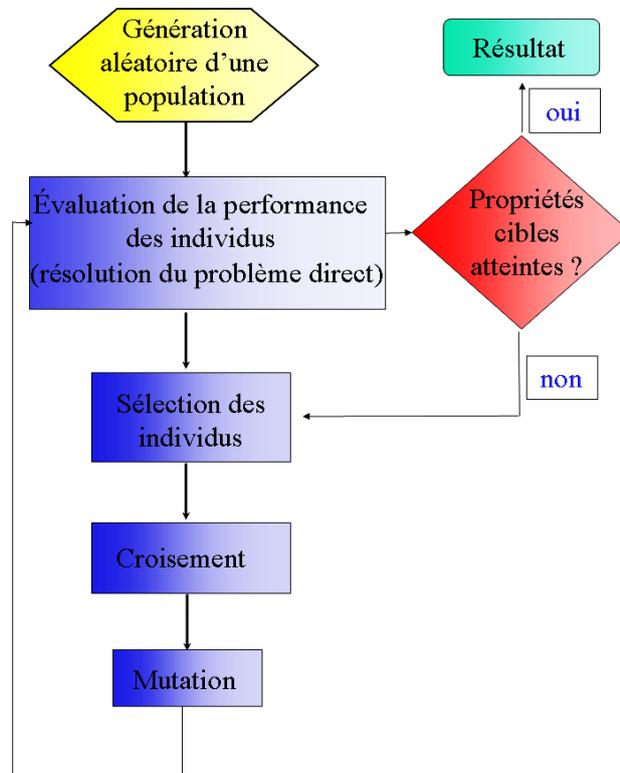


Figure 3.3: Organigramme de l'algorithme génétique.

Les AGs sont alors basés sur les phases suivantes :

- ✓ **Initialisation** : Une population initiale de N chromosomes est tirée aléatoirement.
- ✓ **Évaluation** : chaque chromosome est décodé, puis évalué.
- ✓ **Sélection** : création d'une nouvelle population de N chromosomes par l'utilisation d'une méthode de sélection appropriée.
- ✓ **Reproduction** : possibilité de croisement et mutation au sein de la nouvelle population.
- ✓ **Retour à la phase** d'évaluation jusqu'à l'arrêt de l'algorithme

3.2.4 Les opérateurs d'un algorithme génétique:

Un algorithme génétique simple utilise les trois opérateurs suivants : la sélection, le croisement et la mutation.

3.2.4.1 Opérateur de sélection (La reproduction) : [76]

La sélection est un processus dans lequel des individus d'une population sont choisis selon les valeurs de leur fonction coût ou « fitness » pour former une nouvelle population. Cette opération est peut-être la plus importante puisqu'elle permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. Il existe plusieurs méthodes pour la reproduction, on citera à titre d'exemple:

- La sélection par roulette ou proportionnelle
- La sélection par tournoi.
- La sélection uniforme.

La sélection uniforme : C'est une technique très simple qui consiste à sélectionner un individu aléatoirement de la population P . [73]

3.2.4.2 Opérateur de croisement :

Le croisement est un opérateur de recombinaison. Les individus d'une population sont couplés au hasard par paires représentant les parents. Chaque paire d'individus subit le croisement avec une probabilité P_c , décrit comme suit : le croisement opère sur les génotypes (c.-à-d. les chromosomes) de deux individus appelés

parents. Il produit de nouveaux individus (généralement deux) appelés enfants dont les gènes sont hérités de l'un ou/et de l'autre parent.

La zone de croisement est généralement choisie aléatoirement dans les chromosomes. Les méthodes de croisement sont liées au codage mais leur principe est identique. Il a pour but d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes. [70]

Nous allons brièvement présenter les trois principaux dont une illustration est donnée dans la figure 3.4. Le croisement un point détermine aléatoirement un point de coupure et échange la deuxième partie des deux parents. Le croisement deux points (qui peut être étendu à x points) possède 2 points (ou x) de coupures qui sont déterminés aléatoirement. Enfin le crossover uniforme échange chaque bit avec une probabilité fixée à $\frac{1}{2}$. [75]

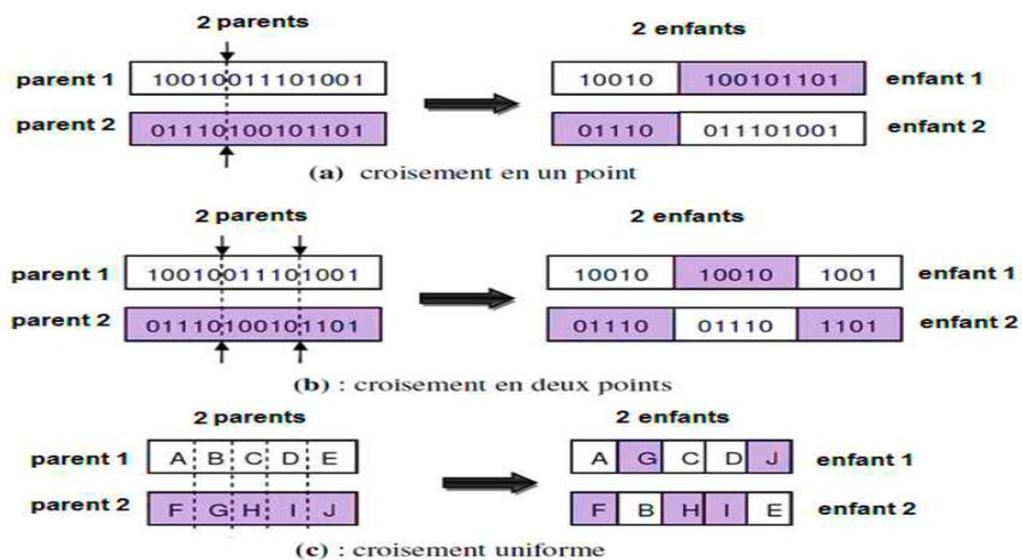


Figure 3.4: Exemples d'opération de croisement.

3.2.4.3 Opérateur de mutation :

La mutation génère des «erreurs» de recopie, afin de créer un nouvel individu qui n'existait pas auparavant, c'est la modification aléatoire occasionnelle (de faible probabilité P_m généralement comprise entre 0.01 et 0.001) d'un gène d'un individu. A pour rôle de permettre d'explorer la totalité (en théorie) de l'espace d'état, essentielle aux AG pour leurs propriétés de convergence. [70]

Dans le cadre de l'optimisation paramétrique, la mutation la plus employée est la mutation gaussienne, qui consiste à rajouter un bruit gaussien à chaque variable (l'opérateur étant appliqué avec une certaine probabilité par individu P_m).

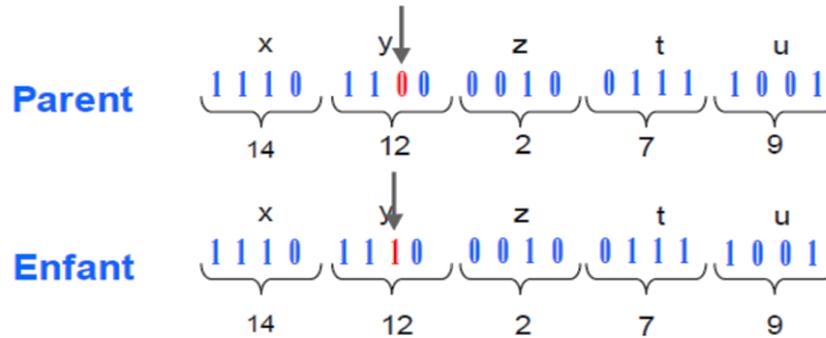


Figure 3.5: Exemple de mutation.

3.2.5 Critère d'arrêt :

Comme tous les algorithmes évolutionnaires, les AG sont dans l'absolu, sans fin, donc pour décider quand arrêter l'algorithme, la politique la plus courante et la plus simple est d'effectuer un nombre prédéfini d'itérations. On peut distinguer trois grandes familles de critères d'arrêt :

- Le temps ou le nombre d'itérations voulu est atteint.
- La fonction de santé est constante depuis quelque temps.
- La population est dominée par quelques individus.

3.3 DEMARCHES DE LA TECHNIQUE PROPOSEE

3.3.1 La fonction objective à minimiser pour l'identification paramétrique

Pour l'extraction des paramètres de la courbe caractéristique du C_p à partir des données expérimentales, nous pouvons minimiser la fonction objective prédéfinie dans le chapitre précédant par la relation suivante:

$$F_{obj} = \frac{1}{n} \sum_1^n |C_{p_{expérimentale}} - C_p| \quad (3.1)$$

avec :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right)} + c_6\lambda$$

et:

$$\beta = 0$$

- ✓ λ : vitesse relative ou Tip Speed Ratio (TSR)
- ✓ β : l'angle d'incidence des pales
- ✓ [c1-c6]: les paramètres à optimiser

3.3.2 Présentation du modèle de l'éolienne à identifier

Dans le cadre de notre travail, le modèle de l'éolienne choisie est l'éolienne de type Savonius comme on vient de citer dans le chapitre deux.

Dans le but d'identifier les paramètres de la courbe du coefficient de puissance C_p (3.1) à partir des données de la courbe caractéristique de C_p expérimentale de ladite éolienne, on va premièrement valider notre algorithme sur un modèle choisis comme suite dont on connait la représentation mathématique exacte:

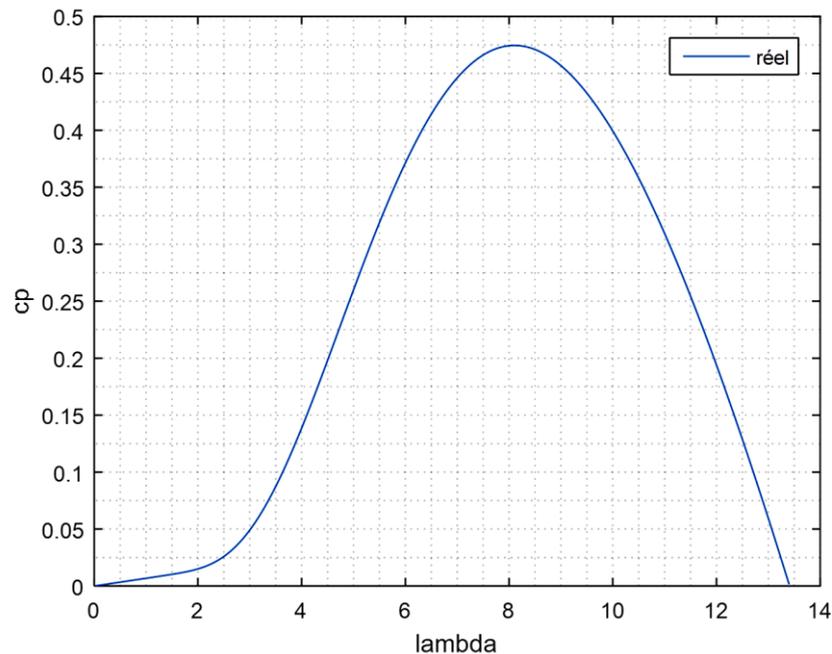


Figure 3.6: Courbe C_p utilisé pour la génération des données.

A partir de cette courbe, on va générer l'ensemble de données nécessaires pour le cheminement de cet algorithme. [77]

Cet algorithme commence par la création de la population initiale et se termine par la convergence vers le meilleur individu de la population correspondant à la

solution du problème d'optimisation. La progression d'un état à un autre s'effectue par des opérateurs stochastiques tels que la sélection, le croisement et la mutation.

Dans notre étude, chaque individu (chromosome) de la population est défini par une chaîne de gènes qui correspondent aux différents paramètres à identifier (Fig. 3.7) de l'équation mathématique (3.1)

C1	C2	C3	C4	C5	C6
----	----	----	----	----	----

Figure 3.7: Représentation d'un chromosome des coefficients de Cp

Afin de mettre en œuvre de la validité du AG nous exécutons l'AG avec 6 paramètres.

3.3.3 Résultats d'identification et discussion :

Le paramétrage du AG est présenté dans le (Tableau 3.2) dans le but d'étudier le comportement de ce dernier (temps d'exécutions, meilleur score).

Tableau 3.2: Paramètres de l'algorithme génétique.

Paramètres	Valeurs
Taille de la population	2000
Nombre de génération	200
Codage	Réel
Nombre de paramètres	6
Sélection	Stochastique uniforme
croisement	Aléatoire
Mutation	Gaussienne
Test de convergence	Nombre maximales de générations

Les résultats d'identification obtenus dans la Figure (3.8) montrent la convergence de l'algorithme génétique après 40 générations pour 6 paramètres.

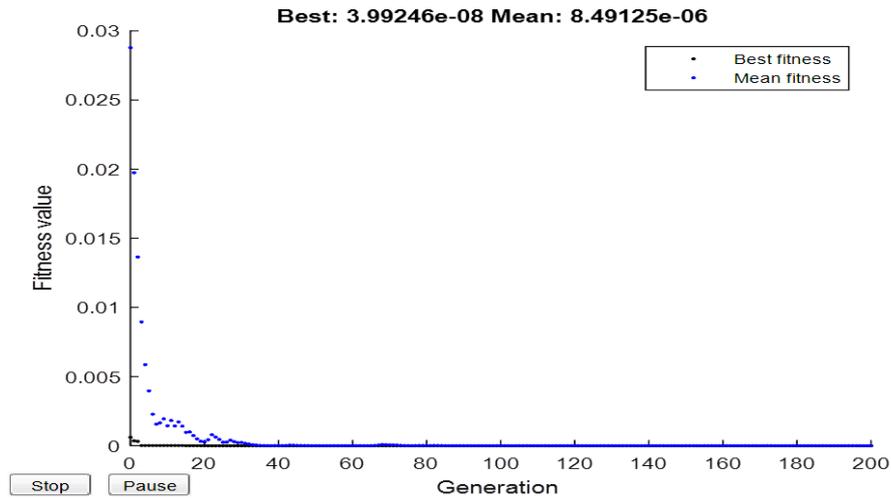


Figure 3.8: Convergence de l'Algorithme Génétique pour 6 paramètres.

Les résultats d'identification des paramètres de Cp pour le cas de 6 paramètres sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 3.3 : paramètres identifiés de la courbe du Cp pour 6 paramètres avec AG.

Paramètres identifiés	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Valeurs	0.4903	120.8570	0.3618	5.2073	20.9967	0.0068

La figures(3.9) représente la courbe de Cp réelle et celle optimiser par AG pour 6 parametres , aussi la courbe d'évolution de l'erreur absolue entre les valeurs des coefficients de puissance référence et coefficients de puissance estimées au cours du cycle d'optimisation de l'algorithme génétique .

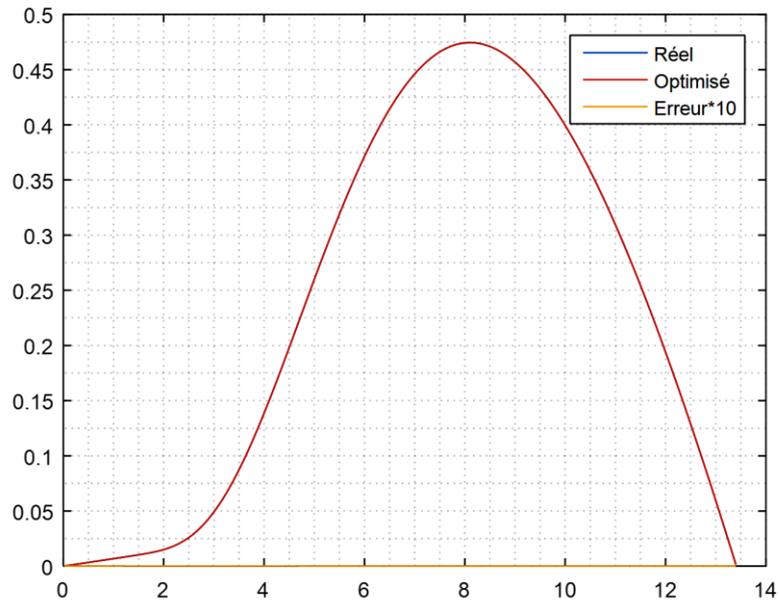


Figure 3.9: comparaison entre Cp réel et Cp optimisé.

D'après les résultats obtenus on peut confirmer la validité de l'algorithme utilisé car on remarque que l'erreur absolue qui est la différence entre le Cp optimisé et Cp réel tends vers zéro.

3.4 Application des AG à l'optimisation et l'identification des paramètres de la courbe caractéristique de l'éolienne de type Savonius

Après avoir validé l'algorithme, dans cette partie nous allons procéder à l'identification de ladite éolienne, pour faire cela on va suivre le même protocole élaboré dans la partie précédente vis-à-vis l'identification paramétrique.

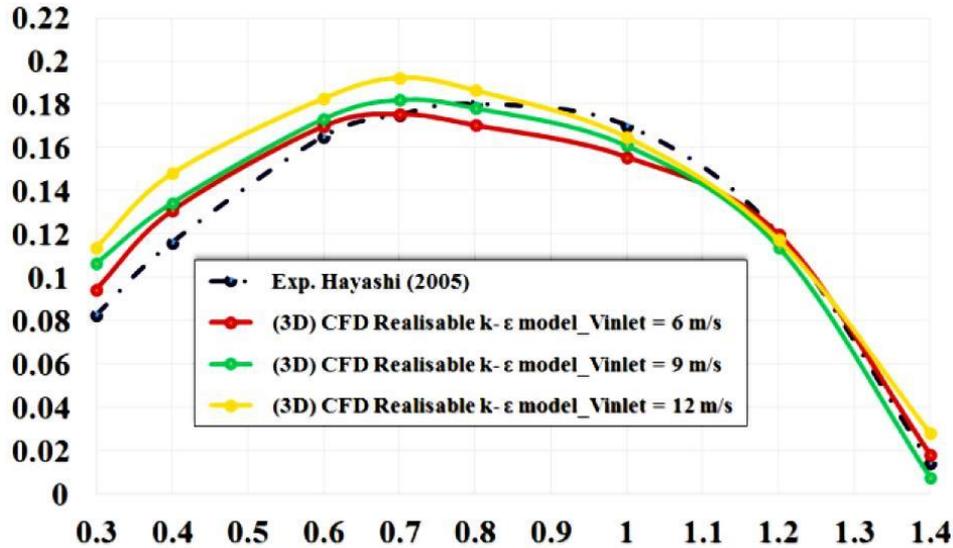


Figure 3.10: Courbe Cp utilisé pour la génération des données plus proche de la courbe réelle [78].

La figure(3.10) représente les résultats de simulation en 3D basé sur la CFD(Dynamique des fluides computationnelle) [78],avec des données expérimentales issues de Hayashi (2005) [79] pour différentes vitesses d'écoulement entrant ,à partir de celle-ci on va générer les données de la courbe en rouge [77], puis on va suivre le même cheminement pour aboutir à l'identification adéquate de notre modèle .

Les paramètres du AG sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 3.4:les paramètres du AG.

Paramètres	Valeurs
Taille de la population	2000
Nombre de génération	200
Codage	Réel
Nombre de paramètres	6
Sélection	Stochastique uniforme
croisement	Aléatoire

Mutation	Gaussienne
Test de convergence	Nombre maximales de générations

Les résultats d'identification obtenus dans la figure (3.11) montre la convergence de l'algorithme génétique après 190 générations pour 6 paramètres.

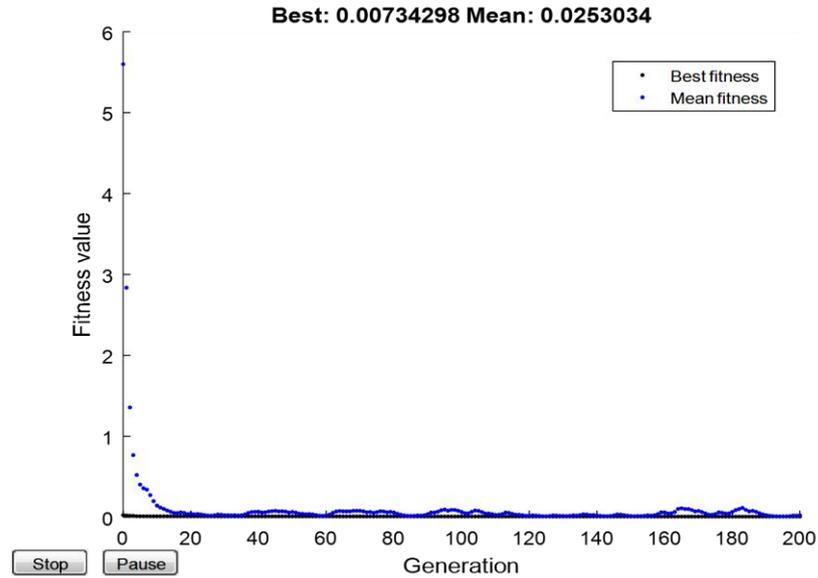


Figure 3.11:Convergence de l'algorithme.

Les résultats d'identification des paramètres de Cp sont illustrés cas dans le tableau suivant :

Tableau 3.5:Paramètres de la courbe Cp identifiés avec AG.

Paramètres identifiés	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Valeurs	0.1527	0.0046	1.3780	28.5097	3.5188	0.3053

Les paramètres optimisés récapitulés dans le tableau (3 .5) vont être exploiter pour faire la modélisation du Cp avec l'équation (2.14) pour proumouvoir dans la simulation de la turbine éolienne et aussi pour faire la commande de l'éolienne en mode MPPT qu'on va détailler ultérieurement.

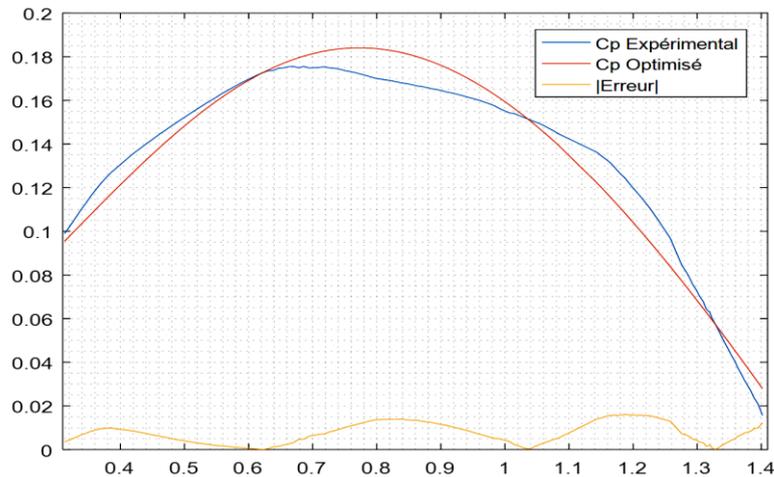


Figure 3.12: comparaison entre Cp expérimentale et Cp optimisé.

D'après la figure 3.12 on peut déduire l'efficacité de la technique proposée car on a pu obtenir des paramètres optimisés adéquats, la courbe du Cp optimisée est proche de la courbe du Cp expérimentale avec une erreur relativement petite.

Si on va faire l'analogie entre la figure 3.10 et la figure 3.12, on peut visuellement voir l'approximation du Cp optimisé dans la figure 3.12 avec les données expérimentales issues de Hayashi (2005) [79] (la courbe en bleu).

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les concepts de base et les caractéristiques des algorithmes génétiques, ainsi que leurs opérateurs principaux, tels que le codage, la sélection, le croisement et la mutation. Après, on a validé cette technique de recherche sur un modèle donné pour promouvoir dans l'identification des paramètres de la courbe caractéristique du Cp à partir des données relevées expérimentalement de notre éolienne de type Savonius modélisée au préalable, dans le but de faire la simulation convenable avec le modèle adéquat.

D'après les résultats de l'identification obtenus, on a remarqué que cette technique a permis de réduire l'effort d'identification par tâtonnement et d'avoir rapidement des paramètres optimisés de la courbe du Cp avec un résultat satisfaisant, ce qui prouve l'utilité de l'identification par optimisation.

Après avoir obtenu les paramètres désirés de la courbe du C_p , nous allons passer à la commande en mode MPPT de ladite éolienne ainsi que des résultats de simulation seront présentés.

CHAPITRE IV

La commande de l'éolienne en mode MPPT ET résultats de simulation

4 Introduction

L'efficacité du système éolien repose sur le fonctionnement à une vitesse de rotation optimale des pales de l'éolienne. Cette vitesse optimale change en fonction de la vitesse de vent, il est donc nécessaire de réguler la vitesse de rotation de la turbine pour se placer au point de fonctionnement optimal. Les processus de recherche du point de fonctionnement optimal sont appelés MPPT (Maximum Power Point Tracking), ils seront réalisés de différentes manières suivant que l'éolienne est équipée ou non d'un anémomètre pour connaître la vitesse du vent et suivant la connaissance que l'on a des caractéristiques des courbes de puissance de la turbine. Le MPPT est utilisé dans la zone II de la figure 2.11.

Pour extraire une puissance maximale du vent fluctuant, un fonctionnement à vitesse variable de l'éolienne est nécessaire. Cela nécessite une stratégie de contrôle sophistiquée pour le Générateur. Le suivi optimal de la puissance / couple est une stratégie de contrôle répandue car elle contribue à une utilisation optimale de l'énergie éolienne [80] - [81]. Certaines de ces stratégies de contrôle utilisent la vitesse du vent pour obtenir la vitesse d'arbre souhaitée pour faire varier la vitesse du générateur.

Le présent chapitre résume les principales méthodes pour un système de production d'énergie éolienne basé sur GSAP pour atteindre MPPT et on va faire également une application de l'algorithme OTC (optimal torque control) sur notre modèle, ainsi des résultats de simulation seront présentés.

4.1 Les différents algorithmes pour la poursuite du MPPT :

Lorsque l'on trace les courbes donnant la puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice, pour différentes vitesses de vent, on s'aperçoit qu'elles passent chacune par un unique maximum (figure 4.7). Le but de ce contrôle est la recherche permanente de ce maximum, technique que l'on retrouve sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking) [82], [83].

Il existe plusieurs techniques pour poursuivre le MPPT. Ces techniques diffèrent selon le type d'informations dont elles ont besoin pour délivrer la référence de vitesse. On peut classer ces techniques en deux familles, selon que la vitesse du vent est nécessaire pour générer $(\Omega_{tur})_{ref}$ (commande de rapport de vitesse, commande en puissance) ou elle n'est pas nécessaire pour générer $(\Omega_{tur})_{ref}$ (méthode du gradient). Les commandes utilisant la logique floue ne sont que le prolongement de ces différentes stratégies [83-84].

4.1.1 La méthode du rapport de vitesse en bout de pâles "TSR control"

L'objectif prioritaire de cette commande est de maintenir λ à sa valeur optimale $\lambda = \lambda_{opt}$. C'est pour cette valeur que le coefficient de puissance est égal à sa valeur maximale. Le but, comme pour les autres méthodes, est donc de rester constamment au point $(\lambda_{opt}, C_{p-max})$. Il s'agit donc de faire varier la vitesse de rotation de la turbine Ω_{tur} en fonction des variations de la vitesse du vent V . Ceci permet de travailler continuellement avec un rendement aérodynamique optimal. C'est un des avantages principaux des éoliennes à vitesse variable par rapport à celles fonctionnant à vitesse fixe [81-85].

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} V \quad (4.1)$$

L'avantage de cette méthode est sa simplicité. Cependant, elle dépend fortement de la mesure de la vitesse de vent, c'est-à-dire de la qualité de l'image du vent fournie par l'anémomètre. De plus, la fiabilité de la méthode tient de la justesse de la courbe de la puissance maximale en fonction de la vitesse du vent [81].

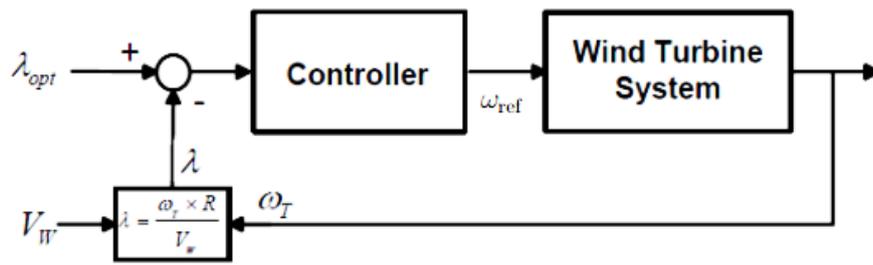


Figure 4.1 : Le schéma de principe de l'algorithme TSR MPPT.

4.1.2 La méthode de couple optimal "Optimal Torque control" (OTC).

Le principe de cette méthode est d'ajuster le couple mécanique selon un couple de référence de puissance maximale de l'éolienne à une vitesse du vent donnée [86,87].

Le couple du générateur est déterminé en fonction de λ et Ω_m . Si le rotor de la turbine fonctionne à $\lambda = \lambda_{opt}$, il fonctionnera également à $C_p = C_{p\ max}$. Ainsi, à partir de l'équation (4.2), il peut être obtenu :

$$P_{m-opt} = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot C_{p-opt} \left(\frac{\Omega_{m-opt} R}{\lambda_{opt}} \right)^3 = K_{opt} (\Omega_{m-opt})^3 \quad (4.2)$$

Dans l'algorithme OTC, le couple du générateur est contrôlé pour obtenir une courbe de référence de couple en fonction de la puissance maximale de l'éolienne à un état donné la vitesse du vent. Cette algorithme sera détaillé ultérieurement dans cette section.

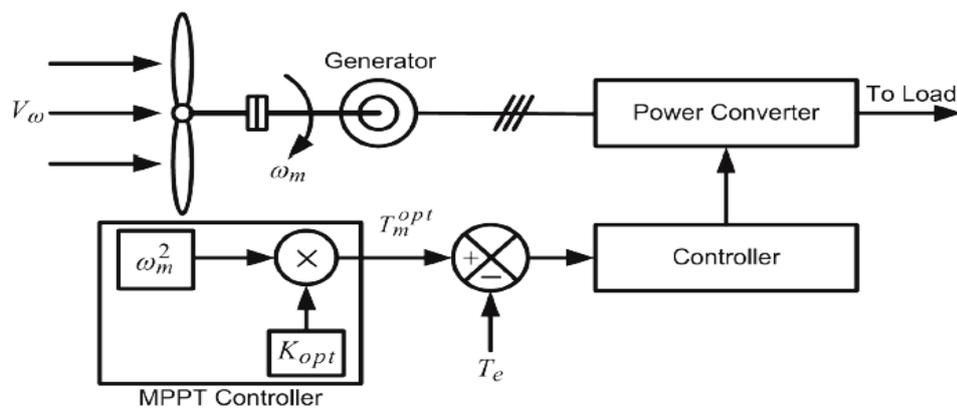


Figure 4.1: Le schéma de principe de l'algorithme OT MPPT.

4.1.3 La méthode "Power Signal Feedback control" (PSF)

La méthode "Power Signal Feedback control" est une méthode proche de la méthode "Optimal Torque control" [88]. Le contrôle du couple sur l'arbre de la turbine est remplacé par le contrôle de la puissance transmise à la charge. Le schéma de la méthode PSF est donné en figure 4.2 La consigne de puissance est déterminée à l'aide d'une table à deux dimensions dans laquelle les valeurs de puissance sur la charge pour les différentes vitesses de rotation de la turbine sont mémorisées. Cette table a été construite préalablement à partir de relevés effectués pour les différentes vitesses du vent sur toute la gamme de fonctionnement prévue pour l'éolienne. Lors du fonctionnement de l'éolienne, on mesure (ou on estime) la vitesse de rotation de la turbine et on détermine grâce à la table, la puissance que l'on devrait obtenir à cette vitesse de rotation. Cette puissance sert de référence à une boucle de régulation en puissance. Cette régulation en puissance va modifier la vitesse de rotation de la turbine, mais le système va converger vers le point de puissance optimale [89, 90].

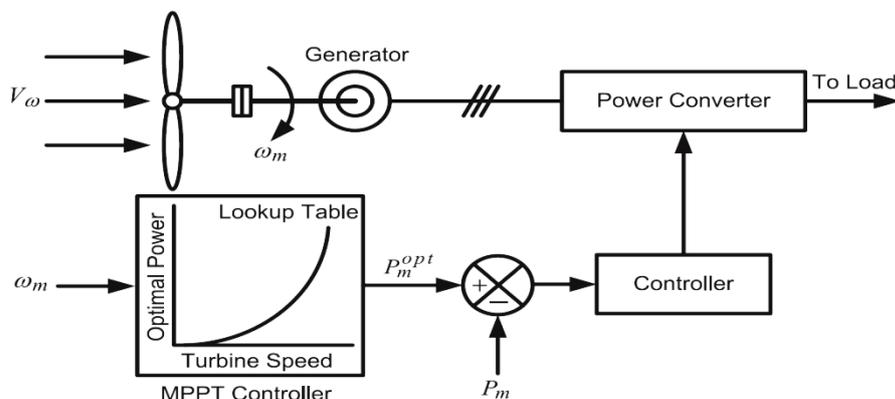


Figure 4.2: Le schéma de principe de l'algorithme PSF MPPT.

4.1.4 La méthode de recherche de la montée colline "Hill Climbing Searching" (HCS)

Le principe de la méthode HCS repose sur une recherche permanente du maximum de puissance en faisant varier la vitesse de rotation de la turbine. C'est une méthode de type perturbation et observation (P&O) dont J. Hui a fait une présentation très claire dans [91]. L'avantage principal de cette méthode réside dans le fait qu'elle ne requiert pas de connaître les caractéristiques de la turbine, de la génératrice, de l'électronique de puissance ni du vent (voir figure 4.4). Suivant que le point de

fonctionnement se trouve à gauche ou à droite du MPP sur la courbe $C_p(\lambda)$, en ajoutant une perturbation sur la consigne du régulateur de la vitesse de rotation de la turbine, la chaîne de conversion récolte plus ou moins de puissance .

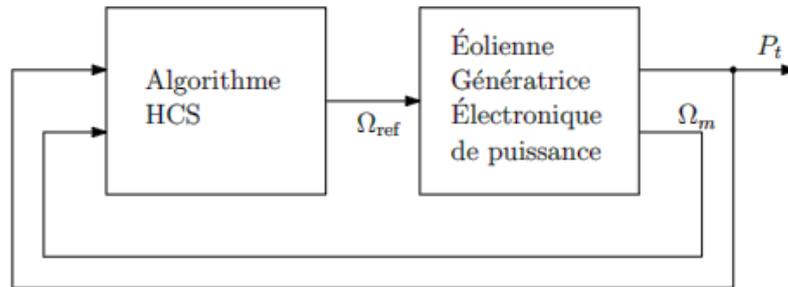


Figure 4.3:Schéma de la méthode Hill Climbing Searching.

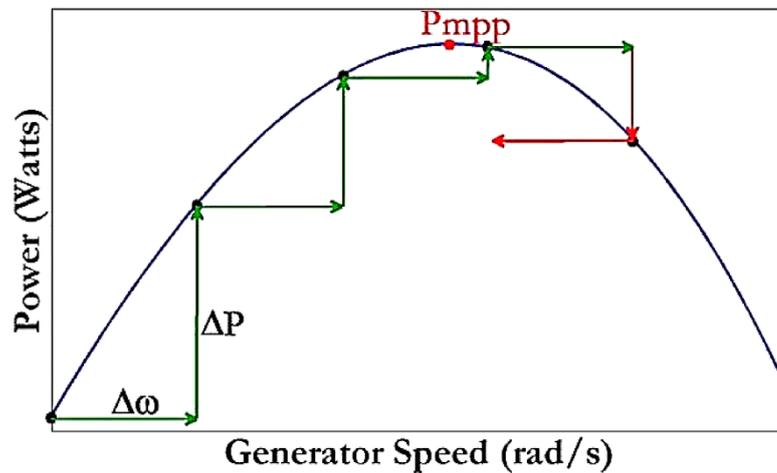


Figure 4.4: Principe de contrôle HCS avec une taille de pas fixe.

Cette technique a priori simple présente néanmoins de nombreux inconvénients dus principalement aux variations du vent et à l'inertie mécanique de l'éolienne qui peut entraîner des temps de réponses mécaniques de quelques dizaines de secondes [92].

4.1.5 Commande par logique floue(FLC) :

Cette méthode est en fait une amélioration des méthodes où l'incrément (ou le décrétement) de vitesse est constant (méthode du gradient, commande en puissance). Par exemple, la méthode du gradient permet de savoir si, au pas suivant, il faut augmenter ou diminuer la référence de vitesse. Cette variation (positive ou négative) $\Delta\Omega_{tur}$ est constante, choisie de façon à trouver un compromis entre une recherche rapide de l'optimum et des oscillations faibles autour de cet optimum en régime établi. La

commande par logique floue reprend les bases de la méthode du gradient pour savoir dans quelle direction aller, mais avec une variation de vitesse de référence $\Delta\Omega_{tur}$ [81].

4.2 La mise en œuvre de la commande (OTC):

La quantité d'énergie captée par l'éolienne (puissance livrée par le rotor) est donné par :

$$P_t = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot \left(\frac{\Omega_t R}{\lambda}\right)^3 \quad (4.3)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V} \quad (4.4)$$

L'éolienne peut produire une puissance maximale lorsque la turbine fonctionne au C_p max (c'est-à-dire à C_{p-opt}). Par conséquent, il est nécessaire de maintenir la vitesse du rotor à une valeur optimale du rapport de vitesse λ_{opt} . Si la vitesse du vent varie, la vitesse du rotor doit être ajustée pour suivre le changement. La puissance optimale cible d'une éolienne peut être écrit comme

$$P_{m-opt} = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot C_{p-opt} \left(\frac{\Omega_{t-opt} R}{\lambda_{opt}}\right)^3 = K_{opt} (\Omega_{t-opt})^3 \quad (4.5)$$

Avec :

$$K_{opt} = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot C_{p-opt} \left(\frac{R}{\lambda_{opt}}\right)^3 \quad (4.6)$$

$$\Omega_{t-opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} V = K_w \cdot V \quad (4.7)$$

Par conséquent, le couple optimal cible peut être donné par :

$$C_{m-opt} = K_{opt} (\Omega_{m-opt})^2 \quad (4.8)$$

La puissance mécanique du rotor générée par la turbine en tant que fonction de la vitesse du rotor pour différentes vitesses du vent est affichée sur la Fig. 4. 6 La puissance optimale est également représentée sur cette figure.

La courbe de puissance optimale (P_{opt}) montre comment l'énergie maximale peut être capturée par le vent fluctuant. La fonction du contrôleur doit maintenir la turbine en fonctionnement sur cette courbe, car la vitesse du vent varie. On observe à partir de

cette figure qu'il y a toujours une vitesse de rotor adaptée qui produit une puissance optimale.

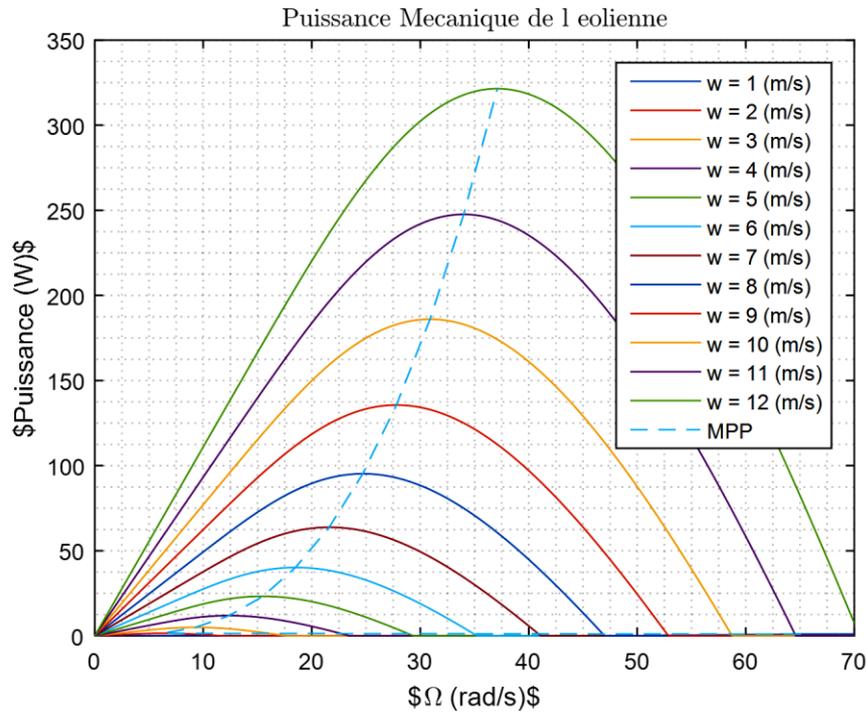


Figure 4.5: Réseau de courbe puissance d'une éolienne de (3*100 W)- vitesse de rotation de la turbine paramétré par la vitesse du vent de l'éolienne.

Quelle que soit la vitesse du vent. Si le contrôleur peut suivre correctement les courbes optimales, l'éolienne produira une puissance maximale à n'importe quelle vitesse dans la plage autorisée. Le couple optimal peut être calculé à partir de la puissance optimale donnée par (4.5). Pour la vitesse du générateur inférieure à la vitesse maximale nominale, le générateur suit (4.8). [93]

Remarque :

les résultats de simulation de la puissance de l'éolienne de la figure (4.5), ont été obtenus pour une éolienne de 100 W dont les paramètres sont cités dans l'annexe trois donc pour aboutir à une puissance de 3*100, on doit avoir 3 éoliennes adjacentes de même caractéristiques et avec la même direction du vent.

4.3 PRÉSENTATION DU SYSTÈME

La figure 4.6 montre la structure de commande d'une éolienne autonome à vitesse variable basée sur GSAP qui comprend une éolienne, GSAP, Le redresseur triphasé à découpage monophasé se compose d'un redresseur à pont de diodes complet (Full bridge rectifier) et d'un convertisseur continu-continu (DC-DC) déjà modélisé dans le chapitre deux.

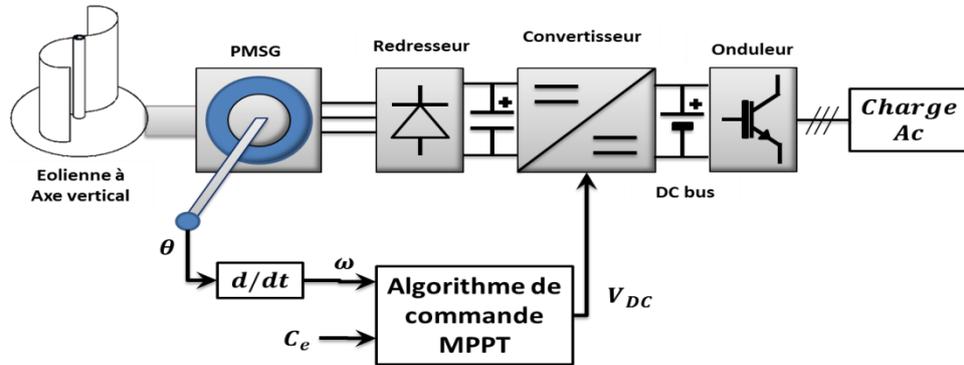


Figure 4.6: Structure de contrôle d'une éolienne autonome à vitesse variable basée sur GSAP avec OTC

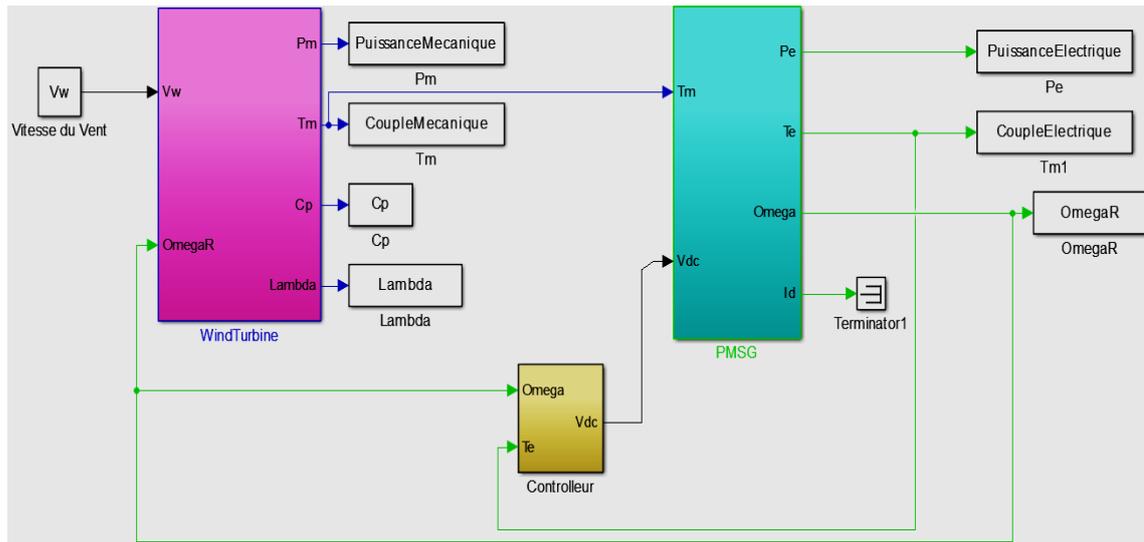


Figure 4.7: Schéma bloc du système global étudié (la chaîne de conversion éolienne commandée par le rotor).

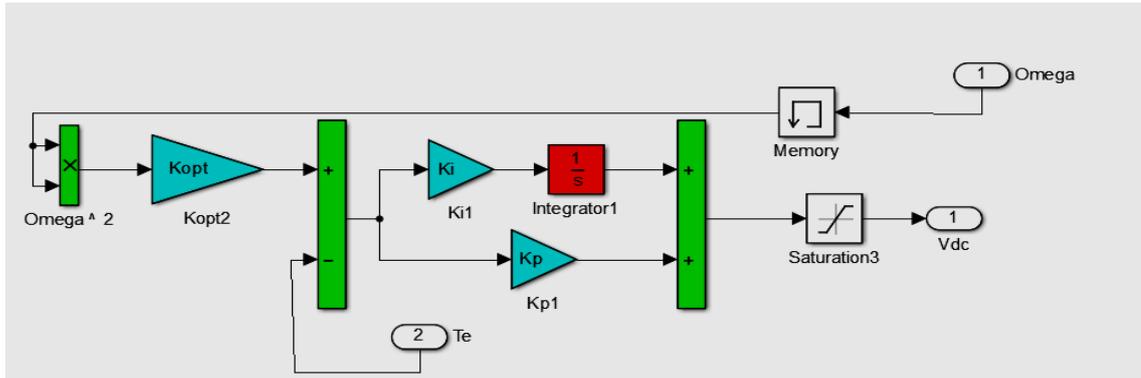


Figure 4.8:structure du contrôleur de commande proposé(OTC)

L'algorithme de contrôle comprend les étapes suivantes :

1. Mesurer la vitesse de rotation du générateur Ω_R
2. Déterminez le couple de référence à l'aide de l'équation suivante:

$$C_e^* = k_{opt} \cdot (\Omega_R)^3 \quad (4.9)$$

3. le couple électromagnétique peut être estimé à partir du courant de la machine (voir chapitre 2).

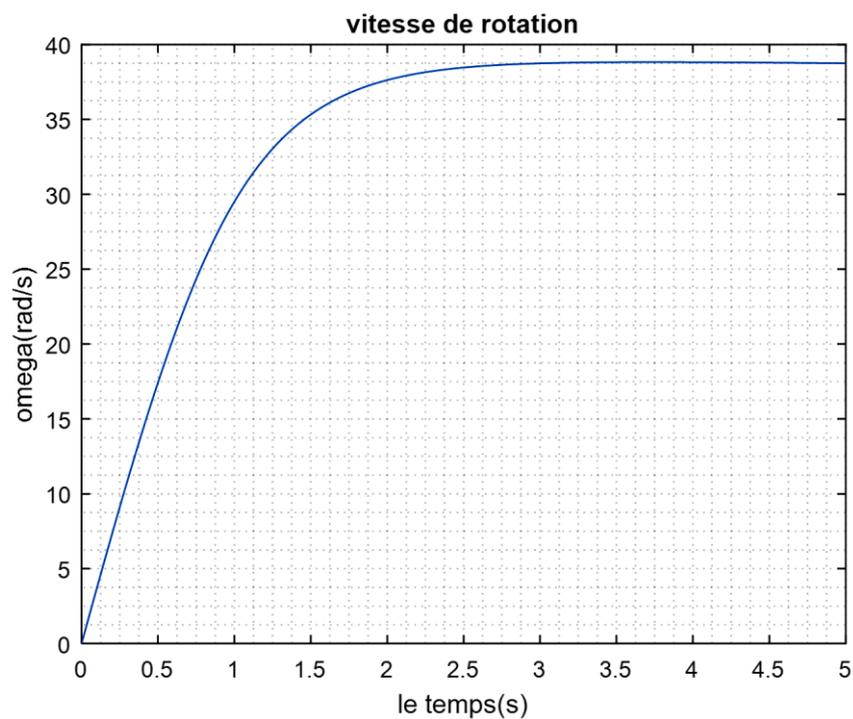
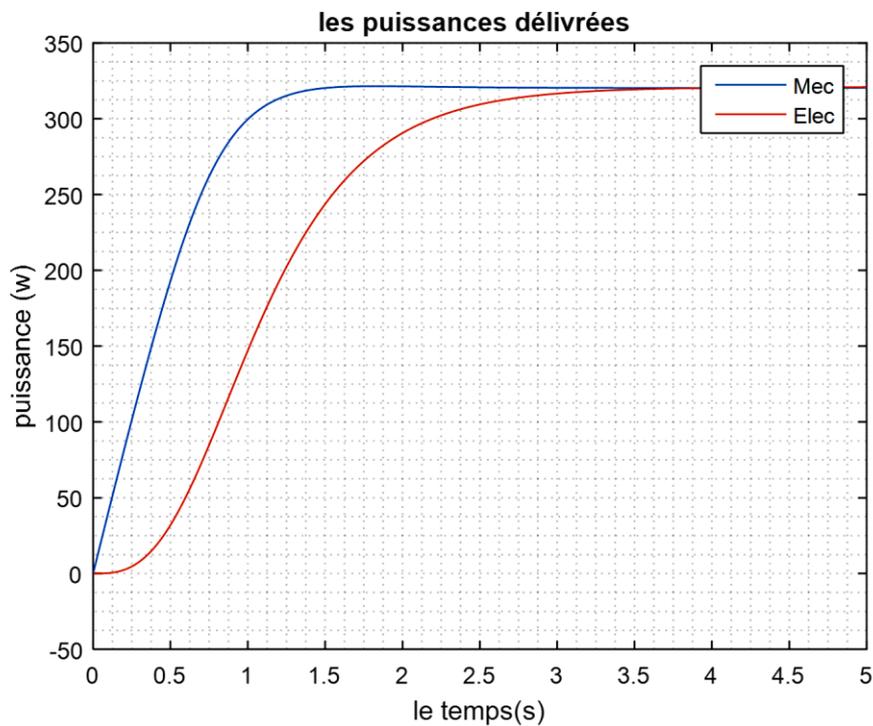
4. l'erreur entre le couple de référence et celui de la machine est ensuite utilisée pour calculer la référence de la tension V_{dc}^* en ajoutant un régulateur PI.

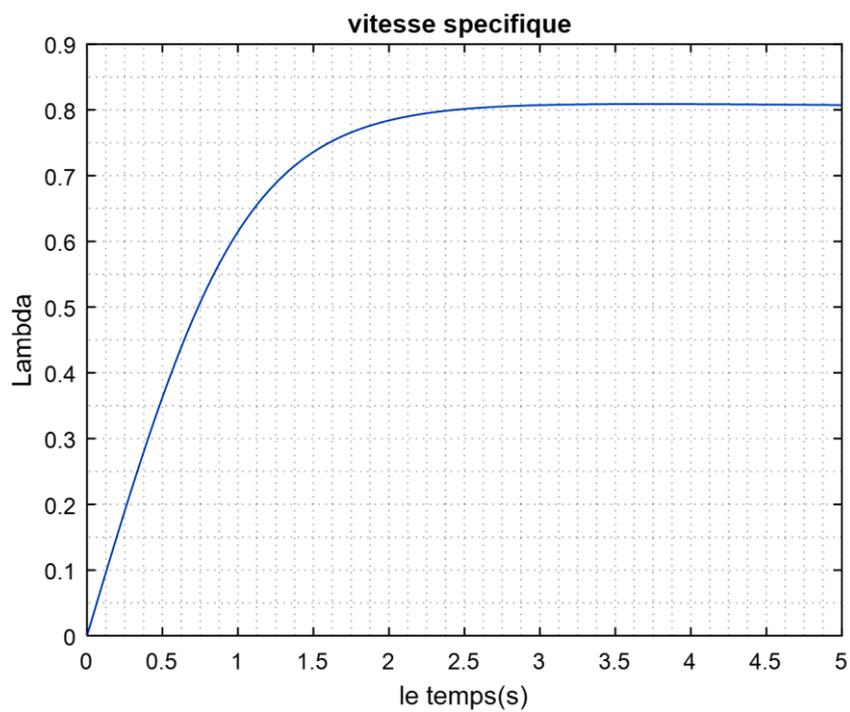
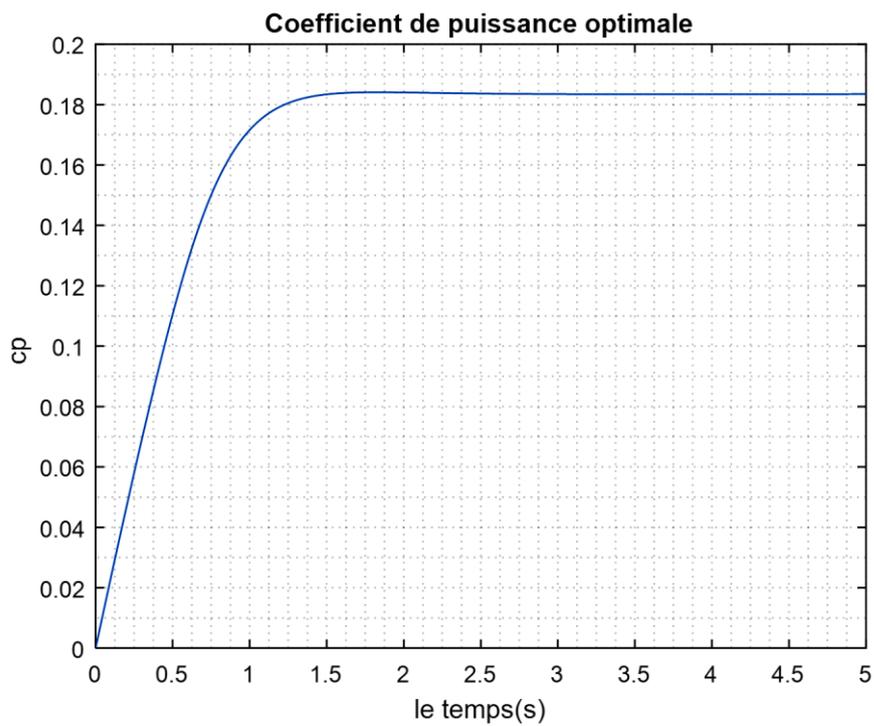
Le couple du générateur est contrôlé dans la courbe couple optimal en fonction de la vitesse du générateur. L'accélération ou la décélération du générateur est déterminée par la différence du couple turbine C_m et du couple générateur C_e . Si la vitesse du générateur est inférieure à la vitesse optimale, le couple de la turbine est plus grand que le couple du générateur, et le générateur sera accéléré. Le générateur sera décéléré si la vitesse du générateur est supérieure à la vitesse optimale. Par conséquent, les couples turbine et alternateur se stabilisent à l'optimum point de couple C_{m_opt} à n'importe quelle vitesse du vent, et l'éolienne fonctionne au point de puissance maximale. [93]

4.4 Résultat et discussion :

Après avoir simulé le schéma de la figure (4.7)-(4.8) du présent chapitre de la commande OTC avec PI dont les valeurs de k_i et k_p sont choisis par tâtonnement, sous

MATLAB_SIMULINK dont les paramètres du système(WPSG) sont donnés en annexe 3, nous avons obtenu les résultats illustrés sur la figure (4.9). La vitesse de vent est constante de 12m/s pendant la simulation de 5s.





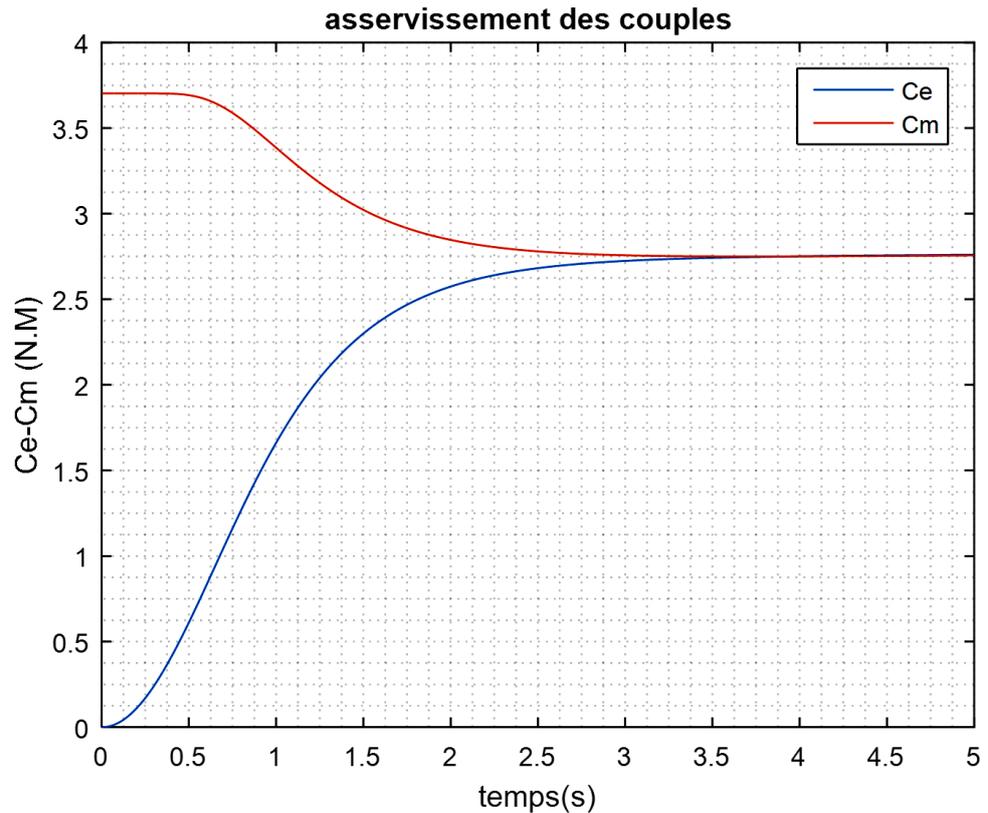


Figure 4.9: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC)

La figure (4.9) présente les résultats obtenus pour cette application, où on distingue les remarques suivantes :

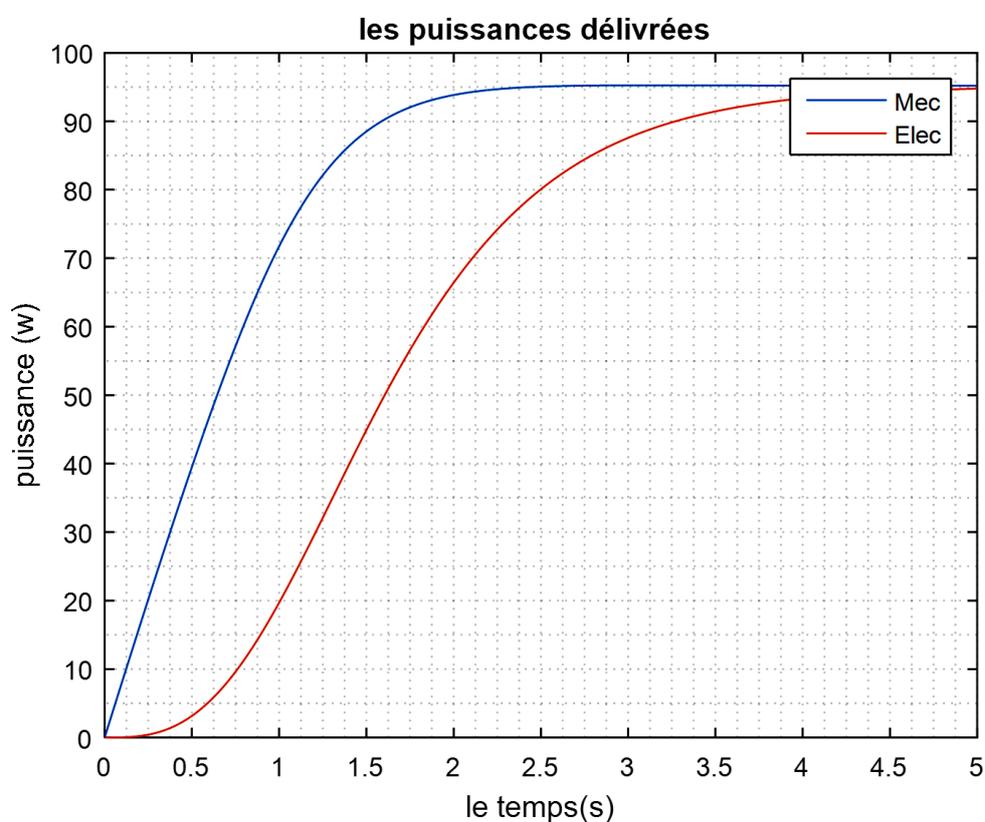
- ✓ La vitesse spécifique λ et le coefficient de puissance C_p , convergent rapidement vers leurs valeurs de références optimales 0.8 et 0.185 respectivement.
- ✓ Les puissances P_m et P_e atteignent la valeur optimale et maximale de 300 W.
- ✓ La vitesse de rotation de la GSAP est l'image du vent entraînant l'éolienne, elle atteint sa valeur optimale en régime permanent.
- ✓ Le couple C_m est réduit en régime permanent pour atteindre la valeur optimale ainsi que le couple C_e est maintenu à sa valeur de référence optimale .

Les résultats de la simulation démontrent que le contrôleur permet de maximiser la puissance produite par l'éolienne et montre une très bonne dynamique et performance

en régime permanent. On peut conclure aussi que L'algorithme développé avec la fonction PI permet d'accélérer la convergence du système vers son point MPPT, pour minimiser en temps court l'erreur entre le couple électromagnétique C_e de la machine et le couple de référence C_{ref} .

Après avoir simulé notre modèle avec une vitesse de vent de 12 m /s, nous allons dans cette section passer à d'autre vitesse du vent pour voir le degré de poursuite du point maximum de puissance et l'efficacité du contrôleur OTC.

Pour cela avec le même modèle WPSG déjà défini au préalable, nous allons en premier temps appliquer une vitesse de vent de 8 m /s puis avec un vent fluctuant .les résultats de simulation de ces configurations sont présenter dans la figure (4.10)-(4.11) respectivement .Pour ces configuration le λ et C_p sont optimales et gardent les mêmes valeurs que pour un vent de 12 m /s .



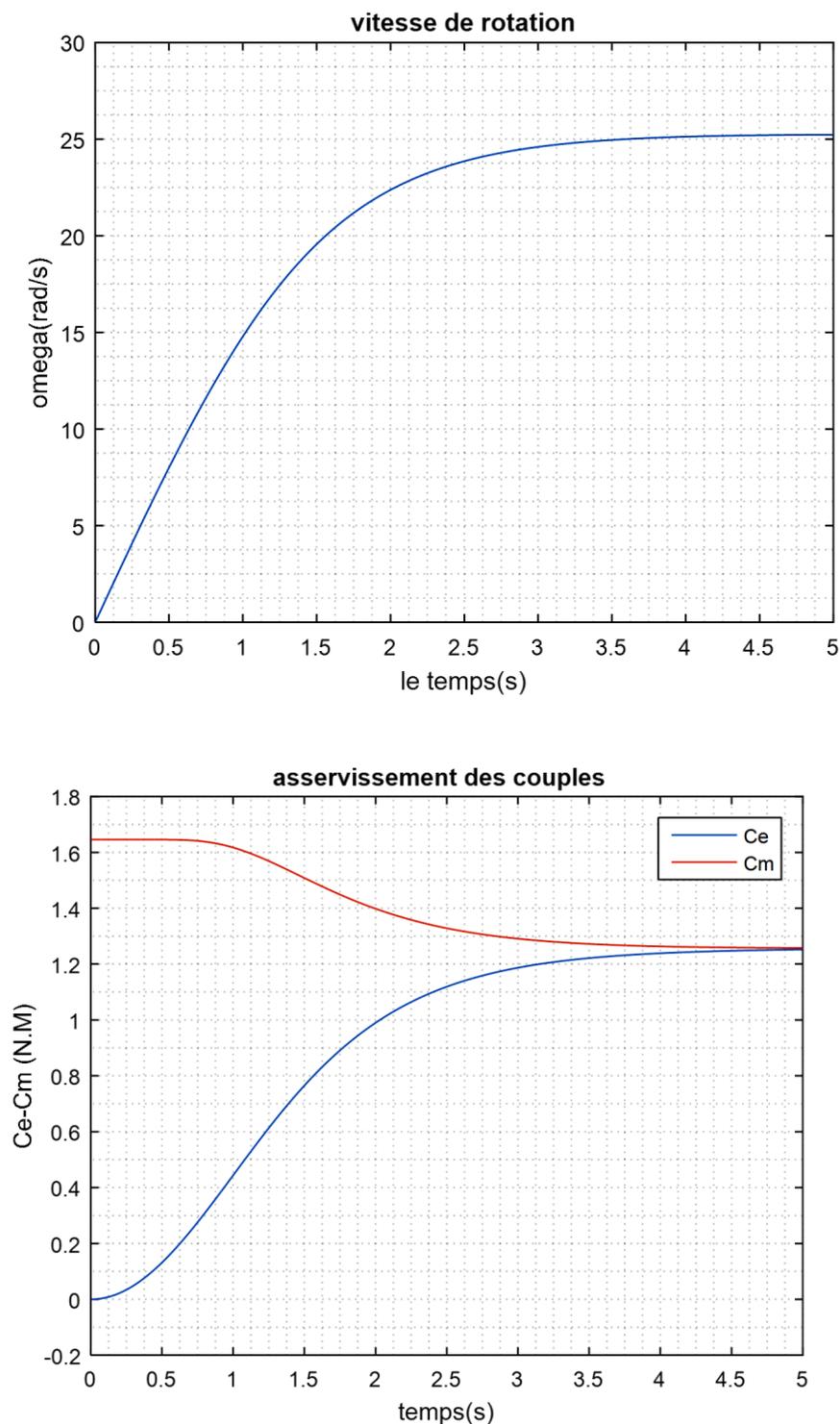
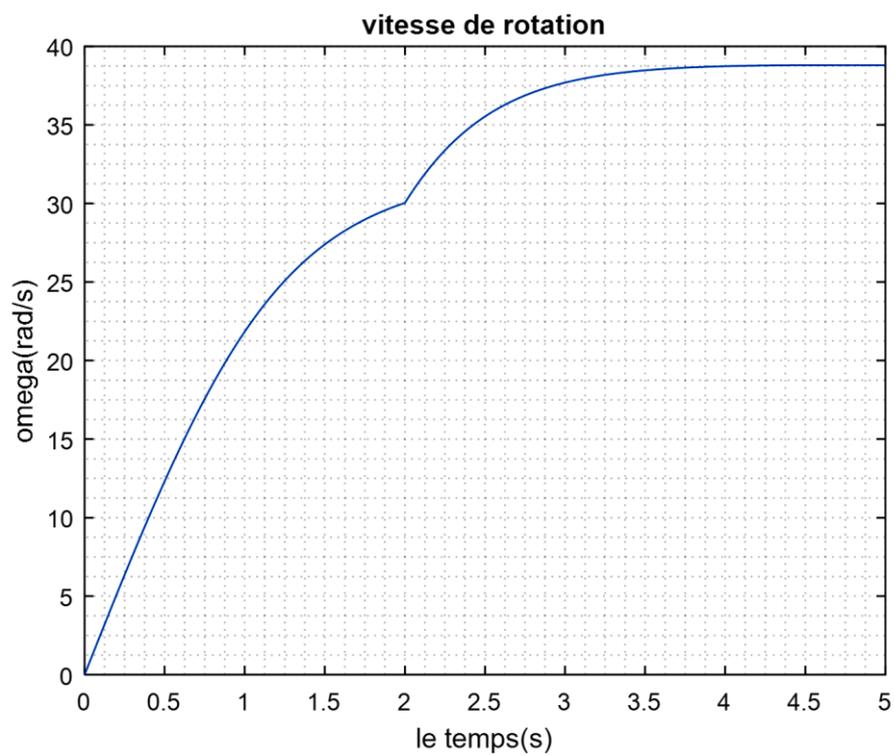
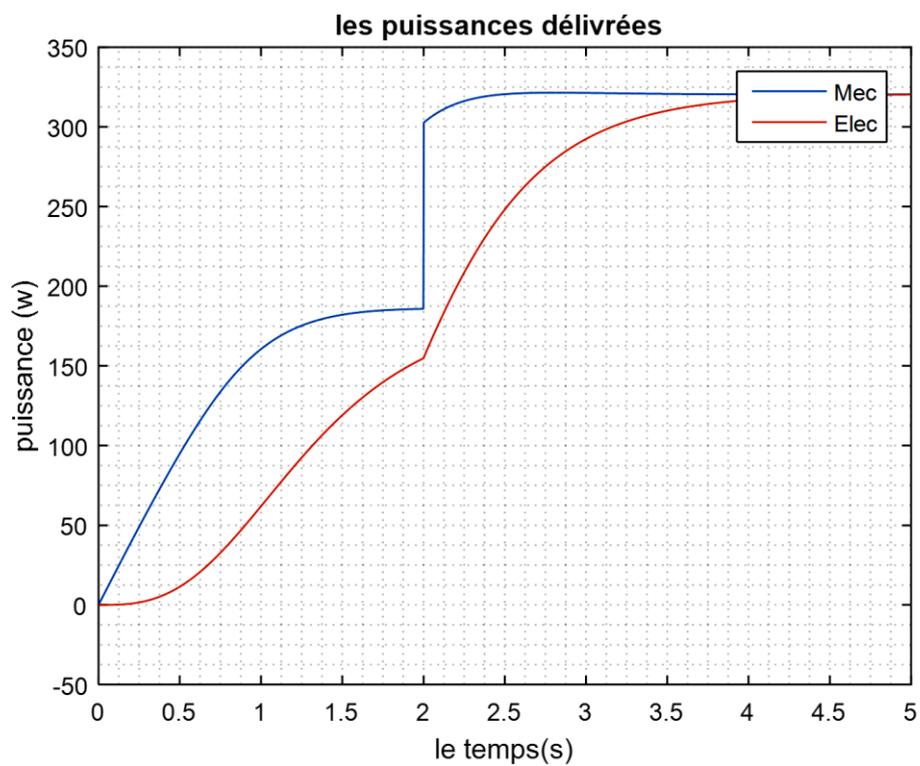


Figure 4.10: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC), pour une vitesse du vent de 8m/s .

Dans cette partie ,nous allons appliquer un profil de vent fluctuant ,à t=2s la vitesse du vent passe de 10m/s à 12m /s.



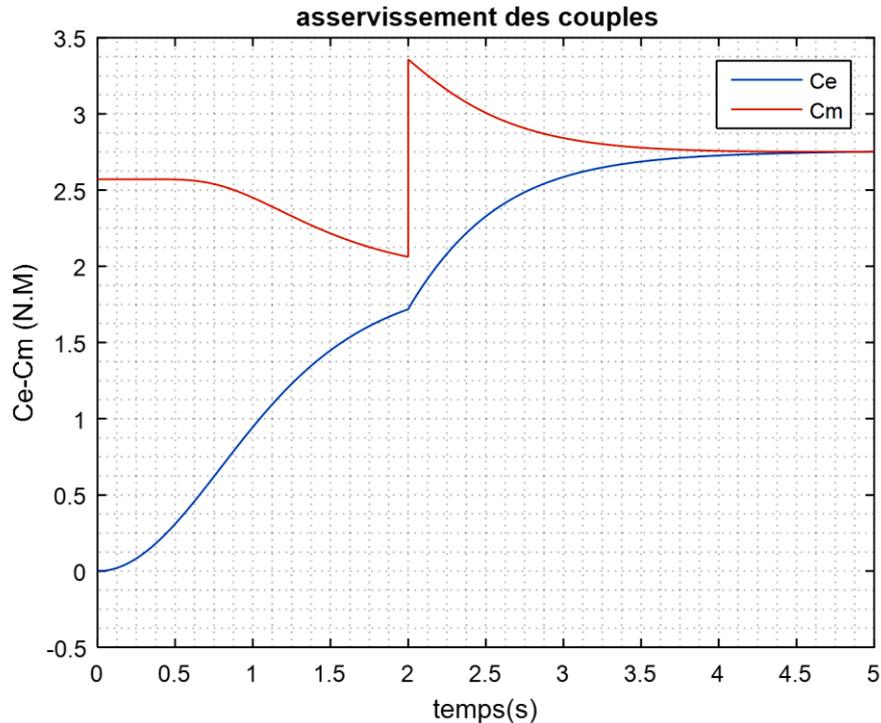


Figure 4.11: Résultats de simulation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent (WPSG), muni d'un régulateur de vitesse PI classique par la méthode (OTC), pour un vent fluctuant.

A partir des résultats de simulation obtenus dans les figures (4.10)-(4.11) en utilisant les nouvelles configurations du vent déjà cités, on peut noter, que le contrôleur MPPT proposé avec la méthode OTC a des bonnes performances, où on peut remarquer clairement soit pour la vitesse du vent constante au long de la simulation de 8 m /s, ou pour le vent fluctuant, qu'on a pu extraire le maximum de puissance captées par vent en faisant la projection de nos résultats avec la figure (4.6).

On remarque aussi que l'algorithme permet aussi une convergence rapide même pour une fluctuation rapide de la vitesse du vent et permet de ramener le système à son point MPPT en un temps réduit.

4.5 Conclusion

Une stratégie de contrôle pour une éolienne autonome à vitesse variable à entraînement direct avec la GSAP a été présentée dans ce chapitre. Un modèle simple pour le convertisseur DC-DC côté générateur a été aussi présenté pour extraire la puissance maximale (MPPT) est mis en œuvre. Nous avons détaillé la méthode OTC

(Optimal Torque Control), ainsi que le contrôleur MPPT associé avec régulateur PI et cela pour réguler le couple T_m avec sa valeur de référence C_{ref} assurant ainsi la commande de notre système éolienne étudié en mode MPPT .

Cette application est simulée numériquement en utilisant l'outil MATLAB, mais le dimensionnement du régulateur PI est obtenu par tâtonnement, pour déterminer les deux gains de normalisation K_i , K_p .

Les résultats de simulation obtenus sont satisfaisants et démontrent que les bonnes performances du contrôleur MPPT proposé en régime transitoire et en régime permanent pour différentes vitesses du vent.

CONCLUSION GENERALE.

L'objectif principal de ce mémoire était la modélisation d'une turbine éolienne de type Savonius et l'identification paramétrique de la courbe caractéristique du coefficient de puissance par la suite la commande en mode MPPT(Maximum Power Point Traking). Pour cela on a traité les aspects qui englobent le développement d'un tel système : l'état de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne, la modélisation, l'analyse de fonctionnement et la commande.

Notre étude nous a permis de réaliser une modélisation complète d'un système de conversion d'énergie de l'éolienne de type Savonius à vitesse variable. Cette modélisation englobe principalement les différentes approches ainsi que les approximations numériques qui ont été faites pour la partie mécanique qui fait appel aux calculs aérodynamiques pour déterminer les relations liant la vitesse du vent, le couple et la vitesse de l'hélice. Tout cela a été conçu autour d'une GSAP.

En premier temps , le premier chapitre nous a permis de dresser un panel de solutions possibles pour la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel de notions nécessaires à la compréhension du système de conversion de l'énergie éolienne, différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement ont été décrits. Et par la suite des machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien ont été présentés. Deux grandes familles de machines sont présentées : machines asynchrones, machines synchrones.

Ensuite, dans le deuxième chapitre nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne, la première représente la partie mécanique qui contient le rotor de type Savonius et l'arbre de la génératrice ainsi que les différentes forces appliqués sur un tel système sans oublier la modélisation du coefficient de puissance associé . Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la machine synchrone à aimant permanent, fonctionnement en génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi. Nous avons constaté que le modèle de la machine synchrone

à aimant permanent est un système à équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Dans la dernière partie nous avons présenté le modèle du convertisseur statique DC-DC, son principe de fonctionnement.

Après, dans le troisième chapitre nous avons présenté les concepts de base et les caractéristiques des algorithmes génétiques, ainsi que leurs opérateurs principaux. Après, on a validé cette technique de recherche sur un modèle donnée, nous avons pu procéder dans l'identification des paramètres de la courbe caractéristique du C_p à partir des données relevées expérimentalement de notre éolienne de type Savonius, dans le but de faire la simulation convenable avec le modèle adéquat. L'analyse des résultats obtenus dans ce chapitre montre clairement l'efficacité acceptable de l'identification paramétrique par GA.

Enfin, dans le dernier chapitre, on a présenté la stratégie de commande par la méthode OTC (Optimal Torque Control), le principe de base de cette stratégie. Puis, on a donné la description du contrôleur associé avec PI, avant de faire une application sur la commande de la machine synchrone à aimant permanent, afin de régler le couple mécanique du système éolien étudié à sa valeur optimale assurant la MPPT. Cette application est simulée numériquement en utilisant l'outil MATLAB. Les résultats obtenus sont satisfaisants et démontre l'efficacité de la méthode utilisée qui a bien assuré la commande de l'éolienne en mode MPPT en régime permanent pour différentes configurations du vent.

Comme perspectives nous recommandons :

- Valider les résultats obtenus sur un banc d'essai ;
- L'étude comparative avec d'autres techniques évolutionnaires d'optimisation ;
- Etudier d'autres types de stratégies de control (HCS, TSR, PSF) en zones 1, 3 et 4 du fonctionnement de l'éolienne ;
- Effectuer la commande MPPT par la méthode OTC avec PII.

ANNEXES

Annexe 1 : Limite de Betz [53-94]

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par le physicien Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de Betz pour la première fois.

Considérons le système de la figure (A1.1) qui représente un tube de courant d'air autour d'une éolienne à axe horizontal qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V_1 et à l'infini en aval d'une vitesse V_2 . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique du vent, la vitesse V_2 est nécessairement inférieure à V_1 . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant. Soit V la vitesse au travers de S , la section balayée par les pales de l'éolienne et M la masse d'air qui traverse l'éolienne.

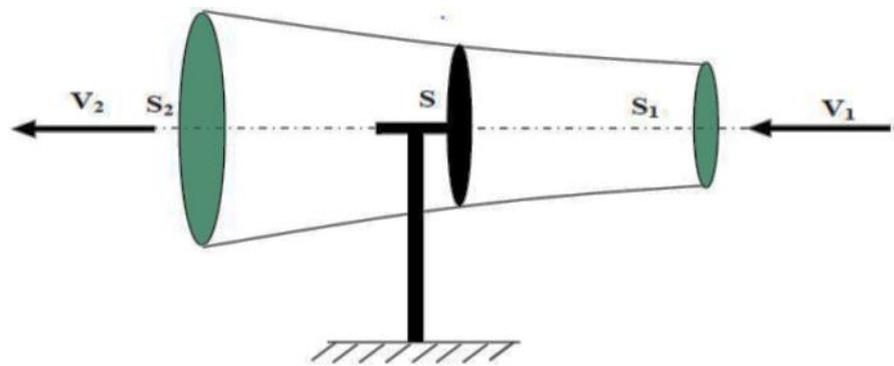


Figure A1. 1: tube de courant d'air autour d'une éolienne.

Dans la figure (A1-1) on peut écrire le principe de l'incompressibilité de l'air et la continuité de l'écoulement :

$$S_1 V_1 = S V = S_2 V_2 \quad (\text{A1.1})$$

D'après le théorème d'EULER, La force exercée par l'air sur l'aérogénérateur est donnée par :

$$F = \rho \cdot S \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (\text{A1.2})$$

D'où la puissance absorbée par l'aérogénérateur :

$$P_m = F \cdot V = \rho \cdot S \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (\text{A1.3})$$

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 ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$M = \rho \cdot S \cdot V = \frac{(\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2))}{2} \quad (A1.4)$$

La puissance réelle P_m extraite par le rotor des pales s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{(M \cdot (V_1^2 - V_2^2))}{2} \quad (A1.5)$$

Soit en remplaçant M par son expression dans (A1-5) :

$$P_m = \frac{(\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2))}{4} \quad (A1.6)$$

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 :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (A1.7)$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{((1 + \frac{V_2}{V_1}) \cdot (1 - (\frac{V_2}{V_1})^2))}{4} \quad (A1.8)$$

Si l'on trace ce ratio en fonction du rapport $\frac{V_2}{V_1}$, on obtient une courbe qui définit le coefficient de puissance C_p , représentée en figure (A1.2). Cette courbe a un maximum théorique à $\frac{16}{27} = 0.59$ qui est appelé limite de Betz et qui correspond à la puissance maximale que l'on peut extraire du vent, et les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65 % de la limite de Betz ; on ne récupère globalement que 40 % de l'énergie cinétique du vent. Chaque éolienne est définie par

son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

On déduit alors le rendement aérodynamique :

$$\eta = \frac{16}{27} \cdot C_p(\lambda) \quad (\text{A1.9})$$

Le rendement aérodynamique est représentatif de la qualité aérodynamique de l'éolienne.

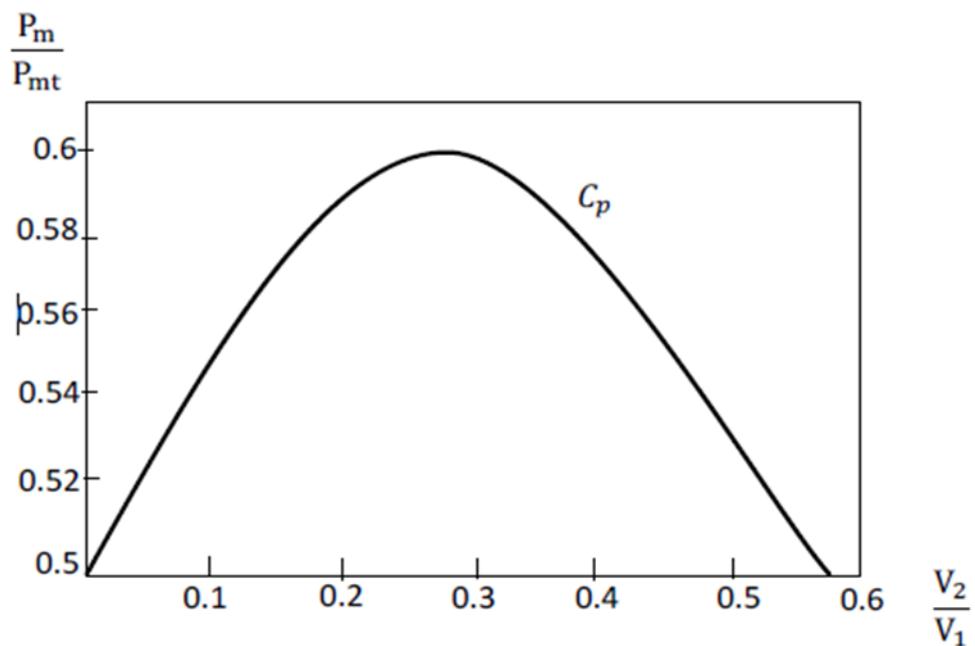


Figure A1. 2: Coefficient de puissance.

Annexe 2 : Transformation de Park [53]

1. Transformation triphasée – diphasée :

Le but de l'utilisation de cette transformation c'est de passer d'un système triphasé (a-b-c) à un système diphasé équivalent (α - β) [5] comme le montre la figure (A2.1).

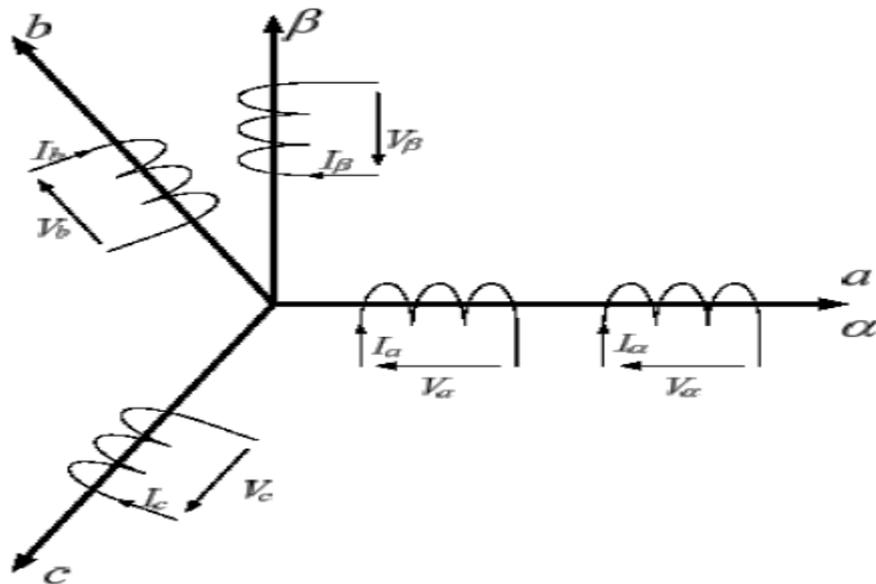


Figure A2. 1: Représentation schématique d'une transformation triphasée – diphasée.

L'axe α étant confondu avec l'axe a.

Soit une grandeur triphasée équilibrée $X_{a,b,c}$. La grandeur diphasée équivalente $X_{\alpha,\beta,o}$

donnée par la transformation de triphasée-diphasée sera :

$$X_{\alpha,\beta,o} = \begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \\ x_o \end{bmatrix} = T_{32} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = T_{32} X_{a,b,c} \quad (\text{A2.1})$$

x_o est la composante homopolaire.

Il existe principalement deux types de transformations vers le repère (α - β) :

- La transformation de **Clarke** qui conserve l'amplitude des grandeurs mais pas la puissance ni le couple (on doit multiplier par un coefficient $\frac{3}{2}$). Sa matrice de passage est donnée par :

$$T_{32} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A2.2})$$

- La transformation de **Concordia** qui conserve la puissance mais pas l'amplitude des grandeurs de phase (rapport $\frac{\sqrt{3}}{2}$). Sa matrice de passage est donnée par :

$$\text{Avec : } T_{32} = \frac{\sqrt{3}}{2} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{A2.3})$$

Pour passer des grandeurs diphasées aux grandeurs triphasées, il suffit de Multiplier $X_{\alpha,\beta,0}$ par la matrice $T_{23} = T_{32}^{-1}$.

2. Transformation de Park :

La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée - diphasée et d'une rotation. Elle permet de passer du repère (a-b-c) vers le repère (α - β) puis vers le repère (d-q).

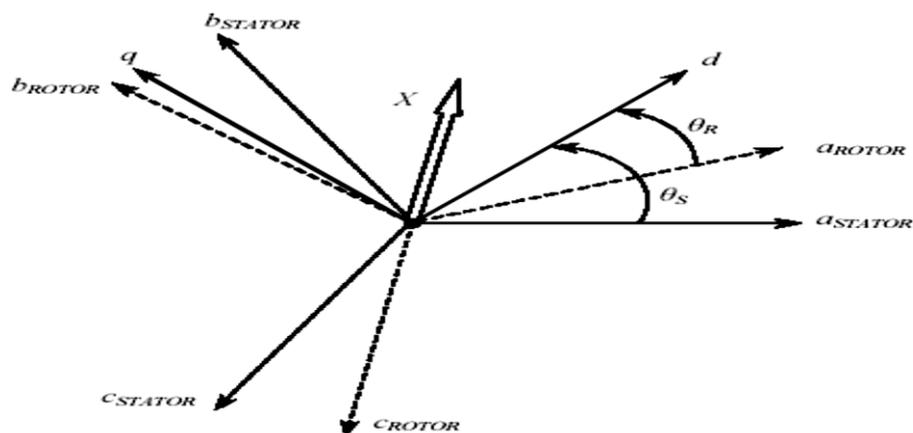


Figure A2. 2: Représentation schématique d'une transformation de Park.

Où : θ Angle entre l'axe d et l'axe de référence du système triphasé abc

(en l'occurrence l'axe de la phase a).

Le repère $(\alpha-\beta)$ est un repère fixe par rapport au repère (a-b-c) alors que le repère (d-q) est un repère tournant. L'angle que forme le repère (d-q) avec le repère $(\alpha-\beta)$ est appelé angle de transformation ou angle de Park.

La matrice de rotation est donnée par :

$$R(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ \sin \theta & -\cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A2.4})$$

- Pour obtenir les grandeurs $(\alpha-\beta)$ à partir des grandeurs (d-q), nous utilisons la transformation inverse $R(\theta)^{-1}$.
- Pour obtenir les grandeurs (d-q) directement à partir des grandeurs (a-b-c), nous utilisons la transformation $T_{32}R(\theta)$.

Donc il existe deux types de transformation de Park :

2.1 Transformation initiale de Park :

Dans laquelle on utilise la transformation de **Clarck** dont la matrice de passage est ainsi définie :

$$P(\theta) = \begin{pmatrix} 2 \\ 3 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A2.5})$$

2.2 Transformation de Park modifiée:

Dans laquelle on utilise la transformation de Concordia dont la matrice de passage est ainsi définie :

$$P(\theta) = \left(\frac{\sqrt{2}}{3}\right) \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A2.6})$$

Alors :

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} \quad (\text{A2.7})$$

Annexe 3 : Paramètres de la turbine éolienne:

Les paramètres mécaniques et électriques de la turbine éolienne de 300 W basée sur machine synchrone à aimant permanent sont illustrés dans les tableaux A3.1- A3.2:

Tableau A3. 1: Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne.

Valeur numérique de paramètre	Signification
$\rho = 1.225$	Densité volumique de l'air [Kg/m ³]
$\beta = 0$	Angle de calage des pales
$R = 0.25$	Rayon de l'éolienne [m]
$S = 2*RT*H$	La surface balayée par la turbine [m ²]
$H = 01.1$	La hauteur de rotor
$Jm = 0.1$	le coefficient d'inertie de la machine électrique et de la turbine [Kg.m ²]
$G = 1$	Gain du multiplicateur de vitesse

Tableau A3. 2: Les paramètres électriques de la turbine éolienne.

Valeur numérique de paramètre	Signification
$L_s = 2.5 * 10^{-3}$	Inductances statorique [H]
$R_s = 0.5$	résistances statorique [Ohm]
$n_p = 8$	Nombre de pair de pole

Tableau A3. 3: Les paramètres de simulation de PMSG.

Valeur numérique de paramètre	Signification
PasSimulation = 1e-4	pas de simulation
SimTime = 5	temps de simulation
$\Omega_0 = 0.001$	vitesse initiale de la turbine
$V_w = 12$	vitesse du vent
$K_{opt} = 0.0021$	coefficient optimale

Tableau A3. 4: temps de simulation

Valeur numérique de paramètre	Signification
Pas Simulation = 0.1	pas de simulation
Sim Time = 70	temps de simulation

Les paramètres du régulateur :

$$K_p = 1000;$$

$$K_i = 50;$$

Références Bibliographiques

- [1] Toual Belkacem, “Modélisation et Commande Floue Optimisée d’une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable”, diplôme de Magister En Electrotechnique ,Université de batna ,2010
- [2] René Aubrée, “Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l’énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance”, thèse de doctorat , Université de Nantes,2014
- [3] A. Mirecki, “Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,” Ph.D. dissertation, ENSEEIHT, 2005
- [4] M. Mora, “Sensorless vector control of PMSG for wind turbine applications,” Master’s thesis, Institute of Energy Technology, Aalborg University, 2009, pED4-1038B.
- [5] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive,” Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.
- [6] D. Tran, “Conception optimale intégrée d’une chaîne éolienne “passive” : Analyse de robustesse, validation expérimentale,” Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2010
- [7] E. B. Mouni, “Contribution à l’amélioration des performances des génératrices synchrones : nouvelle structure d’excitation basée sur une machine à aimants et combinée à des lois de commande avancées.” Ph.D. dissertation, Université de Poitiers, novembre 2008. 5
- [8] Réseaux électriques intelligents - Livre blanc des industriels au service de l’intelligence énergétique. GIMELEC, 2009.
- [9] A. Mirecki, “Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,” Ph.D. dissertation, ENSEEIHT, 2005

- [10] S. Madougou, “Étude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent,” Ph.D. dissertation, Université de Toulouse, 2010.
- [11] X. Faure, M. Sabre, and P. Pallier, “Small wind turbines in urban environment : Qualification steps,” in Proc. EWEA ewec2009, 2009.
- [12] (27 février 2013) With small scale wind energy, thousands of villages can benefit from wind power in Nepal. [Online]. Available: <http://www.ewea.org/blog/2013/02/with-small-scale-wind-energy-thousands-of-villages-can-benefit-from-wind-power-in-nepal/>
- [13] www.adem.fr “la transition écologique” ,08/05/2020 .
- [14] http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_%C3%A9olienne, “l’énergie éolienne” ,05/06 /2020.
- [15] <http://www.mem-algeria.org> ,” Carte des vents en Algérie selon le Ministère des Energies et des Mines” ,05/06/2020 .
- [16] Nadjat Zioui “ Conception, modélisation et commande d’une éolienne à axe vertical”, magister en automatique , ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE POLYTECHNIQUE, 2008
- [17] H. Camblong, “Minimisation de l’Impact des Perturbations d’Origine Eolienne dans la Génération d’Electricité par des Aérogénérateurs à Vitesse Variable”, Thèse de Doctorat en Automatique, Ecole Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2003.
- [18] C. Bourillon, “Wind Energy – Clean Power for Generations”, Renewable Energy, Vol. 16, pp. 948-953, 1999.
- [19] L. Khettache, “Etude et Commande d’un Système Eolien à Base d’une Machine Electrique Double Alimentée”, Mémoire de Magister, Université de Batna, Algérie, 2007.
- [20] <https://enerlice.fr/2017/05/15/>, “eolienne-horizontale-contre-eolienne-verticale” ,09/06/2020.

- [21] H.CAMBLONG, « *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable* », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, décembre 2003
- [22] N. Kasbadji Merzouk, "Evaluation du gisement énergétique éolien et contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie," Ph.D. dissertation, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [23] W. A. Edelstein, C. J. Walcek, D. L. Cox, and L. Craig Davis, "Wind energy," Panel on Public Affairs, American Physical Society, Tech. Rep., 2003
- [24] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, O. Gergaud, and H. Ben Ahmed, *Aérogénérateurs électriques. Techniques de l'ingénieur*, 2004, no. D 3 960.
- [25] C. Gavrilita, S. Spataru, I. Mosincat, C. Citro, I. Candela, and P. Rodriguez, "Complete methodology on generating realistic wind speed profiles based on measurements," ICREPQ'12, 2012.
- [26] S. Madougou, "Étude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent," Ph.D. dissertation, Université de Toulouse, 2010.
- [27] P. Gipe, *Le grand livre de l'éolien*. Editions du Moniteur, 2006.
- [28] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, and E. Ceanga, "Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 17, pp. 523–529, December 2002.
- [29] I. Munteanu, "Contribution to the optimal control of wind energy conversion systems," Ph.D. dissertation, "The Dunarea de Jos" University of Galati, 2006.
- [30] B. Fox, *Énergie éolienne et intégration au réseau*, Dunod, Ed. l'Usine Nouvelle, 2009,
- [31] A.W. Manyonge, R. M. Ochieng, F. N. Onyango, and J. M. Shichikha, "Mathematical modeling of wind turbine in a wind energy conversion system : power

- coefficient analysis,” *Applied Mathematical Sciences*, vol. 6, no. 91, pp. 4527–4536, 2012.
- [32] I. Paraschivoiu, *Wind turbine design - With emphasis on Darrieus Concept*, Presses internationales Polytechnique, Ed., 2002.
- [33] L. Moreau, “Modélisation, conception et commande de génératrices à reluctance Variable basse vitesse,” Ph.D. dissertation, Université de Nantes, décembre 2005.
- [34] A.W. Manyonge, R. M. Ochieng, F. N. Onyango, and J. M. Shichikha, “Mathematical modeling of wind turbine in a wind energy conversion system : power coefficient analysis,” *Applied Mathematical Sciences*, vol. 6, no. 91, pp. 4527–4536, 2012.
- [35] E. Hau, *Wind Turbines*. Springer Editions, 2000, no. ISBN-13-978-3-540-24240.
- [36] F. Poitiers, “Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne,” Ph.D. dissertation, Université de Nantes, décembre 2003.
- [37] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, and A. Tortella, “Control strategies for a VAWT driven PM synchronous generator,” in *Proc. IEEE SPEEDAM*, 2008, pp. 804–809.
- [38] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, and A. Tortella, “Control strategies for a VAWT driven PM synchronous generator,” in *Proc. IEEE SPEEDAM*, 2008, pp. 804–809.
- [39] C. Ploesteanu, D. Tarziu, and T. Maitre, “Modélisation de l’écoulement dans une turbine Darrieus à nombre de Reynolds modéré,” in *9journées de l’hydrodynamique*, 10-11-12 mars 2003.
- [40] M. T. Brahim, A. Allet, and I. Paraschivoiu, “Aerodynamic analysis models for vertical-axis wind turbines,” *International Journal of Rotating Machinery*, vol. 2, no. 1, pp. 15–21, 1995.

- [41] [Online]. Available http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_turbine_aerodynamics, 32,29/06/2020.
- [42] A. P. Schaffarczyk, Introduction to wind turbines aerodynamics, ser. Green Energy and Technology. Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [43] J. Hui, “An adaptive control algorithm for maximum power point tracking for wind energy conversion systems,” Master’s thesis, Queen’s University , Kingston, Ontario, Canada, 2008
- [44] S. M. R. Kazmi, H. Goto, H. J. Guo, and O. Ichinokura, “Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system,” in IEEE Energy Conversion Congress an Exposition (ECCE), 2010, pp.4075–4082.
- [45] O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d’un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur,” Ph.D. dissertation, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [46] A. MIRECKI «Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [47] DUC-HOAN TRAN «Conception Optimale Intégrée d’une chaîne éolienne ‘passive’ : analyse de robustesse, validation expérimentale» thèse de doctorat de l’université de Toulouse, 2010.
- [48] SOLTANE BELAKEHAL «Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables» thèse de doctorat de l’université de Constantine, 2010.
- [49] NICOLAS LAVERDURE «Sur l’intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires» Thèse de Doctorat d’institut national polytechnique de Grenoble, 2005.
- [50] ABDENOUR ABDELLI «Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive» thèse de docteur de l’institut national polytechnique de Toulouse, 2007.

- [51] LING PENG «reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension» thèse de doctorat délivre par l'école centrale de Lille, 2010.
- [52] TOUAL BELKACEM « Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice.
- [53] Kelkoul Bahia «Etude et commande d'une turbine éolienne utilisant une Machine Asynchrone à Double Alimentation »,mémoire de magister de l'université de Tlemcen, 29/06/2011 .
- [54] NICOLAS LAVERDURE «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires» Thèse de Doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble,2005.
- [55] ABDENOUR ABDELLI «Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive» thèse de docteur de l'institut national polytechnique de Toulouse, 2007.
- [56] M. MESSAOUD «Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents » mémoire de magister Université de Batna, 2008.
- [57] SALMA EL AIMANI « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat de l'université des sciences et technologies de Lille1 (USTL), 2004.
- [58] GASSAB SAMIR «Modélisation d'une centrale hybride photovoltaïque-éolienne» mémoire de magister de l'Université Ferhat Abbas – Sétif, décembre 2011.
- [59] NAOUEL HAMDI «Modélisation et commande des génératrices éoliennes» mémoire de magister de l'université MENTOURI de CONSTANTINE, 2008.
- [60] LING PENG «reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension» thèse de doctorat délivre par l'école centrale de Lille, 2010.
- [61] ABDELMALEK BOULAHIA «Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique» , mémoire de magister de l'université de Constantine, 2009.

- [62] <https://ieeexplore.ieee.org/document/7438038/> ,le 5 /07/2020
- [63] <https://ieeexplore.ieee.org/document/849122/> ,le 5 /07/2020
- [64] <https://ieeexplore.ieee.org/document/4112072/> ,le 5 /07/2020
- [65] Jean-Luc Menet, François Cottier « Etude paramétrique du comportement aérodynamique d'une éolienne lente à axe vertical de type Savonius » , Université de Valenciennes - Le Mont Houy F-59313 Valenciennes ,le 1/09/2003.
- [66] W.A. El-Askary , M.H. Nasef , A.A. AbdEL-hamid , H.E. Gad , «Harvesting wind energy for improving performance of Savonius rotor» ,Faculty of Engineering, Shebin El-Kom, Menufiya University, Egypt,le 08/15/2015.
- [67] Sébastien Salmon, « Caractérisation, identification et optimisation des systèmes mécaniques complexes par mise en oeuvre de simulateurs hybrides matériels/logiciels», Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2012. Français.
- [68] MAAMAR Boubaker & SIMOUNNE Nouredine « Optimisation par une Technique Méta-Heuristique des Paramètres d'un Régulateur de Vitesse pour un Moteur courant Continu » Mémoire de Master en Automatique, Université de Chlef, Juillet 2019
- [69] D.Francisci "Algorithmes Evolutionnaires et Optimisation Multi-objectifs en Data Mining" projet MECOSI, rapport de recherche I3S/RR-2002
- [70] Norhene Berrahil « Identification Paramétriques Optimisation en utilisant les Algorithmes Génétique : Application à une plaque chauffante à induction » Mémoire de fin d'étude Master, université d'Oum El Bouaghi, juin 2013
- [71] Terki Amel « Analyse des performances des algorithmes génétiques Utilisant différentes techniques d'évolution de la population », mémoire de magister, université de Constantine.
- [72] E. Lutton, "Darwinisme artificiel ", INRIA - Rocquencourt - Equipe Complex – Projet Fractales, 2004.

- [73] J.PhilippeRennard, "Genetic Algorithm Viewer: Démonstration d'un algorithme génétique", www.rennad.org/alif, Avril 2000.
- [74] YAHIAOUI Fatah « Application des Algorithmes génétiques à la commande basée sur la passivité d'une MSAP », mémoire de master en automatique, université de Bejaia, 2013
- [75]. Laetitia Jordan, « méthaheuristiques pour l'extraction de connaissances : application à la génomique », thèse pour obtenir le grade de docteur de l'U.S.T.L, Lille 1, 2003
- [76]. Ihsen Saad , Pierre Borne & Fatma Tangour « Application des algorithmes génétiques aux problèmes d'optimisation » Article in Revue de l'Electricité et de l'Electronique • Avril 2009, lien : <https://www.researchgate.net/publication/261732872>
- [77] <https://apps.automeris.io/wpd/>, le 26 /07/2020.
- [78] Journal of Physics, «CFD Analysis of a Finite Linear Array of Savonius Wind Turbines», Belabes Belkacem and Marius Paraschivoiu, 2016 J. Phys.: Conf. Ser. 753 102008.
- [79] Hayashi, T., Y. Li, and Y. Hara, Wind tunnel tests on a different phase three-stage Savonius rotor. JSME International Journal Series B Fluids and Thermal Engineering, 2005. 48(1): p. 9-16.
- [80] M. De Broe, S. Drouilhet, and V. Gevorgian, "A peak power tracker for small wind turbines in battery charging applications," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 14, no. 4, pp. 1630–1635, Dec. 1999.
- [81] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J. C. Burgos, "Control of permanent magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 21, no. 1, pp. 130–135, Mar. 2006.
- [82] N. Laverdure, « l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Thèse de doctorat de l'Université Grenoble.

- [83] L. Leclercq, « apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes ».
- [84] S. Le Ballois. P. Cordon. « Automatique: système linéaire et continues». 2e édition, DUNOD, Paris, 2006.
- [85] L. Khettache, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique à double alimentation » thèse de magister, université de Batna, 2007.
- [86] F. Poitiers, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne," Ph.D. dissertation, Université de Nantes, décembre 2003.
- [87] E. Hau, Wind Turbines. Springer Editions, 2000, no. ISBN-13- 978-3-540-24240-6.
- [88] S. M. R. Kazmi, H. Goto, H. J. Guo, and O. Ichinokura, "Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system," in IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010, pp. 4075–4082.
- [89] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur, "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 3220–3227, 2012
- [90] S. Masoud Barakati, "Modeling and controller design of a wind energy conversion system including a matrix converter," Ph.D. dissertation, University of Waterloo, Ontario, Canada, 2008.
- [91] J. Hui, "An adaptive control algorithm for maximum power point tracking for wind energy conversion systems," Master's thesis, Queen's University , Kingston, Ontario, Canada, 2008
- [92] S. M. R. Kazmi, H. Goto, H. J. Guo, and O. Ichinokura, "A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems," IEEE Trans. on Indust. Elec., vol. 58, no. 1, pp. 29–36, 2011.

[93] University of Wollongong , «A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with a permanent-magnet synchronous generator »,Md. Enamul Haque, Member, IEEE, Michael Negnevitsky, Senior Member, IEEE, and Kashem M. Muttaqi, Senior Member, IEEE,IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 46, NO. 1, JANUARY/FEBRUARY 2010.

[94] O.Djaafri&A.Harizi,« Modélisation, simulation et contrôle d'une turbine éolienne », mémoire de master,université mohamed Boudiaf - M'sila,2017.