

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Badji Mokhtar Annaba University  
Université Badji Mokhtar – Annaba  
Faculté de Technologie



جامعة باجي مختار – عنابة

كلية التكنولوجيا

Département d'électrotechnique

قسم الكهروتقني

## Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

## Doctorat

Spécialité : Energies renouvelables et systèmes de stockages

Filière : Electrotechnique

Par :

**FRIKH Mohamed Lamine**

Thème :

## Contribution à l'étude d'un système de production d'énergie éolienne

Thèse soutenue le 08/12/2022 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	Omeiri Amar	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Président
02	Soltani Fatma	MCA	Université Badji Mokhtar -Annaba	Rapporteur
03	Bensiali Nadia	MCA	Université Badji Mokhtar -Annaba	Co-rapporteur
04	Labar Hocine	Prof	Université Badji Mokhtar -Annaba	Examineur
05	Lemzadmi Ahcen	Prof	Université -Guelma	Examineur
06	Djellad Abdelhak	MCA	Ecol Supérieur de Technologies Industrielles -Annaba	Examineur

## "المساهمة في دراسة نظام إنتاج طاقة الرياح"

### الملخص:

أدى الوعي العام بمصادر الطاقة المحدودة على الأرض والصراعات الدولية المتعلقة بالبيئة إلى ظهور فرصة لموارد طاقة جديدة وفعالة وأقل تلويثًا مع تقنيات تحكم وقوة متطورة للغاية. تعد توربينات الرياح من أكثر مصادر الطاقة المتجددة الواعدة لأنها آمنة ونظيفة ومناسبة للعديد من الاستخدامات ، وبتكاليف أولية منخفضة نسبيًا. يعد الانتقال من تشغيل سرعة الرياح الثابتة إلى التشغيل بسرعة متغيرة أحد العوامل المهمة في تقدم توربينات الرياح ، مما يزيد من كفاءة الطاقة ويقلل من تقلبات الطاقة الناتجة وعزم الدوران الالتوائي للقطار. عادة ما يتم تصميم النظام غير الخطي المعقد لتوربينات الرياح كنظام ثنائي الكتلة بسبب مزاياه الكامنة. من ناحية أخرى ، تعد اضطرابات الرياح والتجاوزات العالية من العوامل التي تسبب الإجهاد في توربينات الرياح والتي يمكن تخفيفها باستخدام إستراتيجية مناسبة للتحكم في السرعة. استنادًا إلى نوع توربينات الرياح والمولد المستخدم ، تتمتع توربينات الرياح متغيرة السرعة المجهزة بمولدات متزامنة ذات مغناطيس دائم بالعديد من المزايا مقارنة بتوربينات الرياح الثابتة السرعة. تعتبر توربينات الرياح متغيرة السرعة أكثر كفاءة من توربينات الرياح الثابتة السرعة لأنها توفر تحويلًا محسنًا لطاقة الرياح ، وضغطًا ميكانيكيًا أقل ، وتشغيلًا عند أقصى نقطة طاقة لنطاق واسع ، وزيادة طاقة الرياح التي تم التقاطها. علاوة على ذلك ، تُستخدم المولدات المتزامنة ذات مغناطيس الدائم بشكل شائع في توربينات الرياح متغيرة السرعة نظرًا لهيكلها البسيط وكثافة عزم الدوران العالية ودرجة الوثوقية العالية بشكل أساسي لأن علبة التروس غير مطلوبة. في هذه الدراسة ، تم تصميم جهازي تحكم بالترتيب الكسري باستخدام طريقتين ضبط مختلفتين. الأول هو وحدة تحكم FOPID تستخدم للتحكم في سرعة توربينات الرياح ثنائية الكتلة ، والثانية هي وحدة تحكم FOPID تستخدم للتحكم في توربينات الرياح متغيرة السرعة والمزودة بمولد متزامن ذات مغناطيس دائم المتصلة بالشبكة الكهربائية.

**كلمات مفتاحية:** طاقة الرياح ، تتبع أقصى نقطة للطاقة ، التحكم في التدفق الموجه ، وحدة تحكم الترتيب الجزئي ، حساب كسري ، جهد ناقل التيار المستمر.

## « Contribution à l'étude d'un système de production d'énergie éolienne »

### Résumé :

La prise de conscience publique des ressources énergétiques limitées sur terre et des conflits internationaux liés à l'environnement a produit une opportunité pour de nouvelles ressources énergétiques efficaces et moins polluantes avec des technologies de contrôle et de robustesse hautement développées. L'éolienne est l'une des ressources d'énergie renouvelable les plus prometteuses car elle est sûre, propre et adaptée à plusieurs usages, à des coûts initiaux relativement faibles. La transition d'un fonctionnement à vitesse de vent constante à un fonctionnement à vitesse variable est l'un des facteurs importants dans l'avancement des éoliennes, ce qui augmente l'efficacité énergétique et minimise les fluctuations de puissance de sortie et le couple de torsion de la transmission. Le système non linéaire complexe d'éoliennes est généralement modélisé comme un système à deux masses en raison de ses avantages inhérents. D'autre part, la turbulence du vent et le dépassement élevé sont des facteurs qui causent des contraintes dans les éoliennes qui peuvent être atténuées en utilisant une stratégie de commande de vitesse adéquate. Selon le type d'éolienne et de générateur utilisé, les éoliennes à vitesse variable (VSWTs) équipées de générateurs synchrones à aimants permanents (GSAPs) présentent de nombreux avantages par rapport aux éoliennes à vitesse fixe (FSWTs). Le VSWT est plus efficace que le FSWT car il offre une conversion optimisée de l'énergie éolienne, moins de contraintes mécaniques, un fonctionnement au point de puissance maximale (MPP) pour une large plage et une augmentation de l'énergie éolienne capturée. De plus, les GSAPs sont couramment utilisés dans les VSWTs en raison de leur structure simple, de leur densité de couple élevée et de leur haut degré de fiabilité, principalement parce qu'une boîte de vitesses n'est pas nécessaire. Dans cette étude, deux contrôleurs d'ordre fractionnaire sont conçus en utilisant deux méthodes de réglage différentes. Le premier est un contrôleur  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  utilisé pour commander la vitesse d'une éolienne à deux masses, le second est un contrôleur  $PI^{\alpha}$  utilisé pour commander l'éolienne à vitesse et angle de calage des pales variables équipée d'un GSAP connecté au réseau.

**Mots clés :** Énergie éolienne, MPPT, commande vectoriel à orientation du flux, contrôleur d'ordre fractionnaire, calcul fractionnaire, Tension du bus continu.

## « Contribution to the study of a wind energy production system »

### **Abstract:**

Public awareness of the limited energy resources on earth and the international conflicts related to the environment have produced an opportunity for new, effective, less polluting energy resources with highly developed technologies of control and robustness. Wind turbine is one of the most promising renewable energy resources for the reason that it is safe, clean and suitable for several usages, at relatively low initial costs. The transition from constant wind speed operation to variable speed operation is one of the significant factors in the advancement of wind turbines, which increases the energetic efficiency and minimize the output power fluctuations and drive train torsional torque. The wind turbine complex nonlinear system is commonly modeled as a two-mass system because of its inherent advantages. On the other hand, wind turbulence and high overshoot are factors that cause stress in wind turbines which may be alleviated using an adequate speed control strategy. Based on the type of the wind turbine and generator utilized, variable speed wind turbines (VSWTs) equipped with permanent magnet synchronous generators (PMSGs) have many advantages compared to fixed speed wind turbines (FSWTs). The VSWT is more efficient than the FSWT because it offers optimized wind energy conversion, less mechanical stress, operation at the maximum power point (MPP) for wide range, and raise captured wind energy. Moreover, PMSGs are commonly used in VSWTs due to their simple structure, high torque density, and high degree of reliability mainly because a gearbox is not required. In this study, two fractional order controllers are designed using two different tuning methods. The first one is a FOPID controller used to control the speed of two-mass wind turbine, the second one is a FOPI controller used to control of the variable speed variable pitch wind turbine equipped with PMSG connected to the grid.

**Key words:** Wind power, MPPT, field orientation control, fractional order controller, fractional calculus, DC link voltage.

## **Remerciements**

Ce travail de doctorat a été réalisé durant la période entre 2015 et 2022 alors que je travaillais en tant qu'ingénieur de laboratoire au Département d'Électrotechnique à l'Université Badji Mokhtar Annaba. À bien des égards, je suis profondément redevable à toutes les personnes qui ont contribué à ce travail.

Plus particulièrement, je tiens à remercier ma directrice de thèse, Madame Soltani Fatma, Maître de Conférence Classe A à l'Université Badji Mokhtar Annaba et à ma co-directrice de thèse, Madame Bensiali Nadia, Maître de Conférence Classe A à l'Université Badji Mokhtar Annaba pour leurs précieux conseils et leurs soutien académique.

J'aimerais profiter de cette occasion pour remercier Monsieur Omeiri Amar Professeur à l'Université Badji-Mokhtar Annaba, Monsieur Labar Hocine Professeur à l'Université Badji-Mokhtar Annaba, Monsieur Lemzadni Ahcen Professeur à l'Université de Guelma, Monsieur Djellad Abdelhak Maître de Conférence Classe A à l'Ecole Supérieure de Technologies Industrielles Annaba d'avoir accepté de faire partie du comité d'expertise scientifique.

Je tiens à exprimer ma gratitude aux membres de l'Unité de Recherche en Mines et Métallurgies (URMM/CRTI), Annaba-Algérie. En particulier, Boutasseta Nadir, Fergani Nadir et Attoui Issam pour leur hospitalité et la très bonne ambiance de travail que j'ai ressentie à l'URMM. Mes collègues de l'URMM m'ont fait me sentir entièrement intégré en tant que collègue égal comme si j'y travaillais en permanence.

Enfin, je dois ma gratitude à mes parents, mon frère et mes sœurs, pour tout leur soutien durant ma formation personnelle et professionnelle.

## Table des matières

<b>Liste des tableaux</b>	ix
<b>Liste des figures</b>	x
<b>Liste des symboles</b>	xiv
<b>Introduction générale</b>	1
<b>1 Généralités sur la production d'énergie éolienne</b>	
1.1 État de l'art.....	7
1.1.1 Historique.....	7
1.1.2 Classement des éoliennes.....	7
1.1.2.1 Éoliennes à axe horizontal et à axe vertical.....	7
1.1.2.2 Éoliennes en amont et en aval.....	10
1.1.2.3 Capacité éolienne.....	10
1.1.2.4 Éoliennes à entraînement direct et à engrenages.....	11
1.1.2.5 Eoliennes à vitesse fixe et variable.....	13
Type A : éolienne à vitesse fixe.....	13
Type B : éolienne à vitesse variable avec résistance de rotor variable....	13
Type C : éolienne à vitesse variable avec générateur asynchrone à double alimentation.....	14
Type D : éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité.....	15
1.1.2.6 Éoliennes en réseau et hors réseau.....	16
1.1.2.7 Éoliennes terrestres et maritimes.....	17
<b>I Commande de la vitesse d'une éolienne à deux masses</b>	19
<b>2 Modélisation et commande de la vitesse de l'éolienne à deux masses</b>	20
2.1 Introduction.....	21
2.2 Description du système éolien.....	23
2.2.1 Modélisation dynamique d'éolienne.....	23
2.2.2 Modèle de transmission mécanique.....	23
2.3 Commande de la vitesse d'un système éolien à deux masses.....	25
2.4 Conception de contrôleurs à l'aide d'approches d'intelligence artificielle.....	27

2.4.1	Évaluation de la fonction coût.....	28
2.5	Conception du contrôleur d'ordre fractionnaire.....	29
2.5.1	Opérateurs d'ordre fractionnaire.....	29
	Définition de Riemann-Liouville.....	29
	Définition Caputo.....	30
	Définition de Grunwald-Letnikov.....	30
2.5.2	Contrôleur $PI^\alpha D^\mu$ d'ordre fractionnaire.....	30
2.5.3	Réglage des paramètres $PI^\alpha D^\mu$ .....	31
2.6	Résultats et discussions.....	34
2.7	Conclusion.....	40
<b>II</b>	<b>Commande d'un système éolien à vitesse et angle de calage des pales variables à base de GSAP</b>	<b>43</b>
<b>3</b>	<b>Modélisation et commande du convertisseur côté générateur</b>	<b>44</b>
3.1	Introduction.....	45
3.2	Aérodynamique de l'éolienne.....	46
3.2.1	Concepts généraux d'aérodynamique.....	46
3.2.2	Modèle aérodynamique de la turbine.....	48
3.3	Modèle à simple masse de l'arbre de transmission mécanique	48
3.4	Modélisation de l'actionneur de calage.....	49
3.5	Modélisation du générateur synchrone à aimant permanent.....	50
3.5.1	Modélisation du GSAP dans le référentiel triphasé abc.....	50
3.5.2	Modélisation du GSAP dans le référentiel biphasé des axes $d-q$ .....	51
3.6	Modèle mathématique de convertisseurs dos à dos à deux niveaux.....	53
3.7	modes de fonctionnement.....	54
3.8	Commande du convertisseur côté générateur (CCG).....	56
3.8.1	Commande en mode II.....	56
3.8.1.1	TSR MPPT technique.....	56
3.8.1.2	Commande vectorielle pour le CCG.....	58
3.8.1.3	Conception du contrôleur $PI^\alpha$ d'ordre fractionnaire appliquée au CCG.....	60
	Boucle de commande de la vitesse (boucle externe).....	60

Boucles de commande des courants des axes $d$ et $q$ (boucles internes)...	64
3.8.2 Commande en mode III.....	67
3.9 Résultats de simulations.....	73
3.9.1 Scénario 1 : fonctionnement en mode II.....	73
3.9.2 Scénario 2 : test de robustesse.....	76
3.9.3 Scénario 3 : fonctionnement en mode III.....	77
3.10 Conclusion.....	81
<b>4 Modélisation et commande du convertisseur côté réseau</b>	<b>83</b>
4.1 Introduction.....	84
4.2 Modélisation du réseau et du filtre.....	85
4.3 Commande du convertisseur côté réseau (CCR).....	85
4.4 Conception du contrôleurs d'ordre fractionnaire appliquée au CCR.....	87
4.4.1 Boucle de commande de la tension du bus continu.....	87
4.4.2 Boucle de commande des courants de réseau des axes $d$ et $q$ .....	88
3.5 Résultats de simulations.....	91
4.6 Conclusion.....	96
<b>5 Conclusion Générale Et Perspectives</b>	<b>98</b>
<b>Liste des Publications</b>	<b>100</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>101</b>

## Liste des tableaux

0.1	Production mondiale totale d'électricité en 2020.....	2
2.1	Paramètres du système éolien à deux masse.....	40
2.2	Résultats d'études comparatives pour les différents contrôleurs obtenus avec diverses techniques de réglage.....	41
2.3	Paramètres des techniques de réglage des contrôleurs $PI^{\alpha}D^{\mu}$ et PID étudiés.....	42
2.4	Effet des incertitudes des paramètres du système sur les performances du contrôleur.....	42
3.1	Les paramètres des contrôleurs du CCG.....	82
3.2	Les principaux paramètres du CCG.....	82
4.1	Les paramètres des contrôleurs du CCR.....	97
4.2	Les principaux paramètres du CCR.....	97

## Liste des figures

0.1	Histogramme de la capacité éolienne cumulée mondiale de 2001 à 2021.....	3
1.1	Composants d'une éolienne à axe horizontal.....	8
1.2	Éoliennes à axe vertical (a) Savonius ; (b) Darrieus.....	9
1.3	Éoliennes en amont et en aval. ....	10
1.4	Éoliennes avec multiplicateur de vitesse.....	12
1.5	Éoliennes à entraînement direct.....	12
1.6	Éolienne à vitesse fixe à base d'un générateur asynchrone à cage d'écurueil.....	13
1.7	Éolienne à vitesse variable et générateur avec résistance de rotor externe variable.....	14
1.8	Éolienne à vitesse variable à base de générateur asynchrone à double alimentation....	15
1.9	Éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité.....	16
1.10	Éoliennes connectées au réseau.....	16
1.11	Éolienne hors réseau de 10 KW au Mexique.....	17
1.12	Éoliennes terrestres.....	18
1.13	Éoliennes maritimes.....	18
2.1	Transmission mécanique à deux masses.....	25
2.2	Coefficient de puissance $C_p$ pour différentes valeurs de $\beta$ .....	26
2.3	Commande PID d'un système d'éolienne à deux masse.....	26
2.4	Schéma fonctionnel du système d'éolienne à deux masse.....	27
2.5	Réglage des paramètres du contrôleur $PI^\alpha D^\mu$ à l'aide d'approches d'intelligence artificielle.....	28
2.6	Convergence du contrôleur $PI^\alpha D^\mu$ d'ordre fractionnaire.....	31
2.7	Commande par rétroaction d'ordre fractionnaire du système d'éolienne à deux masses.....	32
2.8	Profils de vitesse du vent : (a) constant et variation en échelon, (b) variation avec une valeur moyenne de 10 m/s.....	35
2.9	Réponse de la vitesse de l'éolienne au profil de vent de base pour les approches de réglage artificielle.....	36
2.10	Réponse de la vitesse de l'éolienne au profil de vent constant pour le $PI^\alpha D^\mu$ d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.....	37

2.11	Réponse de la vitesse de l'éolienne aux changements progressifs de la vitesse du vent pour les approches de réglage artificielle.....	37
2.12	Réponse de la vitesse de l'éolienne aux changements progressifs de la vitesse du vent pour le $PI^\alpha D^\mu$ d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.....	38
2.13	Réponse de la vitesse de l'éolienne aux rafales de vent pour les approches de réglage artificielle.....	38
2.14	Réponse de la vitesse de l'éolienne à une rafale du vent pour le $PI^\alpha D^\mu$ d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.....	39
3.1	Forces et moments sur une section de profil aérodynamique.....	47
3.2	Transmission mécanique à une seule masse.....	48
3.3	Système d'orientation de l'angle de calage des pales.....	49
3.4	Le circuit équivalent d'axes $d-q$ d'un GSAP.....	52
3.5	Convertisseur dos à dos à deux niveaux de tension.....	53
3.6	Puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.....	55
3.7	Puissance mécanique en fonction de la vitesse mécanique.....	57
3.8	Le schéma fonctionnel de la commande MPPT (TSR).....	57
3.9	Le diagramme de phase de FOC.....	59
3.10	Diagramme de commande du convertisseur côté générateur.....	59
3.11	Schéma bloc de commande de la vitesse.....	61
3.12	Détermination de $K_i$ et $\beta$ graphiquement.....	63
3.13	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte $G_v(s)$ .....	64
3.14	Schéma fonctionnel de la commande des courants du générateur (a) courant d'axe $d$ , (b) courant d'axe $q$ .....	65
3.15	Détermination de $K_i$ et $\beta$ graphiquement.....	66
3.16	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte $G_c(s)$ .....	66
3.17	L'angle de calage des pales pour différentes vitesses de vent.....	67
3.18	contrôleur de l'angle de calage des pales d'éolienne.....	68
3.19	Détermination de $K_i$ et $\beta$ graphiquement.....	71
3.20	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte $G_b(s)$ .....	71
3.21	Diagramme de commande du CCG utilisant $PI^\alpha$ .....	72
3.22	Profil de vitesse du vent.....	73

3.23	réponse de vitesse du rotor utilisant $PI^\alpha$ et PI.....	74
3.24	Variation du coefficient de puissance.....	74
3.25	La réponse du couple électromagnétique utilisant $PI^\alpha$ et PI.....	75
3.26	La réponse du courant d'axe $q$ de générateur.....	75
3.27	Réponses de vitesse et rejets de perturbations à l'aide de $PI^\alpha$ lors de la prise en compte de la variation de gain de boucle.....	76
3.28	Réponses de vitesse et rejets de perturbations à l'aide de PI lors de la prise en compte de la variation de gain de boucle.....	77
3.29	Rafales de vent.....	78
3.30	La puissance mécanique de la turbine.....	78
3.31	La vitesse mécanique de la turbine.....	79
3.32	Le couple électromagnétique.....	79
3.33	Variation du coefficient de puissance.....	80
3.34	L'angle de calage de la turbine.....	80
4.1	CCR avec filtre.....	85
4.2	Diagramme de commande du CCR.....	86
4.3	Schéma fonctionnel de la commande de la tension du bus continu.....	87
4.4	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte.....	88
4.5	Schéma fonctionnel de la commande des courants de réseau (a) courant d'axe $d$ , (b) courant d'axe $q$ .....	89
4.6	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte.....	90
4.7	Diagramme de commande du CCR utilisant $I^\alpha$ et $PI^\alpha$ .....	90
4.8	Rafales de vent.....	91
4.9	Réponse de la tension du bus continu.....	92
4.10	Réponse de la puissance active du réseau.....	92
4.11	Réponse de la puissance réactive du réseau.....	93
4.12	Réponse de courant d'axe $d$ du réseau.....	93
4.13	Réponse de courant d'axe $q$ du réseau.....	94
4.14	Courant de réseau de la phase $a$ en utilisant le contrôleur $PI^\alpha$ .....	94
4.15	Courant de réseau de la phase $a$ en utilisant le contrôleur PI.....	95
4.16	THD du courant de réseau avec $PI^\alpha$ .....	95

4.17 THD du courant de réseau avec  $PI^\alpha$  ..... 96

## Liste des symboles

$F_l$	Force de poussée.
$F_d$	Force de traînée.
$M$	Moment de calage.
$C_l$	Le coefficient de portance bidimensionnel.
$C_d$	Le coefficient de traînée bidimensionnelle.
$C_m$	le coefficient de moment de calage.
$\rho$	La densité de l'air.
$R$	Le rayon des pales.
$v$	La vitesse du vent.
$C_p$	Le coefficient de puissance.
$\lambda$	Le rapport spécifique de vitesse.
$\beta$	L'angle de calage des pales.
$\beta_{min}$	L'angles de calage minimum.
$\beta_{max}$	L'angles de calage maximum.
$\tau_c$	Constante de temps de calage.
$\omega_t$	La vitesse angulaire de l'arbre de l'éolienne.
$\omega_{ls}$	La vitesse de l'arbre lent.
$\omega_g$	La vitesse de générateur.
$\omega_m$	La vitesse mécanique du rotor.
$\theta_t$	Le déviations angulaires de la turbine.
$\theta_{ls}$	La déviations angulaires de l'arbre lent.
$J_t$	L'inertie côté de l'éolienne.
$J_g$	L'inertie du générateur.
$J_r$	L'inertie totale du système de rotation.
$K_1, K_2$	les coefficients de couple électromagnétique.
$K_t$	Le coefficient d'amortissement externe de l'éolienne.
$K_{ls}$	La rigidité de l'arbre lent.
$B_{ls}$	Le coefficient d'amortissement de l'arbre lent.
$K_g$	Le coefficient d'amortissement externe du générateur.

$f_r$	Le coefficient de frottement du système de rotation.
$T_t$	Le couple produit par l'éolienne.
$T_{ls}$	Le couple de l'arbre à basse vitesse.
$T_{hs}$	Le couple de l'arbre rapide.
$T_{em}$	Le couple électromagnétique.
$P_t$	La puissance mécanique captée par l'éolienne.
$P_{em}$	La puissance active de la générateur.
$P$	Le nombre de paires de pôles.
$n_g$	Le multiplicateur de vitesses.
$v_{as}, v_{bs}$ et $v_{cs}$	Les tensions triphasées du stator.
$i_{as}, i_{bs}$ , et $i_{cs}$	Les courants triphasés du stator.
$R_s$	La résistance de l'enroulement du stator.
$\phi_r$	Le flux du rotor.
$L_{aa}, L_{bb}$ et $L_{cc}$	Les inductances propres.
$L_{ab}, L_{ac}, L_{ba}, L_{bc}, L_{ca}$ et $L_{cb}$	Les inductances mutuelles.
$v_{ds}$ et $v_{qs}$	les tensions statoriques dans le référentiel d'axes $d-q$ .
$L_d$ et $L_q$	Les inductances d'axes $d-q$ .
$\omega_e$	La vitesse angulaire électrique du rotor.
$i_{dc}$	Le courant qui traverse le bus continu.
$i_g$	Le courant d'entrée de bus continu (côté générateur).
$i_r$	le courant de sortie de bus continu (côté réseau).
$\omega_c$	La fréquence de coupure du gain.
$\varphi_m$	La marge de phase.
$K_p$	Le gain proportionnel.
$K_i$	Le gain intégral.
$K_d$	Le gain dérivé.
$s$	La variable de Laplace.
$T_f$	Le paramètre de filtre du terme dérivé.
$\alpha$	L'ordre d'intégration.
$\mu$	L'ordre de différenciation.
$t_s$	Temps de réponse.

$M_p$	Dépassement.
$t_r$	Temps de montée.
$P_r$	La puissance active du réseau.
$Q_r$	La puissance réactive du réseau.
$v_{rd}, v_{rq}$	Les composantes d'axe $d-q$ de tension de réseau.
$i_{rd}, i_{rq}$	Les composantes d'axe $d-q$ de courant de réseau.
$L_f$	L'inductance du filtre de réseau.
$R_f$	La résistance du filtre de réseau.
$\omega_r$	La fréquence angulaire de la tension de réseau.
$V_{dc}$	La tension du bus continu.
$C$	Condensateur du bus continu.

### Introduction générale

Aujourd'hui, avec le spectre du réchauffement et changement climatique qui plane sur nous, il est nécessaire que l'industrie de l'énergie trouve des sources d'énergie non polluantes qui ne libèrent pas le dioxyde de carbone. Les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) liées à l'énergie contribuent à la majorité des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) (66 %) [1]; il s'agit notamment de la production d'électricité, du transport sous toutes ses formes, de la cimenterie et de l'industrie, pour n'en citer que quelques-uns. Les objectifs d'émissions promis par les pays dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) sont louables, mais ils ne suffisent toujours pas pour atteindre le niveau de maintien du réchauffement climatique à seulement 2°C au-dessus du niveau préindustriel d'ici 2035. Cette augmentation de la température a d'abord été évoquée en 1996 par les ministres de l'environnement du Conseil européen qui ont déclaré que "les températures moyennes mondiales ne devraient pas dépasser 2 degrés au-dessus du niveau préindustriel" [2].

L'accent est mis sur l'industrie des énergies renouvelables pour trouver des sources d'énergie sans pollution par le dioxyde de carbone. Les autres options sont de réduire notre consommation d'énergie et par conséquent notre niveau de vie ou de capter le CO<sub>2</sub> et de l'enfouir dans des cavernes ou sous la mer (captage et stockage). Pour mettre le problème en perspective, la production mondiale d'énergie (cela comprend : le transport, l'électricité, le chauffage et l'industrie) a atteint 557 EJ (13300 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep)) en 2020 [3]. En dépit de terribles avertissements, il semble y avoir peu de contrôle gouvernemental international pour réduire cela. Les énergies fossiles représentent encore 71.5% de cette production. Un petit signe positif à l'horizon était le fait qu'en 2020, la production d'énergie par des formes d'énergie renouvelables a augmenté de manière significative, bien qu'à partir d'une base faible. Par exemple, la production d'hydroélectricité a augmenté de 3% et représentaient 7% de la production mondiale d'énergie, tandis que l'éolien et le solaire photovoltaïque poursuivaient leur croissance rapide (respectivement 12.5% et 20%), mais ne représentaient qu'environ 6% de la production mondiale d'énergie [4].

Les combustibles fossiles étaient responsables de la production de 61.5 % de l'électricité mondiale (charbon 35.5%, gaz 23% et pétrole 3%) (voir tableau 1.1) [5]. L'énergie éolienne et solaire sont à l'avant-garde de la volonté de réduire considérablement les GES pour atteindre la limite de 2°C.

Tableau 0.1 Production mondiale totale d'électricité en 2020.

Source d'énergie	Mondiale%	Europe%	Amérique du nord%	Asie%	Afrique%
Charbon	35.5	13	16	57	28.5
Gaz naturel	22	25.5	38	11.5	38.5
Hydro-électrique	15	16.5	14	15	18
Nucléaire	10	23	18	5	1.5
Produits pétroliers	3	2.5	1	1	9.5
Biomasse, Solaire, autres renouvelables	6	8.5	5	6	2
Éolien	6	11	8	4.5	2
Energie totale/TW h	26106.7	4596.5	4927.3	12943.9	792.6
Puissance moyenne/GW	7405.2	1377.6	1434.9	3506.6	228.5

C'est en grande partie parce que nous savons que si nous pouvons remplacer les combustibles fossiles par l'énergie éolienne et solaire pour l'électricité produite, nous pouvons réduire considérablement les émissions de CO<sub>2</sub>.

Aujourd'hui, l'éolien et le solaire photovoltaïque ont une capacité installée plus importante dans le monde (1448 GW en 2020), mais ce n'est encore qu'une goutte d'eau dans l'océan. Les énergies éolienne et solaire ne produisent que 9% de l'approvisionnement mondial en électricité. La figure 1.1 montre un histogramme de la capacité éolienne cumulée mondiale de 2001 à 2021 [6]. Comme on peut le voir sur cette figure, la capacité éolienne cumulée mondiale a augmenté de manière explosive, passant d'environ 24 GW en 2001 à 837 GW en 2021, et le taux de croissance devrait se poursuivre dans les années à venir.

L'utilisation d'éoliennes pour produire de l'électricité présente de nombreux avantages et ces avantages ont été les facteurs principaux de leur développement rapide.

- Les centrales électriques traditionnelles utilisant du charbon, du pétrole, du gaz ou du combustible nucléaire utilisent de grands volumes d'eau [7], alors que les parcs éoliens n'utilisent pas d'eau.

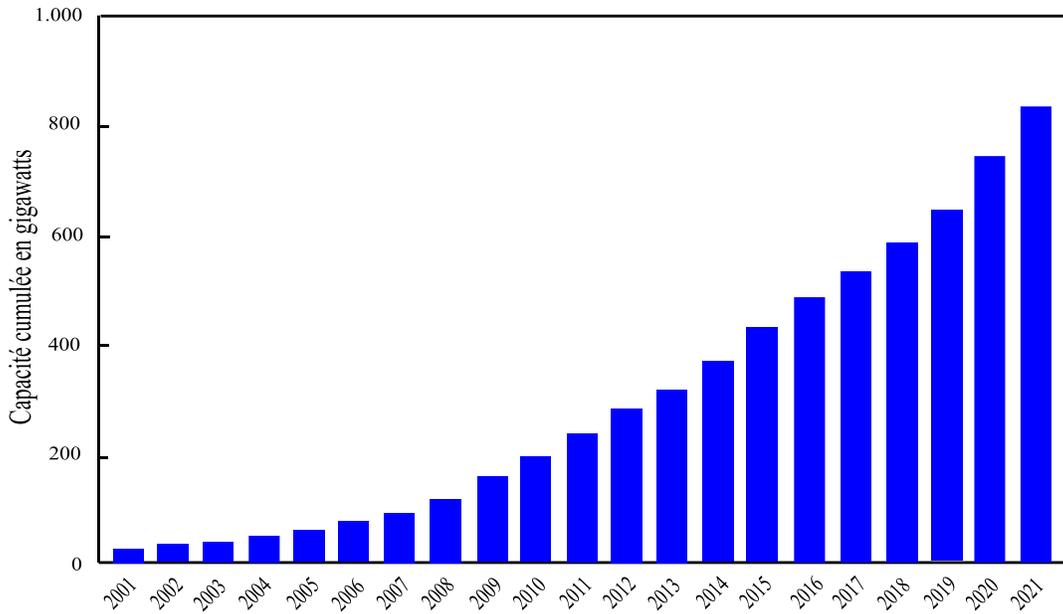


Figure 0.1 Histogramme de la capacité éolienne cumulée mondiale de 2001 à 2021.

- Au cours de la dernière décennie, le coût des turbines a considérablement diminué grâce à l'amélioration de la conception et à la production de masse, de sorte qu'aujourd'hui le coût de production d'électricité à partir des parcs éoliens est désormais très compétitif par rapport à l'électricité dérivée de combustibles fossile [8].
- L'industrie des éoliennes est une industrie en croissance rapide et emploie des milliers de travailleurs dans les processus de fabrication, le transport des turbines, le montage des turbines et l'entretien des turbines en fonctionnement.
- Une fois le parc éolien en place, le coût de l'électricité pour les clients devrait être stable car il n'est pas fonction du prix des carburants importés.

Il y a bien sûr un certain nombre de défis associés à l'exploitation de la puissance du vent.

- Il existe de nombreuses preuves que les oiseaux sont tués par les pales tournantes des éoliennes.
- Le principal danger pour la sécurité associée aux turbines, une fois qu'elles sont en place, est la possibilité qu'une pale dérive, ce qui pourrait causer de graves dommages aux personnes ou aux animaux à proximité.
- Il a été signalé que la fréquence et l'effet stroboscopique de la rotation des pales pourraient avoir un effet sur le cerveau humain.

Les éoliennes sont des systèmes complexes avec de grandes structures flexibles qui fonctionnent dans des conditions environnementales très turbulentes et imprévisibles. Les problèmes de minimisation de la fatigue mécanique, la maximisation des systèmes de conversion de l'énergie éolienne, les stratégies de réduction de charge, les questions de fiabilité et les problèmes de stabilité exigent l'utilisation de systèmes de commande avancés pour réguler des variables telles que la vitesse du rotor, le couple, la puissance, l'angle de calage, les facteurs de puissance de chaque éolienne, etc...

Les principaux objectifs de cette thèse sont

- Commande de la vitesse d'une éolienne à deux masses ;
- Modélisation et commande d'une éolienne à une seule masse dans deux modes de fonctionnement (maximisation et limitation de la puissance) ;
- Modélisation et commande d'un système éolien à base de GSAP ;
- Amélioration de la qualité de l'énergie produite et l'assurance d'une injection efficace de la puissance électrique vers le réseau ;

Cette thèse est divisée en deux parties et organisée comme suit :

Après l'introduction, le premier chapitre est dédié à la vue d'ensemble, les composants des systèmes de production d'énergie éolienne et le classement d'éoliennes (selon la configuration de générateur, de la capacité de l'éolienne, du mode d'entraînement de générateur, du mode de la vitesse de rotation).

- La partie I est consacrée à la commande de la vitesse d'une éolienne à deux masses à vitesse variable et angle de calage des pales fixe.
  - Dans le chapitre 2, la modélisation et commande de la vitesse de l'éolienne à deux masses sont présentées. La modélisation concerne seulement la partie mécanique (puissance et couple mécanique). Pour commander la vitesse de l'éolienne à deux masses, deux types de contrôleurs sont utilisés : un contrôleur  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  robuste d'ordre fractionnaire et un contrôleur PID d'ordre entier. Une analyse détaillée des résultats de simulation et la comparaison entre les deux types de contrôleurs sont présentées à la fin de chapitre.
- La partie II est dédiée à la commande d'un système éolien à vitesse et angle de calage des pales variables à base de GSAP.

- Le chapitre 3 concerne la modélisation et commande du convertisseur côté générateur. Pour cela, la première partie est consacrée à la commande de la turbine dans ses modes de fonctionnement, seules deux modes seront commandées : le mode de maximisation et le mode de limitation. La deuxième partie est consacrée à la commande vectorielle à flux orienté de la GSAP. La commande du convertisseur côté générateur utilise des contrôleurs  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire.
- Dans le chapitre 4, une commande robuste d'ordre fractionnaire est utilisée pour commander le convertisseur côté réseau, afin de répondre aux différents objectifs (maintenir constante la tension du bus continu, commander la puissance active et réactive transitées vers le réseau, améliorer la qualité de l'énergie injectée aux réseau). Afin de montrer l'efficacité de cette stratégie de commande, une comparaison est faite avec une commande d'ordre entier.

# **Chapitre 1**

## **Généralités sur la production d'énergie éolienne**

### 1.1 État de l'art

#### 1.1.1 Historique

L'utilisation de l'énergie éolienne remonte à des milliers d'années dans des nombreuses civilisations anciennes. La chine utilise depuis longtemps des moulins à vent. Les peintures murales déterrées des tombes de la fin de la dynastie des Han de l'Est (25-220 après JC) à Sandaohao, ville de Liaoyang, ont montré les images de moulins à vent, témoignant de l'utilisation de moulins à vent en chine pendant au moins environ 1800 ans [9].

Contrairement aux moulins à vent qui sont utilisés directement pour effectuer des travaux tels que le pompage de l'eau ou le broyage du grain, les éoliennes sont utilisées pour convertir l'énergie du vent (énergie éolienne) en électricité. La première éolienne à fonctionnement automatique au monde a été conçue et construite par charles brush en 1888. Cette éolienne était équipée de 144 pales en cèdre ayant un diamètre de rotation de 17 m. Il a généré une puissance de pointe de 12 kW pour charger les batteries qui alimentent en courant continu les lampes et les moteurs électriques.

En tant que conception pionnière pour les éoliennes modernes, l'éolienne Gedser a été construite au Danemark au milieu des années 1950s [10]. Aujourd'hui, les éoliennes modernes des parcs éoliens ont généralement trois pales, fonctionnant à des vitesses de vent relativement élevées pour une puissance pouvant atteindre plusieurs mégawatts.

#### 1.1.2 Classement des éoliennes

Les éoliennes peuvent être classées en fonction de la configuration de générateur, de la capacité de l'éolienne, du mode d'entraînement de générateur, du mode de la vitesse de rotation, du mode d'alimentation et de l'emplacement de l'installation de l'éolienne.

##### 1.1.2.1 Éoliennes à axe horizontal et à axe vertical

Lorsque l'on considère la configuration de l'axe de rotation des pales du rotor, les éoliennes modernes peuvent être classées en turbines à axe horizontal et à axe vertical. La plupart des éoliennes commerciales appartiennent aujourd'hui au type à axe horizontal, dans lequel l'axe de rotation des pales est parallèle au courant du vent. Les avantages de ce type d'éoliennes

comprennent le rendement élevé de la turbine, la densité de puissance élevée, les faibles vitesses de vent de démarrage et le faible coût par unité de puissance de sortie [11].

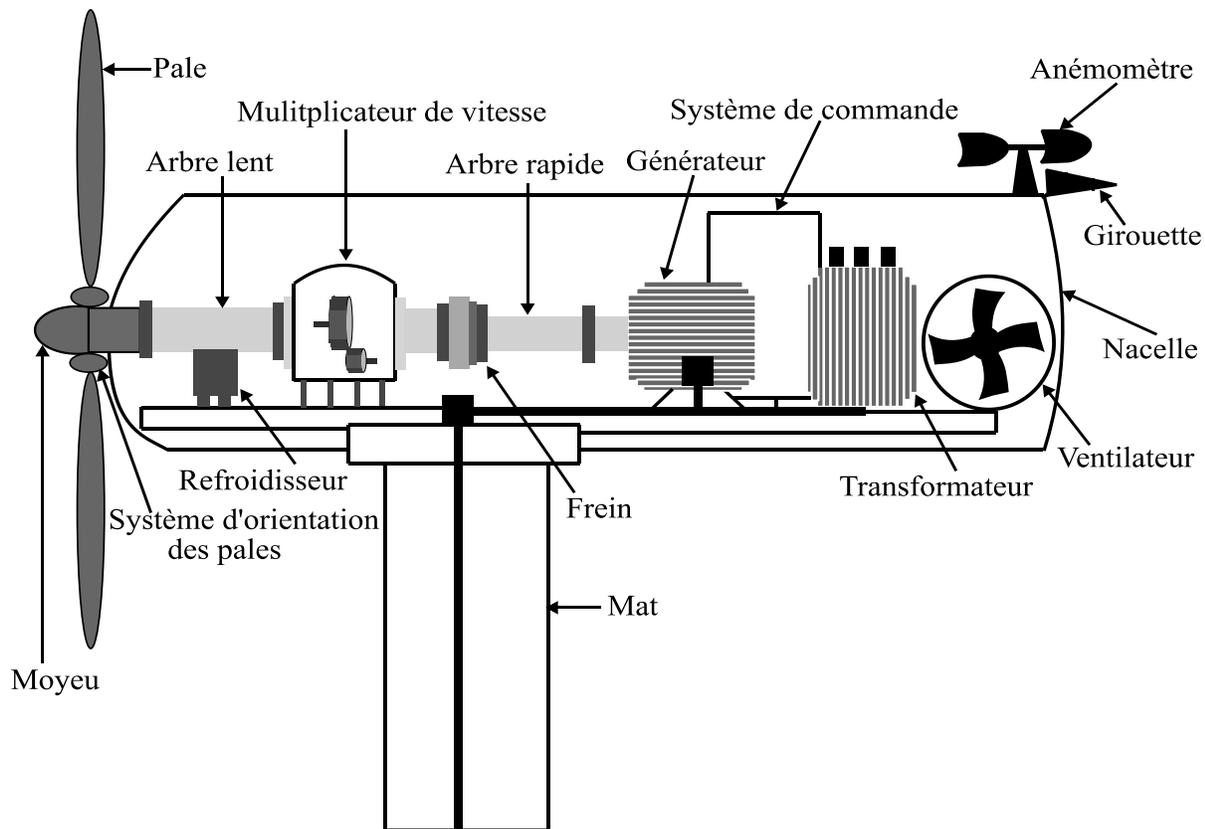


Figure 1.1 Composants d'une éolienne à axe horizontal.

Les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal sont illustrés à la figure 1.1. La turbine se compose des pales, du moyeu et des composants de connexion, y compris les roulements et les actionneurs de calage. La turbine transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Dans les turbines de plusieurs mégawatts, les pales peuvent mesurer plus de 60 mètres de long [12].

Le dispositif de transmission est formé par la masse tournante de la turbine, l'arbre lent, le multiplicateur de vitesses, l'arbre rapide et la masse tournante du générateur. Il transfère l'énergie mécanique de la turbine à l'arbre du générateur où elle peut être convertie en énergie électrique. Un multiplicateur de vitesses est nécessaire entre la turbine et le générateur, car la vitesse angulaire de la turbine est bien inférieure à celle du générateur. Pour les turbines multi-mégawatts, le rapport de multiplicateur de vitesses est d'environ 50-100, car la plage de vitesse typique de la turbine est

de 10-20 tr/min, alors que pour le générateur, elle est d'environ 1000-2000 tr/min [13]. Pour les éoliennes plus petites, la vitesse de la turbine est plus élevée et, par conséquent, le rapport de multiplicateur de vitesses peut être inférieur à 50. L'arbre lent contient des conduites pour le système hydraulique qui actionne le frein aérodynamique. L'arbre rapide est équipé d'un frein mécanique d'urgence qui est utilisé en cas de défaillance du frein aérodynamique. D'autres composants comprennent l'anémomètre et la girouette qui mesurent respectivement la vitesse et la direction du vent. Des dispositifs tels que des ventilateurs électriques et des refroidisseurs d'huile sont utilisés pour refroidir le multiplicateur de vitesses et le générateur.

Les pales des éoliennes à axe vertical tournent par rapport à leurs axes verticaux perpendiculaires au sol (voir figure 1.2). Un avantage significatif de l'éolienne à axe vertical est que la turbine peut accepter le vent de n'importe quelle direction et qu'aucun système d'orientation n'est donc nécessaire. Puisqu'ils tournent autour de l'axe vertical, le générateur, le multiplicateur de vitesses et les autres composants principaux de la turbine peuvent être situés près du sol, ce qui réduit les coûts de maintenance [14]. Cependant, les éoliennes à axe vertical doivent utiliser une source d'énergie externe pour faire tourner les pales lors de l'initialisation. Du fait que l'axe de l'éolienne ne s'appuie qu'à une extrémité au sol, sa hauteur pratique maximale est ainsi limitée. En raison de la faible efficacité de l'énergie éolienne, les éoliennes à axe vertical ne représentent aujourd'hui qu'un petit pourcentage des éoliennes.

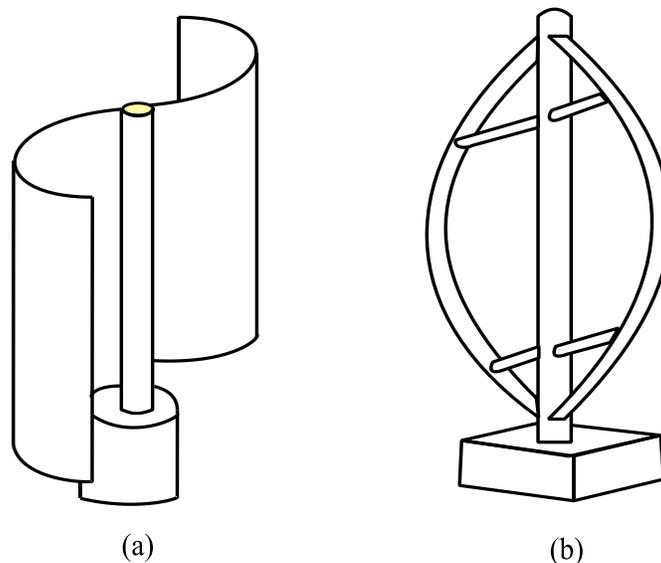


Figure 1.2 Éoliennes à axe vertical (a) Savonius ; (b) Darrieus.

### 1.1.2.2 Éoliennes en amont et en aval

Sur la base de la configuration du rotor éolien par rapport à la direction du vent, les éoliennes à axe horizontal peuvent en outre être classées en éoliennes amont et aval (voir figure 1.3). La majorité des éoliennes à axe horizontal utilisées aujourd'hui sont des éoliennes amont, dans lesquelles les rotors éoliens font face au vent. Le principal avantage des conceptions amont est d'éviter la distorsion du champ d'écoulement lorsque le vent passe à travers la tour éolienne et la nacelle [11].

Pour une éolienne en aval, le vent souffle d'abord à travers la nacelle et la tour, puis les pales du rotor. Cette configuration permet de rendre les pales du rotor plus flexibles ce qui réduit le coût de fabrication et soulage le stress sur la tour à des vitesses de vent élevées. Cependant, le champ d'écoulement instable peut entraîner plus de pertes aérodynamiques et introduire plus de charges de fatigue sur la turbine. De plus, les pales d'une éolienne en aval peuvent produire un bruit impulsif élevé.

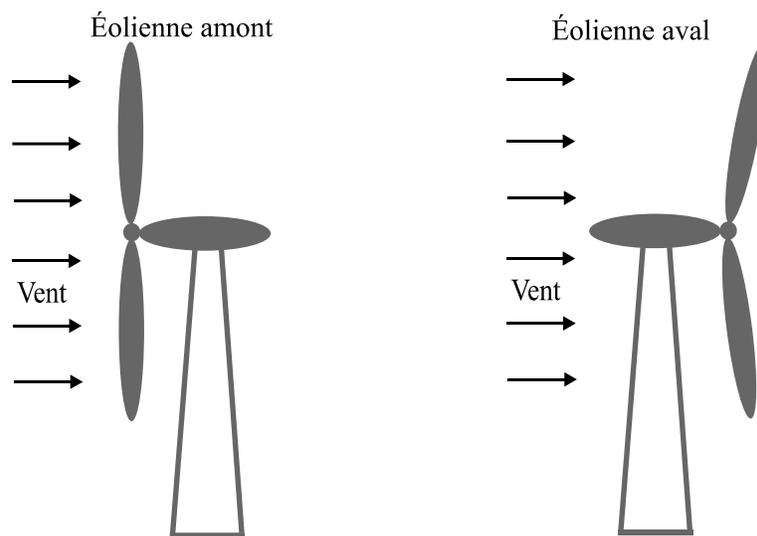


Figure 1.3 Éoliennes en amont et en aval.

### 1.1.2.3 Capacité éolienne

Les éoliennes peuvent être divisées en plusieurs grandes catégories en fonction de leurs capacités nominales : micro, petites, moyennes, grandes et ultra-grandes éoliennes. Bien qu'une définition restreinte des micro-éoliennes ne soit pas disponible, il est admis qu'une éolienne dont la puissance nominale est inférieure à plusieurs kilowatts peut être classée comme micro-éolienne [15].

Les micro-éoliennes sont particulièrement adaptées aux endroits où le réseau électrique n'est pas disponible. Ils peuvent être utilisés pour toutes les bases de structure, telles que l'éclairage public, le pompage de l'eau et les résidents des zones isolées, en particulier dans les pays en développement.

Les petites éoliennes se réfèrent généralement aux turbines dont la puissance de sortie est inférieure à 100 kW. Les petites éoliennes ont été largement utilisées dans les maisons d'habitation, les fermes, dans les régions rurales, et d'autres applications individuelles à distance telles que les stations de pompage d'eau, les sites de télécommunications,...etc.

Les éoliennes les plus courantes ont des tailles moyennes avec des puissances allant de 100 kW à 1 MW. Ce type d'éoliennes peuvent être utilisées dans des systèmes en réseau ou hors réseau pour l'alimentation des villages, des systèmes hybrides, des centrales éoliennes,...etc.

Les éoliennes mégawatt jusqu'à 10 MW peuvent être classées comme grandes éoliennes. Ces dernières années, les éoliennes de plusieurs mégawatts sont devenues le courant dominant du marché international de l'énergie éolienne. La plupart des parcs éoliens utilisent actuellement des éoliennes mégawatt, en particulier dans les parcs éoliens offshore [11].

Les éoliennes ultra-larges concernent les éoliennes d'une capacité supérieure à 10 MW. Ce type d'éoliennes est encore aux premiers étapes de la recherche et développement.

### 1.1.2.4 Éoliennes à entraînement direct et à engrenages

Selon l'état de la transmission dans un système d'éolienne, les éoliennes peuvent être classées en groupes à entraînement direct ou à engrenages. Pour augmenter la vitesse de rotation du rotor du générateur afin d'obtenir une puissance de sortie plus élevée, une éolienne à engrenages standard utilise généralement un multiplicateur de vitesses à plusieurs étages pour prendre la vitesse de rotation de l'arbre à basse vitesse du rotor à pales et la transformer en une rotation rapide sur l'arbre rapide du rotor du générateur (voir figure 1.4). Les avantages des systèmes de générateurs à engrenages comprennent un coût inférieur et une taille et un poids plus petits. Cependant, l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse peut réduire considérablement la fiabilité de l'éolienne et augmenter le niveau de bruit de l'éolienne et les pertes mécaniques.



Figure 1.4 Éoliennes avec multiplicateur de vitesse [16].

En éliminant le multiplicateur de vitesses à plusieurs étages d'un système de générateur, l'arbre du générateur est directement relié au rotor à pales (voir figure 1.5). Par conséquent, le concept d'entraînement direct est supérieur en termes d'efficacité énergétique, de fiabilité et de simplicité de conception.



Figure 1.5 Éoliennes à entraînement direct [17].

### 1.1.2.5 Eoliennes à vitesse fixe et variable

Il existe principalement quatre types d'éoliennes qui ont été utilisées commercialement au niveau des services publics et sont introduites dans ce qui suit [18] :

- **Type A : éolienne à vitesse fixe**

Cette configuration consiste en un générateur asynchrone à induction à cage d'écureuil qui est directement connecté au réseau via ses bornes statoriques et, par conséquent, la vitesse angulaire du générateur est fixée à la fréquence angulaire du réseau (voir figure 1.6). Étant donné que le générateur à induction à cage d'écureuil consomme toujours de la puissance réactive pendant le fonctionnement, cette configuration utilise une batterie de condensateurs aux bornes du générateur pour la correction du facteur de puissance. Ce type est généralement utilisé en combinaison avec la régulation du décrochage aérodynamique, bien que des turbines avec commande d'angle de calage variable (pitch control) aient également été construites. Les inconvénients de ce type sont l'exigence d'une compensation de puissance réactive et de démarreurs progressifs et le fait que la qualité de la tension se détériore facilement dans les réseaux faibles.

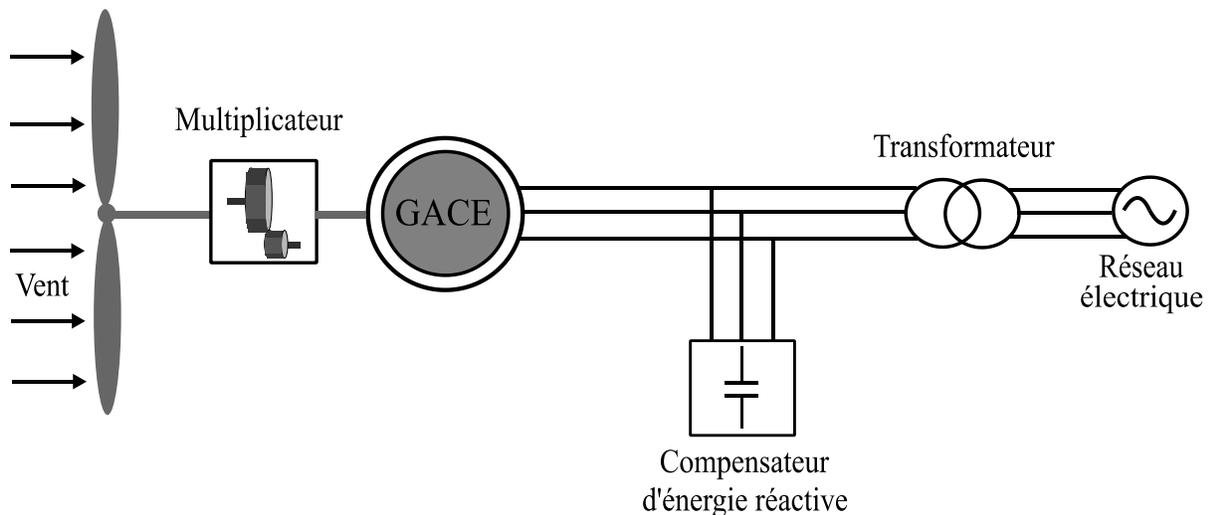


Figure 1.6 Eolienne à vitesse fixe à base d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil.

- **Type B : Éolienne à vitesse variable avec résistance de rotor variable**

Cette configuration est en principe la même que celle du type A ; cependant, un générateur à induction à rotor bobiné avec une résistance de rotor externe est utilisé dans cette configuration (voir figure 1.7). Ce type permet un fonctionnement à vitesse variable dans une plage limitée

jusqu'à 10 % au-dessus de la fréquence angulaire du réseau. Une batterie de condensateurs est également utilisée dans ce type pour la correction du facteur de puissance. L'avantage de ce type est sa plus grande plage de glissement par rapport au type A. Il a cependant les mêmes problèmes que le type A. De plus, par rapport au type A, il a des pertes accrues en raison de la plus grande résistance du rotor.

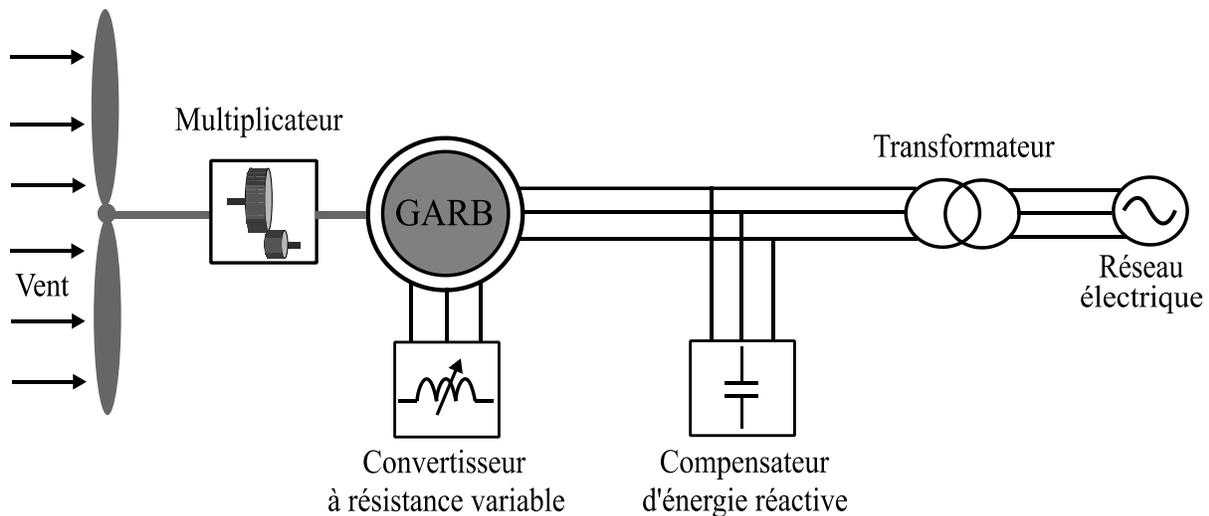


Figure 1.7 Éolienne à vitesse variable et générateur avec résistance de rotor externe variable.

- **Type C : éolienne à vitesse variable avec générateur asynchrone à double alimentation**

Dans cette configuration, la turbine est couplée par le multiplicateur de vitesses à un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) (voir figure 1.8). Le générateur fournit un fonctionnement à vitesse variable au moyen d'un convertisseur de puissance à capacité réduite (partial-scale) dans le circuit du rotor. Selon la taille du convertisseur, cette configuration permet une plage de fonctionnement plus large à vitesse variable d'environ  $\pm 30\%$  autour de la fréquence angulaire du réseau. De plus, le système de convertisseur offre une compensation de puissance réactive et une connexion au réseau lisse. Le convertisseur de puissance de petite taille rend cette configuration de turbine très intéressante d'un point de vue économique par rapport aux turbines avec convertisseur de puissance à pleine capacité (full-scale), ce qui sera expliqué ci-après.

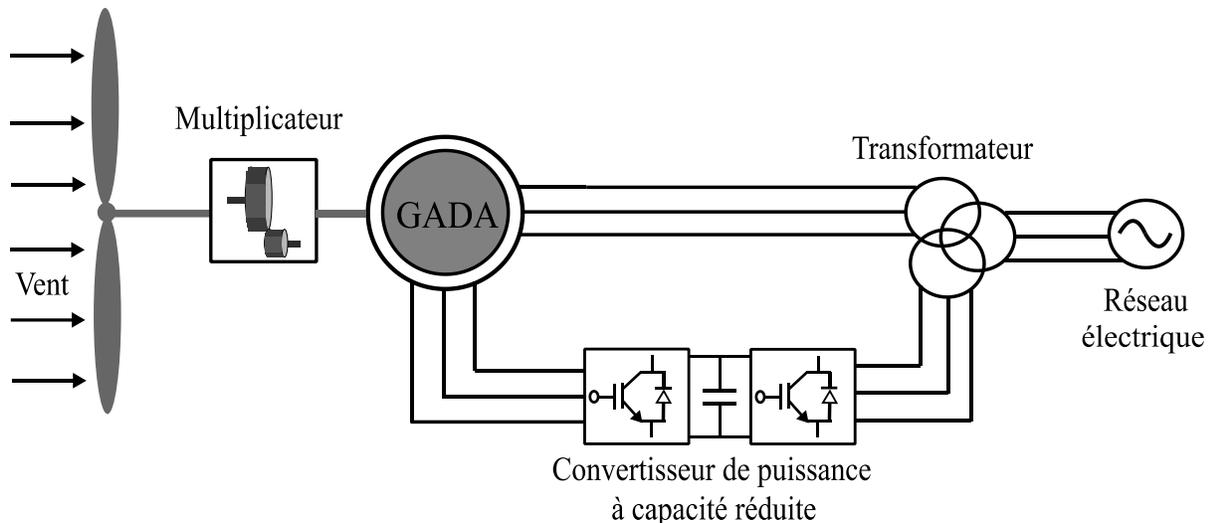


Figure 1.8 Éolienne à vitesse variable à base de générateur asynchrone à double alimentation.

- **Type D : éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité**

Cette configuration permet un fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse du générateur. De plus, le convertisseur pleine échelle assure une compensation de la puissance réactive et une connexion fluide au réseau. Le générateur peut éventuellement être un générateur asynchrone ou synchrone. La génératrice peut être excitée électriquement (génératrice synchrone à rotor bobiné (GSRB) ou génératrice asynchrone à induction à rotor bobiné (GARB) ou par un aimant permanent (génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) (voir figure 1.9). En règle générale, un générateur synchrone à entraînement direct à pôles élevés est utilisé, ce qui élimine l'utilisation du multiplicateur de vitesses en raison du fonctionnement à basse vitesse du générateur. Les générateurs synchrones conviennent aux applications de puissance élevée car ils fonctionnent à un facteur de puissance unitaire. Le principal avantage de ce type est le découplage complet du générateur du réseau qui peut faciliter la commande de la turbine en cas de perturbations du vent ou du réseau. Le principal inconvénient est le coût plus élevé du grand convertisseur.

La tendance actuelle dans l'industrie est d'utiliser des éoliennes à vitesse variable en raison de leur production d'énergie annuelle supérieure, qui dépasse de 5 à 10 % celle des éoliennes à vitesse fixe [19]. Cette amélioration du rendement est cependant obtenue au prix d'une plus grande complexité

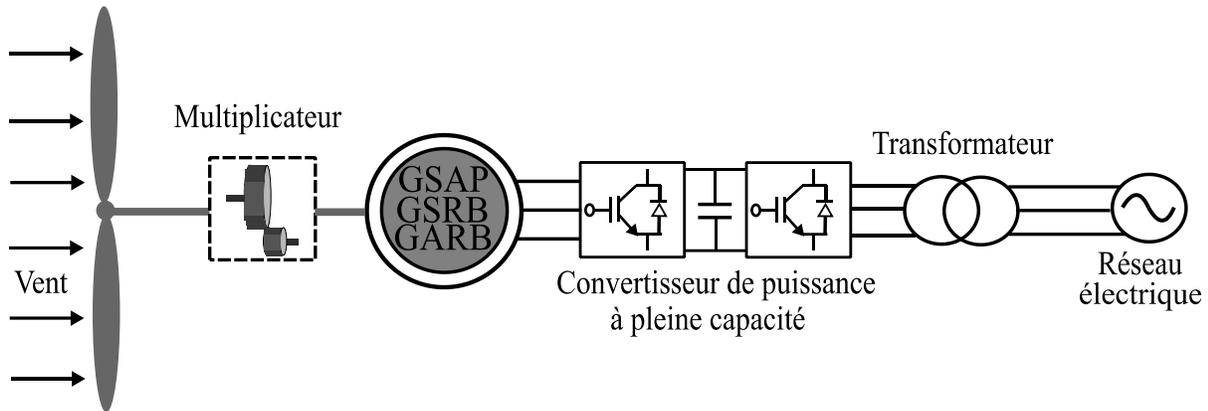


Figure 1.9 Éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité.

dans la construction de l'unité et également de quelques pertes supplémentaires dans les convertisseurs d'électronique de puissance (qui permettent le fonctionnement à vitesse variable). De plus, les progrès de la technologie des semi-conducteurs rendent l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance dans les éoliennes économiquement justifiables. Ainsi, les éoliennes installées plus récemment sont dominées par les types C et D.

### 1.1.2.6 Éoliennes en réseau et hors réseau



Figure 1.10 Éoliennes connectées au réseau [20].

Les éoliennes peuvent être utilisées pour des applications en réseau ou hors réseau. La plupart des éoliennes de taille moyenne et presque toutes les éoliennes de grande taille sont utilisées dans des

applications liées au réseau (voir figure 1.10). L'un des avantages évidents des systèmes d'éoliennes connectés au réseau est qu'il n'y a pas de problème de stockage d'énergie.

En revanche, la plupart des petites éoliennes sont hors réseau pour les résidences, les fermes, les télécommunications et d'autres applications (voir figure 1.11). Cependant, en tant que source d'énergie intermittente, l'énergie éolienne produite à partir d'éoliennes hors réseau peut changer considérablement sur une courte période de temps avec peu d'avertissement. Par conséquent, les éoliennes hors réseau sont généralement utilisées en association avec des batteries, des générateurs diesel et des systèmes photovoltaïques pour améliorer la stabilité de l'alimentation éolienne.



Figure 1.11 Éolienne hors réseau de 10 KW au Mexique [21].

### 1.1.2.7 Éoliennes terrestres et maritimes

Les éoliennes terrestres (onshore) ont une longue histoire sur son développement. Les turbines terrestres présentent un certain nombre d'avantages, notamment un coût inférieur des fondations, une intégration plus facile avec le réseau électrique, un coût réduit pour la construction de tours et l'installation de turbines, et un accès plus pratique pour l'exploitation et la maintenance (voir figure 1.12).



Figure 1.12 Éoliennes terrestres [22].

L'éolien installé en mer (offshore) s'est développé plus rapidement qu'onshore depuis les années 1990 en raison de l'excellente ressource éolienne offshore, en termes d'intensité et de continuité de l'énergie éolienne. Une éolienne installée en mer peut produire une puissance plus élevée et fonctionner plus d'heures chaque année par rapport à la même éolienne installée à terre (voir figure 1.13).



Figure 1.13 Éoliennes maritimes [23].

# I

## **Commande de la vitesse d'une éolienne à deux masses**

# **Chapitre 2**

## **Modélisation et commande de la vitesse de l'éolienne à deux masses**

### 2.1 Introduction

Les systèmes non linéaires complexes des éoliennes présentent des paramètres incertains et des perturbations inconnues qui constituent de grands défis pour la modélisation et la commande. L'utilisation de stratégies de commande avancées permet l'amélioration des performances de l'éolienne, une meilleure utilisation de ses ressources et l'allongement de la durée de vie des différents composants électriques et mécaniques, ce qui contribue à une augmentation générale de l'efficacité énergétique et à une réduction des contraintes mécaniques.

En outre, la dynamique des systèmes de production d'énergie des éoliennes est couramment modélisée comme un système à deux masses car ce dernier présente l'avantage de l'aspect général de ses contrôleurs adaptés à une utilisation dans différentes tailles d'éoliennes. De plus, la flexibilité de l'éolienne est intégrée dans le modèle à deux masses car les modes sont présents. Le stress dans les éoliennes est causé par certains facteurs tels que les fluctuations du vent et un dépassement élevé. Étant donné que les axes de l'éolienne et du générateur sont couplés via un multiplicateur de vitesses, les fluctuations de vitesse seront transférées au générateur. Cela montre l'importance de la commande de vitesse des éoliennes à deux masses dans la réduction des fluctuations de vitesse du rotor et des dépassements élevés [24].

De nombreuses techniques de commande ont été étudiées au cours des dernières décennies, les méthodes conventionnelles et ceux basées sur l'intelligence artificielle ont fait de grands progrès dans l'industrie moderne. Le contrôleur proportionnel intégral-dérivé (PID) se caractérise par ses performances robustes et sa structure simple pour une large gamme de conditions de fonctionnement, ce qui en fait l'une des techniques de commande conventionnelles et bien établies qui a été largement mise en œuvre dans les installations industrielles. Malheureusement, il a été difficile de régler correctement les gains des contrôleurs PID car les installations industrielles sont souvent caractérisées par un comportement complexe. Pour ces raisons, des méthodes heuristiques ont été proposées dans le but d'ajuster les paramètres des régulateurs PID en présence de modèles complexes.

L'algorithme métaheuristique PSO (optimisation d'essaim de particules) a été formulé dans Eberhart et Kennedy [25] pour optimiser différents types de fonctions objectifs. Une méthode de réglage direct des paramètres PID a été proposée dans [26] qui utilise l'algorithme PSO pour trouver

les valeurs optimales des paramètres du contrôleur pour un système de régulateur de tension automatique (RTA). L'approche d'optimisation basée sur la colonie d'abeilles artificielles (ABC) proposée dans [27] a été appliquée dans [28] pour optimiser les paramètres du contrôleur PID pour un système RTA et a été comparée au réglage basé sur PSO, les résultats obtenus montrent la supériorité des performances transitoires obtenues en utilisant les paramètres issus de la technique d'optimisation ABC. Un contrôleur cascade PI-PD conçu pour commander un système thermique à quatre zones interconnectées a été réglé à l'aide d'une technique d'algorithme de pollinisation des fleurs (FPA) dans [29].

Au cours des deux dernières décennies, les contrôleurs proportionnels-intégraux-dérivés d'ordre fractionnaire ( $PI^{\alpha}D^{\mu}$ ) ont reçu une attention considérable. Les travaux de recherche sur les contrôleurs d'ordre fractionnaire (COF) d'Oustaloup [30] et de Podlubny [31] pour la commande des systèmes dynamiques ont démontré la performance supérieure et la plus grande flexibilité du COF par rapport aux contrôleurs classiques [32]. Les méthodes de réglage  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  peuvent être divisées en trois catégories différentes : les méthodes basées sur des règles, les méthodes analytiques et les méthodes numériques [33]. Dans [34], une méthode de réglage analytique est présentée. La réponse indicielle et les paramètres du système en boucle fermée souhaités sont utilisés pour dériver les cinq paramètres du contrôleur  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  à travers six étapes de calculs. Cette technique est considérée dans ce travail car elle offre une transition simple entre les spécifications initiales et la conception finale du contrôleur.

Dans ce chapitre, le  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  est utilisé pour commander la vitesse d'une éolienne à deux masses. Le contrôleur est réglé en utilisant la méthode récemment développée dans [34], qui permet la conception de ses paramètres selon les spécifications souhaitées en termes de marge de phase et de fréquence de coupure de gain unitaire. Le principal avantage de l'utilisation d'une telle méthode de réglage est que le système en boucle fermée se comporte comme la fonction de transfert idéale de Bode, la propriété d'iso-amortissement est vérifiée et une bonne précision à la fois en marge de phase et en fréquence de coupure de gain unitaire est obtenue pour une grande variété de systèmes linéaires. Une comparaison avec les approches de réglage numérique est effectuée en termes d'indices d'évaluation de performances multiples pour vérifier les résultats obtenus en utilisant la technique basée sur les spécifications de conception COF et les approches basées sur l'optimisation.

### 2.2 Description du système éolien

#### 2.2.1 Modélisation dynamique d'éolienne

D'après les théories aérodynamiques, la puissance mécanique captée par l'éolienne est [35], [36] :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (1)$$

où  $R$ ,  $\rho$  et  $v$  sont respectivement le rayon des pales, la densité de l'air et la vitesse du vent.

L'efficacité du coefficient de puissance des pales d'éolienne  $C_p$  peut être estimée analytiquement comme [18] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3)$$

Les expressions dans les équations (2) et (3) montrent que  $C_p$  dépend de l'angle de calage des pales  $\beta$  et du rapport spécifique de vitesse  $\lambda$ , qui est défini comme :

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (4)$$

où  $\omega_t$  est la vitesse angulaire de l'arbre de l'éolienne.

Le couple produit par l'éolienne  $T_t$  est donné par [37] :

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} = \frac{\rho \pi R^3 v^2 C_p(\lambda, \beta)}{2\lambda} \quad (5)$$

#### 2.2.2 Modèle de transmission mécanique :

Quatre types de modèles de transmission existent dans la littérature [38], qui sont des modèles de transmission à six, trois, deux et une masses. Un modèle de transmission de base à six masses est constitué de six inerties, c'est-à-dire trois pour les pales et le reste pour respectivement le moyeu, le multiplicateur de vitesses et le générateur. Si les pales et le moyeu sont combinés pour former le rotor de l'éolienne, un modèle de transmission à trois masses est dérivé. Un modèle à deux

masses est obtenu en intégrant l'inertie du multiplicateur de vitesses avec soit le rotor de la turbine, soit le rotor du générateur. Si toutes les inerties du système de transmission sont prises comme une seule masse de rotation, le modèle à une masse est obtenu.

Le modèle d'arbre à deux masses est principalement recommandé dans l'étude de l'analyse de stabilité transitoire [38], [39] car il caractérise les modes de torsion de l'arbre, ce modèle sera utilisé dans ce chapitre. Par contre, le modèle à une masse sera utilisé dans le chapitre suivant.

La dynamique de l'éolienne est généralement modélisée comme un modèle à deux masses comme dans [40]. Le modèle à deux masses de l'éolienne se caractérise par l'avantage de l'aspect général de ses contrôleurs qui sont adaptés à une utilisation dans différentes tailles d'éoliennes. De plus, la flexibilité de l'éolienne est intégrée dans le modèle à deux masses car les modes sont présents [41], [42].

Le modèle mécanique de l'éolienne à deux masses est illustré à la figure 2.1, où  $J_t$  représente l'inertie côté de l'éolienne entraînée à la vitesse  $\omega_t$  en utilisant un couple  $T_t$  comme suit [4] :

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - T_{ls} - K_t \omega_t \quad (6)$$

où  $K_t$  est l'amortissement externe de l'éolienne et  $T_{ls}$  est le couple de l'arbre à basse vitesse, donné comme suit :

$$T_{ls} = K_{ls} (\theta_t - \theta_{ls}) + B_{ls} (\omega_t - \omega_{ls}) \quad (7)$$

$K_{ls}$  et  $B_{ls}$  représentent respectivement la rigidité et les coefficients d'amortissement de l'arbre lent,  $\omega_{ls}$  est la vitesse l'arbre lent,  $\theta_t$  et  $\theta_{ls}$  sont respectivement les déviations angulaires de la turbine et de l'arbre lent.

Le couple de l'arbre rapide  $T_{hs}$  entraîne l'inertie du générateur  $J_g$  et est freiné par le couple électromagnétique  $T_{em}$  pour donner :

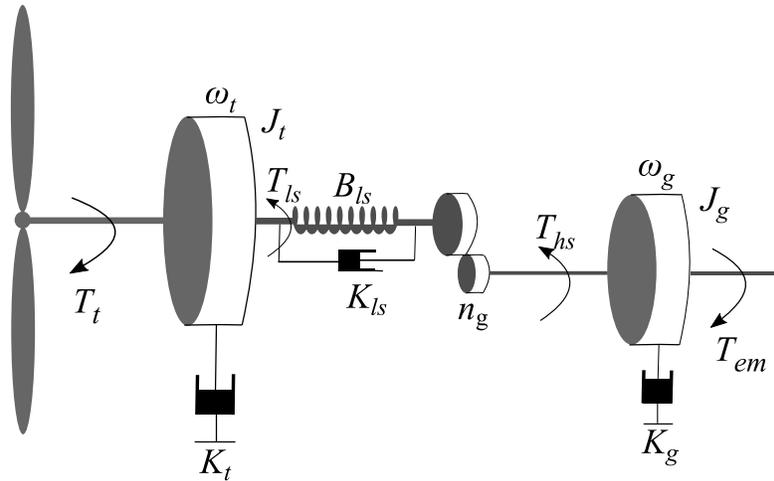


Figure 2.1 Transmission mécanique à deux masses.

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - T_{em} - K_g \omega_g \quad (8)$$

avec

$$T_{em} = K_1 \omega_g^2 - K_2 \omega_g \quad (9)$$

où  $\omega_g$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  et  $K_g$  sont respectivement la vitesse du générateur, les coefficients du couple électromagnétique et l'amortissement externe du générateur.

Le rapport de transmission pour un multiplicateur de vitesses idéale  $n_g$  est donné par :

$$n_g = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} = \frac{\omega_g}{\omega_{ls}} = \frac{\theta_g}{\theta_{ls}} \quad (10)$$

### 2.3 Commande de la vitesse d'un système éolien à deux masses

Le système électrique des éoliennes a une réponse temporelle beaucoup plus rapide par rapport aux autres parties de l'éolienne. Pour cette raison, les conceptions de commande du côté générateur et du côté turbine (aéro-turbine) peuvent être dissociées, et ainsi, deux boucles de commande sont adoptées [35]. La boucle de commande interne commande le générateur électrique via les convertisseurs de puissance tandis que la boucle de commande externe commande le côté turbine pour forcer la vitesse du rotor à sa valeur optimale. Dans ce chapitre, la boucle électrique n'est pas

prise en compte, en supposant qu'elle est bien commandée, seule la boucle de commande externe sera considérée.

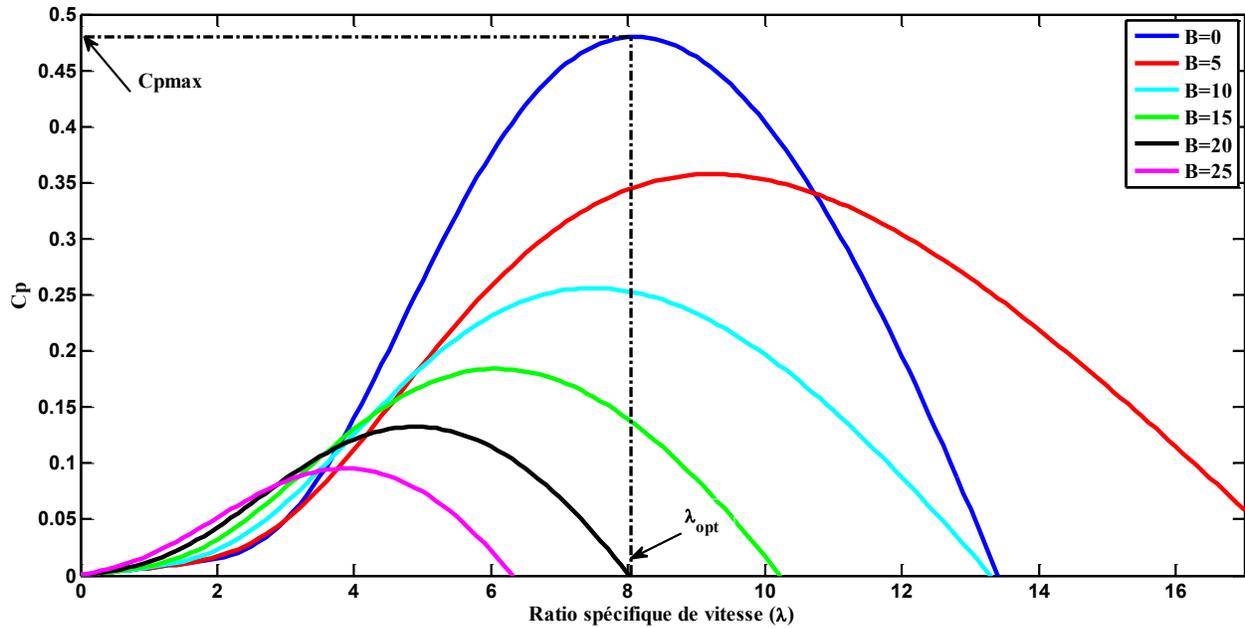


Figure 2.2 Coefficient de puissance  $C_p$  pour différentes valeurs de  $\beta$ .

En dessous de la vitesse nominale du vent, la puissance mécanique doit être maximisée. La courbe de coefficient  $C_p(\lambda, \beta)$  est donnée sur la figure 2.2. Elle montre que pour un angle de calage optimal  $\beta_{opt} = 0^\circ$  et un rapport spécifique de vitesse  $\lambda_{opt} = 8,1$ ,  $C_p$  a une valeur maximale  $C_{pmax}(\lambda_{opt}, \beta_{opt}) = C_{popt} = 0,48$ . A cette valeur, la turbine est la plus efficace et la production d'énergie maximale est atteinte et correspond au point de fonctionnement optimal  $\omega_{topt} = v\lambda_{opt}/R$ .

Ce point de fonctionnement optimal est pris comme référence, comparé à la vitesse réelle et la différence est introduite dans un contrôleur PID pour obtenir le couple  $T_t$  comme indiqué sur la figure 2.3.

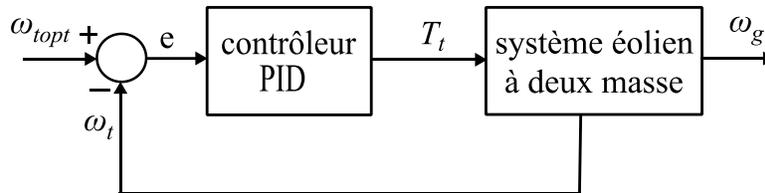


Figure 2.3 Commande PID d'un système d'éolienne à deux masses.

Le contrôleur PID proportionnel, intégral et dérivé est l'une des méthodes les plus populaires dans les systèmes de commande qui est utilisée dans l'éoliennes à deux masses pour commander la vitesse du rotor de l'éolienne. La fonction de transfert du contrôleur PID la plus couramment utilisée et la plus pratique a la forme suivante :

$$C(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d \frac{s}{T_f s + 1} \quad (11)$$

où  $K_p$ ,  $K_i$  et  $K_d$  désignent respectivement les gains proportionnel, intégral et dérivé.  $s$  est la variable de Laplace.  $T_f$  est le paramètre de filtre du terme dérivé.

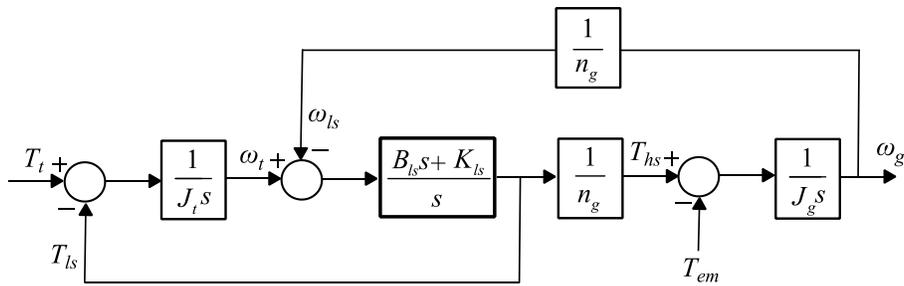


Figure 2.4 Schéma fonctionnel du système d'éolienne à deux masse.

Afin de trouver les paramètres du contrôleur  $K_p$ ,  $K_i$ ,  $K_d$ , la fonction de transfert du système commandé est nécessaire. À partir du schéma fonctionnel illustré à la figure 2.4 obtenu à partir des équations (6)–(10), la fonction de transfert du système à deux masses de l'éolienne est dérivée sous la forme suivante :

$$G_t(s) = \frac{\omega_t(s)}{T_t(s)} = \frac{n_g^2 J_g s^2 + B_{ls} s + K_{ls}}{n_g^2 J_t J_g s^3 + B_{ls} (J_t + n_g^2 J_g) s^2 + K_{ls} (J_t + n_g^2 J_g) s} \quad (12)$$

## 2.4 Conception de contrôleurs à l'aide d'approches d'intelligence artificielle

Alors que les techniques basées sur l'intelligence artificielle (IA) gagnent en attention en raison du développement de techniques d'apprentissage avancées qui permettent une prise de décision automatique et une résolution efficace de problèmes complexes, l'application de ces approches au réglage du contrôleur permet une meilleure exploration de son espace de recherche de paramètres.

Les approches d'intelligence artificielle comprennent des approches de calculs évolutives et des calculs d'intelligence d'essaim tels que l'optimisation d'essaim de particules (PSO), la pollinisation des fleurs (FP), la colonie d'abeilles artificielles (ABC) [43].

Lors de l'utilisation des approches IA pour régler le contrôleur PID, une fonction coût est calculée à l'aide de l'erreur entre la variable de sortie mesurée et la référence. Ensuite, des algorithmes d'optimisation modifient les paramètres du contrôleur en fonction de l'algorithme d'optimisation utilisé (voir figure 2.5).

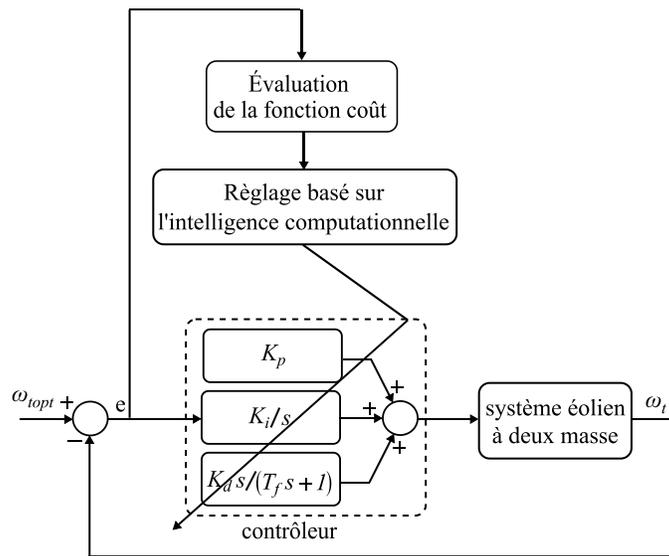


Figure 2.5 Réglage des paramètres du contrôleur PID à l'aide d'approches d'intelligence artificielle.

### 2.4.1 Évaluation de la fonction coût

L'étape principale dans l'évaluation des algorithmes d'intelligence computationnelle est le choix de la fonction objective qui est utilisée pour évaluer la performance de chaque agent.

Afin de minimiser le signal d'erreur entre la référence et la sortie mesurée, les fonctions objectives suivantes sont utilisées dans la littérature : moyenne de l'erreur quadratique (MSE), intégrale du temps multipliée par l'erreur absolue (ITAE), intégrale de l'erreur absolue (IAE) et intégrale de l'erreur quadratique (ISE) et intégrale du temps multipliée par l'erreur quadratique (ITSE).

$$MSE = \frac{1}{t} \int_0^{\tau} (e(t))^2 dt, ITAE = \int_0^{\tau} t|e(t)| dt, IAE = \int_0^{\tau} |e(t)| dt,$$

$$ISE = \int_0^{\tau} (e(t))^2 dt, ITSE = \int_0^{\tau} t(e(t))^2 dt$$

où  $e(t)$  est l'erreur dans le domaine temporel.

L'objectif de la fonction de coût est de minimiser la valeur de la fonction objective choisie, plus la valeur de performance de l'agent correspondante sera petite, plus l'agent est performant et vice versa.

## 2.5 Conception du contrôleur d'ordre fractionnaire :

### 2.5.1 Opérateurs d'ordre fractionnaire

Le calcul fractionnaire a trois définitions fondamentales largement utilisées dans le domaine du système de commande qui sont la définition de Riemann-Liouville, la définition de Caputo et la définition de Grunwald-Letnikov [33], [36].

#### Définition de Riemann-Liouville :

La définition fractionnaire de Riemann-Liouville, est un cas particulier de l'expression intégral-différentielle et est pratique pour trouver la solution de fonctions simples telles que  $\cos(t)$ ,  $e^t$ . Il est donné sous la forme suivante :

$${}_a D_t^\sigma = D^n j^{n-\sigma} f(t) = \frac{1}{\Gamma(n-\sigma)} \left( \frac{d}{dt} \right)^n \int_a^t \frac{f(\tau)}{(t-\tau)^{\sigma-n+1}} d\tau \quad (13)$$

où  $j$  est l'opérateur intégral et  $\sigma$  est un nombre réel,  $a$  et  $t$  sont les limites d'intégration, tandis que  $n$  est un entier qui remplit la condition  $n-1 < \sigma < n$ .

avec

$$\Gamma(n) = \int_0^\infty t^{n-1} e^{-t} dt, \Re(z) > 0 \quad (14)$$

nommée fonction Gamma.

**Définition Caputo :**

Le principal avantage de la définition de Caputo par rapport à la définition de Riemann-Liouville est qu'elle laisse des conditions initiales telles que  $y(0)=y_0$  ,  $y'(0)=y_1$ , non similaires à des conditions fractionnaires telles que  $y^{0.5}(0)$  . De plus, la dérivation fractionnaire de la constante de Caputo est limitée, tandis que la dérivation fractionnaire de la constante de Riemann-Liouville est illimitée [43]. La définition de Caputo est décrite comme suit :

$${}_a D_t^\sigma = \frac{1}{\Gamma(n-\sigma)} \int_a^t \frac{f^n(\tau)}{(t-\tau)^{\sigma-n+1}} d\tau \quad (15)$$

**Définition de Grunwald-Letnikov**

La définition de Grunwald-Letnikov est très utile pour obtenir une solution numérique des équations différentielles fractionnaires [44]. Elle peut s'écrire comme suit :

$${}_a D_t^\sigma = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1}{h^\sigma} \sum_{r=0}^{\lfloor \frac{t-a}{h} \rfloor} (-1)^r \binom{n}{r} f(t-rh) \quad (16)$$

où  $\lfloor \frac{t-a}{h} \rfloor$  est la partie entière,  $a$  et  $t$  sont la limite des opérateurs.  $n$  est la valeur de nombre entier qui remplit la condition  $n-1 < \sigma < n$ .

**2.5.2 Contrôleur PI<sup>α</sup>D<sup>μ</sup> d'ordre fractionnaire**

Le contrôleur PI<sup>α</sup>D<sup>μ</sup> fractionnaire généralise le contrôleur PID classique qui se traduit par une plus grande flexibilité en raison de ses deux paramètres supplémentaires qui donne des spécifications supplémentaires et améliore la robustesse du système commandé [13].

La forme générale de la fonction de transfert du contrôleur PI<sup>α</sup>D<sup>μ</sup> fractionnaire est définie par [45] :

$$H(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = k_p + \frac{k_i}{s^\alpha} + k_d s^\mu, (\alpha, \mu \geq 0) \quad (17)$$

où  $K_p$ ,  $K_i$ , et  $K_d$  sont les gains proportionnels, intégraux et dérivés,  $\alpha$  est l'ordre d'intégration et  $\mu$  est l'ordre de différenciation.

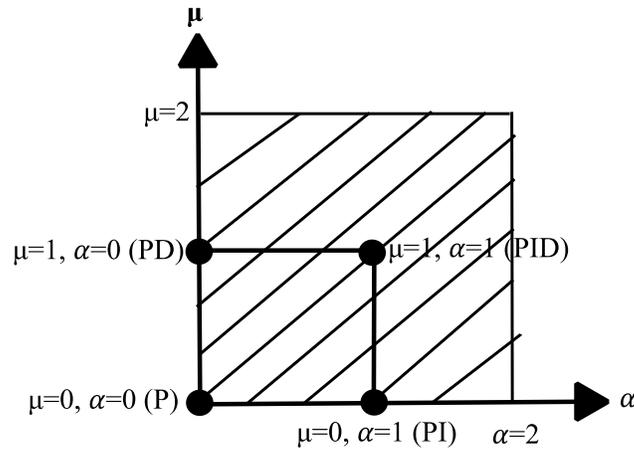


Figure 2.6 Convergence du contrôleur  $PI^\alpha D^\mu$  d'ordre fractionnaire.

D'après la figure 2.6, lorsque  $\alpha$  et  $\mu$  sont égaux à un, cela nous donne les contrôleurs classiques PI, PD et PID qui sont des cas particuliers du contrôleur d'ordre fractionnaire. Généralement, la gamme de paramètres d'ordre fractionnaire est souvent choisie entre 0 et 2 [21]. Plusieurs cas sont obtenus à partir de la figure 2.6.

- Dans le cas  $\alpha=1$  et  $\mu=1$ , le contrôleur est le PID classique.
- Dans le cas  $\alpha=0$  et  $\mu=1$ , le contrôleur est le PD classique.
- Dans le cas  $\alpha=1$  et  $\mu=0$ , le contrôleur est le PI classique.
- Dans le cas  $\alpha=0$  et  $\mu=0$ , le contrôleur est le P classique.

### 2.5.3 Réglage des paramètres $PI^\alpha D^\mu$ :

Le réglage des paramètres du contrôleur utilise le système d'ordre fractionnaire de l'équation (18) comme système en boucle fermée souhaité tel que le système donné par  $G_d(s)$  satisfait les spécifications souhaitées.

$$G_d(s) = \frac{1}{1 + \left(\frac{s}{\omega_u}\right)^m} \quad (18)$$

où les deux paramètres sont donnés par :

- $\omega_u = \omega_c$  la fréquence de coupure de gain unitaire souhaitée.
- $m = 2 \left[ 1 - \left( \frac{\varphi_m}{\pi} \right) \right]$  ( $\varphi_m$  est la marge de phase).

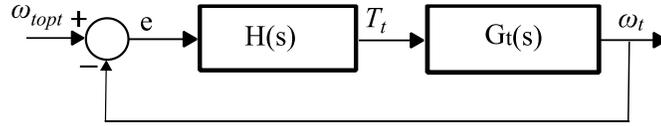


Figure 2.7 Commande par rétroaction d'ordre fractionnaire du système d'éolienne à deux masses.

En utilisant la technique de conception proposée dans [34], les six étapes de calcul successives suivantes permettent de déterminer les cinq paramètres du contrôleur. La fonction en boucle fermée de la figure 2.7 utilisant le contrôleur obtenu fera en sorte que sa réponse corresponde au modèle de référence souhaité donné dans l'équation (18).

**Etape 1 :** Calcul des variables  $\theta_i$ , pour  $0 \leq i \leq 4$  à partir des équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 \theta_0 &= G_d(\omega_u) = \frac{1}{2} \\
 \theta_1 &= G_d^{(1)}(\omega_u) = -\frac{m}{4\omega_u} \\
 \theta_2 &= G_d^{(2)}(\omega_u) = \frac{m}{4\omega_u^2} \\
 \theta_3 &= G_d^{(3)}(\omega_u) = \frac{m(m^2 - 4)}{8\omega_u^3} \\
 \theta_4 &= G_d^{(4)}(\omega_u) = -\frac{4m(m^2 - 2)}{3\omega_u^4}
 \end{aligned} \tag{19}$$

**Etape 2 :** Calcul des variables  $S_i$ , pour  $0 \leq i \leq 4$  à partir des équations :

$$\begin{aligned}
 S_0 &= G_m(\omega_u) \\
 S_1 &= G_m^{(1)}(\omega_u) \\
 S_2 &= G_m^{(2)}(\omega_u) \\
 S_3 &= G_m^{(3)}(\omega_u) \\
 S_4 &= G_m^{(4)}(\omega_u)
 \end{aligned} \tag{20}$$

où  $G_{In}(s) = \frac{G_t(s)}{s}$

**Etape 3.** Calcul des termes  $G_o^{(i)}(\omega_u)$ , pour  $0 \leq i \leq 4$  à partir des équations :

$$\begin{aligned}
 G_o(\omega_u) &= \frac{\theta_0}{1-\theta_0} \\
 G_o^{(1)}(\omega_u) &= \frac{\theta_1}{(1-\theta_0)^2} \\
 G_o^{(2)}(\omega_u) &= \frac{\theta_2}{(1-\theta_0)^2} + \frac{2\theta_1^2}{(1-\theta_0)^3} \\
 G_o^{(3)}(\omega_u) &= \frac{\theta_3}{(1-\theta_0)^2} + \frac{6\theta_1\theta_2}{(1-\theta_0)^3} + \frac{6\theta_1^3}{(1-\theta_0)^4} \\
 G_o^{(4)}(\omega_u) &= \frac{\theta_4}{(1-\theta_0)^2} + \frac{6\theta_2^2 + 8\theta_1\theta_3}{(1-\theta_0)^3} + \frac{36\theta_1^2\theta_2}{(1-\theta_0)^4} + \frac{24\theta_1^4}{(1-\theta_0)^5}
 \end{aligned} \tag{21}$$

**Etape 4.** Calcul des variables  $X_i$ , pour  $0 \leq i \leq 4$  comme suit :

$$\begin{aligned}
 X_0 &= \frac{G_o(\omega_u)}{\omega_u S_0} \\
 X_1 &= \frac{1}{\omega_u S_0} (G_o^{(1)}(\omega_u) - X_0 S_0 - \omega_u X_0 S_1) \\
 X_2 &= \frac{1}{\omega_u S_0} \left[ G_o^{(2)}(\omega_u) - 2X_1 S_0 - 2X_0 S_1 - 2\omega_u X_1 S_1 - \omega_u X_0 S_2 \right] \\
 X_3 &= \frac{1}{\omega_u S_0} \left[ G_o^{(3)}(\omega_u) - 3X_2 S_0 - 6X_1 S_1 - 3X_0 S_2 - \omega_u X_0 S_3 \right. \\
 &\quad \left. - 3\omega_u X_2 S_1 - 3\omega_u X_1 S_2 \right] \\
 X_4 &= \frac{1}{\omega_u S_0} \left[ G_o^{(4)}(\omega_u) - 4X_3 S_0 - 12X_2 S_1 - 12X_1 S_2 - 4X_0 S_3 \right. \\
 &\quad \left. - \omega_u X_0 S_4 - 4\omega_u X_3 S_1 - 4\omega_u X_1 S_3 - 6\omega_u X_2 S_2 \right]
 \end{aligned} \tag{22}$$

**Etape 5.** Calcul des variables  $Z_i$ , pour  $0 \leq i \leq 4$  en utilisant :

$$\begin{aligned}
 Z_1 &= X_1 + \omega_u X_2 \\
 Z_2 &= X_1 + 3\omega_u X_2 + \omega_u^2 X_3 \\
 Z_3 &= X_1 + 7\omega_u X_2 + 6\omega_u^2 X_3 + \omega_u^3 X_4
 \end{aligned} \tag{23}$$

**Étape 6.** Calcul des paramètres du contrôleur  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  fractionnaire  $\alpha$ ,  $\mu$ ,  $K_p$ ,  $K_i$  et  $K_d$  :

- $\alpha$  comme solution appropriée de l'équation du second ordre

$$(Z_1^2 - X_1 Z_2) \alpha^2 + (Z_1 Z_2 - X_1 Z_3) \alpha + (Z_2^2 - Z_1 Z_3) = 0 \quad (24)$$

- $\mu$  est obtenu à partir de

$$\mu = \frac{\alpha Z_1 + Z_2}{\alpha X_1 + Z_1} \quad (25)$$

- $K_d$  et  $K_i$  obtenus comme suit

$$\begin{aligned} K_d &= \frac{Q_2 \omega_u^{(1-\mu)}}{\mu} \\ K_i &= -\frac{Q_1 \omega_u^{(1+\alpha)}}{\alpha} \end{aligned} \quad (26)$$

- $K_p$  est obtenu comme suit

$$K_p = X_0 - k_i \omega_u^{-\alpha} - k_d \omega_u^{\mu} \quad (27)$$

## 2.6 Résultats et discussions

La simulation du système éolien à deux masses est réalisée dans l'environnement Matlab/Simulink. Les principaux paramètres utilisés pour la simulation du système sont indiqués dans le tableau 2.1. Pour vérifier les performances et l'efficacité du contrôleur proposé, le comportement dynamique du système à deux masses est simulé sous différents profils de vitesse du vent, à savoir le vent constant et variation en échelon du vent (figure 2.8 (a)), et des rafales de vent (figure 2.8 (b)). Les approches de conception de contrôleur basées sur l'intelligence computationnelle ont été testées et comparées pour sélectionner les paramètres de contrôleur qui donnent les meilleures performances. Ensuite, le meilleur contrôleur sélectionné est comparé au contrôleur basé sur l'ordre fractionnaire en utilisant les profils de vent susmentionnés [46].

La figure 2.8(a) montre les deux cas de la vitesse du vent : constant et variation en échelon. Le vent constant existe en permanence dans le fonctionnement de l'éolienne. En général, avec le temps qui passe, la vitesse du vent ne change pas, elle peut donc être considérée comme invariable et

prend la valeur de 10 m/s. Le profil de changement en échelon du vent est caractérisé par une diminution de 10 à 8 m/s à 0,5 s et une augmentation de 8 à 10 m/s à 1 s.

La figure 2.8(b) montre la vitesse du vent en rafales, qui peut être exprimée en utilisant une fonction sinusoïdale. Le modèle par rafales décrit dans [47] est utilisé pour vérifier la robustesse du contrôleur contre les changements brusques de vitesse du vent.

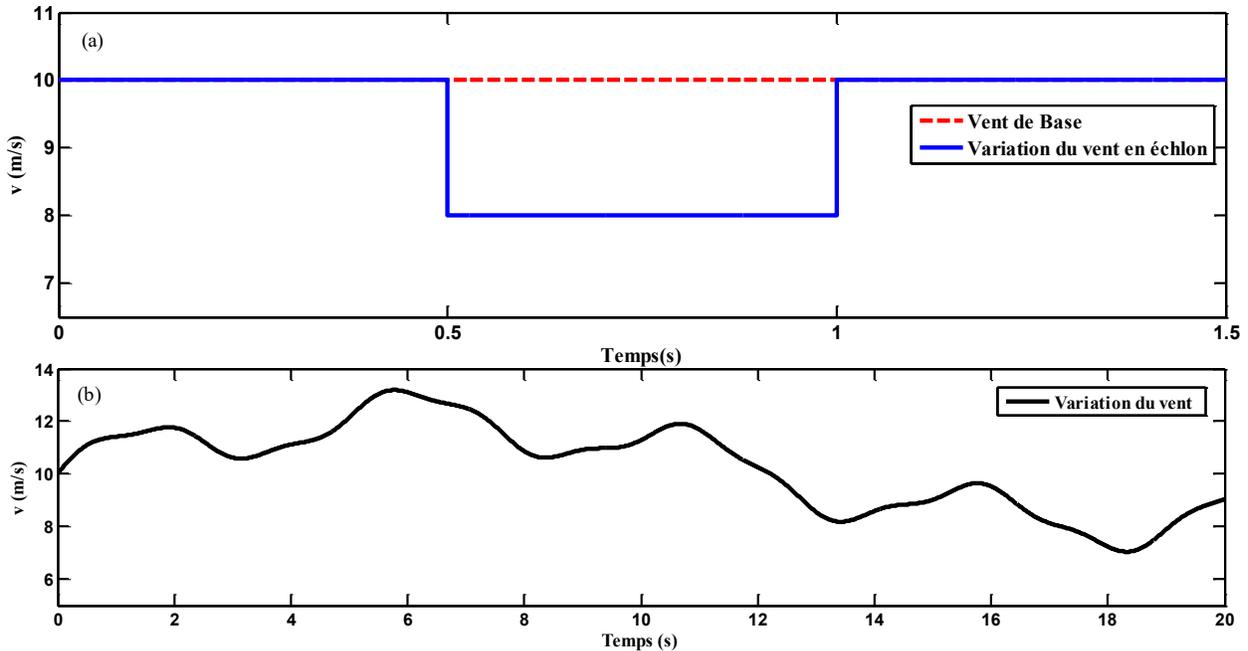


Figure 2.8 Profils de vitesse du vent : (a) constant et variation en échelon, (b) variation avec une valeur moyenne de 10 m/s.

Les approches de conception des contrôleurs basées sur l'intelligence computationnelle sont testées et comparées dans différents profils de vent. Dans le cas du vent constant, les réponses du système à deux masses de l'éolienne dans différentes boucles fermées sont données à la figure 2.9. Le tableau 2.2 montre les paramètres des contrôleurs obtenus après optimisation, les performances obtenues de la réponse en boucle fermée en termes de temps de réponse, de dépassement, de temps de montée, les performances des algorithmes d'optimisation en termes de différentes fonctions objectives et de temps de calcul.

Les performances en boucle fermée montrent des valeurs proches entre les approches de conception de contrôleur basées sur l'intelligence computationnelle testées. Cependant, les performances de l'algorithme d'optimisation montrent la supériorité de l'approche de conception

du contrôleur PID de la colonie artificielle d'abeilles (ABC-PID) à la fois en termes de fonction objectif ITSE qui associe le temps écoulé au carré de la mesure d'erreur et également en termes de temps de calcul de la procédure d'optimisation où il se caractérise par l'optimisation la plus rapide des paramètres du contrôleur. Dans ce travail, le temps de calcul est défini par le temps écoulé lorsque l'algorithme d'optimisation est exécuté hors ligne pour rechercher les paramètres optimaux.

Ensuite, l'ABC-PID est comparé à l'approche de conception du contrôleur d'ordre fractionnaire  $PI^\alpha D^\mu$  et au contrôleur proportionnel intégral PI d'ordre entier approximé. Le contrôleur PI approximé est obtenu en négligeant le petit paramètre  $\alpha$  du contrôleur  $PI^\alpha D^\mu$  qui est l'ordre d'intégration donné dans le tableau 2.2 et en approximant l'ordre du différenciateur  $\mu$  à -1 qui représente un intégrateur d'ordre entier.

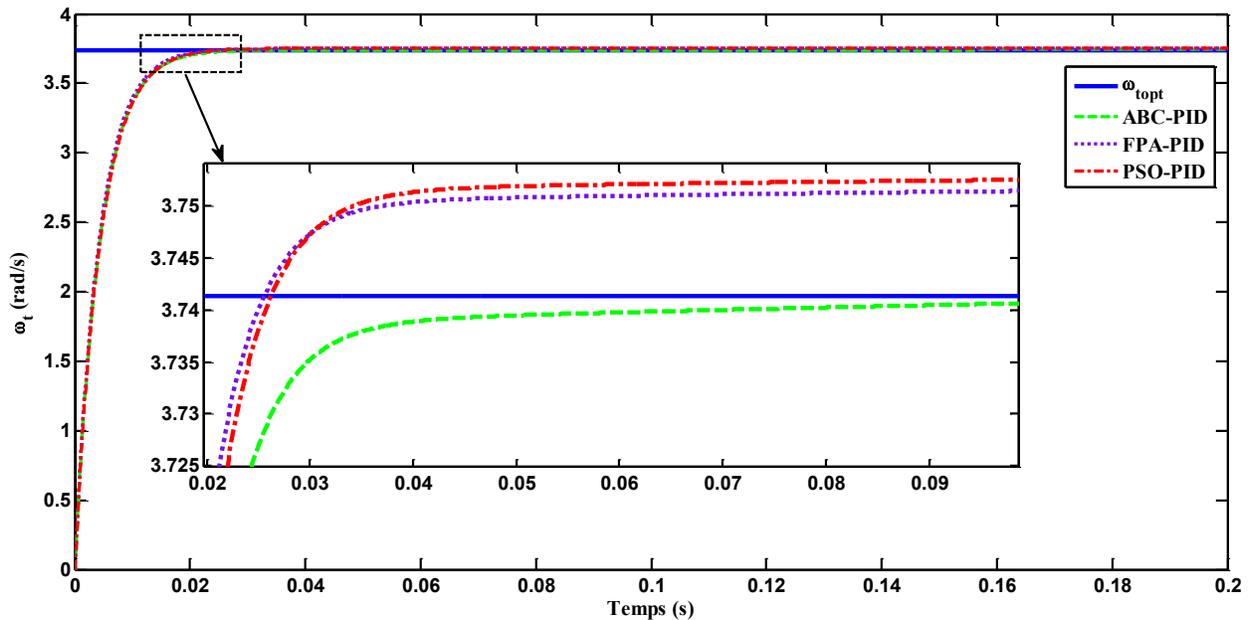


Figure 2.9 Réponse de la vitesse de l'éolienne au profil de vent de base pour les approches de réglage artificielle.

Les résultats de comparaison présentés dans la figure 2.10 et le tableau 2.2 montrent les performances supérieures du  $PI^\alpha D^\mu$  et des contrôleurs PI approximés par rapport aux contrôleurs ABC-PID en termes de fonctions objectives utilisées et de caractéristiques des performances transitoires de la boucle fermée (temps de montée, temps de réponse, dépassement).

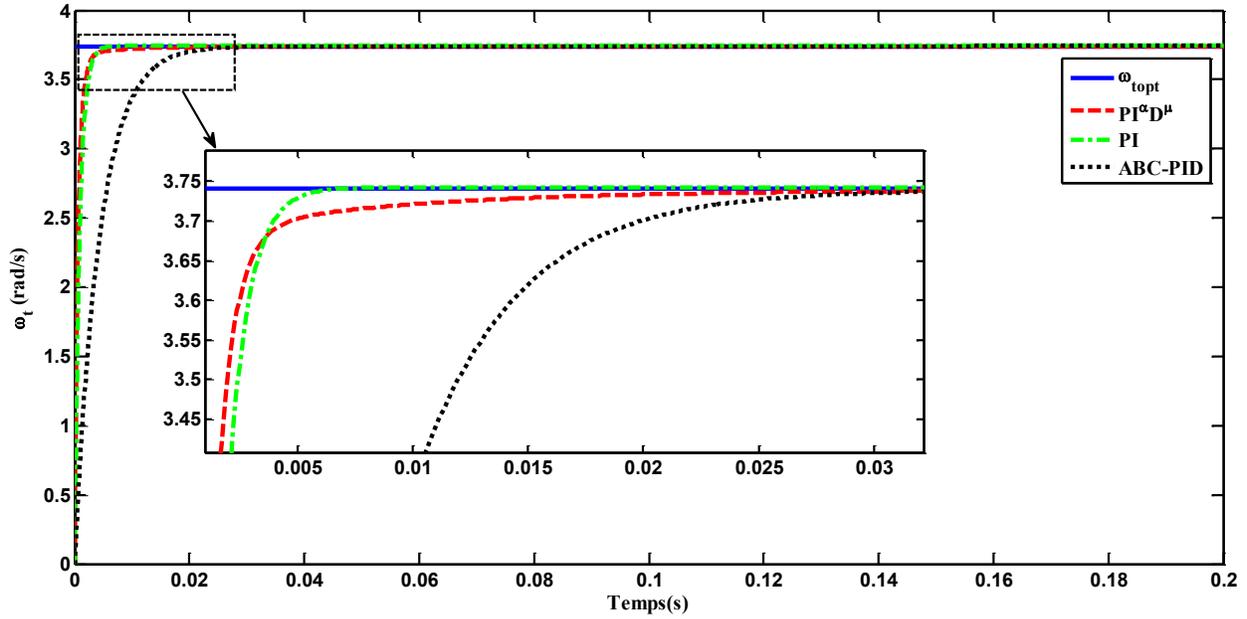


Figure 2.10 Réponse de la vitesse de l'éolienne au profil de vent constant pour le  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.

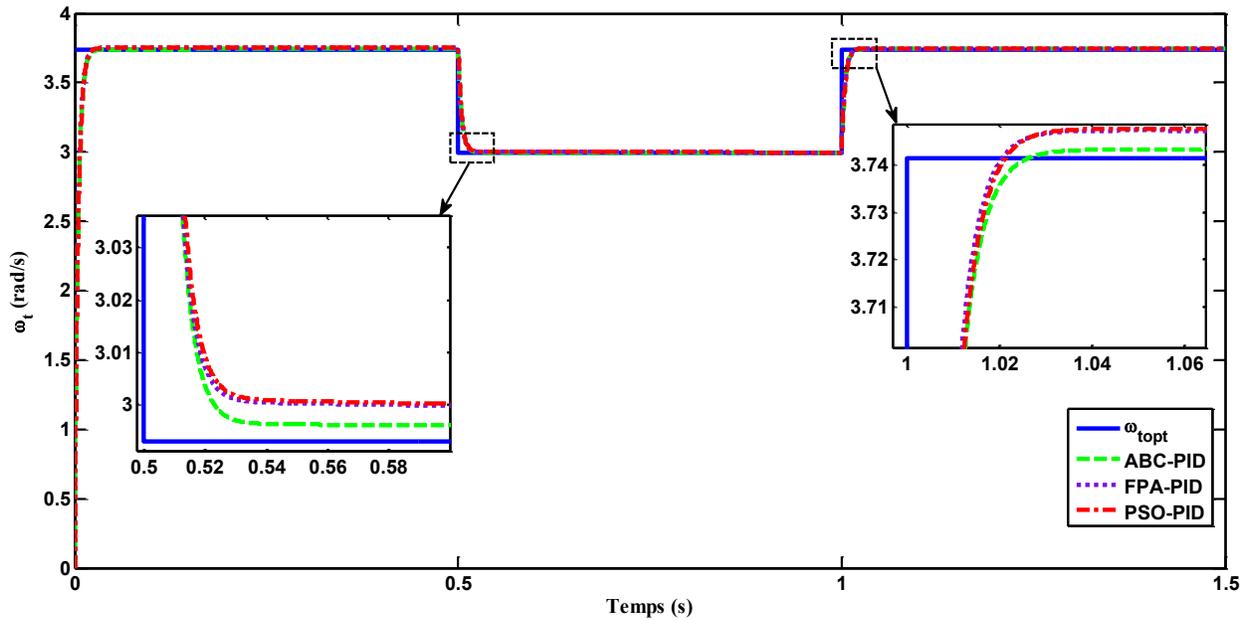


Figure 2.11 Réponse de la vitesse de l'éolienne aux changements progressifs de la vitesse du vent pour les approches de réglage artificielle.

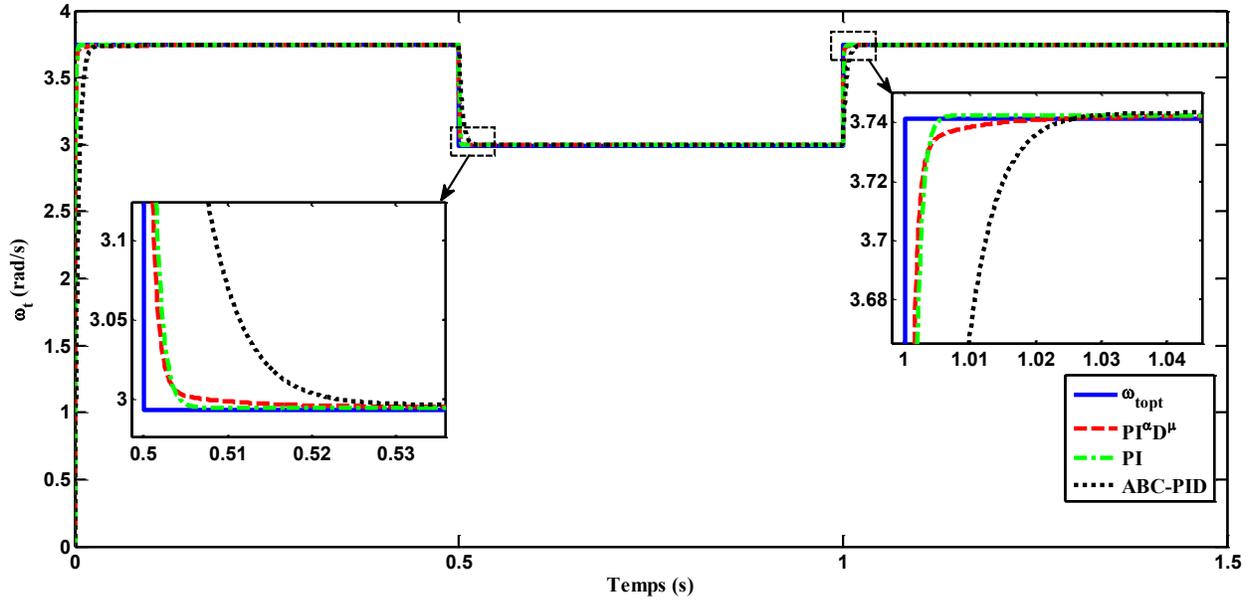


Figure 2.12 Réponse de la vitesse de l'éolienne aux changements progressifs de la vitesse du vent pour le  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.

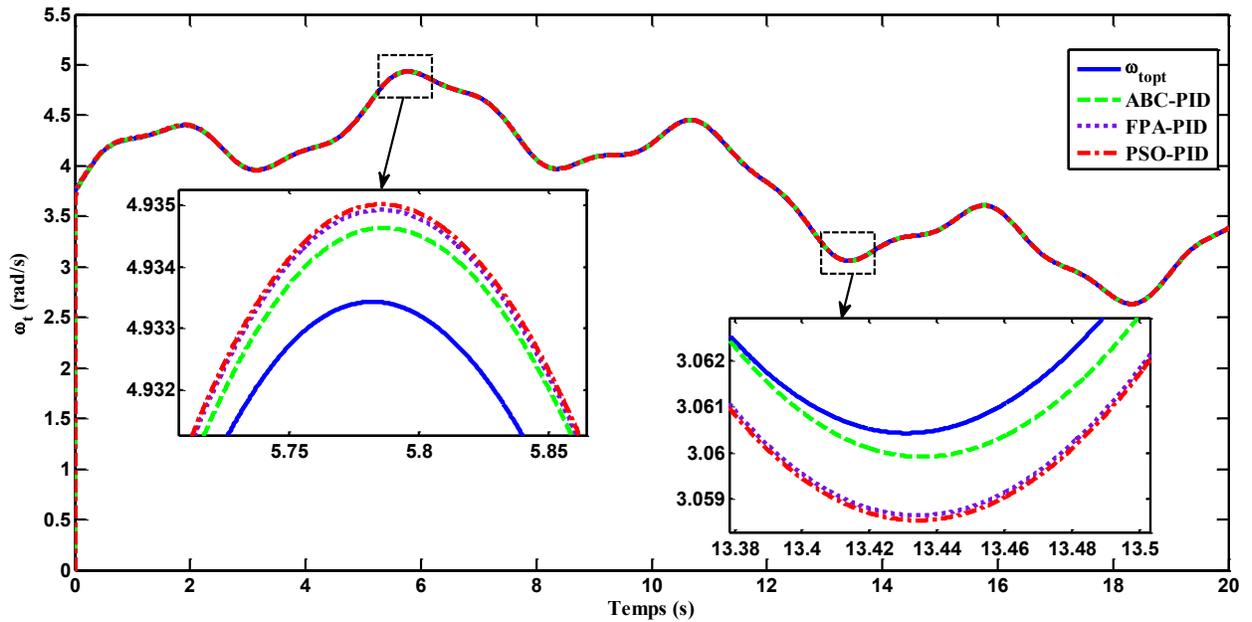


Figure 2.13 Réponse de la vitesse de l'éolienne aux rafales de vent pour les approches de réglage artificielle.

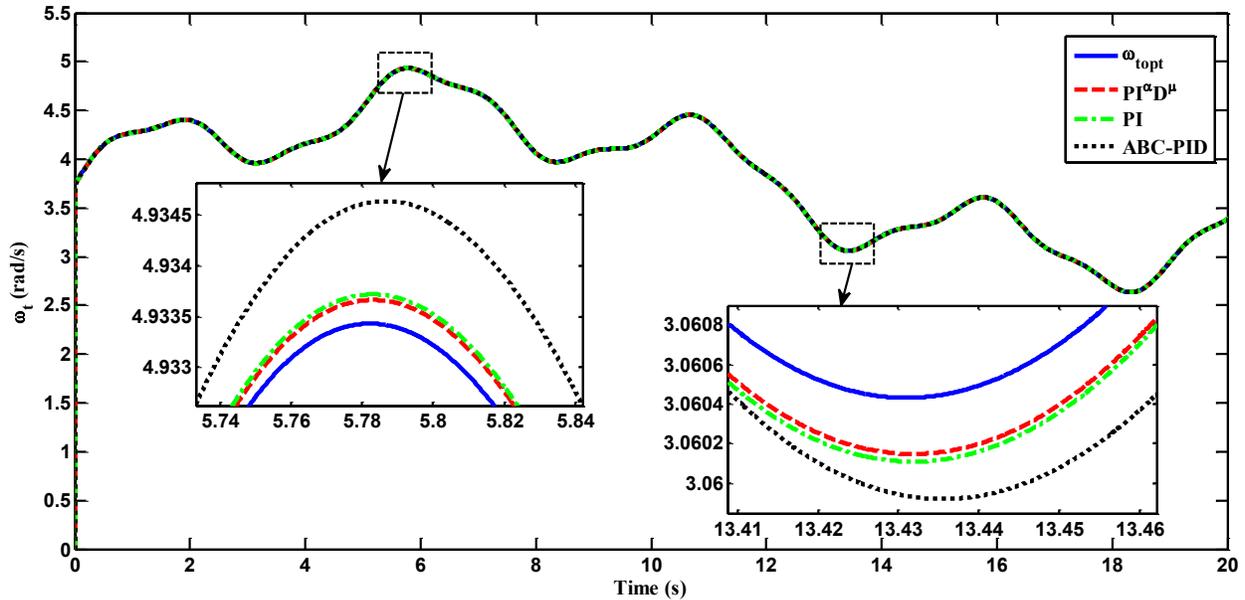


Figure 2.14 Réponse de la vitesse de l'éolienne à une rafale de vent pour le  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  d'ordre fractionnaire, le PI approximé et l'algorithme ABC.

Les approches IA avec les paramètres donnés dans le tableau 2.3 sont évaluées dans différents profils de vent, à savoir : les changements en échelon du vent dans la figure 2.11 et le profil du vent en rafales dans la figure 2.13. Les réponses montrent l'erreur de suivi réduite de l'ABC-PID par rapport aux autres approches IA.

Le contrôleur ABC-PID est évalué le long du  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  et des contrôleurs PI approximés associés au système à deux masses dans le cas de changements de vitesse du vent en échelon illustrés à la figure 2.12 et de rafales du vent à la figure 2.14. Les résultats obtenus confirment les performances supérieures des contrôleurs  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  et PI approximés par rapport à l'approche basée sur ABC-PID dans le suivi efficace de la vitesse optimale de l'éolienne, ce qui donnera une meilleure efficacité de conversion de puissance cumulée à long terme. Le  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  a les meilleures performances globales pour les différents scénarios testés.

Lorsque les incertitudes des paramètres du système sont prises en compte et modifiées séparément de  $\pm 50\%$  de leurs valeurs nominales, la modification résultante des performances transitoires en boucle fermée est minimale (voir tableau 2.4). La performance du  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  reste pratiquement inchangée en présence d'incertitudes ce qui représente le meilleur résultat de ce test de robustesse comme on peut le constater dans le tableau 2.4.

## 2.7 Conclusion

Une approche analytique de conception de contrôleur  $PI^\alpha D^\mu$  d'ordre fractionnaire a été appliquée pour commander la vitesse d'un système d'éolienne à deux masses. La conception d'une stratégie de commande de vitesse appropriée de l'éolienne atténue les effets de la turbulence du vent et du dépassement élevé et permet de meilleures performances transitoires. Les résultats de simulation utilisant divers profils du vent montrent les meilleures performances de l'algorithme de réglage ABC du contrôleur PID en termes de temps de convergence et de valeur d'indice de performance par rapport à d'autres techniques de réglage de l'intelligence computationnelle. L'approche de conception d'ordre fractionnaire donne les meilleurs résultats par rapport aux autres techniques de réglage étudiées en termes de robustesse et d'indices d'évaluation de performances multiples.

Tableau 2.1 Paramètres du système éolien à deux masse.

Densité de l'air	$\rho = 1.29 \text{ kg} / \text{m}^3$ .
Rayon des pales	$R = 21.65 \text{ m}$ .
Rapport de transmission	$n_g = 43.165$ .
Inertie de la turbine	$J_t = 3.25 * 10^5 \text{ kg.m}^2$ .
Inertie du générateur	$J_g = 34.4 \text{ kg.m}^2$ .
Amortissement externe de l'éolienne	$K_t = 0$ .
Amortissement externe du générateur	$K_g = 0$ .
Coefficient d'amortissement de l'arbre lent	$K_{ls} = 2.691 * 10^5 \text{ Nm} / \text{rad}$ .
Rigidité de l'arbre lent	$B_{ls} = 9500 \text{ Nm} / \text{rad} / \text{s}$ .
Coefficients de couple électromagnétique	$K_1 = 0.1082$ $K_2 = 0.2147$

Tableau 2.2 Résultats d'études comparatives pour les différents contrôleurs obtenus avec diverses techniques de réglage.

	PSO-PID				FPA-PID				ABC-PID			
	IAE	ISE	ITAE	ITSE	IAE	ISE	ITAE	ITSE	IAE	ISE	ITAE	ITSE
$K_p$	10e7	10e7	10e7	9.561e7	10e7	10e7	10e7	10e7	9.389e7	9.9784e7	9.399e7	9.7062e7
$K_i$	10e3	10e7	10e3	9.975e7	10e3	10e7	10e3	10e7	9.2616e6	5.54e7	9.053e5	2.552e7
$K_d$	0	10e2	0	9.907e2	0	10e2	0	10e2	136.7528	273.421	233.379	83.8214
$\alpha$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\mu$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Temps de réponse $t_s$ (s)	0.0131	0.0127	0.0131	0.0132	0.0131	0.0127	0.0131	0.0127	0.014	0.0129	0.014	0.0134
Dépassement $M_p$ (%)	7.79e-7	0.2056	7.79e-7	0.2228	7.9e-7	0.2056	7.9e-7	0.2056	9.8e-3	0.1205	8.7e-5	0.0488
Temps de montée $t_r$ (s)	7.2e-3	7.1e-3	7.2e-3	7.5e-3	7.2e-3	7.1e-3	7.2e-3	7.1e-3	7.6e-3	7.2e-3	7.6e-3	7.4e-3
Fonction objective	4.4223	2.176	4.4e-3	6.31e-6	4.4223	2.176	4.4e-3	5.777e-6	5.7352	2.1825	4.8e-3	5.196e-6
Temps de calcul	156.62	157.12	157.47	164.46	160.87	162.23	161.61	170.28	3.165	3.45	3.39	3.40
	PI <sup><math>\alpha</math></sup> D <sup><math>\mu</math></sup>				PI							
	IAE	ISE	ITAE	ITSE	IAE	ISE	ITAE	ITSE				
$K_p$	-1.344e6				4.768e8							
$K_i$	4.781e8				3.364e8							
$K_d$	3.364e8				0.0							
$\alpha$	0.0553				0							
$\mu$	-1.023				-1							
Temps de réponse $t_s$ (s)	2.2e-3				2.8e-3							
Dépassement $M_p$ (%)	0.028				0.0318							
Temps de montée $t_r$ (s)	1.2e-3				1.6e-3							
Fonction objective	1.3e-3	2.6e-4	1.1e-3	2.33e-7	1.3e-3	3.4e-4	9.6e-4	2.551e-7				
Temps de calcul	-	-	-	-	-	-	-	-				

Tableau 2.3 Paramètres des techniques de réglage des contrôleurs  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  et PID étudiés.

Paramètres de réglage du contrôleur PID d'ordre fractionnaire	
Fréquence de coupure	$\omega_u = 1000rad / s$
Marge de phase	$\varphi_m = 85^{\circ}$
Paramètres des approches de l'intelligence computationnelle	
Optimisation par essaim de particules (PSO)	
Taille de l'essaim	50
Itérations	50
$C_1$	1.5
$C_2$	2.0
Colonie artificielle d'abeilles (ABC)	
Nombre d'agents	50
Itérations	50
Algorithme de pollinisation des fleurs (FPA)	
Taille de la population	50
Itérations	50
Probabilité switch $p$	0.8

Tableau 2.4 Effet des incertitudes des paramètres du système sur les performances du contrôleur.

Contrôleur	Temps de réponse $t_s$ (s)	Dépassement $M_p$ (%)	Temps de montée $t_r$ (s)	Temps de réponse $t_s$ (s)	Dépassement $M_p$ (%)	Temps de montée $t_r$ (s)	Temps de réponse $t_s$ (s)	Dépassement $M_p$ (%)	Temps de montée $t_r$ (s)
	+50% $B_s$			+50% $K_s$			+50% $J_t$		
$PI^{\alpha}D^{\mu}$	0.0022	0.0285	0.0012	0.0022	0.028	0.0012	0.0033	0.0390	0.0017
PI	0.0027	0.0335	0.0015	0.0027	0.0318	0.0015	0.0040	0.0480	0.0022
ABC-PID	0.0137	0.0547	0.0074	0.0134	0.0488	0.0074	0.0201	0.0715	0.0111
FPA-PID	0.0128	0.2281	0.0072	0.0127	0.2053	0.0071	0.0186	0.3198	0.0107
PSO-PID	0.0134	0.2468	0.0075	0.0132	0.2225	0.0075	0.0194	0.3482	0.0111
	-50% $B_s$			-50% $K_s$			-50% $J_t$		
$PI^{\alpha}D^{\mu}$	0.0022	0.0233	0.0012	0.0022	0.028	0.0012	0.0012	0.015	0.0006
PI	0.0027	0.0269	0.0015	0.0027	0.0319	0.0015	0.0013	0.0170	0.00075
ABC-PID	0.0132	0.0368	0.0074	0.0134	0.0488	0.0074	0.0068	0.0271	0.0056
FPA-PID	0.0125	0.1940	0.0071	0.0127	0.2058	0.0071	0.0065	0.1054	0.0036
PSO-PID	0.0130	0.2150	0.0074	0.0132	0.2230	0.0075	0.0068	0.1135	0.0038

# II

## **Commande d'un système éolien à vitesse et angle de calage des pales variables à base de GSAP**

# **Chapitre 3**

## **Modélisation et commande du convertisseur côté générateur**

### 3.1 Introduction

Les principaux modèles de production d'énergie éolienne à vitesse et angle de calage des pales variable comprennent un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) et un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP). Comparé au GADA, le GSAP présente de nombreuses caractéristiques supérieures telles que des performances plus efficaces, fonctionnement sans multiplicateur de vitesse, une plus grande fiabilité, rendement élevé, une faible maintenance, moins de bruit et une plage de commande de vitesse plus large et devient progressivement le premier choix [48]. Cependant, la vitesse du vent n'est pas constante et la puissance de sortie des éoliennes est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, ce qui fait fluctuer la puissance générée de l'éolienne basée sur le GSAP.

Par conséquent, certaines mesures doivent être prises pour s'assurer que la puissance de sortie du système de production d'énergie éolienne reste la même lorsque la vitesse du vent change. Du point de vue de la capture de l'énergie éolienne autant que possible, la vitesse de rotation de l'éolienne doit être commandée pour qu'elle suive le rapport de vitesse spécifique optimal lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale. En raison de l'existence de la limite de vitesse et de la limite de puissance, lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale du vent, l'angle de calage doit être ajusté pour limiter la capture de puissance de l'éolienne [49].

L'utilisation appropriée des systèmes de commande sur l'éolienne à vitesse et angle de calage des pales variables basée sur le GSAP peut permettre une meilleure adéquation en ce qui concerne la diminution des pertes de profit. La capture de puissance maximale est d'une extrême importance pour les éoliennes modernes et un système de commande approprié est indispensable pour réduire les pertes de profit. Un système de commande de l'angle de calage est le plus adapté pour réguler la puissance captée par le rotor en raison des différentes positions des pales données par l'angle de calage, influençant le niveau de puissance captée. Le système de commande d'une éolienne doit tenir compte du fait que l'éolienne est entraînée par l'énergie du vent qui est une entrée incontrôlée et présente une dynamique non linéaire. Ainsi, la conception d'une stratégie de commande pour une éolienne doit considérer une série d'aspects importants tels que la vitesse du vent, les composants de l'éolienne, l'influence de la vitesse du vent sur ces composants et les performances que le système en boucle fermée doit avoir [50].

Le contrôleur d'ordre entier est adapté pour traiter des systèmes dont le comportement est décrit par des équations différentielles d'ordre entier. Cependant, ces dernières années, la commande d'ordre fractionnaire a attiré l'attention de la communauté scientifique en raison de sa capacité à améliorer le comportement dynamique des systèmes en boucle fermée. Le contrôleur intégral proportionnel d'ordre fractionnaire tire parti du contrôleur intégral proportionnel d'ordre entier en raison de l'introduction d'un paramètre de réglage supplémentaire, l'ordre fractionnaire intégral, offrant un potentiel supplémentaire aux spécifications de conception afin d'obtenir de meilleures performances. Ce chapitre présente une commande d'éolienne à vitesse et angle de calage des pales variables basée sur GSAP (commande MPPT, commande de l'angle de calage des pales et commande vectorielle à flux orienté de la GSAP) utilisant des contrôleurs d'ordre entier et d'ordre fractionnaire.

### 3.2 Aérodynamique de l'éolienne

#### 3.2.1 Concepts généraux d'aérodynamique

Le flux d'air sur un profil aérodynamique produit une répartition des forces sur la surface du profil aérodynamique. La vitesse d'écoulement sur les profils aérodynamiques augmente sur la surface convexe, ce qui entraîne une pression moyenne plus faible du côté (aspiration) du profil aérodynamique par rapport au côté concave ou (pression) du profil aérodynamique. Pendant ce temps, le frottement visqueux entre l'air et la surface du profil aérodynamique ralentit le flux d'air dans une certaine mesure à côté de la surface.

Comme le montre la figure 3.1, la résultante de toutes ces forces de pression et de frottement est généralement décomposée en deux forces et un moment qui agissent le long de la corde (la longueur du profil aérodynamique) à une distance de  $\frac{c}{4}$  du bord d'attaque [51] :

- Force de poussée ( $F_l$ ) : définie comme étant perpendiculaire à la direction du flux d'air venant en sens inverse. La force de poussée est une conséquence de la pression inégale sur les surfaces supérieure et inférieure du profil aérodynamique.
- Force de traînée ( $F_d$ ) : définie pour être parallèle à la direction du flux d'air venant en sens inverse. La force de traînée est due à la fois aux forces de frottement visqueux à la surface

du profil aérodynamique et à une pression inégale sur les surfaces du profil aérodynamique tournées vers et à l'opposé du flux venant en sens inverse.

- Moment de calage ( $M$ ) : défini comme étant autour d'un axe perpendiculaire à la section transversale du profil aérodynamique.

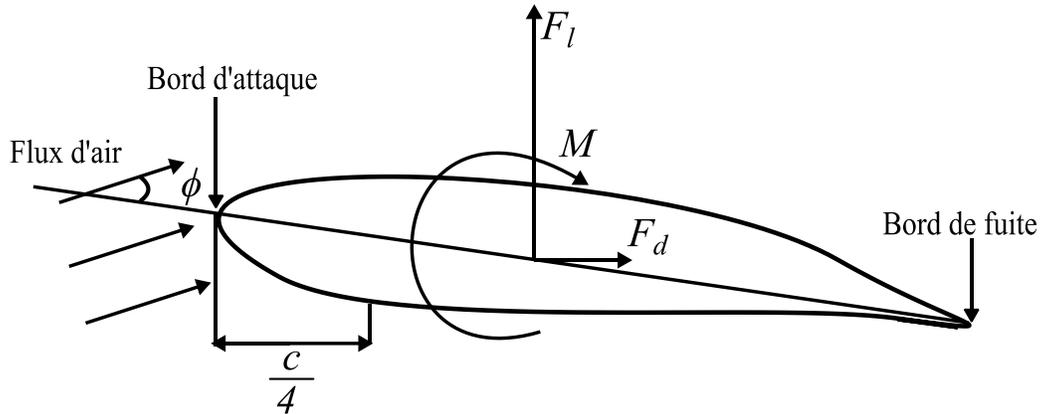


Figure 3.1 Forces et moments sur une section de profil aérodynamique

Les coefficients de force et de moment pour l'écoulement autour d'objets bidimensionnels sont généralement désignés par un indice minuscule, comme dans  $C_l$  pour le coefficient de portance bidimensionnelle.

Le coefficient de portance bidimensionnel est défini comme suit :

$$C_l = \frac{F_l}{0.5\rho V^2 Ac} \quad (28)$$

Le coefficient de traînée bidimensionnelle est défini comme suit :

$$C_d = \frac{F_d}{0.5\rho V^2 Ac} \quad (29)$$

Et le coefficient de moment de calage est :

$$C_m = \frac{M}{0.5\rho V^2 Ac} \quad (30)$$

où  $\rho$  est la densité de l'air,  $V$  est la vitesse du flux d'air non perturbé,  $A$  est la surface projetée du profil aérodynamique (corde  $\times$  envergure),  $c$  est la longueur de la corde du profil aérodynamique.

### 3.2.2 Modèle aérodynamique de la turbine

Le modèle aérodynamique (ou modèle de rotor d'éolienne), donne un effet de couplage entre la vitesse du vent entrant et le couple mécanique (puissance) produit par le rotor de l'éolienne. Pour les éoliennes à vitesse et angle de calage des pales variables, le modèle aérodynamique donne également un couplage entre l'angle des pales et le couple [39]. Le modèle aérodynamique de l'éolienne est le même étudié dans le chapitre précédent.

### 3.3 Modèle à simple masse de l'arbre de transmission mécanique

Si un arbre lent parfaitement rigide est supposé, alors le modèle de transmission à deux masses qui a été représenté au chapitre II se réduit à un modèle de transmission à une masse comme le montre la figure 3.2.

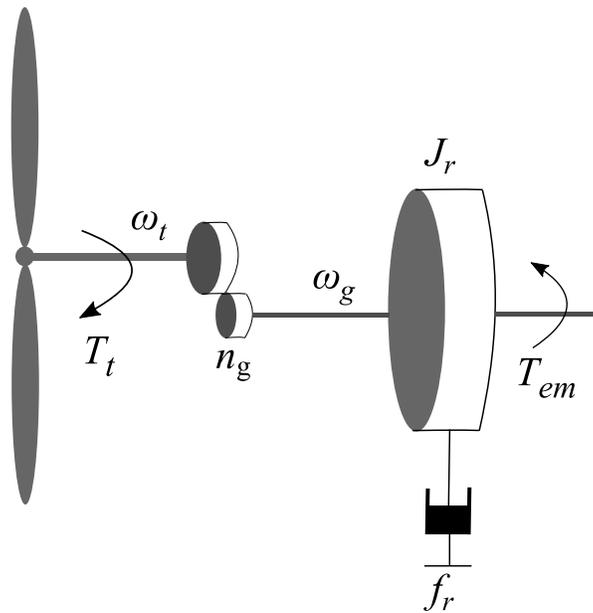


Figure 3.2 Transmission mécanique à une seule masse.

Le modèle à simple masse de l'arbre de transmission mécanique peut alors être décrit par l'équation de mouvement :

$$J_r \frac{d\omega_m}{dt} = T_t - f_r \omega_m - T_{em} \quad (31)$$

où  $f_r$  est le coefficient de frottement du système de rotation,  $J_r$  est l'inertie totale du système de rotation et  $\omega_m$  est la vitesse mécanique du rotor (avec un multiplicateur de vitesse  $n_g$  égale à un  $\omega_m = \omega_t = \omega_g$ ).

#### 3.4 Modélisation de l'actionneur de calage

Le système d'orientation des pales est généralement appliqué pour limiter la puissance de sortie de la turbine. L'actionneur peut ajuster la rotation des pales autour des axes longitudinaux. Des dispositifs hydrauliques ou électromécaniques sont largement utilisés pour l'actionneur de calage dans les vitesses de vent élevées.

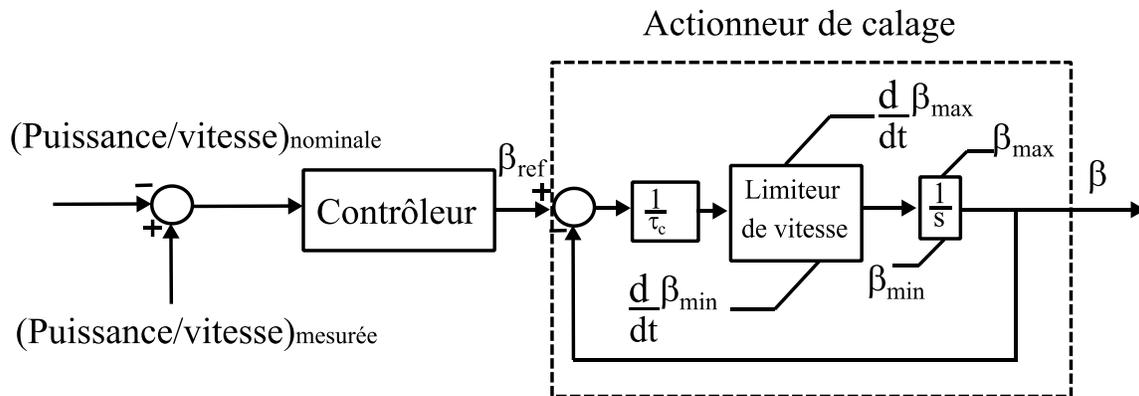


Figure 3.3 Système d'orientation de l'angle de calage des pales.

L'actionneur de calage des pales est un servomécanisme qui entraîne généralement en rotation toutes les pales ou une partie d'entre elles. Dans la boucle fermée, le servo de calage des pales est modélisé comme un intégrateur ou un système à retard du premier ordre avec une constante de temps ( $\tau_c$ ). Le comportement dynamique du servo de calage des pales est exprimé par [52] :

$$\frac{d\beta}{dt} = -\frac{1}{\tau_c} \beta + \frac{1}{\tau_c} \beta_{ref} \quad (32)$$

$$\frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{\tau_c s + 1} \quad (33)$$

qui fait l'objet de

$$\beta_{\min} \leq \beta \leq \beta_{\max} \quad (33)$$
$$\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\max}$$

où  $\beta_{\min}$  et  $\beta_{\max}$  sont respectivement les angles de calage minimum et maximum.

Le schéma de principe du système d'orientation des pales typique est représenté sur la figure 3.3, dans laquelle le servo de calage des pales est inclus. La réponse de la commande de l'angle de calage des pales dépend de la constante du temps de l'actionneur de calage, qui est normalement comprise entre 0.2 et 0.25s [53]. De plus, le limiteur de vitesse de calage représente une réponse réaliste du servo de calage. Comme le taux de calage ( $d\beta/dt$ ) est plus rapide, les performances transitoires sont meilleures. Typiquement, le  $\beta$  varie de  $-2$  à  $30$  degrés et varie à la vitesse maximale de  $\pm 10^\circ\text{s}^{-1}$  [54]. Ainsi, le taux de variation et la plage variable de l'angle de calage ont des effets considérables sur les performances de la régulation de puissance. Pour diminuer les risques d'endommagement par fatigue, ces limites ne sont pas atteintes lors du fonctionnement normal de l'éolienne. Le contrôleur d'angle de calage des pales sera détaillé.

### 3.5 Modélisation du générateur synchrone à aimant permanent

Le générateur synchrone à aimant permanent GSAP joue un rôle clé dans les systèmes de production d'énergie éolienne à entraînement direct pour transformer la puissance mécanique en puissance électrique. Dans ce chapitre, le modèle mathématique d'un GSAP à la fois dans le cadre de référence triphasé naturel abc et dans le cadre de référence  $dq$  sera développé, et l'analyse de la puissance et du couple des GSAP sera également donnée [55].

#### 3.5.1 Modélisation du GSAP dans le référentiel triphasé abc

Avant de développer le modèle mathématique du GSAP, plusieurs hypothèses importantes doivent être faites

- Les effets de saturation magnétique sont négligés.
- Les courants de Foucault et les pertes par hystérésis sont négligés.
- La force électromotrice (FEM) induite dans les enroulements du stator est sinusoïdale.

La relation dans l'espace d'état entre les tensions aux bornes du GSAP et les flux de phase dues aux aimants permanents et aux courants de stator peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} \quad (34)$$

où  $v_{as}$ ,  $v_{bs}$  et  $v_{cs}$  sont les tensions triphasées du stator, et  $i_{as}$ ,  $i_{bs}$ , et  $i_{cs}$  sont les courants triphasés du stator.  $R_s$  est la résistance de l'enroulement du stator par phase.  $\phi_{as}$ ,  $\phi_{bs}$  et  $\phi_{cs}$  sont les flux induits par les courants alternatifs triphasés et les aimants permanents, qui peuvent être exprimées sous forme développée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_r \cos(\theta_r) \\ \phi_r \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \phi_r \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (35)$$

où  $L_{aa}$ ,  $L_{bb}$  et  $L_{cc}$  sont les inductances propres des trois phases a, b et c, et  $L_{ab}$ ,  $L_{ac}$ ,  $L_{ba}$ ,  $L_{bc}$ ,  $L_{ca}$  et  $L_{cb}$  sont les inductances mutuelles entre ces phases, tandis que  $\phi_r$ , est le flux du rotor causé par l'aimant permanent. Les inductances propres et mutuelles sont toutes fonctions de  $\theta_r$ .

### 3.5.2 Modélisation du GSAP dans le référentiel biphasé des axes $d$ - $q$

La transformation de Park  $dq0$  est une transformation mathématique qui vise à simplifier l'analyse des modèles de machines synchrones, et a été introduite pour la première fois par R. H. Park en 1929 [42]. Dans les systèmes triphasés comme les GSAP, les grandeurs de phase qui comprennent les tensions de stator, les courants de stator et les flux, sont des grandeurs variant dans le temps. En appliquant la transformation de Park, qui est essentiellement la projection des quantités de phase sur un référentiel rotatif à deux axes. La transformation abc en  $dq0$  peut être exprimée sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_r) & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (36)$$

La transformation inverse de Park est :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & -\sin(\theta_r) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (37)$$

Dans les expressions (36) et (37),  $u_{abc}$  et  $u_{dq0}$  peuvent représenter les tensions statoriques, les courants statoriques ou les flux des machines à courant alternatif, respectivement. Considérant que dans des conditions équilibrées,  $u_0=0$ , la fonction de tension du GSAP dans le référentiel d'axes  $d$ - $q$  peut être exprimée comme suit :

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_e L_q i_{qs} \quad (38)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_e L_d i_{ds} + \omega_e \phi_r \quad (39)$$

où  $v_{ds}$  et  $v_{qs}$  sont les tensions statoriques instantanées dans le référentiel d'axes  $dq$ ,  $i_{ds}$  et  $i_{qs}$  sont les courants statoriques instantanés dans le référentiel d'axes  $dq$ .  $L_d$  et  $L_q$  sont les inductances d'axe  $d$  et d'axe  $q$ , et  $\omega_e$  est la vitesse angulaire électrique du rotor. Selon les expressions (38) et (39), les circuits équivalents du GSAP dans le référentiel d'axes  $d$ - $q$  peuvent être dessinés comme indiqué sur la figure 3.4 :

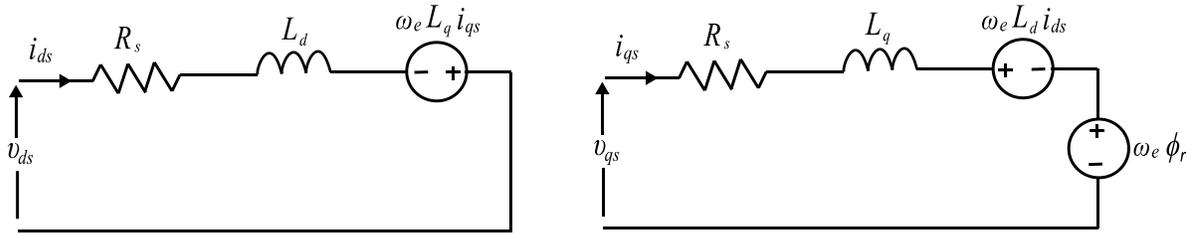


Figure 3.4 Le circuit équivalent dans le référentiel d'axes  $d$ - $q$  d'un GSAP.

La puissance active de la GSAP peut être exprimée comme suit :

$$P_{em} = \frac{3}{2} \omega_e (\phi_d i_{qs} - \phi_q i_{ds}) \quad (40)$$

où  $\phi_d$  et  $\phi_q$  sont les flux d'axes  $dq$  ( $\phi_d = \phi_q = \phi_r$ ).

Le couple électromagnétique développé par un GSAP peut être déduit comme suit :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \left( \phi_r i_{qs} + (L_d - L_q) i_{qs} i_{ds} \right) \quad (41)$$

où P est le nombre de paires de pôles.

Si le GSAP est supposé être une machine montée en surface (qui est appliquée dans le système d'étude de cas de cette thèse) où  $L_d = L_q$ , le couple électromagnétique du générateur résulte uniquement du flux de l'aimant permanent et de la composante  $q$  du courant statorique :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \phi_r i_{qs} \quad (42)$$

### 3.6 Modèle mathématique de convertisseurs dos à dos à deux niveaux

Le convertisseur dos à dos (pleine capacité) extrait l'énergie du générateur et la transmet au réseau électrique. Les convertisseurs peuvent être des systèmes monophasés ou triphasés et ils peuvent fonctionner en mode redresseur ou en mode onduleur. La figure 3.5 illustre le circuit simplifié d'un convertisseur de puissance dos à dos à source de tension à deux niveaux [56].

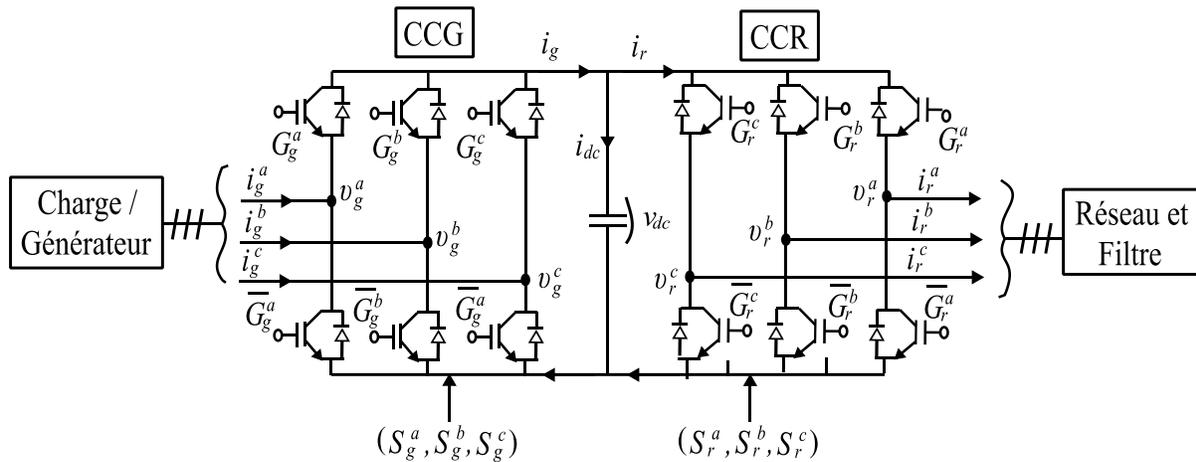


Figure 3.5 Convertisseur dos à dos à deux niveaux de tension.

Ce n'est pas difficile à trouver, le signal de grille de  $G_y^x$  doit être complémentaire de celui de  $\bar{G}_y^x$ , c'est-à-dire que lorsque  $G_y^x=1$  (fermé),  $\bar{G}_y^x$  doit être ouvert ( $\bar{G}_y^x=0$ ), où,  $x \in \{a, b, c\}$ , représentant les phases, et,  $y \in \{g, r\}$ , indiquant le côté générateur ( $g$ ) ou le côté réseau ( $r$ ). L'état de commutation  $S_y^x$  est défini pour le convertisseur de puissance à source de tension à deux niveaux, comme suit :

$$S_y^x = \begin{cases} 1(P) \text{ si } : G_x^y = 1 \wedge \overline{G}_x^y = 0, \\ 1(N) \text{ si } : G_x^y = 0 \wedge \overline{G}_x^y = 1. \end{cases} \quad (43)$$

Le vecteur de commutation de  $S_y^{abc}$  ne peut être choisi que parmi les 8 états de commutation admissibles  $U_8 = \{NNN, NNP, \dots, PPN, PPP\}$ . Le vecteur tension par rapport au neutre (n) de la charge/source  $v_y^{abc}$  peut être modélisée en fonction de la tension du bus continu  $V_{dc}$  et du vecteur de commutation correspondant  $S_y^{abc}$ . Pour un comportement de commutation idéal des interrupteurs de puissance de la figure 3.5, ce qui suit est valable :

$$\begin{bmatrix} v_y^{an} \\ v_y^{bn} \\ v_y^{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_y^a \\ S_y^b \\ S_y^c \end{bmatrix} \quad (44)$$

Les tensions composées sont donc :

$$\begin{bmatrix} v_y^{ab} \\ v_y^{bc} \\ v_y^{ca} \end{bmatrix} = V_{dc} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_y^a \\ S_y^b \\ S_y^c \end{bmatrix} \quad (45)$$

Compte tenu du flux de courant de bus continu du convertisseur dos-à-dos à deux niveaux (voir figure 3.5), la dynamique du bus continu peut être modélisée comme suit :

$$\frac{dV_{dc}(t)}{dt} = \frac{1}{C} i_{dc}(t) = \frac{1}{C} [i_g(t) - i_r(t)] \quad (46)$$

où  $i_{dc}(t)$ ,  $i_g(t)$  et  $i_r(t)$  sont le courant qui traverse le bus continu, le courant d'entrée de bus continu (côté générateur) et le courant de sortie du bus continu (côté réseau), respectivement.

Dans ce travail, le convertisseur dos-à-dos à deux niveaux est commandé par la stratégie de modulation par largeur d'impulsion (PWM).

### 3.7 Modes de fonctionnement

L'éolienne à vitesse et angle de calage des pales variable peut fonctionner dans quatre modes de fonctionnement distincts en fonction de la vitesse du vent disponible et de la quantité de puissance de sortie nécessaire du système d'éolienne, comme le montre la figure 3.6.

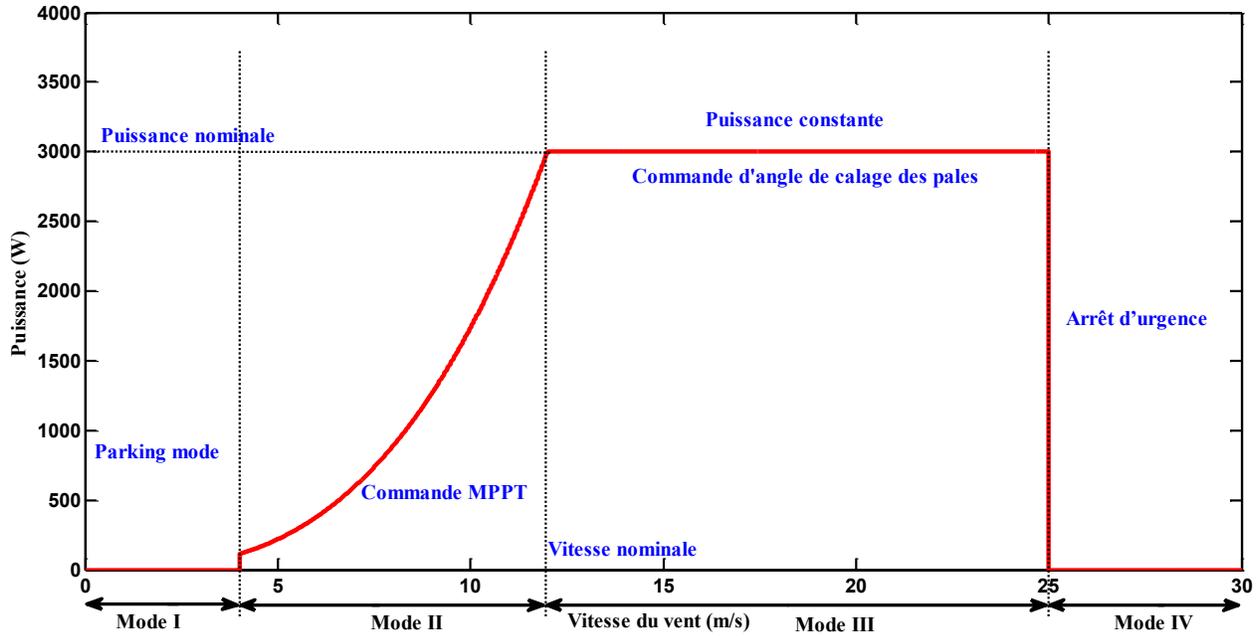


Figure 3.6 Puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.

1. Mode de stationnement (parking mode) : lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage qui est 4m/s dans ce système, l'éolienne ne tournera pas mais restera en état de stationnement en raison du fait que l'énergie électrique générée par le système GSAP est insuffisante pour compenser les pertes de puissance internes de ce système. Ainsi, l'éolienne est maintenue en mode parking par un frein mécanique.
2. Mode MPPT : lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse de démarrage, le système éolien se met en marche et génère de l'énergie électrique. Parce que la vitesse du vent est dans une plage relativement faible en mode MPPT, la puissance capturée par l'éolienne est inférieure à sa valeur nominale (3 kW dans notre cas), la commande MPPT doit être appliqué pour assurer une efficacité maximale de capture de puissance. Le mode MPPT se termine lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale du vent, 12m/s, pour ce cas d'étude.
3. Mode de puissance constante : lorsque la vitesse du vent devient supérieure à la valeur nominale, la puissance générée par le système sera supérieure à sa puissance nominale si la commande MPPT est toujours appliqué. Cela augmentera la contrainte électrique sur le GSAP et les dispositifs de traitement de puissance, et les endommagerait de plus. Par conséquent, l'angle des pales de l'éolienne doit être correctement commandé dans la plage

du vent fort pour maintenir le système en fonctionnement dans sa condition de puissance nominale. Comme son nom l'indique, il s'agit d'une région à puissance constante.

4. Mode d'arrêt : lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse de coupure 25m/s, la commande de l'angle de calage (pour réduire la puissance d'entrée) n'est pas suffisant pour maintenir le système en mode de sécurité, alors la turbine sera arrêtée.

### 3.8 Commande du convertisseur côté générateur (CCG)

L'éolienne à vitesse et angle de calage des pales variable basé sur GSAP a la capacité de fonctionner dans une large plage de vitesses. Selon l'intensité du vent, l'éolienne doit être commandée dans les mode II et III de fonctionnement, comme illustré à la figure 3.6

#### 3.8.1 Commande en mode II

##### 3.8.1.1 TSR MPPT technique

La stratégie de commande dans les techniques MPPT est un facteur important pour extraire la puissance maximale des systèmes à vitesse variable en commandant la vitesse du générateur qui est étroitement liée à la vitesse du vent. Il existe de nombreux travaux de littérature traitant des différentes techniques de suivi du point de puissance maximale [57]. Les trois méthodes MPPT les plus largement utilisées sont le rapport spécifique de vitesse (TSR), la perturbation et l'observation (P&O) et la rétroaction du signal de puissance (PSF) [58]. La méthode TSR sera adoptée dans ce travail pour son algorithme simple et sa réponse rapide.

Pendant le mode II de fonctionnement de l'éolienne, la puissance maximale ne peut être produite que lorsque la turbine fonctionne à un maximum de  $C_{popt}$ , qui dépend d'un rapport spécifique optimal de vitesse  $\lambda_{opt}$  ( $\beta$  est maintenu à zéro). Par conséquent, la puissance optimale dans ce mode de fonctionnement est :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{popt} \left( \frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 (\omega_{opt})^3 \quad (47)$$

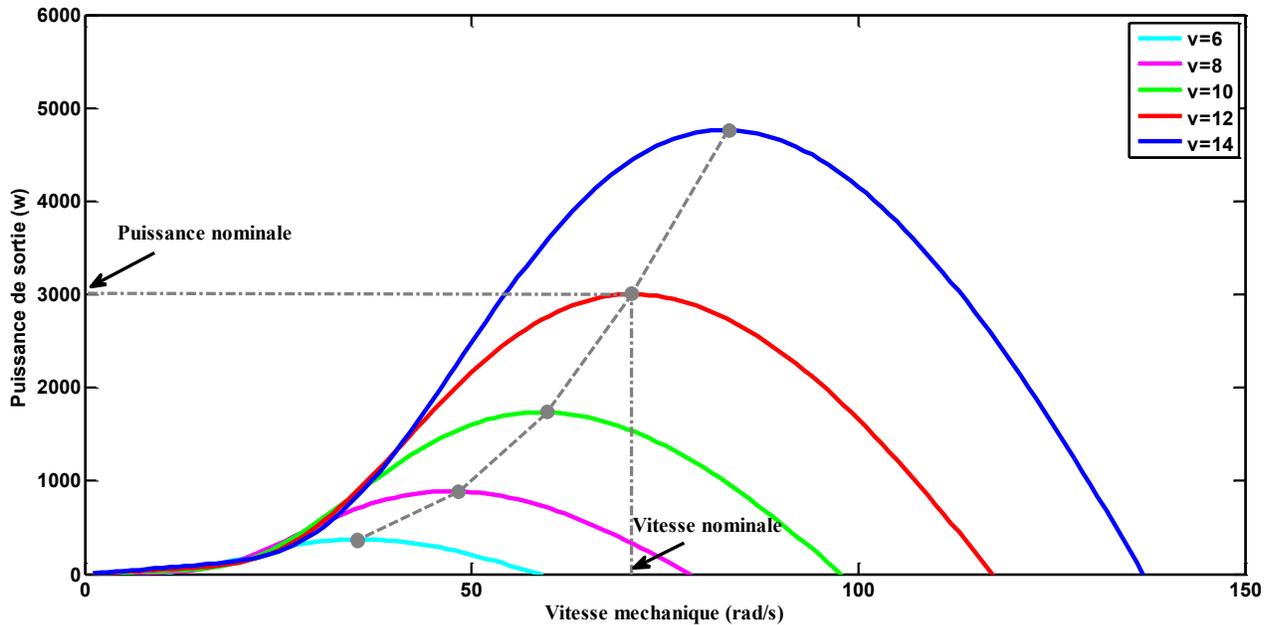


Figure 3.7 Puissance mécanique en fonction de la vitesse mécanique.

À partir de l'équation (47), si l'éolienne fonctionne à une vitesse particulière qui correspond à la vitesse du vent  $v$ , de telle sorte que l'éolienne fonctionnera au point de puissance maximale (comme illustré à la figure 3.7), nous pouvons alors extraire la puissance maximale disponible à partir de la vitesse du vent disponible via l'éolienne.

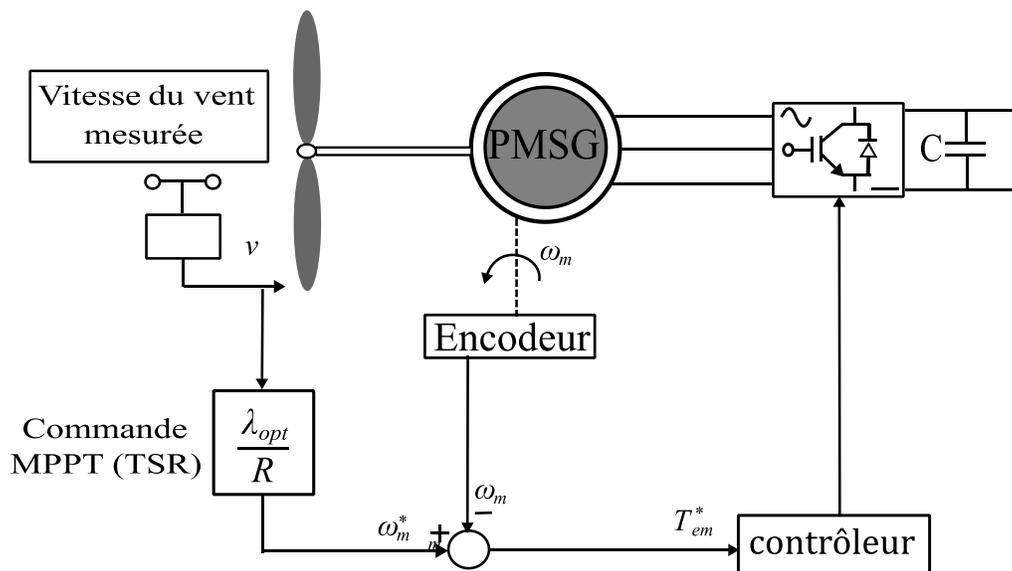


Figure 3.8 Le schéma fonctionnel de la commande MPPT (TSR).

D'après l'équation (4), la commande du rapport spécifique de vitesse  $\lambda$  est en fait la commande de la vitesse du rotor du GSAP. Un schéma simplifié de commande TSR est illustré à la figure 3.8. A partir de cette figure, les informations de vitesse du vent sont captées par un capteur anémomètre et envoyées à un microcontrôleur, à partir duquel la vitesse de référence du GSAP peut être calculée en fonction du rapport spécifique optimal de vitesse  $\lambda_{opt}$  comme suit :

$$\omega_m^* = \omega_m^* = \frac{\lambda_{opt} v}{R} \quad (48)$$

D'après l'analyse ci-dessus, la commande MPPT nécessite (la boucle interne du convertisseur côté générateur) de suivre une référence de vitesse de commande  $\omega_m^*$  avec une dynamique rapide.

#### 3.8.1.2 Commande vectorielle pour le CCG

La commande vectorielle ou la commande par orientation du flux (FOC) a été lancée par F. Blaschke dans les années 1970 [59]. L'approche FOC a été et continue d'être un facteur important dans la commande des machines à courant alternatif, ce qui permet de commander les GSAP aussi facilement que les machines à courant continu. Dans l'approche FOC, les axes  $dq$  tournent à la vitesse angulaire électrique du rotor avec l'axe  $d$  aligné avec la direction du flux du rotor. Ainsi, la composante de courant  $i_{ds}$  produisant le flux, et la composante de courant  $i_{qs}$  produisant le couple, sont le long de l'axe  $d$  et de l'axe  $q$ , respectivement. Ainsi, les courants d'axes  $dq$  peuvent être commandés indépendamment par deux commandes en boucle fermée dans l'approche FOC, qui commandent indirectement la vitesse et le couple des GSAP.

Pour un GSAP montée en surface, les aimants permanents sont placés sur la surface du rotor qui est appliquée dans le système d'étude de cas de cette thèse, les inductances de l'axe  $d$  et de l'axe  $q$  sont égales ( $L_d=L_q$ ). Ainsi, l'expression du couple électromagnétique du générateur peut être simplifiée et réécrite comme suit :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \phi_r i_{qs} \quad (49)$$

Pour obtenir une relation linéaire entre le courant du stator et le couple électromagnétique, le courant de l'axe  $d$  est mis à zéro ( $i_{ds}=0$ ). Avec le flux rotorique  $\phi_r$  constant, il y aura une relation linéaire entre le couple électromagnétique et le courant  $i_{qs}$ , de sorte que le couple électromagnétique peut être facilement commandé en régulant le courant d'axe  $q$ . Le diagramme

de phase pour l'approche FOC est illustré à la figure 3.9, et le schéma de commande du CCG est illustré à la figure 3.10.

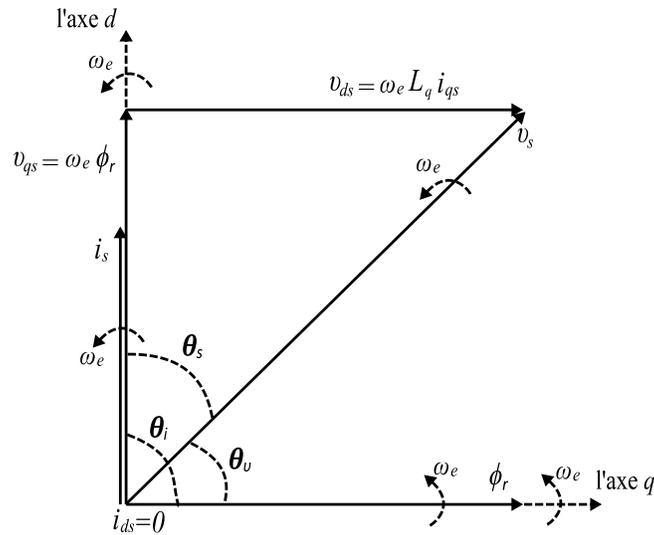


Figure 3.9 Le diagramme de phase de FOC.

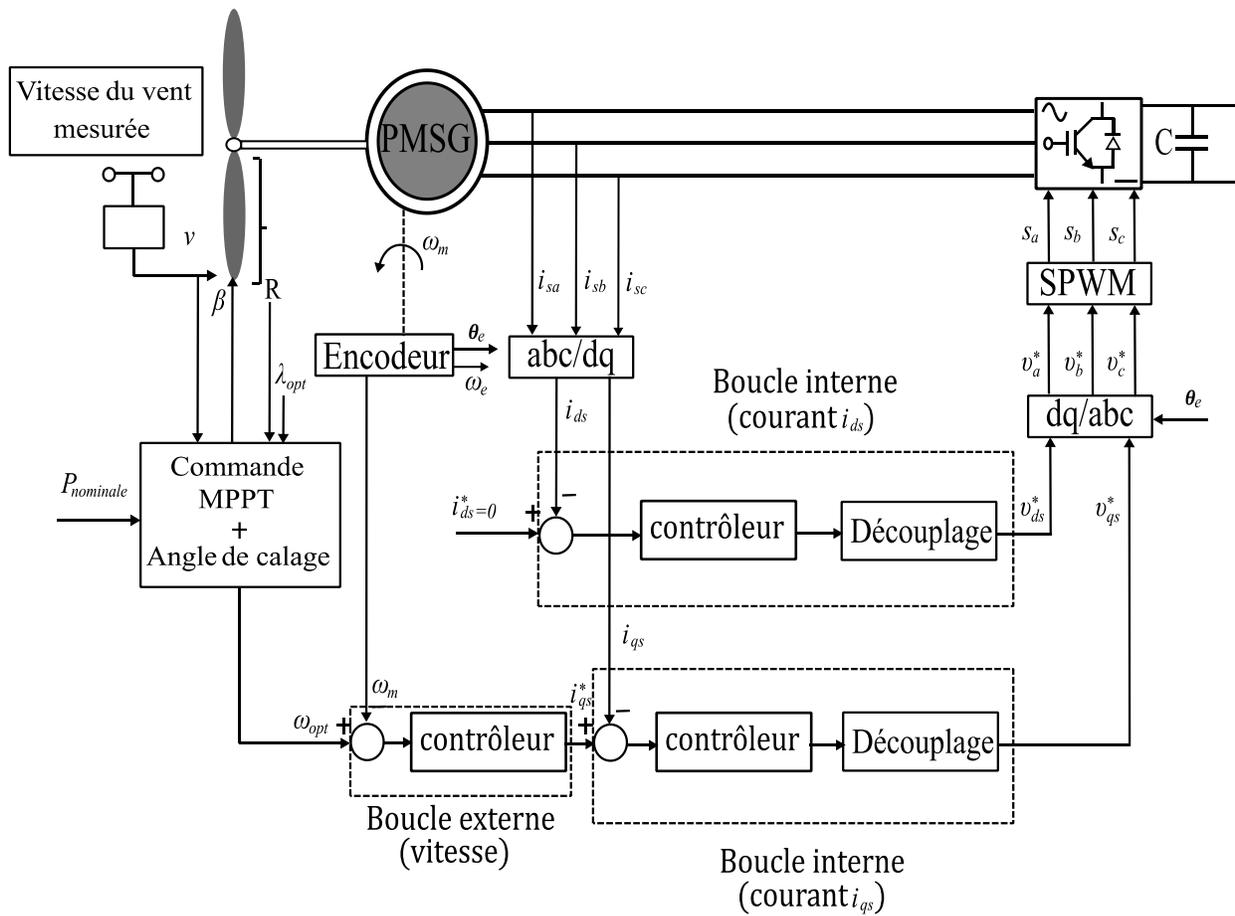


Figure 3.10 Diagramme de commande du convertisseur côté générateur.

L'approche FOC couplée à la stratégie de commande MPPT basée sur TSR est appliquée ici comme algorithme de commande pour le CCG. Dans la figure 3.10, il existe trois boucles de rétroaction dans le système de commande qui sont :

- La boucle de commande de la vitesse (boucle externe).
- La boucle de commande du courant de l'axe  $d$  (boucle interne).
- La boucle de commande du courant de l'axe  $q$  (boucle interne).

Dans la boucle de vitesse, à chaque temps d'échantillonnage, la vitesse réelle du générateur captée par un codeur monté sur l'arbre du rotor est comparée à sa valeur de référence, qui à son tour est générée par la commande TSR, puis l'erreur est envoyée à un contrôleur qui produira le courant de référence de l'axe  $q$ ,  $i_{qs}^*$ . Pendant ce temps, le courant de référence de l'axe  $d$ ,  $i_{ds}^*$ , est toujours mis à zéro. Pour acquérir les signaux de courant de retour, les courants triphasés de stator sont détectés et transformés dans le référentiel d'axes  $d-q$  selon la transformation de Park. Les tensions de stator de référence sont alors obtenues par des contrôleurs dans les boucles de commande du courant des axes  $d-q$ . L'approche de modulation par largeur d'impulsion (PWM) est appliquée comme stratégie de modulation dans ce système.

#### 3.8.1.3 Conception du contrôleur $PI^\alpha$ d'ordre fractionnaire appliquée au CCG

Deux types de contrôleurs sont testés et comparés pour commander le CCG (boucle externe et les deux boucles internes) en utilisant les mêmes contraintes de réglage : un contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire et un contrôleur PI d'ordre entier classique.

##### Boucle de commande de la vitesse (boucle externe)

D'après l'équation (31) de la dynamique mécanique, la fonction de transfert de la boucle de vitesse s'écrit par :

$$F(s) = \frac{\omega_m(s)}{T_t(s) - T_{em}(s)} = \frac{1}{J_t s + f_t} \quad (50)$$

Les fonctions de transfert des contrôleurs d'ordre fractionnaire  $PI^\alpha$  et d'ordre entier PI classique utilisés sont les suivantes :

$$C_v(s) = K_p \left( 1 + \frac{K_i}{s^\alpha} \right) \quad (51)$$

$$E_v(s) = K_p \left( 1 + \frac{K_i}{s} \right) \quad (52)$$

Supposons que la fréquence de coupure du gain est  $\omega_c$  avec une marge de phase  $\varphi_m$ . Afin de garantir la robustesse et la stabilité du système, trois contraintes de réglage sont proposées :

- (i) La contrainte sur la marge de phase.

$$\text{Arg}[G_v(j\omega_c)] = \text{Arg}[C_v(j\omega_c)F(j\omega_c)] = -\pi + \varphi_m \quad (53)$$

- (ii) La contrainte sur la fréquence de coupure du gain

$$|G_v(j\omega_c)|_{dB} = |C_v(j\omega_c)F(j\omega_c)|_{dB} = 0 \quad (54)$$

- (iii) La robustesse du système à la variation du gain nécessite que la dérivée de phase par rapport à la fréquence soit égale à zéro. Par conséquent, la phase tracée de Bode est plate sur la fréquence de coupure du gain. Cela signifie que les valeurs de dépassement de la réponse sont presque les mêmes et que la robustesse du système est atteinte.

$$\left( \frac{d(\text{Arg}|G_v(j\omega)|)}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} = 0 \quad (55)$$

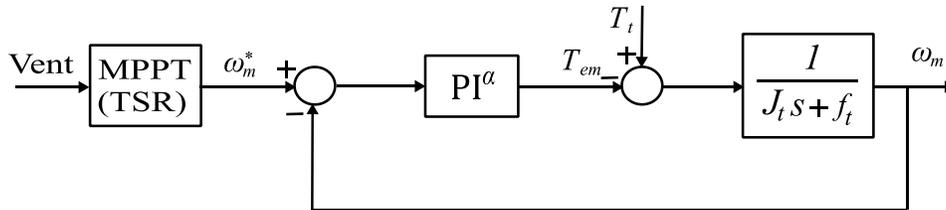


Figure 3.11 Schéma bloc de commande de la vitesse.

La fonction de transfert en boucle ouverte du système de commande de la vitesse de l'éolienne après l'application du contrôleur  $PI^\alpha$  est :

$$G_v(s) = C_v(s)F(s) = K_p \left( 1 + \frac{K_i}{s^\alpha} \right) \left( \frac{1}{J_t s + f_t} \right) \quad (56)$$

Nous pouvons obtenir la réponse en fréquence de la fonction de transfert en boucle ouverte  $G_v(s)$  comme suit :

$$G_v(j\omega) = KK_p \left( 1 + \frac{K_i}{(j\omega)^\alpha} \right) \left( \frac{1}{1 + \tau_v(j\omega)} \right) \quad (57)$$

avec  $K = \frac{1}{f_t}$ ,  $\tau_v = \frac{J_t}{f_t}$ .

Le schéma bloc simplifié de commande de la vitesse de l'éolienne est illustré à la figure 3.11.

La contrainte (i) indique que la phase de  $G_v(j\omega)$  à la fréquence de coupure du gain  $\omega_c$  peut être exprimée comme :

$$\begin{aligned} \text{Arg} |G_v(\omega_c)| &= -\arctan \frac{K_i \omega_c^{-\alpha} \sin\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right)}{1 + K_i \omega_c^{-\alpha} \cos\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right)} - \arctan(\tau_v \omega_c) \\ &= -\pi + \varphi_m \end{aligned} \quad (58)$$

La relation entre  $K_i$  et  $\alpha$  peut être établie à partir de (58) comme suit :

$$K_i = \frac{-\tan[\arctan(\tau_v \omega_c) + \varphi_m]}{\omega_c^{-\alpha} \sin\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right) + \omega_c^{-\alpha} \cos\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right) \tan[\arctan(\tau_v \omega_c) + \varphi_m]} \quad (59)$$

Lorsque la contrainte (iii) qui est liée à la robustesse aux variations de gain de boucle appliqué dans le système :

$$\begin{aligned} \left( \frac{d(\text{Arg} |G_v(j\omega)|)}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} &= \frac{K_i \alpha \omega_c^{\alpha-1} \sin\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right)}{\omega_c^{2\alpha} + 2K_i \omega_c^\alpha \cos\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right) + K_i^2} \\ &= -\frac{T}{1 + (T\omega_c)^2} = 0 \end{aligned} \quad (60)$$

De même, nous pouvons établir une autre équation sur  $K_i$  à partir de (60) comme suit :

$$K_i = \frac{-\sigma \pm \sqrt{\sigma^2 - 4C^2 \omega_c^{-2\alpha}}}{2C \omega_c^{-2\alpha}} \quad (61)$$

où

$$C = \frac{\tau_v}{1 + (\tau_v \omega_c)^2} \quad (62)$$

$$\sigma = 2C\omega_c^{-\alpha} \cos\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right) - \alpha\omega_c^{-\alpha-1} \sin\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right) \quad (63)$$

D'après la contrainte (ii), on peut établir une équation de  $K_p$

$$\left( \frac{K_p K \sqrt{\left[1 + K_i \omega_c^{-\alpha} \cos\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right)\right]^2 + \left[K_i \omega_c^{-\alpha} \sin\left(\alpha \frac{\pi}{2}\right)\right]^2}}{\sqrt{\tau_v^2 + (\omega_c)^2}} \right) = 1 \quad (64)$$

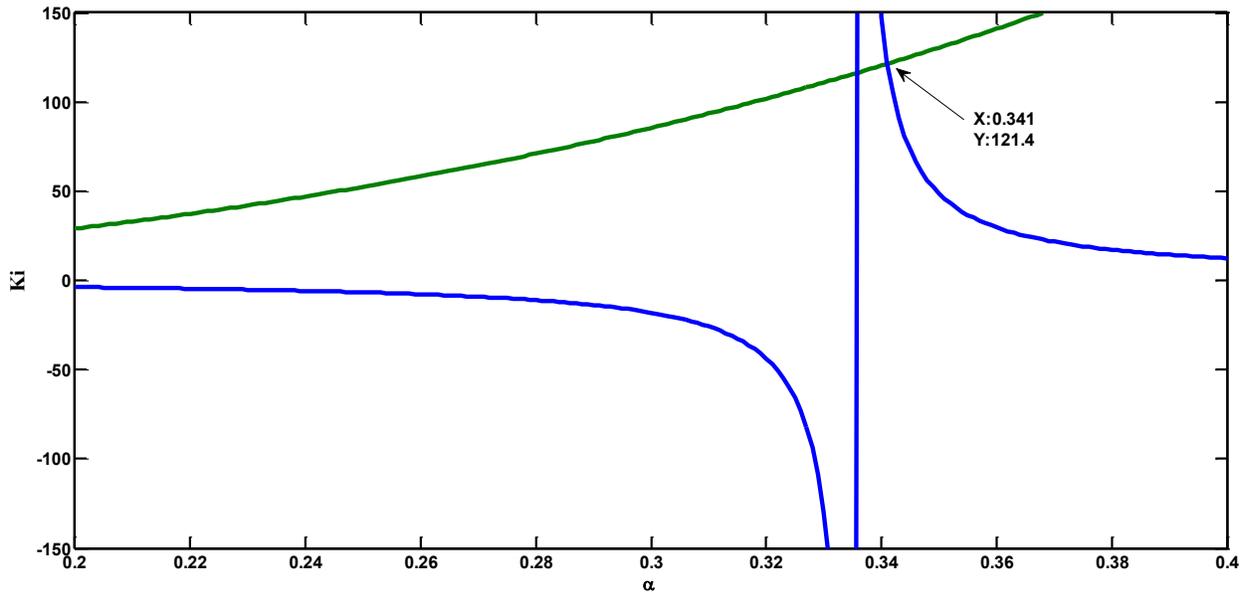


Figure 3.12 Détermination de  $K_i$  et  $\alpha$  graphiquement.

Clairement, sur la base des équations (59), (61) et (64),  $\alpha$ ,  $K_i$  et  $K_p$  peuvent être déterminés graphiquement. La procédure utilisée pour régler les paramètres du contrôleur  $PI^\alpha$  se résume comme suit :

- 1) Étant donné  $\omega_c=10(\text{rad/s})$ ,  $\varphi_m=60^\circ$ .
- 2) Tracer la courbe 1 (courbe en bleu),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (59), et tracer la courbe 2 (courbe en vert),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (61). La figure 3.12 montre les deux courbes.
- 3) Obtenir les valeurs de  $\alpha$  et  $K_i$  à partir du point d'intersection sur les deux courbes ci-dessus,  $\alpha=0,341$ ,  $K_i=121,4$ .
- 4) Calculer le  $K_p$  à partir de (64),  $K_p=0,355$ .

Ensuite, le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire conçu peut être donné comme suit :

$$C_v(s) = 0.355 \left( 1 + \frac{121.4}{s^{0.341}} \right) \quad (65)$$

Pour le système considéré, un contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire est conçu. La figure 3.13 montre le diagramme de Bode du système commandé. Comme nous pouvons le voir, la phase est plate à la fréquence de coupure du gain  $\omega_c=10(\text{rad/s})$  et les trois contraintes sont remplies. Cela signifie que le système est plus robuste pour obtenir des changements. Mais les contraintes ne sont pas remplies en même temps pour le contrôleur PI d'ordre entier classique ( $K_i=5.81, K_p=17.29$ ) avec la même méthode conçue.

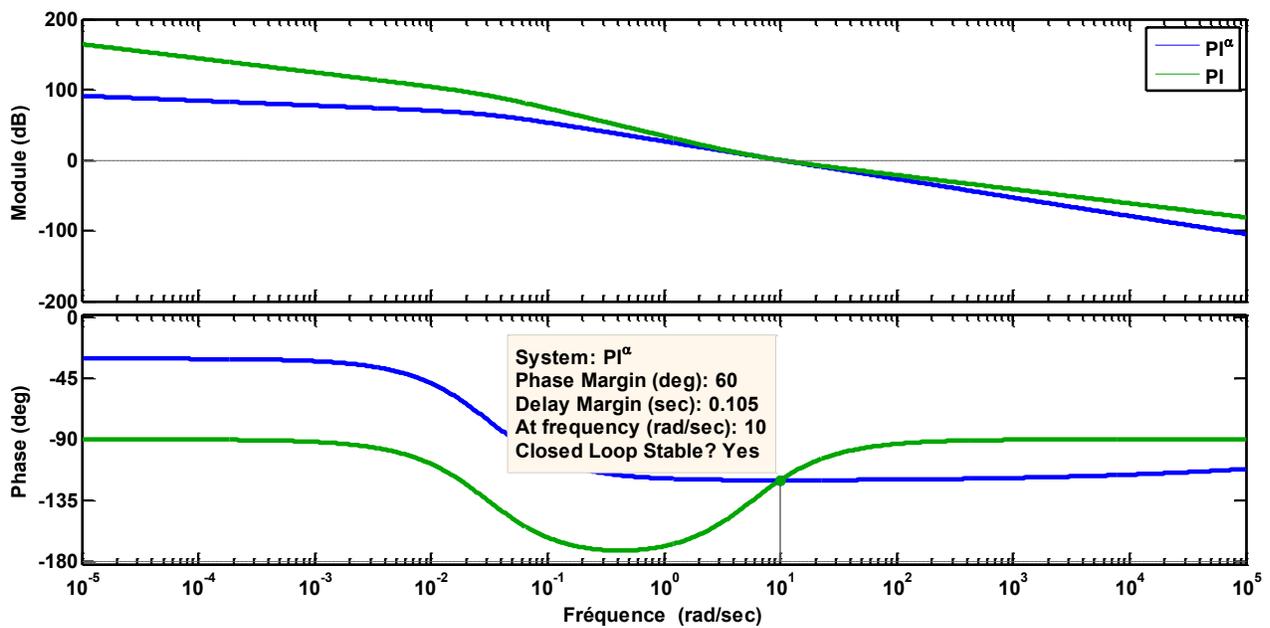


Figure 3.13 Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte  $G_v(s)$ .

### Boucles de commande des courants des axes $d$ et $q$ (boucles internes)

Comme indiqué précédemment,  $L_d=L_q=L_s$ . Le réarrangement des équations (38-39) donne la dynamique du courant dans le repère  $dq$  comme suit :

$$\overbrace{v_{ds}^{eq} + \omega_e L_s i_{qs}} = L_s \frac{di_{ds}}{dt} + R_s i_{ds} \quad (66)$$

$$\overbrace{v_{qs}^{eq}} = L_s \frac{di_{qs}}{dt} + R_s i_{qs} \quad (67)$$

La fonction de transfert de boucle interne  $M(s)$  entre le courant de sortie  $i_{ds}(s)$ ,  $i_{qs}(s)$  et leur tension de commande équivalente  $v_{ds}^*(s)$  et  $v_{qs}^*(s)$  dans le repère  $dq$  est :

$$M(s) = \frac{i_{ds}(s)}{v_{ds}^{eq}(s)} = \frac{i_{qs}(s)}{v_{qs}^{eq}(s)} = \frac{1}{L_s s + R_s} \quad (68)$$

Le schéma bloc simplifié de commande des courants des axes  $d$  et  $q$  est illustré à la figure 3.14.

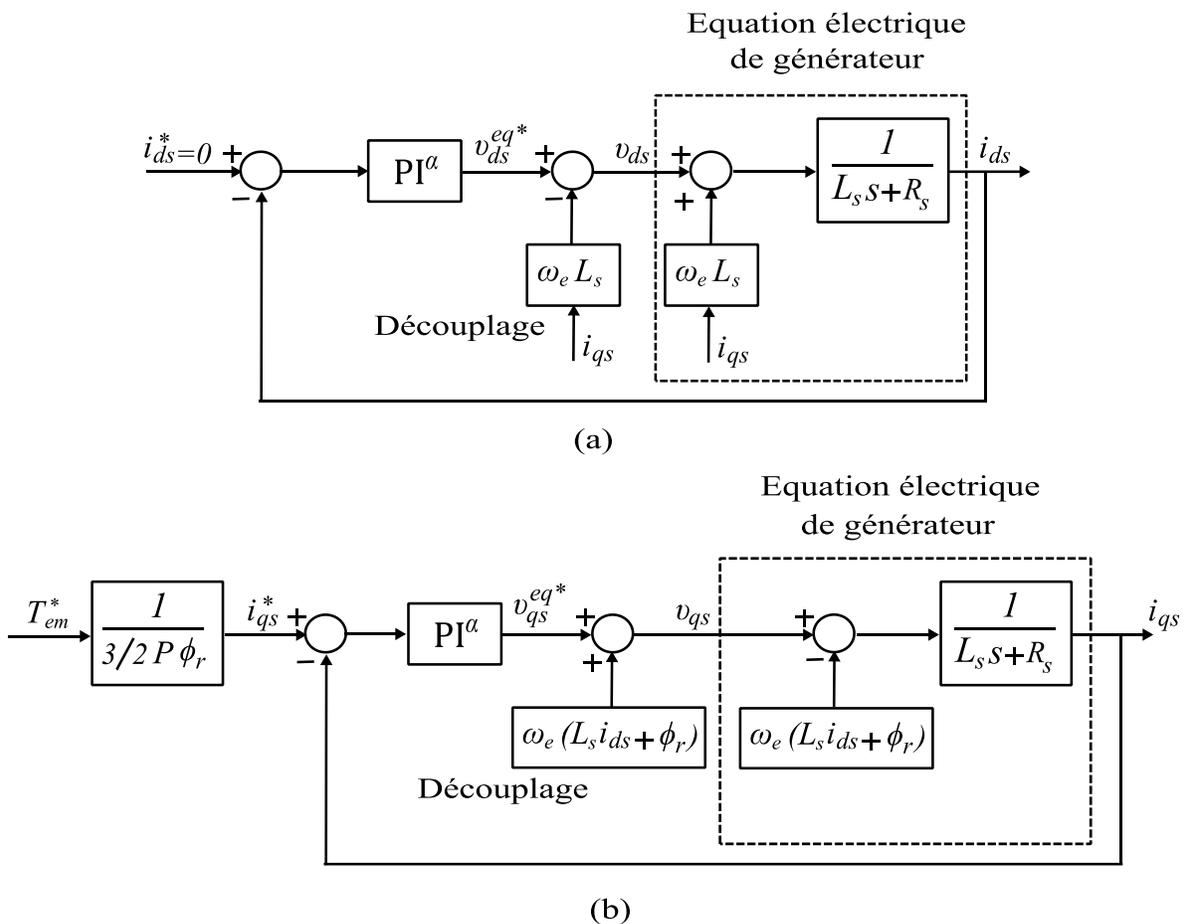
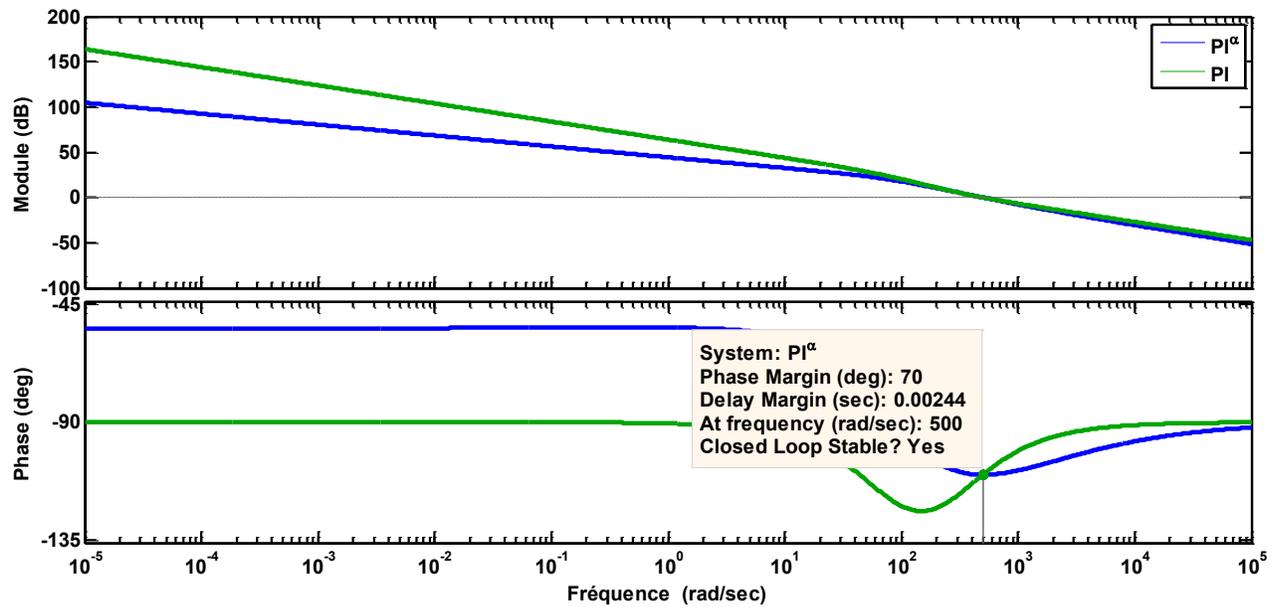
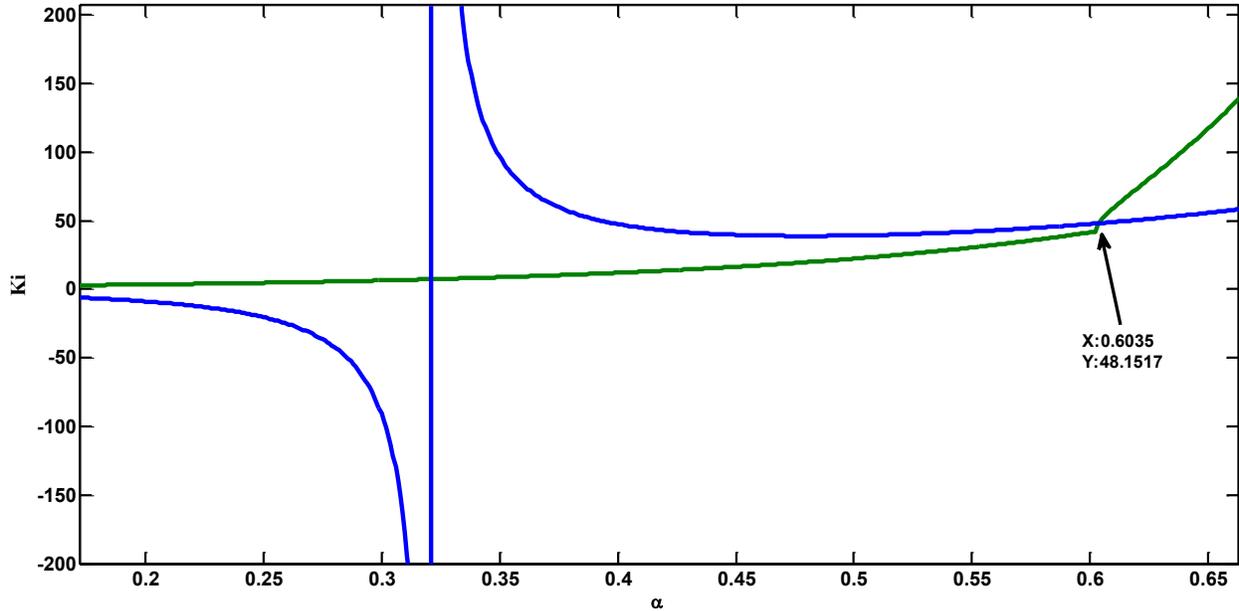


Figure 3.14 Schéma fonctionnel de la commande des courants du générateur (a) courant d'axe  $d$ , (b) courant d'axe  $q$ .

Dans ce qui suit, on remplace la fonction de transfert  $F(s)$  de la boucle de commande de la vitesse par la fonction de transfert  $M(s)$  de la boucle de commande des courants des axes  $d$  et  $q$  et réitère les étapes précédentes pour obtenir les paramètres des deux contrôleurs  $PI^\alpha$  et PI.



La même procédure utilisée pour régler les paramètres du contrôleur  $PI^\alpha$  (boucle interne) se résume comme suit :

- 1) Fixer  $\omega_c = 500(\text{rad/s})$ ,  $\varphi_m = 70^\circ$ .
- 2) Tracer la courbe 1 (courbe en bleu),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (59), et tracer la courbe 2 (courbe en vert),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (61). La figure 3.15 montre les deux courbes.
- 3) Obtenir les valeurs de  $\alpha$  et  $K_i$  à partir du point d'intersection sur les deux courbes ci-dessus.
- 4) Calculer le gain  $K_p$  à partir de (64).

Les paramètres du contrôleur  $PI^\alpha$  de boucle de commande interne sont données dans le tableau 3.1. La figure 3.16 montre le diagramme de Bode du système commandé. Comme nous pouvons le voir, pour le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire la phase est plate à  $\omega_c = 500(\text{rad/s})$  et les trois contraintes sont remplies. Cela signifie que le système est plus robuste pour obtenir des changements. Mais les contraintes ne sont pas remplies en même temps pour le contrôleur PI d'ordre entier.

#### 3.8.2 Commande en mode III

Lorsque la vitesse du vent augmente au-delà de la valeur nominale, le couple électromagnétique n'est pas suffisant pour commander la vitesse du rotor car cela entraîne une surcharge du générateur et du convertisseur. Pour éviter que la vitesse du rotor ne devienne trop élevée, la puissance extraite du vent doit être limitée. Cela peut être fait en diminuant le coefficient de puissance  $C_p$  de la turbine. L'angle de calage des pales pour différentes vitesses de vent est illustré à la figure 3.17.

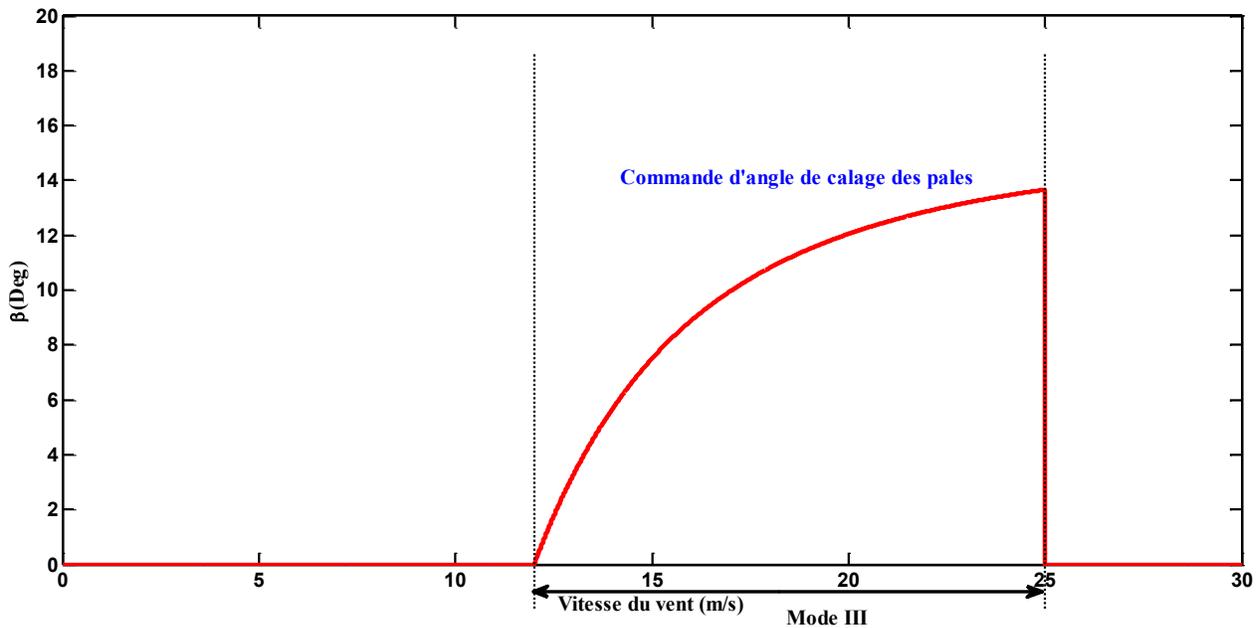


Figure 3.17 L'angle de calage des pales pour différentes vitesses de vent.

### Chapitre 3 : Modélisation et commande du convertisseur côté générateur

La commande de l'angle de calage des pales n'est active que si la vitesse du vent dépasse sa vitesse nominale. En d'autres termes, la tâche de commande de l'angle de calage est de limiter la puissance à sa valeur nominale, ce qui implique indirectement que la vitesse du rotor est également limitée à sa valeur nominale. L'objectif de la commande de l'angle de calage peut être [60] :

- 1) Optimisation de la puissance de sortie de l'éolienne. En dessous de la vitesse nominale du vent, le réglage de l'angle de calage doit être à sa valeur optimale pour donner une puissance maximale.
- 2) Empêcher la puissance mécanique de dépasser les limites de conception. Au-dessus de la vitesse nominale du vent, la commande d'angle de calage fournit un moyen très efficace de réguler la puissance aérodynamique et les charges produites par le rotor.
- 3) Minimisation des charges de fatigue du composant mécanique de la turbine. Il est clair que l'action du système de commande peut avoir un impact majeur sur les charges subies par la turbine.

Le contrôleur de l'angle de calage utilise la vitesse du rotor ou la puissance (ou les deux) pour générer la référence de l'angle de calage des pales. Pour un vent faible, l'angle des pales est généralement réglé sur une valeur optimale, c'est-à-dire 0 degré. Pour un vent fort, l'angle de calage augmente afin de se débarrasser d'une puissance mécanique excessive pour limiter la vitesse du rotor dans la limite. L'actionneur de calage est un dispositif hydraulique ou électromécanique qui permet la rotation des pales de turbine. L'actionneur de calage est considéré comme un système dynamique de premier ordre avec limitation d'amplitude et de vitesse. Le schéma considéré du contrôleur de l'angle de calage des pales d'éolienne est illustré à la figure 3.18.

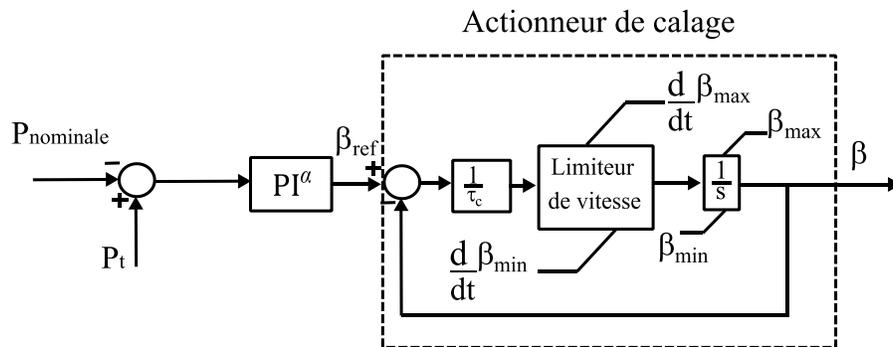


Figure 3.18 Contrôleur de l'angle de calage des pales d'éolienne.

Plusieurs stratégies ont été proposées pour commander l'angle de calage des pales afin de limiter la puissance mécanique de sortie à forte vitesse du vent. Les contrôleurs PI et PID d'ordre entier ont été généralement utilisés pour la commande de la puissance mécanique de sortie. Dans [61] le contrôleur PID est conçu. Cependant, cette méthode offre des performances de commande limitées en raison du comportement non linéaire des éoliennes. Pour améliorer les performances du système, un contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire comparé avec un contrôleur PID d'ordre entier est conçu avec les mêmes contraintes de réglage pour commander l'angle de calage des pales.

Comme mentionné ci-dessus le servo de calage des pales peut être modélisé comme une fonction de transfert de premier ordre avec une constante de temps  $\tau_c$  et est décrit comme suit :

$$P(s) = \frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{\tau_c s + 1} \quad (69)$$

La fonction de transfert du contrôleur PID utilisé pour la commande d'angle de calage afin de limiter la puissance mécanique de sortie s'écrit comme suit :

$$C_b(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \quad (70)$$

En utilisant les trois mêmes contraintes de réglage utilisées dans la commande en mode II. La fonction de transfert en boucle ouverte de la commande de l'angle de calage des pales de l'éolienne à l'aide du contrôleur PID est :

$$G_b(s) = C_b(s)P(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \left( \frac{1}{\tau_c s + 1} \right) \quad (71)$$

La réponse en fréquence de l'équation ci-dessus est :

$$G_b(j\omega) = K_p + j \left( K_d \omega - \frac{K_i}{\omega} \right) \left( \frac{1}{\tau_c(j\omega) + 1} \right) \quad (72)$$

D'après la contrainte (i), la phase de  $G_b(j\omega)$  est :

$$\begin{aligned} \text{Arg} |G_b(\omega_c)| &= \arctan \left( \frac{K_d \omega_c^2 - K_i}{K_p \omega_c} \right) - \arctan(\tau_c \omega_c) \\ &= -\pi + \varphi_m \end{aligned} \quad (73)$$

avec

$$A = \frac{K_d \omega_c^2 - K_i}{K_p \omega_c} \quad (74)$$

La contrainte (iii) donne une équation telle que :

$$\left( \frac{d(\text{Arg}|G_b(j\omega)|)}{d\omega} \right)_{\omega=\omega_c} = \left[ \arctan\left(\frac{K_d \omega^2 - K_i}{K_p \omega}\right) - \arctan(\tau_c \omega) \right]_{\omega=\omega_c} = 0 \quad (75)$$

ensuite,

$$\frac{K_p (K_d \omega_c^2 + K_i)}{(K_p \omega_c)^2 + (K_d \omega_c^2 - K_i)^2} = \frac{\tau_c}{N} \quad (76)$$

avec :

$$N = 1 + (\tau_c \omega_c)^2 \quad (77)$$

Une équation de  $K_p$  peut être établie à partir de la contrainte (ii) comme :

$$|G_b(j\omega_c)| = \frac{\sqrt{K_p^2 + \left(K_d \omega_c - K/\omega_c\right)^2}}{\sqrt{1 + (\tau_c \omega_c)^2}} = 1 \quad (78)$$

On peut tirer des équations (74), (76) et (78)

$$K_p = \sqrt{\frac{N}{1+A}} \quad (79)$$

$$K_i = \frac{1}{2} \left[ \sqrt{\frac{1+A^2}{N}} (\tau_c \omega_c^2) - A \omega_c \sqrt{\frac{N}{1+A^2}} \right] \quad (80)$$

$$K_d = \frac{1}{2} \left[ \sqrt{\frac{1+A^2}{N}} \tau_c - A \omega_c^{-1} \sqrt{\frac{N}{1+A^2}} \right] \quad (81)$$

Une fois les équations (79), (80) et (81) résolues, avec  $\omega_c=100$  (rad/s) et  $\varphi_m=70^\circ$  les paramètres du contrôleur PID prennent les valeurs  $K_p=18.4518$ ,  $K_i=443.1999$ ,  $K_d=-0.0335$ .

### Chapitre 3 : Modélisation et commande du convertisseur côté générateur

La fonction de transfert du contrôleur  $PI^\alpha$  utilisé pour la commande de l'angle de calage est la même utilisée dans la commande en mode II.

La même procédure utilisée pour régler les paramètres du contrôleur  $PI^\alpha$  (commande en mode II) se résume comme suit :

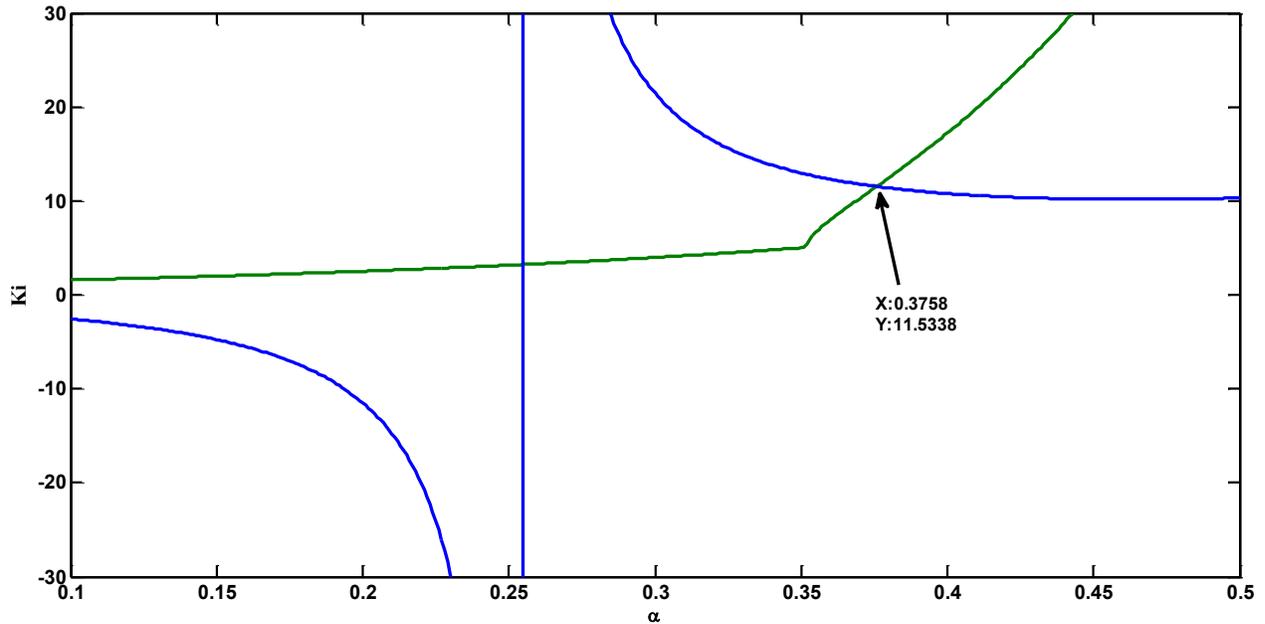


Figure 3.19 Détermination de  $K_i$  et  $\alpha$  graphiquement.

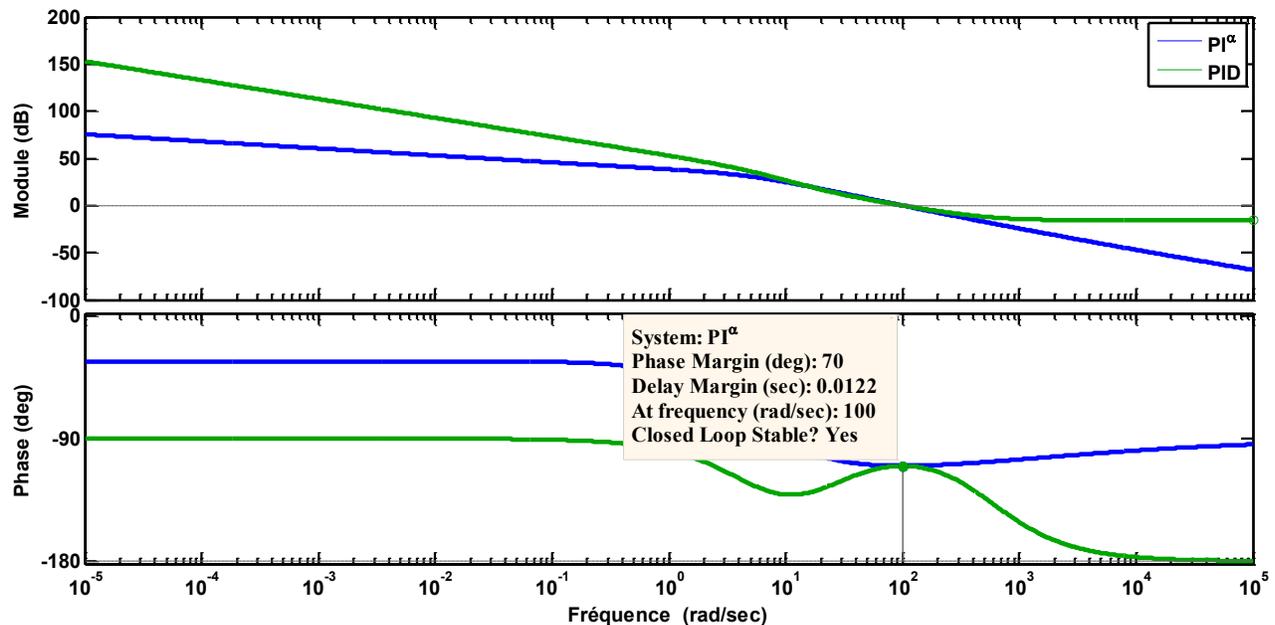


Figure 3.20 Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte  $G_b(s)$ .

- 1) Fixer  $\omega_c=100(\text{rad/s})$ ,  $\varphi_m=70^\circ$ .
- 2) Tracer la courbe 1 (courbe en bleu),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (59), et tracer la courbe 2 (courbe en vert),  $K_i$  par rapport à  $\alpha$ , selon (61). La figure 3.19 montre les deux courbes.
- 3) Obtenir les valeurs de  $\alpha$  et  $K_i$  à partir du point d'intersection sur les deux courbes ci-dessus.
- 4) Calculer le  $K_p$  à partir de (64).

Les paramètres du contrôleur  $\text{PI}^\alpha$  de boucle de commande de l'angle de calage sont données dans le tableau 3.1.

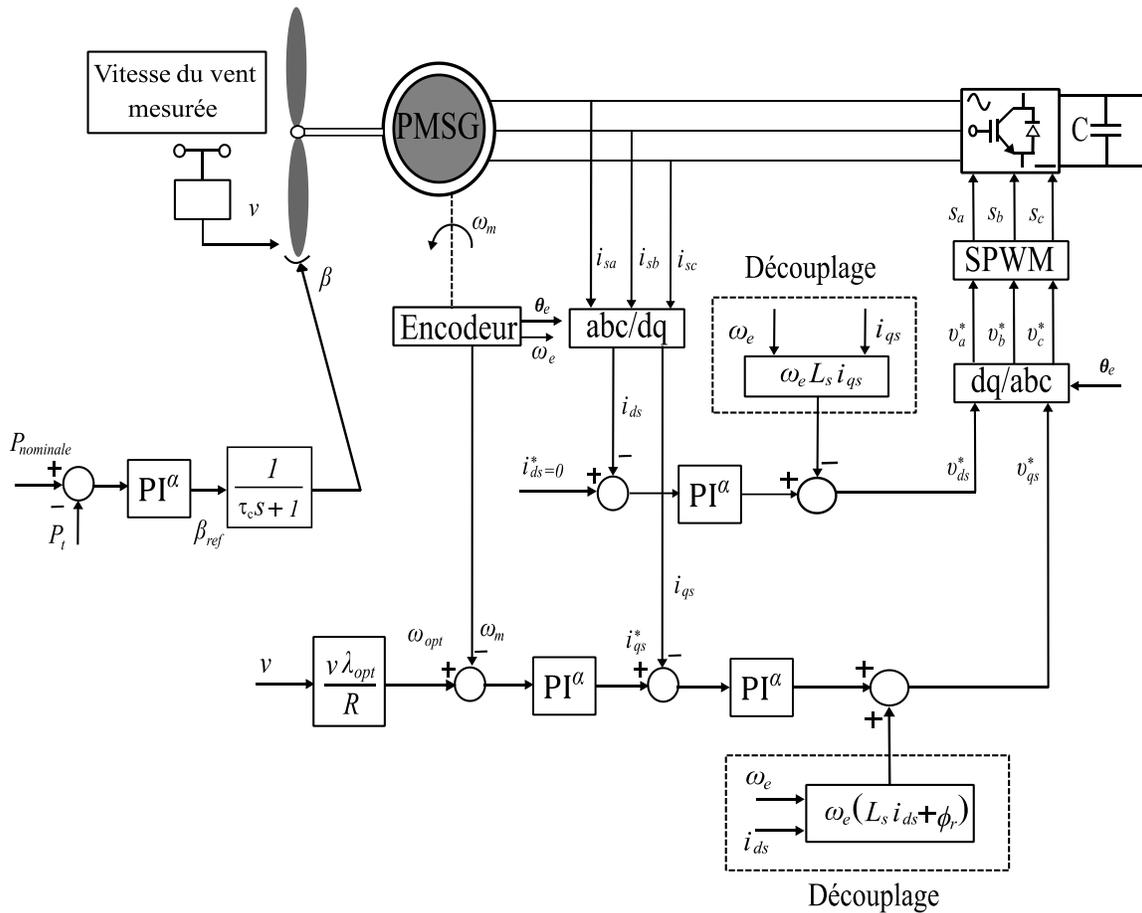


Figure 3.21 Diagramme de commande du CCG utilisant  $\text{PI}^\alpha$ .

La figure 3.20 montre le diagramme de Bode du système commandé. Comme nous pouvons le voir, pour le contrôleur  $\text{PI}^\alpha$  d'ordre fractionnaire la phase est plate à  $\omega_c=100(\text{rad/s})$  et les trois contraintes sont vérifiées. Cela signifie que le système est plus robuste pour obtenir des changements. Mais les contraintes ne sont pas vérifiées en même temps pour le contrôleur PID d'ordre entier.

Le schéma de commande en mode II et III du CCG utilisant des contrôleurs  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire est illustré à la figure 3.21.

#### 3.9 Résultats de simulations

La simulation du système éolien à vitesse et angle de calage des pales variable basé sur GSAP est réalisée dans l'environnement Matlab/Simulink. Les principaux paramètres utilisés pour la simulation du système sont indiqués dans le tableau 3.2. Trois scénarios ont été considérés dans les modes de fonctionnement du système éolien basé sur GSAP. Dans le mode II, les commandes basées sur le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire ont été comparées à des commandes basées sur le contrôleur PI d'ordre entier. La variation des paramètres du system a été faite pour tester la robustesse des contrôleurs  $PI^\alpha$  et PI dans le fonctionnement en mode II [62]. Dans le mode III, comme décrit précédemment, un contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire et un contrôleur PID d'ordre entier sont conçus afin d'agir sur l'angle de calage des pales [63].

##### 3.9.1 Scénario 1 : fonctionnement en mode II

Le profil de vitesse du vent utilisé dans ce test de simulation est illustré dans la figure 3.22. Comme on peut le voir sur cette figure, le profil de changement en échelon du vent est caractérisé par une augmentation de 8 à 10 m/s à 3 s et une diminution de 10 à 7 m/s à 6 s.

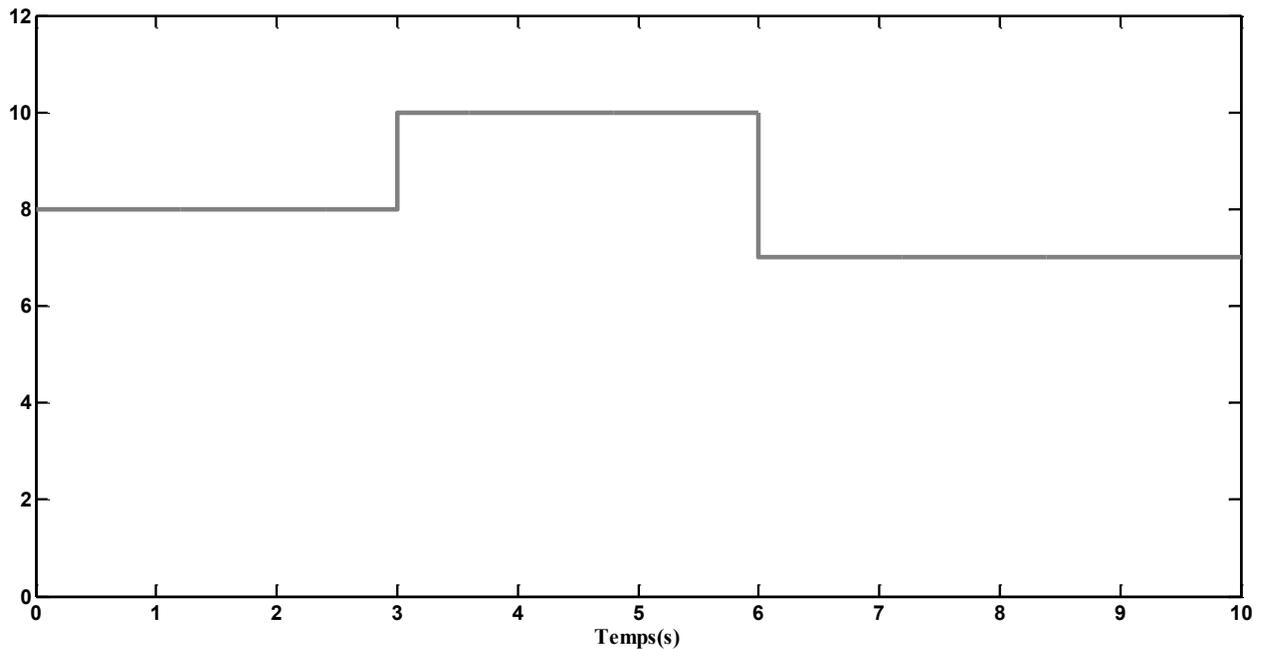


Figure 3.22 Profil de vitesse du vent.

La figure 3.23 présente le suivi optimal de la vitesse du rotor des deux contrôleurs. Comme on peut le voir, les deux contrôleurs  $PI^\alpha$  et PI peuvent bien suivre la vitesse du rotor de référence, mais le contrôleur  $PI^\alpha$  suit la vitesse du rotor de référence plus rapidement que le contrôleur PI. Le processus dynamique de la commande  $PI^\alpha$  a moins de dépassement par rapport à la commande PI.

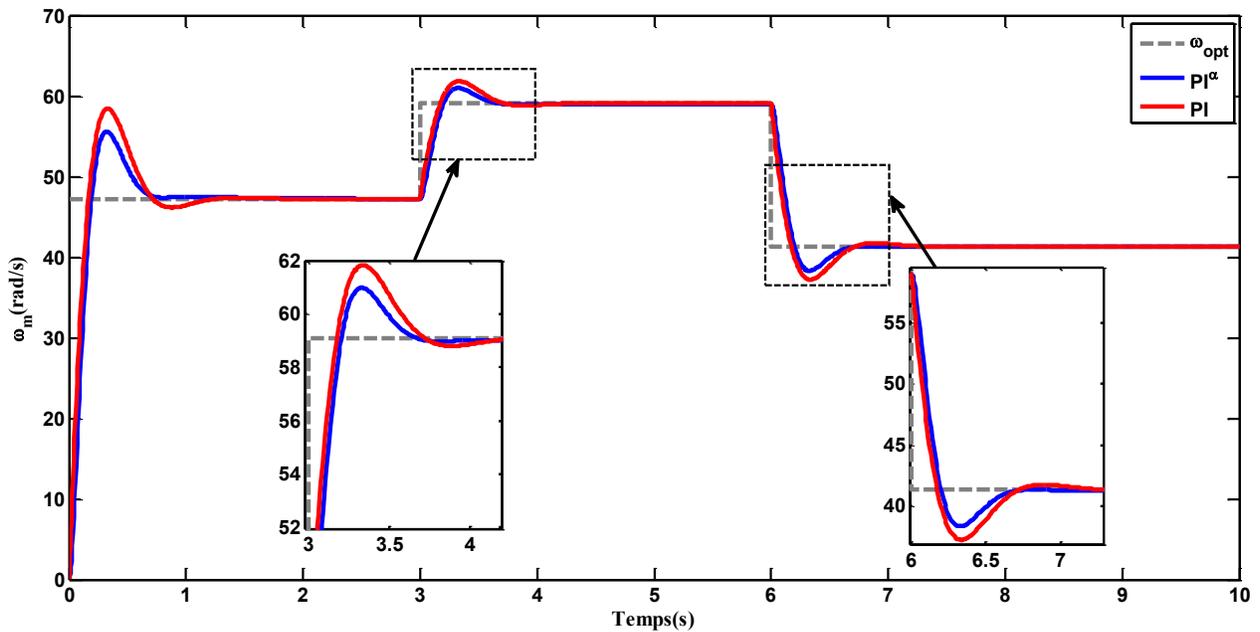


Figure 3.23 Réponse de vitesse du rotor utilisant  $PI^\alpha$  et PI.

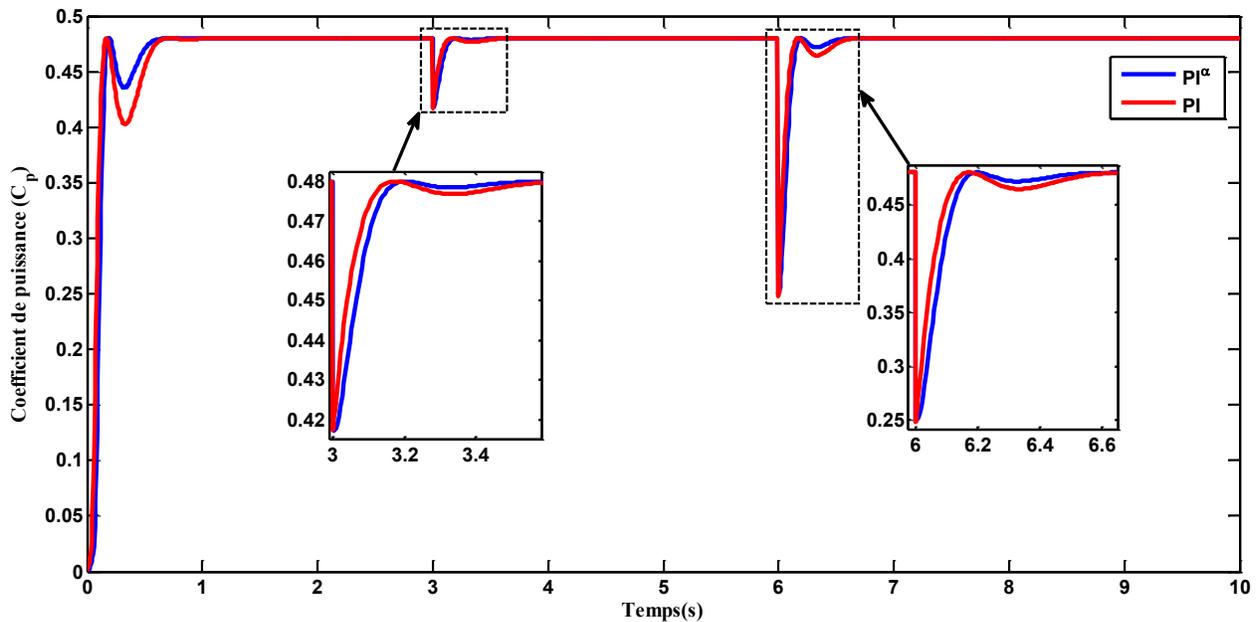


Figure 3.24 Variation du coefficient de puissance.

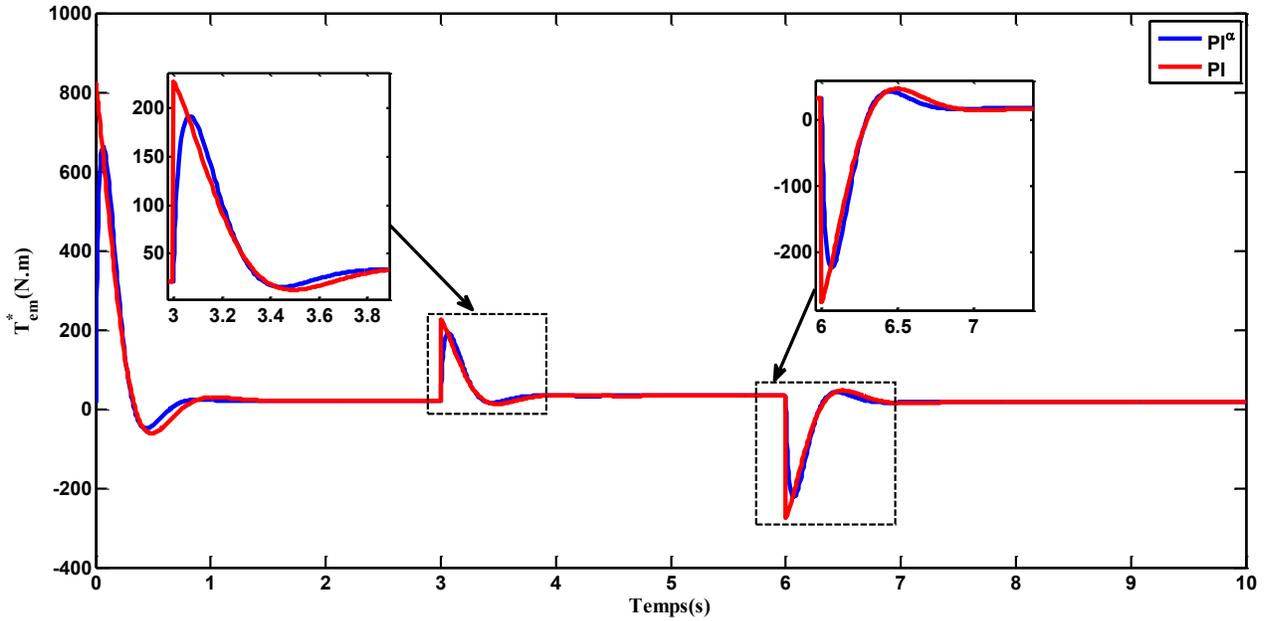


Figure 3.25 La réponse du couple électromagnétique utilisant  $PI^\alpha$  et PI.

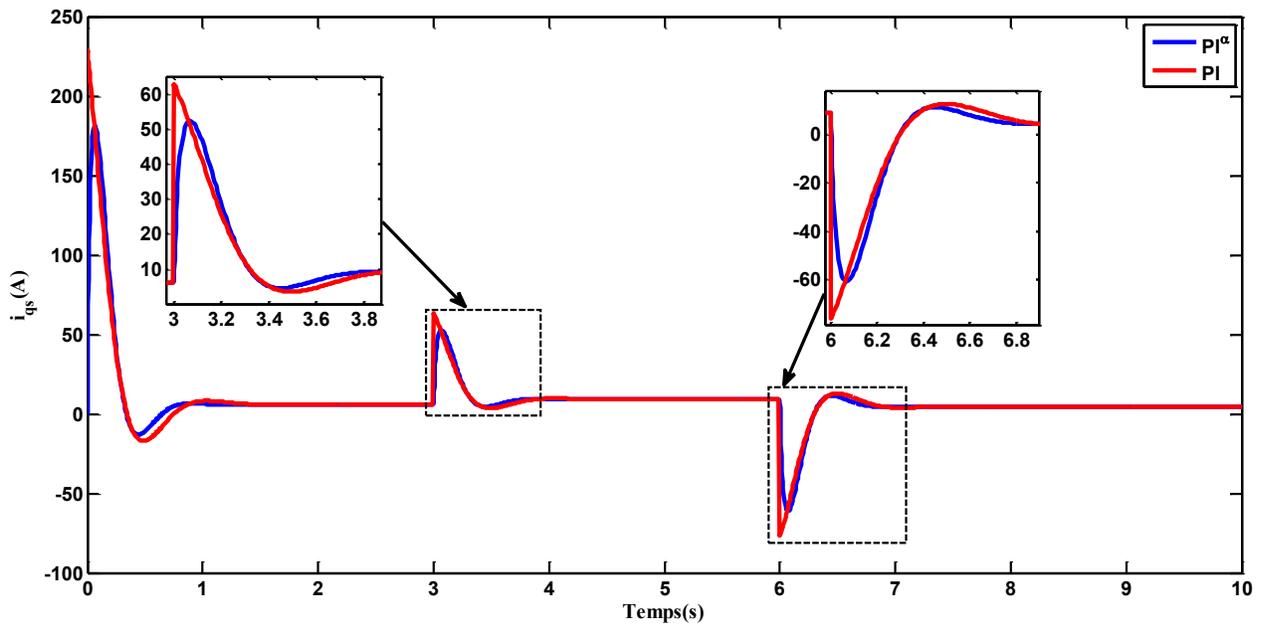


Figure 3.26 La réponse du courant de l'axe  $q$  du générateur.

La même observation peut être faite concernant le coefficient de puissance  $C_p$  qui est présenté sur la figure 3.24. Comme le montre la figure 2.2, la valeur optimale de  $C_p$  est d'environ 0.48. Bien que les deux méthodes de commande puissent maintenir  $C_p$  proche de la valeur optimale, le

contrôleur  $PI^\alpha$  conduit à une petite variation de  $C_p$  par rapport au contrôleur PI, ce qui signifie une production d'énergie élevée.

La figure 3.25 montre la variation du couple électromagnétique lors d'un changement soudain de la vitesse du vent. Les deux contrôleurs  $PI^\alpha$  et PI réussissent à supprimer les vibrations mécaniques de l'arbre de la turbine lors d'un changement soudain de la vitesse du vent et prolongent sa durée de vie. Le contrôleur  $PI^\alpha$  permet une commande assez stable du couple par rapport au contrôleur PI.

La réponse du courant de l'axe  $q$  du stator avec les deux contrôleurs  $PI^\alpha$  et PI est illustrée à la figure 3.26. L'augmentation du courant du stator dégrade le générateur sans qu'une action de commande appropriée n'est exécutée. On peut remarquer sur la figure 3.26 que le courant  $i_{qs}$  a été régulé à sa référence et que la réponse de  $PI^\alpha$  est meilleure que celle du PI.

#### 3.9.2 Scénario 2 : test de robustesse

Le profil de vitesse du vent utilisé dans ce test de robustesse est le même utilisé dans le chapitre II (vent constant de 10 m/s).

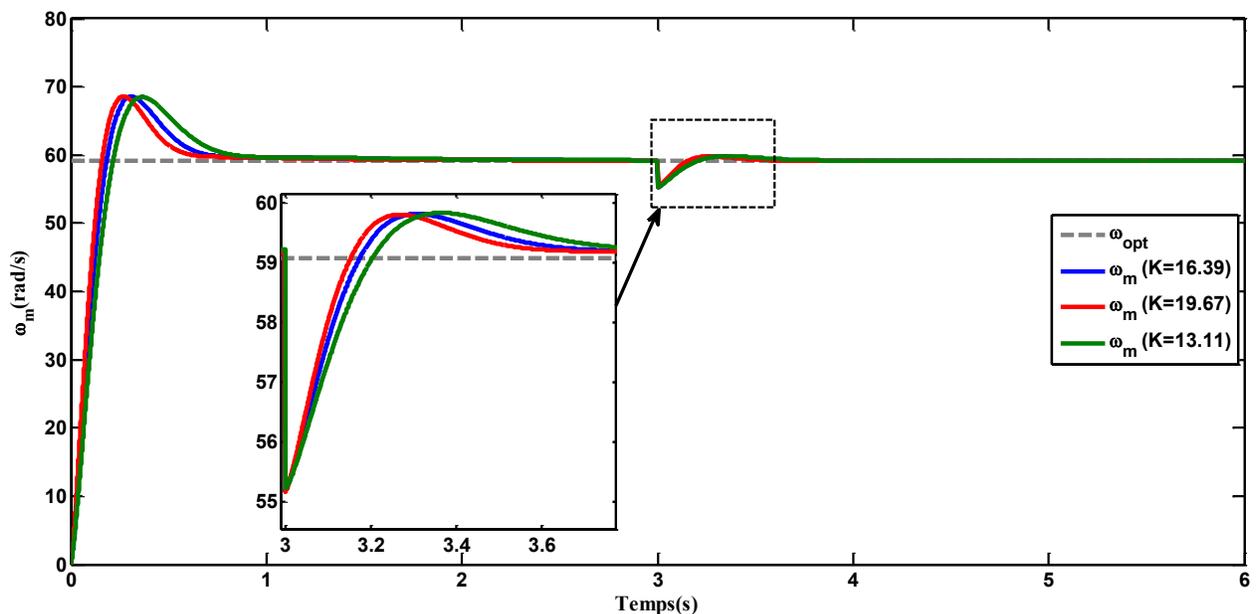


Figure 3.27 Réponses de vitesse et rejets de perturbations à l'aide de  $PI^\alpha$  lors de la prise en compte de la variation de gain de boucle.

La figure 3.27 montre les réponses de vitesse tracées avec les rejets de perturbation à l'aide du contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire, le gain de système  $K$  variant de 13,11 à 19,67 ( $\pm 20\%$  de changements par rapport à la valeur choisie 16,39). La perturbation est choisie pour être un pas d'amplitude -4 à  $t=3s$ . Dans la figure. 3.28 utilisant le contrôleur PI d'ordre entier, les réponses de vitesse et les rejets de perturbations sont tracés avec le gain de l'installation  $K$  passant de 13,11 à 19,67 (variations de  $\pm 20\%$  par rapport à la valeur choisie 16,39).

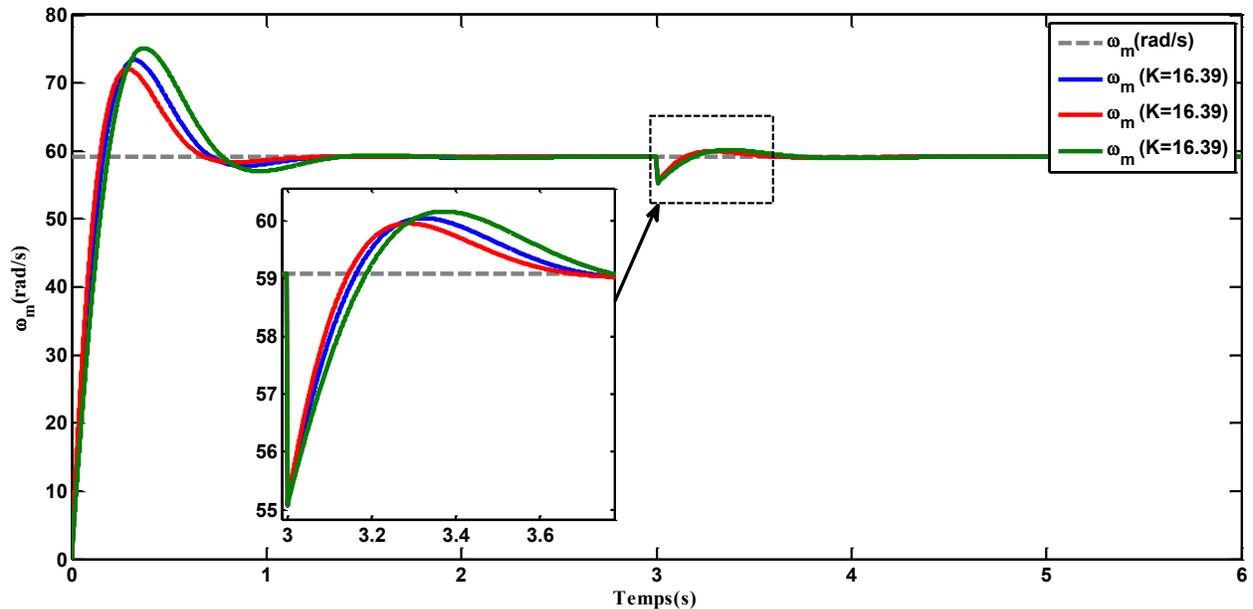


Figure 3.28 Réponses de vitesse et rejets de perturbations à l'aide de PI lors de la prise en compte de la variation de gain de boucle.

À partir des figures 3.27 et 3.28, le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire conçu par la méthode proposée fonctionne efficacement dans ce scénario. Les dépassements des réponses de vitesse et de perturbation sous les changements de gain restent presque constants, c'est-à-dire que la propriété d'iso-amortissement est montrée alors qu'avec le contrôleur PI d'ordre entier, les dépassements sont variables, ce qui signifie que le système utilisant le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire est plus robuste que le contrôleur PI d'ordre entier pour les variations de gain.

#### 3.9.3 Scénario 3 : fonctionnement en mode III

Les rafales de vent illustrés à la figure 3.29 utilisés pour valider l'efficacité de la stratégie de commande proposée contre les variations soudaines de la vitesse du vent.

Clairement à partir de la figure 3.30, les deux contrôleurs limitent avec succès la puissance mécanique de sortie de la turbine à sa valeur nominale de 3 kW en utilisant la commande de l'angle de calage des pales proposée. Mais le contrôleur  $PI^\alpha$  régule la puissance plus rapidement que le contrôleur PID.

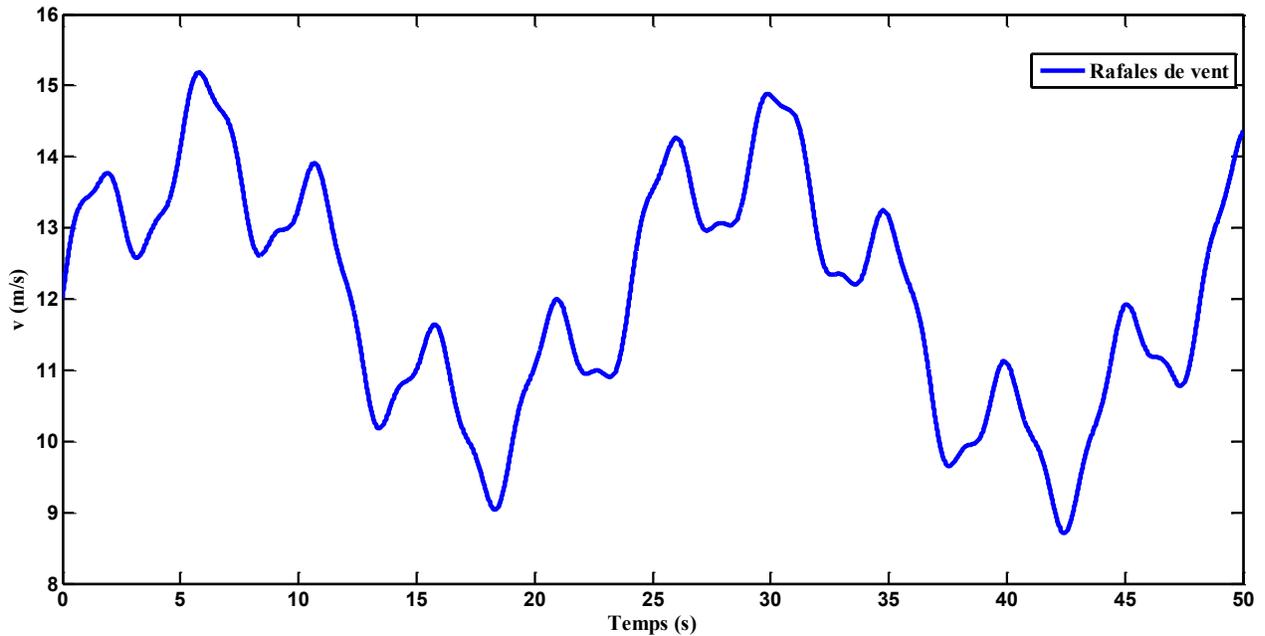


Figure 3.29 Rafales de vent.

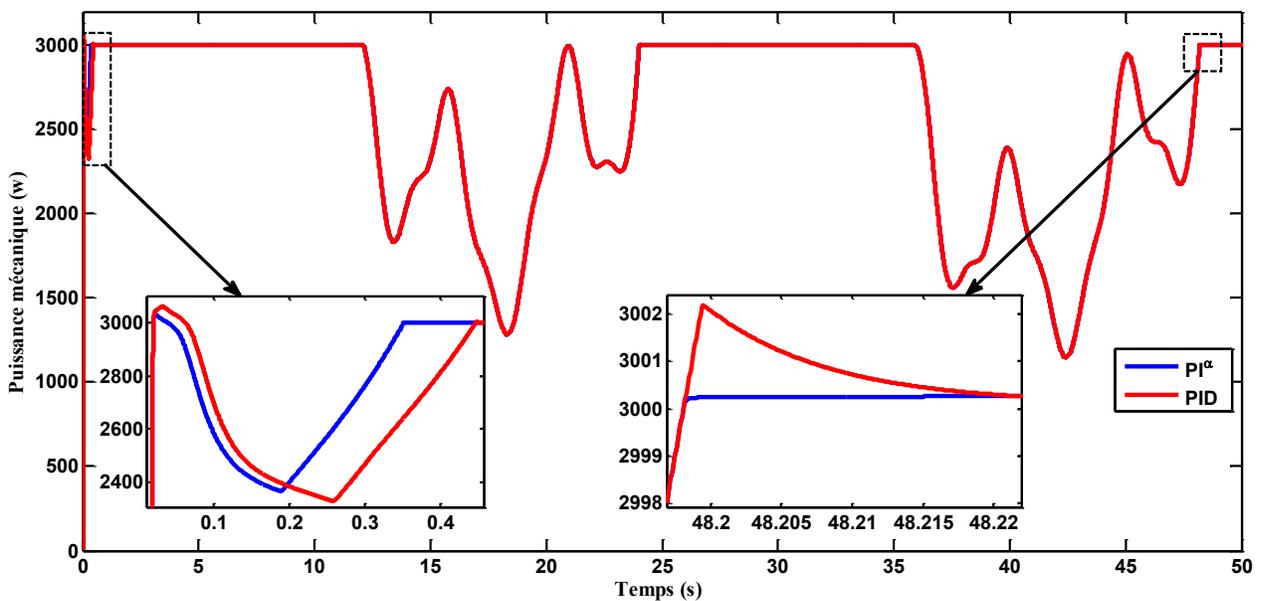


Figure 3.30 La puissance mécanique de la turbine.

D'après les figures. 3.31 et 3.32, lorsque le contrôleur  $PI^\alpha$  est utilisé, la vitesse de rotation mécanique et le couple électromagnétique ont moins de dépassement et ils atteignent rapidement leurs valeurs nominales par rapport au contrôleur PID. Ce qui réduit le stress de l'arbre de transmission mécanique.

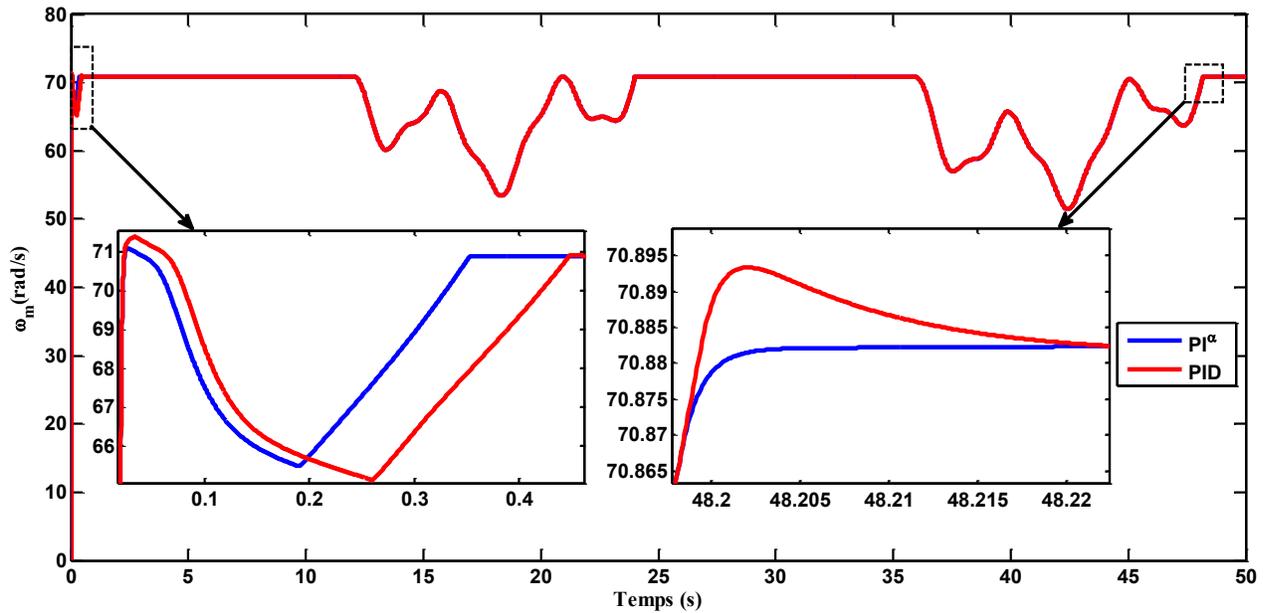


Figure 3.31 La vitesse mécanique de la turbine.

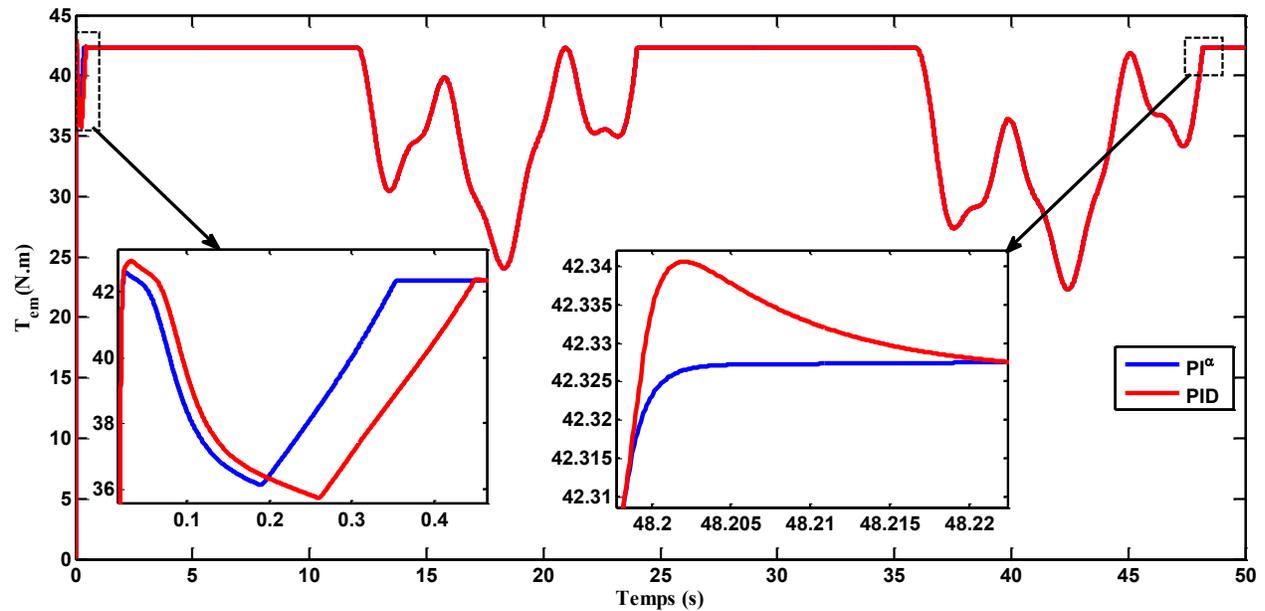


Figure 3.32 Le couple électromagnétique.

Les deux contrôleurs maintiennent le coefficient de puissance  $C_p$  à sa valeur optimale 0.48 comme indiqué sur la figure 3.33.

La figure 3.34 montre la variation de l'angle de calage des pales de la turbine, on voit que le contrôleur  $PI^\alpha$  a moins d'action de calage, à savoir une petite fatigue par rapport au contrôleur PID.

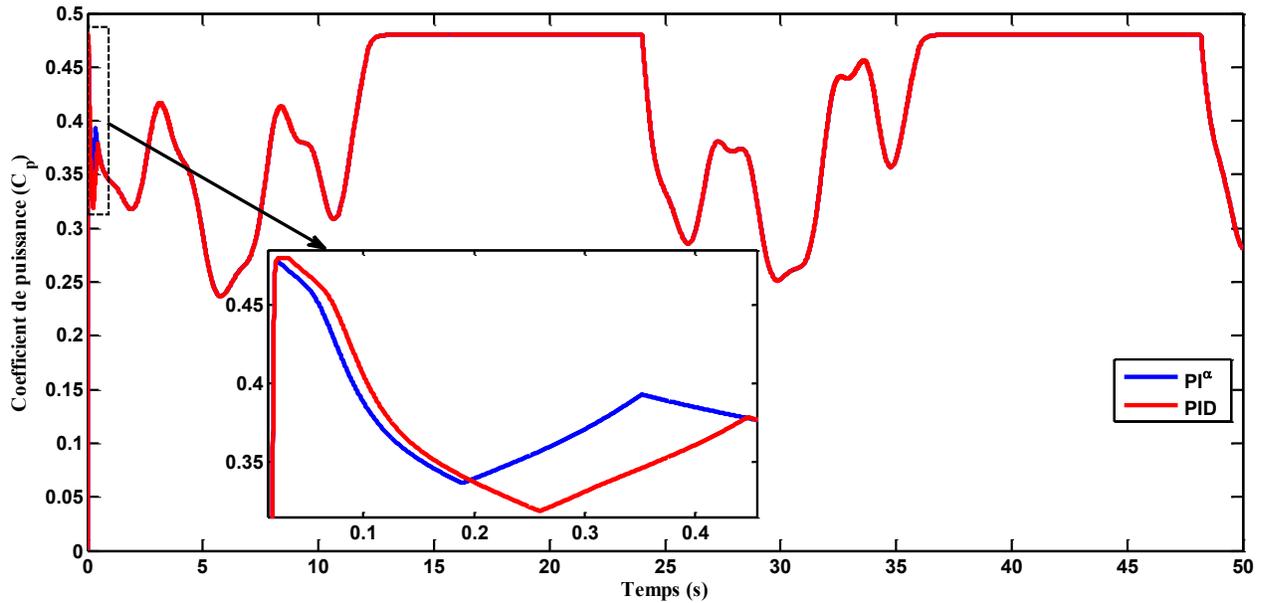


Figure 3.33 Variation du coefficient de puissance.

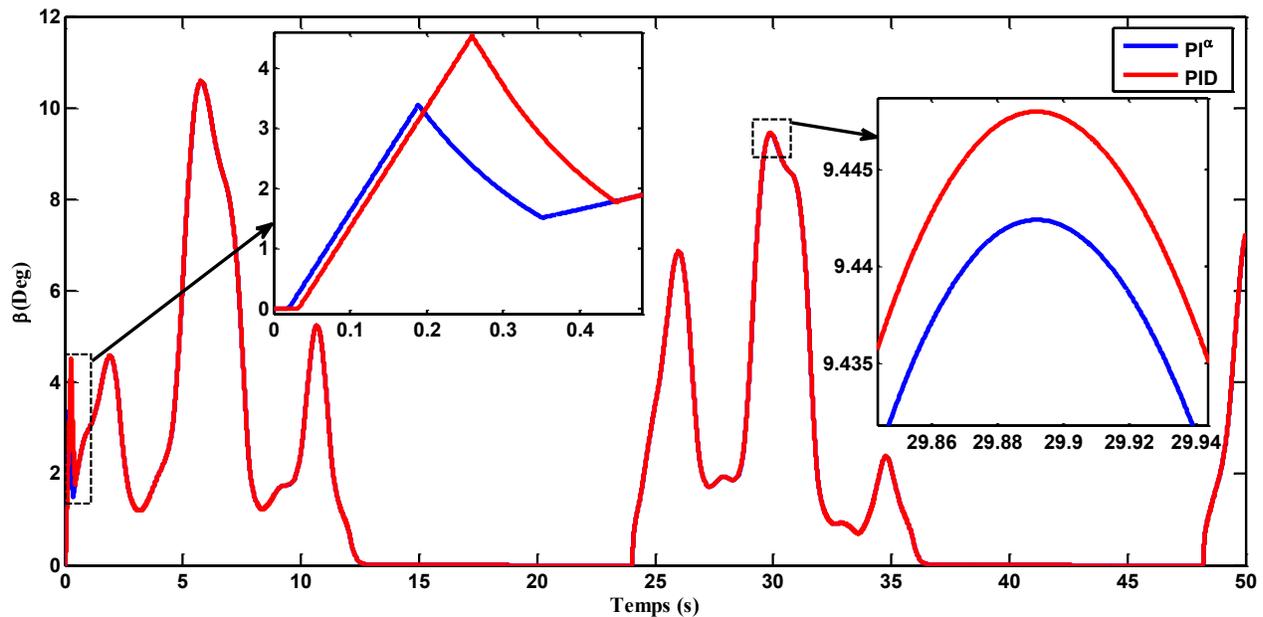


Figure 3.34 L'angle de calage de la turbine.

### 3.10 Conclusion

Dans ce chapitre, une stratégie de commande du convertisseur côté générateur a été développée pour commander une éolienne à vitesse et angle de calage des pales variables dans deux modes de fonctionnement. Dans le mode II, un contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire avec une méthode de conception simple et pratique est proposé pour commander la vitesse de l'éolienne. Le problème d'équité dans la comparaison avec le contrôleur PI d'ordre entier a été traité sous le même ensemble de contraintes de réglage imposées. À partir des résultats de la simulation, le contrôleur  $PI^\alpha$  conçu peut améliorer les performances de commande du système en boucle fermée et atteindre des performances dynamiques et une robustesse pratiques par rapport au contrôleur PI d'ordre entier classique. Dans le mode III, Afin de protéger l'éolienne contre les fortes variations de vitesse du vent, des contrôleurs  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire et PID d'ordre entier sont conçus et utilisés avec les mêmes contraintes de réglage imposées pour commander l'angle de calage de l'éolienne. Les résultats obtenus montrent que la stratégie de commande proposée a une bonne performance. Les deux contrôleurs limitent la puissance mécanique de sortie de l'éolienne et maintiennent la vitesse de rotation mécanique à ses valeurs nominales. Comme conclusion, le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire surpasse le contrôleur PID classique d'ordre entier.

### Chapitre 3 : Modélisation et commande du convertisseur côté générateur

Tableau 3.1 Les paramètres des contrôleurs du CCG.

	PI <sup>α</sup>			PID		
	$K_p$	$K_i$	$\alpha$	$K_p$	$K_i$	$K_d$
Commande en mode II (boucle de vitesse)	0.355	121.4	0.341	17.29	5.81	-
Commande en mode II (boucles des courants)	5.0679	48.1517	0.6035	8.4140	276.8423	-
Commande en mode III (commande d'angle de calage)	6.8399	11.5338	0.3758	18.4518	443	-0.0335

Tableau 3.2 Les principaux paramètres du CCG.

Densité de l'air	$\rho=1.225\text{kg/m}^3$ .
Rayon des pales	$R=1.37\text{m}$ .
Inertie totale du système	$J_r=2\text{N.m}$ .
Coefficient de frottement	$f_r=0.061\text{N.m.s/rad}$ .
résistance du stator	$R_s=1.5\Omega$ .
Flux rotorique	$\phi_r=0.3\text{Wb}$ .
Inductances des axes d et q	$L_d=L_q=L_s=19\text{mH}$ .
Nombre de paires de pôles	$P=8$ .
Puissance nominale	$P_{nominale}=3\text{kW}$ .
Constant de temps de servo	$\tau_c=0.2\text{s}$ .

# **Chapitre 4**

## **Modélisation et commande du convertisseur côté réseau**

### 4.1 Introduction

L'existence de systèmes électriques déjà stables devient de plus en plus importante à mesure que l'énergie éolienne est progressivement intégrée dans les réseaux électriques. De plus, les fournisseurs de réseau doivent garantir que la qualité de l'électricité des consommateurs ne se détériore pas. Par conséquent, le taux de distorsion harmonique totale (THD) doit être maintenue à une valeur minimale afin d'améliorer la qualité de l'énergie injectée dans le réseau électrique. De nouveaux problèmes techniques, tels qu'une pénétration plus élevée de l'énergie éolienne, la qualité de l'énergie et la stabilité dynamique, nécessitent le développement de modèles d'énergie éolienne plus précis et réalistes [64].

La commande vectorielle avec orientation de tension conventionnelle (VOC) est largement utilisée parmi les méthodes de commande existantes. Cette technique permet de commander séparément les composants de puissance qui sont échangés entre le GSAP et le réseau tout en maintenant une tension de bus continu constante [65]. L'approche VOC est principalement réalisée en utilisant des contrôleurs PI d'ordre entier pour commander les courants du convertisseur côté réseau découplé (CCR). Cependant, la commande PI classique n'est pas suffisamment robuste pour répondre à la non-linéarité du système d'éolienne basé sur GSAP ainsi qu'aux fluctuations de la vitesse du vent et des caractéristiques de l'éolienne. Par conséquent, lorsque les paramètres de GSAP réels varient par rapport aux valeurs nominales utilisées dans le système de commande, l'approche VOC basée sur les contrôleurs PI donne une qualité de puissance détériorée et une faible robustesse [66].

Dans ce contexte, plusieurs approches de commande sont proposées pour améliorer la réponse dynamique afin d'améliorer l'efficacité de la méthode VOC. Par conséquent, le contrôleur  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire apparaît comme une option appropriée, comme l'illustrent de nombreuses applications. Ce contrôleur combine les avantages de PI et du calcul fractionnaire. Par conséquent, des performances améliorées sont obtenues.

Dans ce chapitre, deux contrôleurs d'ordre fractionnaire sont conçus avec deux méthodes de réglage différentes. Le premier est un contrôleur  $I^\alpha$  utilisé pour maintenir la tension du bus continu à une valeur souhaitée pour gérer le changement soudain du vent, le second est un contrôleur  $PI^\alpha$  utilisé pour améliorer le THD des courants injectés dans le réseau.

#### 4.2 Modélisation du réseau et du filtre

Un CCR typique avec filtre RL est illustré à la figure 4.1.

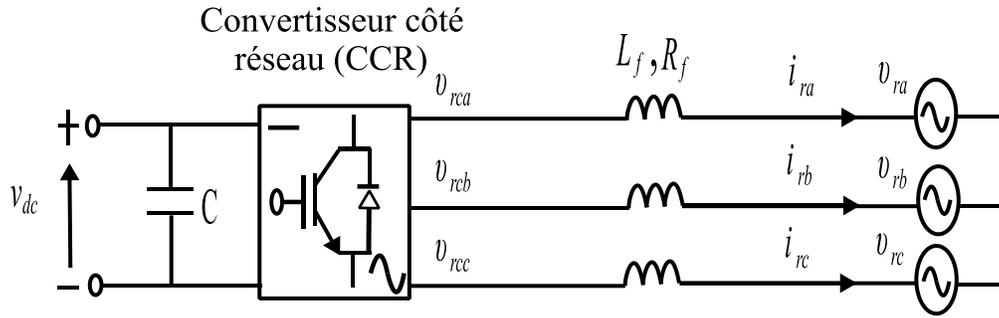


Figure 4.1 CCR avec filtre

Dans le repère de Park, les équations des circuits électriques côté réseau ont la forme suivante :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{rd}}{dt} = v_{rd} - v_{rcd} - R_f i_{rd} + \omega_r L_f i_{rq} \\ L_f \frac{di_{rq}}{dt} = v_{rq} - v_{rcq} - R_f i_{rq} - \omega_r L_f i_{rd} \end{cases} \quad (82)$$

où  $v_{rd}$ ,  $v_{rq}$  sont les composantes de l'axe  $d-q$  du vecteur de tension du réseau,  $i_{rd}$ ,  $i_{rq}$  sont les composantes de l'axe  $d-q$  du vecteur de courant de réseau,  $v_{rcd}$ ,  $v_{rcq}$  sont les composantes de l'axe  $d-q$  du vecteur de tension du convertisseur côté réseau,  $L_f$ ,  $R_f$  sont l'inductance et la résistance du filtre de réseau,  $\omega_r$  est la fréquence angulaire de la tension de réseau.

Les équations de la puissance active et réactive du réseau sont exprimées comme suit :

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{rd} i_{rd} + v_{rq} i_{rq}) \quad (83)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (v_{rq} i_{rd} - v_{rd} i_{rq}) \quad (84)$$

#### 4.3 Commande du convertisseur côté réseau (CCR)

Le schéma fonctionnel du système de commande du CCR est illustré à la figure 4.2. Pendant le fonctionnement d'une éolienne, le CCR est principalement commandé pour maintenir la tension du condensateur de bus continu à une valeur fixe, garantissant que seule la puissance active est fournie au réseau et que le transfert de puissance réactive vers le réseau a un facteur de puissance souhaitable [67].

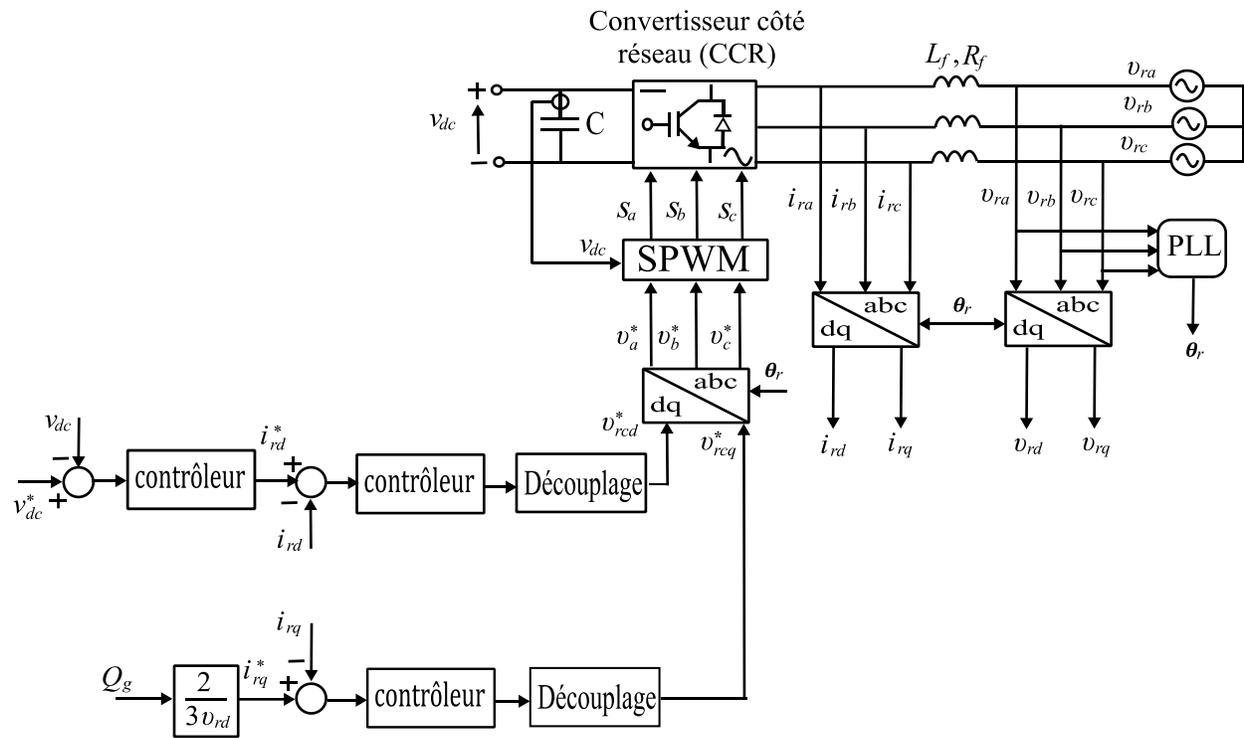


Figure 4.2 Diagramme de commande du CCR.

La stratégie VOC utilisée pour commander le CCR. D'après la figure 4.2, le CCR contient trois boucles de commande avec contrôleurs. La boucle de commande de tension externe est responsable de la commande de la tension du bus continu du CCR. Les courants de réseau de référence  $i_{rd}^*$  et  $i_{rq}^*$  sont comparés aux courants de phase de réseau mesurés et transformés  $i_{rd}$  et  $i_{rq}$ . Les signaux d'erreur sont envoyés aux deux contrôleurs. Afin d'obtenir de bonnes propriétés du système de commande, l'application du découplage des circuits est nécessaire et a été appliqué dans le système de commande. Ainsi, les puissances active et réactive peuvent être commandées directement par  $i_{rd}$  et  $i_{rq}$  respectivement. Dans les systèmes de commande typiques, la référence de puissance réactive est fixée à zéro pour avoir un facteur de puissance unitaire. Les tensions de référence  $v_{rcd}^*$  et  $v_{rcq}^*$  sont alors transformées vers le système  $d-q$  et sont envoyées au bloc de SPWM.

#### 4.4 Conception des contrôleurs d'ordre fractionnaire appliqués au CCR

Dans ce chapitre, deux contrôleurs d'ordre fractionnaire sont conçus avec deux méthodes de réglage différentes. Le premier contrôleur d'ordre fractionnaire  $I^\alpha$  est utilisé pour maintenir constante la tension du bus continu, et le deuxième contrôleur fractionnaire  $PI^\alpha$  est utilisé pour

réguler les courants du réseau et améliorer la qualité de l'énergie en diminuant le THD du courant injecté dans le réseau.

### 4.4.1 Boucle de commande de la tension du bus continu

Le modèle du bus continu est présenté au chapitre III (équation (46)), le courant côté générateur circulant dans le bus continu est considéré comme une perturbation. La fonction de transfert du modèle du bus continu peut être dérivée de l'équation (85)

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_g - i_r \quad (85)$$

$$L(s) = \frac{V_{dc}(s)}{i_{rd}(s)} = \frac{1}{Cs} \quad (86)$$

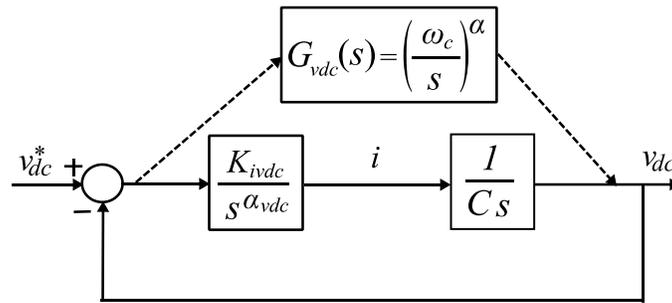


Figure 4.3 Schéma fonctionnel de la commande de tension du bus continu.

Dans ses études sur la conception des amplificateurs, Bode [9] a proposé la forme idéale suivante de la fonction de transfert en boucle ouverte :

$$G_{vdc}(s) = \left( \frac{\omega_c}{s} \right)^\alpha, \alpha \in R \quad (87)$$

Ce choix de  $G_{vdc}(s)$  donne un système en boucle fermée qui est sensible aux changements de gain, ce qui est une propriété souhaitable. La fréquence de coupure  $\omega_c$  variera à mesure que le gain varie, tandis que la marge de phase du système,  $\varphi_m = \pi(1 - \alpha/2)$ , reste indépendante de la valeur du gain.

Le schéma fonctionnel simplifié de la commande de tension du bus continu  $V_{dc}$  est illustré à la figure 4.3.

En fixant  $\varphi_m$  à  $70^\circ$  et  $\omega_c$  à  $50(\text{rad/s})$  dans (87), nous trouvons que  $\alpha_{vdc} = 0.222$ ,  $\alpha = 1.222$  et  $K_{ivdc} = 0.1192$ .

Le diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte de la commande de tension du bus continu est illustré à la figure 4.4.

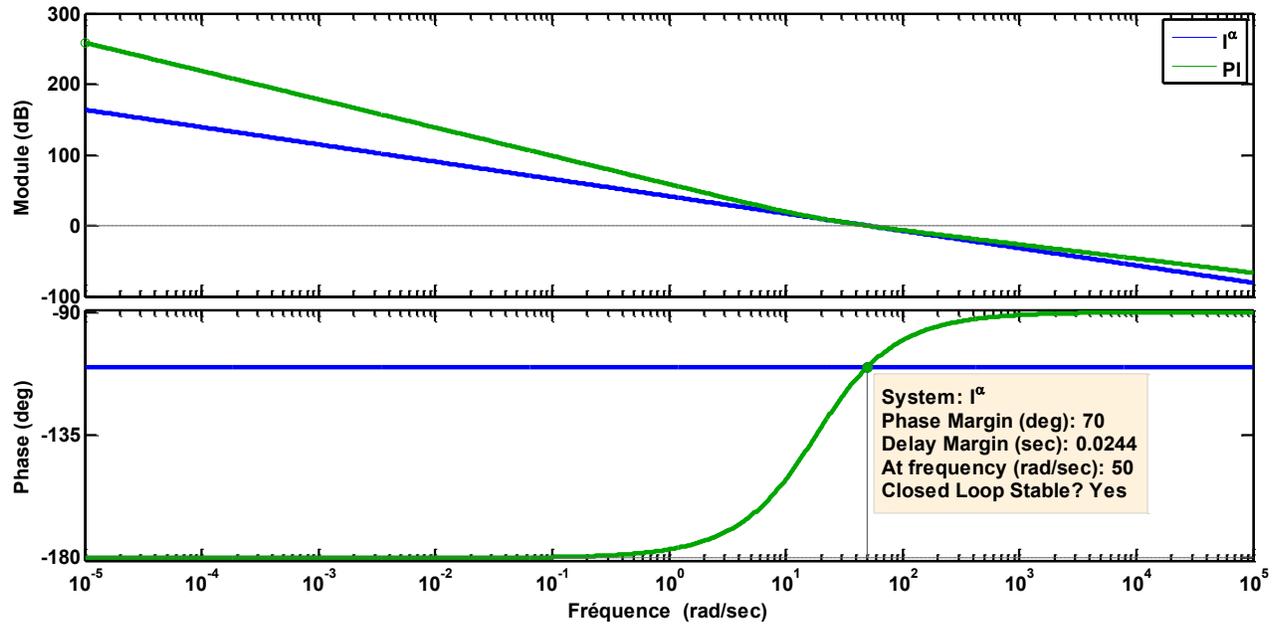


Figure 4.4 Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte.

Les paramètres du contrôleur PI sont obtenus en utilisant les mêmes paramètres de réglage  $\varphi_m$  et  $\omega_c$  que ceux utilisés pour régler le contrôleur  $I^\alpha$ . Par rapport au contrôleur PI ( $K_p=0,04696$  et  $K_i=0,8546$ ), le contrôleur  $I^\alpha$  atteint une meilleure robustesse par rapport à la variation du gain du système, comme illustré à la figure 4.4.

#### 4.4.2 Boucle de commande des courants de réseau des axes $d$ et $q$

La réorganisation des équations dans (82) donne la dynamique de tension du réseau comme suit :

$$\overbrace{v_{rd} + \omega_r L_f i_{rq} - v_{rcd}}^{v_{rcd}^{eq}} = L_f \frac{di_{rd}}{dt} + R_f i_{rd} \quad (88)$$

$$\overbrace{v_{rq} - \omega_r L_f i_{rd} - v_{rcq}}^{v_{rcq}^{eq}} = L_f \frac{di_{rq}}{dt} + R_f i_{rq} \quad (89)$$

La fonction de transfert  $N(S)$  entre le courant de sortie  $i_{rd}(s)$ ,  $i_{rq}(s)$  et leur tension de commande équivalente  $v_{rcd}^{eq}(s)$  et  $v_{rcq}^{eq}(s)$  dans le repère  $d$ - $q$  est :

$$N(s) = \frac{i_{rd}(s)}{v_{rcd}^{eq}(s)} = \frac{i_{rq}(s)}{v_{rcq}^{eq}(s)} = \frac{1}{L_f s + R_f} \quad (90)$$

Pour commander les courants injectés dans le réseau, les paramètres  $PI^\alpha$  d'ordre fractionnaire sont ajustés en utilisant la technique de conception proposée dans le chapitre III. Le schéma fonctionnel simplifié de la commande des courants de l'axe  $d$ - $q$  du réseau est illustré à la figure 4.5.

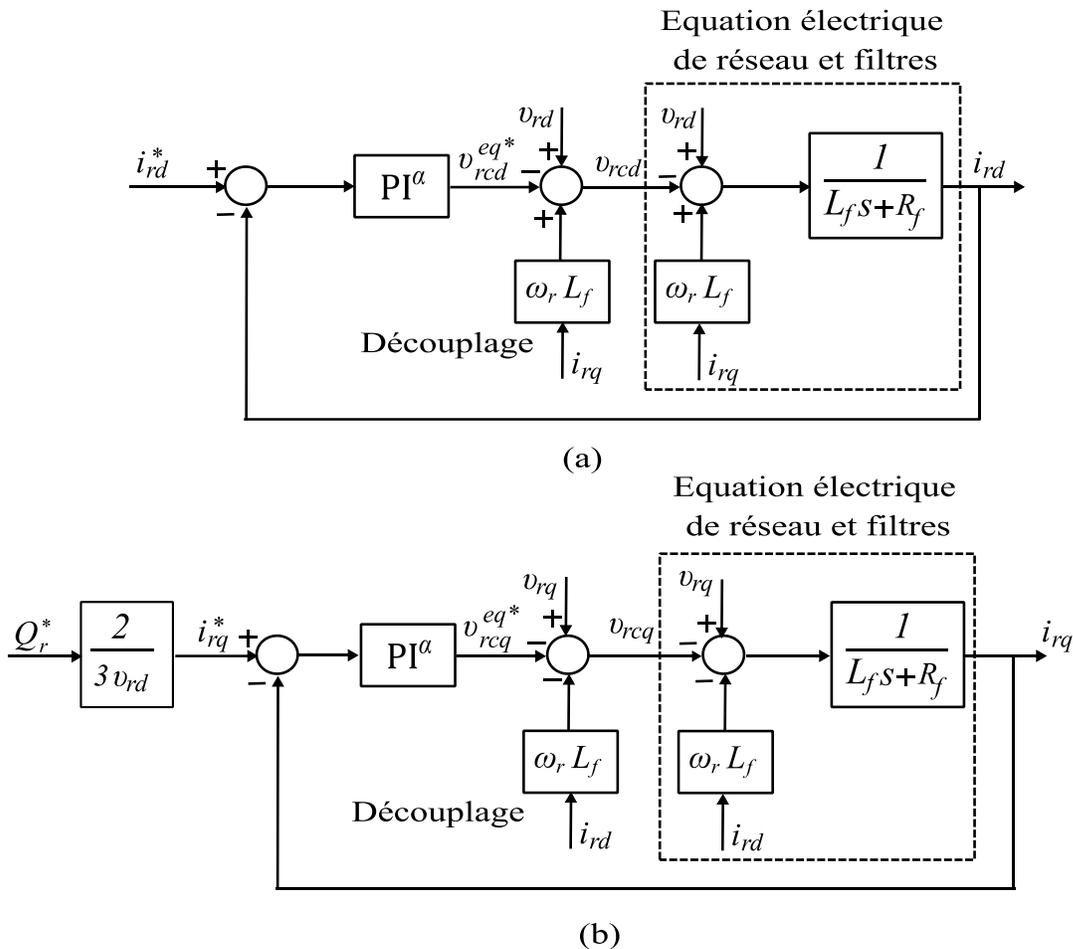


Figure 4.5 Schéma fonctionnel de la commande des courants de réseau : (a) courant d'axe  $d$ , (b) courant d'axe  $q$ .

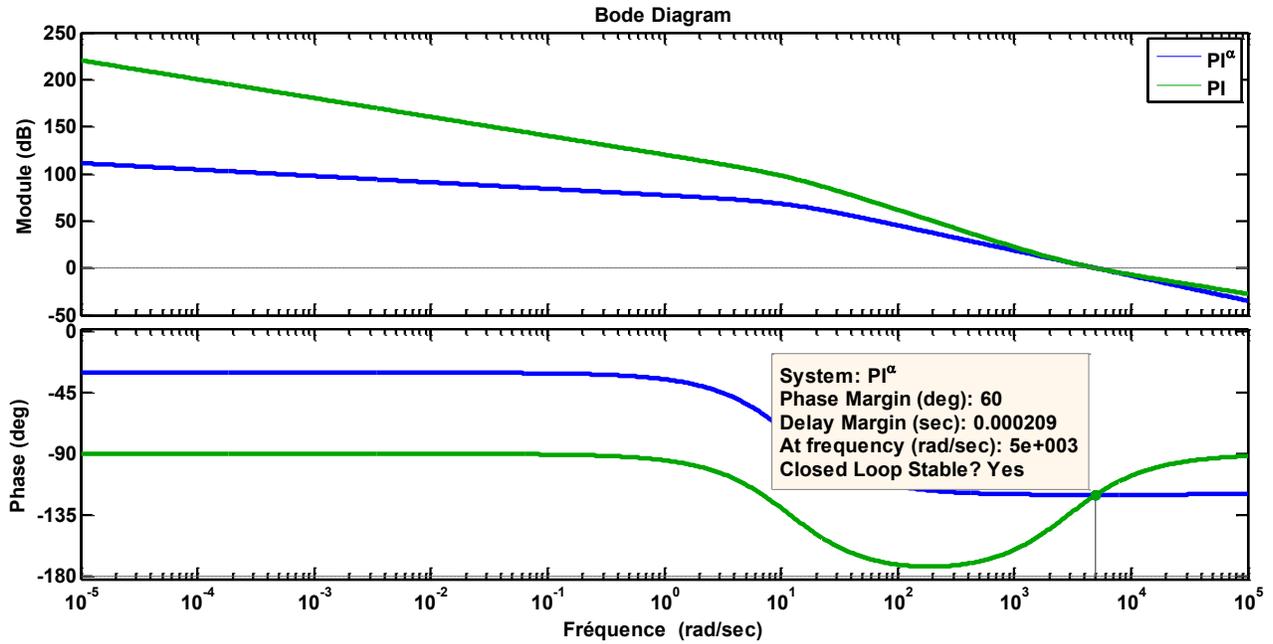


Figure 4.6 Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte.

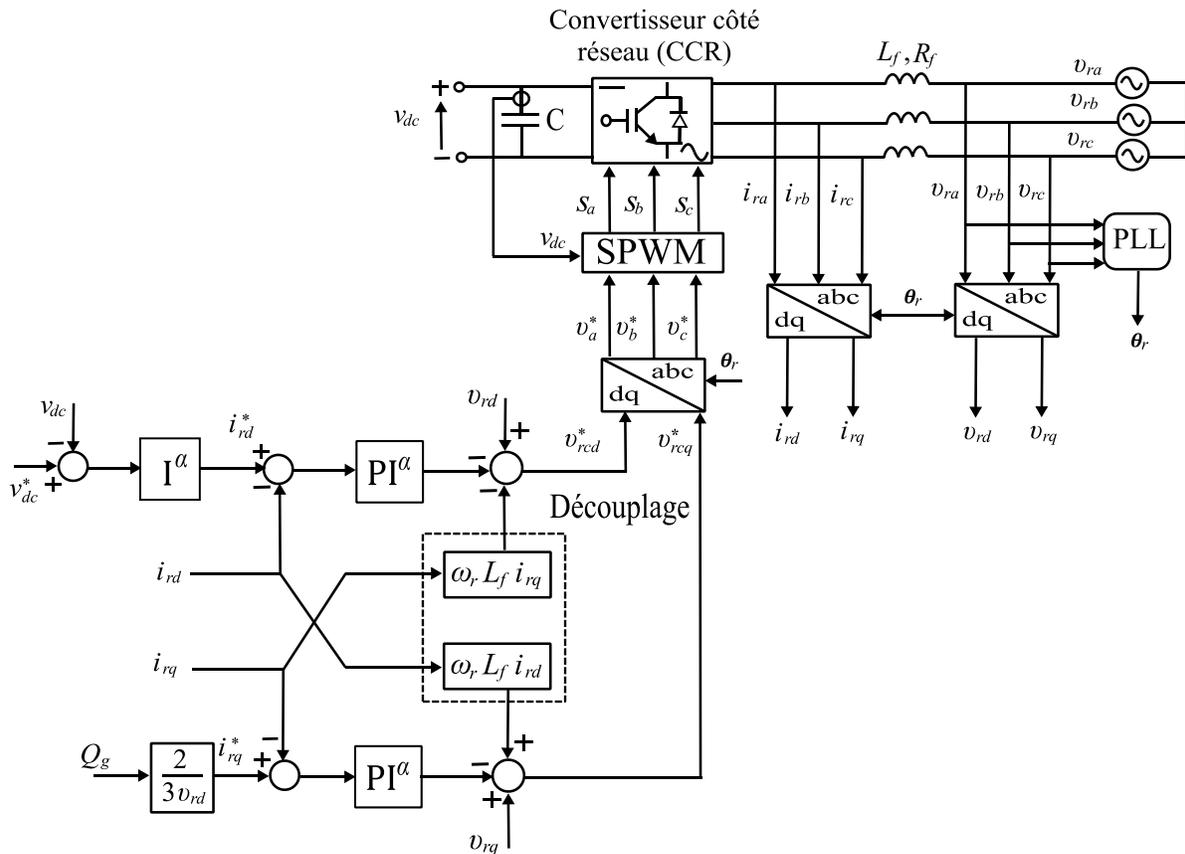


Figure.4.7 Diagramme de commande du CCR utilisant  $I^\alpha$  et  $PI^\alpha$ .

En appliquant les trois contraintes listées au chapitre III sur la fonction de transfert du système  $N(s)$  et en fixant  $\varphi_m$  à  $60^\circ$  et  $\omega_c$  à  $5000(\text{rad/s})$ , on trouve les paramètres du contrôleur  $\text{PI}^\alpha$   $\alpha=0.3395$ ,  $K_p=0.0704$ , et  $K_i=1264,1613$ . Avec les mêmes paramètres de réglage  $\varphi_m$  et  $\omega_c$ , le contrôleur PI obtenu est  $K_p=4.3241$  et  $K_i=2902.8$ .

Les paramètres des contrôleurs des boucles de commande de CCR sont dans le tableau 4.1.

La figure 4.6 montre le diagramme de Bode du système commandé. Comme nous pouvons le voir, pour le contrôleur  $\text{PI}^\alpha$  d'ordre fractionnaire, la phase est plate à  $\omega_c=5000(\text{rad/s})$  et les trois contraintes sont remplies. Cela signifie que le système est plus robuste pour obtenir des changements. Mais les contraintes ne sont pas remplies en même temps pour le contrôleur PI d'ordre entier.

Le schéma de commande de CCR utilisant des contrôleurs  $\text{I}^\alpha$  et  $\text{PI}^\alpha$  d'ordre fractionnaire est illustré à la figure 4.7 [68].

### 3.5 Résultats de simulations

Les principaux paramètres utilisés pour le CCR sont indiqués dans le tableau 4.2. La vitesse du vent utilisée dans la simulation varie de 0 à 8 s comme illustré sur la figure 4.8.

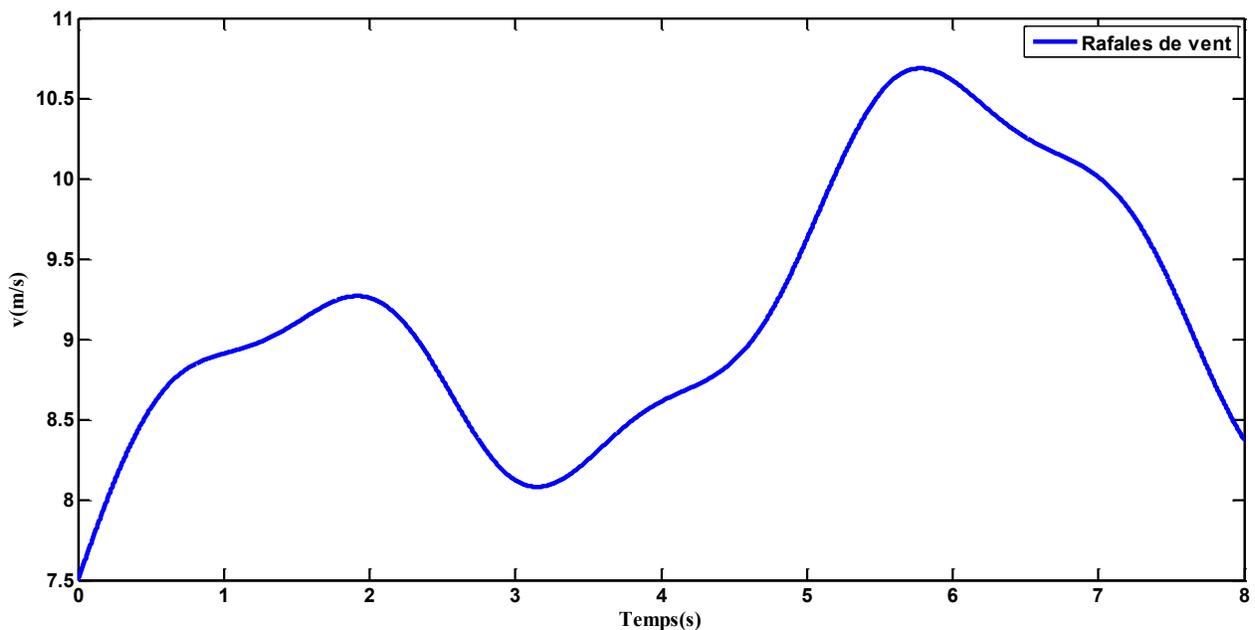


Figure 4.8 Rafales de vent.

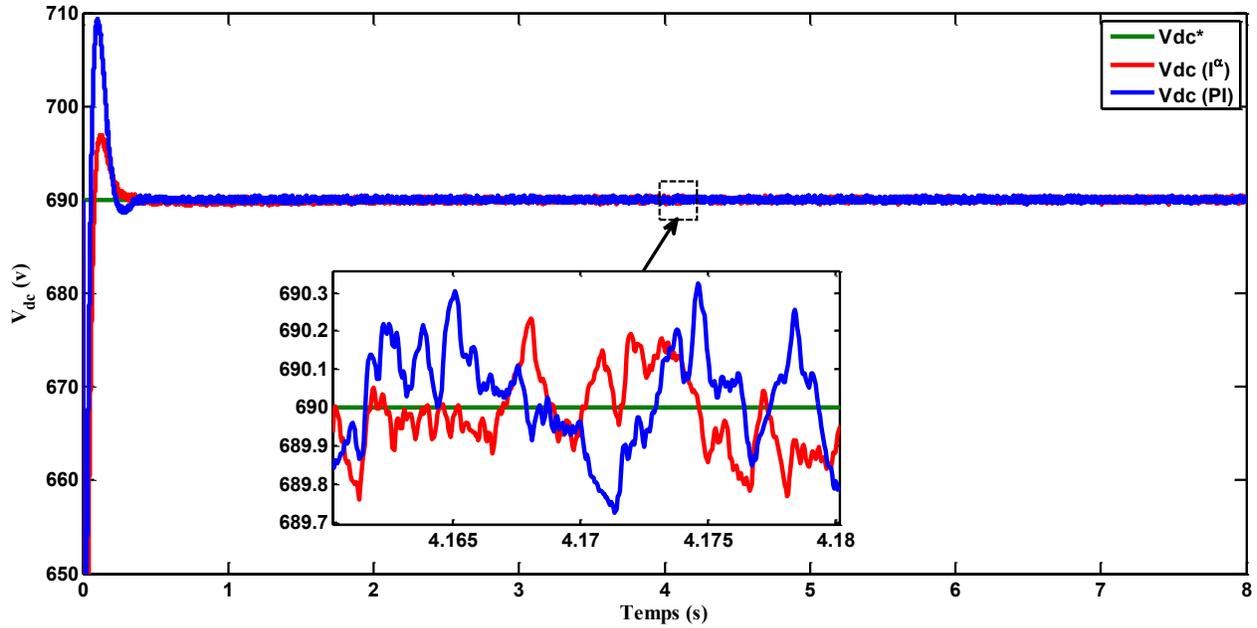


Figure 4.9 Réponse de la tension du bus continu.

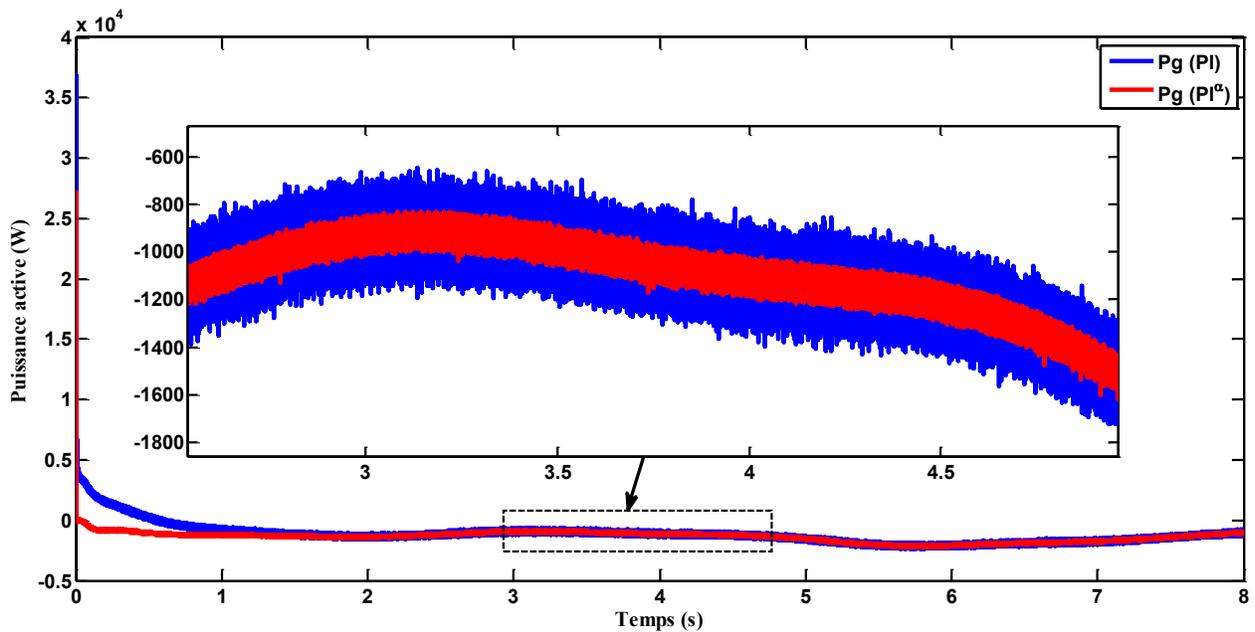


Figure 4.10 Réponse de la puissance active du réseau.

La figure 4.9 montre la réponse de la tension du bus continu. Clairement, les deux contrôleurs,  $I^\alpha$  et PI, maintiennent la tension du bus continu à la valeur souhaitée, qui est de 690 V pendant la fluctuation de la vitesse du vent. Mais la réponse utilisant le contrôleur  $I^\alpha$  a moins de dépassement et un minimum d'ondulation par rapport au contrôleur PI.

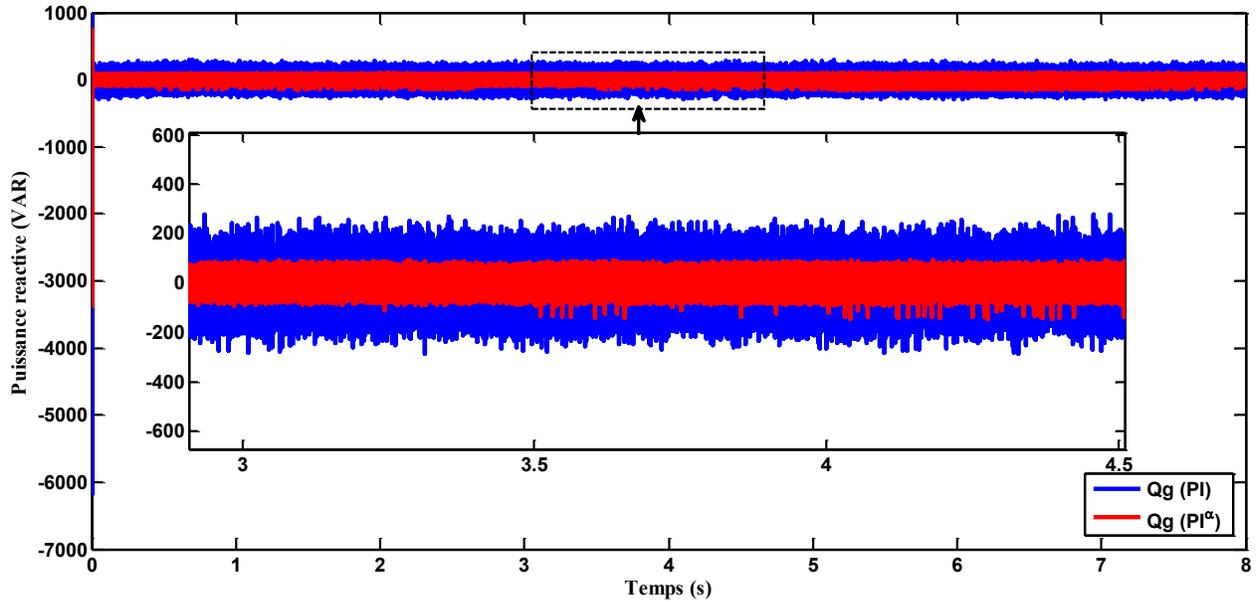


Figure 4.11 Réponse de la puissance réactive du réseau.

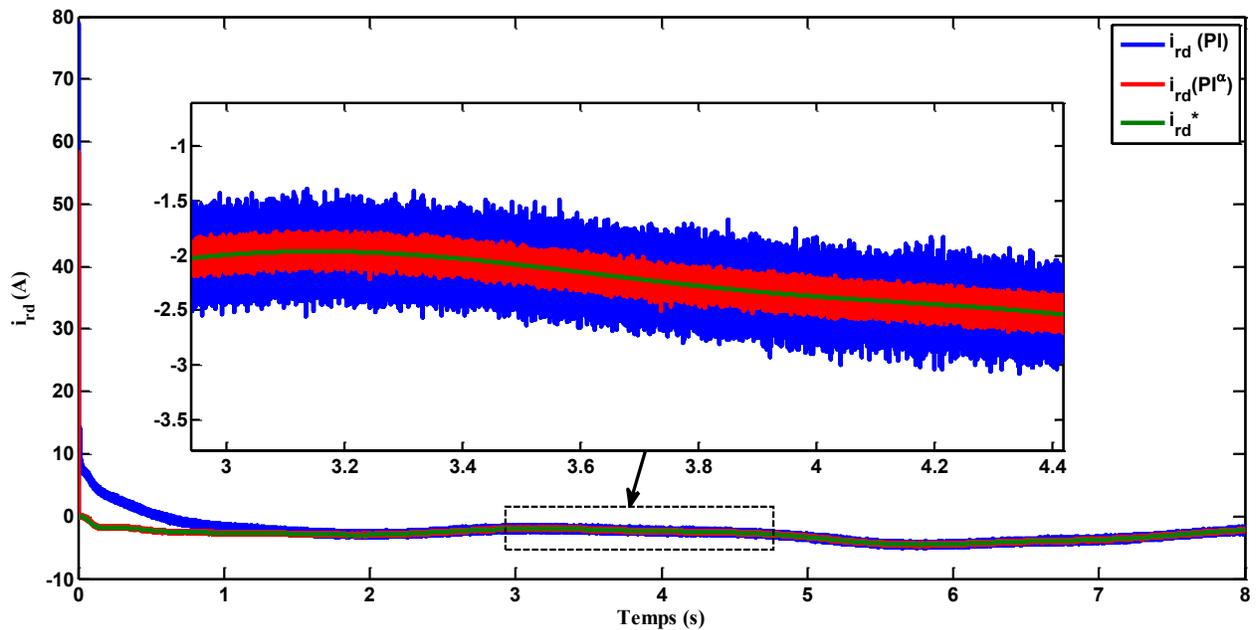


Figure 4.12 Réponse de courant d'axe  $d$  du réseau.

Il est clair des figures 4.10 et 4.11 que le contrôleur  $PI^\alpha$  surpasse le contrôleur PI en termes de taux d'oscillation et de perturbation. Alors que la puissance réactive des deux contrôleurs reste nulle, ce qui conduit le système à fonctionner au facteur de puissance unitaire.

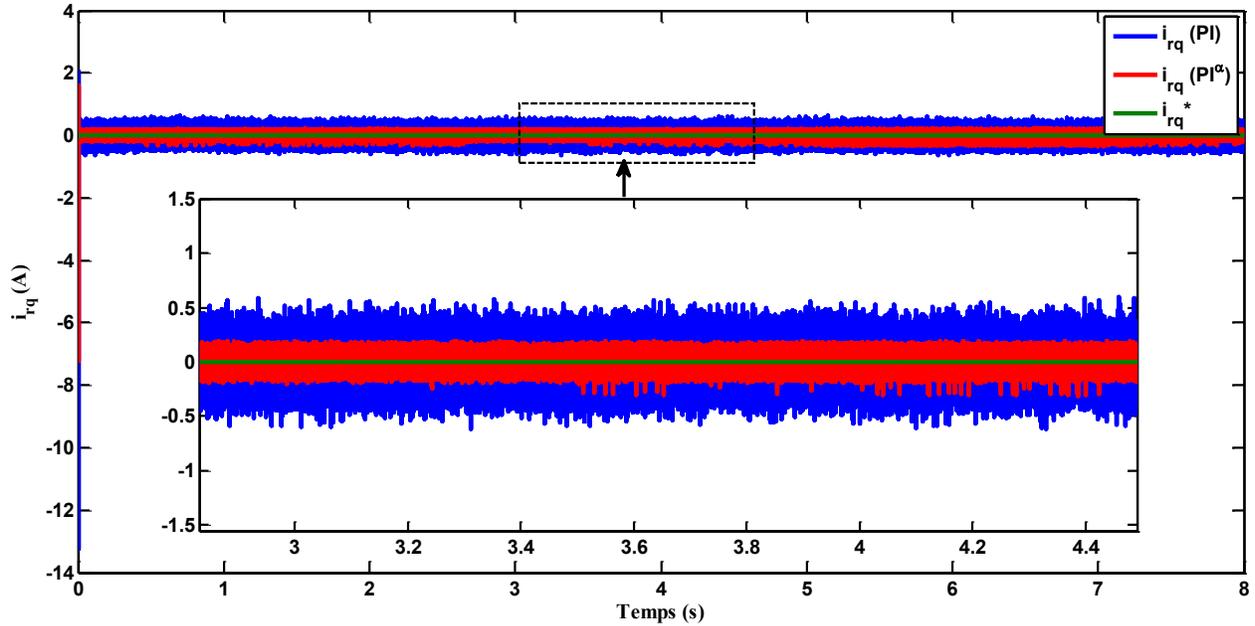


Figure 4.13 Réponse de courant d'axe  $q$  du réseau.

Les figures 4.12 et 4.13 montrent la réponse des courants d'axe  $d-q$  du réseau sous des changements de vitesse du vent. Les deux contrôleurs forcent les courants de réseau de l'axe  $d-q$  à suivre leur référence avec une grande précision.

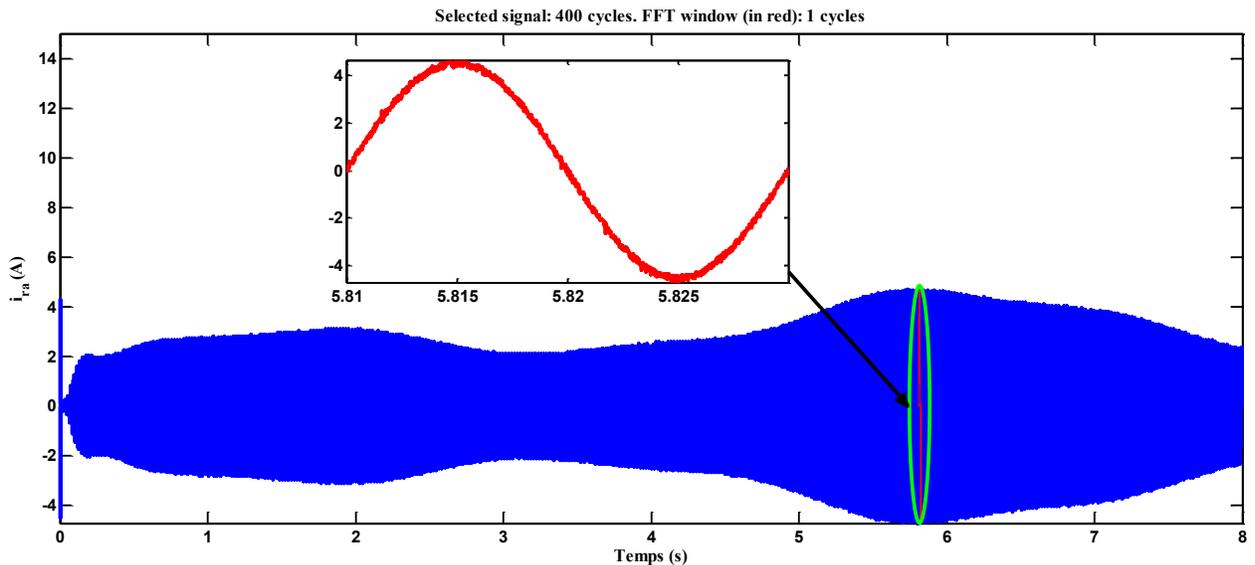


Figure 4.14 Courant de réseau de la phase  $a$  en utilisant le contrôleur  $PI^\alpha$ .

L'amplitude du courant de réseau injecté de la phase ( $a$ ) change avec la variation de la vitesse du vent, avec une fréquence définie de 50 Hz, une meilleure onde sinusoïdale et un taux d'ondulation

plus faible sous le contrôleur  $PI^\alpha$  que sous le contrôleur PI, comme le montre les figures 4.14 et 4.15.

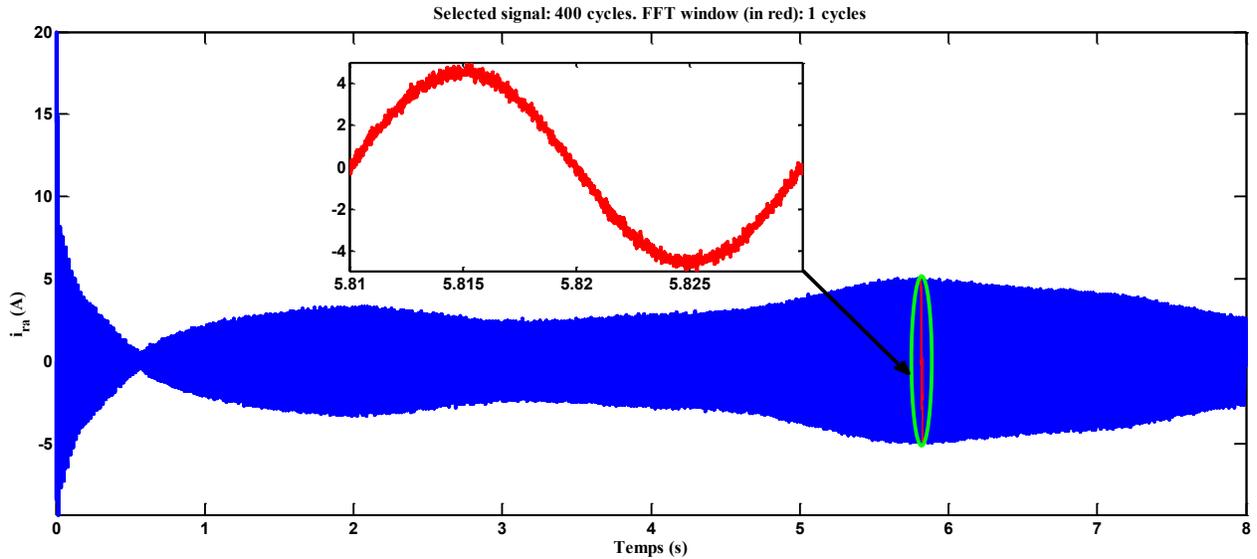


Figure 4.15 Courant de réseau de la phase  $a$  en utilisant le contrôleur PI.

Les figures 4.16 et 4.17 montrent que le contrôleur  $PI^\alpha$  a obtenu une distorsion harmonique nettement inférieure (THD=2,40%) à celle du contrôleur PI (THD=3,62%), ce qui confirme que le contrôleur  $PI^\alpha$  améliore la qualité de l'énergie et réduit encore plus les harmoniques de courant du réseau.

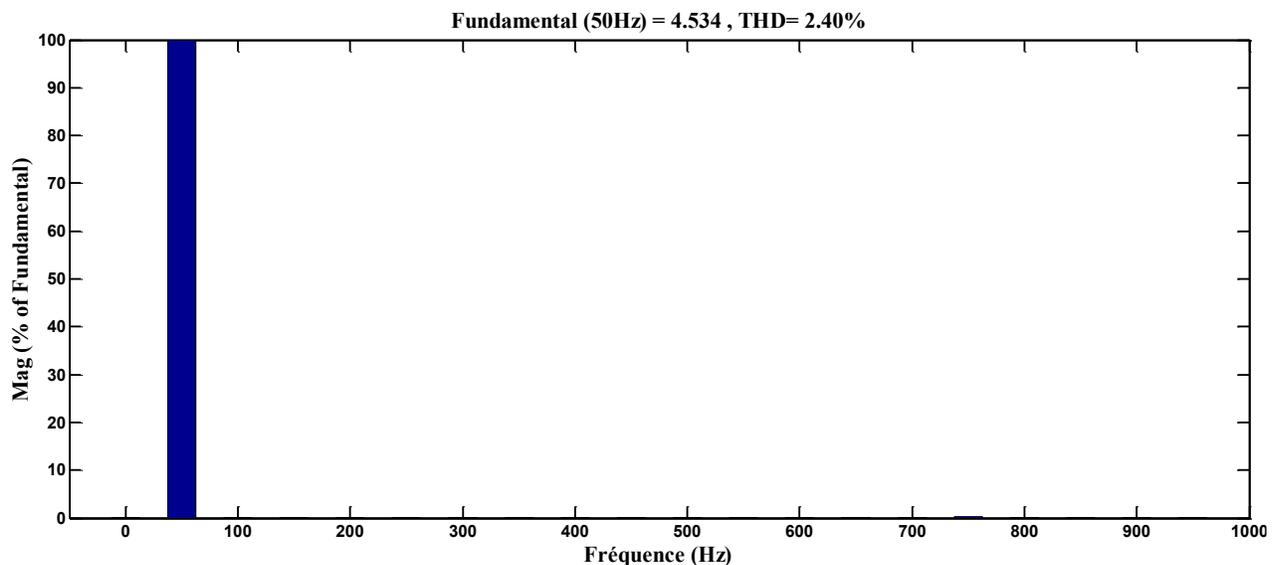


Figure 4.16 THD du courant de réseau avec  $PI^\alpha$ .

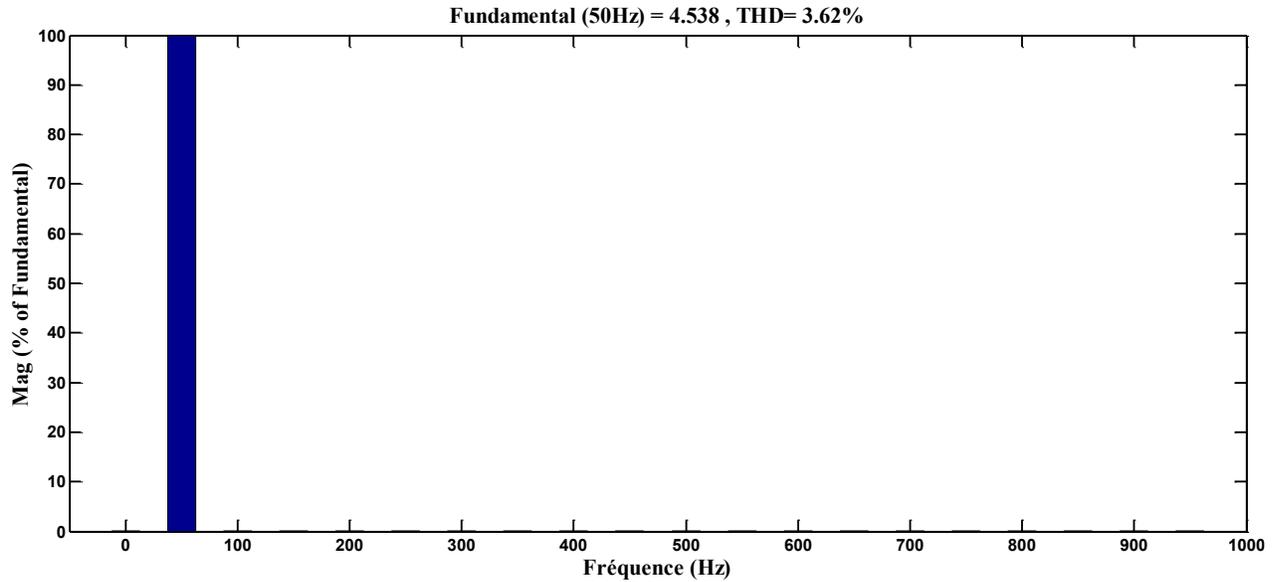


Figure 4.17 THD du courant de réseau avec PI.

### 4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, deux contrôleurs d'ordre fractionnaire différents ont été conçus et réglés en utilisant les mêmes contraintes avec deux approches différentes. Les résultats montrent que le contrôleur  $I^\alpha$  surpasse le contrôleur PI en termes de dynamique de tension du bus continu. Le contrôleur  $I^\alpha$  fournit moins de dépassement et un minimum d'ondulation de la réponse de la tension du bus continu par rapport au contrôleur PI sous les changements de vitesse du vent. De plus, le contrôleur  $PI^\alpha$  atteint de faibles courants THD et un facteur de puissance unitaire du réseau par rapport au contrôleur PI classique. Les résultats de la simulation valident la supériorité et l'efficacité du contrôleur d'ordre fractionnaire par rapport au contrôleur d'ordre entier.

## Chapitre 4 : Modélisation et commande du convertisseur côté réseau

Tableau 4.1 Les paramètres des contrôleurs du CCG.

	PI <sup>α</sup>			PI	
	$K_p$	$K_i$	$\alpha$	$K_p$	$K_i$
commande de la tension du bus continu	-	0.1192	0.222	0.04696	0.8546
commande des courants de réseau des axes d-q	0.0704	1264.1613	0.3395	4.3241	2902.08

Tableau 4.2 Les principaux paramètres du CCR.

Inductance du filtre de réseau.	$L_f = 1mH.$
Résistance du filtre de réseau.	$R_f = 0.012\Omega.$
Condensateur du bus continu.	$C = 1000\mu F$
Tension de référence du bus continu.	$V_{dc}^* = 690V$

### Conclusion générale et Perspectives

Cette thèse s'est concentrée sur la modélisation et la commande de deux types d'éoliennes. Le premier type est une éolienne à deux masses à vitesse variable et angle de calage des pales fixe. Le deuxième type par contre, est une éolienne à une seule masse à vitesse et à angle de calage des pales variables basé sur un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP). L'objectif de cette thèse était de concevoir un contrôleur robuste afin d'améliorer le comportement dynamique des éoliennes, de rendre les systèmes bouclés plus robustes aux différentes incertitudes et perturbations (variation du vent, variation des paramètres du système). En effet, dans la conversion de l'énergie éolienne, des contrôleurs d'ordre entier sont couramment utilisés. Cependant, l'efficacité de ce type de contrôleur est limitée par sa plage de fonctionnement ; il peut être moins efficace en termes de variations paramétriques, de précision et de rejet des perturbations. Il est donc nécessaire de concevoir des contrôleurs robustes d'ordre fractionnaire pour améliorer le comportement dynamique du système éolien. Les résultats de simulations ont été présentés en deux parties dans cette thèse.

Dans le premier chapitre une vue d'ensemble, les composants des systèmes de production d'énergie éolienne et le classement d'éoliennes (selon la configuration de générateur, de la capacité de l'éolienne, du mode d'entraînement de générateur, du mode de la vitesse de rotation) ont été présentés.

La partie I a été consacrée à la commande de la vitesse d'une éolienne à deux masses à vitesse variable et angle de calage des pales fixe. Une approche analytique de conception de contrôleur  $PI^{\alpha}D^{\mu}$  d'ordre fractionnaire a été appliquée dans le chapitre 2 pour commander la vitesse d'un système d'éolienne à deux masses. Une comparaison avec les approches de réglage numérique de contrôleur PID a été effectuée en termes de robustesse et d'indices d'évaluation de performances multiples. L'approche de conception d'ordre fractionnaire a donné de meilleurs résultats par rapport aux autres techniques de réglages.

La partie II a été dédiée à la commande d'un système éolien à vitesse et angle de calage des pales variables à base de GSAP. La partie II a été divisée en deux chapitres.

Le chapitre 3 a été concerné à la modélisation et commande du convertisseur côté générateur. Pour cela, la première partie a traité les deux modes de fonctionnement de l'éolienne, le mode de

## **Conclusion Générale et Perspectives**

---

maximisation de la puissance produite, appelée mode II et le mode de limitation de puissance, appelée mode III. La deuxième partie a été consacrée à la commande vectorielle à flux orienté de la GSAP. Deux contrôleurs ont été proposés pour commander le convertisseur côté générateur : un contrôleur d'ordre fractionnaire et un contrôleur d'ordre entier. Les résultats de simulations ont montré que le contrôleur d'ordre fractionnaire peut améliorer les performances dynamiques et la robustesse du système en boucle fermée par rapport au contrôleur d'ordre entier.

Dans le chapitre 4, une commande robuste d'ordre fractionnaire a été proposée pour commander le convertisseur côté réseau, afin de répondre aux différents objectifs (maintenir constante la tension du bus continu, améliorer la qualité de l'énergie injectée aux réseaux). Afin de montrer l'efficacité de cette stratégie de commande, une comparaison a été faite avec une commande d'ordre entier. Les résultats de simulations ont été montrés la supériorité et l'efficacité du contrôleur d'ordre fractionnaire par rapport au contrôleur d'ordre entier.

### **Perspectives.**

Comme mentionné précédemment, cette thèse a été basée principalement sur la commande d'une éolienne à deux masses à vitesse variable et angle de calage des pales fixe et sur la commande d'une éolienne à une seule masse à vitesse et angle de calage des pales variable basé sur un générateur synchrone à aimant permanent, les aspects suivants ont été proposés afin d'être évalués dans de futurs projets.

- Commande d'une éolienne à deux masses à vitesse et angle de calage des pales variables basé sur un générateur synchrone à aimant permanent.
- Ajouter un dispositif de stockage dans le cas d'un faible vent, afin d'assurer la continuité de production d'énergie et de compenser le besoin.

### Liste des Publications

- F. M. Lamine, S. Fatma, and B. Nadia, “Fractional Order and classical PI Controllers Application to Wind Energy Conversion Systems,” Proc. - 2019 1st Int. Conf. Sustain. Renew. Energy Syst. Appl. ICSRESA 2019, 2019.
- M. L. Frikh, F. Soltani, N. Bensiali, N. Boutassetta, and N. Fergani, “Fractional order PID controller design for wind turbine systems using analytical and computational tuning approaches,” Comput. Electr. Eng., vol. 95, no. June 2020, p. 107410, 2021.
- F. M. Lamine, “Pitch Angle Control of Wind Turbine Based on Fractional Order PI and Integer Order PID Controllers,” pp. 1205–1210, 2022.
- F. M. Lamine, “Fractional order PI and I controllers for grid connected wind energy conversion system,” pp. 12–17, 2022.

### Bibliographie

- [1] S. Edition, *SECOND EDITION FUTURE Edited by.* .
- [2] T. M. Letcher, *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines.* 2017.
- [3] British Petroleum, “Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets . and authoritative publications in the field of energy,” *BP Energy Outlook 2021*, vol. 70, pp. 8–20, 2021.
- [4] “BP Statistical Review of World Energy 2021 : les chiffres clés de l’énergie dans le monde | Connaissances des énergies.”
- [5] “Data Explorer | Ember | Ember.” [Online]. Available: <https://ember-climate.org/data/data-explorer/>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [6] “Global installed wind energy capacity 2021 | Statista.” [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/268363/installed-wind-power-capacity-worldwide/>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [7] G. Keith, S. Jackson, A. Napoleon, T. Comings, and J. A. Ramey, “The Hidden Costs of Electricity: Comparing the Hidden Costs of Power Generation Fuels,” pp. 1–91, 2012.
- [8] U. S. E. I. Administration, “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies , Annual Energy Outlook 2021,” vol. 2021, no. February, pp. 1–4, 2021.
- [9] “Windmill Dreams.” [Online]. Available: <http://www.china.org.cn/english/NM-e/151624.htm>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [10] S. Krohn, “Danish Wind Turbines: An Industrial Success Story,” no. February, 2002.
- [11] V. Christensen, “Ecopath with Ecosim: linking fisheries and ecology 1 Why ecosystem modeling in fisheries?,” *WIT Trans. State Art Sci. Eng.*, vol. 34, pp. 1755–8336, 2009.
- [12] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems.* 2005.
- [13] Y. H. Han, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, vol. 21, no. 3–4. 2000.
- [14] A. R. Reitz, C. R. Yan, J. Ogle, and P. Seel, “COMPUTATIONAL MODELING OF WIND

- TURBINE WAKE INTERACTIONS Submitted,” 2012.
- [15] P. Gardner *et al.*, “Wind Energy - The facts, Part 1 Technology,” *Wind Energy*, pp. 29–152, 2009.
- [16] “Architecture of a modern wind turbine.” [Online]. Available: <https://www.wind-energy-the-facts.org/architecture-of-a-modern-wind-turbine.html>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [17] “Direct drive turbine needs no gearbox.” [Online]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/direct-drive-turbine-needs-no-gearbox/>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [18] A. D. Hansen and L. H. Hansen, “Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995-2004),” *Wind Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, 2007.
- [19] Y. Duan and R. G. Harley, “Present and future trends in wind turbine generator designs,” *2009 IEEE Power Electron. Mach. Wind Appl. PEMWA 2009*, 2009.
- [20] “KOSTT, SOWI sign agreement on grid connection for Selaci wind farm.” [Online]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/kostt-sowi-sign-agreement-grid-connection-selaci-wind-farm/>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [21] H. IBRAHIM, A. ILINCA, and J. PERRON, “Solutions de stockage de l’énergie éolienne,” no. 418, pp. 1–80, 2006.
- [22] “Eoliennes : 5 bonnes raisons de passer à l’éolienne individuelle | Pratique.fr.” [Online]. Available: <https://www.pratique.fr/eoliennes-5-bonnes-raisons-passer-a-eolienne-individuelle.html>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [23] “Éoliennes en mer : pourquoi la France est à la traîne ?” [Online]. Available: <https://www.franceinter.fr/environnement/eoliennes-en-mer-pourquoi-la-france-est-a-la-traine>. [Accessed: 28-Apr-2022].
- [24] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, “Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines,” *Control Eng. Pract.*, vol. 18, no. 12, pp. 1357–1368, 2010.
- [25] Y. Mitsukura, T. Yamamoto, and M. Kaneda, “A Design,” no. June, pp. 1361–1365, 1999.

- [26] B. Porter and A. H. Jones, "Genetic tuning of digital PID controllers," *Electron. Lett.*, vol. 28, no. 9, pp. 843–844, 1992.
- [27] D. Karaboga and B. Basturk, "A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony (ABC) algorithm," *J. Glob. Optim.*, vol. 39, no. 3, pp. 459–471, Oct. 2007.
- [28] H. Gozde and M. C. Taplamacioglu, "Comparative performance analysis of artificial bee colony algorithm for automatic voltage regulator (AVR) system," *J. Franklin Inst.*, vol. 348, no. 8, pp. 1927–1946, Oct. 2011.
- [29] P. Dash, L. C. Saikia, and N. Sinha, "Flower Pollination Algorithm Optimized PI-PD Cascade Controller in Automatic Generation Control of a Multi-area Power System," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 19–28, 2016.
- [30] A. Oustaloup, J. Sabatier, and X. Moreau, "From fractal robustness to the CRONE approach," *ESAIM Proc.*, vol. 5, pp. 177–192, 1998.
- [31] K. Reif, F. Sonnemann, and R. Unbehauen, "H 1 H 1 H 1 H 1," vol. 44, no. 1, pp. 203–208, 1999.
- [32] M. Bettayeb and R. Mansouri, "Fractional IMC-PID-filter controllers design for non integer order systems," *J. Process Control*, vol. 24, no. 4, pp. 261–271, Apr. 2014.
- [33] P. Shah and S. Agashe, "Review of fractional PID controller," *Mechatronics*, vol. 38, pp. 29–41, Sep. 2016.
- [34] N. Fergani and A. Charef, "Process step response based fractional  $PI^\lambda D^\mu$  controller parameters tuning for desired closed loop response," *Int. J. Syst. Sci.*, vol. 47, no. 3, pp. 521–532, 2016.
- [35] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, "Nonlinear Control of a Variable-Speed Wind Turbine Using a Two-Mass Model," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 1, pp. 149–162, Mar. 2011.
- [36] S. Ghasemi, A. Tabesh, and J. Askari-Marnani, "Application of Fractional Calculus Theory to Robust Controller Design for Wind Turbine Generators," *IEEE Trans. Energy Convers.*,

- vol. 29, no. 3, pp. 780–787, Sep. 2014.
- [37] J. Liu, Y. Gao, S. Geng, and L. Wu, “Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines via Fuzzy Techniques,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 27–34, 2017.
- [38] S. M. Muyeen *et al.*, “Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 2, pp. 131–141, 2007.
- [39] V. Akhmatov, *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*, no. April. 2003.
- [40] P. Novak, T. Ekelund, I. Jovik, and B. Schmidtbauer, “Modeling and Control of Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics,” pp. 28–38.
- [41] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane, and M. M. Hand, “Nonlinear Control of Variable-Speed Wind Turbines for Generator Torque Limiting and Power Optimization,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 128, no. 4, pp. 516–530, Aug. 2006.
- [42] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, “Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines,” *Control Eng. Pract.*, vol. 18, no. 12, pp. 1357–1368, Dec. 2010.
- [43] A. P. Engelbrecht, *Computational Intelligence: An Introduction: Second Edition*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2007.
- [44] I. Petráš, “Tuning and implementation methods for fractional-order controllers,” *Fract. Calc. Appl. Anal.*, vol. 15, no. 2, Jan. 2012.
- [45] K. Erenturk, “Fractional-Order  $\text{PI}^{\lambda}\text{D}^{\mu}$  and Active Disturbance Rejection Control of Nonlinear Two-Mass Drive System,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 9, pp. 3806–3813, Sep. 2013.
- [46] M. L. Frikh, F. Soltani, N. Bensiali, N. Boutasseta, and N. Fergani, “Fractional order PID controller design for wind turbine systems using analytical and computational tuning approaches,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 95, no. June 2020, p. 107410, 2021.
- [47] I. Attoui and A. Omeiri, “Modeling, control and fault diagnosis of an isolated wind energy

- conversion system with a self-excited induction generator subject to electrical faults,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 82, pp. 11–26, Jun. 2014.
- [48] J. Yan, H. Lin, Y. Feng, X. Guo, Y. Huang, and Z. Q. Zhu, “Improved sliding mode model reference adaptive system speed observer for fuzzy control of direct-drive permanent magnet synchronous generator wind power generation system,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 7, no. 1, pp. 28–35, Jan. 2013.
- [49] Y. Liu, G. Yu, S. Qi, and Q. Ding, “All operating region power control of permanent magnet synchronous wind power generation systems based on inverse system method,” *Chinese Control Conf. CCC*, vol. 2016-Augus, pp. 1001–1006, 2016.
- [50] C. Viveiros, R. Melício, J. M. Igreja, and V. M. F. Mendes, “Fuzzy, integer and fractional-order control: Application on a wind turbine benchmark model,” *2014 19th Int. Conf. Methods Model. Autom. Robot. MMAR 2014*, pp. 252–257, 2014.
- [51] A. L. R. James F. Manwell, Jon G. McGowan, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Second Edi. Wiley.
- [52] T. L. Van and T. Hai, “Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 7, no. 3, pp. 259–266, 2013.
- [53] S. H. Lee, Y. Joo, J. Back, J. H. Seo, and I. Choy, “Sliding mode controller for torque and pitch control of pmsg wind power systems,” *J. Power Electron.*, vol. 11, no. 3, pp. 342–349, 2011.
- [54] T. M. S.M. Muyeen, Junji Tamura, *Stability augmentation of a grid-connected wind farm*. Springer, 2009.
- [55] N. Huang, “Simulation of Power Control of a Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator System,” 2013.
- [56] Z. Zhang, “[1] On control of grid-tied back-to-back power converters and permanent magnet synchronous generator wind turbine systems,” *Tech. Univ. Munich*, 2016.
- [57] N. Fazli and J. Siahbalaee, “Direct torque control of a wind energy conversion system with

- permanent magnet synchronous generator and matrix converter,” *8th Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf. PEDSTC 2017*, no. Pedstc, pp. 166–171, 2017.
- [58] I. Yazici and E. K. Yaylaci, “Maximum power point tracking for the permanent magnet synchronous generator-based WECS by using the discrete-time integral sliding mode controller with a chattering-free reaching law,” *IET Power Electron.*, vol. 10, no. 13, pp. 1751–1758, 2017.
- [59] M. Singh, “ADAPTIVE NETWORK-BASED FUZZY INFERENCE SYSTEMS FOR SENSORLESS CONTROL OF PMSG BASED WIND TURBINE WITH POWER QUALITY IMPROVEMENT FEATURES,” no. July, 2010.
- [60] J. Zhang, M. Cheng, Z. Chen, and X. Fu, “Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines Jianzhong Zhang, Ming Cheng, Zhe Chen, Xiaofan Fu Abstract--Pitch,” *DRPT2008 6-9 April 2008 Nanjing China*, no. April, pp. 2691–2696, 2008.
- [61] L. Y. Pao and K. E. Johnson, “Control of Wind Turbines,” *IEEE Control Syst. Mag.*, vol. 31, no. 2, pp. 44–62, 2011.
- [62] F. M. Lamine, S. Fatma, and B. Nadia, “Fractional Order and classical PI Controllers Application to Wind Energy Conversion Systems,” *Proc. - 2019 1st Int. Conf. Sustain. Renew. Energy Syst. Appl. ICSRESA 2019*, 2019.
- [63] F. M. Lamine, “Pitch Angle Control of Wind Turbine Based on Fractional Order PI and Integer Order PID Controllers,” pp. 1205–1210, 2022.
- [64] R. Melício, V. M. F. Mendes, and J. P. S. Catalão, “Fractional-order control and simulation of wind energy systems with PMSG/full-power converter topology,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 6, pp. 1250–1258, Jun. 2010.
- [65] H. Rezk, M. M. Alhato, M. Alhaider, and S. Bouall gue, “Fractional-Order Control of a Wind Turbine Using Manta Ray Foraging Optimization,” *Comput. Mater. Contin.*, vol. 68, no. 1, pp. 185–199, 2021.
- [66] B. Majout *et al.*, “Improvement of PMSG-Based Wind Energy Conversion System Using Developed Sliding Mode Control,” *Energies*, vol. 15, no. 5, p. 1625, 2022.

## **Bibliographie**

---

- [67] P. Gajewski and K. Pieńkowski, “Advanced control of direct-driven PMSG generator in wind turbine system,” *Arch. Electr. Eng.*, vol. 65, no. 4, pp. 643–656, 2016.
- [68] F. M. Lamine, “Fractional order PI and I controllers for grid connected wind energy conversion system,” pp. 12–17, 2022.