

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mohamed Khider Biskra
faculté de sciences et technologies



THÈSE DE DOCTORAT

Présentée pour l'obtention du grade de **DOCTEUR**

En : Electrotechnique

Option : Energies renouvelables

Par : Ghodbane Ahmed Marouane

Thème

Conception et implémentation d'un système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents par les techniques avancées

Soutenue publiquement, le **11/02/2026**, devant le jury composé de :

M.	Kamel SRAIRI	Professeur	à l'Univ Biskra	Président
M.	Mohamed Toufik BENCHOUIA	Professeur	à l'Univ Biskra	Directeur de thèse
M.	Mohamed BECHERIF	Professeur	à l'UTBM	Co-directeur de thèse
M.	Djemai NAIMI	Professeur	à l'Univ Biskra	Examineur
M.	Youcef SOUFI	Professeur	à l'Univ Tebessa	Examineur
Mme.	Sabrina ABDEDDAIM	Professeur	à l'Univ Biskra	Invitée

À mes chers parents, Nacer Eddine et Hidjazi Assia .
Votre amour inconditionnel, vos sacrifices silencieux et
votre foi indéfectible en moi ont été la lumière qui a guidé
mon chemin. Cette thèse est le fruit de votre labeur et de
vos prières. Je vous la dédie en toute humilité et avec tout
mon amour.

À mon frère Pr.Houssam et sœurs Dr.Ghofrane et Belkiss,
et la mémoire de mon oncle Hidjazi Abd-ELkader

Remerciement

C'est avec un sentiment de profonde gratitude que je tiens à exprimer mes remerciements à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail de thèse.

En premier lieu, je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères et respectueux à mon directeur de thèse, le professeur Mohamed Benchouia, de l'université Mohamed Khider de Biskra. Je le remercie pour m'avoir fait confiance, pour sa guidance avisée, sa patience et ses précieux conseils tout au long de ce parcours.

Je tiens également à remercier chaleureusement le docteur Mohamed Chebaani, pour son expertise, sa disponibilité et ses suggestions constructives qui ont grandement enrichi ce travail. Sa rigueur scientifique et son soutien constant ont été des moteurs essentiels pour la réussite de ce projet.

Mes remerciements s'adressent aussi à l'ensemble des membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce manuscrit. Je suis honoré de leur consacrer leur temps et de partager avec moi leurs connaissances et leurs critiques.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance au directeur du Laboratoire LGEB Pr :Naaimi Djemai, ainsi qu'à l'ensemble des enseignants-chercheurs Pr.Golea Ammar et Pr.Terki Amel . Leur travail et l'environnement scientifique stimulant qu'ils entretiennent ont été fondamentaux pour mes recherches.

Un grand merci à mes collègues et amis : Dr.Ghilani Abd El-Moumen, Dr. Alili Zakaria, votre camaraderie, les discussions enrichissantes et les moments de soutien mutuel ont rendu ce long chemin bien plus agréable et moins solitaire.

Pour finir, mais surtout, mes pensées les plus émues vont à mes parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leur confiance absolue. Leur soutien a été mon plus grand pilier. À mon frère , sœurs et mon oncle Pr.Hatem Ghodbane pour leur affection et leurs encouragements constants.

ملخص

هذه الأطروحة تقدم بحثاً شاملاً حول استراتيجيات التحكم التنبؤي المتقدمة لأنظمة تحويل طاقة الرياح باستخدام مولدات متزامنة ذات مغناطيس دائم حيث الهدف الرئيسي هو معالجة التحديات الأساسية في التحكم بتوربينات الرياح، بما في ذلك تقليل مدة الإنجاز، والمتانة في مواجهة تغير المعاملات، وموثوقية استخلاص الطاقة.

يقدم البحث إطاراً جديداً للتحكم التنبؤي في عزم الدوران بمجموعة محدودة من ثلاثة أشعة، مما يقلل بشكل كبير من العبء الحسابي بنسبة 62.5% مع الحفاظ على أداء ديناميكي عالٍ. تم دمج نهج التحسين متعدد دوال الأهداف لإلغاء الضبط اليدوي لأوزان عوامل الترجيح، مما يعزز قابلية التكيف ومتانة النظام. علاوة على ذلك، طُور نظام تحكم بدون مجسات باستخدام خوارزمية سرب الجسيمات لتقدير دقيق لسرعة الرياح وسرعة المولد، حيث تم تحقيق دقة تزيد عن 98% والاستغناء عن أجهزة القياس الفعلية.

أكد التحقق التجريبي على منصة اختبار مخصصة تعتمد على النظام الأداء المتفوق، متضمناً انخفاضاً في زمن التنفيذ بنسبة 19.75%، وجودة طاقة ممتازة مع تشوه توافقي كلي للتيار بنسبة 3.5%، ومعامل قدرة قريب من الواحد بقيمة 0.99، وتنظيماً ثابتاً لجهد الناقل المستمر عند 100 V. كما أظهر النظام استخلاصاً أمثل للطاقة، مع الحفاظ على معامل قدرة يبلغ 0.48 حتى في ظل ظروف رياح متغيرة.

تُسهّم هذه النتائج في تقديم إطار موثوق وفعال لأنظمة طاقة الرياح من الجيل الجديد، مما يدعم التحول العالمي نحو

الكلمات المفتاحية: أنظمة تحويل طاقة الرياح، التحكم التنبؤي في عزم الدوران، المولدات المتزامنة ذات المغناطيس الدائم، التحكم بدون مجسات، التحسين متعدد الأهداف، تحسين سرب الجسيمات، التحقق التجريبي.

Abstract

This thesis addresses the implementation of advanced predictive control laws for the regulation of wind turbines based on Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG). The primary objective is to address key challenges in wind turbine control, including reducing the turnaround time, robustness to parameter variations, and reliability in energy extraction. The research introduces a novel 3-Vector Finite-Set Predictive Torque Control (3V FS-PTC) framework, which significantly reduces execution times by 62.5% while maintaining high dynamic performance. A multi-objective optimization approach is integrated to eliminate manual tuning of weighting factors, enhancing adaptability and system robustness. Furthermore, a sensorless control scheme employing Particle Swarm Optimization (PSO) is developed for accurate wind speed and generator speed estimation, achieving precision exceeding 98% and eliminating the need for physical sensors. Experimental validation on a dedicated dSPACE DS1104-based test bench confirms superior performance, including a 19.75% reduction in turnaround time, excellent power quality with 3.5% current THD, a near-unity power factor of 0.99, and stable DC bus voltage regulation at 100 V. The system also demonstrates optimal power extraction, maintaining a power coefficient of 0.48 under variable wind conditions. These contributions provide a reliable and efficient framework for next-generation wind energy systems, supporting the global transition toward sustainable and resilient power generation.

Keywords: wind energy conversion systems, predictive torque control, PMSG, sensorless control, multi-objective optimization, particle swarm optimization, experimental validation.

Résumé

Cette thèse traite de la mise en œuvre de lois de commande prédictive avancées pour la régulation des aérogénérateurs basés sur une GSAP. Elle aborde les défis majeurs dans le contrôle des éoliennes, incluant réduction de Le délai d'exécution , la robustesse aux variations paramétriques et la fiabilité de l'extraction d'énergie.

La recherche introduit un nouveau cadre de commande prédictive de couple à ensemble fini à trois vecteurs qui réduit significativement le délais d'exécution de 62.5 % tout en maintenant des performances dynamiques élevées. Une approche d'optimisation multi-objectif est intégrée pour éliminer le réglage manuel des facteurs de poids, améliorant l'adaptabilité et la robustesse du système. De plus, un schéma de commande sans capteur utilisant l'optimisation par Essaim Particulaire est développé pour l'estimation précise de la vitesse du vent et de la vitesse du générateur, atteignant une précision supérieure à 98 % et éliminant le besoin de capteurs physiques.

La validation expérimentale, menée sur un banc d'essai instrumenté autour d'un calculateur dSPACE DS1104, a permis de quantifier les gains de performance apportés par la stratégie de commande proposée. Les résultats mettent en évidence une réduction significative de la charge de calcul, avec un temps d'exécution raccourci de 19.75 % par rapport à une méthode de référence. Sur le plan électrique, le système génère une puissance de haute qualité, attestée par un taux de distorsion harmonique (THD) du courant de 3.5 % et un facteur de puissance de 0.99. La régulation de la tension du bus continu s'est avérée robuste, maintenant une valeur stable de 100 V. Enfin, l'algorithme démontre une capacité à extraire l'énergie éolienne de manière optimale, comme en témoigne le maintien d'un coefficient de puissance (0.48) proche de la valeur théorique maximale, et ce, malgré des conditions de vent variables.

Ces contributions fournissent un cadre fiable et efficace pour les systèmes éoliens de nouvelle génération, soutenant la transition mondiale vers une production d'énergie durable et résiliente.

Mots Clée : Systèmes de conversion d'énergie éolienne, commande prédictive de couple, GSAP, commande Sans capteur, optimisation multi-objectif, optimisation par essaim particulaire, validation expérimentale.

Table des matières

Table des figures	i
Liste des tableaux	v
Introduction Générale	1
1 Etat de l'art sur les systèmes de conversion d'énergie éolienne	3
1.1 Introduction	3
1.2 Concepts des systèmes de turbine éolienne	3
1.3 Classification de l'énergie éolienne	4
1.3.1 Classification par type de technologie	4
1.3.2 Classification par taille d'installation	5
1.3.3 Classification par localisation de l'installation	6
1.3.4 Classification par type de générateur et par topologie	6
1.4 Raison du choix d'une éolienne à base de GSAP	15
1.5 Techniques de commande classiques des systèmes éoliens	15
1.5.1 Commande par orientation de flux et tension de la GSAP	16
1.5.2 Commande directe du couple et du puissance de la GSAP	17
1.5.3 Commande prédictive des systèmes éoliens	18
1.6 Commande tolérante aux défauts	20
1.6.1 Types de défaillances courantes	20
1.6.2 Approches des commandes tolérantes	20
1.7 Conclusion	22
2 Modélisation et stratégies de contrôle conventionnelles du système de conversion d'énergie éolienne	23
2.1 Introduction	23
2.2 Modélisation de l'éolienne	23
2.2.1 La conversion aérodynamique	24

2.2.2	La modélisation dynamique du système mécanique	25
2.3	Modélisation de la partie électrique	29
2.3.1	Modélisation de la MSAP	29
2.3.2	Modélisation de l'onduleur de tension	33
2.4	Commande prédictive conventionnelle pour GSAP	34
2.4.1	Commande prédictive de couple conventionnelle	34
2.4.2	Commande Prédictive de puissance	39
2.5	Techniques d'extraction de la puissance maximale	40
2.5.1	Techniques Indirectes ou à Contrôle en Boucle Ouverte	41
2.5.2	Techniques directes ou à contrôle en boucle fermée	44
2.6	Résultats de simulation	46
2.7	Résultats expérimentaux	53
2.7.1	Contrôle côté génératrice	53
2.7.2	Contrôle côté réseau	58
2.8	Conclusion	62
3	Commande prédictive avancée de chaine de conversion d'énergie éo- lienne	63
3.1	Introduction	63
3.2	Commande prédictive de couple à 3 vecteurs	64
3.2.1	Sélection des vecteurs de prédiction	64
3.2.2	Prédiction du flux Statorique et du couple electromagnétique	66
3.2.3	La fonction de coût	67
3.2.4	Résultats de simulation	68
3.2.5	Résultats pratique	76
3.2.6	Résultats côté réseau	85
3.3	Commande prédictive à états finis multi-objective	89
3.3.1	Critères généraux	91
3.3.2	L'algorithme de tri	92
3.3.3	Résultats de simulation	93
3.4	Conclusion	100
4	Les stratégies d'estimation des paramètres mécaniques des éoliennes	101
4.1	Introduction	101
4.2	Conception du filtre de Kalman étendu	102
4.3	Estimation de la vitesse du vent	104
4.4	Résultats expérimentaux	106

4.5 Conclusion	108
Conclusion Générale	110
Bibliographie	113
A Paramètres de système	A
B Analyse de stabilité de la commande proposée pour le système éolien à GSAP.	C

Table des figures

1.1	Système de conversion de puissance d'une éolienne typique	4
1.2	les deux types de technologie	5
1.3	Générateur asynchrone connecté au réseau par redresseur - onduleur	7
1.4	Générateur asynchrone connecté au réseau par convertisseur MLI	8
1.5	Générateur asynchrone connecté directement au réseau	9
1.6	Générateur asynchrone à double stator	10
1.7	GSAP avec convertisseurs MLI	11
1.8	GSAP avec redresseur, hacheur et convertisseur MLI	11
1.9	GADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée	13
1.10	GADA avec convertisseurs MLI	14
1.11	GADA avec structure Scherbius avec cycloconvertisseur	14
2.1	TSR- C_p characteristics.	25
2.2	Schéma de la turbine éolienne	25
2.3	Modèle mécanique simplifié de la turbine	26
2.4	Schéma bloc du modèle de la turbine.	29
2.5	Schéma équivalent en mode moteur de la MSAP dans le plan dq.	32
2.6	Schéma équivalent de la GSAP dans le plan dq	33
2.7	La commande prédictive par modèle	35
2.8	PPC Pour le convertisseur côté réseau	40
2.9	Classification des algorithmes MPPT	41
2.10	Caractéristiques du Turbine sous vitesse de rotor et TSR variable	42
2.11	Courbe de puissance typique de l'éolienne.	45
2.12	Profil de vent	47
2.13	Vitesse de GSAP	47
2.14	Variation du coefficient de puissance C_p	48
2.15	Couple GSAP.	48
2.16	Courants triphasés de la GSAP.	49

2.17	La puissance générée de la GSAP.	50
2.18	Tension de bus continu	51
2.19	Les courants injectées	52
2.20	La puissance injectées	52
2.21	Profil de vent	54
2.22	Vitesse mécanique de la GSAP	55
2.23	Courants GSAP triphasé	56
2.24	Flux statorique en fonction du temps	57
2.25	Trajectoire du flux dans la ferme -	57
2.26	Puissance active du générateur électrique.	58
2.27	Tension de bus continu.	59
2.28	Tension triphasée (FLUKE).	59
2.29	Courants triphasés.	60
2.30	Courant THD.	61
2.31	Puissance injectée.	61
3.1	Architecture de contrôle du CCM	65
3.2	L'effet de la variation de flux et de couple	66
3.3	L'organigramme du 3V FS-PTC	68
3.4	Profil de vent	69
3.5	La vitesse de la GSAP.	70
3.6	coefficient de puissance	70
3.7	TSR	71
3.8	Puissance de la turbine	72
3.9	Le couple de la GSAP	73
3.10	Les courants de la GSAP	73
3.11	Puissance générée	74
3.12	Tension de bus continu	74
3.13	Courants injectés au réseau	75
3.14	Puissance injectée	76
3.15	banc d'essai.	77
3.16	Schéma expérimental du système éolienne	77
3.17	banc expérimentale côté émulateur.	78
3.18	Configuration expérimentale côté émulateur.	79
3.19	caractéristiques de la turbine éolienne.	79
3.20	Profils de vent : (A) constant, (B) en escalier, (C) réel.	80
3.21	La réponse de la vitesse mécanique du GSAP	80

3.22	Courbes du TSR et de C_P durant les profils de vent.	80
3.23	Courants triphasés côté générateur durant le profil de vent (b).	82
3.24	Couple de référence et couple réel.	82
3.25	Puissance active générée.	83
3.26	Comparaison du délai d'exécution : (a) PTC classique, (b) 3V FS-PTC. . .	84
3.27	Courants triphasés au niveau du convertisseur côté réseau.	85
3.28	Représentation des phaseurs de courant.	85
3.29	Taux de distorsion harmonique total (THD) du courant.	86
3.30	Paramètres de puissance injectée	86
3.31	Influence de la résistance statorique sur la dynamique de contrôle.	87
3.32	Influence d'une inductance $d-q$ plus faible sur Vitesse.	88
3.33	Influence d'une inductance $d-q$ plus élevée sur la Vitesse.	88
3.34	Effet de changements significatifs de l'inductance $d-q$ sur la Vitesse.	88
3.35	Effet des changements de l'inductance $d-q$ et de la résistance statorique sur la vitesse.	88
3.36	Effet de changements significatifs de l'inductance $d-q$ sur les courants de la GSAP.	89
3.37	Système de contrôle multi-objectifs.	90
3.38	Exemple d'approche de classement.	91
3.39	Les étapes de l'approche de classement.	92
3.40	Profil de vitesse du vent.	94
3.41	Puissance mécanique de la turbine.	94
3.42	Vitesse de GSAP	95
3.43	Courbes coefficient de puissance C_p	95
3.44	Couple de GSAP	96
3.45	Trajectoire du Flux dans le Repère α - β	96
3.46	Tension de bus continu	97
3.47	Courants générés par la GSAP	97
3.48	Tension du convertisseur côté réseau	98
3.49	Courants du convertisseur côté réseau	99
3.50	Puissance active injectée	99
3.51	puissance réactive injectée	100
4.1	Organigramme de l'algorithme PSO.	105
4.2	Schéma de principe de l'émulateur expérimental avec estimation par algo- rithme PSO.	106
4.3	Profils de vent : (A) constant, (B) en escalier, (C) réel.	107

4.4	Vitesses du vent réelles et estimées avec l'algorithme PSO.	107
4.5	Vitesse mécanique estimée	107

Liste des tableaux

1.1	Classification des défaillances dans les systèmes éoliens	20
3.1	La table d'état de commutation.	66
3.2	Paramètres du système de conversion d'énergie éolienne	93
A.1	Paramètres de la GSAP.	A
A.2	Paramètres de l'émulateur.	B

Introduction Générale

La transition énergétique constitue l'un des défis majeurs du XXI^e siècle, marqué par une demande énergétique mondiale croissante et une urgence climatique sans précédent. Dans ce contexte, les énergies renouvelables, et particulièrement l'énergie éolienne, jouent un rôle pivot dans la diversification du mix énergétique et la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles. L'énergie éolienne a connu une expansion remarquable au cours de la dernière décennie, avec une capacité installée mondiale dépassant les 900 GW en 2023 [1] et des projections ambitieuses pour les années à venir.

Les avancées technologiques dans le domaine de l'éolien ont permis une réduction significative du coût actualisé de l'énergie, rendant cette source d'énergie compétitive face aux énergies conventionnelles. Cependant, cette croissance rapide s'accompagne de nouveaux défis techniques, notamment en matière d'intégration au réseau, de stabilité du système électrique et d'optimisation de la production d'énergie [2].

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne modernes reposent de plus en plus sur des architectures à vitesse variable utilisant des génératrices synchrones à aimants permanents (GSAP). Ces machines offrent des avantages significatifs en termes de rendement, de compacité et de maintenance réduite [3]. Néanmoins, leur performance optimale est étroitement liée à la sophistication des algorithmes de commande déployés. Les algorithmes de commande avancés, notamment les méthodes prédictives, prennent un délai d'exécution importante qui peut limiter leur implémentation en temps réel sur des plateformes embarquées. Cette limitation devient critique dans les applications nécessitant des fréquences d'échantillonnage élevées et des temps de réponse rapides. [4] [5] Les variations des paramètres des machines électriques, induites par les changements de température, la saturation magnétique ou le vieillissement, peuvent significativement dégrader les performances des systèmes de commande conventionnels. La conception de stratégies robustes face à ces incertitudes représente un enjeu technique majeur. Les capteurs mécaniques traditionnels, utilisés pour la mesure de vitesse et de position, présentent des limitations en termes de coût, de fiabilité dans des environnements sévères et de maintenance. Le développement d'alternatives sans capteur fiables constitue un axe de recherche prioritaire. [6]

Notre recherche s'inscrit dans cette volonté d'optimisation des systèmes de conversion d'énergie éolienne. La problématique centrale peut être formulée autour de la question suivante :

« Comment concevoir des stratégies de commande avancées pour les systèmes éoliens basés sur GSAP, capables de concilier performance dynamique élevée, robustesse paramétrique et fiabilité opérationnelle avec un délais d'exécution petit , tout en garantissant une intégration optimale au réseau électrique ? »

Cette thèse apporte des contributions novatrices à plusieurs niveaux :

- Une **commande prédictive de couple à 3 vecteurs** a été proposée, réduisant significativement le délai d'exécution par 19.75% tout en maintenant des performances élevées, avec une réduction de 62.5% du nombre de vecteurs évalués par rapport aux méthodes conventionnelles et avec un maintien des performances dynamiques .
- L'implémentation d'une **optimisation multi-objectif** a permis d'éliminer le facteur de poids, facilitant la mise en œuvre et améliorant la robustesse face aux variations paramétriques.
- Un **système sans capteur** robuste a été développé pour l'estimation de la vitesse du vent et la vitesse et la position de la GSAP, éliminant les limitations des capteurs physiques tout en maintenant une précision d'estimation supérieure à 98%.

Ce manuscrit est organisé en quatre chapitres articulés de manière cohérente pour guider le lecteur depuis les concepts fondamentaux jusqu'aux applications pratiques :

Chapitre 1 : Etat De L'art sur Les systèmes De conversion d'énergie eolienne

Chapitre 2 : Modélisation et stratégies de contrôle conventionnelles du système de conversion d'énergie éolienne

Chapitre 3 : Commande prédictive avancée de système de conversion d'énergie éolienne

Chapitre 4 : Système sans capteur pour pallier les défauts des capteurs

Les travaux présentés dans cette thèse possèdent une portée à la fois académique et industrielle. Sur le plan académique, ils contribuent à l'avancement des connaissances dans les domaines de la commande prédictive, de l'estimation sans capteur et de l'optimisation des systèmes énergétiques. Sur le plan industriel, les solutions proposées offrent des perspectives concrètes pour l'amélioration des performances et la réduction des coûts des installations éoliennes.

Cette recherche s'inscrit ainsi pleinement dans la dynamique de transition énergétique, en proposant des solutions technologiques innovantes pour une production d'énergie plus efficace, plus fiable et plus durable.

Chapitre 1

Etat de l'art sur les systèmes de conversion d'énergie éolienne

1.1 Introduction

L'énergie éolienne est l'une des sources les plus prometteuses dans le cadre de la transition énergétique mondiale. Elle joue un rôle central dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans la diversification des sources d'approvisionnement énergétique [7]. Les systèmes de conversion d'énergie éolienne (SCEE) sont des dispositifs conçus pour transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique, par le biais de turbines éoliennes et de générateurs [8]. Le développement de ces systèmes, tant au niveau de leur conception que de leur optimisation, représente un enjeu majeur pour améliorer l'efficacité énergétique et faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques [9].

Dans ce chapitre, une vue d'ensemble des systèmes de production d'énergie éolienne sera présentée. La première partie sera consacrée aux concepts des systèmes de turbines éoliennes et aux différents types de systèmes de turbines éoliennes [10]. Ensuite, nous verrons les différentes classifications de systèmes [11]. Puis, dans la troisième partie, nous présenterons les différentes topologies [12].

1.2 Concepts des systèmes de turbine éolienne

Les concepts de systèmes de turbines éoliennes reposent sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique [8]. Les principaux composants d'une turbine éolienne incluent les pales, le rotor, la nacelle, le générateur, le multiplicateur de vitesse et le système de contrôle [10]. Les générateurs associés trans-

forment l'énergie mécanique en électricité [9]. La nacelle abrite le générateur ainsi que d'autres composants, et elle peut pivoter pour se positionner face au vent grâce au système de contrôle [11]. Ce dernier régule également la vitesse de rotation des pales et ajuste leur angle pour maximiser la production d'énergie en fonction des variations de la vitesse du vent [12].

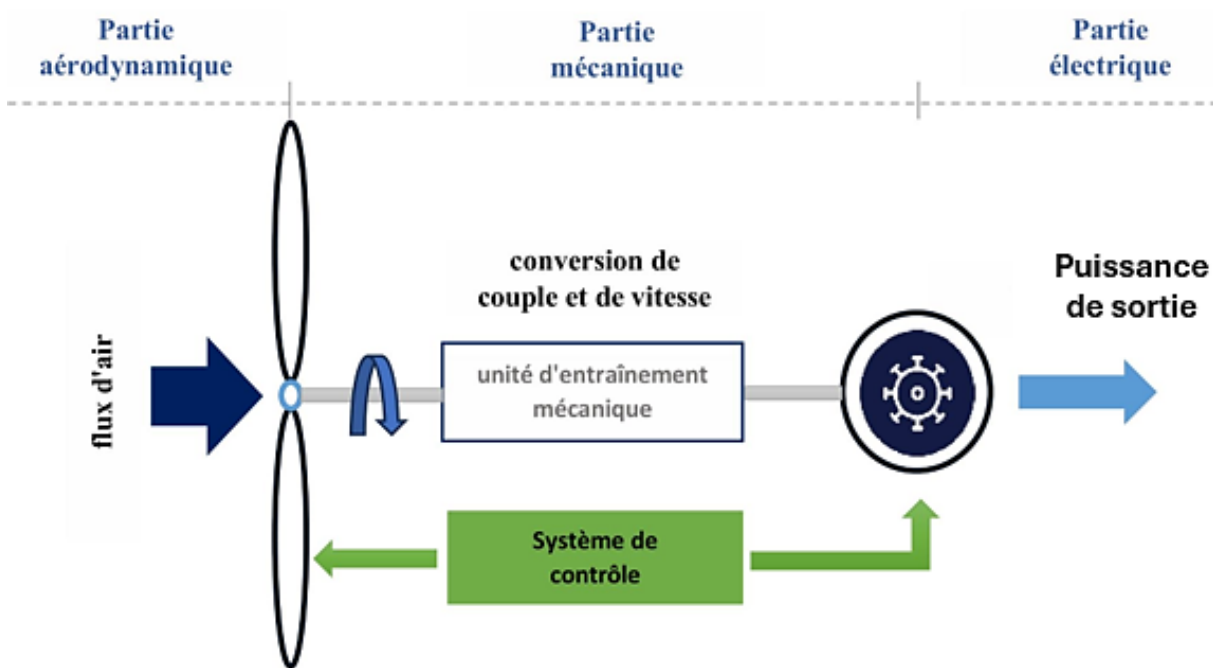


Figure 1.1: Système de conversion de puissance d'une éolienne typique

1.3 Classification de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne peut être classée de diverses manières selon des critères tels que la taille de l'installation, le type de technologie ou l'application énergétique. Les principales catégories de l'énergie éolienne sont les suivantes :

1.3.1 Classification par type de technologie

1.3.1.1 Turbines à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal sont le type prédominant et largement utilisé dans les grandes applications industrielles. Les pales sont conçues pour tourner autour d'un axe horizontal, perpendiculaire à la direction du vent. Elles sont particulièrement efficaces pour exploiter l'énergie éolienne et sont fréquemment déployées dans des parcs éoliens en mer ou à terre [13–15].

1.3.1.2 Turbines à axe vertical

Les turbines à axe vertical sont moins répandues que les turbines à axe horizontal, en raison de leur efficacité énergétique généralement inférieure et des coûts de production plus élevés [16]. Cependant, elles offrent des avantages pour les installations en milieu urbain ou dans des environnements de vents agités [17], comme leur capacité à fonctionner avec des vents turbulents et leur intégration discrète dans les paysages urbains. Ces éoliennes ont la capacité de capter le vent provenant de toutes les directions sans nécessiter d'orientation spécifique [18], ce qui élimine le besoin de systèmes de braquage complexes. Cette caractéristique les rend particulièrement appropriées pour des espaces restreints ou des conditions de vent changeantes [19, 20], comme les toits d'immeubles ou les zones périurbaines.



a) Turbines à axe horizontal

b) Turbines à axe vertical

Figure 1.2: les deux types de technologie

1.3.2 Classification par taille d'installation

1.3.2.1 Petites éoliennes

Les éoliennes de petite taille sont couramment employées dans des contextes résidentiels ou pour les besoins de petites entreprises [21, 22]. Ces installations génèrent une quantité d'énergie relativement modeste, généralement inférieure à 10 kW [23], et sont principalement destinées à l'autoconsommation ou à l'alimentation de sites isolés tels que

des cabanes ou des exploitations agricoles [24, 25].

1.3.2.2 Moyennes éoliennes

Les éoliennes de dimensions moyennes produisent une puissance variant de 10 kW à 100 kW [26, 27] et sont fréquemment employées pour des usages commerciaux ou dans des régions rurales [28]. Ces solutions conviennent aux installations nécessitant une production énergétique plus élevée tout en étant hors du réseau électrique principal [29, 30].

1.3.2.3 Grands parcs éoliens

Les éoliennes de grande taille ainsi que les parcs éoliens ont la capacité de produire plusieurs mégawatts d'énergie [13, 31], et sont conçus pour une production d'électricité à grande échelle en vue de leur intégration dans le réseau électrique national [32]. Typiquement, ces infrastructures sont implantées dans des régions bénéficiant de conditions venteuses optimales, telles que les littoraux ou les régions montagneuses [14, 33].

1.3.3 Classification par localisation de l'installation

1.3.3.1 Éoliennes terrestres

Les éoliennes terrestres sont implantées sur des sites solides, typiquement situés dans des zones dégagées caractérisées par des vents constants et forts [28, 31]. Ces éoliennes sont fréquemment regroupées en parcs sur terre, permettant ainsi la production de quantités significatives d'électricité [34].

1.3.3.2 Éoliennes en mer

Les éoliennes en mer sont implantées en mer, dans des zones où les vents sont généralement plus intenses et plus constants que sur terre [13]. Les parcs éoliens en mer ont la capacité de générer une quantité d'énergie significativement plus élevée [26, 32] et sont fréquemment exploités pour approvisionner les réseaux électriques nationaux ou pour des besoins industriels [14].

1.3.4 Classification par type de générateur et par topologie

1.3.4.1 Les générateurs asynchrones

Les générateurs asynchrones sont fréquemment employés dans les éoliennes de petite et moyenne taille [35, 36]. Ils se caractérisent par leur simplicité, leur robustesse et leur coût

moindre par rapport aux générateurs synchrones [37, 38]. Toutefois, leurs performances et leur aptitude à s'ajuster aux fluctuations de la vitesse du vent peuvent être restreintes [13, 39].

a. Les générateurs asynchrones connecté au réseau par redresseur - onduleur

La figure 1.3 illustre le dispositif de base. Cette configuration permet un fonctionnement à vitesse variable sans aucune limite physique théorique [26]. Peu importe la vitesse de rotation de la machine, la tension produite est redressée et convertie en tension continue. Comme le démontre [40], cette conversion est essentielle pour l'adaptation aux variations de vitesse du vent.

Le fonctionnement de l'onduleur est conventionnel, et un contrôle approprié permet de générer une tension alternative à fréquence fixe, en phase avec celle du réseau, tout en maintenant un facteur de puissance de 1 [41]. La puissance nominale de la génératrice est déterminante pour établir la puissance maximale pouvant être fournie par l'éolienne [27]. Les convertisseurs employés sont conçus pour gérer l'intégralité de la puissance échangée entre la machine et le réseau [42]. Par conséquent, ils engendrent des dépenses significatives, des pertes non négligeables (pouvant atteindre jusqu'à 3 % de la puissance nominale de l'équipement) et provoquent des perturbations préjudiciables à l'efficacité et à la qualité de l'énergie fournie [32]. En outre, il est essentiel d'avoir des capacités pour fournir l'énergie réactive requise pour magnétiser la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau en raison de la nature unidirectionnelle du redresseur [43].

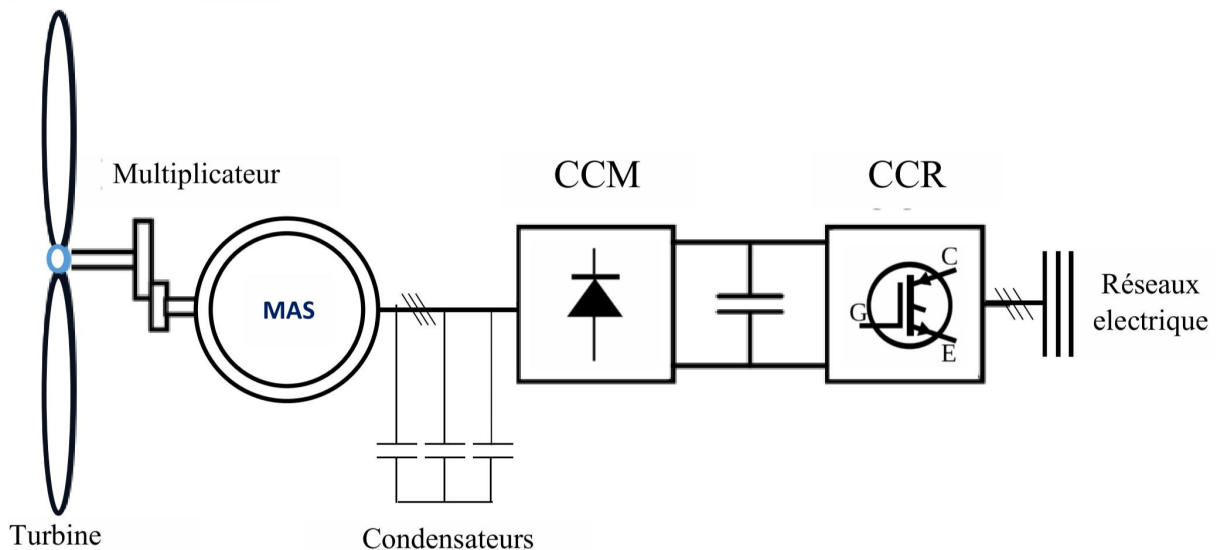


Figure 1.3: Générateur asynchrone connecté au réseau par redresseur - onduleur

b. Les générateurs asynchrones avec convertisseur MLI

L'introduction de convertisseurs de puissance composés d'un redresseur à modulation de largeur d'impulsion (MLI), dont la structure (voir figure 1.4) est similaire à celle de l'onduleur entre la machine et le réseau, permet, tout comme pour la machine synchrone, de désaccoupler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine, et de faire tourner l'éolienne à vitesse variable [44, 45]. Ainsi, le transfert de puissance réactive est réglable, s'effectuant du bus continu vers la machine [46], tandis que le transfert de puissance active demeure similaire à celui du redresseur simple [14]. Cependant, l'implémentation de cette solution entraîne une augmentation des coûts et de la complexité du dispositif [27, 32].

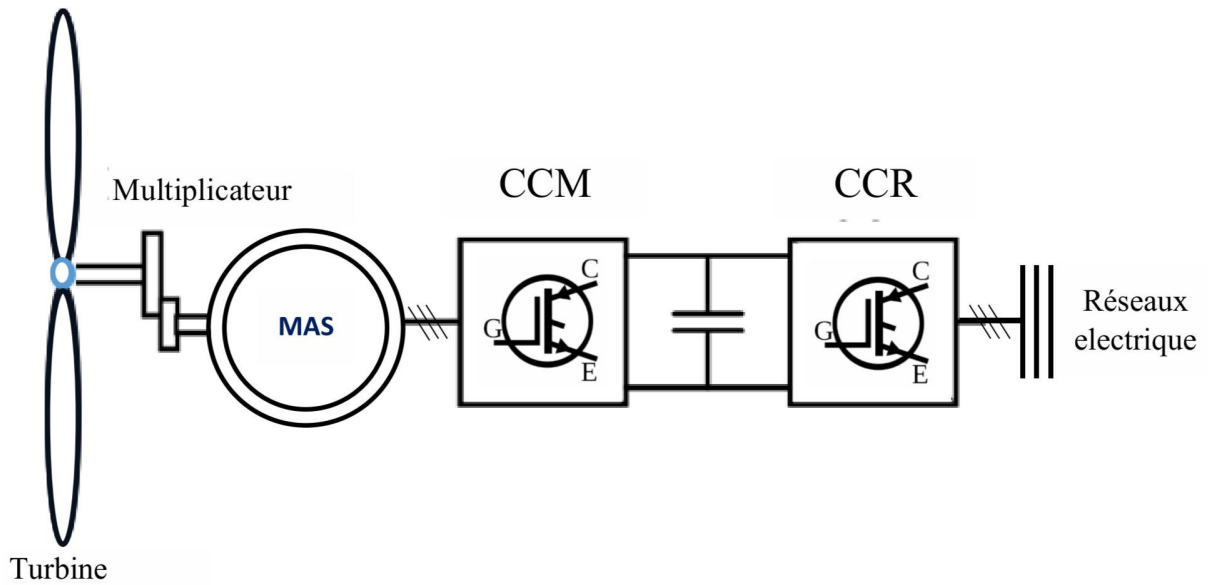


Figure 1.4: Générateur asynchrone connecté au réseau par convertisseur MLI

c. Générateur asynchrone connecté directement au réseau

Environ 85% des applications dans le domaine de l'énergie éolienne utilisent des éoliennes à vitesse de rotation fixe qui sont directement connectées au réseau électrique, comme illustré dans la figure 1.5 [7, 13]. La configuration de ce système se distingue par sa simplicité, caractérisée par l'absence d'interface entre le stator et le réseau, ainsi que l'absence de contacts glissants [47]. Cela permet de réduire les opérations de maintenance sur la machine [27]. Ce genre de convertisseur électromécanique nécessite cependant de l'énergie réactive pour magnétiser le rotor de la machine, ce qui entraîne une détérioration du facteur de puissance global du réseau [48]. Cependant, il est possible d'améliorer ce système en ajoutant des capacités telles que celles représentées sur la même figure, qui

deviennent la principale source de puissance réactive lors du fonctionnement autonome de l'éolienne [14, 49].

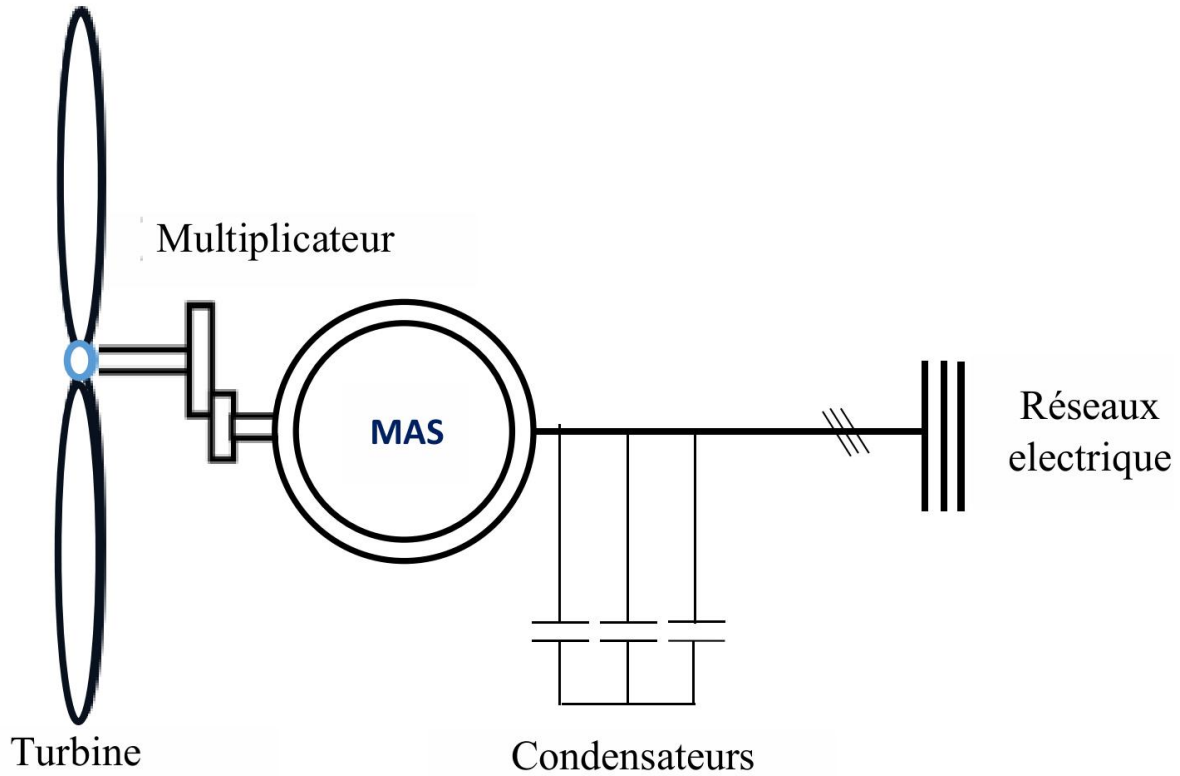


Figure 1.5: Générateur asynchrone connecté directement au réseau

d. Générateur asynchrone à double stator

Afin d'optimiser les performances du dispositif antérieur, plusieurs fabricants recourent à un système basé sur une machine asynchrone à double stator (voir Figure 1.6) [48, 49]. Un stator de faible puissance avec un grand nombre de paires de pôles est spécifiquement conçu pour les vitesses faibles [47]. Un stator de haute puissance avec un faible nombre de paires de pôles est capable de fonctionner à des vitesses de vent élevées [27]. Ce système est fondamentalement conçu pour fonctionner à une vitesse fixe, cependant il présente deux modes de fonctionnement distincts [32]. Le niveau sonore produit par l'éolienne diminue pour les faibles vitesses du vent en raison de la réduction de l'angle d'inclinaison requis pour l'alignement des pales [14]. L'ajout d'un second stator complexifie la conception de la machine, entraînant une augmentation significative des coûts et du diamètre [50]. Cette modification se traduit par un accroissement du poids et de l'encombrement de l'ensemble [13].

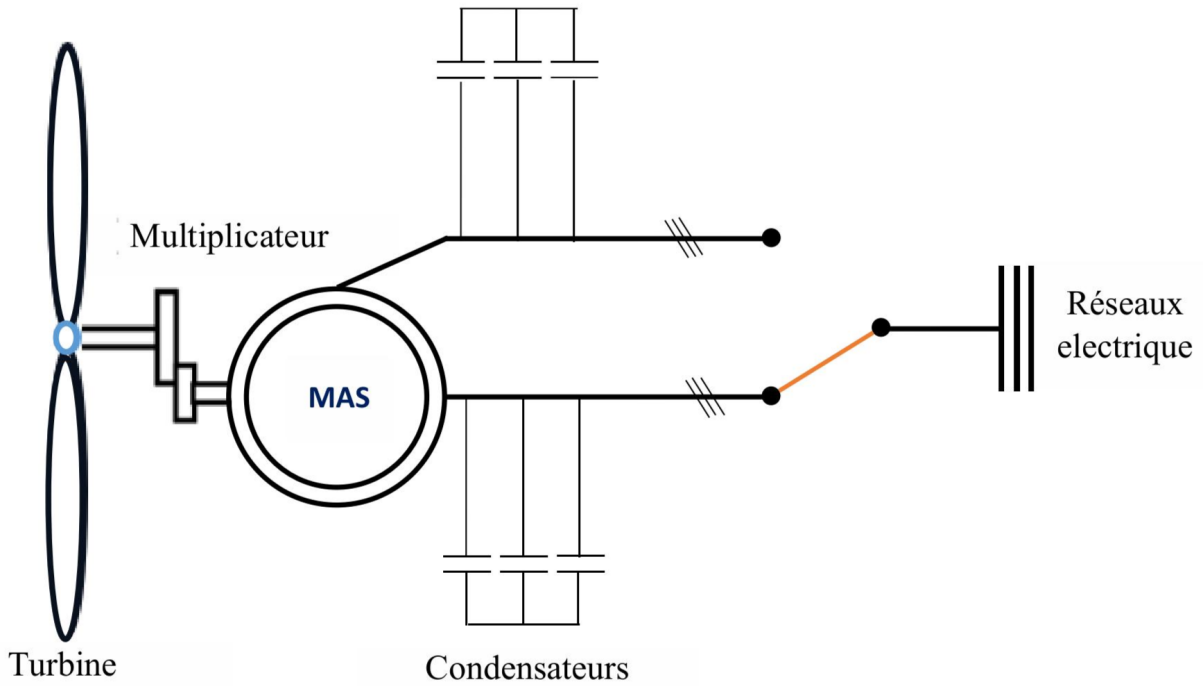


Figure 1.6: Générateur asynchrone à double stator

1.3.4.2 Générateur synchrone à aimants permanents

Les GSAPs, plus utilisés dans les grandes installations, offrent une synchronisation plus efficace avec le réseau électrique [44]. Ils se révèlent plus performants, en particulier dans les grandes turbines ou les parcs éoliens en mer, et offrent une gestion plus précise de l'énergie produite [14].

L'avancement dans le domaine des matériaux magnétiques a rendu possible la conception de machines synchrones à aimants permanents (MSAP) à des coûts de plus en plus compétitifs [49]. Ce type de machines possède un grand nombre de pôles, ce qui leur permet de générer des couples mécaniques importants [47]. Il est possible de constater que divers concepts de MSAPs sont utilisés pour les applications éoliennes, comprenant des machines à construction standard avec une aimantation radiale, des générateurs discoïdes avec un champ axial, ainsi que des machines à rotor extérieur [51].

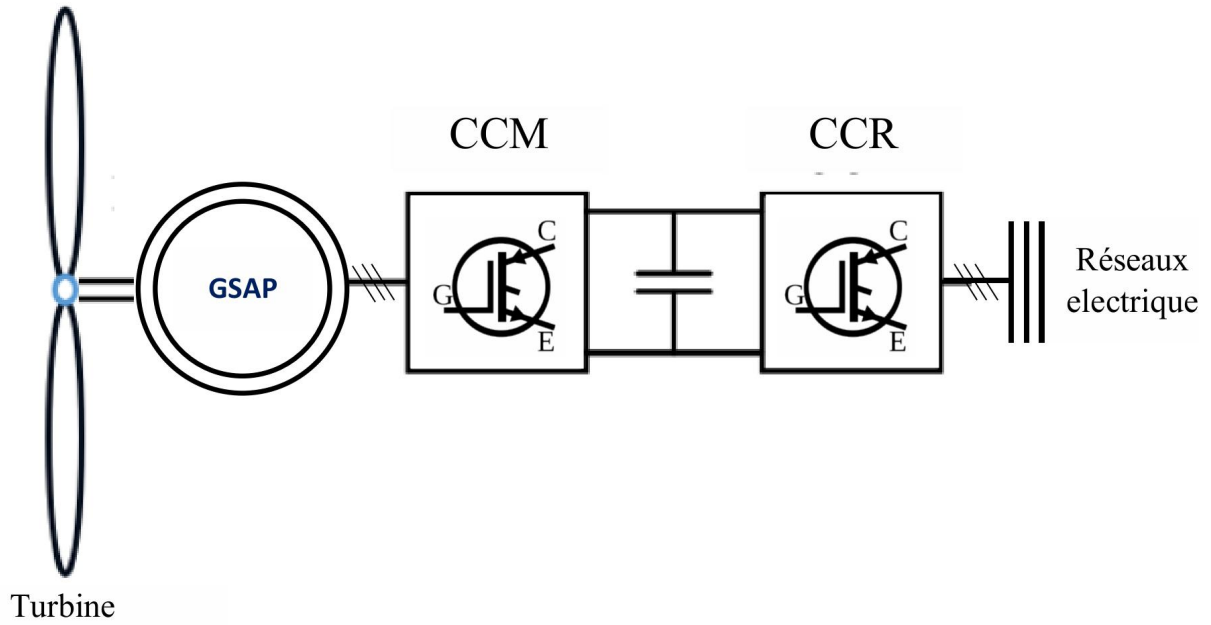


Figure 1.7: GSAP avec convertisseurs MLI

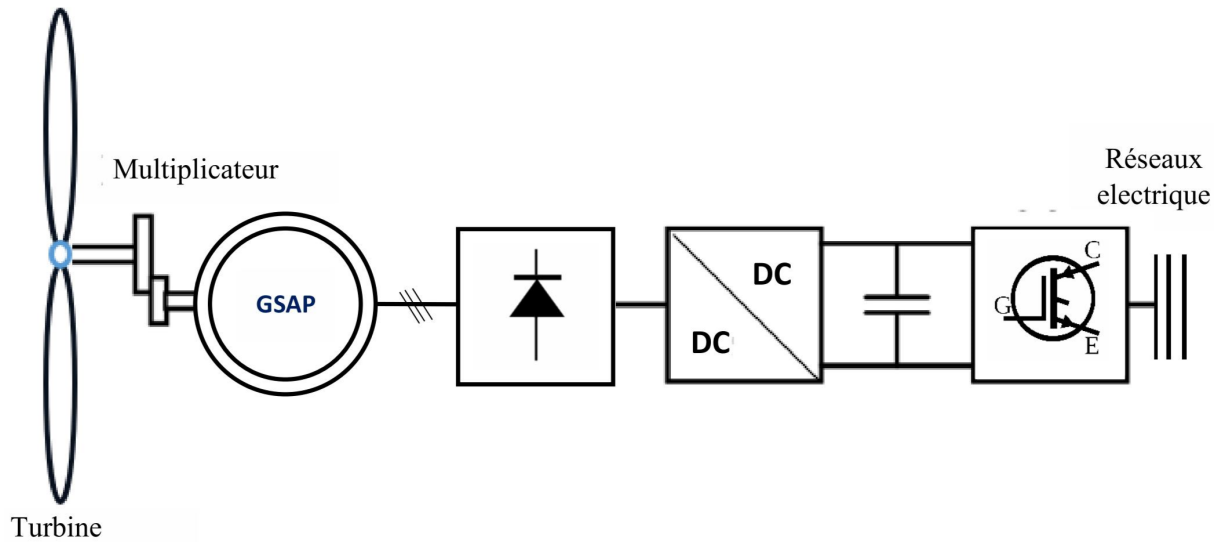


Figure 1.8: GSAP avec redresseur, hacheur et convertisseur MLI

Dans la configuration illustrée dans la figure 1.7, un redresseur à MLI est positionné entre la génératrice et le bus continu, tandis que la connexion au réseau est gérée par un onduleur à MLI [44, 49]. L'avantage de cette disposition par rapport à la précédente réside dans l'utilisation de la commande vectorielle, ce qui autorise la génératrice à opérer à proximité du point optimal [47].

Dans le schéma de la GSAP illustré dans la figure 1.8, la génératrice est reliée à un redresseur triphasé suivi d'un hacheur, utilisé pour réguler le couple électromagnétique

[14]. La connexion au réseau est réalisée à l'aide d'un onduleur à Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) chargé de réguler la tension du bus continu [50].

Même s'il régule le facteur de puissance, un inconvénient associé à cette configuration réside dans l'utilisation du redresseur, ce qui entraîne une augmentation de l'amplitude du courant et une déformation de la tension [13]. Par conséquent, cette disposition a été envisagée pour les faibles puissances (moins de 50 kW) [32].

1.3.4.3 Générateurs asynchrone à double alimentation

Les turbines éoliennes à grande échelle font usage de les générateurs asynchrone à double alimentation (GADA) . Ils contribuent à améliorer l'efficacité de la production d'énergie en régulant la vitesse de rotation du rotor de l'éolienne en réponse aux fluctuations du vent.

a. GADA à énergie rotorique dissipée

La figure 1.9 illustre la configuration à vitesse variable, où le stator est directement raccordé au réseau électrique et le rotor est relié à un redresseur [44, 49]. Ensuite, une charge résistive est connectée en aval du redresseur à travers un hacheur [47]. La régulation de l'hacheur permet de modifier la quantité d'énergie dissipée par le bobinage du rotor, ce qui permet un fonctionnement à vitesse variable (environ 10% autour de la vitesse de synchronisme) tout en restant dans la zone stable de la courbe couple/vitesse de la machine asynchrone [14]. Par conséquent, le glissement varie en fonction de la vitesse de rotation du moteur [50]. Un inconvénient de cette solution réside dans la dissipation de la puissance au sein des éléments résistifs [13].

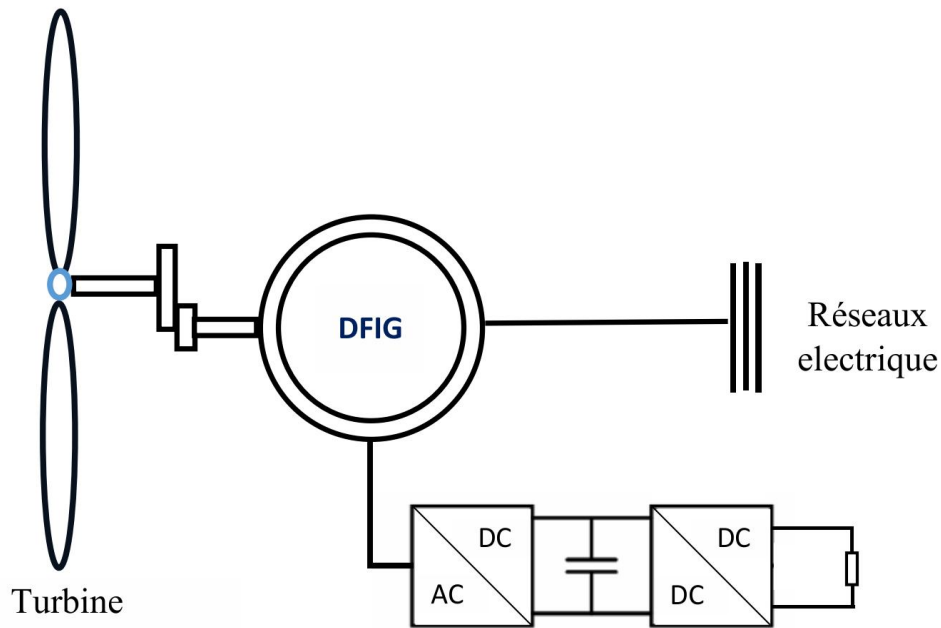


Figure 1.9: GADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

b.2 GADA avec convertisseurs MLI

Cette disposition implique l'interconnexion du rotor de la génératrice à double alimentation avec le réseau à l'aide de deux onduleurs MLI triphasés, l'un fonctionnant en mode redresseur et l'autre en mode onduleur (voir Figure 1.10) [14, 44]. En règle générale, le dimensionnement de la chaîne du rotor est généralement compris entre un quart et un tiers de la puissance nominale du stator de la machine électrique [49]. Cela est suffisant pour garantir une variation allant jusqu'à 30% de la plage de vitesse [47]. Son principal avantage réside dans cela, tandis que son inconvénient majeur est associé aux interactions avec le réseau, notamment les surintensités provoquées par les chutes de tension du réseau [50]. Diverses études récentes, appuyées par des mises en œuvre industrielles, démontrent la faisabilité de ce dispositif dans un système éolien à vitesse variable [13].

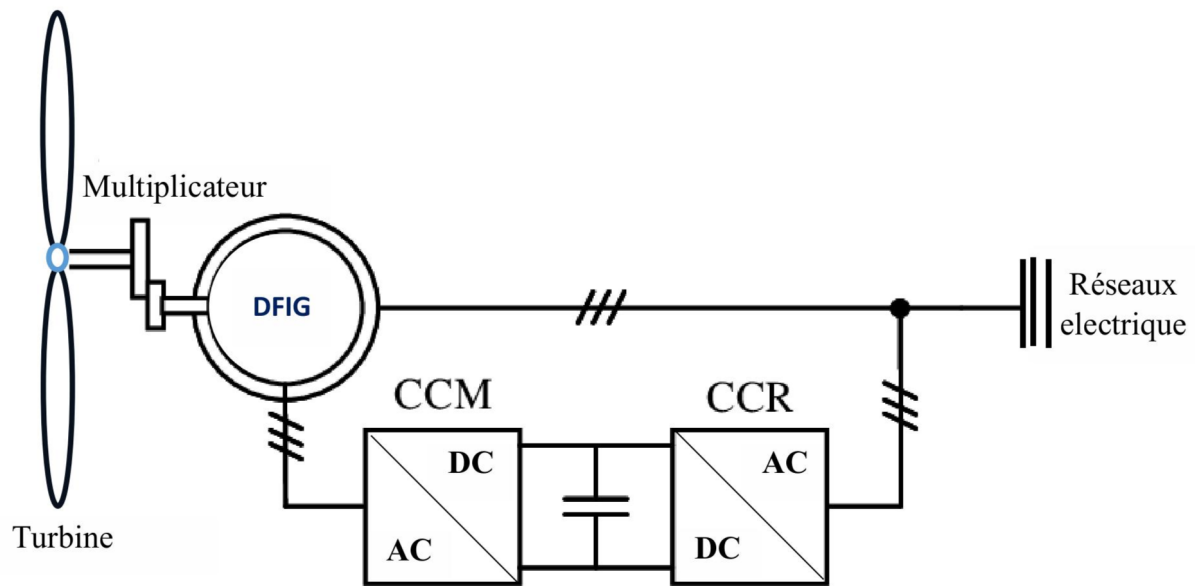


Figure 1.10: GADA avec convertisseurs MLI

c. GADA structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

Pour permettre un échange bidirectionnel d'énergie entre le rotor et le réseau, il est possible de substituer l'association redresseur-onduleur par un cycloconvertisseur, tel qu'illustré dans la Figure 1.11. Cette configuration est communément désignée sous le nom de structure de Scherbius [49].

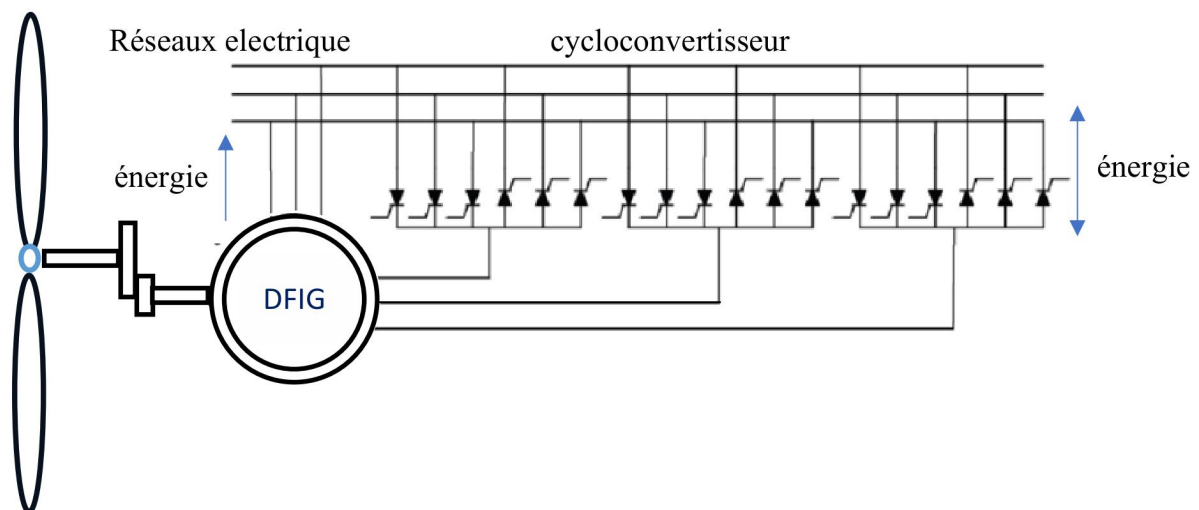


Figure 1.11: GADA avec structure Scherbius avec cycloconvertisseur

1.4 Raison du choix d'une éolienne à base de GSAP

Le choix d'une éolienne équipée d'une GSAP est motivé par plusieurs avantages techniques [14, 44]. En premier lieu, la GSAP présente une efficacité énergétique élevée du fait de son absence de besoin d'excitation externe, ce qui permet de minimiser les pertes électriques associées à l'alimentation en courant exciteur [49]. Ce genre de générateur est également reconnu pour sa capacité à opérer à des vitesses de rotation variables, ce qui lui permet de s'adapter plus efficacement aux variations de la vitesse du vent, ce qui se traduit par une amélioration globale des performances du système [47].

Un avantage supplémentaire significatif du GSAP réside dans sa compacité et son poids réduit, attribuables à l'absence de multiplicateur et de bobinage sur le rotor, ce qui simplifie la conception et diminue l'usure mécanique et les pertes d'énergie liées aux frottements et à la conversion de la vitesse du rotor [50]. En outre, la GSAP présente une densité de puissance élevée, ce qui se traduit par une production d'énergie supérieure par rapport à d'autres technologies de générateurs [13].

La durabilité des éoliennes bénéficie significativement de la robustesse de la GSAP face aux conditions environnementales extrêmes, telles que les tempêtes et les fluctuations thermiques, un facteur clé pour allonger leur durée de vie [32]. Par ailleurs, l'absence de système de balais élimine une source majeure d'usure, réduisant ainsi la fréquence des maintenances et les coûts opérationnels associés sur le cycle de vie de l'installation [27].

En dernier lieu, la GSAP est compatible avec des dispositifs de conversion d'énergie tels que les onduleurs à commutation électronique, ce qui favorise une gestion efficace de l'énergie générée et simplifie son intégration au réseau électrique [44]. Les caractéristiques techniques du GSAP en font un choix privilégié pour le développement d'éoliennes modernes et performantes [14, 49].

1.5 Techniques de commande classiques des systèmes éoliens

L'architecture de conversion des éoliennes à GSAP connectées au réseau repose sur deux convertisseurs clés : le convertisseur côté machine (CCM) et le convertisseur côté réseau (CCR). Leur action coordonnée est fondamentale pour optimiser l'efficacité de la conversion et de la gestion de l'énergie. [44, 49]. Les méthodes de contrôle traditionnelles ont été largement mises en œuvre pour superviser ces convertisseurs et assurer le bon fonctionnement de la turbine de manière stable [47].

Pour assurer une intégration fluide et fiable dans le réseau électrique, il est crucial

d'utiliser des méthodes telles que la commande par orientation de flux (FOC- field Oriented Control) et la commande directe du couple (DTC-Direct Torque Control) pour le CCM [14], et commande vectorielle de tension (VOC-Voltage Oriented Control) et de commande directe de la puissance (DPC-Direct Power Control) pour le CCR [50]. Le contrôle du convertisseur du côté machine vise principalement à optimiser l'extraction de puissance éolienne [13], Le contrôle du convertisseur côté réseau a pour fonction de gérer l'interface entre la turbine et le réseau électrique. Il est responsable du maintien de la stabilité de la tension, de la synchronisation de la fréquence et de l'amélioration de la qualité de l'énergie injectée. [32].

1.5.1 Commande par orientation de flux et tension de la GSAP

1.5.1.1 Commande de CCM

Pour les applications éoliennes, un contrôle précis de la vitesse des GSAPs peut être obtenu par l'utilisation de la commande par orientation de flux (FOC), tout en maximisant l'efficacité énergétique et la stabilité du système [14, 44]. Dans le contexte de l'énergie éolienne, cette méthode est particulièrement efficace pour gérer les variations de la vitesse du vent, un facteur clé pour la production stable d'électricité [49].

La FOC (Field Oriented Control) permet de contrôler de manière précise deux aspects clés du fonctionnement d'une génératrice : le flux magnétique et le couple [47]. En régulant ces éléments indépendamment, elle permet d'ajuster la production d'énergie en fonction des variations de la vitesse du vent [13].

Le principe fondamental de la FOC consiste à transposer les courants du stator dans un référentiel tournant aligné sur le flux rotorique. Cette transformation permet de découpler le contrôle du couple et du flux, similairement à une machine à courant continu. [50]. Cela sépare le contrôle du flux et du couple, offrant ainsi une réponse plus rapide et plus stable aux changements de charge ou de vitesse [32].

Dans le contexte de l'énergie éolienne, l'objectif opérationnel primordial consiste à réguler la vitesse de la génératrice à sa valeur optimale, et ce, malgré la nature intermittente de la ressource éolienne [27]. Pour y parvenir, la commande FOC agit en permanence sur les courants statoriques. Cette action permet non seulement de maximiser la puissance captée depuis le vent, mais aussi de stabiliser la vitesse de rotation, conduisant ainsi à une amélioration significative du rendement de la conversion mécanique-électrique [44].

Les transformations de Clarke et Park facilitent un contrôle avancé de la génératrice en convertissant les courants triphasés en grandeurs continues dans un référentiel synchrone [52]. Cette décomposition permet un réglage découplé et dynamique du couple et du flux, essentiel pour maximiser le rendement de la chaîne de conversion face aux fluctuations du

vent [14].

1.5.1.2 VOC cote reseau

La commande par orientation de tension est une technique utilisée pour réguler la tension à l'entrée de l'onduleur dans les systèmes éoliens, afin de garantir une injection d'énergie stable et contrôlée dans le réseau électrique [14, 44]. Cette méthode repose sur l'idée de maintenir une tension constante à l'entrée de l'onduleur [49].

Le système utilise des transformations mathématiques, telles que celles de Clarke et Park, pour adapter les signaux de courant à un système de coordonnées synchrones [47]. Ce processus permet de découpler les composants de la tension, facilitant ainsi un contrôle plus précis [50]. En effet, le contrôle de la tension est séparé du contrôle du courant et du couple, ce qui améliore la stabilité du système [13].

Dans une application éolienne, la régulation de la tension à l'entrée de l'onduleur est cruciale pour garantir que l'énergie produite par la génératrice soit conforme aux exigences du réseau [32]. La VOC ajuste la composante de la tension pour que l'onduleur puisse injecter une tension qui soit parfaitement synchronisée avec celle du réseau, tout en maintenant une qualité d'énergie stable [27]. Cela permet d'éviter les fluctuations et de minimiser les perturbations dans le réseau [44].

La VOC fonctionne en régulant la tension en ajustant les courants dans les deux axes : l'axe direct (pour la puissance active) et l'axe en quadrature (pour la puissance réactive) [14]. Le contrôle du courant sur l'axe en quadrature garantit que la puissance réactive reste à zéro ($Q = 0$), ce qui assure un facteur de puissance unitaire, tandis que le courant sur l'axe direct permet de contrôler la tension du bus continu de manière stable [49].

1.5.2 Commande directe du couple et du puissance de la GSAP

1.5.2.1 DTC cote machine

La commande DTC représente une alternative pour la régulation des systèmes éoliens. Cette stratégie agit directement sur le couple électromagnétique de la génératrice, permettant un ajustement rapide de sa vitesse pour un suivi précis de la consigne de référence [14, 44]. En maintenant un couple stable et une vitesse conforme aux spécifications du réseau, la méthode DTC assure une production d'énergie optimisée et une intégration réseau fiable [49].

Le principe de la DTC repose sur la gestion directe du couple et du flux magnétique dans la machine [47]. En régulant directement ces paramètres, le système ajuste la vitesse

de la génératrice pour qu'elle reste proche de la vitesse de référence, quel que soit le vent [50]. Ce contrôle dynamique permet une réponse rapide aux variations de la charge et du vent, assurant une production stable [13].

La DTC divise la commande en deux aspects : le couple, qui influence la production d'énergie, et le flux magnétique, qui régule l'efficacité du moteur [32]. Ces paramètres sont ajustés indépendamment pour garantir une vitesse de générateur stable [27].

Un des grands avantages de la DTC est sa réactivité face aux changements de conditions de vent [44]. Elle permet à la génératrice de s'adapter instantanément aux variations de la vitesse du vent, assurant une stabilité optimale [14]. Cette méthode minimise les pertes d'énergie, améliore l'efficacité énergétique et assure un contrôle précis de la vitesse [49].

1.5.2.2 DPC cote reseau

La commande DPC est une technique utilisée dans les systèmes éoliens pour gérer directement la puissance active et réactive à l'entrée de l'onduleur, optimisant ainsi l'énergie injectée dans le réseau [14, 44]. Cette méthode permet une régulation en temps réel des puissances, s'adaptant instantanément aux variations de la vitesse du vent et aux besoins du réseau [49].

L'un des grands avantages de la DPC est sa capacité à réagir rapidement aux changements de la vitesse du vent [47]. En contrôlant directement la puissance, le système peut ajuster la production d'énergie en fonction des conditions de vent, garantissant une injection stable et efficace dans le réseau [50]. Cela aide également à maintenir une tension constante à l'entrée de l'onduleur, même lorsque la charge du réseau varie [13].

Le principe de la DPC repose sur le contrôle direct des puissances active (P) et réactive (Q) générées par le générateur éolien, ajustant ainsi la puissance envoyée au réseau [32]. Contrairement à d'autres méthodes qui régulent les courants ou les tensions, la DPC ajuste ces deux puissances pour s'adapter aux variations du réseau et du générateur [27].

1.5.3 Commande prédictive des systèmes éoliens

L'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux électriques modernes nécessite des stratégies de contrôle avancées pour optimiser la production d'énergie et assurer la stabilité du réseau [14, 44]. La commande prédictive, notamment basée sur le modèle (MPC-Model Predictive Control), s'impose comme une solution efficace pour gérer les variations rapides de la vitesse du vent et les contraintes opérationnelles des éoliennes. Les GSAPs sont particulièrement adaptées à cette approche en raison de leur efficacité et de leur capacité à répondre aux exigences des réseaux électriques [27, 47].

1.5.3.1 Commande prédictive de couple CCM

La commande prédictive de couple (MPTC - Predictive Torque Control) s'est imposée comme une méthode avancée pour le contrôle des GSAPs dans les applications éoliennes [53, 54]. Contrairement aux approches classiques comme la FOC ou la DTC, la MPTC offre une solution unifiée pour réguler simultanément le couple et le flux statorique [55]. Son principe repose sur l'optimisation en temps réel d'une fonction de coût qui intègre à la fois l'erreur de couple et l'erreur de flux, tout en respectant les contraintes physiques du système [56].

Appliquée au convertisseur machine-side, cette technique permet un contrôle précis de la vitesse mécanique en agissant directement sur les grandeurs électriques [57]. La fonction de coût typiquement utilisée s'exprime comme une combinaison quadratique des écarts entre les valeurs de référence et les grandeurs prédites, avec des facteurs de poids ajustables [5]. L'absence de modulateur MLI conventionnel et l'approche par horizon glissant confèrent à la MPTC une dynamique de réponse exceptionnelle [58], tout en garantissant une robustesse face aux variations paramétriques [59]. Ces caractéristiques en font une solution particulièrement adaptée aux systèmes éoliens soumis à des conditions de fonctionnement variables [60].

1.5.3.2 Commande prédictive de puissance

La commande prédictive de puissance (MPPC - *Model Predictive Power Control*) représente une méthode avancée pour le contrôle des convertisseurs grid-side dans les systèmes éoliens à base de GSAP [61, 62]. Contrairement aux stratégies conventionnelles de contrôle vectoriel, cette approche permet un contrôle unifié du bus DC et de la synchronisation avec le réseau électrique [4]. Le principe fondamental repose sur la minimisation en temps réel d'une fonction objectif qui intègre simultanément les erreurs de puissance active (pour la régulation du bus DC) et réactive (pour le facteur de puissance), tout en respectant les contraintes du système [63].

L'avantage majeur de cette méthode réside dans sa capacité à gérer directement les contraintes de courant et de tension, tout en offrant une dynamique de réponse rapide [64]. L'absence de modulateur MLI conventionnel et l'approche par horizon glissant permettent une commutation optimisée des interrupteurs, réduisant ainsi les pertes et améliorant l'efficacité énergétique [62]. Ces caractéristiques rendent la MPPC particulièrement adaptée aux applications éoliennes, où les exigences de stabilité du réseau et de qualité de l'énergie sont critiques. La synchronisation précise avec le réseau est assurée par une estimation robuste de l'angle du réseau, généralement obtenue via une boucle à verrouillage de phase (PLL-phase-locked loop) améliorée [61].

1.6 Commande tolérante aux défauts

Les systèmes éoliens basés sur GSAP sont de plus en plus utilisés pour leur rendement élevé et leur maintenance réduite [65]. Cependant, ces systèmes sont exposés à des défaillances électromécaniques (pannes de convertisseurs, démagnétisation des aimants, etc.) qui peuvent compromettre leur stabilité [66]. La commande tolérante aux défauts vise à maintenir les performances du système malgré ces défaillances, en combinant des stratégies de détection et de reconfiguration [67] dans la prochaine section on va voir quelques types de défaillances courantes dans les systèmes éoliens [68].

1.6.1 Types de défaillances courantes

Tableau 1.1: Classification des défaillances dans les systèmes éoliens

Type de défaillance	Mode de défaillance	caractéristiques
Défaillances Électriques	Pannes des convertisseurs	- Court-circuit/ouverture IGBTs (15-20%) - Dégradation capacités DC-link ($\Delta C > 20\%$)
	Problèmes statoriques	- Déséquilibre impédances ($\Delta R_s \leq 30\%$) - Court-circuits entre spires (5-10%)
Défaillances Mécaniques	Démagnétisation partielle	- Réduction flux ψ_f (5-15%) - THD courant $> 8\%$
	Désalignement rotorique	- Vibrations > 0.5 mm (ISO 10816) - Oscillations couple ($\pm 15\% T_{nom}$)
Défaillances du Réseau	Creux de tension	- Chute de tension (30-90%) - Durée : 150-1000 ms
	Déséquilibres	- Déséquilibre en tension (2-5%)

1.6.2 Approches des commandes tolérantes

1.6.2.1 Méthodes passives (Robustes)

Les méthodes passives de commande tolérante aux défauts reposent sur la conception de contrôleurs intrinsèquement robustes, capables de maintenir la stabilité et des perfor-

mances acceptables malgré l'apparition de certains types de défauts, sans nécessiter de mécanisme explicite de détection ou de reconfiguration.

1.6.2.2 Techniques employées

- **Commande H_∞** : Minimisation de la sensibilité aux incertitudes et défauts.
- **Mode glissant d'ordre supérieur** : Robustesse face aux perturbations et défauts.
- **Contrôleur PID robuste** : Paramétrage pour assurer la stabilité malgré les variations.

1.6.2.3 Méthodes actives

La mise en œuvre des commandes actives tolérantes aux défauts repose sur un processus en quatre étapes : la détection précoce des défauts, leur isolement précis, l'estimation de leur ampleur et la reconfiguration du système. [69]

Le processus actif suit typiquement la séquence suivante :

1. **Détection de défaut** : Identification de l'apparition d'une défaillance.
2. **Isolation de défaut** : Localisation du composant défaillant.
3. **Estimation de l'amplitude** : l'identification et la caractérisation du défaut.
4. **Reconfiguration** : compenser les défauts .

L'utilisation des stratégies actives comporte à la fois des bénéfices et des inconvénients qu'il convient de considérer.

Avantages :

- Meilleures performances en présence de défauts.
- Capacité à gérer une large gamme de défaillances .
- Adaptation fine aux caractéristiques spécifiques du défaut.
- Possibilité de retour d'information sur l'état de santé du système.

Limitations :

- Complexité de mise en œuvre accrue.
- Nécessité de mécanismes de détection fiables.
- Délai de réaction dû au temps de diagnostic.
- Risque de fausses alarmes et de détections manquées.

1.7 Conclusion

Ce chapitre a présenté un aperçu sur les systèmes éoliens, couvrant leurs concepts fondamentaux, leurs classifications et leurs techniques de commande. La discussion a débuté par les principes de base des éoliennes (I.2), détaillant leur structure et leur fonctionnement. Ensuite, une classification des systèmes éoliens (I.3) a été établie, distinguant les différents types d'éoliennes selon leur conception et leurs applications.

Une analyse détaillée des topologies des systèmes éoliens (I.2.2) a été réalisée, mettant en lumière les diverses configurations utilisées dans les installations modernes. Une attention particulière a été portée aux MSAP (I.2.3), dont les avantages en termes d'efficacité, de fiabilité et de performance ont été soulignés.

Les techniques de commande classiques (I.4), notamment la commande vectorielle (I.4.1) et la DTC et DPC (I.4.2), ont ensuite été explorées. Ces méthodes, largement utilisées, permettent une régulation précise du couple et une extraction optimisée de l'énergie éolienne.

Par ailleurs, les stratégies de commande prédictive (I.5) ont été abordées, en particulier la commande MPC appliquée au convertisseur machine (I.5.1) et au convertisseur réseau (I.5.2). Ces approches améliorent la dynamique du système et réduisent les fluctuations de puissance, ce qui les rend particulièrement adaptées aux systèmes éoliens modernes.

Enfin, la commande tolérante aux défauts (I.6) a été examinée, démontrant son importance pour assurer la stabilité et la continuité de fonctionnement même en cas de défaillances—un aspect crucial pour la fiabilité des installations éoliennes.

En résumé, ce chapitre a posé les bases théoriques et techniques nécessaires à la compréhension des systèmes éoliens, de leurs architectures et des stratégies de commande associées. Le chapitre suivant se concentrera sur la mise en pratique de ces concepts, à travers des simulations et des études expérimentales visant à valider leur efficacité.

Chapitre 2

Modélisation et stratégies de contrôle conventionnelles du système de conversion d'énergie éolienne

2.1 Introduction

Les éoliennes transforment l'énergie du vent en électricité grâce à des principes aérodynamiques et électromécaniques. Pour garantir leur efficacité, il est essentiel de disposer d'un modèle dynamique fiable et d'une méthode de contrôle performante. L'objectif de ce chapitre est d'étudier la modélisation et la commande classique d'une éolienne basée sur une GSAP.

2.2 Modélisation de l'éolienne

Les éoliennes jouent un rôle clé dans la production d'énergie renouvelable en transformant l'énergie cinétique du vent en électricité. Pour concevoir, optimiser et contrôler efficacement ces systèmes, une modélisation précise de leurs différentes composantes est indispensable. Cette partie propose une méthodologie organisée pour la modélisation d'un système éolien, en se concentrant particulièrement sur les aspects suivants :

- La conversion aérodynamique.
- La dynamique mécanique.
- Le modèle électrique du générateur.

2.2.1 La conversion aérodynamique

L'énergie du vent est captée par les pales de l'éolienne selon des principes aérodynamiques. La puissance totale disponible dans le flux d'air traversant l'éolienne s'exprime par l'équation (2.1) et le couple par l'équation (2.2) :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi R^2 v^3 \quad (2.1)$$

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega_m} = \frac{1}{2} \frac{C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi R^2 v^3}{\Omega_m} \quad (2.2)$$

où Ω_m représente la vitesse angulaire mécanique de la turbine (en rad/s). Le rapport de vitesse en bout de pale (Tip Speed Ratio - TSR), peut être calculé comme suit (pour $\beta = 0$) :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_m}{v} \quad (2.3)$$

Le coefficient de puissance C_p est généralement fournie par le fabricant et dépend de λ , comme illustré sur la Figure 2.1. Il représente le rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent [70], et peut s'exprimer par :

$$C_p(\lambda) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (2.4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (2.5)$$

où :

- λ : Rapport de vitesse en bout de pale (sans dimension).
- Ω_m : Vitesse angulaire mécanique de la turbine (rad/s).
- R : Rayon des pales (m).
- v : Vitesse du vent (m/s).

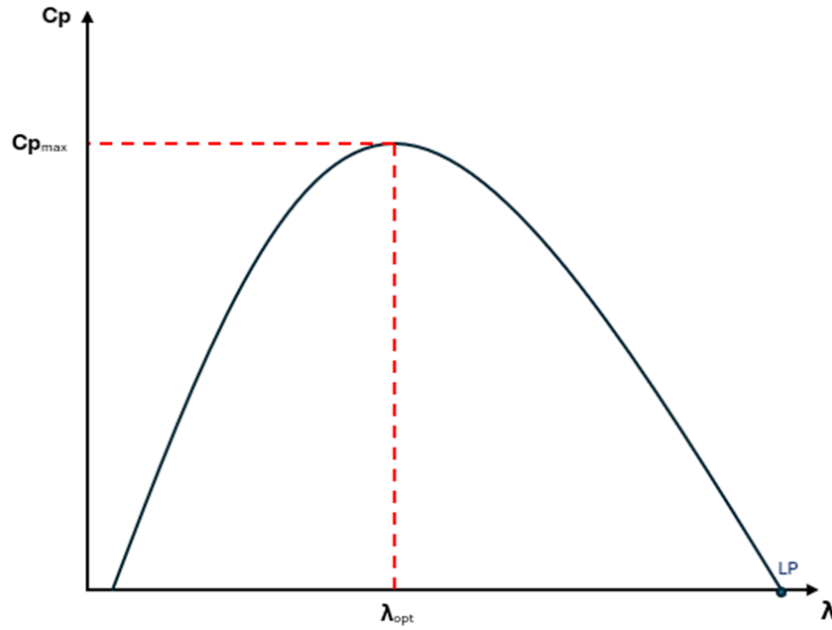


Figure 2.1: TSR- C_p characteristics.

2.2.2 La modélisation dynamique du système mécanique

La modélisation dynamique du système mécanique est essentielle pour analyser le comportement transitoire et les performances de l'éolienne. L'étude concerne principalement la chaîne de transmission mécanique d'une éolienne tripale de longueur R fixées rigidement sur un moyeu tournant, comprenant un rbre primaire, multiplicateur qui adapte la vitesse de rotation pour la génération électrique comme illustré sur la figure 2.2.

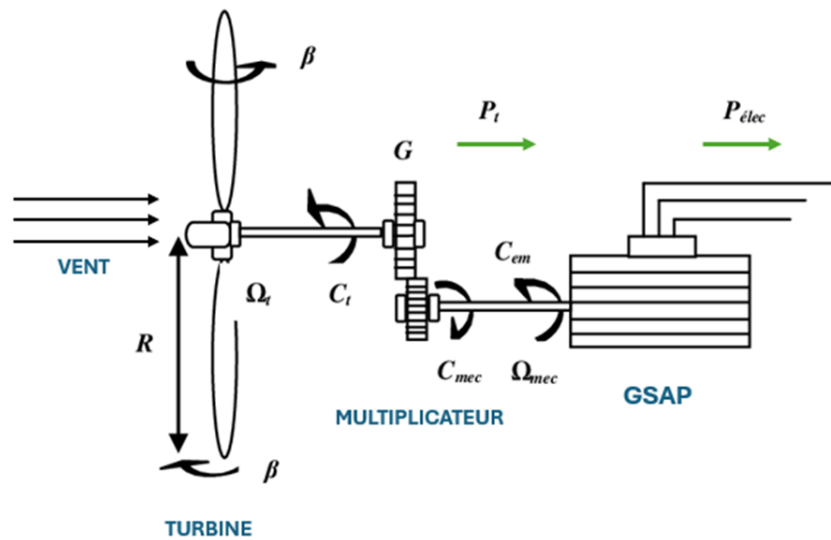


Figure 2.2: Schéma de la turbine éolienne

Les modèles couramment utilisés dans les études électromécaniques adoptent généralement des approximations raisonnables pour faciliter l'analyse comme suite [71]

- Uniformité des Pales : Toutes les pales sont supposées identiques en termes de caractéristiques d'inertie , propriétés élastiques et paramètres de frottement .
- Négligence des Effets de Frottement : Les frottements aérodynamiques (pale/air) et les frottements mécaniques (pale/support) sont considérés comme négligeables dans le modèle.
- Distribution uniforme du Vent.

On obtient alors un modèle mécanique simple comme illustre dans la figure 2.3.

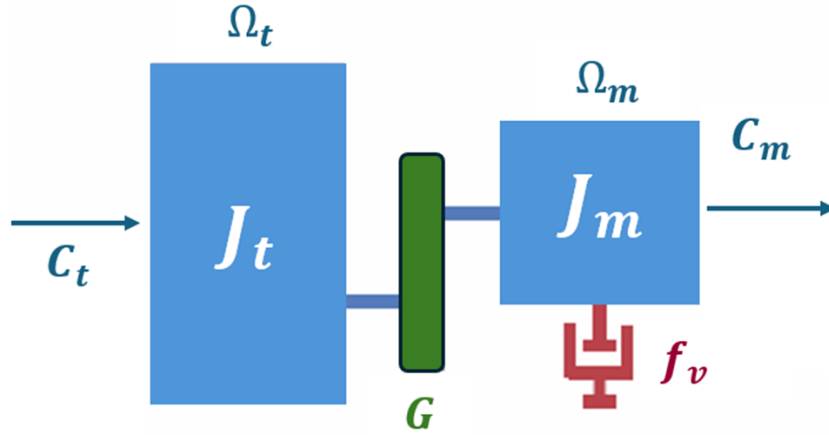


Figure 2.3: Modèle mécanique simplifié de la turbine

2.2.2.1 Modèle du vent

La vitesse du vent est définie par son intensité et sa direction, influencées par des facteurs tels que la localisation, les conditions climatiques, l'altitude et la topographie du terrain. Les éoliennes exploitent cette ressource en captant une partie de son énergie cinétique pour la convertir en électricité. Cependant, modéliser précisément la vitesse du vent reste un défi en raison de ses variations imprévisibles, liées à la position géographique et aux conditions atmosphériques. Dans le domaine éolien, le vent étant la source d'énergie, sa modélisation est essentielle. Les équations mathématiques le décrivant peuvent être simples ou extrêmement complexes, notamment à cause des turbulences. [72]

Une approche courante pour générer le profil de vitesse du vent repose sur la densité spectrale, introduite par le météorologue I. Van der Hoven. Ce modèle considère la turbulence comme un processus aléatoire stationnaire, indépendant des variations de la vitesse moyenne. Ainsi, la vitesse instantanée du vent, $v(t)$, s'exprime comme une somme d'harmoniques associées à différentes pulsations ω_n , chacune ayant une phase φ_i aléatoire [73] :

$$v(t) = v_0 + \sum_{n=1}^N A_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \quad (2.6)$$

avec :

- v_0 : composante moyenne de la vitesse du vent (m/s).
- A_n : amplitude de la n-ième harmonique (m/s).
- ω_n : pulsation de la n-ième harmonique (rad/s).
- ϕ_n : phase initiale de la n-ième harmonique (rad).
- N : nombre total d'harmoniques considérées

2.2.2.2 Modèle d'arbre et de boîte de vitesses

La transmission mécanique d'une éolienne repose sur un ensemble d'éléments clés permettant d'adapter la rotation lente des pales à la vitesse requise par le générateur électrique. Le système comprend principalement :

- **L'arbre lent** relié au rotor de la turbine (≈ 25 tr/min to 30 tr/min)
- **Le multiplicateur de vitesse** (rapport G)
- **L'arbre rapide** entraînant le générateur (≈ 1800 tr/min)

La conversion de vitesse suit la relation fondamentale [74] :

$$\Omega_t = G \times \Omega_g \quad (2.7)$$

où G représente le rapport de multiplication de la boîte de vitesses. La dynamique globale du système tient compte de l'inertie équivalente illustré dans eq 2.8 et Équation du mouvement illustré dans eq 2.9 :

$$J_{eq} = J_g + \frac{J_t}{G^2} \quad (2.8)$$

$$J_{eq} \frac{d\Omega}{dt} = T_{mec} = T_t - T_{em} - T_{frot} \quad (2.9)$$

Dans le cadre de cette étude, nous considérons un système à transmission directe avec les caractéristiques suivantes :

- Rapport du multiplicateur : $G = 1$.
- Couplage direct turbine-générateur.
- Vitesses identiques : $\Omega_t = \Omega_g$.
- Couples identiques : $T_t = T_g$.

L'évolution de la vitesse mécanique Ω_t à partir du couple mécanique total T_m appliqué au rotor de la turbine éolienne est déterminée par l'équation fondamentale de la dynamique :

$$J_t \frac{d\Omega_t}{dt} = T_m - T_e - T_{frot} \quad (2.10)$$

où :

- J_t : moment d'inertie de la turbine (kg m^2)
- Ω_t : vitesse angulaire de la turbine (rad/s)
- T_m : couple mécanique appliqué (N m)
- T_e : couple électromagnétique résistant (N m)
- T_{frot} : couple de frottement mécanique (N m)

Le couple de frottement mécanique T_{frot} représente l'ensemble des couples résistifs qui s'opposent à la rotation du rotor de la turbine éolienne. Ces pertes mécaniques peuvent être décomposées en plusieurs contributions : Frottements visqueux eq 2.11 , frottements secs (Coulomb) eq 2.12 et pertes parasites qui sont les pertes aérodynamiques (tourbillons, traînée non productive), pertes dans les transmissions (engrenages, courroies), etc.

$$T_{\text{visqueux}} = f_v \cdot \Omega_m \quad (2.11)$$

où f_v est un coefficient de frottement visqueux (en N m s/rad).

$$T_{\text{sec}} = f_s \cdot \text{sign}(\Omega_m) \quad (2.12)$$

où :

- f_s est le coefficient de frottement sec (en N m)
- $\text{sign}(\Omega_m)$ donne la direction du couple (valeur ± 1)

La modélisation complète de couple de frottement mécanique (N m) s'écrit [75] :

$$T_{frot} = \underbrace{f_v \cdot \Omega_m}_{\text{Frottements visqueux}} + \underbrace{f_s \cdot \text{sign}(\Omega_m)}_{\text{Frottements secs (Coulomb)}} + \underbrace{T_{\text{parasites}}}_{\text{Pertes additionnelles}} \quad (2.13)$$

Le schéma bloc correspondant à ce modèle mécanique simplifié est présenté à la figure 2.4.

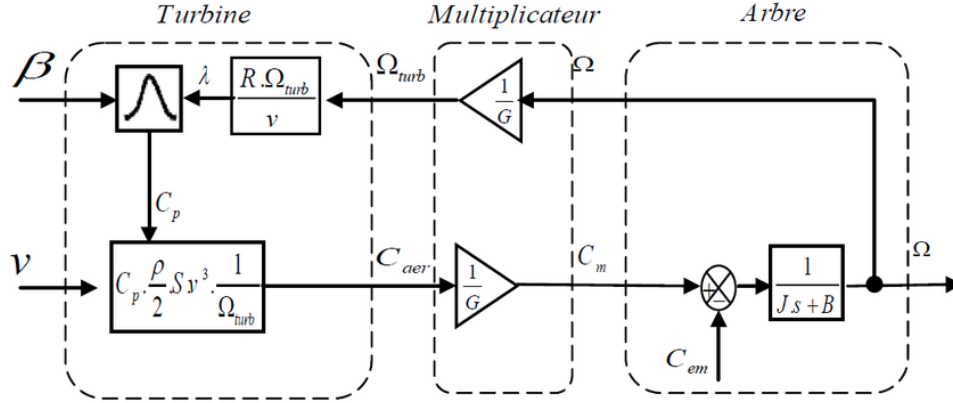


Figure 2.4: Schéma bloc du modèle de la turbine.

2.3 Modélisation de la partie électrique

2.3.1 Modélisation de la MSAP

La MSAP joue un rôle clé dans les systèmes éoliens modernes grâce à sa haute efficacité, sa robustesse et son adaptabilité aux variations de vitesse. Son utilisation permet une conversion optimale de l'énergie cinétique du vent en électricité, en particulier dans les éoliennes à vitesse variable. La GSAP possède un stator doté d'un bobinage triphasé, tandis que son rotor est équipé d'aimants permanents assurant l'excitation. Ces aimants, considérés comme indéformables et présentant une perméabilité magnétique proche de celle de l'air, génèrent le champ rotorique. Son fonctionnement est basé sur l'interaction et l'alignement des champs magnétiques produits respectivement par le stator et le rotor, nécessitant une synchronisation parfaite entre ces deux éléments pour assurer un couple efficace. Cette partie présente la modélisation mathématique de la GSAP, incluant ses équations électromécaniques, la transformation de Park pour une analyse simplifiée, et son intégration dans un système éolien. Dans cette section, nous présentons les modèles mathématiques de la GSAP dans les référentiels triphasé (a, b, c) et diphasé (d, q). Pour simplifier l'analyse tout en conservant une bonne précision, les hypothèses suivantes sont adoptées [76] :

- Un entrefer d'épaisseur constante et d'effets d'encoche négligeables.
- Des phénomènes magnétiques non linéaires (saturation, hystérésis) et les pertes par courants de Foucault considérés comme négligeables.
- Des résistances d'enroulement invariantes thermiquement et sans influence notable de l'effet pelliculaire.
- Une force électromotrice (FEM) statorique présentant une distribution spatiale

sinusoïdale parfaite.

Ces hypothèses permettent d'établir un modèle électromécanique simplifié, adapté à la commande et à l'étude des performances dans un contexte éolien.

Avant d'effectuer la transformation vers le référentiel de Park, il est essentiel d'établir le modèle complet de la GSAP dans son référentiel naturel triphasé (a, b, c). Cette modélisation permet de comprendre le comportement réel de la machine avant toute simplification. Les équations différentielles régissant le comportement électrique de la GSAP dans le repère triphasé s'expriment par :

$$\begin{cases} v_a = R_s i_a + \frac{d\psi_a}{dt} \\ v_b = R_s i_b + \frac{d\psi_b}{dt} \\ v_c = R_s i_c + \frac{d\psi_c}{dt} \end{cases} \quad (2.14)$$

où :

- v_a, v_b, v_c : tensions instantanées aux bornes des enroulements statoriques.
- i_a, i_b, i_c : courants statoriques instantanés.
- R_s : résistance statorique par phase.
- ψ_a, ψ_b, ψ_c : flux totaux embrassés par chaque enroulement.

Les flux totaux dans chaque phase résultent de deux contributions : Le flux dû aux courants statoriques et Le flux créé par les aimants permanents et s'expriment par :

$$\begin{cases} \psi_a = L_{aa} i_a + L_{ab} i_b + L_{ac} i_c + \psi_{pm,a}(\theta) \\ \psi_b = L_{ba} i_a + L_{bb} i_b + L_{bc} i_c + \psi_{pm,b}(\theta) \\ \psi_c = L_{ca} i_a + L_{cb} i_b + L_{cc} i_c + \psi_{pm,c}(\theta) \end{cases} \quad (2.15)$$

où :

- L_{ij} : coefficients d'inductance (self et mutuelles)
- $\psi_{pm,i}(\theta)$: flux créé par les aimants dans la phase i , dépendant de la position θ du rotor

Dans une GSAP à pôles lisses, les inductances varient avec la position du rotor :

$$\begin{cases} L_{aa} = L_s + L_m \cos(2\theta) \\ L_{bb} = L_s + L_m \cos\left(2\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{cc} = L_s + L_m \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.16)$$

où :

- L_{aa}, L_{bb}, L_{cc} sont les inductances propres des phases a, b et c respectivement

- L_s est l'inductance constante (composante moyenne)
- L_m est l'amplitude de la variation d'inductance due à la saillance
- θ est la position angulaire du rotor

Pour les inductances mutuelles entre phases :

$$\begin{cases} L_{ab} = L_{ba} = -M_s - L_m \cos\left(2\theta + \frac{\pi}{3}\right) \\ L_{ac} = L_{ca} = -M_s - L_m \cos\left(2\theta - \frac{\pi}{3}\right) \\ L_{bc} = L_{cb} = -M_s - L_m \cos(2\theta + \pi) \end{cases} \quad (2.17)$$

avec M_s représentant la composante constante des inductances mutuelles. La distribution spatiale du flux créé par les aimants est généralement considérée comme sinusoïdale :

$$\begin{cases} \psi_{pm,a} = \psi_{pm} \cos(\theta) \\ \psi_{pm,b} = \psi_{pm} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \psi_{pm,c} = \psi_{pm} \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.18)$$

En appliquant la transformation de Park, les tensions statoriques dans le référentiel tournant (d, q) s'expriment par :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_e \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_e \psi_{ds} \end{cases} \quad (2.19)$$

où :

- v_{ds}, v_{qs} : tensions statoriques selon les axes d et q
- i_{ds}, i_{qs} : courants statoriques selon les axes d et q
- ω_e : vitesse électrique du rotor ($\omega_e = p\omega_m$)
- ψ_{ds}, ψ_{qs} : flux magnétiques dans le référentiel de Park, donnés par :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_d i_{ds} + \psi_{pm} \\ \psi_{qs} = L_q i_{qs} \end{cases} \quad (2.20)$$

avec :

- L_d, L_q : inductances cycliques directe et en quadrature
- ψ_{pm} : flux permanent dû aux aimants

Le couple électromagnétique T_{em} produit par la GSAP est obtenu par :

$$T_{em} = \frac{3}{2}p(\psi_{pm}i_{qs} + (L_d - L_q)i_{ds}i_{qs}) \quad (2.21)$$

Pour une machine à pôles lisses ($L_d = L_q$), cette expression se réduit à :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \psi_{pm} i_{qs} \quad (2.22)$$

Ce résultat montre que le couple est directement proportionnel au courant i_q , ce qui justifie l'utilisation de stratégies de commande par orientation du flux. La dynamique du système mécanique est régie par [77] :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_{em} - f \omega_m \quad (2.23)$$

où :

- J : moment d'inertie du rotor
- ω_m : vitesse mécanique
- T_m : couple mécanique appliqué (dû à la turbine dans le cas d'une application éolienne)
- f : coefficient de frottement visqueux

Le modèle triphasé complet de la GSAP, bien que physiquement représentatif, se révèle complexe à manipuler pour l'analyse et la commande. Cette complexité justifie le recours à la transformation de Park, qui permet de simplifier considérablement les équations en les exprimant dans un repère tournant lié au rotor.

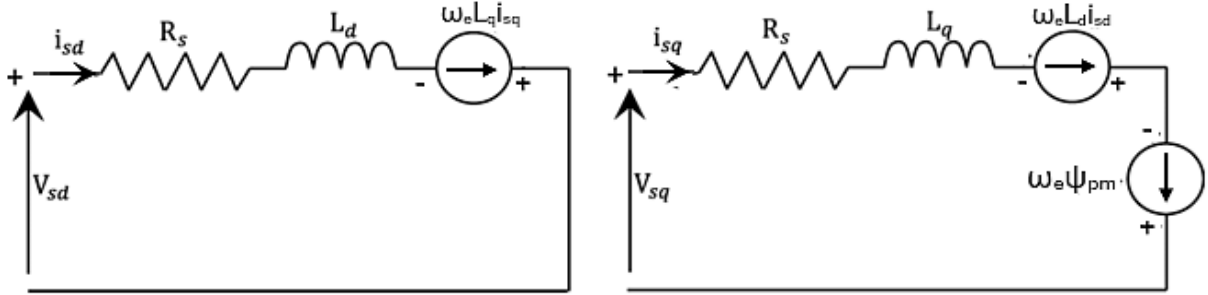


Figure 2.5: Schéma équivalent en mode moteur de la MSAP dans le plan dq

Lorsque la machine synchrone fonctionne en régime générateur, la direction des courants statoriques s'inverse par rapport au mode moteur, comme l'établit la référence. Cette inversion implique les conséquences fondamentales suivantes [78] :

- Adoption d'une convention générateur pour les signes des courants et puissances
- Transfert d'énergie mécanique vers le réseau électrique
- Apparition d'un couple électromagnétique résistant opposé à la rotation

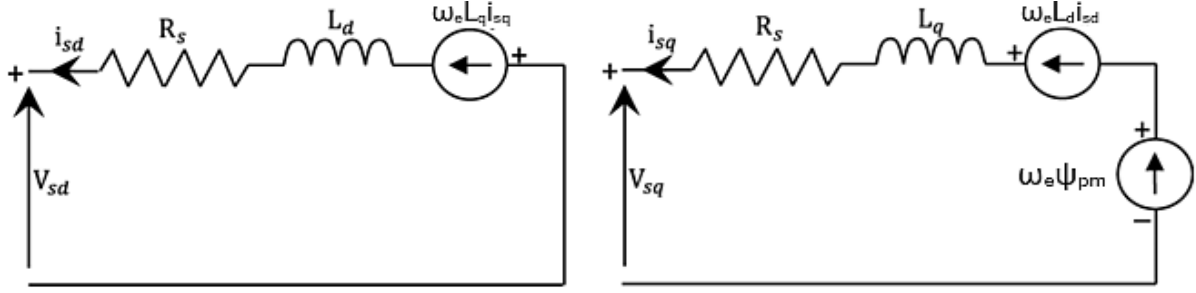


Figure 2.6: Schéma équivalent de la GSAP dans le plan dq

2.3.2 Modélisation de l'onduleur de tension

Les onduleurs sont des dispositifs statiques permettant de convertir une énergie électrique de nature continue en une énergie alternative. Afin de simplifier la modélisation et de diminuer le Le délai d'exécution lors des simulations, l'onduleur est représenté par un ensemble d'interrupteurs idéaux, caractérisés par une résistance nulle lorsqu'ils sont fermés, une résistance infinie à l'état ouvert, et une commutation instantanée selon les signaux de commande [79] .

Un onduleur de tension est constitué principalement :

- d'une source de tension continue (V_{dc}),
- d'un pont d'interrupteurs (IGBT, MOSFET, etc.),
- d'un système de commande MLI ,
- et d'un filtre de sortie (souvent LC).

L'onduleur est piloté par des signaux logiques S_i agissant sur les interrupteurs T_i selon les règles suivantes pour éviter les courts-circuits :

- Si $S_i = 1$, alors le transistor T_i est passant et son complément $\overline{T_i}$ est ouvert.
- Si $S_i = 0$, alors le transistor T_i est ouvert et $\overline{T_i}$ est passant.

l'état de commutation peut être exprimé par le vecteur suivant :

$$S_{inv} = \frac{2}{3} (S_1 + aS_2 + a^2S_3) \quad (2.24)$$

où :

- $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ (opérateur de rotation 120°)
- $S_i = 1$ représente l'état **ON** (interrupteur fermé)
- $\overline{S_i} = 1$ représente l'état **OFF** (interrupteur ouvert)
- $i = 1, 2, 3$ (indices des trois phases)

Le vecteur de tension v_s est lié à l'état S_{inv} de commutation par :

$$v_s = V_{dc} \cdot S_{inv} \quad (2.25)$$

2.4 Commande prédictive conventionnelle pour GSAP

La commande prédictive par modèle s'est imposée comme une alternative puissante aux méthodes de commande classiques telles que la Commande Directe de Couple ou la commande par orientation de flux pour les entraînements électriques. Son principe fondamental est d'utiliser un modèle discret du système pour prédire son comportement futur sur un horizon de temps fini, puis de sélectionner la commande optimale en minimisant une fonction de coût. La commande prédictive par modèle offre de multiples avantages. Par exemple, il peut être utilisé dans différents processus, est facile à appliquer à des systèmes multivariables et peut fournir une réponse dynamique rapide. De plus, il permet d'inclure de manière directe les contraintes et les non-linéarités dans la loi de commande, et il peut regrouper des boucles de contrôle imbriquées en une seule boucle. L'objectif de ce travail est de montrer l'avantage de la réponse rapide de la commande prédictive par modèle en utilisant la technique à ensemble de commande fini.

2.4.1 Commande prédictive de couple conventionnelle

Parmi les différentes variantes de la commande MPC, la commande prédictive à un ensemble continu (CCS-MPC Continuous Control Set Model Predictive Control) et la commande prédictive de couple à un ensemble fini (FS-PTC Finit Set Predictive Torque Control), souvent simplement appelée commande prédictive de couple (PTC-Predictive Torque Control), est particulièrement adaptée à la commande des entraînements. La commande PTC offre l'avantage d'être simple à appliquer et adapté aux systèmes non linéaires. Cette partie détaille la mise en œuvre d'une commande prédictive de couple conventionnelle pour la commande d'une GSAP, en se concentrant sur la modélisation, la prédiction, la conception de la fonction de coût et les défis pratiques, notamment l'estimation du flux statorique.

La commande MPC est un sujet de recherche et développement depuis plus de trois décennies. À l'origine, elle a été introduite dans l'industrie des procédés, mais un article très innovant et précoce a proposé son utilisation en électronique de puissance. Ces dernières années, en raison des progrès technologiques des microprocesseurs, elle a été présentée et discutée comme une alternative prometteuse pour la commande des entraînements et des convertisseurs de puissance. Par la suite, les deux catégories de la commande MPC – le CCS-MPC et la PTC – sont présentées et utilisées dans la poursuite du point de puissance maximale (MPPT-Maximum Power Point Tracking) rapide des systèmes éoliens afin d'augmenter l'efficacité de cette méthode en régime permanent par rapport aux stratégies traditionnelles.

L'architecture de la commande prédictive de couple, représentée sur la Fig. 2.7 se décompose en trois étapes algorithmiques essentielles : l'estimation en ligne des grandeurs de sortie (flux, couple), la prédiction de leur comportement sur l'horizon suivant, et enfin l'optimisation par minimisation d'une fonction objectif.

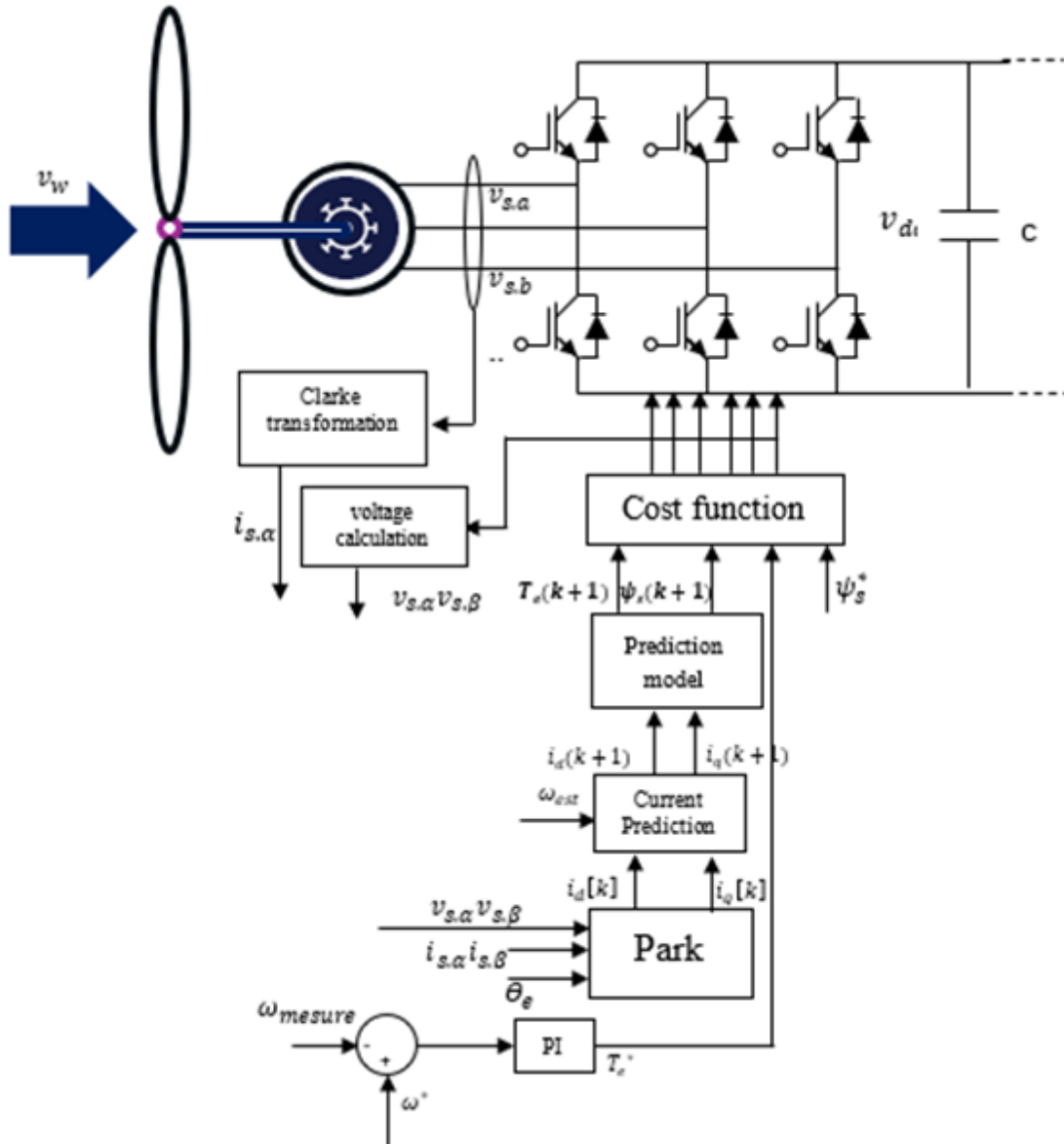


Figure 2.7: la commande prédictive par modèle

2.4.1.1 Estimation du flux statorique et du couple

La performance des techniques de commande directe du couple dépend fondamentalement de la précision avec laquelle le flux statorique est estimé. Cette estimation est

généralement déduite des grandeurs électriques mesurées (tensions et courants). Deux catégories principales d'estimateurs de flux sont couramment utilisées dans ce contexte : ceux fondés sur un modèle de tension et ceux utilisant un modèle de courant. L'estimateur basé sur le modèle de tension a l'avantage de nécessiter moins de paramètres. Toutefois, sa mise en œuvre pratique se heurte à une difficulté majeure : l'intégrateur idéal de eq (2.19) est sensible à la composante continue (offset) inévitablement présente dans les signaux des capteurs de courant. Ces décalages, inhérents aux capteurs et à leur conditionnement, provoquent une accumulation d'erreurs lors de l'intégration, pouvant conduire à une instabilité de l'entraînement. La solution conventionnelle pour pallier ce problème consiste à remplacer l'intégrateur idéal par un filtre passe-bas. Bien que ce dernier assure une fonction d'intégration satisfaisante en régime normal, son comportement est différent. En présence de signaux continus, la constante de temps du filtre et son gain de compensation deviennent théoriquement infinis, rendant l'intégration impossible. De plus, cette substitution introduit des erreurs en amplitude et en phase, dont la compensation nécessite des correctifs qui alourdissent la complexité de l'architecture de contrôle. Contrairement à la MAS, la technique de commande peut être conçue en substituant l'équation (2.20) dans l'équation (2.19), puis en résolvant l'expression pour :

$$\begin{aligned}\frac{di_{ds}}{dt}(t) &= -\frac{R_s}{L_d}i_{ds}(t) + \omega_e i_{qs}(t) + \frac{1}{L_d}v(t) \\ \frac{di_{qs}}{dt}(t) &= -\frac{R_s}{L_q}i_{qs}(t) - \omega_e i_{ds}(t) - \frac{\omega_e}{L_q}\psi_{pm} + \frac{1}{L_q}v_{qs}(t)\end{aligned}\tag{2.26}$$

Le vecteur de flux statorique peut être exprimé en coordonnées polaires, définissant son module et son argument. Ces deux grandeurs sont essentielles au processus de commande : le module est comparé à la référence de flux dans la boucle de régulation magnétique, tandis que l'argument détermine la sélection du secteur spatial pour la commutation des convertisseurs.

$$|\psi_{ds}| = \sqrt{\psi_{ds}^2 + \psi_{qs}^2}\tag{2.27}$$

$$\theta_s = \tan^{-1}\left(\frac{\psi_{qs}}{\psi_{ds}}\right)\tag{2.28}$$

L'utilisation d'un modèle en temps discret est nécessaire pour effectuer des prédictions précises des courants à un instant d'échantillonnage futur. Afin d'appliquer la technique d'Euler explicite au modèle en temps continu de l'équation (2.26), il est nécessaire de s'assurer que le temps d'échantillonnage T_s est au maximum d'une seconde. Par conséquent, la représentation en temps discret de la GSAP dans le repère tournant d-q peut

être formulée comme suit :

$$\begin{aligned} i_{ds}[k+1] &= \left(1 - \frac{T_s R_s}{L_d}\right) i_{ds}[k] + \omega_e T_s i_{qs}[k] + \frac{T_s}{L_d} v_{ds}[k] \\ i_{qs}[k+1] &= \left(1 - \frac{T_s R_s}{L_q}\right) i_{qs}[k] - \omega_e T_s i_{ds}[k] \\ &\quad - \frac{\omega_e T_s}{L_q} \psi_{pm} + \frac{T_s}{L_q} v_{qs}[k] \end{aligned} \quad (2.29)$$

Par conséquent, le flux statorique à l'intervalle $[k+1]^{\text{ème}}$ dans le repère d-q peut être prédit en temps discret comme suit :

$$\begin{aligned} \psi_{ds}[k+1] &= L_d i_{ds}[k+1] + \psi_{pm} \\ \psi_{qs}[k+1] &= L_q i_{qs}[k+1] \end{aligned} \quad (2.30)$$

Pour prédire le couple électromagnétique :

$$T_e[k+1] = \frac{3}{2} p \psi_{pm} i_{qs}[k+1] \quad (2.31)$$

Afin de construire la technique PTC, le couple et le flux statorique ont été choisis comme variables de contrôle. Dans [80] et , le courant de l'axe d est réglé à zéro afin d'atteindre le couple maximum par ampère, ce qui entraîne également une réduction des pertes cuivre. Par conséquent, dans ce travail, le mode de contrôle avec un $|\psi_s^*|$ constant est mis en œuvre, tandis que la consigne de couple est déterminée par l'asservissement de la vitesse de rotation, conformément au principe de l'MPPT décrit antérieurement. La tension statorique $v_{dqs}[k]$ de la GSAP peut être représentée mathématiquement sur la base de la configuration du vecteur d'état de commutation .

$$v_{dqs}[k] = (T_p(\phi_r))^{-1} T_C v_s^{abc}[k] \quad (2.32)$$

$$T_p(\phi_r)^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\phi_r) & \sin(\phi_r) \\ -\sin(\phi_r) & \cos(\phi_r) \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$T_C = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

$$v_s^{abc}[k] = \begin{bmatrix} u_{as} \\ u_{bs} \\ u_{cs} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} v_{dc}[k] \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 3 \end{bmatrix} S^{abc}[k] \quad (2.35)$$

$T_p(\phi_r)^{-1}$ est la matrice de Park inverse, T_C est la matrice de transformation de Clarke, $v_s^{abc}[k]$ et v_{dc} sont respectivement le vecteur tension statorique et la tension du bus continu en volts, et ϕ_r est la position électrique du rotor en rad/s ($\phi_r = p\phi_m$).

Suite à l'examen de toutes les combinaisons possibles du vecteur d'état de commutation $S^{abc}[k]$, huit vecteurs tension (VT) différents peuvent être obtenus, $v_{(0-7)}$ (incluant six VT actifs et deux VT nuls). Ces VTs sont utilisés pour prédire sept valeurs consécutives du courant $i_{ds}[k+1]$. Ensuite, le couple électromagnétique $T_e[k+1]$ et le flux $\psi_s[k+1]$ sont prédits [81].

L'algorithme de contrôle fonctionne par pas de temps discrets, mettant continuellement à jour ses prédictions sur la base des dernières mesures et appliquant le vecteur de commutation optimal [82] [83]. Généralement, la fonction de coût de la PTC inclut les valeurs absolues des erreurs de couple et de flux. Par conséquent, L'expression mathématique du la fonction de coût peut être définie comme suit [84] :

$$g = |T_e^* - T_e[k+1]| + \mathcal{M} ||\psi_s^*| - |\psi_s[k+1]|| + \Delta \quad (2.36)$$

T_e^* et ψ_s^* sont respectivement le couple de référence et le flux statorique de référence. $\mathcal{M}$ est le facteur de poids qui détermine l'importance relative entre le flux statorique et le couple. Δ a été ajouté à la fonction de coût en raison de contraintes fortes. Le terme souple Δ est une fonction de sécurité qui limite la plage du courant de démarrage [80]. Par conséquent, Δ n'a pas besoin d'un facteur de poids et peut être défini comme :

$$\begin{aligned} \Delta = 0 \quad & \text{si} \quad \sqrt{i_{ds}[k+1]^2 + i_{qs}[k+1]^2} \leq i_s^{\max} \\ \Delta = \infty \quad & \text{si} \quad \sqrt{i_{ds}[k+1]^2 + i_{qs}[k+1]^2} > i_s^{\max} \end{aligned} \quad (2.37)$$

2.4.1.2 Compensation du délai d'exécution

En mise en œuvre expérimentale, le délai d'exécution d'un algorithme de commande introduit un délai au niveau de l'étape $k+1$, qui doit être compensé. Cette compensation est réalisée grâce à deux étapes de prédiction à l'instant $k+2$. Par conséquent, pour résoudre cette problématique, le vecteur de tension optimal est choisi en minimisant la fonction de coût ci-dessous

$$g = |T_e^* - T_e[k+2]| + \mathcal{M} ||\psi_s^*| - |\psi_s[k+2]|| + \Delta \quad (2.38)$$

2.4.2 Commande Prédictive de puissance

L'objectif principal du contrôle du convertisseur côté réseau est de maintenir une tension continue constante tout en atteignant une référence de puissance réactive prédéfinie [85]. Durant le fonctionnement normal, la puissance circule du bus continu vers le réseau électrique. Les tensions réseau d'axes dq sont utilisées dans une boucle à verrouillage de phase pour déterminer l'angle de tension du réseau θ . Cet angle est crucial pour synchroniser le CCR avec le réseau. Les équations de prédiction des courants du convertisseur côté réseau sont données par :

$$\begin{aligned} i_{dg}[k+1] &= \frac{T_s}{L_{dg}} (v_{df}[k] - R_f i_{dg}[k] + \omega_g L_f i_{qg}[k] - v_{dg}[k]) + i_{dg}[k] \\ i_{qg}[k+1] &= \frac{T_s}{L_{qg}} (v_{qf}[k] - R_f i_{qg}[k] - \omega_g L_f i_{dg}[k] - v_{qg}[k]) + i_{qg}[k] \end{aligned} \quad (2.39)$$

Les équations de prédiction de puissance sont données par :

$$\begin{aligned} P_g[k+1] &= v_g^*[k] \cdot i_{dg}[k+1] \\ Q_g[k+1] &= -v_g^*[k] \cdot i_{qg}[k+1] \end{aligned} \quad (2.40)$$

Lors de la mise en œuvre du Contrôle Prédictif de Puissance (PPC) dans un système réel, la charge de calcul substantielle introduit un délai notable dans la réponse du système. Ce délai doit être compensé par une prédiction à l'instant $[k+2]$ pour garantir une commande précise.

$$\begin{aligned} v_g[k] &= v_g[k+1] = v_g[k+2] \\ i_g[k] &= i_g[k+1] = i_g[k+2] \end{aligned} \quad (2.41)$$

La fonction de coût inclut les valeurs absolues des erreurs de puissance active et réactive. Par conséquent, la fonction de coût peut être définie comme suit :

$$g = |P^* - P[k+2]| + |Q^* - Q[k+2]| + i_{gm} \quad (2.42)$$

Où $P[k+2]$ et $Q[k+2]$ représentent respectivement les puissances active et réactive prédites, et P^* est la référence de puissance active.

La référence de puissance est obtenue en multipliant la sortie du régulateur PI anti-windup par la tension du lien continu.

Une référence de puissance réactive nulle ($Q^* = 0$) est fixée pour garantir que le système fonctionne avec un facteur de puissance unitaire. Le terme i_{gm} représente la

protection contre les surintensités et peut prendre deux valeurs possibles comme suit :

$$i_{gm} = \begin{cases} \infty & \text{si } |i_g[k]| > |i_{gmax}| \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (2.43)$$

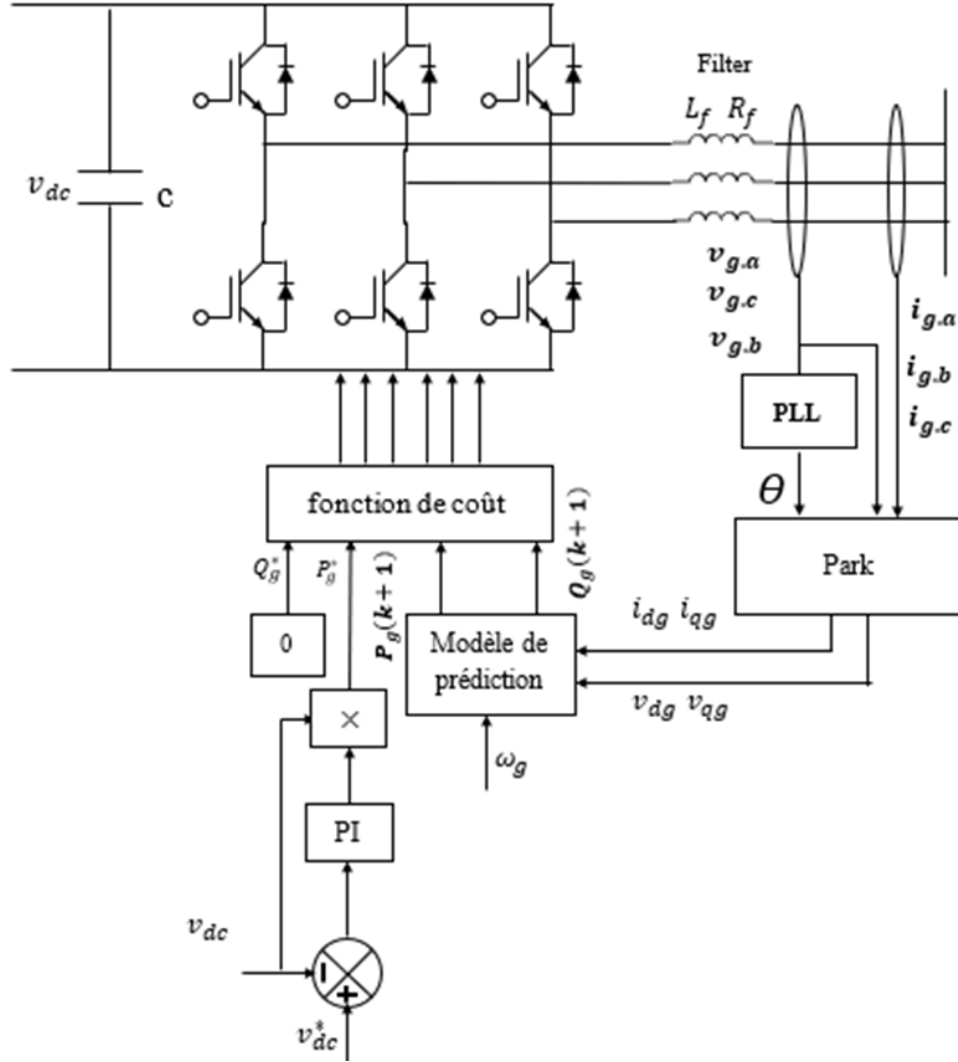


Figure 2.8: PPC Pour le convertisseur côté réseau

2.5 Techniques d'extraction de la puissance maximale

Le rendement d'une GSAP dépend d'un point de fonctionnement optimal (couple/vitesse) où la puissance mécanique est maximisée. Les algorithmes MPPT ont pour unique objectif de verrouiller et de suivre ce point de puissance maximale, quelles que soient les variations de la ressource énergétique

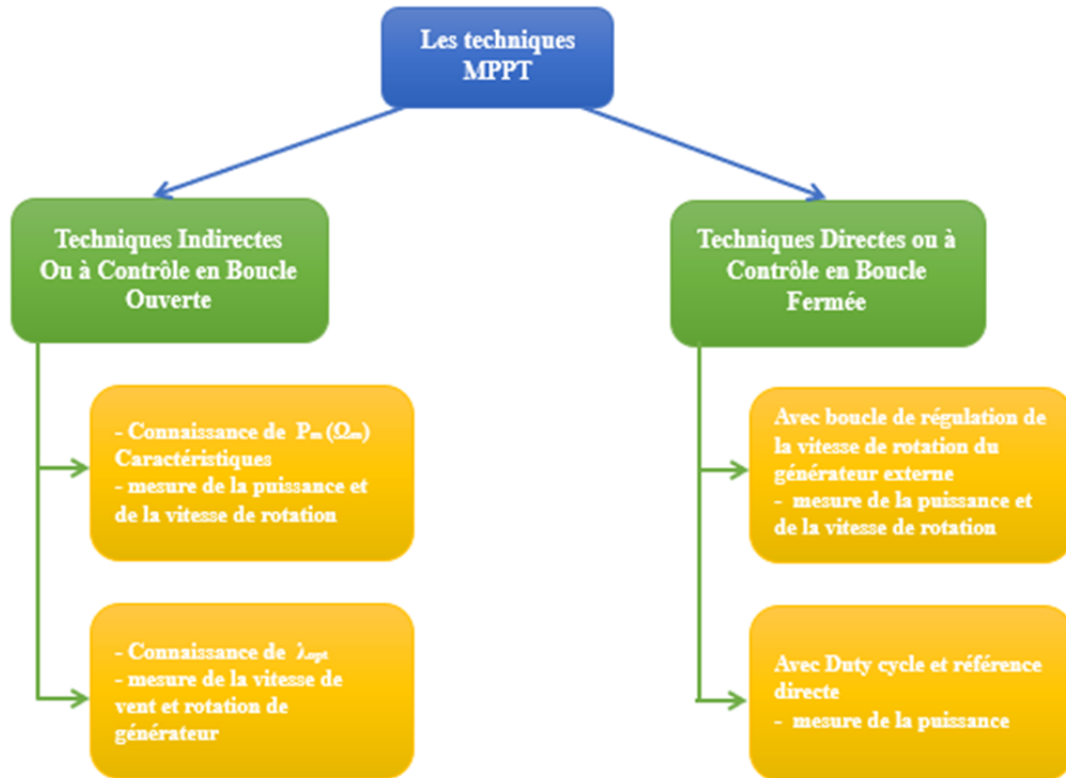


Figure 2.9: Classification des algorithmes MPPT

2.5.1 Techniques Indirectes ou à Contrôle en Boucle Ouverte

Ces méthodes utilisent des mesures pour imposer une référence de vitesse ou de couple basée sur un modèle connu de la turbine.

2.5.1.1 Contrôle du TSR

La commande par Rapport de vitesse en bout de pale est une méthode de MPPT **indirecte** (en boucle ouverte). Son principe fondamental est de réguler la vitesse de rotation de la génératrice pour maintenir constamment le TSR à sa valeur optimale λ_{opt} , qui correspond au coefficient de performance maximal $C_{p_{max}}$ de la turbine comme décrit dans 2.10.

La puissance mécanique captée par une éolienne est donnée par :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (2.44)$$

où :

- P_m est la puissance mécanique [W],

- ρ est la masse volumique de l'air [kg/m],
- R est le rayon des pales [m],
- C_p est le coefficient de performance,
- β est l'angle de calage des pales [deg],
- v est la vitesse du vent [m/s],
- λ est le TSR, défini par :

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (2.45)$$

où ω est la vitesse de rotation de la turbine [rad/s].

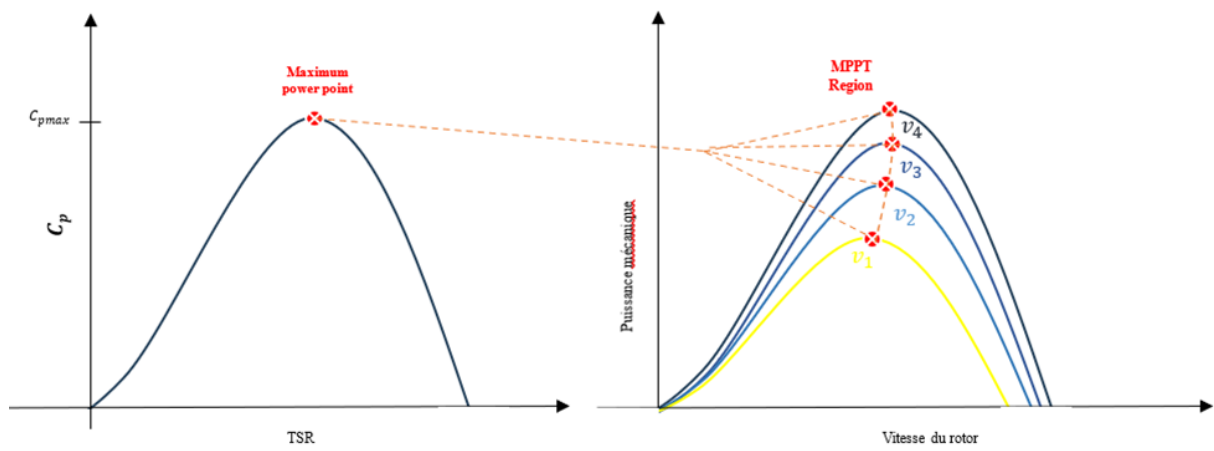


Figure 2.10: Caractéristiques du Turbine sous vitesse de rotor et TSR variable

La loi de commande est simple à implémenter et sa réponse est très rapide car elle réagit directement à la mesure de vent, sans avoir à "chercher" le point optimal de manière itérative. L'imprécision de mesure c'est le défaut principal. La vitesse du vent v mesurée à un point en amont n'est pas représentative de la vitesse du vent effectivement "vue" par l'ensemble du rotor de l'éolienne. Le vent est turbulent et présente des gradients dans l'espace. Cette mesure localisée introduit une erreur systématique. C'est une simple multiplication. Les inconvénients sont bien documentés dans la littérature scientifique, ce qui a poussé la recherche vers d'autres méthodes [3] l'une de ces méthodes proposées que nous avons présentées dans cette thèse et dans [86]

2.5.1.2 Contrôle par Signal de Puissance

La commande par Signal de Puissance (PSF - Power Signal Feedback) est une méthode de MPPT indirecte ou en boucle ouverte qui s'affranchit de la mesure directe de la vitesse du vent, contrairement à la méthode TSR. Son principe cardinal repose sur l'utilisation d'une courbe de puissance optimale de référence préalablement caractérisée en usine ou

lors de l'installation de la turbine Pour une valeur fixe du TSR optimal $\lambda = \lambda_{opt}$, la relation entre la vitesse du vent et la vitesse de rotation est donnée par :

$$v = \frac{\omega R}{\lambda_{opt}}. \quad (2.46)$$

En substituant cette expression dans l'équation de puissance 2.44, on obtient [87] :

$$\begin{aligned} P_{m,opt} &= \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p_{max}} \left(\frac{\omega R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \\ &= \left(\frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3} \right) \omega^3 \end{aligned} \quad (2.47)$$

On constate que la puissance optimale est proportionnelle au cube de la vitesse de rotation :

$$P_{m,opt} = k_{opt} \cdot \omega^3 \quad (2.48)$$

Où k_{opt} est un coefficient optimal constant pour une turbine donnée et des conditions atmosphériques standard (ρ constant). Le principal avantage, largement cité dans la littérature, est son indépendance vis-à-vis d'un capteur de vent anémométrique. Cela se traduit par une réduction des coûts et une augmentation de la fiabilité. Bien que séduisante par sa simplicité, la méthode PSF présente des limitations fondamentales comme la sensibilité aux variations de la masse volumique de l'Air, ces limitations impactent directement son efficacité énergétique dans des conditions réelles d'exploitation. Ces limitations en font rarement le choix optimal pour une installation de pointe sans mécanismes de correction [88].

2.5.1.3 Contrôle de couple optimal

Cette commande est une méthode de MPPT indirecte et sans capteur de vent qui s'est imposée comme un standard industriel dans la commande des éoliennes de moyenne et grande puissance Son élégance mathématique et sa robustesse opérationnelle en font une solution privilégiée. Le principe fondamental de l'OTC découle directement de la dynamique du système. La puissance mécanique P_m sur l'arbre est le produit du couple aérodynamique T_m et de la vitesse de rotation ω :

$$P_m = T_m \cdot \omega \quad (2.49)$$

En reprenant l'équation de la puissance éolienne et en l'exprimant en fonction de la vitesse de rotation, on établit que pour une vitesse de vent donnée, le couple aérodyna-

mique optimal $T_{m,opt}$ qui maximise la puissance est une fonction quadratique de la vitesse de rotation [89] :

$$T_{m,opt} = \frac{P_{m,opt}}{\omega} = \frac{\frac{1}{2}\rho\pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \omega^3}{\omega} = K_{opt} \cdot \omega^2 \quad (2.50)$$

où K_{opt} est la **constante de couple optimal**, un paramètre intrinsèque à la turbine défini par :

$$K_{opt} = \frac{1}{2}\rho\pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \quad (2.51)$$

2.5.2 Techniques directes ou à contrôle en boucle fermée

Ces méthodes perturbent le point de fonctionnement et observent l'effet sur la puissance pour trouver l'optimum. Elles ne nécessitent pas de connaissance préalable du modèle de la turbine.

2.5.2.1 Perturbation et observation (P&O)

Cet algorithme d'optimisation mathématique peut être utilisé pour trouver le point optimum local d'une fonction donnée qui se trouve dans la région 2 dans la figure 2.11. Il trouve une large application dans les systèmes d'énergie éolienne pour identifier le point de fonctionnement optimal qui maximisera l'énergie produite.

Cette stratégie est basée sur la perturbation d'une variable de contrôle par un pas (incrément) plus ou moins grand et sur l'observation des conséquences sur la fonction objectif jusqu'à ce que la pente (ou le gradient) devienne nul. Dans la littérature disponible, certains chercheurs perturbent la vitesse de rotation et observent la puissance mécanique, tandis que d'autres surveillent la puissance de sortie du générateur et perturbent la tension d'entrée de l'onduleur, ou l'une des variables du convertisseur, appelée rapport cyclique (d) Le calcul de la puissance électrique ne nécessite pas de capteurs mécaniques, ce qui rend cette méthode peu coûteuse et plus fiable. [90] cette stratégie présente l'avantage notable de ne requérir aucune connaissance a priori de la courbe caractéristique de l'éolienne, ce qui la rend intrinsèquement simple, autonome et facilement adaptable. Néanmoins, son application aux éoliennes à moyenne et forte inertie révèle une limitation significative : une capacité réduite à suivre les pics de puissance maximale sous des régimes de vent rapide et fortement turbulent. La détermination d'une taille de pas optimale constitue un défi critique. Un pas élevé accélère la dynamique de convergence au prix d'oscillations accrues autour du point optimal, engendrant ainsi des pertes énergétiques. À l'inverse, un pas réduit améliore la précision au détriment de la rapidité de réponse. Des algorithmes

à pas variable modifié ont été proposés pour améliorer le rendement et la précision de cette approche traditionnelle. Dans la technique à pas adaptatif, la taille du pas est mise à jour dynamiquement en fonction du point de fonctionnement. Si le système fonctionne loin du pic de puissance, le pas est augmenté pour accélérer la recherche. Inversement, ce comportement est inversé pour réduire le pas lorsque le point de fonctionnement approche du point de puissance maximale. [91]

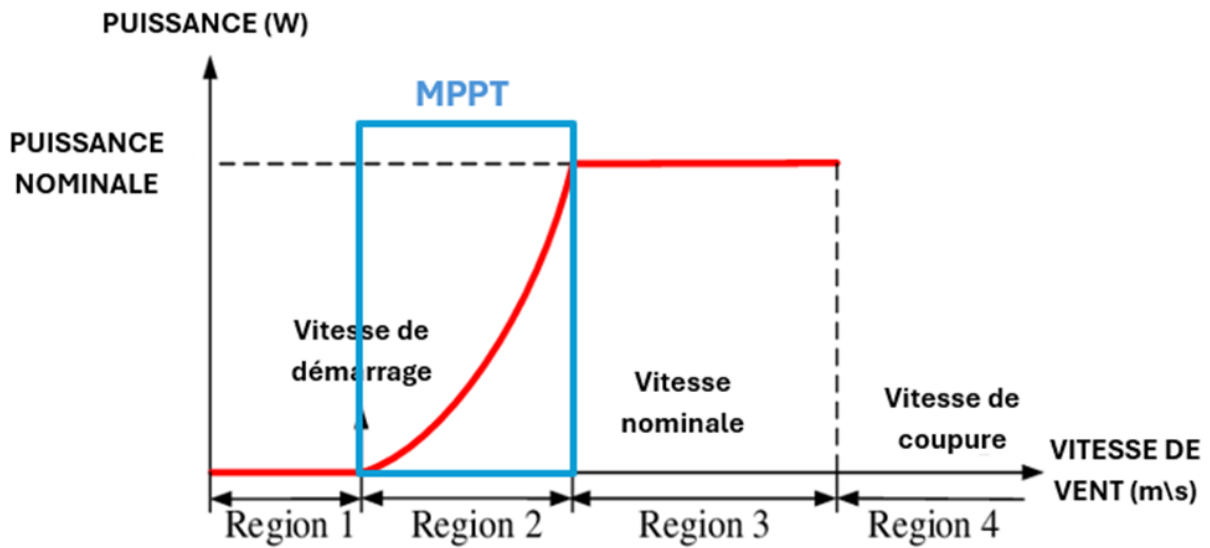


Figure 2.11: courbe de puissance typique de l'éolienne

2.5.2.2 Conductance incrémentale

La commande par conductance incrémentale est une méthode de MPPT **directe** conçue pour surmonter les limitations intrinsèques de l'algorithme Perturbation et observation (P&O), notamment ses oscillations autour du Point de Puissance Maximale en régime permanent. Le fondement théorique repose sur l'analyse de la caractéristique $P-V$. Au point de puissance maximale (MPP), la pente de la courbe $P-V$ est nulle [92] :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.52)$$

Où $P = V \cdot I$. En appliquant la dérivation, on obtient :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} = 0 \quad (2.53)$$

La condition pour être au MPP est donc :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.54)$$

Les avantages théoriques de l'InCond sont significatifs [93] :

- **Oscillations réduites** : Capacité à détecter la condition exacte du MPP
- **Performances dynamiques améliorées** : Réaction basée sur la pente de la courbe
- **Précision mathématique** : Fondement théorique solide

Malgré sa supériorité théorique, l'implémentation pratique soulève plusieurs défis critiques , La méthode est très sensible à la précision des capteurs. Le calcul de la dérivée $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ amplifie le bruit de mesure. Un filtrage adéquat est essentiel mais introduit un délai. de plus Pour les applications éoliennes, l'inertie importante introduit un délai significatif . L'algorithme InCond peut devenir instable si la fréquence de décision est trop élevée par rapport à la dynamique mécanique lente.

2.6 Résultats de simulation

Cette section présente une analyse détaillée des résultats de simulation obtenus pour le système de conversion d'énergie éolienne sous un profil de vent représenté sur la figure 2.12. Les simulations, réalisées sous MATLAB-Simulink, permettent de valider les performances du système et des stratégies de commande mises en œuvre avant leur implémentation expérimentale. L'analyse portera successivement sur :

- Les performances du contrôle côté génératrice incluant le comportement de la GSAP soumise à différents profils de vent, la régulation de la vitesse mécanique, et l'optimisation de l'extraction de la puissance éolienne.
- Les performances du contrôle côté réseau concernant la stabilité de la tension du bus continu, la qualité de l'énergie injectée au réseau (tensions et courants).

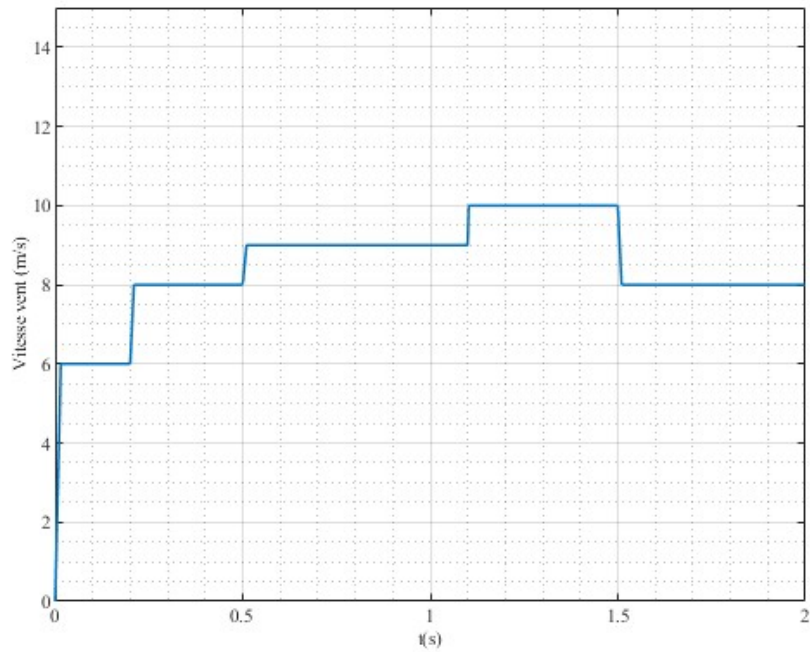


Figure 2.12: Profil de vent

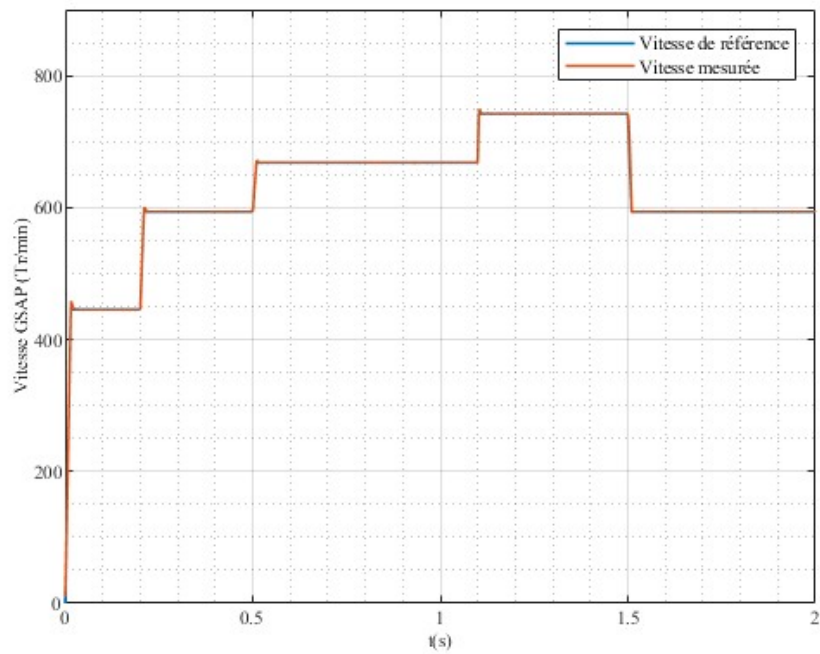


Figure 2.13: Vitesse de GSAP

L'analyse de la Figure 2.13 révèle que la vitesse mesurée de la GSAP épouse fidèlement

sa référence sur l'ensemble du profil de vent donc le C_p atteindra sa valeur maximale (0.438) C'est ce que confirme la Figure 2.14

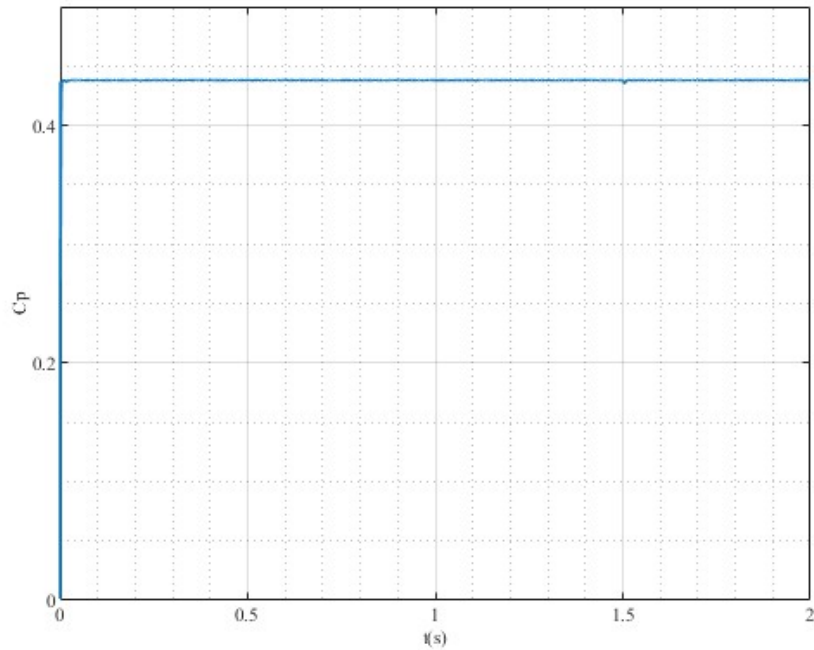


Figure 2.14: Variation du coefficient de puissance C_p

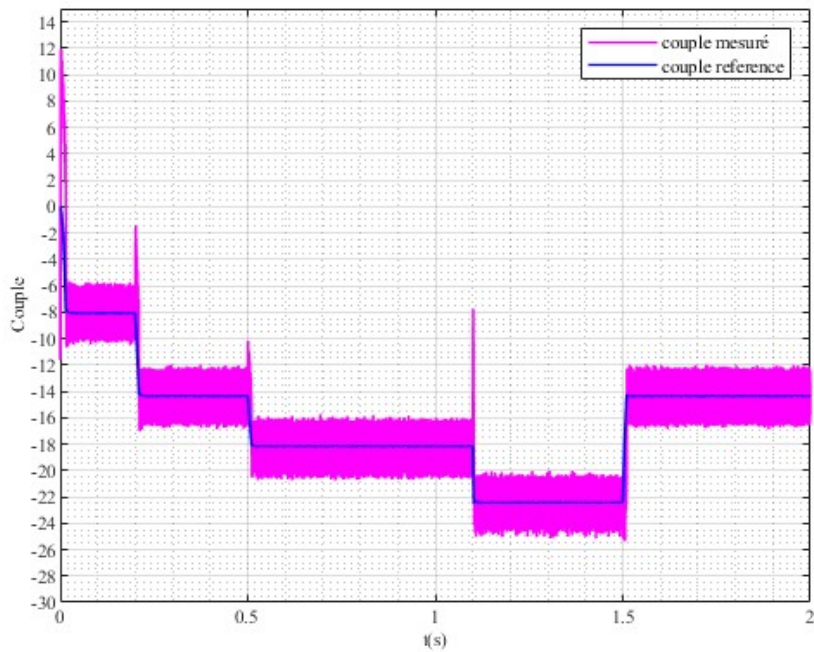


Figure 2.15: Couple électromagnétique de la GSAP.

La Figure 2.15 présente l'évolution du couple de la GSAP. L'analyse démontre que Le couple suit précisément la référence dans la majorité des conditions de fonctionnement .Des dépassements et chutes transitoires sont observés lors des changements brutaux de vitesse du vent.

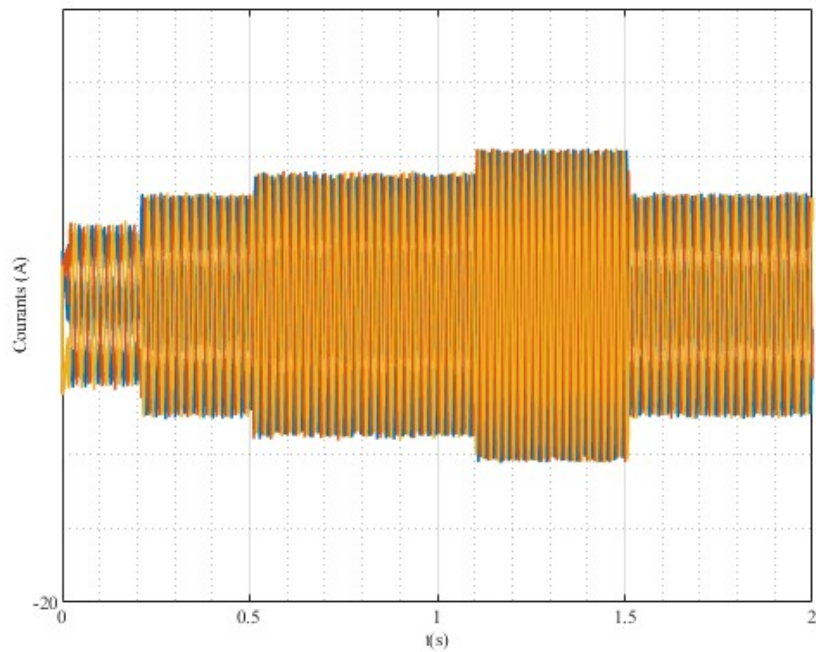


Figure 2.16: Courants GSAP.

La Figure 2.16 présente les courants de la GSAP. L'analyse de ces signaux révèle que les courants triphasés présentent une forme sinusoïdale de qualité avec une distorsion harmonique réduite.

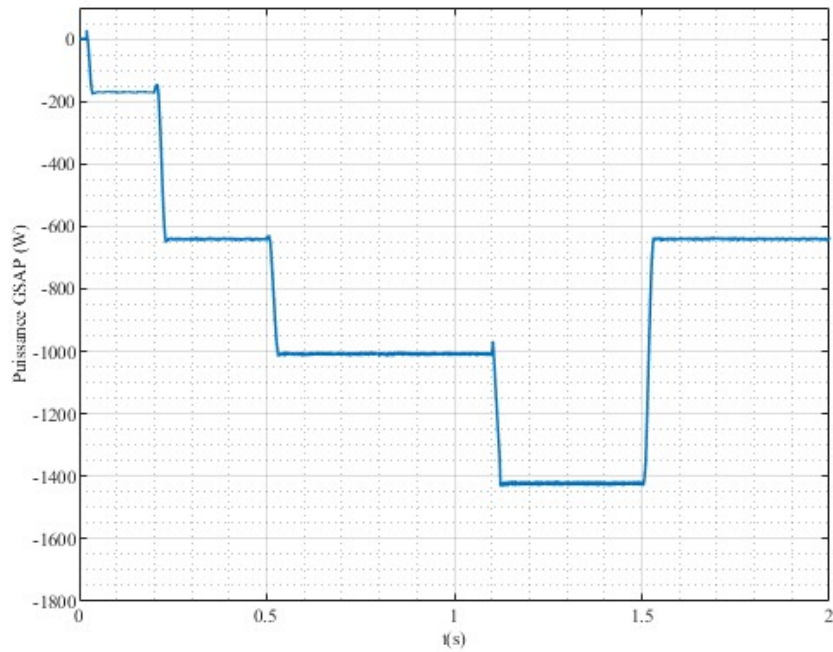


Figure 2.17: La puissance de GSAP.

La Figure 2.17 présente l'évolution de la puissance de la GSAP. On observe que La puissance suit fidèlement le profil de vent avec une valeur négative, confirmant le fonctionnement en mode générateur. De petits dépassements sont observés lors des changements de régime de vent

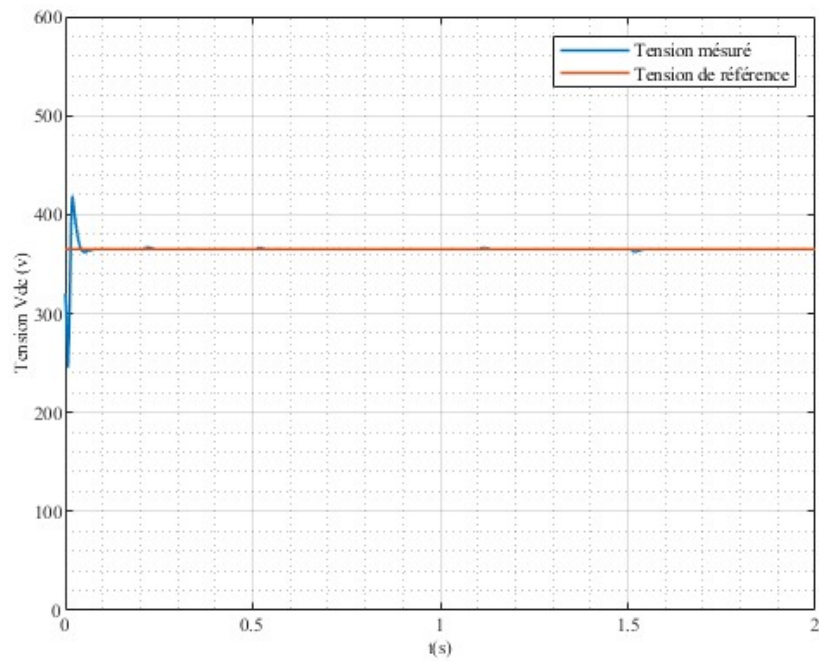


Figure 2.18: Tension de bus continu.

La Figure 2.18 présente l'évolution de la tension du bus continu. On observe que la tension est régulée avec précision autour de sa valeur de référence. La régulation précise de bus est essentielle pour assurer le bon fonctionnement des convertisseurs et le transfert d'énergie vers le réseau.

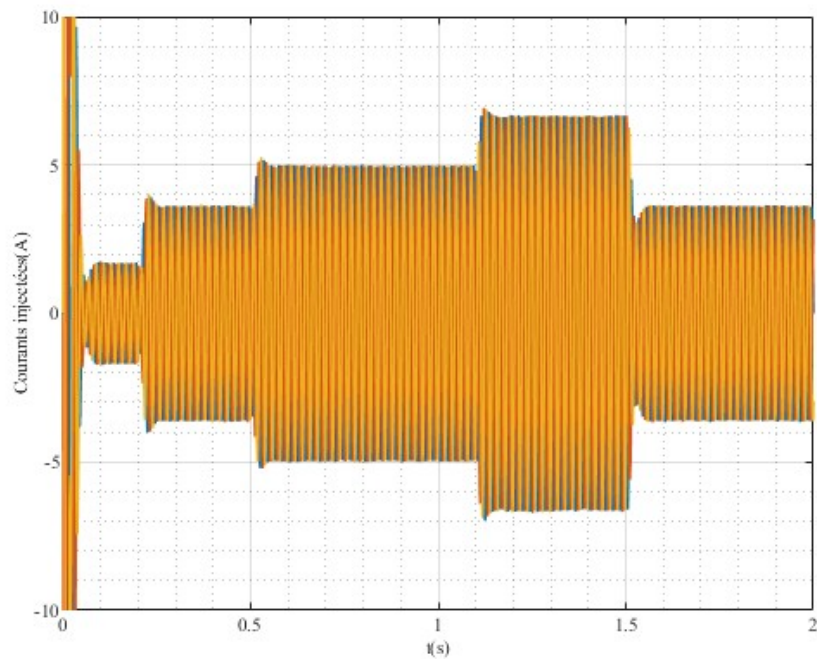


Figure 2.19: Courants injectés .

La Figure 2.19 présente les courants injectés au réseau. la figure présente des oscillations plus amplitudes et Le temps de réponse un peu lent.

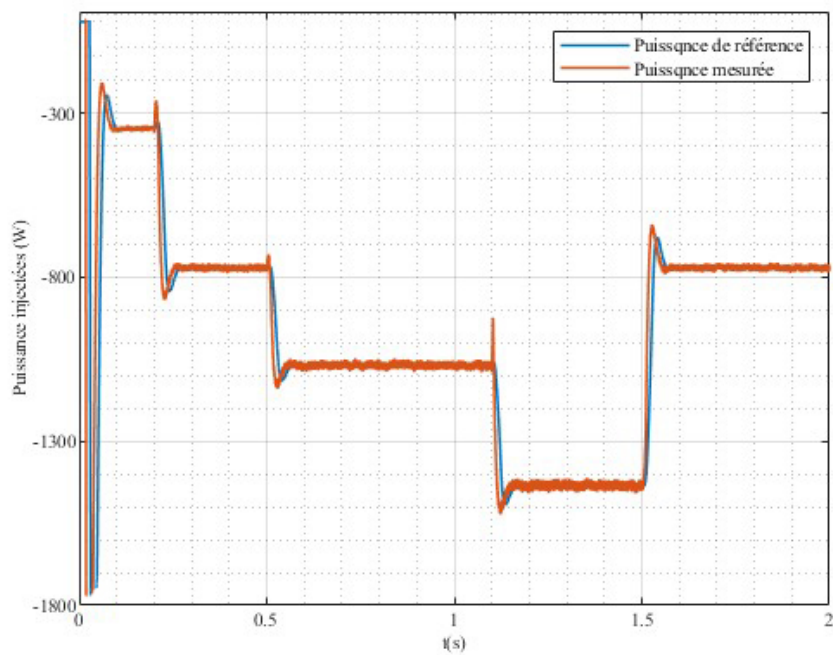


Figure 2.20: Puissance injectées .

La Figure 2.20 présente la courbe de puissance injectée au réseau utilisant la commande prédictive à ensemble fini. L'analyse de cette courbe démontre une puissance active injectée stable avec un suivi précis de la référence. Des transitoires indiquant une dynamique de réponse modérée lors des changements de conditions de vent.

2.7 Résultats expérimentaux

Après divers processus, le système de conversion d'énergie éolienne a été validé expérimentalement avec un banc d'essai expérimental, comme le montre les Figures 6 et 8, au laboratoire LGEB. Deux ordinateurs hôtes ont été utilisés avec MATLAB-Simulink 2007b et r2010a respectivement pour le côté émulateur et le côté GSAP, via l'Interface Temps-Réel (RTI-Real Time Interface).

Le banc d'essai comprend une GSAP avec une puissance de sortie de 4 kW (les paramètres spécifiques de la GSAP peuvent être trouvés dans le Tableau 2), entraînée directement par un émulateur de vent basé sur un moteur asynchrone triphasé de 3 kW contrôlé par la commande directe du couple, afin de reproduire les performances réelles de la turbine comme présenté dans la Figure 5. Les paramètres spécifiques de l'émulateur peuvent être trouvés dans le Tableau 3 en Annexe.

Deux convertisseurs de puissance Semikron sont construits en back-to-back et séparés par un condensateur de 2200 F pour connecter le rotor de la GSAP au réseau électrique ; les deux sont contrôlés avec un dSPACE DS1104 (numéro 2). Une carte d'interface (amplificateur inverseur) est réalisée pour convertir les signaux de sortie TTL du dSPACE en niveaux logiques des signaux d'entrée des drivers de grille IGBT (5 volts à 15 volts et 6 à 12 signaux). La carte est connectée sur les ports numériques d'E/S du dSPACE n2.

Pour des raisons de validation, la vitesse et la position de la GSAP sont mesurées par un encodeur incrémental positionné sur l'arbre du générateur. Toutes les tensions (générateur, continu, tension réseau) sont mesurées à l'aide de capteurs de tension, et les courants de la GSAP sont mesurés à l'aide d'un capteur de courants triphasés, tandis que les courants côté réseau sont mesurés à l'aide de pinces ampèremétriques Fluke i30. Le délai d'exécution est mesuré avec dSPACE ControlDesk.

2.7.1 Contrôle côté génératrice

Cette partie est consacrée à l'analyse des performances de la commande appliquée à la GSAP. L'objectif est de valider le bon fonctionnement du système de conversion primaire, qui doit assurer une extraction optimale de l'énergie mécanique fournie par l'émulateur de vent et sa transformation en énergie électrique.

Pour évaluer cette performance, le système est soumis à un profil de vent variable (Figure 2.21), et sa réponse est analysée à travers les grandeurs caractéristiques de la machine et de sa commande.

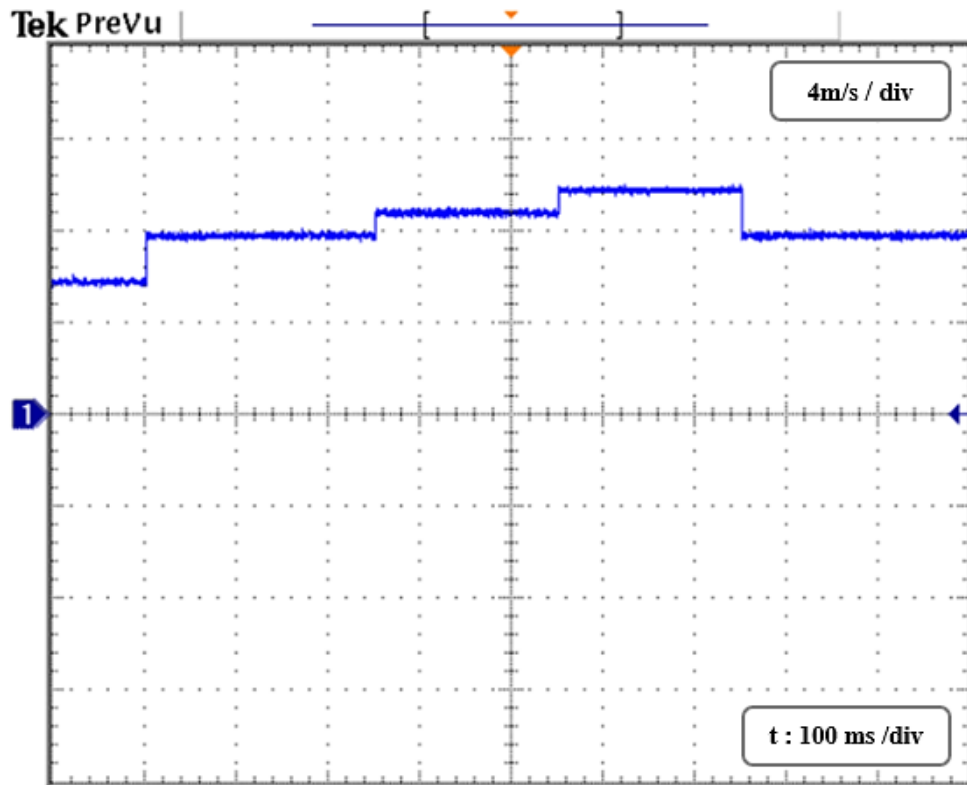


Figure 2.21: Profil de vent

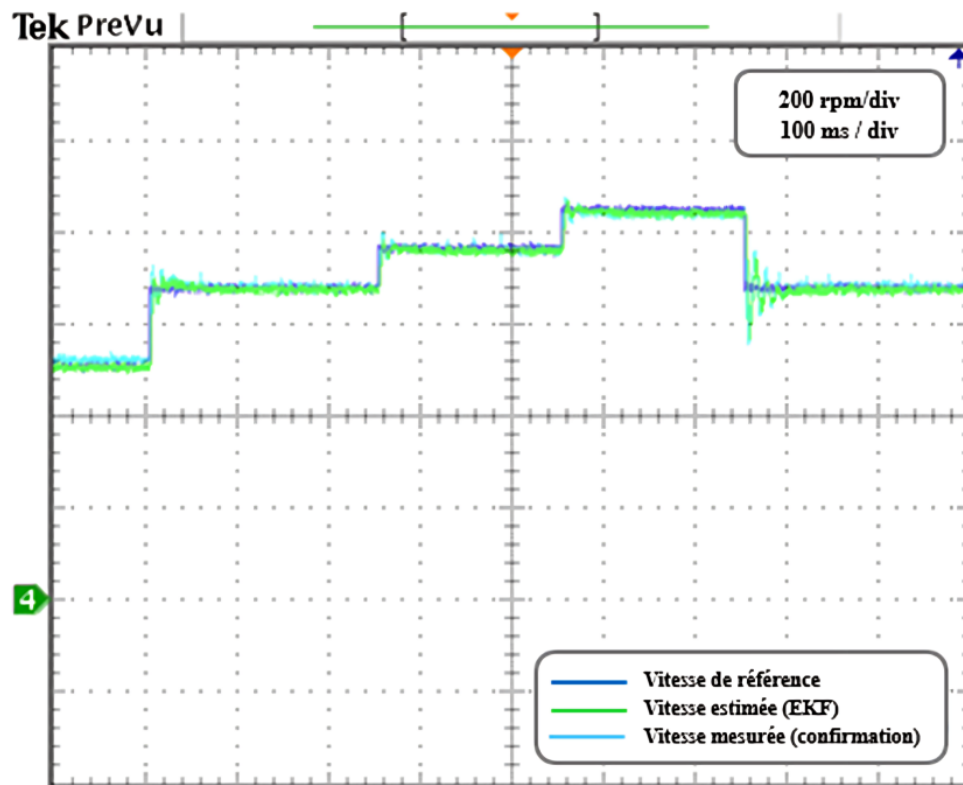


Figure 2.22: Vitesse mécanique de GSAP

La réponse en vitesse mécanique de la GSAP dans la Figure 2.22 présente un suivi correct de la consigne, avec toutefois un léger dépassement observable lors des transitoires brusques

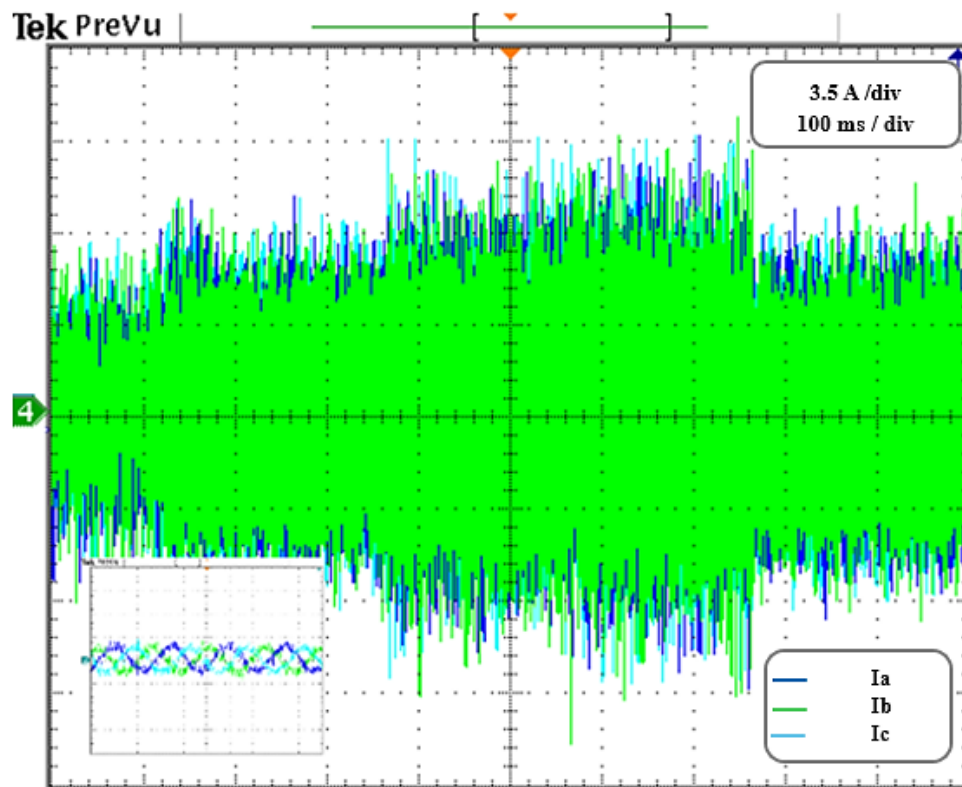


Figure 2.23: Courants triphasé côté générateur

L'analyse des courants triphasés côté générateur (la Figure 2.23) est essentielle pour évaluer la qualité de l'énergie produite et le stress électrique sur les composants. La forme globale est sinusoïdale, des déformations sont visibles celles-ci indiquent la présence d'harmoniques de rang supérieur .

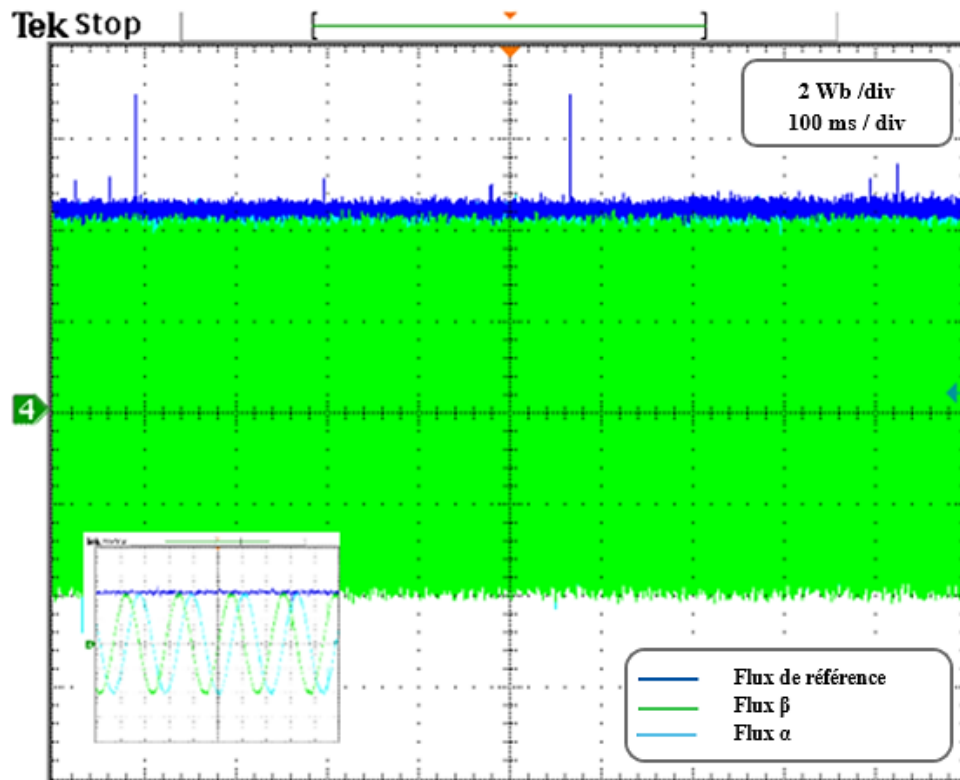


Figure 2.24: Flux statorique en fonction du temps

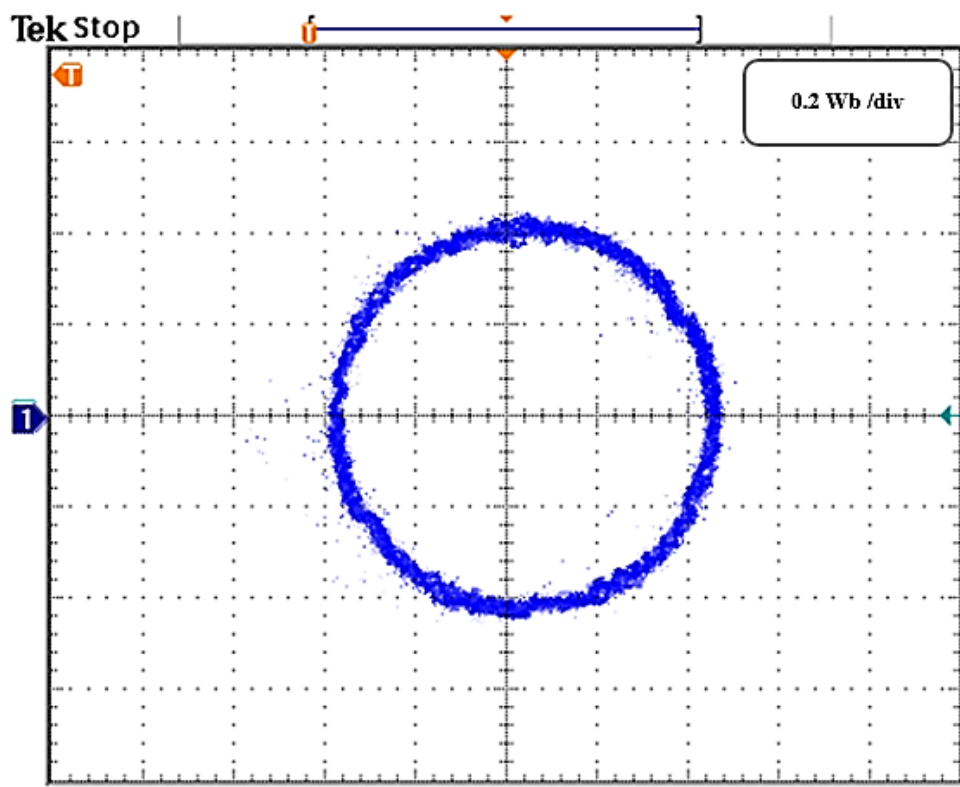


Figure 2.25: Trajectoire du flux dans la ferme α - β

La figure ?? montrer l'évolution du flux statorique en fonction du temps, avec une consigne de flux fixée à 0.42 Wb : On observe que le flux estimé converge vers cette valeur de référence. L'absence de dépassement significatif et le trajectoire circulaire (Figure 2.25), validant le contrôle du module et de la rotation du flux par la commande

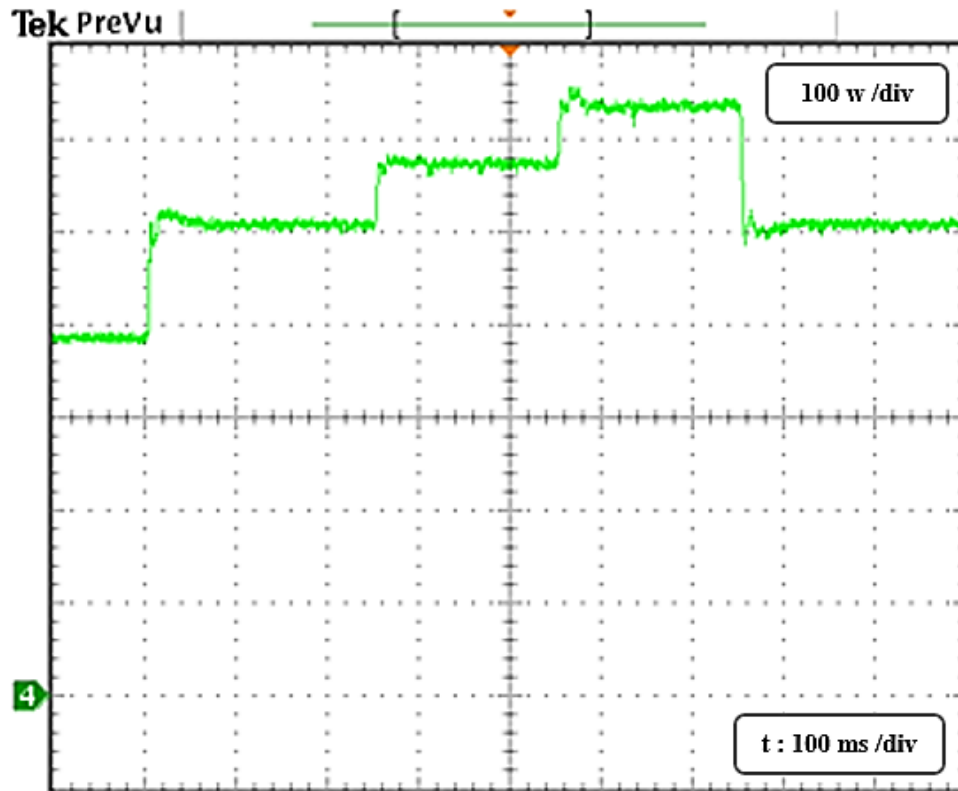


Figure 2.26: Puissance active du générateur électrique

La Figure 2.26 présente l'évolution de la puissance active fournie par le générateur en fonction du temps. On observe que la puissance suit fidèlement la consigne imposée ce qui témoigne de l'efficacité de la commande et de la bonne régulation de la vitesse mécanique.

2.7.2 Contrôle côté réseau

Si le contrôle côté machine assure une production électrique stable, le rôle du contrôle côté réseau est de conditionner cette énergie et de l'injecter dans le réseau public en respectant des critères stricts de qualité et de sûreté. Cette partie présente les performances de l'onduleur côté réseau et de sa commande, en se focalisant sur la stabilité de l'interface de puissance et la qualité du signal injecté.

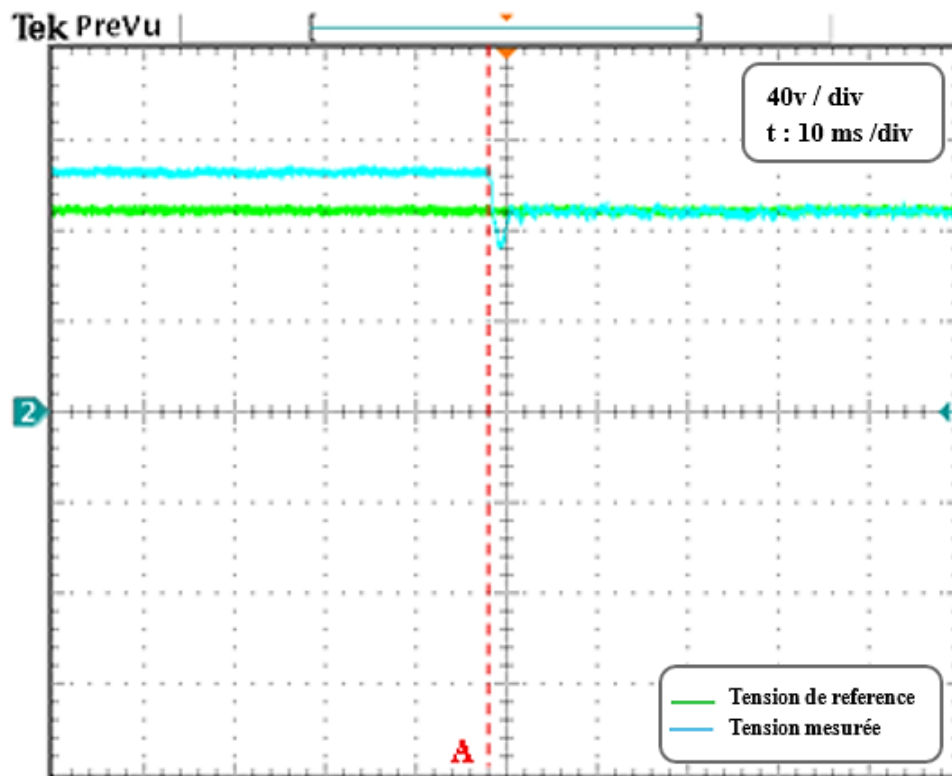


Figure 2.27: Tension de bus DC

La Figure 2.27 présente l'évolution de la tension du bus continu, une grandeur critique pour la stabilité de l'ensemble du système. On observe que la tension est maintenue à une valeur moyenne stable de

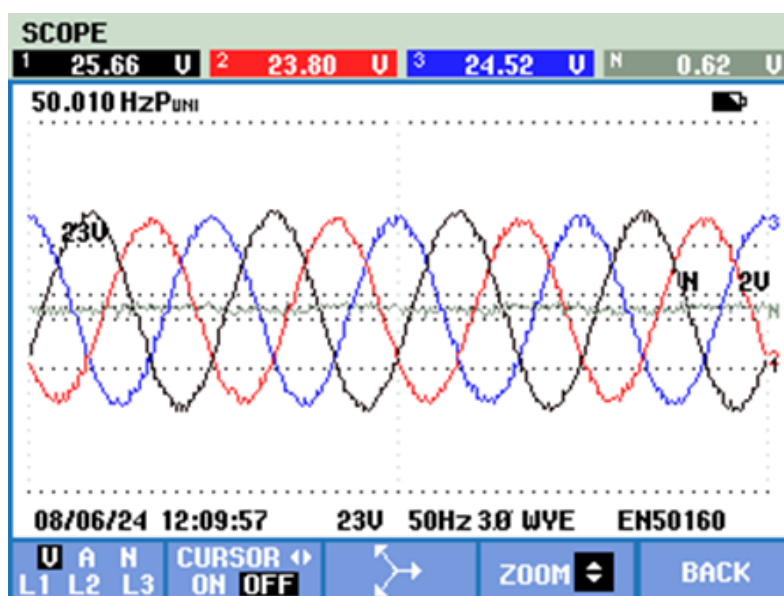


Figure 2.28: Tension triphasée (FLUKE)

a partir de la figure 2.28 L'écart maximal observé est de 1.78 V (entre V_1 et V_2). Par ailleurs, la tension de neutre mesurée à 0.62 V indique la présence une asymétrie des tensions.

Ce déséquilibre peut avoir plusieurs origines :

- Inégalité des impédances de phases (câblage, connexions, ou répartition de charge)
- Léger déséquilibre au niveau de la commande des onduleurs ou de la source
- Asymétrie de la charge ou du réseau d'alimentation

Bien que les amplitudes restent acceptables dans un contexte expérimental, un tel écart pourrait, en conditions réelles, nécessiter un rééquilibrage pour respecter la norme EN 50160.

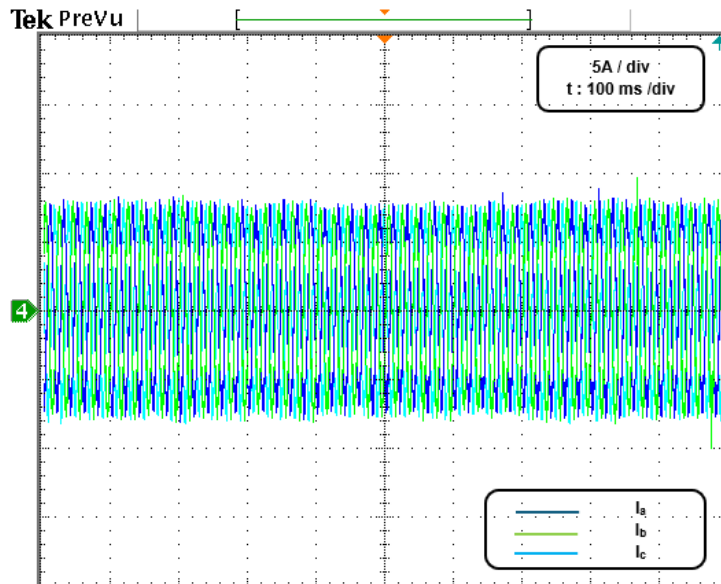


Figure 2.29: Courants triphasés

La Figure 2.29 illustre l'évolution temporelle des courants triphasés lors de leur injection sur le réseau. On observe que les trois phases sont parfaitement sinusoïdales et un équilibre remarquable entre les trois phases

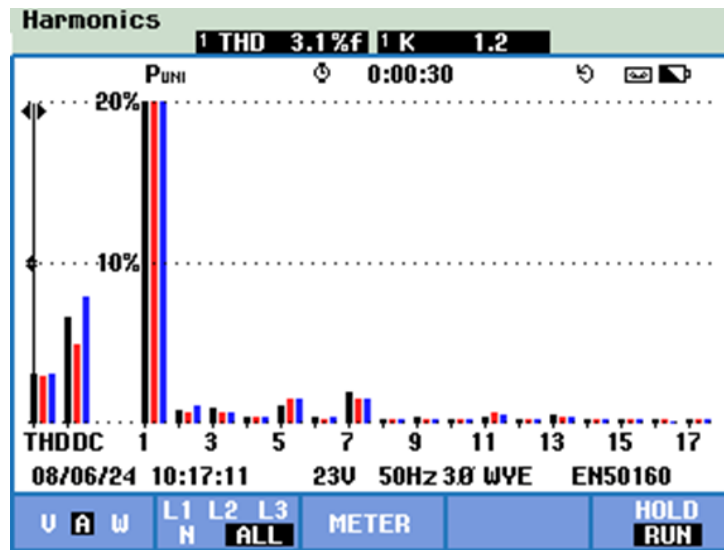


Figure 2.30: Courant THD

Avec un THD de courant de 3.1 %, (Figure 2.30) le système respecte largement les normes électriques les plus exigeantes (telles que la norme IEEE-519 qui recommande généralement un THD inférieur à 5 % pour les systèmes basse tension).

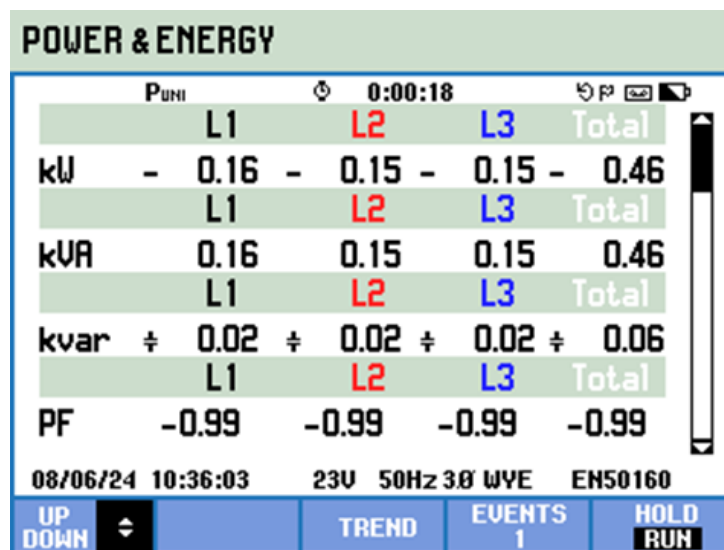


Figure 2.31: Puissance injectée

La Figure 2.31 présente les mesures des différentes puissances électriques et du facteur de puissance du système. L'analyse de ces grandeurs permet de caractériser précisément le fonctionnement et la performance du système de conversion. La valeur négative ($-kW$) confirme la direction du flux de puissance depuis le convertisseur côté réseau vers le réseau électrique. Ce signe négatif est conventionnellement utilisé pour indiquer que le système produit et injecte de l'énergie active vers le réseau. La valeur positive ($+0.06 \text{ kvar}$)

indique que le système fournit de la puissance réactive au réseau. Ce comportement est principalement dû à la présence de l'autotransformateur dans le circuit, qui influence la gestion des puissances réactives. La valeur en kVA représente la puissance totale circulant dans le système, incluant à la fois les composantes active et réactive. Le signe négatif du facteur de puissance ($-0,99$) confirme également l'inversion du sens de transfert de puissance, cohérent avec le signe négatif de la puissance active. La valeur absolue de $0,99$ démontre une performance exceptionnelle en termes de qualité de l'énergie :

- Utilisation optimale de la puissance électrique disponible
- Réduction significative des pertes énergétiques dans le système
- Minimisation des courants réactifs circulant dans les câbles
- Conformité avec les exigences des gestionnaires de réseau

2.8 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation complète du système de conversion éolienne et à l'analyse des stratégies de commande pour l'extraction de la puissance maximale. Les fondements théoriques et les modèles mathématiques nécessaires à la simulation et à la conception des lois de commande ont été systématiquement établis.

La modélisation du système a été abordée selon une approche structurée, distinguant la partie mécanique et la partie électrique de la chaîne de conversion. Pour la partie mécanique, des modèles détaillés ont été développés pour la source primaire (vent), la turbine éolienne, et l'arbre mécanique. Ces modèles capturent les dynamiques essentielles de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique utilisable. Pour la partie électrique, des modèles complets ont été établis pour la GSAP, le redresseur et l'onduleur, décrivant précisément leur comportement dynamique et leurs interactions.

Une analyse approfondie des techniques d'extraction de la puissance maximale a été présentée, classant les méthodes en deux catégories principales : les techniques indirectes (à contrôle en boucle ouverte) et les techniques directes (à contrôle en boucle fermée). Pour chaque approche, les principes de base, les avantages et les limitations ont été rigoureusement examinés, fournissant une base comparative solide pour la sélection et l'optimisation des stratégies de commande.

Les modèles et analyses développés dans ce chapitre constituent le socle théorique fondamental pour les travaux ultérieurs de cette thèse. Ils permettront la conception, la simulation et la validation expérimental des algorithmes de commande avancés qui feront l'objet des prochains chapitres, visant à optimiser les performances du système de conversion éolienne dans diverses conditions de fonctionnement.

Chapitre 3

Commande prédictive avancée de chaîne de conversion d'énergie éolienne

3.1 Introduction

Ce chapitre présente le développement et la validation d'une stratégie de commande prédictive avancée appliquée au système de conversion d'énergie éolienne. Face aux exigences croissantes de performance, de robustesse et d'efficacité énergétique dans les systèmes éoliens, les méthodes de commande conventionnelles montrent leurs limites. La commande prédictive émerge comme une alternative prometteuse, offrant une dynamique rapide et une capacité intrinsèque à gérer les contraintes du système.

L'objectif principal de ce chapitre est de proposer et d'évaluer une approche de commande prédictive capable d'améliorer les performances du système tout en garantissant sa stabilité et sa fiabilité. Notre contribution se concentre sur deux axes majeurs :

- Le développement d'une Commande Prédictive de Couple à 3 Vecteurs basée sur les principes de la commande directe du couple conventionnelle, mais bénéficiant des avantages de l'approche prédictive.
- une nouvelle méthode simplifie la stratégie de contrôle prédictif en utilisant une stratégie de contrôle prédictif à états finis multi-objectifs. Cette stratégie optimise simultanément le couple et le flux sans s'appuyer sur ces facteurs de poids, en remplaçant la fonction de coût singulière par deux fonctions de coût distinctes, simplifiant ainsi l'architecture de contrôle.

3.2 Commande prédictive de couple à 3 vecteurs

La distinction principale entre les différentes approches se situe spécifiquement dans la méthode d'identification et de choix des vecteurs de tension utilisés lors des étapes de prédiction et d'optimisation.

Dans l'approche 3V FS-PTC, l'algorithme n'évalue que trois vecteurs de tension spécifiques sélectionnés stratégiquement, contrairement aux méthodes conventionnelles qui exigent l'évaluation exhaustive des huit vecteurs possibles de l'onduleur, notés $\{v_0, v_1, \dots, v_7\}$. Le système de contrôle proposé du CCM est illustré à la figure 3.1. La méthode 3V FS-PTC introduit une séquence opératoire en quatre étapes distinctes : l'estimation simultanée du flux et du couple électromagnétique, une sélection heuristique des vecteurs de tension, prédiction systémique des grandeurs, et optimisation quadratique de la fonction de coût. Concernant l'estimation du flux et du couple, elle conserve les mêmes principes fondamentaux que l'approche conventionnelle.

3.2.1 Sélection des vecteurs de prédiction

Pour la Sélection des vecteurs de prédiction et afin de réduire la complexité algorithmique et le délai d'exécution associé à l'évaluation exhaustive des vecteurs de tension, une méthode de sélection optimisée est proposée, s'inspirant des principes fondamentaux de la commande directe du couple. Cette approche exploite la division du plan complexe en six secteurs angulaires distincts. Le flux statorique ψ_s peut se positionner dans n'importe lequel de ces secteurs comme l'illustre la Figure 3.2, définissant ainsi une région opérationnelle spécifique du système. Le mécanisme de contrôle repose sur les effets différentiels des vecteurs de tension :

- Les vecteurs induisant une **rotation dans le sens antihoraire** du flux statorique ψ_s génèrent une augmentation du couple électromagnétique T_e
- Inversement, les vecteurs produisant une rotation horaire provoquent une diminution du couple
- Les vecteurs orientés **vers l'origine** du repère $\alpha\beta$ réduisent l'amplitude du flux statorique
- Les vecteurs dirigés radialement vers l'extérieur augmentent le flux statorique

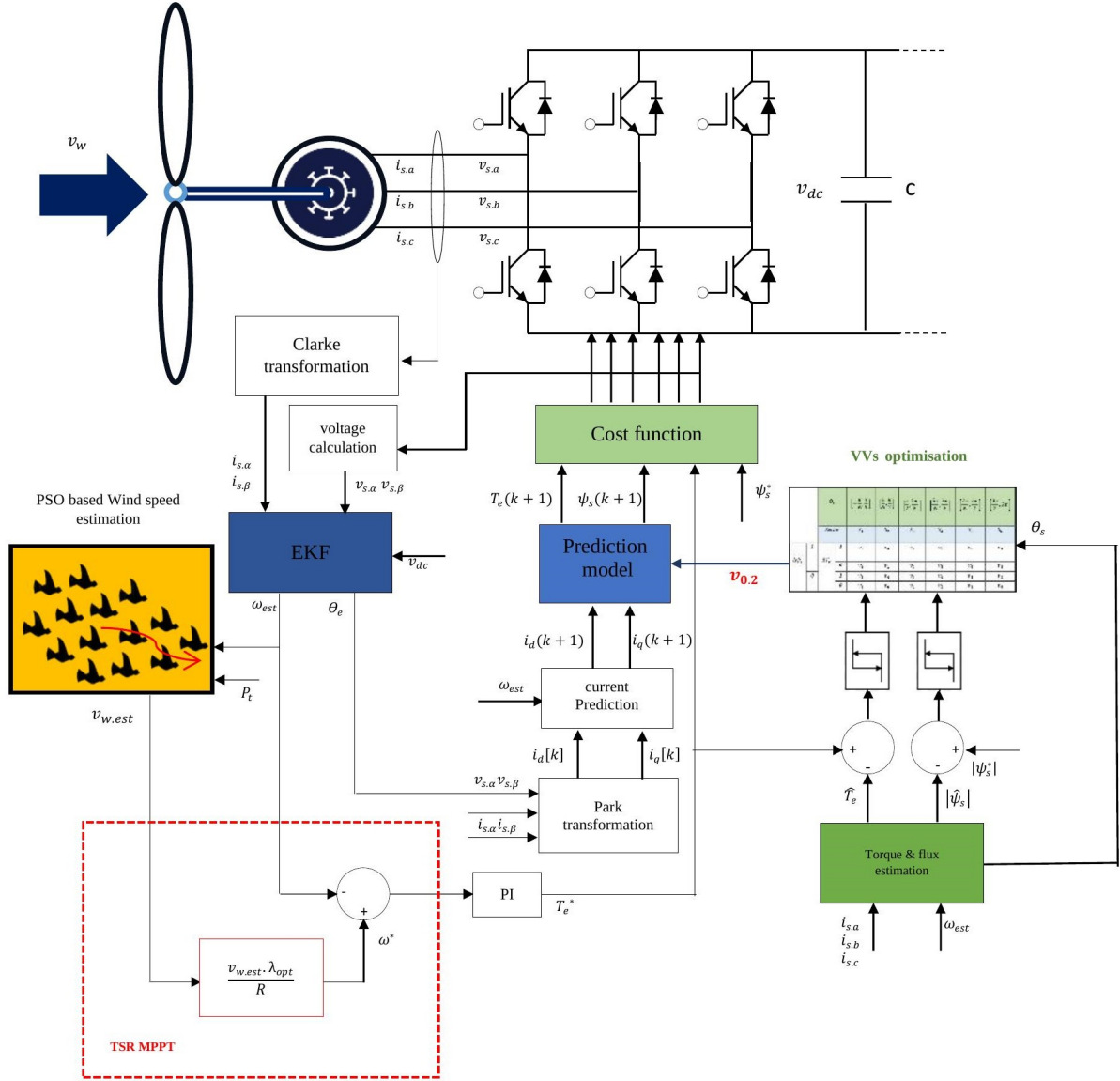


Figure 3.1: Architecture de contrôle du CCM .

Considérons le cas spécifique où le flux statorique est localisé dans le **secteur 1**, avec des consignes de régulation exigeant simultanément :

$$\Delta T_e = \hat{T}_e - T_e > 0 \quad (\text{augmentation du couple})$$

$$\Delta \psi_s = \hat{\psi}_s - \psi_s > 0 \quad (\text{augmentation du flux})$$

Le premier VT est toujours choisi pour être $v_0(0, 0, 0)$ ou $v_7(1, 1, 1)$.

Le tableau 3.1 présente les vecteurs de prédiction actifs choisis pour tous les secteurs. Prenons l'exemple où $\Delta \psi_s = |\psi_s^*| - |\hat{\psi}_s| < 0$ et $\Delta T_e = T_e^* - \hat{T}_e > 0$, et où le flux est positionné dans le 5e secteur, cela signifie que le flux statorique doit être diminué et le

Tableau 3.1: La table d'état de commutation.

		θ_s		$[-\frac{\pi}{6}, \frac{\pi}{6}]$	$[\frac{\pi}{6}, \frac{\pi}{2}]$	$[\frac{\pi}{2}, \frac{5\pi}{6}]$	$[\frac{5\pi}{6}, \frac{7\pi}{6}]$	$[\frac{7\pi}{6}, \frac{3\pi}{2}]$	$[\frac{3\pi}{2}, 2\pi]$
		Sector		S1	S2	S3	S4	S ₅	S
$\Delta\psi_s$	1	ΔT_e	1	v_2	v_3	v_4	v_5	v_6	v_1
	1		0	v_6	v_1	v_2	v_3	v_4	v_5
	0		1	v_3	v_4	v_5	v_6	v_1	v_2
	0		0	v_5	v_6	v_1	v_2	v_3	v_4

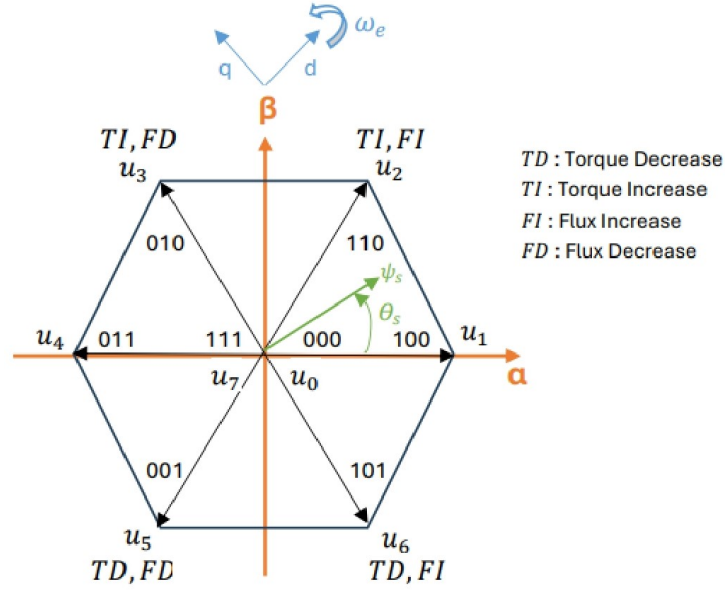


Figure 3.2: L'effet de la variation de flux et de couple .

couple augmenté. Ainsi, seuls deux VT actifs sont acceptables : v_1, v_6 et un VT nul v_0 . Par conséquent, le nombre de vecteurs de prédiction passe de 8 à 3.

3.2.2 Prédiction du flux Statorique et du couple électromagnétique

En appliquant la méthode d'Euler avant à le modèle électrique de GSAP dans le référentiel de Park avec un pas d'échantillonnage T_s , on obtient la forme discrète pour la prédiction :

$$\psi_d^p(k+1) = \psi_d(k) + T_s [v_d(k) - R_s i_d(k) + \omega_e(k) \psi_q(k)] \quad (3.1)$$

$$\psi_q^p(k+1) = \psi_q(k) + T_s [v_q(k) - R_s i_q(k) - \omega_e(k) \psi_d(k)] \quad (3.2)$$

Le couple électromagnétique prédit est calculé par :

$$T_e^p(k+1) = \frac{3}{2}p [\psi_d^p(k+1)i_q^p(k+1) - \psi_q^p(k+1)i_d^p(k+1)] \quad (3.3)$$

3.2.3 La fonction de coût

La fonction de coût pour la commande prédictive est définie comme une somme pondérée des erreurs quadratiques sur le couple et le flux :

$$J = \lambda_\psi \left[\frac{\psi_s^p(k+1) - \psi_s^{ref}}{\psi_s^{nom}} \right]^2 + \lambda_T \left[\frac{T_e^p(k+1) - T_e^{ref}}{T_e^{nom}} \right]^2 + \lambda_{sw} \cdot n_{sw} \quad (3.4)$$

où :

- $\psi_s^p(k+1)$: amplitude du flux statorique prédit
- $T_e^p(k+1)$: couple électromagnétique prédit
- ψ_s^{ref}, T_e^{ref} : références de commande
- ψ_s^{nom}, T_e^{nom} : valeurs nominales pour la normalisation
- $\lambda_\psi, \lambda_T, \lambda_{sw}$: Facteur de poids
- n_{sw} : nombre de commutations

La méthodologie complète de la commande prédictive directe du couple peut être schématisée selon l'enchaînement algorithmique structuré présenté dans la figure 3.3. Ce processus systématique intègre les différentes étapes de l'approche prédictive, depuis l'acquisition des mesures jusqu'à l'application de la commande optimale.

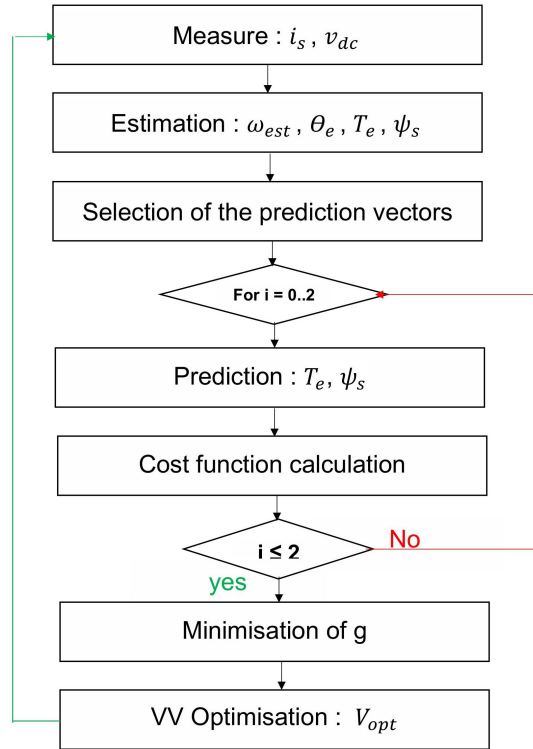


Figure 3.3: L'organigramme du 3V FS-PTC .

3.2.4 Résultats de simulation

Cette section présente les résultats de simulation obtenus avec la stratégie de la 3V FS-PTC. Les performances du système sont évaluées sous différentes conditions de vent(Figure 3.4)

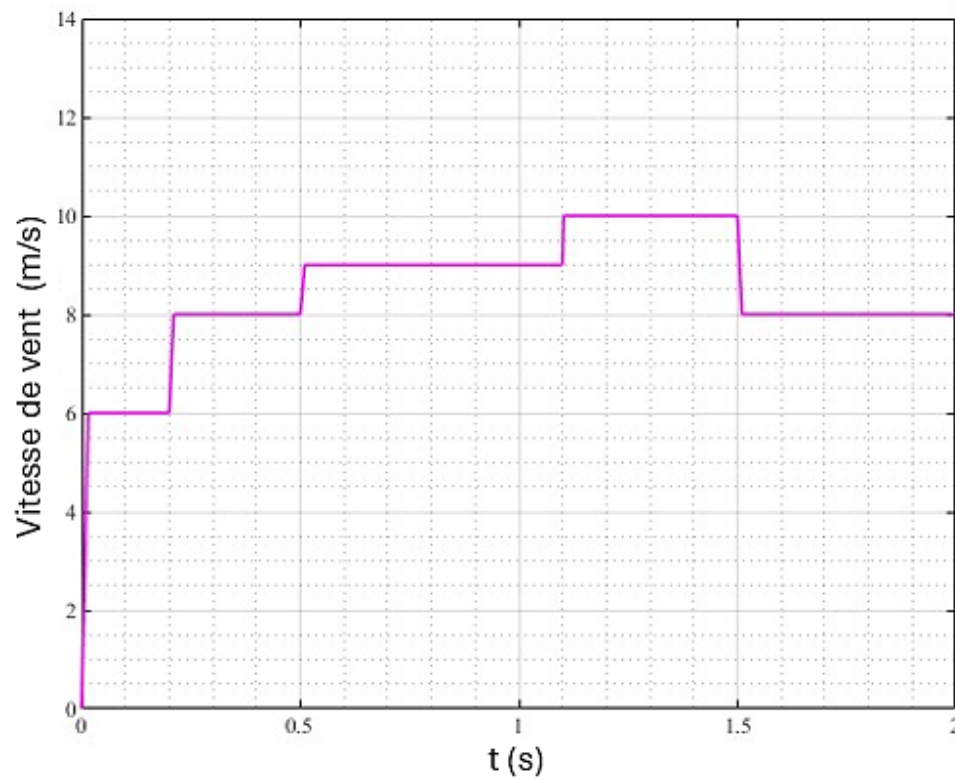


Figure 3.4: Profil de vent

La Figure 3.5 présente les résultats de simulation de la vitesse de la GSAP, comparant la vitesse mesurée et la vitesse de référence. On observe que le système de commande répond efficacement à chaque changement brusque de vitesse du vent. La GSAP suit rapidement la nouvelle consigne de vitesse à chaque palier, avec un temps d'établissement court et un dépassement minimal. La stabilité du système est maintenue durant toutes les transitions, démontrant la robustesse de l'algorithme de contrôle face aux variations soudaines des conditions de vent.

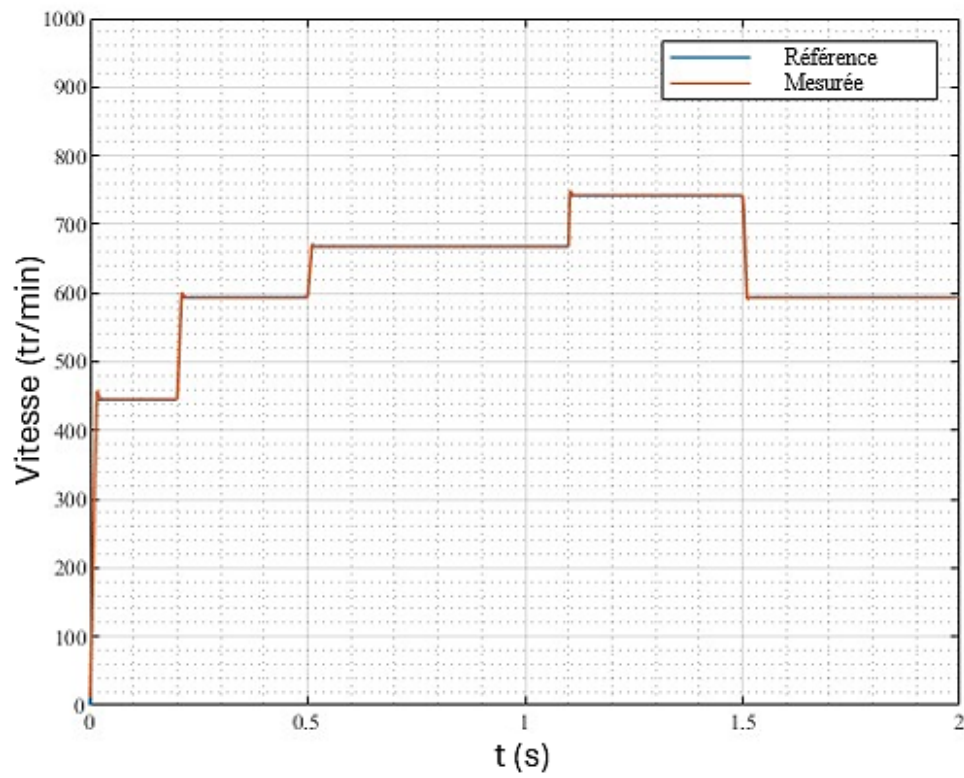


Figure 3.5: La vitesse de la GSAP.

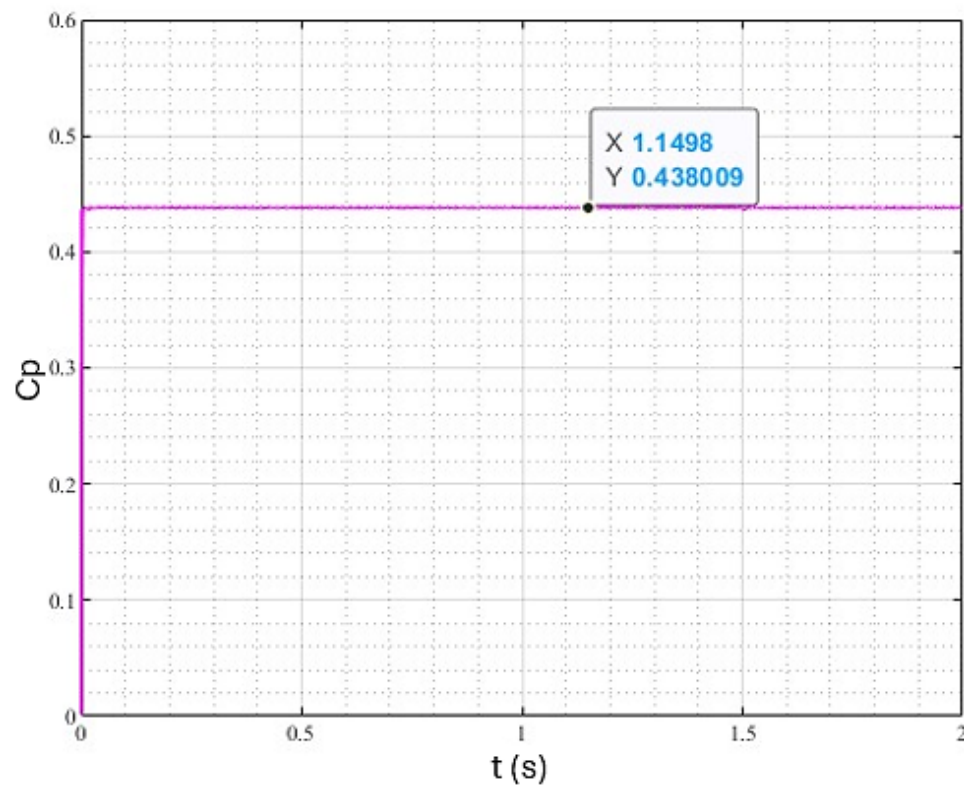


Figure 3.6: coefficient de puissance

La Figure 3.6 et la figure 3.7 présentent l'évolution du coefficient de puissance et le TSR respectivement. On observe que le système maintient le coefficient de puissance proche de sa valeur maximale (0.43) et le TSR est maintenu autour de sa valeur optimale de 8.1 pendant la majorité de la simulation, confirmant l'efficacité de l'algorithme MPPT. Les légères variations autour de cette valeur optimale sont principalement dues aux dynamics transitoires lors des changements de vitesse du vent. Cette performance démontre la capacité du système à extraire le maximum d'énergie éolienne disponible dans différentes conditions de fonctionnement.

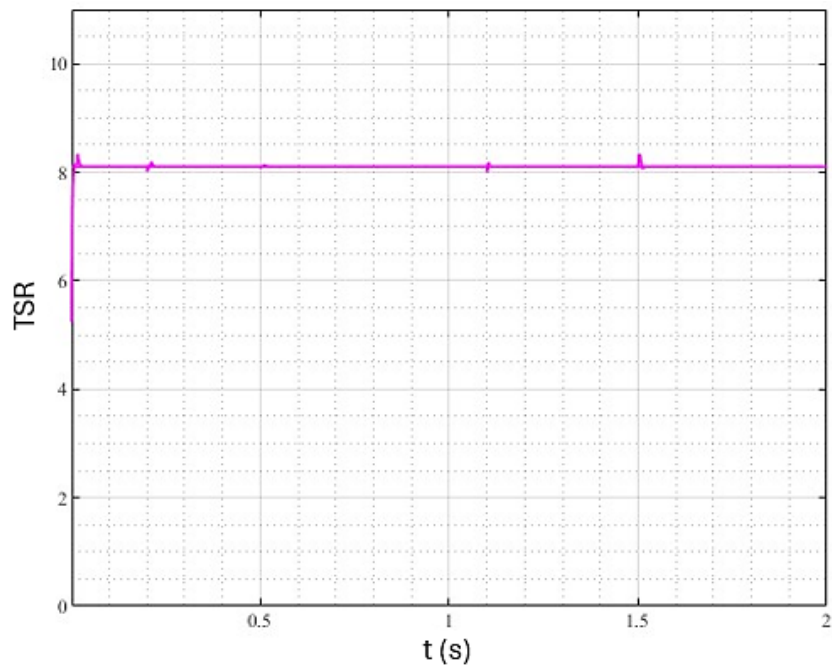


Figure 3.7: TSR

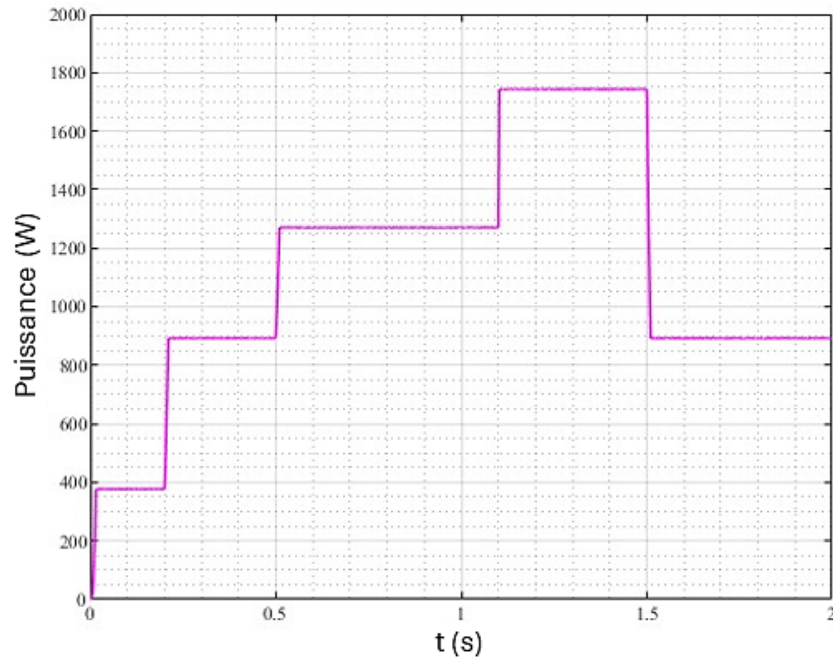


Figure 3.8: Puissance de la turbine

La Figure 3.8 présente l'évolution de la puissance mécanique de la turbine éolienne. L'analyse de cette courbe révèle que la puissance extraite suit fidèlement le cube de la vitesse du vent, conformément à la théorie de Betz. La Figure 3.9 présente l'évolution du couple de la GSAP. On observe que le couple électromagnétique suit précisément le couple de référence, démontrant l'efficacité de la stratégie de commande mise en œuvre.

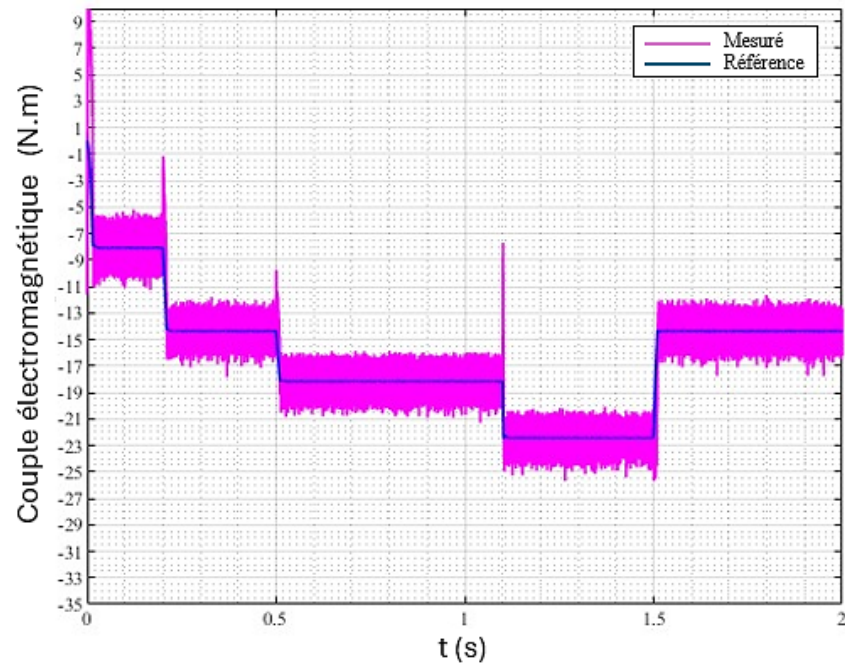


Figure 3.9: Le couple de la GSAP

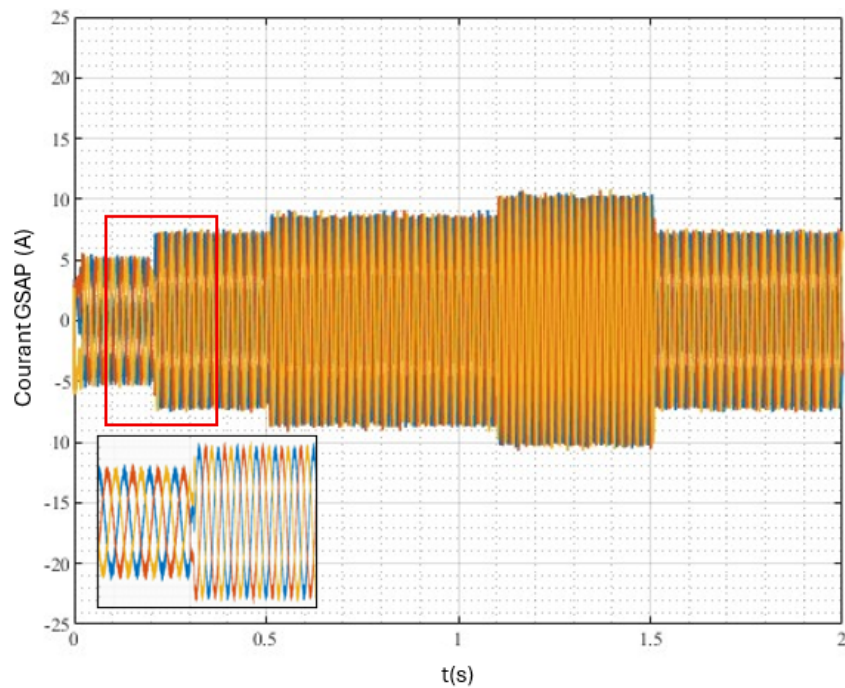


Figure 3.10: Les courants de la GSAP

La Figure 3.10 présente les courants de la GSAP. On observe que les courants triphasés présentent une forme sinusoïdale de qualité avec une amplitude stable et bien régulée et une adaptation rapide aux variations de charge

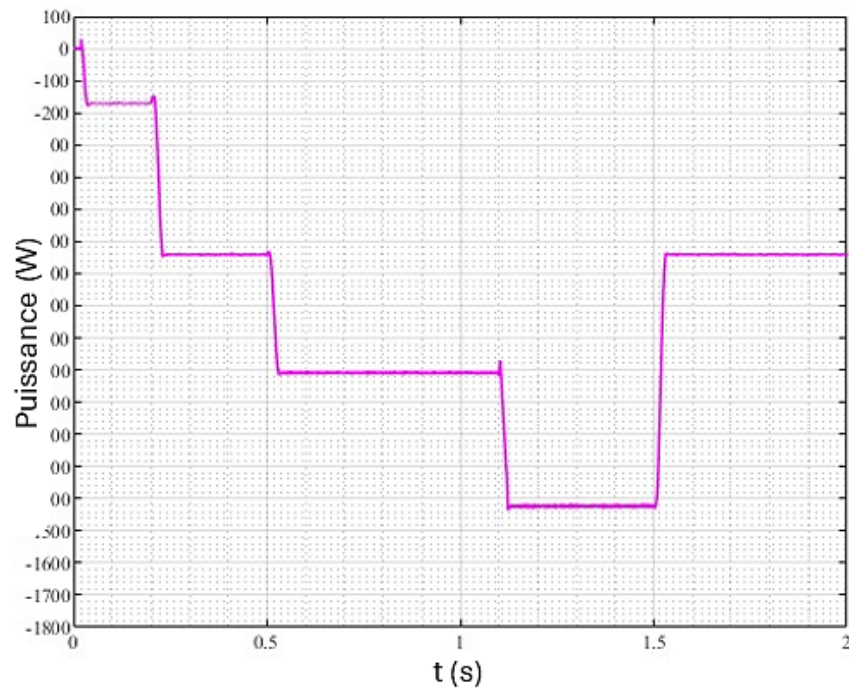


Figure 3.11: Puissance générée

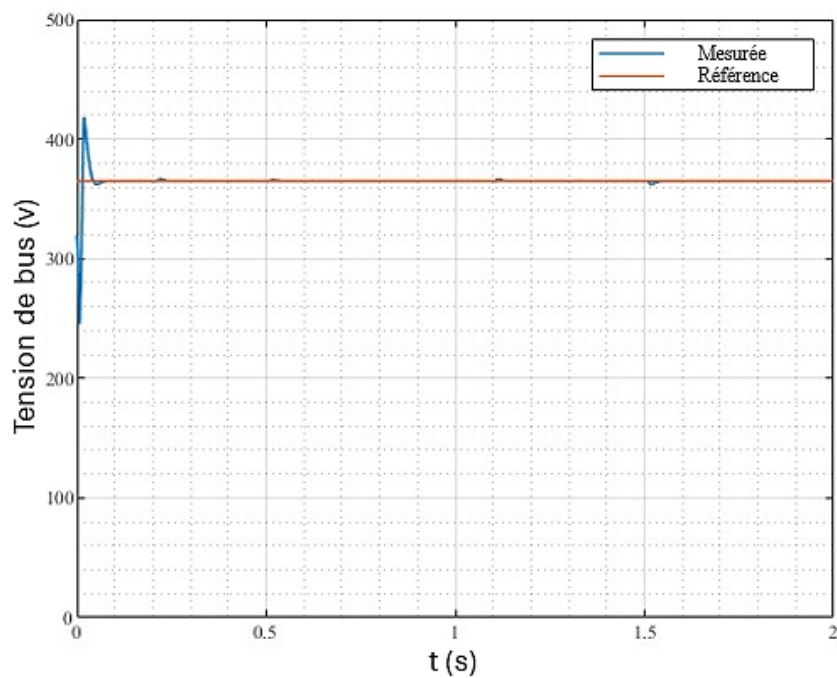


Figure 3.12: Tension de bus continu

La Figure 3.11 présente la puissance générée par le système éolien. L'analyse de cette courbe révèle que La puissance suit fidèlement le profil de vent .La Figure 3.12 présente l'évolution de la tension du bus continu. On observe que La tension est régulée avec pré-

cision autour de sa valeur de référence et la stabilité du bus DC est maintenue lors des changements de puissance. La Figure 3.13 présente les courants injectés au réseau. L'analyse de ces signaux montre que les courants triphasés présentent une forme sinusoïdale de qualité et l'amplitude des courants s'ajuste en fonction de la puissance disponible. Ces caractéristiques garantissent une injection d'énergie de qualité conforme aux exigences du réseau électrique.

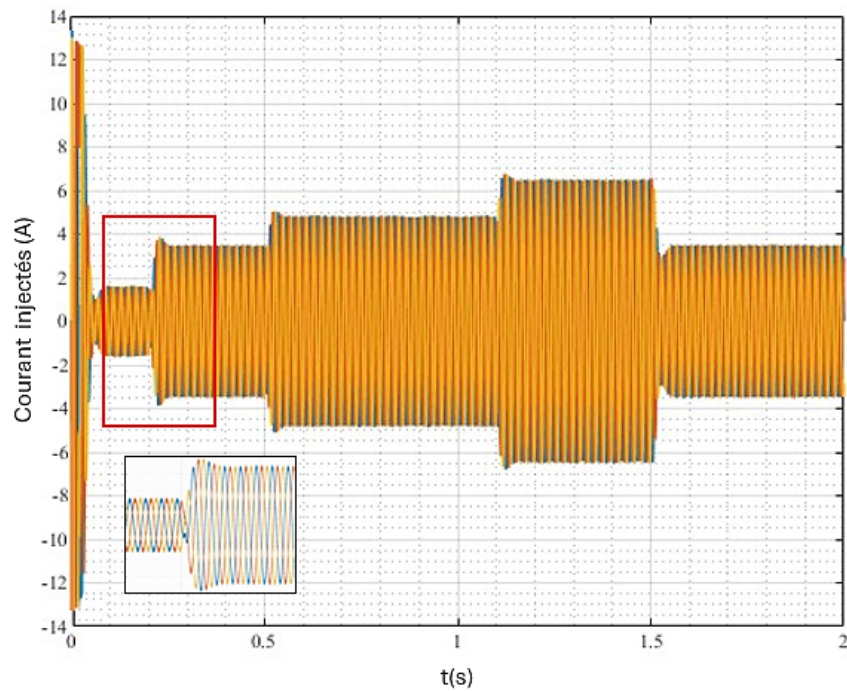


Figure 3.13: Courants injectés au réseau

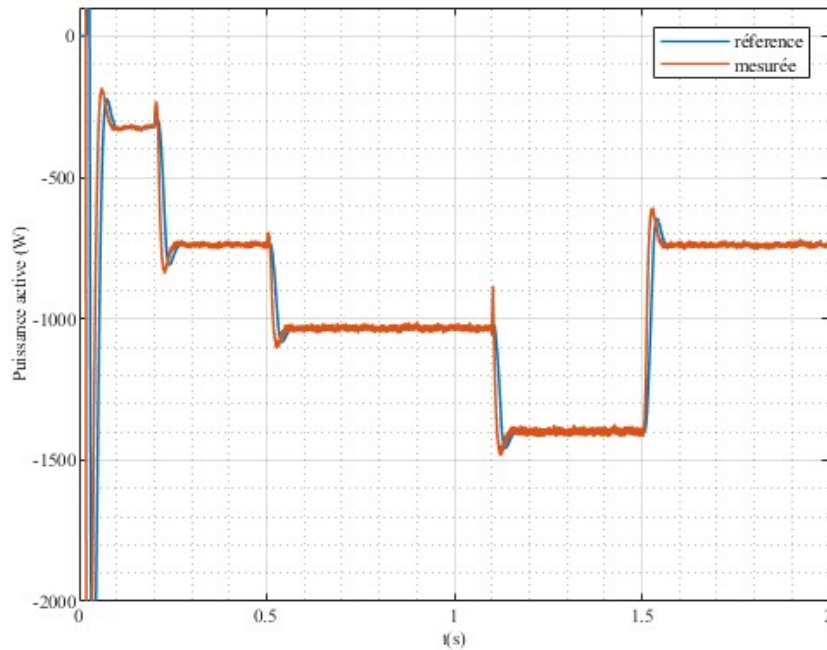


Figure 3.14: Puissance injectée

La Figure 3.14 présente la puissance injectée au réseau. Cette puissance suit fidèlement la puissance générée par l'éolienne. La puissance active présente un signe négatif, indiquant que l'énergie circule du système éolien vers le réseau.

3.2.5 Résultats pratique

Le convertisseur côté réseau est commandé par une stratégie de contrôle prédictif de puissance afin de maintenir la tension v_{dc} à 100 V et d'assurer l'injection de la puissance générée par la GSAP dans le réseau électrique (50 Hz). Un autotransformateur a été ajouté pour élever la tension phase-phase à 380 V. L'éolienne à vitesse variable connectée au réseau a été implémentée à l'aide de la carte de contrôle temps-réel dSPACE DS1104. Toutes les tensions (générateur, continu et réseau) sont mesurées à l'aide de capteurs de tension. Les courants de la GSAP sont mesurés à l'aide de capteurs de courant triphasés, et les courants côté réseau sont mesurés à l'aide d'une pince ampèremétrique Fluke i30. Le délai d'exécution est mesuré avec dSPACE ControlDesk pour garantir une injection efficace de la puissance dans le réseau et la qualité de l'énergie. Un analyseur de qualité de l'énergie Fluke 435-II et un i430-Flexi-TF-II sont utilisés.

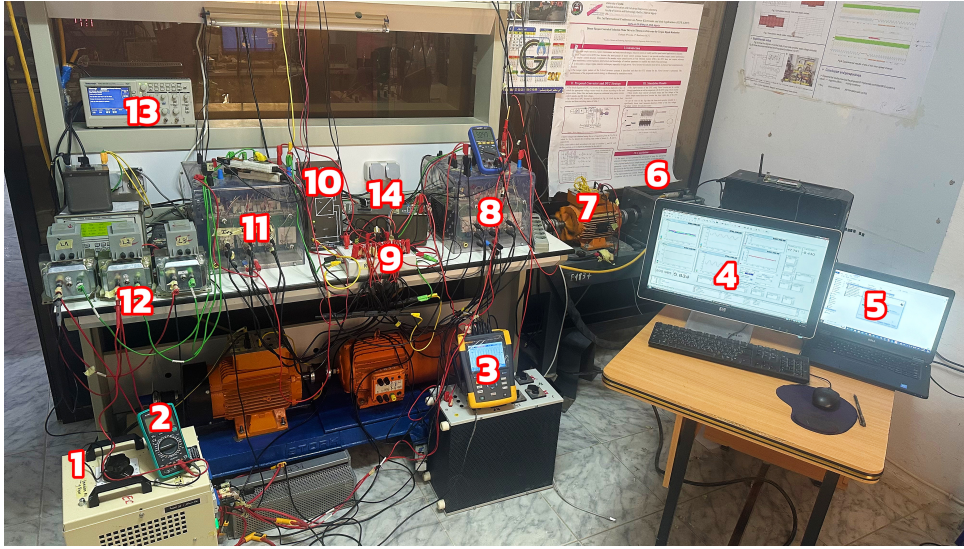


Figure 3.15: banc d'essai.

- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1. Autotransformateur | 8. CCM |
| 2. Multimètre | 9. Carte d'adaptation |
| 3. fluke 435 ii | 10. Alimentation 15 volts |
| 4. PC Hôte | 11. CCR |
| 5. PC d'acquisition de données | 12. Filtre L |
| 6. GSAP | 13. Dspace1104 |
| 7. Moteur à induction (émulateur) | 14. CCM-CCR Interrupteur de séparation |

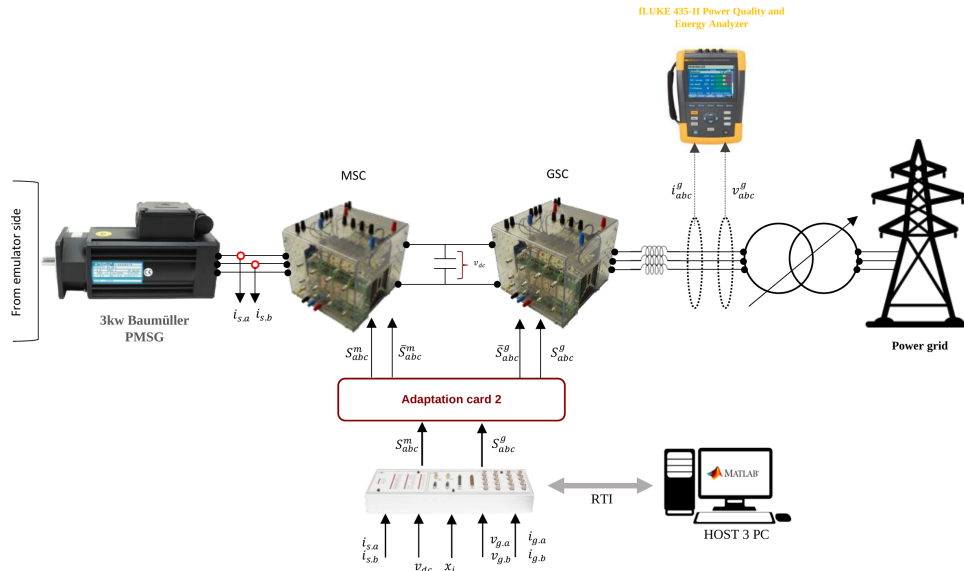


Figure 3.16: Schéma expérimental du système éolienne .

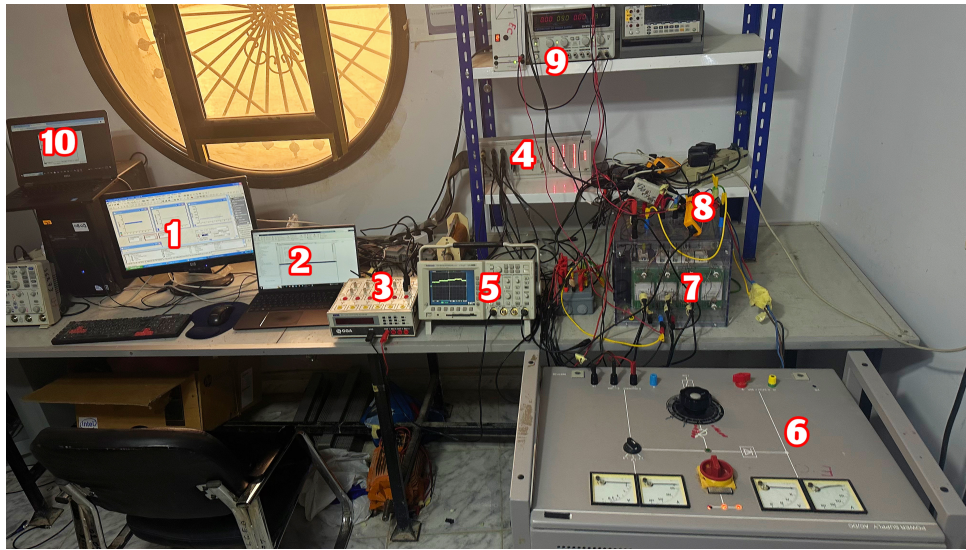


Figure 3.17: banc expérimentale côté émulateur.

Les composants sont décrits comme suit :

- | | |
|------------------------------|------------------------------|
| 1. Host 1 PC | 6. 3 phase AC voltage source |
| 2. Host 2 PC | 7. Semikron IGBT VSC |
| 3. DSP LAUNCHXL-F28379D card | 8. Fluke i30 current sensors |
| 4. Dspace1104 | 9. DC voltage source |
| 5. Oscilloscope | 10. PC for data acquisition |

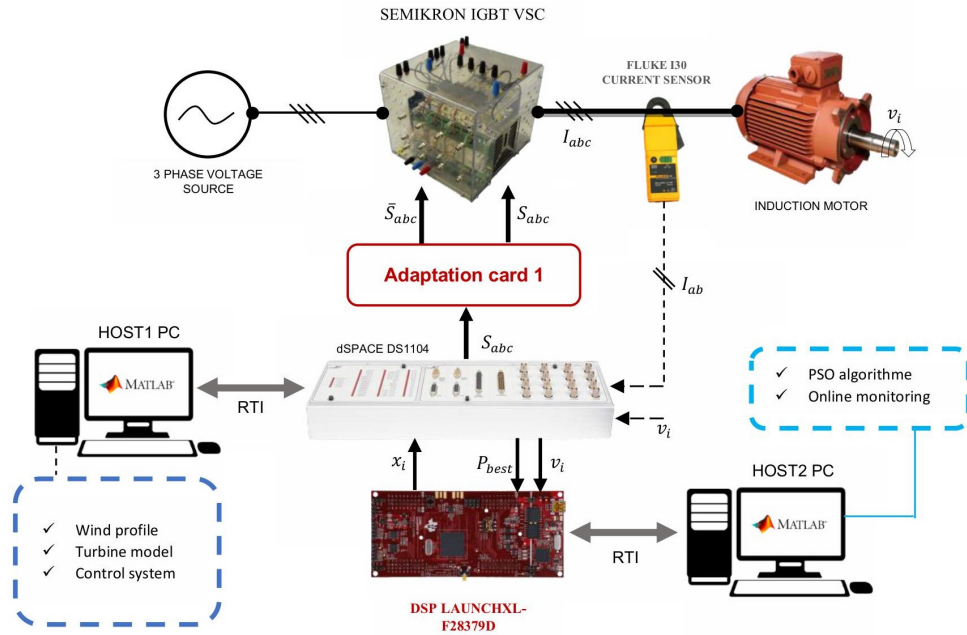


Figure 3.18: Configuration expérimentale côté émulateur.

La Figure 3.19 illustre le fait que C_P a atteint sa valeur maximale de 0,48 lorsque la valeur TSR était égale à 8,1. L_P représente le point de limite TSR de ce modèle de turbine. Un limiteur de saturation devrait être ajouté au modèle avec une limite inférieure de 0 et une limite supérieure de 12,8.

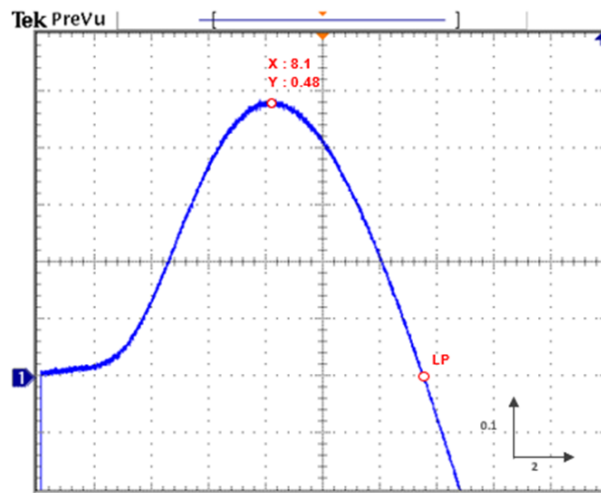


Figure 3.19: caractéristiques de la turbine éolienne.

La Figure 3.20 présente les profils de vitesse de vent constant, en escalier et réel appliqués à la turbine pour étudier la réponse du système.

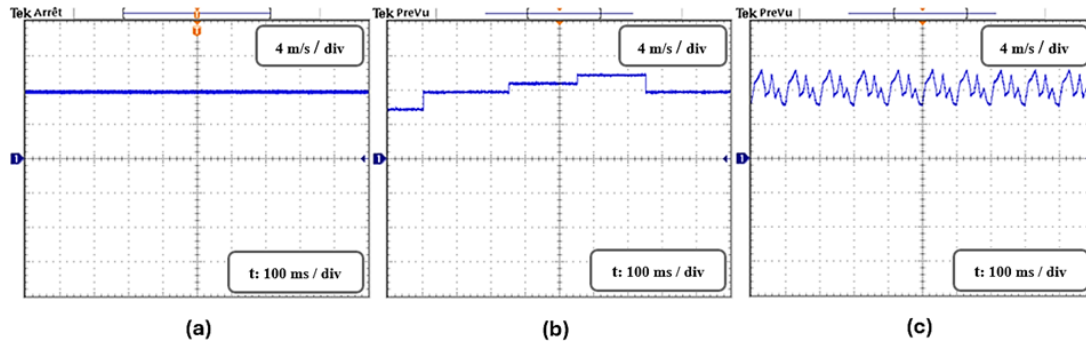


Figure 3.20: Profils de vent : (A) constant, (B) en escalier, (C) réel.

La Figure 3.21 présente la réponse en vitesse mécanique de la GSAP obtenue avec la commande prédictive à ensemble fini à 3 vecteurs. La vitesse mécanique suit précisément sa référence et les oscillations autour de la valeur de référence sont minimisées. Ces résultats expérimentaux valident l'efficacité de l'approche de commande développée. La régulation de vitesse maintient sa stabilité et sa précision, y compris lors des phases transitoires induites par les variations brutales du couple de charge.

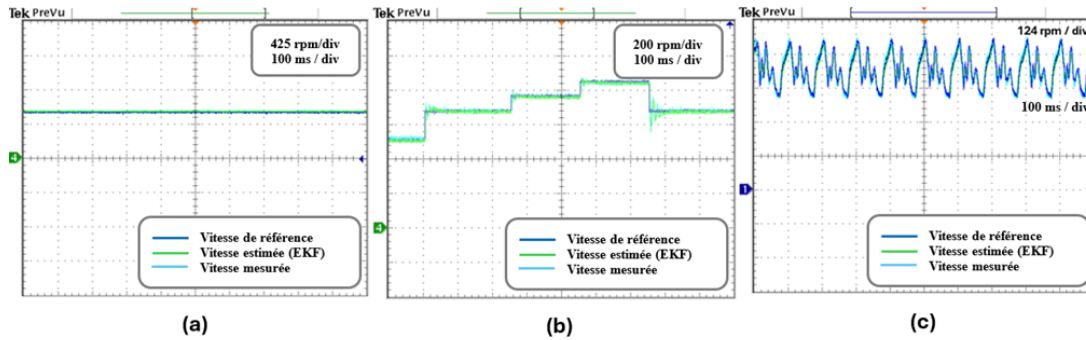


Figure 3.21: La réponse de la vitesse mécanique du GSAP

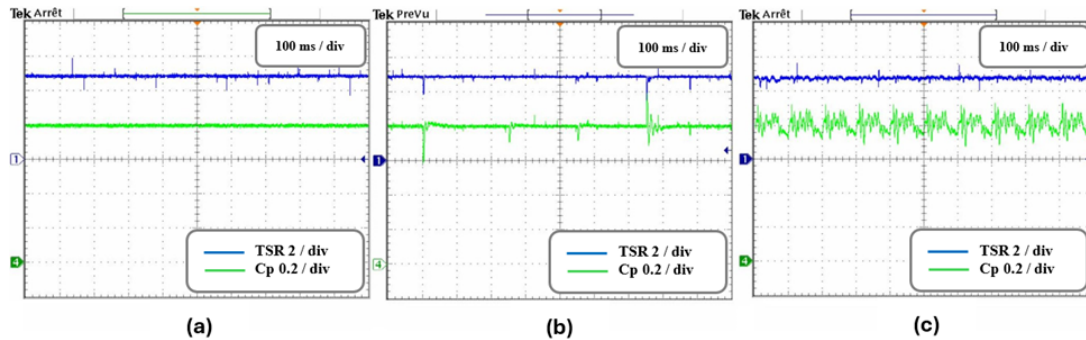


Figure 3.22: Courbes du TSR et de C_P durant les profils de vent.

la Figure 3.22 illustre les variations simultanées de la vitesse spécifique en extrémité de pale et du coefficient de puissance C_P , obtenues sous l'effet de différentes sollicitations

éoliennes imposées au système aérogénérateur.

L'analyse de ces courbes révèle que : Le TSR est maintenu autour de sa valeur optimale $\lambda_{opt} = 8.1$ pour la majorité des conditions de vent, validant l'efficacité de l'algorithme MPPT. Le coefficient C_P atteint et conserve sa valeur maximale de $C_{P_{max}} = 0.48$ lorsque le TSR est optimal, confirmant l'extraction maximale de l'énergie éolienne. Dans le profil (C), on observe un léger décalage lors de l'ajustement à λ_{opt} pendant les variations rapides. Ce phénomène de latence s'explique par la nature dynamique du profil éolien et le temps de réponse intrinsèque du système de contrôle, incluant les constantes de temps de la chaîne de conversion d'énergie et les limitations de la bande passante du régulateur.

L'analyse détaillée révèle que ce décalage, bien que mesurable, reste dans des limites acceptables pour la majorité des applications pratiques. La robustesse de l'algorithme se manifeste par sa capacité à retrouver rapidement le point optimal après chaque perturbation, avec une dérive maximale du coefficient de puissance n'excédant pas 5% par rapport à sa valeur maximale théorique. Néanmoins, l'algorithme garantit l'ajustement de λ à sa valeur optimale et l'atteinte de C_P^{max} , ce qui confirme l'efficacité de la méthode TSR. Cette performance est particulièrement remarquable compte tenu de la complexité des profils de vent réalistes, où les rafales soudaines et les turbulences atmosphériques imposent des contraintes sévères aux stratégies de poursuite du point de puissance maximale. La Figure 3.23 présente l'évolution des courants triphasés côté générateur lors de l'application d'un profil de vent en escalier. L'analyse de ces signaux révèle que Les courants statoriques maintiennent une forme sinusoïdale de qualité durant toutes les étapes du profil et que l'amplitude des courants s'ajuste rapidement et précisément à chaque changement de niveau de vitesse du vent, validant la dynamique de la stratégie de contrôle.

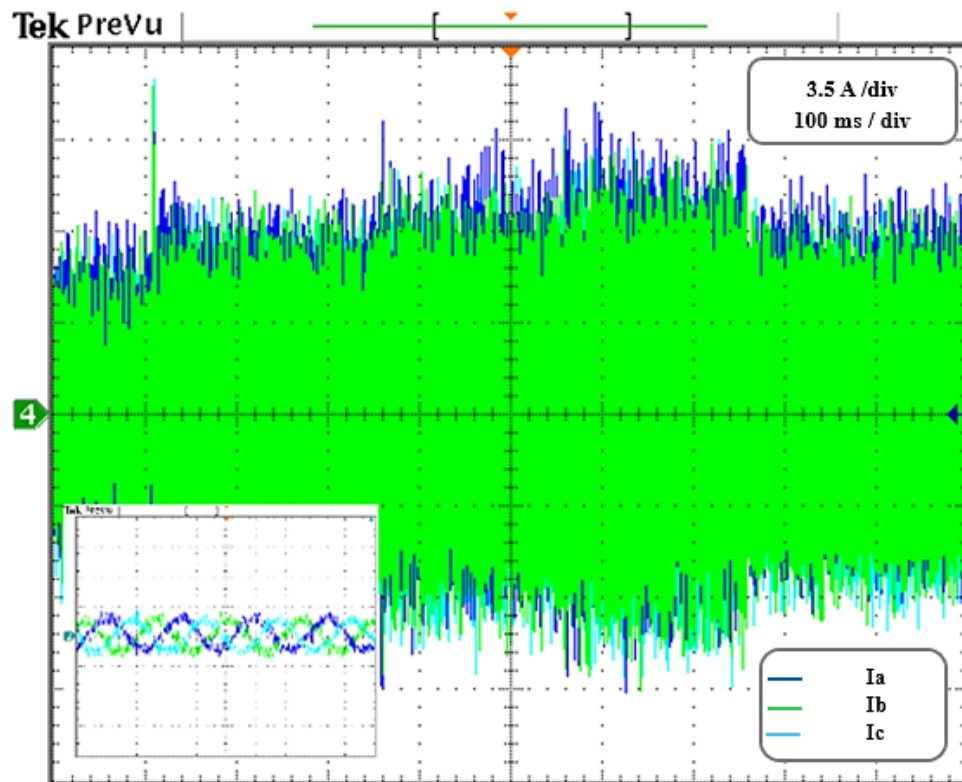


Figure 3.23: Courants triphasés côté générateur durant le profil de vent (b).

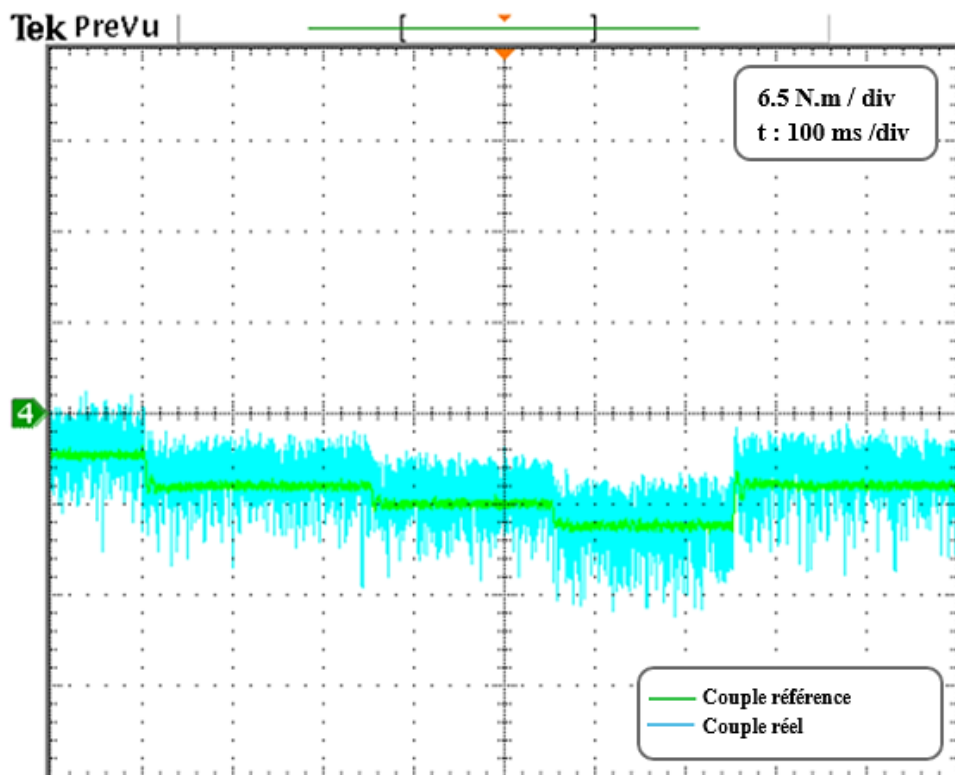


Figure 3.24: Couple de référence et couple réel.

La Figure 3.24 présente la comparaison entre le couple de référence et le couple réel mesuré. Le couple réel suit avec précision le couple de référence. Les oscillations autour de la valeur de référence sont maintenues dans des limites acceptables, attestant de la stabilité de la régulation. Ces résultats valident la capacité du système à assurer un contrôle précis du couple électromagnétique.

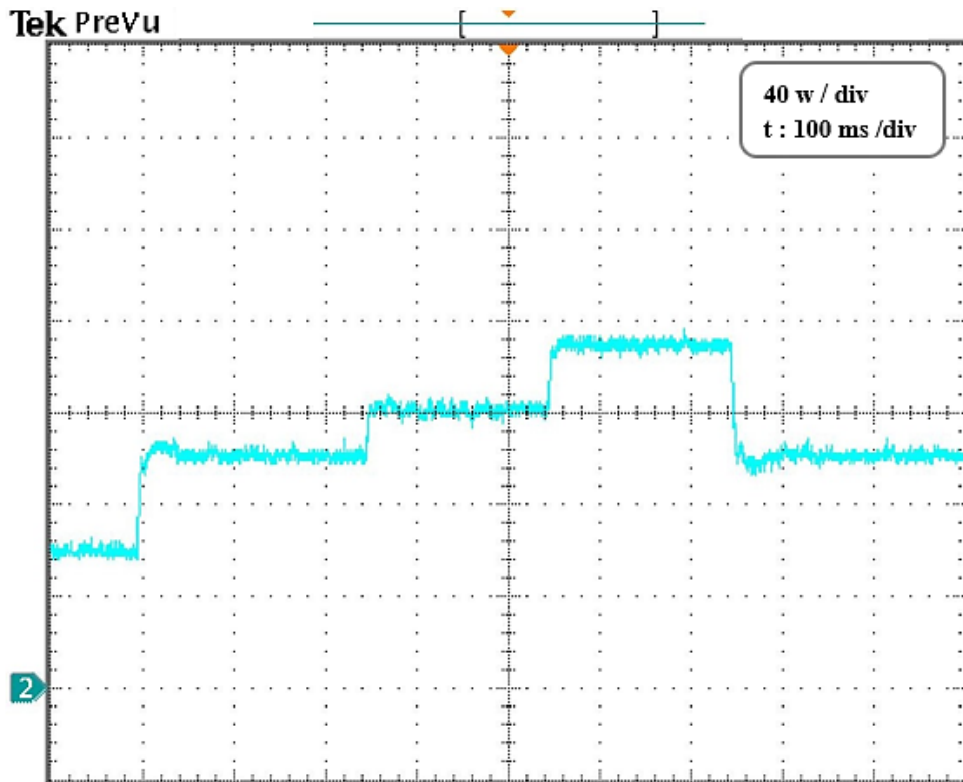


Figure 3.25: Puissance active générée.

depuis la figure 3.25 la puissance active suit fidèlement le profil de vent, La stabilité de la puissance générée lors des régimes permanents témoigne de la robustesse de la commande. La Figure 3.26 compare Le délai d'exécution entre la commande PTC classique et la commande 3V FS-PTC pour un même temps d'échantillonnage, montrant une amélioration de 19,75% avec la 3V FS-PTC. Cette amélioration met en évidence un réglage du couple plus rapide. À l'inverse, la PTC classique présente une réponse plus progressive, entraînant des délais d'exécutions plus longs. Cette réponse plus lente est probablement due aux limitations de la méthode classique pour gérer les changements rapides et à sa dépendance à des paramètres de contrôle moins optimisés.

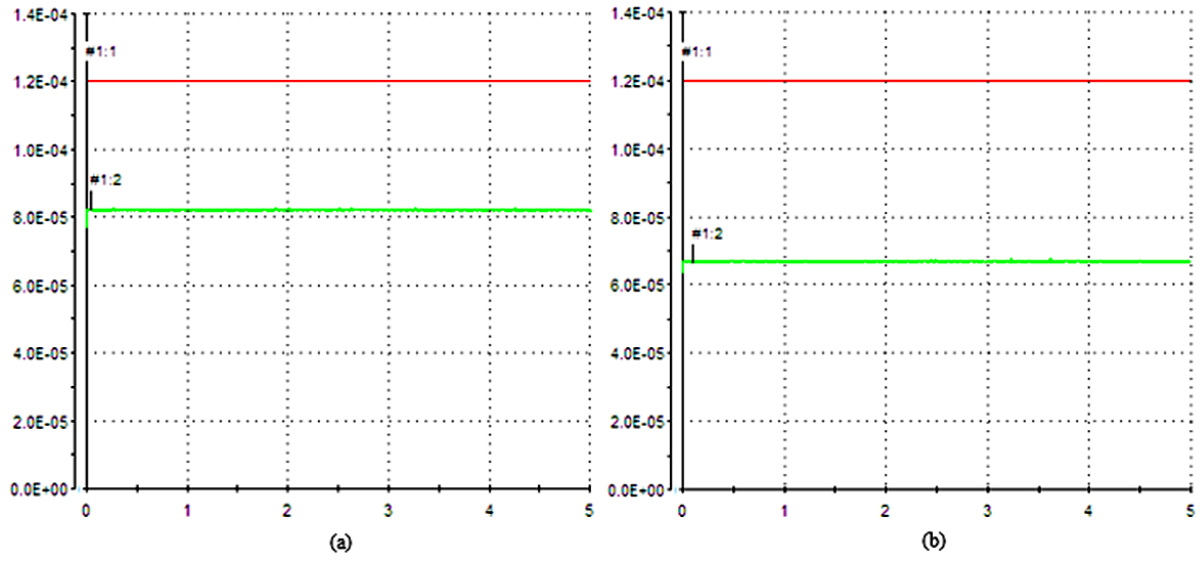


Figure 3.26: Comparaison du délai d'exécution : (a) PTC classique, (b) 3V FS-PTC.

3.2.6 Résultats côté réseau

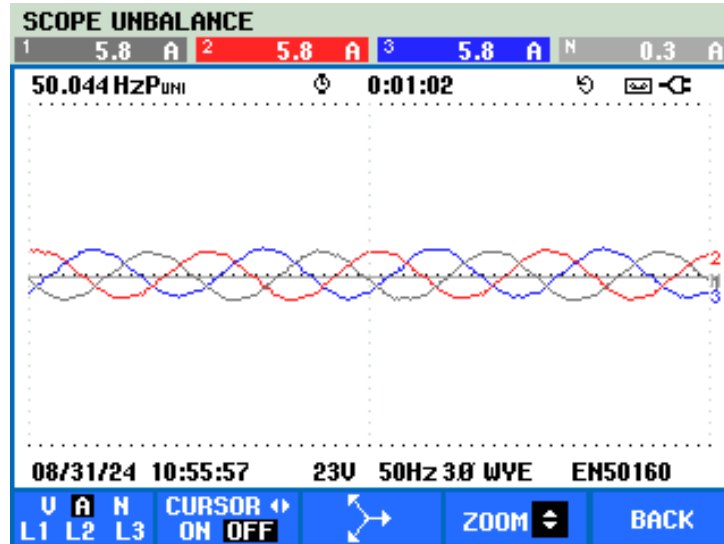


Figure 3.27: Courants triphasés au niveau du convertisseur côté réseau.

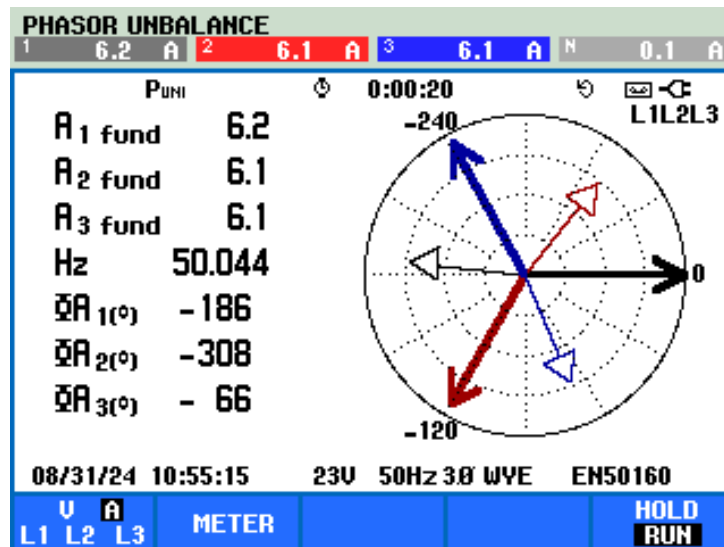


Figure 3.28: Représentation des phaseurs de courant.

Les Figures 3.27 et 3.28 représentent trois courants sinusoïdaux uniformes qui se caractérisent par leur amplitude, fréquence et forme d'onde constantes. ainsi qu'une représentation des phaseurs de courant bien équilibrée avec des amplitudes égales et une séparation de phase uniforme. La nature sinusoïdale des courants garantit une distorsion harmonique minimale, ce qui est essentiel pour réduire les pertes, améliorer l'efficacité et prévenir les dommages aux composants électriques.

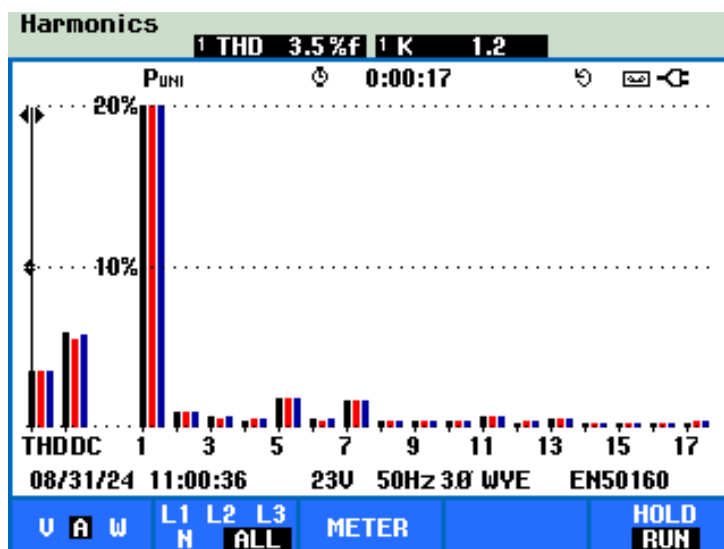


Figure 3.29: Taux de distorsion harmonique total (THD) du courant.

La valeur du taux de distorsion harmonique total (THD) de 3,5, présentée dans la Figure 3.29 est conforme à la norme IEEE 519-2014, ce qui indique également que le système est adapté à une intégration au réseau électrique sans causer de pollution harmonique significative.

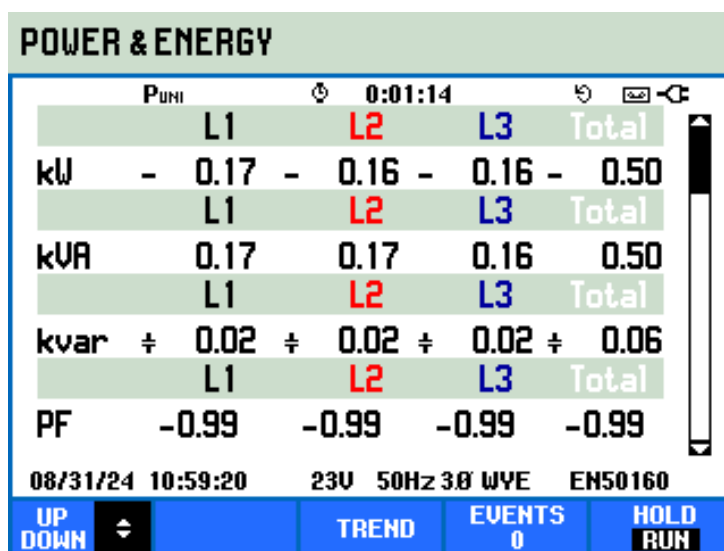


Figure 3.30: Paramètres de puissance injectée .

La Figure 3.30 illustre les paramètres de puissance injectée, incluant la puissance active, la puissance apparente, la puissance réactive et le facteur de puissance (FP). Le signe négatif de la puissance active indique un flux de puissance du CCR vers le réseau électrique, ce qui est cohérent avec le fonctionnement d'un système d'énergie éolienne, où le CCR est responsable de l'injection de la puissance générée par l'éolienne dans le

réseau. tandis que la puissance réactive positive de 0,06 kVAR est probablement due au fonctionnement de l'autotransformateur, qui est capable de fournir de la puissance réactive pour soutenir la stabilité de la tension du réseau. La valeur élevée du FP de 0,99 démontre une utilisation efficace de la puissance et un gaspillage d'énergie minimal, ce qui est idéal pour maximiser l'efficacité énergétique et réduire les pertes.

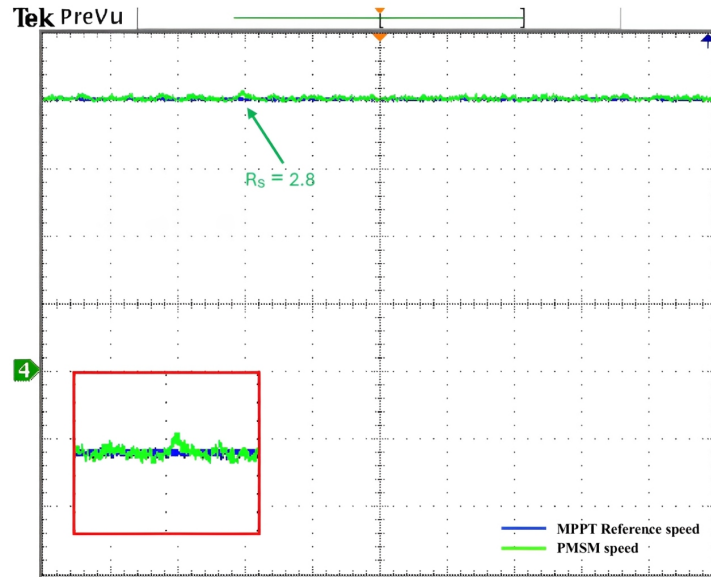


Figure 3.31: Influence de la résistance statorique sur la dynamique de contrôle.

La Figure 3.31 présente l'analyse de l'influence de la résistance statorique R_s sur la dynamique de contrôle de vitesse de la GSAP. Malgré les changements de R_s , la vitesse mesurée ne présente que de petites déviations par rapport à la vitesse de référence et continue de la suivre de près. Cela indique que le système de commande proposé est robuste face aux variations de la résistance statorique, maintenant un contrôle de vitesse stable et précis même en présence d'incertitudes paramétriques.

Les figures 3.32, 3.33 et 3.34 démontrent respectivement l'effet de variations légères et significatives de L_d et L_q sur la performance de suivi de vitesse d'une GSAP. Les deux figures illustrent comment des inductances plus élevées augmentent la constante de temps électrique du système, ralentissant la réponse du courant et du couple. Lorsque L_d et L_q sont augmentés à des valeurs supérieures, le système présente un creux, où la vitesse mesurée descend temporairement en dessous de la vitesse de référence. Inversement, lorsque L_d et L_q sont considérablement réduits, le système montre un dépassement, la vitesse mesurée dépassant la vitesse de référence. Cela se produit parce que des inductances plus faibles réduisent la constante de temps électrique, rendant la réponse du système plus agressive. Malgré ces écarts transitoires, le système de commande robuste proposé garantit

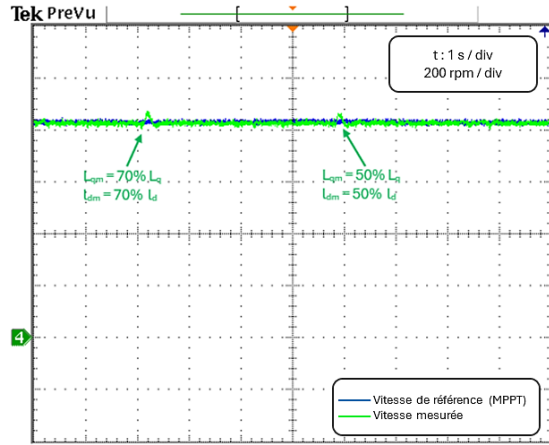


Figure 3.32: Influence d'une inductance d - q plus faible sur Vitesse.

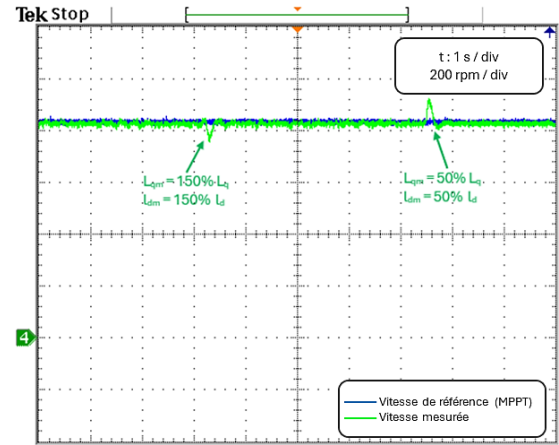


Figure 3.33: Influence d'une inductance d - q plus élevée sur la Vitesse.

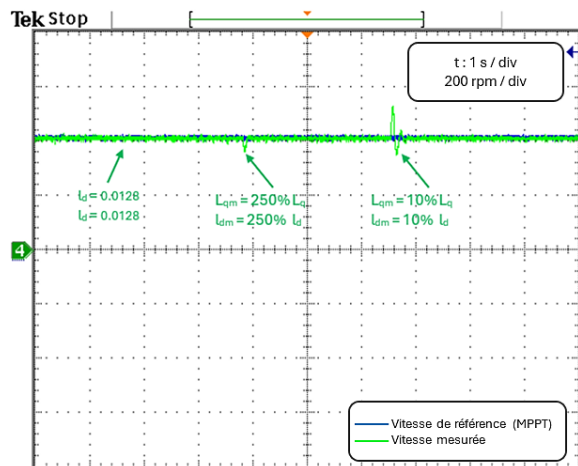


Figure 3.34: Effet de changements significatifs de l'inductance d - q sur la Vitesse.

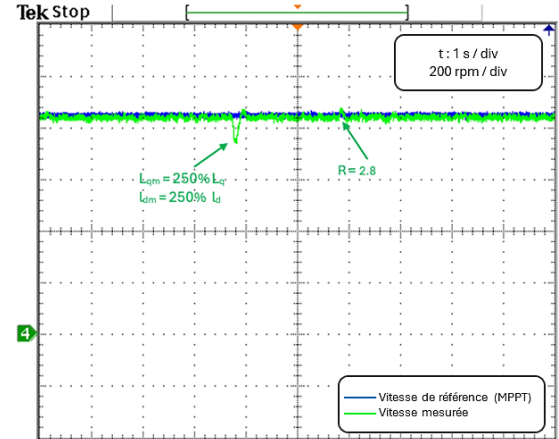


Figure 3.35: Effet des changements de l'inductance d - q et de la résistance statorique sur la vitesse.

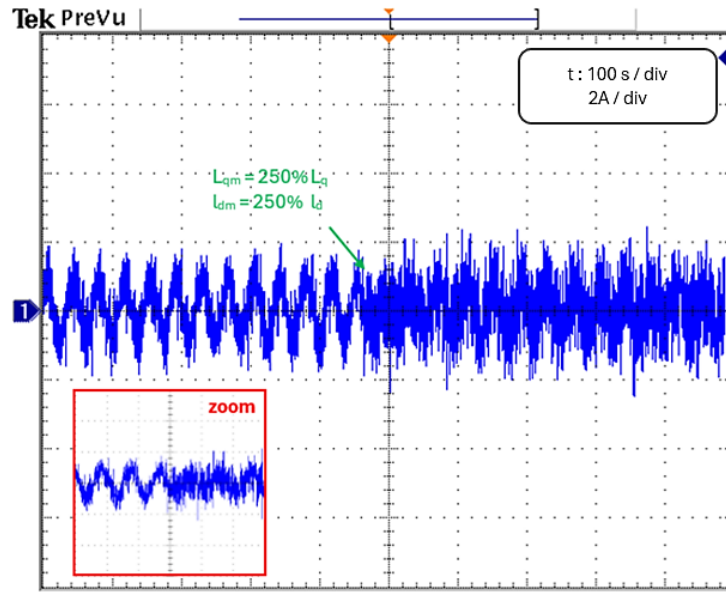


Figure 3.36: Effet de changements significatifs de l'inductance $d-q$ sur les courants de la GSAP.

que la vitesse mesurée revient rapidement et suit avec précision la vitesse de référence dans les deux cas, mettant en évidence l'efficacité de la stratégie de commande pour gérer les variations paramétriques. La figure 3.35 démontre l'impact de variations significatives de L_d , L_q et de la résistance statorique R_s sur la performance de suivi de vitesse d'une GSAP. Lorsque L_d , L_q et R_s s'écartent de leurs valeurs nominales, le système présente des dépassements et des creux transitoires avant de se stabiliser à la vitesse de référence. Sous des conditions nominales, la vitesse mesurée suit étroitement la vitesse de référence. Ce comportement met en évidence la sensibilité du système de contrôle aux variations paramétriques et souligne l'importance d'un réglage robuste pour minimiser les écarts transitoires et assurer un fonctionnement stable.

La figure 3.36 illustre la distorsion dans les courants de la GSAP lorsque L_d et L_q sont augmentés à des valeurs élevées. Au fur et à mesure que les inductances varient de manière significative, les formes d'onde du courant s'écartent de leur forme sinusoïdale idéale, conduisant à un contenu harmonique accru et à une instabilité potentielle du système.

3.3 Commande prédictive à états finis multi-objective

La détermination de la valeur du facteur de poids p constitue un défi majeur dans la mise en œuvre de la commande prédictive directe du couple, cette paramètre influençant significativement les performances globales du système. Pour contourner cette difficulté, une approche consiste à éliminer totalement le facteur de poids p de la fonction de coût. La

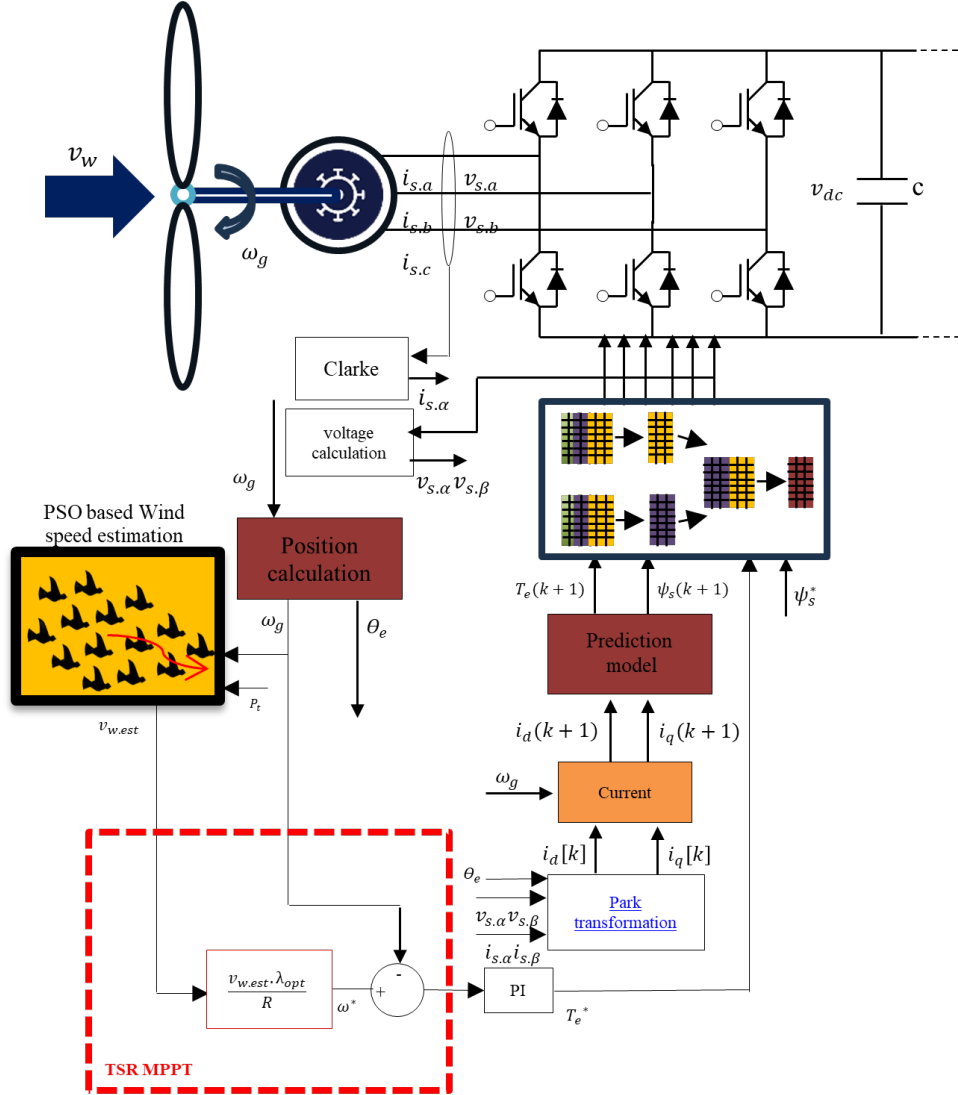


Figure 3.37: Système de contrôle multi-objectifs.

méthode basée sur l'optimisation multi-objectif (OMO) introduit une formulation duale remplaçant la fonction de coût unique par deux fonctions objectives distinctes comme indiqué dans les équations Eq (3.5) et Eq (3.6), la figure 3.37 montre le schéma global de la commande proposée.

$$g_1 = |T_e^* - T_e[k + 1]| \quad (3.5)$$

$$g_2 = ||\psi_s^*| - |\psi_s[k + 1]|| \quad (3.6)$$

$$g_1 v_s(k + 1) = r_1 v_s(k + 1) \quad (3.7)$$

$$g_2 v_s(k + 1) = r_2 v_s(k + 1) \quad (3.8)$$

$g_1 v_s$	0.28	0.46	0.01	0.65	0.74	0.03	0.38	0.1
$g_1 v_s$	0.01	0.46	0.28	0.65	0.74	0.03	0.38	0.1
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.14	0.65	0.74	0.46	0.38	0.1
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.65	0.74	0.46	0.38	0.14
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.14	0.74	0.46	0.38	0.65
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.14	0.38	0.46	0.74	0.65
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.14	0.38	0.46	0.74	0.65
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.14	0.38	0.46	0.65	0.74
$g_1 v_s$	0.01	0.03	0.1	0.14	0.38	0.46	0.65	0.74
$r_1 v_s(k+1)$	0	1	2	3	4	5	6	7

Figure 3.38: Exemple d'approche de classement.

où g_1 et g_2 représentent respectivement les erreurs quadratiques normalisées sur le couple et le flux statorique et $r_i(v_s)$ représentent les valeurs de classement associées aux fonctions de coût g_i . En sélectionnant le classement présentant la valeur minimale, il est possible d'identifier un vecteur de tension optimal du point de vue d'une seule variable d'erreur.

3.3.1 Critères généraux

Un critère moyen est employé pour déterminer ce vecteur de tension optimal parmi les possibilités, selon lequel le vecteur de tension présentant le classement moyen le plus faible est choisi, réalisant ainsi un compromis équilibré dans le suivi des variables de couple et de flux. L'optimisation proposée utilisant le classement moyen est présentée comme suit :

$$v_{opt} = \arg \min \frac{[r_1 v_s(k+1)]^2 + [r_2 v_s(k+1)]^2}{2} \quad (3.9)$$

Une autre manière de mettre en œuvre la technique de classement moyen consiste à appliquer une métrique de distance, en sélectionnant l'actionnement du convertisseur qui minimise la distance normalisée dans l'espace des objectifs. Cette approche géométrique permet de déterminer le vecteur de tension optimal en recherchant la solution la plus proche de l'idéal de Pareto, où toutes les fonctions objectifs sont simultanément satisfaites. La métrique de distance euclidienne normalisée s'exprime comme suit :

$$v_{opt} = \arg \min \sqrt{[r_1 v_s(k+1)]^2 + [r_2 v_s(k+1)]^2} \quad (3.10)$$

Eq (3.10) représente la solution avec l'écart minimal par rapport au point idéal pour les deux objectifs.

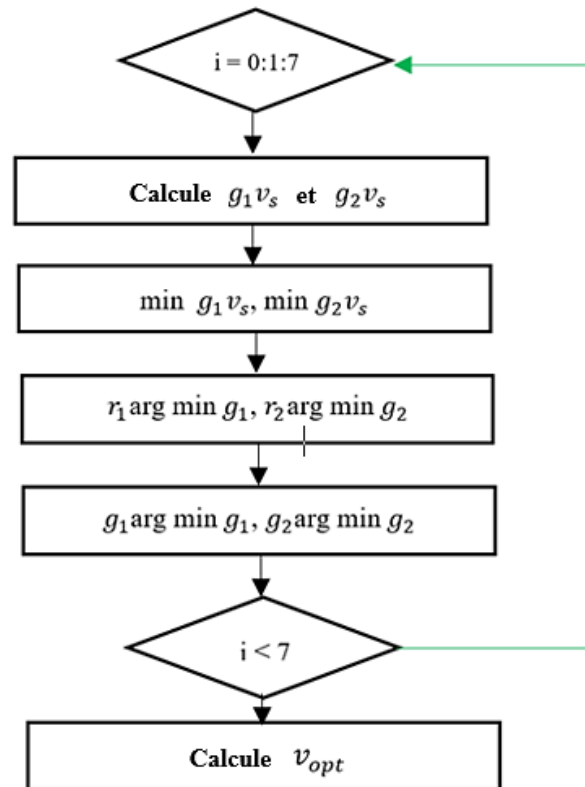


Figure 3.39: Les étapes de l'approche de classement.

3.3.2 L'algorithme de tri

Cette section décrit le processus d'ordonnancement des solutions potentielles sur la base de leurs classements attribués. La mise en œuvre utilise une approche récursive de type tri rapide (quicksort). En tant que méthode classique de type « diviser pour régner », le tri rapide fonctionne en partitionnant initialement la liste d'entrée en deux groupes distincts : les éléments avec des valeurs inférieures et ceux avec des valeurs supérieures. L'algorithme procède ensuite au tri de ces sous-groupes par application récursive du même processus. La procédure de tri rapide s'exécute selon les opérations séquentielles suivantes [94] :

1. **Sélection du pivot** : Choisir un élément pivot dans le tableau.
2. **Partitionnement du tableau** :
 - Réarranger les éléments de sorte que tous les éléments plus petits que le pivot le précèdent
 - Positionner tous les éléments plus grands que le pivot après celui-ci
 - Cette opération place le pivot dans sa position triée correcte
3. **Traitement récursif** :

- Appliquer l'algorithme récursivement à la partie contenant les éléments inférieurs au pivot
- De même, traiter récursivement la partie avec les éléments supérieurs au pivot

3.3.3 Résultats de simulation

Cette section présente l'analyse des résultats de simulation visant à évaluer les performances de la technique FS-PTC proposée lors de variations de vitesses du vent, comme illustré sur la Figure 3.40. Cependant, en raison des contraintes matérielles et des limitations de la carte dSPACE, l'implémentation pratique de la commande n'a pas pu être réalisée. Toutes les simulations ont été réalisées à l'aide de l'environnement MATLAB/SIMULINK. Un modèle SimPower de système de conversion d'énergie éolienne de 3 kW a été utilisé pour cette évaluation, avec les paramètres du système fournis dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2: Paramètres du système de conversion d'énergie éolienne

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Puissance nominale	3 kW	Flux statorique	0.44 Wb
Résistance statorique	2.3 Ω	Couple nominal	20 Nm
Résistance rotorique	1.83 Ω	C_{max}	0.438
Inductance statorique	0.128 H	Inertie du générateur	0.03 kg.m ²
Inductance rotorique	0.128 H	Rayon du rotor	1.43 m
Nombre de pôles du générateur	4	λ_{opt}	8.1

la Figure 3.41 illustre la puissance mécanique de sortie de la turbine, qui suit la même courbe que le profil de vitesse du vent. La Figure 3.42 illustre la comparaison entre la vitesse mesurée de la GSAP et sa valeur de référence. On observe un suivi précis de la référence par la vitesse réelle, ce qui valide l'efficacité de la stratégie de commande mise en œuvre. Les légères oscillations autour de la référence sont principalement attribuables aux variations rapides du couple aérodynamique et aux dynamiques mécaniques non modélisées. La Figure 3.43 présente la courbe du coefficient de puissance C_p . Les résultats démontrent que le coefficient C_p est maintenu à sa valeur optimale(0.43), confirmant l'efficacité de l'algorithme MPPT utilisé. et que Le TSR suit sa trajectoire de référence, permettant à la turbine de fonctionner à son rendement maximal pour différentes vitesses de vent.

La Figure 3.44 présente l'évolution du couple de la GSAP. On observe que le couple de la GSAP suit étroitement sa référence tout au long de la période d'observation. Cela indique que la GSAP fonctionne avec efficacité et que son système de commande régule de manière performante le couple du générateur pour l'aligner sur la valeur de référence

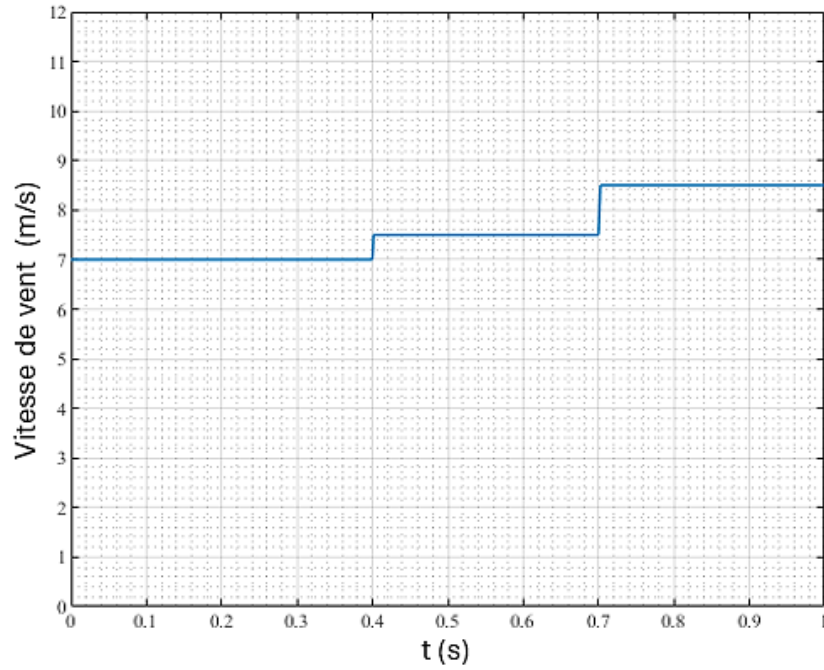


Figure 3.40: Profil de vitesse du vent.

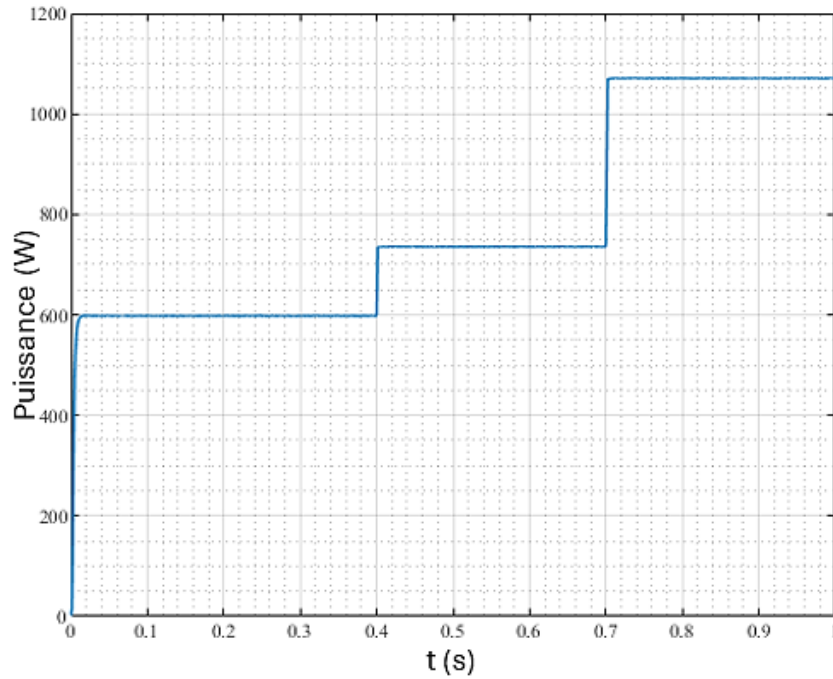


Figure 3.41: Puissance mécanique de la turbine.

souhaitée. Ce suivi précis des consignes démontre la robustesse de l'algorithme de commande et son aptitude à préserver les performances optimales du système de conversion éolienne.

La Figure 3.45 illustre l'évolution temporelle du flux statorique dans le plan complexe

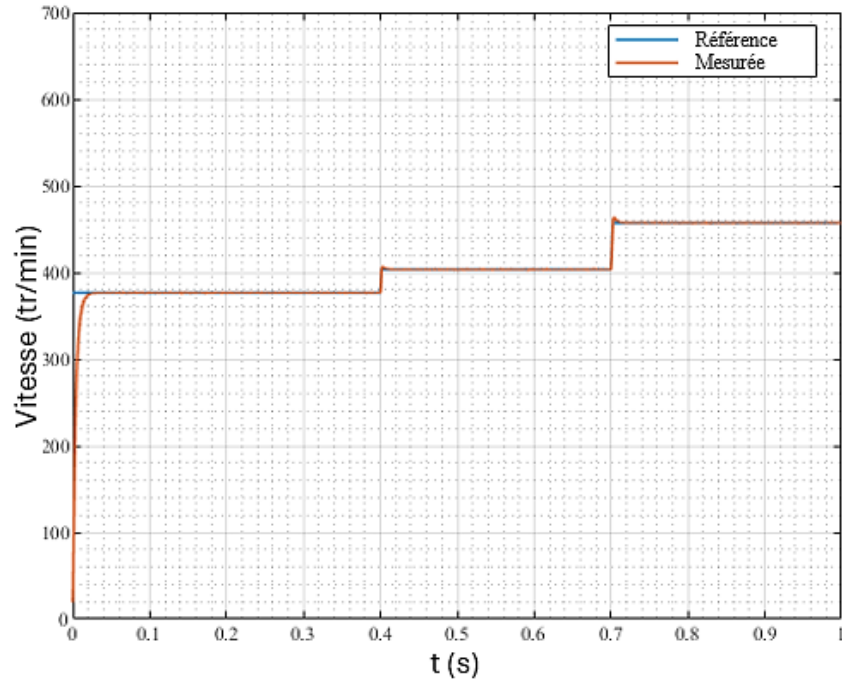


Figure 3.42: Vitesse de GSAP .

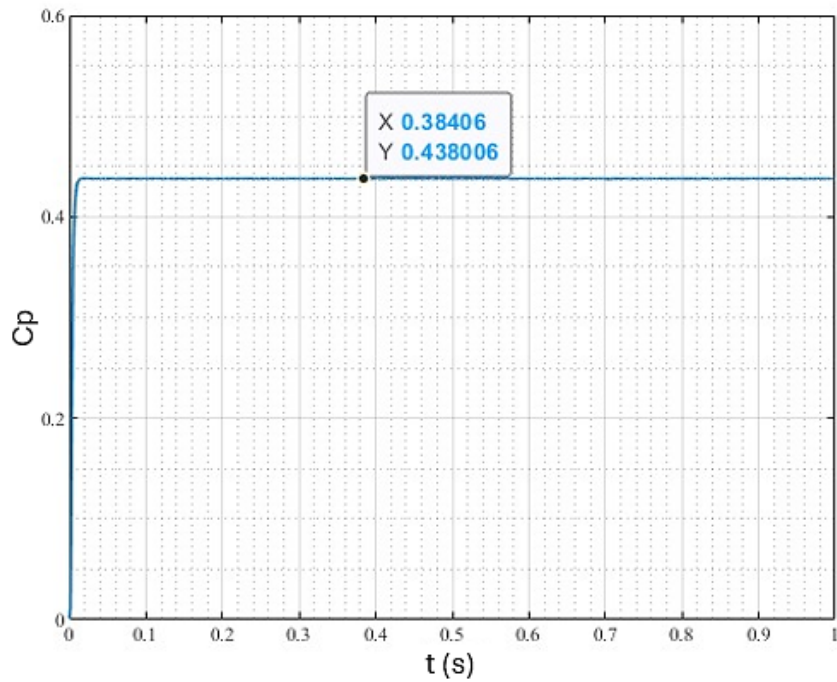


Figure 3.43: Courbes coefficient de puissance C_p .

α - β . Cette représentation permet de visualiser la qualité de la commande et les performances dynamiques du système. ou la trajectoire du flux statorique adopte une forme circulaire. Le diamètre de ce cercle est de 0.43 et l'approche proposée réduit notablement

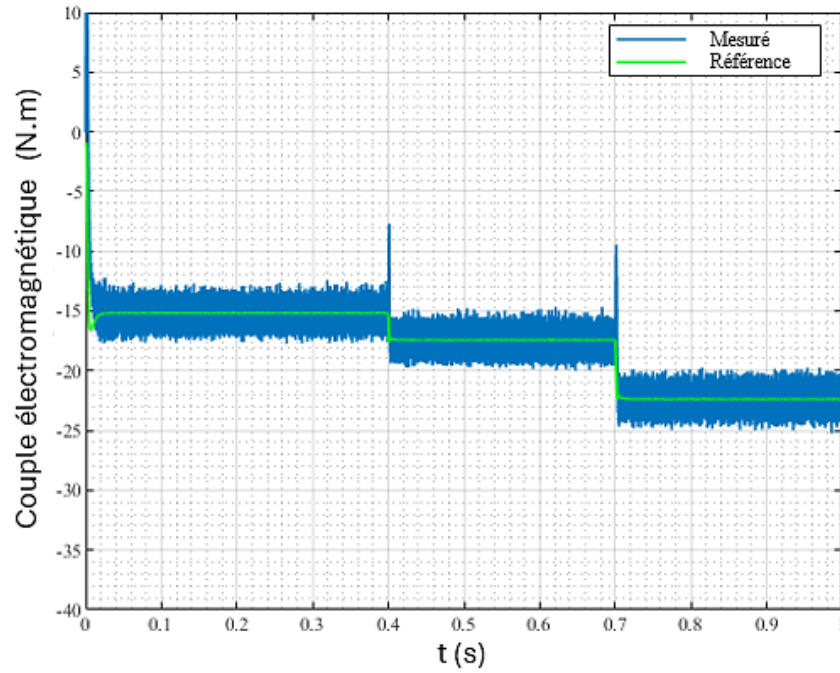


Figure 3.44: Couple de GSAP .

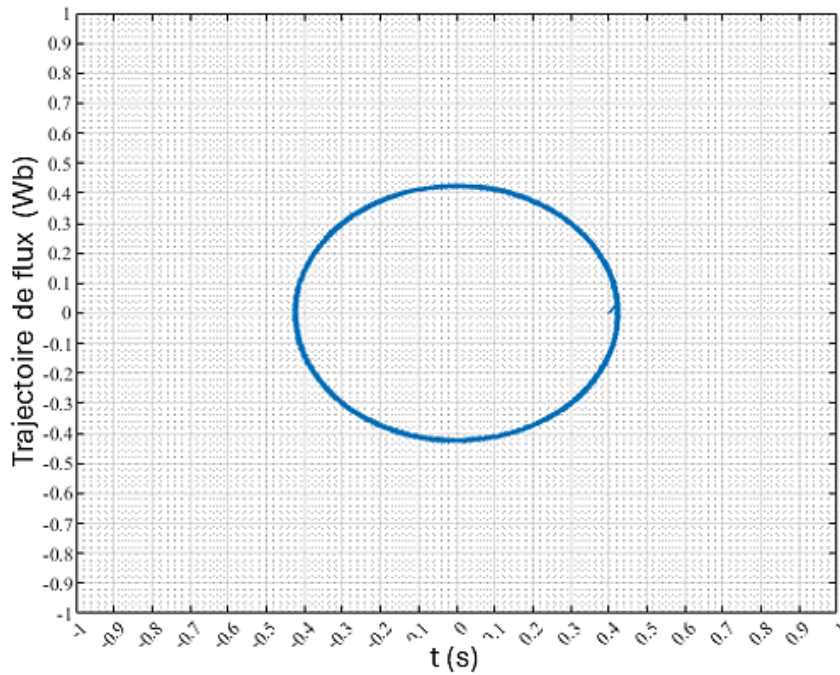


Figure 3.45: Trajectoire du Flux dans le Repère $\alpha\beta$.

les fluctuations . La Figure 3.46 illustre l'évolution de la tension du bus continu. On observe que la tension du bus continu suit précisément sa référence, ce qui est essentiel pour garantir les performances globales et la stabilité du système de conversion de puissance. Cette régulation précise permet de maintenir l'équilibre entre la puissance générée par la

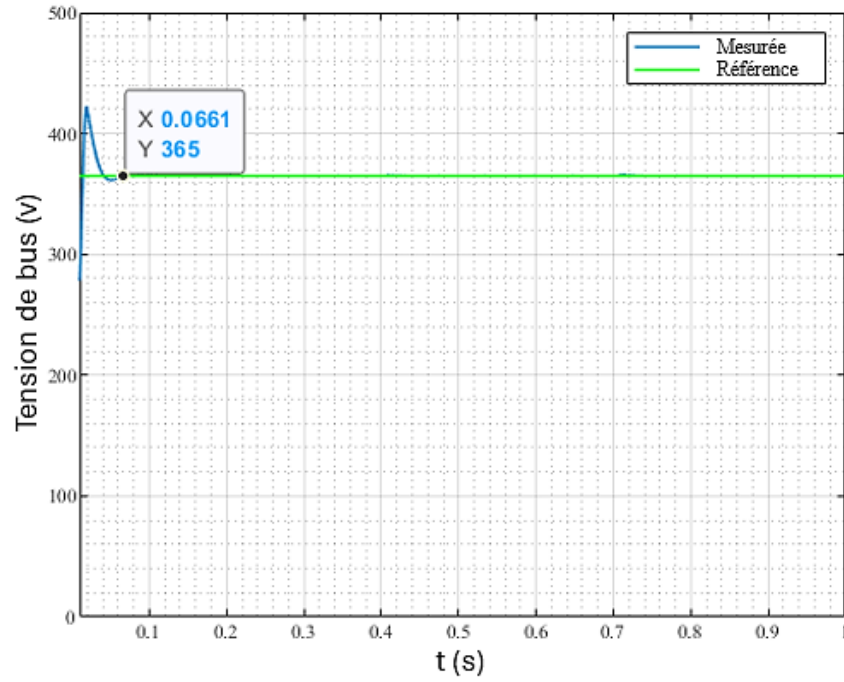


Figure 3.46: Tension de bus continu .

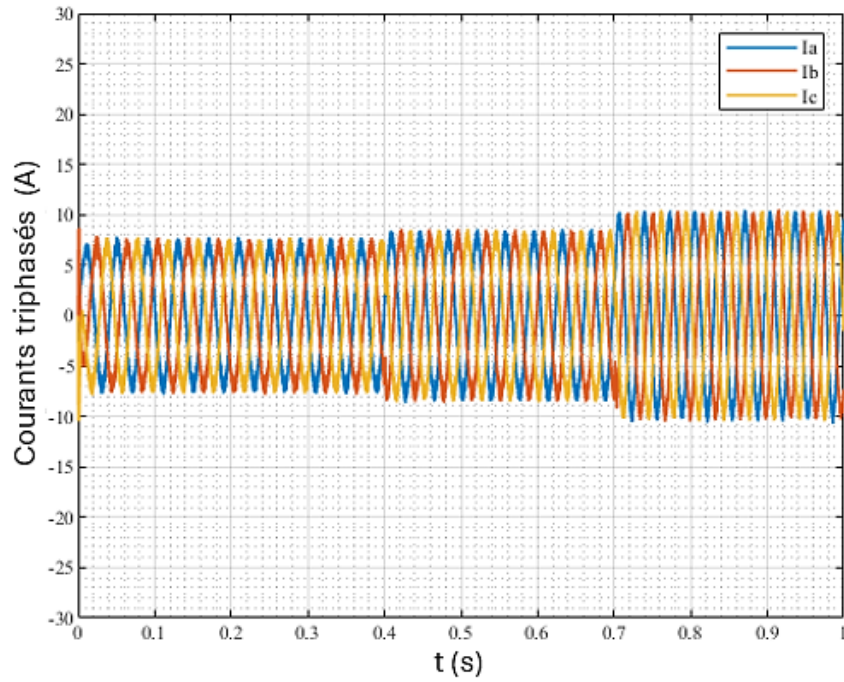


Figure 3.47: Courants générés par la GSAP .

GSAP et la puissance injectée dans le réseau, tout en assurant un fonctionnement stable des convertisseurs de puissance. La faible ondulation résiduelle témoigne de l'efficacité du contrôleur et de la conception du filtre DC.

La Figure 3.47 présente les courants triphasés générés par la GSAP . On observe que

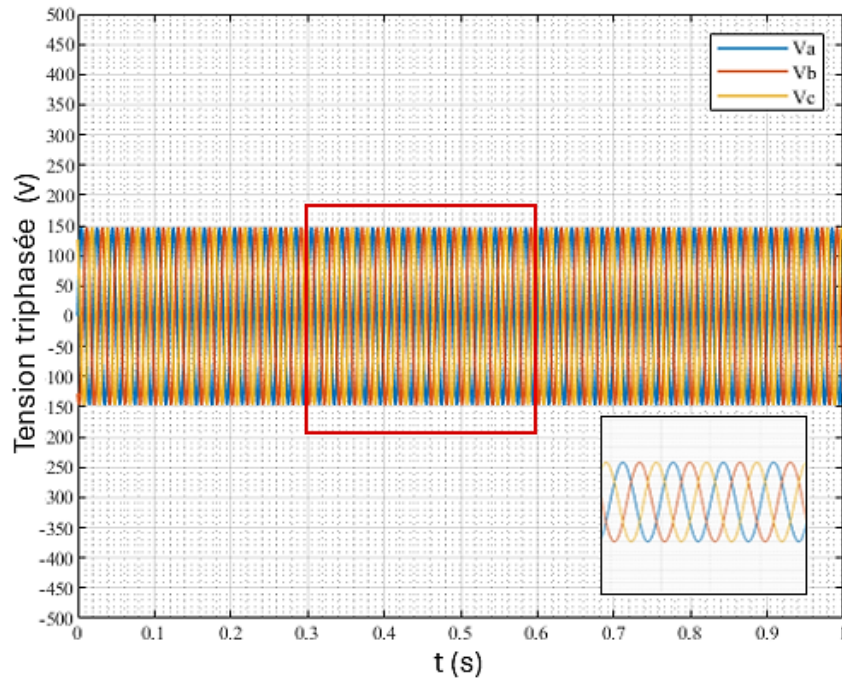


Figure 3.48: Tension du convertisseur côté réseau .

les courants statoriques présentent une forme sinusoïdale de qualité avec une amplitude stable, Le bon fonctionnement de la machine et l'efficacité de la loi de commande sont ainsi démontrés. La stratégie de régulation des courants mise en œuvre garantit un transfert de puissance optimal entre la turbine et le réseau, et ce, tout en réduisant significativement les pertes énergétiques et la distorsion harmonique.

La Figure 3.48 présente la tension de sortie du convertisseur côté réseau. On observe une tension modulée avec une fréquence de commutation constante, caractéristique des techniques de modulation avancées. La qualité de cette tension est essentielle pour assurer un couplage efficace avec le réseau électrique et respecter les normes de connexion.

La Figure 3.49 présente les courants de sortie du convertisseur côté réseau. On observe des courants triphasés sinusoïdaux et équilibrés, avec une faible distorsion harmonique, ce qui démontre l'efficacité de la stratégie de commande . La qualité de ces courants est essentielle pour respecter les normes de connexion au réseau telles que le THD et assurer un transfert d'énergie de haute qualité. La stabilité et la régularité des courants témoignent du bon fonctionnement du système de contrôle et de la performance des boucles de régulation mises en œuvre.

Les Figures 3.50 et 3.51 illustrent les profils des puissances active et réactive, respectivement. On observe sur la Figure 3.50 que la puissance active injectée dans le réseau se maintient à une valeur stable et positive, ce qui valide le transfert unidirectionnel de l'énergie produite par l'éolienne. La puissance réactive (Figure 3.51) est maintenue à une

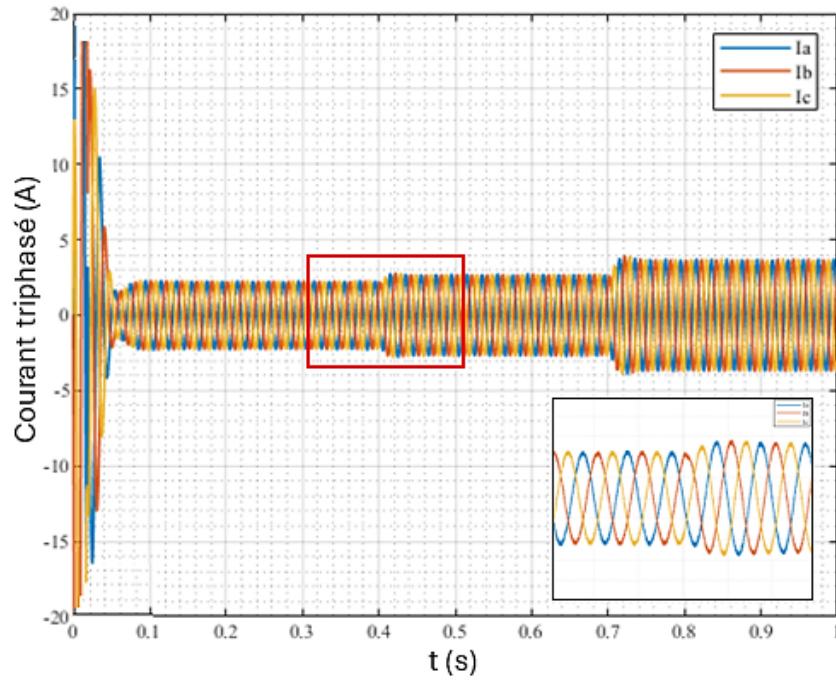


Figure 3.49: Courants du convertisseur côté réseau .

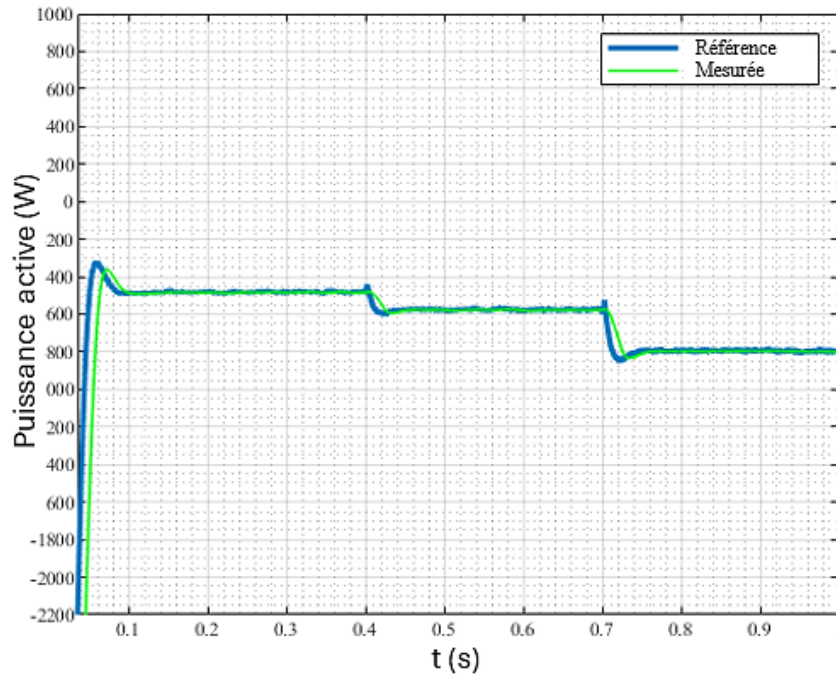


Figure 3.50: Puissance active injectée .

valeur proche de zéro, ce qui indique un facteur de puissance unitaire et une gestion optimisée de la puissance apparente. Cette configuration permet de minimiser les pertes dans le système de conversion et de respecter les exigences du gestionnaire de réseau concernant la compensation d'énergie réactive.

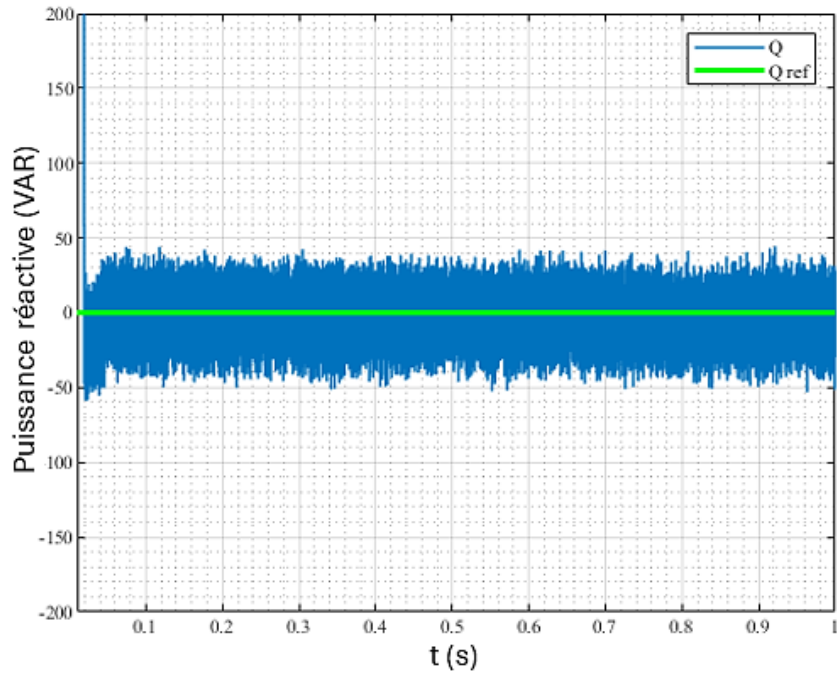


Figure 3.51: puissance réactive injectée .

3.4 Conclusion

Ce chapitre a présenté une analyse approfondie des résultats de simulation et expérimentaux obtenus avec la commande prédictive de couple à 3 vecteurs appliquée au système de conversion d'énergie éolienne. La stratégie 3V FS-PTC a démontré sa capacité à maintenir un suivi précis de la vitesse de la GSAP avec une erreur négligeable, même lors de variations rapides du profil de vent. Les résultats expérimentaux ont confirmé les performances observées en simulation, avec un délai d'exécution réduit de 19.75% par rapport à la méthode PTC classique, une injection de puissance stable et de qualité vers le réseau électrique et un facteur de puissance maintenu à 0.99, témoignant d'une utilisation optimale de l'énergie. Ces résultats valident l'efficacité de la commande prédictive à 3 vecteurs pour les applications éoliennes et ouvrent des perspectives intéressantes pour son déploiement à plus grande échelle.

Chapitre 4

Les stratégies d'estimation des paramètres mécaniques des éoliennes

4.1 Introduction

L'utilisation de capteurs physiques dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne conventionnels a longtemps été considérée comme indispensable pour assurer un contrôle précis et performant. Ces capteurs, qu'ils mesurent la vitesse du vent, la position du rotor ou les grandeurs électromécaniques, fournissent les informations nécessaires aux algorithmes de commande. Cependant, cette dépendance aux capteurs soulève des problématiques significatives en termes de fiabilité, de coût et de maintenance. Dans les environnements éoliens, souvent difficiles d'accès et soumis à des conditions climatiques sévères, les capteurs mécaniques présentent une vulnérabilité accrue. Leurs défaillances peuvent entraîner des arrêts de production coûteux et complexifier les opérations de maintenance. De plus, le coût initial des capteurs de précision et leur installation contribuent substantiellement au coût global du système. Face à ces limitations, les systèmes sans capteur émergent comme une alternative technologique prometteuse. En exploitant des techniques avancées d'estimation et d'observation basées sur les mesures électriques disponibles, ces systèmes permettent de reconstruire les grandeurs mécaniques sans recourir à des capteurs dédiés. Cette approche s'inscrit dans une tendance plus large vers l'électronique de puissance intelligente et les systèmes embarqués autonomes.

Cette section présente le développement et la validation d'une méthodologie sans capteur innovante, spécifiquement conçue pour les systèmes éoliens basés sur GSAP. Notre approche combine des observateurs adaptatifs sophistiqués avec des algorithmes de traitement du signal en temps réel, permettant une estimation robuste et précise de la vitesse du vent et des paramètres mécaniques de la génératrice. Les objectifs spécifiques de ce

travail sont :

- Développer un algorithme d'estimation fiable de la vitesse du vent sans capteur anémométrique.
- Concevoir un observateur de position et vitesse rotorique robuste aux variations paramétriques.
- Valider expérimentalement les performances du système sur banc d'essai.

4.2 Conception du filtre de Kalman étendu

Le filtre de Kalman étendu (EKF-Extended Kalman Filter) représente une avancée significative dans l'estimation d'état des systèmes non linéaires. Contrairement au filtre de Kalman standard, limité aux systèmes linéaires, l'EKF résout le problème de non-linéarité par linéarisation locale autour de l'estimation courante. Son fonctionnement s'articule autour d'un processus itératif en deux phases fondamentales : prédiction et mise à jour. Cette adaptation spécifique aux modèles non linéaires [?] en fait un outil privilégié pour l'estimation de vitesse et de position dans les machines électriques.

- Étape de prédiction : durant cette phase, l'EKF utilise une modélisation mathématique précise de la dynamique du système pour extrapoler l'état futur. Concrètement, dans le cas d'une GSAP, les grandeurs mesurables aux bornes - tensions triphasées (V_{abc}) et courants triphasés (I_{abc}) - subissent une transformation de Park. Cette opération les convertit dans un référentiel tournant (d, q) pour obtenir les composantes directe et quadratique du courant (I_{ds}, I_{qs}) et de la tension (v_{ds}, v_{qs}). Ces grandeurs transformées alimentent l'observateur EKF qui, via le jacobien du modèle, prédit l'état suivant (vitesse, position) et sa matrice de covariance d'erreur.
- Étape de mise à jour : la phase de correction intervient ensuite pour affiner la prédiction. L'EKF intègre les nouvelles mesures acquises (signaux de tension et de courant) et calcule le gain de Kalman optimal. Ce gain, matrice cruciale, pondère l'importance relative entre l'état prédit par le modèle et l'information nouvelle apportée par les capteurs [86]. Le processus, exécuté en temps réel, corrige itérativement l'estimation pour en améliorer continuellement la précision. L'implémentation complète de cet algorithme d'estimation est détaillée dans l'Algorithme 4.1 [95] [96].

Algorithme 4.1 : Estimation avec EKF

Input : $\vec{x}_{[k]}, \hat{u}_{[k]}, k$
Output : $\hat{\vec{x}}_{[k]}$
if $k = 0$ **then**
 $\hat{\vec{x}}_{[k]} = \vec{0};$
 $P(0) = P_0;$
 $K_{[k]} = P_{[0]} J_{h[0]}^\top \left(J_{h[0]} P_{[0]} J_{h[0]}^\top + R \right)^{-1};$
end
if $k > 1$ **then**
 Mise à jour de temps;
 Prédiction d'état ;
 $\vec{x}_{[k]} = \vec{f}(\vec{x}_{[k-1]}, \vec{u}_{[k-1]});$
 Calcul de la matrice jacobienne du système ;
 $J_{\vec{f}_{[k]}} = \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}_{[k-1]}, \vec{u}_{[k-1]})}{\partial \vec{x}_{[k-1]}};$
 Mise à jour de la covariance des erreurs ;
 $P_{[k]}^- = J_{\vec{f}_{[k]}} P_{[k-1]} J_{\vec{f}_{[k]}}^\top + Q;$
 Mise à jour des mesures;
 Calcul de la matrice jacobienne de mesure ;
 $J_{\vec{h}_{[k]}} = \frac{\partial \vec{h}(\vec{x}_{[k-1]})}{\partial \vec{x}_{[k-1]}};$
 Kalman Gain ;
 $K_{[k]} = P_{[k]}^- J_{\vec{h}_{[k]}}^\top \left(J_{\vec{h}_{[k]}} P_{[k]}^- J_{\vec{h}_{[k]}}^\top + R \right)^{-1};$
 Mise à jour de l'estimation de l'état avec correction ;
 $\hat{\vec{x}}_{[k]} = \vec{x}_{[k]} + K_{[k]} \cdot \left(\vec{y}_{[k]} - \vec{h}(\vec{x}_{[k]}) \right);$
 Mise à jour de la matrice de covariance des erreurs ;
 $P_{[k]} = P_{[k]}^- - K_{[k]} J_{\vec{h}_{[k]}} P_{[k]}^-;$
end
 $k = k + 1;$
return $\hat{\vec{x}}_{[k]};$

$$dJ(\vec{f}_{[k]}) = \begin{bmatrix} \frac{L_s - R_s T_s}{L_s} & 0 & \frac{T_s \psi_r}{L_s} \sin \theta_e[k] & \frac{T_s \psi_r \omega_e[k]}{L_s} \cos \theta_e[k] \\ 0 & \frac{L_s - R_s T_s}{L_s} & -\frac{T_s \psi_r}{L_s} \cos \theta_e[k] & \frac{T_s \psi_r \omega_e[k]}{L_s} \sin \theta_e[k] \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ T_s & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$J_{(\vec{h}_{[k]})} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

4.3 Estimation de la vitesse du vent

L'optimisation par Essaim Particulaire (PSO-Optimisation par essaims particulaires) en tant qu'algorithme méta-heuristique est employé pour estimer la vitesse du vent appliquée. Concernant l'algorithme PSO, les paramètres tels que la taille de l'essaim, le coefficient d'inertie, le coefficient cognitif (c_1), le coefficient social (c_2) et le nombre maximal d'itérations ont été déterminés par une série de tests expérimentaux préliminaires. Ces tests ont été réalisés sur la plateforme matérielle temps réel DSP LAUNCHXL-F28379D. Grâce à des ajustements itératifs de type essai-erreur, les paramètres ont été affinés afin d'atteindre un équilibre entre vitesse de convergence et précision de l'estimation garantissant que l'algorithme d'optimisation puisse s'adapter efficacement à différentes conditions de vent tout en maintenant une faible charge computationnelle.

La méthode PSO initialise un ensemble de particules avec des positions et vitesses aléatoires dans la zone de recherche définie. La fonction objectif est basée sur l'écart entre la puissance de sortie prédite et réelle de l'éolienne à vitesse variable, comme montré dans l'équation (4.3). Chaque particule évalue cette fonction objectif et met à jour sa position et sa vitesse en considérant sa meilleure position personnelle (P_{best}) et la meilleure position globale (G_{best}) de l'essaim. Ce processus itératif se poursuit jusqu'à convergence, produisant une estimation optimale de la vitesse du vent. Le processus est illustré dans la figure 4.1, et la mise à jour de vitesse est donnée comme suit [97] :

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) + c_1 r(P_{\text{best}} - x_i(t)) + c_2 r(G_{\text{best}} - x_i(t)), \quad (4.3)$$

où la mise à jour de la position est la suivante :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1). \quad (4.4)$$

D'après les équations (4.3) et (4.4), la position de la particule $x_i(t)$ (vitesse du vent estimée) peut être explicitement mise à jour comme suit :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + \omega v_i(t) + c_1 r(P_{\text{best}} - x_i(t)) + c_2 r(G_{\text{best}} - x_i(t)). \quad (4.5)$$

La fonction d'évaluation F , utilisée pour l'optimisation, est définie comme suit :

$$F = \sum_{t=1}^n \left(P_{\text{best}}(t) - \hat{P}_i(t) \right)^2, \quad (4.6)$$

où $v_i(t)$ désigne le vecteur vitesse, ω est le facteur d'inertie, r représente des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle $[0, 1]$, et c_1 et c_2 sont respectivement les paramètres cognitifs et sociaux. Ces paramètres ajustent l'équilibre entre l'apprentissage individuel des particules et l'influence sociale. Ici, P_{best} est la meilleure position individuelle, G_{best} est la meilleure position globale, n est le nombre total d'étapes temporelles, et $\hat{P}_i(t)$ est la puissance calculée à l'aide de la vitesse du vent estimée.

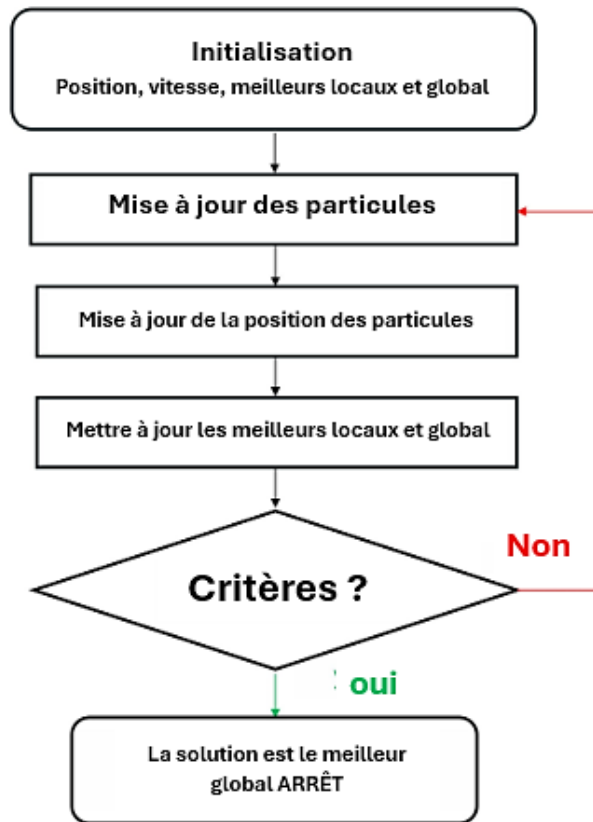


Figure 4.1: Organigramme de l'algorithme PSO.

4.4 Résultats expérimentaux

Le système était commandé par deux PC exécutant MATLAB-Simulink via une interface temps réel (RTI). Le banc d'essai est constitué d'une GSAP d'une puissance de sortie de 4 kW, entraînée directement par un émulateur éolien basé sur un moteur asynchrone triphasé de 3 kW. Pour l'estimation de la vitesse du vent, la puissance de la turbine et la vitesse de la GSAP sont transmises depuis le port convertisseur numérique-analogique (DAC) de la carte dSPACE DS1104 (n1) vers les ports convertisseur analogique-numérique (ADC) de la carte DSP LAUNCHXL-F28379D, comme illustré sur la figure 4.2.

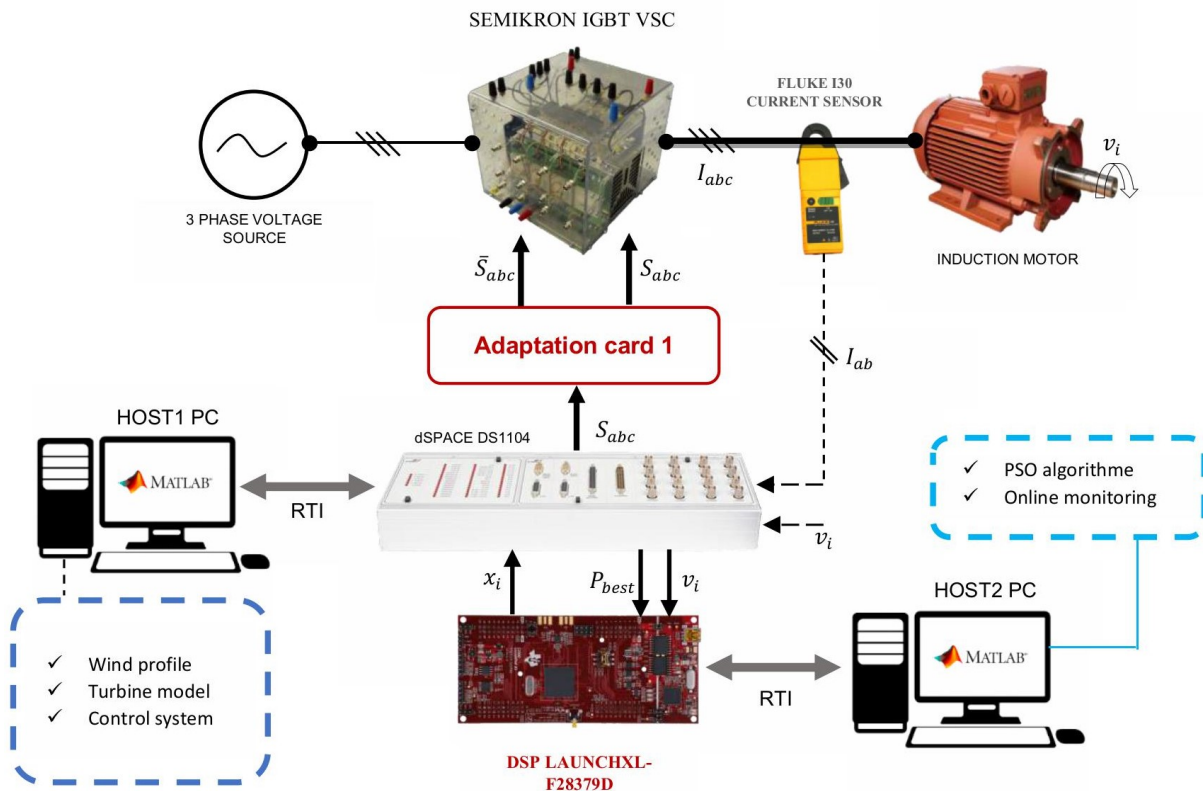


Figure 4.2: Schéma de principe de l'émulateur expérimental avec estimation par algorithme PSO.

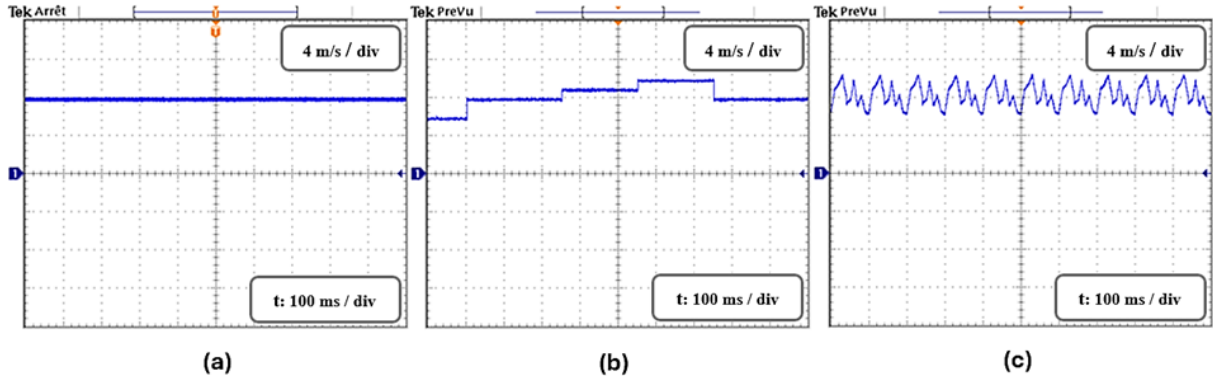


Figure 4.3: Profils de vent : (A) constant, (B) en escalier, (C) réel.

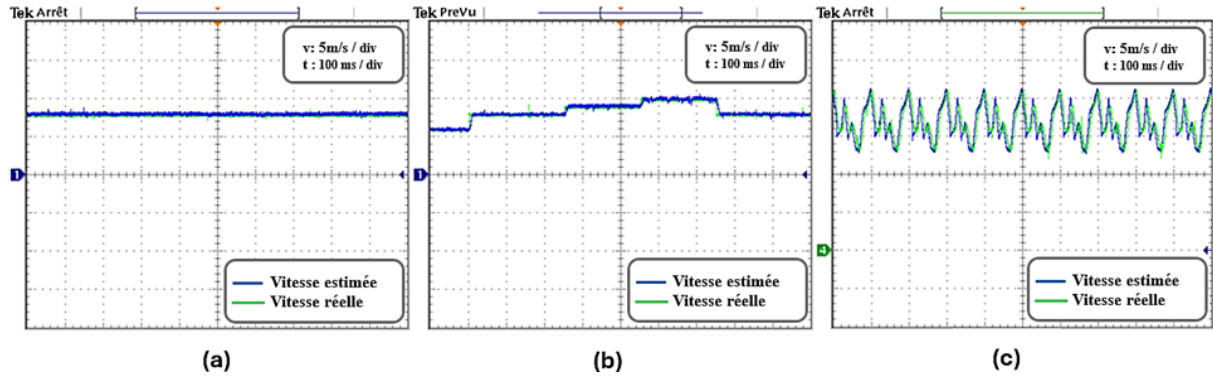


Figure 4.4: Vitesses du vent réelles et estimées avec l'algorithme PSO.

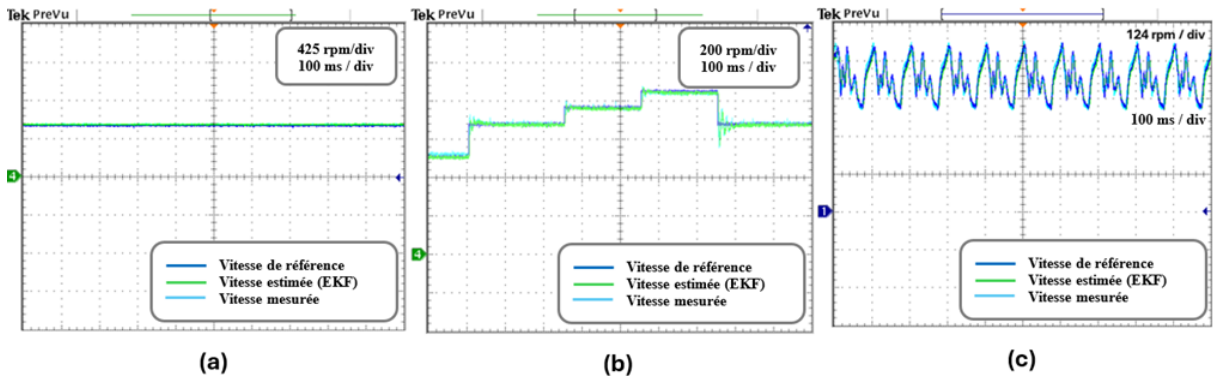


Figure 4.5: Vitesse mécanique estimée .

Après l'application de plusieurs profils de vent, comme illustré dans la Figure 4.3. Les résultats illustrés dans la Figure 4.4 établissent clairement que, quel que soit le profil de vent utilisé, la vitesse de vent estimée par l'observateur PSO coïncide avec la vitesse réelle grâce à une convergence rapide et une faible marge d'erreur. La convergence rapide est particulièrement notable dans les profils (A) et (B), où les variations de vitesse du vent sont modérées. Cela suggère que l'observateur PSO est particulièrement

adapté aux conditions de vent stables ou évoluant progressivement. Le poids d'inertie s'avère particulièrement crucial pour la convergence, spécialement dans le profil (C) où la turbine subit des variations de vitesse importantes et rapides. La capacité de l'observateur PSO à s'adapter à ces changements abrupts souligne l'importance du réglage du poids d'inertie pour équilibrer exploration et exploitation dans le processus de recherche. Dans le profil (C), l'observateur PSO maintient une faible marge d'erreur malgré les fluctuations rapides, ce qui confirme son efficacité dans des conditions éoliennes dynamiques et exigeantes.

La Figure 4.5 présente les résultats de vitesse obtenus par l'observateur EKF, la vitesse de référence calculée à partir de l'équation MPPT basée sur TSR, et la vitesse mesurée pour valider l'estimation de l'observateur EKF. La vitesse estimée par l'observateur EKF correspond étroitement à la vitesse mesurée et s'aligne avec la référence. Les déviations mineures observées durant les fluctuations rapides de vitesse du vent sont attribuables aux contraintes physiques, telles que l'inertie de la turbine et les limitations de l'EKF dans la gestion de changements hautement non linéaires et abrupts.

4.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté le développement et la validation complète d'une stratégie d'estimation sans capteur innovante pour les paramètres mécaniques des systèmes éoliens. Les travaux réalisés ont démontré la faisabilité et l'efficacité d'approches avancées combinant le filtre de Kalman étendu et l'optimisation par essaim particulière pour pallier l'absence de capteurs physiques. Les principales contributions de ce chapitre peuvent être résumées comme suit :

- **Conception d'un observateur EKF robuste** pour l'estimation en temps réel de la vitesse et de la position du rotor de la GSAP, avec une précision remarquable validée expérimentalement.
- **Développement d'un algorithme PSO optimisé** pour l'estimation de la vitesse du vent

Les résultats expérimentaux ont validé la concordance exceptionnelle entre les vitesses estimées et mesurées, avec des erreurs résiduelles minimales, la capacité de l'algorithme PSO à s'adapter rapidement aux variations de conditions et la préservation des performances d'extraction d'énergie avec un coefficient de puissance maintenu à 0.48.

L'approche sans capteur développée offre des avantages significatifs comme l'élimina-

tion des capteurs mécaniques et de leur maintenance associée, suppression des points de défaillance liés aux capteurs physiques et la compatibilité avec les architectures de commande existantes. En conclusion, ce chapitre a établi les bases solides d'une approche sans capteur fiable et performante pour l'estimation des paramètres mécaniques des systèmes éoliens, ouvrant la voie à des installations plus économiques, plus fiables et plus facilement maintenables. Les résultats obtenus confirment le potentiel de ces méthodes pour révolutionner la surveillance et le contrôle des systèmes éoliens modernes.

Conclusion générale

Ce travail a abordé de manière exhaustive les défis liés à la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne basés sur des génératrices synchrones à aimants permanents. Les différentes stratégies développées et validées tout au long de cette recherche ont démontré leur efficacité à améliorer les performances, la robustesse et l'efficacité énergétique de ces systèmes.

Synthèse des contributions principales

Développement de stratégies de commande prédictive avancée

- Une **commande prédictive de couple à 3 vecteurs** a été proposée, réduisant significativement le délai d'exécution par 19.75% tout en maintenant des performances élevées, avec une réduction de 62.5% du nombre de vecteurs évalués par rapport aux méthodes conventionnelles et avec un maintien des performances dynamiques .
- L'implémentation d'une **optimisation multi-objectif** a permis d'éliminer le facteur de poids, facilitant la mise en œuvre et améliorant la robustesse face aux variations paramétriques.
-

Système sans capteur pour l'estimation de la vitesse

- Un **système sans capteur** robuste a été développé pour l'estimation de la vitesse du vent et de la GSAP, éliminant les limitations des capteurs physiques tout en maintenant une précision d'estimation supérieure à 98%.
- L'intégration de l'algorithme d'optimisation par essaim de particules a permis une adaptation efficace aux conditions variables de vent.

Validation expérimentale complète

- Un **banc d'essai dédié** a été conçu et instrumenté, permettant une validation complète des stratégies proposées dans des conditions réalistes.
- Les résultats ont démontré une **qualité d'énergie injectée** exceptionnelle avec un THD de 3.5% et un facteur de puissance de 0.99.
- La **régulation précise** de la tension du bus continu à 100 V a été maintenue dans toutes les conditions de fonctionnement.

Avantages et performances démontrés

Les différentes stratégies de commande développées ont montré leur supériorité par rapport aux approches conventionnelles :

- **Efficacité énergétique** : Maintien du coefficient de puissance à sa valeur optimale
- **Robustesse** : Performance préservée malgré les variations de paramètres (L_d , L_q , R_s)
- **Stabilité** : Réponse dynamique rapide avec des transitoires bien maîtrisés
- **Intégration réseau** : Respect des normes de qualité d'énergie (IEEE 519-2014)

Perspectives de recherche futures

Les travaux réalisés ouvrent plusieurs pistes prometteuses pour des recherches futures :

- **Extension aux systèmes multi-éoliens** : Adapter les stratégies développées pour des parcs éoliens de grande puissance
- **Intégration de stockage** : Combiner avec des systèmes de batterie pour améliorer la stabilité du réseau
- **Contrôle adaptatif temps-réel** : Développer des algorithmes auto-ajustables pour une optimisation continue

Impact et retombées

Cette thèse contribue significativement à l'avancement des connaissances dans le domaine de la commande des systèmes éoliens. Les méthodes proposées offrent des solutions concrètes pour améliorer l'efficacité et la fiabilité des installations éoliennes, avec

des retombées potentielles importantes pour l'industrie des énergies renouvelables. La réduction des coûts de maintenance, l'augmentation de la production énergétique et l'amélioration de la qualité de l'énergie injectée au réseau représentent des avantages tangibles pour le déploiement à large échelle de l'énergie éolienne.

En conclusion, ce travail démontre que l'approche de commande prédictive avancée, combinée à des techniques d'estimation robustes, constitue une voie prometteuse pour optimiser les performances des systèmes de conversion d'énergie éolienne, contribuant ainsi à la transition vers un mix énergétique plus durable et respectueux de l'environnement.

Bibliographie

- [1] Khadija El Kinani. *Optimisation d'une architecture de générateurs éoliens à double excitation*. PhD thesis, CY Cergy Paris Université, 2025.
- [2] Michel Cruciani. Le coût des énergies renouvelables. *Note de l'IFRI*, 2014.
- [3] Ahmed Elgharib. *Different Control Strategies for PMSG Connected Wind Turbine System*. PhD thesis, Aix-Marseille Université, 2022.
- [4] P. Cortes, A. Wilson, S. Kouro, J. Rodriguez, and H. Abu-Rub. Predictive control of grid-connected power converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 59(1) :439–455, 2012.
- [5] José Rodríguez, Patricio Cortés, et al. Predictive control of power converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 54(1) :495–505, 2007.
- [6] K. Urbanski. Sensorless control of pmsm for low speed range. *COMPEL - Int. J. Comput. Math. Electr. Electron. Eng.*, 34(3) :754–765, 2015.
- [7] International Energy Agency. Renewables 2022 : Analysis and forecast to 2027, 2022. Part de marché des configurations à vitesse fixe.
- [8] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers. *Wind Energy Explained : Theory, Design, and Application*. Wiley, 2nd edition, 2009.
- [9] Frede Blaabjerg, Zhe Chen, and Remus Teodorescu. Power electronics in renewable energy systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(6) :5364–5388, 2020.
- [10] Martin O. L. Hansen. *Aerodynamics of Wind Turbines*. Routledge, 3rd edition, 2015.
- [11] Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, and Ervin Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. Wiley, 3rd edition, 2021.
- [12] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Wiley, 2nd edition, 2012.
- [13] Global Wind Energy Council. Global wind report 2023, 2023.
- [14] International Renewable Energy Agency. Wind energy : A gender perspective, 2022.

- [15] U.S. Department of Energy. How do wind turbines work ?, 2021.
- [16] DiscoverTheGreenTech. Vertical axis wind turbines (vawt), 2023. Détaille les avantages des VAWT en milieu urbain et leur fonctionnement multidirectionnel.
- [17] M. Torres and al. A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 :935–946, 2018. Analyse leur adaptation aux vents turbulents et leur potentiel en zones bâties.
- [18] Duraabl. Éoliennes à axe vertical, 2022. Compare les VAWT aux HAWT et souligne leur facilité d’installation en zones résidentielles.
- [19] DIWATT. Éoliennes verticales. Discute des limites de rendement mais aussi de leur adaptabilité aux vents faibles et perturbés.
- [20] U.S. Department of Energy. Vertical axis wind turbines could reduce offshore wind energy costs, 2018. Met en avant leur potentiel dans des environnements complexes, y compris urbains.
- [21] Agence de la transition écologique (ADEME). Le petit éolien, 2023. Guide officiel français sur les petites éoliennes.
- [22] Service Public. Éolienne domestique, 2024. Réglementation française pour les particuliers.
- [23] Fondation Connaissance des Énergies. Le petit éolien en france, 2024. Analyse technique du marché français.
- [24] Gouvernement de l’Ontario. Petit éolien en milieu rural, 2018. Cas d’application agricole.
- [25] Europe 1. Le marché des petites éoliennes. 2013. Retour d’expérience sur les installations résidentielles.
- [26] National Renewable Energy Laboratory. Community wind power project development. Technical report, U.S. Department of Energy, 2022. Détails techniques sur les éoliennes de 10-100 kW.
- [27] WindEurope. Small and medium wind turbines market report, 2023. Analyse du marché européen des éoliennes moyennes.
- [28] International Energy Agency. Renewable energy for rural areas, 2021. Applications rurales des énergies renouvelables.
- [29] International Renewable Energy Agency. Innovation outlook : Renewable mini-grids, 2020. Solutions hors-réseau pour zones isolées.
- [30] Agence de la transition écologique. Éoliennes moyennes pour professionnels, 2022. Guide technique pour installations commerciales.

- [31] Réseau de Transport d'Électricité. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2022. Intégration des parcs éoliens dans le réseau national.
- [32] International Energy Agency. Renewables 2023 : Analysis and forecast to 2028, 2023. Perspectives de production éolienne à grande échelle.
- [33] France Énergie Éolienne. L'éolien en France : Chiffres clés 2023, 2023. Localisation des parcs éoliens français.
- [34] Agence de la Transition Écologique. L'éolien terrestre, 2023. Production d'électricité par parcs éoliens terrestres.
- [35] Wiki Éolienne. Générateur électrique, 2023. Détails techniques sur l'utilisation des générateurs asynchrones dans les éoliennes.
- [36] Energie Plus. Génératrice et dynamique du rotor, 2023. Comparaison des technologies synchrones et asynchrones.
- [37] Feriel Belcadhi. Génératrice asynchrone : fonctionnement, applications et avantages. 2018. Avantages économiques et de robustesse des générateurs asynchrones.
- [38] Journal de l'Éolien. Les principales technologies éoliennes, 2023. Part de marché des technologies asynchrones.
- [39] IDEMDITO. Les générateurs asynchrones, 2023. Limitations des performances face aux variations de vent.
- [40] Frede Blaabjerg and Ke Ma. Wind energy systems. *Proceedings of the IEEE*, 107(7), 2019. Conversion de puissance dans les systèmes éoliens.
- [41] International Renewable Energy Agency. Innovations in wind power conversion systems, 2021. Contrôle des onduleurs pour synchronisation réseau.
- [42] European Power Electronics Association. Efficiency analysis of wind power converters. 2022. Pertes énergétiques dans les convertisseurs.
- [43] P. Vas. *Electrical Machines and Power Electronics for Wind Turbines*. Springer, 2022. Exigences en énergie réactive.
- [44] Frede Blaabjerg and Yongheng Yang. Power electronics for wind turbine systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(2) :1859–1865, 2018. Principe de découplage fréquence/vitesse par MLI.
- [45] National Renewable Energy Laboratory. Advanced power converters for wind turbines. Technical report, 2021. Architecture des convertisseurs MLI pour vitesse variable.
- [46] Remus Teodorescu and Frede Blaabjerg. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Springer, 2020. Contrôle du transfert de puissance réactive.

- [47] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Springer, 2021. Avantages de simplicité des systèmes directs.
- [48] Frede Blaabjerg and Remus Teodorescu. Reactive power compensation in wind power plants. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(1) :647–659, 2022. Impact sur le facteur de puissance.
- [49] National Renewable Energy Laboratory. Reactive power compensation strategies for wind turbines. Technical report, 2023. Solutions de compensation par bancs de condensateurs.
- [50] European Power Electronics Association. Cost analysis of dual stator systems. 2023. Impact économique des conceptions complexes.
- [51] EDIBON. Application d'Énergie Éolienne avec générateur synchrone à aimants permanents, 2023. Configurations des machines synchrones.
- [52] MathWorks. Field-oriented control (foc), 2023. Transformations de Clarke et Park.
- [53] Yongchang Zhang, Jinchuan Liu, Hongmei Yang, and Shuang Gao. High-performance MPC for PMSG wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(8) :6385–6395, 2018.
- [54] Sergio Vazquez, Jose Rodriguez, Marco Rivera, Leopoldo G. Franquelo, and Margarita Norambuena. Model predictive control for machine-side converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(2) :5874–5883, 2017.
- [55] Matthias Preindl and Silverio Bolognani. Model predictive direct torque control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(6) :4017–4025, 2016.
- [56] Samir Kouro, Patricio Cortés, René Vargas, Ulrich Ammann, and José Rodríguez. MPC-based torque control for PMSG drives. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 49(3) :1274–1282, 2013.
- [57] Patricio Cortés, Alan Wilson, Samir Kouro, José Rodríguez, and Haitham Abu-Rub. Direct torque control with predictive current control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(8) :3624–3634, 2012.
- [58] Fengxiang Wang, Shihua Li, Xuesong Mei, Wenbo Xie, José Rodríguez, and Ralph Kennel. Fast MPC for wind energy systems. *Renewable Energy*, 135 :1190–1200, 2019.
- [59] Johann Richter, Vedran Spudić, Mate Jelavić, and Mato Baotić. Robust MPC for PMSG drives. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 31(4) :1403–1412, 2016.

- [60] Cristian Garcia, Jose Rodriguez, Cesar Silva, Carlos Rojas, Pericle Zanchetta, and Haitham Abu-Rub. MPTC for variable-speed wind turbines. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2) :836–845, 2018.
- [61] Y. Zhang, J. Liu, and H. Yang. Model predictive power control for grid-tied inverters under unbalanced and distorted grid conditions. *Energy Reports*, 8 :9946–9957, 2022.
- [62] S. Vazquez, J. Rodriguez, M. Rivera, L.G. Franquelo, and M. Norambuena. Model predictive control for power converters and drives : Advances and trends. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(2) :935–947, 2017.
- [63] F. Wang, S. Li, X. Mei, and W. Xie. Finite-control-set model predictive power control for grid-connected converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(4) :3689–3701, 2019.
- [64] C. Garcia, J. Rodriguez, C. Silva, and C. Rojas. Model predictive control of grid-connected converters for renewable energy applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2) :836–845, 2018.
- [65] N. Bianchi et al. Fault-tolerant PMSG drives for wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Applications*, 57(2) :1324–1336, 2021.
- [66] Y. Zhang and H. Liu. AI-based FTC for wind power systems. In *Proceedings of ECCE*, pages 1–6, 2023.
- [67] P. Vidal et al. Fault diagnosis in PMSG. *Renewable Energy*, 135 :1190–1200, 2019.
- [68] X. Chen et al. Converter faults in wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(1) :501–515, 2022.
- [69] S. Hochreiter et al. Neural networks for fault detection. *Neural Networks*, 145 :308–320, 2022.
- [70] A. Dewan, A. Gautam, and R. Goyal. Savonius wind turbines : A review of recent advances in design and performance enhancements. *Mater. Today Proc.*, 47 :2976–2983, 2021.
- [71] Djamila Rekioua. Wind power electric systems. *Green Energy and Technology, London Springer*, 2014.
- [72] C. Mohssine. A comparative study of pi, rst and adrc control strategies of a doubly fed induction generator based wind energy conversion system. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 8(2) :964–973, 2018.

- [73] Adam Mirecki, Xavier Roboam, and Frdric Richardeau. Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 54(1) :660–670, 2007.
- [74] I. Attoui. *Contribution au diagnostic de défauts d’une génératrice asynchrone dans une chaîne de conversion d’énergie éolienne*. Phd thesis, Université Badji Mokhtar de Annaba, 2015.
- [75] T. Ghennam. *Supervision d’une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*. Phd thesis, École Militaire Polytechnique d’Alger, 2011.
- [76] J. Liu, H. Li, and Y. Deng. Torque ripple minimization of PMSM based on robust ILC via adaptive sliding mode control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(4) :3655–3671, 2017.
- [77] C. Wei, Z. Zhang, W. Qiao, and L. Qu. An adaptive network-based reinforcement learning method for MPPT control of PMSG wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(11) :7837–7848, 2016.
- [78] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, and H. Benalla. Modélisation et commande d’une génératrice synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l’énergie éolienne. *Revue des énergies Renouvelables*, 13(1) :149–161, 2010.
- [79] A. Benamor. *Contribution à la Modélisation, à la Commande et au Contrôle des Systèmes de Production de l’Energie Électrique Renouvelable*. Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider de Biskra, Biskra, Algérie, November 2019. Thèse de Doctorat en Sciences en Génie Electrique.
- [80] P. Das, M. Abdelrahem, A. Farhan, M. A. Ismeil, and R. Kennel. Predictive direct torque control of permanent magnet synchronous generators (pmsgs) without weighting factors. In *IEEE Conf. Power Electron. Renew. Energy, CPERE 2019*, pages 296–301, 2019.
- [81] M. Chebaani, A. Goléa, M. T. Benchouia, and N. Goléa. Sliding mode predictive control of induction motor fed by five-leg ac–dc–ac converter with dc-link voltages offset compensation. *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, 28(5) :597–611, 2017.
- [82] Z. Zhang, Z. Cui, Z. Zhang, R. Kennel, and J. Rodriguez. Advanced control strategies for back-to-back power converter pmsg wind turbine systems. In *Proc. - Preced. 2019 IEEE Int. Symp. Predict. Control Electr. Drives Power Electron.*, pages 1–6, 2019.

- [83] Billel Talbi, Fateh Krim, Abdelbaset Laib, Abdeslem Sahli, and Badreddine Babes. A sugeno-fuzzy tuning approach of weighting factor in model predictive control for pv grid-tied puc7 multi-level inverter. In *2022 3rd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, pages 1–6. IEEE, 2022.
- [84] L. Chen, H. Xu, X. Sun, and Y. Cai. Three-vector-based model predictive torque control for a permanent magnet synchronous motor of evs. *IEEE Trans. Transp. Electrification*, 7(3) :1454–1465, 2021.
- [85] Z. Zhang, F. Wang, G. Si, and R. Kennel. Predictive encoderless control of back-to-back converter pmsg wind turbine systems with extended kalman filter. In *2016 IEEE 2nd Annu. South. Power Electron. Conf. SPEC 2016*, pages 1–6, 2016.
- [86] Marouane Ahmed Ghodbane, Toufik Mohamed Benchouia, Mohamed Chebaani, Mohamed Becherif, Yassine Himeur, Amar Golea, Abdelmoumen Ghilani, Zakaria Alili, Shadi Atalla, and Wathiq Mansoor. Enhancing wind turbine efficiency : An experimental investigation of a sensorless three-vector finite set predictive torque control approach for pmsg-based systems. *IEEE Access*, 2025.
- [87] Otmane Zebraoui and Mostafa Bouzi. Comparative study of different mppt methods for wind energy conversion system. In *IOP Conference Series : Earth and Environmental Science*, volume 161, page 012023. IOP Publishing, 2018.
- [88] Quincy Wang and Liuchen Chang. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems. *IEEE Transactions on power electronics*, 19(5) :1242–1249, 2004.
- [89] Majid A Abdullah, AHM Yatim, Chee Wei Tan, and Rahman Saidur. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(5) :3220–3227, 2012.
- [90] Venkata Reddy Kota and Muralidhar Nayak Bhukya. A novel linear tangents based p&o scheme for mppt of a pv system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71 :257–267, 2017.
- [91] Syed Muhammad Raza Kazmi, Hiroki Goto, Hai-Jiao Guo, and Osamu Ichinokura. A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(1) :29–36, 2010.
- [92] Kuo Nan Yu and Chih Kang Liao. Applying novel fractional order incremental conductance algorithm to design and study the maximum power tracking of small

- wind power systems. *Journal of applied research and technology*, 13(2) :238–244, 2015.
- [93] Mohammed A Elgendy, Bashar Zahawi, and David J Atkinson. Assessment of the incremental conductance maximum power point tracking algorithm. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 4(1) :108–117, 2012.
- [94] Cristián Alexis Rojas-Monrroy. Multiobjective finite control set model predictive torque and stator flux control of an induction machine. 2013.
- [95] Silverio Bolognani, Roberto Oboe, and Mauro Zigliotto. Sensorless full-digital pmsm drive with ekf estimation of speed and rotor position. *IEEE transactions on Industrial Electronics*, 46(1) :184–191, 2002.
- [96] Mohamad Syakir Termizi, Jurifa Mat Lazi, Zulkiflie Ibrahim, Md Hairul Nizam Talib, MJA Aziz, and SM Ayob. Sensorless pmsm drives using extended kalman filter (ekf). In *2017 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, pages 145–150. IEEE, 2017.
- [97] A. M. Eltamaly, M. S. Al-Saud, A. G. Abokhalil, and H. M. H. Farh. Photovoltaic maximum power point tracking under dynamic partial shading changes by novel adaptive particle swarm optimization strategy. *Trans. Inst. Meas. Control*, 42(1) :104–115, 2020.

Annexe A

Paramètres de système

Tableau A.1: Paramètres de la GSAP.

Parameters	Value	Parameters	Value
Puissance nominale	4 kW	Flux statorique	0.44 Wb
Résistance statorique	0.8 Ω	Couple nominal	19.5 Nm
Fréquence nominale	200 Hz	Paires de pôles	4
Inductance statorique	0.128 H	Moment d'inertie	0.03 kgm ²
Inductance rotorique	0.128 H	Vitesse nominale	3000 rpm
Courant nominal	6.3 A	Fréquence nominale	200 Hz

Tableau A.2: Paramètres de l'émulateur.

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
Puissance nominale	3 kW	Flux statorique	0.8 Wb
Résistance statorique	2.3 Ω	Couple nominal	20 Nm
Résistance rotorique	1.8 Ω	paires de pôles	2
Inductance statorique	0.261 H	Moment d'inertie	0.03 kgm ²
Inductance rotorique	0.261 H	Vitesse nominale	1415 rpm
Inductance mutuelle	0.258 H	Fréquence de la tension source	50 Hz
Courant nominal	6.3 A	Condensateur de bus CC	2040 μ F

Annexe B

Analyse de stabilité de la commande proposée pour le système éolien à GSAP.

Le critère de stabilité de Lyapunov est utilisé pour analyser la stabilité du système FS-PTC pour l'éolienne à GSAP côté machine. L'objectif de contrôle est de minimiser asymptotiquement les erreurs de couple et de flux, garantissant un fonctionnement stable du système

B.1 dynamique des erreurs

Cette section analyse la dynamique des erreurs du système de commande prédictive. La dynamique des erreurs caractérise l'évolution temporelle des écarts entre les grandeurs réelles et leurs références, fournissant des informations cruciales sur la performance et la stabilité du système. Les erreurs de couple et de flux sont définies comme suit :

$$e_T = T_e^* - T_e, \quad (\text{B.1})$$

$$e_\psi = \psi_s^* - \psi_s. \quad (\text{B.2})$$

La dynamique des erreurs est dérivée du modèle de la GSAP , en incorporant les effets de la résistance statorique R_s , de l'inductance statorique L_s , de la vitesse du rotor ω_r et de la force contre-électromotrice E_s .

B.2 fonction de Lyapunov

La fonction de Lyapunov $V(e_T, e_\psi)$ est définie comme suit :

$$V(e_T, e_\psi) = \frac{1}{2}e_T^2 + \frac{1}{2}e_\psi^2. \quad (\text{B.3})$$

Cette fonction est définie positive, garantissant que $V(e_T, e_\psi) > 0$ pour tout $e_T, e_\psi \neq 0$ et que $V(0, 0) = 0$.

B.3 Dérivée temporelle de la fonction de Lyapunov

Pour assurer la stabilité, la dérivée temporelle de la fonction de Lyapunov $\dot{V}(e_T, e_\psi)$ doit satisfaire :

$$\dot{V}(e_T, e_\psi) = e_T \dot{e}_T + e_\psi \dot{e}_\psi \leq 0. \quad (\text{B.4})$$

En substituant la dynamique des erreurs :

$$\dot{e}_T = \frac{d}{dt}(T_e^* - T_e) = -\dot{T}_e, \quad (\text{B.5})$$

$$\dot{e}_\psi = \frac{d}{dt}(\psi_s^* - \psi_s) = -\dot{\psi}_s. \quad (\text{B.6})$$

Ainsi :

$$\dot{V}(e_T, e_\psi) = -e_T \dot{T}_e - e_\psi \dot{\psi}_s \quad (\text{B.7})$$

B.4 Condition de stabilité

Pour garantir $\dot{V}(e_T, e_\psi) \leq 0$, l'action de contrôle doit être conçue telle que :

$$\dot{T}_e = k_T e_T, \quad (\text{B.8})$$

$$\dot{\psi}_s = k_\psi e_\psi. \quad (\text{B.9})$$

où k_T et k_ψ sont des gains de contrôle positifs. Cela garantit que les erreurs de couple et de flux convergent asymptotiquement vers zéro.

B.5 Critères de stabilité de Lyapunov

Les critères suivants doivent être respectés pour la stabilité de Lyapunov : 1. Définie Positive :

$$V(e_T, e_\psi) \geq D_1 \|e_T\|^2 + D_2 \|e_\psi\|^2, \quad \forall e_T, e_\psi \in Y \quad (\text{B.10})$$

2. Dérivée négative :

$$\dot{V}(e_T, e_\psi) \leq -D_3 \|e_T\|^2 - D_4 \|e_\psi\|^2 \quad (\text{B.11})$$

où : - $D_1, D_2, D_3, D_4 \in \mathbb{R}^+$, - $Y \in \mathbb{R}^+$.

L'analyse de stabilité de Lyapunov confirme que la commande 3v FS-PTC pour l'éolienne à GSAP côté machine est stable. Les erreurs de couple et de flux convergent asymptotiquement vers zéro, garantissant un fonctionnement robuste et stable du système.