

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Batna 2
Faculté de Technologie
Département d'Électrotechnique



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT EN SCIENCES
EN ÉLECTROTECHNIQUE

OPTION

Commande électrique

Par

BOUSLIMANI Samir

Thème

**Commande et Diagnostic d'un Système Non-linéaire :
Application à la Génératrice Synchrone Dans une
Production Eolienne en Présence de Défauts**

Soutenue le **15/09/2018** devant le jury composé de :

Dr. ABDESSMED Rachid	Prof.	Université de Batna 2.	Président
Dr. DRID Saïd	Prof.	Université de Batna 2.	Directeur de thèse
Dr. CHRIFI-ALAOUI Larbi	M.C.A.	Université de Picardie Jules Verne, France	Co-directeur de thèse
Dr. MEHDI Driss	Prof.	Université de Poitiers, France	Examineur
Dr. AZOUI Boubekour	Prof.	Université de Batna 2.	Examineur
Dr. SOUFI Youcef	M.C.A.	Université de Tébessa	Examineur

Remerciements

Cette thèse a été préparée au laboratoire des systèmes de Propulsion-induction électromagnétique LSP-IE de L'université de Batna en collaboration avec le Laboratoire des Technologies Innovantes (LTI) de l'université de Picardie Jules Verne, France.

*J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur **Saïd DRID**, Professeur à L'Université de Batna, d'avoir dirigé ma thèse avec beaucoup d'efforts et de patience. Ses qualités pédagogiques remarquables m'ont permis de profiter de ses connaissances et ont contribué à l'avancement de mon travail en profitant de ses conseils avisés et ses critiques constructives.*

*Je remercie également Monsieur **CHRIFI-ALAOUI Larbi** Maître de conférences à L'Université de Picardie Jules Verne, France pour son co-encadrement de cette thèse et pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail. Son soutien moral, ses encouragements et ses qualités scientifiques ont été pour moi d'une grande importance dans le développement de cette recherche et m'ont permis d'aller plus loin dans ma thèse. Je tiens à le remercier également de m'avoir accueilli avec beaucoup de gentillesse lors de mes séjours au Laboratoire de recherche LTI (IUT de l'Aisne, Soissons, l'Université de Picardie Jules Verne, France).*

*Mes remerciements les plus sincères sont adressés à Monsieur **Rachid ABDESSAMED**, Professeur à l'Université de BATNA, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de cette Thèse. Sa présence dans ce jury m'honore grandement.*

*J'exprime ma grande gratitude à Monsieur **Driss MEHDI**, Professeur à l'Université de Poitiers, France, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour avoir accepté de participer à ce jury.*

*Mes remerciements vont également à Monsieur **Boubekeur AZOUI** Professeur à l'Université de Batna, d'avoir accepté d'examiner ce travail et de l'évaluer, en tant que membre de Jury.*

*Je tiens à remercier Monsieur **Youcef SOUFI**, Maître de Conférences à Université de Tébessa, pour avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Mes vifs remerciements vont aussi à Monsieur **ABDESSALAME MAKOUF**, Professeur à l'Université de Batna.*

*Je remercie également Monsieur **Ali BEZZIANE** chargé de cours à l'Université de Batna, pour sa collaboration et ses conseils ainsi que ses encouragements.*

*J'exprime aussi mes vifs remerciements au directeur du laboratoire **LSP-IE** de L'université de Batna Monsieur le professeur **Nacereddine NAIT-SAID** pour les facilités et la mise en disposition des moyens du laboratoire.*

*Il m'est agréable de remercier spécialement **Dr. S. Bendib, Dr. S. Meradi, M. Benaggoune, Dr. A. Bensaleh, Dr. D. Khamari, Dr. D. Benoudjit et Dr. Fezzani**, pour leurs disponibilités, leurs encouragements et leurs soutiens moral durant l'élaboration de ce travail,*

*Tous mes remerciements vont à **K. Messaadi, K. Meradi, M. Khemis, I. Belaloui et H. Sahraoui** pour leurs amitiés et leurs encouragements.*

Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, trouvent ici l'expression de ma très vive reconnaissance.

Pour tous mes amis qui m'ont apporté leur soutien moral pendant ces années d'études, je les en remercie sincèrement.

Enfin, un très grand MERCI à toute ma famille qui m'a gratifié de son amour et fourni les motivations qui ont permis l'aboutissement de mes projets. Je leur adresse toute ma gratitude du fond du cœur.

S. Bouslimani

Dédicaces

A ma mère, à la mémoire de mon père,

*A mon épouse, A mes enfants Rahma, Ahmed Fadi et
Abdelmouaiz*

A mes sœurs,

A tous mes amis,

Avant propos

Les travaux de recherches consignés par la présente thèse ont été concrétisés par plusieurs publications et communications, nationales et internationales :

Revue:

1. **BOUSLIMANI Samir**, DRID Said et CHRIFI-ALAOUI Larbi, " **Sensorless control and diagnosis of synchronous generator used in wind energy conversion system under inter turn short-circuit fault**", International Journal of Power and Energy Conversion, IJPEC V 10 No. 4, DOI 10.1504/IJPEC.2019.10012581.

Communications dans des Conférences :

1. **S. Bouslimani**, S. Drid, L. Chrifi-Alaoui, P. Bussy, M. Ouriagli and L. Delahoche, "An extended Park's vector approach to detect broken bars faults in Induction Motor" : 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering - STA'2014, Hammamet, Tunisia, December 21-23, 2014, 978-1-4799-5906-8/14/\$31.00 © 2014 IEEE.

2. **S. Bouslimani**, S. Drid and L. Chrifi-Alaoui, " An Extended Park's Vector Approach For The Detection Of Inter-Turn Faults In Induction Motor" : International Conference on Automatic Control, Telecommunications and Signals (ICATS'15), Badji Mokhtar Annaba University, 16-18 November,2015.

3. **S. Bouslimani**, S. Drid, L. Chrifi-Alaoui, P. Bussy and M. Hamzaoui, " Inter-Turn Faults Detection using Park Vector Strategy": The 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering December 18-21, 2016, STA'2016, Sousse, Tunisia, 978-1-5090-3407-9/16/\$31.00 ©2016 IEEE.

ملخص

اختيار مولد متزامن في نظام الرياح له العديد من المزايا: مردود عالي مقارنة مع مولد الحث، اقتران مع توربينات الرياح دون استخدام مضاعف، غياب الانزلاق لان التحريض يتم من قبل مصدر خارجي. وهذا يسمح لها بالعمل مع مجال واسع من السرعة. للتعامل مع تعقيدات المنشآت الصناعية الجديدة للتحكم في توربينات الرياح والسيطرة عليها، تقنيات التحكم التقليدية تصبح عاجزة وغالبا ما تعطي نتائج أقل كفاءة. وللتغلب على هذه المشكلة، فإن اتجاه البحث الحالي هو نحو تقنية غير خطية تعطي نتائج جيدة في مجالات التشغيل الواسعة مع استعمال تقنيات استخراج أقصى طاقة الرياح MPPT.

وبالتالي فمن الضروري أن نعرف بالضبط حالة صحة المولد المتزامن من أجل ضمان استمرارية جيدة للخدمة عن طريق تجنب التوقف المفاجئ. عمل هذه الرسالة يتناول الكشف عن الدوائر القصيرة بين اللفات في المولد المتزامن داخل نظام الرياح، وقد تم تحديد هذه العيوب باعتبارها الأكثر أهمية لهذا النوع من الجهاز.

في معظم العمل المنجز في مجال مراقبة النظام والتشخيص، يتم تجميع أدوات للكشف عن الأخطاء في حلقة مفتوحة للنظام. ومع ذلك، فإن واقع التطبيقات الصناعية التي يتم إدراجها أساسا في أنظمة حلقة التحكم. في هذا السياق، مهمة التشخيص صعبة بشكل خاص لأسباب مختلفة. من جهة، يمكن لنظام التحكم تخفيف تأثير العيوب التي تجعل من الصعب الكشف عنها. ومن ناحية أخرى، فإن مداخل النظام ترتبط بالمخارج بسبب حلقات التحكم، لذا نقترح في العمل تقنية جديدة للكشف عن الأعطاب الناشئة من الدوائر القصيرة بين اللفات من أجل تقدير نسبة العطب لاتخاذ قرار في حالة وجود عيوب.

الكلمات المفاتيح

الطاقة المتجددة، الطاقة الهوائية، مولد متزامن، نمذجة، التحكم المتين، أنظمة غير الخطية، خلل الدارة القصيرة في اللفات، التشخيص، تقنيات استخراج أقصى طاقة الرياح MPPT.

Résumé

Le choix de la Génératrice Synchrones (G.S) dans le système éolien est motivé par de nombreux avantages : Rendement élevé par rapport au générateur à induction, couplage avec l'éolienne sans le recours à un multiplicateur, absence de glissement car son rotor est excité par une source externe de tension continue. Cela lui permet de fonctionner dans une large gamme de vitesse. A cause de la complexité des nouvelles installations industrielles éoliennes, la commande de celles-ci par les correcteurs classiques donne souvent des résultats non satisfaisants. Pour surmonter ce problème, les travaux de recherches actuels s'orientent actuellement vers l'utilisation de commandes non linéaires robustes qui donnent de meilleurs résultats et dans de larges domaines de fonctionnement.

Cependant, l'utilisation d'un G.S en tant que générateur électrique au sein d'un système éolien implique de nouvelles problématiques, notamment en ce qui concerne la sûreté de fonctionnement lors de défaillances internes de la machine. Il est ainsi nécessaire de connaître précisément l'état de santé du G.S afin d'assurer une bonne continuité de service. C'est pourquoi les travaux de cette thèse portent sur la détection de défauts, en particulier les courts-circuits inter-spires dans les G.S, qui ont été identifiés comme les plus critiques pour ce type de machine.

Dans la majeure partie des travaux effectués dans le domaine de la surveillance et du diagnostic des systèmes, les outils servant à la détection et à la localisation des défauts sont synthétisés à partir d'une représentation en boucle ouverte du système. Or, la réalité des applications industrielles fait que les systèmes sont majoritairement insérés dans une boucle de régulation ou d'asservissement. Dans ce contexte, la tâche de diagnostic s'avère particulièrement délicate pour différentes raisons. D'une part, le contrôleur peut atténuer l'effet des défauts ce qui rend difficile leur détection. D'autre part, étant donné que les entrées du système sont corrélées avec les sorties à cause du bouclage cela engendre une difficulté pour la localisation. Dans cette thèse, une nouvelle technique est proposée pour détecter les défauts naissant de court-circuit entre spires. Elle utilise l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances statoriques sur l'axe d et q . Cette approche est basée sur le tracé de vecteur de Park (PVA) pour prendre une décision en cas de défauts.

Mots Clé: Energie éolien, Génératrice synchrone, Modélisation, Commande sans capteur de vitesse, MPPT, Observateurs non linéaires, Systèmes non linéaires, Diagnostic de défauts, Court-circuit statorique.

Abstract

The choice of the Synchronous Generator (GS) in the wind power system is motivated by many advantages : The high efficiency compared to the induction generator, the non-use of a multiplier and the absence of slip because its rotor is excited by an external source of DC voltage. This allows it to operate in a wide range of speed. Because of the complexity of the new wind turbine industrial installations, the control of these by conventional correctors often gives unsatisfactory results. To overcome this problem, current research is moving towards the use of robust nonlinear controls that provide better results in wide areas of operation. However, the use of a G.S as an electric generator within a wind system involves new issues, particularly with regard to the operational safety during internal failures of the machine. It is thus necessary to know precisely the state of health of the G.S to ensure a good continuity of service by avoiding ordering the safety of the G.S during failures external to the generator. This is why this thesis deals with the detection of defects, in particular the inter-turn short circuits in the G.S, which have been identified as the most critical for this type of machine. In most areas of system monitoring and diagnostics, fault detection and localization tools are synthesized from an open-loop representation of the system. However, industrial applications are mainly inserted in a control loop. In this context, the diagnostic is particularly difficult for various reasons. On the one hand, the controller can mitigate the effect of faults which makes their detection difficult. On the other hand, since the inputs of the system are correlated with the outputs because of the looping it causes a difficulty for the localization. In this thesis, a new technique is proposed to detect emerging defects of short circuit between turns. It uses the Luenberger observer to estimate the stator resistances of the d and q axes. This approach is based on the Park vector plot (PVA) to make a decision in case of defects.

Key-words: Wind energy, Synchronous generator, Modeling, Nonlinear observers, Nonlinear systems, MPPT, Sensorless control, Fault diagnosis, Inter-turn short-circuit, Park vector approach.

TABLE DES MATIÈRES

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne & Description de l'Etude.....	4
I.1 Introduction.....	5
I.2 Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne.....	5
I.2.1 Historique de l'éolien.....	6
I.2.2 L'énergie éolienne en quelques chiffres.....	6
I.2.2.1 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne.....	6
I.2.2.2 Géographie des marchés.....	9
I.2.3 Différentes types d'Eoliennes.....	13
I.2.3.1 Les turbines éoliennes à axe horizontal :.....	14
I.2.3.2 Les turbines éoliennes à axe vertical.....	16
I.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	17
I.3.1 Les Avantages.....	17
I.3.2 Les inconvénients.....	19
I.4 Les générateurs électriques utilisés dans un système de production éolien.....	19
I.4.1 Générateur synchrone.....	20
I.4.1.a. Générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB).....	20
I.4.1.b. Générateur synchrone à aimants permanents (GSAP).....	21
I.4.2 Générateur à induction.....	23
I.4.2.a. Générateur à induction à cage d'écureuil (GICE).....	24
I.4.2.b. Générateur à induction à rotor bobiné (GIRB).....	24
I.4.2.c. Générateur à induction à double alimentation (GIDA).....	25
I.5 Les différentes défaillances dans les entraînements électriques.....	26
I.5.1 Défauts de capteurs.....	26
I.5.2 Défauts dans les onduleurs de puissance.....	27
I.5.3 Défauts dans les machines électriques.....	27

I.5.3.a. Défauts de roulement	29
I.5.3.b. Défauts au rotor.....	30
I.5.3.c. Défauts d'excentricité	30
I.5.3.d. Défauts de désaimantation	30
I.5.3.e Défauts au stator.....	31
I.6 Conclusion	32

Chapitre II : Modélisation , Simulation et Validation Expérimental d'un Système éolien basé sur une Génératrice Synchrone	33
II.1 Introduction	34
II.2 Description du système éolien	34
II.3 Modélisation aérodynamique et mécanique d'une éolienne.....	35
II.3.1 Source Primaire : le Vent.....	35
II.3.1.1 Expression du Vent en un Point Fixe	36
II.3.2 La Conversion Aérodynamique.....	37
II.3.3 Modélisation de la Partie Mécanique	38
II.4 Modelisation de la generatrice synchrone	39
II.4.1 Modele base sur une structure saine	39
II.4.2 Modèle du circuit électrique d'une G.S en présence de défaut	42
II.4.3 Panorama des méthodes de détection de court-circuit.....	44
II.4.3.a. Diagnostic par analyse des signaux	44
II.4.3.b. Diagnostic par méthodes de connaissances	46
II.4.3.c. Diagnostic par une approche modèle.....	47
II.4.3.d. Approche par projection dans l'espace de parité.....	47
II.4.3.e. Approche à base d'observateurs	48
II.4.3.f. Approche par estimation paramétrique	49
II.5. Résultats Expérimentaux: modèle de la turbine associé à une MCC réelle	50
II.5.1. Dispositif Expérimentaux	52
II.5.2. Résultats Expérimentaux	52
II.5.2. a. Pour une vitesse constante.....	52
II.5.2. b. Pour une vitesse variable (allure du vent)	56
II.6 Conclusion	59

Chapitre III : Architectures et Méthodes de Recherche du Point Maximum de Puissance.....	60
III.1 Introduction	61
III.2. La nécessité d'un MPPT	61
III.2.1. La chaîne passive.....	63
III.2.2. La méthode "TSR control"	63
III. 2.3 .La méthode "Optimal Torque control" (OT).....	64
III .2.4. La méthode "Power Signal Feedback control" (PSF).....	65
III .2.5. La méthode "Hill Climbing Searching" (HCS).....	66
III.3. Modèle mathématique du redresseur commandé.....	68
III.4. Modèle mathématique de l'onduleur.....	71
III.5. Commande de la chaîne éolienne.....	72
III.5.1. Association MS – Redresseur commandé – charge.....	72
III.6. Architectures et méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	73
III.6.1. Perturbation et observation (P&O).....	74
III.6.2. Algorithme flou	75
III.6.2.a Interface de fuzzification.....	76
III.6.2.b. Interface flou	77
III.6.2.c. Interface de défuzzification	78
III.6.3. Résultats de simulation	78
III.7. Conclusion.....	80
Chapitre IV: Commande Robuste sans Capteur du Système Eolien basé sur une Génératrice Synchrones en présence de Défaut.....	81
IV.1 .Introduction.....	82
IV.2 Commande robuste basé sur la théorie de Lyapunov.....	82
IV.2.2 Application à la Génératrice synchrone	84
IV.3. Configuration du système	87
IV.3.1 Nouvel observateur hybride MRAS-Luenberger pour la vitesse et l'estimation des résistances statoriques	87
IV.3.1.a Estimation de la vitesse basée sur la technique MRAS	87

IV.3.1.b Observateur de Luenberger	89
IV.3.1.c. Conception de l'observateur d'état.....	90
IV.3.1.d. Stabilité de Lyapunov	91
IV.3.2 Nouvelle méthode de diagnostic	92
IV.4 Résultats et interprétations	93
IV.4.1 Identification de défaut de court-circuit entre spires	95
IV.5 Conclusion	96
Conclusion Générale.....	97
Annexe 1	100
Bibliographie	102

Introduction Générale

Le réchauffement climatique avec les conséquences désastreuses sur notre planète, les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs équipes de recherches. Parmi ces sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne est celle qui a le potentiel énergétique le plus important après l'énergie hydraulique. Ainsi, le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. Ces systèmes qui produisent de l'énergie électrique à partir du vent peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergies épuisables [BEL 10].

Cette énergie éolienne est devenue compétitive grâce aux trois facteurs essentiels [RAP 10] :

Le développement de l'industrie des éoliennes, l'évolution de la technologie des semi-conducteurs et les nouvelles méthodologies de contrôle des turbines à vitesses variables.

PROBLEMATIQUE ET OBJECTIF

Actuellement, l'énergie électrique éolienne a connu un grand essor vu la multiplication des parcs éoliens et leur exploitation dans l'approvisionnement du réseau électrique avec un faible coût. Les machines éoliennes nécessitent périodiquement certaines maintenances afin d'assurer une durée de vie acceptable.

De nombreux travaux de recherche sur le contrôle et la commande d'éoliennes ont été menés. Avec la complexité des nouvelles installations industrielles, les correcteurs classiques deviennent impuissants et donnent souvent des résultats moins performants. Pour surmonter ce problème, la tendance des recherches actuelles s'oriente vers des commandes non linéaires robustes qui donnent de meilleurs résultats dans de larges domaines de fonctionnement. Parmi ces techniques, on trouve la commande par les modes glissants. Celle-ci a retenu notre attention par la simplicité de son algorithme de réglage et sa grande robustesse vis à vis d'incertitudes paramétriques (modélisation) et des perturbations externes au système [UTK 77], [SLO 91]. Dans ce cadre, l'objectif de cette thèse est d'apporter une contribution à la commande robuste d'un système éolien basé sur une machine synchrone en captant le maximum d'énergie possible afin d'optimiser le rendement énergétique en état sain et en présence de défaut, naissant de court-circuit entre spires. Afin d'essayer d'atteindre ces objectifs, nous mettrons en œuvre des techniques de commande robuste qui sont innovantes dans l'industrie éolienne telles que la commande basée sur la théorie de Lyapunov et par les modes glissants.

Afin d'assurer une meilleure disponibilité et continuité de service, il est nécessaire de mettre en place un plan important de surveillance et de maintenance.

Dans la majeure partie des travaux effectués dans le domaine de la surveillance et du diagnostic des systèmes, les outils servant à la détection et à la localisation des défauts sont synthétisés à partir d'une représentation en boucle ouverte du système. Or, la réalité des applications industrielles fait que les systèmes sont majoritairement insérés dans une boucle de régulation ou d'asservissement. Dans ce contexte, la tâche du diagnostic s'avère particulièrement délicate pour différentes raisons. D'une part, le contrôleur peut atténuer l'effet des défauts ce qui rend difficile leur détection. D'autre part, les entrées du système étant corrélées avec les sorties à cause du bouclage cela engendre une difficulté pour la localisation.

Une nouvelle technique est proposée pour détecter les défauts naissant de court-circuit entre spires basée sur l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances statoriques sur l'axe d et q .

La nouvelle approche basée sur le tracé de vecteur de Park (PVA) est adoptée pour prendre une décision en cas de défauts.

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, un survol sur les systèmes de conversion éoliens de manière générale puis l'évolution des éoliennes durant les dernières décennies est présenté. Des statistiques sont données montrant l'évolution de la production et la consommation de l'énergie éolienne dans le monde sans oublier l'Algérie, ainsi que les différents générateurs qui sont utilisés dans les systèmes éoliens. En fin ce chapitre sera clôturé par une conclusion.

Le deuxième chapitre est composé de trois parties :

- Une première partie est consacrée à la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne, où le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillée. Par la suite on calculera la puissance maximale pouvant être extraite à l'aide de la limite de Betz.
- La deuxième partie est consacrée à la modélisation de la machine synchrone en fonctionnement générateur en état sain et en présence de défaut de court circuit entre spires.
- La dernière partie est consacrée au diagnostic des défauts. La détection des courts-circuits interspires sera effectuée expérimentalement, dans les deux cas d'entraînements, à vitesse fixe et à vitesse variable.

Dans le troisième chapitre, nous nous intéressons aux méthodes de recherche du point maximum de puissance. Une multitude de méthodes MPPT sera présentée, et on s'intéressera qu'aux méthodes qui n'exigent pas la connaissance préalable des propriétés aérodynamiques de la

turbine. Ainsi les techniques développées, décrites dans cette section peuvent admettre que la caractéristique de la voilure est inconnue.

Dans le quatrième chapitre, en premier lieu nous allons présenter une commande vectorielle robuste de la Génératrice synchrone qui est basée sur l'approche de Lyapunov non linéaire et robuste contre les variations paramétriques associée à un contrôle par mode glissant afin de résoudre le problème des incertitudes de modèle liées aux variations des paramètres de la machine et aux bruits de mesure, afin d'améliorer les performances de la commande de la machine. En second lieu une commande de vitesse sans capteur de la génératrice synchrone sera présentée. Dans ce cas, l'estimation de la vitesse est effectuée à l'aide du système MRAS (Model Reference Adaptive System). En troisième lieu, l'observateur MRAS sera associé à l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances statoriques sur l'axe d et q .

La stabilité du système est prouvée en utilisant la théorie de Lyapunov. Enfin, le nouvel observateur hybride proposé MRAS-Luenberger est proposé pour détecter le défaut de court-circuit entre spires. La nouvelle approche basée sur le vecteur de Park (PVA) est adoptée pour prendre une décision en cas de défauts. La technique proposée est testée sur dSPACE DS1103 et les résultats confirment l'efficacité de la méthode proposée qui donnent des bonnes informations sur le défaut.

Finalement, nous concluons ce travail par une conclusion générale sur tout le document en proposant quelques perspectives pour les futurs travaux de recherche.

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne

I.1 Introduction

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire lié à l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée, leur exploitation est un moyen de répondre aux besoins en énergie, tout en préservant l'environnement. Parmi ces sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne est celle qui a le potentiel énergétique le plus important. La puissance des éoliennes installées dans le monde augmentent de plus en plus tous les ans [GAI 10].

Ce chapitre a pour objectifs de présenter, de manière générale, un aperçu sur les systèmes de conversion éolienne et leurs évolutions durant les dernières décennies. Des statistiques sont données, montrant l'évolution de la production et la consommation de l'énergie éolienne dans le monde et en particulier en l'Algérie. Différentes structures des convertisseurs électromécaniques utilisées dans les systèmes éoliens seront également présentées.

Dans les systèmes d'énergies renouvelables, la continuité de service, la sécurité, la fiabilité et les performances sont aujourd'hui des préoccupations majeures. En effet, la défaillance de la Machine peut conduire à la perte totale ou partielle du contrôle de puissance et peut donc provoquer de graves dysfonctionnements du système, voir son arrêt complet.

Par la suite, on présentera l'état de l'art sur les différents défauts pouvant survenir au sein du système ce qui nous amènera à nous intéresser plus spécifiquement aux courts-circuits inter-spores dans la GS, qui ont été identifiés comme les défauts les plus critiques.

I.2 Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne

Depuis l'avènement des moulins à vent jusqu'aux premiers aérogénérateurs, la technologie des capteurs éoliens (aéromoteurs) a connu une évolution considérable. Notamment, ces dernières décennies dans le domaine de la production d'énergie électrique. En effet, plusieurs générateurs éoliens dont structures sont de plus en plus performantes sont utilisées actuellement. Nous nous intéresserons dans ce qui suit à l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique pour deux types d'éoliennes à savoir les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

I.2.1 Historique de l'éolien

L'énergie éolienne est probablement une des plus anciennes sources d'énergie. Cette énergie propre et renouvelable existe depuis toujours, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Mais jusqu'à présent, son exploitation reste difficile. L'utilisation de l'énergie éolienne a commencé vers 1700 avant Jésus-Christ (J-C) [JOU 07], [MIR 05]. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Âge. Utilisés tout d'abord pour moulinier le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV^e siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et au Danemark, vers le milieu du XIX^e siècle, le nombre des moulins est estimé à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. L'arrivée de la machine à vapeur a marqué le début de disparition progressive des moulins à vent.[MIR 05].

L'arrivée de l'électricité a inspiré Poul La Cour en 1891, d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée, au point que, dans les années 40 on peut compter jusqu'à 1300 éoliennes au Danemark. Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive, 6 millions de pièces fabriquées, aux États-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnaient dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde [MIR 05].

I.2.2 L'énergie éolienne en quelques chiffres

I.2.2.1 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne

Le marché de l'éolien s'est fortement développé depuis 10 ans. En 2017 la capacité mondiale de production éolienne installée a atteint 52,5 GW, augmentant la capacité installée de 10.8 % par rapport à 2016 et porte ainsi la capacité mondiale à 539,123 GW fin 2017.

Au niveau mondial, on peut citer les pays dont la capacité éolienne est en développement rapide, la Chine et les États-Unis qui représentent à eux seuls en 2017 52% de la production mondiale.

Une croissance a été particulièrement marquée entre 2000 et 2010, avec une croissance moyenne de la base installée cumulée mondiale de 28% par an, alors que ce taux se situe autour de 17% aujourd'hui. Hors l'hydro-électricité, l'éolien constitue le premier parc de production d'électricité renouvelable et totalisait 3,7% de l'électricité produite en 2015, soit 850 TWh [EFEF 17].

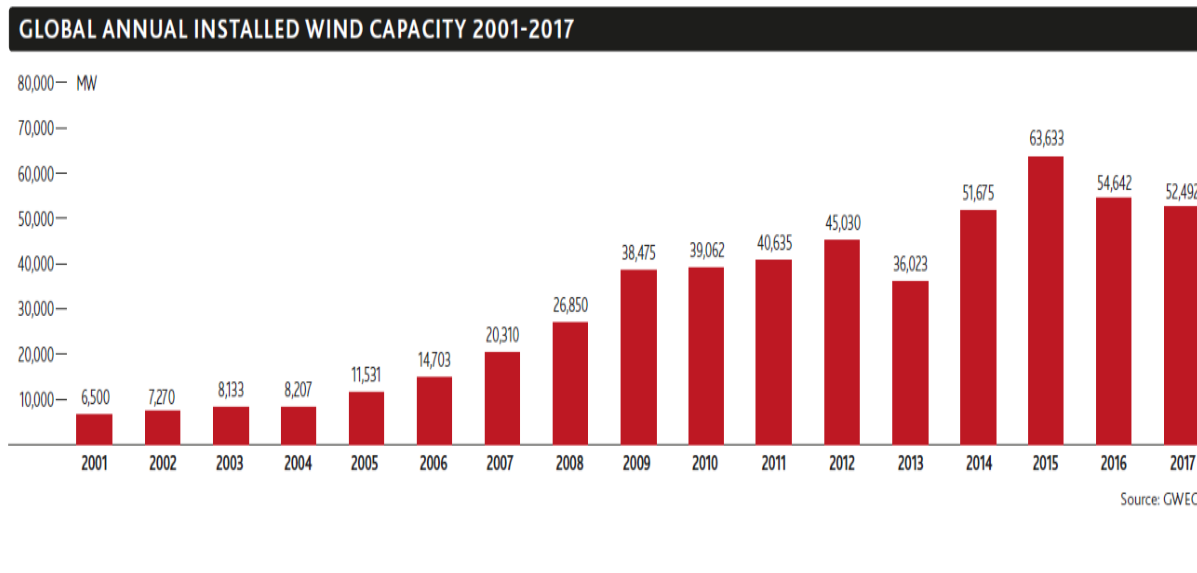


Figure I. 1 : Evolution de la capacité éolienne terrestre et en mer installée dans le monde entre 2001 et 2017 [GWE 17]

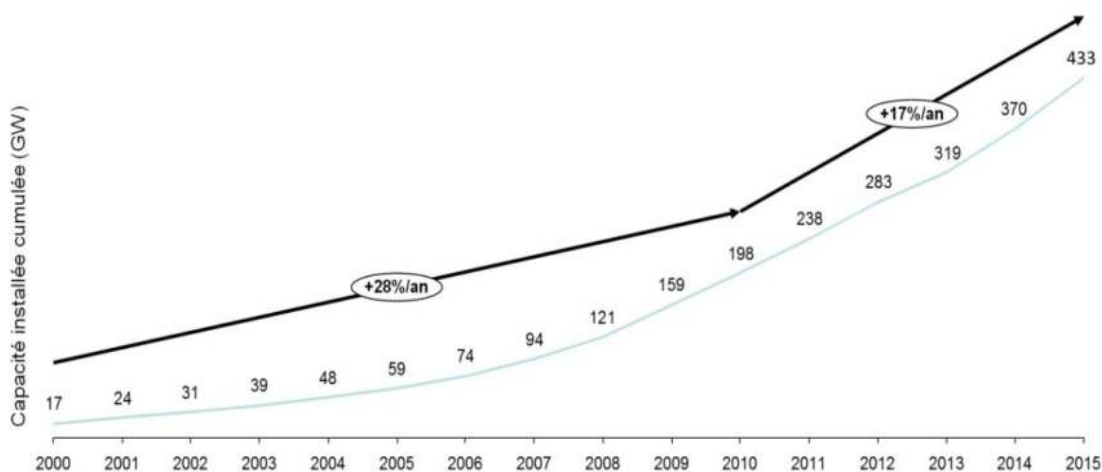


Figure I. 2 : Croissance de la capacité installée cumulée depuis 2000 [ADE 17]

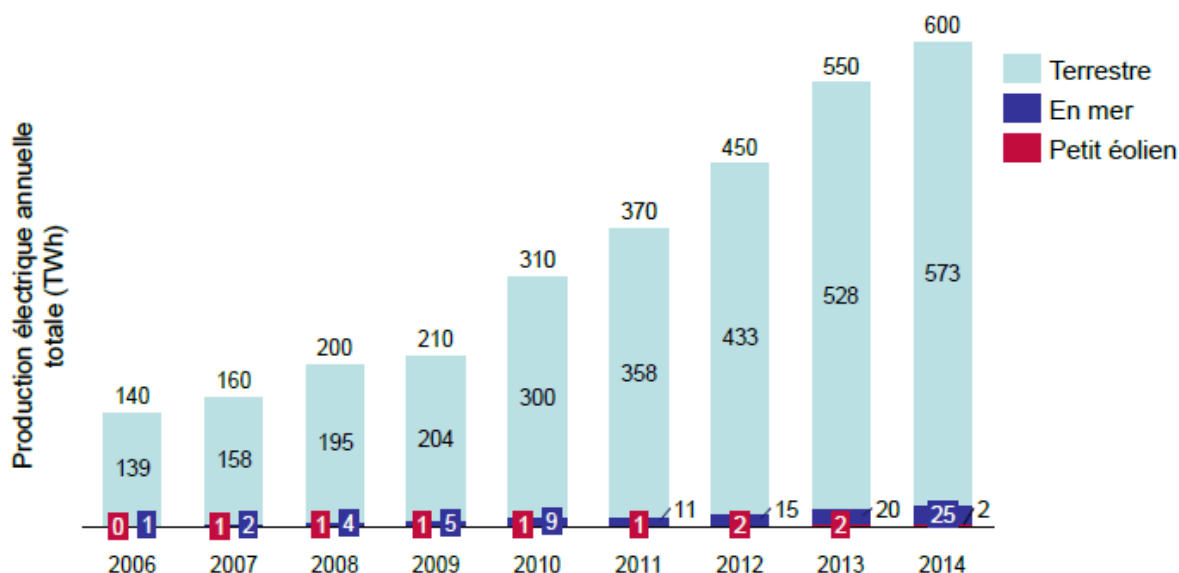


Figure I. 3 Evolution de la production d'électricité d'origine éolienne dans le monde par technologie [ADE 17]

Le grand éolien terrestre est la technologie la plus développée, et représente 97% de la capacité installée cumulée en 2015. L'éolien en mer, posé ou flottant, représente un modèle complémentaire en offrant de nouvelles perspectives d'implantation pour des éoliennes de plus en plus puissantes (jusqu'à 10 MW). Le petit éolien s'est aussi développé dans des contextes de réseau électrique faible et d'autoconsommation.

L'éolien en mer connaît une croissance constante depuis 2011, avec un taux de croissance annuel moyen autour de 28% entre 2011 et 2014, et a atteint 12 GW de puissance installée cumulée en 2015 [GWE 16]. L'Europe du Nord concentre 90% de ces puissances installées, avec 5 GW au Royaume-Uni et 3,3 GW en Allemagne.

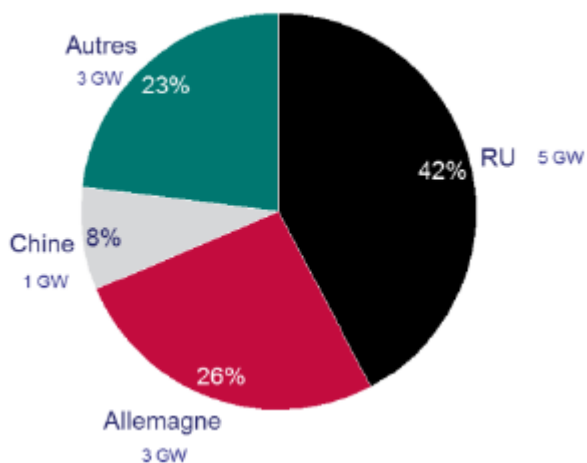


Figure I. 4 : Part des principaux pays dans les 12 GW de capacité installée globale d'éolien en mer en 2015 [GWE16]

Le petit et moyen éolien est principalement présent en Chine, aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. Sa croissance moyenne a été de 14% par an entre 2011 et 2014, pour atteindre 756 MW de puissance installée en 2014 [ADE 17]

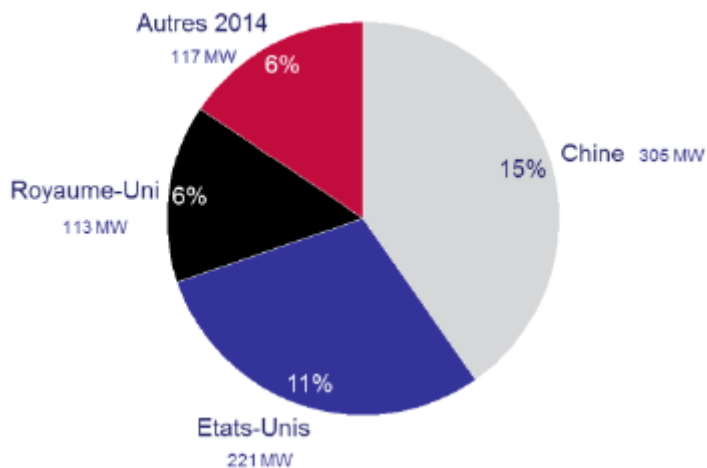


Figure I. 5 : Part des principaux pays dans les 756 MW de petit éolien installé en 2014 [ADE 17]

1.2.2.2 Géographie des marchés

L'Asie représente le plus grand marché de l'éolien avec 54% de nouvelles capacités installées en 2015. L'Europe vient en deuxième rang avec 15% de nouvelles capacités, puis les Etats-Unis, avec 14%. L'importance du marché européen s'explique par le positionnement historique de pays tels que le Danemark et l'Allemagne, précurseurs sur les premières technologies éoliennes terrestres, et encore aujourd'hui sur l'éolien en mer. Aujourd'hui cependant, de nombreux pays à la croissance plus dynamique et portés par une consommation d'énergie plus importante prennent les devants sur le marché, comme la Chine, l'Inde et le Brésil.

Fin 2015, la Chine disposait ainsi d'une capacité éolienne de 145,4 GW et représentait 49% des MW installés dans l'année. Cette rapide évolution s'explique par la forte implication du gouvernement dans le développement des énergies vertes, et par d'importantes capacités de production de composants en local, par des entreprises qui conquièrent aujourd'hui les marchés plus matures. En Europe c'est l'Allemagne qui dispose de la capacité installée éolienne la plus importante (45 GW en 2015, 9% des capacités installées dans l'année) suivie de l'Espagne (23 GW) et du Royaume-Uni (13 GW). Cependant, le rythme des nouvelles installations dans ces pays est moins important qu'en Chine, en Inde et au Brésil, du fait d'une croissance économique plus lente et des instabilités de leurs cadres réglementaires et notamment des mécanismes de soutien [ADE 17].

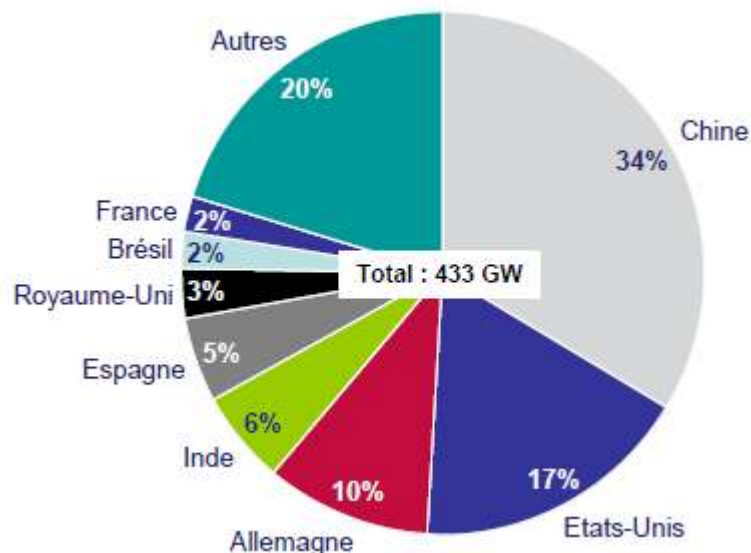


Figure I. 6 : Répartition de la capacité cumulée entre les principaux pays en 2015 [GWE 15]

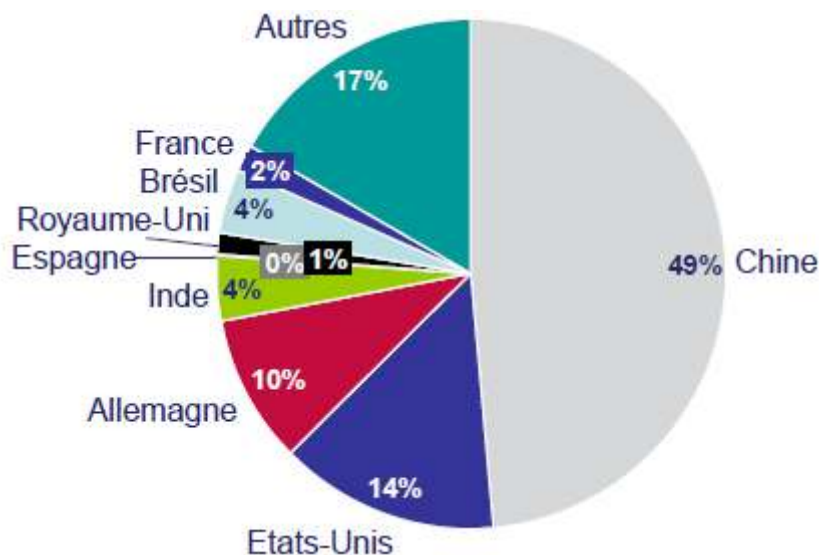


Figure I. 7 : Répartition de la nouvelle capacité installée par pays dans l'année 2015 [GWE 15]

Potentiel éolien en Afrique

La puissance éolienne installée en Afrique a progressé de 12 % en 2016 (30 % en 2015, et 58% en 2014), passant de 1 612 MW fin 2013 à 2 536 MW fin 2014, 3 488 MW fin 2015, et 3 906 MW en 2016 ; plus de la moitié du bond en avant de 934 MW en 2014 s'est produit en Afrique du Sud : +560 MW et près d'un tiers au Maroc : +300 MW ; en 2015, l'Afrique du Sud a encore contribué pour 64 % à la progression du parc africain avec +483 MW, suivie par l'Éthiopie : +153 MW ; en 2016, la totalité des mises en service ont été effectuées en Afrique du Sud : +418 MW [GWE 16].

Bien que tous les pays disposent d'un potentiel non négligeable, les sites les plus intéressants et les plus importants se trouvent en Egypte, au Maroc et en Mauritanie.

En Algérie, le potentiel éolien qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique est relativement modéré. Ce potentiel se trouve essentiellement dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 4m /s (6m/s dans la région de Tindouf), et jusqu'à 7m/s dans la région d'Adrar, [MAH 16].

Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER (Centre de Développement des Energies Renouvelables) depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie. [KAS 08].

Ceci a permis l'identification de neuf zones ventées susceptibles de recevoir des installations éoliennes [KAS 08],[MAH 16]:

- Deux zones sur le littoral
- Trois zones sur les hauts plateaux
- Quatre zones en sites sahariens.

Le potentiel éolien technique de ces régions a été estimé à 172 TWh/an dont 37 TWh/an économiquement exploitables soit l'équivalent de 75% des besoins nationaux en 2007. Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent être les plus favorables à l'installation de fermes éoliennes, car elles cumulent à elles seules un potentiel économique approchant les 24 TWh/an, [KAS 08].

La figure I.9 présente la carte des vents en Algérie établie par le Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER laboratoire de l'énergie éolienne, [MAH 16].

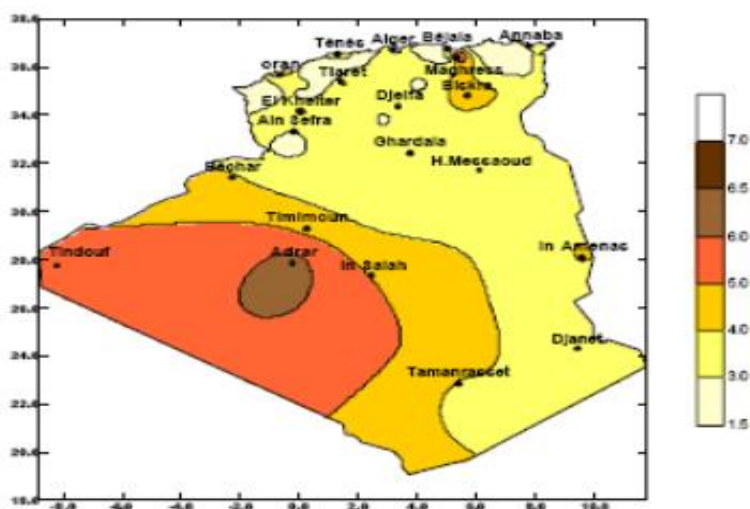


Figure I.9 : Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie, [LHM 03].

En Egypte, deux Atlas sur l'énergie éolienne englobant les pays du Golfe ont été publiés en 1993 et 2003 avant qu'un Atlas éolien de l'Egypte ne soit publié en 2005. Plusieurs régions, favorables aux centrales éoliennes de grande puissance, ont été identifiées surtout celle du Golfe de Suez et des zones de part et d'autre du Nil ainsi que le Sinaï [ENR 08]. L'Egypte bénéficie ainsi d'un potentiel pouvant accueillir 20 000 MW de capacité installée de fermes éoliennes [UF 09], ce qui n'est pas loin de la capacité électrique déjà installée (24 726 MW en 2010) [CRE 11]. Selon la compagnie égyptienne d'électricité [EEH 09], quelques 7200 MW pourraient être mobilisés d'ici 2020.

En Libye, l'atlas éolien réalisé en 2004 (figure I. 8) [CEMR 12], indique des vitesses de vent se situant entre 6 et 7,5 m/s ce qui est suffisant pour des centrales de grande puissance. Il existe plusieurs sites intéressants le long des côtes dont Dernah, avec des vitesses moyennes d'environ 7,5 m/s.



Figure I. 8 : Atlas éolien de la Libye

Le **Maroc** dispose d'un potentiel estimé à près de **25000 MW** sur l'ensemble du territoire et de l'ordre de 6000 MW sur les sites étudiés [SER 12], en particulier le long des zones côtières. Pour les sites les plus favorables, les vitesses moyennes de vent sont supérieures à 6 m/s. A 40 mètres de hauteur dans certaines régions (comme Tanger, Essaouira, Tetouane), les vitesses moyennes des vents varient de 9,5-11m/s.

La **Mauritanie** est l'un des 15 pays identifiés par Hélimax comme ayant les meilleures ressources éoliennes en Afrique [SER 12], avec des vents de 5-6 m/s pour la plupart des régions, des vitesses plus faibles de 4-5 m/s dans le nord-est et les parties du sud, et un gisement important de 6-7 m/s sur la côte ouest de l'Atlantique. Outre la faisabilité de centrales connectées au réseau, les petits projets d'énergie éolienne pour les zones isolées,

généralement éloignées du réseau, constituent un intérêt évident compte tenu du faible taux d'électrification rurale (de l'ordre de 3-4%).

Au **Soudan**, les vitesses moyennes du vent sont estimées à 3-6 m/s, et des vitesses plus élevées ont été enregistrées le long de la côte de la mer Rouge. L'énergie éolienne au Soudan est actuellement utilisée pour le pompage de l'eau provenant de puits profonds et peu profonds, pour fournir de l'eau potable et pour l'irrigation.

La **Tunisie** a publié fin 2009, un Atlas éolien très détaillé qui a nécessité l'installation, pendant une année, d'instruments de mesure de vent à hauteur de 20 et 40 mètres dans 17 sites différents du pays, hormis l'exploitation des statistiques collectées par l'Institut National de Météorologie dans ce domaine.

Comparativement au Maroc, à la Tunisie et à l'Egypte, l'Algérie possède un potentiel éolien qui est assez faible. En dépit de cela, elle n'exclut pas l'énergie éolienne qui constitue son second axe de développement (après le solaire) avec un projet pilote à l'horizon 2012-2013, dont l'investissement serait de 30 millions d'euros 58 pour la construction de la première ferme éolienne d'une capacité de 10 MW (10 tranches) à Adrar, dans le sud-ouest du pays. Entre 2014 et 2015, deux autres fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour identifier les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1 700 MW. D'ici 2013, il est prévu de lancer les études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014-2020, l'objectif est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Ce taux devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle. [MEM 11]

De manière générale, de nouveaux soutiens politiques seront nécessaires pour le financement des parcs éoliens africains, spécialement en zone subsaharienne. Une attention particulière doit être portée au petit éolien et aux systèmes hybrides pour l'électrification rurale afin que des millions d'Africains puissent enfin bénéficier de services d'électricité modernes.

I.2.3 Différentes types d'Eoliennes

Le capteur éolien encore appelé voilure de l'aérogénérateur, assure la conversion de la puissance aérodynamique du vent (masse d'air / vitesse) en une autre mécanique (couple / vitesse angulaire). Les différents types de voilures qui existent de nos jours sur les sites éoliens sont : les éoliennes à axe horizontal et à axe vertical.

I.2.3.1 Les turbines éoliennes à axe horizontal :

Les voilures à axe horizontal sont de loin les plus utilisées actuellement. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux, trois pales (les plus courantes) ou les multi-pales.



Moulin hollandais

Moulin americain

voilure bipale

voilure tripale

Figure I. 10 : Capteurs à axe horizontal.

La voileure peut être placée avant la nacelle (up-Wind), un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » sera donc nécessaire. Une autre solution permettant d'alléger la construction par la suppression de toute mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (down-Wind), dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont dues au passage des pales derrière le mat. La figure (I.11) montre les deux procédés [MIR 05].

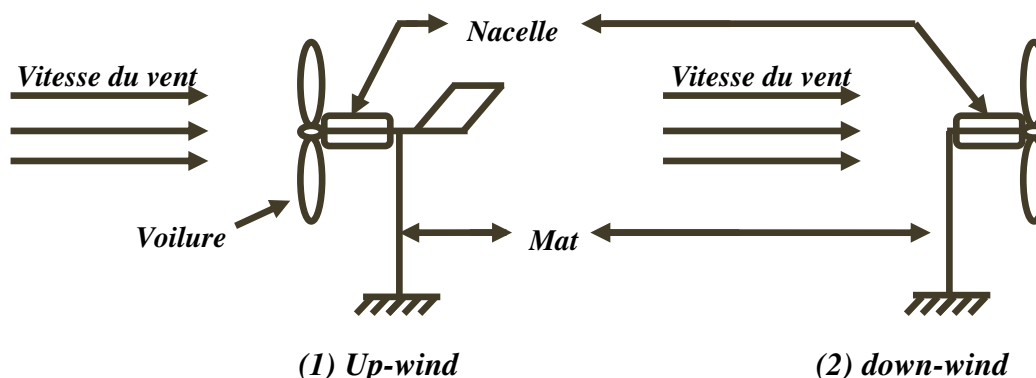


Figure I.11 : Type de montage d'une voileure à axe horizontal [MIR 05].

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent. La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable "pitch" : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de KW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe, ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure. [MAH 16]

La seconde technique est passive, dites "stall", consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées.

La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue [MIR 05].

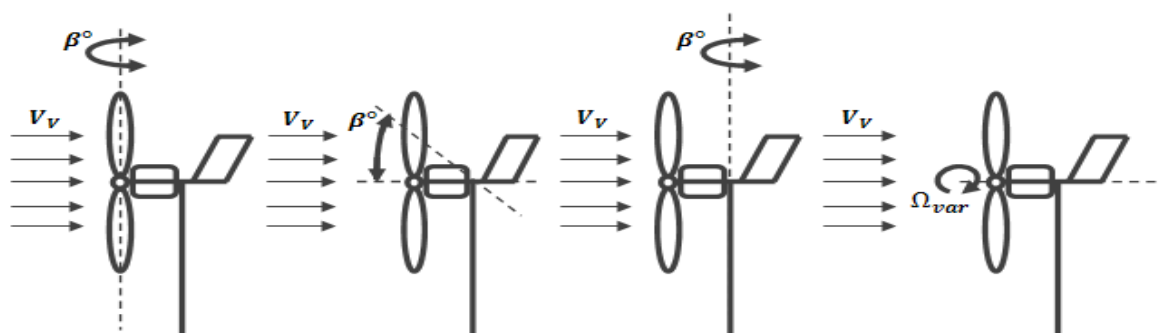


Figure I.12 : Limitation de puissance éolienne a) pitch, b) déviation verticale de l'axe de rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation, d) vitesse de rotation continûment variable

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation par une action électrique. Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall) [MIR 05].

➤ Avantages d'une éolienne à axe horizontal

- ✓ Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- ✓ Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.

✓ Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

Inconvénients d'une éolienne à axe horizontal

- ✓ Coût de construction très élevé.
- ✓ L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident [MET 09].

I.2.3.2 Les turbines éoliennes à axe vertical.

Une autre famille d'éoliennes est basée sur les voilures à axe vertical. Ces d'éoliennes sont très peu répandues et assez mal connues. Elles ont été probablement les premières utilisées, par la suite elles ont été abandonnées au profit des précédentes, [MAH 16].



Rotor de Darrieus

Darrieus type H

Rotor de Savonius

Figure I.13 : Capteurs à axe vertical

C'est récemment qu'elles ont été de nouveau réutilisées et connaissent un développement important. Elles sont alors devenues des concurrents directs des capteurs à axe horizontal en présentant un certain nombre d'avantages.

L'avantage de ce type d'éolienne est qu'elle ne nécessite pas de système d'orientation des pales et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, les vents sont faibles à proximité du sol, ce qui induit un moins bon rendement, car l'éolienne subit les turbulences du vent. De plus, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à

pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal [MAH 16].

➤ **Avantages d'une éolienne à axe vertical**

✓ La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.

✓ Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quelque soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.

✓ Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

➤ **Inconvénients d'une éolienne à axe vertical**

✓ Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.

✓ La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort, car freiné par le relief.

✓ Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour [MET 09].

I.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée à leurs avantages. Cette source d'énergie a également des inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

I.3.1 Les Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

✓ L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie, notamment, les énergies fossiles contribuent à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera en 2050 [HCA 03]. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6° C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5° C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années [HCA 03]. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici l'an 2100 [HCA 03].

- ✓ L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂
- ✓ L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier,[HCA 03].
- ✓ Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO₂, 21 mille tonnes de SO₂ et 17,5 mille tonnes de NO_x [MCA 03]. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides.
- ✓ L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie, [MCA 03].
- ✓ L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique, [MCA 03].
- ✓ Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace l'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains.
- ✓ C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- ✓ C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- ✓ Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.
- ✓ L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

I.3.2 Les inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques inconvénients [MCA 03].

- ✓ L'impact visuel, cela reste néanmoins un thème subjectif.
- ✓ Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- ✓ L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs, [MCA 03]. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aero-turbines.
- ✓ La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Auparavant, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est actuellement plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par la suite les contraintes des gérants du réseau électrique seront de plus en plus strictes.
- ✓ L'énergie éolienne, dans les sites bien ventés, est en train de concurrencer la plupart des sources d'énergie classique. Par ailleurs, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

I.4 Les générateurs électriques utilisés dans un système de production éolien

Le générateur électrique est un dispositif permettant de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique fournie à la charge ou au réseau. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure. Les générateurs électriques dans le domaine de la production éolienne sont : le générateur synchrone à rotor bobiné, le générateur synchrone à aimants permanents, le générateur à induction à rotor bobiné, le générateur à induction à cage d'écureuil. Nous étudierons ces types de générateurs en montrant leurs avantages et leurs inconvénients. Nous aborderons également les systèmes d'interfaces correspondant à chaque générateur.

I.4.1. Générateur synchrone

Le générateur synchrone est composé d'un rotor et d'un stator. Le stator comporte un ensemble de trois bobinages qui alimentent une charge externe, alors que le rotor produit le champ magnétique nécessaire au fonctionnement du générateur. Le champ magnétique du rotor est créé soit par des aimants permanents insérés sur la surface du rotor, soit par un courant continu qui circule dans un bobinage d'excitation solidaire du rotor. Suivant la composition du rotor on distingue deux types de générateurs synchrones : le générateur synchrone à aimants permanents et le générateur synchrone à rotor bobiné.

a. Générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB)

Cette topologie est équivalente à celle que l'on rencontre pour les alternateurs de fortes puissances (centrales hydrauliques par exemple). Dans le cas d'une application éolienne, la chaîne de conversion de puissance est décrite Figure 1.15. L'alimentation en courant continu des pôles rotoriques de la GSRB peut se faire de 2 manières.

- La première consiste à utiliser des bagues, comme pour la MADA.

La deuxième méthode consiste à amener du courant par l'intermédiaire d'un transformateur tournant (ou excitatrice à diodes tournantes). Des enroulements primaires sont placés à proximité de la machine et ces enroulements sont alimentés (en alternatif ou en continu) par un convertisseur statique. Sur la partie en rotation illustrée Figure 1.14, des bobinages (le secondaire) sont connectés à un redresseur à diodes, placé également sur la partie en rotation. L'alimentation du primaire induit des courants alternatifs au secondaire (comme dans un transformateur) et ces courants sont redressés par l'intermédiaire des diodes, permettant ainsi d'alimenter les pôles (bobinage rotor) en courant continu [SMO 13].

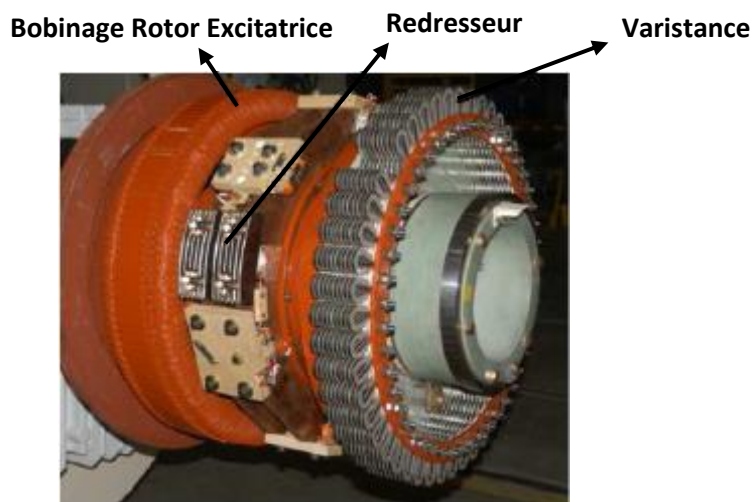


Figure 1.14 Parties tournantes permettant d'alimenter en courant continu les enroulements rotoriques

Des dispositifs de protection (fusibles, varistances) peuvent également être ajoutés sur les parties en rotation.

Le GSRB utilisé pour la production d'énergie éolienne a plusieurs avantages :

- Rendement élevé par rapport au générateur à induction [RLA 90] ;
- Couplage avec l'éolienne sans le recours à un multiplicateur ;
- Pas de glissement car son rotor est excité par une source externe de tension continue. Cela lui permet de fonctionner avec une large gamme de vitesse ;
- Le courant d'excitation peut être choisi pour créer un champ magnétique correspondant à des pertes électriques minimales dans le stator.

Inconvénient de l'utilisation du GSRB : l'énergie électrique fournie à la bobine du rotor ne peut pas être consommée au rotor. Elle doit être renvoyée au réseau électrique à travers le stator Fig. 1.15. Dans ce cas le stator reçoit un supplément d'énergie provenant du rotor en plus de l'énergie produite par l'éolienne. Cela implique de dimensionner le redresseur pour passer une puissance supérieure à celle produite par l'éolienne. [HAA 13]

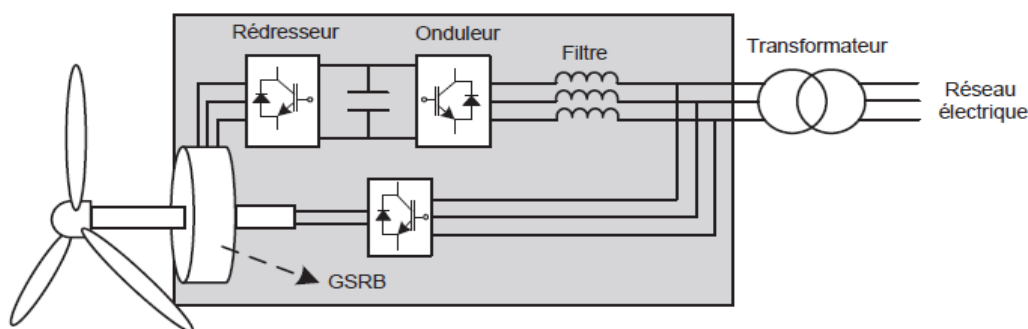


Figure 1.15 Eolienne couplée au GSRB connecté au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie

b. Générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)

Actuellement les génératrices les plus fréquemment rencontrées dans les éoliennes de forte puissance sont la MADA et la MSRB. Cependant, l'inconvénient de ces machines est qu'il est nécessaire, pour alimenter leurs rotors d'utiliser des contacts mécaniques ou des dispositifs assez complexes. Ce qui a pour conséquence de réduire leurs fiabilités des systèmes. Un moyen d'éviter ce problème est d'utiliser des aimants permanents. La chaîne de puissance obtenue pour une MSAP (machine synchrone à aimants permanents) est alors décrite à la Figure 1.16.

L'inconvénient de cette machine est que l'excitation est toujours présente. En effet, même quand la machine est à l'arrêt, il existe un flux magnétique au sein de la machine du

fait de la présence des aimants. Cela conduit également à un couple de détente (ou couple à l'arrêt) toujours présent, et des forces (ou contraintes) sur les parties métalliques.

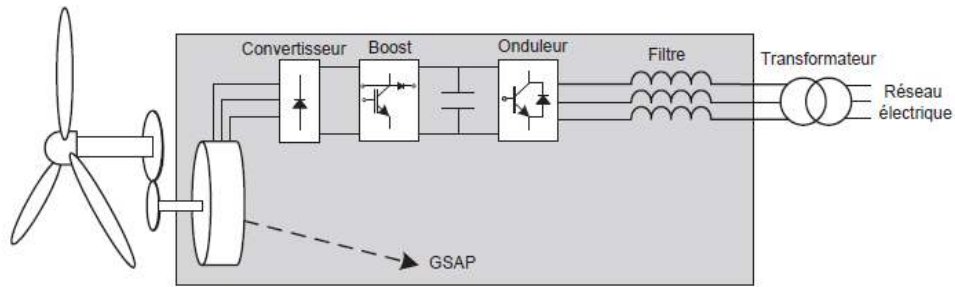


Figure 1.16 – Eolienne/GSAP avec couplage unidirectionnel

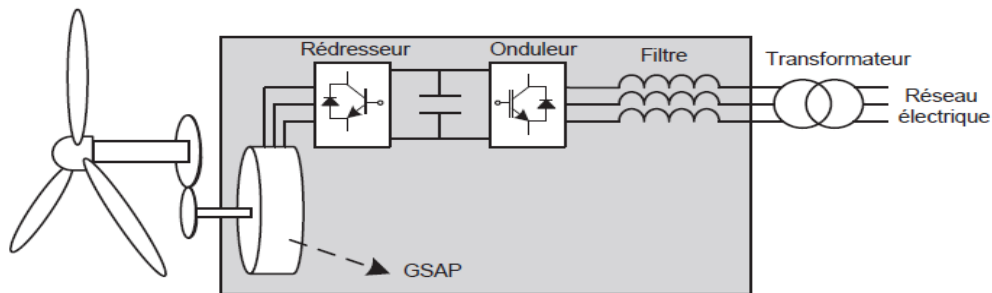


Figure 1.17 – Eolienne/GSAP avec couplage bidirectionnel

Le cas d'un GSAP, deux types de systèmes de conversion AC/DC/AC peuvent être utilisés pour connecter le stator de ce générateur au réseau électrique :

- système de conversion unidirectionnel [MEH 10], [CBH 11], [FVAL 08] (Fig. 1.16) ;
- système de conversion bidirectionnel [SHU 12], [HEG 11] (Fig. 1.17).

Le système de conversion unidirectionnel permet de faire circuler la puissance dans un seul sens, de l'éolienne vers le réseau électrique (Fig. 1.16).

Le système bidirectionnel permet de transmettre la puissance dans les deux sens, de l'éolienne vers le réseau (l'éolienne joue le rôle de producteur d'énergie) ou du réseau vers l'éolienne (l'éolien joue le rôle de consommateur d'énergie).

Le GSAP utilisé pour la production de l'énergie du vent a plusieurs avantages :

- Rendement élevé par rapport au générateur à induction [RLAM 90] ;
- Couplage avec l'éolienne sans le besoin d'un multiplicateur de vitesse ;
- Fonctionnement avec un bon rendement sur une grande plage de vitesse ;
- Grace à ses aimants permanents, il n'a pas besoin d'une source d'excitation pour alimenter le rotor.

La Fig. 1.16 montre un GSAP connecté à un redresseur à diodes, suivi d'un convertisseur survolteur (BOOST). Le couplage avec le réseau électrique est fait par un onduleur triphasé. Dans ce cas, le convertisseur BOOST est commandé de façon à adapter la charge électrique instantanée du GSAP, ce qui va permettre à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance, nous aborderons cela dans la section des stratégies de (MPPT). L'onduleur est commandé pour contrôler la tension de raccordement au réseau électrique (amplitude et fréquence) et pour contrôler le facteur de puissance de l'énergie injectée au réseau électrique. Inconvénient de cette configuration : la présence du redresseur à diodes augmente l'amplitude du courant du GSAP [SHA 01]. Par conséquent cette configuration peut être appliquée aux systèmes de productions d'énergies renouvelables de petite capacité. La Fig. 1.17 montre une autre configuration d'un système de conversion bidirectionnel. Le GSAP est connecté à un redresseur triphasé à IGBT, et le bus continu au réseau électrique par un onduleur triphasé à IGBT. Avantage de cette configuration : elle permet d'effectuer la commande optimale du GSAP et donne la possibilité de minimiser les pertes électriques dans le stator [MCH 06], [WQL 09].

Une topologie hybride dotée d'un multiplicateur de plus faible rapport de transformation que dans le cas des machines asynchrones à double alimentation est associé à une génératrice à aimants permanents. Actuellement, cette solution proposée par Areva Wind Multibrid a une part de marché plus importante que les solutions à aimants à attaque directe [SMO 13].

En règle générale, l'utilisation des aimants permet d'obtenir les meilleurs rendements. Les pertes les plus élevées se situent au niveau des multiplicateurs, puis des convertisseurs de puissances. La comparaison au niveau des coûts donne la technologie hybride (aimants permanents et multiplicateur) comme étant la moins chère [BANG 08], [MON 12]. Cependant le coût de la génératrice ne représente que 10 à 15 % du coût total de l'éolienne.

I.4.2. Générateur à induction

L'utilisation du générateur à induction est largement répandue dans le domaine de la production d'énergie renouvelable. Il existe trois types de générateurs à induction pouvant être couplés avec une éolienne : le générateur à induction à rotor bobiné (GIRB), le générateur à induction à double alimentation (GIDA) et le générateur à induction à cage d'écureuil (GICE). La seule condition nécessaire au fonctionnement d'un générateur à induction est que la vitesse du rotor soit supérieure à celle qui correspond au synchronisme avec le réseau électrique. Cette condition assure un fonctionnement en régime générateur. La vitesse

mécanique du générateur ne permet pas en principe d'atteindre une vitesse supérieure à celle du synchronisme. La seule solution possible dans ce cas est d'ajouter un multiplicateur.

a. Générateur à induction à cage d'écureuil (GICE) :

Le principe de fonctionnement du GICE est le même que celui d'un GIRB. La vitesse du rotor doit être supérieure à celle du synchronisme correspondant à l'alimentation du stator. Le coût de ce générateur est moins élevé que le GIRB grâce à la simplicité de son rotor. Pour générer un maximum de puissance, la vitesse du rotor du GICE est commandée à l'aide d'un redresseur à IGBT (Fig. 1.18).

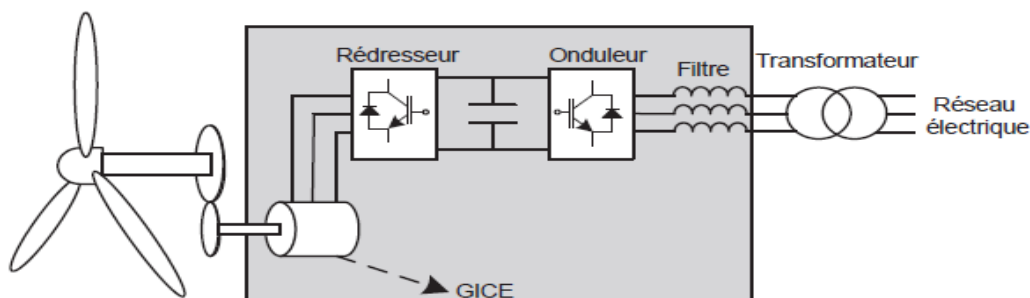


Figure 1.18 Eolienne couplée à GICE connecté au réseau électrique à l'aide d'un système de conversion d'énergie.

La commande de l'onduleur est faite pour contrôler le facteur de puissance de l'énergie injectée au réseau électrique et pour assurer la synchronisation du couplage DC/AC.

Le GICE possède plusieurs avantages :

- grande robustesse ;
- fiabilité ;
- économique ;
- l'excitation peut être commandée par un redresseur qui permet aussi de contrôler la vitesse de rotation pour extraire le maximum de puissance [MGS 97].

Inconvénient du GICE : son rendement est moins élevé que celui d'un générateur synchrone et il nécessite un multiplicateur.

b. Générateur à induction à rotor bobiné (GIRB)

Pour générer le maximum de puissance, la vitesse du rotor du GIRB est commandée à l'aide d'un redresseur à IGBT (Fig. 1.19).

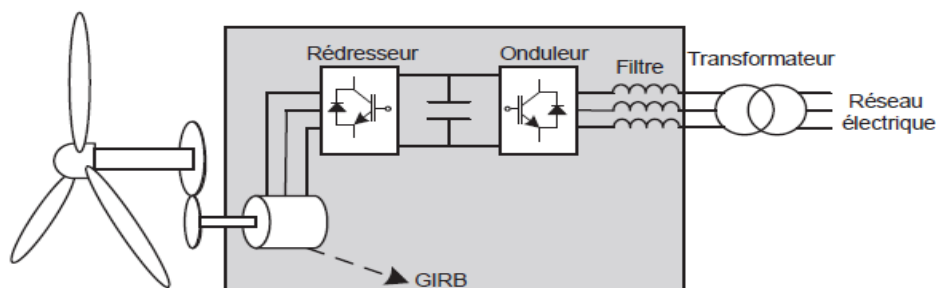


Figure 1.19 Eolienne couplée GIRD connecté au réseau électrique à l'aide d'un système de conversion d'énergie

L'avantage de ce générateur est qu'il est susceptible d'être connecté directement sur le réseau électrique sans aucun système d'interface. L'inconvénient est que l'on ne peut pas commander sa vitesse pour réaliser une stratégie optimale de (MPPT).

c. Générateur à induction à double alimentation (GIDA)

Une des configurations en forte croissance dans le marché des turbines éoliennes est connue sous le nom de générateur asynchrone doublement alimenté (GIDA). Le stator est relié directement au réseau de puissance et dont le rotor est connecté à un convertisseur de type source de tension, qui fait office de variateur de fréquence. La double alimentation fait référence à la tension du stator prélevée au réseau et à la tension du rotor fournie par le convertisseur. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor (Figure 1.20) [MIG 08].

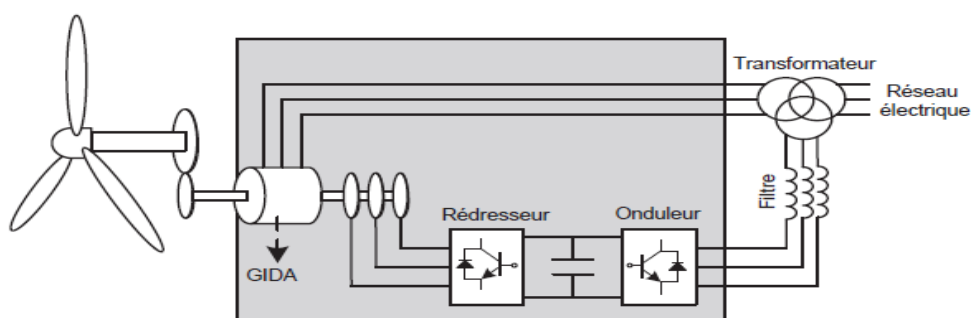


Figure 1.20 Eolienne couplée à un GIDA connecté au réseau électrique à l'aide d'un système de conversion d'énergie

La commande du redresseur du côté rotor est faite pour contrôler la vitesse de rotation et produire le maximum de puissance.

Le GIDA a plusieurs avantages :

- La réduction du coût du convertisseur, (de l'ordre de 25 %) car il est utilisé en général pour passer une partie (environ 30 %) de la puissance totale afin de commander le glissement du rotor [SMU 02].
- L'optimisation de la taille des bobinages du stator : elles passent seulement une partie de la puissance générée (aux alentours de 70 %) [SMU 02].
- La robustesse et la fiabilité [CVN 02].

Les inconvénients du GIDA :

- Les bagues du rotor impliquent une augmentation des pertes électriques et la nécessité d'une maintenance périodique.
- Il est nécessaire d'intégrer un multiplicateur pour assurer le fonctionnement de la machine à induction en régime générateur car son stator est couplé directement au réseau.

I.5. Les différentes défaillances dans les entraînements électriques

Une modification suffisamment importante et permanente des caractéristiques physiques d'un système ou d'un composant peut être la conséquence de défauts. Un défaut est une cause probable d'erreur pour un fonctionnement donné. Le système défaillant est incapable d'accomplir correctement sa ou ses fonction(s) avec les performances requises et les défauts apparaissent dans différents endroits du système [ISE 04], [FAN 13]. Dans la littérature, les défauts sont classés en fonction de leur localisation [FAN 13], [ROD 09] définissant alors les différents types de défauts :

I.5.1. Défauts de capteurs

Les capteurs sont des éléments essentiels pour la commande des machines électriques. Ils ont bien évidemment la même importance dans le domaine de la surveillance et du diagnostic. Ainsi, la perte des informations délivrées par l'un des capteurs peut avoir des conséquences graves sur le système électrique (perte du contrôle de la machine, non détection d'un défaut).

Dans les machines électriques, deux types de capteurs sont généralement utilisés (hors circuit de refroidissement) :

- Capteurs électriques (courant, tension)
- Capteurs mécaniques (vitesse, position)

Les défaillances de capteurs proviennent essentiellement d'un défaut de fabrication, d'un vieillissement des soudures ou des contacts, de contraintes thermiques ou mécaniques [LOR07].

Les méthodes de surveillance à base d'observateurs [GHB 13], [GRO 13],[TAJ 11] ou de redondances analytiques [BOU 11], [LIU 06], sont souvent utilisées pour diagnostiquer ce type de défaillance. Une autre méthode plus onéreuse consiste à utiliser la redondance matérielle. En plus de diagnostiquer un défaut, cette méthode permet aussi d'assurer une continuité de service, grâce à une reconfiguration appropriée des capteurs utilisés [AUB 14].

I.5.2. Défaits dans les onduleurs de puissance

Les défauts dans les onduleurs de puissance impliquent les interrupteurs du point de vue puissance, ou commande (drivers) mais également le condensateur de l'étage continu. Les travaux dans [SHM 07], [GAI 10] traitent des défauts sur les interrupteurs de puissance. La perte d'interrupteurs de puissance peut se modéliser par des circuits restant continûment ouverts ou fermés altérant ainsi le fonctionnement d'un bras d'onduleur. La capacité du condensateur de l'étage continu est généralement affectée par la température et le niveau de tension. L'augmentation de la température diminue considérablement la capacité et la durée de vie du condensateur. Par conséquent, la tension du bus DC est perturbée et le contrôle de l'actionneur en aval est alors délicat [LEB 12].

I.5.3. Défaits dans les machines électriques :

Les perfectionnements en ingénierie et en sciences des matériaux ont entraîné les machines électriques à devenir plus légères, tout en ayant une durée de vie importante. Néanmoins, malgré les améliorations apportées aux techniques de conception, les défauts peuvent encore se produire.

Cette partie expose les différents défauts des machines électriques, leurs origines et leurs classifications. Une défaillance de machine électrique représente tout incident donnant lieu à un comportement anormal de la machine et qui peut à court ou long terme provoquer son endommagement [VAS 09]. Les raisons de défaillances dans les machines tournantes électriques ont leur origine dans la conception, la tolérance de fabrication, l'assemblage, l'installation, l'environnement de travail, nature de la charge et le calendrier de maintenance. D'après [CAS 04], [KAZ 03], les défauts peuvent être classés selon leurs origines en deux catégories : interne et externe. Les défauts internes sont provoqués par les constituants de la machine (bobinages du stator et du rotor, circuits magnétiques, cage rotorique, entrefer mécanique, etc.). Les défauts externes sont causés par le type d'alimentation, la charge mécanique ainsi que par l'environnement d'utilisation de la machine. Une classification des

défauts des machines électriques selon leurs origines est présentée dans le Tableau I.1; [CEB 12].

Défaillance des machines électriques	Interne	Mécanique	Contact entre le stator et le rotor
			Défaut de roulements
			Excentricité
		Electrique	Mouvement des enroulements et des tôles
			Défaillance au niveau de l'isolation
			Rupture de barre
	Externe	Mécanique	Défaillance au niveau du circuit magnétique
			Charge oscillante
			Surcharge de la machine
		Environnementale	Défaut de montage
			Humidité
			Température
		Electrique	Propreté
			Fluctuation de la tension
			Sources de tensions déséquilibrées
		Réseau bruité	

Tableau I.1 : Défautes des machines électriques selon leurs origines

Différentes études statistiques ont été menées à la fin du XXe siècle, pour déterminer la répartition des pannes dans les machines électriques industrielles de moyenne puissance [ALLZ 88] ou de forte puissance [DON 85] [ALB 86], [THO 99]. Les résultats (Figure 1-21) montrent que les défauts de roulement et les défauts au niveau du stator semblent être les plus fréquents. Cependant, ces chiffres varient nettement en fonction des applications (gamme de puissance et secteur d'activité). De plus, ces résultats concernent en grande majorité les machines asynchrones. L'utilisation de la machine synchrone dans l'industrie étant relativement récente, il est difficile de conclure précisément sur la répartition des pannes pour ce type de machine, avec notamment l'absence de données sur l'occurrence des défauts d'aimantation. Néanmoins, la proportion des défauts au niveau du stator peut être considérée comme non négligeable [BON 00].

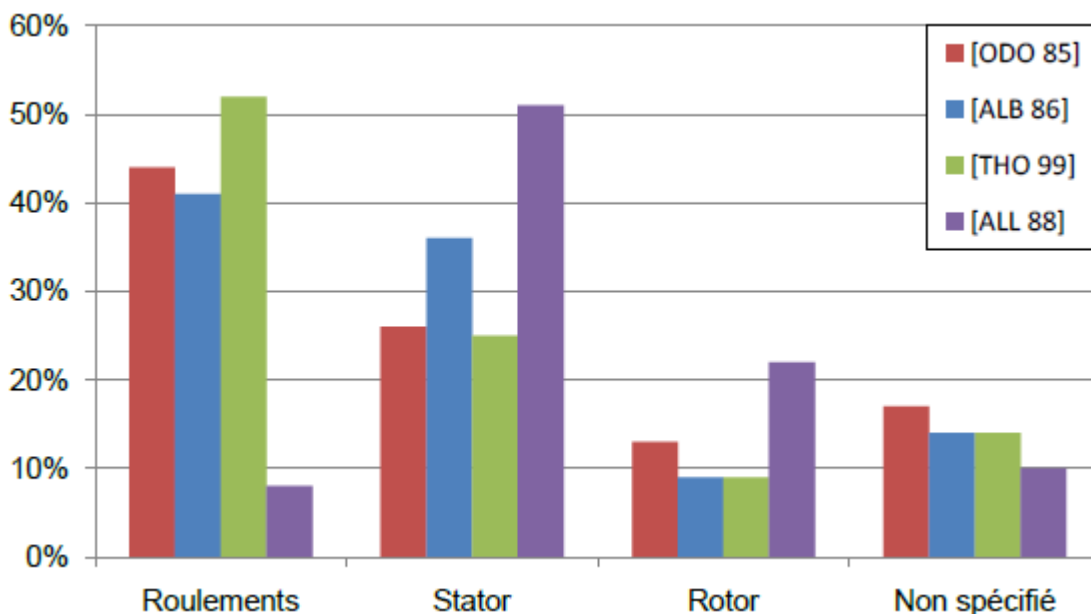


Figure I- 21 : Répartition des défaillances selon les études

Dans la suite de cette section, les défauts les plus fréquents pouvant être rencontrés dans une MSAP sont détaillés. Ces défauts sont listés ci-dessous :

- Défauts de roulements.
- Défauts d'excentricité.
- Désaimantation des aimants permanents.
- Défauts de capteurs.
- Courts-circuits statoriques.

I.5.3.a. Défauts de roulement

Les défauts de roulement occupent une place importante parmi les défauts mécaniques [SHM 07]. [RAJ 06]. En effet, les roulement jouent le rôle d'interface mécanique entre le stator et le rotor et assurent le maintien de l'axe de la machine. Il est constitué d'une bague interne, d'une bague externe, d'un corps roulant (billes) et d'un dispositif de lubrification (figure 1.21). Un défaut de roulement est soit au niveau des surfaces de contact, soit au niveau des organes de lubrification. Les contraintes mécaniques causées par une surcharge, un mauvais assemblage, une circulation de courant dans les bagues, une mauvaise lubrification, ou même les contraintes environnementales peuvent aboutir à un défaut de roulement [TRA 09]. Ce type de défaut génère des oscillations dans le couple de charge ainsi que des pertes supplémentaires. Les méthodes de détection des défauts de roulement se basent sur une analyse spectrale appliquée à une mesure de vibration ou aux courants statoriques [SCH 95], [MCL 03], [DEV 04], [BLO 08], [ONE 08], [IMM 10], [TRA 10], [BIA 11], [HAR 15]. Lorsque le défaut devient dans un état très avancé, il peut causer le blocage du rotor [HAJ 16].

I.5.3.b. Défaits au rotor

Les défauts au rotor occupent la troisième place dans le classement après les défauts de roulement et les défauts au stator. Ils surviennent sous formes de problèmes d'excentricité, d'une désaimantation (pour les machines synchrones à aimants permanents) ou de rupture des barres rotoriques (pour les machines à cage).

I.5.3.c. Défaits d'excentricité

Les défauts d'excentricité statique ou dynamique sont très fréquents et la littérature sur ce sujet est abondante [DEV 01], [CRU 03], [FAI 07], [AND 09]. Un problème de décentrement peut précéder parfois un défaut de roulement. Un décentrement est dit statique si le centre du rotor est fixe mais différent de celui du stator. Un décentrement est dit dynamique lorsque le centre du rotor devient différent de l'axe de rotation. Les facteurs générant un défaut d'excentricité et un défaut de roulement sont très proches. Une conséquence de ce défaut est l'augmentation des forces électromagnétiques causée par la variation du comportement magnétique de la machine. Les méthodes de détection de décentrement sont l'analyse spectrale des vibrations mécaniques, des courants statoriques, du flux ou des forces électromagnétiques [BEN 99], [THO 99], [DOR 08], [BLO 09], [EBR 10], [MOR 10], [HAJ16].

I.5.3.d. Défaits de désaimantation

La désaimantation c'est l'une des problématiques importantes des actionneurs associé avec les aimants permanents. Cette contrainte est liée aux pertes au rotor et l'échauffement des aimants, accentuée par un niveau élevé de réaction induit.

Aujourd'hui, la plupart des travaux sur ce sujet concernent le comportement des aimants permanents en charge et leur capacité à supporter un champ de réaction magnétique d'induit intense dû à de forts courants. Pourtant, il existe aussi un risque de désaimantation lorsque l'inducteur n'est pas assemblé avec l'induit [BVAS 09].

Ce phénomène peut se produit lors des applications brutales de charges ou en cas de défaut de court-circuit statoriques. Une fois produite, la réduction irréversible de l'induction rémanente de l'aimant réduit de façon permanente les performances de la machine [JAW 08].

I.5.3.e. Défauts au stator

Les défauts d'origine électrique comme la dégradation de la matière isolante sont des défauts internes qui se développent dans la machine elle-même au cours du fonctionnement. Ils sont causés par la commutation rapide des composants de l'électronique de puissance. Dans ce cas, les enroulements de la machines sont soumis à des transitoires de tension ($\frac{dV}{dt}$) élevés ce qui entraîne la dégradation des propriétés diélectriques et le vieillissement accéléré de l'isolant, laissant place à des défauts inter-spires [WHE 05], [HAJ 16]. Les contraintes mécaniques au démarrage (surintensité), les contraintes thermiques, les décharges partielles et le vieillissement naturel influencent tous la dégradation de l'isolant.

Les défauts inter-spires se manifestent par un courant entre (figure 1.22) [HAJ 16], [TRA 09], [UTS 03] :

1. deux spires d'une même phase
2. deux spires de deux phases différentes
3. une spire et la masse
4. une spire et le neutre
5. deux phases

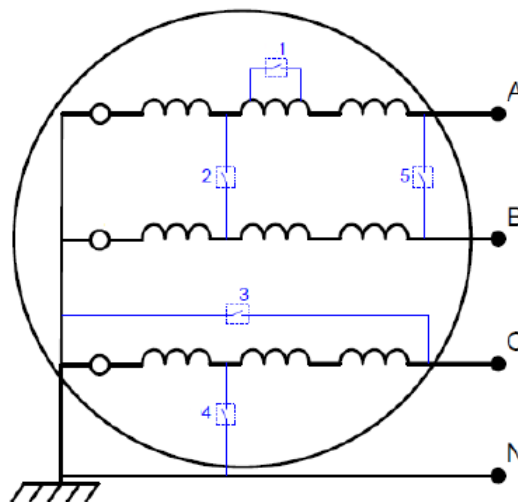


Figure I.22 Différents types de courts-circuits inter-spires [TRA 09].

Conséquences des défauts statoriques

Les modes de défaillances associés au bobinage stator impliquent majoritairement une modification topologique du circuit statorique de la machine considérée avec l'apparition de boucles de court-circuit. Elles peuvent apparaître à différents endroits selon la topologie du

bobinage statorique. De manière générale, l'effet d'un court-circuit est de perturber la répartition spatiale du champ tournant. D'une part cela conduit à des oscillations du couple électromagnétique, donc de la vitesse. Il en découle des vibrations mécaniques qui, si elles sont fortes, peuvent avoir des effets de structures pour les organes mécaniques environnant la machine. D'autre part, le courant circulant dans la boucle créée par le court-circuit peut atteindre des valeurs élevées [ABDA 05], [ABD 05], [DEV 02], [KHO 09]. Il en résulte rapidement une destruction, par effet thermique, du matériau isolant recouvrant les conducteurs appartenant à cette boucle. Les risques de dégagement de fumées ou même d'incendie sont alors importants. Les courts-circuits statoriques commencent généralement par un court-circuit localisé entre plusieurs spires d'un même enroulement (court-circuit inter-spires), suite à la dégradation du matériau isolant recouvrant les conducteurs (Fig. I.2).

Ce type de phénomène peut de plus dégénérer en courts-circuits généralisés, comme des courts-circuits entre phases ou entre phase et terre (Fig. I.2). Ces défauts sont généralement facilement détectables tant les effets qu'ils engendrent, sur les courants de phase notamment, sont importants. Les défauts de courts-circuits inter-spires, quant à eux, sont plus difficilement perceptibles à travers la seule observation directe des courants de ligne, ce qui augmente les difficultés liées à leur détection [ABD 05].

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons réalisé une synthèse de l'état de l'art concernant la génération d'énergie à partir de l'éolien. Nous avons spécifié les avantages et les inconvénients des différents types de topologies, notamment au niveau des générateurs. Trois grandes familles de machines sont présentées : machines synchrones, machines asynchrones, et machines à double alimentation.

Les principaux avantages de la solution avec machine à aimants sont: une forte densité de flux sous les pôles et l'utilisation d'un pas polaire plus faible ce qui permet de réaliser une machine plus compacte avec moins de pertes, donc un meilleur rendement, un système de refroidissement plus réduit et la possibilité de réaliser une machine totalement fermée [DEV 01]. Cependant, les aimants sont encore chers mais l'extension de leur utilisation dans des domaines très variés permet d'envisager une rapide réduction des coûts.

Chapitre II :
Modélisation, Simulation et Validation
Expérimental d'un Système éolien basé sur une
Génératrice Synchronne

II.1 Introduction

Vu que les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, ceci induit des coûts significatifs de maintenance, en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin. Par conséquent, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Pour la génératrice à aimants permanents ; le système de bagues et de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent.

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, du convertisseur de puissance liée au système de commande. Dans ce chapitre on s'intéressera à trois axes :

- Le premier traitera la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne. Le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillée.
- Le deuxième, portera sur la modélisation de la génératrice synchrone en état sain et en présence de défauts.
- Le dernier, sera dédié aux diagnostics des courts-circuits inter-spores. Un panorama non exhaustif des méthodes de détection de défauts sera exposé. L'analyse spectrale classique sera appliquée dans le cas d'entraînement à vitesse fixe. En revanche, cette analyse n'est pas adéquate pour le cas d'entraînement à vitesse variable. Alors, dans ce cas, on aura recours à la méthode de la décomposition en ondelettes.

II.2 Description du système éolien

Le schéma de l'éolienne basée sur une GS, incluant les différentes grandeurs mécaniques et électriques servant à la modélisation de la chaîne de conversion électromécanique, est illustré par la Figure II-1.

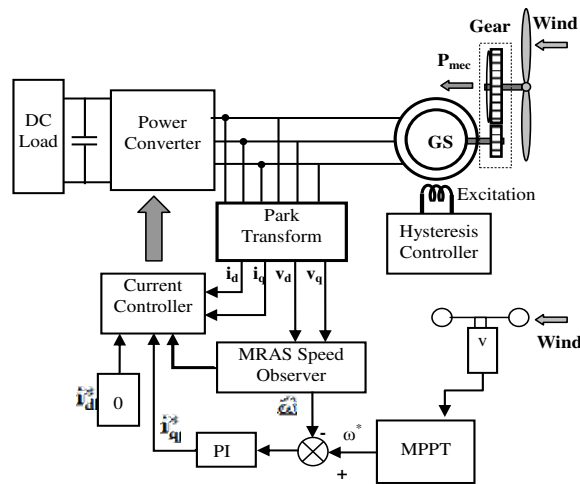


Figure II-1 Le schéma de contrôle de l'éolienne SG

II.3 Modélisation aérodynamique et mécanique d'une éolienne

La puissance électrique à la sortie d'un système éolien est issue d'une puissance mécanique voire aérodynamique captée par la turbine éolienne. La source primaire de cette énergie se situe dans le vent incident sur la voilure. De ce fait, une étude quantitative de ces deux paramètres, le vent et la puissance du vent s'avère nécessaire.

II.3.1 Source Primaire : le Vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs, son énergie cinétique constitue la source primaire d'énergie. Le vent est en fait un champ de vitesses de déplacement de masses d'air caractérisé par sa vitesse et sa direction qui sont affectées par plusieurs facteurs, en particulier le phénomène de cisaillement et l'effet d'obstacle de la tour.

Ces phénomènes modélisables correspondent à la partie déterministe de la variation spatiale du champ des vitesses. Les turbulences provoquées par les obstacles en amont (bâtiments, arbres, autre éoliennes...) correspondent à la partie stochastique de la variation spatiale du champ des vitesses [BIA 07].

Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés.[BIA 07], [M'UN 08]. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent des grandeurs caractéristiques du site et de la nature du vent, [METO9].

II.3.1.1 Expression du Vent en un Point Fixe

La vitesse du vent en un point $v_0(t)$ peut être décomposée en une somme d'une composante moyenne V (lentement variable) et d'une composante variable représentant les fluctuations $v_t(t)$:

$$v_0(t) = V + v_t(t) \quad (\text{II.01})$$

V : Vitesse moyenne du vent.

$v_t(t)$: Composante représentant la turbulence du vent.

La composante représentant la turbulence $v_t(t)$ est caractérisée par l'échelle de longueur L_v et l'écart type σ_v de cette turbulence. La définition de la composante turbulente se fait en 2étapes :

✓ *1ère étape : reconstitution du spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré*

Deux filtres largement utilisés sont le filtre de Von Karman et celui de Kaimal. Le filtre de Von Karman peut être approché sous la forme suivante. [MUN 08].

$$\varphi_v(S) = K_v \frac{(1 + m_1 T_v S)}{(1 + T_v S)(1 + m_2 T_v S)} \quad (\text{II.02})$$

Avec :

$$m_1 = 0.4, \quad m_2 = 0.25$$

$$K_v = \sqrt{2T_v (1 - m_2^2) \left(\frac{m_1^2}{m_2} - m_2 + 1 - m_2^2 \right)^{-1}}$$

$$T_v = \frac{L_v}{V}$$

K_v : Gain statique du filtre.

T_v : Constante de temps du filtre.

L_v : L'échelle de longueur de la turbulence obtenue expérimentalement et il dépend de la nature du terrain.

✓ *2ème étape : définition de l'écart type de la turbulence ζ_v*

L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient K_ζ , qui dépend de la nature du terrain et qui représente l'intensité de la turbulence.

$$\zeta_v = K_\zeta \cdot V \quad (\text{II.03})$$

K_ζ : Le coefficient l'intensité de la turbulence.

[NICH 02], donne des ordres de grandeur de l'intensité K_ζ et de l'échelle de longueur L_v de la turbulence pour divers sites.

Ainsi à partir d'un bruit blanc gaussien en entrée, il est possible de déterminer la composante de la turbulence qui consiste à générer une série temporelle de la vitesse du vent dans un point $v_0(t)$ comme illustré sur la figure (II.2)

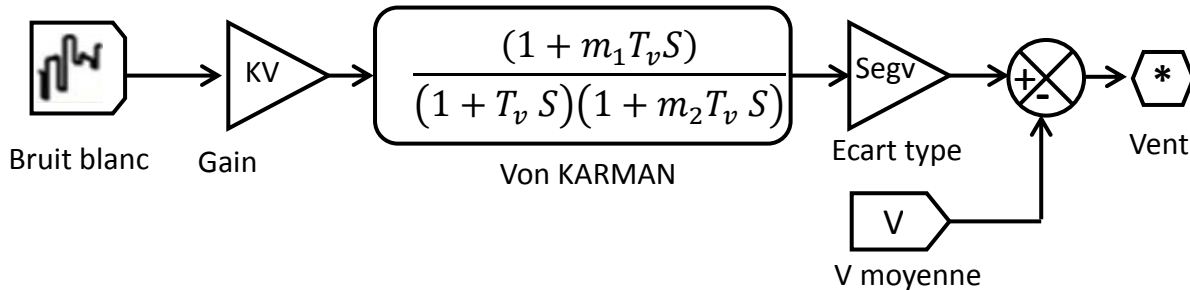


Figure II.2 Construction de la vitesse de vent en un point.

II.3.2 La Conversion Aérodynamique

La théorie de Betz permet d'expliquer le processus d'extraction de l'énergie Cinétique contenue dans le vent. Cette théorie est rappelée dans l'annexe A, elle aboutit à l'expression de la puissance de l'éolienne P_t :

$$P_t = C_p P_{amont} = \frac{1}{2} C_p (\lambda, \beta) \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (II.4)$$

Où λ est défini par:

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (II.5)$$

Le coefficient de puissance représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne et dépend également de la caractéristique de la turbine.

C_p : ce coefficient présente une limite théorique, appelée limite de Betz, égale à (0,593) et qui n'est jamais atteinte en pratique, [GAI 10].

Dans le cadre de cette thèse, nous utiliserons une expression approchée du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ et de l'angle de calage des pales β [ABD 14].

$$\begin{cases} C_p = 7.9563 \times 10^{-5} \lambda^5 - 17.375 \times 10^{-4} \lambda^4 + 9.86 \times 10^{-3} \lambda^3 - 9.4 \times 10^{-3} \lambda^2 + 6.38 \times 10^{-2} \lambda + 0.001 \\ \lambda = \frac{\omega_{WT} R}{v} \end{cases} \quad (II.6)$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique C_t disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc s'exprimer par :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot R_t^3 \pi \cdot V^2}{\lambda} C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II.7})$$

II.3.3 Modélisation de la Partie Mécanique

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables et de longueur R_t , elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t , reliée à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique. Les trois pales sont considérées identiques. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée. Ainsi, on peut modéliser l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De par la conception aérodynamique des pales, nous considérons que leur coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre la figure (II.3) dont la validité, par rapport au modèle complet de la turbine, a déjà été vérifiée. [USA 03],[GAI 10].

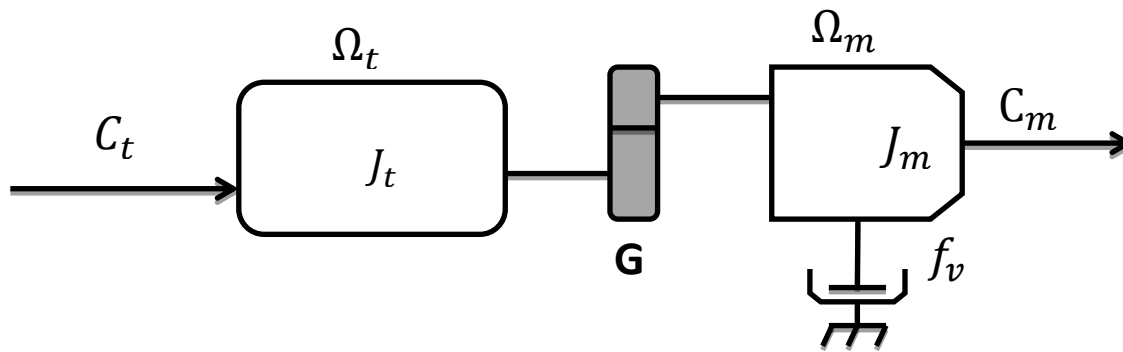


Figure II.3 Modèle mécanique de la turbine éolienne.

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la machine (arbre rapide) (Figure II.3). En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par les deux équations suivantes :

$$C_m = \frac{C_t}{G} \quad (\text{II.8})$$

$$\Omega_m = \Omega_t \cdot G \quad (\text{II.09})$$

D'après la figure II.3, nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la machine par :

$$\left(\frac{J_t}{G^2} + J_m \right) \frac{d\Omega_m}{dt} + f_v \cdot \Omega_m = C_m - C_{em} \quad (\text{II.10})$$

Avec

C_{em} : Le couple électromagnétique de la machine.

Le schéma bloc de la figure (II.4) correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation de la machine, donc de la turbine, peut-être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales, soit sur le couple électromagnétique de la machine. La vitesse du vent V est considérée comme une entrée perturbatrice au système [GAI 10].

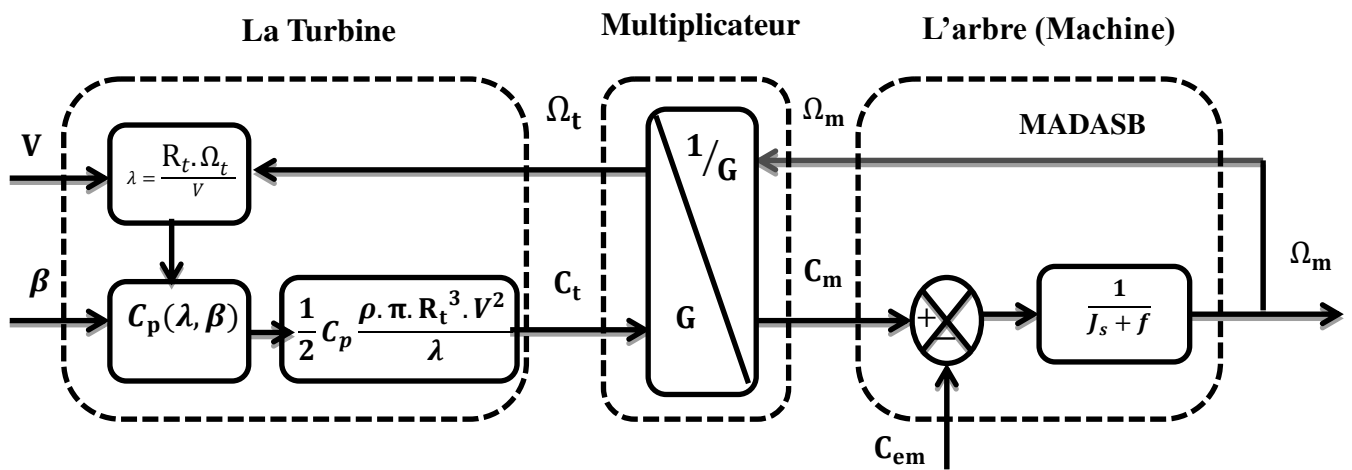


Figure II.4 Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne

II.4 MODELISATION DE LA GENERATRICE SYNCHRONE

II.4.1 MODELE BASE SUR UNE STRUCTURE SAINE

L'équation de tension dans le référentiel du stator (abc) peut être mise sous la forme :

$$[V_s] = -[R_s][I_s] - [L_s] \frac{d}{dt} [I_s] + [E_s]$$

Où:

$$[V_s] = [V_a \quad V_b \quad V_c]^T : \text{Vecteur des tensions de phases}$$

$$[I_s] = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T : \text{Vecteur des courants de phases.}$$

$[E_s] = [e_a \ e_b \ e_c]^T$: Vecteur des f.e.m de phases.

$[R_s] = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix}$: Matrice de Résistance statorique : $R_s = R_a = R_b = R_c$.

$[L_s] = \begin{bmatrix} L_a & M & M \\ M & L_b & M \\ M & M & L_c \end{bmatrix}$: Matrice de l'inductance statorique.

L'inductance cyclique de la machine ($L_s = L - M$) limite les courants de phases, ce qui permet d'écrire :

$$[V_s] = -R_s [I_s] - L_s \frac{d}{dt} [I_s] + [E_s]$$

Cependant, les équations II-4 et II-6 n'intègrent pas le fait que la composante homopolaire du courant est nulle (II-5). Pour cela, il suffit d'appliquer la transformation de Concordia (Clark) à l'équation électrique générale de la machine synchrone (II-1 ou II-4) ; la composante homopolaire du courant étant nulle, nous réduisons ainsi l'ordre du système pour prendre en compte la relation (II-6) et retrouvons les équations de la machine diphasée équivalente :

Le couple électromagnétique de G.S peut être exprimé comme suit :

$$T_e = \frac{e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c}{\Omega}$$

La dynamique de la vitesse de la machine et de sa charge, est décrite par la relation fondamentale suivante :

$$T_e - T_l = J \frac{d\Omega}{dt}$$

Où J est le moment d'inertie des parties tournantes, T_l est le couple de charge et Ω la vitesse de rotation.

Pour une machine à p paires de pôles, cette vitesse est liée à l'angle électrique θ , désignant la position du rotor, par la relation :

$$J \frac{d\theta}{dt} = p\Omega$$

Afin de réduire l'ordre du système, la transformation de Concordia est utilisée. Dans ce cas, elle permet de passer d'un ordre trois à un ordre deux, tout en conservant la puissance instantanée, en utilisant la matrice de passage T_{23} définie par :

$$[X]_{\alpha\beta} = T_{23} [X]_{abc} \text{ avec } T_{23} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

En appliquant la transformée de Concordia sur (3-1), les équations électriques deviennent :

$$[V_s]_{\alpha\beta} = -R_s [I_s]_{\alpha\beta} - L_s [\dot{I}_s]_{\alpha\beta} + [E_s]_{\alpha\beta}$$

La transformation de Park permet de passer d'un repère fixe à un repère tournant, lié à la position angulaire θ , en utilisant la matrice de passage $P(\theta)$ définie par :

$$[X]_{dq} = P(\theta) [X]_{\alpha\beta} \text{ avec } P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

En appliquant la transformée de Park sur (3-3), les équations électriques deviennent :

$$[V_s]_{dq} = -R_s [I_s]_{dq} - L_s [\dot{I}_s]_{dq} + \omega L_s \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} [I_s]_{dq} + [E_s]_{dq}$$

Avec:

$$\omega = \frac{d\theta}{dt}$$

L'angle θ traditionnellement choisi correspond à la position électrique du rotor par rapport au stator, notée θ_e . Dans le cas où les f.e.m sont purement sinusoïdales et équilibrées, cela permet d'annuler la composante de $[E]_{dq}$ sur l'axe d :

$$[E]_{dq} = P(\theta) T_{23} [X]_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} 0 \\ K_e \omega \end{bmatrix}$$

Avec:

K_e : Constante de f.é.m.

Finalement, en appliquant la transformation de Park standard, cette modélisation du G.S aboutit aux équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{dI_d}{dt} = -\frac{R_d}{L_d} I_d + \frac{L_q}{L_d} \omega I_q - \frac{1}{L_d} v_d \\ \frac{dI_q}{dt} = -\frac{R_q}{L_q} I_q - \frac{L_d}{L_q} \omega I_d + \frac{K_e}{L_q} \omega - \frac{1}{L_q} v_q \end{cases}$$

II.4.2 Modèle du circuit électrique d'une G.S en présence de défaut :

Dans ce paragraphe, nous désignons par court-circuit entre-spires tout défaut d'isolation pouvant intervenir entre deux spires d'une même phase du stator. Le défaut n'est pas forcément franc et une résistance équivalente permet de modéliser ce qui reste de la résistance de l'isolant entre les spires court-circuitées. La valeur de la résistance indique la sévérité du défaut d'isolation. Un schéma simplifié de la situation est donné sur la figure II-5 montrant la résistance R_f du défaut. Le bobinage dans lequel survient le défaut est donc divisé en deux parties que l'on appellera (c2) pour la partie court-circuitée et (c1) pour la partie saine. En pratique la résistance R_f varie depuis une valeur infinie lorsque la machine est saine à zéro lorsque la machine est en présence d'un défaut franc de court-circuit entre-spires. Il est donc intéressant de déterminer le comportement de la machine lorsque cette résistance est suffisamment grande pour ne pas induire la destruction du bobinage et suffisamment petite pour que son effet soit perceptible sur les courants absorbés par la machine.

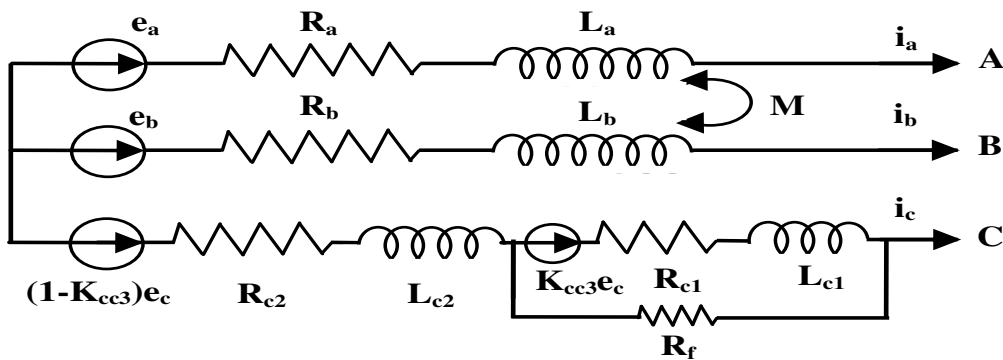


Figure II-5 : Schéma du modèle du GS avec défaut de court-circuit entre spires sur la phase C.

L'objectif de cette section, est de présenter le modèle de la machine synchronne en présence de défauts statorique tenant en compte des variations paramétriques telles que les résistances et les inductances.

On définit le coefficient de court-circuit dans la troisième phase "C" du stator comme suit :

$$K_{CC3} = \frac{N_{CC3}}{N_s} \quad (2.26)$$

Avec :

N_{CC3} : Nombre de spires en court-circuit de la troisième phase.

N_s : Nombre de spires total par phase du stator.

Le nombre de spire "utiles" pour la troisième phase "C" statorique est donc donné par :

$$N_3 = N_s - N_{CC3} = (1 - K_{CC3})N_s \quad (2.27)$$

K_{CC3} : Pourcentage de spires en court-circuit de la phase "C".

Afin d'écrire les équations électriques du modèle, les résistances et les inductances de la phase en défaut doivent être définies. Concernant les résistances, elles sont considérées comme étant proportionnelles au nombre de spires :

$$R_s = R_c = R_{c1} + R_{c2}$$

$$L = L_{c1} + L_{c2} + 2M_{c1c2}$$

$$M = M_{c1b} + M_{c2b}$$

$$M = M_{c1a} + M_{c2a}$$

$$e_c = e_{c1} + e_{c2} = e_{c1} + e_f$$

La somme des courants restant nulle, nous n'écrivons pas les équations en tenant compte de la composante homopolaire du courant au stator. L'équation électrique sous forme matricielle peut alors s'écrire dans un repère étendu (a b c f) :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_s & -R_{c1} \\ 0 & 0 & -R_{c1} & R_{c1} + R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \\ -e_{c2} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L_s & 0 & 0 & -M_{c1a} \\ 0 & L_s & 0 & -M_{c1b} \\ 0 & 0 & L_s & -L_{c1} - M_{c1c2} \\ -M_{c1a} & -M_{c1b} & -L_{c1} - M_{c1c2} & L_{c1} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

On obtient le modèle de la G.S en présence de défaut inter-spires :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_s & R_{34} \\ 0 & 0 & R_{43} & R_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \\ -e_f \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L_s & 0 & 0 & L_{14} \\ 0 & L_s & 0 & L_{24} \\ 0 & 0 & L_s & L_{34} \\ L_{41} & L_{42} & L_{43} & L_{44} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

Avec:

$$e_f = e_{c2}$$

$$R_{34} = R_{43} = -R_{c1}, R_{44} = R_{c1} + R_f$$

$$L_{14} = L_{41} = -M_{c1a}, L_{24} = L_{42} = -M_{c1b},$$

$$L_{34} = L_{43} = -L_{c1} - M_{c1c2}, L_{44} = L_{c1}.$$

$$R_{c1} = (1 - K_{CC3})R_c, R_{c2} = K_{CC3} R_c$$

Le couple électromagnétique fournit par la G.S peut s'évaluer en premier lieu comme il suit :

$$T_e = \frac{e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c - e_f i_f}{\Omega} \quad (2.30)$$

NB: de même on peut déduire les modèles de couplage entre spires pour les phases A et B.

II.4.3 PANORAMA DES METHODES DE DETECTION DE COURT-CIRCUIT:

Dans la littérature, il existe de nombreux moyens pour détecter les défauts dans les machines électriques. Ces méthodes peuvent être classées en trois catégories principales (Figure II-6) :

- les méthodes basées sur l'analyse des signaux physiques exploitant essentiellement les signatures fréquentielles du défaut à l'aide d'outils propres au traitement du signal (analyse spectrale, analyse temps-fréquence ...),
- les méthodes à base de connaissances permettant, à partir de données, de classer les défauts à l'aide d'outils statistiques ou d'intelligence artificielle.
- les méthodes basées sur un modèle mathématique du système utilisant la génération des résidus ou l'estimation de paramètres pour construire un indicateur du défaut.

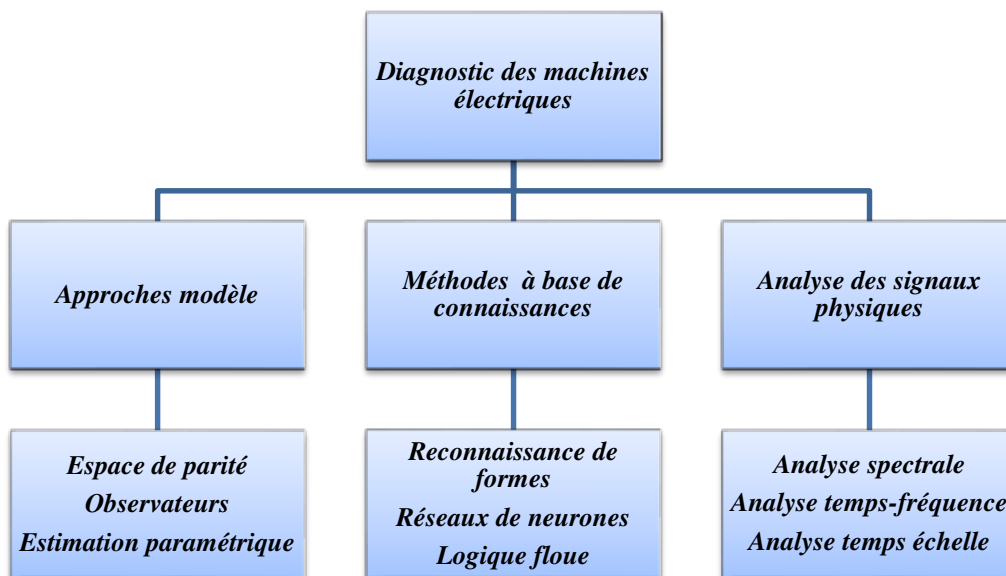


Figure II-6 : Différentes méthodes de diagnostic dans les machines électriques

II.4.3.a. Diagnostic par analyse des signaux

Le principe de la détection d'un court-circuit inter-spires par une approche signal repose sur l'existence de propriétés particulières de certains signaux physiques prélevés sur la machine en fonctionnement (tension, courant, vibration mécanique, flux magnétique ...) lorsque le défaut apparaît. De nombreux travaux exploitent ce principe en recherchant, par des techniques souvent liées au traitement du signal, à extraire les signatures d'un court-circuit inter-spires. Dans la littérature, les techniques les plus répandues pour la détection des court-circuits inter-spires sont

basées sur l'analyse des courants statoriques [AUB 14]. Ces méthodes, couramment appelées MCSA (*Motor Current Signal Analysis*), présentent l'avantage de n'utiliser que des capteurs de courant, qui sont souvent déjà présents dans les systèmes pour la commande et/ou la surveillance de la machine. Parmi ces méthodes, le diagnostic par analyse spectrale sur les courants statoriques consiste à détecter des raies aux fréquences caractéristiques du défaut. En effet, les perturbations des forces magnétomotrices, induites par un défaut inter-spores, entraînent la présence d'harmoniques supplémentaires dans les courants statoriques des machines et permettent ainsi la détection de la défaillance. Cette méthode est notamment utilisée dans [SAH06] et [JOK02] en détectant l'apparition d'une composante à $3.f_s$ dans les courants de ligne d'une machine défaillante (figure II.7). L'analyse spectrale des courants statoriques peut également être exploitée à l'aide d'outils mathématiques, comme la transformation de Park [CRU01], [ROS07] ou la transformation de Fortescue avec l'utilisation des composantes symétriques [KOS00], [VAS09]. Ces transformations triphasées/biphasées font alors apparaître des composantes à $2.f_s$ au niveau des courants statoriques en cas de défaillance (figure II. 8).

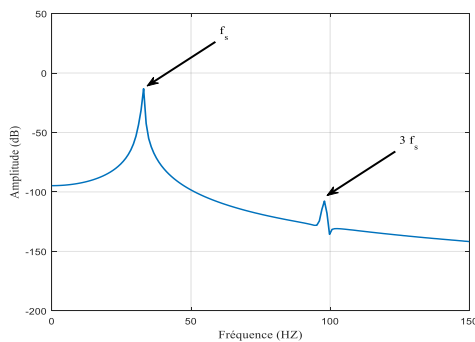


Fig. II. 7 : Détection d'un court-circuit inter-spores dans une G.S par analyse spectrale du courant de ligne

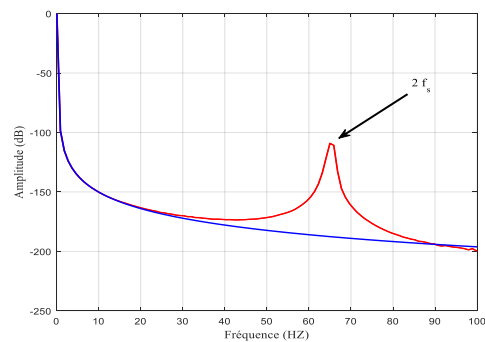


Fig. II. 8 : Harmoniques à $2.f_s$ sur le module du vecteur de Park des courants statoriques en présence de défaut inter-spores (résultats de simulation)

Les courants statoriques ne sont pas les seuls signaux qui permettent de détecter les court-circuits inter-spores par une analyse fréquentielle. Les grandeurs électromagnétiques, comme le flux de fuite axial [PEN94], [HEN03] et le couple électromagnétique [MEL03], ainsi que les grandeurs mécaniques, comme la vitesse de rotation du rotor [ROS07] et les vibrations mécaniques [SHU02], mettent également en évidence, dans leur contenu spectral, des harmoniques témoignant de l'apparition d'un court-circuit inter-spores. Bien que l'analyse spectrale sur les grandeurs physiques permet une surveillance rapide et peu onéreuse, cette méthode n'est pas adaptée pour notre application où la machine électrique étudiée est une G.S fonctionnant à vitesse variable. En effet, le fonctionnement à vitesse variable implique un contenu fréquentiel dépendant du temps.

Ainsi, les signaux analysés ne peuvent plus être considérés comme stationnaires et une analyse fréquentielle classique ne suffit plus pour localiser avec précision les fréquences caractéristiques du défaut. D'autres techniques peuvent alors être utilisées pour analyser des signaux avec un contenu fréquentiel variable au cours du temps. Nous pouvons citer les outils de représentation temps-fréquence utilisant la distribution de Wigner-Ville [ROS08], [CLI09] ou la transformée de Hilbert-Huang [ROS08], [URR09], ainsi que les représentations temps-échelle utilisant la méthode de décomposition en ondelettes [LIU05], [CHE07]. Cependant, ces méthodes demandent un temps de calcul relativement important ce qui complexifie leur mise en place pour une implantation en ligne. En plus de la problématique liée au fonctionnement à fréquence variable, ces méthodes ne résolvent pas, non plus, la problématique liée au fonctionnement de la machine en tant que générateur. Des déséquilibres de charge entre les phases peuvent également survenir et provoqués les mêmes conséquences sur les courants. Tous ces phénomènes rendent les méthodes basées sur l'extraction d'une signature spectrale relativement peu robustes pour la détection des court-circuits inter-spires. Il existe également d'autres méthodes basées sur l'approche signal n'utilisant pas une analyse spectrale, comme l'analyse d'enveloppe des courants statoriques [SIL08] ou le calcul de l'impédance inverse [LEE03], [CHE11], mais ces méthodes sont également fortement dépendantes du point de fonctionnement et ne répondent donc pas complètement à la problématique de détection des court-circuits inter-spires dans les G.S.

II.4.3.b Diagnostic par méthodes de connaissances

Comme pour les méthodes précédentes basées sur l'analyse des signaux, les méthodes dites de connaissances, se basent sur des données issues du système étudié sans passer par la formulation d'un modèle analytique. Cependant, ces méthodes utilisent en plus les techniques de classification [SID03] comme la reconnaissance de formes [CAS03] ou les outils liés à l'intelligence artificielle [FIL00], [OND06] (réseaux de neurones, logique floue, réseaux bayésiens) afin de renseigner précisément l'état du système. Dans la littérature, l'approche par réseaux de neurones a été particulièrement étudiée ces dernières années pour la détection des court-circuits inter-spires dans les machines électriques ([BOU08], [BRO13], [REF12]). Par exemple dans [BOU08], la détection de celles-ci par la méthode neuronale utilise, en entrée, les tensions et les courants statoriques ainsi que le déphasage entre ces deux grandeurs électriques. Dans tous les cas, ces méthodes nécessitent une bonne connaissance au préalable de la machine et du réseau électrique associé, en définissant une base de données initiale la plus précise possible afin de s'assurer de la fiabilité du diagnostic. Dans notre cas, en fonctionnement générateur et avec les nombreux points de fonctionnement que cela implique, la taille de cette base de données initiale nous semblait être trop importante et

complexe pour envisager une implantation en ligne avec un coût calculatoire raisonnable. Pour cette raison, nous sommes donc principalement concentrés sur la troisième catégorie des méthodes de diagnostic basée sur l'utilisation d'un modèle mathématique de la machine.

II.4.3.c Diagnostic par une approche modèle

Le principe de ce type de méthodes repose sur l'utilisation d'un modèle mathématique du système à surveiller. Pour notre application, cela consiste à comparer le comportement de la machine réelle (éventuellement défaillante) à celui d'un modèle de représentation du PMG soumis aux mêmes excitations ; ce modèle de représentation pouvant correspondre à un modèle sain de la machine ou un modèle spécifique caractérisant le défaut étudié. Cette comparaison entre le modèle et le système réel fait apparaître des différences sur certaines grandeurs caractéristiques et forment ainsi des résidus. Ces derniers sont exploités afin de construire un indicateur de présence du défaut étudié.

Afin de générer ces résidus, trois approches sont couramment utilisées [PEK04] :

- l'approche par projection dans l'espace de parité
- l'approche à base d'observateurs
- l'approche par estimation paramétrique

II.4.3.d Approche par projection dans l'espace de parité

Le principe de l'approche par projection dans l'espace de parité ([PEK04], [VEL98]) consiste à exploiter les relations de redondance analytique existantes dans les équations du modèle du système étudié. Cette redondance analytique est obtenue grâce à l'acquisition des signaux d'entrée et de sortie du système sur un horizon de temps. Un vecteur de résidus est alors généré en retranchant l'influence des entrées (mesures connues) et des états (par projection matricielle orthogonalement à la matrice d'observabilité) sur la sortie du système [CHO84]. En absence de défaut, les résidus obtenus sont corrélés aux bruits du système et sont, en théorie, centrés autour de zéro. En cas de défaut, le changement de la valeur moyenne des résidus permet de détecter la défaillance. Le principe de cette méthode est schématisé sur la Figure II-9 où W correspond à la matrice de projection orthogonale.

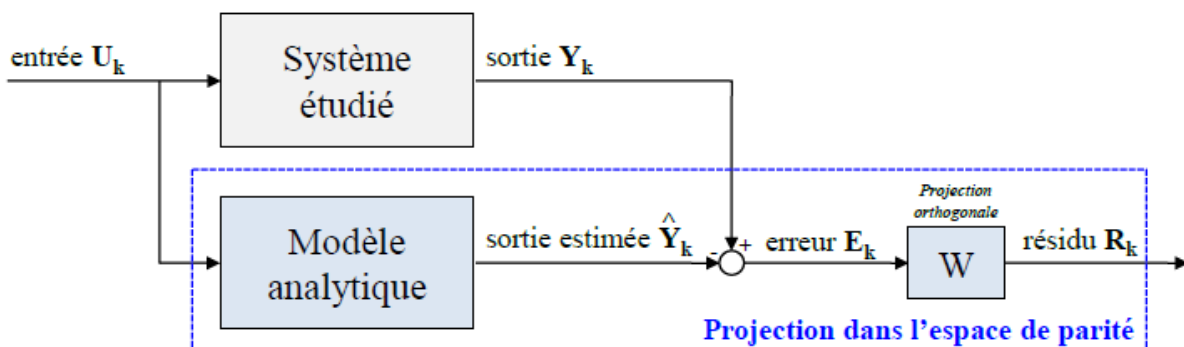


Figure II-9 : Principe du diagnostic par projection dans l'espace de parité

Cette approche est principalement adaptée pour détecter les défauts additifs [FRA08]. Elle est ainsi souvent utilisée en complément d'autres techniques de diagnostic pour discriminer les défauts de capteurs (défauts additifs [RAI00]) d'autres défauts structurels [LIU06]. Cette approche n'a donc pas été privilégiée pour notre application.

II.4.3.5 Approche à base d'observateurs

Le principe de l'approche à base d'observateurs en boucle fermée (aussi appelée estimateur d'état) est de reconstruire tout ou une partie du vecteur d'état du système étudié à partir d'un modèle analytique sain du système et des grandeurs mesurables. Avec cette méthode, le résidu est généré en comparant les sorties réelles du système et les sorties estimées par l'observateur. En présence d'un défaut, ce résidu a tendance à évoluer, étant donné que les hypothèses d'équilibre du modèle ne sont plus respectées. L'évolution du résidu permet alors, de détecter l'apparition de la défaillance.

La Figure II-10 illustre le principe de la génération des résidus par l'utilisation d'un observateur en boucle fermée, où la matrice H représente la contre réaction qui permet de minimiser l'effet des conditions initiales, des perturbations et des erreurs du modèle sain.

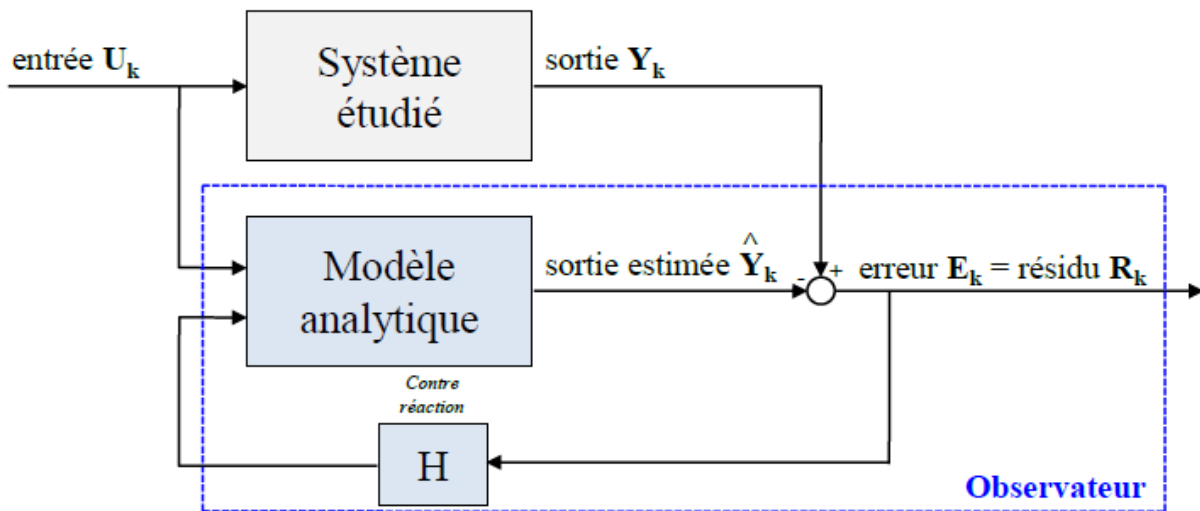


Figure II-10 : Principe du diagnostic avec l'utilisation d'observateurs

Comme pour la méthode de projection dans l'espace de parité, l'approche à base d'observateurs est également efficace pour détecter des pannes de capteurs [FRA08], [ODG11].

Cependant, cette méthode peut également être adaptée à la détection des défauts inter-spires dans les machines électriques. Pour cela, divers types d'observateurs peuvent être utilisés comme par exemple les observateurs H_∞ [NOH 13], les observateurs à entrées inconnues [GHA 11] ou les observateurs adaptatifs [DEA 09], [LU 10].

II.4.3.f. Approche par estimation paramétrique

Le diagnostic par identification paramétrique est un autre moyen pour détecter des défaillances dans les systèmes physiques via une approche modèle. Dans ce cas, ce ne sont plus les états mais les estimations de paramètres internes du modèle analytique (sain ou défaillant) qui sont utilisées pour générer les résidus nécessaires à la détection (Figure II-11). Ainsi, en cas de défaillance, les variations observées sur les paramètres, par rapport à leurs valeurs théoriques ou nominales (λ_{nom}), sont utilisées pour diagnostiquer le défaut.

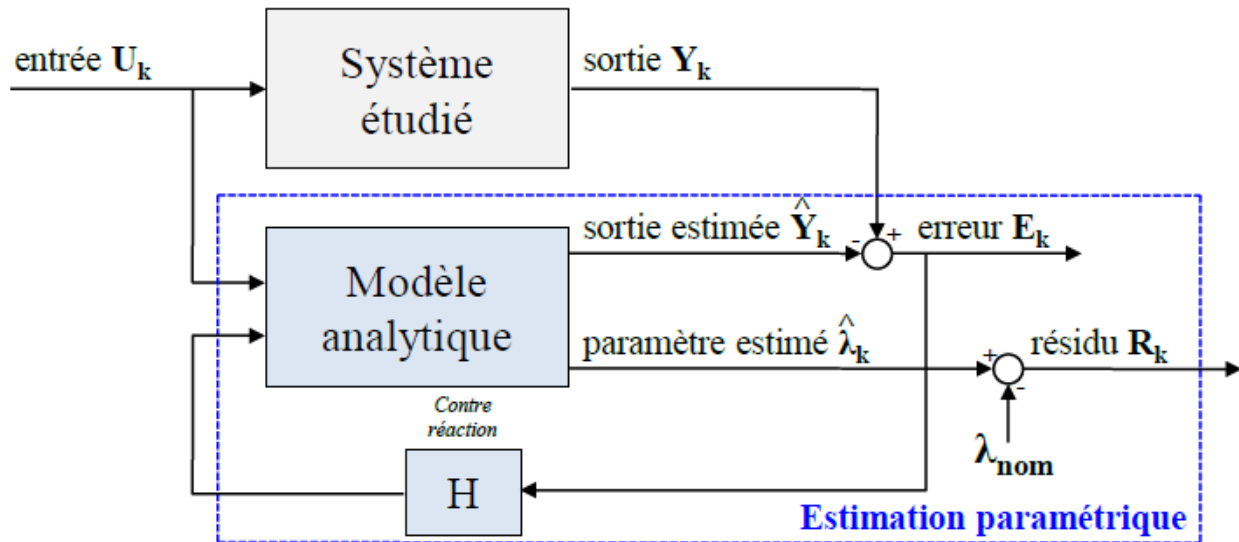


Figure II-11 : Principe du diagnostic avec estimation paramétrique

L'approche par estimation paramétrique est particulièrement adaptée pour la détection des défauts multiplicatifs (cas de la plupart des défauts internes [ISE05], [FRA08], [RAI00]). Ainsi, ces méthodes s'avèrent être intéressantes pour détecter les court-circuits inter-spores dans les machines électriques [LIU06]. Le principal désavantage de ces méthodes est qu'il faut s'assurer d'avoir des conditions d'excitation suffisamment riches pour garantir la convergence des algorithmes d'identification. Le modèle utilisé pour l'estimation paramétrique est l'un des choix importants qui doit être fait avec cette approche de diagnostic. En effet, il est possible d'utiliser une représentation saine de la machine électrique étudiée comme dans [KHO09] et [LIU06] où l'apparition d'un court-circuit inter-spores est décelée par des variations anormales des paramètres estimés (résistances ou inductances par exemple). A contrario, dans [BAC02] et [SCH99], la détection des court-circuits inter-spores, appliquée aux MAS, est réalisée via un modèle qui inclut dans sa formulation la boucle de défaut. Ainsi, ce modèle possède une partie « saine » correspondant au modèle de la MAS sans défaut et une partie « défaillante » où se trouvent les paramètres estimés spécifiques du défaut étudié qui sont utilisés pour le diagnostic. En plus du modèle du système étudié, il convient également de choisir l'algorithme d'identification adapté au contexte d'étude. Par exemple dans [BAC02], l'algorithme de Levenberg-Marquardt est utilisé sur un horizon de temps important pour

une détection hors ligne. Dans [KHO09], l'estimation paramétrique est réalisée avec l'algorithme des moindres carrés récursifs qui autorise une détection rapide en ligne. D'un point de vue général, le Filtre de Kalman Étendu (*FKE*) est souvent utilisé pour l'estimation de paramètres dans les systèmes physiques, qu'ils soient linéaires ou non-linéaires. Ceci est notamment le cas dans les machines électriques [AKS10], [AUG13], [FOU07], [PEY03]. Cet algorithme tend à minimiser la variance de l'erreur d'estimation et présente l'avantage de pouvoir filtrer les bruits liés aux mesures et aux modèles. Le FKE donne également la possibilité d'imposer la dynamique d'évolution des paramètres estimés en initialisant correctement les matrices de covariance de l'algorithme. Le problème du coût de calcul du FKE, qui pouvait être un frein à son utilisation, est compensé par le développement de processeurs à haute performance de type DSP.

II.5 Résultats expérimentaux : modèle de la turbine associé à une MCC réelle

Le modèle de la turbine et le régulateur PI ont été implantés sur une carte DSP (modèle DS1103 du fabricant DSPACE). Ce dispositif nous a permis d'appliquer la référence de vitesse générée par le modèle de la turbine sur une machine réelle de 1 kW.

II.5.1 Dispositif expérimental

Le dispositif est présenté sur la Figure (II.12). L'essai est basé sur la machine à courant continu de 1kW. L'interfaçage logiciel/matériel est réalisé par la carte DS1103. Cette carte est gérée par un processeur Motorola PowerPC 604 e – 400/333 MHz permettant de gérer l'application, et un DSP : le TMS320F240 de Texas Instruments spécialement conçu pour le contrôle des convertisseurs statiques de puissance en générant les signaux de commande MLI en logique TTL. La carte DS1103 est implantée dans un PC qui sert d'interface Homme-Machine et constitue la partie "hardware" de dSPACE®. La partie "software" se compose, quant à elle, de deux logiciels. Le premier, Matlab/Simulink®, permet une programmation aisée de l'application temps réel sous Simulink par utilisation de blocs spécifiques (appartenant à la "Real Time Interface (RTI) toolbox ", permettant de configurer les entrées/sorties de la carte DS1103. Le second logiciel, Control-Desk, possède une GUI interactive, qui permet l'acquisition de données et la modification en temps réel des structures et/ou des paramètres de l'algorithme. Le Real-Time Workshop de Matlab est capable de générer automatiquement un fichier objet à partir du modèle Simulink. Ce fichier est ensuite implanté dans la mémoire de la carte DS1103. Celle-ci reçoit du processus à commander, les informations nécessaires et fournit les signaux de pilotage de l'onduleur. La vitesse de référence générée par le modèle de la turbine est appliquée au régulateur PI. La tension d'alimentation de la MCC est alors générée par ce régulateur et le rapport cyclique nécessaire au hacheur dévolteur est calculé en fonction de cette tension et de la valeur de la tension E d'alimentation du hacheur.

Ce rapport cyclique est alors appliqué à une des quatre MLI monophasées indépendantes de la DS1103. Il en résulte un signal de commande MLI disponible sur le boîtier d'interface des entrées/sorties. Afin d'adapter ce signal et de l'isoler galvaniquement par rapport à la grille de l'IGBT du hacheur, nous avons réalisé une carte d'interface dont le schéma est donné en annexe 4. La mesure du courant de la MCC est réalisée à l'aide d'un capteur de courant LEM LA-25 NP. Celui-ci génère une tension de faible amplitude qui est l'image du courant mesuré. Cette tension est appliquée à une entrée ADC (Analogic to Digital Converter) du boîtier d'entrées/sorties. Le programme MATLAB peut alors utiliser la mesure du courant nécessaire au régulateur PI.

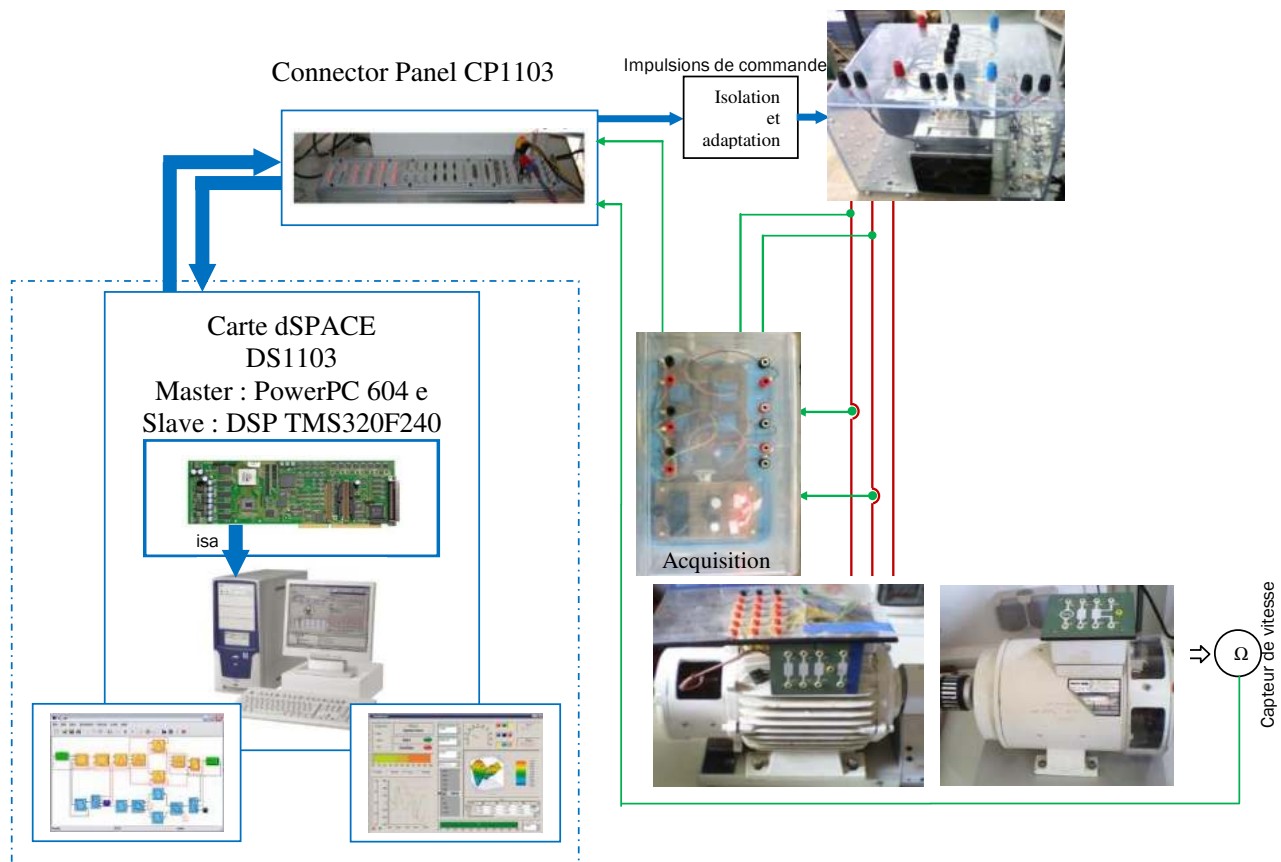


Fig. (II.12) Synoptique du banc d'essais

II.5.2 Résultats Expérimentaux

L'acquisition est réalisée par une carte dSPACE DS1103 via le logiciel "Control Desk". Les signaux relevés pour deux cas de vitesse de rotation de la machine à courant continu :

a. Pour une vitesse constante :

Les figures II.20 et II.22 présentent l'évolution du vecteur de Park lié au stator (du courant et de la tension respectivement) à l'état sain et lors d'un court-circuit de 5 et 10 % appliqué aux différentes phases séparément.

Comme on peut le constater, la présence du défaut (court-circuit) dans une phase se traduit par la déformation de la forme circulaire du vecteur à l'état sain en une forme elliptique, dont le grand axe d'orientation est associé à la phase en défaut.

Toujours avec le même test, les figures II.19 et II.21 présentent l'évolution du vecteur de Park lié au rotor, on peut constater que le contour du vecteur de Park garde sa forme circulaire, en revanche son épaisseur augmente au fur et à mesure avec le pourcentage des spires affectées par le défaut de court-circuit.

A l'état sain, l'analyse spectrale des courants et des tensions statorique nous montre l'absence de raie latérale (figure II.22. a). En revanche, la présence de défauts (figures II.23. b-c, figures II.24. b-c) montre la présence des raies autour de la fréquence de $3 f_s$ (signature de défaut statorique). On peut remarquer que l'amplitude des raies devient plus importante lorsque le défaut est plus significatif.

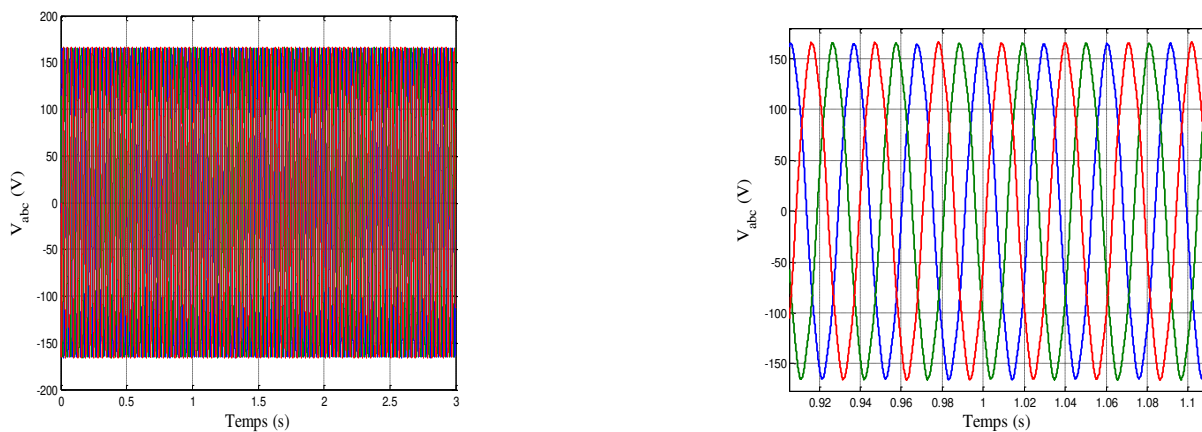


Fig. II.13 Les tension statoriques en état saine

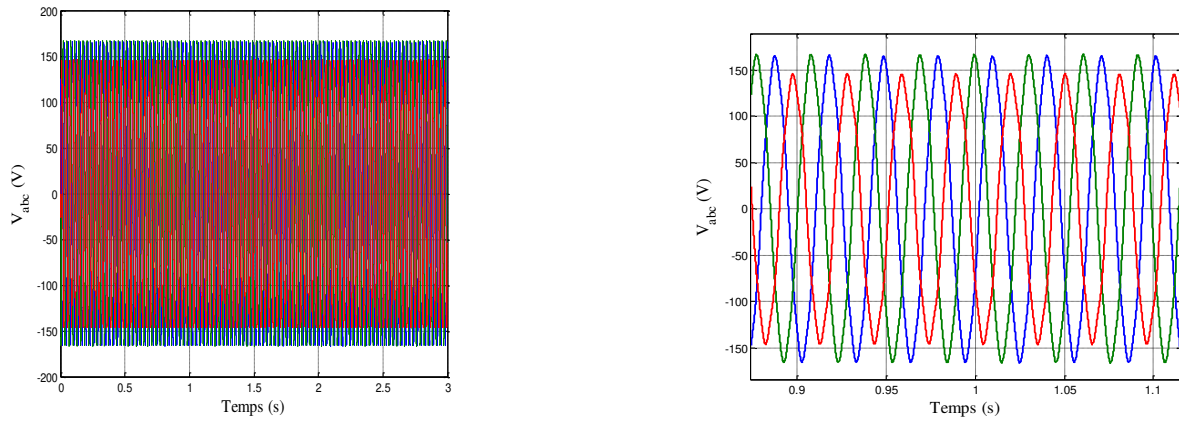


Fig. II.14 Les tension statoriques en défaut de 5 %

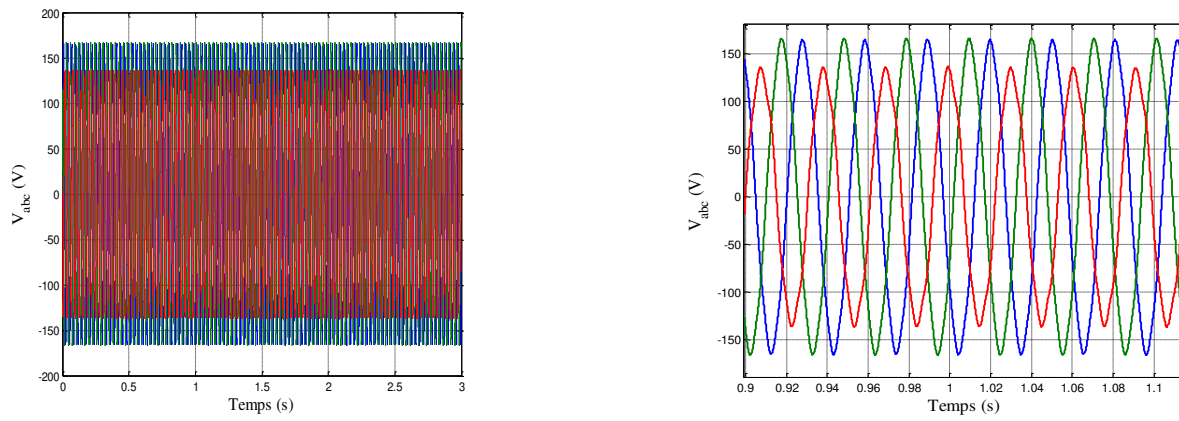


Fig. II.15 Les tension statoriques en défaut de 10 %

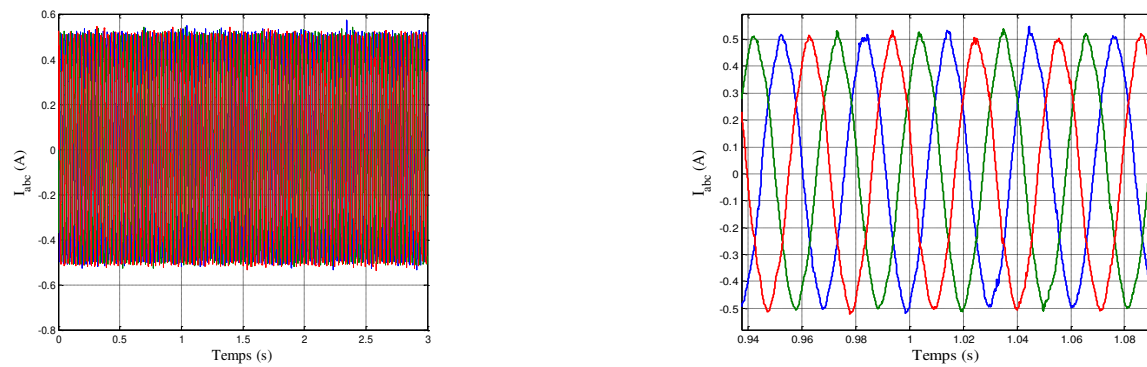


Fig. II.16 Les courants statoriques en état sain

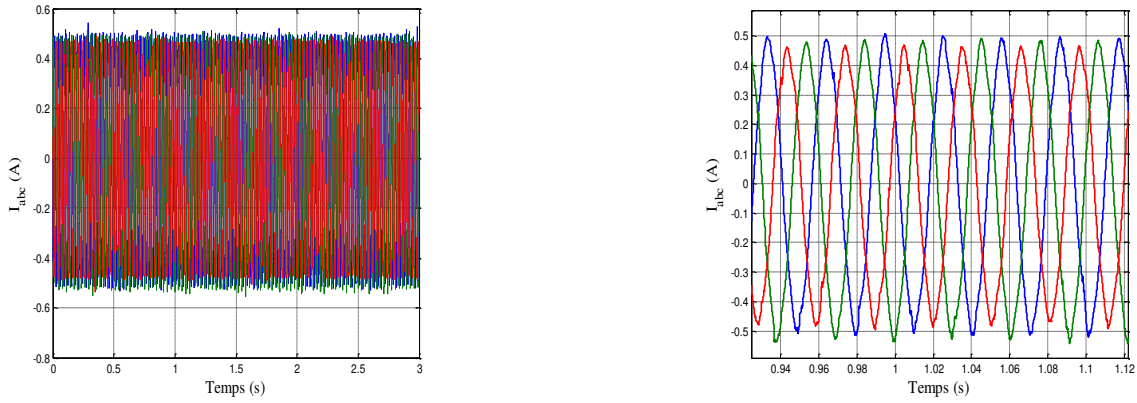


Fig. II.17 Les courants statoriques en défaut de 10 %

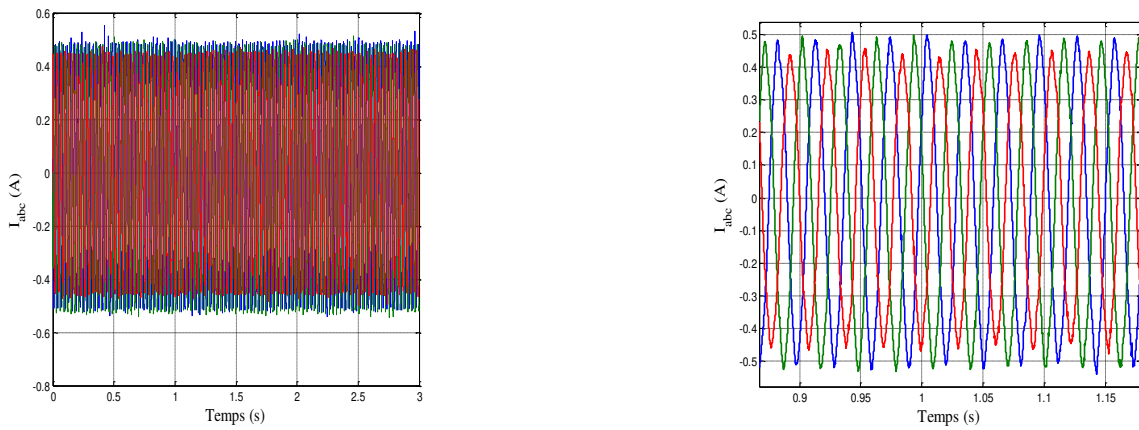


Fig. II.18 Les courant statoriques en défaut de 10 %

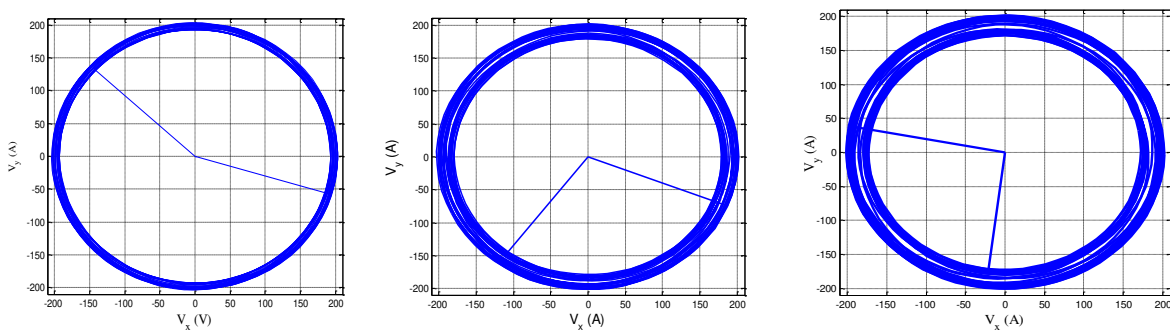


Fig. II.19 Vecteur de Park lié au rotor de la tension statorique : a) Cas de la Génératrice saine

b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5 et 10 %)

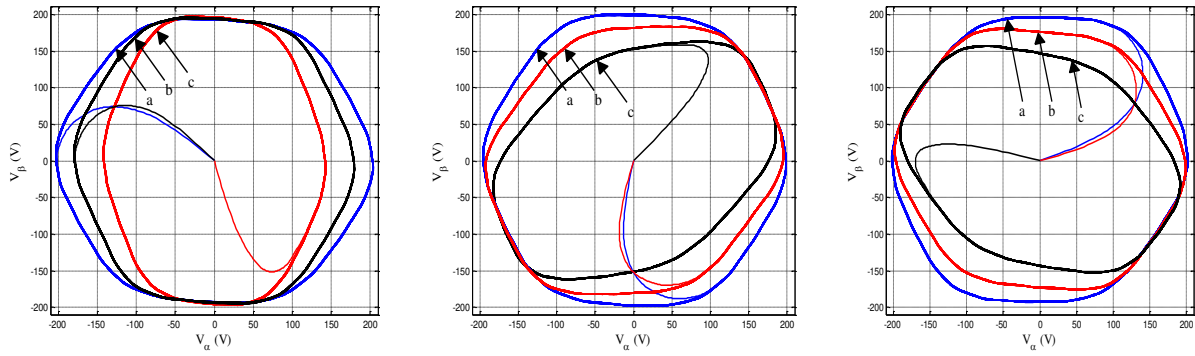


Fig. II.20 Vecteur de Park lié au stator de la tension statorique: a) Cas de la Génératrice saine
b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5% et 10 %)

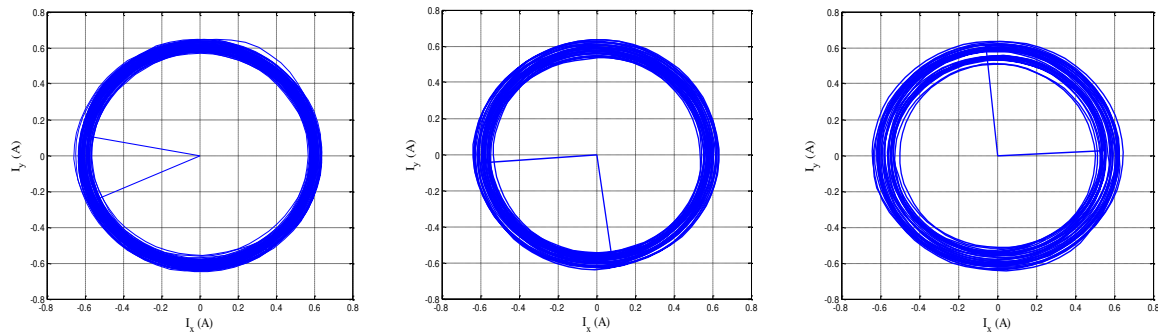


Fig. II.21 Vecteur de Park lié au stator du courant statorique: a) Cas de la Génératrice saine
b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5 et 10 %)

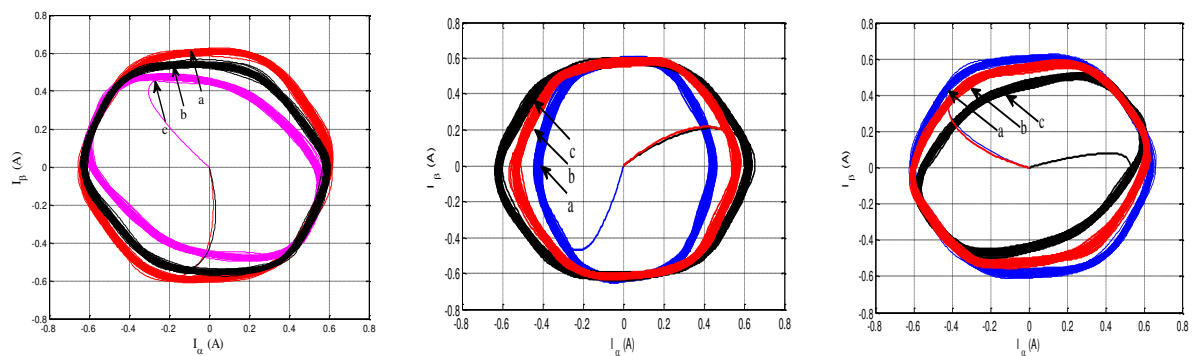


Fig. II.22 Vecteur de Park lié au stator du courant statorique: a) Cas de la Génératrice saine
b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5% et 10 %)

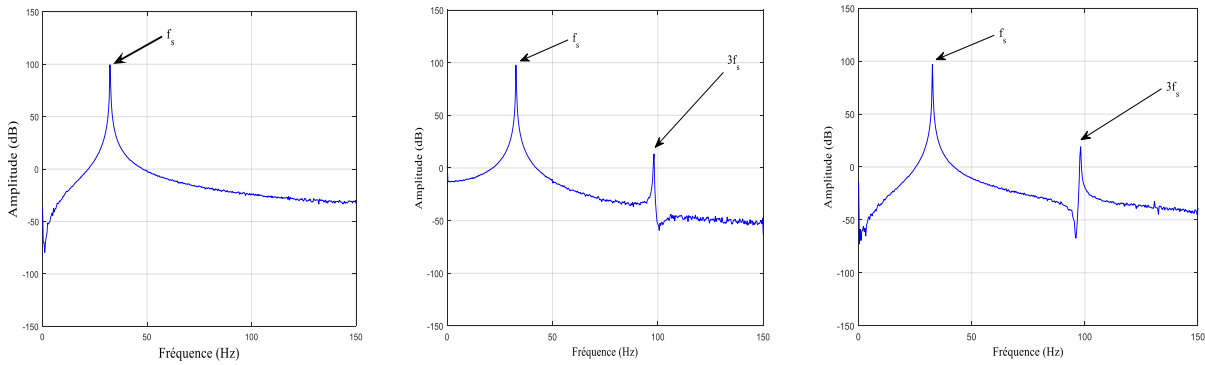


Fig. II.23 Analyse spectrale de la tension statorique: a) Cas de la Génératrice saine

b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5% et 10 %)

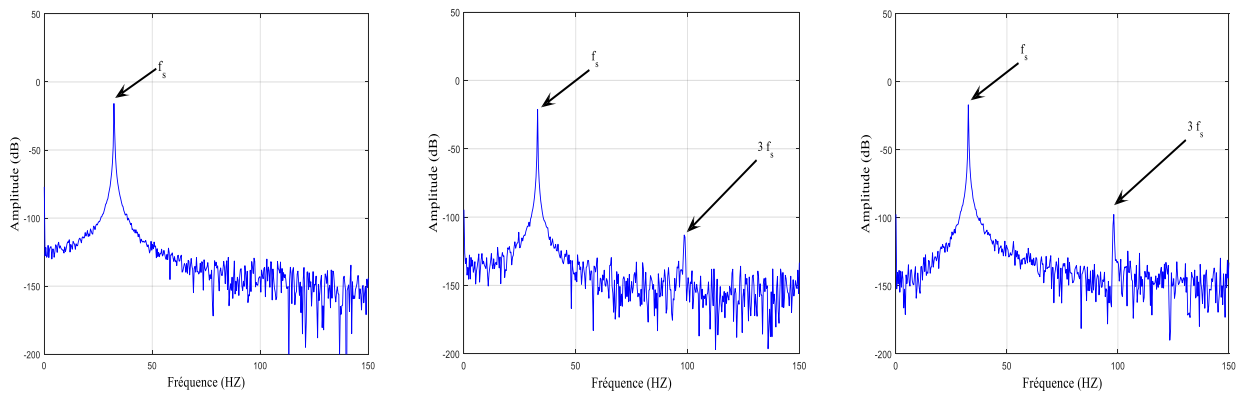


Fig. II.24 Analyse spectrale du courant statorique: a) Cas de la Génératrice saine

b, c) Cas de la Génératrice en défaut (5% et 10 %)

b. Pour une vitesse variable (allure du vent):

Le profil de vent appliqué au modèle de la turbine est modélisé sous MATLAB/SIMULINK.

L'interface logicielle DSPACE control-desk est utilisée pour visualiser les signaux mesurés.

A priori, comme on vient de voir (Fig. II.25) l'analyse par FFT avec un fenêtrage de type Hanning de la tension statorique de la troisième phase conduit à des résultats similaires dans les deux cas (a: Génératrice saine et b: Génératrice en défaut de 5%), mais en utilisant l'analyse par transformation d'Ondelette continue type multi niveauon peut facilement voir une différence entre les deux cas, en présence de court-circuit inter-spires.

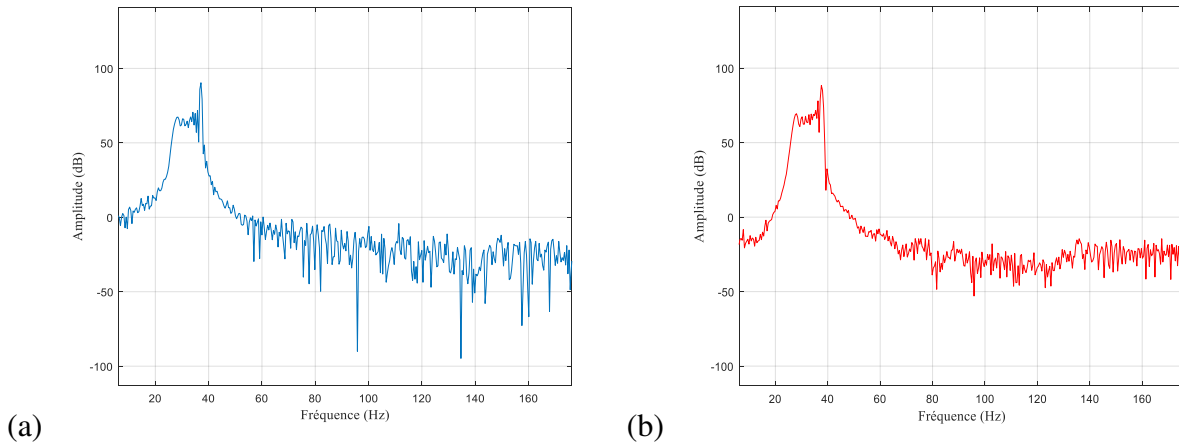


Fig. II.25 Le spectrale de la tension par la transformée FFT, a) Cas de la Génératrice saine
b) Cas de la Génératrice en défaut (5%)



Fig. II.26 Analyse par transformation d'Ondelette continue type multi niveau de la phase Vcs en fonctionnement sain.

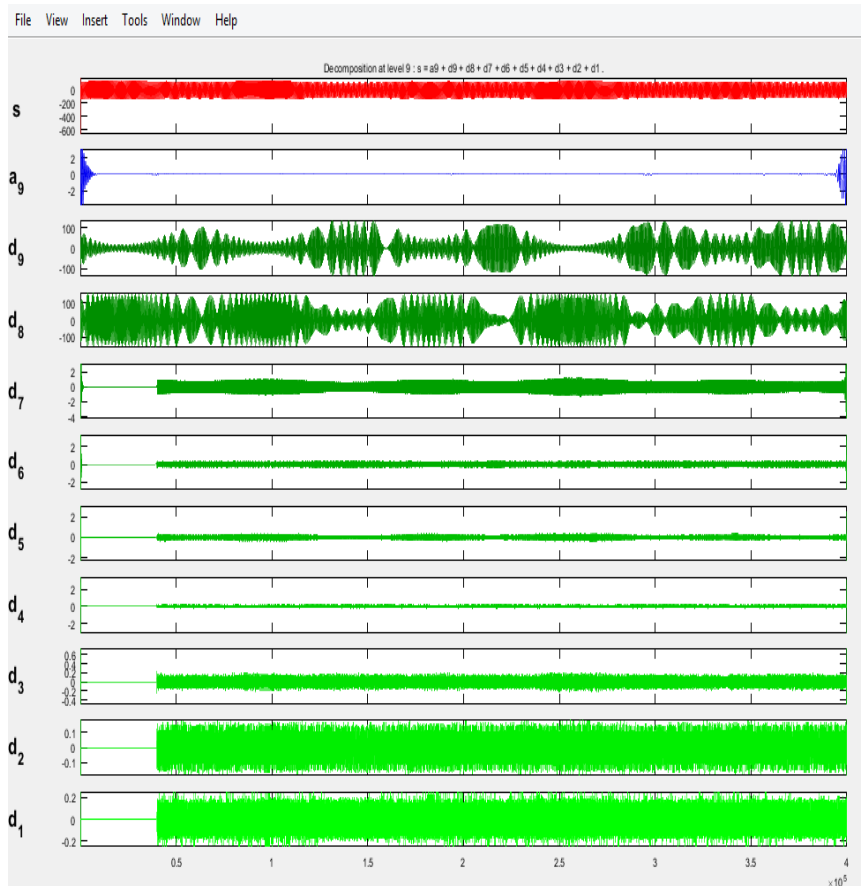


Fig. II.27 Analyse par transformation d'Ondelette continue type multi niveau de la tension Vcs en présence de court-circuit inter-spires.

Niveau		Bandes de fréquences Détail
J=1	d1	5000-10000
J=2	d2	2500-5000
J=3	d3	1250-2500
J=4	d4	625-1250
J=5	d5	312.5-625
J=6	d6	156.25-312.5
J=7	d7	78.125-156.25
J=8	d8	39.0625-78.125
J=9	d9	19.531-39.0625

Table 1: Bandes de fréquences résultantes de la décomposition en multi-niveaux

Les figures (Fig. II.26 et Fig. II.27) représentent respectivement les résultats d'analyse de la tension statorique de la phase "c" par l'ondelette type décomposition multi niveau. Pour des fonctionnements sains et avec des défauts de types court-circuit entrespires (5%). Dans tous les cas considérés, l'ondelette est utilisée en régime variable où la machine est considérée à l'état initial sans défaut. La comparaison des signaux montre que l'amplitude des coefficients D7- D1 est augmentée par rapport à celle dans le cas de la machine saine due à l'effet que les bandes de fréquence correspondantes sont affectées par la présence de défaut. Ainsi, on remarque qu'il y a des différences plus claires entre le cas sain et le cas de court-circuit contrairement à l'analyse par FFT.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, a été présenté la modélisation aérodynamique et mécanique du système éolien, ainsi que le modèle de la génératrice synchronne dans l'état sain et en présence de défauts.

Un panorama des différentes méthodes de détection de court-circuits inter-spores et leur classification a été exposé. Les résultats expérimentaux montrent que l'analyse spectrale est un outil incontournable dans le diagnostic des court-circuits à condition que la vitesse d'entraînement soit constante. Dans le cas d'une vitesse d'entraînement variable en boucle ouverte, on a recours à d'autres outils d'analyse de signaux pour déceler le défaut à savoir l'analyse par transformation d'Ondelette type multi niveau.

La nouveauté dans ce chapitre est l'exploitation des grandeurs de tensions statoriques au lieu de celles des courants dans la détection des défauts. La majorité des travaux dans la littérature de diagnostic des machines électriques, utilise les courants comme grandeurs de diagnostic ce qui est naturelle dans le cas du fonctionnement en moteur. Par contre dans le cas de fonctionnement en génératrice, nous avons jugé qui est préférable d'opté vers les tensions comme grandeurs de diagnostic pour les raisons suivantes :

- Les tensions ont des valeurs plus significatives par rapport à celles des courants.
- Dans le cas du fonctionnement à vide, le diagnostic serait possible malgré la nullité des courants.

Chapitre III : Architectures et Méthodes de Recherche du Point Maximum de Puissance

III.1 Introduction

Les travaux de recherche publiés jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens sont généralement consacrés aux systèmes de très forte puissance reliés aux réseaux électriques [MACH 02], [TAM 15]. Ces travaux montrent que les éoliennes qui fonctionnent à vitesse variable fournissent un rendement énergétique de 10-35% plus élevé comparés aux éoliennes qui fonctionnent à vitesse constante avec un moindre effort mécanique et moins de fluctuations de puissance [MUL 01], [TAM 15]. Différentes méthodes MPPT ont été utilisées afin d'obtenir un fonctionnement optimal. Dans ce chapitre, nous présenterons une étude théorique sur deux méthodes : la méthode de perturbation et d'observation (P&O) et celle basée sur la logique floue (Fuzzy Logic Control (FLC)). Des tests de simulation sont utilisés pour faire une évaluation des performances des deux stratégies par comparaison des évolutions de certaines grandeurs.

III.2. La nécessité d'un MPPT

L'efficacité du système éolien repose sur le fonctionnement à une vitesse de rotation optimale des pales de l'éolienne. Cette vitesse change en fonction de la vitesse du vent, il est donc nécessaire de réguler la vitesse de rotation de la turbine pour se placer au point de fonctionnement optimal. Les processus de recherche du point de fonctionnement optimal sont appelés MPPT (Maximum Power Point Tracking), ils seront réalisés de différentes manières suivant que l'éolienne est équipée ou non d'un anémomètre pour connaître la vitesse du vent et suivant la connaissance que l'on a des caractéristiques des courbes de puissance de la turbine [SHU 12, THO 11]. Le MPPT est utilisé dans la zone II de la figure III.1. On pourrait être tenté de prendre directement les algorithmes utilisés pour les panneaux solaires, mais la grande inertie des systèmes éoliens [MIR 07] rend ces solutions difficiles à utiliser. Le temps de réponse d'une cellule solaire est très court vis à vis d'une variation de l'ensoleillement tandis que du fait de son inertie mécanique, un système éolien aura un temps de réponse long vis à vis d'une variation de la vitesse du vent.

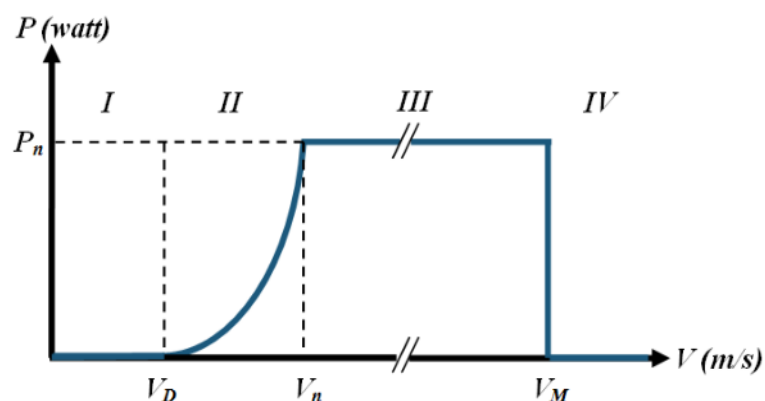


Figure III.1 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable peut être défini selon trois zones, comme l'illustre la Figure III.1 :

- ✓ **Zone 1** : où la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage v_D de l'éolienne. Dans ce cas, la turbine ne fonctionne pas et ne produit donc pas d'énergie,
- ✓ **Zone 2** : le vent atteint une vitesse minimale v_n , pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale v_n correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique " P_n " et de la vitesse de rotation " Ω_n " [GAI 10].
- ✓ **Zone 3** : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales β) [GAI 10],
- ✓ **Zone 4** : lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale " v_M " admissible par l'éolienne, la turbine est arrêtée par le système d'arrêt d'urgence afin de protéger la partie mécanique de l'éolienne et d'éviter son endommagement.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2. En effet, dans cette zone, nous considérerons que l'angle de calage des pales β est constant. Un fonctionnement en zone 3 aurait uniquement pour conséquence une modification de cet angle afin de limiter la puissance mécanique pour éviter toute destruction de l'éolienne. Une modélisation et une commande du système d'orientation des pales seraient alors nécessaires. Notre travail porte davantage sur les commandes des grandeurs électriques. Le système d'orientation des pales permettant de dégrader le rendement aérodynamique de l'éolienne ne sera alors pas étudié dans ce manuscrit.

Dans la Zone 2, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la GS afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite ; ce principe est connu sous la terminologie MPPT.

III.2.1 La chaîne passive

Le système le plus sommaire consiste à placer derrière la génératrice un pont de diodes suivi d'une batterie [GER 02]. Lorsque la turbine tourne à une vitesse suffisante Ω_{nom} (figure III.2), la tension en sortie du pont de diodes va se stabiliser à une valeur légèrement supérieure à la tension de la batterie. La vitesse de rotation Ω_{nom} est alors limitée par cette tension batterie [MOO 04]. On se situe au MPP uniquement pour une seule vitesse de vent, V_3 sur la figure III.2. Le courant de charge de la batterie n'est pas contrôlé et celle-ci risque d'être rapidement endommagée.

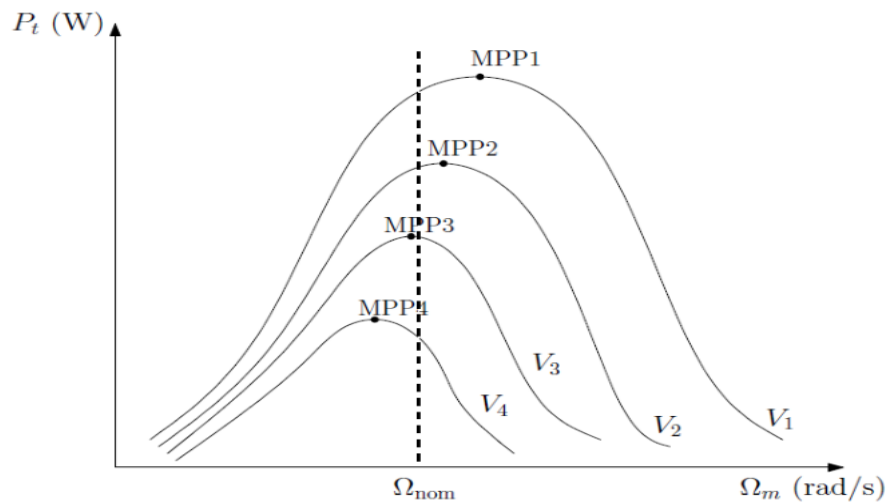


Figure III.2 Système passif avec pont de diodes connecté sur une batterie.

Pour améliorer ce système, il est possible de concevoir une chaîne éolienne passive [ABD 07], [TRA 10] où la génératrice est conçue de telle sorte que ce sont ses propres caractéristiques qui vont adapter la vitesse de rotation à la puissance présente sur l'arbre de la turbine. Les différents éléments qui constituent son circuit magnétique sont dimensionnés pour que leurs caractéristiques (résistivité, flux, reluctance...) fournissent une fonction de transfert en puissance se plaçant naturellement au point de puissance maximum (MPP). L'inconvénient majeur de cette solution est que la génératrice est spécifique pour chaque turbine. Si on change les dimensions ou la géométrie de la turbine, il est nécessaire d'utiliser une nouvelle génératrice. Cette méthode permet de diminuer le coût de la chaîne électrique des petites éoliennes qui se résume alors à un redresseur à diodes. Cette structure est principalement dédiée aux petites éoliennes [SAR 09].

III.2.2 La méthode "TSR control"

Comme nous l'avons vu précédemment, la vitesse relative (ou Tip Speed Ratio TSR) optimale est constante quelle que soit la vitesse du vent. C'est à cette vitesse spécifique optimale que s'effectue le meilleur transfert d'énergie aérodynamique vers la génératrice. La méthode "TSR control" force le système de conversion d'énergie à maintenir la vitesse de rotation de la turbine à la vitesse

optimale [ABD 12]. Pour cela, il est nécessaire de connaître la valeur optimale de la vitesse relative en bout de pale et de disposer de la vitesse du vent, qui sera mesurée à l'aide d'un capteur. Comme on peut le voir sur la figure III.3, la génératrice est asservie en vitesse avec une consigne déterminée par un régulateur qui cherche à rendre λ égal à λ_{opt} . Cette méthode, qui semble simple, nécessite de disposer d'un anémomètre qui, proche de l'éolienne, sera perturbé par celle-ci. Au voisinage de l'éolienne, les écoulements de vent sont perturbés, rendant la mesure peu précise. De même, la direction du vent étant changeante, il est difficile de déterminer un endroit pour placer l'anémomètre. Pour les grosses éoliennes, étant donné qu'elles sont situées à des altitudes où la vitesse du vent est plus uniforme, il est envisageable de mettre des mats de mesure pour supporter un ou plusieurs capteurs de vitesse. Dans le document [BRA 09], on trouve trois stratégies sans capteurs pour la réalisation d'un contrôle de la famille TSR :

- Model Reference Adaptive Speed observer - MRAS
- Artificial Neural Network - ANN
- Sliding Mode Observer - SMO

Les résultats de simulation ont montré la validité de ces trois approches. La plus robuste est SMO. Ces résultats ont également confirmé que compte tenu de la grande inertie du système, un contrôle en couple est préférable au contrôle en vitesse. Ils ont aussi confirmé le bon fonctionnement de la MPPT basé sur la courbe de $C_p(\lambda)$.

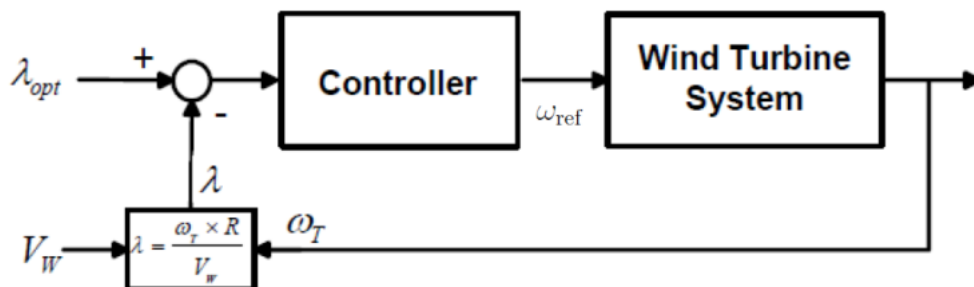


Figure III.3 – Système utilisant la vitesse du vent [MAS 08] et connaissant a priori la valeur optimale de λ , λ_{opt} . La consigne ω_{ref} est la consigne de vitesse de rotation qui permet d'extraire le maximum de puissance à la vitesse de vent V_w mesurée. Sur cette figure, ω_T est la vitesse de rotation de la turbine.

III.2.3 La méthode "Optimal Torque control" (OT)

Pour la méthode "Optimal Torque control" [HAQ 10], l'expression reliant la vitesse spécifique à la vitesse de rotation peut être mise sous la forme :

$$V_w = \frac{R \Omega_m}{\lambda}$$

Alors, l'expression de la puissance extraite du vent par la turbine devient :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p(\lambda) = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3 \Omega_m^3}{\lambda^3} C_p(\lambda)$$

Si la turbine tourne à λ_{opt} , la fonction $C_p(\lambda)$ est à son maximum C_{pmax} , alors en remplaçant λ par λ_{opt} et C_p par C_{pmax} , on obtient :

$$P_{t_{opt}} = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3 C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3} \Omega_m^3 = K_{opt} \Omega_m^3 \text{ Avec } K_{t_{opt}} = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3 C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3}$$

On peut alors en extraire l'expression de couple optimal :

$$T_{t_{opt}} = \frac{P_{t_{opt}}}{\Omega_m} = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3 C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3} \Omega_m^3 = K_{opt} \Omega_m^2$$

Une boucle de régulation en couple peut alors être mise en place avec comme référence la valeur T_{topt} que l'on vient de calculer. Cette méthode est simple, elle nécessite néanmoins la connaissance du point maximum de la courbe $C_p(\lambda)$ qui devra être déterminée auparavant. Cette méthode est plus lente que la méthode "TSR control" [ABD 12], car les variations de vitesse du vent ne sont pas prises en compte directement. La valeur du couple peut être déduite de la mesure du courant délivré par la génératrice.

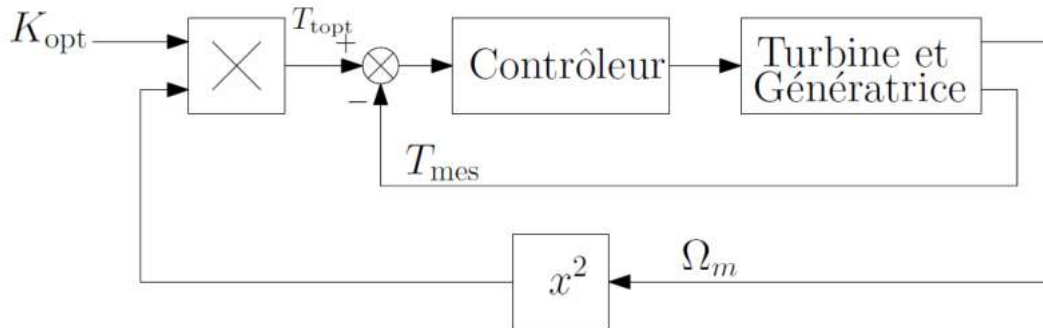


Figure III.4 – Schéma bloc d'une structure de type optimal torque control.

III.2.4 La méthode "Power Signal Feedback control" (PSF)

La méthode "Power Signal Feedback control" est une méthode proche de la méthode "Optimal Torque control" [KAZ 10]. Le contrôle du couple sur l'arbre de la turbine est remplacé par le contrôle de la puissance transmise à la charge. Le schéma de la méthode PSF est donné en figure III.5. La consigne de puissance est déterminée à l'aide d'une table à deux dimensions dans laquelle les valeurs de puissance sur la charge pour les différentes vitesses de rotation de la turbine sont mémorisées. Cette table a été construite préalablement à partir de relevés effectués pour les différentes vitesses du vent sur toute la gamme de fonctionnement prévue pour l'éolienne. Lors du

fonctionnement de l'éolienne, on mesure (ou on estime) la vitesse de rotation de la turbine et on détermine grâce à la table, la puissance que l'on devrait obtenir à cette vitesse de rotation. Cette puissance sert de référence à une boucle de régulation en puissance. Cette régulation en puissance va modifier la vitesse de rotation de la turbine, mais le système va converger vers le point de puissance optimale [ABD 12, MAS 08].

Cette méthode ne requiert pas la connaissance de la vitesse du vent. La puissance peut être mesurée en sortie de la génératrice ou en sortie de la chaîne de conversion électrique suivant la méthode utilisée pour construire la table utilisée par cette méthode. La régulation de puissance est réalisée en contrôlant le courant consommé par la chaîne de conversion électrique.

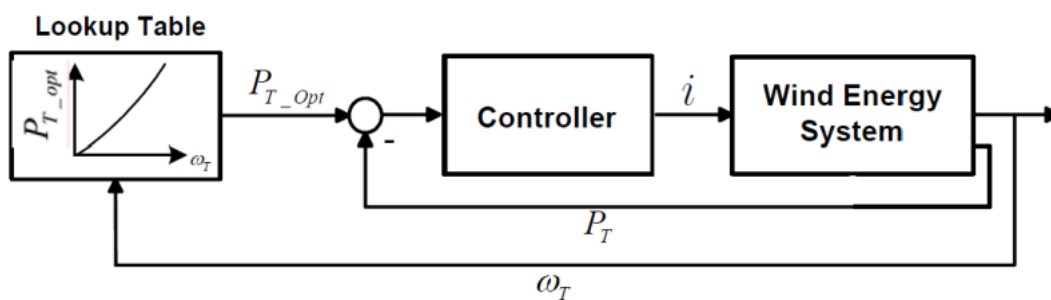


Figure III.5 – Système utilisant la vitesse du rotation de la turbine et disposant d'une table de correspondance entre puissances optimales et vitesses de rotation [MAS 08].

III.2.5 La méthode "Hill Climbing Searching" (HCS)

Le principe de la méthode HCS repose sur une recherche permanente du maximum de puissance en faisant varier la vitesse de rotation de la turbine. C'est une méthode de type perturbation et observation (P&O) dont J. Hui a fait une présentation très claire dans [HUI 08]. L'avantage principal de cette méthode réside dans le fait qu'elle ne requiert pas la connaissance des caractéristiques de la turbine, de la génératrice, de l'électronique de puissance ni du vent (voir figure III.6). Suivant que le point de fonctionnement se trouve à gauche ou à droite du MPP sur la courbe $C_p(\lambda)$, en ajoutant une perturbation sur la consigne du régulateur de la vitesse de rotation de la turbine, la chaîne de conversion récolte plus ou moins de puissance. Par exemple, sur la figure III.6, lorsque le système démarre au point P_1 , une augmentation du courant consommé sur la sortie de la génératrice de l'éolienne produit une variation négative de la vitesse de rotation de la turbine $\Delta\Omega$. Ensuite, l'analyse de la variation de la puissance délivrée par la turbine permet de détecter le sens à suivre pour rejoindre le MPP. Si cette variation est positive, cela signifie que la progression est dans le bon sens et alors le système continue dans le même sens. Lorsque l'on s'approche du MPP, la puissance est maximum et la variation de puissance atteint son minimum.

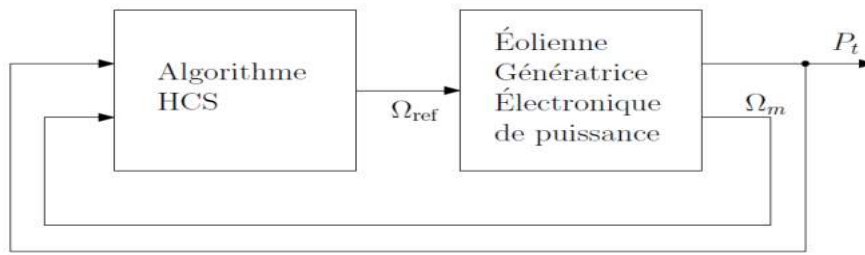


Figure III.6 – Schéma de la méthode Hill Climbing Searching.

Cette technique a priori simple présente néanmoins de nombreux inconvénients dus principalement aux variations du vent et à l'inertie mécanique de l'éolienne qui peut entraîner des temps de réponses mécaniques de quelques dizaines de secondes [KAZ 11]. Il est délicat d'ajuster la valeur de la variation de courant qui génère la variation de vitesse $\Delta\Omega$. En effet, pour obtenir un temps de réponse rapide, on serait tenté de prendre une grande valeur mais le système risque de passer de l'autre côté du point de puissance maximum (MPP) et de faire l'aller et retour en permanence sans avoir un bilan de puissance satisfaisant. De même si on choisit une valeur de $\Delta\Omega$ trop faible, le système va mettre beaucoup de temps pour trouver le maximum de puissance sachant que le vent va changer en force et qu'un nouveau point sera à trouver alors que le premier n'aura pas été atteint. Dans le cas d'un vent variable (Fig. III.8), le système peut même prendre des mauvaises décisions car le résultat de variation de puissance n'est pas dû à une variation de la vitesse de rotation de la turbine mais tout simplement à une variation de vitesse du vent (V_1 vers V_2 sur la figure III.8).

Le risque majeur est alors qu'en présence d'un vent variant rapidement, le système se positionne dans les extrémités de la courbe de C_p , là où la turbine n'a plus d'efficacité, pouvant entraîner alors le blocage du rotor ou des sur vitesses qui endommageraient la turbine. Des tentatives pour résoudre ces problèmes avec des solutions hybrides sont présentées dans [CHA 11], [KOU 06] et [KAZ 11].

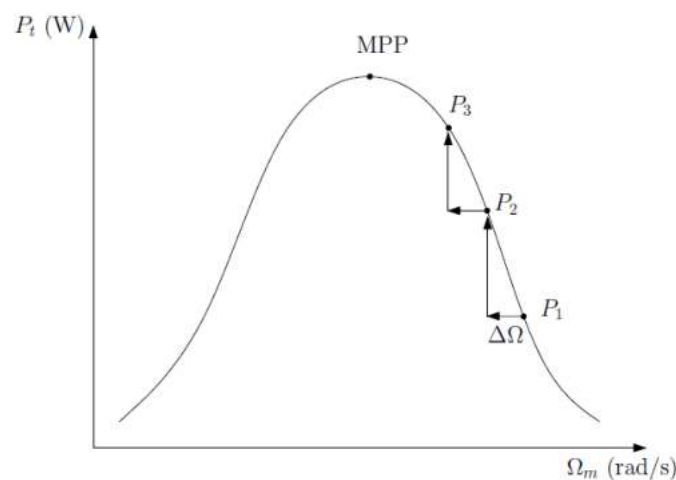


Figure III.7 – Recherche du MPP par la méthode Hill Climbing Searching en présence d'un vent constant.)

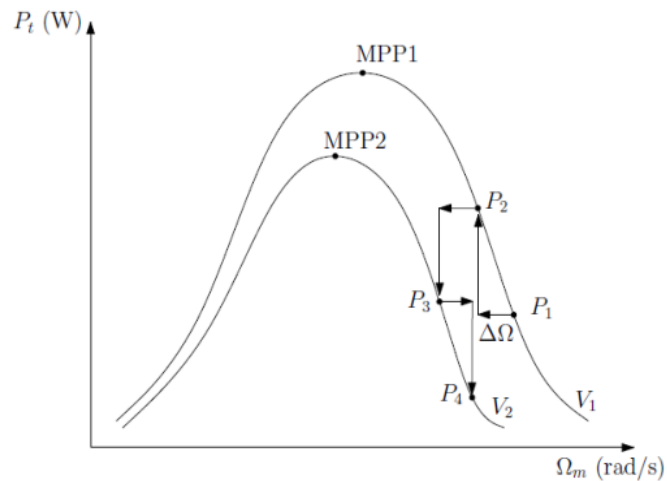


Figure III.8 – Recherche du MPP par la méthode Hill Climbing Searching en présence d'un vent à vitesse variable.)

Les défauts de cette méthode se retrouvent aussi lorsqu'elle est utilisée pour réaliser le MPPT des panneaux solaires. Si une variation d'ensoleillement survient pendant que le système de MPPT applique une perturbation pour effectuer la recherche, celui-ci peut déplacer le point de fonctionnement du panneau solaire dans la direction opposée au maximum de puissance. Puisque le système n'est pas capable de poursuivre des variations rapides de conditions climatiques, d'autres méthodes de contrôle ont été proposées, par exemple une méthode utilisant un algorithme génétique qui apporte un contrôle stable, rapide et précis [HADJ 11]. Dans sa thèse sur le développement d'une éolienne à axe vertical de type Savonius, Adam Mirecki utilise la logique floue qui ne nécessite pas de connaître les caractéristiques de la turbine et de la vitesse du vent. Néanmoins, il met en évidence des problèmes de poursuite sur un vent qui varie lentement. Dans l'article associé à ces travaux [MIR 07], il ressort qu'un contrôle en couple est plus sûr qu'un contrôle en vitesse et qu'il génère moins de stress mécanique. Dans ce même article, les auteurs remarquent qu'un contrôle basé sur la logique floue procure un rendement plus faible qu'une méthode TSR et tire son avantage uniquement lorsque l'on ne connaît pas la courbe caractéristique $C_p(\lambda)$ de la turbine. La difficulté réside principalement dans le fait que sans la connaissance de cette courbe caractéristique, les algorithmes de type HCS peuvent converger dans la mauvaise direction en fonction du point de fonctionnement en cours et du signe de variation de la vitesse du vent.

III.3 Modèle mathématique du redresseur commandé [RAM 04], [ABD 11]

Pour l'étude de l'ensemble (génératrice - redresseur MLI - charge), on s'intéressera uniquement au comportement dynamique des variables électriques et mécaniques de la machine. Afin de faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation, on modélise le redresseur par un ensemble d'interrupteurs idéaux : c'est-à-dire résistance nulle à l'état passant, résistance infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande.

Pour le modèle dynamique du système, on va diviser l'étude du convertisseur en trois parties : le coté alternatif, la partie discontinue composée par les interrupteurs et le coté continu.

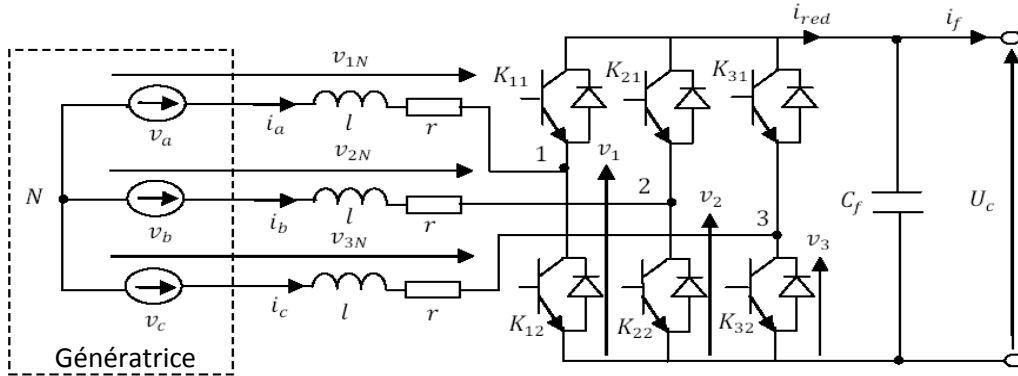


Figure III.1 : Convertisseur AC-DC triphasé

Dans ce contexte, la fonction des interrupteurs est d'établir une liaison entre le côté alternatif et le bus continu ; ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante :

$$s = \begin{cases} +1, \bar{S} = -1 \\ -1, \bar{S} = +1 \end{cases} \quad \text{pour} \quad S = a, b, c$$

Puis, les tensions de phase d'entrée et le courant de sortie peuvent être écrits en fonction de: S_J , V_{dc} et les courants d'entrée i_a , i_b , i_c

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (III.1)$$

Les tensions d'entrée entre phases du redresseur MLI peuvent être décrites par:

$$\begin{aligned} U_{Sab} &= (S_a - S_b).V_{dc} \\ U_{Sbc} &= (S_b - S_c).V_{dc} \\ U_{Sca} &= (S_c - S_a).V_{dc} \end{aligned} \quad (III.2)$$

Les équations de tension pour le système triphasé équilibré sans raccordement neutre peuvent être écrites ainsi :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = R \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} \quad (III.3)$$

Avec :

$$V_{Sa} = \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} \cdot V_{dc}$$

$$V_{Sb} = \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} \cdot V_{dc} \tag{III.4}$$

$$V_{Sc} = \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} \cdot V_{dc}$$

Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme suit :

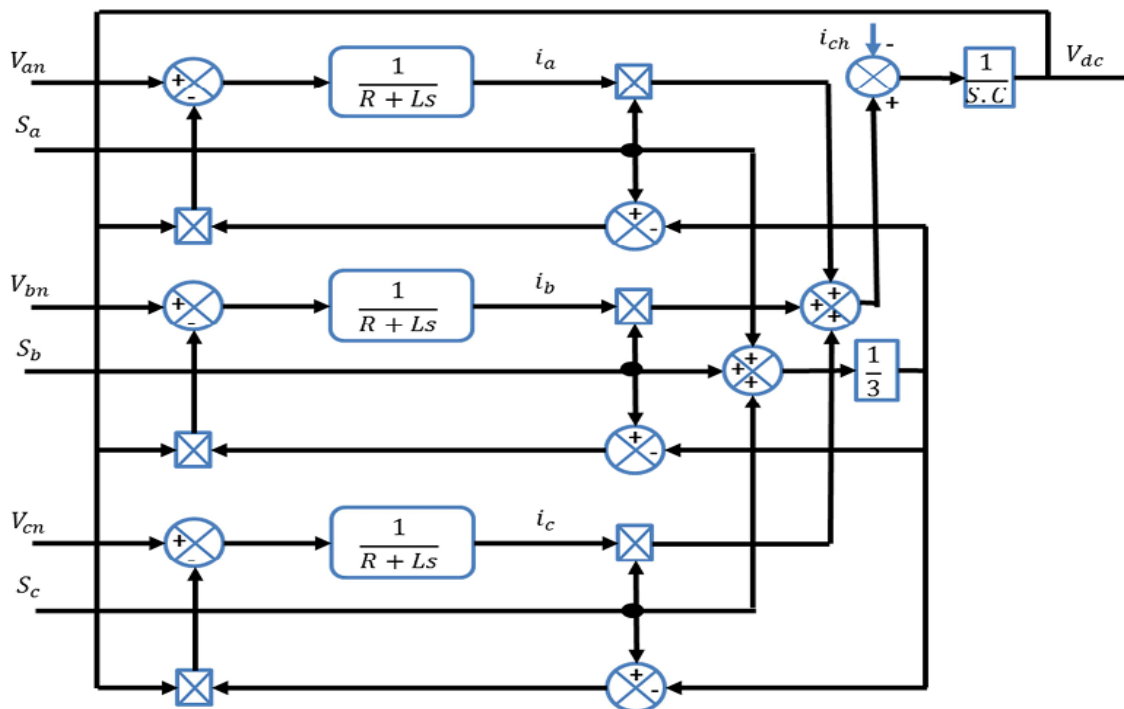
$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_c \tag{III.5}$$

Le courant dans la capacité peut aussi écrire :

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \tag{III.6}$$

Finalement, on déduit l'équation de couplage entre côtés alternatif et continu par:

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{ch} \tag{III.7}$$



Fig

re III.2 : Schéma fonctionnel du redresseur dans les coordonnées triphasées normales [BER 11].

Les équations précédentes dans les coordonnées synchrones d q sont :

$$V_D = R i_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega L i_q + V_{sd} \quad (\text{III.8})$$

$$V_Q = R i_q + L \frac{di_q}{dt} - \omega L i_d + V_{sq} \quad (\text{III.9})$$

$$C \cdot \frac{dU_{dc}}{dt} = S_d \cdot i_d + S_q \cdot i_q - i_{ch} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$$S_d = \frac{1}{\sqrt{6}} (2S_a - S_b - S_c) \cdot \cos(\omega t) + \frac{1}{\sqrt{2}} (S_b - S_c) \cdot \sin(\omega t) \quad (\text{III.11})$$

$$S_q = \frac{1}{\sqrt{2}} (S_b - S_c) \cdot \cos(\omega t) + \frac{1}{\sqrt{6}} (2S_a - S_b - S_c) \cdot \sin(\omega t) \quad (\text{III.12})$$

III.4 Modèle mathématique de l'onduleur

Un onduleur autonome (à commande adjacente ou à MLI) est un convertisseur statique qui assure la transformation de l'énergie d'une source continue en une énergie alternative, à fréquence fixe ou variable. Il est constitué dans le domaine des puissances élevées par des transistors ou des thyristors GTO ; surtout dans le domaine des entraînements électriques à vitesse variable. Pour les puissances moins élevées, on utilise les transistors à commutation rapide [CAN 00].

Cet onduleur à commutations commandées est constitué de trois branches disposées de la même manière que dans le redresseur commandé voir figure III.3 :

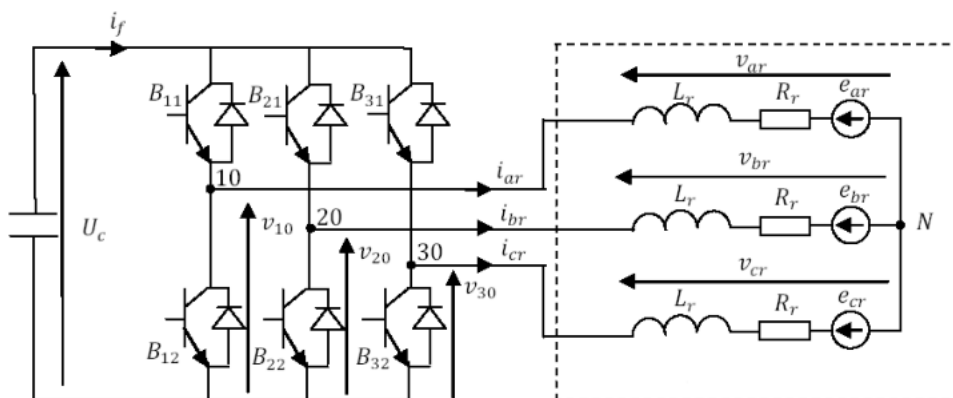


Figure III.3 : Schéma de principe de l'onduleur triphasé [BER 11].

De la même manière que pour le redresseur à commutation forcée, on introduit d'autres variables caractérisant l'état des interrupteurs qui prennent 1 si l'interrupteur B_{j1} est fermé ou 0 s'il est bloqué, et on déduit l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = \frac{U_c}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{11} \\ f_{21} \\ f_{31} \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

Le courant filtré peut s'écrire :

$$i_f = f_{11}i_{ar} + f_{21}i_{br} + f_{31}i_{cr} \quad (\text{III.14})$$

Ces variables de commande f_{i1} présentent aussi des signaux logiques déduits de l'application de la technique de commande à MLI. Dans ce cas, les instants de commutation sont déterminés comme pour le redresseur commandé en courant par une comparaison à hystérésis entre les courants de sortie i_{abcr} et les courants de référence i_{abcref} . Les états des interrupteurs sont déduits selon les règles suivantes :

Si $i_{arref} - i_{ar} > \Delta i$ alors $f_{11} = 0$ et si $i_{arref} - i_{ar} < -\Delta i$ $f_{11} = 1$

Si $i_{brref} - i_{br} > \Delta i$ alors $f_{21} = 0$ et si $i_{brref} - i_{br} < -\Delta i$ $f_{21} = 1$

Si $i_{crref} - i_{cr} > \Delta i$ alors $f_{31} = 0$ et si $i_{crref} - i_{cr} < -\Delta i$ $f_{31} = 1$

III.5 Commande de la chaîne éolienne

III.5.1 Association MS – Redresseur commandé – charge

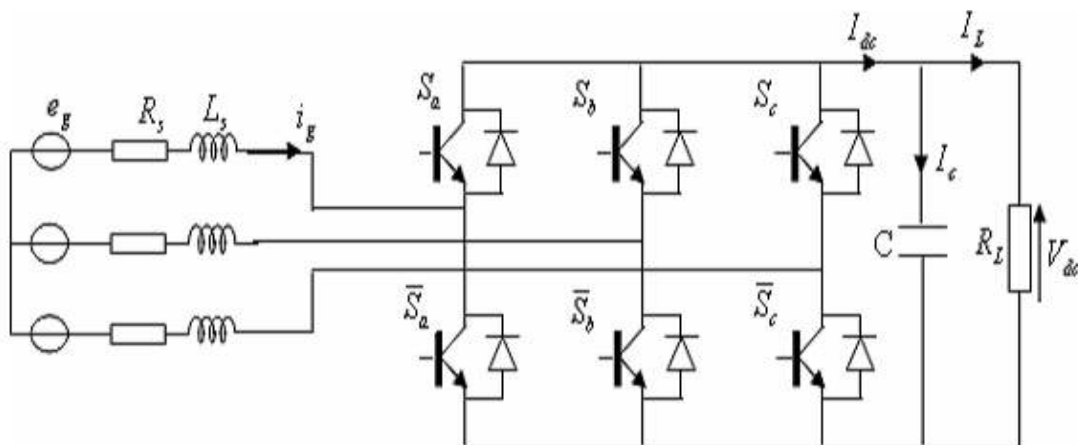


Figure III.4 : Schéma de l'association MS – Redresseur MLI

Le schéma bloc de la commande du générateur éolien est représenté à la figure (III.4). La commande de ce système basée sur deux fonctions, l'algorithme d'extraction du maximum de puissance (MPPT) et le contrôle du bus continue à la sortie de redresseur. Le principe de contrôle des courants par hystérésis est celui qui est utilisé dans le présent projet. Ce type de commande est robuste et facile à mettre en œuvre.

Elle possède un bon temps de réponse en régime dynamique, une bonne stabilité et une bonne précision. Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis.

III.6 Architectures et méthodes de recherche du point maximum de puissance

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de la voile et, afin de converger vers le point optimal des règles de comportement, relativement simples, sont à établir. Ces règles dépendent des variations de puissance ΔP et de vitesse $\Delta \Omega$. Par exemple : « si je mesure une augmentation de puissance ($\Delta P > 0$) suite à un incrément positif de vitesse, je dois continuer à accélérer la voile ($\Delta \Omega_{ref} > 0$). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche $P(\Omega)$.

A partir de l'existence de ces règles linguistiques, l'utilisation d'un dispositif MPPT (Maximum Power Point Tracking) basé sur le principe des ensembles flous est mise en place.

Le dispositif MPPT à base de mesure de changement de puissance électrique du bus DC (ΔP) et de vitesse de rotation $\Delta \Omega$ propose un changement Ω_{ref} de la consigne de vitesse de rotation de l'éolienne Ω_{ref} selon les équations (III. 15) à III.17).

$$\Delta.P = P[K] - P[K - 1] \quad (III.15)$$

$$\Delta.\Omega = \Omega[K] - \Omega[K - 1] \quad (III.16)$$

$$\Omega_{ref}[K] = \Omega[K - 1] - \Delta\Omega_{ref}[K] \quad (III.17)$$

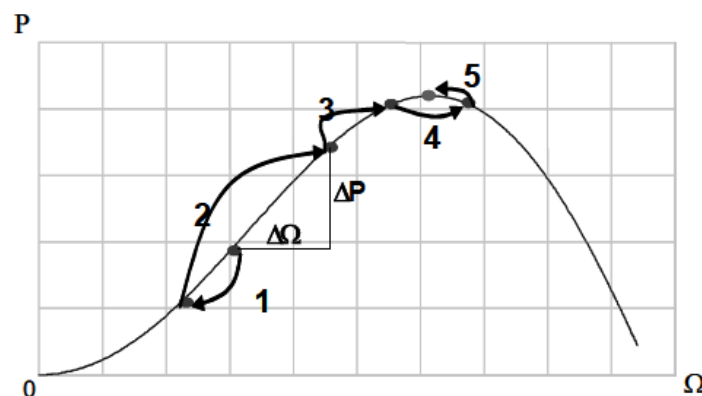


Figure III.5 : Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent constante

Exemple de règles : Si $\Delta P > 0$ et $\Delta \Omega > 0$ alors $\Delta \Omega_{ref} > 0$

Si $\Delta P < 0$ et $\Delta \Omega > 0$ alors $\Delta \Omega_{ref} < 0$

Ainsi, le changement de ΔP résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif soit dans le sens négatif. La valeur de ΔP peut aussi être petite ou au contraire grande. A partir de ce jugement la valeur de la consigne de vitesse est augmentée ou diminuée de façon petite ou respectivement grande dans le sens qui permet d'augmenter la puissance.

Cette commande permet la recherche du point optimum en se basant sur les observations de l'expert. Dans le cas d'un changement de la vitesse du vent, la recherche du point maximal de puissance s'effectue de la manière présentée sur la Figure (III.6), on constate que le même type de règles s'applique.

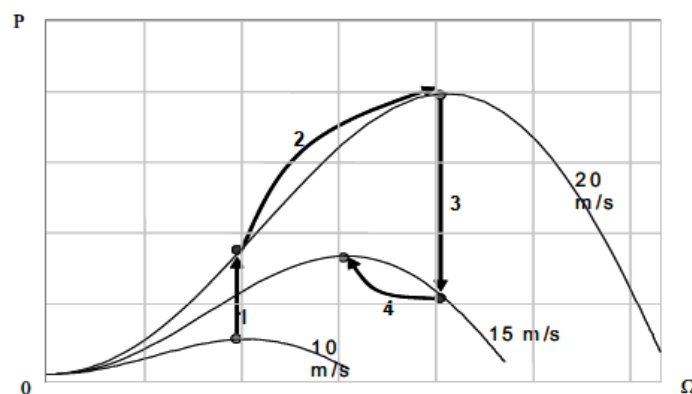


Figure III.6 : Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent non constante

III.6.1 Perturbation et observation (P&O)

La technique de contrôle perturbation et observation (P&O) dans les systèmes éoliens consiste à perturber la vitesse de rotation d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance qui en résulte. Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la vitesse engendre un accroissement de la puissance, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du P_{max} . Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le P_{max} . La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint.

Cette méthode, basée sur un algorithme relativement simple, nous permet d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans utilisation du capteur de la vitesse du vent et sans la connaissance de la courbe des caractéristiques aérodynamiques [QU 11], [KAL 11].

La figure (III.7) montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle.

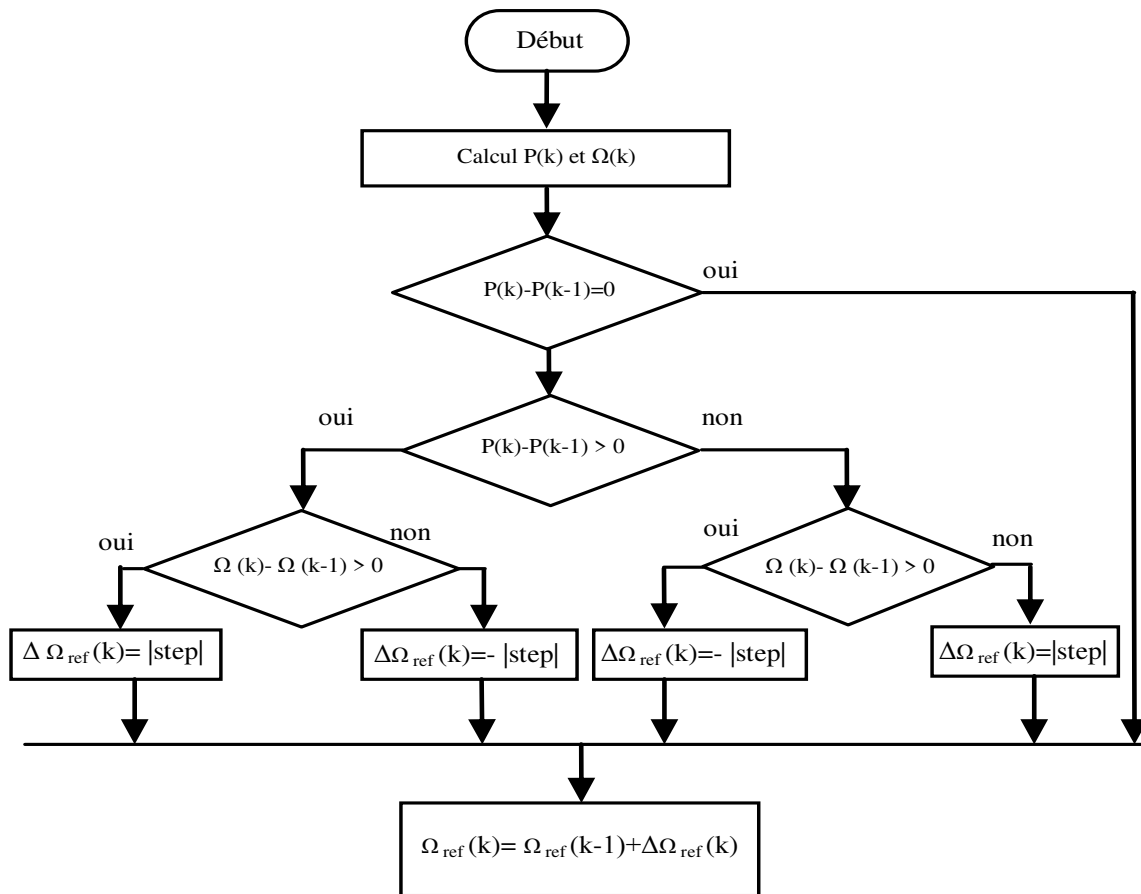


Figure III.7 : Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation (P&O)

III.6.2 Algorithme flou :

La logique floue est un processus de raisonnement imitant le comportement intuitif d’un opérateur humain. Elle se base sur les règles de la logique classique sans utiliser de représentations binaires. L’utilisation d’un contrôleur flou n’est envisageable que s’il existe un savoir-faire humain retranscriptible sous formes de règles floues. Les règles floues sont donc inutiles si l’on ne connaît pas parfaitement le fonctionnement du système que l’on veut commander ou si l’on est incapable de le piloter manuellement. Une règle floue comporte trois étapes fonctionnelles résumées ci-après :

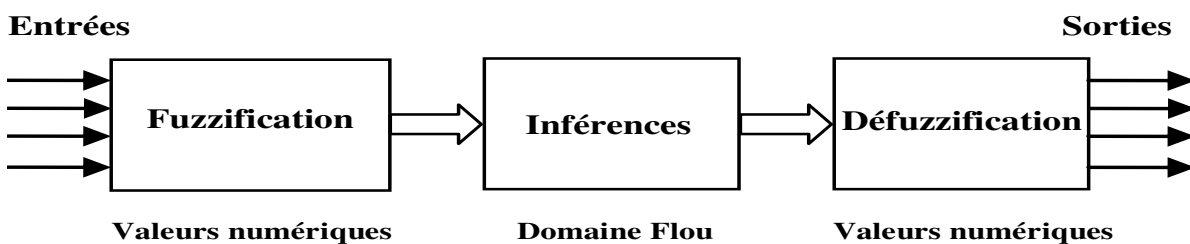


Figure III-8 Traitement flou

La théorie des ensembles flous repose sur la notion d'appartenance partielle. Chaque élément flou appartient graduellement aux fonctions d'appartenances (ensembles flous) qui ont été définis à priori. Plusieurs fonctions d'appartenance peuvent être définies sur la même variable : dans le cas de la Figure 3-7, la variable ΔP appartient toujours à deux fonctions d'appartenance. Les fonctions d'appartenances peuvent prendre n'importe quelle forme, dans notre cas elles sont triangulaires, principalement pour des raisons de simplification des calculs. Pour l'exemple de la Figure 3-9 les fonctions d'appartenance de la variable ΔP sont :

GN: Grand Négatif

MN: Moyen Négatif

PN: Petit Négatif

ZE: Zéro.

GP: Grand Positif

MP: Moyen Positif

PP: Petit Positif

III.6.2.a Interface de fuzzification

Le bloc de fuzzification effectue les fonctions suivantes :

- Etablit les plages de valeurs pour les fonctions d'appartenance à partir des valeurs des variables d'entrées ;
- Effectue une fonction de fuzzification qui convertit les données d'entrée en valeurs linguistiques convenables qui peuvent être considérées comme l'étiquette des ensembles flous. Cette opération doit être effectuée dans un domaine normalisé généralement par l'intervalle $[-1, 1]$ afin de faciliter le calcul.

Dans l'exemple de la Figure (III.9), la variable d'entrée (ΔP) est égale à 12 (dans le domaine réel) : Le degré d'appartenance de la fonction d'appartenance PP est donc de 0.6 ($PPP=0.6$)- le degré d'appartenance de la fonction d'appartenance MP est de 0.4 ($PMP=0.4$). Les degrés d'appartenance des autres fonctions d'appartenance sont nuls. On peut également dire que la proposition « la variation de puissance est petite et positive » est vraie à 60% et que la proposition « la variation de puissance est moyenne et positive » est vraie à 40%. La fuzzification de la seconde variable d'entrée mesurée, $\Delta Q[k-1]$, se fait de la même manière [SHA 11].

- Si une augmentation ou une diminution quelconque entraîne une variation nulle de la puissance, on ne fait pas varier la vitesse de rotation (de tel sorte à pouvoir stabiliser le point de fonctionnement sur le sommet de la cloche)
- Si une variation nulle de la vitesse de rotation entraîne une augmentation de la puissance, on en déduit que la vitesse du vent a augmentée, il faut donc augmenter la vitesse de rotation pour se rapprocher de la nouvelle vitesse optimale
- Si une variation nulle de la vitesse de rotation entraîne une diminution de la puissance, on en déduit que la vitesse du vent a diminué, il faut donc diminuer la vitesse de rotation pour se rapprocher de la nouvelle vitesse optimale

$\frac{\Delta P}{\Delta \Omega}$	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GN	GP	GP	MP	ZE	MN	GN	GN
MN	GP	MP	PP	ZE	PN	MN	GN
PN	MP	PP	PP	ZE	PN	PN	MN
ZE	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
PP	MN	PN	PN	ZE	PP	PP	MP
MP	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GP	GN	GN	MN	ZE	MP	GP	GP

Tableau III. 1 Règles permettant de déterminer les fonctions et les degrés d'appartenance [MIR 05]

III.6.2.c Interface de défuzzification

A la fin de l'inférence, l'ensemble flou de sortie est déterminé mais il n'est pas directement utilisable pour donner une information précise à l'opérateur ou commander un actionneur. Il est nécessaire de passer du « monde flou » au « monde réel », c'est la défuzzification. Il existe plusieurs méthodes, la plus souvent rencontrée étant le calcul du « centre de gravité » de l'ensemble flou.

III.6.3 Résultats de simulation :

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de commande appliquées à la turbine et la génératrice (MPPT, FOC), on a simulé le système sous une vitesse de vent variable dont la valeur moyenne est de 8 m/s, comme illustré dans la figure.III.10. La simulation a été réalisée en utilisant le logiciel Matlab Simulink dont les paramètres du système sont donnés dans l'annexe A. Les performances obtenues (le coefficient de puissance C_p figure.III.11, la courbe de puissance obtenues figure.III.12) des deux méthodes de MPPT démontrent clairement que la méthode basée sur la logique Flou est meilleure en termes d'efficacité, de robustesse et de temps de réponse.

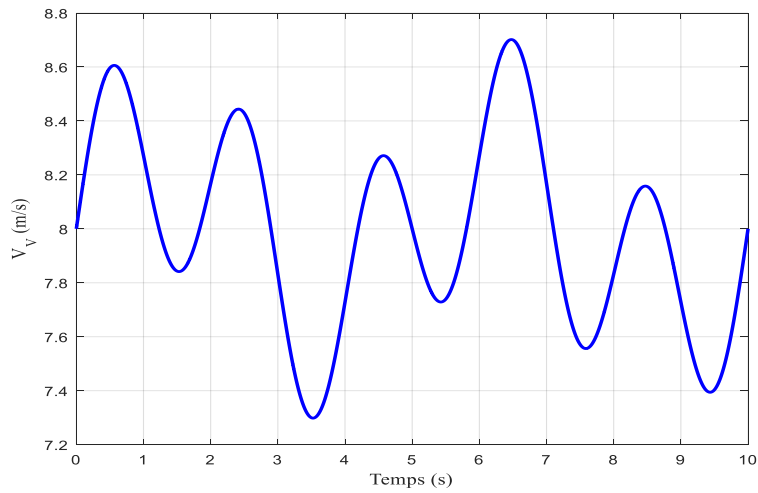


Figure III. 10 Profil de vent

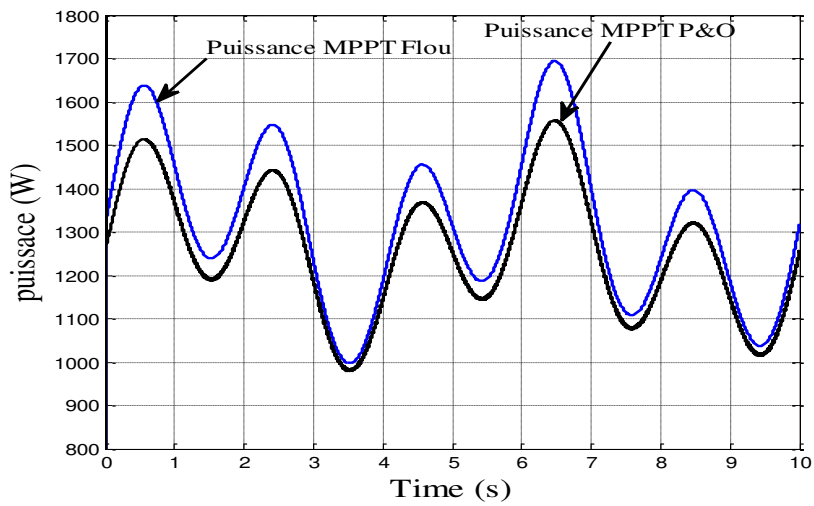


Figure III. 11 : Courbes de puissance

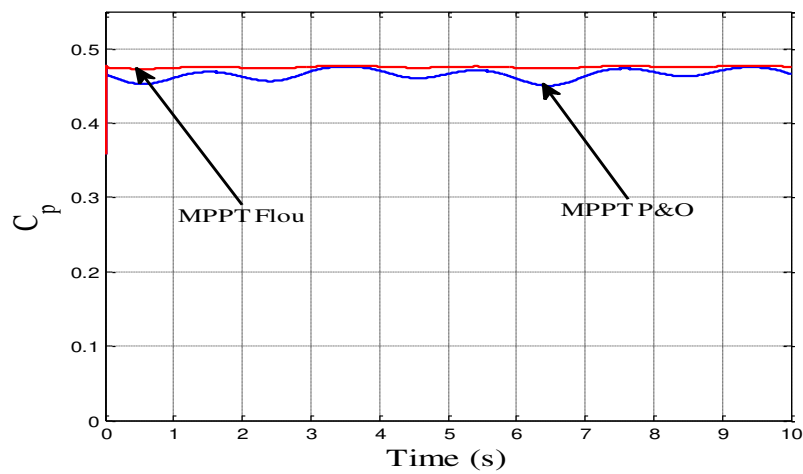


Figure III. 12 Coefficient de puissance C_p

III.7. Conclusion

Afin d'obtenir un rendement énergétique maximal dans la première zone, une stratégie de commande MPPT doit être utilisée. Dans ce chapitre, différentes méthodes MPPT ont été présentées afin d'obtenir un fonctionnement optimal. Une comparaison entre deux méthodes MPPT basées respectivement sur les techniques P&O et FLC a été faite. Les résultats de simulations montrent que la technique basée sur la logique floue peut se présenter comme une solution d'optimisation pour le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens, car elle offre une grande possibilité pour éviter les problèmes que ce soient techniques ou économiques liés à des stratégies conventionnelles qui exigent la connaissance des propriétés aérodynamiques nécessitant du constructeur des essais un peu complexes et coûteux.

Chapitre IV : Commande Robuste sans Capteur d'un Système Eolien basé sur une Génératrice Synchronne en présence de Défauts

IV.1 Introduction

A cause de la complexité des nouvelles installations industrielles, les correcteurs classiques donnent souvent des résultats non satisfaisants. Pour surmonter ce problème les travaux de recherches s'orientent actuellement vers l'utilisation de commandes non linéaires robustes qui donnent de meilleurs résultats et dans de larges domaines de fonctionnement.

Dans ce chapitre et afin d'améliorer les performances de la commande de la machine, on s'intéressera à une technique de contrôle sans de capteur de vitesse dite commande vectorielle robuste. Cette approche est basée sur la théorie de Lyapunov associée à un contrôle par mode glissant. Elle permet de résoudre le problème des incertitudes de modèle liées aux variations des paramètres de la machine et aux bruits de mesure. Dans ce cas, les incertitudes de modèle sont globalement des fonctions non-linéaires qui sont fortement affectées par l'effet de la température, la saturation et l'effet de peau, la pollution harmonique dues aux convertisseurs d'alimentation et les bruits de mesures.

IV.2 Commande robuste basée sur la théorie de Lyapunov

Dans ce paragraphe, nous allons présenter certaines notions de base de l'automatique utilisées dans le cadre de cette thèse. Il s'agira de donner les définitions du point d'équilibre, de la stabilité en générale et de la stabilité au sens du Lyapunov. [BEL 10]:

a) Point d'équilibre

Physiquement, un système est en équilibre quand il conserve son état en absence de forces externes. Mathématiquement, cela équivaut à dire que la dérivée \dot{x} de son état est nulle.

b) Stabilité

On dit qu'un système est stable lorsque il revient à son état d'équilibre si l'on excite par une impulsion, il est instable lorsque il s'en éloigne.

c) Stabilité de Lyapunov

Considérons le système invariable suivant [BEN 00]:

Globalement asymptotiquement stable, s'il est asymptotiquement stable pour tous les états initiaux.

$$\dot{x} = f(x)$$

Commençons à l'état initial (0). Supposons que x_e est un point d'équilibre du système,

$$f(x_e) = 0. \text{ Nous disons que le point d'équilibre est :}$$

- **Stable**, si pour chaque $\varepsilon > 0$ existe $\delta(\varepsilon) > 0$, tel que :

$$\|x(0) - x_e\| < \delta \implies \|x(t) - x_e\| < \varepsilon \text{ pour } t \geq 0$$

Asymptotiquement stable, s'il est stable et en plus il existe $r > 0$ tels que :

$$\|x(0) - x_e\| < r \implies x(t) \rightarrow x_e, \text{ lorsque } t \rightarrow \infty$$

- **Globalement asymptotiquement stable**, s'il est asymptotiquement stable pour tous les états initiaux.

d) Théorème de Lyapunov

La méthode directe de Lyapunov (ou la méthode des fonctions de Lyapunov) est dérivée du critère énergétique de stabilité en appliquant ce critère indépendamment du concept d'énergie, on remplace alors l'énergie du système par une « fonction de Lyapunov » qui est définie positive (comme l'énergie). Soit le système autonome :

$$\dot{x} = f(x), x_e = 0$$

Ce système aura un point d'équilibre $x_e = 0$, globalement asymptotiquement stable, s'il existe une fonction scalaire $V(x)$ continue avec une dérivée partielle par rapport au temps $\dot{V}(x)$ continue ayant les propriétés suivantes [BEN 00] :

$$\begin{cases} V(0) = 0, \\ V(x) > 0, \forall x \neq 0 \end{cases}$$

et

$$\begin{cases} \lim_{\|x\| \rightarrow \infty} V(x) = \infty, \\ \dot{V}(x) < 0, \forall x \neq 0 \end{cases}$$

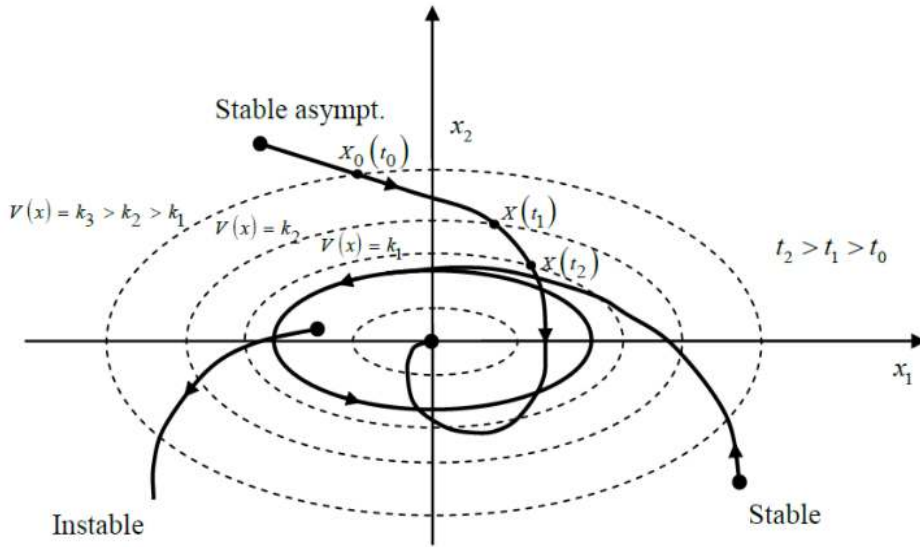


Figure IV.01. Interprétation géométrique du théorème de Lyapunov.

IV.2.2 Application à la Génératrice synchrone

Les variables à contrôler sont le courant statorique directe I_d et le courant statorique en quadrature I_q .

$$\begin{cases} \frac{dI_d}{dt} = -\frac{R_d}{L_d} I_d + \frac{L_q}{L_d} p\Omega I_q - \frac{1}{L_d} u_d \\ \frac{dI_q}{dt} = -\frac{R_q}{L_q} I_q - \frac{L_d}{L_q} p\Omega I_d + \frac{\phi_f}{L_q} p\Omega - \frac{1}{L_q} u_q \\ \omega = p\Omega \end{cases} \quad (IV-1)$$

L'équation (IV-1) peut être mise sous la forme

$$\begin{aligned} \frac{dI_d}{dt} &= \lambda_d v_d + f_1 \\ \frac{dI_q}{dt} &= \lambda_q v_q + f_2 \end{aligned} \quad (IV-2)$$

Pour réaliser la convergence des courants statorique vers leurs références $I_d \rightarrow I_{d_ref}$ et $I_q \rightarrow I_{q_ref}$, la loi de commande est déterminée à partir de la fonction de Lyapunov candidate $V = 0.5 \varepsilon^T \varepsilon$ (définir ε)

tel que $\dot{V} \leq 0$ le long de trajectoire du système soit $\dot{V} = \varepsilon^T \dot{\varepsilon} \leq 0$.

On considère la fonction candidate de Lyapunov définie positive suivante [BOI 03] :

$$V = \frac{1}{2}(I_d - I_{d_ref})^2 + \frac{1}{2}(I_q - I_{q_ref})^2 > 0 \quad (IV-3)$$

Sa dérivée est donnée par:

$$\dot{V} = (I_d - I_{d_ref})(\dot{I}_d - \dot{I}_{d_ref}) + (I_q - I_{q_ref})(\dot{I}_q - \dot{I}_{q_ref}) \quad (IV-4)$$

Substituant (II-5) dans (II-7) cela donne :

$$\dot{V} = (I_d - I_{d_ref})(\lambda_d v_d - f_1 - \dot{I}_{d_ref}) + (I_q - I_{q_ref})(\lambda_q v_q - f_2 - \dot{I}_{q_ref}) \quad (IV-5)$$

Pour assurer la négativité de (IV-5) la loi de commande est définie telles que :

$$\begin{aligned} v_d &= \frac{1}{\lambda_d} (f_1 + \dot{I}_{d_ref} - K_1(I_d - I_{d_ref})) \\ v_q &= \frac{1}{\lambda_q} (f_2 + \dot{I}_{q_ref} - K_2(I_q - I_{q_ref})) \end{aligned} \quad (IV-6)$$

Par conséquent, en remplaçant (IV-6) dans (IV-5), il vient :

$$\dot{V} = -K_1(I_d - I_{d_ref})^2 - K_2(I_q - I_{q_ref})^2 < 0$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov est négative, et par conséquent, la loi de commande (IV-6) garantit la stabilité du système (IV-2) si les gains K_i ($i=1,2$) sont évidemment positifs.

Les nouvelles entrées (v_d, v_q) doivent être conçues pour nous assurer que :

$$\begin{cases} \lim_{t \rightarrow +\infty} (I_d - I_{d_ref}) = 0 \\ \lim_{t \rightarrow +\infty} (I_q - I_{q_ref}) = 0 \end{cases}$$

Pour la synthèse de la loi de commande, on considère que toutes les grandeurs sont mesurables et que les variations des paramètres du moteur sont bornées. Dans ce qui suit, une commande robuste par retour d'états sera conçue afin de résoudre le problème des incertitudes du modèle et aux bruits de mesure. Les incertitudes de modèle pour ce cas sont considérées globalement comme des fonctions non-linéaire. Les fonctions dans (IV-5) peuvent être écrites comme suit :

$$f_i = \hat{f}_i + \Delta f_i \quad (IV-7)$$

Avec : \hat{f}_i : Fonction de retour d'états non linéaire estimée, f_i : Fonction de retour d'états non linéaire réelle ; $|\Delta f_i|$: incertitude sur f_i dû au variations paramétriques autour de \hat{f}_i ; où : $i = 1, 2$.

Nous supposons que toutes les $|\Delta f_i|$ sont bornées comme suit: $|\Delta f_i| < \beta_i$ où β_i sont des limites connues. Les paramètres β_i sont déduits à partir de la parfaite connaissance de la machine (expertise) d'où l'on peut employer un nombre suffisamment grand pour satisfaire cette contrainte $|\Delta f_i| < \beta_i$.

En remplaçant (IV-7) dans (IV-2), nous obtenons

$$\begin{cases} \frac{dI_d}{dt} = \lambda_d v_d - \hat{f}_1 - \Delta f_1 \\ \frac{dI_q}{dt} = \lambda_q v_q - \hat{f}_2 - \Delta f_2 \end{cases} \quad (IV-8)$$

Pour réaliser la convergence des courants statorique vers leurs références $I_d \rightarrow I_{d_ref}$ et $I_q \rightarrow I_{q_ref}$ en tenant compte des dérives paramétrique, la commande robuste des courants statorique est assurée par des contrôleurs mode glissant choisis comme suit :

$$\begin{cases} v_d = \hat{f}_1 + \dot{I}_d - K_1(I_d - I_{d_ref}) - K_{11} \text{sgn}(I_d - I_{d_ref}) \\ v_q = \hat{f}_2 + \dot{I}_q - K_2(I_q - I_{q_ref}) - K_{22} \text{sgn}(I_q - I_{q_ref}) \end{cases} \quad (IV-9)$$

Où $K_{ii} > \beta_i$, $K_i > 0$ et $i=1,2$.

La dérivée de la fonction de Lyapunov (IV-4), liée à la dynamique des courants (IV-8), pour la nouvelle commande est :

$$\begin{aligned} \dot{V}_1 = & (I_d - I_{d_ref})(\Delta f_1 - K_{11} \text{sign}(I_d - I_{d_ref})) \\ & + (I_q - I_{q_ref})(\Delta f_2 - K_{22} \text{sign}(I_q - I_{q_ref})) + \dot{V} < 0 \end{aligned} \quad (IV-10)$$

Par conséquent les variations Δf_i peuvent être absorbées en garantissant la stabilité du système si et seulement si les conditions suivantes sont satisfaites :

$$\begin{aligned} K_{11} & > |\Delta f_1| \\ K_{22} & > |\Delta f_2| \end{aligned}$$

Dans ce cas, nous pouvons écrire :

$$\dot{V}_1 < \dot{V} < 0 \quad (IV-11)$$

La loi de commande donnée par (IV-9) garantit par conséquent la stabilité du processus pour toutes les variations Δf_i . Le contrôleur robuste, résultant de (IV-9), sera donné par la figure (IV-2).

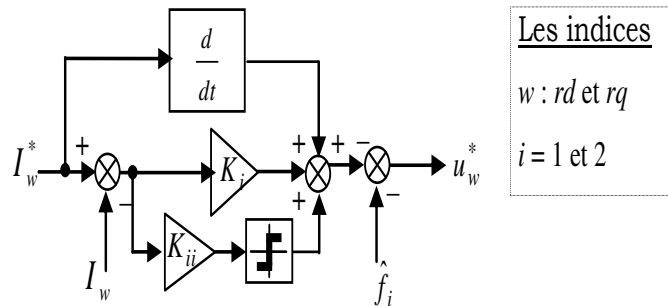


Figure (IV-2) : Schéma de conception du contrôleur robuste.

IV.3 Configuration du système

La Figure (IV-3) présente le schéma de contrôle que nous avons utilisé pour contrôler le système d'énergie éolienne basé sur le générateur synchrone. Cette configuration fonctionne à vitesse variable. Par conséquent, l'extraction de puissance du vent peut être optimisée.

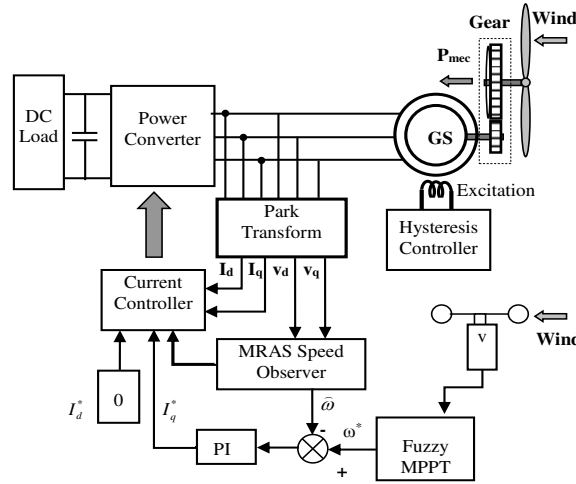


Figure (IV-3) Architecture de commande du système éolien.

IV.3.1 Nouvel observateur hybride MRAS-Luenberger pour la vitesse et l'estimation des résistances statoriques

L'observateur proposé est représenté sur la figure IV-4, et il est composé de deux parties. La première concerne le système adaptatif de référence du modèle (MRAS) pour estimer la vitesse. La seconde est basée sur l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances du stator [BOU 19].

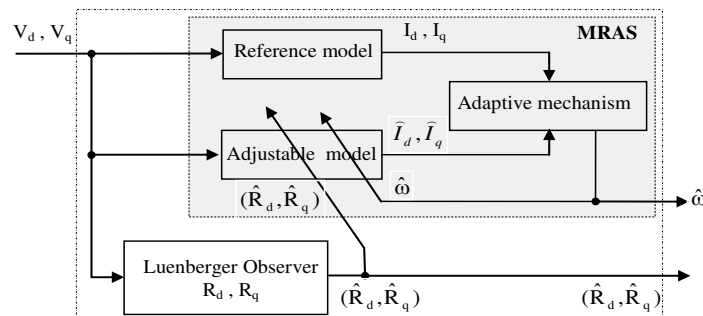


Figure IV-4 Hybrid MRAS-Luenberger observateur pour la vitesse et l'estimation des résistances statoriques

IV.3.1 .a- Estimation de la vitesse basée sur la technique MRAS

Le modèle de référence est un modèle de la GS physique tandis que le modèle ajustable est construit mathématiquement, ce qui nécessite des informations sur la vitesse du rotor et la résistance du stator. Il est réglé par un mécanisme adaptatif pour rencontrer la coïncidence avec le modèle de référence [BOU 19].

La première étape de la conception de l'estimateur MRAS consiste à écrire les équations électriques de la génératrice (IV-1) sous forme d'état suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d + \frac{\phi_f}{L_d} \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_d}{L_d} & \frac{L_q}{L_d} p\Omega \\ -\frac{L_d}{L_q} p\Omega & -\frac{R_q}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d - \frac{\phi_f}{L_d} \\ I_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{V_d}{L_d} + \frac{R_d \phi_f}{L_d^2} \\ \frac{V_q}{L_q} \end{bmatrix} \quad (\text{IV-12})$$

Introduisons maintenant le changement de variables suivant :

$$\begin{cases} I_d^* = I_d - \frac{\phi_f}{L_d} \\ I_q^* = I_q \\ V_d^* = \frac{V_d}{L_d} + \frac{R_d \phi_f}{L_d^2} \\ V_q^* = \frac{V_q}{L_q} \end{cases}$$

L'équation (IV-12) peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d^* \\ I_q^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_d}{L_d} & \frac{L_q}{L_d} p\Omega \\ -\frac{L_d}{L_q} p\Omega & -\frac{R_q}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d^* \\ I_q^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_d^* \\ V_q^* \end{bmatrix} \quad (\text{IV-13})$$

En substituant la valeur estimée à la valeur réelle de l'équation (IV-13) on obtient le modèle ajustable suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \hat{I}_d^* \\ \hat{I}_q^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{\hat{R}_d}{L_d} & \frac{L_q}{L_d} p\Omega \\ -\frac{L_d}{L_q} p\Omega & -\frac{\hat{R}_q}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_d^* \\ \hat{I}_q^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_d^* \\ V_q^* \end{bmatrix} \quad (\text{IV-14})$$

En substituant (IV-14) de (IV-13), on obtient :

$$\begin{cases} \dot{e} = Ae - I.W \\ y = e \end{cases} \quad (\text{IV-15})$$

Où $e = [e_d \quad e_q]^T$, $e_d = (I_d^* - \hat{I}_d^*)$, $e_q = (I_q^* - \hat{I}_q^*)$

et I : Matrice identité d'ordre 4.

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_d}{L_d} & \frac{L_q}{L_d} \omega \\ -\frac{L_d}{L_q} \omega & -\frac{R_q}{L_q} \end{bmatrix}, W = \begin{bmatrix} -\frac{(R_d - \hat{R}_d)}{L_d} & \frac{L_q}{L_d} (\omega - \hat{\omega}) \\ -\frac{L_d}{L_q} (\omega - \hat{\omega}) & -\frac{(R_q - \hat{R}_q)}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_d^* \\ \hat{I}_q^* \end{bmatrix}$$

D'après la théorie des systèmes non linéaires, pour que le système (IV.15) soit stable, il faut que la partie linéaire ait des pôles à partie réelle négative et que la partie non linéaire respecte l'inégalité de **Popov** [TAJ 91].

$$\eta = (0, t) = \int_0^t y^T W dt \geq -\gamma_0^2$$

Où : W et y sont respectivement l'entrée et la sortie du bloc linéaire invariant.

γ_0 : est une constante réelle positive

Dans le but d'améliorer la réponse de l'algorithme d'adaptation, nous allons utiliser un régulateur PI afin d'estimer la vitesse du rotor sous la forme suivante :

$$\hat{\omega} = -(k_p + \frac{k_i}{s}) \left((I_d \hat{I}_q - I_q \hat{I}_d) - \frac{\phi_f}{L_d} (I_q - \hat{I}_q) \right) + \omega(0) \tag{IV-16}$$

Avec : k_p et k_i des constantes positive.

IV.3.1 .B. Observateur de Luenberger

La structure d'un observateur d'état est illustrée par la figure (IV-5), elle est basée sur un modèle du système, appelé l'estimateur ou prédicteur, fonctionnant en boucle ouverte. La structure complète de l'observateur inclut une boucle de contre-réaction permettant de corriger l'erreur entre la sortie du système et celle du modèle [ELL 02], [ZHU 00].

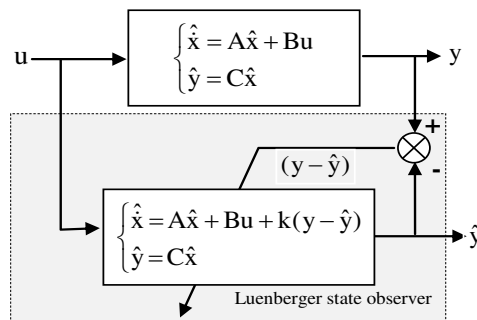


Figure IV-5 Le modèle d'état du système en association avec l'observateur

L'observateur fonctionne donc en boucle fermée. Le gain de la boucle de retour est représenté par une matrice de gains, notée (L). Le dimensionnement de cette matrice est effectué de telle sorte à assurer la convergence entre le modèle ou l'estimateur et le système réel. Le vecteur de sortie y est comparé au vecteur équivalent (\hat{y}), donné par l'observateur, pour assurer le fonctionnement en boucle fermée. Ainsi on définit une nouvelle variable, l'erreur d'observation (e). Celle-ci est multipliée par la matrice de gains (L) et envoyée à l'entrée de l'observateur pour influencer les états estimés (\hat{x}). Ainsi, par un choix judicieux de la matrice de gains (L), on peut modifier la dynamique de l'observateur et par conséquent faire évoluer la vitesse de convergence de l'erreur vers zéro, tout en conservant la condition sur la matrice(A-LC) qui doit être une matrice Hurwitz, c'est-à-dire que ses valeurs propres soient à parties réelles négatives dans le cas continu ou possèdent un module inférieur à 1 dans le cas discret [ELL 02].

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer le gain L, soit par placement de pôle directement avec la forme canonique d'observabilité soit en utilisant l'algorithme général d'Ackermann basé sur un modèle quelconque du système [PET 13].

IV.3.1 .C. Conception de l'observateur d'état :

Le modèle d'équations d'états simplifié de la GS s'écrit :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}} = A\hat{x} + Bu + k(y - \hat{y}) \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad (IV-17)$$

On peut écrire :

$$\begin{cases} \frac{d\hat{I}_d}{dt} = -\frac{\hat{R}_d}{L_d}\hat{I}_d + \frac{L_q}{L_d}\omega\hat{I}_q - \frac{1}{L_d}u_d + k_d(I_d - \hat{I}_d) \\ \frac{d\hat{I}_q}{dt} = -\frac{\hat{R}_q}{L_q}\hat{I}_q - \omega\frac{L_d}{L_q}\hat{I}_d + \frac{\phi_f}{L_q}\omega - \frac{1}{L_q}u_q + k_q(I_q - \hat{I}_q) \end{cases} \quad (IV-18)$$

Où :

k_d et k_q : les gains de correction d'erreur des courants I_d , I_q respectivement,

\hat{R}_d , \hat{R}_q : les valeurs estimées des résistances adaptées au niveau de la commande et de l'observateur.

Les équations d'erreur sont déduites de la différence entre le modèle électrique de G.S et les équations de l'observateur comme suit :

$$(\dot{x} - \dot{\hat{x}}) = (A - kC)(x - \hat{x}) + (A - \hat{A})\hat{x} \quad (IV-19)$$

$$\text{Avec: } \hat{A} = \begin{bmatrix} -\frac{\hat{R}_d}{L_d} & \omega \frac{L_q}{L_d} \\ -\omega \frac{L_d}{L_q} & -\frac{\hat{R}_q}{L_q} \end{bmatrix}$$

Donc :

$$(A - \hat{A}) = \begin{bmatrix} \frac{\Delta R_d}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{\Delta R_q}{L_q} \end{bmatrix} \quad (IV-20)$$

IV.3.1 .D. Stabilité de Lyapunov

En considérant la fonction de Lyapunov candidate :

$$V = \frac{1}{2} e^T e + \frac{1}{2} \frac{(\Delta R_d)^2}{\lambda_1} + \frac{1}{2} \frac{(\Delta R_q)^2}{\lambda_2} > 0 \quad (IV-21)$$

Avec :

λ_1, λ_2 sont des constantes strictement positives.

Par conséquent, la dérivée de la fonction de Lyapunov est donné par:

$$\dot{V} = e^T \dot{e} - \frac{\Delta R_d}{\lambda_1} \frac{d\hat{R}_d}{dt} - \frac{\Delta R_q}{\lambda_2} \frac{d\hat{R}_q}{dt} \quad (IV-22)$$

Pour assurer la négativité de la dérivée de la fonction de *Lyapunov* et par conséquent la stabilité et la convergence du procédé complet (commande en boucle fermée avec observateur), on choisit k de telle façon que (A-KC) de Hurwits:

On obtient finalement : détailler les calculs

$$\begin{cases} \hat{R}_d = -\frac{\lambda_1}{L_d} \int e_d \hat{I}_d dt \\ \hat{R}_q = -\frac{\lambda_2}{L_q} \int e_q \hat{I}_q dt \end{cases} \quad (IV-23)$$

Et la vitesse estimée est donnée par:

$$\hat{\omega} = -(k_p + \frac{k_i}{s}) \left((I_d \hat{I}_q - I_q \hat{I}_d) - \frac{\phi_f}{L_d} (I_q - \hat{I}_q) \right) + \omega(0) \quad (IV-24)$$

IV.3.2 Nouvelle méthode de diagnostic

Afin de détecter les défauts de court-circuit entre spires du stator, nous utilisons le nouvel observateur hybride proposé précédemment. Cette méthode est basée sur l'approche de vecteur de Park de la chute de tension aux bornes de la résistance statorique ($V_{rd}=R_d \cdot I_d$, $V_{rq}=R_q \cdot I_q$) [BOU14], [BOU15], [BOU16] et [BOU19].

La transformée inverse de Park est donnée par :

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV-25)$$

$$\begin{bmatrix} v_{r\alpha} \\ v_{r\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} \quad (IV-26)$$

Avec : V_{rd} : La tension aux bornes de la résistance R_d .

V_{rq} : La tension aux bornes de la résistance R_q .

La figure (IV-6) présente le schéma proposé pour la détection de défaut de court-circuit entre spires au stator de la SG dans le système de conversion d'énergie éolienne.

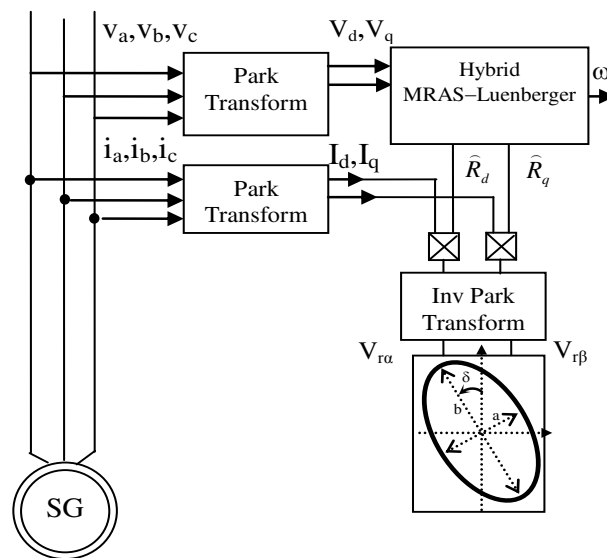


Figure IV-6 présente le schéma proposé pour la détection de défaut de court-circuit entre spires au stator de la GS dans le système de conversion d'énergie éolienne.

IV.4 Résultats et interprétations

Pour valider l'approche proposée pour la détection des défauts de court-circuit entre spire dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne, une configuration de laboratoire est construite avec 2,5%, 5%, 10%, 15% et 30% de courts-circuits inter-tours pour chaque phase. La structure de base de cette configuration de laboratoire est représentée sur la figure (IV-7). La machine à courant continu est utilisée comme émulateur d'éolienne. Le G.S est connecté à un convertisseur SEMIKRON (4kW, modules IGBT) piloté directement par la carte DS1103. Les capteurs utilisés sont LA-55NP pour les courants et LV-25P pour les tensions.

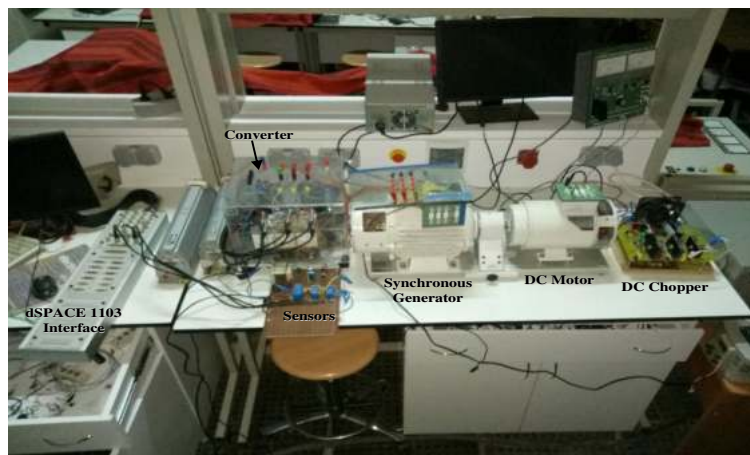


Figure (IV-7) Configuration de l'émulateur de turbine à vent avec G.S.

La figure (IV-8) montre la performance de l'estimateur de la vitesse de la génératrice par la technique MRAS en présence de défaut de court-circuit entre spires du stator. La figure (IV-9) montre l'évolution des principales caractéristiques à savoir : les courants directs et en quadrature en état sain et en état défaillant. La figure (IV-10) présente la forme de Lissajou du générateur synchrone sain et en présence de défauts pour les phases A, B et C.

Dans le cas sain, la trajectoire du vecteur courant, dite contour de Park, est un cercle centré autour de l'origine (voir figure (IV-10)). Tandis qu'en présence du défaut au niveau de l'enroulement statorique, ce contour prend une forme elliptique dont l'orientation du grand axe est associée à la phase en défaut. Evidemment ce contour elliptique change de paramètres (petit axe et grand axe) en fonction de la sévérité de défaut.

Des ondulations apparaissent sur les paramètres estimés R_d et R_q en cas de défaut naissant de court circuit entre spires, Figure (IV-11). L'analyse spectrale (FFT) des résistances estimées \hat{R}_d et \hat{R}_q est effectuée avec une période d'échantillonnage est de 10^{-5} pour le cas d'une machine saine et avec

défaut de court circuit entre spires au stator, en cas de défaut on remarque l'apparition de nouvelle composante de fréquence (multiple de 100 Hz soit 2 fs), Figures (IV-12) et (IV-13).

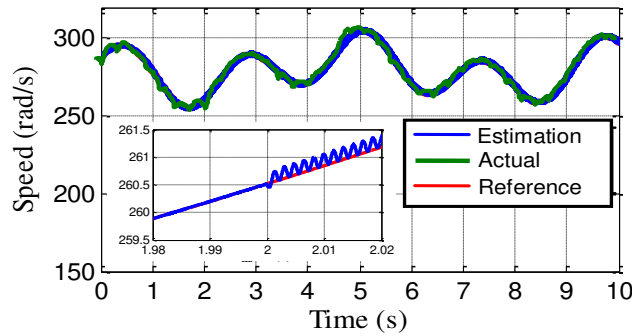


Figure (IV-8) La vitesse de la GS

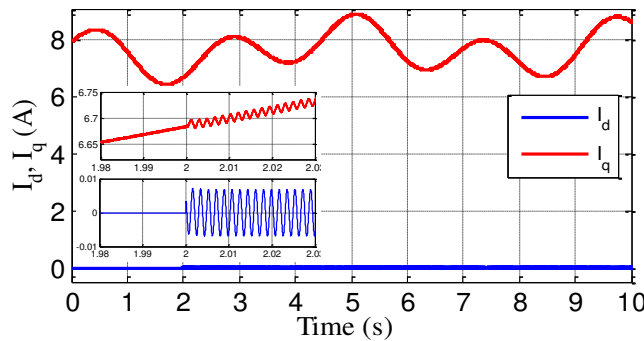


Figure (IV-9) Courant Statorique sur l'axe d_q

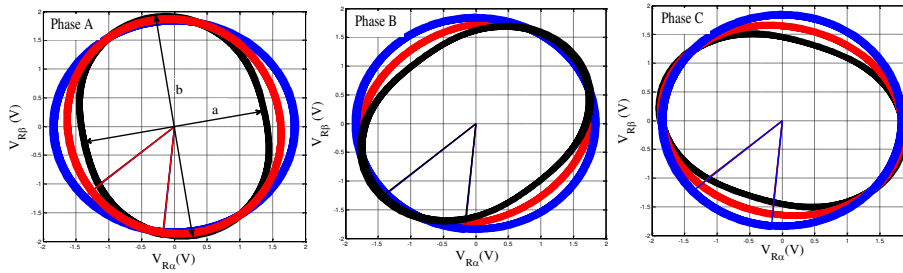


Figure (IV-10) Vecteur de Park $V_{R\beta} = f(V_{R\alpha})$ à l'état sain ; avec défaut de 10 % et 15 % de spires court-circuitées, pour les différentes phases statoriques A, B et C

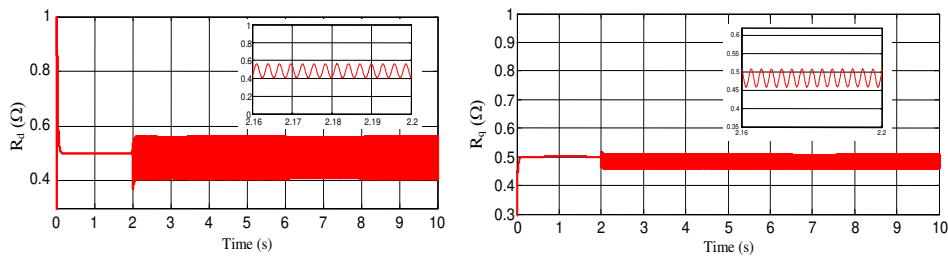


Figure (IV-11) Estimation de R_d and R_q

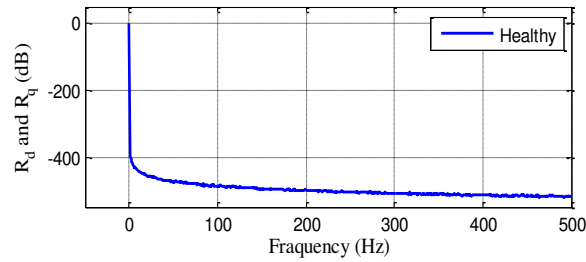


Figure (IV-12) Analyse spectrale (FFT) de la résistance estimée en état sain ($R_d=R_q$)

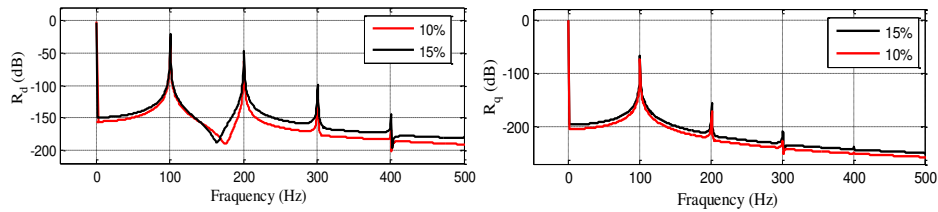


Figure (IV-13) Analyse spectrale (FFT) de la résistance estimée en défaut de court-circuit entre spires dans la phase A, (10% et 15%)

IV.4.1 Identification de défaut de court-circuit entre spires

Afin de détecter le pourcentage de court-circuit entre spires de la génératrice synchrone dans le système de conversion d'énergie éolienne, nous proposons d'utiliser l'approche ci-après, Figure (IV-14):

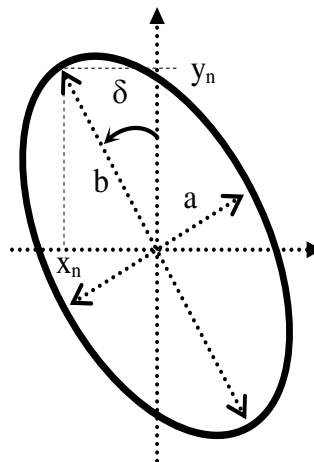


Figure (IV-14) Vecteur de Park $V_{R\beta} = f(V_{R\alpha})$

$$\rho(\%) = \left(1 - \frac{a}{b}\right) 100 \tag{IV-27}$$

Avec: ρ : pourcentage de court-circuit entre spires.

a : Petit axe.

b : Grand axe.

Pour déterminer la phase défectueuse, nous utilisons les coordonnées du grand diamètre telle que:

$$\delta = \tan\left(\frac{x_n}{y_n}\right) \quad (IV-28)$$

Avec (x_n, y_n) : coordonnées par rapport au grand diamètre.

	10 %		15 %		30 %	
	δ (°)	ρ_s (%)	δ (°)	ρ_s (%)	δ (°)	ρ_s (%)
Phase (A)	-6,37	10,01	-6,35	15,03	-6,30	30,00
Phase (B)	55,10	10,04	55,12	15,02	55,17	30,02
Phase (C)	-68,37	10,02	-65,36	15,01	-65,31	30,01

Tableau 1 Estimation de l'angle et pourcentage de court-circuit entre spires de la génératrice synchrone dans les différentes phases A, B et C.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé une méthode originale basée sur l'approche du vecteur de Park permettant la détection en ligne des défauts de court-circuit statorique entre spires dans un système de conversion d'énergie éolienne. L'estimation des paramètres en ligne via un modèle du générateur synchrone est réalisée en utilisant l'observateur de Luenberger afin d'assurer une excellente performance de détection de défauts.

Le modèle est analysé pour des conditions saines et défectueuses en utilisant les signatures du stator. L'avantage de cette méthode est qu'elle est basée sur la connaissance des courants statoriques qui sont mesurables à l'extérieur de la génératrice.

La forme de Lissajou du vecteur de Park de la tension aux bornes de la résistance statorique facilite la détection de défaut en calculant l'angle entre le grand axe de la forme de Lissajou (l'ellipse) et l'axe des ordonnées.

La méthode proposée a été validée sur un banc d'essai équipé d'une carte dSPACE DS1103 et les résultats obtenus confirment son efficacité. Cette méthode nous donne de bonnes informations sur le défaut en boucle fermée.

Conclusion Générale et Perspectives

Le présent travail effectué dans cette thèse porte essentiellement sur une stratégie de commande robuste d'un système éolien à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone. De plus, l'utilisation d'une génératrice synchrone en tant que générateur électrique au sein d'un système éolien implique de nouvelles problématiques, notamment en ce qui concerne la sûreté de fonctionnement lors de défaillances internes de la machine. Il est ainsi nécessaire de connaître précisément l'état de santé du G.S afin d'assurer une bonne continuité de service en évitant d'ordonner la mise en sécurité du G.S sur des défaillances externes au générateur. C'est pourquoi les travaux de cette thèse portent sur la détection des courts-circuits inter-spores dans les G.S, ces défauts ayant été identifiés comme les plus critiques pour ce type de machine.

Dans la majeure partie des travaux effectués dans le domaine de la surveillance et du diagnostic des systèmes, les outils servant à la détection et à la localisation des défauts sont synthétisés à partir d'une représentation en boucle ouverte du système. Or, la réalité des applications industrielles, fait que les systèmes sont majoritairement insérés dans une boucle de régulation ou d'asservissement. Dans ce contexte, la tâche de diagnostic s'avère particulièrement délicate pour différentes raisons. D'une part, le contrôleur peut atténuer l'effet des défauts ce qui rend difficile leur détection. D'autre part, les entrées du système étant corrélées avec les sorties à cause du bouclage, et cela engendre une difficulté pour la localisation. Une nouvelle technique est proposée pour détecter les défauts naissants de court-circuit inter-spores basée sur l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances statoriques sur l'axe d et q . Cette approche est basée sur le tracé de vecteur de Park (PVA) pour prendre une décision en cas de défauts.

Dans le premier chapitre, on a présenté un survol sur les systèmes de conversion éoliens de manière générale puis l'évolution des éoliennes durant les dernières décennies. Des statistiques ont été données, montrant l'évolution de la production et la consommation de l'énergie éolienne dans le monde sans oublier l'Algérie, ainsi que les différents générateurs qui sont utilisés dans les systèmes éoliens.

Le deuxième chapitre a été réparti sur trois volets :

- ✓ Le premier est consacré à la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne, où le modèle du vent et son évolution ont été étudiés de façon détaillée. Par la suite on a calculé la puissance maximale pouvant être extraite à l'aide de la limite de Betz.
- ✓ Le deuxième volet est consacré à la modélisation détaillée de la machine synchrone, en état sain et en présence de défaut de court circuit entre spires.
- ✓ Le dernier volet est dédié au diagnostic des défauts. La détection des courts-circuits interspires a été effectuée expérimentalement en utilisant l'analyse spectrale classique dans le cas d'entraînement à vitesse fixe. Et dans le cas contraire, entraînement à vitesse variable, on a eu recours à la décomposition en ondelettes.

La nouveauté dans ce chapitre est l'exploitation des grandeurs de tensions statoriques au lieu de celles de courants dans la détection des défauts. La majorité des travaux dans la littérature de diagnostic des machines électriques, utilise les courants comme grandeurs de diagnostic ce qui est naturelle dans le cas du fonctionnement en moteur. Par contre dans le cas de fonctionnement en génératrice, nous avons jugé qu'il est préférable d'opter vers les tensions comme grandeurs de diagnostic pour les raisons suivantes :

- Les tensions ont des valeurs plus significatives par rapport à celles des courants.
- Dans le cas du fonctionnement à vide, le diagnostic serait possible malgré la nullité des courants.

Dans le troisième chapitre, nous avons été intéressés aux différentes méthodes dédiées à la recherche du point maximum de puissance MPPT (Maximum Power Point Tracking). Après la présentation de plusieurs méthodes, nous avons sélectionné deux méthodes qui n'exigent pas la connaissance des propriétés aérodynamiques de la turbine. L'une est basée sur la technique P&O (Perturbation et Observation) et l'autre basée sur la logique floue (FLC). La comparaison entre ces deux dernières a révélé que celle basée sur la logique floue peut présenter une solution d'optimisation pour le transfert d'énergie efficace dans les systèmes éoliens.

Dans le quatrième chapitre, en premier lieu nous avons présenté une commande vectorielle robuste de la génératrice synchrone qui est basée sur l'approche de Lyapunov non linéaire et robuste contre les variations paramétriques associée à un contrôle par mode glissant afin de résoudre le problème des incertitudes de modèle liées aux variations des paramètres de la machine et aux bruits de mesure afin d'améliorer les performances de la commande de la machine. En second lieu une commande de vitesse sans capteur de la génératrice synchrone est présentée. Dans ce cas, l'estimation de la vitesse est effectuée à l'aide du système MRAS

(Model Reference Adaptive System). En troisième lieu, l'observateur MRAS est associé à l'observateur de Luenberger afin d'estimer les résistances statoriques sur l'axe d et q.

La stabilité du système est prouvée en utilisant la théorie de Lyapunov. Enfin, le nouvel observateur hybride proposé MRAS-Luenberger est utilisé pour détecter les défauts de court-circuit entre spires dans le système éolien à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone. La nouvelle approche basée sur le vecteur de Park (PVA) est adoptée pour prendre une décision en cas de défauts. La technique proposée est testée sur dSPACE DS1103 et les résultats confirment l'efficacité de détection de défauts. Cette méthode nous donne des bonnes informations sur le défaut en boucle fermée.

Enfin du côté des perspectives liées à ce travail, nous pouvons citer les pistes suivantes :

- Etude des défauts mixtes du convertisseur et du court-circuit entre spires du stator.
- Reconfiguration de la commande en cas de défauts.
- L'étude de l'impact du type de commande utilisé sur la signature du défaut intermittent inter-spires et sur son seuil de détection. Plusieurs types de commandes peuvent être étudiés et comparés.
- La conception et l'élaboration de nouvelles stratégies de commande, permettant de rattraper les pertes de performances, qui suivent l'apparition des défauts au niveau de la machine ou de la commande.

Annexe 1

a. Paramètres de la Génératrice synchrone utilisée :

Plaque signalétique :

$U : 220 / 380 \text{ V}, 50 \text{ HZ}$

$I_n = 3,5 / 2 \text{ A} .$

$\Omega_n = 3000 \text{ tr} / \text{min}$

$P_n = 1 \text{ KW} ,$

$\text{Cos } \varphi = 1 ,$

Les paramètres :

$R_s = 1,57 \ \Omega$

$J = 0.006093 \text{ Kg } m^2$

$f = 0.00725 \text{ Nm } s / rd$

$R_f = 268 \ \Omega$

$Z_f = 17,82 \ \Omega$

$L_f = 0.8572 \ \Omega$

$X_d = 101 \ \Omega$

$X_q = 57,13 \ \Omega$

Comme le montre la figure A1, Il s'agit d'une Génératrice Synchrone dont les bobines des phases statoriques sont directement accessibles, ce qui permet de choisir le pourcentage du défaut de court-circuit statorique.



Fig. A.1 Photo de la Génératrice synchrone

b. Machine à courant continu utilisée:

Puissance nominale : $P_n = 1 \text{ kW}$

Tension nominale : 220 V , $f_s = 50 \text{ Hz}$

Courant nominal : 6 A

Vitesse nominale : 2800 tr/mn

Courant d'excitation: 0.63 A



Fig. A.1 Photo de la Machine à courant continu

Bibliographies

- [BEL 10] B. Beltran, " Contribution à la Commande Robuste des Eoliennes à Base de Génératrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique au Mode Glissant d'Ordre Supérieur", Thèse Doctorat, Université de Bretagne Occidentale - Brest, 2010.
- [RAP 10] M. Rapin, J.M. Noel "Energies Eoliennes, Principes et Etude de Cas", 1ère Edition Dunod, Paris, 2010, ISBN 978-2-10-055060-9.
- [UTK 77] V. Utkin, "Variable Structure Systems with Sliding Modes", IEEE Transactions on Automatic Control, 1977.
- [SLO 91] J.J.Slotine and W.Li "Applied nonlinear control", Third Edition, Prentice Hall, 1991.
- [GAI 10] A. Gaillard. "Système Eolien Basé sur une MADA : Contribution à l'Etude de la Qualité de l'Energie Electrique et de la Continuité de Service". Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I ,2010.
- [JOU 07] M. Jourieh "Développement d'un Modèle Représentatif d'une Eolienne Afin d'Etudier l'Implantation de Plusieurs Machines sur un Parc Eolien " Thèse de Doctorat, ENSAM de France, 2007.
- [MIR 05] A. Mirecki "Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance ", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Avril 2005.
- [GWE 15] Global Wind Energy Council 2015 report, 10.02.2016.
- [EFEF 17] Etude sur la filière éolienne Française: Bilan, Prospective, Stratégie. Septembre 2017.
- [GWE 16] Global Wind Energy Council 2016 report, 10.02.2017.
- [GWE 17] Global Wind Energy, Annual Market Update 2017.
- [ADE 17] "Etude sur la Filière Eolienne Française : Bilan, Prospective et Stratégie", Partie 1 "Analyse de la Chaîne de Valeur, Etat des Lieux de la filière France et Benchmark International", Réseaux & Energies Renouvelables, 2017.
- [SER 12] Nations Unies, Commission Economique pour l'Afrique, "Le Secteur des Energies Renouvelables en Afrique du Nord", 2012
- [ENR 08] Egypt, New and Renewable Energy Authority, Annual report 2008-09.
- [UF 09] Ubi France, Fiche de Synthèse, « Secteur des Energies Renouvelables en Egypte » 2009.
- [CRE 11] PWMSP, Country Report Egypt, Novembre, 2011.
- [EEH 09] Egyptian Electricity Holding Cy, Annual report 2009/10.
- [CEMR 12] Communication de Ekhlal, M.A, REOAL, Renewable Energy in Libya, Réunion d'experts, UNECA, Le Secteur des Energies, Renouvelables en Afrique du Nord: Situation Actuelle et Perspectives Rabat, Rabat, 12-13 janvier 2012.
- [MEM 11] Ministère de l'Energie et des Mines, Conception et Réalisation SATINFO Société du Groupe Sonelgaz, 2011.
- [KAS 08] N. Kasbadji Merzouk « Quel avenir pour l'Énergie Éolienne en Algérie ? » Bul. Ene. Ren, CDER, N°14, Dec 2008.

- [MAH 16] M.A. MAHBOUB, "Commande Robuste d'un Système de Génération Eolien à base de Génératrice Double Alimenté sans Balais ", Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2016.
- [LHM 03] L. HAMANE " Les Ressources Eoliennes de l'Algérie " Bul. Ene. Ren, CDER, N°3, juin 2003. P 10-11.
- [MET 09] S. METATLA. "Optimisation et Régulation des Puissances d'une Eolienne à base d'une MADA". Thèses de Doctorat, ENSP, 2009.
- [HCA 03] H. CAMBLONG " Minimisation de l'Impact des Perturbations d'Origine Eolienne dans la Génération d'Electricité par des Aérogénérateurs a Vitesse Variable " Thèse de Doctorat, ÉNSAM France, 2003.
- [SMO 13] Stephane Mouty, "Conception de Machines à Aimants Permanents à Haute Densité de Double pour les Eoliennes de Forte Puissance", Thèse de Doctorat, Université FRANCHE-COMTÉ, 2013.
- [BANG 08] D. Bang, H. Polinder, G. Shrestha, J. A. Ferreira. Promising Direct-Drive Generator System for Large Wind Turbines, Journal EPE, 2008.
- [MON 12] P. MONJEAN, "Optimisation de l'Architecture et des Flux Energétiques de Centrales à Energies Renouvelables Offshore et Onshore Equipées de Liaisons en Continu," Thèse de Doctorat, Génie Electrique, ParisTech, France, 2012.
- [RLA 90] R. L. AMES : A.C. Generators Design and Application. John Wiley, Taunton, Somerset, England, 1990.
- [HAA 13] Hani Alhamed Aldwaihi, "Commande non Linéaire Fondée sur la Platitude d'un Système de Production Eolien", Thèse de Doctorat, Université de Bretagne Occidentale - Brest, 2013.
- [MEH 10] M. E. HAQUE, M. NEGNEVITSKY et K. M. MUTTAQI : "A Novel Control Strategy for a Variable-Speed Wind Turbine With a Permanent-Magnet Synchronous Generator". IEEE Transactions on Industry Applications, 46(1):331–339, 2010.
- [CBH 11] C. BHENDE, S. MISHRA et S. MALLA : "Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System". IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2(4): 361–373, 2011.
- [FVAL 08] F. VALENCIAGA et P. F. PULESTON : "High-order Sliding Control for a Wind Energy Conversion System Based on a Permanent Magnet Synchronous Generator". IEEE Transactions on Energy Conversion, 23(3):860–866, 2008.
- [SHU 12] SHUHUI LI, T. HASKEW, R. SWATLOSKI et W. GATHINGS : "Optimal and Direct-Current Vector Control of Direct-Driven PMSG Wind Turbines". IEEE Transactions on Power Electronics, 27(5):2325–2337, 2012.
- [HEG 11] H. GENG et D. XU : "Stability Analysis and Improvement For variable-Speed Multiple Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Wind Energy Conversion System". IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2(4):459–467, 2011.
- [SHA 01] S. HAO, G. HUNTER, V. RAMSDEN et D. PATTERSON : "Control System Design for a 20 kW Wind Turbine Generator With a Boost Converter and Battery Bank Load". In IEEE 32nd Annual Electronics Specialists Conference, vol. 4, p. 2203– 2206, 2001.

- [MCH 06] M. CHINCHILLA, S. ARNALTES et J. BURGOS : "Control of Permanent-Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid". IEEE Transactions on Energy Conversion, 21(1):130–135, 2006.
- [WQL 09] W. QIAO, L. QU et R. HARLEY : "Control of IPM synchronous generator for maximum wind power generation considering magnetic saturation". IEEE Transactions on Industry Applications, 45(3):1095–1105, 2009.
- [MGS 97] M. G. SIMOES, B. K. BOSE et R. J. SPIEGEL : "Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System". IEEE Transactions on Power Electronics, 12(1):87–95, 1997.
- [MIG 08] Miguel Lopez, "Contribution A L'optimisation D'un Système De Conversion Eolien Pour Une Unité De Production Isolée", Thèse de doctorat, Université Paris Sud 11, 2008.
- [SMU 02] S. MULLER, M. DEICKE et R. DE DONCKER : "Doubly Fed Induction Generator Systems For Wind Turbines". IEEE Industry Applications Magazine, 8(3):26–33, 2002.
- [CVN 02] C. V. NICOLAS, F. BLAZQUEZ, D. RAMIREZ, M. LAFOZ et J. IGLESIAS : "Guidelines For the Design and Control of Electrical Generator Systems for New Grid Connected Wind Turbine Generators". In IEEE 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society, IECON02, vol. 4, p. 3317–3325, 2002.
- [ISE 04] ISERMANN R., "Model-Based Fault Detection and Diagnosis-Status and Application", IFAC, Institute of Automatic Control, Darmstadt University of Technology, 2004.
- [FAN 13] FANJASON JACQUES RAMAHALEOMIARANTSOA, " Diagnostic des Systèmes à Energies Renouvelables de Type Eolien» Ecole Supérieure Polytechnique D'Antseranana Madagascar, 2013.
- [ROD 09] RODRIGUES M., THEILLIOL D. and SAUTER D., "Fault Tolerant Control of Nonlinear Systems using LMI gain Synthesis", 16th IFAC World Congress Prague, Czech Republic, Version 1, 2009.
- [LOR 07] L. Loron "Défauts dans les Entrainements Electriques", Document IREENA 2007.
- [GHB 13] G.H.B. Foo, Xinan Zhang, D.M. Vilathgamuwa, "A Sensor Fault Detection and Isolation Method in Interior Permanent-Magnet Synchronous Motor Drives Based on an Extended Kalman Filter", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.60, no.8, pp.3485,3495, Aug. 2013 doi:10.1109/TIE.2013.2244537.
- [GRO 13] F. Grouz, L. Sbita, M. Boussak, "Current Sensors Faults Detection, Isolation and Control Reconfiguration for PMSM Drives", Electrical Engineering and Software Applications (ICEESA), 2013 International Conference on , vol., no., pp.1,6, 21- 23 March 2013. doi:10.1109/ICEESA.2013.6578414.
- [TAJ 11] T.A. Najafabadi, F.R. Salmasi, P. Jabehdar-Maralani, "Detection and Isolation of Speed-, DC-Link Voltage-, and Current-Sensor Faults Based on an Adaptive Observer in Induction-Motor Drives", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.58, no.5, pp.1662,1672, May 2011 doi:10.1109/TIE.2010.2055775.

- [BOU 11] M. Bourogaoui, H. Berriri, H. Ben Attia-Sethom, I. Slama-Belkhodja, "Wavelets and Parity Equations Methods Comparison for Faulty Encoder Detection in PMSM Drives", *Systems, Signals and Devices (SSD)*, 2011 8th International Multi- Conference on , vol., no., pp.1,7, 22-25 March 2011 doi: 10.1109/SSD.2011.5767497.
- [LIU 06] Li Liu, "Robust Fault Detection and Diagnosis for Permanent Magnet Synchronous Motors", Thèse de Doctorat, Florida State University, 2006.
- [AUB 14] Aubert; "Détection Des Courts-Circuits Inter-Spires Dans Les Générateurs Synchrones A Aimants Permanents: Méthodes Basées Modèles Et Filtre De Kalman Etendu", Thèse de Doctorat, Université De Toulouse, 2014.
- [SHM 07] M. A. Shamsi-Nejad, "Architecture d'Alimentation et de Commande d'Actionneurs Tolérant aux Défauts-Régulateur de Courant Non-Linéaire à Large Bande Passante," Institut National Polytechnique de Lorraine Thèse de doctorat, 2007.
- [LEB 12] N. LEBOEUF, "Contribution A L'étude Des Machines Synchrones A Aimants Permanents En Présence De Défauts Inter-Spires Modélisation Détection De Défauts Inter-Spires", Thèse de Doctorat, Université De Lorraine, Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy, 2012.
- [VAS 09] B. Vaseghi, "Contribution à l'Etude des Machines Electriques en Présence de Défaut Entre Spires," Thèse de doctorat, GREEN -Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy, Université de Nancy - Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009.
- [CAS 04] R. Casimir, E. Bouteleux, H. Yahoui, G. Clerc, H. Henao, C. Delmotte, G. A. Capolino, G. Rostaing, J. P. Rognon, E. Foulon, L. Loron, H. Razik, G. Didier, G. Houdouin, G. Barakat, B. Dakyo, S. Bachir, S. Tnani, G. Champenois, J. C. Trigeassou, V. Devanneaux, B. Dagues, and J. Faucher, "Comparison of Modelling Methods and of Diagnostic of Asynchronous Motor in Case of Defects," in 9th IEEE International Power Electronics Congress - CIEP 2004, 2004, pp.101-108.
- [KAZ 03] S. A. S. Al Kazzaz and G. K. Singh, "Experimental Investigations on Induction Machine Condition Monitoring and Fault Diagnosis Using Digital Signal Processing Techniques," *Electric Power Systems Research*, vol. 65, pp. 197-221, 2003.
- [CEB 12] A. Ceban, " Méthode Globale de Diagnostic des Machines Electriques", Thèse de Doctorat, Université Lille de Nord de France – École doctorale SPI, Université d'Artois – Laboratoire Systèmes Électrotechniques et Environnement, 2012.
- [ALLZ 88] "Présentation des Avaries. Machines électriques tournantes", *Cahier des préventions*. CP2, Société Allianz, 1988.
- [DON 85] P. O'Donnell, "Report of Large Motor Reliability Survey of Industrial and Commercial Installations, Part I", *Industry Applications*, IEEE Transactions on , vol.IA-21, no.4, pp.853,864, July 1985. doi:10.1109/TIA.1985.349532
- [ALB 86] Albrecht, J.C. Appiarius, R.M. McCoy, E.L. Owen, D.K. Sharma, "Assessment of the Reliability of Motors in Utility Applications - Updated", *Power Engineering Review*, IEEE , vol.PER-6, no.3, pp.31,32, March 1986. doi:10.1109/MPER.1986.5528107.

- [THO 99] O.V. Thorsen, M. Dalva, "Failure Identification and Analysis for High-Voltage Induction Motors in the Petrochemical Industry", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.35, no.4, pp.810,818, Jul/Aug 1999. doi:10.1109/28.777188.
- [BON 00] A. H. Bonnett. "Root Cause AC Motor Failure Analysis With a Focus on Shaft Failures". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 5, pages 1435–1448, Sept. 2000.
- [RAJ 06] S. Rajagopalan, J. M. Aller, J. A. Restrepo, T. G. Habetler & R. G. Harley. "Detection of Rotor Faults in Brushless DC Motors Operating Under Non-stationary Conditions". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 42, no. 6, pages 1464–1477, Nov.-Dec. 2006.
- [TRA 09] B. Trajin. "Analyse et Traitement de Grandeurs Electriques pour la Détection et le Diagnostic de Défauts Mécaniques dans les Entraînements Asynchrones. Application à la Surveillance des Roulements à Billes". Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT, 2009.
- [SCH 95] R. R. Schoen, T. G. Habetler, F. Kamran & R. G. Bartfield. "Motor Bearing Damage Detection Using Stator Current Monitoring". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 31, no. 6, pages 1274– 1279, Nov.-Dec. 1995.
- [MCL 03] S. A. McInerny & Y. Dai. "Basic Vibration Signal Processing for Bearing Fault Detection". *IEEE Transactions on Education*, vol. 46, no. 1, pages 149–156, Fev. 2003.
- [DEV 04] M. J. Devaney & L. Eren. "Detecting Motor Bearing Faults". *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*, vol. 7, no. 4, pages 30– 50, Dec. 2004.
- [BLO 08] M. Blödt, P. Granjon, B. Raison & G. Rostaing. "Models for Bearing Damage Detection in Induction Motors Using Stator Current Monitoring". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 4, pages 1813–1822, Avril 2008.
- [ONE 08] I. Y. Onel & M. E. H. Benbouzid. "Induction Motor Bearing Failure Detection and Diagnosis : Park and Concordia Transform Approaches Comparative Study". *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*, vol. 13, no. 2, pages 257–262, Avril 2008.
- [IMM 10] F. Immovilli, A. Bellini, R. Rubini & C. Tassoni. "Diagnosis of Bearing Faults in Induction Machines by Vibration or Current Signals : A Critical Comparison". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 4, pages 1350–1359, Juillet-Août 2010.
- [TRA 10] B. Trajin, J. Regnier & J. Faucher. "Comparison Between Vibration and Stator Current Analysis for the Detection of Bearing Faults in Asynchronous Drives". *IET Electric Power Applications*, vol. 4, no. 2, pages 90–100, Fev. 2010.
- [BIA 11] C. Bianchini, F. Immovilli, M. Coconcelli, R. Rubini & A. Bellini. "Fault detection of linear bearings in brushless AC linear motors by vibration analysis". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 5, pages 1684–1694, Mai 2011.
- [HAR 15] J. Harmouche, C. Delpha & D. Diallo. Improved Fault Diagnosis of Ball Bearings Based on the Global Spectrum of Vibration Signals. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, no. 1, pages 376–383, Mars 2015.
- [HAJ 16] N. Haje Obeid, "Contribution à la Détection des Défauts Statoriques des Actionneurs à Aimants Permanents : Application à la Détection d'un Défaut Inter-Spires Intermittent et au Suivi de Vieillessement", Thèse Doctorat, Université de Lorraine, 2016.

- [DEV 01] V. Devanneaux, H. Kabbaj, B. Dagues & J. Faucher. An accurate model of squirrel cage induction machines under rotor faults. In Proceedings of the Fifth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS, volume 1, pages 384–387, Août 2001.
- [CRU 03] S. M. A. Cruz, A. J. M. Cardoso & H. A. Toliyat. "Diagnosis of Stator, Rotor and Airgap Eccentricity Faults in Three-Phase Induction Motors Based on the Multiple Reference Frames Theory". In 38th IAS Annual Meeting Conference Record of the Industry Applications Conference, volume 2, pages 1340–1346, Oct. 2003.
- [FAI 07] J. Faiz, B. M. Ebrahimi, H. A. Toliyat & B. Akin. "Diagnosis of a Mixed Eccentricity Fault in a Squirrel-Cage Three-Phase Induction Motor Using Time Stepping Finite Element Technique". In IEEE International Conference on Electric Machines & Drives, volume 2, pages 1446–1450, Mai 2007.
- [AND 09] R. N. Andriamalala. "Modélisation du Défaut d'Excentration dans une Machine Asynchrone : Application au Diagnostic et à la Commande de deux Machines Spécifiques". Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2009.
- [BEN 99] M. E. H. Benbouzid, M. Vieira & C. Theys. "Induction Motors Faults Detection and Localization Using Stator Current Advanced Signal Processing Techniques". IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 14, no. 1, pages 14–22, Jan. 1999.
- [THO 99] W. T. Thomson, D. Rankin & D. G. Dorrell. "On-line Current Monitoring to Diagnose Airgap Eccentricity in Large Three-Phase Induction Motors-Industrial Case Histories Verify the Predictions". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 4, pages 1372–1378, Dec. 1999.
- [DOR 08] D. G. Dorrell & C. Cossar. "A Vibration-Based Condition Monitoring System for Switched Reluctance Machine Rotor Eccentricity Detection". IEEE Transactions on Magnetics, vol. 44, no. 9, pages 2204–2214, Sept. 2008.
- [BLO 09] M. Blödt, J. Regnier & J. Faucher. "Distinguishing Load Torque Oscillations and Eccentricity Faults in Induction Motors Using Stator Current Wigner Distributions". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 45, no. 6, pages 1991–2000, Dec. 2009.
- [EBR 10] B. M. Ebrahimi, J. Faiz & B. N. Araabi. "Pattern Identification For Eccentricity Fault Diagnosis in Permanent Magnet Synchronous Motors Using Stator Current Monitoring". Electric Power Applications, IET, vol. 4, no. 6, pages 418–430, Juillet 2010.
- [MOR 10] D. Morinigo-Sotelo, L. A. García-Escudero, O. Duque-Perez & M. Perez-Alonso. "Practical Aspects of Mixed-eccentricity Detection in PWM Voltage-Source-Inverter-Fed Induction Motors". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no. 1, pages 252–262, Jan. 2010.
- [JAW 08] Jawad Ahmed FAROOQ, "Etude du Problème Inverse en Electrotechnique en Vue de la Localisation des Défauts de Désaimantation Dans les Actionneurs à Aimants Permanents", Thèse Doctorat, Université de Technologie de BELFORT-MONTBELIARD, 2008.
- [WHE 05] J. C. G. Wheeler. "Effects of Converter Pulses on the Electrical Insulation in Low and Medium Voltage Motors". IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 21, no. 2, pages 22–29, Mars 2005.
- [UTS 03] T. Utsumi & I. Yamaguchi. "Detection and Location of Inter-Turn, Short Circuit in Linear Induction Motor". In 4th IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, SDEMPED, pages 63–68, Août 2003.

- [ABDA 05] Abdallah Ali, J. Regnier, J. Faucher, "Simulation of Internal Faults in Permanent magnet Synchronous Machines", 6th International Conference on Power Electronics and Drive Systems, Kuala Lumpur, Malaysia, 2005.
- [ABD 05] A. Abdallah, "Modélisation des Machines Synchrones à Aimants Permanents pour la Simulation de Défauts Statoriques : Application à la Traction Ferroviaire", Thèse de doctorat, INPT, France, 2005.
- [DEV 02] V. Devanneaux, "Modélisation des Machines Asynchrones Triphasés à Cage d'Ecureuil en Vue de la Surveillance et du Diagnostic", Thèse de doctorat, INPT, France, 2002.
- [KHO 09] Makara KHOV, " Surveillance et Diagnostic des Machines Synchrones à Aimants Permanents :Détection des Courts-Circuits par Suivi Paramétrique", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, Déc 2009.
- [BIA 07] F.D. BIANCHI, H. De BATTISTA, R.J. MANTZ " Wind Turbine Control Systems Principles, Modeling and Gain Scheduling Design", Springer 2007.
- [M'UN 08] I. MUNTEANU, A. I. BRATCU, N.A CUTULULIS, E. CEANGĂ. "Optimal Control of Wind Energy Systems ".Springer 2008.
- [NICH 02] C. NICHITA, D. LUCA, B. DAKYO, E. CEANGA. "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators". IEEE transactions on energy conversion , vol. 17, no. 4, pp 523- 529, December 2002.
- [ABD 14] S. Abdeddaim, A. Betka, S. Drid and M. Becherif, "Implementation of MRAC Controller of a DFIG Based Variable Speed Grid Connected Wind Turbine", Energy Conversion and Management, Vol.79, March 2014,pp. 281-288.
- [USA 03] J. Usaola, P. Ledesma , and all "Transient Stability Studies in Grids With Great Wind Power Penetration". Modeling issues and operation requirements Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution ,(USA), 2003.
- [SAH 06] M. Sahraoui, A. Ghoggal, S.E. Zouzou, A. Aboubou, H. Razik, "Modelling and Detection of Inter-Turn Short Circuits in Stator Windings of Induction Motor", IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on , vol., no., pp.4981,4986, 6-10 Nov. 2006. Doi: 10.1109/IECON.2006.348093
- [JOK 02] G.M. Joksimovic, J. Penman, "The Detection of Inter-Turn Short Circuits in the Stator Windings of Operating Motors", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.47, no.5, pp.1078, 1084, Oct 2000. doi: 10.1109/41.873216
- [CRU 01] S.M.A. Cruz, A.J.M. Cardoso, "Stator Winding Fault Diagnosis in Three-Phase Synchronous and Asynchronous Motors, by the Extended Park's Vector Approach", Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.37, no.5, pp.1227,1233, Sep/Oct 2001. doi: 10.1109/28.952496
- [ROS 07] J.A. Rosero, L. Romeral, J. Cusido, A. Garcia, J.A. Ortega, "On the Short-circuiting Fault Detection in a PMSM by means of Stator Current Transformations", Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007 IEEE , vol., no., pp.1936,1941, 17-21 June 2007. doi: 10.1109/PESC.2007.4342300
- [KOS 00] D. Kostic-Perovic, M. Arkan, P. Unsworth, "Induction Motor Fault Detection by Space Vector Angular Fluctuation", Industry Applications Conference, 2000. Conference Record of the 2000 IEEE , vol.1, no., pp.388,394 vol.1, 2000. doi: 10.1109/IAS.2000.881140

- [VAS 09] B. Vaseghi, "Contribution à l'étude des machines en présence de défaut entrespires - Modélisation - Réduction du courant de défaut", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009
- [PEN 94] J. Penman, H.G. Sedding, B.A. Lloyd, W.T. Fink, "Detection and Location of Inter-turn Short Circuits in the Stator Windings of Operating Motors", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol.9, no.4, pp.652,658, Dec 1994. doi: 10.1109/60.368345
- [HEN 03] H. Henao, C. Demian, G.A. Capolino, "A Frequency-Domain Detection of Stator Winding Faults in Induction Machines using an External Flux Sensor", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.39, no.5, pp.1272,1279, Sept.-Oct. 2003. doi: 10.1109/TIA.2003.816531
- [MEL 03] M.G. Melero, M.F. Cabanas, C. Rojas, G.A. Orcajo, J.M. Cano, J. Solares, "Study of an Induction Motor Working Under Stator Winding Inter-turn Short Circuit Condition", *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, 2003. SDEMPED 2003. 4th IEEE International Symposium on*, vol., no., pp.52,57, 24-26 Aug. 2003. doi:10.1109/DEMPED.2003.1234546
- [SHU 02] Wan Shuting; Li Heming; Xu Zhaofeng, "A New Method of Turbine-Generator Vibration Fault Diagnosis Based on Correlation Dimension and ANN", *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*, vol.3, no., pp.1655,1659 vol.3, 2002. doi: 10.1109/ICPST.2002.1067814
- [ROS 08] J. Rosero, L. Romeral, J.A. Ortega, E. Rosero, "Short Circuit Fault Detection in PMSM by Means of Empirical Mode Decomposition (EMD) and Wigner Ville distribution (WVD)", *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*, vol., no., pp.98,103, 24-28 Feb. 2008.
- [CLI 09] V. Climente-Alarcon, J.A. Antonino-Daviu, M. Riera-Guasp, R. Puche, L. Escobar-Moreira, N. Wiener, P. Jover-Rodriguez, A. Arkkio, "Diagnosis of Stator Short-Circuits Through Wigner-Ville Transient-based Analysis", *Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE*, vol., no., pp.1097,1102, 3-5 Nov. 2009. doi: 10.1109/IECON.2009.5414677
- [URR 09] J. Urresty, J. Riba, L. Romeral, J. Rosero, J. Serna, "Stator Short Circuits Detection in PMSM by Means of Hilbert-Huang Transform and Energy Calculation", *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, 2009. SDEMPED 2009. IEEE International Symposium on*, vol., no. pp.1,7, Aug. 31 2009 6-Sept. 3 2009. doi:10.1109/DEMPED.2009.5292789
- [LIU 05] Tong Liu, Jin Huang, "A Novel Method for Induction Motors Stator Inter-turn Short Circuit Fault Diagnosis by Wavelet Packet Analysis", *Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. Proceedings of the Eighth International Conference on*, vol.3, no., pp.2254,2258 Vol. 3, 27-29 Sept. 2005. doi: 10.1109/ICEMS.2005.202969.
- [CHE 07] Zheng Chen; Rong Qi; Hui Lin, "Inter-Turn Short Circuit Fault Diagnosis for PMSM based on Complex Gauss Wavelet", *Wavelet Analysis and Pattern Recognition, 2007. ICWAPR '07. International Conference on*, vol.4, no., pp.1915,1920, 2-4 Nov. 2007. doi: 10.1109/ICWAPR.2007.4421769

- [SIL 08] A.M. da Silva, R.J. Povinelli, N.A.O Demerdash, "Induction Machine Broken Bar and Stator Short-Circuit Fault Diagnostics Based on Three-Phase Stator Current Envelopes", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.55, no.3, pp.1310,1318, March 2008. doi: 10.1109/TIE.2007.909060
- [LEE 03] Sang-Bin Lee, R.M. Tallam, T.G. Habetler, "A Robust, On-line Turn-Fault Detection Technique for Induction Machines Based on Monitoring the Sequence Component Impedance Matrix," *Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual*, vol.4, no., pp.2217,2223 vol. 4, 2001. doi: 10.1109/PESC.2001.954449
- [CHE 11] Siwei Cheng, Pinjia Zhang, T.G. Habetler, "An Impedance Identification Approach to Sensitive Detection and Location of Stator Turn-to-Turn Faults in a Closed-Loop Multiple-Motor Drive", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.58, no.5, pp.1545,1554, May 2011. doi: 10.1109/TIE.2010.2064276
- [SID 03] A. Siddique, G.S. Yadava, B. Singh, "Applications of Artificial Intelligence Techniques for Induction Machine Stator Fault Diagnostics": review, *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, 2003. SDEMPED 2003. 4th IEEE International Symposium on* , vol., no., pp.29,34, 24-26 Aug. 2003 doi: 10.1109/DEMPED.2003.1234543
- [CAS 03] R. Casimir, "Diagnostic des Défaits des Machines Synchrones par Reconnaissance de Formes, Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 2003
- [FIL 00] F. Filippetti, P. Vas, "Recent Developments of Induction Motor Drives Fault Diagnosis using AI Techniques", *Industrial Electronics Society, 1998. IECON '98. Proceedings of the 24th Annual Conference of the IEEE* , vol.4, no., pp.1966,1973 vol.4, 31 Aug-4 Sep 1998. doi: 10.1109/IECON.1998.724019
- [OND 06] O. Ondel, "Diagnostic par Reconnaissance des Formes : Application à un Ensemble Convertisseur - Machine Asynchrone", Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lyon, 2006.
- [BOU 08] M. Bouzid, G. Champenois, N.M. Bellaaj, L. Signac, K. Jelassi, "An Effective Neural Approach for the Automatic Location of Stator Inter-turn Faults in Induction Motor", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.55, no.12, pp.4277,4289, Dec. 2008. doi: 10.1109/TIE.2008.2004667
- [BRO 13] P.J. Broniera, W.S. Gongora, A. Goedel, W.F. Godoy, "Diagnosis of Stator Winding Inter-turn Short Circuit in Three-phase Induction Motors by using Artificial Neural Networks", *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED), 2013 9th IEEE International Symposium on* , vol., no., pp.281,287, 27-30 Aug. 2013. doi: 10.1109/DEMPED.2013.6645729
- [REF 12] S.S. Refaat, H. Abu-Rub, M.S. Saad, E.M. Aboul-Zahab, A. Iqbal, "Detection, Diagnoses and Discrimination of Stator Turn to turn Fault and Unbalanced Supply Voltage Fault for Three Phase Induction Motors", *Power and Energy (PECon), 2012 IEEE International Conference on*, vol., no., pp.910,915, 2-5 Dec. 2012 doi: 10.1109/PECon.2012.6450347
- [PEK 04] K.M. Pekpe, "Identification par les Techniques des Sous-espaces - Application au Diagnostic", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, Nancy, 2004.

- [VEL 98] L.G. Vela Valdes, "Etude et Elaboration d'une Approche Fonctionnelle pour la Localisation de Défauts en Diagnostic - Application à la Simulation d'un Moteur à Courant Continu", Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy, 1998
- [CHO 84] E. Chow, A.S. Willsky, "Analytical Redundancy and the Design of Robust Failure Detection Systems", *Automatic Control, IEEE Transactions on*, vol.29, no.7, pp.603,614, Jul 1984. doi: 10.1109/TAC.1984.1103593
- [FRA 08] D. Fragkoulis, "Détection et Localisation des Défauts Provenant des Actionneurs et des Capteurs :Application sur un Système non Linéaire", Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse, 2008.
- [RAI 00] B. Raison, "Détection et Localisation de Défaillances sur un Entraînement Electrique, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [LIU 06] Li Liu, "Robust Fault Detection and Diagnosis for Permanent Magnet Synchronous Motors", Thèse de Doctorat, Florida State University, 2006
- [ODG 11] P.F. Odgaard, J. Stoustrup, "Unknown Input Observer Based Detection of Sensor Faults in a Wind Turbine", *Control Applications (CCA), 2010 IEEE International Conference on*, vol., no., pp.310,315, 8-10 Sept. 2010 doi: 10.1109/CCA.2010.5611266
- [NOH 13] C. Nohra, "Online Stator and Rotor Fault Diagnosis in Induction Machines by H_{∞} Observer and Sliding Mode Estimator", *Control and Decision Conference (CCDC), 2013 25th Chinese*, vol., no., pp.3269,3274, 25-27 May 2013 doi: 10.1109/CCDC.2013.6561511.
- [GHA 11] M. Ghazal, J. Poshtan, "Robust Stator Winding Fault Detection in Induction Motors", *Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC), 2011 2nd*, vol., no., pp.163,168, 16-17 Feb. 2011 doi: 10.1109/PEDSTC.2011.5742410.
- [DEA 09] C.H. De Angelo, G.R. Bossio, S.J. Giaccone, M.I. Valla, J.A. Solsona, G.O. Garcia, "Online Model-Based Stator-Fault Detection and Identification in Induction Motors", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol.56, no.11, pp.4671,4680, Nov. 2009. doi: 10.1109/TIE.2009.2012468
- [LU 10] Qian Lu, T. Breikin, "Observer Based Fault Detection for Stator Inter-turn Short Circuit in Wind Turbine DFIGs", *Modelling, Identification and Control (ICMIC), The 2010 International Conference on*, vol., no., pp.483,488, 17-19 July 2010
- [ISE 05] R. Isermann, "Model-based Fault Detection and Diagnosis status and applications", *Annual Reviews in Control*, vol.39, Issue 1, pp.71,85, 2005
- [BAC 02] S. Bachir, "Contribution au Diagnostic de la Machine Asynchrone par Estimation Paramétrique", Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2002.
- [SCH 99] E. Schaeffer, E. Le Carpentier, Z. El Hadi, L. Loron, "Diagnostic des Entraînements Electriques: Détection de Courts-circuits Statoriques dans la Machine Asynchrone par Identification Paramétrique", *Dix-septième colloque GRETSI*, pp.1137,1140, Sept.1999
- [AKS 10] S. Aksoy, A. Muhurcu, H. Kizmaz, "State and parameter estimation in induction motor using the Extended Kalman Filtering algorithm", *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, vol., no., pp.1,5, 20-22 Sept. 2010.

- [AUG 13] F. Auger, M. Hilairret, J.M. Guerrero, E. Monmasson, T. Orłowska-Kowalska, S. Katsura, "Industrial Applications of the Kalman Filter: A Review", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol.60, no.12, pp.5458,5471, Dec. 2013 doi: 10.1109/TIE.2012.2236994
- [FOU 07] E. Foulon, C. Forgez, L. Loron, "Resistances Estimation with an Extended Kalman Filter in the Objective of Real-time Thermal Monitoring of the Induction Machine", *Electric Power Applications, IET*, vol.1, no.4, pp.549,556, July 2007, doi: 10.1049/iet-epa:20060356.
- [PEY 03] L. Peyras, "Observateurs de Position pour la Machine Synchrone avec prise en Compte d'Incertitudes Paramétriques", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2003.
- [MACH 02] M. Machmouch, F. Poitier, C. Darengosse, A. Queric "Dynamic Performances of a Doubly-fed Induction Machine for a Variable-Speed Wind Energy Generation Power System Technology", *Proceedings International Power Conference 2002*. Vol. 4, pp. 2431-2436, 13-17. Oct. 2002.
- [TAM 15] A. TAMAARAT: "Modélisation et Commande d'un Système de Conversion d'Énergie éolienne à base d'une MADA", Université Mohamed Khider, Biskra, December 2015.
- [MUL 01] E. Muljadi, C. P. Butterfield, "Pitch-controlled Variable Speed Wind Turbine Generation", *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 37, pp. 240-246, Jan./Feb. 2001.
- [SHU 12] R. D. Shukla and R. K. Tripathi, "Maximum Power Extraction Schemes and Power Control in Wind Energy Conversion System," *International Journal of Scientific and Engineering Research*, vol. 3, Issue 6, pp. 1–7, 2012. 41
- [THO 11] J. Thongam and M. Ouhrouche, "MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems," *Intech*, 2011. 41.
- [MIR 07] A. Mirecki, X. Roboam, and F. Richardeau, "Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 1, pp. 660–670, 2007. 41, 46, 71, 72, 73, 86.
- [GER 02] O. Gergaud, "Modélisation Énergétique et Optimisation Économique d'un Système de Production Éolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé à un Accumulateur", Ph.D. dissertation, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002. 33, 41, 174
- [MOO 04] G. Moor and H. Beukes, "Maximum Power Point Trackers for Wind Turbines," in *IEEE Power Elect. Specialist Conf.*, 2004, pp. 2044–2049. 13, 41
- [ABD 07] A. Abdelli, "Optimisation Multicritère d'une Chaîne Éolienne Passive", Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007. 5, 27, 28, 29, 34, 41, 174
- [TRA 10] D. Tran, "Conception Optimale Intégrée d'une Chaîne Éolienne Passive: Analyse de Robustesse, Validation Expérimentale", Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2010. 5, 17, 25, 27, 41, 174
- [SAR 09] B. Sareni, A. Abdelli, X. Roboam, and D. H. Tran, "Model Simplification and Optimization of a Passive Wind Turbine Generator", *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 2640–2650, 2009. 41, 118
- [ABD 12] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur, "A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3220–3227, 2012. 42, 43.

- [BRA 09] J. Brahmi, L. Krichen, and A. Ouali, "A Comparative Study Between Three Sensorless Control Strategies for PMSG in Wind Energy Conversion System", *Applied Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1565–1573, 2009. 42.
- [MAS 08] S. Masoud Barakati, "Modeling and Controller Design of a Wind Energy Conversion System Including a Matrix Converter", Ph.D. dissertation, University of Waterloo, Ontario, Canada, 2008. 42, 43, 44, 174.
- [HAQ 10] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, "A Novel Control Strategy for a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent-Magnet Synchronous Generator," *IEEE Trans. Ind. Electron.*,
- [KAZ 10] S. M. R. Kazmi, H. Goto, H. J. Guo, and O. Ichinokura, " Review and Critical Analysis of the Research Papers Published Till Date on Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion System", in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2010, pp. 4075–4082. 33, 43, vol. 46, no. 1, pp. 331–339, 2010. 42, 69, 86, 153
- [HUI 08] J. Hui, "An Adaptive Control Algorithm for Maximum Power Point Tracking for Wind Energy Conversion Systems", Master's thesis, Queen's University , Kingston, Ontario, Canada, 2008. 33, 44
- [KAZ 11] S. M. R. Kazmi, H. Goto, H. J. Guo, and O. Ichinokura, " A Novel Algorithm for Fast and Efficient Speed-Sensorless Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion Systems", *IEEE Trans. on Indust. Elec.*, vol. 58, no. 1, pp. 29–36, 2011. 44, 45, 49, 50, 175
- [CHA 11] S. Chandra Has and P. Ajay-D-Vimalraj, "Power Enhancement of Wind Energy Conversion System using Hybrid Method", *IJAEST*, vol. 7, no. 2, pp. 248–253, 2011. 45, 47, 48, 175
- [KOU 06] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a Maximum Power Tracking System for Wind Energy Conversion Applications", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 2, pp. 486–494, 2006. 45, 120.
- [HAJ 11] S. Hadji, F. Krim, and J. P. Gaubert, "Development of an Algorithm of Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems using Genetic Algorithms", in *7th International Workshop on Systems, Signal Processing and their Applications (WOSSPA)*, 2011. 46.
- [RAM 04] R. Ramakumar, Albrecht Naeter, " Role of Renewable Energy in the Development and Electrification of Rmote and Rural Areas", *IEEE – PES general meeting Denver, Colorado, USA*, June 6 à12, 2004.
- [ABD 11] R. ABDESSEMED, " Modélisation et Simulation des Machines Electriques", livre : *Electrotechnique/ Editions-Ellipses*, 24 mai 2011.
- [BER 11] N. BERNARD, " Machine Synchrone : de la Boucle Ouverte à l'Autopilotage », *Revue 3EI*, n°30, septembre 2002, pp .24-39.
- [CAN 00] CANUDAS DE WIT Carlos "Modélisation Contrôle Vectoriel et DTC" : *Commande des Moteurs Asynchrones, Traité IC2, série Systèmes automatisés.*
- [QU 11] L. Qu, W. Qiao, "Constant Power Control of DFIG Wind Turbines With Supercapacitor Energy Storage" , *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 1, pp. 359-367, Janv/Feb. 2011.
- [KAL 11] S. R. Kalantarian, H. Heydari, "An Analytical Method for Selecting Optimized Crowbar for DFIG with AHP Algorithm" , *2nd Power Electron-ics, Drive Systems and Technologies Conference*, pp. 1-4, Feb. 2011.

- [SHA 11] Shakil Ahamed Khan, Md. Ismail Hossain, "Intelligent Control Based Maximum Power Extraction Strategy for Wind Energy Conversion Systems", Dept. of EEE, Rajshahi University of Engineering & Technology, Bangladesh, IEEE CCECE 2011 – 001043.
- [BEN 00] A. Benaskeur, "Aspects de l'Application du Backstepping Adaptatif à la Commande Décentralisée des Systèmes Nonlinéaires", Thèse Doctorat, Université du Laval, février 2000.
- [BOI 03] I. Boiko, "Frequency Domain Analysis of Fast and Slow Motions in Sliding Modes," Asian Journal of Control, pp. 875–892, 2003.
- [BOU 19] S. BOUSLIMANI, S. DRID et L. CHRIFI-ALAOUI, " Sensorless Control and Diagnosis of Synchronous Generator used in Wind Energy Conversion System Under Inter Turn Short-Circuit Fault", International Journal of Power and Energy Conversion, IJPEC V 10 No. 4, DOI 10.1504/IJPEC.2019.10012581.
- [TAJ 91] H.Tajima, Y.Hori, "Speed Sensorless Field Orientation Control of Induction Machine". in Conference Proceeding of IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Vol.1, pp.385-391, 1991.
- [ELL 02] G. Ellis, "Observers in Control Systems, A Practical Guide", Academic Press, An Imprint Elsevier Science, Copyright 2002, Elsevier Science (USA).
- [ZHU 00] G. Zhu, L-A. Dessaint et al, "Speed Tracking Control of the PMSM with State and Load Torque Observer", IEEE Trans. Ind. Electron, vol.47, No2, April, 2000, 346-355.
- [PET 13] Nicolas Petit, Pierre Rouchon, " Automatique Dynamique et Contrôle des Systèmes", MINES ParisTech, CAS - Centre Automatique et Systèmes, Unité Mathématiques et Systèmes, Février 2013.
- [BOU 14] S. Bouslimani, S. Drid, L. Chrifi-Alaoui, P. Bussy, M. Ouriagli and L. Delahoche, "An Extended Park's Vector Approach to Detect Broken Bars Faults in Induction Motor" : 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic control & Computer Engineering - STA'2014, Hammamet, Tunisia, December 21-23, 2014, 978-1-4799-5906-8/14/\$31.00 © 2014 IEEE.
- [BOU 15] S. Bouslimani, S. Drid and L. Chrifi-Alaoui, " An Extended Park's Vector Approach For The Detection Of Inter-Turn Faults In Induction Motor" : International Conference on Automatic Control, Telecommunications and Signals (ICATS'15), Badji Mokhtar Annaba University, 16-18 November, 2015.
- [BOU 16] S. Bouslimani, S. Drid, L. Chrifi-Alaoui, P. Bussy and M. Hamzaoui, " Inter-Turn Faults Detection using Park Vector Strategy": The 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering December 18-21, 2016, STA'2016, Sousse, Tunisia, 978-1-5090-3407-9/16/\$31.00 ©2016 IEEE.