

Dans le secteur de l'énergie éolienne, la machine asynchrone à double alimentation (MADA) présente de nombreux avantages. Ceux-ci sont possibles en raison de sa capacité à produire de l'énergie à une tension et une fréquence constantes même lorsque la vitesse du rotor varie. Par rapport aux éoliennes à vitesse fixe, ce procédé permet de mieux capter le vent. La sensibilité accrue de la MADA contre les perturbations électriques entraîne de nombreuses difficultés en termes de respect du code-réseau exigé par le gestionnaire du réseau et plus particulièrement les exigences relatives aux creux de tension. Afin de garantir le respect de ces exigences, il est essentiel que les éoliennes soient équipées d'une nouvelle conception avancée de contrôle et de protection. En effet, les éoliennes doivent, lors de la détection d'une tension anormale, rester connectées pour produire l'énergie électrique afin de garantir un fonctionnement sûr et fiable du réseau pendant et après le défaut. Le présent travail a pour objectif de mettre en place des solutions qui permettent aux éoliennes de rester connectées, durant un creux de tension aussi sévère soit-il. Nous avons réussi à apporter une amélioration du contrôle conventionnel, dont l'efficacité a été vérifiée pour les faibles profondeurs du creux de tension, puis dans les grandes profondeurs du creux, nous avons proposé des circuits de protection (SDR + DC-CHOPPER). En outre, nous avons développé une première stratégie qui consiste à combiner les deux solutions proposées précédemment, et en fonction de la profondeur du creux de tension, le choix de la solution optimale est effectué. En fin, une deuxième stratégie est utilisée basé sur la commande MGO2-OK qui permet de mesurer la quantité des pertes dans les dispositifs de connexion pour le contrôle-protection de la MADA avec et sans ajout de la méthode passive (CROWBAR + DC-CHOPPER) sont proposés et comparés aux différentes méthodes existes dans la littérature durant un creux de tension de grande profondeur.

Ces solutions ont fait objet de modélisations et de simulations.

Mots clés : réseau électrique, perturbations électriques, Code-réseau, MADA, creux de tension, énergie éolienne, méthode combinée, MGO2-OK.

ملخص

في قطاع طاقة الرياح، تتمتع الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة بالعديد من المزايا. هذا ممكن بسبب قدرته على إنتاج الطاقة بجهد وتردد ثابتين حتى مع اختلاف سرعة الدوار. بالمقارنة مع توربينات الرياح ثابتة السرعة، فإن هذه العملية تلتقط الرياح بشكل أفضل. تؤدي الحساسية المتزايدة للآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة ضد الاضطرابات الكهربائية إلى العديد من الصعوبات فيما يتعلق بالامتثال لرمز الشبكة الذي يتطلبه مدير الشبكة وخاصة المتطلبات المتعلقة بانخفاض الجهد. لضمان تلبية هذه المتطلبات، من الضروري أن تكون توربينات الرياح مجهزة بتصميم جديد للتحكم والحماية المتقدم. يهدف هذا العمل إلى تنفيذ حلول تسمح لتوربينات الرياح بالبقاء متصلة أثناء انخفاض الجهد بأكثر قدر ممكن. لقد نجحنا في إدخال تحسين على التحكم التقليدي، والذي تم التحقق من فعاليته بالنسبة للأعمق الضحلة لانخفاض الجهد، ثم في الأعماق الكبيرة للغطس، اقترحنا دوائر حماية (سلسلة المقاومة الديناميكية + قاطعة الكبح) بالإضافة إلى ذلك، قمنا بتطوير استراتيجية أولى تتكون من الجمع بين الحلين المقترحين مسبقاً، واعتماداً على عمق انخفاض الجهد، يتم اختيار الحل الأمثل. أخيراً، يتم استخدام استراتيجية ثانية بناءً على التحكم وضع انزلاق من الدرجة الثانية -مراقب كالمان والذي يسمح بقياس مقدار الخسائر في أجهزة الاتصال للتحكم في حماية الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة مع وبدون إضافة الطريقة السلبية (سلسلة المقاومة الديناميكية + قاطعة الكبح) ومقارنتها بالطرق المختلفة الموجودة في الأدبيات أثناء الغطس العميق للجهد.

تم نمذجة هذه الحلول ومحاكاتها.

الكلمات المفتاحية: الشبكة الكهربائية، الاضطرابات الكهربائية، كود الشبكة، الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة، انخفاض الجهد، طاقة الرياح، الطريقة المركبة، وضع انزلاق من الدرجة الثانية -مراقب كالمان

Azeddine LOULIJAT

IMPACT DES PERTURBATIONS DES RÉSEAUX HAUTE TENSION SUR LA PERFORMANCE DES ÉOLIENS :
COMMANDE ET OBSERVATION2021/2022
Physique et Sciences de l'ingénieur

Faculté des Sciences et Techniques
Settat

THÈSE DE DOCTORAT

Pour l'obtention de grade de Docteur en sciences et techniques

Formation Doctorale : Physique et Sciences de l'ingénieur

Spécialité : Génie électrique

Sous le thème

IMPACT DES PERTURBATIONS DES RÉSEAUX HAUTE TENSION SUR LA PERFORMANCE DES ÉOLIENS : COMMANDE ET OBSERVATION

Présentée par :

Azeddine LOULIJAT

Soutenu le : 22/04/2022

A la Faculté des Sciences et Techniques de Settat devant le jury composé de :

Pr. El alami SEMMA	PES	FST SETTAT	Président
Pr. Benaissa ABOUD	PES	FST SETTAT	Rapporteur
Pr. Abdelmajid BERDAI	PH	ENSEM CASABLANCA	Rapporteur
Pr. Nabila RABBAH	PH	ENSAM CASABLANCA	Examineur
Pr. Ahmed MOUHSEN	PES	FST SETTAT	Examineur
Pr. Najib ABABSSI	PH	FST SETTAT	Directeur de thèse

Année Universitaire : 2021/2022

**Faculté des Sciences et Techniques
Settat**

THÈSE DE DOCTORAT

Pour l'obtention de grade de Docteur en génie électrique
Formation Doctorale : Physique et Sciences de l'Ingénieur
Spécialité : Génie Électrique.

Sous le thème

**IMPACT DES PERTURBATIONS DES RÉSEAUX HAUTE
TENSION SUR LES PERFORMANCES DES PARCS
ÉOLIENS : COMMANDE ET OBSERVATION**

Présentée par :

Azeddine Loulijat

Soutenue le : 22/04/2022

A la Faculté des Sciences et Techniques de Settat devant le jury composé de :

Pr. El alami SEMMA	FST-SETTAT	Président
Pr. Benaissa ABBOUD	FST-SETTAT	Rapporteur
Pr. Abdelmajid BERDAI	ENSEM-CASABLANCA	Rapporteur
Pr. Abdelhafid AIT ELMAHJOUB	ENSAM-CASABLANCA	Rapporteur
Pr. Ahmed MOUHSEN	FST-SETTAT	Examineur
Pr. Nabila RABBAH	ENSAM-CASABLANCA	Examinatrice
Pr. Najib ABABSSI	FST-SETTAT	Directeur de thèse

Année Universitaire : 2021/2022

REMERCIEMENTS

En premier lieu, je tiens à remercier M. Najib Ababssi, Directeur de ma thèse et Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Settat, pour son encadrement et les efforts louables fournis pour mener à bien ce travail.

J'adresse mes remerciements chaleureux à M. El Alami SAMMA, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Settat, de m'avoir honoré en présidant mon jury de thèse.

Mes remerciements vont aussi à l'encontre de M. Benaissa ABBOUD, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Settat, M. Abdelmajid BERDAI, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure de l'Électricité et la Mécanique de Casablanca, et M. Abdelhafid AIT ELMAHJOUR, Professeur à l'École Nationale Supérieure des Arts et des Métiers de Casablanca, rapporteurs de ma thèse.

À M. Ahmed MOUHSEN, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Settat, et À Mme. Nabila RABBAH, Professeure à l'École Nationale Supérieure des Arts et des Métiers de Casablanca, je présente mes chaleureux remerciements pour leurs gentillesses et surtout pour avoir examiné mon travail.

Enfin, je tiens à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance à mes parents, mon très cher père et ma très chère mère que Dieu la garde, pour leur soutien et leurs encouragements et cela depuis mon plus jeune âge. Et je tiens aussi à remercier ma femme, mes frères, ma sœur, et mes amis de travail pour leurs encouragements durant la période de ma thèse.

Résumé

Dans le secteur de l'énergie éolienne, la machine asynchrone à double alimentation (MADA) présente de nombreux avantages. Ceux-ci sont possibles en raison de sa capacité à produire de l'énergie à une tension et une fréquence constantes même lorsque la vitesse du rotor varie. Par rapport aux éoliennes à vitesse fixe, ce procédé permet de mieux capter le vent. La sensibilité accrue de la MADA contre les perturbations électriques entraîne de nombreuses difficultés en termes de respect du code-réseau exigé par le gestionnaire du réseau et plus particulièrement les exigences relatives aux creux de tension. Afin de garantir le respect de ces exigences, il est essentiel que les éoliennes soient équipées d'une nouvelle conception avancée de contrôle et de protection. En effet, les éoliennes doivent, lors de la détection d'une tension anormale, rester connectées pour produire l'énergie électrique afin de garantir un fonctionnement sûr et fiable du réseau pendant et après le défaut. Le présent travail a pour objectif de mettre en place des solutions qui permettent aux éoliennes de rester connectées, durant un creux de tension aussi sévère soit-il. Nous avons réussi à apporter une amélioration du contrôle conventionnel, dont l'efficacité a été vérifiée pour les faibles profondeurs du creux de tension, puis dans les grandes profondeurs du creux, nous avons proposé des circuits de protection (SDR + DC- CHOPPER). En outre, nous avons développé une première stratégie qui consiste à combiner les deux solutions proposées précédemment, et en fonction de la profondeur du creux de tension, le choix de la solution optimale est effectué. En fin, une deuxième stratégie est utilisée basé sur la commande MGO2-OK qui permet de mesurer la quantité des pertes dans les dispositifs de connexion pour le contrôle-protection de la MADA avec et sans ajout de la méthode passive (CROWBAR + DC-CHOPPER) sont proposés et comparés aux différentes méthodes existes dans la littérature durant un creux de tension de grande profondeur.

Ces solutions ont fait objet de modélisations et de simulations.

Mots clés : réseau électrique, perturbations électriques, Code-réseau, MADA, creux de tension, énergie éolienne, méthode combinée, MGO2-OK

Abstract

In the wind energy sector, the doubly fed induction generator (DFIG) has many advantages. These are possible because of its ability to produce energy at a constant voltage and frequency even when the rotor speed varies. Compared to fixed speed wind turbines, this process allows better capture of the wind. The increased sensitivity of DFIG against electrical disturbances leads to many difficulties in terms of compliance with the grid-code required by the grid operator and especially the requirements regarding voltage dips. To ensure that these requirements are met, it is crucial that wind turbines have a new advanced control-protection design. Indeed, when an abnormal voltage is detected, the wind turbines must remain connected to produce electrical energy to ensure safe and reliable operation of the grid during and after the fault. The objective of this work is to develop solutions that allow wind turbines to remain connected during a voltage dip, however severe. We have succeeded in bringing an improvement of the conventional control, whose effectiveness has been verified for the small depths of the voltage dip, and then in the large depths of the dip, we have proposed protection circuits (SDR+ DC-CHOPPER). In addition, we have developed a first strategy, which consists in combining the two solutions proposed previously, and according to the depth of the voltage dip, the choice of the optimal solution is made. Finally, a second strategy is used based on the control SOSM-KO that allows measuring the amount of losses in the connection devices for the control-protection of the DFIG with and without the addition of the passive method (CROWBAR + DC-CHOPPER) are proposed and compared to the different methods existing in the literature during a voltage dip of great depth.

These solutions have been modelled and simulated.

Key words: electric grid, electrical disturbances, Grid-code, DFIG, voltage dips, wind energy, combined method, SOSM-KO.

ملخص

في قطاع طاقة الرياح، تتمتع الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة بالعديد من المزايا. هذا ممكن بسبب قدرته على إنتاج الطاقة بجهد وتردد ثابتين حتى مع اختلاف سرعة الدوار. بالمقارنة مع توربينات الرياح ثابتة السرعة، فإن هذه العملية تلتقط الرياح بشكل أفضل. تؤدي الحساسية المتزايدة للآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة ضد الاضطرابات الكهربائية إلى العديد من الصعوبات فيما يتعلق بالامتثال لرمز الشبكة الذي يتطلبه مدير الشبكة وخاصة المتطلبات المتعلقة بانخفاض الجهد. لضمان تلبية هذه المتطلبات، من الضروري أن تكون توربينات الرياح مجهزة بتصميم جديد للتحكم والحماية المتقدم. يهدف هذا العمل إلى تنفيذ حلول تسمح لتوربينات الرياح بالبقاء متصلة أثناء انخفاض الجهد بأكبر قدر ممكن. لقد نجحنا في إدخال تحسين على التحكم التقليدي، والذي تم التحقق من فعاليته بالنسبة للأعمق الضحلة لانخفاض الجهد، ثم في الأعماق الكبيرة للغطس، اقترحنا دوائر حماية (سلسلة المقاومة الديناميكية + قاطعة الكبح). بالإضافة إلى ذلك، قمنا بتطوير استراتيجية أولى تتكون من الجمع بين الحلين المقترحين مسبقاً، واعتماداً على عمق انخفاض الجهد، يتم اختيار الحل الأمثل. أخيراً، يتم استخدام استراتيجية ثانية بناءً على التحكم وضع انزلاق من الدرجة الثانية -مراقب كالمان والذي يسمح بقياس مقدار الخسائر في أجهزة الاتصال للتحكم في حماية الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة مع وبدون إضافة الطريقة السلبية. (سلسلة المقاومة الديناميكية + قاطعة الكبح) ومقارنتها بالطرق المختلفة الموجودة في الأدبيات أثناء الغطس العميق للجهد.

تم نمذجة هذه الحلول ومحاكاتها.

الكلمات المفتاحية: الشبكة الكهربائية، الاضطرابات الكهربائية، كود الشبكة، الآلة غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة، انخفاض الجهد، طاقة الرياح، الطريقة المركبة، وضع انزلاق من الدرجة الثانية -مراقب كالمان.

PRODUCTION SCIENTIFIQUE

Publications dans des revues scientifiques indexées :

[A1] **Azeddine Loulijat**, Najib Ababssi, Mohamed Makhad, “DFIG use with combined strategy in case of failure of wind farm”, International Journal of Electrical and Computer Engineering, (IJECE, a SCOPUS indexed Journal) pages 2221-2234, Vol.10, No.3: June 2020. ISSN: 2088-8708, [DOI: 10.11591/ijece.v10i3](https://doi.org/10.11591/ijece.v10i3).

[file:///C:/Users/pc/Downloads/DFIG use with combined strategy in case of failure.pdf](file:///C:/Users/pc/Downloads/DFIG%20use%20with%20combined%20strategy%20in%20case%20of%20failure.pdf)

[A2] **Azeddine Loulijat**, Najib Ababssi, Mohamed Makhad, “Kalman Observer Contribution to a Second Order Sliding Mode Control for Wind Turbine Based on DFIG During the Network Voltage Dip”, International Journal of Intelligent Engineering and Systems, (IJIES, a SCOPUS indexed Journal) pages 88-101, Vol. 14, No.5: May 2021. [DOI: 10.22266/ijies.2021.1031.09](https://doi.org/10.22266/ijies.2021.1031.09).

<https://inass.org/wp-content/uploads/2021/08/2021103109.pdf>

[A3] Mohamed Makhad, Malika Zazi, **Azeddine Loulijat**, “Nonlinear control of WECS based on PMSG for optimal power extraction”, International Journal of Electrical and Computer Engineering, (IJECE, a SCOPUS indexed Journal) pages 2815-2823, Vol.10, No.3: June 2020. ISSN: 2088-8708, [DOI: 10.11591/ijece.v10i3](https://doi.org/10.11591/ijece.v10i3).

<file:///C:/Users/pc/Downloads/20294-41878-1-PB.pdf>

[A4] Mohamed Makhad, Khalida Zazi, Malika Zazi, **Azeddine Loulijat** “Smooth Super Twisting Sliding Mode Control for Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Energy Conversion System”, International Journal on Energy Conversion, (IRECON, a SCOPUS indexed Journal), Vol.8, No.5 : 2020. [DOI: https:// doi.org/ 10.15866 /irecon. v8i5 .19362](https://doi.org/10.15866/irecon.v8i5.19362)

<https://www.praiseworthyprize.org/jsm/index.php?journal=irecon&page=article&op=view&path%5B%5D=24914>

[A5] Mohamed Makhad, Khalida Zazi, Malika Zazi, **Azeddine Loulijat** “Adaptive super-twisting terminal sliding mode control and LVRT capability for switched reluctance generator based wind energy conversion system”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, (IJEPES, a SCOPUS indexed Journal), Vol.141 : 2022. [Doi .org/ 10.1016 /j.ijepes.2022.108142](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108142)

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014206152200182X>

[A6] Najib Ababssi, Samma El alami, **Azeddine Loulijat**, “Implementation Optimal Location of STATCOM on the IEEE New England Power System Grid (100 kV)”, International Journal of Intelligent Engineering and Systems, (IJIES, a SCOPUS indexed Journal) pages 441-454, Vol.15, No.3: March 2022. DOI: 10.22266/ijies2022.0630.37

Communications Internationales:

[C1] **Azeddine Loulijat**, Oluwaseun Simon Adekanle, Hicham Fihri Fassi, Najib Ababssi, “Wind farms use DFIG with a passive method of protection against grid faults”, International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS’19, [DOI:10.1109/WITS.2019.8723844](https://doi.org/10.1109/WITS.2019.8723844)), April 03, 04 and 05, 2019 ,Fez. IEEE Conference.

[C2] Adekanle Oluwaseun Simon , M. Guisser, E. Abdelmounim; M. Aboulfatah; H. Bahri; **A. Loulijat** , “Multiple current sensor fault tolerant control of DFIG wind turbine ”, International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS’19, [DOI: 10.1109/WITS.2019.8723836](https://doi.org/10.1109/WITS.2019.8723836)), April 03, 04 and 05, 2019 ,Fez . IEEE Conference.

[C3] Mohamed Makhad, Malika Zazi, **Azeddine Loulijat**, Adekanle Oluwaseun Simon “Robust Integral Backstepping control for Optimal Power Extraction of a PMSG-based Variable Speed Wind Turbines”, 1st International Conference on Innovative Research in

Applied Science, Engineering and Technology (IRASET ,[DOI: 10.1109/IRASE T48871.2020.9092053](https://doi.org/10.1109/IRASE.T48871.2020.9092053)), 16-19 April 2020, Meknes. IEEE Conference.

[C4] Azeddine Loulijat, Najib Ababssi, Mohamed Makhad, “Improvement of the Non-linear Control Strategy of a Wind Turbine by a High-Gain Observe”, International Conference on Digital Technologies and Applications (Proceedings of ICDTA’21 , [DOI: 10.1007/978-3-030-73882-2_112](https://doi.org/10.1007/978-3-030-73882-2_112)), January 29–30, 2021, fez. Springer Conference.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	1
Résumé	2
PRODUCTION SCIENTIFIQUE	5
TABLE DES MATIÈRES	8
LISTE DES FIGURES	12
LISTE DES TABLEAUX	15
LISTE DES ACRONYMES	16
INTRODUCTION GÉNÉRALE	18
Chapitre I : État de l'art	22
1.1 Etat de l'art sur les éoliennes	23
1.1.1 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	23
1.1.1.1 Avantages	23
1.1.1.2 Inconvénients	24
1.1.2 La puissance éolienne dans le monde	25
1.1.3 La puissance éolienne dans le Maroc - statut et perspectives	26
1.1.4 Constitution d'une éolienne	28
1.1.5 Différents types d'éoliennes	29
1.1.6 Synthèse des différentes éoliennes	30
1.2 Généralités sur le réseau électrique HT et leurs perturbations	32
1.2.1 Organisation et gestion du réseau électrique	33
1.2.2 Les principales perturbations affectant le réseau électriques ainsi leurs origines.....	35
1.2.2.1 Qualité de l'énergie électrique	36
1.2.2.2 Classification des perturbations électriques.....	38
1.2.2.3 Les creux de tension	41
1.2.2.3.1 Caractérisation des creux de tension	41
1.2.2.3.2 Classification des creux de tension	42
1.2.3 Prescriptions relatives aux systèmes de protection[EL MAKRINI 2018]	45
1.2.3.1 Équipements de protection	45
1.2.3.1.1 Protection de découplage.....	46
1.2.3.1.2 Protection de tension	46
1.2.3.1.3 Protection de fréquence	47
1.2.3.1.4 Protection de courant.....	47

1.2.3.2	Sélectivité	47
1.3	Conclusion.....	48
Chapitre II : Modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MADA.....		49
2.1	Introduction	50
2.2	Modélisation de la turbine éolienne.....	51
2.2.1	Modélisation de la turbine.....	51
2.2.2	Modèle du multiplicateur de vitesse	53
2.2.3	Modélisation de l'arbre mécanique	53
2.3	Fonctionnement et modélisation de la MADA.....	54
2.3.1	Fonctionnement de la MADA	54
2.3.2	Modèle de la MADA dans le repère de Park	55
2.3.3	Modélisation de la connexion du convertisseur côté réseau	58
2.3.3.1	Modèle du bus continu [Loulijat 2021].....	59
2.3.3.2	Modèle du filtre de la liaison au réseau dans le repère de Park (d,q)	59
2.4	Conclusion.....	60
Chapitre III : Stratégies de commande de la turbine éolienne		62
3.1	Introduction	63
3.2	Principe de fonctionnement de la turbine éolienne.....	63
3.3	Stratégie de commande de la turbine éolienne	66
3.3.1	Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne de grande puissance	66
3.3.2	Système de contrôle de l'aéroturbine	67
3.3.3	Méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	68
3.3.4	MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de l'éolienne.....	69
3.3.5	Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	69
3.3.6	Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	72
3.3.7	Synthèse des différents correcteurs de vitesse	74
3.3.7.1	Correcteur à avance de phase [Smaili 2013]	74
3.3.7.2	Correcteur PI avec anticipation [Smaili 2013]	77
3.3.7.3	Correcteur MGO2-OGG [Loulijat(1) 2021].....	79
3.4	Résultats de simulation	86
3.5	Conclusion.....	90
Chapitre IV : Stratégies de contrôle-protection du parc éolien contre les perturbations du réseau HT		91
4.1	Introduction	92
4.2	Analyse dynamique de la MADA lors d'un creux de tension.....	93

4.3	Les stratégies proposées pour les perturbations de type creux de tension	97
4.3.1	Stratégie de contrôle combiné de la MADA : Méthodes active et passive	97
4.3.1.1	Méthode active : stratégie de contrôle modifié [Loulijat 2020]	98
4.3.1.1.1	Principe.....	98
4.3.1.1.2	Faisabilité de la méthode active.....	103
4.3.1.2	Méthode passive : insertion des circuits passifs	107
4.3.1.2.1	Résistance dynamique SDR en série avec le stator [Loulijat 2019] [Loulijat 2020].....	107
4.3.1.2.1.1	Principe.....	107
4.3.1.2.1.2	Dimensionnement de la résistance SDR.....	108
4.3.1.2.1.3	Contrôle de SDR	111
4.3.1.2.2	Circuit DC-CHOPPER.....	112
4.3.1.2.2.1	Principe.....	112
4.3.1.2.2.2	Contrôle de DC-CHOPPER.....	112
4.3.1.3	Méthode combinée : Active +passive	113
4.3.1.3.1	Principe.....	113
4.3.1.4	Résultats de simulation.....	115
4.3.2	Contribution d'un observateur de Kalman au contrôle mode glissant d'ordre deux avec la méthode passive pour une éolienne basé sur la MADA connecté au réseau HT.....	118
4.3.2.1	Principe de la commande MGO2.....	119
4.3.2.2	Notion d'observabilité.....	119
4.3.2.2.1	Observateur d'état [SAYAH 2012].....	119
4.3.2.2.1.1	Architecture d'un observateur	120
4.3.2.2.1.2	Observateur de Kalman	120
4.3.2.3	Critère d'observabilité.....	122
4.3.2.3.1	Critère de Kalman	122
4.3.2.4	Application sur MADA sans et avec la MP durant un creux de tension [Loulijat(2) 2021]	122
4.3.2.4.1	Code spécifique du réseau	122
4.3.2.4.2	Commande du convertisseur côté Machine.....	123
4.3.2.4.2.1	Choix du référentiel pour le modèle de la MADA dans le repère d-q.....	124
4.3.2.4.2.2	Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique	126
4.3.2.4.2.3	Génération des courants rotoriques de référence	128

4.3.2.4.2.4	Etablissement des lois du contrôle	129
4.3.2.4.3	Commande du convertisseur côté réseau	131
4.3.2.4.3.1	Contrôle de la puissance réactive du filtre.....	132
4.3.2.4.3.2	Génération des courants de référence transitant dans le filtre $R_f L_f$...	133
4.3.2.4.3.3	Etablissement des lois du contrôle	134
4.3.2.4.3.4	Contrôle de la tension du bus continu [Loulijat(2) 2021]	136
4.3.2.4.3.5	Observabilité du sous-système bus continu	137
4.3.2.4.3.6	Conception d'observateur de Kalman	138
4.3.2.4.3.7	Contrôle de la tension V_{dc} [Loulijat(2) 2021].....	139
4.3.2.5	Résultats de simulation.....	141
4.3.2.5.1	Comportement de la MADA durant une chute de tension sans MP	142
4.3.2.5.2	Comportement de la MADA durant une chute de tension avec MP.....	144
4.3.2.5.3	Comparaison avec d'autres méthodes dans la littérature.....	147
4.4	Conclusion.....	148
	CONCLUSION GÉNÉRALE	150
	ANNEXES	154
	ANNEXE N°1.....	154
	ANNEXE N°2.....	154
	ANNEXE N°3.....	157
	ANNEXE N°4.....	159
	ANNEXE N°5.....	163
	BIBLIOGRAPHIE	176

LISTE DES FIGURES

Figure 1. 1: Évolution de la puissance éolienne totale installée dans le monde 2009-2019, avec les nouvelles installations annuelles [Suisse-Eole]	25
Figure 1. 2: Carte du gisement éolien du Maroc [CDER]	26
Figure 1. 3: Production électrique d'origine éolienne (GWh) au Maroc entre 2000 et 2019 [MEMEE]	27
Figure 1. 4: Constitution de la nacelle [Vestas 2019] [Smaili 2013] [Tamaarat 2009]	29
Figure 1. 5: Évolution typique du rendement aérodynamique en fonction du tip-speed ratio et du type d'éolienne [Énergieplus]	30
Figure 1. 6: Organisation d'un réseau électrique national	34
Figure 1. 7: Représentation schématique d'un réseau avec une perturbation	39
Figure 1. 8: Caractérisation d'un creux de tension	42
Figure 1. 9: Types de creux de tension de base	44
Figure 2. 1: Éolienne à base de MADA connectée au réseau	50
Figure 2. 2: Schéma de la turbine éolienne	51
Figure 2. 3: Courbes du coefficient de puissance de la turbine éolienne : (a) dans le plan 2D, (b) dans le plan 3D	52
Figure 2. 4: Schéma bloc du modèle de la turbine	54
Figure 2. 5: Angles de Park des grandeurs statoriques et rotoriques	57
Figure 2. 6: Connexion du CCR au réseau électrique	58
Figure 2. 7: Modèle électrique du filtre $RfLf$	60
Figure 3. 1: Système éolien avec la stratégie MPPT	63
Figure 3. 2: Tube de courant autour d'une éolienne	64
Figure 3. 3: Caractéristique puissance-vitesse typique d'une éolienne de	66
Figure 3. 4: Caractéristique de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation	68
Figure 3. 5: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement ..	72
Figure 3. 6: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement ..	74
Figure 3. 7: Schéma bloc du correcteur à avance de phase	75
Figure 3. 8: Schéma bloc du correcteur à avance de phase avec la fonction de transfert anticipatrice	77
Figure 3. 9: Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation	78
Figure 3. 10: MPPT avec le contrôle MGO2-OGG	86
Figure 3. 11: Profil du vent appliqué	87
Figure 3. 12: Résultats de simulation de la turbine sans asservissement de la vitesse : (a) Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite	87
Figure 3. 13: Résultats obtenus en utilisant un correcteur à avance de phase : (a) Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite	88
Figure 3. 14: Résultats obtenus avec un correcteur PI : (a) Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite	88
Figure 3. 15: Couple estimé (vert), couple optimal (bleu), couple réel (rouge)	89

Figure 3. 16: Résultats obtenus avec un correcteur MGO2-OGG : (a)Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite.....	89
Figure 4. 1: La différence entre les flux statorique et rotorique pour un creux de tension de 200ms à t=0.8s : (a) sans contrôle, (b) avec contrôle	99
Figure 4. 2: Schéma bloc de la méthode active [Loulijat 2020]	101
Figure 4. 3: La puissance réactive pour différents creux de tension : (a) 30%, (b) 25% et (c) 23%	106
Figure 4. 4: Intégration de la résistance SDR dans la MADA [Loulijat 2020]	107
Figure 4. 5: Illustration de Fresnel de la tension statorique pendant le défaut avec SDR [Loulijat 2019]	108
Figure 4. 6: Organigramme de commande de SDR	111
Figure 4. 7: Le schéma électrique équivalent de circuit hacheur de freinage (DC-CHOPPER)[Loulijat 2019].....	112
Figure 4. 8: Organigramme de commande de DC-CHOPPER.....	113
Figure 4. 9: Organigramme de contrôle de la stratégie combinée	114
Figure 4. 10: Contrôle de la méthode combinée	115
Figure 4. 11: Creux appliqué sur la tension du réseau	116
Figure 4. 12: résultats de simulation :(a) Puissance active,(b) puissance réactive,(c) courant rotorique et (d) couple électromagnétique	116
Figure 4. 13: résultats de simulation pour la tension V_{dc}	117
Figure 4. 14: Schéma général d'un système éolien à base de la MADA [Loulijat(2) 2021] .	118
Figure 4. 15: Structure d'observateur [Wikipédia(2)].....	120
Figure 4. 16: Schéma fonctionnel d'un observateur	121
Figure 4. 17: Exigence du creux de tension [Loulijat(2) 2021]	123
Figure 4. 18: Principe de la commande du CCM.....	123
Figure 4. 19: Référentiel diphasé d-q lié au champ tournant statorique.....	125
Figure 4. 20: Etablissement des angles de transformation à l'aide d'une PLL	125
Figure 4. 21: Schéma interne de la MADA	128
Figure 4. 22: Commande du CCM	131
Figure 4. 23: Principe de la commande du CCR.....	132
Figure 4. 24: Schéma bloc illustrant la structure de CCR et de filtre $R_f L_f$	133
Figure 4. 25: (a) Modèle réel du circuit de connexion avec ses pertes,(b) l'arbre de puissance associé [Loulijat(2) 2021]	136
Figure 4. 26: Boucle de contrôle de la tension V_{dc} [Loulijat(2) 2021].....	140
Figure 4. 27: Commande du CCR	141
Figure 4. 28: Creux appliqué sur la tension du réseau	142
Figure 4. 29: Courant du rotor sans protection passive en utilisant ($I_r\text{-ref} = 1\text{pu}$).....	142
Figure 4. 30: Puissance active sans protection passive en utilisant ($P_s\text{-ref} = 1\text{pu}$).....	142
Figure 4. 31: Tension du bus continu sans protection passive en utilisant ($V_{dc}\text{-réf} = 1\text{pu}$) ..	143
Figure 4. 32: Puissance réactive sans protection passive en utilisant ($Q_s\text{-réf} = 0\text{pu}$)	143
Figure 4. 33: Organigramme de la gestion du système de protection de la MP [Loulijat(2) 2021]	144
Figure 4. 34: Courant du rotor avec protection passive en utilisant ($I_r\text{-réf} = 1\text{pu}$)	145

Figure 4. 35: Puissance active avec protection passive en utilisant ($P_s\text{-réf}=1\text{pu}$)	145
Figure 4. 36: Tension du bus continu avec protection passive en utilisant ($V_{dc}\text{-réf}=1\text{p.u.}$).....	145
Figure 4. 37: Puissance réactive avec protection passive en utilisant ($Q_s\text{-réf}=0\text{pu}$).....	145
Figure 4. 38: Comportement des circuits de protection de la MP et du convertisseur côté machine avec la stratégie MGO2 et OK.....	146
Figure A.2. 1: Convergence du super-twisting algorithmme dans le plan des phases	156
Figure A.4. 1: Passage d'un système triphasée à un système diphasée.....	160
Figure A.5. 1: Génération du vent variable	165
Figure A.5.2: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de	166
Figure A.5. 3: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement	167
Figure A.5. 4: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec	168
Figure A.5. 5: Connexion entre le système éolien basé sur la MADA et le réseau électrique	169
Figure A.5. 6: Bloc intérieur de "DFIG Wind turbine "	170
Figure A.5. 7: MADA avec la méthode passive (SDR et DC-CHOPPER).....	171
Figure A.5. 8: Contrôle de SDR et DC-CHOPPER	172
Figure A.5. 9: Blocs de la stratégie de contrôle modifié	173
Figure A.5. 10: Bloc de contrôle du flux pour la stratégie de contrôle modifié	174
Figure A.5. 11: Commande de la stratégie de contrôle modifié	175

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. 1: Situation actuelle des parcs éoliens en service au Maroc [Oumounah 2016] [PAREMA] [Nouri 2016] [MEMEE].....	28
Tableau 1. 2: Situation actuelle des parcs éoliens en construction au Maroc [Nouri 2016] [MEMEE]	28
Tableau 1. 3: Situation actuelle des parcs éoliens en développement au Maroc [Nouri 2016] [MEMEE].....	28
Tableau 1. 4: Avantages et inconvénients des différentes éoliennes	31
Tableau 1. 5: Capacité de réglage des différentes éoliennes	32
Tableau 1. 6: Définition des niveaux de tension.....	34
Tableau 1. 7: Vue d'ensemble des principales perturbations électriques.....	40
Tableau 1. 8: Types de défaut E, Fet G causant un creux de tension [Smaili 2013]	45
Tableau 4. 1: Comparaison entre nos résultats et les autres méthodes publiées [Loulijat(2) 2021]	148
Tableau A.3. 1: Paramètres de la turbine éolienne [Gamesa G80-2.0 MW] [Tamaarat 2009]	157
Tableau A.3. 2: Paramètres de commande de la turbine éolienne	158
Tableau A.3. 3: Paramètres de la MADA [Gamesa G80-2.0 MW] [Tamaarat 2009]	158
Tableau A.3. 4: Paramètres du filtre de réseau	159
Tableau A.3. 5: Paramètres des MGO2, PI (dc) et OK.....	159

LISTE DES ACRONYMES

EWEA	: European Wind Energy Association
ONEE	: Office National d'Eau et d'Electricité
HT	: Haute Tension
MT	: Moyenne tension
THT	: Très haute tension
TBT	: Très basse tension
HV	: High Voltage
MADA	: Machine Asynchrone à Double Alimentation
LVRT	: Low Voltage Ride Through
MAS	: Machine Asynchrone
MS	: Machine Synchrone
MSAP	: Machine Synchrone à Aimant Permanent
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
PI	: Proportionnel-Intégral
MGO2	: Mode Glissant d'Ordre Deux
OK	: Observateur de Kalman
DC	: Direct Current
SDR	: Series Dynamic Resistances
MW	: Méga-Watt
OGG	: Observateur à Grand Gain
AC	: Alternatif Current
CCM	: Convertisseur du Côté Machine
CCR	: Convertisseur du Côté Réseau
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion
d-q	: direct -quadrature
MP	: Méthode Passive
STA	: Super-Twisting Algorithme
PCC	: Point de Couplage Commun
PLL	: Phase Lock Loop
BA	: Backstepping Adaptive
MG	: Mode Glissant
DVR	: Dynamic Voltage Restorer
Sup	: Supérieur
DFIG	: Doubly Fed Induction Generator
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistor

CTR : Conditions Techniques de Raccordement
FRT : Fault Ride Through
pu : per unit (unité réduite)

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Intérêts socio-économiques du sujet

Ces dernières années, l'industrialisation intense et la montée en flèche des appareils électroménagers ont provoqué une énorme demande d'énergie électrique à l'échelle mondiale. Face à cette demande, qui ne cesse de croître, les pays industrialisés se sont largement tournés vers les centrales nucléaires. Contrairement aux centrales thermiques, cette énergie a l'avantage incontestable de produire un peu de pollution atmosphérique, mais les risques d'accidents nucléaires, d'élimination des déchets et d'enfouissement sont des problèmes bien réels, rendant cette énergie peu attractive pour les générations futures. Pour surmonter ces différents problèmes, les pays se dirigent de plus en plus vers l'utilisation de sources d'énergie à la fois propres et renouvelables. En effet, l'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie les plus importantes et les plus prometteuses au monde en termes de développement. Surtout parce qu'elles sont non polluantes, économiques et inépuisables. Le soutien des organisations et des gouvernements, ainsi que le potentiel éolien et le développement de technologies de conversion d'énergie ont permis le développement rapide de l'énergie éolienne avec un taux de croissance annuel de 30% [EWEA-2004].

Les spécifications et les normes nationales à ce jour n'exigent pas le raccordement d'une éolienne en cas des perturbations électriques normalement imposées par le réseau. Par exemple, lors d'une panne du réseau électrique ou d'une fréquence soudaine du réseau, on observe que l'un des systèmes éoliens et ses protections internes sont déconnectés. Cependant, avec le développement de l'éolien, l'interaction entre les éoliennes et le réseau doit être prise en compte. Ceci est d'autant plus vrai que, lorsque les éoliennes se déconnectent du réseau, le gestionnaire du réseau ne pourra plus les utiliser pour assurer la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau dans ce défaut, contrairement aux systèmes de production conventionnels. C'est l'une des principales causes affectant la stabilité des réseaux à fort pourcentage d'éoliennes.

Compte tenu de l'énorme développement de l'énergie éolienne, les techniques d'interconnexion de cette technologie imposeront de maintenir sa connexion en cas de perturbations de tension. Le principal défi pour le gestionnaire de réseau est de s'assurer que tous les générateurs peuvent garantir la stabilité du système électrique et maintenir à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation. En fait, l'énergie doit être disponible immédiatement lorsque le client en a besoin. En outre, les creux et les coupures de tension

perturbent de nombreux appareils connectés au réseau. Ils sont la principale cause des problèmes de qualité de l'énergie. Un creux de tension ou une coupure de quelques centaines de millisecondes peut avoir des conséquences néfastes pendant plusieurs heures.

Intérêts scientifiques du sujet

Actuellement, la machine asynchrone à double alimentation (MADA) est la machine à vitesse variable la plus largement utilisée dans les sites de production de plus de 1 MW. Pour une même puissance de sortie, elle offre la possibilité de réduire la puissance des convertisseurs de puissance tout en assurant une puissance de sortie importante par rapport aux différentes catégories de machines. La MADA est en réalité très sensible aux perturbations du réseau en ce qui concerne son électronique de puissance et en particulier lors des chutes de tension du réseau. Les perturbations du réseau électrique, même géographiquement distantes de l'éolienne de production, peuvent être responsables de chutes de tension au point où l'éolienne est raccordée au réseau. Les chutes soudaines de la tension du réseau sont en effet responsables de pics de courant dans le circuit électrique du rotor de la machine et d'une surtension dans le bus continu. Sans aucune protection, cela conduit à la défaillance des convertisseurs de puissance et à leur destruction en fin de compte. En outre, ils s'accompagnent d'une survitesse de la turbine qui a pour effet de détériorer son fonctionnement normal. Cependant, de très nombreux chercheurs ont fait appel au concept de la stratégie LVRT (Low Voltage Ride Through) pour le MADA pendant les défauts du réseau.

Cette stratégie LVRT recouvre deux méthodes : une méthode active par amélioration de la méthode de contrôle et une méthode passive par ajout de protections matérielles. L'objectif de ce travail de recherche est de mettre en œuvre une stratégie de contrôle et le développement du système de protection pour les éoliennes afin de pouvoir maintenir la stabilité du parc éolien et satisfaire la contrainte de rester connecté lors d'une perturbation de tension sur le réseau électrique.

Organisation des différentes parties du rapport

Ce mémoire de recherche est organisé comme suit :

Après l'introduction générale vient le premier chapitre dans lequel notre travail consiste d'abord à dresser la situation de l'énergie éolienne dans le monde de 2009 jusqu'à la fin de

l'année 2019 et dans le Maroc de 2000 jusqu'à la fin de l'année 2019. De présenter la constitution de l'éolienne, les différents types d'éolienne avec leurs avantages-inconvénients et capacités de réglage. En outre, une généralisation sur l'organisation et la gestion du réseau électrique est présentée, suivie d'une présentation des différents types de perturbations qui peuvent affecter le réseau électrique HT. A cet effet, nous présentons quelques spécifications pour les systèmes de protection des éoliennes contre ces perturbations. En particulier, nous nous sommes intéressés aux creux de tension, qui sont les perturbations les plus prédominantes sur le réseau HT.

Le deuxième chapitre, a été consacré aux éoliennes à vitesse variable qui nous occupent. nous exposons une configuration schématique d'une éolienne basée sur la MADA connectée au réseau, afin de modéliser en équations et en schéma bloc les différentes parties de l'éolienne. Par la suite, on élabore un modèle de la MADA et de la chaîne de connexion (convertisseur CCR, bus CC et filtre de liaison) en équations dans le référentiel du Parc.

Au troisième chapitre, nous commençons par le principe de fonctionnement de l'éolienne, suivi d'une présentation des différentes zones de fonctionnement de l'éolienne sur lesquelles s'effectue la maximisation de la puissance extraite du vent. Deux stratégies MPPT sans et avec contrôle de la vitesse permettent d'atteindre cet objectif. En ce qui concerne la stratégie MPPT avec asservissement de vitesse, des différents correcteurs ont été conçus pour extraire le maximum de la puissance.

Le quatrième et dernier chapitre a été réservé à l'étude de l'impact des perturbations du réseau HT telles que les creux de tension sur la stabilité du parc éolien. Afin de se conformer au Code-Grid, les éoliennes doivent rester connectées au réseau dans des conditions de creux de tension appelées exigences LVRT. Dans ce sens, des stratégies de contrôle-protection ont été proposées, dont les objectifs sont de garantir la stabilité des éoliennes et de permettre aux générateurs éoliens de rester connectés après un creux de tension, aussi sévère soit-il. On peut diviser le principe de la stratégie proposée pour la perturbation de type creux de tension sur le réseau HT en deux procédés principaux.

- ◆ Méthode active : Cette méthode consiste une amélioration des stratégies de commande linéaire et non linéaire. Sans ajout de matériel supplémentaire, elle reste limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance

par rapport au générateur. En revanche, avec un ajout de matériel supplémentaire cette méthode présente une bonne résistivité contre l'impact des creux de tension.

- ◆ Méthode passive : Cette méthode nécessite des protections matérielles telles que : résistance dynamique SDR, DC CHOPPER et CROWBAR.

La validation des résultats obtenus suite à l'application de ces stratégies a été effectuée par des simulations. Toutes les simulations ont été réalisées en utilisant les outils MATLAB et SIMULINK.

Pour finir, une conclusion générale avec des propositions pour les travaux futurs sera donnée.

Chapitre I : État de l'art

1.1 Etat de l'art sur les éoliennes

Ces dernières années, l'utilisation des énergies renouvelables a été marquée par un plus grand intérêt, les gens étant de plus en plus concernés par les questions environnementales. Dans ces énergies, on peut retenir notamment l'énergie éolienne. Le développement de la technologie des éoliennes lui a en effet permis de devenir une véritable alternative aux sources de production conventionnelles ; L'énergie éolienne est apportée par les vents, ces derniers sont indirectement dus à l'énergie solaire qui, en générant des variations de température entre les zones chaudes et froides, produit des vents. Une éolienne (communément appelée aérogénérateur) est une machine qui utilise l'énergie éolienne (l'énergie cinétique du vent) pour produire de l'énergie électrique. Le vent est une ressource pure et inépuisable qui peut être utilisée pour produire de l'électricité sans pratiquement aucune sorte d'émissions polluantes [Thakre 2009].

1.1.1 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La demande croissante d'énergie éolienne est de toute évidence liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a aussi des inconvénients qu'il faut étudier pour qu'ils ne deviennent pas un facteur de blocage de son développement.

1.1.1.1 Avantages

L'énergie éolienne est par ailleurs une énergie particulièrement respectueuse de l'environnement [BAÏLE 2010] [GHEDAMSI 2008].

- La concentration du CO₂ est augmentée de 25% depuis l'ère préindustrielle. 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.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement à l'énergie fossile, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- L'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO₂ et 21 millions de tonnes de SO₂ et 17,5 mille tonnes de NO₂, qui sont les principaux responsables des pluies acides.

- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs ;
- Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- 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 des énergies renouvelables ;
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie dans ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement est faible par rapport à celui des centrales aux énergies plus traditionnelles sur les sites plus venteux. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.
- La période de haute productivité se situe en hiver (vent plus forts), ce qui correspond à la période de l'année où la demande est plus forte.

1.1.1.2 Inconvénients

Malgré leur faible nombre, l'éolienne présente néanmoins certains inconvénients [Baile 2010] [Ghedamsi 2008] :

- L'impact visuel, ça 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. D'autres études montrent 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 aéro-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. Ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs notamment dans les régions à fort potentiel de vent est augmentée.

- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources de l'énergie classique bien qu'en terme du coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

1.1.2 La puissance éolienne dans le monde

Comme il est montré sur la figure 1.1, 2019 a été la deuxième année la plus dynamique en matière de développement du parc éolien dans l'histoire mondiale de la branche. Avec 60 GW, la capacité éolienne nouvellement installée en 2019 a augmenté de 19% par rapport à 2018. La puissance installée totale du parc éolien mondial a augmenté de 10% et s'élève aujourd'hui à 651 GW. Plus de 90% de cette puissance revient aux installations terrestres. La Chine et les États-Unis, qui restent les leaders incontestés sur le marché, ont construit 60% de la nouvelle capacité éolienne mondiale en 2019. Avec 30% de nouvelles capacités terrestres dans le monde, l'Europe reste un marché important qui a été tout particulièrement stimulé par le développement du parc éolien en Espagne, en Suède et en Grèce. 73% de la capacité éolienne

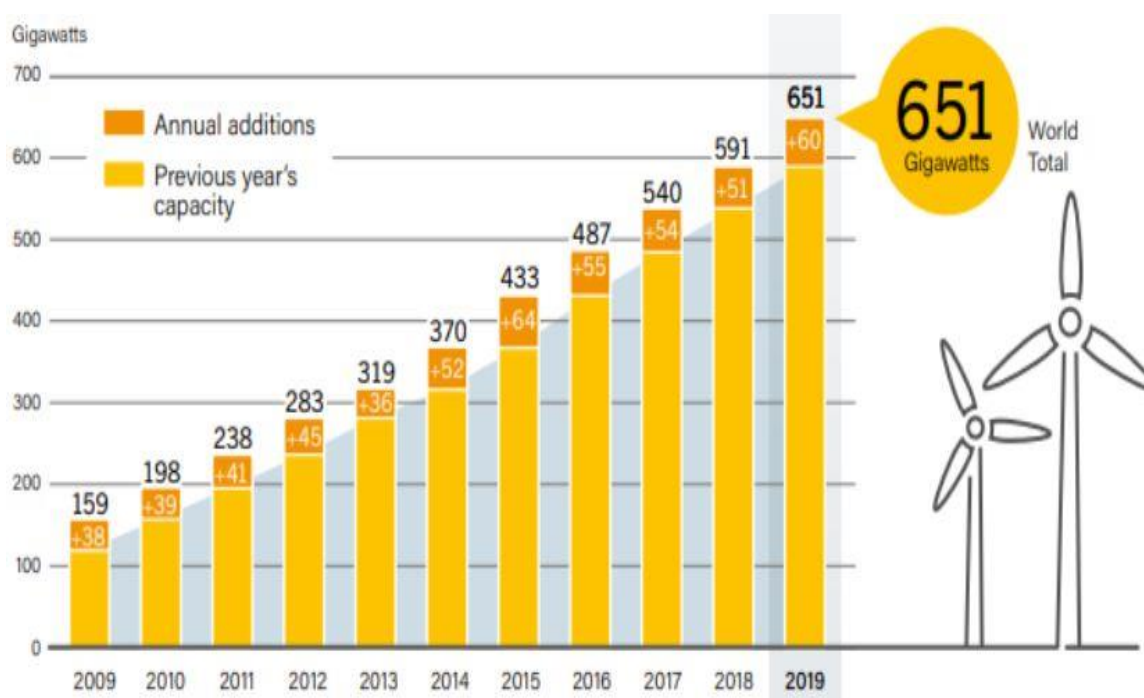


Figure 1. 1: Évolution de la puissance éolienne totale installée dans le monde 2009-2019, avec les nouvelles installations annuelles [Suisse-Eole]

de 651 GW installée dans le monde se trouvent en Chine, suivie par les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde et l'Espagne [Suisse-Eole].

L'énergie éolienne est la source d'énergie qui croît le plus vite dans le monde. Cette progression est énorme par rapport à d'autres types d'énergie plus traditionnelle, telle que l'énergie nucléaire avec une croissance de 1% ou le charbon qui n'a pas du tout augmenté dans les années 90. Les perspectives sont toutes spectaculaires. L'EWEA, l'association européenne pour l'énergie du vent, estime que 12% de l'électricité mondiale était d'origine éolienne en 2020 et sera plus de 20% pour 2040 [Suisse-Eole].

1.1.3 La puissance éolienne dans le Maroc - statut et perspectives

Le Maroc bénéficie d'un gisement éolien important de potentiel énergétique total estimé à environ 25 GW avec des régions où la vitesse du vent dépasse 11 mètres par seconde (11 m/s) [Allouhi 2017] (figure 1.2). Le Maroc dispose aussi d'un réseau électrique de transport d'énergie très important. Il assure l'acheminement de l'énergie produite dans toutes les parties du Royaume aux centres de consommation dans les meilleures conditions de sécurité et à moindre perte technique. La gestion et le développement de ce réseau sont assurés par l'office national d'électricité et de l'eau potable (ONEE).

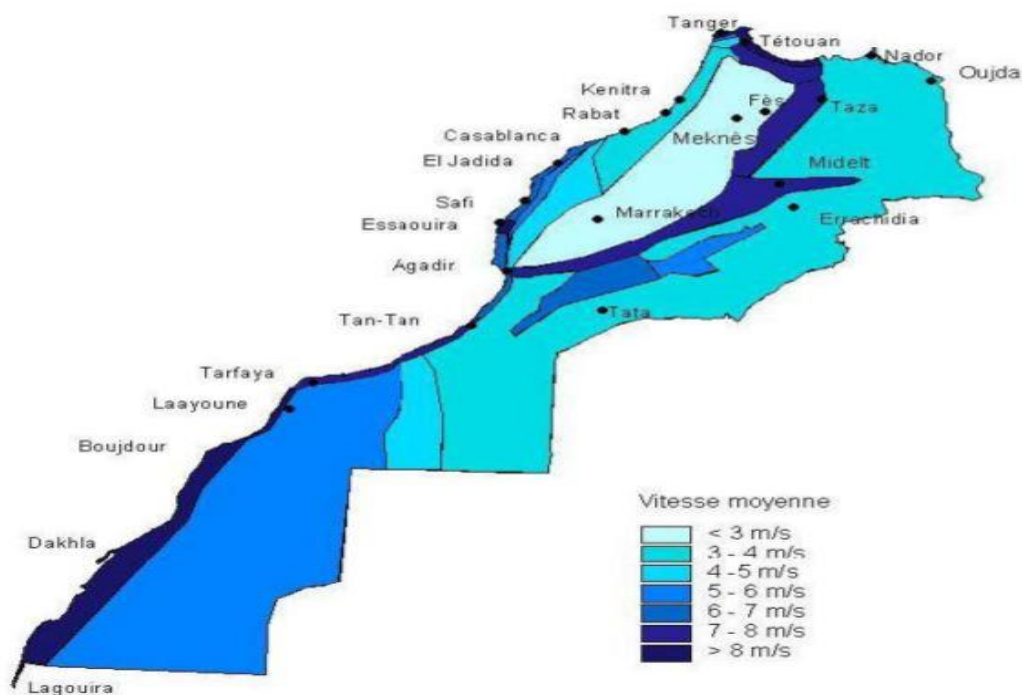


Figure 1. 2: Carte du gisement éolien du Maroc [CDER]

En effet, la production d'énergie éolienne dans la plupart des pays est intégrée à grande échelle dans les systèmes électriques. Cette production, quoiqu'elle ne couvre qu'une petite partie de la charge totale, connaîtra une augmentation continue dans le mix de production globale, cette augmentation de 2000 à 2019 est représentée dans la figure 1.3.

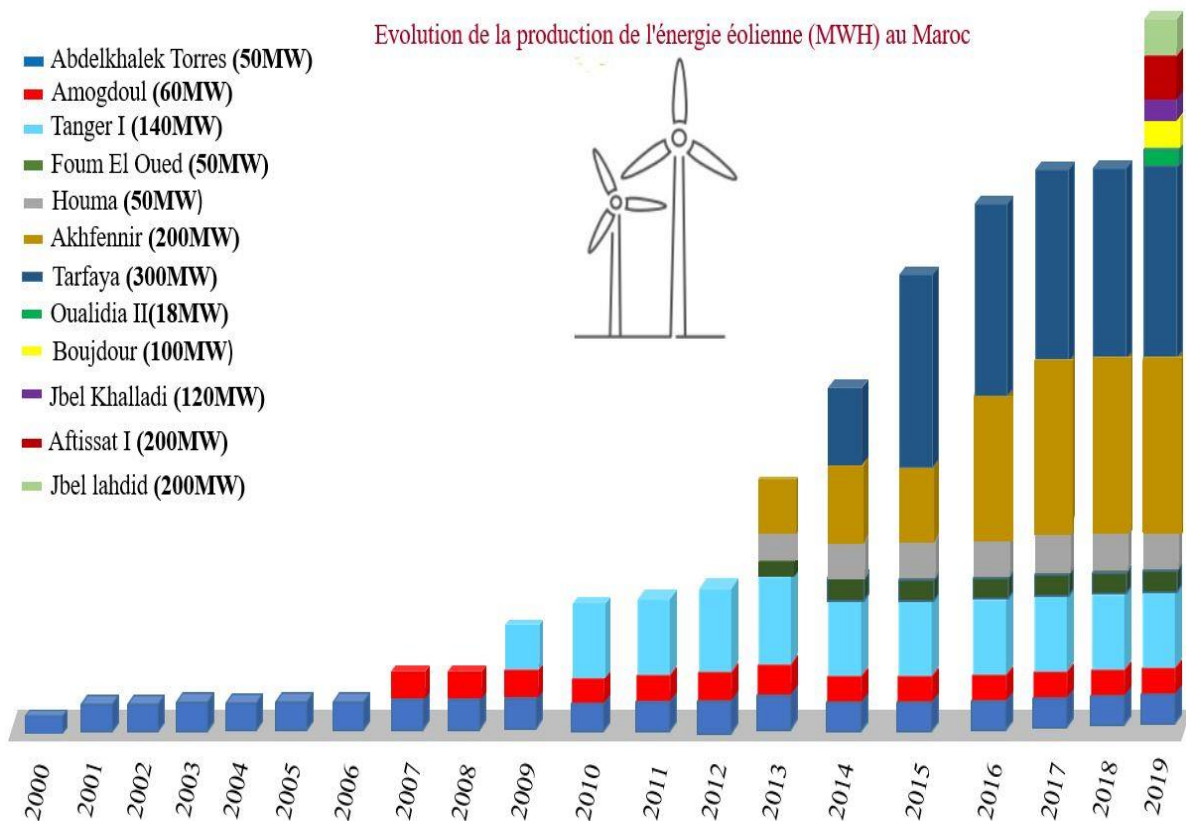


Figure 1. 3: Production électrique d'origine éolienne (GWh) au Maroc entre 2000 et 2019 [MEMEE]

Le projet marocain intégré d'énergie éolienne, étalé sur une période de 10 ans, a pour objectif de faire en sorte que la capacité éolienne installée du pays augmente de 280 MW en 2010 à 2000 MW en 2020 et 4000 MW en 2030. Les tableaux 1.1, 1.2, et 1.3 présentent les états des parcs éoliens qui existent en 2019 et ceux prévus d'être construits d'ici 2030.

Tableau 1. 1 :Situation actuelle des parcs éoliens en service au Maroc [Oumounah 2016]
[PAREMA] [Nouri 2016] [MEMEE]

Centrale technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Akhfennir I	100	Laâyoune	En service
Akhfennir II	100	Laâyoune	En service
Amogdoul	60	Essaouira	En service
Foum al Ouad	50	Laâyoune	En service
Tanger I	140	Tanger	En service
Tarfaya	300	Tarfaya	En service
Haouma	50	Tanger	En service
A.Torres	50	Tétouan	En service
Oualidia II	18	Safi	En service
Jbel Lahdid	200	Essaouira	En service
Jbel Khalladi	120	Tanger	En service
Boujdour	100	Laâyoune	En service
Aftissat I	200	Boujdour	En service
Total	1488		

Tableau 1. 2: Situation actuelle des parcs éoliens en construction au Maroc [Nouri 2016]
[MEMEE]

Centrale Technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Tiskrad	300	Laâyoune	En Construction
Taza	150	Taza	En Construction
Tanger II	100	Tanger	En Construction
Midelt	180	Midelt	En Construction
Koudia baida	100	Tétouan	En Construction
Safi	200	Safi	En Construction
Oualidia I	18	Safi	En Construction
Total	1048		

Tableau 1. 3: Situation actuelle des parcs éoliens en développement au Maroc [Nouri 2016]
[MEMEE]

Centrale Technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Koudia baida (extension)	300	Tétouan	En Développement
Éolien Essaouira	50	Essaouira	En Développement
Aftissat II	200	Boujdour	En Développement
Total	550		

1.1.4 Constitution d'une éolienne

Une centrale éolienne classique est composée essentiellement des parties suivantes :

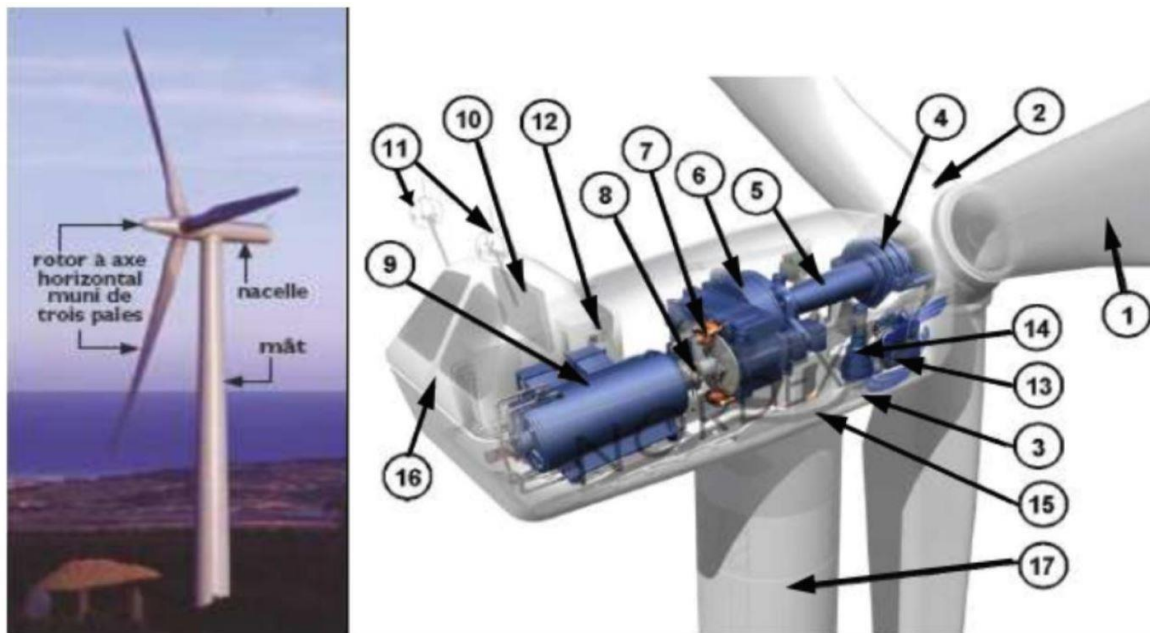


Figure 1. 4: Constitution de la nacelle [Vestas 2019] [Smaili 2013] [Tamaarat 2009]

- | | |
|------------------------------|--|
| 1- Pales | 10- Radiateur de refroidissement |
| 2- Moyeu rotor | 11- Centrale de mesures du vent |
| 3- Nacelle | 12- Contrôle |
| 4- Cardan | 13- Centrale hydraulique |
| 5- Transmission | 14- Mécanisme d'orientation face au vent |
| 6- Multiplicateur de vitesse | 15- Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque |
| 7- Frein à disque | 16- Capot |
| 8- Accouplement | 17- Tour |
| 9- Génératrice | |

1.1.5 Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en général en deux grands groupes selon l'axe sur lequel est montée l'hélice [Wal 1997] [Manwell 2010] :

- Éoliennes à axe vertical ;
- Éoliennes à axe horizontal [Mathew 2006] [Abdelli 2007] [Manwell 2010].

La figure 1.5 permet d'illustrer le choix des éoliennes tri pales du point de vue de l'efficacité.

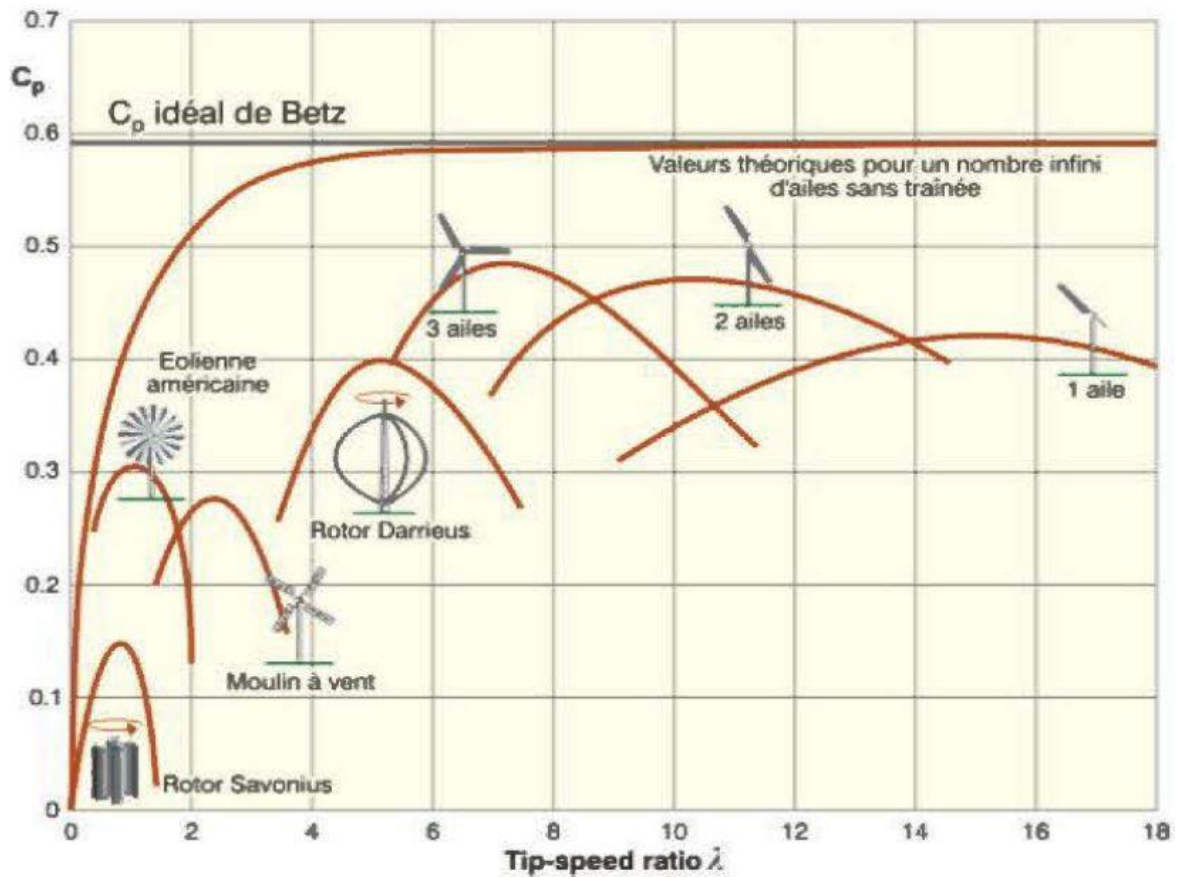


Figure 1. 5: Évolution typique du rendement aérodynamique en fonction du tip-speed ratio et du type d'éolienne [Énergieplus] [Gergaud 2002]

1.1.6 Synthèse des différentes éoliennes

Les tableaux 1.4 et 1.5 rappellent les différentes caractéristiques des différentes éoliennes [El Aimani 2004][Robyns 2006].

Tableau 1. 4: Avantages et inconvénients des différentes éoliennes

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
<p>MAS</p> <p>Vitesse fixe</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Machine robuste - Faible coût - Pas d'électronique de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance extraite non optimisée - Maintenance de boite de vitesse - Pas de contrôle de l'énergie réactive - Magnétisation de la machine imposée par le réseau
<p>MADA</p> <p>Vitesse variable</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable - Puissance extraite optimisée - Électronique de puissance dimensionnée à 30 % de la puissance nominale - Machine standard - Connexion de la machine plus facile à gérer - Une magnétisation de la machine en cas de défaut sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance de boite de vitesse - Prix de l'électronique de puissance - Contrôle-commande complexe - Contacte glissant bagues-balais
<p>MSAP</p> <p>Vitesse variable</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse - Puissance extraite optimisée pour les vents faibles - Connexion de la machine facile à gérer 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix de l'électronique de puissance - Machine spécifique - Électronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice

Tableau 1. 5: Capacité de réglage des différentes éoliennes

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS Vitesse fixe	- (Facultatif) - Gradateurs - Bancs de condensateurs	- Pitch control	- Contrôle de P approximatif - Contrôle de Q approximatif si condensateur	NON
MADA Vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q	- Participation limitée au : ▪ Réglage de la fréquence ▪ Réglage de la tension tant qu'il y'a de vent
MSAP Vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control (ou stall) - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q - Fonctionnement en isolé	- Réglage de la fréquence - Réglage de la tension - Ilotage tant qu'il y'a de vent

1.2 Généralités sur le réseau électrique HT et leurs perturbations

Le réseau électrique est un système interconnecté comportant des centrales de production, des ouvrages de transport (lignes, transformateurs, postes) et des lieux de consommation. La transmission de l'énergie entre les lieux de production et les lieux de consommation est assurée par les réseaux de transport à très haute tension. Ces derniers sont composés des lignes et des postes électriques. Les postes électriques jouent un rôle à la fois d'interconnexion et de transformation de la tension d'un niveau à l'autre.

Avec la transition énergétique, marquée essentiellement par l'intégration en masse des productions d'énergie à base des ressources renouvelables, les missions et les défis des réseaux électriques évoluent. Cette production aura une influence significative sur la sécurité de fonctionnement du système électrique si les niveaux de pénétration sont considérablement élevés.

Dans la présente section de ce chapitre, nous allons intéresser dans une première partie à la présentation de l'organisation et la gestion d'un réseau électrique dans ces différentes composantes : production, transport et distribution. Dans une deuxième partie aux principaux Perturbations affectant le réseau électrique en présence des énergies renouvelables. Ces perturbations concernent plus précisément, les creux de tension.

1.2.1 Organisation et gestion du réseau électrique

Tout réseau électrique est composé de trois grandes parties : la production, la transmission et la distribution.

Les stations de production permettent de produire de l'énergie électrique à partir de différentes sources primaires, dont quelques-unes sont reconnues comme des sources renouvelables "solaire, éolienne, etc...".

Par ailleurs, les grands axes qui permettent d'acheminer l'électricité des sites de production vers les zones de consommation constituent le réseau de transport. À l'inverse, le réseau de distribution, constitué des axes secondaires, achemine l'électricité du réseau de transport vers les consommateurs. À l'intersection des voies, on trouve des postes électriques, qui sont l'équivalent des échangeurs sur les grandes routes (autoroutes). Leurs principales fonctions sont de distribuer l'énergie entre les différentes lignes provenant de la sous-station, de connecter un producteur ou un consommateur au réseau électrique et de modifier la tension de l'électricité transmise. Le voltage produit au Maroc peut en fait monter jusqu'à 400 000 volts, ce qui permet de le transporter sur de longues distances avec un minimum de pertes électriques vers les régions consommatrices d'énergie. Ces lignes sont comparables à des grandes routes. Ensuite, le voltage de l'électricité est réduit dans un poste de transformation afin de la transporter vers une région. Cette portion du réseau permet d'acheminer l'électricité vers les grands consommateurs industriels et les réseaux de distribution. Elles sont comparables aux routes nationales. L'électricité passe du réseau de transport aux réseaux de distribution par un poste source. Elle est ensuite acheminée depuis un poste source vers un poste HTA/BT situé dans un quartier, puis depuis ce poste, elle est distribuée jusqu'au compteur du client (figure 1.6).

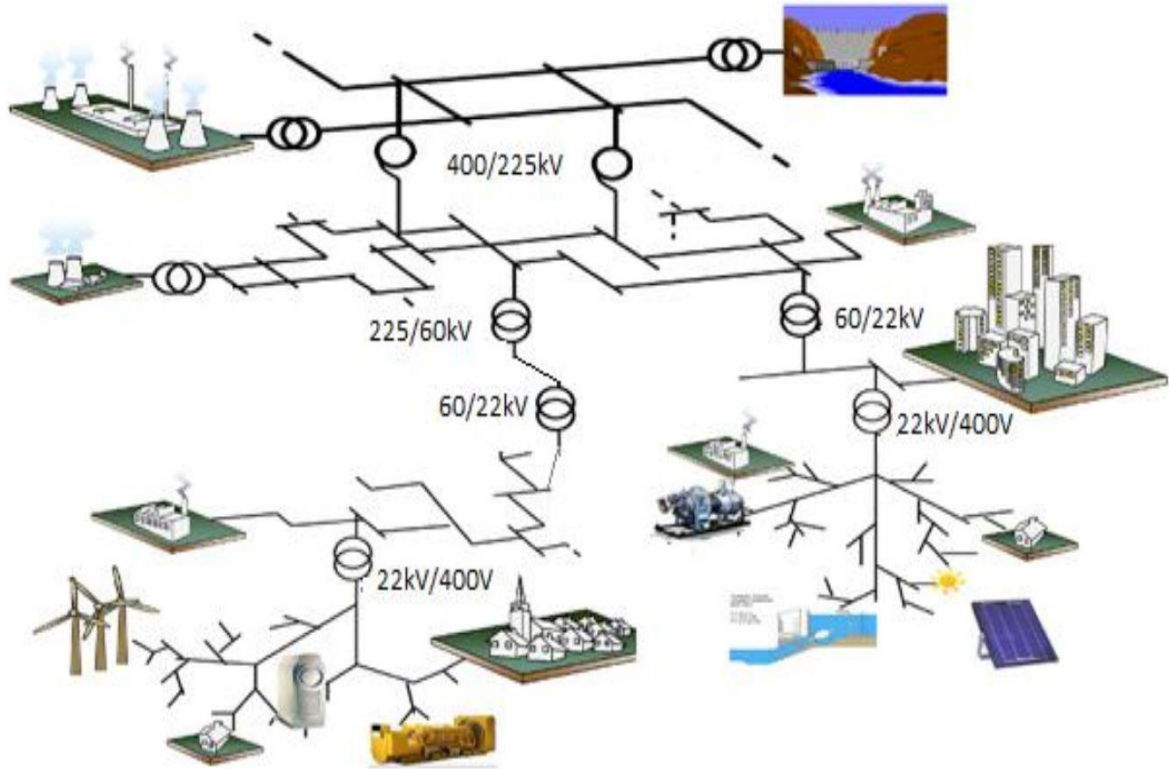


Figure 1. 6: Organisation d'un réseau électrique national[Wikipédia(1)]

Selon la norme internationale NFC18-510 [Multon 2004], ces différents stades de transit d'énergie sont caractérisés par des niveaux de tension regroupés en quatre familles présentées dans le tableau 1.6 suivant :

Tableau 1. 6: Définition des niveaux de tension

Type de réseau	Niveau de tension	Tension utilisée au Maroc(KV)
Réseau de transport	THT	225 - 400
Réseau de répartition-HT	HTB	90 - 63- 60
Réseau de distribution-MT	HTA	22 - 20
Réseau basse tension	BTB – BTA - TBT	0,23 - 0,38- 0,69

Pour résumer, l'électricité ne peut être stockée et doit être physiquement transportée du lieu de production au lieu de consommation en temps réel. Les deux principaux problèmes sont

: l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque seconde et le respect des contraintes du réseau
: les contraintes d'intensité (la capacité maximale des câbles et des transformateurs) et les contraintes de tension dans les lignes électriques.

1.2.2 Les principaux perturbations affectant le réseau électriques ainsi leurs origines

Depuis de nombreuses années, le distributeur d'énergie électrique s'efforce de garantir la qualité de la fourniture d'électricité. Les premiers efforts se sont portés sur la continuité des services afin de rendre toujours disponible l'accès à l'énergie chez l'utilisateur. Aujourd'hui, les critères de qualité ont évolué avec le développement des équipements où l'électronique prend une place prépondérante dans les systèmes de commande et de contrôle.

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- La fréquence ;
- L'amplitude des trois tensions ;
- La forme d'onde : Qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;
- Le déséquilibre : La symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leur déphasage relatif [Ould Abdeslam 2005].

La qualité d'énergie peut être affectée, soit du fait de certains incidents inhérents à la nature physique et aux sujétions liées à l'exploitation du réseau, soit du fait de certains récepteurs. Ces défauts se manifestent sous forme de différentes perturbations affectant un ou plusieurs des quatre paramètres précédemment définis. On a donc quatre possibilités distinctes de perturbations :

- Les fluctuations de la fréquence à 50 Hz : elles sont rares et ne sont observées que lors de circonstances exceptionnelles, par exemple certains défauts graves du réseau, au niveau de la production ou du transport ;

- Les variations de l'amplitude : il ne s'agit pas des variations lentes de tension qui sont corrigées par les transformateurs de réglage en charge, mais de variations rapides de tension ou de creux de tension se présentant souvent sous forme d'à-coups brusques. Les creux de tension peuvent être soit isolés, soit plus ou moins répétitifs, de forme régulière ou non ;

- La modification de la forme d'onde de la tension : cette onde n'est alors plus sinusoïdale, et peut être considérée comme représentable par une onde fondamentale à 50 Hz, associée soit à des harmoniques de fréquence multiple entier de 50 Hz, soit même parfois à des ondes de fréquence quelconque ;

- La dissymétrie du système triphasé : que l'on appelle déséquilibre. On peut, en plus, mentionner un type particulier de perturbations difficile à classer puisqu'il concerne tout à la fois l'amplitude et la forme d'onde: ce sont les variations transitoires d'amplitudes dont la durée est inférieure à 10 ms, [Ignatova 2006].

1.2.2.1 Qualité de l'énergie électrique

La notion globale de qualité de l'énergie peut être décomposée en deux axes : la continuité de la tension et de la qualité de la tension.

-Continuité de la tension :

La continuité de l'alimentation en tension et en courant relève de la conception des réseaux publics et industriels, de la qualité de leurs matériels et des bonnes pratiques de maintenance et d'exploitation. La continuité dépend à la fois des choix techniques et des investissements réalisés pour assurer l'alimentation d'un point particulier ou d'une zone donnée.

C'est donc le résultat d'un compromis « technico-économique », explicite ou implicite. La continuité de l'alimentation est l'un des éléments importants de la qualité de la fourniture perçue par les clients : un client doit pouvoir compter sur son alimentation avec la puissance et aux instants prévus par son contrat.

La continuité de l'alimentation se mesure par le nombre de coupures d'alimentation d'un point donné- on parle simplement de « coupure » - par unité de temps.

Dans les normes, deux types de coupures sont définies : les coupures dites longues, de durée supérieure ou égale à 3 min, et les coupures dites brèves, de durée inférieure à 3 min.

-Qualité de la tension :

Sauf exception, les tensions d'un réseau électrique constituent un système alternatif triphasé, dont la fréquence de base est de 50Hz. Les paramètres caractéristiques d'un tel système sont les suivants :

- la fréquence ;
- l'amplitude des trois tensions ;
- la forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;
- la symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leur déphasage relatif.

La qualité de la tension peut être affectée, soit du fait de certains incidents inhérents à la nature physique et aux sujétions liées à l'exploitation du réseau, soit du fait de certains récepteurs. Ces défauts se manifestent sous forme de différentes perturbations affectant un ou plusieurs des quatre paramètres précédemment définis. On a donc quatre possibilités distinctes de perturbations :

- Variations de l'amplitude :

Il ne s'agit pas des variations lentes de la tension qui sont corrigées par les régulateurs en charge des transformateurs, mais des variations rapides isolés, soit plus ou moins répétitifs, de forme régulière (créneaux) ou non.

- Modifications de la forme de l'onde de tension :

L'onde n'est plus sinusoïdale et peut être considérée comme la superposition d'une onde à fréquence fondamentale à 50Hz et de tensions harmoniques dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale et de tensions inter harmoniques à des fréquences quelconques.

- Dissymétrie du système triphasé (déséquilibre) :

Dans un système triphasé, l'alimentation de charges monophasées (trains, fours électriques de grande puissance) entraîne des dispersions sur les modules des tensions et leurs déphasages ne sont plus égaux.

- Variations de la fréquence fondamentale à 50Hz :

Comme la fréquence est la grandeur d'équilibrage instantané entre la production et la puissance appelée (demande), les variations de fréquence sont, en principe, inévitables. En pratique, elles sont rares et minimales dans les réseaux interconnectés et ne sont observées que lors de circonstances exceptionnelles, par exemple, lors de certains défauts de grande ampleur en réseau ou de production, [Alali 2002].

1.2.2.2 Classification des perturbations électriques

En se basant sur les paramètres caractérisant la tension et énumérés au paragraphe précédent, on distingue quatre familles de perturbations électriques :

- les variations de l'amplitude (creux de tensions, coupures brèves et surtensions, flicker),
- les fluctuations de la fréquence autour de la fréquence fondamentale,
- les modifications de la forme d'onde (harmoniques, inter harmoniques, bruits),
- la dissymétrie du système triphasé : déséquilibre.

Un autre type de classification des perturbations électriques peut également être élaboré en se basant sur leur durée [Heydt 1998] :

- les perturbations transitoires,
- les perturbations de courte durée,
- les perturbations permanentes.

Les perturbations électriques transitoires ont une durée de moins d'une demi-période fondamentale. Elles ont pour principale origine les manœuvres d'ouverture et de fermeture sur le réseau de transport et de distribution, mais également des phénomènes naturels tels que la foudre.

Les perturbations de courte durée sont les creux de tension, les coupures brèves et les surtensions, qui sont généralement provoquées par la présence de court-circuit. Elles se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude de la tension, et peuvent avoir des conséquences néfastes et coûteuses sur les équipements électriques.

Dans la catégorie « perturbations permanentes » on retrouve les harmoniques, le bruit, le déséquilibre et les variations de tension et de fréquence. Elles sont généralement provoquées

par la présence de charges non linéaires et fluctuantes au sein du réseau électrique. Elles se caractérisent par de faibles variations de l'amplitude, et sont à l'origine d'échauffement, de pertes supplémentaires, de vieillissement prématuré des équipements électriques et de dysfonctionnements sur certains appareillages de contrôle-commande.

On peut également remarquer que les origines des perturbations électriques peuvent être classées en deux grandes catégories :

- les défauts au sein des réseaux électriques,
- la présence de charges non-linéaires ou fluctuantes.

Enfin, les effets des perturbations électriques peuvent eux aussi être divisés en deux grandes familles :

- les effets à court terme (déclenchement des appareils, dégâts matériels, ...)
- les effets à long terme (pertes supplémentaires, échauffements, vieillissements).

Le tableau 1.7 ci-dessous récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences.

Dans ce manuscrit, on se concentre principalement sur les perturbations de courte durée notamment les creux de tension, car ils sont les plus dominants sur les réseaux électriques. Les caractéristiques et les classifications de ces perturbations sont présentées dans les paragraphes suivants. La figure 1.7 présente de manière schématique la structure d'un réseau avec une perturbation.

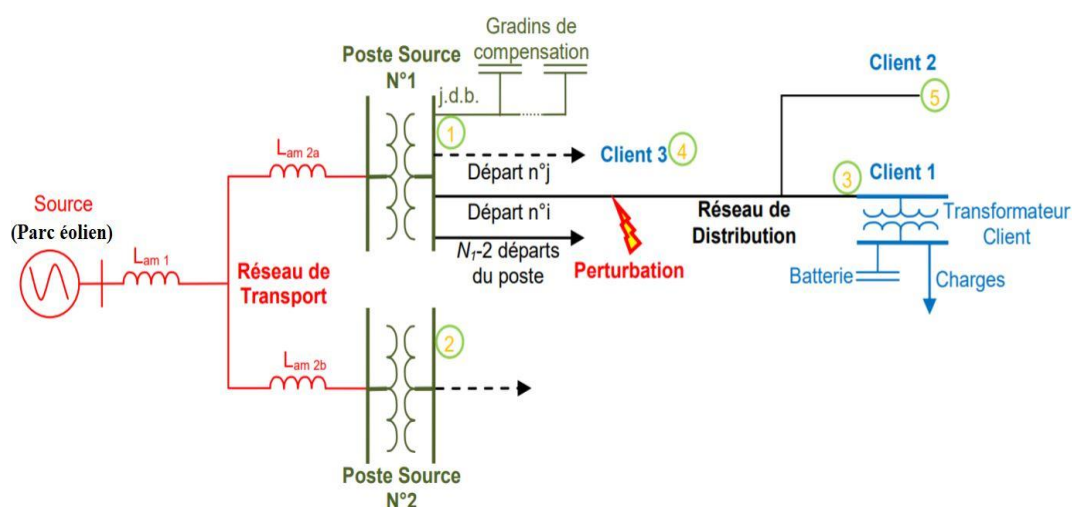


Figure 1. 7: Représentation schématique d'un réseau avec une perturbation

Tableau 1. 7: Vue d'ensemble des principales perturbations électriques

Type de perturbation	Origine	Conséquences
Coupure longue	Court-circuit, surcharge, déclenchement intempestif, (maintenance)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts
Creux de tension et coupure brève	Court-circuit, (enclenchement de gros moteur)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts
Fluctuation rapide (flicker)	Installations fluctuantes (four à arc, soudeuse, moteur à démarrage fréquent,...)	Papillotement de l'éclairage
Harmonique	Installations non linéaires (électronique de puissance, arcs électriques...)	Effets thermiques (moteurs, condensateurs, conducteurs de neutre...), diélectriques (vieillessement d'isolant) ou quasi instantanés (automatismes)
Inter harmonique	Installations non linéaires et fluctuantes (four à arc, soudeuse,...), changeurs de fréquence, Télécommande centralisée	Papillotement de l'éclairage fluorescent, dysfonctionnement d'automatismes, dégâts mécaniques sur machines tournantes
Déséquilibre	Installations déséquilibrées (traction ferroviaire...)	Echauffement de machines tournantes, vibrations, dysfonctionnement de protections
Surtension	Court-circuit, commutations, foudre	Déclenchements, danger pour les personnes et pour les matériels

1.2.2.3 Les creux de tension

Les creux de tension sont parmi les plus importants problèmes pour la qualité des réseaux et représentent la principale priorité pour l'industrie. Elles peuvent causer l'interruption de processus industriels et peuvent mener à des pertes économiques et une dégradation des produits manufacturés. Un creux de tension est une réduction soudaine (entre 10% et 90%) de la tension à un point du réseau, qui dure d'une demi-période à 1 minute [IEEE 1992].

Parmi les principales causes des creux de tension, on peut citer entre autres :

- Un court-circuit dans le réseau ;
- Une déconnexion partielle de l'alimentation ;
- Des courants importants dus au démarrage de moteurs électriques ;
- Des courants importants dus à des arcs électriques ;
- Des courants importants dus à la saturation de transformateurs.

Les creux de tension dûs à des courts circuits sont à l'origine de la plupart des défaillances et sont donc les plus intéressants à étudier. Les défaillances sont autant symétriques (défauts sur trois phases) qu'asymétriques (deux phases mises à la terre, deux phases connectées, phase à la terre). Selon le type de défaillance, les amplitudes des creux de tension peuvent être égales (cas symétrique) ou non (cas asymétrique).

1.2.2.3.1 Caractérisation des creux de tension

La figure 1.11 représente le profil typique d'un creux de tension. Dans ce mémoire de thèse, le creux de tension sera caractérisé par deux paramètres pour mesurer sa gravité : l'amplitude (remaining voltage) et sa durée. L'amplitude est la valeur minimale de la tension efficace sur un cycle et sa durée correspond au temps où la tension est sous un seuil défini. L'amplitude du creux de tension en un point du réseau dépend principalement du type de défaillance, de la distance à la défaillance, de la configuration du réseau et de l'impédance de défaillance [Iov 2007]. Nous supposons que la valeur efficace peut être décrite par une valeur de tension simple, ce qui est suffisant pour un système monophasé. Cependant, dans le cas d'un système triphasé, une part importante des dommages sur les équipements dû à un creux de tension concerne des charges triphasées [Abad 2011].

Ce problème est résolu en considérant un creux de tension triphasé avec la valeur la plus importante d'amplitude et la durée la plus longue (cas le plus défavorable). Mais cette méthode ne peut pas refléter la complexité des défaillances réseaux notamment pour les équipements. Il est ainsi plus difficile d'identifier le type et l'origine de la défaillance sans ces informations. Durant des années précédentes, plusieurs recherches ont été menées pour étendre cette caractérisation monophasée au cas général triphasé [Bollen 2000].

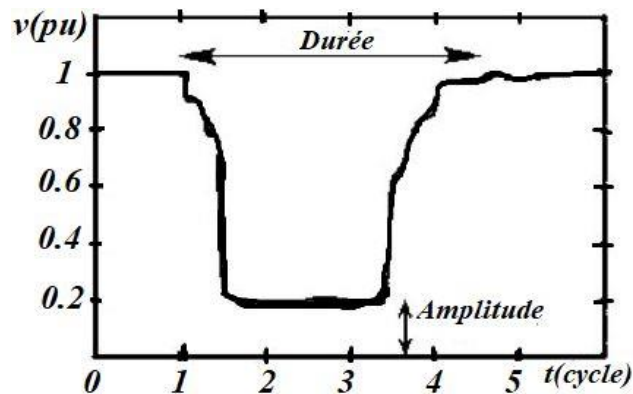


Figure 1. 8: Caractérisation d'un creux de tension

1.2.2.3.2 Classification des creux de tension

Une classification basée sur une transformation vectorielle permet de représenter de manière intuitive les creux de tension. Cette méthodologie permet d'extraire les caractéristiques du creux de tension et de déterminer son type et sa gravité. Sept types de creux de tension sont obtenus à partir d'une transformation vectorielle qui est due à différentes origines (trois phases, deux phases à la terre, deux phases connectées et une phase à la terre). Avec l'hypothèse, que les différentes impédances sont égales [Bollen 2000] [Bollen 1998], les expressions pour les tensions complexes dans ces sept cas sont données dans la figure 1.12 et le Tableau 1.8 ci-dessous.

Les tensions avant la défaillance sont indiquées par les lettres E . Les tensions dans les phases en défaut ou entre les phases sont indiquées par les lettres V . Un transformateur permet de transférer les tensions déséquilibrées dans d'autres repères selon le type de défaut. Par exemple un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) permet une transformation des tensions composées en tensions simples. Ainsi, deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy) permettent de supprimer la composante homopolaire [Smaili 2013].

- **Creux de type A** : Ce type est causé par un défaut phase-terre sur chacune des trois phases. Il possède une faible occurrence. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_a = V \\ V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{cases} \quad (1.1)$$

- **Creux de type B** : Ce type est causé par un défaut phase-terre sur une phase. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_a = V \\ V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\ V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE \end{cases} \quad (1.2)$$

- **Creux de type C** : Ce type est causé par un défaut phase-phase-terre. Pour ce type de creux, un saut de phase est observé. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_a = E \\ V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{cases} \quad (1.3)$$

- **Creux de type D** : Ce type est causé par un défaut phase-phase-terre. La charge est connectée en delta et les trois phases se trouvent diminuées. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_a = V \\ V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\ V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE \end{cases} \quad (1.4)$$

La Figure 1.9 montre les quatre types de creux de base précédemment définis.

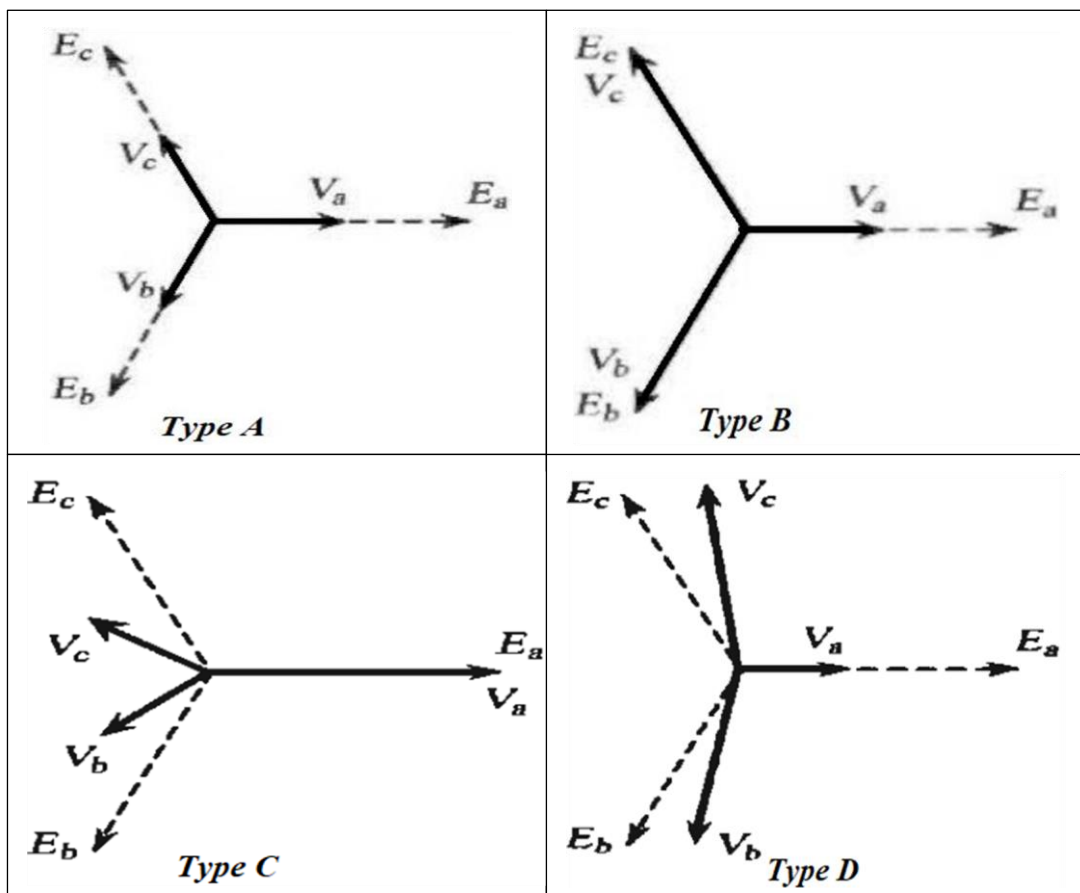


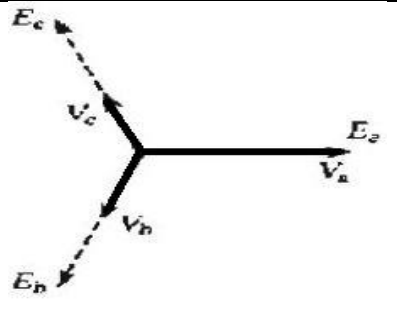
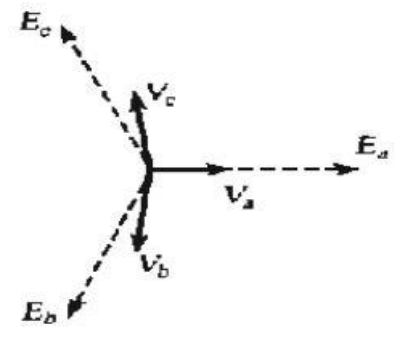
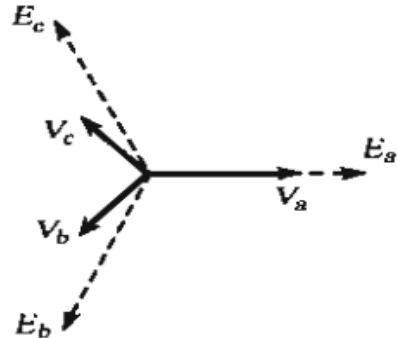
Figure 1. 9: Types de creux de tension de base

Les défauts biphasés conduisent à trois types de creux additionnels. Il s'agit des creux de types E, F et G (voir tableau 1.8).

Un des principaux avantages de cette méthode de classification est qu'elle ne nécessite que le calcul des phaseurs spatiaux et des composantes homopolaires pour analyser les creux de tension. De plus, cela permet une interprétation graphique des modifications complexes des creux de tension. Cette méthode permet également une caractérisation et une classification plus

concise des défauts. Cela permet d'élaborer plus facilement des protocoles de tests pour les convertisseurs de puissance connectés au réseau. Les types B et E peuvent être négligés lorsque nous considérons le cas des creux de tension dans les réseaux de production éolien car ils possèdent une composante homopolaire superflue [Bollen 2005].

Tableau 1. 8: Types de défaut E, Fet G causant un creux de tension [Smaili 2013]

Type	Phaseur	Tension	Description
E		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Deux phases à la terre : Provoque un creux de tension sur deux phases alors que la troisième n'est pas affectée.
F		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE - \frac{\sqrt{3}}{6}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE + \frac{\sqrt{3}}{6}jV$	Type E après un transformateur couplé en triangle /étoile (DY).
G		$V_a = \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V$ $V_b = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Type E après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (DY)

1.2.3 Prescriptions relatives aux systèmes de protection[EL MAKRINI 2018]

1.2.3.1 Équipements de protection

Les installations à énergies renouvelables raccordées au réseau doivent être munie d'un disjoncteur ayant un pouvoir de coupure suffisant pour isoler la zone en défaut située dans

l'installation (défauts internes au producteur) ou sur le réseau (défauts externes au producteur) et quelle que soit la nature du défaut. Un organe de coupure doit être installé au point de raccordement. L'installation doit rester en fonctionnement lorsqu'un court-circuit se produit sur le réseau d'une durée maximale définie par le plan de protection du réseau. Les protections doivent être rapides et fiables pour tout type de défaut à l'intérieur de l'installation afin de réduire la durée des perturbations ressenties par/sur le réseau.

La liaison entre l'installation et le réseau doit comporter à chaque extrémité un dispositif permettant en cas de défaut d'assurer, de façon fiable, la coupure en charge

1.2.3.1.1 Protection de découplage

Les caractéristiques de la protection de découplage dépendent d'une part des caractéristiques du réseau d'alimentation et d'autre part de celle des équipements de l'installation. Le rôle de cette protection est de découpler l'installation de production du réseau d'alimentation en cas de défaut sur le réseau.

La protection de découplage a pour mission, en cas de défaut sur le réseau de faire en sorte que l'installation de protection se découple très rapidement afin de ne pas réalimenter le défaut sur le réseau (problème de sécurité des tiers) et de permettre aux automatismes du réseau d'assurer leur fonction.

1.2.3.1.2 Protection de tension

La protection de tension comprend une fonction de sous-tension et une fonction de surtension. Cette protection doit être suffisamment sélective pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations.

Ainsi, la protection de tension doit respecter les exigences du Code-Grid et elle doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement du parc éolien, lorsqu'il est nécessaire, pour éviter son exploitation dans des conditions de tension inacceptables.

1.2.3.1.3 Protection de fréquence

La protection de fréquence comprend une fonction de sous-fréquence et une fonction de sur-fréquence. Cette protection doit être réglée à des valeurs de seuils et de temporisations suffisamment sélectives pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations. Le réglage de ces protections ne doit en aucun cas interférer avec le plan de défense mis en œuvre par l'opérateur du réseau permettant de rétablir la fréquence du réseau après une perturbation.

La protection de fréquence doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement de la centrale, lorsque requise, pour éviter son exploitation dans des conditions de fréquence inacceptables.

1.2.3.1.4 Protection de courant

Un relais à maximum de courant homopolaire doit être installé permettant de détecter les déséquilibres de courant générés suite à des défauts sur les installations. Ce relais doit être réglé de telle manière à détecter les courants homopolaires et ordonner le déclenchement de l'installation si la valeur mesurée du courant homopolaire dépasse le seuil de réglage.

1.2.3.2 Sélectivité

Les parcs éoliens raccordés au réseau doivent demeurer en service sans déclenchement aussi longtemps que possible en cas de perturbations et sans créer des dégâts matériels sur l'installation.

Les systèmes de protection des installations du producteur doivent être suffisamment sélectifs pour éviter des déclenchements indésirables lors de telles perturbations. Ainsi, aucune protection ne doit occasionner le déclenchement d'installations, directement ou indirectement, pour les variations de tension de courant ou de fréquence.

1.3 Conclusion

Dans ce chapitre une synthèse bibliographique a été présentée et qui concerne les avantages et les inconvénients de l'énergie éolienne, les puissances éoliennes dans le monde et dans le Maroc, constitution d'une éolienne et les types d'éolienne. Les éoliennes à vitesse fixe offrent peu de possibilités de réglage et fonctionnent comme des générateurs passifs. Les éoliennes à vitesse variable offrent plus de possibilités de réglage, mais sont plus coûteuses. L'éolienne basée sur la machine asynchrone à double alimentation offre des capacités qui pourraient lui permettre de participer aux réglages du réseau avec un contrôle bien adapté. Ce genre d'éolienne est à la base de ce travail.

Le chapitre suivant est consacré à la modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MADA.

Chapitre II : Modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MADA

2.1 Introduction

La figure 2.1 présente une configuration typique d'une éolienne utilisant une MADA. La MADA est une génératrice à rotor bobiné dotée d'un système de balais et de bagues. Le stator de la génératrice est relié directement au réseau électrique et le rotor est relié au réseau par une série de convertisseurs électroniques avec un bus continu intermédiaire. La MADA est alimentée par une tension de réseau et par la tension à la sortie du convertisseur électronique de puissance à fréquence variable qui est associé au rotor. Dans le but d'obtenir des vitesses de rotation sous-synchrones et hyper synchrones, la chaîne de conversion électronique associée au rotor doit être bidirectionnelle. Cette opération s'effectue à l'aide d'un convertisseur back-to-back qui consiste en deux convertisseurs de tension utilisant un bus continu commun. Le convertisseur de tension côté réseau est également relié à celui-ci par trois bobines pour filtrer les harmoniques de courant. La partie mécanique de la turbine est composée de pales orientables, d'un multiplicateur de vitesse et d'une transmission de puissance. La partie électrique est composée d'une génératrice, de la chaîne de convertisseurs électroniques de puissance avec son bus continu et son filtre de sortie [Bouscayrol 2000].

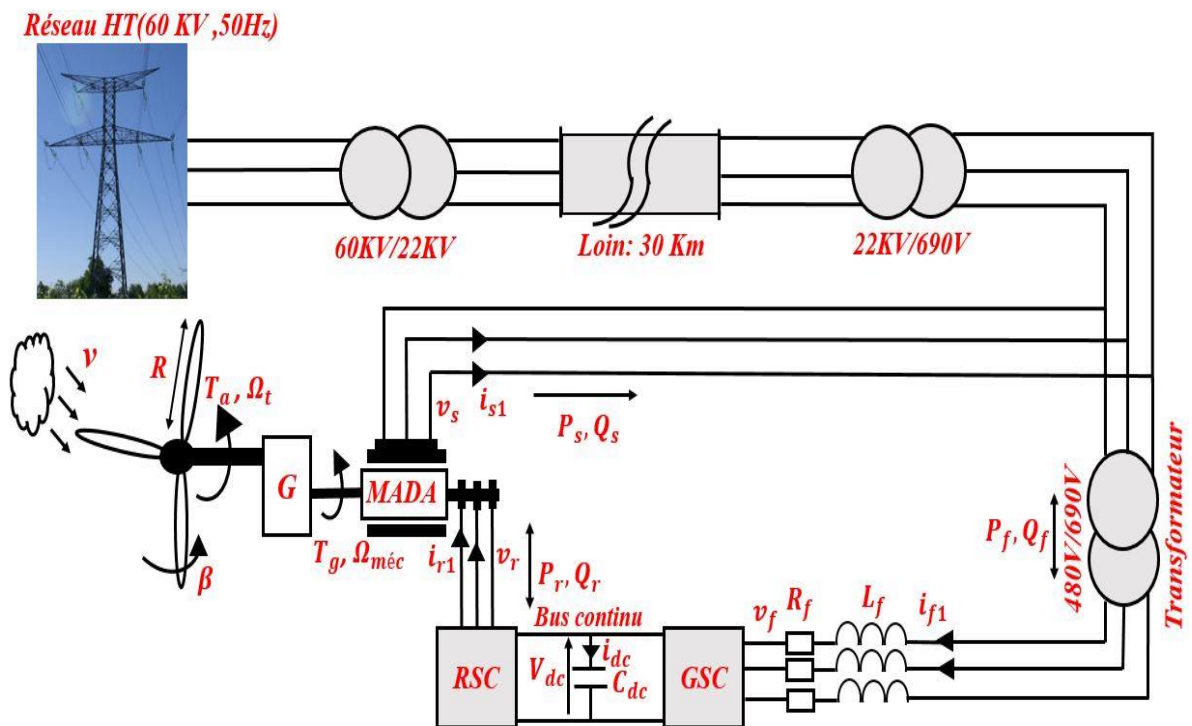


Figure 2. 1: Éolienne à base de MADA connectée au réseau

2.2 Modélisation de la turbine éolienne

2.2.1 Modélisation de la turbine

Le modèle d'éolienne est censé représenter tous les éléments du système de l'éolienne figure 2.2. Les turbines éoliennes installées sont habituellement constituées de trois pales qui pivotent autour de leur axe suivant un angle de calage β , contrôlé par un système électromagnétique.

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G [Heier 2006] [EL AIMANI 2011][Babaie Lajimi 2011] [Idrissi 2019].

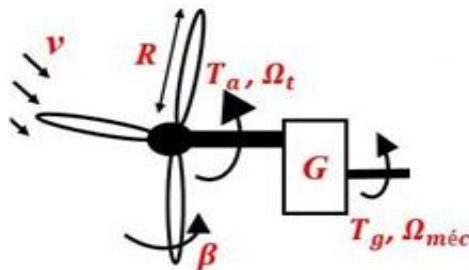


Figure 2. 2: Schéma de la turbine éolienne

La turbine est un mécanisme conçu pour convertir l'énergie du vent en énergie mécanique. Elle est caractérisée par son couple aérodynamique donné par :

$$T_a = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S v^3 \quad (2.1)$$

Avec :

- Ω_t : est la vitesse de la turbine.
- ρ : est la densité de l'air (approximativement 1.225 Kg/m^3 à la pression atmosphérique à 15°C).
- S : est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est la longueur de la pale.
- v : est la vitesse du vent.

- C_p : représente le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend du dimensionnement de la pale, du coefficient de vitesse λ (speed ratio) et de l'angle d'orientation de la pale β .

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du vent comme :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v} \quad (2.2)$$

La formule suivante a été utilisée pour la turbine dans le cadre de cette étude [Abad 2011] [Attoui 2015].

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.5167 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \left(e^{-21/\lambda_i} \right) + 0.0068\lambda \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08\beta)} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \end{cases} \quad (2.3)$$

La figure 2.3 présente les courbes du coefficient de puissance en fonction de λ pour différentes valeurs de β . Le coefficient de puissance maximal (C_{p_max}) obtenu est de 0,44 pour un rapport de vitesse λ de 8,1 (λ_{opt}). En réglant respectivement λ et β à leurs valeurs optimales, le système éolien fournira une puissance électrique optimale.

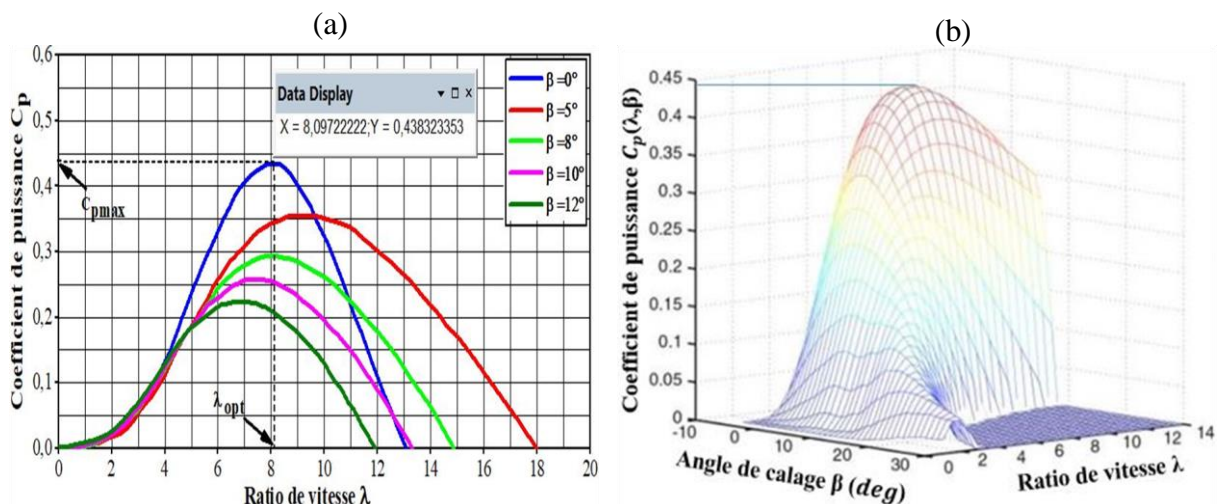


Figure 2. 3: Courbes du coefficient de puissance de la turbine éolienne : (a) dans le plan 2D, (b) dans le plan 3D

2.2.2 Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur de vitesse transforme l'énergie aérodynamique de l'arbre mécanique de l'éolienne (vitesse lente Ω_t) à l'arbre mécanique du rotor de la génératrice (vitesse rapide $\Omega_{méc}$) avec un rapport de vitesse G . Cela se traduit mathématiquement par les équations :

$$\Omega_{méc} = G\Omega_t \quad (2.4)$$

$$T_g = \frac{T_a}{G} \quad (2.5)$$

2.2.3 Modélisation de l'arbre mécanique

La transmission de puissance est composée de l'inertie du rotor de la turbine et de l'inertie de la génératrice. Le modèle mécanique équivalent proposé intègre ces deux inerties.

$$J_{eq} = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (2.6)$$

Il est rappelé que l'inertie du rotor de générateur reste très faible par rapport à l'inertie du rotor de la turbine portée par cet axe. La mise en équation fondamentale de la dynamique permet en effet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique ($T_{méc}$) appliqué au rotor :

$$J_{eq} \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_{méc} \quad (2.7)$$

Où J_{eq} est l'inertie équivalente totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique T_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux T_f et le couple issu du multiplicateur T_g .

$$T_{méc} = T_g - T_{em} - T_f \quad (2.8)$$

T_f est exprimé comme :

$$T_f = f\Omega_{méc} \quad (2.9)$$

f est le coefficient de frottement équivalent de l'arbre égale à $f = (f_t/G^2) + f_g$. Ou f_t et f_g sont les coefficients de frottement de la turbine et du générateur respectivement.

Le schéma bloc correspondant à l'ensemble de ces modélisations est présenté à la figure 2.4.

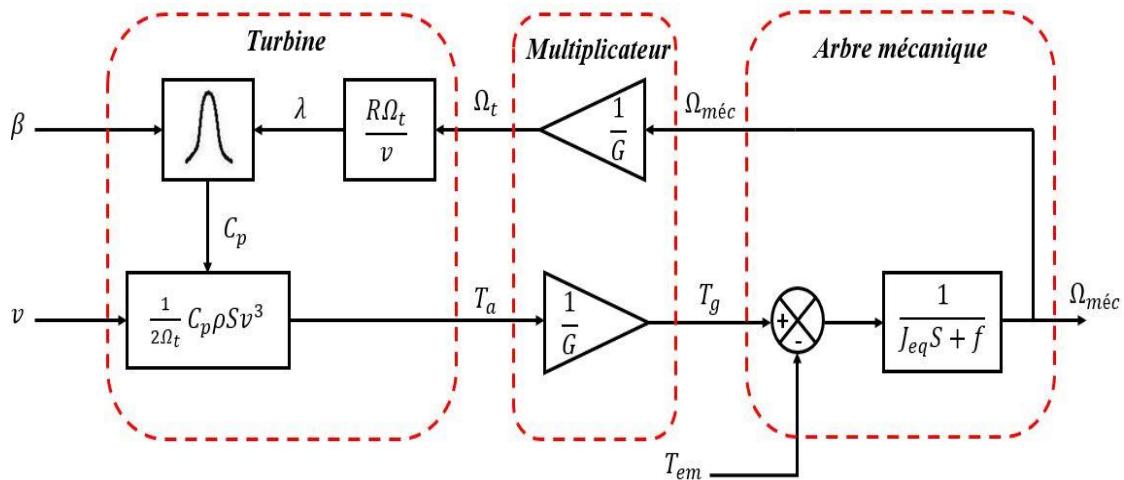


Figure 2. 4: Schéma bloc du modèle de la turbine

2.3 Fonctionnement et modélisation de la MADA

2.3.1 Fonctionnement de la MADA

La MADA présente un stator triphasé identique à celui d'une machine asynchrone classique dite à cage d'écureuil et un rotor constitué d'un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants (balais). Sa robustesse est légèrement diminuée par rapport à une machine asynchrone classique à cause de ce système bagues/balais.

Une fois le stator de la machine connecté au réseau électrique, un flux magnétique apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et du courant statorique. Lors de la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromotrices (fem) dans les enroulements rotoriques [Peter 1990] [Boldea 1993] [Djeriri 2015] [Aimani 2004].

Le rapport entre les f.e.m créées au rotor et au stator est défini par:

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{\omega_s - p\omega_m}{\omega_s} = m \cdot \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \quad (2.10)$$

Avec :

- N_r et N_s : respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique ;
- p : le nombre de paires de pôles ;
- m : le rapport de transformation rotor/stator équivalent au rapport des nombres de spires rotoriques et statoriques ;
- ω_s et ω_e : respectivement les pulsations statorique et électrique de la MADA.

En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \quad (2.11)$$

L'équation (2.10) devient alors :

$$\frac{E_r}{E_s} = m \cdot g \quad (2.12)$$

Les courants au stator et au rotor sont alors liés comme dans un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{1}{m} \quad (2.13)$$

Donc, le rapport entre les puissances apparentes rotorique S_r et statorique S_s s'exprime par :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (2.14)$$

La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la MADA en agissant sur la puissance apparente rotorique via le glissement g .

2.3.2 Modèle de la MADA dans le repère de Park

Dans le but d'établir une commande vectorielle de la MADA, nous rappelons ici sa modélisation dans le repère de Park (ANNEXE N°4). Dans cette étude, nous ferons apparaître

le rapport de transformation m dans les équations. Le modèle repose sur les hypothèses simplificatrices classiques suivantes [Alia et Guedda 2018] [BOUNADJA] [Robyns 2010]:

- entrefer constant ;
- effet des encoches négligé ;
- distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer ;
- influences de l'effet de peau et de l'échauffement non prises en compte ;
- circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante ;
- pas de régime homopolaire puisque le neutre n'est pas connecté.

Ces choix signifient entre autres que les flux sont additifs, que les inductances propres sont constantes et qu'il y a une variation sinusoïdale des inductances mutuelles entre les enroulements statoriques et rotoriques en fonction de l'angle électrique de leurs axes magnétiques [Alia et Guedda 2018] [Smaili 2013] [BA-RAZZOUK 1992].

Les équations des tensions statoriques et rotoriques de la MADA dans le repère de Park sont définies par [Caron 1995] [Canudas de Wit 2000] [Chatelain 1990] [Hughes 2005] [Idjdarene 2008] [Seyoum 2003] [Adekanle 2019] [Loulijat 2021]:

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \\ v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (2.15)$$

Avec :

- v_{sd} et v_{sq} : les tensions statoriques dans le repère de Park ;
- v_{rd} et v_{rq} : les tensions rotoriques dans le repère de Park ;
- i_{sd} et i_{sq} : les courants statoriques dans le repère de Park ;
- i_{rd} et i_{rq} : les courants rotoriques dans le repère de Park ;
- φ_{sd} et φ_{sq} : les flux statoriques dans le repère de Park ;
- φ_{rd} et φ_{rq} : les flux rotoriques dans le repère de Park ;

- R_s et R_r : les résistances respectives des bobinages statorique et rotorique ;

Les flux statoriques et rotoriques, en faisant apparaître le rapport de transformation n , s'expriment par :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{cases} \quad (2.16)$$

Avec :

- L_s : l'inductance cyclique statorique,
- L_r : l'inductance cyclique rotorique,
- M : l'inductance magnétisante,

Les angles de Park relatifs aux grandeurs statoriques et rotoriques sont liés, d'après la figure 2.5, par la relation :

$$\theta_s = \theta_e + \theta_r \quad (2.17)$$

Avec :

- θ_s : l'angle de Park des grandeurs statoriques ;
- θ_r : l'angle de Park des grandeurs rotoriques ;
- θ_e : l'angle électrique entre les bobinages statorique et rotorique.

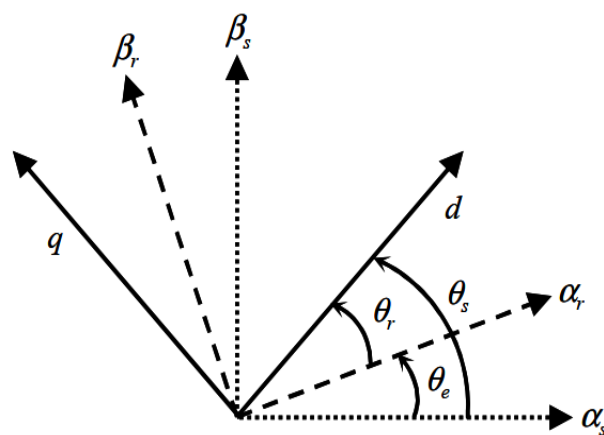


Figure 2. 5: Angles de Park des grandeurs statoriques et rotoriques [Caron 1995]

Les puissances actives et réactives statoriques et rotoriques s'expriment par :

$$\begin{cases} P_s = 1.5(v_{sd} \cdot i_{sd} + v_{sq} \cdot i_{sq}) \\ Q_s = 1.5(v_{sq} \cdot i_{sd} - v_{sd} \cdot i_{sq}) \\ P_r = 1.5(v_{rd} \cdot i_{rd} + v_{rq} \cdot i_{rq}) \\ Q_r = 1.5(v_{rq} \cdot i_{rd} - v_{rd} \cdot i_{rq}) \end{cases} \quad (2.18)$$

Le couple électromagnétique T_{em} peut être exprimé, à partir des flux et des courants statoriques, par :

$$T_{em} = 1.5p(\varphi_{sd} \cdot i_{sq} - \varphi_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (2.19)$$

Il peut également s'exprimer en fonction des courants rotoriques et des flux statoriques par :

$$T_{em} = 1.5p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot (\varphi_{sq} \cdot i_{rd} - \varphi_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (2.20)$$

2.3.3 Modélisation de la connexion du convertisseur côté réseau

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le réseau électrique via le filtre $R_f L_f$. La figure 2.6 illustre l'ensemble de liaison reliée au réseau électrique, constituée par le bus continu, par le CCR et par le filtre d'entrée.

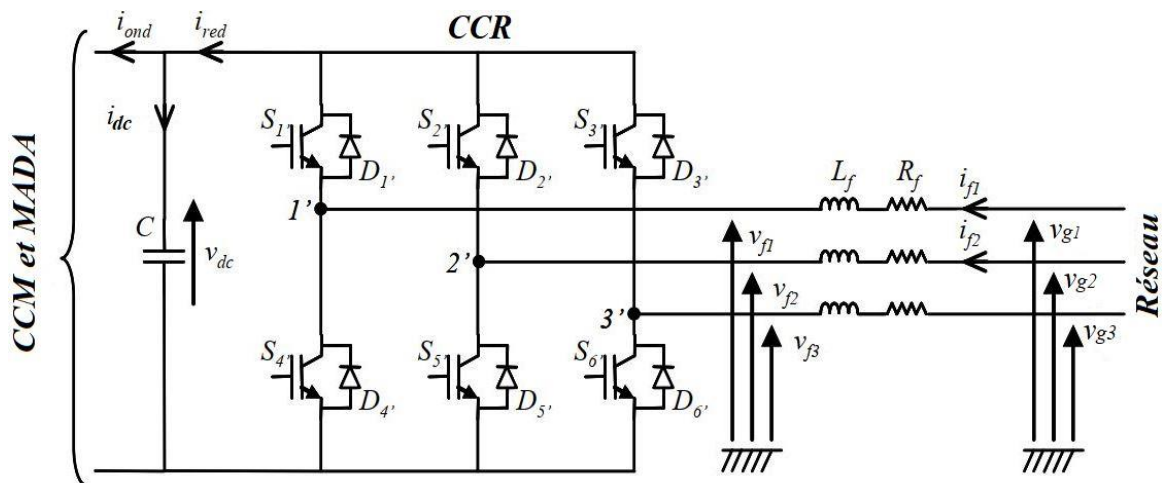


Figure 2. 6: Connexion du CCR au réseau électrique

Avec :

- i_{ond}, i_{red} : respectivement les courants modulés par le CCM et le CCR ;
- i_{dc} : le courant traversant le condensateur ;
- v_{dc} : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur) ;
- S_i', D_i' : respectivement les transistors *IGBT* et les diodes connectées en antiparallèle ($i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$) ;
- R_f et L_f : respectivement la résistance et l'inductance du filtre $R_f L_f$;
- v_{fk} : les tensions simples modulées par le CCR ($k \in \{1, 2, 3\}$) ;
- v_{gk} : les tensions simples du réseau électrique ;
- i_{f1}, i_{f2} : les courants circulant à travers le filtre $R_f L_f$.

2.3.3.1 Modèle du bus continu [Loulijat 2021]

La tension v_{dc} aux bornes du condensateur c_{dc} du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant i_{dc} circulant dans celui-ci :

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{c_{dc}} i_{dc} \quad (2.21)$$

Le courant dans le condensateur est issu d'un nœud à partir du quel circulent deux courants modulés par le CCM et CCR (figure 2.6).

$$i_{dc} = i_{red} - i_{ond} \quad (2.22)$$

2.3.3.2 Modèle du filtre de la liaison au réseau dans le repère de Park (d, q)

D'après la figure 2.7, nous pouvons écrire dans le repère triphasé, selon les lois de Kirchhoff, les expressions suivantes [Gaillard 2010] :

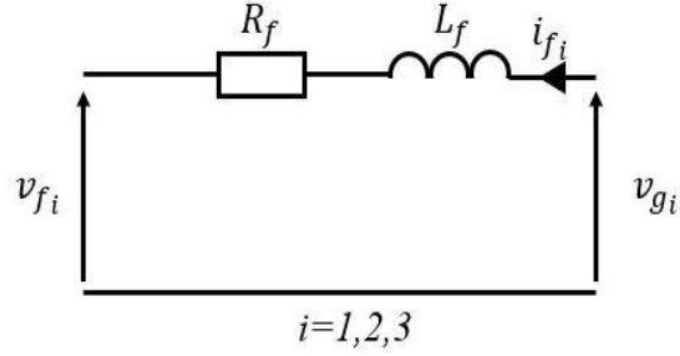


Figure 2. 7: Modèle électrique du filtre $RfLf$

$$\begin{cases} v_{f1} = -R_f \cdot i_{f1} - L_f \frac{di_{f1}}{dt} + v_{g1} \\ v_{f2} = -R_f \cdot i_{f2} - L_f \frac{di_{f2}}{dt} + v_{g2} \\ v_{f3} = -R_f \cdot i_{f3} - L_f \frac{di_{f3}}{dt} + v_{g3} \end{cases} \quad (2.23)$$

En appliquant la transformation de Park aux trois équations précédentes, nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{fd} = -R_f \cdot i_{fd} - L_f \frac{di_{fd}}{dt} + \omega_s \cdot L_f \cdot i_{fq} + v_{gd} \\ v_{fq} = -R_f \cdot i_{fq} - L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \omega_s \cdot L_f \cdot i_{fd} + v_{gq} \end{cases} \quad (2.24)$$

Les puissances active et réactive générées par le CCR sont définies par :

$$\begin{cases} P_f = 1.5(v_{gd} \cdot i_{fd} + v_{gq} \cdot i_{fq}) \\ Q_f = 1.5(v_{gq} \cdot i_{fd} - v_{gd} \cdot i_{fq}) \end{cases} \quad (2.25)$$

2.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne constituée d'une machine asynchrone à double alimentation pilotée par le rotor via des convertisseurs contrôlés par MLI et reliés au réseau via un bus continu et un filtre $R_f L_f$.

Un modèle flexible de la MADA a été construit et basé sur les équations obtenues avec la transformation de Park. Ce modèle est représenté sous la forme générale et facilement implantable dans des environnements de calcul numérique.

Dans le prochain chapitre, nous avons proposé différentes stratégies de commande de la turbine éolienne pour faire une étude comparative au point de vue maximisation de la puissance extraite aérodynamique.

Les résultats obtenus dans ce travail, sont validés par des simulations en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK.

Chapitre III : Stratégies de commande de la turbine éolienne

3.1 Introduction

Une éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la commande de la turbine éolienne. Dans la première partie, le principe de fonctionnement de la turbine éolienne est présenté, en vue de connaître ces principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance, de couple, et la limite de Betz.

Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine. Des modèles analytiques de la turbine éolienne seront réalisés et comparés en utilisant différentes méthodes d'extraction du maximum de puissance MPPT (figure 3.1).

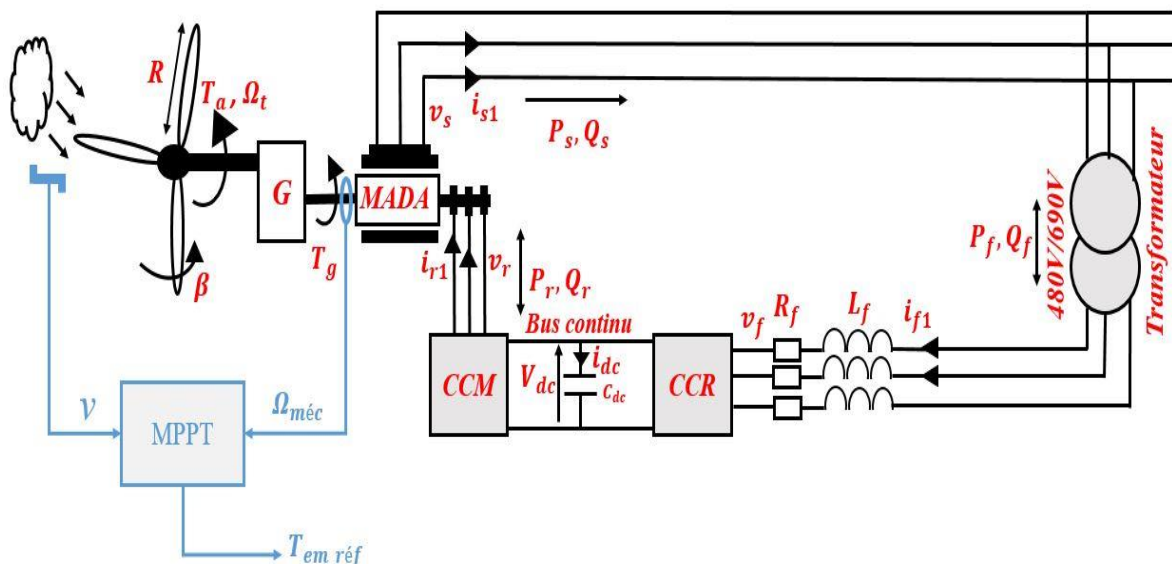


Figure 3. 1: Système éolien avec la stratégie MPPT

3.2 Principe de fonctionnement de la turbine éolienne

La turbine éolienne est un système qui permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passent à travers la surface active S de la voilure [Mirecki 2005]. Dans le système éolien à axe horizontal illustré à la figure 3.1, nous indiquons la vitesse de V_1 en amont de l'éolienne et la vitesse V_2 en aval, en admettant que le vent qui traverse le rotor est égal à

lamoyenne entre la vitesse du vent non perturbé devant l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après son passage dans le rotor V_2 soit : $\frac{V_1+V_2}{2}$, la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \quad (3.1)$$

La puissance P_m alors extraite se calcule par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (deuxième loi de Newton).

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (3.2)$$

Soit en remplaçant m par son expression :

$$P_m = \frac{\rho S(V_1+V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (3.3)$$

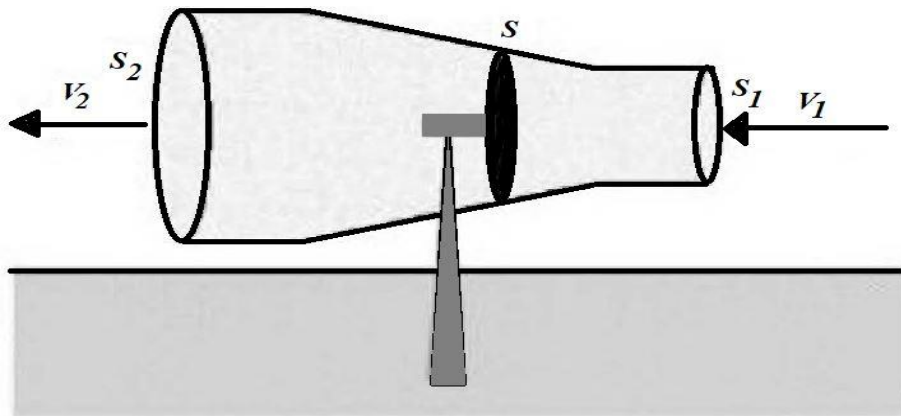


Figure 3. 2: Tube de courant autour d'une éolienne

En théorie, le vent non perturbé passerait cette même surface S sans diminution de vitesse, c'est-à-dire à la vitesse V_1 , la puissance résultante P_{mt} serait alors de :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (3.4)$$

Le rapport qui existe entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible et alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (3.5)$$

Ce rapport $\frac{P_m}{P_{mt}}$ appelé aussi coefficient de puissance C_p a un maximum de $\left(\frac{27}{16}\right)$ soit 0,59. En effet, c'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Comme cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ qui représente le rapport entre la vitesse du bout des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

Selon la loi de Betz, la puissance maximale est :

$$P_{\max} = \frac{27}{16} P_{mt} = 0.59 P_{mt} \quad (3.6)$$

De cette façon, la formule de Betz montre que l'énergie maximale pouvant être recueillie par une éolienne ne peut dépasser 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui la traverse par seconde ; c'est ainsi que l'on définit le coefficient de puissance maximale théorique [Ghedamsi 2008] :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{\max}}{P_{mt}} = \frac{2P_{\max}}{\rho S V_1^3} \quad (3.7)$$

En associant les équations (3.1), (3.4) et (3.5), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} P_{mt} = C_p P_{mt} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (3.8)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega_1}{V_1} \quad (3.9)$$

Ω_1 : Vitesse de rotation avant le multiplicateur de vitesse G

La puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur électrique P_{mg} s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{R\Omega_2}{GV_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (3.10)$$

Avec Ω_2 : Vitesse de rotation après multiplicateur.

3.3 Stratégie de commande de la turbine éolienne

3.3.1 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne de grande puissance

La figure 3.3 illustre la caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne, qui peut être décomposée en quatre zones [El Aimani 2004].

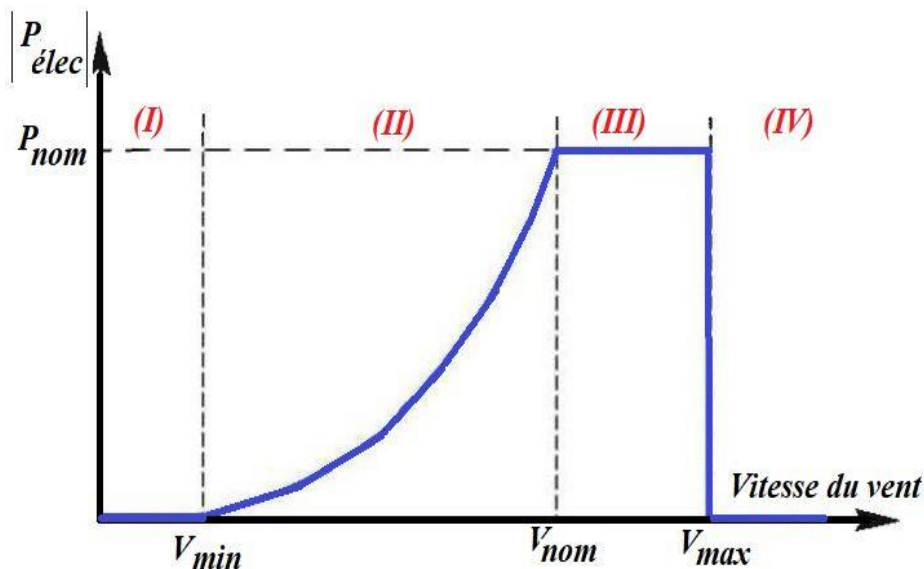


Figure 3. 3: Caractéristique puissance-vitesse typique d'une éolienne de grande puissance

- Zone I : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre le démarrage de l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro.

- Zone II : le vent atteint une vitesse minimale V_{min} 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_{nom} correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_{nom} et de la vitesse de rotation Ω_{nom} .
- Zone III : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur 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).
- Zone IV : Dès que le vent atteint sa valeur maximale V_{max} , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta = 90^\circ$).

3.3.2 Système de contrôle de l'aéroturbine

La mise sous contrôle de l'aéroturbine se fait par deux boucles de régulation, qui sont fortement liées [Smaili 2013] :

1. Boucle de régulation de la vitesse.
2. Boucle de régulation de la puissance.

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Les deux boucles de contrôle sont impliquées dans la stratégie de limitation de la puissance. Quand la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de contrôle de la vitesse pour extraire la puissance maximale du vent. Lors d'une rafale de vent la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone III.

3.3.3 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de cloche. En effet, pour chaque vitesse du vent, il faut rechercher la puissance maximale, ce qui revient à trouver la vitesse de rotation optimale. Dans la figure 3.4, on peut voir les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation de la turbine. La ligne pointillée de chaque courbe correspond à une vitesse de vent v donnée. Une courbe dite de puissance optimale, définie par l'équation suivante, est donnée par l'ensemble des sommets de ces caractéristiques (courbe rouge) qui sont les points optimaux recherchés [Smaili 2013].

$$P_{a,opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt} (\lambda_{opt}) \rho S v^3 \quad (3.11)$$

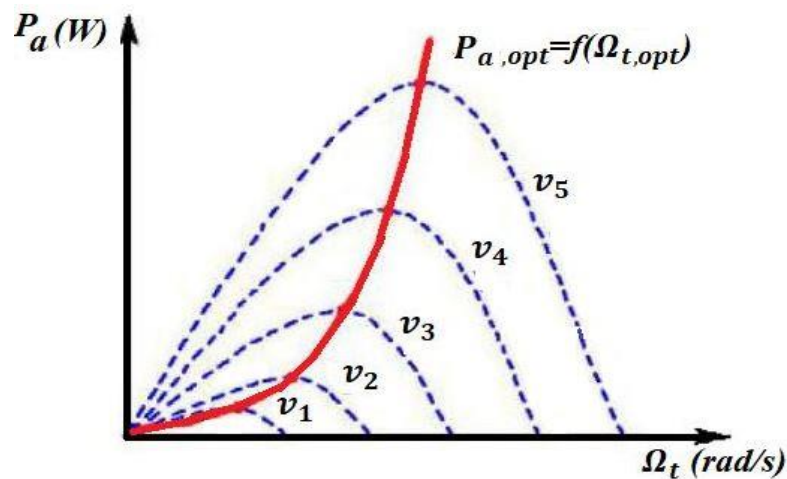


Figure 3. 4: Caractéristique de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation

[Smaili 2013]

Un fonctionnement idéal du système éolien ne peut être assuré que par un suivi parfait de cette courbe. Pour atteindre cet objectif, une commande spécifique dont le nom est connu sous la terminologie : Maximum Power Point Tracking (MPPT) correspond à la zone II doit être utilisée. Le principe de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique

afin d'ajuster la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possibles [Smaili 2013] :

1. La première approche, la moins classique, considère que la caractéristique $C_p=f(\lambda)$ n'est pas connue.
2. La deuxième approche considère que la caractéristique $C_p=f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

3.3.4 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de l'éolienne

Cette façon de procéder exige que le fabricant de la turbine effectue des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil des pales. Cette caractérisation offre la possibilité de simplifier considérablement l'algorithme de recherche de la puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus simples et moins coûteux. Cette approche fait appel à deux familles de structures de commande :

3.3.5 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

Une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à obtenir dans la pratique. Ceci pour deux raisons [El Aimani 2004] :

Le capteur anémométrique se trouve en arrière du rotor de l'éolienne, ce qui donne une fausse lecture de la vitesse du vent. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 80m pour une éolienne de 2MW), une variation sensible du vent apparaît en fonction de la hauteur où se trouve l'anémomètre. La mise en œuvre d'un seul anémomètre ne permet donc d'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est pas suffisamment fidèle à sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Par conséquent, toute erreur de mesure de la vitesse entraîne nécessairement une dégradation de la puissance captée par la technique d'extraction précédente. De ce fait, la plupart des éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse.

Cette deuxième structure de contrôle repose sur la base de l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine [El Aimani 2004] [Gaillard 2010] :

$$J_{eq} \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_{méc} = 0 = T_g - T_{em} - T_f \quad (3.12)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique $T_{méc}$ développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($T_f = 0$), on obtient :

$$T_{em} = T_g \quad (3.13)$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien.

$$T_{em_réf} = \frac{T_{a_estimé}}{G} \quad (3.14)$$

Sachant que :

$$P_a = C_p P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho S v^3}{2} \quad (3.15)$$

Et :

$$T_a = \frac{P_a}{\Omega_t} \quad (3.16)$$

Alors :

$$T_{a_estimé} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S}{2} \frac{1}{\Omega_{t_estimé}} v_{estimé}^3 \quad (3.17)$$

Ainsi :

$$\Omega_{t_estimé} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (3.18)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation suivante :

$$v_{\text{estimé}} = \frac{R\Omega_t}{\lambda} \quad (3.19)$$

Après un calcul et une série de combinaison on aboutit à l'équation suivante :

$$T_{em_réf} = \frac{C_p}{\lambda^3} \frac{\rho\pi R^5}{2} \frac{\Omega_{méc}^2}{G^3} \quad (3.20)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur λ_{opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p_max} . Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$T_{em_réf} = \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \frac{\rho\pi R^5}{2} \frac{\Omega_{méc}^2}{G^3} \quad (3.21)$$

L'expression du couple de référence peut se mettre donc sous la forme suivante :

$$T_{em_réf} = K_{opt} \Omega_{méc}^2 \quad (3.22)$$

Tel que :

$$K_{opt} = \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \frac{\rho\pi R^5}{2G^3} \quad (3.23)$$

La représentation sous forme de schéma bloc est présentée dans la figure 3.5 suivante :

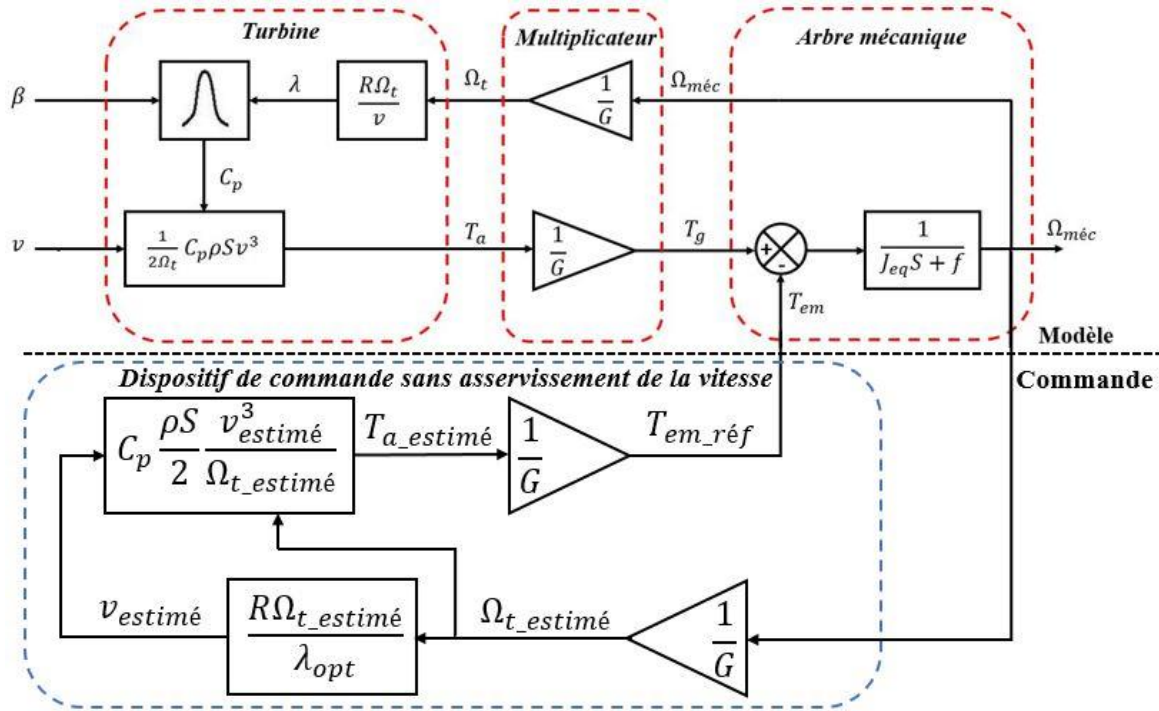


Figure 3. 5: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

3.3.6 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Les fluctuations du vent provoquent des perturbations dans le système de conversion éolien, et créent des variations continues de puissance. A partir de cet effet, on suppose que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance générée.

$$T_{em} = T_{em_réf} \quad (3.24)$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est réalisé en utilisant un asservissement de vitesse adéquat pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$T_{em_réf} = C(s)(\Omega_{méc_réf} - \Omega_{méc}) \quad (3.25)$$

Avec :

- $C(s)$: correcteur de vitesse.
- $\Omega_{méc_réf}$: La vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence est dépendante de celle de la turbine qui doit être fixée pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{méc_réf} = G \Omega_{t_réf} \quad (3.26)$$

Selon l'équation, la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_t = \frac{v\lambda}{R} \quad (3.27)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale $C_{p, max}$ peut se déduire de l'équation (3.15) :

$$\Omega_{t_réf} = \frac{v\lambda_{opt}}{R} \quad (3.28)$$

La figure 3.6 ci-dessous représente le schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse.

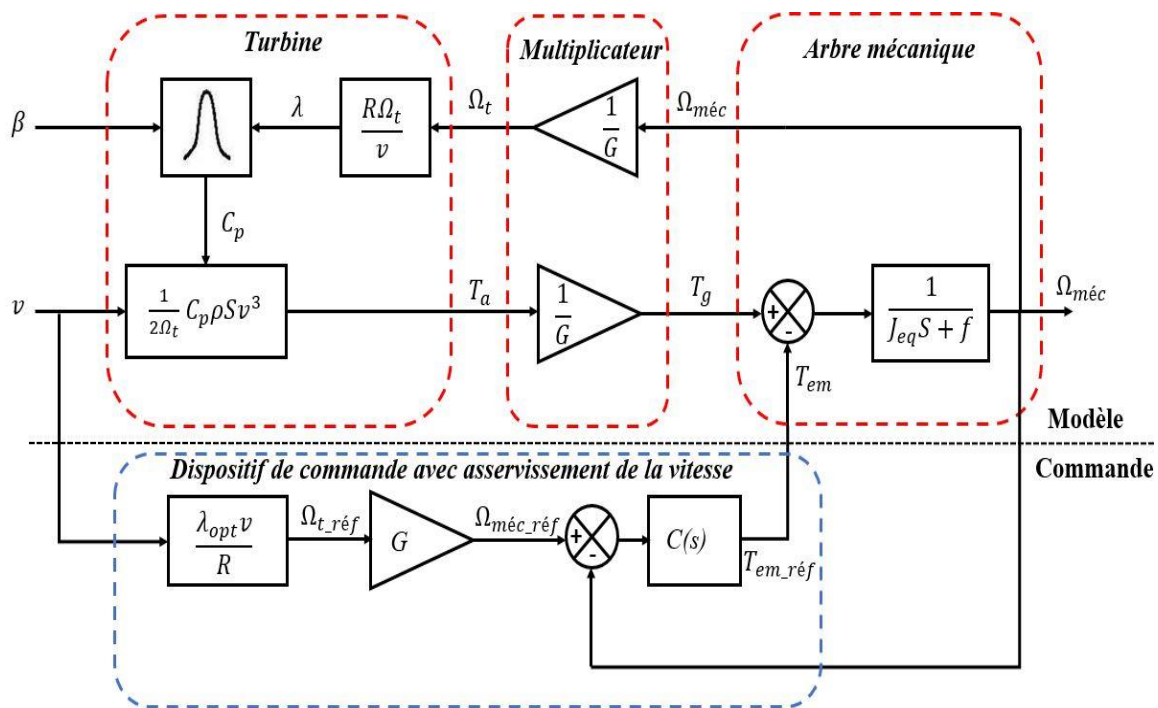


Figure 3. 6: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse

3.3.7 Synthèse des différents correcteurs de vitesse

Le fonctionnement du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Différentes technologies de correcteur peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Trois correcteurs ont été utilisés, le correcteur à avance de phase, le correcteur proportionnel intégral (PI) avec anticipation, et le correcteur par mode glissant d'ordre deux avec un observateur à grand gain (MGO2-OGG).

3.3.7.1 Correcteur à avance de phase [Smaili 2013]

Le correcteur considéré a pour expression :

$$T_{em_réf} = \left(\frac{a_0 + a_1 s}{1 + \tau s} \right) (\Omega_{méc_réf} - \Omega_{méc}) \quad (3.29)$$

a_0, a_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer.

s est l'opérateur de Laplace.

Le correcteur à avance de phase est une forme approchée du correcteur proportionnel dérivé PD qui est physiquement irréalisable (condition de causalité non vérifiée).

Le correcteur a un effet :

- Augmentation de la marge de phase (comme l'indique le nom du correcteur).
- Augmentation de la bande passante (augmentation de la rapidité c-à-d diminution de t_r).
- Erreurs en régime permanent imposées.
- Augmentation de la marge de stabilité => effet dérivateur.
- Sensibilité aux bruits à cause de l'élargissement de la bande passante.

Un schéma bloc du correcteur à avance de phase est représenté à la figure 3.7 ci-dessous.

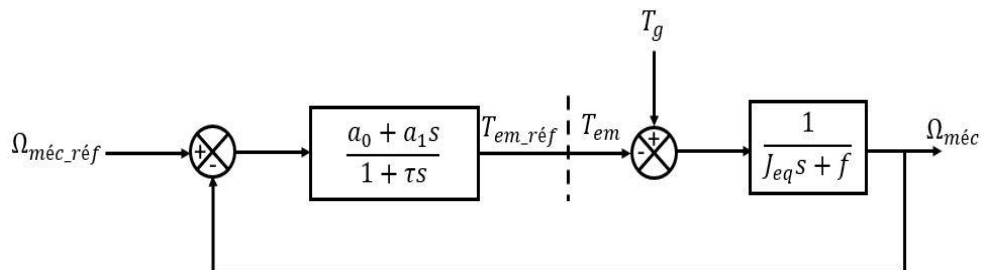


Figure 3. 7: Schéma bloc du correcteur à avance de phase

La fonction de transfert en boucle fermée adopte la forme suivante :

$$\Omega_{méc} = F(s)\Omega_{méc_réf} + P(s)T_g \quad (3.30)$$

Où $F(s)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(s) = \frac{a_0 + a_1 s}{a_0 + f + (f\tau + J_{eq} + a_1)s + J_{eq}\tau s^2} \quad (3.31)$$

Et $P(s)$ est la fonction de transfert de la perturbation T_g :

$$P(s) = \frac{1 + \tau s}{a_0 + f + (a_1 + J_{eq} + f\tau)s + J_{eq}\tau s^2} \quad (3.32)$$

Pour que l'action de la perturbation (couple éolien T_g) soit atténuée, le paramètre a_0 doit être élevé. Les autres paramètres (a_1 et τ), sont déterminés pour avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement m définis comme suit :

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{a_0 + f}{J_{eq}\tau}} \\ m = \frac{a_1 + J_{eq} + \tau f}{a_0 + f} \cdot \frac{\omega_n}{2} \end{cases} \quad (3.33)$$

La constante de temps τ permet de régler la pulsation naturelle et donc le temps de réponse de l'asservissement de vitesse :

$$\begin{cases} a_0 = J_{eq}\tau\omega_n^2 - f \\ a_1 = \frac{2m}{\omega_n}(a_0 + f) - \tau f - J_{eq} \end{cases} \quad (3.34)$$

Le temps de réponse en boucle fermée a un impact sur la valeur de la variation de puissance au moment de la connexion au réseau. En effet, plus ce dernier est réduit, plus la puissance électrique produite en régime transitoire, c'est-à-dire au démarrage du générateur, est importante, et vice versa. Un temps de réponse de 100 ms en boucle fermée, choisi pour limiter la production de puissance au démarrage, est obtenu, en considérant la fonction de transfert anticipatrice suivante, comme le montre la figure 3.8.

$$T(s) = \frac{a_0 + f + (a_1 + J_{eq} + \tau f)s + J_{eq} \tau s^2}{(a_0 + a_1 s)(1 + \tau s)} \quad (3.35)$$

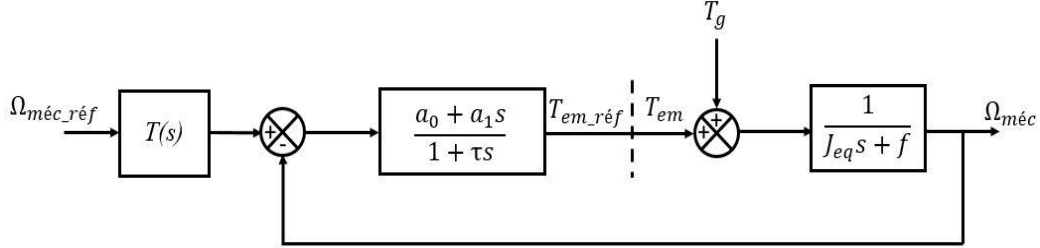


Figure 3. 8: Schéma bloc du correcteur à avance de phase avec la fonction de transfert anticipatrice

3.3.7.2 Correcteur PI avec anticipation [Smaili 2013]

Pour ce type de correcteur, le correcteur PI utilisé est classique et décrit par l'équation suivante :

$$T_{em_réf} = \left(b_1 + \frac{b_0}{s} \right) (\Omega_{méc_réf} - \Omega_{méc}) \quad (3.36)$$

b_1 : Gain proportionnel et b_0 gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer.

La fonction de transfert en boucle fermée est identique à la précédente (3.31).

Avec :

$$F(s) = \frac{b_1 s + b_0}{b_0 + (f + b_1)s + J_{eq} s^2} \quad (3.37)$$

$$P(s) = \frac{s}{b_0 + (f + b_1)s + J_{eq} s^2} \quad (3.38)$$

Le paramètre b_0 doit être augmenté pour atténuer l'action du couple éolien T_g . La pulsation naturelle ω_n et le coefficient d'amortissement m sont déterminés par :

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{J_{eq}}} \\ m = \frac{f + b_1}{J_{eq}} \cdot \frac{\omega_n}{2} \end{cases} \quad (3.39)$$

Ainsi, afin d'imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donnés, nous avons :

$$\begin{cases} b_0 = J_{eq} \omega_n^2 \\ b_1 = \frac{2b_0 m}{\omega_n} - f - J_{eq} \end{cases} \quad (3.40)$$

Le paramètre b_1 est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement donné (un coefficient d'amortissement $m = 0.707$ conduit au temps de réponse le plus court pour une valeur donnée de la fréquence propre non amortie ω_n). La fonction de transfert anticipatrice (3.29), est donnée selon cette expression :

$$T(s) = \frac{b_0 + (f + b_1)s + J_{eq}s^2}{(b_0 + b_1s) \left(1 + \frac{0.05}{3}s\right)} \quad (3.41)$$

La figure 3.9 ci-dessous représente le schéma bloc du correcteur PI avec anticipation.

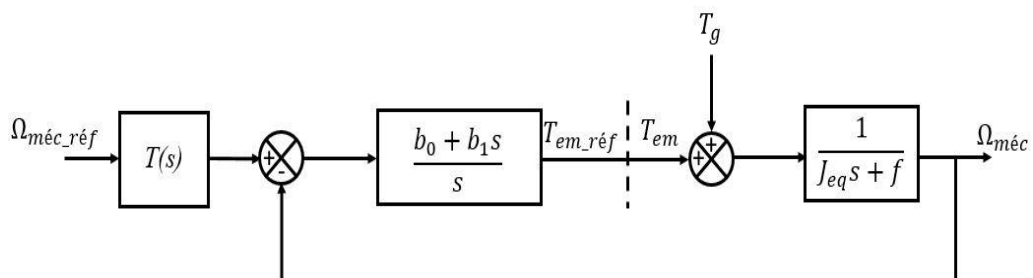


Figure 3. 9: Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation

3.3.7.3 Correcteur MGO2-OGG [Loulijat(1) 2021]

Pour une efficacité maximale de la turbine, il est nécessaire de maintenir le coefficient de puissance à son maximum. D'après l'équation 3.15, le couple aérodynamique peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\begin{cases} T_a = \alpha_{opt} \Omega_t^2 \\ \alpha_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \end{cases} \quad (3.42)$$

Où λ_{opt} est le rapport de vitesse qui nous permet de maximiser la puissance captée. Le but de la stratégie suivante est que T_a converge vers T_{opt} alors que la loi standard impose que $T_g = T_{opt}$. Cette simplification revient à négliger l'effet de la transmission mécanique induisant une perte de rendement.

Nous allons tout d'abord utiliser un observateur à grand gain [Khalil 2013] pour estimer le couple aérodynamique. En comparaisons à un observateur par mode glissant [Deshpande 2020], il nous permet de réduire le phénomène de broutement en pratique [Khalil 2013]. On applique le principe fondamental de la dynamique sur l'arbre de la turbine, on trouve l'équation suivante :

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{T_a}{J_t} - \frac{T_{em}}{J_t} - \frac{f_t \Omega_t}{J_t} \quad (3.43)$$

En choisissant les variables d'état suivantes :

$$\begin{cases} x_1 = \Omega_t \\ x_2 = \frac{T_a}{J_t} \end{cases} \quad (3.44)$$

En obtenant le système suivant :

$$\dot{x} = \begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 - \frac{f_t}{J_t} x_1 - \frac{T_{em}}{J_t} \\ \dot{x}_2 = f(t) \end{cases} \quad (3.45)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \\ C = [1 \ 0] \\ \varphi(x, u) = \begin{bmatrix} \frac{-f_t x_1 - u}{J_t} \\ 0 \end{bmatrix} \\ \varepsilon(t) = \begin{bmatrix} 0 \\ f(t) \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (3.46)$$

Le système d'équation 3.45 peut réécrire sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + \varphi(x, u) + \varepsilon(t) \\ y = Cx \end{cases} \quad (3.47)$$

Donc, le modèle d'état d'un observateur à grand gain qui est candidat au système décrit par l'équation d'état (3.47) est [Adekanle 2018] [Zareian 2020] [Kadrine 2020] [Farza 2004] :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}} = A\hat{x} + \varphi(\hat{x}, u) - \theta \Delta_\theta^{-1} S^{-1} C^{-1} C (\hat{x} - x) \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad (3.48)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta_\theta = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\theta} \end{bmatrix} \\ S = \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (3.49)$$

Où :

- $\theta \geq 1$ est le paramètre de réglage de l'observateur.
- Δ_θ est la matrice diagonale.
- S est l'unique solution de l'équation algébrique de Lyapunov définie par l'équation 3.50 [Adekanle 2018] [Zareian 2020] [Kadrine 2020] [Farza 2004] :

$$S + A^T S + SA - C^T C = 0 \quad (3.50)$$

On définit l'erreur d'estimation par :

$$\tilde{x} = \hat{x} - x \quad (3.51)$$

En dérivant l'équation précédente, nous avons :

$$\dot{\tilde{x}} = (A - \theta \Delta_\theta^{-1} S^{-1} C^T C) \tilde{x} + (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - \varepsilon(t) \quad (3.52)$$

Maintenant, on peut facilement vérifier que :

$$\theta \Delta_\theta^{-1} A \Delta_\theta = A \quad \text{et} \quad C^T C \Delta_\theta = C^T C \quad (3.53)$$

Par conséquent :

$$\dot{\tilde{x}} = \theta \Delta_\theta^{-1} (A - S^{-1} C^T C) \Delta_\theta \tilde{x} + (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - \varepsilon(t) \quad (3.54)$$

On introduit maintenant le changement de variable suivant :

$$\bar{x} = \Delta_\theta \tilde{x} \quad (3.55)$$

On dérive l'équation 3.55, on obtient :

$$\dot{\tilde{x}} = \Delta_\theta \left(\theta \Delta_\theta^{-1} (A - S^{-1} C^T C) \Delta_\theta \tilde{x} + (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - \varepsilon(t) \right) \quad (3.56)$$

$$\dot{\bar{x}} = \theta (A - S^{-1} C^T C) \bar{x} + \Delta_\theta (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - \Delta_\theta \varepsilon(t) \quad (3.57)$$

- Etablissement des conditions de convergence

Pour examiner la convergence, il suffit de se procurer la fonction quadratique de Lyapunov (3.58) et la preuve de l'énoncé de **Lemma 2.1** (ANNEXE N°1) [Farza 2004] [TREANGLE 2018] [Oueder 2014] :

$$V(\bar{x}) = \bar{x}^T S \bar{x} \quad (3.58)$$

En dérivant la fonction de Lyapunov, nous obtenons :

$$\dot{V}(\bar{x}) = 2\bar{x}^T S \dot{\bar{x}} \quad (3.59)$$

$$\dot{V}(\bar{x}) = 2\bar{x}^T S \left(\theta (A - S^{-1} C^T C) \bar{x} + \Delta_\theta (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - \Delta_\theta \varepsilon(t) \right) \quad (3.60)$$

$$\dot{V}(\bar{x}) = -\theta V - \bar{x}^T C^T C \bar{x} + 2\bar{x}^T S \Delta_\theta (\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u)) - 2\bar{x}^T S \Delta_\theta \varepsilon(t) \quad (3.61)$$

Avec l'équation 3.51, on peut écrire :

$$\dot{V}(\bar{x}) \leq -\theta V + 2\|\bar{x}\| \sigma_{\max}(S) \left(\|\Delta_{\theta}(\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u))\| + \|\Delta_{\theta} \varepsilon(t)\| \right) \quad (3.62)$$

Où $\sigma_{\max}(S)$ est la plus grande valeur propre de S . Maintenant, nous pouvons supposer la fonction φ est une fonction lipschitzienne, bornée, et pour une constante τ qui ne dépend pas de θ [Gauthier 1992], on peut écrire :

$$\begin{cases} \|\Delta_{\theta}(\varphi(\hat{x}, u) - \varphi(x, u))\| \leq \tau \|\bar{x}\| \\ \tau = \frac{f_t}{J_t} \end{cases} \quad (3.63)$$

Et avec $\rho \geq \sup_{t \geq 0} \|\varepsilon(t)\|$, on peut écrire :

$$f(t) \leq \rho \quad (3.64)$$

Par conséquent :

$$\dot{V}(\bar{x}) \leq -\theta V + 2\|\bar{x}\|^2 \sigma_{\max}(S) \tau + 2\|\bar{x}\| \sigma_{\max}(S) \frac{\rho}{\theta} \quad (3.65)$$

Ce qui équivaut de :

$$\begin{cases} \dot{V}(\bar{x}) \leq -\theta V + c_1 V + c_2 \frac{\rho}{\theta} \sqrt{V} \\ c_1 = 2 \frac{\sigma_{\max}(S)}{\sigma_{\min}(S)} \tau \\ c_2 = 2 \frac{\sigma_{\max}(S)}{\sqrt{\sigma_{\min}(S)}} \end{cases} \quad (3.66)$$

On pose :

$$\left\{ \begin{array}{l} \theta_0 = \max \{1, c_1\} \\ \sigma = \sqrt{\frac{\sigma_{\max}(S)}{\sigma_{\min}(S)}} \\ \eta_\theta = \frac{\theta - c_1}{2} \\ \Gamma_\theta = 2 \frac{\sigma_{\max}(S)}{\sigma_{\min}(S)(\theta - c_1)} \end{array} \right. \quad (3.67)$$

D'après le théorème **Lemma 2.1**. Supposons que le système (3.48) satisfasse toutes les hypothèses qu'on a considéré ci-dessus et pour $\theta > \theta_0$, nous pouvons établir l'inégalité suivant :

$$\|\tilde{x}(t)\| \leq \theta \sigma e^{-\eta_\theta t} \|\tilde{x}(0)\| + \Gamma_\theta \rho \quad (3.68)$$

Avec $\hat{T}_a = J_t \hat{x}_2$, il vient que :

$$\tilde{T}_a = \hat{T}_a - T_a \leq J_t (\theta \sigma e^{-\eta_\theta t} \|\tilde{x}(0)\| + \Gamma_\theta \rho) \quad (3.69)$$

Γ_θ Diminue quand θ augmente permettant ainsi d'avoir une estimation pratique du couple aérodynamique.

- Détermination de la loi de contrôle

Le mode glissant du second ordre est la loi de contrôle utilisée dans cette partie est fondée sur l'algorithme du Super-twisting (ANNEXE N°2) de sorte que le couple aérodynamique estimé converge vers le couple optimal dans un court laps de temps [Touati 2015]. L'erreur de poursuite est définie par :

$$e_T = T_{opt} - \hat{T}_a \quad (3.70)$$

La dynamique de cette erreur est donnée par sa dérivée par rapport au temps.

$$\dot{e}_T = \frac{2\alpha_{opt}\Omega_t}{J_t} (\hat{T}_a - f_t\Omega_t - T_{em}) - \dot{\hat{T}}_a \quad (3.71)$$

Nous développons la dernière expression, on a :

$$\dot{e}_T = -\frac{2\alpha_{opt}\Omega_t}{J_t} T_{em} + \left[\frac{2\alpha_{opt}\Omega_t}{J_t} (\hat{T}_a - f_t\Omega_t) - \dot{\hat{T}}_a \right] \quad (3.72)$$

On pose :

$$W = \left[\frac{2\alpha_{opt}\Omega_t}{J_t} (\hat{T}_a - f_t\Omega_t) - \dot{\hat{T}}_a \right] \quad (3.73)$$

Donc la dérivée seconde de l'erreur de poursuite est :

$$\ddot{e}_T = -G\dot{T}_{em} + \dot{W} \text{ avec } G = 2\alpha_{opt}\Omega_t \quad (3.74)$$

Par conséquent, la loi de contrôle discontinu est donnée par [Levant 2007] [Moussa 2019] [Zhang 2019] :

$$\begin{cases} T_{em_disc} = U + \beta_1 |e_T|^{0.5} \operatorname{sgn}(e_T) \\ \dot{U} = \beta_2 \operatorname{sgn}(e_T) \end{cases} \quad (3.75)$$

Les constantes β_1 et β_2 satisfont aux inégalités suivantes :

$$\begin{cases} \beta_1 \geq \frac{\Phi_2}{\mu_m} \\ \beta_2^2 \geq \frac{4\Phi_2\mu_M(\beta_1 + \Phi_1)}{\mu_m^3(\beta_1 - \Phi_1)} \\ |\dot{W}| < \Phi_2 \\ 0 < \mu_m \leq G \leq \mu_M \end{cases} \quad (3.76)$$

Ainsi, nous pouvons dire qu'il existe un temps fini t_c pour que $:t \geq t_c \Rightarrow T_a = T_{opt}$

La loi de contrôle équivalente peut être obtenue en annulant l'équation 3.72 :

$$T_{em_eq} = \frac{J_t}{2\alpha_{opt}\Omega_t} \left[\frac{2\alpha_{opt}\Omega_t}{J_t} (\hat{T}_a - f_t\Omega_t) - \dot{\hat{T}}_a \right] \quad (3.77)$$

Le schéma ci-dessous illustre la stratégie MPPT avec le contrôle MGO2-OGG.

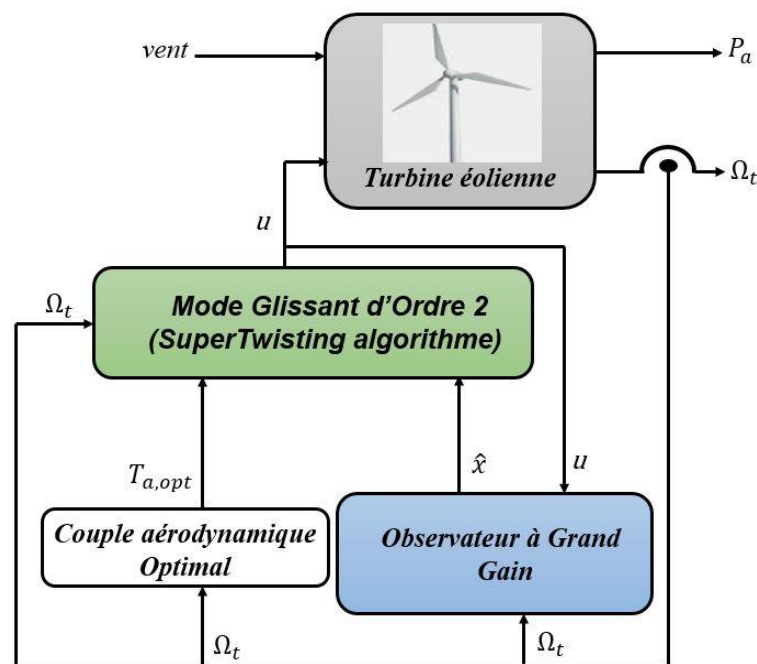


Figure 3. 10: MPPT avec le contrôle MGO2-OGG

3.4 Résultats de simulation

La simulation de ces trois structures de contrôle a été effectuée en tenant compte d'un profil de vent moyen autour de 11 m/s (figure 3.11). Les résultats obtenus pour les différentes stratégies de contrôle utilisées sont présentés.

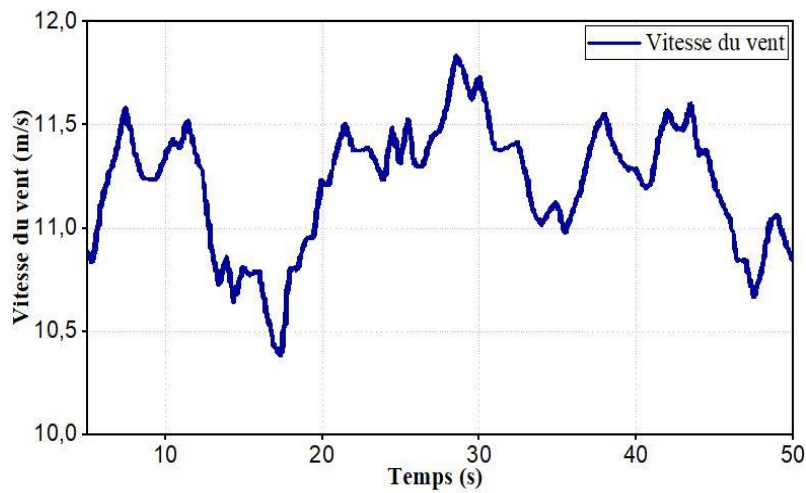


Figure 3. 11: Profil du vent appliqué

Par ailleurs, en négligeant les pertes d'origine électrique, la puissance électrique devient égale à la puissance électromagnétique définie par : $T_{em}\Omega_{méc}$.

L'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est-à-dire $\beta = 0^\circ$. Pour extraire le maximum de la puissance générée, le ratio de vitesse doit être réglé à la valeur λ_{opt} permettant d'obtenir le coefficient de puissance maximum C_{p_max} . Les tableaux A.3.1 et A.3.2 dans l'ANNEXE N°3 regroupent les différents paramètres du système éolien étudié et des stratégies de commande utilisées.

1. Sans asservissement de vitesse

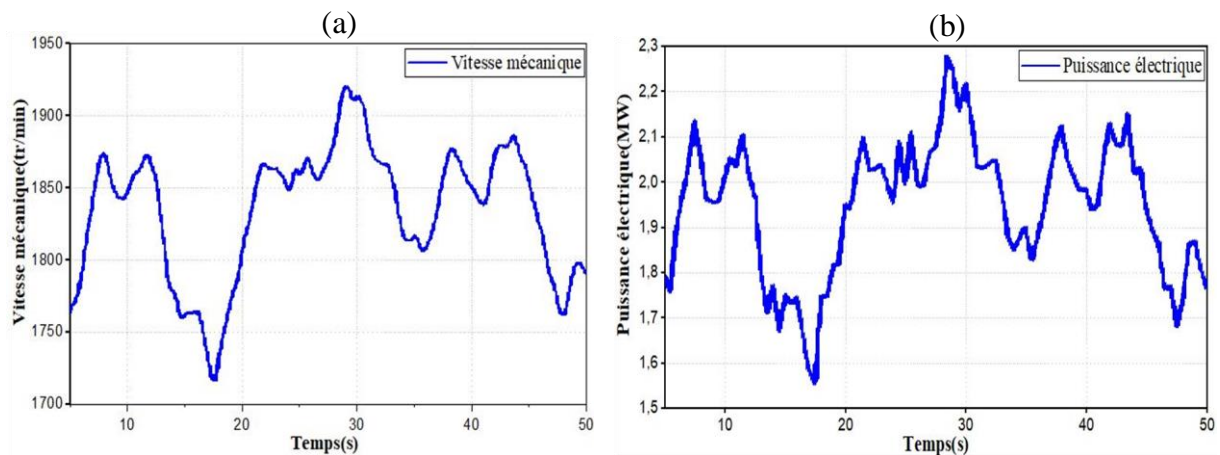


Figure 3. 12: Résultats de simulation de la turbine sans asservissement de la vitesse
:(a)Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite

Les résultats de simulation correspondant à cette stratégie de contrôle montrent que les variations de la vitesse mécanique et de la puissance électrique de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent (figure 3.12).

2. Correcteur à avance de phase

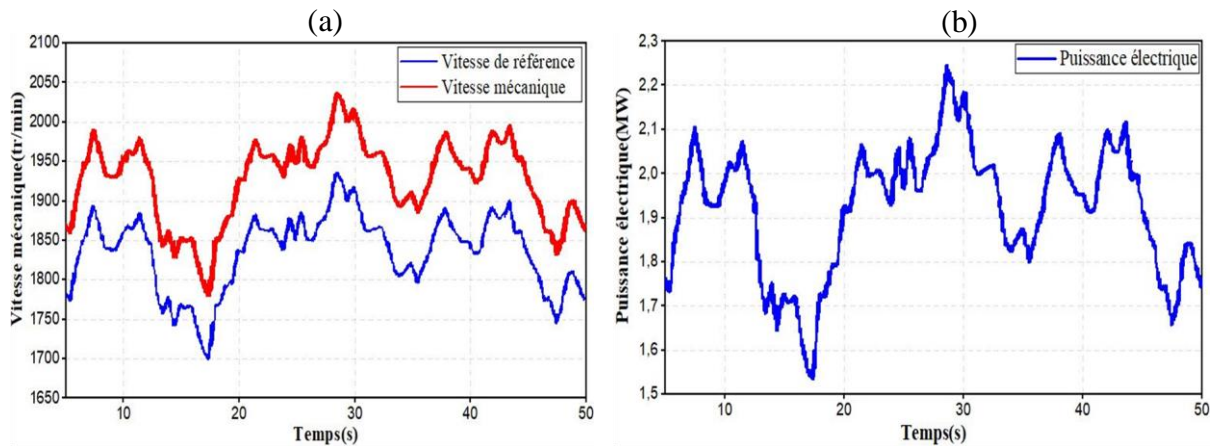


Figure 3. 13: Résultats obtenus en utilisant un correcteur à avance de phase : (a)Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite

La figure 3.13 montre les résultats de la simulation avec le même profil de vent. Une quantité moindre de puissance électrique est donc convertie en régime permanent lorsque la vitesse du vent varie, car le coefficient de puissance n'est pas ajusté à sa valeur maximale. Toutefois, cela n'est pas très significatif. En régime permanent, une erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence apparaît.

3. Correcteur PI

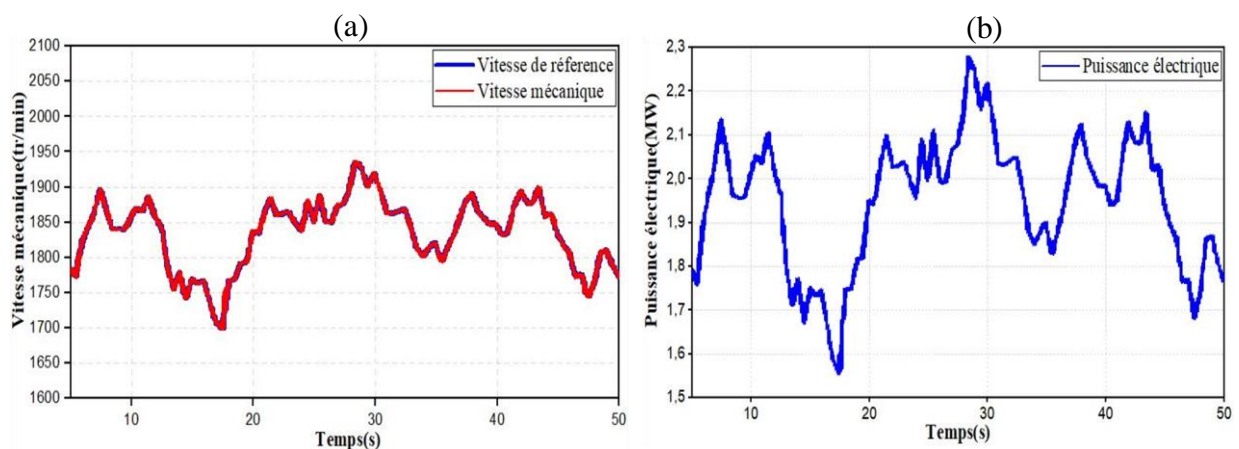


Figure 3. 14: Résultats obtenus avec un correcteur PI : (a)Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite

Les résultats de simulation de cette stratégie sont montrés sur la figure 3.14. Ces résultats montrent qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu à la fois en régime transitoire et en régime permanent. Ce contrôle est très dynamique et la puissance obtenue est importante.

4. Correcteur MGO2_OGG

Comme on peut le voir sur la figure 3.15, avec ce type d'observateur nous pouvons estimer le couple aérodynamique avec précision, ce qui nous permet d'augmenter les performances de la stratégie MGO2 proposée.

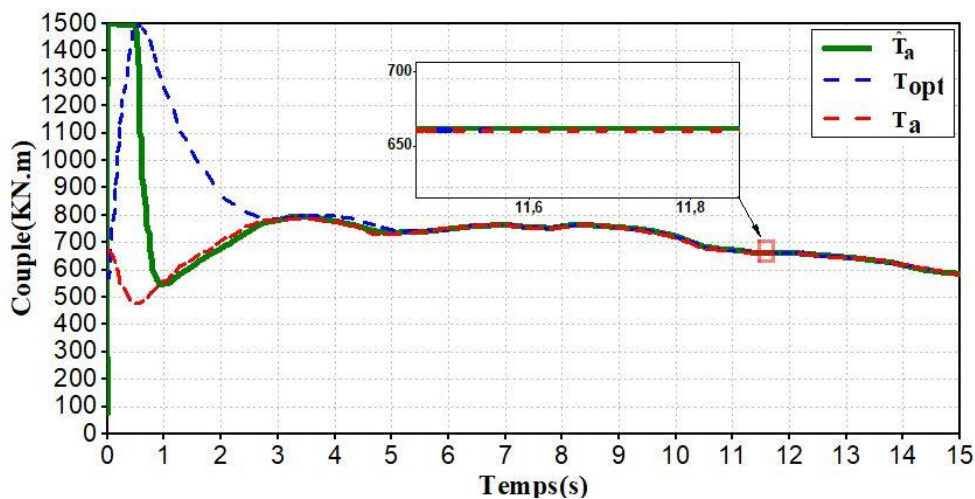


Figure 3. 15: Couple estimé (vert), couple optimal (bleu), couple réel (rouge)

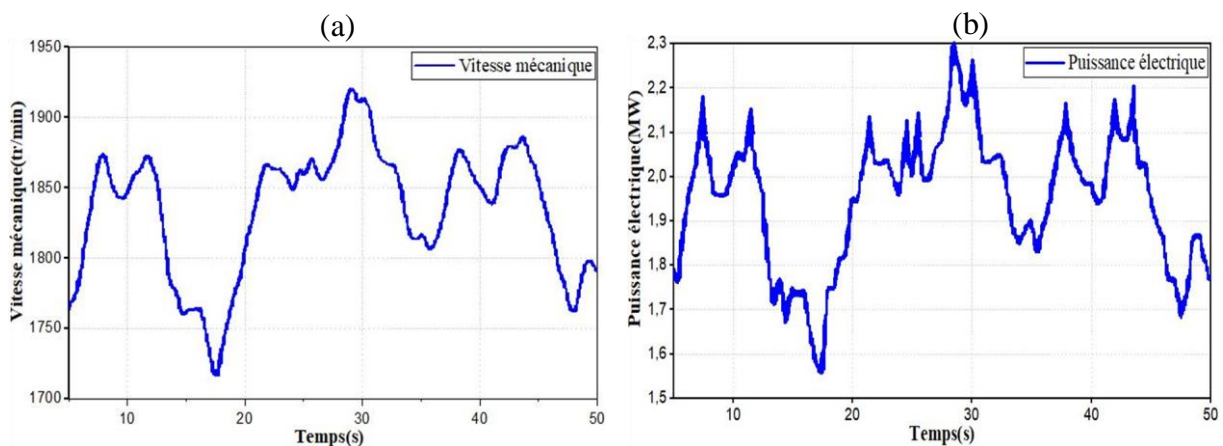


Figure 3. 16: Résultats obtenus avec un correcteur MGO2-OGG : (a) Vitesse mécanique, (b) Puissance électrique produite

La figure 3.16 montre les résultats de la simulation avec le même profil de vent. Les résultats de cette stratégie de contrôle montrent que la vitesse mécanique dans les deux régimes transitoire et permanent est bien adaptée à la variation de vent ce qui permet de dire que cette stratégie est très dynamique et le coefficient de puissance avec celle-ci est ajustée à sa valeur maximale ce qui déduit une bonne maximisation de la puissance convertie. Par conséquent, le correcteur MGO2_OGG permet une meilleure extraction de la puissance électrique par rapport aux autres correcteurs qui sont utilisés dans ce sens.

3.5 Conclusion

Nous avons décrit le principe de fonctionnement de la turbine éolienne et après avoir présenté les différentes zones de fonctionnement. Nous avons détaillé la zone où la maximisation de la puissance extraite du vent est effectuée. Cette opération est réalisée par le contrôle du couple électromagnétique généré.

Différentes stratégies de maximisation de la puissance extraite de la turbine ont été explicitées (sans asservissement de la vitesse, avec asservissement de la vitesse soit par correcteur à avance de phase, soit par PI ou par MGO2-OGG). Ces algorithmes ont été validés par des simulations sur le logiciel MATLAB/SIMULINK, qui ont montré leurs inconvénients et leurs avantages. L'observation des différents résultats obtenus montrent que la stratégie MGO2 -OGG présente une bonne dynamique par rapport à la variation de vent et une meilleure maximisation de la puissance électrique générée en comparaison avec la technique sans asservissement de la vitesse mécanique.

Le chapitre suivant est dédié à la conception des stratégies de contrôle-protection du parc éolien contre les perturbations de type creux de tension sur le réseau HT.

Chapitre IV : Stratégies de contrôle-protection du parc éolien contre les perturbations du réseau HT

4.1 Introduction

Les Conditions Techniques de Raccordement (CTR) contiennent fondamentalement les dispositions constructives et organisationnelles ainsi que les règles techniques que doivent respecter les installations de production d'énergie électrique en vue de leur raccordement au réseau électrique [MARIN 2006]. De nombreux pays se sont focalisés sur l'étude des parcs éoliens connectés aux réseaux électriques. Ces études incluent le maintien de la production d'énergie des fermes éolien en cas de régime perturbé au point de connexion au réseau (PCC).

Dans chaque pays ou région, les opérateurs se charge de la sécurité et de la fiabilité du réseau électrique, en établissant différentes exigences pour la connexion des systèmes de production d'énergie renouvelable aux réseaux de transport et de distribution. Ces cahiers de charges techniques pour le raccordement dépendent des caractéristiques propres de chaque réseau électrique.

Les perturbations dans le réseau électrique, même géographiquement éloignés de l'éolienne, peuvent causer des creux de tension au point de connexion de la turbine. Même si les performances nominales de la MADA sont très bonnes, le contrôle du système n'est que partiel à cause du faible dimensionnement du convertisseur côté rotor. Ainsi, une perturbation sous la forme d'un creux de tension imposée par le réseau HT va causer une augmentation du courant statorique. A cause du couplage magnétique entre le stator et le rotor, le courant de défaut va traverser le rotor et son convertisseur de puissance. Cela entraîne un surcourant dans le rotor et une augmentation de la tension du bus continu [Holdsworth 2003] [Quang 2005]. Sans protections, cela peut détruire le convertisseur. Alors, le principal objectif du contrôle durant une perturbation du réseau HT est de limiter le courant de défaut et de limiter l'augmentation de la tension de bus continu.

Dans le présent chapitre, après avoir défini notre système étudié et son comportement durant les défauts du système électrique, nous allons proposer deux stratégies de contrôle-protection pour améliorer la capacité LVRT de la MADA pendant les défauts. L'objectif principal est de remédier contre les problèmes mentionnés ci-dessus.

La première stratégie proposée a pour objectif de maintenir l'éolienne connectée au réseau, d'assurer la sûreté de fonctionnement du système éolien et la bonne qualité de l'énergie fournie au réseau, au cours des chutes de tension. Elle est divisée en deux classes : une méthode active par l'amélioration de la stratégie de commande et une méthode passive par l'ajout de protections matérielles (résistance dynamique (SDR) en série avec les enroulements statoriques

+ un circuit DC-CHOPPER [Loulijat 2020] en parallèle avec le bus continu [Boukhris 2017] [Loulijat 2019]).

La deuxième stratégie consiste la contribution d'un observateur de Kalman à la commande en mode glissant d'ordre deux pour essayer d'estimer la quantité de pertes dans la chaîne de connexion (CCM, bus DC, CCR et filtre $R_f L_f$) pendant une chute de tension importante sur le réseau HT. De plus, afin d'augmenter la capacité de cette stratégie à franchir l'importante chute de tension, nous lui ajoutons une méthode passive (MP) qui se compose d'un circuit CROWBAR placé entre le rotor et le CCM complété par un circuit DC-CHOPPER inséré en parallèle avec le condensateur du bus DC. À la fin, un tableau comparatif de notre stratégie avec d'autres publiées dans la littérature est effectué.

4.2 Analyse dynamique de la MADA lors d'un creux de tension

Afin de comprendre le comportement de la MADA lors des creux de tension, une étude sur la réponse dynamique de la MADA durant les creux de tensions a été effectuée [ERLICH 2007] [Morren 2005] [Hansen 2007].

L'objectif est de maîtriser l'évolution de ses grandeurs durant les creux de tension, et pouvoir proposer par la suite des solutions permettant de mieux résister aux creux de tension.

Les équations de tension statorique et rotorique exprimées dans un référentiel lié respectivement au stator et au rotor sont [Loulijat 2019] [Loulijat 2020] [EL MAKRINI 2018] :

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\varphi}_s^s}{dt} \quad (4.1)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\varphi}_r^r}{dt} \quad (4.2)$$

Les expressions de flux statorique et rotorique s'expriment par :

$$\varphi_s = L_s i_s + M i_r \quad (4.3)$$

$$\varphi_r = L_r i_r + M i_s \quad (4.4)$$

L'expression du courant i_s déduite de (4.3) :

$$i_s = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_r \quad (4.5)$$

En remplaçant le courant statorique par son expression, l'équation (4.4) devient :

$$\varphi_r = \frac{M}{L_s} \varphi_s + \sigma L_r i_r \quad (4.6)$$

Avec le coefficient de dispersion : $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$

En remplaçant le flux rotorique par son expression dans (4.2), on obtient :

$$\vec{v}_r^r = \frac{M}{L_s} \frac{d\vec{\varphi}_s^r}{dt} + \left(R_r \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d\vec{i}_r^r}{dt} \right) \quad (4.7)$$

Avec :

$$\vec{e}_r^r = \frac{M}{L_s} \frac{d\vec{\varphi}_s^r}{dt} \quad (4.8)$$

Donc ;

$$\vec{v}_r^r = \vec{e}_r^r + \left(R_r \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d\vec{i}_r^r}{dt} \right) \quad (4.9)$$

En fonctionnement normal, le vecteur de tension statorique est d'amplitude fixe V_s , et tourne à la vitesse de synchronisme ω_s .

$$\vec{v}_s^s = V_s \exp(j\omega_s t) \quad (4.10)$$

En négligeant la résistance R_s , et en remplaçant \vec{v}_s^s par son expression dans (4.1), le flux magnétique du stator est calculé en intégrant la tension statorique, on obtient :

$$\vec{\varphi}_s^s = \frac{V_s}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) \quad (4.11)$$

En appliquant un changement de référentiel, l'expression du flux statorique s'écrit :

$$\vec{\varphi}_s^r = \vec{\varphi}_s^s \exp(-j\omega_r t) \quad (4.12)$$

Avec :

- $\vec{\varphi}_s^r$: Flux statorique exprimé dans un référentiel lié au rotor ;
- $\vec{\varphi}_s^s$: Flux statorique exprimé dans un référentiel lié au stator.

L'expression (4.8) devient alors :

$$\vec{e}_r^r = \frac{M}{L_s} \frac{d}{dt} \left(\frac{V_s}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) \exp(-j\omega_r t) \right) \quad (4.13)$$

Après un développement de l'expression précédente, on trouve :

$$\vec{e}_r^r = \frac{M}{L_s} V_s g \exp(j\omega_{sr} t) \quad (4.14)$$

Avec : $g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ et $\omega_{sr} = \omega_s - \omega_r$.

En fonctionnement normal, on observe à partir de l'expression (4.14) que la tension est proportionnelle au glissement g , donc son amplitude est faible.

Dans l'hypothèse qu'un creux de tension, symétrique et partiel, survient à l'instant t_0 , l'amplitude de la tension statorique varie de V_1 à V_2 comme le montre l'équation suivante :

$$\vec{v}_s^s = \begin{cases} V_1 \exp(j\omega_s t) & \text{pour } t < t_0 \\ V_2 \exp(j\omega_s t) & \text{pour } t > t_0 \end{cases} \quad (4.15)$$

V_1 est la tension avant la défaillance, alors que V_2 est la tension après l'apparition du défaut.

L'évolution du flux pendant le creux de tension s'écrit :

$$\bar{\varphi}_s^s = \begin{cases} \frac{V_1}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) & \text{pour } t < t_0 \\ \frac{V_2}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) & \text{pour } t > t_0 \end{cases} \quad (4.16)$$

Le flux ne peut pas changer d'une valeur φ_1 à une autre φ_2 instantanément, il doit y avoir une continuité, ainsi pour garantir un changement progressif du flux, une composante DC du flux apparaît.

En utilisant l'équation (4.1) et (4.5), la tension statorique devient :

$$\bar{v}_s^s = \frac{R_s}{L_s} \bar{\varphi}_s + \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} - \frac{R_s M}{L_s} \bar{i}_r \quad (4.17)$$

Compte tenu des valeurs des grandeurs de la MADA, le dernier terme peut être négligé, on obtient alors :

$$\bar{v}_s^s = \frac{R_s}{L_s} \bar{\varphi}_s + \frac{d\bar{\varphi}_s}{dt} \quad (4.18)$$

L'expression du flux est calculée par la résolution de l'équation différentielle précédente :

$$\bar{\varphi}_s = \frac{V_2}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) + \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} \exp(-t / \tau_s) \quad (4.19)$$

Avec : $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$.

En remplaçant le flux statorique par son expression dans (4.8), on trouve :

$$\bar{e}_r^r = \frac{M}{L_s} V_2 g \exp(j\omega_{sr} t) - \frac{M}{L_s} \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} \left(j\omega_{sr} + \frac{1}{\tau_s} \right) \exp(-t / \tau_s) \exp(-j\omega_r t) \quad (4.20)$$

En négligeant le terme $\frac{1}{\tau_s}$, l'équation précédente devient :

$$\vec{e}_r^r = \frac{M}{L_s} V_2 g \exp(j\omega_{sr}t) - \frac{M}{L_s} (V_1 - V_2) \frac{\omega_r}{\omega_s} \exp(-t/\tau_s) \exp(-j\omega_r t) \quad (4.21)$$

Donc ;

$$\vec{e}_r^r = \frac{M}{L_s} V_2 g \exp(j\omega_{sr}t) - \frac{M}{L_s} (V_1 - V_2) (1 - g) \exp(-t/\tau_s) \exp(-j\omega_r t) \quad (4.22)$$

L'amplitude maximale de \vec{e}_r^r qui apparaît au début du creux de tension ($t=0$) est :

$$e_{r0,\max}^r = \frac{M}{L_s} (V_2 g - (V_1 - V_2) (1 - g)) \quad (4.23)$$

On constate de l'expression précédente que la tension induite par le flux statorique est la somme de deux termes, le 1^{er} terme est proportionnel au glissement g , donc d'une amplitude faible, alors que le 2^{ème} terme son amplitude peut être grande ou faible, selon la profondeur du creux ($V_1 - V_2$).

Durant les creux de tensions, l'apparition de la composante continue au niveau du flux, engendre des survoltages au niveau du rotor, si le convertisseur côté rotor, n'est pas en mesure de les contrôler, des surcourants vont apparaître dans le rotor, et le convertisseur risque d'être endommagé [Hu 2011].

4.3 Les stratégies proposées pour les perturbations de type creux de tension

4.3.1 Stratégie de contrôle combiné de la MADA : Méthodes active et passive

L'objectif de cette stratégie est de permettre aux génératrices éoliennes de rester connectées, après un creux de tension aussi sévère soit-il. Les stratégies de contrôle appliquées durant les défauts réseau peuvent être divisées en deux catégories principales [Loulijat 2020] :

- **Méthode active** : cette méthode consiste en l'amélioration de la stratégie du contrôle. Elle ne nécessite pas un matériel supplémentaire, mais elle est limitée par le

dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport au générateur. Cette méthode n'est valable que pour les faibles profondeurs du creux ;

- **Méthode passive :** cette méthode nécessite des protections matérielles telles que : résistance dynamique série (Dynamic Braking Resistor (SDR)), circuits CROWBAR et circuit DC-CHOPPER.

L'idée de cette stratégie est de pouvoir disposer d'un outil permettant de faire un lien entre la profondeur du creux et la solution optimale. La méthode est basée sur la combinaison de deux solutions : solution active pour les faibles creux et solution passive pour les creux importants.

4.3.1.1 Méthode active : stratégie de contrôle modifié [Loulijat 2020]

4.3.1.1.1 Principe

Le principal objectif du contrôle durant une défaillance réseau est de limiter le courant de défaut. La méthode proposée, simple à mettre en œuvre, est basée sur le contrôle du flux rotorique. Une fois le creux est détecté, le flux rotorique est commandé pour suivre une fraction du flux statorique, et de cette manière, le courant du défaut peut être efficacement réduit.

Les expressions des flux rotorique et statorique sont :

$$\varphi_s = L_s i_s + M i_r \quad (4.24)$$

$$\varphi_r = L_r i_r + M i_s \quad (4.25)$$

On déduit de l'expression (4.24), en le remplaçant dans (4.25) on obtient :

$$\varphi_r = \frac{M}{L_s} \varphi_s + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_r \quad (4.26)$$

$$i_r = \frac{1}{L_s L_r - M^2} (L_s \varphi_r - M \varphi_s) \quad (4.27)$$

Puisque $\frac{L_s}{M} \approx 1$, l'équation précédente peut être simplifiée, on obtient alors :

$$i_r \approx \frac{M}{L_s L_r - M^2} (\varphi_r - \varphi_s) \quad (4.28)$$

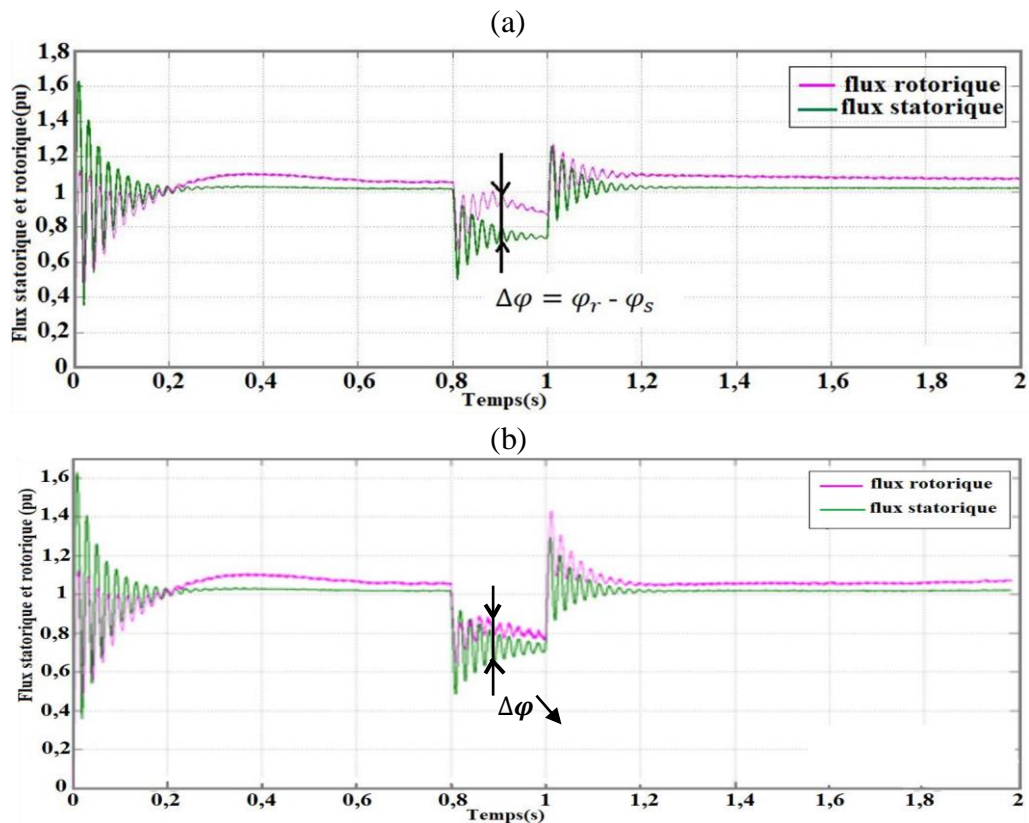


Figure 4. 1: La différence entre les flux statorique et rotorique pour un creux de tension de 200ms à t=0.8s : (a) sans contrôle, (b) avec contrôle

Lorsque la chute de tension survient, des composantes DC et négatives apparaissent dans le flux statorique, dès lors, le flux rotorique ne peut plus suivre le flux du stator (figure 4.1.a), et la différence entre le flux rotorique et le flux statorique $\Delta\varphi$ tend à s'élargir, donnant naissance à des sur-courants rotoriques. Pour cette raison, afin de limiter le courant de défaut, le flux rotorique doit être contrôlé pour suivre le flux statorique (figure 4.2.b).

L'expression de la tension rotorique s'écrit :

$$v_r = R_r i_r + \frac{d\varphi_r}{dt} \quad (4.29)$$

Si la résistance R_r est négligée, l'expression de la tension rotorique devient :

$$v_r = \frac{d\varphi_r}{dt} \quad (4.30)$$

De l'expression précédente, on déduit que la tension rotorique est proportionnelle à la dérivée du flux rotorique, et si ce dernier est contrôlé pour être égal au flux statorique, et puisque durant le défaut le flux statorique contient en plus une composante DC, la tension rotorique risque de dépasser la tension maximale acceptée par le convertisseur côté rotor, par conséquent il n'est pas possible de contrôler le courant rotorique comme requis. Pour faire face à ce problème, il vaut mieux que le flux rotorique soit plutôt une fraction du flux statorique, ainsi la tension V_r reste limitée et le courant rotorique contrôlé.

Le modèle de la stratégie est composé de 3 blocs (figure 4.2) :

- Calcul des flux statoriques et rotoriques :

Le calcul des flux est basé sur les équations suivantes :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{cases} \quad (4.31)$$

- Calcul de la référence de flux rotorique :

Comme expliqué précédemment, afin de réduire la tension de rotor requise pour le contrôle, le flux rotorique est commandé pour être une fraction de flux statorique. Ainsi, la référence de flux rotorique est déterminée par :

$$\varphi_r^* = k_T \varphi_s \quad (4.32)$$

Avec : $0 < k_T < 1$.

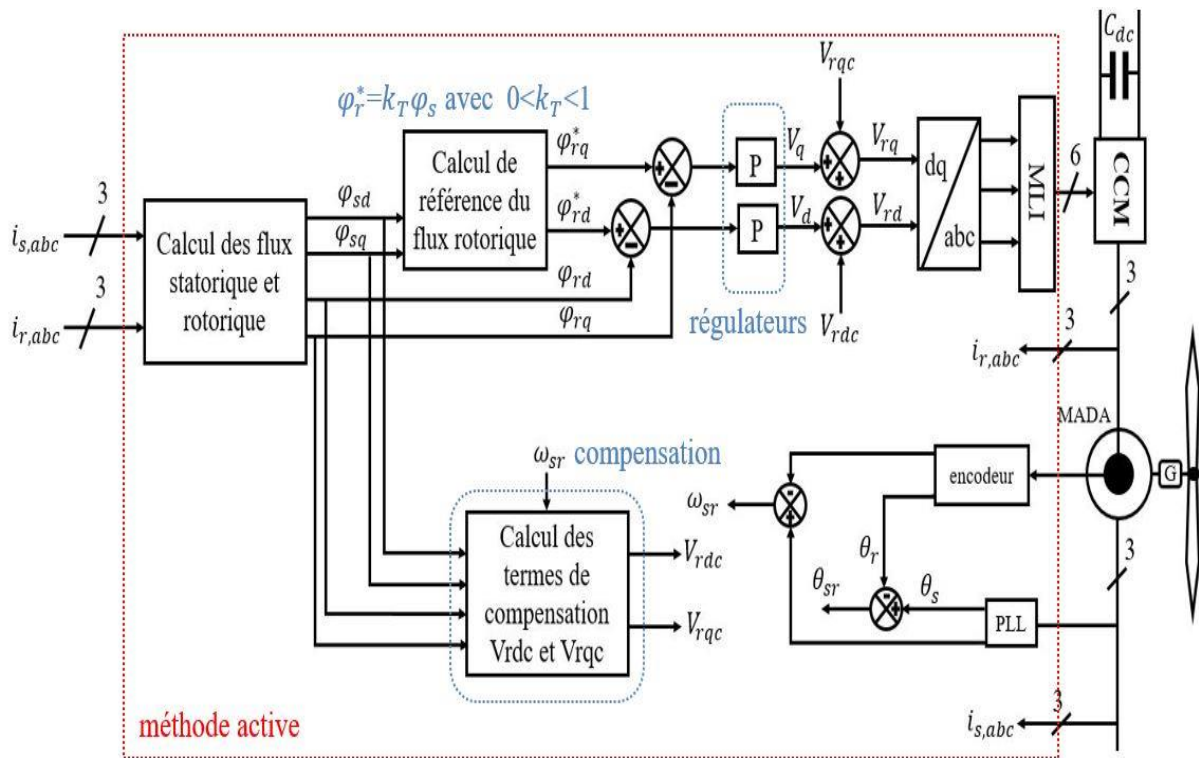


Figure 4. 2: Schéma bloc de la méthode active [Loulijat 2020]

Les expressions du courant et de la tension rotoriques, s'obtiennent en substituant (4.32) dans (4.31) et (4.30) respectivement :

$$i_r \square \frac{k_T - 1}{L_r - L_s} \varphi_s \quad (4.33)$$

$$v_r = k_T \frac{d\varphi_s}{dt} \quad (4.34)$$

Les équations (4.33) et (4.34) démontrent que, pour une faible valeur de k_T , la tension rotorique requise est faible mais l'intensité du courant rotorique est grande, par contre pour une grande valeur de k_T , la tension rotorique est grande, mais l'intensité du courant rotorique est réduite. Donc le comportement de cette stratégie est influencé par le choix de la valeur de k_T , un choix judicieux permettra un contrôle performant.

Lorsque le défaut survient, le flux statorique $\varphi_s(0)$ à cet instant est maximal, si le courant rotorique est dans les limites pour le maximum de flux statorique, il ne va surement pas dépasser le maximum du courant, pendant tout le défaut, donc k_T devrait satisfaire :

$$\frac{(k_{T_min} - 1)}{L_r - L_s} \varphi_s(0) \leq i_{r_max} \quad (4.35)$$

Avec : $\varphi_s(0) \cong \frac{V_s}{\omega_s}$

L'expression de k_{T_min} est exprimé par :

$$k_{T_min} \square 1 - I_{r_max} \omega_s \cdot \frac{(L_r - L_s)}{V_s} \quad (4.36)$$

Soit : $k_{T_min} = 0,37$.

On prend $k_{T_min} < k_T < 1$ à condition de ne pas dépasser la valeur maximale de tension rotorique. On prend $k_T = 0,9$.

- Unité de contrôle de flux rotorique :

Un correcteur de type proportionnel est utilisé, pour que le flux rotorique suive la référence. L'expression de la tension rotorique est :

$$\begin{cases} \frac{d\varphi_{rd}}{dt} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{sd} - \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{rd} + \omega_{sr} \varphi_{rq} + V_{rd} \\ \frac{d\varphi_{rq}}{dt} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{sq} - \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{rq} - \omega_{sr} \varphi_{rd} + V_{rq} \end{cases} \quad (4.37)$$

On pose :

$$\begin{cases} V_{rd} = V_d + V_{rdc} \\ V_{rq} = V_q + V_{rqc} \end{cases} \quad (4.38)$$

Avec :

$$\begin{cases} V_d = \frac{d\varphi_{rd}}{dt} + \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{rd} \\ V_q = \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{rq} \end{cases} \quad (4.39)$$

$$\begin{cases} V_{rdc} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{sd} + \omega_{sr} \varphi_{rq} \\ V_{rqc} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \varphi_{sq} - \omega_{sr} \varphi_{rd} \end{cases} \quad (4.40)$$

Ainsi, on procède à une régulation de flux et on ajoute les termes de compensation V_{rdc} et V_{rqc} , pour avoir les tensions de contrôle.

4.3.1.1.2 Faisabilité de la méthode active

Malheureusement, le maintien de la production en régime perturbé du contrôle proposé est limité par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à l'ensemble du système. L'effet du contrôle est affecté par la profondeur de défaut, c'est la raison pour laquelle nous avons étudié le domaine de faisabilité de la stratégie proposée de la MADA contre les creux de tension.

En effet, un creux de tension est caractérisé par deux paramètres : l'amplitude et la durée. L'amplitude maximale est calculée théoriquement, alors que la durée maximale du creux est obtenue par simulation.

Le critère utilisé est que la puissance réactive statorique doit rester dans les limites imposées par le Code-Grid durant le défaut. En effet, durant les défauts, seule une absorption ou fourniture de puissance réactive de 0.3pu est tolérée [Loulijat 2020].

- **Amplitude maximale du creux :**

L'expression de la puissance réactive :

$$Q_s = 1.5 v_s i_s \quad (4.41)$$

En utilisant l'équation (4.24) et (4.25), on peut exprimer i_s par l'équation suivante :

$$i_s = \frac{1}{L_s L_r - M^2} (L_r \varphi_s - M \varphi_r) \quad (4.42)$$

Avec $\frac{L_r}{M} = 1$ et $\varphi_r = k_T \varphi_s$, l'équation précédente peut être simplifiée, on obtient alors :

$$i_s \approx \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \varphi_s \quad (4.43)$$

En substituant (4.41) dans (4.42), l'expression de la puissance réactive devienne :

$$\bar{Q}_s = 1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \bar{\varphi}_s \bar{v}_s \quad (4.44)$$

L'expression de flux durant le défaut s'écrit :

$$\bar{\varphi}_s = \frac{V_2}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) + \frac{V_s - V_2}{j\omega_s} \exp(-t / \tau_s) \quad (4.45)$$

Avec : $V_2 = LV_s$ et $V_1 = V_s$

V_2 : la tension après l'apparition du défaut ;

L : le degré du creux.

En substituant (4.44) dans (4.45), l'expression finale de la puissance réactive est :

$$\bar{Q}_s = 1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \left(\frac{LV_s}{j\omega_s} \exp(j\omega_s t) + \frac{(1-L)V_s}{j\omega_s} \exp(-t / \tau_s) \right) \bar{v}_s \quad (4.46)$$

Pour trouver l'amplitude maximale du creux de tension que la MADA peut gérer avec la stratégie proposée, un contrôle de puissance réactive est étudié. En effet, les variations de la puissance réactive durant l'apparition et la disparition du défaut doivent être limitées, pour assurer un fonctionnement stable du système. La quantité de puissance réactive fournie durant l'apparition du défaut, doit être inférieure à une valeur limite de $Q=0.3 pu$.

Dans l'hypothèse que le creux de tension survient à $t = 0s$ et pour $k_T = 0.9$, l'expression (4.46) devienne :

$$Q_s = -1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \frac{LV_s^2}{\omega_s} \quad (4.47)$$

Avec la condition : $Q_s(t=0) < 0.3 \Rightarrow L > 0.6998$.

Donc la stratégie de contrôle modifiée reste valable pour des amplitudes de creux inférieures à 0.3=30%.

- Durée du creux :

Nous avons fait des simulations, en appliquant un creux de tension de 30%, pour déterminer la durée maximale du creux, au-delà duquel la quantité de puissance réactive absorbée durant la disparition du défaut, dépasse la valeur maximale $Q=0.3 pu$ (figure 5.8).

D'après la figure 4.3.a, nous avons constaté que :

- Pour un creux de 30% et de durée 0.4s, la puissance réactive dépasse la valeur maximale à l'instant de disparition du défaut ;
- La durée optimale pour un creux de tension de 30% est de 0.3s.

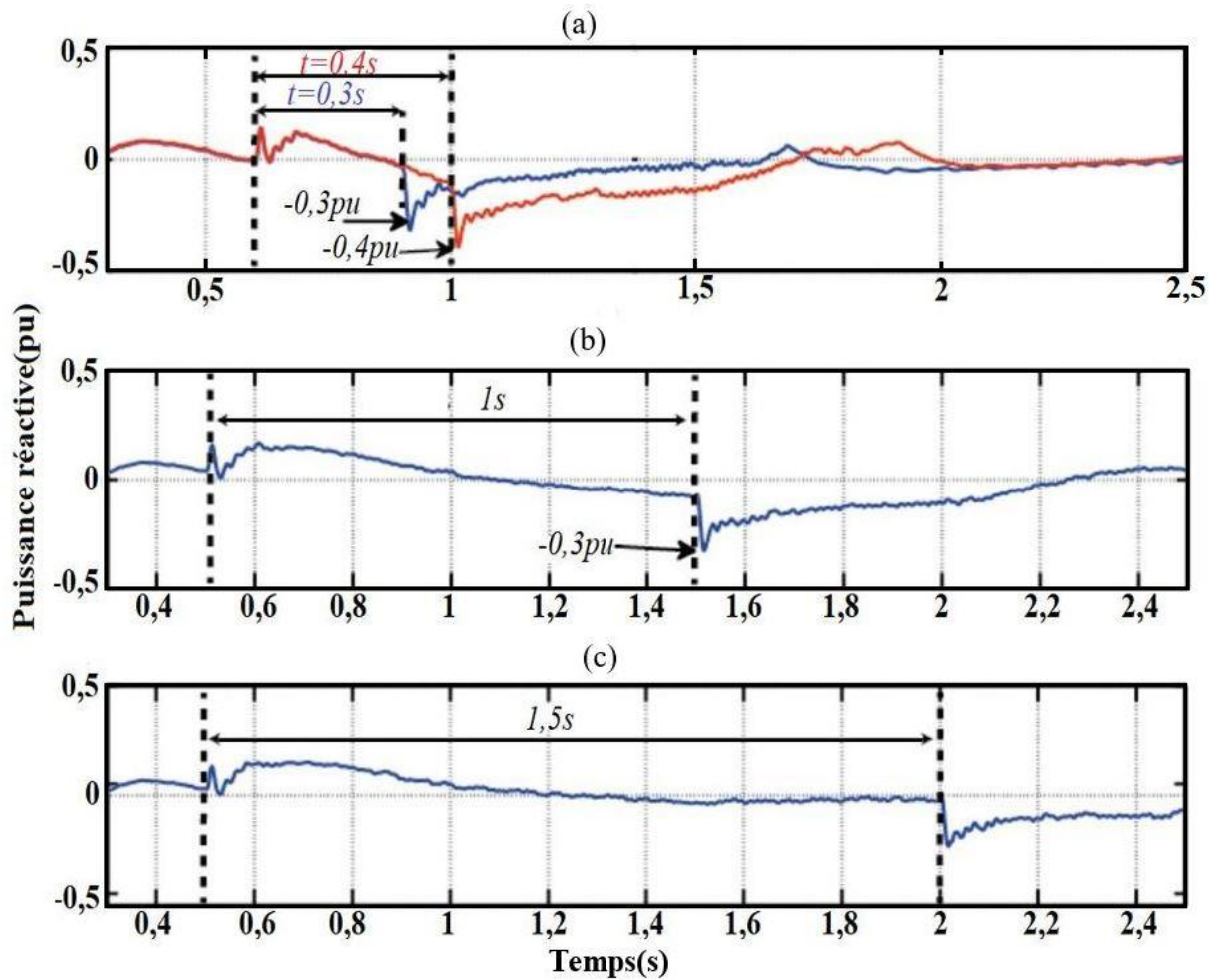


Figure 4. 3: La puissance réactive pour différents creux de tension : (a) 30%, (b) 25% et (c) 23%

Nous avons diminué la gravité du creux de tension à : 25%, 23%, pour voir son effet sur la durée maximale acceptable. Les figures 4.3.b et 4.3.c représentent les simulations obtenues.

- On trouve pour les creux de 25% la durée maximale est de 1s et pour les creux $\leq 23\%$ la durée maximale peut dépasser 1.5s ;
- La durée maximale du creux varie en fonction du degré du creux, en effet pour les faibles creux de tension la durée maximale du creux est grande par rapport aux importants creux.

4.3.1.2 Méthode passive : insertion des circuits passifs

4.3.1.2.1 Résistance dynamique SDR en série avec le stator [Loulijat 2019] [Loulijat 2020]

4.3.1.2.1.1 Principe

La méthode consiste à insérer des résistances en série avec le stator (figure 4.4), pour augmenter la tension statorique et par la suite réduire la composante continue au niveau du flux, durant les creux de tension. Cela permettrait de réduire les surtensions au niveau du rotor et par conséquent éviter les pics de courant rotorique.

Cette topologie présente de nombreux avantages à titre d'exemple, une augmentation de la résistance du stator conduira à une augmentation rapide du flux. La SDR peut contrôler la limitation de surtension dans le rotor, ce qui pourrait causer la perte de contrôle du CCR, mais aussi peut augmenter le courant dans le rotor de manière plus significative. En outre, la limitation du courant de rotor peut également éviter une surtension dans le circuit DC qui pourrait endommager le convertisseur de puissance de la MADA, car il réduit le courant de charge dans la liaison à courant continu. La SDR peut également équilibrer la puissance active de la MADA et améliorer ainsi la stabilité de la MADA pendant un défaut réseau.

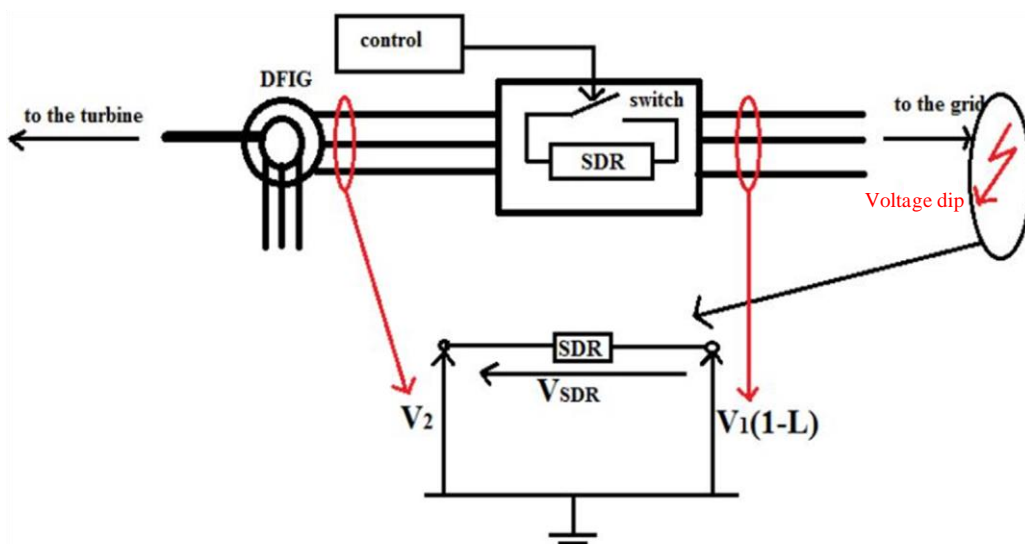


Figure 4. 4: Intégration de la résistance SDR dans la MADA [Loulijat 2020]

4.3.1.2.1.2 Dimensionnement de la résistance SDR

Le choix de la valeur de la résistance dynamique est important, une résistance de grande valeur se traduira par une large dissipation d'énergie, et des tensions moins élevées aux bornes du rotor. Au contraire, une résistance de faible valeur ne pourra pas limiter le courant de défaut.

Le dimensionnement de la résistance est déterminé selon deux critères :

- Les résistances doivent être suffisamment grandes pour limiter la tension du rotor à la tension d'entrée maximale tolérée par le convertisseur, évitant ainsi sa détérioration ;
- Les résistances doivent être suffisamment petites pour éviter que la tension du stator dépasse la tension du stator maximale.

Durant les défauts, l'évolution de la tension du rotor est donnée par :

$$e_{r0,max}^r = \frac{M}{L_s} (gV_2 - (V_1 - V_2)(1-g)) \quad (4.48)$$

Avec :

- V_2 : Tension statorique après défaut ;
- V_1 : Tension statorique Avant défaut.

D'après le modèle du circuit de la figure 4.4 ou le diagramme de Fresnel de la figure 4.5. La tension statorique après défaut est la somme de la chute de tension et la tension aux bornes des résistances.

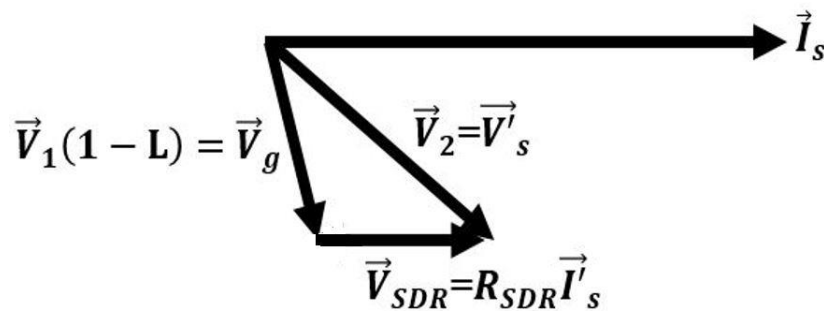


Figure 4. 5: Illustration de Fresnel de la tension statorique pendant le défaut avec SDR [Loulijat 2019]

$$V_2 = V_1(1-L) + V_{SDR} \quad (4.49)$$

Avec :

- V_{SDR} : La tension aux bornes des résistances dynamiques ;
- L : degré du creux de tension.

En remplaçant V_2 par son expression, l'expression de l'équation (4.48) devienne :

$$e_{r0,\max}^r = \frac{M}{L_s} (gV_1(1-L) - LV_1(1-g) + V_{SDR}) \quad (4.50)$$

La tension aux bornes du circuit rotorique nécessaire pour contrôler les différentes grandeurs électriques ne doit pas dépasser la tension maximale que le convertisseur côté machine peut générer.

D'où la condition suivante doit être remplie [Yang 2010] [Rodriguez 2001] [Loulijat 2019] :

$$e_{r0,\max}^r \leq V_{CCM_max} \quad (4.51)$$

Etant donné que le convertisseur côté machine ne peut produire qu'une tension inférieure à la tension continue V_{dc} , sa sortie maximale V_{CCM_max} est calculée de la façon suivante [Okedu 2012] [Loulijat 2019] :

$$V_{CCM_max} = \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (4.52)$$

L'équation (4.51) devient donc :

$$\frac{M}{L_s} (gV_1(1-L) - LV_1(1-g) + V_{SDR}) \leq \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (4.53)$$

Donc :

$$V_{SDR} \geq -gV_1(1-L) + LV_1(1-g) - \frac{M}{L_s} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (4.54)$$

La tension V_{SDR} est limitée par la tension maximale V_{s_max} , et nous avons :

$$V_{SDR_max} \leq V_{s_max} - V_1(1-L) \quad (4.55)$$

Donc nous avons les limites inférieures et supérieures de la tension V_{SDR} :

$$-gV_1(1-L) + LV_1(1-g) - \frac{M}{L_s} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \leq V_{SDR} \leq V_{s_max} - V_1(1-L) \quad (4.56)$$

En remplaçant V_{SDR} par $V_{SDR} = R_{SDR} \cdot I_s$, il en résulte :

$$\frac{1}{I_s} \left(-gV_1(1-L) + LV_1(1-g) - \frac{M}{L_s} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \right) \leq R_{SDR} \leq \frac{1}{I_s} (V_{s_max} - V_1(1-L)) \quad (4.57)$$

Pour le calcul de la valeur de la résistance R_{SDR} , nous avons considéré le pire des cas $L=1$. Ainsi, l'équation (4.57) devient :

$$\frac{1}{I_s} \left(V_1(1-g) - \frac{M}{L_s} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \right) \leq R_{SDR} \leq \frac{1}{I_s} \cdot V_{s_max} \quad (4.58)$$

Par application numérique, nous avons trouvé :

$$0.058 \text{ pu} \leq R_{SDR} \leq 1.25 \text{ pu} \quad (4.59)$$

Avec les valeurs réelles :

- $R_{SDR_max} = 1.25pu = 0.275\Omega$
- $R_{SDR_min} = 0.058pu = 0.013\Omega$

La valeur de R_{SDR} peut également être variable, donc la modification de sa valeur sera effectuée en fonction du niveau de chute de tension de manière à maximiser la performance de la MADA pendant différents niveaux de creux de tension. En outre, il doit être sélectionné avec précaution afin de ne pas perturber la performance du générateur au cours du défaut.

4.3.1.2.1.3 Contrôle de SDR

La stratégie de commande est simple et facile à mettre en œuvre comme le montre la figure 4.6, en fonctionnement normal, l'interrupteur est fermé et les résistances sont en mode bypass, une fois que la tension du réseau appliquée descend en dessous de la valeur nominale, l'interrupteur est ouvert pour laisser passer le courant à travers les résistances.

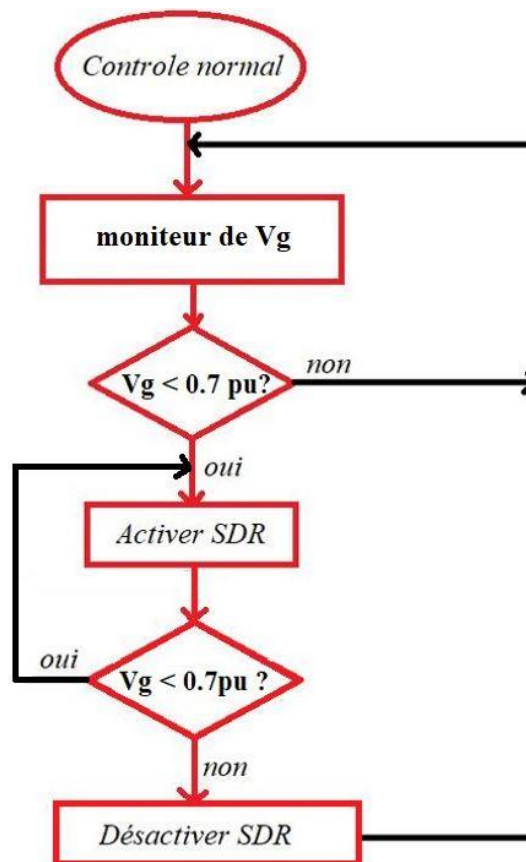


Figure 4. 6: Organigramme de commande de SDR

4.3.1.2.2 Circuit DC-CHOPPER

4.3.1.2.2.1 Principe

Le hacheur de freinage (DC-CHOPPER) est constitué d'une résistance a une valeur donnée par [Naderi 2019] qui peut être connectée ou déconnectée au moyen d'un interrupteur IGBT (figure 4.7). Une diode de roue libre est également nécessaire pour éviter des surtensions dans le commutateur quand il est ouvert. La commande du commutateur est souvent faite par un contrôleur tout ou rien. Quand la tension réelle du bus DC dépasse un niveau déterminé, par exemple 1350 V, la résistance est branchée et le surplus d'énergie est dissipé. La résistance est conservée connectée jusqu'à ce que la tension baisse au-dessous d'un niveau minimal déterminé, par exemple 1250 V, alors la résistance est déconnectée.

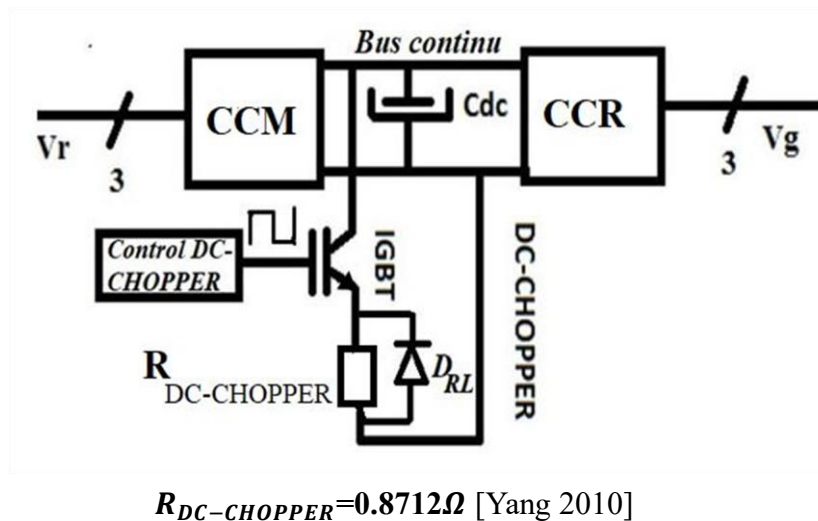


Figure 4. 7: Le schéma électrique équivalent de circuit hacheur de freinage (DC-CHOPPER)[Loulijat 2019]

4.3.1.2.2.2 Contrôle de DC-CHOPPER

Pour la commande de DC-CHOPPER (figure 4.8) une fois une surtension de V_{dc} est détectée, l'interrupteur se ferme, et l'excès d'énergie est dissipé à travers la résistance, limitant ainsi la tension V_{dc} .

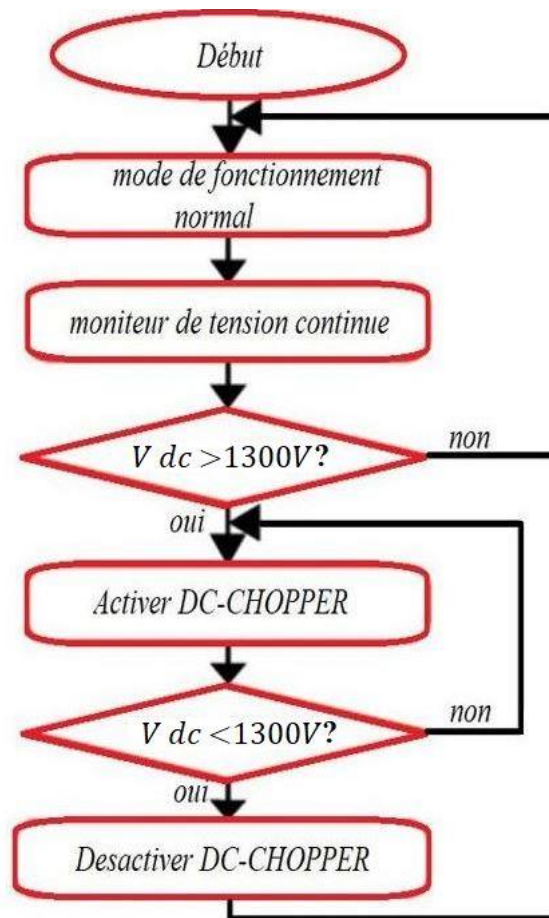


Figure 4. 8: Organigramme de commande de DC-CHOPPER

4.3.1.3 Méthode combinée : Active +passive

4.3.1.3.1 Principe

Pour les faibles niveaux de creux (entre 10-30 %) la stratégie de contrôle modifié est utilisée, désactivant le contrôle classique ainsi que l'utilisation de la protection matérielle (SDR). Alors que pour les importants creux (supérieure à 30%), la stratégie de contrôle modifiée est désactivée, et la SDR est utilisée avec le contrôle classique.

La commande de la stratégie du contrôle modifiée (figure 4.2) est déclenchée en cas de sur-courants sur les enroulements rotoriques ($I_r > 0.85$ pu), avec condition que la profondeur

du creux est supérieure à 30% ($V_g > 0.7$). La détection de la profondeur du creux est déterminée par la tension de réseau V_g .

La commande de la stratégie SDR est déclenchée en cas d'une baisse inférieure à 30% de la tension nominale ($V_g < 0.7$). La figure 4.9 représente l'organigramme de contrôle de la méthode combinée.

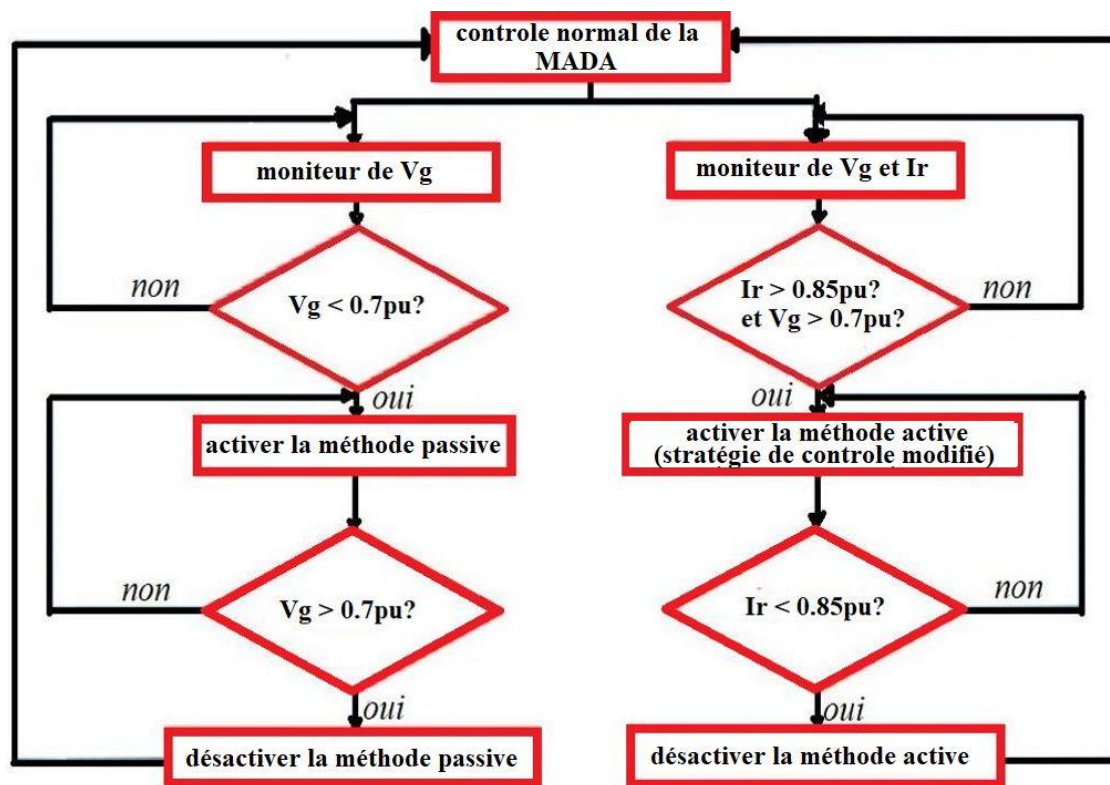


Figure 4. 9: Organigramme de contrôle de la stratégie combinée

La figure 4.10 représente le contrôle éclaté de la combinaison des méthodes.

Le bloc de détection de creux est prévu pour envoyer la profondeur du creux de tension, au comparateur N°1, qui délivre en sortie le signal de commande S , l'entrée du comparateur N°3, et ce signal qui gère l'activation ou la désactivation de la SDR. Le bloc de détection de courant rotorique mesure l'amplitude du courant rotorique, et l'envoi au comparateur N°2, qui détermine soit l'activation ou la désactivation de la stratégie de contrôle modifiée.

Le comparateur N°3 c'est lui qui sélectionne la solution à choisir, selon la profondeur du creux, le contrôle classique avec la SDR, ou la stratégie de contrôle modifié.

Le DC-CHOPPER est activé lorsqu'une surtension de la tension V_{dc} , est détectée par le comparateur N°4.

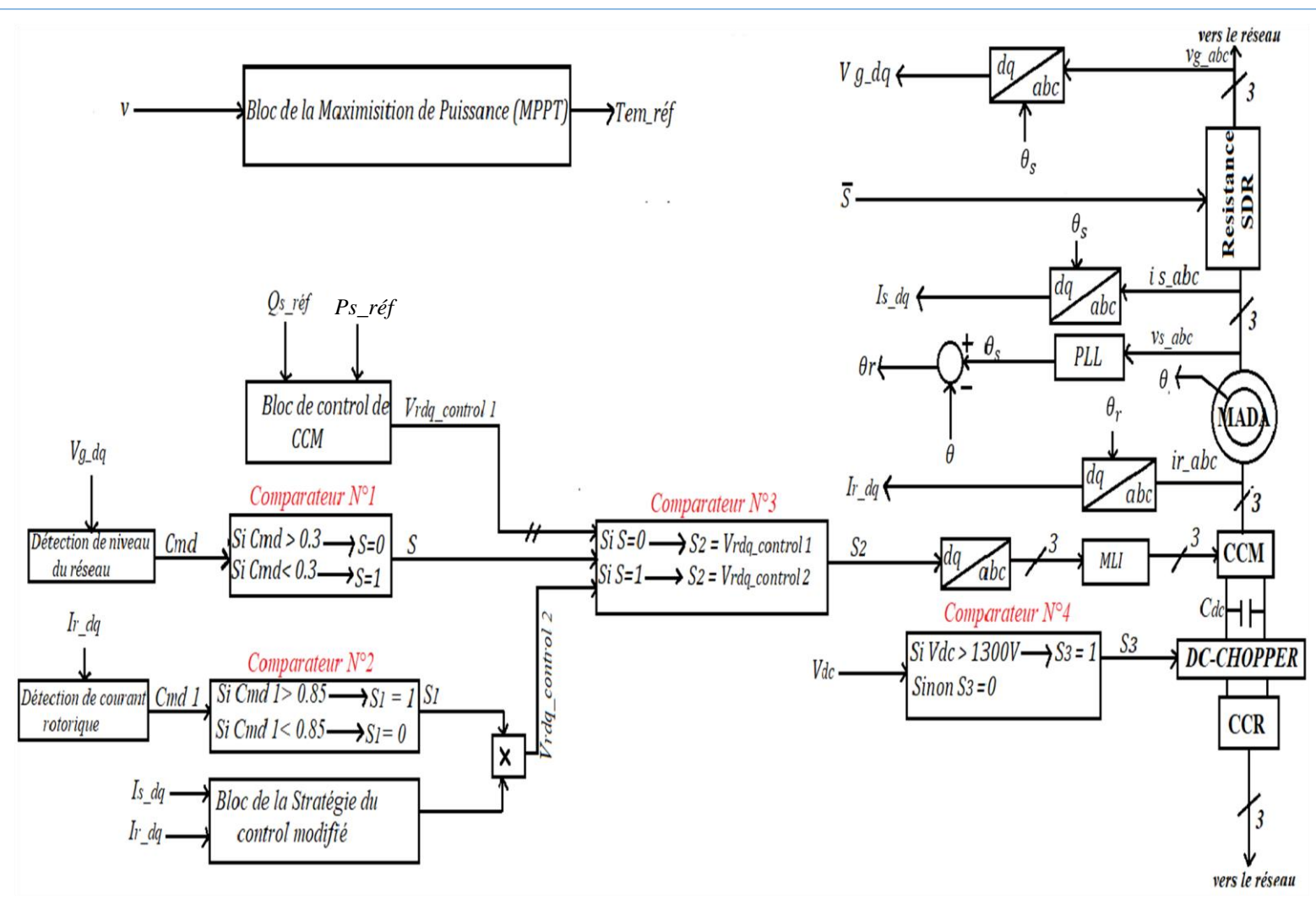


Figure 4. 10: Contrôle de la méthode combinée

4.3.1.4 Résultats de simulation

Pour vérifier l'efficacité de la stratégie du contrôle combiné, nous avons appliqué une série des creux de tension successifs comme indiqué sur la figure 4.11. Les résultats obtenus comparent la stratégie proposée avec la méthode active, passive et sans stratégie.

- Le premier creux est appliqué à partir de l'instant $t=0.7s$, sa durée est 150ms, et sa profondeur 100% ;
- Le deuxième creux de profondeur 25%, et de durée 200 ms est appliqué à l'instant $t=1.2s$.

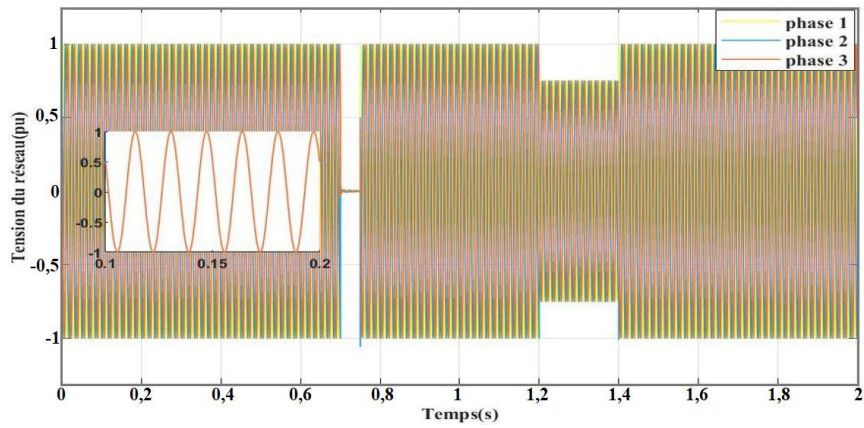


Figure 4. 11: Creux appliqué sur la tension du réseau

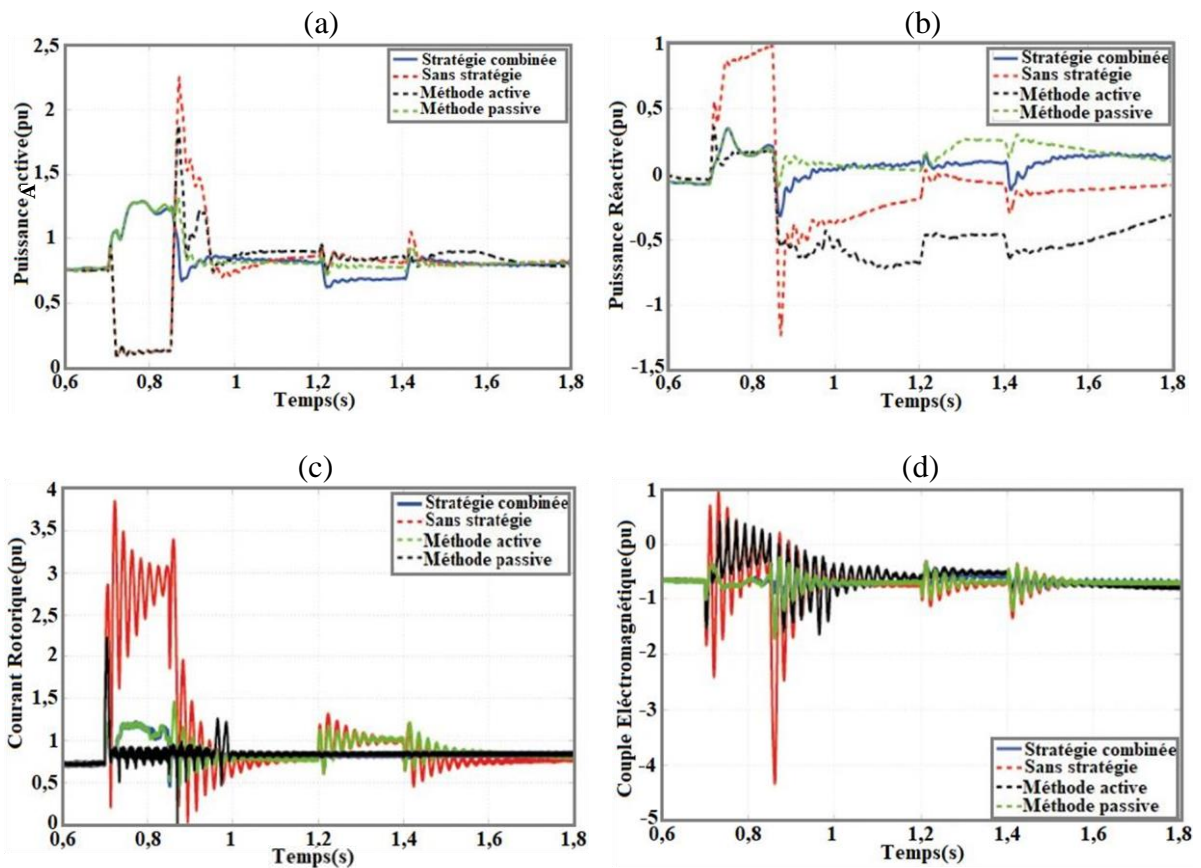


Figure 4. 12: résultats de simulation :(a) Puissance active,(b) puissance réactive,(c) courant rotorique et (d) couple électromagnétique

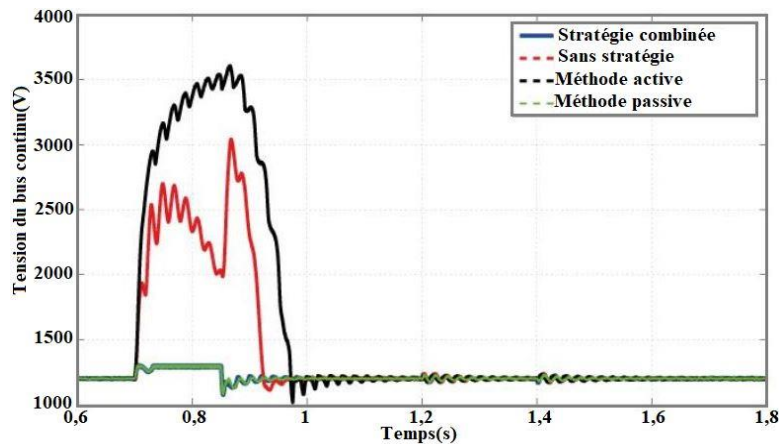


Figure 4. 13: résultats de simulation pour la tension V_{dc}

- Pour le 1^{er} creux, les perturbations du défaut ont été éliminées par la solution passive, tandis que pour le 2^{ème} creux de 25%, la stratégie de contrôle modifiée est employée.
- On remarque le maintien de la production de la puissance active avec la stratégie proposée durant le creux de 100% (figure 4.12.a). Au contraire, sans stratégie la puissance active est presque nulle.
- La puissance réactive est restée dans les limites imposées par le Code-Grid (figure 4.12 .b), il ne dépasse pas 0.3pu à la fourniture et 0.3pu à l'absorption. Par contre, sans la stratégie proposée la puissance réactive atteint 1pu à la fourniture et 1.2pu à l'absorption.
- La figure 4.12.c montre que le courant rotorique est bien limité au voisinage de sa valeur nominale par la stratégie proposée durant toute la durée des creux appliqués. Par contre, sans stratégie le courant peut dépasser sa valeur maximale (3pu) ce qui peut endommager les convertisseurs de puissance.
- Les fortes oscillations du couple électromagnétique (figure 4.12.d) au cours de l'apparition et de la disparition du défaut d'un dépassement de 3.5pu peuvent endommager la partie mécanique de la machine. Ces oscillations sont bien limitées par la stratégie proposée et ne dépassent pas un dépassement de 0.5pu.
- Sur la figure 4.13, la tension du bus continue est bien limitée à sa valeur maximale 1300 V avec la stratégie proposée, sans stratégie la tension peut dépasser deux fois la valeur maximale et atteindre une valeur de 3550V.

4.3.2 Contribution d'un observateur de Kalman au contrôle mode glissant d'ordre deux avec la méthode passive pour une éolienne basé sur la MADA connecté au réseau HT

Durant un creux de tension de grande profondeur sur le réseau, les dispositifs de connexion (CCM, bus DC, CCR et filtre de liaison) de la MADA d'une éolienne au réseau ont été soumis à des pertes importantes. La mesure de cette quantité n'est pas du tout réalisable par un capteur physique et considérée comme une perturbation pour un système de contrôle. De ce fait, pour surmonter ce défi, un modèle électrique de cette liaison avec ces pertes est réalisé, afin de mesurer les pertes à l'aide d'un capteur logiciel appelé observateur de Kalman (OK). En outre, une stratégie de contrôle de l'éolienne est suggérée : la commande mode glissant d'ordre deux liée à un OK (MGO2-OK) avec et sans ajout de la méthode passive (MP) Constituée d'un circuit CROWBAR placé entre le rotor et le CCM complété par un circuit DC-CHOPPER inséré en parallèle avec le condensateur du bus continu. Durant un creux de tension de 100 %, la stratégie MGO2-OK avec un ajout de la MP a montré des résultats très satisfaisants. A la fin de ce chapitre, un tableau comparatif de notre stratégie avec d'autres publiées dans la littérature est effectué. Au vu de cette comparaison, la supériorité de MGO2-OK avec la MP est confirmée. La figure 4.14 représente la structure globale d'un système éolien connecté à un réseau perturbé avec la stratégie commande-protection proposée.

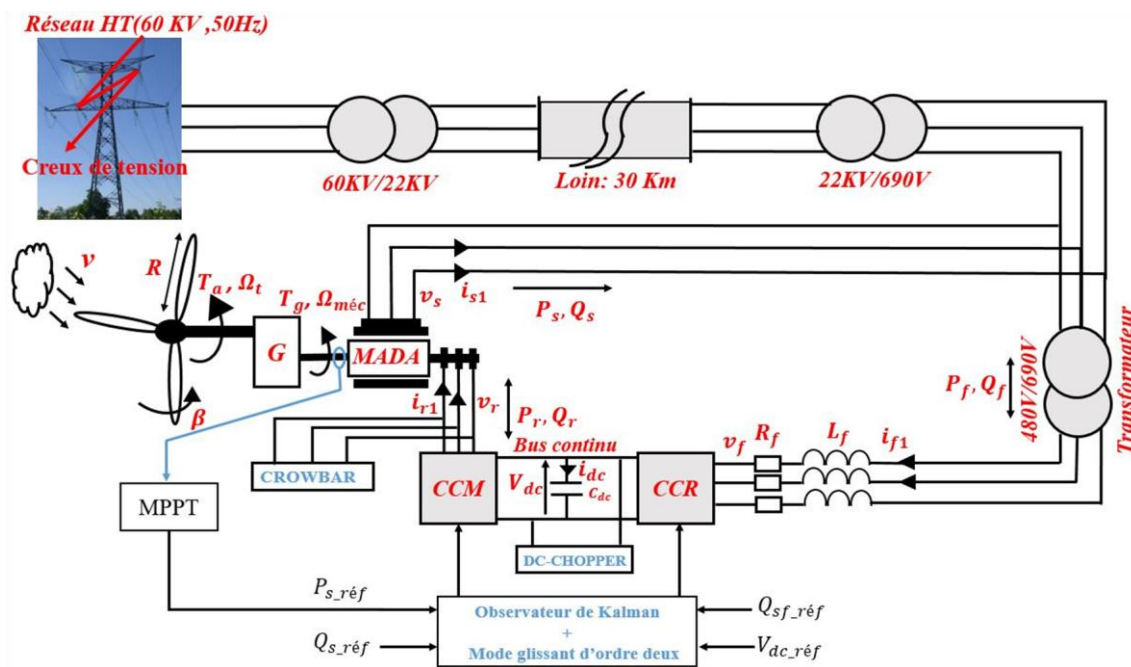


Figure 4. 14: Schéma général d'un système éolien à base de la MADA [Loulijat(2) 2021]

4.3.2.1 Principe de la commande MGO2

Le principe du MGO2 [Touati 2015] est une alternative du problème généré par la commande non linéaire mode glissant (MG) classique. Dans cette approche, le terme discontinu n'apparaît plus directement dans le contrôle synthétisé mais dans un de ses dérivés supérieurs, ce qui a l'avantage de réduire le phénomène de chattering. Le MGO2 a été introduit pour surmonter le problème du chattering tout en conservant les propriétés de convergence en temps fini et de robustesse des commandes par MG classiques et en améliorant la précision asymptotique. À cette fin, un algorithme de contrôle de type «super-twisting (STA)» capable de générer des lois de contrôle de tous les systèmes du second ordre.

La théorie du MGO2 et son algorithme STA sont définie dans l'ANNEXE N°2.

4.3.2.2 Notion d'observabilité

L'observabilité d'un système assure la reconstruction de l'état initial à partir de la seule connaissance des entrées et des sorties disponibles sur un intervalle de temps. Un système est dit observable si à partir des mesures des entrées et des sorties on peut reconstruire l'état initial du système.

4.3.2.2.1 Observateur d'état [SAYAH 2012]

En automatique un observateur d'état est une extension d'un modèle représenté sous forme de représentation d'état.

Un observateur d'état (ou reconstituteur) est un filtre dont l'entrée est le vecteur des mesures bruitées de sortie d'un système dynamique, ainsi que le vecteur de ses entrées. La sortie de ce filtre est un vecteur proche du vecteur d'état du système.

La théorie de l'observateur d'état déterministe a été introduite par Luenberger-Kalman pour les systèmes linéaires. Pour les systèmes non linéaires, l'observation reste un domaine très actif.

L'estimation de l'état se fait en recopiant de façon virtuelle la dynamique du système en prenant en compte la commande u mais également les sorties du système y (les mesures) dans le but de corriger les écarts éventuels.

4.3.2.2.1.1 Architecture d'un observateur

On utilise la notation «chapeau» pour exprimer une estimation. Si x représente l'état réel du système non mesuré, \hat{x} représente l'estimation de l'état faite par l'observateur. La figure 4.15 représente la structure d'un observateur d'état.

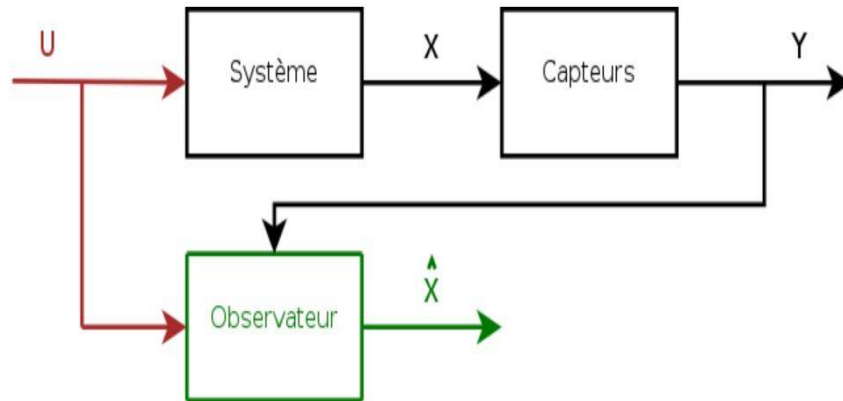


Figure 4. 15: Structure d'observateur [Wikipédia(2)]

4.3.2.2.1.2 Observateur de Kalman

Soit le système linéaire suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (4.60)$$

Un observateur dynamique a la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}(t) = A\hat{x}(t) + Bu(t) + L(y - \hat{y}) \\ \hat{y}(t) = C\hat{x}(t) \end{cases} \quad (4.61)$$

L'évolution de l'état est corrigée grâce au modèle en fonction de l'écart constaté entre la sortie mesurée et la sortie reconstruite (estimé) par l'observateur : $(y - \hat{y})$.

On peut réécrire l'observateur de la manière suivante :

$$\dot{\hat{x}} = (A - LC)\hat{x} + Bu + Ly \quad (4.62)$$

On vérifie bien que l'observateur reconstruit l'état x en fonction de la commande u et des mesures y (figure 4.16).

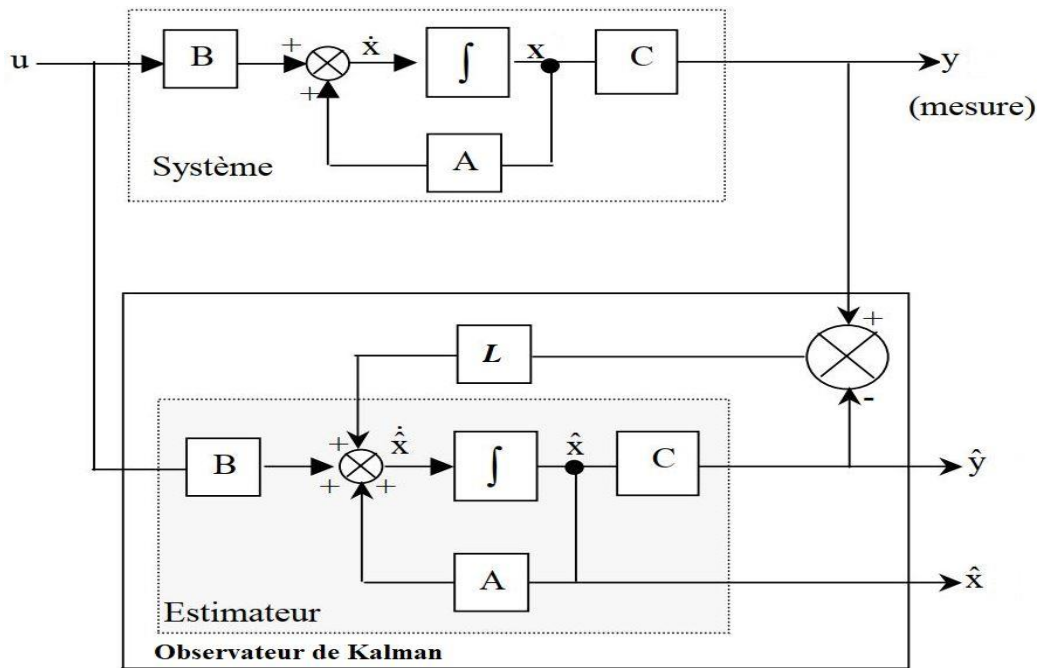


Figure 4. 16: Schéma fonctionnel d'un observateur

La matrice L est appelée matrice de gain et doit être choisie de manière à ce que l'erreur sur l'état converge exponentiellement vers 0, soit :

$$\tilde{x} = x - \hat{x} \quad (4.63)$$

Pour cela, il suffit de choisir L telle que la matrice $(A - LC)$ soit une matrice Hurwitz, c'est-à-dire que ses valeurs propres ont des parties réelles négatives dans le cas continu ou possèdent un module inférieur à 1 dans le cas discret.

4.3.2.3 Critère d'observabilité

4.3.2.3.1 Critère de Kalman

L'observabilité ne dépend que de A et de C. Elle est indépendante de B.

Le système (4.60) ou la paire (A, C) est complètement observable si et seulement si la matrice O_{obs} suivante dite matrice de l'observabilité est de rang n ou sa déterminant différente de zéro ($rang O_{obs} = n$ ou $det O_{obs} \neq 0$).

$$O_{obs} = \begin{bmatrix} C \\ CA \\ CA^2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ CA^{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.64)$$

4.3.2.4 Application sur MADA sans et avec la MP durant un creux de tension [Loulijat(2) 2021]

4.3.2.4.1 Code spécifique du réseau

Les codes de réseau récents exigent que les parcs éoliens restent connectés et soutiennent le réseau pendant et après une panne. Le Code-Grid à respecter dans cet article est donné dans la figure 4.17. Ils doivent résister à des creux de tension d'un certain pourcentage de la tension normale pendant les durées spécifiées. La déconnexion n'est pas autorisée au-dessus de la limite et les éoliennes restent connectées même lorsque la tension au point de couplage commun (PCC) tombe à zéro. En dessous de la ligne de démarcation, les éoliennes ne sont pas tenues de contribuer au réseau et elles peuvent être déclenchées par des disjoncteurs après un délai de 150 ms.

Dans la figure 4.17, la région 1 indique qu'il n'y a pas de déclenchement et que l'éolienne reste connectée au réseau même si la tension du PCC est tombée à zéro. La région 2 indique le déclenchement d'éolienne.

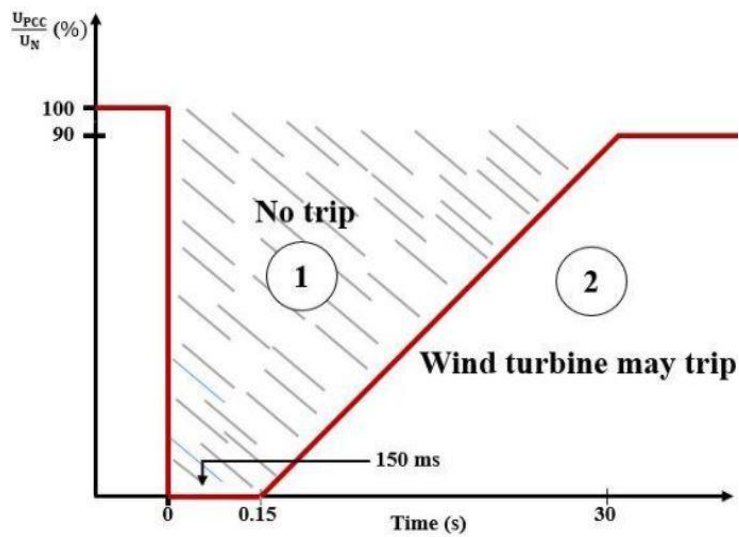


Figure 4. 17: Exigence du creux de tension [Loulijat(2) 2021]

4.3.2.4.2 Commande du convertisseur côté Machine

Dans cette partie, nous nous intéressons à la commande du CCM dont le principe est illustré à la figure 4.18.

Le contrôle des puissances active et réactive statoriques seront obtenus en contrôlant les courants rotoriques d'axes dq de la MADA.

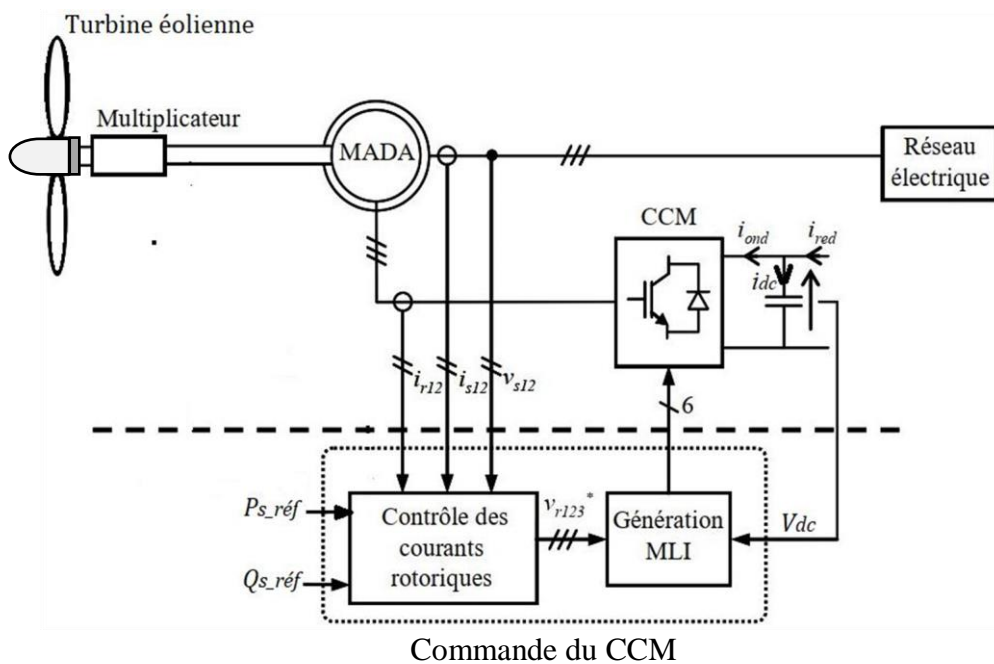


Figure 4. 18: Principe de la commande du CCM

4.3.2.4.2.1 Choix du référentiel pour le modèle de la MADA dans le repère d-q

Le champ statorique tourne, en régime permanent, à la vitesse de synchronisme. Il est symbolisé par le vecteur flux statorique qui donne une idée visuelle de la phase et de l'amplitude du flux.

En choisissant le référentiel diphasé d - q lié au champ tournant statorique [Poitiers 2003] et en plaçant le vecteur flux statorique φ_s sur l'axe d , on peut écrire d'après la figure 4.19 :

$$\begin{cases} \frac{d\theta_s}{dt} = \dot{\theta}_s = \omega_s \\ \frac{d\theta_r}{dt} = \dot{\theta}_r = \omega_r \\ \frac{d\theta}{dt} = \dot{\theta} = \omega = \omega_s - \omega_r = p\Omega_m \end{cases} \quad (4.65)$$

Avec :

- ω_s : la pulsation statorique ;
- ω_r : la pulsation rotorique ;
- ω : la pulsation électrique entre les bobinages statorique et rotorique.

Et :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = \varphi_s ; \varphi_{sq} = 0 \\ v_{sd} = 0 ; v_{sq} = v_s \end{cases} \quad (4.66)$$

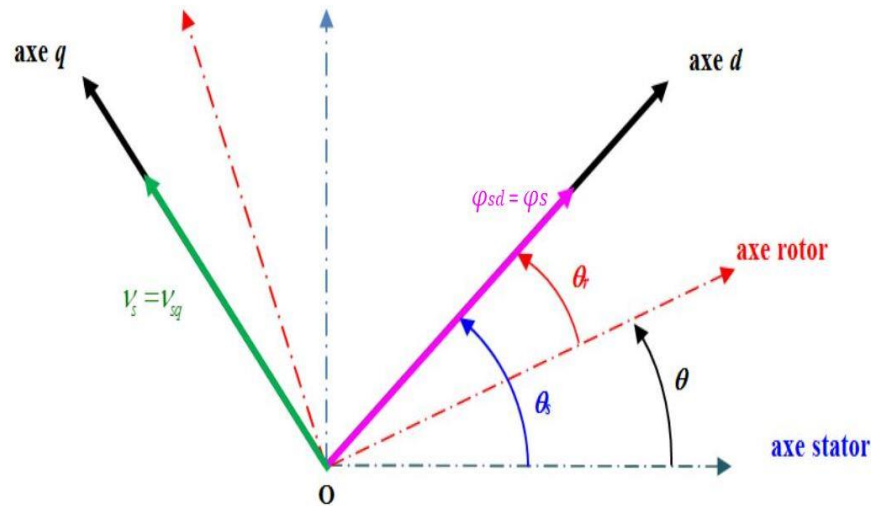


Figure 4. 19: Référentiel diphasé d-q lié au champ tournant statorique

Pour déterminer les angles nécessaires aux transformations de Park pour les grandeurs statoriques (θ_s) et pour les grandeurs rotoriques (θ_r), nous avons utilisé une boucle à verrouillage de phase appelée plus communément PLL (Phase Locked Loop), comme l'illustre la figure 4.20. Cette PLL permet d'estimer avec précision la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau [Benhabib 2004].

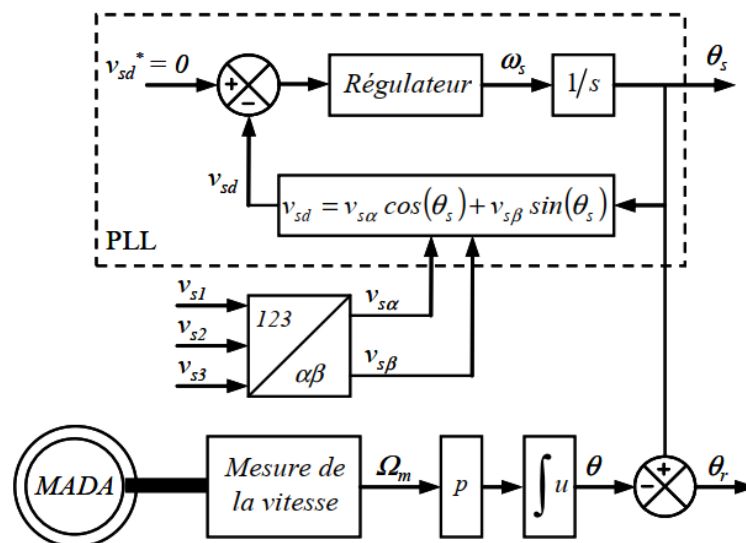


Figure 4. 20: Etablissement des angles de transformation à l'aide d'une PLL

La phase rotorique forme un angle électrique θ avec la phase statorique (figure 4.19). Ainsi, l'angle θ_r nécessaire aux transformations rotoriques est le résultat de la soustraction des angles θ_s et θ . Pour la méthode ici décrite, deux capteurs de tension et un capteur de vitesse sont donc nécessaires pour établir ces différents angles.

4.3.2.4.2.2 Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique

L'orientation du vecteur de flux du stator suivant l'axe d permet de contrôler la production électrique du système éolien. Cette orientation sera effectuée avec un modèle réel de la MADA, en tenant compte de la résistance du stator.

Les tensions du stator sont réduites à :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_s}{dt} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \varphi_s \end{cases} \quad (4.67)$$

Supposons que le réseau d'alimentation électrique est stable, ce qui entraîne un flux constant du stator et la tension statorique prenant une nouvelle valeur est :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \varphi_s \end{cases} \quad (4.68)$$

D'après les équations des flux statorique dans le repère $d-q$ (chapitre II, équation 2.16) et l'équation 4.66, on peut exprimer les composantes $d-q$ du courant au niveau du stator par :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \\ i_{sq} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (4.69)$$

En remplaçant les composantes (4.69) dans les équations des puissances (chapitre II, équation 2.18) générées par le stator, nous trouvons :

$$\begin{cases} P_s = 1.5 \left(\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} i_{rq} - \frac{V_s^2}{R_s} + \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right) \\ Q_s = 1.5 \left(\frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} i_{rd} \right) \end{cases} \quad (4.70)$$

A partir de l'observation du système d'équations (4.70), on arrive à une commande des puissances découplée, où la composante i_{rq} du courant rotorique commande la puissance active, tandis que la puissance réactive est exploitée par la composante directe i_{rd} .

Si on réarrange les équations des tensions statorique (chapitre II, équation 2.15), on peut en déduire une formule des courants du rotor en fonction des tensions du rotor dans les équations suivantes.

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - g \omega_s \sigma i_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + g \omega_s \sigma i_{rd} + g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \end{cases} \quad (4.71)$$

Donc :

$$\begin{cases} \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} (v_{rd} - R_r i_{rd} + g \omega_s \sigma i_{rq}) \\ \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} \left(v_{rq} - R_r i_{rq} - g \omega_s \sigma i_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right) \end{cases} \quad (4.72)$$

La figure 4.21 représente le schéma bloc illustrant la structure interne de la MADA.

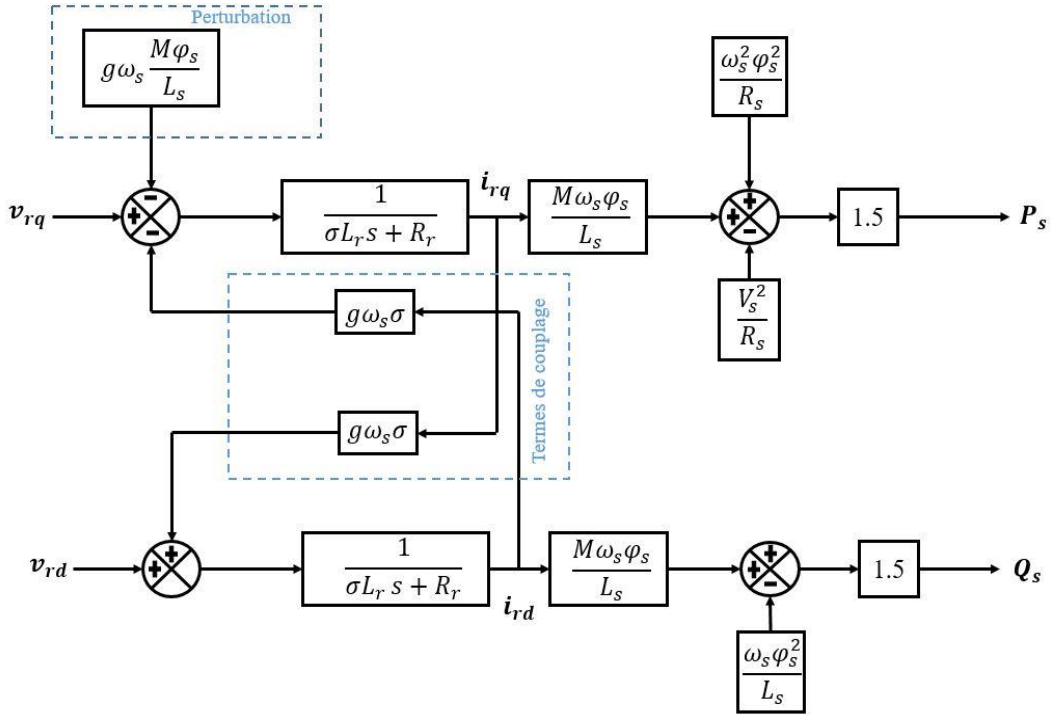


Figure 4. 21: Schéma interne de la MADA

En régime permanent, les premiers termes dérivés du système d'équations 6.9 sont nuls et nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g \omega_s \sigma i_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g \omega_s \sigma i_{rd} + g \omega_s \frac{M \phi_s}{L_s} \end{cases} \quad (4.73)$$

4.3.2.4.2.3 Génération des courants rotoriques de référence

Pour assurer la convergence des puissances active et réactive du stator de la MADA dans leurs références. Les références des courants rotoriques $i_{rq_réf}$ et $i_{rd_réf}$ sont définies par.

$$\begin{cases} i_{rq_réf} = \frac{L_s}{\omega_s \phi_s M} \left(\frac{P_{s_réf}}{1.5} + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \phi_s^2}{R_s} \right) \\ i_{rd_réf} = -\frac{L_s}{\omega_s \phi_s M} \left(\frac{Q_{s_réf}}{1.5} - \frac{\omega_s \phi_s^2}{L_s} \right) \end{cases} \quad (4.74)$$

4.3.2.4.2 Etablissement des lois du contrôle

Les courants du rotor qui sont liés aux puissances active et réactive par les équations 4.70 doivent suivre leurs références (4.74) de courant appropriées de sorte qu'un contrôle MGO2 basé sur le référentiel d-q ci-dessus est utilisé :

Les surfaces de glissement représentant l'erreur entre les courants rotoriques mesurés et de références sont définies par :

$$\begin{cases} s_q = i_{rq} - i_{rq_réf} \\ s_d = i_{rd} - i_{rd_réf} \end{cases} \quad (4.75)$$

La dynamique des surfaces de glissement s_q et s_d est défini par :

$$\begin{cases} \frac{ds_q}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} \left(v_{rq} - R_r i_{rq} - g \omega_s \sigma i_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right) - \frac{di_{rq_réf}}{dt} \\ \frac{ds_d}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} \left(v_{rd} - R_r i_{rd} + g \omega_s \sigma i_{rq} \right) - \frac{di_{rd_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.76)$$

Si nous définissons les fonctions F1 et F2 comme suit :

$$\begin{cases} F_1 = \frac{1}{\sigma L_r} \left(-R_r i_{rq} - g \omega_s \sigma i_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right) - \frac{di_{rq_réf}}{dt} \\ F_2 = \frac{1}{\sigma L_r} \left(-R_r i_{rd} + g \omega_s \sigma i_{rq} \right) - \frac{di_{rd_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.77)$$

Telle que :

$$\begin{cases} \frac{d^2 s_q}{dt^2} = \frac{1}{\sigma L_r} \dot{v}_{rq} + \dot{F}_1 \\ \frac{d^2 s_d}{dt^2} = \frac{1}{\sigma L_r} \dot{v}_{rd} + \dot{F}_2 \end{cases} \quad (4.78)$$

Un algorithme du super-twisting(AST) est utilisé pour générer des lois de contrôle (ANNEXE N°2). Cet algorithme pour la commande MGO2 a été proposé par EMELYANOV en 1990 contient deux parties :

$$\begin{cases} v_{rq} = u_1 - \beta_1 |s_q|^{0.5} \text{sign}(s_q) \\ \dot{u}_1 = -\lambda_1 \text{sign}(s_q) \end{cases} \quad (4.79)$$

$$\begin{cases} v_{rd} = z_1 - \beta_2 |s_d|^{0.5} \text{sign}(s_d) \\ \dot{z}_1 = -\lambda_2 \text{sign}(s_d) \end{cases} \quad (4.80)$$

Pour assurer la convergence dans un temps court, les paramètres λ_i et β_i doivent vérifier les inégalités suivantes :

$$\begin{cases} \lambda_i = \frac{\gamma_i}{\sigma L_r} \\ \beta_i \geq \frac{4\gamma_i(\lambda_i + \gamma_i)}{\sigma^2 L_r^2 (\lambda_i - \gamma_i)} \\ |\dot{F}_i| \leq \gamma_i \quad ; i=1,2 \end{cases} \quad (4.81)$$

D'autre part, les commandes équivalentes sont calculées en mettant à zéro les équations de 4.76, comme suit :

$$\begin{cases} v_{rq_eq} = R_r i_{rq} + g \omega_s \sigma i_{dr} + g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} + \sigma L_r \frac{di_{rq_réf}}{dt} \\ v_{rd_eq} = R_r i_{rd} + g \omega_s \sigma i_{qr} + \sigma L_r \frac{di_{rd_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.82)$$

La figure 4.22 ci-dessous représente le schéma du contrôle éclaté du CCM.

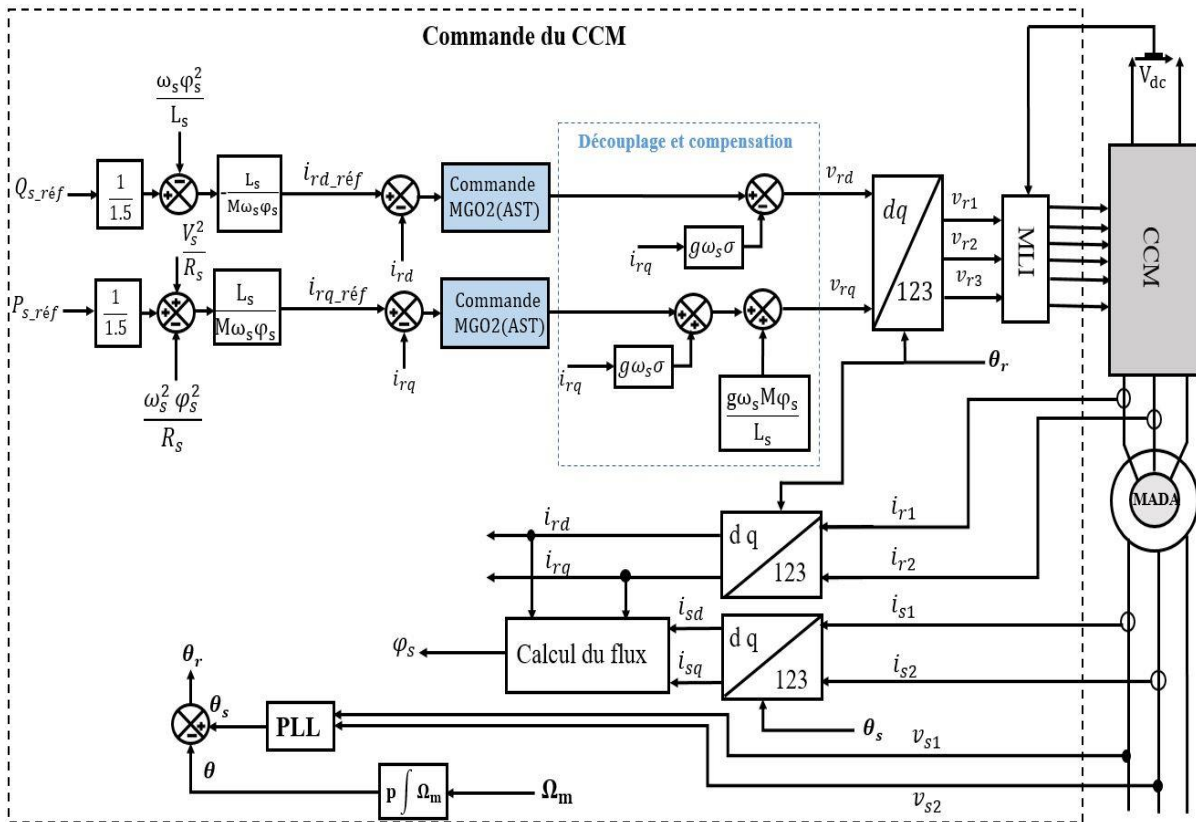


Figure 4. 22: Commande du CCM

4.3.2.4.3 Commande du convertisseur côté réseau

Le CCR se trouve entre le bus continu et le réseau électrique par le biais d'un filtre $R_f L_f$. Ce convertisseur a un rôle double : maintenir une tension du bus continu constante, quelle que soit l'amplitude et la direction du flux d'énergie rotorique de la MADA et assurer un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique. Le schéma de la figure 4.23 décrit la commande de CCR. Cette commande réalise donc les deux fonctions suivantes :

- le contrôle des courants circulant dans le filtre $R_f L_f$;
- le contrôle de la tension du bus continu.

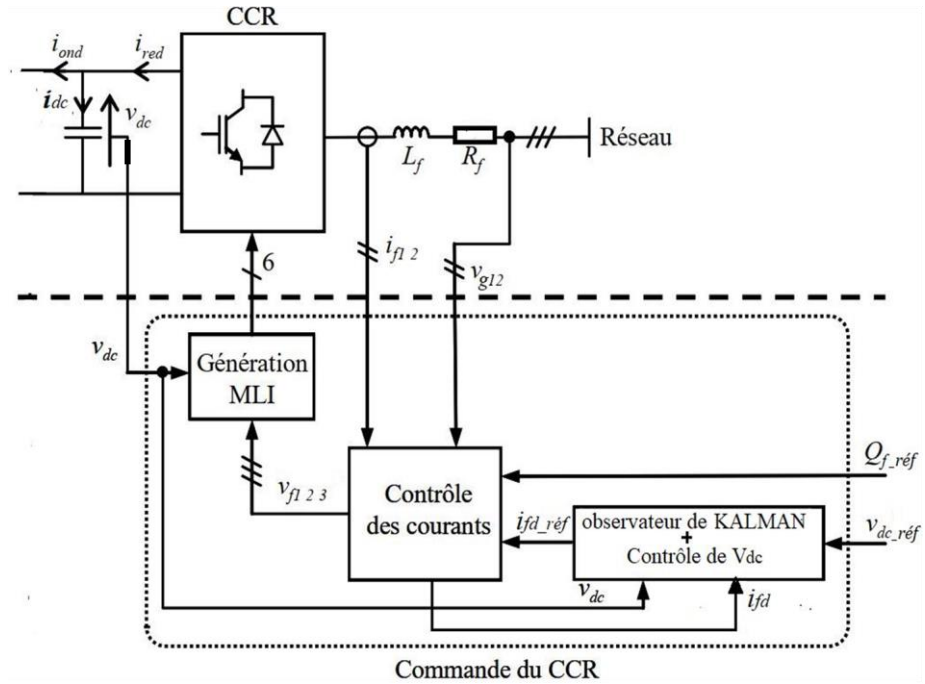


Figure 4. 23: Principe de la commande du CCR

4.3.2.4.3.1 Contrôle de la puissance réactive du filtre

L'axe d du repère de référence est orienté avec la position angulaire de la tension du réseau. Étant donné que l'amplitude de la tension du réseau est constante, donc v_{gd} est constante et v_{gq} est nulle.

$$\begin{cases} v_{gd} = v_g \\ v_{gq} = 0 \end{cases} \quad (4.83)$$

Ce qui permet d'écrire :

$$\begin{cases} \frac{di_{fd}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_{fd} + \omega_s i_{fq} - \frac{v_g}{L_f} + \frac{v_{fd}}{L_f} \\ \frac{di_{fq}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_{fq} - \omega_s i_{fd} + \frac{v_{fq}}{L_f} \end{cases} \quad (4.84)$$

$$\begin{cases} P_f = 1.5v_g i_{fd} \\ Q_f = -1.5v_g i_{fq} \end{cases} \quad (4.85)$$

À partir des équations 4.85, nous observons que le transfert des puissances active et réactive entre le CCR et le réseau sera proportionnel à i_{fd} et i_{fq} respectivement. La figure 4.24 représente le schéma bloc illustrant la structure de CCR et de filtre $R_f L_f$.

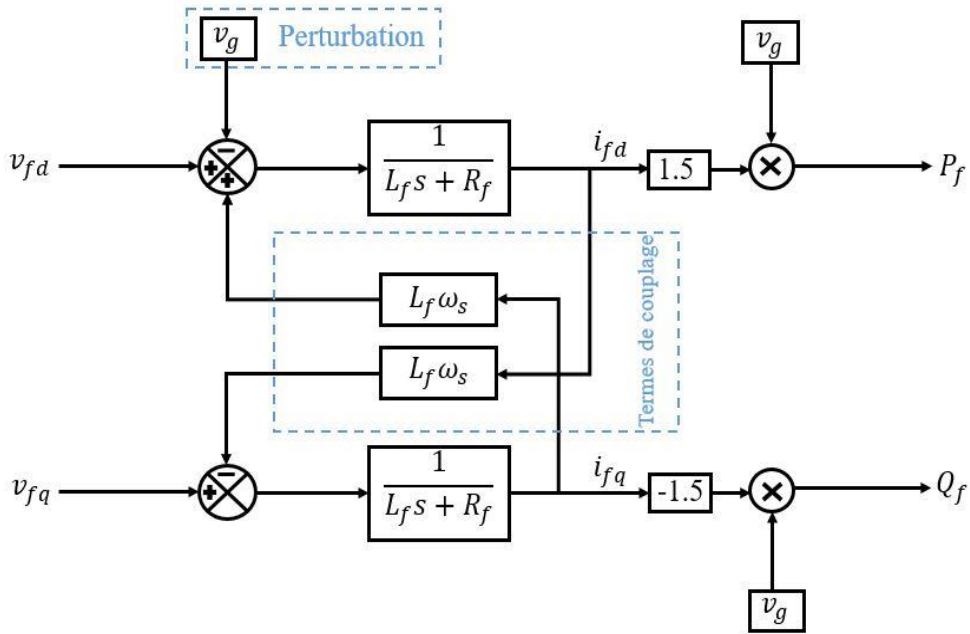


Figure 4. 24: Schéma bloc illustrant la structure de CCR et de filtre $R_f L_f$

4.3.2.4.3.2 Génération des courants de référence transitant dans le filtre $R_f L_f$

En partant des relations (4.85), il est alors possible d'imposer les puissances active et réactive de référence, noté ici $P_{f_réf}$ et $Q_{f_réf}$, en imposant les courants de référence suivants :

$$\begin{cases} i_{fd_réf} = \frac{P_{f_réf}}{1.5v_g} \\ i_{fq_réf} = -\frac{Q_{f_réf}}{1.5v_g} \end{cases} \quad (4.86)$$

La composante en quadrature du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique. La composante directe, quant à elle, est utilisée pour réguler la tension du bus continu. Avec ce principe, une puissance réactive de référence nulle peut alors être imposée ($Q_{f_réf} = 0$ VAR).

4.3.2.4.3 Etablissement des lois du contrôle

Pour assurer la convergence des puissances active et réactive traversant le filtre dans leurs références, un contrôle MGO2 basé sur le référentiel d - q ci-dessus est utilisé. La référence du courant i_{fd_ref} de filtre est générée par la boucle de régulation de la tension V_{dc} (figure 4.25) et la référence du courant i_{fq_ref} de filtre est définie par $Q_{f_réf}$.

Les surfaces de glissement représentant l'erreur entre les courants de filtre mesurés et de références sont définies par :

$$\begin{cases} s_{fd} = i_{fd} - i_{fd_réf} \\ s_{fq} = i_{fq} - i_{fq_réf} \end{cases} \quad (4.87)$$

La dynamique des fonctions de glissement s_{fd} et s_{fq} est défini par :

$$\begin{cases} \frac{ds_{fd}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_{fd} + \omega_s i_{fq} - \frac{v_g}{L_f} + \frac{v_{fd}}{L_f} - \frac{di_{fd_réf}}{dt} \\ \frac{ds_{fq}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_{fq} - \omega_s i_{fd} + \frac{v_{fq}}{L_f} - \frac{di_{fq_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.88)$$

Si nous définissons les fonctions H_1 et H_2 comme suit :

$$\begin{cases} H_1 = -\frac{R_f}{L_f} i_{fd} + \omega_s i_{fq} - \frac{v_g}{L_f} - \frac{di_{fd_réf}}{dt} \\ H_2 = -\frac{R_f}{L_f} i_{fq} - \omega_s i_{fd} - \frac{di_{fq_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.89)$$

Tel que :

$$\begin{cases} \frac{d^2 s_{fd}}{dt^2} = \dot{H}_1 + \frac{1}{L_f} \dot{v}_{fd} \\ \frac{d^2 s_{fq}}{dt^2} = \dot{H}_2 + \frac{1}{L_f} \dot{v}_{fq} \end{cases} \quad (4.90)$$

Un algorithme du super-twisting(AST) est utilisé pour générer des lois de contrôle (ANNEXE N°2). Cet algorithme pour la commande MGO2 a été proposé par EMELYANOV en 1990 contient deux parties :

$$\begin{cases} v_{fd} = u_1' - \rho_1 |s_{fd}|^{0.5} \text{sign}(s_{fd}) \\ \dot{u}_1' = -\sigma_1 \text{sign}(s_{fd}) \end{cases} \quad (4.91)$$

$$\begin{cases} v_{fq} = u_2' - \rho_2 |s_{fq}|^{0.5} \text{sign}(s_{fq}) \\ \dot{u}_2' = -\sigma_2 \text{sign}(s_{fq}) \end{cases} \quad (4.92)$$

Pour assurer la convergence dans un temps court, les paramètres σ_i et ρ doivent vérifier les inégalités suivantes :

$$\begin{cases} \sigma_i = \frac{\delta_i}{L_f} \\ \rho_i \geq \frac{4\delta_i(\sigma_i + \delta_i)}{L_f^2(\sigma_i - \delta_i)} \\ |\dot{H}_i| \leq \delta_i \quad ; i = 1, 2 \end{cases} \quad (4.93)$$

D'autre part, les commandes équivalentes sont calculées en mettant à zéro les équations de (4.88), comme suit :

$$\begin{cases} v_{fd_eq} = R_f i_{fd} - L_f \omega_s i_{fq} + v_g + L_f \frac{di_{fd_réf}}{dt} \\ v_{fq_eq} = R_f i_{fq} + L_f \omega_s i_{fd} + L_f \frac{di_{fq_réf}}{dt} \end{cases} \quad (4.94)$$

4.3.2.4.3.4 Contrôle de la tension du bus continu [Loulijat(2) 2021]

Le modèle électrique de la figure 4.25.a illustre les circuits du rotor, du bus continu et des convertisseurs avec leurs pertes. D'après la figure 4.25.b, l'équation du bilan de puissance s'écrit en (4.95).

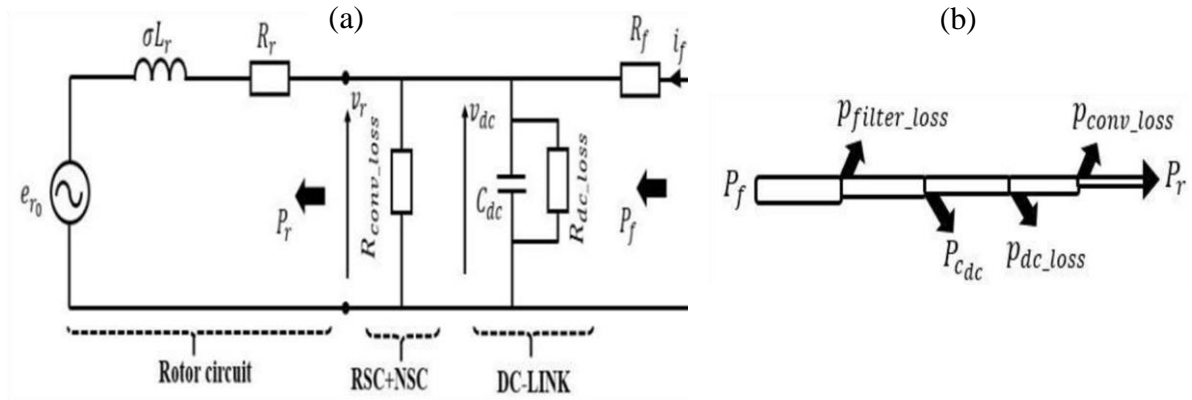


Figure 4. 25: (a) Modèle réel du circuit de connexion avec ses pertes,(b) l'arbre de puissance associé [Loulijat(2) 2021]

- R_{pertes_conv} : Représente les pertes de commutation totales dans les convertisseurs
- R_{pertes_dc} : Représente les pertes dans le condensateur du bus continu

Avec :

- $R_{pertes_conv} = R_{pertes_CCM} // R_{pertes_CCR}$
- $p_{pertes_conv} = v_{dc}^2 / R_{pertes_conv}$; $p_{pertes_dc} = v_{dc}^2 / R_{pertes_dc}$ et $p_{pertes_filtre} = R_f i_f^2$

$$P_{c_{dc}} = P_f - P_r - \underbrace{(P_{pertes_filtre} + P_{pertes_conv} + P_{pertes_dc})}_{P_{pertes_totales}} \quad (4.95)$$

$$P_{c_{dc}} = \underbrace{c_{dc} v_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt}}_{\frac{dW_{dc}}{dt}: \text{dérivée de l'énergie}} = v_{dc} i_{dc} \quad (4.96)$$

Où $P_{c_{dc}}$ puissance active instantanée à travers le condensateur, P_r puissance active du rotor, P_f puissance active du filtre, p_{pertes_filtre} pertes de puissance dans le filtre, p_{pertes_conv} pertes de puissance dans les convertisseurs CCM et CCR, et p_{pertes_dc} pertes de puissance dans le condensateur C_{dc} .

De plus, p_{pertes_filtre} , p_{pertes_conv} et p_{pertes_dc} seront prises en compte dans ce travail car elles affectent de manière significative le système, notamment en cas de creux de tension dans le réseau HT [Loulijat 2021]. En substituant les expressions de puissance des équations (4.85), (4.95) et (4.96), le modèle d'état de la tension à travers le condensateur du bus continu est écrit dans l'équation suivante :

$$v_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = \left(\frac{1.5}{c_{dc}} v_g i_{fd} \right) - \frac{P_r + p_{pertes_totales}}{c_{dc}} \quad (4.97)$$

Dans l'équation (4.97) de la tension v_{dc} aux bornes du bus continu, le terme $p_{pertes_totales}$ représente les pertes totales dans la chaîne de connexion qui doivent être disponibles. Ce terme est inaccessible à la mesure avec un capteur réel. Nous suggérons donc l'utilisation d'un capteur logiciel, appelé OK, pour calculer une estimation de ce terme en temps réel, et en boucle fermée avec le contrôleur. En outre, l'utilisation d'un observateur minimise le coût du capteur réel et, comme les observateurs servent de filtre, le bruit de mesure est éliminé.

4.3.2.4.3.5 Observabilité du sous-système bus continu

Tout d'abord, avant de réaliser le concept de l'OK, il est nécessaire de vérifier que le sous-système bus continu est observable. L'équation (4.98) illustre le modèle dynamique de la tension aux bornes du condensateur du bus continu.

$$v_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = \left(\frac{1.5}{c_{dc}} v_g i_{fd} \right) + \overbrace{\frac{-P_r - p_{pertes_totales}}{c_{dc}}}^{p(t)} \quad (4.98)$$

Par commodité, les variables d'état ont été choisies comme suit :

$$\begin{cases} x_1 = \frac{v_{dc}^2}{2} \\ x_2 = \frac{p(t)}{c_{dc}} \end{cases} \quad (4.99)$$

Le modèle d'état résultant représentant la tension du bus continu est alors représenté par l'équation (4.101), où x_2 représente le terme à observer.

$$\begin{cases} x = (x_1 \ x_2)^T; y = x_1 = \frac{v_{dc}^2}{2} \text{ et } u = i_{fd} \\ A = (0 \ 1; 0 \ 0)^T; B = (\alpha \ 0)^T; C = (1 \ 0) \text{ et } y = x_1 \\ \alpha = \frac{1.5v_g}{c_{dc}} \end{cases} \quad (4.100)$$

Le modèle d'état d'équation (4.98) précédent peut être réécrit sous la forme générale suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{cases} \quad (4.101)$$

L'observabilité du sous-système bus continu est vérifiée par le déterminant de la matrice d'observabilité O_{obs} , ce dernier doit être différent de zéro :

$$\det(O_{obs}) = \det \begin{pmatrix} C \\ CA \end{pmatrix} = \det \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} = 1 \neq 0 \quad (4.102)$$

Par conséquent, le système d'équation 4.101 est complètement observable.

4.3.2.4.3.6 Conception d'observateur de Kalman

La conception d'OK est basée sur la recopie du modèle d'état du sous-système bus continu de l'équation (4.101) avec une matrice de gain d'ajustement L, ainsi le modèle d'état de l'OK s'écrit dans l'équation (4.103).

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}} = A\hat{x} + Bu + L(y - \hat{y}) & \text{avec } L = (l_1 \ l_2)^T \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad (4.103)$$

Nous définissons l'erreur d'estimation comme suit :

$$\tilde{x} = x - \hat{x} \quad (4.104)$$

La dynamique de cette erreur est guidée par le système suivant :

$$\dot{\tilde{x}} = \dot{x} - \dot{\hat{x}} = (A - LC)\tilde{x} \quad (4.105)$$

Nous avons introduit $A' = A - LC$, est choisie de telle sorte qu'elle soit une matrice de Hurwitz avec un choix approprié du vecteur L , $\tilde{x} = x - \hat{x}$ est sûr de converger exponentiellement vers 0. A partir des équations (4.103) et (4.104), la dynamique des états estimés est exprimée par :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}_1 = \hat{x}_2 + \alpha i_{fd} + l_1 \tilde{x}_1 \\ \dot{\hat{x}}_2 = l_2 \tilde{x}_1 \end{cases} \quad (4.106)$$

4.3.2.4.3.7 Contrôle de la tension V_{dc} [Loulijat(2) 2021]

L'objectif principal du contrôleur proportionnel-intégral (PI_(dc)) proposé est de maintenir la valeur de la tension aux bornes du bus continu constante. La figure 4.26 montre le schéma fonctionnel de la commande de tension V_{dc} . D'après l'équation (4.98), nous avons :

$$P_f = P_{C_{dc}} - p(t) \quad (4.107)$$

En ajustant la puissance P_f , il est alors possible de contrôler la puissance P_{cdc} dans le condensateur et ainsi contrôler la tension du bus continu. Pour cela, il faut connaître les puissances $p(t)$ et P_{cdc} pour déterminer P_{f-ref} . $p(t)$ est une perturbation vue par la chaîne de commande qui sera mesurée par l'OK. La puissance de référence du condensateur est liée au courant de référence circulant dans le condensateur et définit par :

$$P_{C_{dc_ref}} = v_{dc} i_{dc_ref} \quad (4.108)$$

La fonction de transfert du sous-système bus continu est :

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} \quad \xRightarrow{\text{Transformation de Laplace}} \quad \frac{V_{dc}(s)}{I_{dc}(s)} = \frac{1}{C_{dc}s} \quad (4.109)$$

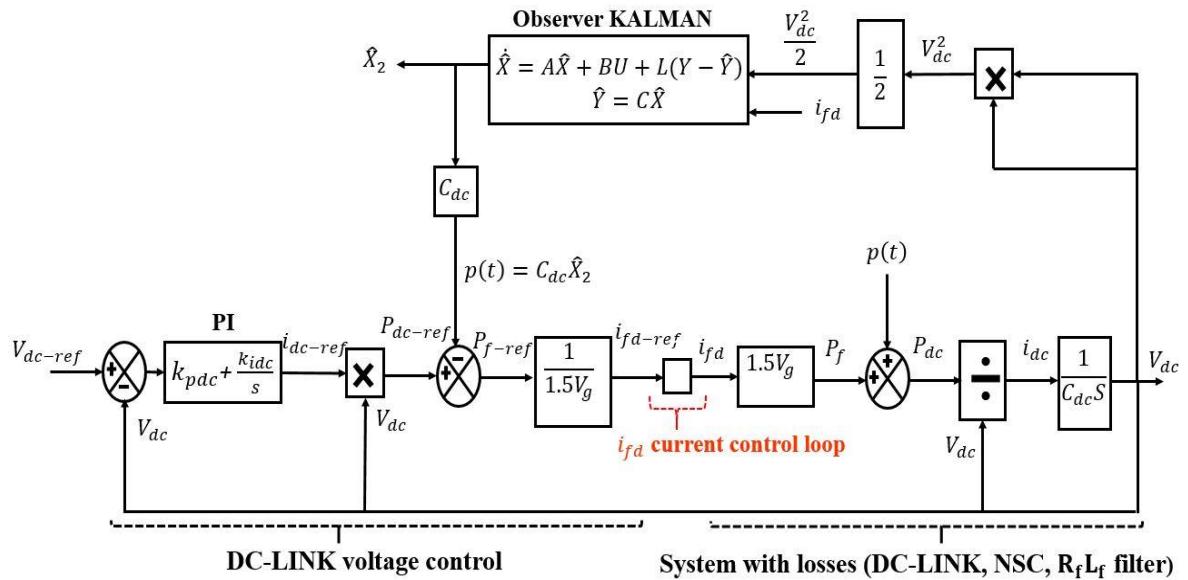


Figure 4. 26: Boucle de contrôle de la tension V_{dc} [Loulijat(2) 2021]

La figure 4.27 ci-dessous représente le schéma du contrôle éclaté du CCR.

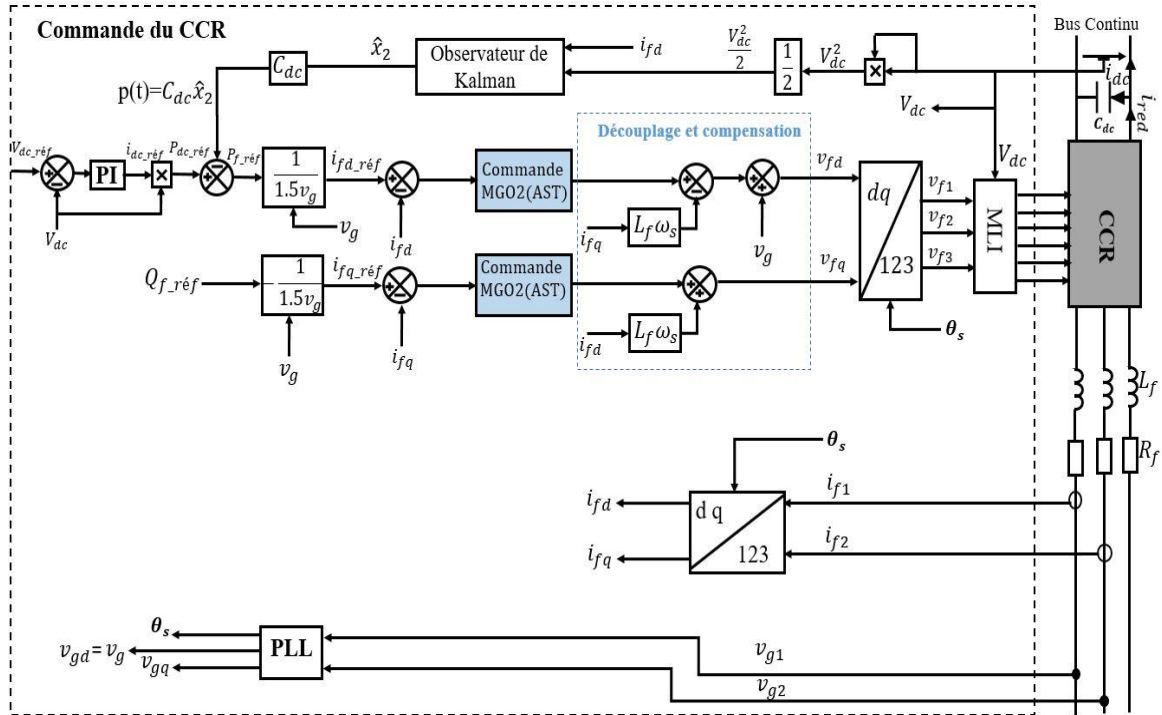


Figure 4. 27: Commande du CCR

4.3.2.5 Résultats de simulation

Une éolienne basée sur la MADA, comme illustré à la figure 4.14, est utilisée pour évaluer les performances du contrôleur conçu. Le système éolien envisagé représente le regroupement de trente éoliennes et chacune de celles-ci a une capacité de 2 MW. Le modèle de simulation détaillé est développé dans MATLAB en utilisant la boîte à outils MATLAB/SIMULINK SimPowerSystems basée sur l'éolienne avec une MADA. La liste des valeurs des paramètres de DFIG, filtre du réseau, Contrôleurs (MGO2, PI_(dc)) et OK est donnée dans les tableaux A.3.3, A.3.4 et A.3.5 dans l'ANNEXE N°3.

Un cas de défaut du réseau HT est pris en compte pour analyser la capacité de la MADA à traverser le défaut en utilisant le contrôle non linéaire MGO2 couplé à un OK conçu pour cet effet. Les performances de la stratégie conçue sont également comparées aux stratégies existantes dans la littérature [Morren 2005] [Saad 2015] [Adekanle(3) 2018] [Adekanle(2) 2018].

Dans cette étude de cas, un défaut de chute de tension symétrique, qui est le défaut le plus critique sur les réseaux électriques HT et qui a un impact significatif sur la stabilité des parcs éoliens qui ont besoin de soutien pour le traverser, est appliqué sur le réseau. Le défaut est appliqué sous la forme d'une chute de tension symétrique de 100% à $t=0,85s$ pour une durée de 0,15s, c'est-à-dire que le défaut est éliminé à $t=1s$ (figure 4.28). Les résultats de la simulation sous MGO2-OK seront testés et analysés pour deux scénarios différents : (1) défaut de chute de tension du réseau sans la méthode passive (MP), (2) défaut de chute de tension du réseau avec MP.

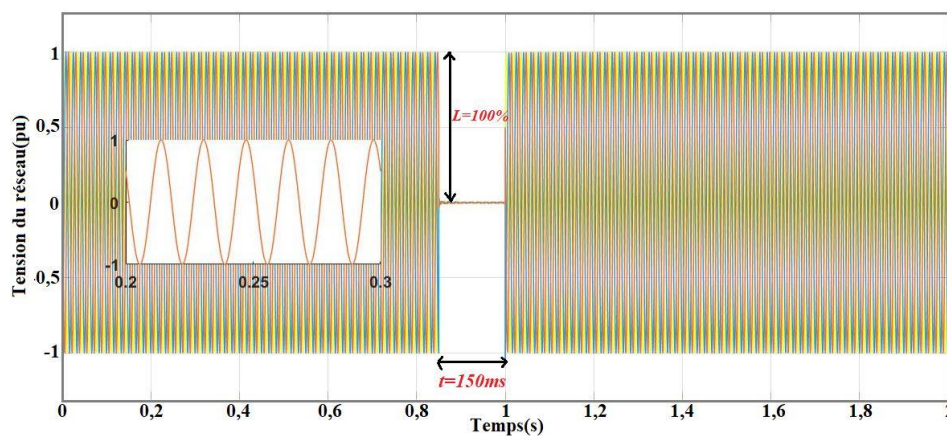


Figure 4. 28: Creux appliqué sur la tension du réseau

4.3.2.5.1 Comportement de la MADA durant une chute de tension sans MP

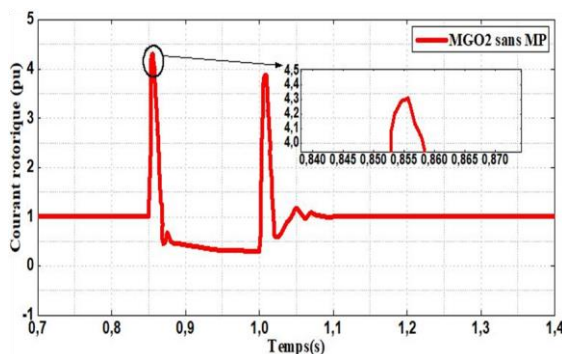


Figure 4. 29: Courant du rotor sans protection passive en utilisant ($I_{r-ref}=1pu$)

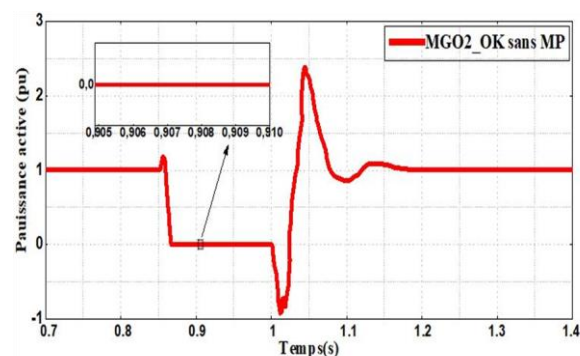


Figure 4. 30: Puissance active sans protection passive en utilisant ($P_{s-ref}=1pu$)

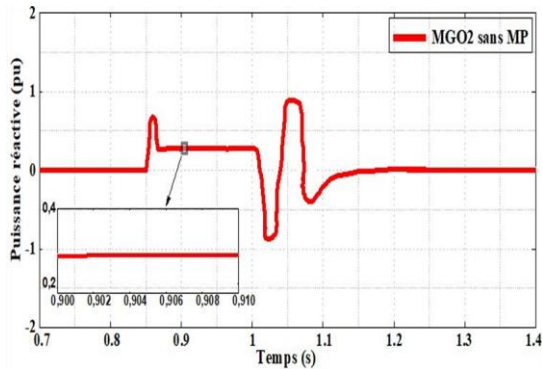


Figure 4. 32: Puissance réactive sans protection passive en utilisant ($Q_{s-réf}=0pu$)

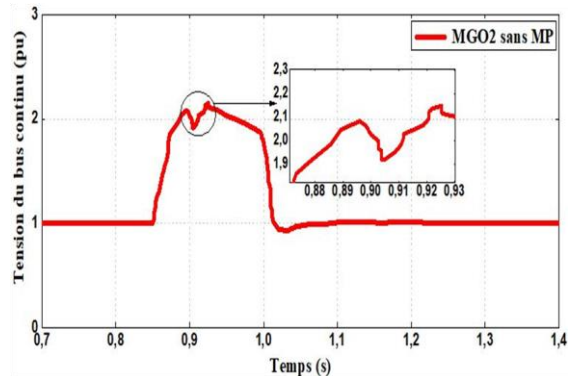


Figure 4. 31: Tension du bus continu sans protection passive en utilisant ($V_{dc-réf}=1pu$)

- La figure 4.29 montre la réponse du courant du rotor pendant le défaut avec la stratégie MGO2-OK sans ajout de la MP. En effet, Le courant du rotor atteint des surintensités élevées au moment de l'apparition du défaut et atteint une valeur de 4,3pu avec des fortes oscillations au moment de la disparition du défaut.
- La réponse de la puissance active, comme le montre la figure 4.30, sa valeur atteint 1,1pu lorsque le défaut se produit, puis diminue rapidement jusqu'à zéro pour le reste de la durée du défaut. Par ailleurs, lorsque la tension du réseau se rétablit, avec la stratégie MGO2-OK sans MP, elle commence à diminuer jusqu'à 1,02s, puis elle recommence à augmenter avec une forte oscillation.
- Comme illustré à la figure 4.31, la réponse en tension du bus continu sous la stratégie MGO2-OK sans MP pendant une chute de tension. En fait, entre 0,85s et 1s, une surtension est observée aux bornes du condensateur du bus continu avec cette stratégie et atteint une valeur de 2.1pu. Cependant, avec celle-ci, la tension du bus continu a un régime d'oscillation faible après l'élimination du défaut
- La figure 4.32 montre la réponse de la puissance réactive avec la stratégie MGO2-OK sans MP pendant une chute de tension. Lorsque la tension du réseau est récupérée, la puissance réactive présente une forte oscillation et un temps transitoire de 150 ms pour revenir à la valeur de référence avant défaut.

4.3.2.5.2 Comportement de la MADA durant une chute de tension avec MP

Les performances du système éolien pendant une chute de tension avec la stratégie MGO2-OK sans MP est insatisfaisante. Dans cette section, nous introduisons une MP qui regroupe deux circuits "CROWBAR et DC-CHOPPER" à la stratégie de contrôle utilisée dans la section précédente afin d'améliorer les performances du système éolien pendant une chute de tension dans le réseau électrique haute tension. Dans un premier temps, le circuit "CROWBAR" est utilisé pour limiter le courant du rotor pendant le défaut ; il est placé entre le rotor et le convertisseur CCM, comme le montre la figure 4.14 ; il se compose d'une résistance et d'un commutateur IGBT. Deuxièmement, le circuit "DC-CHOPPER" est utilisé pour limiter la surtension aux bornes du condensateur du bus continu pendant le défaut ; il est connecté en parallèle avec le bus continu. Le choix optimal de la valeur de la résistance du " CROWBAR" est donné par [Yang 2010] et exprimé par l'équation (4.110) suivante :

$$R_{CR_opt} = \sqrt{\frac{2(V_{r_max} \omega_s L_s)^2}{3.2V_s^2 - 2V_{r_max}^2}} \quad (4.110)$$

Le fonctionnement de ces deux circuits de protection de la MP est rendu possible par l'organigramme de la gestion de l'activation-inactivation présenté à la figure 4.33.

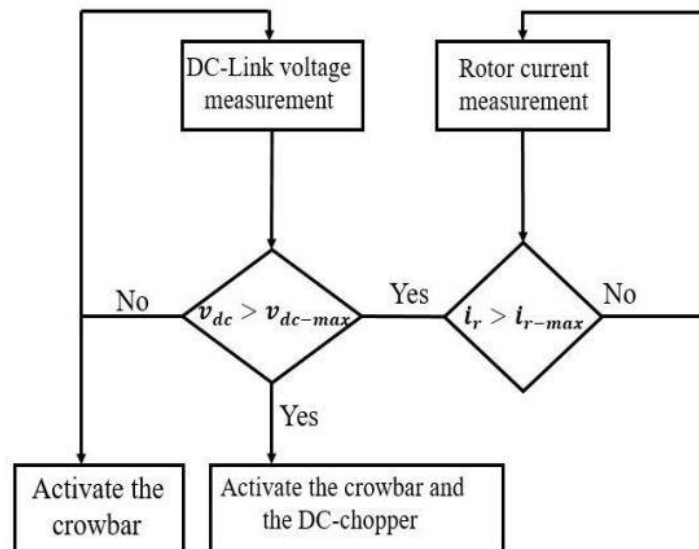


Figure 4. 33: Organigramme de la gestion du système de protection de la MP [Loulijat(2) 2021]

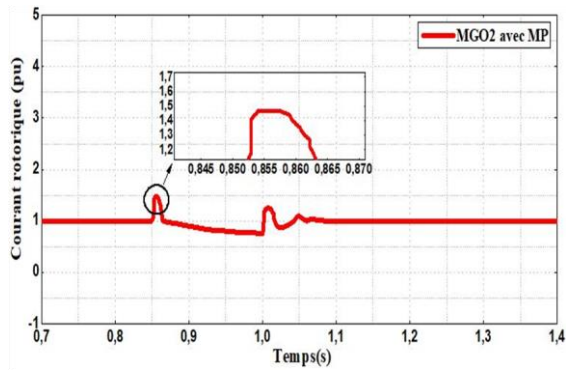


Figure 4. 34: Courant du rotor avec protection passive en utilisant ($I_{r-ref}=1pu$)

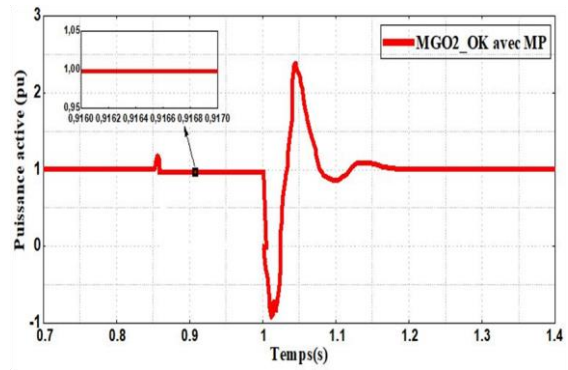


Figure 4. 35: Puissance active avec protection passive en utilisant ($P_{s-ref}=1pu$)

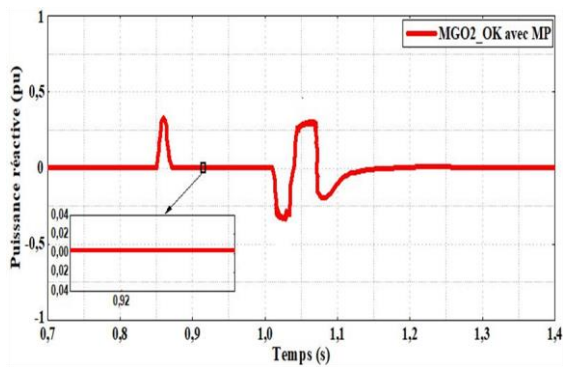


Figure 4. 36: Puissance réactive avec protection passive en utilisant ($Q_{s-ref}=0pu$)

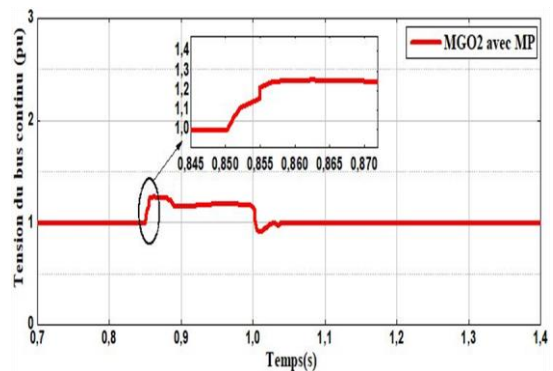


Figure 4. 37: Tension du bus continu avec protection passive en utilisant ($V_{dc-ref}=1p.u$)

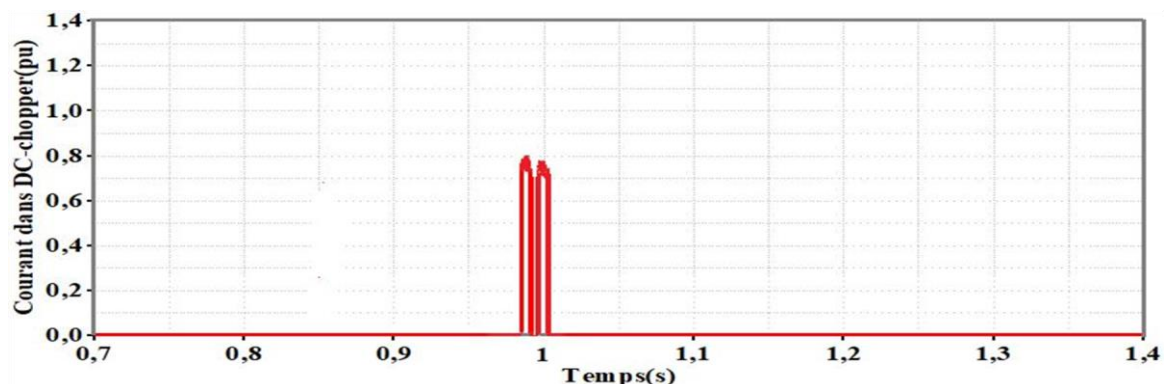
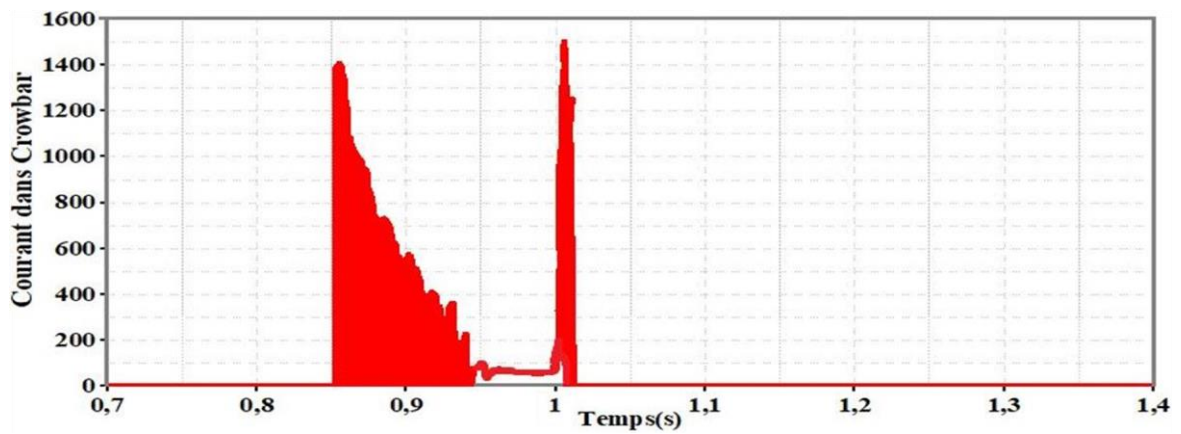
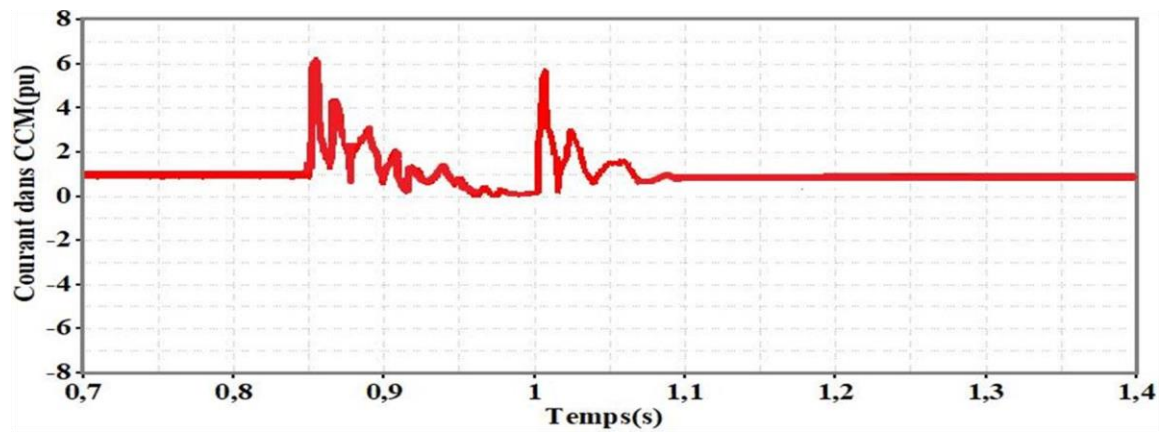


Figure 4. 38: Comportement des circuits de protection de la MP et du convertisseur côté machine avec la stratégie MGO2 et OK

- La figure 4.34 montre la dynamique du courant du rotor dans le cas d'utilisation de la stratégie MGO2-OK avec la MP activé. En fait, le système avec l'ajout de la MP au MGO2

- OK, présente une meilleure limitation des pics du courant rotorique. Lorsque le défaut se produit, le courant atteint 1,45pu, et lorsque le réseau récupère la tension, le courant subit une faible oscillation.
- Comme illustré à la figure 4.35, la réponse de la puissance active, sa valeur atteint 1,1pu lorsque le défaut se produit, puis diminue rapidement jusqu'à 1pu pour le reste de la durée du défaut. Lorsque la tension du réseau se rétablit, avec l'ajout de la MP, elle commence à diminuer jusqu'à 1,02s, puis elle recommence à augmenter avec une forte oscillation.
- vu à la figure 4.36, la tension du bus continu augmente au-dessus de sa valeur de référence de 1pu au moment du défaut, ce qui signifie que le condensateur a été surchargé. Cependant, la stratégie MGO2-OK, en utilisant la MP, limite la surtension dans des valeurs satisfaisantes de tension du bus continu aux bornes du condensateur. En outre, le comportement d'oscillation de la tension du bus continu après l'élimination du défaut reste faible.
- La figure 4.37 montre la réponse de la puissance réactive avec la stratégie MGO2-OK sous l'activation de la MP pendant une chute de tension. Au moment du défaut, la puissance réactive augmente et atteint une valeur réduite de 0.3pu avec la stratégie. Ensuite, pendant la chute de tension, la puissance réactive fournie par le système éolien reste nulle, c'est pourquoi le facteur de puissance au point de connexion est proche de l'unité ; ainsi, le système soutient le réseau avec un défaut, puis après le rétablissement de la tension du réseau avec l'ajout de la MP à la stratégie, la puissance respecte l'exigence de la puissance réactive imposé par le code réseau à la fourniture et l'absorption et ne dépasse pas 0,3 pu.
- La figure 4.38 montre le comportement des circuits de protection et du convertisseur côté machine avec MGO2-OK, y compris les courants du CCM, les courants du CROWBAR et le courant du DC-CHOPPER. Le courant du CCM est non nul parce que la tension du bus continu durant le défaut utilisant la stratégie MGO2-OK avec la MP est diminuée, donc le CCM reste connecté au système, ce qui garantit le contrôle de la MADA.

4.3.2.5.3 Comparaison avec d'autres méthodes dans la littérature

Après avoir démontré la limitation des pics des grandeurs de la MADA lors de la chute de tension et la robustesse de la traversée du défaut sans destruction de la stratégie proposé, il est aussi intéressant de la comparer avec des techniques similaires dans la littérature pour démontrer ses avantages et sa supériorité. Il est souligné ici que les techniques mentionnées ci-dessus ne sont pas réalisées dans les mêmes contraintes et conditions sur le réseau dans lequel le parc éolien est connecté, il est très rare de trouver de nombreux travaux réalisés dans des

conditions similaires. A partir de cette comparaison, la solution proposée du MGO2-OK présente une robustesse aux points de limitation des pics et une faible oscillation. Ainsi, le contrôleur Backstepping Adaptative (BA) avec un observateur à grand gain (OGG) présenté par [Adekanle(3) 2018] a une Robustesse moyennement faible contre la limitation des pics que notre Technique. En outre, la solution proposée permet de mieux limiter les valeurs du courant du rotor et de la tension du bus continu durant une chute de tension, par rapport au backstepping adaptatif avec un observateur à grand gain, au mode glissant (MG) et à la commande proportionnel-intégrale (PI) [Saad 2015]. Le tableau 4.1 présente une synthèse des caractéristiques de performance des contrôleurs publiés et de notre proposition. Sur la base de cette comparaison, la supériorité de MGO2-OK avec MP est prouvée.

Tableau 4. 1 : Comparaison entre nos résultats et les autres méthodes publiées [Loulijat(2) 2021]

Publication	Méthode	Avec MP pendant chute de tension		Robustesse contre la limitation des pics	Oscillation au moment de disparition du défaut
		I_r (pu)	V_{dc} (pu)		
N.H.Saad [Saad 2015]	PI	3.5	1.11	Non robuste	
N.H.Saad [Saad 2015]	MG	5	0.1	Non robuste	Haut
O.S.Adekanle [Adekanle(3) 2018]	BA-OGG	2.2	0.41	Moyennement robuste	Faible
Notre proposition Technique	MGO2-OK	1.45	1.2	robuste	Faible

4.4 Conclusion

Au cours de ce chapitre, une première stratégie pour LVRT d'une éolienne à vitesse variable basée sur la MADA a été présentée pour permettre d'éviter la destruction de la turbine éolienne et des convertisseurs de puissance, donc pour stabiliser le comportement de la MADA durant une perturbation sur le réseau électrique HT sous la forme d'une chute de tension triphasé au point PCC. La présente stratégie repose sur une méthode dite "active" fondée sur le contrôle

du flux du rotor pendant le creux de tension. En effet, une telle solution permet de limiter le courant de défaut et la surtension dans le bus DC, et d'améliorer la capacité de la MADA à résister contre les creux. En revanche, cette solution reste limitée, elle ne peut être applicable que pour les faibles chutes de tension. Pour remédier à ce problème, nous avons proposé une autre solution dite « passive » qui consiste en l'ajout d'une résistance SDR en série avec le stator, ceci permet d'augmenter la tension statorique et par la suite réduire la composante continue au niveau du flux durant les creux de tension. Cela permettrait de réduire les survoltages au niveau du rotor et par conséquent éviter les pics de courant rotorique. Ensuite, nous avons proposé l'ajout d'un circuit de limitation de tension du bus continu DC-CHOPPER inséré en parallèle avec le condensateur, pour limiter la tension V_{dc} .

Donc, vu les avantages offerts par les deux méthodes et afin d'extraire le maximum d'avantage des deux solutions proposées, nous avons proposé une stratégie qui combine les deux solutions. L'idée est de permettre la sélection de la solution adéquate en fonction de la profondeur du creux de tension. La stratégie a été vérifiée pour différentes profondeurs de creux.

Ensuite, nous avons proposé une deuxième stratégie est basée sur la contribution d'un observateur de Kalman (OK) à la commande non linéaire dite mode glissant d'ordre deux (MGO2) avec et sans méthode passive (MP) (CROWBAR+DC-CHOPPER). L'observateur de Kalman permet de mesurer la quantité des pertes dans la chaîne de connexion (CCM, bus continu, CCR et filtre de liaison) durant un creux de tension, ce qui augmente la robustesse de cette stratégie de traverser le défaut et maintenir l'éolienne connectée au réseau. De plus, un contrôle MGO2-OK sans et avec la MP a été évalué pendant une chute de tension de 100%. Enfin, une synthèse sous forme de tableau comparatif de notre stratégie MGO2-OK avec MP et d'autres méthodes utilisées par différents chercheurs dans la littérature est effectuée. Grâce à cette comparaison, la supériorité de MGO2-KO avec MP est confirmée.

Les résultats de simulation montrent que les stratégies proposées diminuent de façon significative les valeurs de crête des courants rotoriques et minimisent les oscillations du couple électromagnétique et les surtensions de V_{dc} aux instants d'apparition et de disparitions des creux de tension, ce qui améliore la capacité de la MADA pour assurer un bon fonctionnement et satisfaire aux exigences dictées par le Code-Grid.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Mes travaux de cette mémoire de thèse ont pour but de proposer des stratégies pour renforcer les systèmes de commande-protection des éoliennes utilisant une MADA, afin de répondre aux contraintes d'améliorer la stabilité et d'assurer la continuité de production du parc éolien en cas d'une perturbation dans le réseau électrique HT tout en respectant les exigences du Code-Grid.

Dans le premier chapitre, un rappel a été entamé sur les avantages - inconvénients de l'énergie de type éolienne et le contexte énergétique dans le monde, puis dans le MAROC avec l'état des lieux et la capacité des installations éoliennes disponibles actuellement et les installations prévues d'être raccordées au réseau électrique d'ici 2030. La suite de ce chapitre a été consacrée sur la synthèse des différentes éoliennes avec leurs capacités de réglage. En outre, nous avons effectué une généralité sur l'organisation et la gestion du réseau électrique, puis une présentation des différents types de perturbations affectant le réseau électrique notamment le réseau HT. Pour ceux-ci, on a présenté quelques prescriptions relatives aux systèmes de protection des éoliennes contre ces perturbations. Nous nous sommes notamment intéressés aux creux de tension, qui sont les perturbations les plus prépondérantes sur le réseau HT.

L'élaboration des stratégies de commande-protection contre les perturbations, requiert une étape préliminaire de modélisation analytique du système. De ce fait, le deuxième chapitre, a été dédié aux éoliennes à vitesse variable qui nous intéressent. Après une configuration schématique d'une éolienne basée sur la MADA connectée au réseau électrique arrive la modélisation en équations et en schéma bloc de différentes parties de la turbine éolienne. Ensuite, une modélisation est effectuée de la MADA et de la chaîne de connexion (convertisseur CCR, bus DC et filtre de liaison) en équations dans le repère de Park.

Dans le troisième chapitre, nous avons commencé par le principe de fonctionnement de la turbine éolienne, puis une présentation des différentes zones de fonctionnement de la turbine éolienne pour laquelle la maximisation de la puissance extraite du vent est effectuée. Cette opération est réalisée par deux stratégies MPPT sans et avec asservissement de vitesse. En ce qui concerne la stratégie MPPT avec asservissement de vitesse, trois correcteurs ont été proposés (Avance de phase, PI et MGO2-OGG). L'analyse des différents résultats obtenus

montre qu'avec le correcteur d'avance de phase le coefficient de puissance n'est pas ajusté à sa valeur maximale, de sorte que nous pouvons dire qu'une quantité moindre de puissance électrique est convertie en régime permanent lorsque la vitesse du vent varie, de même qu'une erreur entre la vitesse mécanique et leur référence apparaît. D'autre part, avec les autres correcteurs, on obtient une bonne dynamique en régime transitoire et en régime permanent, tandis que la stratégie MGO2-OGG présente une meilleure extraction de puissance. A la fin de ce chapitre, nous avons présenté le système d'orientation des pales (Pitch Control) et le système à décrochage aérodynamique (Stall Control) qui permettent de limiter la puissance aérodynamique collectée par l'éolienne pour des vitesses de vent élevées (zone III).

Le quatrième chapitre a été consacré à la présentation de certaines stratégies de commande-protection de l'éolienne contre les différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique. Nous nous sommes intéressés aux creux de tension, qui sont les perturbations les plus prépondérantes sur le réseau. Les stratégies proposées sont soit à base de la méthode active par l'amélioration de la stratégie de commande et d'autre passive par l'ajout des protections matérielles. Les résultats de simulations ont montré que :

- ◆ Dans la première stratégie, nous avons proposé l'association de deux plans de protection :
 - Le premier est une méthode active basée sur le contrôle du flux du rotor pendant le défaut. Effectivement, grâce à la stratégie mise en place, le courant du défaut et la surtension dans le bus continu sont limitées, et la capacité de la MADA à résister contre les défauts a été améliorée. En revanche, nous avons montré que cette solution est limitée, elle ne peut être applicable que pour les faibles creux de tension.
 - Le second est une méthode passive basée sur l'ajout d'une résistance SDR en série avec le stator, qui sert à augmenter la tension du stator et, par conséquent, à réduire la composante continue du flux, pendant les creux de tension. Cela permettrait de réduire les surtensions au niveau du rotor et donc d'éviter les pics de courant rotorique. De plus, pour limiter la tension V_{dc} , nous avons ajouté un circuit de limitation de la tension du bus continu, DC-CHOPPER, inséré en parallèle avec le condensateur.
 - Ensuite, une stratégie est proposée qui combine les solutions précédentes, et permet de sélectionner la solution optimale en fonction de la profondeur du creux. En cas

de faible creux, on fait appel à la méthode active et en cas de creux profonds on fait appel à la méthode passive. Cette stratégie combinée a été vérifiée pour différentes profondeurs de creux et offre des résultats très satisfaisants.

- ◆ Dans la deuxième stratégie, nous avons présenté une autre stratégie améliorée pour commander et protéger l'éolienne face à un creux de tension important affectant le réseau électrique haute tension. Lors d'un creux de tension important, les dispositifs de connexion au réseau ont subi d'une quantité des pertes significative. La mesure de cette quantité n'est pas du tout réalisable par un capteur physique et considérée comme une perturbation pour le système du contrôle. De ce fait, pour surmonter ce défi, un modèle électrique de cette liaison avec ces pertes est réalisé, afin de mesurer les pertes à l'aide d'un capteur logiciel appelé observateur de Kalman (OK). Une stratégie est suggérée : la commande MGO2-OK avec et sans l'ajout de la méthode passive (MP) Constituée d'un circuit CROWBAR placé entre le rotor et le CCM complété par un circuit DC-CHOPPER inséré en parallèle avec le condensateur du bus continu. Durant un creux de tension important, la stratégie MGO2-OK avec ajout de la MP a montré des résultats très satisfaisants. A la fin de ce chapitre, un tableau comparatif de notre stratégie avec d'autres publiées dans la littérature est effectué. Au vu de cette comparaison, la supériorité de MGO2-OK avec la MP est confirmée.

A partir de ce qui précède, il convient de noter que les travaux réalisés ont tous pour objectif d'améliorer la stabilité du parc éolien contre les perturbations du réseau haute tension en renforçant la capacité par la commande - protection des éoliennes basées sur la MADA pour atténuer l'impact négatif qui caractérise le réseau électrique sur un parc éolien. Toutefois, et à titre de perspectives d'avenir, il convient de noter que ce travail peut être complété par d'autres travaux de recherche pour améliorer la capacité des parcs éoliens à résister contre l'impact négatif des perturbations du réseau haute tension, nous notons essentiellement ce qui suit :

- ◆ Mettre en œuvre les différentes techniques de protection d'une éolienne basée sur la MADA de manière expérimentale et illustrer les limites des différentes techniques les unes par rapport aux autres ;
- ◆ Étudier pour différents codes de réseau, la pertinence des différentes techniques de protection de la MADA avec la capacité LVRT ;

- ◆ Développer l'étude pour vérifier la convenable protection de la MADA contre tous les autres types de perturbations qui peuvent se produire sur le réseau HT et proposer des solutions dans ce sens ;
- ◆ Étudier les réseaux électriques intelligents du futur et évaluer leurs apports en termes d'amélioration de l'intégration des parcs éoliens au réseau.

ANNEXES

ANNEXE N°1

Théorème Lemma 2.1 :

$$\exists \theta_0 > 0; \forall \theta > \theta_0; \exists \sigma > 0; \exists \eta_\theta > 0; \Gamma_\theta > 0; \forall u \in U; \forall \hat{x}(0) \in R^{n_q};$$

Nous avons :

$$\|\hat{x}(t) - x(t)\| \leq \sigma \theta^{q-1} e^{-\eta_\theta t} \|\hat{x}(0) - x(0)\| + \Gamma_\theta \rho .$$

Où $x(t)$ est la trajectoire inconnue de (3.46) associée à l'entrée u , $\hat{x}(t)$ est une trajectoire quelconque du système (3.47) associée à $(u ; y)$ et ρ est la limite supérieure de $\|\varepsilon\|$. De plus,

$$\text{nous avons : } \lim_{\theta \rightarrow \infty} \eta_\theta = +\infty \text{ et } \lim_{\theta \rightarrow \infty} \Gamma_\theta = 0.$$

ANNEXE N°2

A.2. Principe de contrôle par modes glissants d'ordre supérieur

Considérons le modèle d'état non-linéaire d'un système monovarié de la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + g(x)u \\ y = s(x, t) \end{cases} \quad (\text{A.2.1})$$

Où $x \in R^n$ est la variable d'état du système, t est le temps, y est la sortie, u est l'entrée de commande. Ici, $f(x)$, $g(x)$ et $s(x, t)$ sont des fonctions lisses. L'objectif de la loi de contrôle est de garder la sortie $s=0$.

En dérivant les variables de sortie de façon continue, nous pouvons obtenir le degré relatif de la variable de glissement.

Selon la définition du degré relatif par rapport à l'entrée de commande, il existe deux conditions [Isidori 1995] [Slotine 1991] :

1. Le degré relatif $r = 1$ si et seulement si $\frac{ds}{du} \neq 0$.
2. Le degré relatif $r \geq 2$ si et seulement si $\frac{d^{(r)}s}{du^r} \neq 0$.

Dans les modes de glissement d'ordre supérieur l'idée est de laisser la commande discontinue agir sur les dérivées d'ordre supérieur de la variable de glissement. Supposons que le degré relatif du système (A.1.1) est égal à r , le terme de commande u apparaît pour la première fois lors de la dérivée d'ordre r . Prenons maintenant les r premières dérivées de s , \dot{s} , ..., $s^{(r-1)}$ qui sont continus par rapport à x et t . Choisissons maintenant le nouveau vecteur d'état :

$$z = [z_1 z_2 \dots z_r]^T = [s, \dot{s}, \dots, s^{(r-1)}]^T$$

Alors l'expression suivante peut être obtenue :

$$s^{(r)} = a(z, t) + b(z, t)u \quad (\text{A.2.2})$$

La commande par mode glissant d'ordre deux proposée peut être considérée comme une approche alternative naturelle pour lisser le signal d'entrée, et l'ordre de glissement peut être regardé comme une mesure du degré de la douceur de la variable de glissement $s(x, t)$ au voisinage de la surface de glissement $s(x, t) = 0$. L'évolution du système figure comme un mode de glissement du second ordre dans le plan des phases (s, \dot{s}) si et seulement si les trajectoires se croisent à l'origine $s = \dot{s} = 0$ [Khan 2003] [Levant 1993].

En pratique, et en raison des imperfections des organes de commutation, un retard est introduit qui provoque ce qu'on appelle un mode de glissement réel coulissant au lieu du mode de glissement idéal. En modes glissants réels, les états du système s'écartent de la surface de glissement $s=0$ et la relation $\sup(|s|) = O(\tau)$ est vérifiée, où τ est une mesure de la présence du retard dans le dispositif de commutation. Cependant, [Levant 1993] a montré qu'avec un mode glissant réel du second ordre, la relation $\sup(|s|) = O(\tau^2)$ détient et donc les performances sont améliorées [Khan 2003] [Levant 1993].

Twisting et super-twisting sont les techniques les plus utilisées pour générer des algorithmes de convergence de s et vers zéro.

A.2.1. Super-twisting algorithm

Le super-twisting algorithm [Khan 2003] [Levant 1993] a été développé et analysé pour des systèmes qui peuvent être écrits sous la forme (A.1.2) et qui satisfont aux conditions données par les relations (A.1.3). Les trajectoires générées par Le super-twisting algorithm sont représentées sur le plan des phases des variables de glissement sur la figure A.2.1 Le super twisting algorithm converge en un temps fini.

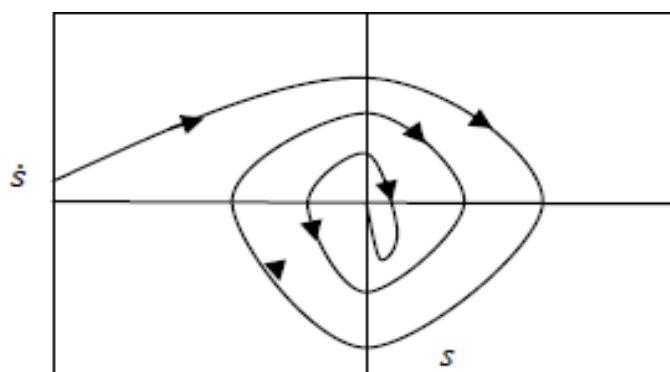


Figure A.2. 1: Convergence du super-twisting algorithm dans le plan des phases

$$\begin{cases} 0 < \Gamma_m \leq b(z, t) \leq \Gamma_M \\ |a(z, t)| \leq \Phi \\ |s| \leq s_0 \end{cases} \quad (\text{A.2.3})$$

Où Γ_m, Γ_M, Φ et s_0 sont des constantes positives. L'algorithme proposé est décrit comme suit [Khan 2003] [Levant 1993] :

$$u = u_1 + u_2 \quad (\text{A.2.4})$$

$$\dot{u}_1 = \begin{cases} -u, & |u| > 1 \\ -W \text{sign}(s), & |u| \leq 1 \end{cases} \quad (\text{A.2.5})$$

$$u_2 = \begin{cases} -\lambda |s_0|^\rho \operatorname{sign}(s), & |s| > s_0 \\ -\lambda |s|^\rho \operatorname{sign}(s), & |s| \leq s_0 \end{cases} \quad (\text{A.2.6})$$

Les conditions citées ci-dessous sont suffisantes pour avoir une convergence en un temps fini :

$$\begin{cases} W > \frac{\Phi}{\Gamma_m} \\ \lambda^2 \geq \frac{4\Phi\Gamma_m(W + \Phi)}{\Gamma_m^3(W - \Phi)} \quad \text{et} \quad 0 < \rho \leq 0.5 \end{cases} \quad (\text{A.2.7})$$

Pour $\rho = 1$, l'algorithme converge vers l'origine de façon exponentielle.

ANNEXE N°3

Tableau A.3. 1: Paramètres de la turbine éolienne [Gamesa G80-2.0 MW] [Tamaarat 2009]

Paramètres	Valeur	Unité
Nombre de pales	3	--
Rayon (R)	39	m
Surface balayée (A_v)	5027	m ²
Hauteur de mât	67	m
Vitesse de rotation nominale (Ω_t)	env. 9 à 19	tr/min
Vitesse nominale de vent	11	m/s
Multiplicateur (G)	90	--
Coefficient de puissance maximal (C_{p_max})	0.44	--
Densité de l'air (ρ)	1.225	kg/m ³
Inertie de la turbine (J_t)	50.10 ⁵	Kg.m ²
Inertie de la génératrice (J_g)	65	Kg.m ²
Inertie équivalente (J_{eq})	682.3	Kg.m ²
Coefficient de frottement de la turbine (f_t)	0.1	N.m.s/rad
Coefficient de frottement de la génératrice (f_g)	0.0024	N.m.s/rad
Coefficient de frottement équivalent (f)	≈0.003	N.m.s/rad

Tableau A.3. 2: Paramètres de commande de la turbine éolienne

Correcteur à avance de phase	<p>Facteur d'amortissement : $m = 0.707$</p> <p>Fréquence de coupure : $\omega_n = 10 \text{ rad/s}$</p> $a_0 = \omega_n^2 J_{eq} \tau - f = 2251.6$ $a_1 = \frac{2m}{\omega_n} (a_0 + f) - \tau f - J_{eq} = 49.90$
Correcteur PI avec anticipation	$b_0 = J_{eq} \omega_n^2 = 68230$ $b_1 = \frac{2b_0 m}{\omega_n} - f - J_{eq} = 8965.42$
Correcteur MGO2 et Observateur à grand gain	$\beta_1 = 1.5 \quad ; \quad \beta_2 = 50 \quad ; \quad \Phi_1 = 5.10^3 \quad ; \quad \Phi_2 = 1.10^5$ $; \quad \alpha_{opt} = 1.61240 \times 10^5 \quad ; \quad \theta = 30$

Tableau A.3. 3: Paramètres de la MADA [Gamesa G80-2.0 MW] [Tamaarat 2009]

Paramètres	Valeur	Unité
Puissance nominale (P_n)	2	MW
Tension nominale du stator (V_{sn})	690	V
Fréquence nominale (f)	50	Hz
Nombre de paires de pôles (p)	2	--
Résistance du stator (R_s)	0.03	Ω
Résistance du rotor (R_r)	0.08	Ω
Inductance du stator (L_s)	7.468×10^{-3}	H
Inductance du rotor (L_r)	0.007	H
Inductance mutuelle (M)	7.37×10^{-3}	H
Tension du bus continu (V_{dc})	1200	V
Capacité du condensateur (C_{dc})	10^{-2}	F

Tableau A.3. 4: Paramètres du filtre de réseau

Paramètres	Valeur	Unité
Inductance du filtre (L_f)	0.03	H
Résistance du filtre (R_f)	0.1	Ω

Tableau A.3. 5: Paramètres des MGO2, PI (dc) et OK

Paramètre	β_1	β_2	λ_1	λ_2	ρ_1
Valeur	1.5	200	50	1000	1.5
Paramètre	ρ_2	σ_1	σ_2	l_1	l_2
Valeur	200	50	1000	2500	25000
Paramètre	k_{pdc}			k_{idc}	
Valeur	1.45			27.7	

ANNEXE N°4

A.4. Transformation de Park :

Le modèle de la machine asynchrone dans le référentiel (a, b, c) est fort complexe, et aboutit à des équations différentielles à coefficients variables. La transformation de Park [Park 2000] élimine la dépendance avec la position du rotor en réduisant l'ordre du système et permet d'obtenir un modèle caractérisé par un système d'équations à coefficients constants. Cette transformation mathématique consiste en la recherche d'un référentiel, donc d'une nouvelle base pour les vecteurs et matrices du modèle afin que les nouvelles grandeurs relatives à une phase ne dépendent plus des autres.

Elle consiste en une transformation triphasée-diphasée permettant de passer du référentiel fixe (a, b, c) vers un repère mobile $(d-q)$. Les grandeurs de la machine, telles que les tensions, les courants et les flux, sont alors représentés dans un repère à deux axes : l'axe direct d et l'axe de quadrature arrière q , perpendiculaires et mutuellement couplés. L'angle, mesurant la position angulaire entre les deux référentiels est nommé angle de Park [Barret 1987].

La figure A.4.1 illustre le principe de la transformation de Park.

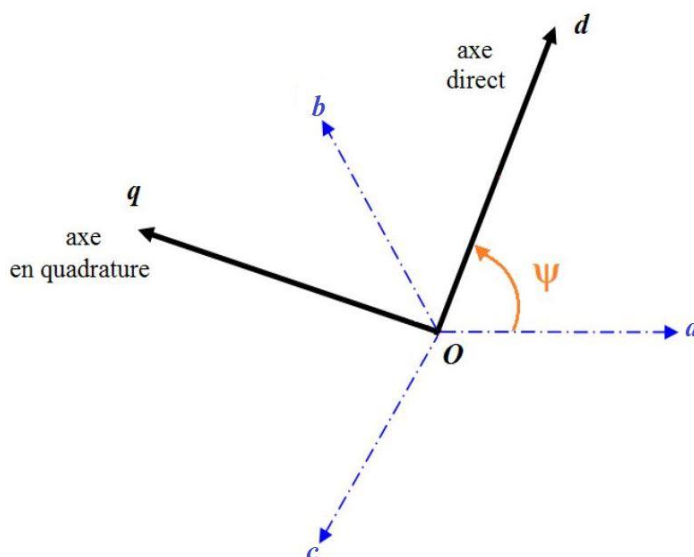


Figure A.4. 1: Passage d'un système triphasée à un système diphasée[Loucif 2016]

Il est possible d'introduire une composante, dite homopolaire, dans le but de prendre en considération, si nécessaire les fonctionnements dégradés ou les régimes déséquilibrés de la machine. L'axe homopolaire (o) est choisi arbitrairement orthogonal au plan (d - q), sa composante ne participant pas à la création du champ tournant.

Deux alternatives sont possibles selon que l'on envisage le choix de :

- la conservation de l'amplitude des courants, la transformation obtenue est appelée Transformation de Park initiale ;
- la conservation de la puissance instantanée, la transformation est alors désignée de Transformation de Park modifiée.

La transformation de Park initiale est définie par :

$$[X_{dqo}] = [P(\psi)] \cdot [X_{abc}] \quad (\text{A.4.1})$$

Ce qui équivaut :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & \cos\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\psi) & -\sin\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.4.2})$$

La transformation inverse est alors définie de la manière suivante :

$$[X_{abc}] = [P(\psi)]^{-1} \cdot [X_{dqo}] \quad (\text{A.4.3})$$

Ce qui équivaut :

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\psi) & -\sin(\psi) & 1 \\ \cos\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin(\psi) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} \quad (\text{A.4.4})$$

Où $[P(\psi)]$ et $[P(\psi)]^{-1}$ représentent les matrices de passage directe et inverse de Park.

La transformation de Park initiale n'est pas normée, il s'en suit que bien qu'elle conserve l'amplitude des grandeurs, elle ne conserve pas l'énergie, la puissance et le couple électromagnétique ; ces grandeurs doivent être corrigé en les multipliant par le coefficient 3/2 [Caron 1995].

L'emploi d'une matrice normée est souvent utile pour des raisons de symétrie, la transformation de Park modifiée est alors privilégiée.

La transformation de Park modifiée est définie par l'équation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & \cos\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\psi) & -\sin\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.4.5})$$

Et la transformation inverse par :

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & -\sin(\psi) & 1 \\ \cos\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\psi - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\psi + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin(\psi) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} \quad (\text{A.4.6})$$

On démontre d'une part que la puissance complexe est invariante lors d'une transformation si la matrice de passage est unitaire, et d'autre part que la puissance instantanée est invariante si la matrice de passage est orthogonale [Pinard 2004].

$$[P(\psi)] \cdot [P(\psi)]^T = [1] \quad (\text{A.4.7})$$

C'est cette transformation que nous avons employé dans ce travail pour définir le modèle dynamique de la machine asynchrone à double alimentation dans le repère (d - q).

ANNEXE N°5

Programme pour tracer les courbes du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ en plan 2D et en plan 3D

```
%-----  
% Auteur: Azeddine Loulijat  
% Date: 24 septembre 2021  
% Programme: Pour obtenir le diplome de doctorat  
% Fichier: Paramètres.m  
% Description: Initialisation des paramètres des équipements utilisées dans  
% un système éolien  
%-----  
% Effacer toutes les variables du 'workspace' de matlab  
clear all;  
clc;  
close all;  
% Initialisation des paramètres de la turbine éolienne  
ro=1.225; % Densité de l'air  
G=90; % Gain de multiplicateur  
R=39; % Le rayon des pales  
D=2*R; % Le diamètre des pales  
Av=pi*(D^2/4); % Surface balayée par les pales  
Jt=50*10^5; % Inertie de la turbine  
Jeq=682.3 % Inertie equivalente  
ft=0.1; % Coefficient de frottement de la turbine  
feq=0.0024; % Coefficient de frottement equivalent  
% Calcul de coefficient de puissance(Les six coefficients)  
c1=0.5176;  
c2=116;  
c3=0.4;  
c4=5;  
c5=21;  
c6=0.0068;  
% Calcule de coefficient de puissance en fonction de lambda et beta dans  
% le plan (2D)  
lambda=linspace(0,20,1000);  
beta=[0 5 8 10 12];  
for j=1:length(beta)  
    for i=1:length(lambda)  
        a(i,j)=(1/(lambda(i)-0.08*beta(j)))-(0.035/(1+beta(j)^3));  
        cp(i,j)=c1*(c2*a(i,j)-c3*beta(j)-c4)*exp(-c5*a(i,j))+c6*lambda(i)  
        if cp(i,j)<0  
            cp(i,j)=0;  
        end  
    end  
end  
end  
% Visualisation  
figure(1)
```

```

plot(lambda,cp(:,1),'k','linewidth',2);
hold on
plot(lambda,cp(:,2),'k','linewidth',2);
hold on
plot(lambda,cp(:,3),'k','linewidth',2);
hold on
plot(lambda,cp(:,4),'k','linewidth',2);
hold on
plot(lambda,cp(:,5),'k','linewidth',2);
Xlabel('Tip speed ratio');Ylabel('Performance coefficient Cp');
axis( [0 12 -.05 .5])
grid
% Calcule de coefficient de puissance en fonction de lambda et beta dans
% le plan (3D)
[lambda,beta] =meshgrid(0:0.5:16,0:0.5:16) ;
a=1./(lambda+(0.08).*beta)-(0.035./(1+beta^3));
cp =c1.*(c2.*a-c3.*beta-c4).*exp(-c5.*a)+c6.*lambda;
mesh(lambda,beta,cp)

```

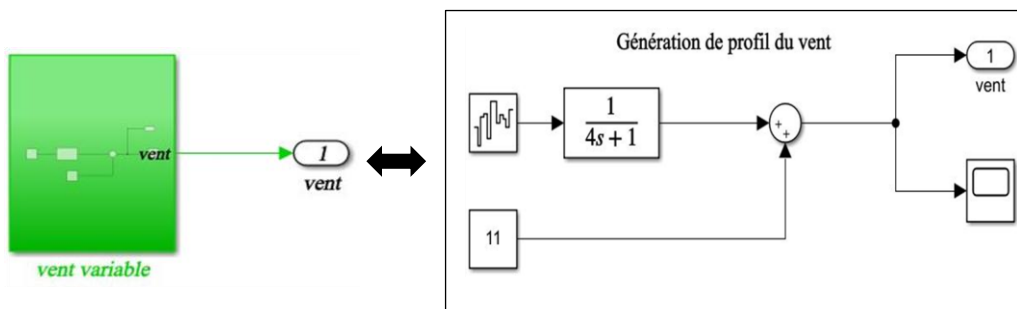


Figure A.5. 1: Génération du vent variable

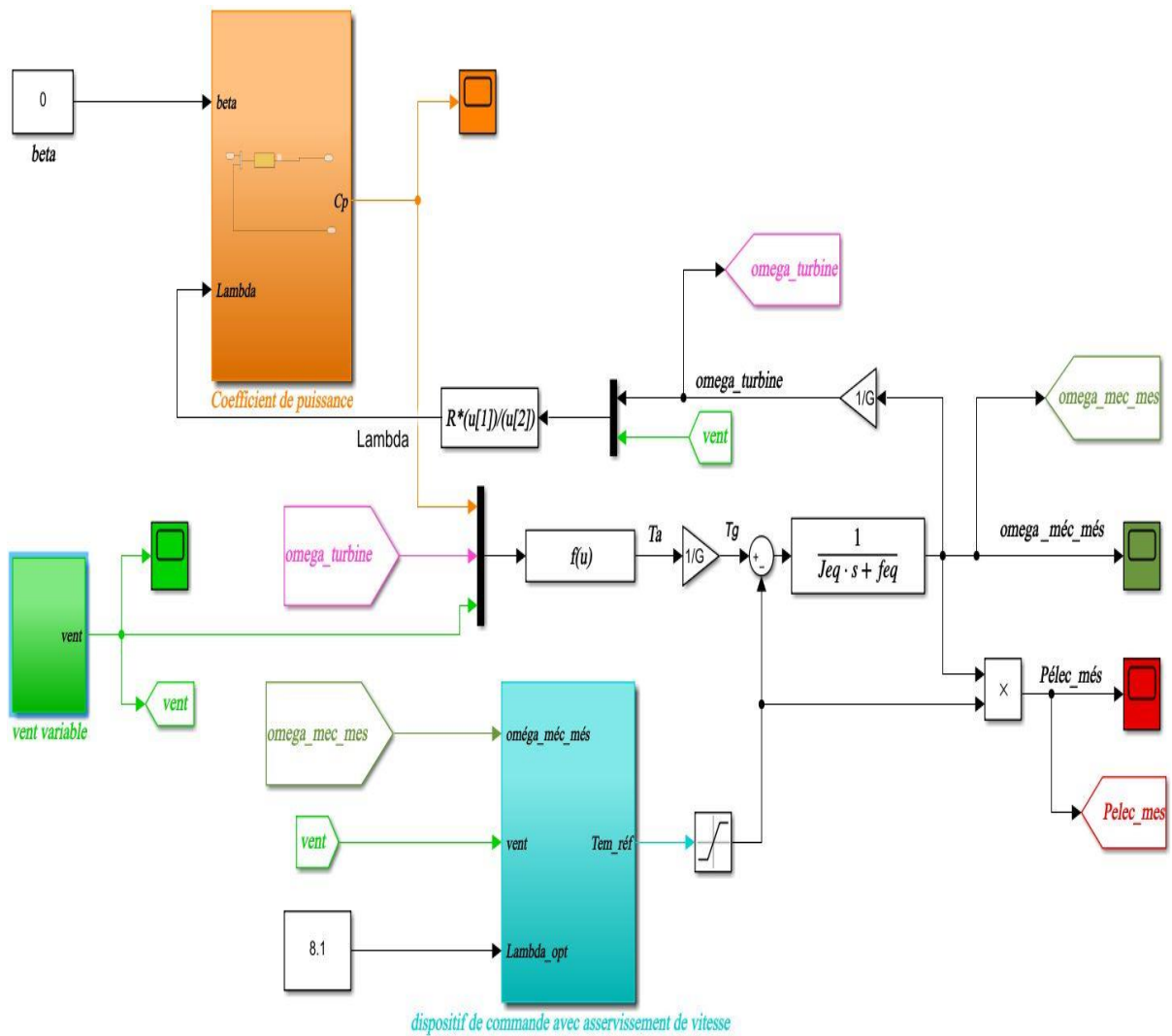


Figure A.5.2: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse

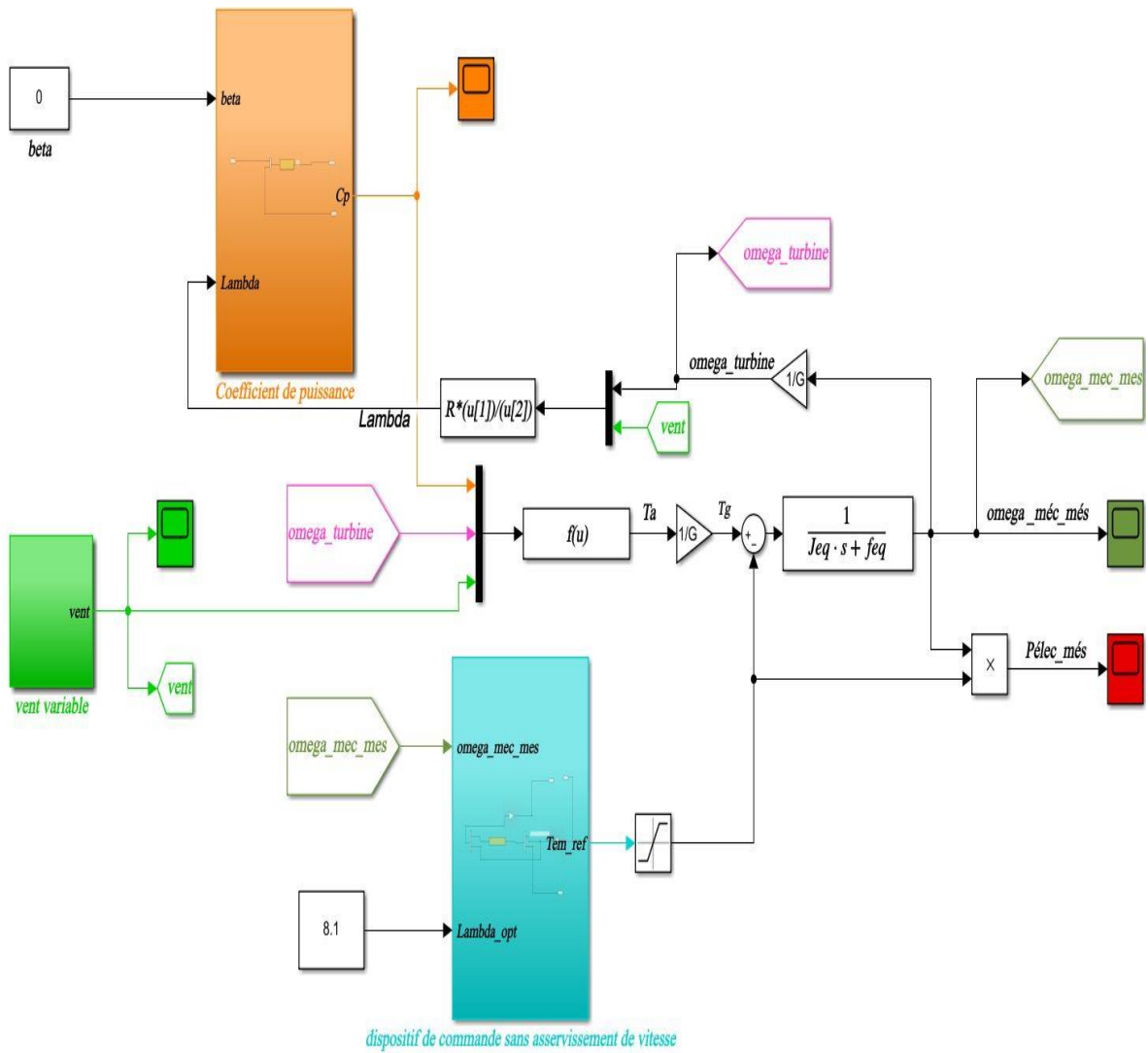


Figure A.5. 3: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

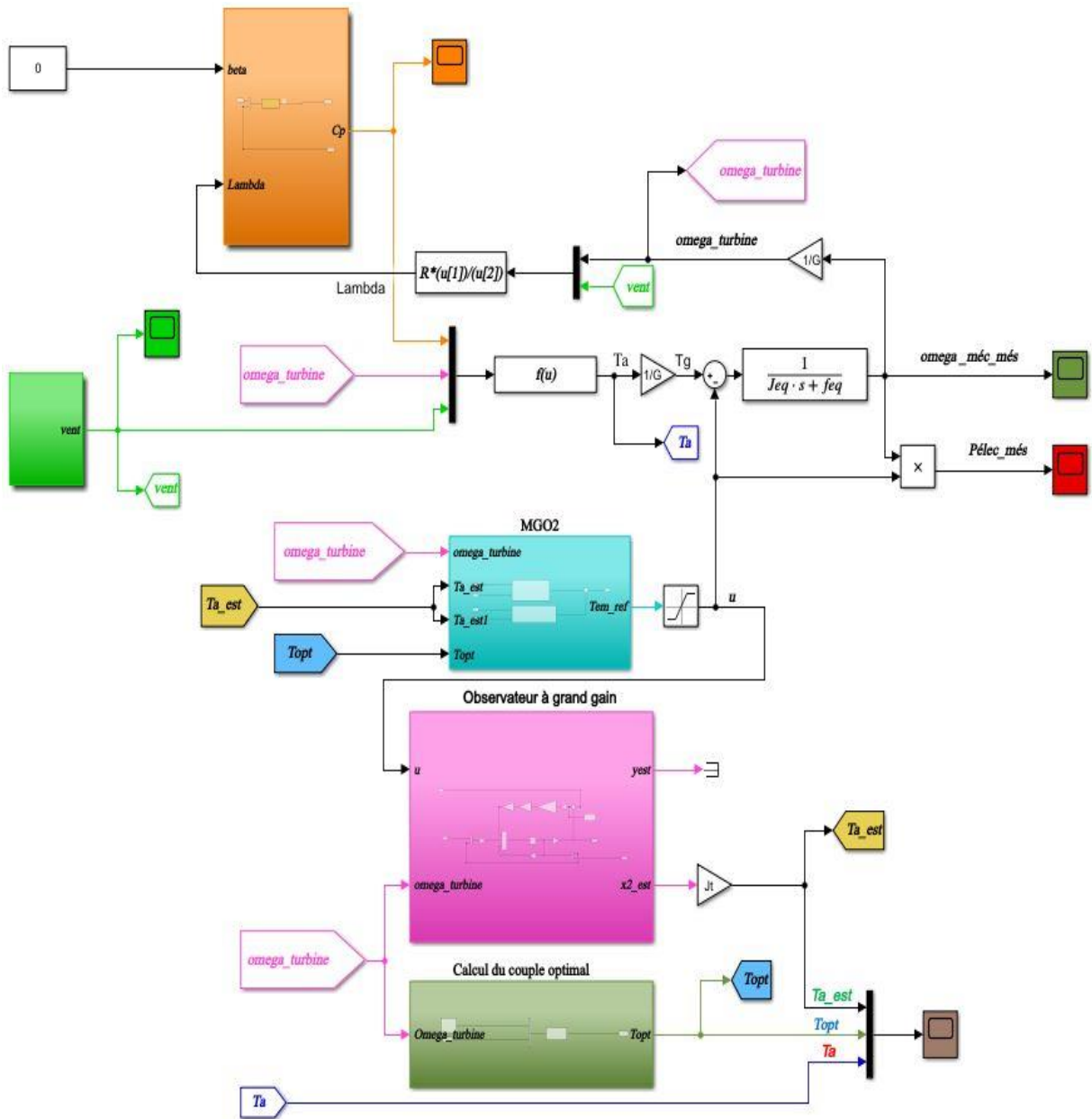


Figure A.5. 4: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec MGO2-OGG

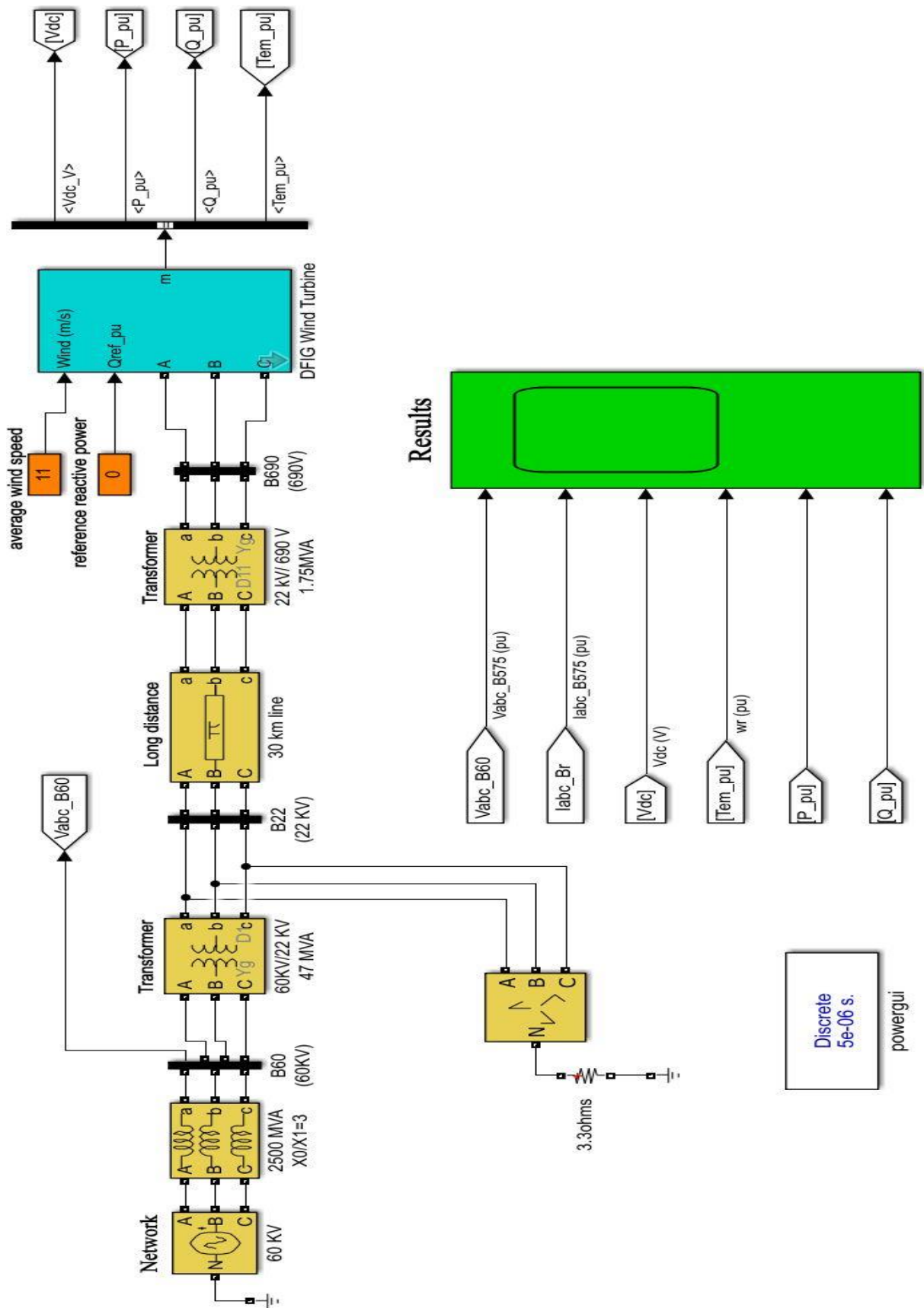


Figure A.5. 5: Connexion entre le système éolien basé sur la MADA et le réseau électrique 60KV

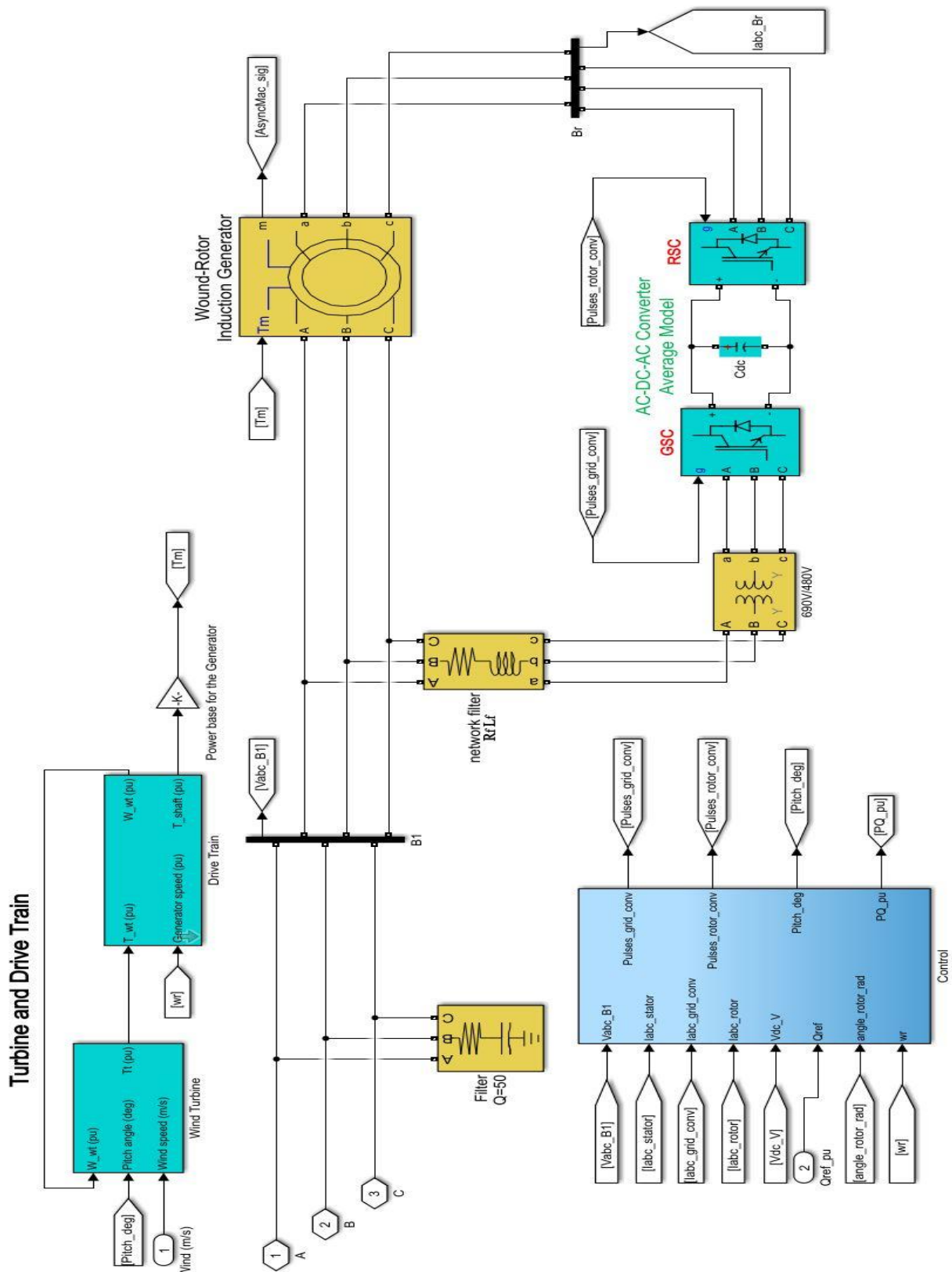


Figure A.5. 6: Bloc intérieur de "DFIG Wind turbine "

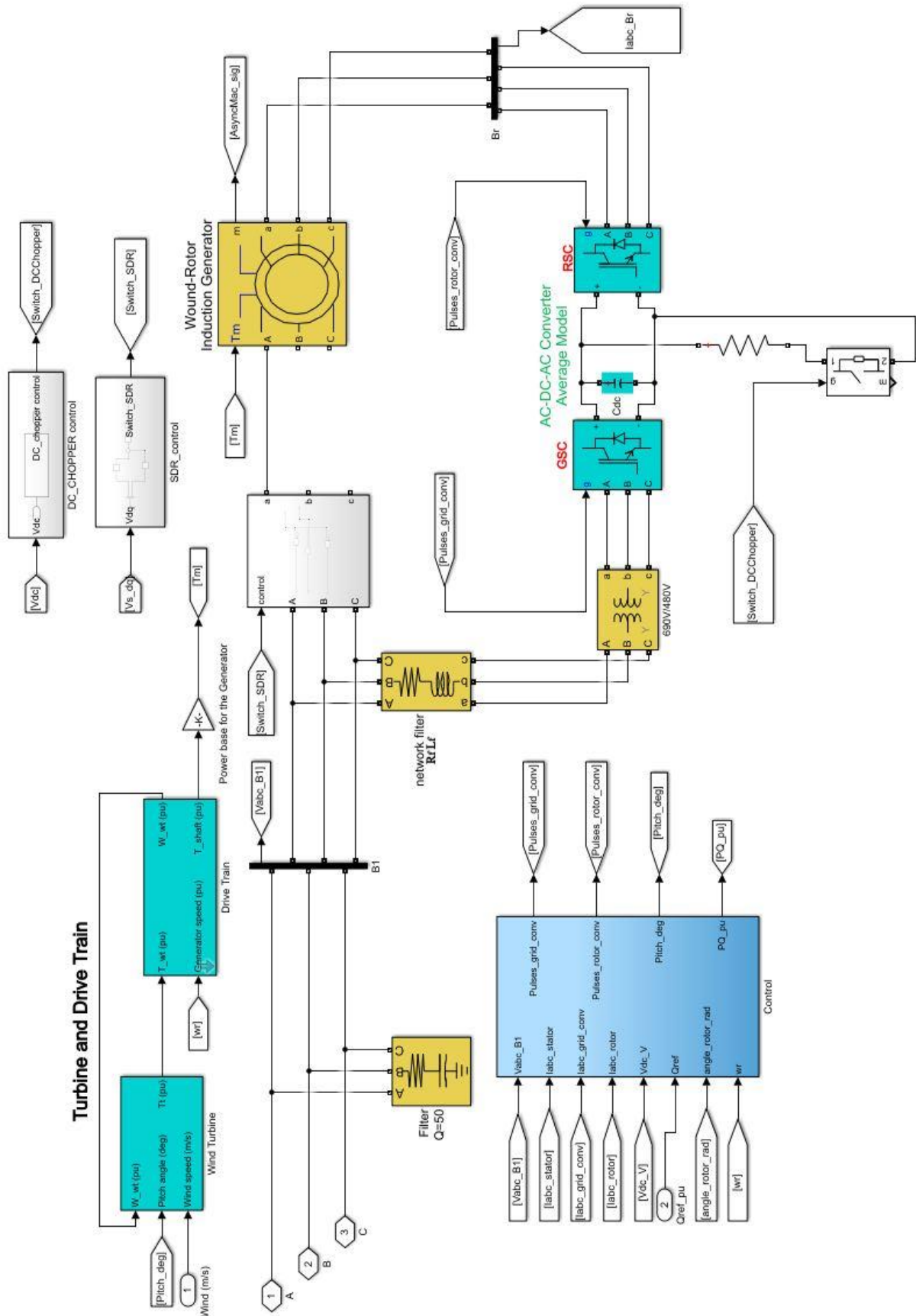


Figure A.5. 7: MADA avec la méthode passive (SDR et DC-CHOPPER)

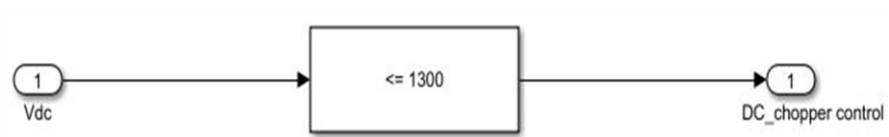
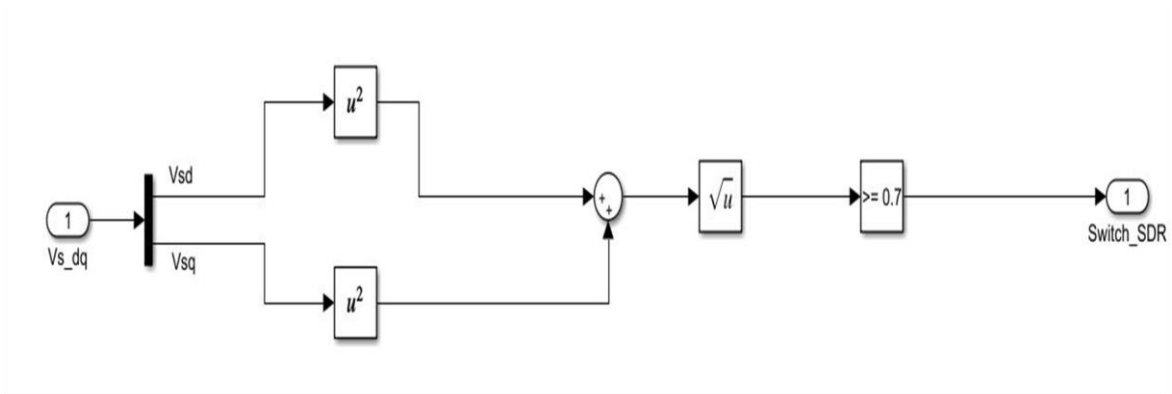


Figure A.5. 8: Contrôle de SDR et DC-CHOPPER

- la stratégie de contrôle modifiée contient les trois blocs : (calcul de flux, calcul de V_{rdc} et V_{rqc} et contrôle de flux)

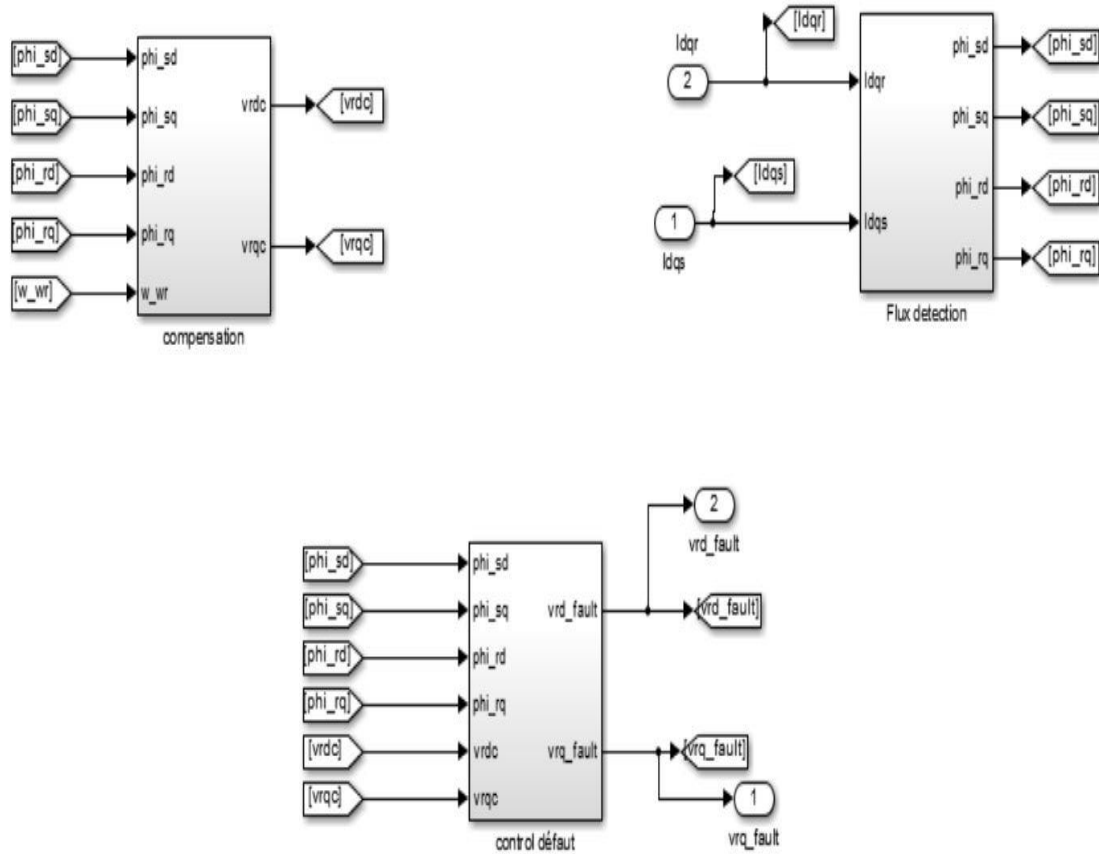


Figure A.5. 9: Blocs de la stratégie de contrôle modifié

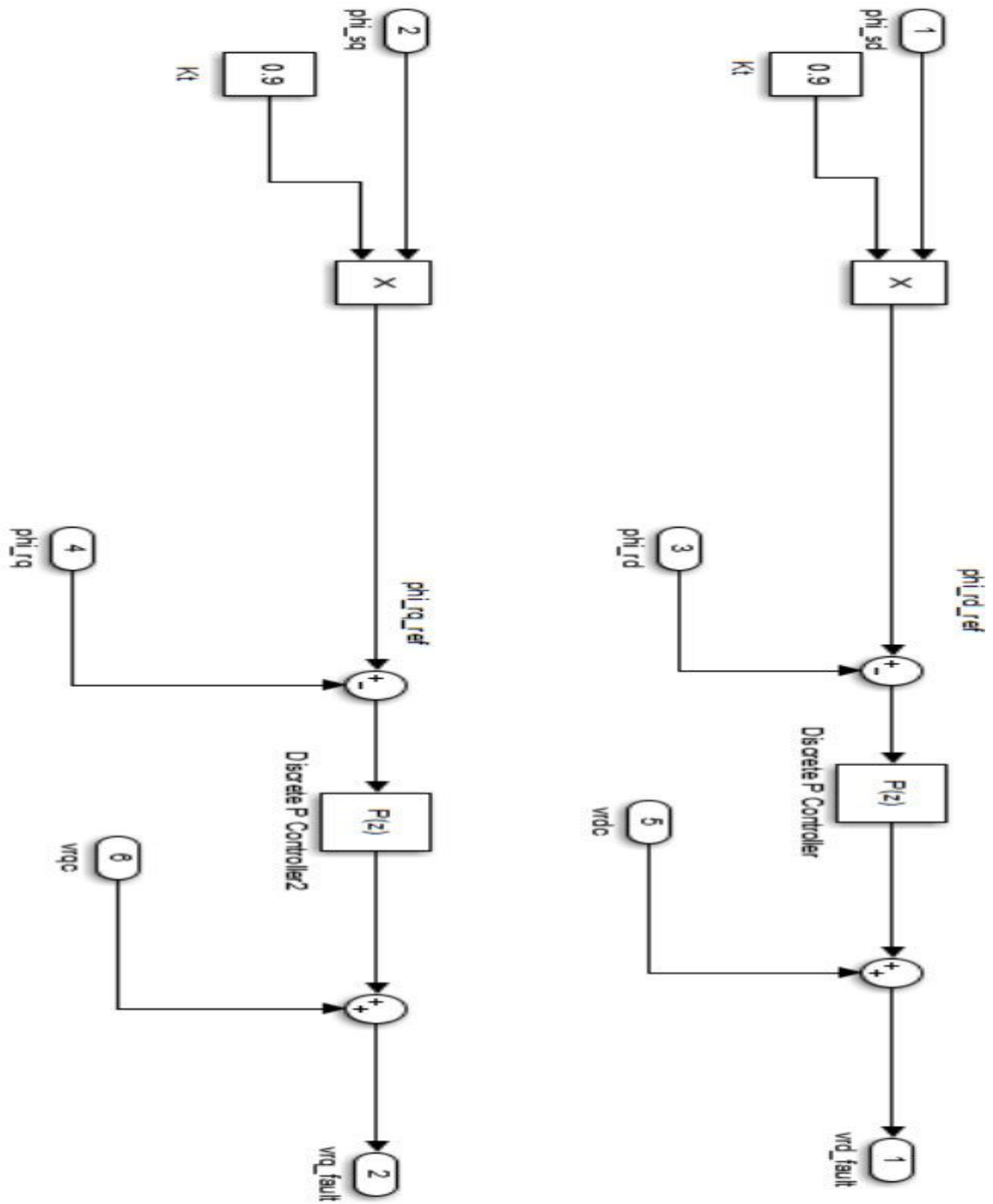


Figure A.5. 10: Bloc de contrôle du flux pour la stratégie de contrôle modifié

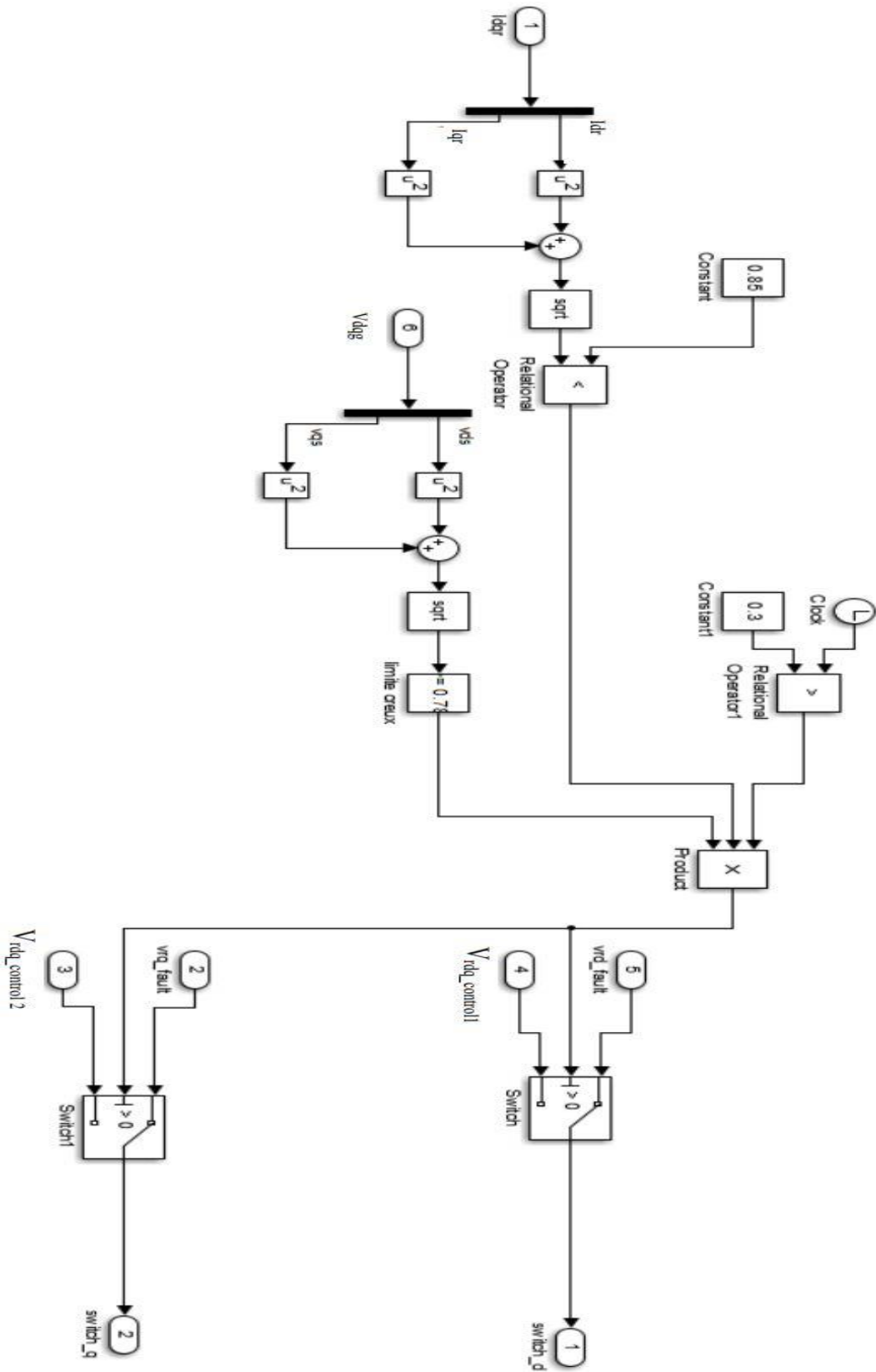


Figure A.5. 11: Commande de la stratégie de contrôle modifié

BIBLIOGRAPHIE

-A-

[**Allouhi 2017**] A. Allouhi, O. Zamzouma, M.R. Islamb , R. Saidurc, T. Kousksoud , A. Jamila , A. Derouich , “ Evaluation of wind energy potential in Morocco's coastal regions’’, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 72, May 2017, pages 311-324. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.047>

[**Abdelli 2007**] A. ABDELLI “ Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive ’’, Energie électrique, Institut National Polytechnique de Toulouse – INPT, Français, Thèse de Doctorat Soutenue le 15 octobre 2007,212 pages.

[**Ackermann 2012**] T. Ackermann “Wind power in power systems”, Wiley; second edition, May 2012.1120 Pages. [ISBN 978-0-470-97416-2](https://doi.org/10.1002/9780470974162)

[**Abad 2011**] G. Abad, J.Lopez, M.A. Rodriguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, “DOUBLY FED INDUCTION MACHINE: MODELING AND CONTROL FOR WIND ENERGY GENERATION”, Wiley & IEEE PRESS, 29 September 2011.633 pages. [DOI: 10.1002/9781118104965](https://doi.org/10.1002/9781118104965)

[**Adekanle (1) 2018**] O. S. Adekanle, M. Guisser, E. Abdelmounim, and M. Aboulfatah “Nonlinear controller with rotor crowbar and DC-chopper fault ride through technique for grid-connected doubly-fed induction generator”, International Review Automatic Control, volume 11(6), 2018, pages 281-292. [Doi : 10.15866/ireaco.v11i6.13496](https://doi.org/10.15866/ireaco.v11i6.13496).

[**Attoui 2015**] I. ATOUI “ Contribution au Diagnostic de Défauts d’une Génératrice Asynchrone dans une Chaîne de Conversion d’Énergie Éolienne ’’, Université Badji Mokhtar d’Annaba. Thèse de doctorat Soutenue en 2015.204 pages.

[**Alia et Guedda 2018**] S. Alia et S. Guedda, “Commande Vectorielle d’une Machine à Induction ’’, Université EchahidHamma Lakhdar d’El-Oued, Laboratoire d'Exploitation et de Valorisation Des Ressources Energétiques Sahariennes, MASTER ACADEMIQUE Soutenu en Mai 2018,70 pages.

[**Adekanle (2) 2019**] O.S. Adekanle 2019, M. Guisser, E. Abdelmounim, M. Aboulfatah, H. Bahri et A.Loulijat , “Multiple Current Sensor Fault Tolerant Control of DFIG Wind Turbine”, 2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS), Laboratory of Signal Analysis and Information processing, Université Hassan Premier, Settat, Morocco. [Doi:10.1109/wits.2019.8723836](https://doi.org/10.1109/wits.2019.8723836)

[**Adekanle(3) 2018**] O. Adekanle, M. Guisser, E. Abdelmounim, and M. Aboulfatah, “Adaptive backstepping control of grid-connected doubly-fed induction generator during grid Voltage dip”, 2017 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT), Volume 2018, pages 1-6. [Doi:10.1109/eitech.2017.8255267](https://doi.org/10.1109/eitech.2017.8255267)

[**Alali 2002**] M. A. E. Alali, “Contribution à l’étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension”, Université Louis Pasteur – Strasbourg, Génie électrique, Thèse soutenue le 12 Septembre 2002. 2014 pages. file:///C:/Users/pc/Downloads/Alali_2002_Thesis.pdf

-B-

[**Baile 2010**] R. BAÏLE, “ Analyse et modélisation multifractales de vitesses de vent. Application à la prévision de la ressource éolienne ”, UNIVERSITE DE CORSE-ECOLE DOCTORALE 377 "ENVIRONNEMENT ET SOCIETE" LABORATOIRE SPE - UMR CNRS 6134, Thèse soutenue le 18 Octobre 2010. 160 pages.

[**Bouscayrol 2000**] A. Bouscayrol, B. Davat, B. de Fomel, et al. , “Multimachine Multiconverter System : application for electromechanical drives”, European Physics Journal - Applied Physics. Volume 10(2), 15 May 2000, Pages 131-147. DOI: <https://doi.org/10.1051/epjap:2000124>

[**Babaie Lajimi 2011**] A. Babaie Lajimi, S. Asghar Gholamian and M. Shahabi, “Modeling and Control of a DFIG-Based Wind Turbine during a Grid Voltage Drop”, Engineering, Technology & Applied Science Research. 2011.

[**Benyahia 2001**] M. Benyahia, “commande non linéaire et prédictive application à la machine asynchrone”, thèse de magister, Université de Batna 2001.

[**BOUNADJA**] E. BOUNADJA, “MODELISATION DES MACHINES ELECTRIQUES (Cours et Exercices)”, 100 pages. https://www.univ-chlef.dz/ft/wp_content/uploads/2020/04/Cours_Mod%C3%A9lisation_E.Bounadja.pdf

[**BA-RAZZOUK 1992**] A. BA-RAZZOUK, “ÉTUDE ET MISE AU POINT D'UN MODULE DE SIMULATION DES SYSTÈMES D'ENTRAÎNEMENT À COURANT ALTERNATIF”, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC, MÉMOIRE PRÉSENTÉ COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA MAÎTRISE EN ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE, 161 pages.

[**Boldea 1993**] I. Boldea & S.A. Nasar, “Electric Machines Dynamics and Control”, CRC Press, 1993.

[**Barret 1987**] P. Barret, “ Régimes transitoires des machines tournantes électriques”, Collection Direction des études et recherches d'Electricité de France (EDF), 2^{ème} édition, Paris, 1987. Disponible à l'adresse: <https://www.eyrolles.com>. Consulté le 06/10/2021.

[**Boukhris 2017**] Y. Boukhris, A. El Makrini, H. El Moussaoui and H. El Markhi, “Low voltage ride-through capability improvement of doubly fed induction generator using series connected damping resistances”, International Journal of Modelling, Identification and Control 2017, Volume 28(2). <https://www.inderscienceonline.com/doi/abs/10.1504/IJMIC.2017.085947>

[**Bollen 2000**] M. H. J. Bollen and E. Styvaktakis, “Characterization of three-phase unbalanced dips (as easy as one-two-three?)”, Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings (Cat. No.00EX441), Volume1, 2000, pages 81-86. [Doi: 10.1109 /ICHQP.2000.897002](https://doi.org/10.1109/ICHQP.2000.897002)

[**Bollen 1998**] M. H. J. Bollen & R. A. A. de Graaff, “Behavior of AC and DC drives during voltage sags with phase-angle jump and three-phase unbalance”, IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting (Cat. No.99CH36233), 1998. [Doi: 10.1109 /pesw.747388](https://doi.org/10.1109/pesw.747388)

[**Bollen 2005**] M. H. J. Bollen, G. Olguin and M. Martins, “Voltage clips at the terminais of wind power installations”, Wind Energy, 2005, pages 307-318. [Doi.org/10.1002/we.161](https://doi.org/10.1002/we.161)

[**Benhabib 2004**] M. C. Benhabib, “Contribution à l'étude des différentes topologies et commandes des filtres actifs parallèles à structure tension : modelisation, simulation et validation expérimentale de la commande”, Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-Université, France, 2004.

-C-

[**CDER**] Figure issue du site internet du Centre de Développement des Énergies Renouvelables au Maroc. Disponible à l'adresse : <https://www.lendosphere.com>. Consulté le 05/06/2021.

[**Chondrogiannis 2008**] S. Chondrogiannis, M. Bames, “Stability of doubly-fed induction generator under stator voltage orientated vector control”, IET Renewable Power Generation, Volume 2(3), 2008, pages170-180. [Doi : 10.1049/iet-rpg : 20070086](https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20070086)

[**Caron 1995**] J.P. Caron, J.P. Hautier, “Electrotechnique Modélisation et commande de la machine asynchrone”, Presses Universitaires de Strasbourg, 1995. [ISBN : 9782710806837](https://www.isbn-international.org/number/9782710806837)

[**Canudas de Wit 2000**] C. Canudas de Wit, “ Commande des moteurs asynchrone, Modélisation contrôle vectoriel et DTC ”, Lavoisier, volume 1, Paris, 2000. <http://www.lavoisier.eu>

[**Chatelain 1989**] J. Chatelain, “Machines Electriques”, PPUR Presses polytechniques, volume 10, 1989. [ISBN : 288074059, 9782880740504](#)

[**Poitiers 2003**] F. Poitiers, “Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne”, Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole Polytechnique de Nantes, 2003.

-D-

[**Deshpande 2020**] A.S. Deshpande and S. L. Patil, “Robust Observer-Based Sliding Mode Control for Maximum Power Point Tracking”, Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 2020. [Doi : 10.1007/s40313-020-00617-5](#)

[**Djeriri 2015**] Y. Djeriri, “Commande directe du couple et des puissances d’une MADA associée à un système éolien par les techniques de l’intelligence artificielle”, Thèse de doctorat, UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, Electrotechnique, Thèse De Doctorat soutenue le 05 /11/2015. 285 pages.

-E-

[**EWEA 2004**] EWEA: European Wind Energy Association, WIND FORCE 12, “ A BLUEPRINT TO ACHIEVE 12% OF THE WORLD’S ELECTRICITY FROM WIND POWER BY 2020 ”, Amsterdam, May 2004, p. 50. Disponible à l’adresse : <https://catalogue.nla.gov.au/Record/2563959> . Consulté 01/06/2021.

[**Énergieplus**] données issues du site internet de l’énergieplus : <https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/rendement-des-eoliennes/> . Consulté le 25/06/2021.

[**El Aimani 2004**] S. EL AIMANI “MODELISATION DE DIFFERENTES TECHNOLOGIES D’EOLIENNES INTEGREES DANS UN RESEAU DE MOYENNE TENSION ”, Ecole Centrale de Lille, Université des Sciences et Technologies de Lille, Génie Electrique. Thèse de Doctorat Soutenue le 06/12/2004 .226 pages.

[**El Mokadem 2006**] M. El Mokadem “Modélisation et simulation d’un système hybride pour un site isolé. Problématique liées aux fluctuations et variations d’énergie au point de couplage ”, Université du Havre, Génie électrique, 2006, 131 pages.

[**EL AIMANI 2011**] S. EL AIMANI, “Modeling and Control Structures for Variable Speed Wind Turbine”, Ibn Zohr University, ploydisciplinary Faculty of Ouarzazate. Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2011 International Conference.

[ERLICH 2007] I. ERLICH, H. WREDE and C. FELTES, “Dynamic behavior of DFIG-based wind turbines during grid faults”, Power Conversion Conference-Nagoya, PCC'07, IEEE, 2007, pages 1195-1200. [DOI : 10.1109/PCCON.2007.373117](https://doi.org/10.1109/PCCON.2007.373117)

[EL MAKRINI 2018] A. EL MAKRINI, “AMÉLIORATION DE L’INTÉGRATION DE L’ÉNERGIE ÉOLIENNE AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE TRANSPORT MAROCAIN”, Université sidi mohamed ben abdellah, Faculté des Sciences et Techniques – Fès, Equipe de Signaux, Télécommunications et Réseaux Électriques Intelligents. Thèse de Doctorat soutenue le 07/04/2018. 123 pages.

-F-

[Farza 2004] M. Farza, M. M’Saad, and L. Rossignol, “Observer design for a class of MIMO nonlinear systems”, Automatica, volume 40(1), 2004, pages 135-143. [Doi : 10.1016/j. auto mat ica.2003.08.008.](https://doi.org/10.1016/j.automatica.2003.08.008)

G

[Ghedamsi 2008] K. GHEDAMSI “ Contribution à la modélisation et la commande d’un convertisseur direct de fréquence : Application à la conduite de la machine asynchrone ”, Université de Bejaia, Thèse soutenue le Décembre 2008. [DOI:10.13140/RG.2.2.19194.24006](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.19194.24006)

[Gergaud 2002] O. GERGAUD “ Modélisation énergétique et optimisation économique d’un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur ”, Ecole Normale Supérieure de Cachan. Thèse de Doctorat soutenue le 9 décembre 2002. 185 pages.

[Gaillard 2010] A. Gaillard, “ Système éolien basé sur une MADA : contribution à l’étude de la qualité de l’énergie électrique et de la continuité de service ”, Université Henri Poincaré, Génie Electrique. Thèse de Doctorat Soutenue le 30 avril 2010, 223 pages.

[Gauthier 1992] J. P. Gauthier, H. Hammouri and S. Othman, “A simple observer for nonlinear systems applications to bioreactors ”, IEEE Transactions on Automatic Control, volume 37(6), 1992, pages 875-880. [DOI : 10.1109/9.256352](https://doi.org/10.1109/9.256352)

[Gamesa G80-2.0 MW] Données de la turbine issues du site internet : <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70642/fichero/Cap%C3%ADtulo+3.+Anexo+I.+Infor maci%C3%B3n+T%C3%A9cnica+Aerogeneradores+%252FG80.pdf>

-H-

[Haritza 2003] C. Haritza, “ Minimisation de l’impact des perturbations d’origine éolienne dans la génération d’électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ”, École Nationale

Supérieure d'Arts et Métiers, Automatique, Bordeaux. Thèse de Doctorat Soutenue le 18 décembre 2003, 274 pages.

[**Heier 2006**] S. Heier, “ Grid integration of wind energy conversion system ”, Wiley ; second edition, 5 June 2006. 446 pages. [ISBN-10 : 0470868996 - ISBN-13 : 978-0470868997](https://doi.org/10.1016/C2011-0-07555-5)

[**Hughes 2005**] A. Hughes, “Electric Motors and Drives Fundamentals, Types and Applications”, 2005. <https://doi.org/10.1016/C2011-0-07555-5>

[**Holdsworth 2003**] L. Holdsworth, X Wu, J. Ekanayake, et al, “Comparison of fixed speed and doubly fed induction wind turbines during power system disturbances”, IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Volume 150(30), 2003, pages 343-352. [DOI: 10.1049/ip-gtd:20030251](https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030251)

[**Hansen 2007**] A.D.HANSEN and G.MICHALKE, “Fault ride-through capability of DFIG wind turbines”, Renewable energy, Volume 32(9), 2007, pages 1594-1610. [DOI : 10.1016 /j.renene.2006.10.008](https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.10.008)

[**Hu 2011**] S.Hu, X. Lin, Y. Kang & X. Zou, “An Improved Low-Voltage Ride-Through Control Strategy of Doubly Fed Induction Generator during Grid Faults”, IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 26(12), 2011, pages 3653-3665 . [Doi: 10.1109/tpel.2011.2161776](https://doi.org/10.1109/tpel.2011.2161776)

[**Heydt 1998**] G.T. Heydt , “Electric Power Quality: A Tutorial Introduction”, IEEE Computer Applications in Power, Volume 11(1), 1998, pages 15-19. [DOI: 10.1109/67.648490](https://doi.org/10.1109/67.648490)

-I-

[**Idrissi 2019**] I. Idrissi, “ Contribution au Diagnostic des Défauts de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée de l'Eolienne à Vitesse Variable ”, Energie électrique. Normandie Université ; Université Sidi Mohamed ben Abdellah (Fès, Maroc). Français. Thèse de Doctorat Soutenue le 21 septembre 2019.194 pages.

[**Isidori 1995**] A. Isidori, “Nonlinear Control Systems ”, 3^{ème} edition Springer-Verlag 1995.

[**Idjdarene 2008**] K. Idjdarene, A. Tounzi, D. Rekioua and T. Rekioua, “Vector control of autonomous induction generator considering saturation effect”, Energy Conversion and Management, Volume 49(10), 2008, pages 2609-2917. [Doi:10.1016/j.enconman.2008.05.01](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.05.01)

[**Iov 2007**] F. Iov F, A. Hansen, P. Sorensen, et al, “Mapping of grid faults and grid codes”, RISO Report, 2007. https://www.researchgate.net/publication/254939132_Mapping_of_Grid_Faults_and_Grid_codes

[IEEE 1992] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE STD 519-1992. <https://www.amazon.com/Recommended-Practices-Requirements-Harmonic-Electrical/dp/1559372397>

[Ignatova 2006]V. Ignatova, “Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie électrique .Application aux creux de tension et à la pollution harmonique”, Energie électrique. Université Joseph-Fourier - Grenoble I, 2006. Français. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00170713 /document>

-J-

-K-

[Khalil 2013] H.K. Khalil and L. Praly, “High-gain observers in nonlinear feedback control”, INTERNATIONAL JOURNAL OF ROBUST AND NONLINEAR CONTROL, Volume 24(6) , 2013, pages 993-1015. [Doi:10.1002/rnc.3051](https://doi.org/10.1002/rnc.3051)

[Kadrine 2020] A. Kadrine, Z. Tir, O. P. Malik, M. A. Hamida, A. Reatti, and A. Houari, “ Adaptive nonlinear high gain observer based sensorless speed estimation of an induction motor ”,Journal of the Franklin Istitute,Volume 357(13), 2020, Pages 8995-9024. [Doi: 10.1016/j.franklin.2020.06.013](https://doi.org/10.1016/j.franklin.2020.06.013).

[Khan 2003] M.K. Khan, K.B. Goh, and S.K. Spurgeon, “ Second Order Siding Mode Control of a Diesel Engine ” , Asian Journal of Control, Volume 5(4), 2003, Pages 614-619. [Doi.org/10.1111/j.1934-6093.2003.tb00177.x](https://doi.org/10.1111/j.1934-6093.2003.tb00177.x)

-L-

[Laverdure 2000] N. Laverdure, D. Roye, Bacha, R. Belhomme, “ Technologie des systèmes éoliens-Intégration dans les réseaux électriques ”, Revue 3EI, N°39, Décembre 2004, pages 14 - 40.

[Leclercq 2004] L. Leclercq, “ Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d’assurer des services système ”, Université des Sciences et technologies de Lille, Génie Electrique. Thèse de Doctorat soutenue le 14 decembre 2004, 271 pages.

[Loulijat(1) 2021] A. Loulijat, N.Ababssi and M. Makhad, “Improvement of the Non-linear Control Strategy of a Wind Turbine by a High-Gain Observer”, Digital Technologies and Applications (ICDTA 2021), Lecture Notes in Networks and Systems, vol 211. Springer, Cham, pages 1223-1234. [DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-73882-2_112](https://doi.org/10.1007/978-3-030-73882-2_112)

[Levant 2007] A. Levant and L. Alelishvili, “Integral high-order sliding modes”, IEEE Transcation Automatic Control, volume 52(7), 2007, pages 1278-1282. [Doi: 10.1109/TAC.2007.900830](https://doi.org/10.1109/TAC.2007.900830)

[Levant 1993] A. Levant, “ Sliding Order and Sliding Accuracy in Sliding Mode Control ” , International Journal of Control, Volume 58(6), 1993, Pages 1247-1263. [Doi: 10.1080/00207179308923053](https://doi.org/10.1080/00207179308923053)

[Loucif 2015] M. Loucif, A. Boumediene and A. Mechernene, “Modeling and control of variable speed wind turbine using sliding mode”, International Electrical and Computer Engineering Conference IECEC’2015 Setif, Algeria, 23-25 May 2015.

[Loucif 2016] M. Loucif, “ Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d’une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur”, Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen – Faculté de TECHNOLOGIE, Génie Electrique. Thèse de Doctorat soutenue le 12/05/2016, 192 pages.

[Loulijat(2) 2021] A. Loulijat, N.Ababssi and M. Makhad, “Kalman Observer Contribution to a Second Order Sliding Mode Control for Wind Turbine Based on DFIG During the Network Voltage Dip”, International Journal of Intelligent Engineering and Systems, Volume14(5), 2021.[DOI: 10.22266/ijies2021.1031.09](https://doi.org/10.22266/ijies2021.1031.09)

[Loulijat 2019]A.Loulijat, O.S. Adekanle, N.Ababssi and H.F.Fassi, “Wind farms use DFIG with a passive method of protection against grid faults”, International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS), 2019. [DOI: 10.1109 /WITS. 2019. 8723844](https://doi.org/10.1109/WITS.2019.8723844)

[Loulijat 2020] A.Loulijat, N.Ababssi and M.Makhad, “DFIG use with combined strategy in case of failure of wind farm”, International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Volume 10(3), 2020, pages 2221-2234. [DOI : 10.11591/ijece.v10i3.pp2221-2234](https://doi.org/10.11591/ijece.v10i3.pp2221-2234)

-M-

[MEMEE] données issues du site web de la Ministère de l’Energie, des Mines, de l’Eau et de l’Environnement. Disponible à l’adresse : <https://www.mem.gov.ma> . Consulté le 10/06/2021.

[Miguel 2010] L. Miguel, “ Contribution à l’Optimisation d’un Système De Conversion Éolien pour une Unité de Production Isolée ”, Université Paris Sud - Paris XI, Ecole Doctorale Sciences et Technologies de l’Information des Télécommunications et des Systèmes. Thèse de Doctorat soutenue le 8 décembre 2008.186 pages.

[**Manwell 2010**] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A.L. Rogers, “Wind energy explained: theory, design and application » Wiley; second edition, February 2010 .704 Pages.

[**Mathew 2006**] S. Mathew, “Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics » Springer, 2006. 245 pages.

[**Mirecki 2005**] A. Mirecki, “ Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ”, institut national polytechnique de Toulouse, Génie Electrique. Thèse de Doctorat soutenue le 5 avril 2005, 252 pages.

[**Moussa 2019**] O. Moussa, R. Abdessemed, and S. Benaggoune, “ Super-twisting sliding mode control for brushless doubly fed induction generator based on WECS ” , International Journal of System Assurance Engineering and Management, volume 10(5), 2019, pages 1145-1157. [Doi: 10.1007/s13198-019-00844-3](https://doi.org/10.1007/s13198-019-00844-3)

[**Morren 2005**] J. Morren and S. W. H. de Haan, “Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip”, IEEE *Transactions on Energy Conversion*, volume 20(2), 2005, pages 435-441. [Doi: 10.1109/TEC.2005.845526](https://doi.org/10.1109/TEC.2005.845526)

[**MARIN 2006**] D. Marin, H. Camblong, X. Guillaud and M. Rodriguez, “Comparison of wind turbines technical regulations”, IEEE International Conference on Industrial Technology, 2006, pages 316-321. [Doi : 10.1109/ICIT.2006.372333](https://doi.org/10.1109/ICIT.2006.372333)

[**Multon 2004**] B. Multon, G. Robin, M. Ruellan, H. Ben Ahmed, “Situation énergétique mondiale à l’aube du 3ème millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables”, La Revue 3 E. I, Société de l’électricité, de l’électronique et des technologies de l’information et de la communication, 2004, pages 20-33. [ffhal-00676124f](https://doi.org/10.1007/s13198-019-00844-3)

-N-

[**Nouri 2016**] A. Nouri, M. Ait Babram, E. Elwarraki, M.ENZILI, “Moroccan wind farm potential feasibility. Case study”,Energy Conversion and Management, Volume 122, 15 August 2016, Pages 39-51. [DOI:10.1016/j.enconman.2016.05.058](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.058)

[**Nait-kaci 2009**] A. Nait-Kaci, A. Yousif, M.L. Doumbia, K. Agbossou, “Active and reactive power control of a doubly fed induction generator for wind applications”, In Proceedings of the IEEE EUROCON, 2009. [Doi:10.1109/eurcon.2009.5167927](https://doi.org/10.1109/eurcon.2009.5167927)

[**Naderi 2019**] S. B. Naderi, M. Negnevitsky, & K. M. Muttaqi, “A Modified DC Chopper for Limiting the Fault Current and Controlling the DC Link Voltage to Enhance Fault Ride-Through Capability of Doubly-Fed Induction Generator Based Wind Turbine”,IEEE Transactions on Industry Applications,2019. [Doi:10.1109/tia.2018.2877400](https://doi.org/10.1109/tia.2018.2877400)

-O-

[Oumounah 2016] Présentation by Brahim Oumounah, “ Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques nationaux ”, ONEE-COP22, 2016. Disponible à l’adresse : <https://www.dreamjob.ma> . Consulté le 06/06/2021.

[Ouyessaad 2014] H . Ouyessaad, “ Diagnostic d’une génératrice asynchrone à double Alimentations : Application à l’énergie éolienne”, Université de Rouen, Thèse de doctorat, 2014. <http://www.theses.fr/2014ROUES060>

[Okedu 2012] E. Okedu, S.M. Muyeen, R.Takahashi, and J.Tamura, “Wind farms fault ride through using DFIG with new protection scheme”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 3(2),2012,pages 242-254. DOI : [10.1109/TSTE.2011.2175756](https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2175756)

[Oueder 2014] M. Oueder, “ Synthèse des observateurs pour les systèmes non linéaires ”, Université de Caen Basse-Normandie (France) et l’Université de Gabès (Tunisie), Thèse co-tutelle de doctorat, 2014,134 pages. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01061799>

[Ould Abdeslam 2005] D.Ould Abdeslam, “Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension”, Sciences de l’ingénieur [physics], Université de Haute Alsace - Mulhouse, 2005. Français. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00422996/document>

-P-

[PAREMA] Partenariat Energétique Morocco-Allemand, Renewable energy and energy-efficiency in Morocco, 2015. Disponible à l’adresse : <http://dkti-maroc.org> . Consulté le 06/06/2021.

[Peter 1990] V.Peter, “Vector Control of AC Machines”, Clarendon press Oxford, 1990.

[Park 2000] R.H. Park, “Two-reaction theory of synchronous machines-generalized method of analysis”, AIEE Transactions, 1. Disponible à l’adresse : <https://uwaterloo.ca>. Consulté le 06/10/2021.

[Pinard 2004] M. Pinard, “ Commande électronique des moteurs électriques”, Paris, 2007. Disponible à l’adresse : <https://www.dunod.com/sciences-techniques/commande-electronique-moteurs-electriques>. Consulté le 06/10/2021.

[Poitiers 2003] Poitiers Frédéric, “ ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L’UTILISATION DE L’ENERGIE EOLIENNE - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau”,

-Q-

[Quang 2005] N. P. Quang, A. Dittrich and P. N.Lan, “Doubly-fed induction machine as generator in wind power plant: nonlinear control algorithms with direct decoupling”, 2005 European Conference on Power Electronics and Applications, page 10. [Doi : 10.1109 /EPE .2005.219355](https://doi.org/10.1109/EPE.2005.219355).

-R-

[Robyns 2006] B. Robyns, A. Davingny, C. Saudemont, A.Ansel, V. Couetecuisse, B. Francois, S. Plumel, I. Deuse, “ Impact de l'éolienne sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie ”, BeA- Volume 5 -Hors-Série 1 (2006).

[Robyns 2010] B. Robyns, B. François, Ph. Degobert et J-P. Hautier, “ Commande vectoriel de la Machine asynchrone ”, Edition Technip, Paris, 2007. <https://www.eyrolles.com>

[Rodriguez 2001] L. V. Rodríguez, D. S. Blander, and S. Raz, “New millennium, new slings”, Current Urology Reports, volume 2(5), 2001, pages 399-406. [DOI : 10.1007/s11934-9960027-8](https://doi.org/10.1007/s11934-9960027-8)

-S-

[Suisse-Eole] Figure issue du site internet de la l'association pour la promotion de l'énergie éolienne en Suisse. Disponible à l'adresse : <https://www.suisse-eole.ch> . Consulté le 20/05/2021.

[Smaili 2013] M. Smaili, “ MODÉLISATION ET COMMANDE D'UN AÉROG ÉNÉRATEUR À MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION EN VUE DE SIMULATION DES PROBLÈMES DE COGÉNÉRATION ”, UNIVERSITE DU QUEBEC EN ABITIBI-TEMISCAMINGUE, MÉMOIRE PRÉSENTÉ COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE, soutenue le Août 2013.170 pages.

[Serban 2005] I. Serban, “Contribution to the control of variable speed generators for renewable energy”, University Polithenica of Timisoara, Faculty of Electrical Engineering, Génie électrique, 2005.

[Slotine 1991] J. J Slotine, “Applied Non Linear Control”, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, U.S.A, 1991.

[Seyoum 2003] D. Seyoum, C. Grantham and M.F. Rahman, “The dynamic characteristics of an isolated self-excited induction generator driven by a wind turbine”, IEEE Transactions on Industry Applications, Volume 39 (4), 2003. [DOI : 10.1109/TIA.2003.8137](https://doi.org/10.1109/TIA.2003.8137)

[SAYAH 2012] A. SAYAH, “ Commande en réseau des systèmes retardés avec observateur linéaire et simulation sur un moteur électrique «DC» ”, Université d’ORAN Es-Senia, Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, Département : Maintenance en Instrumentation, Mémoire Pour l’obtention du diplôme de : MAGISTER en AUTOMATIQUE, Soutenu le 11 octobre 2012,181 pages.

[Saad 2015] N. H. Saad, A. A. Sattar, and A. E. A. M. Mansour, “Low Voltage ride through of doubly-fed induction generator connected to the grid using sliding mode control strategy”, Renewable Energy, Volume 80, 2015,pages 583-594. [Doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.054](https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.054)

-T-

[Thakre 2009] K. THAKRE, “DYNAMIC PERFORMANCE OF DFIG WIND TURBINE UNDER UNBALANCE GRID FAULT CONDITION”, Mémoire du Master, Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology, Rourkela, 2009. 86 pages.

[Tamaarat 2009] A.TAMAARAT, “ Modélisation d’une chaîne de conversion basée sur une machine asynchrone à double alimentation ”, Mémoire du Master, DEPARTEMENT D’ELECTROTECHNIQUE, Préparé au Laboratoire : LGEB (Labo. de Génie Electrique de Biskra), UNIVERSITE MOHAMMED KHIDER - BISKRA - FACULTE DES SCIENCES ET DES SCIENCES DE L’INGENIEUR, Soutenu le 15/03/2009.113 pages.

[TREANGLE 2018] C. TREANGLE, “ Observateurs grand gain pour des systèmes non linéaires à sorties échantillonnées et retardées ”, Normandie Université, Laboratoire d’Automatique de Caen (LAC), Thèse de doctorat setenu le 04/12/2018.191 pages.

[Touati 2015] A. Touati, E. Abdelmounim, M. Aboufatah, A. Moutabir, and R. Majdoul, “Improved strategy of an MPPT based on the torque estimator for variable speed turbines”, International Review Modelation Simulations, Volume 8(6), 2015, pages 620-631. [DOI : 10.1109/EITech.2015.7162964](https://doi.org/10.1109/EITech.2015.7162964)

-U-

-V-

[Vestas 2019] image issue du site internet de Vestas : <https://www.vestas.com/> . Consulté le 22/06/2021.

[Vidal 2004] P. E. Vidal, “ Commande non linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation ”, Institut National Polytechnique de Toulouse, Génie Electrique, Thèse de Doctorat soutenue le 14 décembre 2004.192pages.

-W-

[Wikipédia(1)] image issue du site internet de Wikipédia. Disponible à l'adresse : https://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Schema_eolienne.svg. Consulté le 21/06/2021.

[Wal 1997] J.F. WALKER, N. JENKINS, “Wind energy technology”, Wiley; first edition June 12, 1997. 178 pages.

[Windpower] données issues du site internet de Danish Wind Industry Association. Disponible à l'adresse : <http://www.windpower.org>. Consulté le 23/06/2021.

[Wikipédia(2)] figure issue du site internet de Wikipédia. Disponible à l'adresse : https://fr.wikipedia.org/wiki/Observateur_d%27%C3%A9tat. Consulté le 03/11/2021.

-X-

-Y-

[Yang 2010] J. Yang, J. E. Fletcher and J. O'Reilly, “A Series-Dynamic-Resistor-Based Converter Protection Scheme for Doubly-Fed Induction Generator During Various Fault Conditions”, in IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 25(2), June 2010, pages 422-432. [Doi: 10.1109/TEC.2009.2037970](https://doi.org/10.1109/TEC.2009.2037970)

-Z-

[Zareian 2020] M. Zareian and M. H. Shafiei, “A Modification in the Structure of Low-power High-gain Observers to Improve the Performance in the Presence of Disturbances and Measurement Noise”, European Journal of Control, 2020. [Doi: 10.1016/j.ejcon.2020.07.009](https://doi.org/10.1016/j.ejcon.2020.07.009)

[Zhang 2019] C. Zhang, S. V. Gutierrez, F. Plestan, and J. De León-Morales, “ Adaptive super-twisting control of floating wind turbines with collective blade pitch control ” , IFAC-PapersOnLine, volume 52(4), 2019, pages 117-122. [Doi : 10.1016/j.ifacol.2019.08.165](https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.08.165)