

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département de Génie Electrique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع: 2014./

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat

Spécialité : Génie Electrique

**Modélisation, Commande et Gestion de l'Energie
d'un Générateur Eolien**

Présentée par :

KHATTARA Abdelouahab

Soutenue publiquement le 01 Décembre 2014

Devant le jury composé de :

Kamel SRAIRI	Professeur	Université de Biskra	Président
Abdennacer ABOUBOU	Professeur	Université de Biskra	Rapporteur
Assia HENNI	Maitre de Conférences	UTBM, France	Co- Rapporteur
Mebarek BAHRI	Professeur	Université de Biskra	Examineur
Djilani BEN ATTOUS	Professeur	Université d'El oued	Examineur

Remerciements

*C'est un agréable plaisir pour moi d'exprimer mes remerciements à monsieur **Abdennacer ABOUBOU**, qui a accepté de diriger mon travail de recherche, m'a fait profiter de ces connaissances et ces conseils précieux.*

*Je tien à remercier madame **Assia HENNI** pour la proposition du sujet et ses premières aides.*

*Mes vifs remerciements sont adressé à monsieur **Mohamed BECHERIF** pour son aide précieuse, ses qualités scientifiques et humaines, je lui exprime toute ma gratitude.*

*Je remercie monsieur **Kamel SRAIRI** d'avoir accepté de présider mon jury de thèse, et je remercie également monsieur **Mebarek BAHRI** et monsieur **Djilani BEN ATTOUS** d'avoir bien voulu d'accepter de juger ce travail, je suis particulièrement sensible au grand honneur qu'ils m'ont accordé en acceptant cette tâche.*

Je profite l'occasion pour remercier tous les membres du laboratoire LMSE pour leur accompagnements, et aide. Comme je remercie tout les membres du laboratoire FCLab en France pour leur réception, gentillesse et aides. A tous qu'ont m'aidé de près ou de loin je dis merci.

مع التطور الكبير للشبكات الكهربائية، يعتبر إدماج طاقة الرياح في هذه الشبكات حلا واعدًا نظرًا لخصائصها (مصدر نظيف ومجاني، مردودية جيدة). تستعمل العديد من الماكينات كمولدات هوائية، والماكينة اللامتزامنة المزدوجة هي الأكثر استعمالًا نظرًا لمميزاتها من التغيير في السرعة والعمل مع الأنظمة الديناميكية. تزايد إدراج طاقة الرياح في الشبكات الكهربائية قد يسبب عدم استقرار الشبكة ويؤثر في حساب أمثلة التوزيع الإقتصادي، من جهة أخرى قد يسبب تجميع عدد كبير من الهوائيات في نفس الحديقة إلى ضياع كمية كبيرة من الطاقة في حالة عطب في الشبكة. يقترح هذا العمل نموذج جديد لربط الهوائيات فيما بينها وإيصالها بالشبكة الكهربائية، ويدرس اختيار موضع الهوائيات مع الأخذ بعين الاعتبار قدرتها للاستجابة في حالة خلل في الشبكة ومن جهة أخرى مساهمتها في تخفيض تسعيرة الوقود خلال أمثلة التوزيع الاقتصادي. يصيغ هذا العمل معادلة لحساب تكلفة إنشاء محطات هوائية ويعمل على أمثلة عدد الهوائيات في محطة واحدة أخذًا بعين الاعتبار تخفيض الطاقة الضائعة في حالة خلل في الشبكة. كذلك يقترح العمل ربط قاطعات تحكم بين الهوائيات بطريقة تضمن استمرارية الخدمة وتحافظ على الطاقة الكلية المولدة. استعملت البرامج التالية لحساب أمثلة التوزيع الاقتصادي خوارزمية جينية، برمجة خطية، والنقطة الداخلية. من جهة أخرى، استعملت مقاربة رياضية وخوارزمية جينية باريتو لأمثلة عدد الهوائيات كما استعمل المنطق الضبابي للتحكم في القواطع.

الكلمات المفتاحية: الماكينات اللامتزامنة المزدوجة، عطب الشبكة، الأمثلة، التكلفة، الهوائيات

Résumé

Avec l'évolution des réseaux électriques, l'énergie éolienne est considérée comme solution prometteuse vu ses propriétés avantageuses (source propre et gratuite plus un bon rendement). Différents types de machines sont choisis pour la production éolienne ; et la machine asynchrone à double alimentation (MADA) est la machine la plus sollicitée grâce à ses caractéristiques distinctives. L'augmentation du nombre d'intégration d'éoliennes dans un réseau électrique, risque d'une part, de provoquer une instabilité du réseau électrique et d'autre part d'influencer l'optimisation du dispatching économique. Par ailleurs on sait que l'installation d'une ferme de grande puissance et en cas de défaut (permanent ou transitoire) risque une perte importante en énergie. Comme solution on procède à la séparation des éoliennes en petite ferme, sauf que cette solution coûte chère. Ce travail propose un nouveau modèle de raccordement des éoliennes entre elles et avec le réseau électrique, ainsi qu'une étude concernant le choix de l'emplacement des éoliennes MADA en fonction de leur capacité LFRT et leur contribution dans la minimisation du coût pour l'optimisation du dispatching économique. Par la suite, une équation de calcul du coût d'investissement pour l'installation des éoliennes est formulée, aussi le nombre d'éolienne dans une ferme est optimisé en fonction de cette équation ; en tenant compte comme contrainte de calcul, la minimisation d'énergie perdue en cas d'un défaut. Egalement, la connexion des éoliennes entre elles avec des interrupteurs commandé est proposé, l'objectif des interrupteurs et d'assurer la continuité de service et de stabiliser la puissance total générée. Trois méthodes d'optimisation du dispatching économique sont développées (algorithme génétique, programmation linéaire et point intérieur). Pour l'optimisation du nombre d'éolienne MADA dans une ferme, on a proposé l'utilisation de l'approximation mathématique et l'algorithme génétique Pareto, enfin pour la commande des interrupteurs, on a utilisé la logique floue. Le logiciel « PSAT » est utilisé pour l'étude de la capacité LFRT des éoliennes en cas des défauts.

Mots-clés: MADA, LFRT, optimisation, coût, éoliennes

Liste figure

Figure1. 1	Distribution des publications scientifiques (1979-2009) pour les énergies renouvelables.	16
Figure1. 2	Le passage progressif de production d'énergie éolienne entre les régions du monde	18
Figure1. 3	Répartition régionale de la capacité d'énergie éolienne installée	19
Figure 2. 1	Model d'une MADA	29
Figure 2. 2	Configuration et contrôle d'une éolienne MADA.	30
Figure 2. 3	Contrôle de la MADA dans la mode de fonctionnement normale	33
Figure 2. 4	Définition du consigne de la puissance active pendant le fonctionnement normale et en cas de default, utilisant la MPPT et le contrôleur d'amortissement respectivement	36
Figure 2. 5	Le modèle d'une éolienne MADA raccordé au réseau radial	37
Figure 2. 6	La tension au niveau de tous les jeux de barres avant, pendant et après le défaut	39
Figure 2. 7	Figure2.1. La puissance réactive avant, pendant et après le défaut	39
Figure 2. 8	La tension avant, pendant et après le défaut durant la connexion au réseau de distribution	40
Figure 2. 9	La puissance réactive avant, pendant et après le défaut durant la connexion au réseau de distribution	41
Figure 2. 10	Diagramme de simulation dans le PSAT d'une éolienne MADA connectée au réseau	42
Figure 2. 11	Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle de la loi Weibull)	43
Figure 2. 12	Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle composite)	43
Figure 2. 13	Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut	44
Figure 2. 14	Tension au niveau des JB avant, durant et après le défaut(avec le modèle de la loi Weibull)	44
Figure 2. 15	Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle composite)	45
Figure 2. 16	Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut	45
Figure 2. 17	Modèle du réseau IEEE 14-JB	46
Figure 2. 18	Les tensions dans le cas de connexion de l'éolienne au réseau de transport	47
Figure 2. 19	Tension avant, durant et après le défaut dans le réseau de distribution	48
Figure 2. 20	Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut dans le réseau de distribution	49
Figure 3.1	Organigramme de l'algorithme génétique	55

Figure 3.2	La valeur optimal de la fonction objective pour le réseau IEEE 14-JB	56
Figure 3.3	Puissance générée comparée aux conditions limites de puissance	56
Figure 3.4	La valeur optimal de la fonction objective pour le réseau IEEE 30-JB	58
Figure 3.5	Le bénéfice en argent par différente méthodes après l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 14-JB	61
Figure 3.6	Le bénéfice en argent par différente méthodes après l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 30-JB	61
Figure 3.7	Approximation mathématique	65
Figure 3.8	Solution par algorithme génétique Pareto	66
Figure 3.9	Tension avant, durant et après le défaut dans le cas d'installer les éoliennes séparément dans différent JB	67
Figure 3.10	Tension avant, durant et après le défaut dans le cas d'installer les éoliennes ensemble dans le même JB	67
Figure 3.11	Tension dans différents groupes avant, durant et après le défaut	68
Figure 4.1	Raccordement des éoliennes MADA entre elles et au réseau.	72
Figure 4.2	Emplacement des interrupteurs	73
Figure 4.3	Simulation de fonctionnement des interrupteurs	75
Figure 4.4	Le raccordement expérimental	75
Figure 4.5	En haut de la figure sont présentées les valeurs de puissance, courant, tension et puissance totale des sources.	76
Figure 4.6	Etat initial (sans défaillance)	77
Figure 4.7	Cas d'un défaut d'une source	77
Figure 4.8	Cas de défaillance de deux sources de différents groupes parallèles	78
Figure 4.9	Cas de défaillance de deux sources de même groupe parallèle	78
Figure 4.10	Cas de défaillance de plus de deux sources	79
Figure 4.11	Etats des puissances et de la puissance totale générée	80
Figure 4.12	Commande des interrupteurs par logique floue	81

Liste tableau

Tableau3.1.	Les coefficients de carburant et les limites de puissance de réseau IEEE 14-JB	52
Tableau3.2.	Les coefficients de carburant et les limites de puissance de réseau IEEE 30-JB	53
Tableau3.3.	Le coût et le bénéfice d'argent après l'intégration d'éolienne dans différent JB du réseau IEEE 14-JB	57
Tableau3.4.	The Cost And The Money Profit Before Wind Penetration In Deferent Buses Of IEEE 30-Bus Network	59
Tableau3.5.	Coût d'investissement et la perte d'énergie éolienne en cas d'un défaut.....	64
Tableau3.6.	Comparaison entre les solutions proposées	69
Tableau4.1.	Le fonctionnement des interrupteurs	74
Tableau4.2.	Puissances des sources et puissance total pour différent cas de perturbation..	80
	Les paramètres des lignes du réseau IEEE 14-Bus.....	88

Sommaire

<i>Remerciements</i>	viii
Résumé	ii
Liste figure.....	iii
Liste tableau.....	v
Sommaire.....	vi
Chapitre1. Etat de l’art de l’intégration des éoliennes dans les réseaux électriques	11
Introduction	15
1.1. Evolution de l’intégration des éoliennes dans les réseaux électriques.....	15
1.1.1. Les premières utilisations de l’énergie éolienne.....	15
1.1.2. Les premières utilisations de l’énergie éolienne pour produire l’électricité	15
1.1.3. L’énergie éolienne et les autres sources d’énergie	16
1.1.3.1. Comparaison globale entre les sources d’énergie renouvelables	16
1.1.4. L’énergie éolienne dans le monde.....	17
1.2. Intégration des éoliennes dans les réseaux de transports	19
1.2.1. Intégrations des éoliennes et le dispatching économique.....	20
1.2.2. Intégration des éoliennes et la stabilité des réseaux	21
1.2.3. Optimisation de la topologie du réseau avec parc éolien	22
1.2.4. Optimisation de location des éoliennes	23
1.2.5. Les éoliennes et les coûts d’installation et de distribution de l’énergie	23
1.2.6. Intégration des éoliennes dans des réseaux pratiques.....	24
1.3. Intégration des éoliennes dans les réseaux de distributions	25

1.3.1.	Evaluation de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution.....	25
1.3.2.	Le choix du nombre d'éoliennes et leurs emplacements.....	25
1.3.3.	Stabilité des réseaux de distribution avec éoliennes.....	25
	Conclusion.....	26
Chapitre2.	Influence du 'line fault ride through (LFRT)' sur le choix de l'emplacement des éoliennes	13
	Introduction	28
2.1.	La machine asynchrone à double alimentation MADA.....	28
2.2.	Line Fault Ride Through LFRT	29
2.2.1.	Les possibilités de modélisations et de commande d'une éolienne MADA – en cas de default	29
2.2.2.	Multiplicateur de vitesse, l'aérodynamique et le système de commande de l'angle d'incidence	30
2.2.3.	System de commande et de protection de la MADA	32
2.2.4.	Contrôle en fonctionnement normal de la MADA	32
2.2.5.	Protection de la MADA en cas des défauts dans le réseau.....	34
2.2.6.	Contrôle de la MADA en cas des défauts dans le réseau	35
2.3.	Résultats de simulation et interprétation	36
2.3.1.	Le cas du réseau radial.....	37
2.3.1.1.	La loi de Weibull	37
2.3.1.2.	Influence du défaut sur l'éolienne MADA connecté au réseau de transport ...	38
2.3.1.3.	Influence de défaut sur l'éolienne MADA connecté au réseau de distribution	40

2.3.2. Le cas de réseau contenant les deux niveaux de tension, (parties transport et distribution).....	41
2.3.2.1. Influence du défaut sur l'éolienne MADA dans la partie « transport ».....	42
2.3.2.2. Influence de défaut dans la partie de distribution sur l'éolienne MADA.....	44
2.3.3. Le cas d'un réseau typique	46
2.3.3.1. L'éolienne MADA connectée à la partie transport du réseau.....	47
2.3.3.2. L'éolienne MADA connectée à la partie distribution du réseau.....	48
Conclusion.....	49
Chapitre3. Optimisation de l'emplacement et du nombre des éoliennes dans une ferme .	27
Introduction	52
3.1. Contribution à l'intégration des éoliennes aux réseaux dans l'optimisation du dispatching économique.....	52
3.1.1. Le dispatching économique	53
3.1.1.1. Equation de l'écoulement de puissance	53
3.1.1.2. Equation du dispatching économique	53
3.1.2. Les algorithmes génétiques	54
3.1.2.1. Cas du réseau IEEE 14-JB	55
3.1.2.2. Cas du réseau IEEE-30 JB	58
3.1.3. Méthodes de la programmation linéaire et point intérieur	60
3.1.4. Comparaison des résultats	62
3.2. Nombre optimal d'éoliennes dans une ferme.....	62
3.2.1. Formulation de la fonction coût.....	62

3.2.2.	Résultats de simulation.....	63
3.2.2.1.	Approximation mathématique	64
3.2.3.	les algorithmes génétiques Pareto.....	65
3.2.4.	Comparaisons et validation des résultats.....	66
	Conclusion.....	69
Chapitre4.	Nouvelle structure de connexion des éoliennes MADA au réseau et entre elles	51
	Introduction	71
4.1.	But de la nouvelle structure.....	71
4.2.	Schémas et explications	71
4.3.	Simulation et résultats expérimentaux	75
4.4.	Commande par logique floue	81
	Conclusion.....	81
	Conclusion Générale.....	84
	Bibliographies.....	87

Introduction générale

Introduction générale

Le besoin en énergie dans le monde augmente de jour en jour ; l'utilisation des énergies renouvelables est de plus en plus prisée et son intégration dans le réseau prend de l'ampleur, dont l'énergie éolienne est considérée la plus favorite, vu ses spécificités.

L'augmentation du nombre d'intégration d'éoliennes dans un réseau électrique présente des risques considérables à savoir :

- Entraîner à une mauvaise optimisation du dispatching économique pour les stations thermiques,
- En cas de perturbations ou de défauts transitoire, provoquer l'instabilité du réseau.

Par ailleurs, l'installation d'un grand nombre d'éoliennes dans une ferme et en cas d'un défaut interne à cette ferme ou proche, entraîne des pertes énormes d'énergie. Pour y remédier, une intégration d'éoliennes séparément dans différents sites est proposée; sauf que, cette solution coûte chère.

Il est à noter aussi que la réaction des éoliennes vis-à-vis d'un défaut transitoire, diffère d'un type de réseau à un autre. Autrement dit la réaction d'une éolienne à un défaut transitoire dans un réseau de distribution diffère de celle d'un réseau de transport.

Il faut préciser enfin, que plusieurs types de machines sont utilisées dans les éoliennes, dans ce travail, celles équipées de machine asynchrone à double alimentation (MADA) sont choisies; vu leurs large utilisation et leurs avantages.

Dans ce travail, il a été question de :

1. Modélisation de l'intégration d'éoliennes dans le réseau,
2. Commande de ces éoliennes,
3. Gestion de leurs emplacements et leurs nombre dans un parc.

Notre travail est étalé sur quatre chapitres. Dans le premier, et après une recherche bibliographique approfondie, un état de l'art a été détaillé où une étude de l'évolution de l'intégration des éoliennes au réseau ainsi que les différentes problématiques concernant cet axe ont été présentés. Cette recherche bibliographie nous a dévoilée que la majorité des travaux concernaient certains points importants à savoir :

- La stabilité des réseaux après intégration de ces éoliennes
- La problématique du coût
- La topologie du réseau avec parc
- Et la localisation des éoliennes dans le réseau.

Nous avons entamé le deuxième chapitre par une modélisation de l'éolienne MADA connecté au réseau ; suivis d'une explication détaillée du LFRT « line fault ride through ». Après nous avons étudié la capacité LFRT de l'éolienne MADA intégrée aux différents réseaux, puis sur la base de cette capacité, nous avons démontré la méthode du choix de l'emplacement des éoliennes.

Le chapitre trois, et après un calcul classique du dispatching économique, nous avons développé un algorithme génétique (AG) afin de l'optimiser, suivis de deux méthodes classiques (Programmation linéaire (PL) à l'aide du MATPOWER et point intérieur (PI) utilisant le PSAT) pour vérification des résultats. Puis il a été question du choix de l'emplacement des éoliennes en fonction de leur contribution dans la minimisation du coût de fuel. Par ailleurs une comparaison entre résultats a été effectuée. Enfin nous avons clôturé ce chapitre d'une part par le choix du nombre optimal d'éoliennes MADA dans une ferme, en utilisant une approximation mathématique et un algorithme génétique Pareto, et d'autre part la vérification de la capacité LFRT de la ferme qui contient le nombre optimal d'éoliennes.

Dans le chapitre final, une structure de raccordement des éoliennes entre elles et au réseau a été développée. Cette structure est réalisée dans le but de réduire le nombre de convertisseurs de puissance, minimiser les courants rotoriques et assurer la continuité de service en cas d'un défaut ou de défaillance d'une éolienne. Afin de contrôler notre structure, des interrupteurs commandés par logique floue sont placés dans cette dernière.

Chapitre 1

ETAT DE L'ART

de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques

Introduction

L'évolution de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques a été développée dans deux types de réseaux ; le réseau de transport et celui de distribution. Le but essentiel de cette contribution à l'intégration d'éoliennes était le maintien de sa stabilité ainsi que sa fiabilité. Dans ce chapitre nous allons présenter l'état de l'art de l'évolution de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques.

1.1.Evolution de l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques

1.1.1. Les premières utilisations de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a été utilisée depuis au moins 3000 ans. Elle a été d'abord utilisée pour la navigation en bateau sur le Nil 5000 av. puis durant la même période, les moulins à vent ont pompé l'eau en Chine. La première information écrite sur les éoliennes est basée sur une simple turbine à axe horizontal structuré au cours de la période d'Alexandre le Grand. Les Perses utilisaient les éoliennes à axe vertical pendant 700 av. Les moulins à vent sont introduits dans le monde occidental au début du 12^{ème} siècle du monde islamique [1]. Au cours de ce siècle, Aboul Iz qui vivait à Diyarbakır, Turquie, a développé la première éolienne à axe vertical moderne. Jusqu'au début du 20^{ème} siècle, l'énergie éolienne est utilisée pour fournir de l'énergie mécanique pour pomper de l'eau ou pour moulinier les céréales [2].

1.1.2. Les premières utilisations de l'énergie éolienne pour produire l'électricité

Le Danois PoulLaCour a construit la première éolienne qui produit l'électricité, en 1891. Des ingénieurs danois ont amélioré la technologie au cours de la première et deuxième guerre mondiale et ont utilisé la technologie pour couvrir la pénurie d'énergie. Les éoliennes construites par la société danoise FL Smith en 1941-1942 sont les premiers exemples qui utilisent les profils modernes basés sur la connaissance de l'aérodynamique. Dans la même période, l'Américain, Palmer Putnam construit une éolienne géante d'un diamètre de 53 m pour la Morgan Smith Co. La taille et la philosophie de conception de ces machines sont significativement différentes. Le design danois est basé sur un rotor 'upwind' à un réglage de décrochage, fonctionnant à des vitesses lentes. La conception de Putnam a été basée sur un rotor 'downwind' d'un réglage de pas variable. La turbine de Putnam, a été très fructueuse [3].

1.1.3. L'énergie éolienne et les autres sources d'énergie

1.1.3.1. Comparaison globale entre les sources d'énergie renouvelables

Selon le rapport de 2011 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production d'électricité à partir de sources renouvelables dans le monde en 1990 était de 19,5% et a augmenté en moyenne de 2,7% par an, tandis que la production totale d'électricité a augmenté de 3% par an, et en 2008, le pourcentage d'électricité produite à partir de sources renouvelables était de 18,5%. Cette diminution est principalement le résultat de la croissance lente de la principale source d'énergie renouvelable de l'hydro-électricité, dans les pays de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques) [4]. En 2010, la contribution des différentes sources d'énergie renouvelables à la production totale d'énergie était de 16,6% hydroélectricité (grande et petite), 2,56% éolienne, 1,95% de la biomasse, la géothermie 0,67%, 0,13% solaire (PV et solaire thermique) et 0,01% marin [5]. La figure 1.1 présente les pourcentages de toutes les revues scientifiques à la base de données ISI liés aux énergies renouvelables au cours de la période de 1979 à 2009. Il est à noter que dans les 30 dernières années, plus de la moitié de l'effort global de recherche (56%) a été lié à l'utilisation de la biomasse comme énergie renouvelable, suivie par l'énergie solaire, qui est plus du double (26%) de l'énergie éolienne (11%). Et la recherche sur l'hydroélectricité est relativement faible (2%).

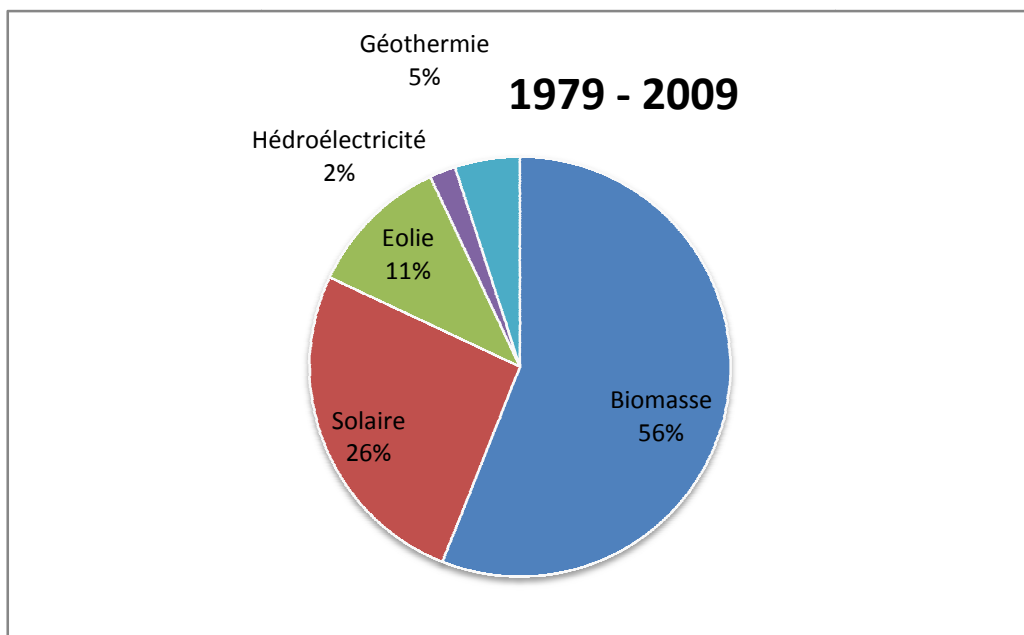
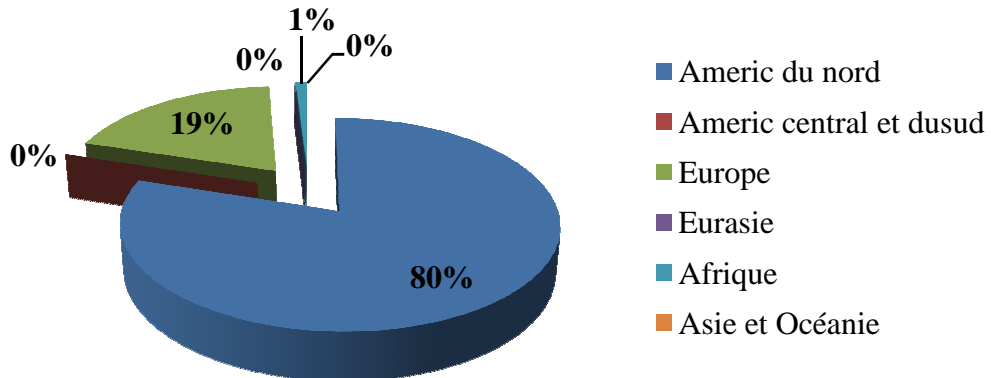


Figure1. 1. Distribution des publications scientifiques (1979-2009) pour les énergies renouvelables.

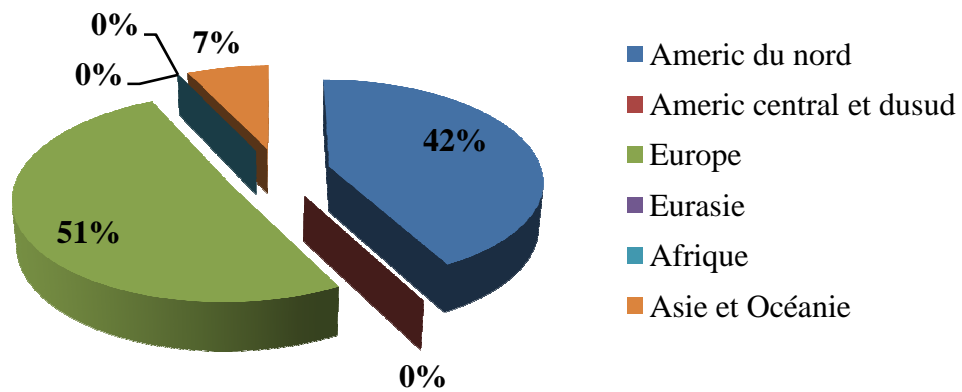
1.1.4. L'énergie éolienne dans le monde

La section suivante présente un bref aperçu de l'état de l'énergie éolienne dans le monde entier à la fin du XXe siècle. En outre, il présentera les grands projets de soutien à l'énergie éolienne. La vue d'ensemble est divisée en génération d'énergie éolienne raccordée au réseau et systèmes autonomes.

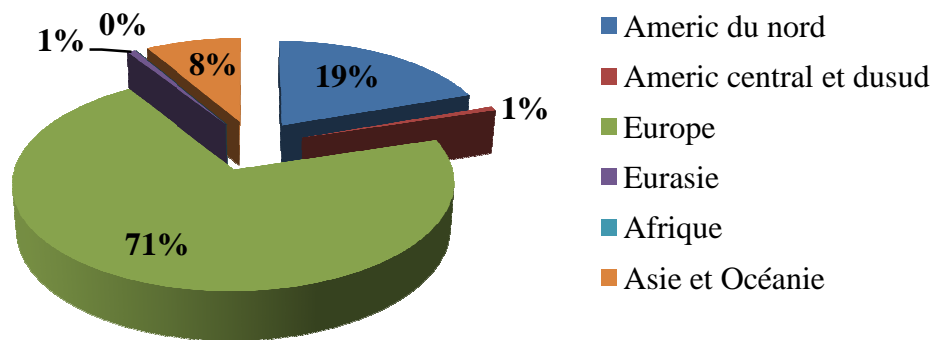
Production de l'énergie éolienne dans le monde 1990



Production de l'énergie éolienne dans le monde 1995



Production de l'énergie éolienne dans le monde 2000



Production de l'énergie éolienne dans le monde 2007

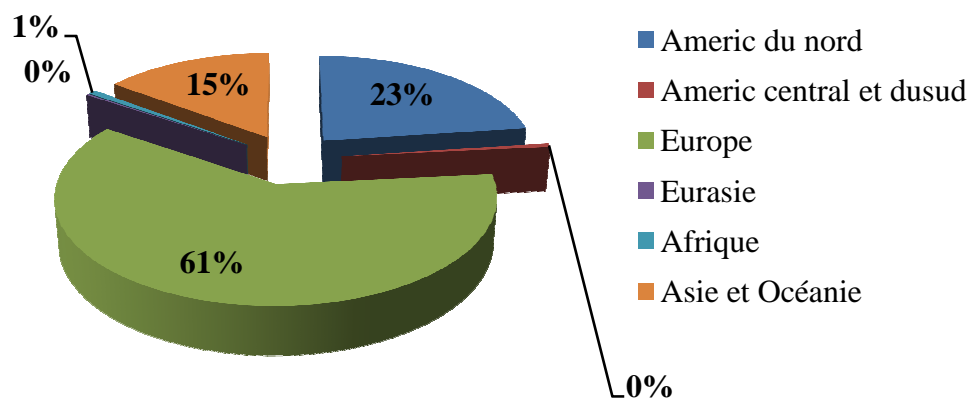


Figure1. 2. Le passage progressif de production d'énergie éolienne entre les régions du monde (sur la base de données du [6])

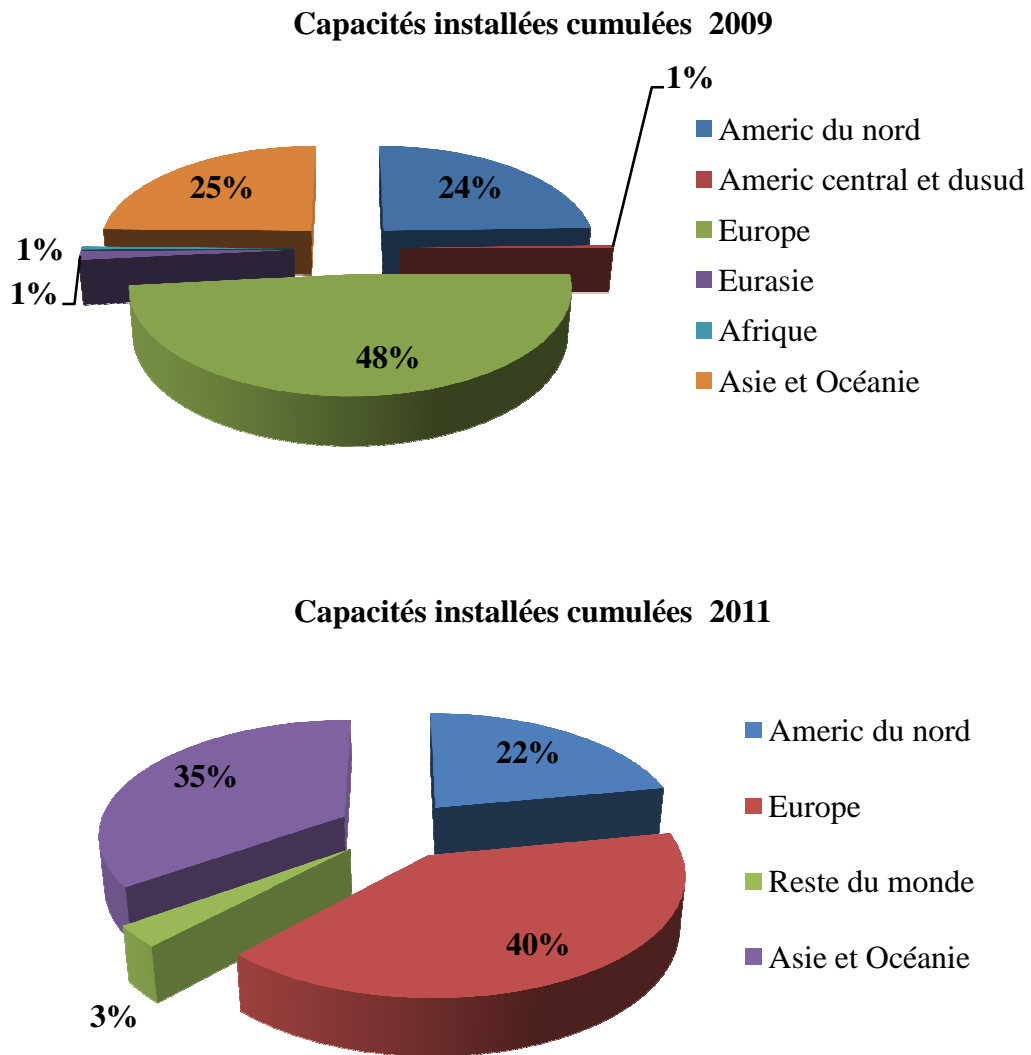


Figure1. 3. Répartition régionale de la capacité d'énergie éolienne installée

La production européenne de l'énergie éolienne a réussi à atteindre 70% dans les années 2000, avec une production de 100 TWh/an atteint à la fin de 2007 [7].

1.2. Intégration des éoliennes dans les réseaux de transports

L'intégration des éoliennes aux réseaux de transports présente certaines problématiques, dont nous citons les plus importantes.

1.2.1. Intégrations des éoliennes et le dispatching économique

Plusieurs études ont porté sur l'expression d'un modèle de dispatching économique pour un réseau électrique comprenant l'énergie éolienne [8-13]. En raison des propriétés aléatoires de cette dernière et le risque d'exploitation du réseau électrique, souvent on introduit dans l'expression de ce modèle CVaR ou valeur conditionnelle de risque « conditional value-at-risk » réalisée par simulation de Monte Carlo [13] afin de quantifier le risque sur le réseau électrique intégrant l'énergie éolienne.

Un système IEEE-30 JB (jeux de barre) est testé pour analyser les méthodes proposées de résolution du modèle d'optimisation stochastique sous différents niveaux de fiabilité, différente CVaR et différente capacité de l'énergie éolienne. Il est montré que la méthode de la fonction de niveau (function level) est très rapide que la méthode de la programmation linéaire, il fournit une base théorique pour l'optimisation du dispatching économique et la sécurité du réseau électrique.

Le dispatching économique DE résolu dans [10] est basé sur quatre termes tels que la puissance prévue des centrales thermiques; la puissance prévue du parc éolien; la différence entre l'énergie éolienne disponible et prévu de la ferme éolienne (en raison de la sous-estimation de la disponibilité de l'énergie éolienne) et la différence entre l'énergie éolienne prévue et disponible (due à une surestimation de la disponibilité de l'énergie éolienne) [9]. Le second terme dans ce modèle est le montant à payer à l'opérateur du parc éolien selon les accords établis avec l'opérateur du système. Le troisième terme est la pénalité pour ne pas utiliser toute la puissance actuelle du parc éolien en raison de la prévision sous la puissance du vent. Ce coût indique le paiement à l'exploitant du parc éolien de ne pas utiliser la puissance éolienne disponible, qui est gaspillée ou peut être détournée vers un autre utilitaire comme une station hydroélectrique à accumulation par pompage. Le dernier terme est due à un excès de prévision de l'énergie éolienne que la puissance demandée par la charge doit être alimentée soit par l'achat d'une autre source ou de réserve suffisante doit être prévue.

Se basant sur les avantages environnementaux des unités et l'aléatoire de l'énergie éolienne et ses effets sur la sécurité du réseau électrique, le coût de pénalité environnementale et de pénalité de capacité de réserve sont proposés [11]. Ensuite, la théorie de la programmation stochastique est appliquée pour formuler le modèle de dispatching économique dynamique. Il est résolu par un algorithme hybride qui combine la simulation de Monte-Carlo (MCS) avec la méthode des algorithmes génétiques (AG). Les résultats de la simulation par MCS sont utilisés comme

paramètres d'entrée des algorithmes génétiques. Le réseau IEEE-30 JB est pris comme un exemple, une analyse comparative entre le modèle du dispatching économique traditionnel et celui formulé dans [11] est donnée. Les résultats confirment que le modèle est raisonnable et efficace.

S.P.Agrawal propose dans [8] une coordination de générateur synchrone et générateur à induction par une méthode de simulation qui permet d'évaluer les impacts de l'énergie éolienne sur le fonctionnement du réseau avec perspectives du coût, de fiabilité et de l'environnement. Un STATCOM est suggéré parce que le générateur à induction a des problèmes de synchronisation et de stabilité. Les résultats de simulation montrent que le STATCOM peut lisser la puissance de sortie du générateur éolien et maintenir la tension à ses bornes au niveau nominal. Une méthode du gradient (méthode de Newton-Raphson) est utilisée pour coordonner le dispatching des générateurs éolien et thermique et pour minimiser le coût total du dispatching économique tenant compte de la production des parcs éoliens. Trois unités de production classiques (thermiques) avec deux unités de production non conventionnelles sont utilisées pour la simulation. Différents scénarios de simulation avec et sans production d'énergie éolienne sont simulés. Les résultats des simulations montrent l'effet de la production d'énergie éolienne en réduisant le coût total du carburant [8].

Pour le travail de cette thèse, l'influence de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution sur le dispatching économique est étudiée, par ailleurs les termes de choix du site d'installer les éoliennes pour un maximum de gain du coût de dispatching économique sont proposés. Les calculs sont réalisés par les algorithmes génétiques et sont confirmés par les deux méthodes « point intérieur » (PI) et « programmation linéaire » (PL).

1.2.2. Intégration des éoliennes et la stabilité des réseaux

Tant que l'intégration des énergies dans les réseaux électriques augmente, les sources d'énergie renouvelable sont plus sollicitées, afin de fournir plus d'énergie propre pour tout le réseau électrique. Mais d'après les opérateurs de systèmes [14], les réseaux électriques risquent d'être instables, (problèmes de fréquence et de la stabilité dynamique). La transmission de l'énergie réactive n'est pas rentable à long distance, chaque partie du réseau doit être auto-suffisante pour garder la puissance réactive dans ses limites [15]. Le courant de court-circuit des éoliennes MADA équipé d'un générateur asynchrone double alimentation est considéré dans [16]. La plupart du temps, ces éoliennes ont un crowbar pour protéger le convertisseur

électronique de puissance qui est connecté au rotor. Tout d'abord, une détermination de la valeur maximale du courant de court-circuit d'une machine asynchrone classique est déterminée, puis les différences entre un générateur asynchrone à double alimentation crowbar-protégé et un générateur asynchrone classique sont mise en évidence ce a permis de déterminer les équations approximatives pour le courant de court-circuit maximal d'un générateur asynchrone à double alimentation. Les valeurs obtenues sont comparées à celles obtenues à partir de les simulations dans le domaine temporel et les différences n'ont pas atteint 15%.

Le but de [17] est l'analyse des incertitudes affectant le réseau de transport à la production d'énergie éolienne et leur impact sur la fiabilité.

La plus part des études de stabilité de réseau avec éolienne avaient pour but de respecter les nouvelles lois d'intégrations des éoliennes aux réseaux électriques, ces lois interdisent le débranchement des éoliennes du réseau en cas de défaut, et exigent qu'elles contribuent à la stabilité du réseau. La capacité LFRT (Line fault Ride Trough) de l'éolienne MADA est étudiée dans ce travail et une proposition du raccordement de cette dernière est proposée pour contribuer au maintien de la tension durant les défauts.

1.2.3. Optimisation de la topologie du réseau avec parc éolien

Une méthode pour déterminer la topologie optimale du réseau de transport pour plusieurs parcs éoliens est introduite dans [18] utilisant les algorithmes génériques. La méthodologie est mise en œuvre comme un logiciel qui détermine la bonne solution économique et technique. L'algorithme d'optimisation prend en considération les différentes forme d'un réseau électrique, radiale, bouclé et maillé. Outre les investissements pour le réseau offshore et les renforcements ; de nouvelles connexions dans le réseau mondial existant sont proposées par l'algorithme. La méthode utilise un processus de décision intelligent en plusieurs étapes. Les deux technologies AC et DC sont considérés à la fois pour réseau radiale et maillé. Pour le réseau, la perte due à l'énergie non récolté ainsi que les pertes électriques sont pris en compte. Les investissements prennent tous les éléments en considération, y compris les transformateurs, sous-stations, les FACT, etc. La base des données de coûts a été utilisée pour obtenir des coûts d'investissement réalistes. Sur la base de ces données, les fonctions de coûts ont été calculées. Il a été montré que les solutions avec des coûts d'investissements totaux peuvent être trouvées. Les résultats obtenus montrent que la technique de transmission et la tension de transmission utilisées influent sur la

topologie du réseau de transport. Il est montré qu'à partir d'une topologie par des modifications et des passages intelligents, de meilleures solutions peuvent être atteintes.

1.2.4. Optimisation de location des éoliennes

Le choix de l'emplacement des éoliennes a un effet important sur l'utilisation de ce type d'énergie. La vitesse du vent est le critère le plus déterminant dans le choix de l'emplacement des centrales éoliennes. En dehors de la vitesse du vent d'autres critères importants sont pris en compte tels que la population de la région, les conditions géologiques, et la proximité des consommateurs. Une approche floue DEA (Hierarchical fuzzy data envelopment) qui utilise des indicateurs prédéfinis a été mis en œuvre pour identifier les villes et les régions optimales pour une usine de transmission de génération d'énergie éolienne [19]. En ce qui concerne quelque entrée et sortie, DEA a été utilisée pour classer les capacités des emplacements. En outre, une approche hiérarchique a été appliquée pour 25 villes pour étendre la gamme d'emplacements à l'étude.

Une étude a été effectuée pour trouver la meilleure façon de distribuer les génératrices éoliennes, à travers plusieurs sites en utilisant un modèle de production d'électricité, de coût optimal et de fiabilité efficace. Ces paramètres sont calculés pour réduire le coût du carburant des générateurs conventionnels. La fiabilité du système en termes d'énergie a été estimé n'est pas desservie. De petits changements dans la capacité du centrale éolienne et / ou se emplacements ont de effets sur l'avantage économique fournie par les centrales éoliennes [20].

Dans ce travail le choix optimal du site des éoliennes MADA est étudié d'une part en fonction de leur capacité LFRT et leur contribution à la stabilité de tension ; d'autre part en fonction de leur participation dans la minimisation du coût pour le dispatching économique.

1.2.5. Les éoliennes et les coûts d'installation et de distribution de l'énergie

40 études de transmission d'énergie aux réseaux régionaux ont été examinées par A. Mills et al. Ces études comprenaient l'intégration de l'énergie éolienne. Ces études varient considérablement en portée, paternité, objectifs et méthodologie, ce qui rend les comparaisons difficiles. L'analyse de ces études révèle des différences considérables dans le coût unitaire imposé pour le transport de l'énergie éolienne. En particulier, la gamme totale des coûts unitaires imposés pour la transmission de l'énergie éolienne dans ces études est de 0 \$/kW à plus de 1500 \$/kW, si une

partie de cette gamme est certainement le résultat de lacunes de l'approche méthodologique. La majorité des études de cet échantillon, ont un coût unitaire de transport qui est en dessous de 500\$/kW, soit environ 25% de 2000\$/kW qui représente le capital actuel de la construction d'un projet éolien. La moyenne des coûts unitaires pour le transport de l'énergie éolienne entre les études examinés est de 300 \$/kW, environ de 15% du coût actuel de la construction d'un projet éolien, soit 23% du coût de construction d'un projet éolien dans les années 2000. En termes de coût par mégawatt-heure d'énergie éolienne générée, le coût moyen est 15 \$/MWh sur une base de capacité pondérée, et la plupart des études tombent en dessous du 25\$/MWh. Ces moyens de coûts ne sont ni négligeables ni partie écrasante. De plus, les limites de la méthodologie susceptible trompent vers une sur-déclaration du coût unitaire de la transmission de l'énergie éolienne. [21].

Une approche à trois niveaux pour l'évaluation de l'impact de la nouvelle génération sur les coûts globaux du réseau de transport et la fiabilité et aucune nécessité qui en résulte pour le renforcement du réseau a été décrite et une méthode pour évaluer les besoins de connexion de transport de l'énergie éolienne a été présenté [22]. La méthode peut être basée sur agrégée historique ou sorties de vent théorique et historique ou données de prévisions de la demande.

Le coût de l'énergie éolienne est tenu dans ce travail d'une part pour calculer le nombre optimal d'éolienne MADA dans un site avec le minimum du coût d'investissement et de perte d'énergie en cas de défaut et d'autre part pour respecter les nouvelles lois d'investissement pour installer des éoliennes.

1.2.6. Intégration des éoliennes dans des réseaux pratiques

Les parcs éoliens potentiels existants ont été pris en considération. La croissance de la charge et le déplacement de génération ont été réalisés pour recevoir l'énergie éolienne. Un exemple de l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne au réseau du Queensland est présenté dans [23].

L'avantage de la réduction de la capacité de transport a été examiné par une optimisation des exploitations agricoles de 1000 MW à trois endroits en Californie à des distances de 30 à 60 km [24]. Une modélisation de la production d'énergie éolienne pour l'analyse du réseau de transport est validée en utilisant une étude sur une section réelle du réseau de transport au Royaume-Uni [25].

Les réseaux utilisés dans ce travail sont des modèles de réseau radial ou des réseaux standards IEEE.

1.3.Intégration des éoliennes dans les réseaux de distributions

1.3.1. Evaluation de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution

Une méthode probabiliste pour évaluer l'impact de l'intégration des éoliennes au réseau de distribution dans un environnement de marché est proposé dans [26]. La protection sociale est maximisée (Social welfare maximization) considérant différentes combinaisons de production d'énergie éolienne et de la demande de charge plus d'un an. MCS (Monte Carlo simulation) est utilisé pour modéliser les incertitudes liées à la nature stochastique du vent et de sa volatilité ainsi que des prix d'offre des éoliennes. Le procédé peut être utilisé comme un outil de simulation pour étudier la protection sociale probabiliste et l'impact de la pénétration de l'énergie éolienne sur les prix marginaux de localisation à travers le réseau. En outre, il permet de caractériser comment les prix marginaux de localisation varient en raison de la pénétration croissante de l'énergie éolienne. Il peut également être utilisé comme un outil de base pour les opérateurs de réseaux de distribution afin d'estimer la quantité d'énergie éolienne qui peut être injecté dans le réseau considérant la réduction des coûts et des bénéfices des consommateurs. La méthode probabiliste proposée peut aider les exploitants de réseaux de distribution d'évaluer la performance du réseau et de planifier l'intégration des éoliennes aux réseaux de distribution [27].

1.3.2. Le choix du nombre d'éoliennes et leurs emplacements

L'emplacement optimal des éoliennes est étudié dans [28], L'algorithme génétique permet de choisir la taille optimale tandis que l'écoulement de puissance optimal pour déterminer le nombre optimal d'éolienne à chaque jeux de barre.

L'impact d'un programme de réponse à la demande sur l'intégration des éoliennes aux réseaux de distribution est présenté dans [29].L'emplacement optimal et la taille optimale des éoliennes sont calculé avec l'approche de facteur de rétrécissement.

1.3.3. Stabilité des réseaux de distribution avec éoliennes

L'analyse du profil de la tension du réseau de distribution et les variations de tension à l'état stable après le raccordement d'énergie éolienne au réseau de distribution est examiné dans [30].

Le but de [31] a été l'étude du parc éolien et les réseaux électriques soumis à des courts-circuits. Le modèle mathématique du réseau de distribution a été développé de manière explicite dans le cas de court-circuit phase-terre et phase-phase symétriques et asymétriques.

Le comportement dynamique des systèmes de distribution pour les modèles de charge différents est étudiée dans[32] et une planification de la puissance réactive efficace considérant des charges dynamiques est proposée. L'analyse montre que la forte pénétration de l'énergie éolienne réduit la marge de stabilité de la tension du réseau.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un bref historique sur les premières utilisations de l'énergie éolienne, puis nous avons détaillé les problèmes liés à l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques à savoir: dispatching économique, capacité LFRT des éoliennes, l'emplacement des éoliennes et enfin le nombre optimal d'éoliennes dans une ferme. Pour tous ces problèmes, nos contributions étaient comme suit :

Pour le dispatching et capacité LFRT des éoliennes, nous avons étudié le réseau avec ses deux parties (distribution et transport) sachant que -en littérature- les travaux qui ont été réalisés dans ce domaine, concernaient ou bien le réseau de distribution à part ou celui de transport à part;

Pour l'emplacement des éoliennes notre avantage est que nous avons tenu en considération en plus des conditions météorologique et géographique, le dispatching et la capacité LFRT des éoliennes.

Enfin pour le nombre optimal d'éoliennes dans une ferme nous avons tenu en considération le coût d'investissement et la minimisation des pertes en cas de défauts.

Il a noté que nos travaux de contributions ont été réalisés sur des réseaux standards IEEE appelés réseaux de test.

Chapitre 2

Influence du 'line fault ride through (LFRT)' sur le choix de
l'emplacement des éoliennes

Introduction

Une des conditions importantes pour que le fonctionnement d'un réseau électrique soit fiable, est de maintenir la tension dans les normes autorisées, afin d'assurer une bonne qualité de service à la clientèle. Dans les réseaux électriques modernes, l'instabilité de la tension présente une préoccupation majeure dans la planification et le fonctionnement d'un réseau électrique sachant qu'elle peut être la cause d'un blackout. Cette préoccupation devient de plus en plus importante en raison de la progression de l'intégration des centrales éoliennes à travers le monde.

Avant et en cas d'un défaut dans le réseau, les stations d'énergie éolienne sont débranchés automatiquement pour éviter tout avaries au niveau des éoliennes. Mais maintenant, les nouvelles lois de la gestion des réseaux électriques interdisent le débranchement des éoliennes et exigent leur contribution à la stabilité du réseau.

Dans le travail qui suit, nous allons présenter l'étude de la connexion d'une éolienne MADA au réseau de transports et de distributions ainsi que sa contribution à maintenir la tension durant les défauts. Différents modèles de réseau ont été simulés par le PSAT et les résultats obtenus ont été discutés et interprétés [33-35].

2.1. La machine asynchrone à double alimentation MADA

Le schéma de base pour la machine asynchrone à double alimentation MADA est montré sur la figure 2.1, Le stator est raccordé directement au réseau, tandis que le rotor est alimenté à partir du convertisseur de puissance par l'intermédiaire de bagues collectrices pour permettre à la MADA de fonctionner à différentes vitesses. En effet, le concept de base consiste à interposer un convertisseur de fréquence entre la fréquence du générateur, et la fréquence du réseau. Le condensateur de liaison de stator-rotor à courant continu à côté des convertisseurs permet le stockage d'énergie pour la génération supplémentaire. Pour garantir le contrôle du courant du réseau, la tension du circuit intermédiaire doit être portée à un niveau supérieur à l'amplitude de la tension entre deux phases [36]. La puissance de glissement peut circuler dans les deux sens entre le rotor et l'alimentation, et donc la vitesse de la machine peut être contrôlée à partir des deux côtés du convertisseur, rotor et stator, dans les deux cas de perturbation (plus vite ou plus lente) de la vitesse de synchronisation. La machine peut être commandée comme un générateur ou comme un moteur dans les deux modes de fonctionnement super- et sous-synchronismes réalisant quatre modes de fonctionnement [37].

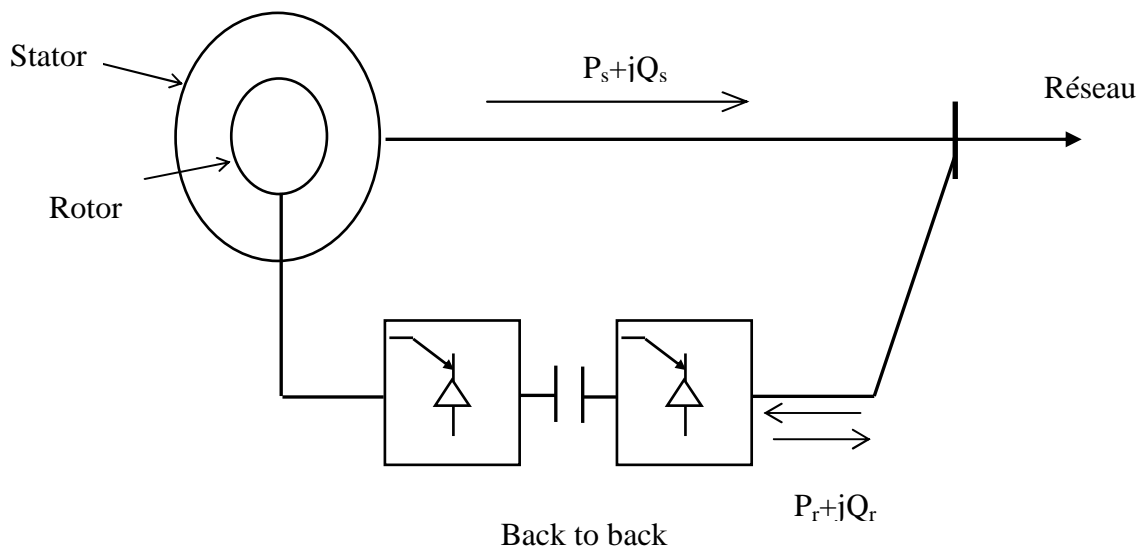


Figure2.1. Model d'une MADA

2.2. Line Fault Ride Through LFRT

2.2.1. Les possibilités de modélisations et de commande d'une éolienne MADA – en cas de défaut

Comme une configuration courante pour les grandes éoliennes [38], les éoliennes MADA sont tenues de rester connectés au réseau lors de défaut, afin qu'elles puissent contribuer à la stabilité du réseau. Cela pose des problèmes dans le système générateur / convertisseur côté protection et contrôle. Dans le cas de défaut dans le réseau, la contrôlabilité d'éolienne MADA à vitesse variable englobe à la fois le contrôle des éoliennes pour éviter la survitesse de celles-ci ainsi que le contrôle et la protection du convertisseur de puissance pendant et après les défauts [39], La figure 2.2 présente les principales composantes de la configuration du système éolienne MADA [39], [40].

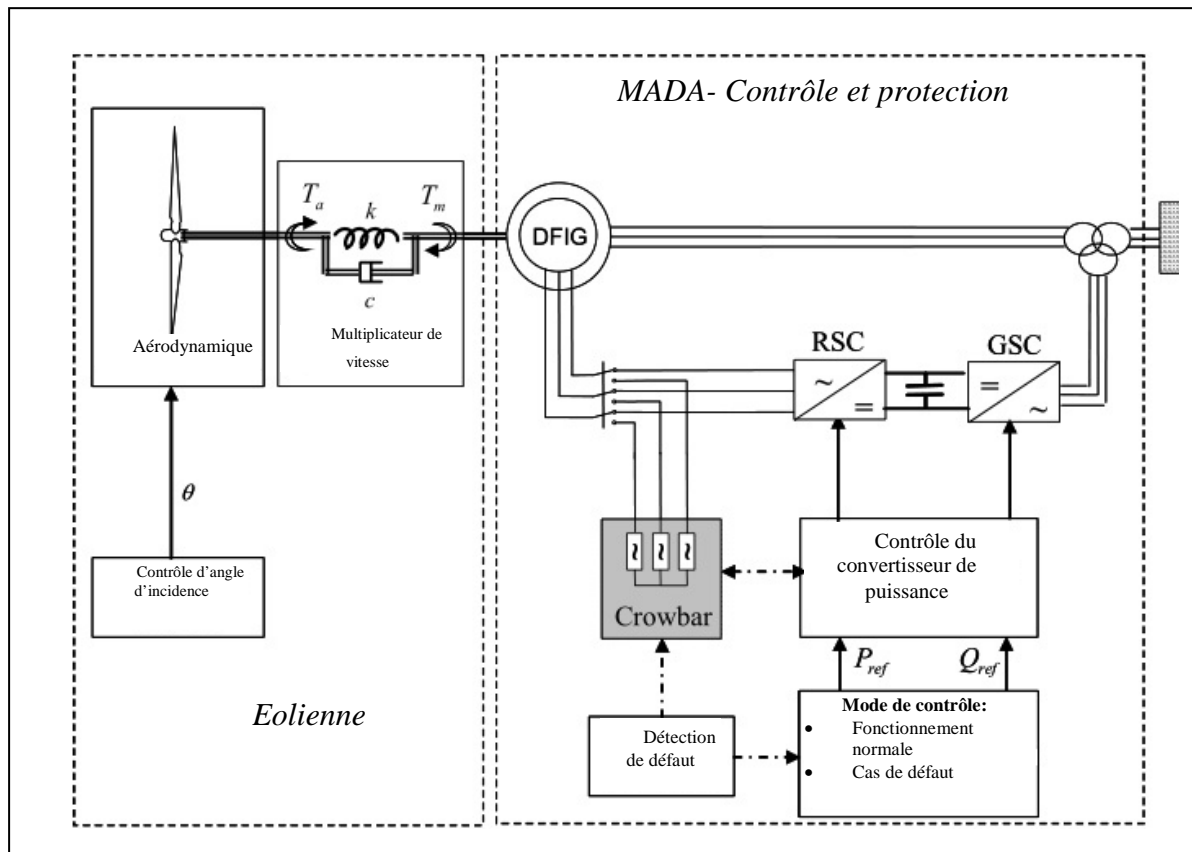


Figure2.2. Configuration et contrôle d'une éolienne MADA.

2.2.2. Multiplicateur de vitesse, l'aérodynamique et le système de commande de l'angle d'incidence

Dans l'étude de la stabilité, lorsque la réponse du système aux grandes perturbations est analysée, le multiplicateur de vitesse doit être estimé au moins à un modèle à deux parties[41].

Un modèle à deux parties mécanique est utilisé pour obtenir une réponse plus précise de l'éolienne en cas de défauts et d'avoir une prévision plus précise de l'impact sur le réseau électrique. Une partie représente l'inertie de la turbine J_{rot} , l'autre partie représente l'équivalente d'inertie du générateur J_{gen} . Ces deux parties sont reliées par un arbre souple à basse vitesse, caractérisé par une constante de raideur k et une constante d'amortissement c , telle que décrite dans [42].

Le couple aérodynamique T_a du rotor agit sur une extrémité du multiplicateur de vitesse, tandis que le couple mécanique T_m du côté générateur agit sur l'autre extrémité du multiplicateur de vitesse, voir (figure 2.2). Le résultat de ceci est la torsion de l'axe. Pendant les défauts dans le

réseau, le couple électrique est considérablement réduit et par conséquent le multiplicateur de vitesse agit comme un ressort de torsion qui se détorde. En raison de la caractéristique du ressort de torsion de la chaîne cinématique, le couple mécanique, le couple aérodynamique et donc la vitesse du générateur se mettent à osciller avec la soi-disant libre-libre de fréquence [41]:

$$f_{osc} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k}{J_{eq}}} \quad (1.1)$$

Où J_{eq} est l'inertie équivalente du multiplicateur de vitesse, déterminée par :

$$J_{eq} = \frac{J_{rot} + n_{gear}^2 \cdot J_{gen}}{J_{rot} \cdot n_{gear}^2 \cdot J_{gen}} \quad (1.2)$$

Comme ces oscillations de torsion peuvent influencer sur le fonctionnement du convertisseur à la fois lors de défaut et peu de temps après le défaut, leur modélisation par l'utilisation au moins d'un modèle à deux masses pour le multiplicateur de vitesse est essentielle. En outre, ces oscillations de torsion peuvent même être excités et devenir non amortis à une commande du convertisseur rapide [41].

Un modèle aérodynamique simplifié est suffisant pour illustrer l'effet de la vitesse et pour lancer des changements d'angle sur la puissance aérodynamique, pendant les défauts dans le réseau. Ce modèle aérodynamique simplifié est pratiquement basé sur une table aérodynamique bidimensionnelle du coefficient du couple C_q [42], fourni par un programme aérodynamique standard.

La commande d'angle sur la figure 2.2, est réalisée par un contrôleur PI avec un anti-saturation, en utilisant un modèle de servomécanisme avec la limitation de l'angle d'incidence et son taux-de-change [39]. La commande d'angle d'incidence est mise en application de telle manière que l'angle d'incidence contrôle la vitesse du générateur, c-à-d l'entrée du contrôleur est le signal d'erreur entre la vitesse mesurée du générateur et la vitesse de référence [43]. La limitation du taux de changement de l'angle d'incidence est très importante lors de défauts, car il décide à quelle vitesse la puissance aérodynamique peut être réduite afin d'éviter une sur-accélération lors de défauts. La stabilité dynamique du générateur est augmentée par la commande de l'angle d'incidence [43].

2.2.3. System de commande et de protection de la MADA

Une MADA est essentiellement un générateur à induction à rotor bobiné avec des bagues collectrices et un stator directement connectée au réseau dont le rotor connecté à travers d'un convertisseur de puissance back-to-back. La MADA est doublement alimenté c-à-d que la tension sur le stator est appliquée à partir du réseau et la tension sur le rotor est induite par le convertisseur de puissance [42]. Le convertisseur est constitué de deux convertisseurs conventionnels (convertisseur côté rotor RSC –rotor side converter- et convertisseur côté réseau GSC –grid side converter) et un courant bus continu, comme l'illustre la figure 2.2.

2.2.4. Contrôle en fonctionnement normal de la MADA

La structure de contrôle MADA, illustrée dans la figure 2.3, contient la commande électrique des convertisseurs de puissance, ce qui est essentiel pour le comportement éolien MADA en fonctionnement normal et en cas de défaut.

Les convertisseurs de puissance sont généralement contrôlés en utilisant la commande vectorielle [44], ce qui permet la commande découplée de la puissance active et réactive. Le but du RSC est de commander indépendamment la puissance active et réactive sur le réseau, alors que le GSC doit garder la tension du condensateur dc-link indépendamment de la grandeur et la direction de la puissance du rotor, et de garantir une opération de convertisseur avec un facteur de puissance d'unité (puissance réactive nulle). Comme illustré sur la figure2.3, RSC et GSC sont commandés par un contrôleur à deux étages. Le premier étage se compose de contrôleurs de courants très rapides réglant les courants du rotor aux valeurs de référence qui sont indiquées par le deuxième étage qui contient un contrôleur de puissance plus bas. L'exécution de commande de la MADA est très bonne en états normaux de réseau.

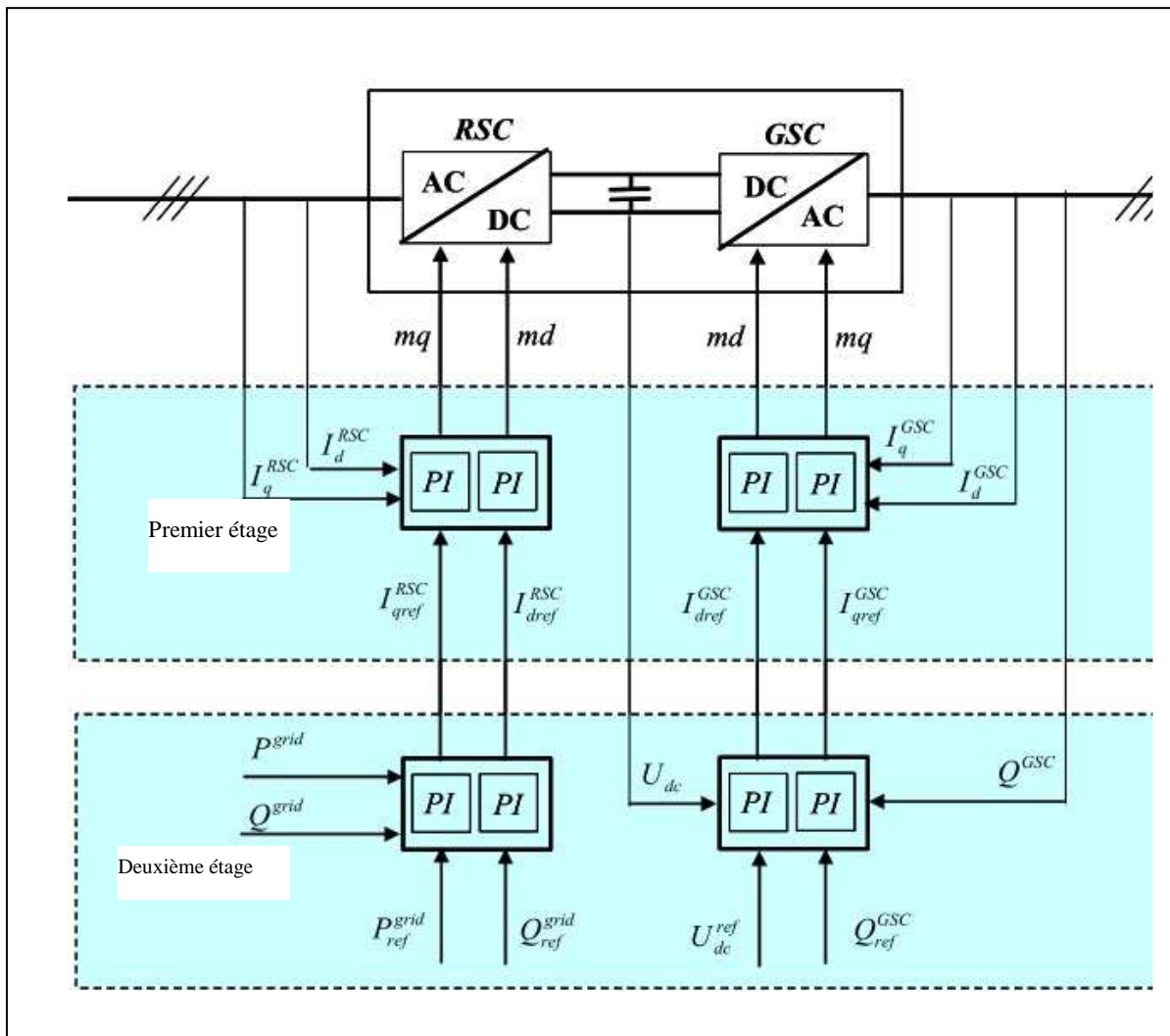


Figure2.3. Contrôle de la MADA dans la mode de fonctionnement normale.

Les signaux de consigne de puissance active et réactive pour les contrôleurs des convertisseurs du deuxième étage dans la figure 2.3, sont selon les signaux opérationnels de mode d'éolien (opération normale ou de défaut). Par exemple, dans l'opération normale:

- la puissance active de point de consigne P_{ref}^{grid} pour le convertisseur côté-rotor est définie par le MPPT (maximum power point tracking).
- la puissance réactive de point de consigne Q_{ref}^{grid} pour le convertisseur côté-rotor peut être réglée à une valeur déterminée ou à zéro selon la nécessité de contribution de la MADA à la puissance réactive.
- le convertisseur côté réseau est réactif neutre en fonctionnement normal. Cela signifie que, en fonctionnement normal, les échanges du GSC avec le réseau est uniquement la

puissance active, et donc la transmission de la puissance réactive à partir de la MADA au réseau se fait uniquement à travers le stator.

La tension continue du signal de consigne U_{dc} est réglée à une valeur constante, indépendamment du mode de fonctionnement de l'éolienne.

L'utilisation du convertisseur à l'échelle partielle pour rotor fait le concept de la MADA d'une part intérêt du point de vue économique. D'autre part, ce dispositif qui est le convertisseur nécessite un système de protection avancé, car il est très sensible aux perturbations sur le réseau.

2.2.5. Protection de la MADA en cas des défauts dans le réseau

Sans aucun système de protection, le souci dans la MADA est généralement le fait que les perturbations du réseau peuvent conduire de grands courants de défaut dans le stator à cause de la connexion directe de celui-ci au réseau. En raison du couplage magnétique entre le stator et le rotor et des lois de la conservation du flux, la perturbation du stator est par conséquent transmise au rotor. Des tensions élevées sont ainsi induites dans les enroulements du rotor qui à leurs tour provoquent des courants excessifs dans le rotor. Par ailleurs, la montée subite du défaut, entraîne une précipitation «rush» de la puissance à partir des bornes du rotor vers le convertisseur [43].

Puisque le rapport du stator-rotor de la MADA est conçu selon la gamme variable désirée de vitesse, dans le cas de défaut dans le réseau, il ne serait pas possible d'atteindre la tension désirée du rotor afin de commander les courants élevés de rotor. Ceci signifie que le convertisseur atteint rapidement ses limites et par conséquent, il perd la commande du générateur pendant le défaut dans le réseau [45]. Comme la tension du réseau chute dans le cas de défaut, le CGC ne peut pas transférer la puissance à partir du RSC au réseau et donc l'énergie supplémentaire charge le condensateur, c.-à-d. la tension augmente rapidement.

La protection du convertisseur de la MADA est donc nécessaire pour couper les forts courants et les flux d'énergie incontrôlable traversant le RSC vers le dc-link ; et donc de minimiser les effets indésirables à cause du fonctionnement anormal. Le système de protection surveille généralement les différents signaux, telles que le courant de rotor et la tension du dc-link, et lorsqu'au moins l'un des signaux surveillés dépasse ses limites, la protection fonctionne.

Une méthode simple de protection de la MADA en cas de défauts dans le réseau est de court-circuiter le rotor par un crowbar. Ce dernier est une impédance externe du rotor, couplé par des

bagues collectrices au rotor à la place du convertisseur, comme l'illustre la figure 2.2. Le rôle du crowbar est de limiter le courant du rotor.

Lorsque le crowbar est déclenché, son impédance court-circuite le rotor et le convertisseur du côté rotor (CSR) est désactivé, et donc la MADA se comporte comme un générateur à induction à cage d'écuréuil classique (SCIG - squirrel cage induction generator) avec une grande résistance du rotor. La contrôlabilité indépendante de la puissance active et réactive se perd aussi.

Puisque le convertisseur côté réseau (GSC) n'est pas directement relié aux enroulements de l'alternateur, donc il n'est pas nécessaire de le désactiver. Le GSC peut donc être utilisé comme un STATCOM pour produire de la puissance réactive lors du défaut dans le réseau [43].

L'augmentation de la résistance du crowbar améliore la caractéristique du couple et réduit la demande de la puissance réactive du générateur à une certaine vitesse [45].

Par l'addition de la résistance externe (résistance crowbar) dans le circuit du rotor lors du défaut, le couple d'excitation du générateur SCIG est amené dans la plage de vitesses plus élevées. La stabilité dynamique du générateur SCIG est ainsi améliorée en augmentant la résistance externe. La stabilité dynamique du générateur SCIG est ainsi améliorée en augmentant la résistance externe [41].

Jusqu'à quelques années passées les éoliennes MADA ont été déconnectée du réseau dès que la protection crowbar a été activée. Cependant, les nouvelles lois de la gestion du réseau, nécessitent la capacité LFRT (line fault ride-through) [43].

2.2.6. Contrôle de la MADA en cas des défauts dans le réseau

En fonctionnement normal, la consigne de la puissance active pour le contrôle du RSC est définie par la MPPT, en fonction de la vitesse optimale du générateur - voir Figure 2.4. Cela signifie que pour chaque vitesse du vent, il n'y a qu'une seule vitesse du générateur le coefficient aérodynamique maximale C_p . Toutefois, en cas de défaut, la variation de la vitesse du générateur n'est pas due à la variation de la vitesse du vent, mais en raison de la réduction du couple électrique. Cela signifie que, dans le cas de défaut la consigne de la puissance active P_{ref}^{grid} doit être autrement définie, c'est à dire comme la sortie d'un régulateur d'amortissement. Un tel contrôleur a pour tâche d'amortir les oscillations du couple qui sont créées dans le multiplicateur de vitesse en raison du défaut dans le réseau.

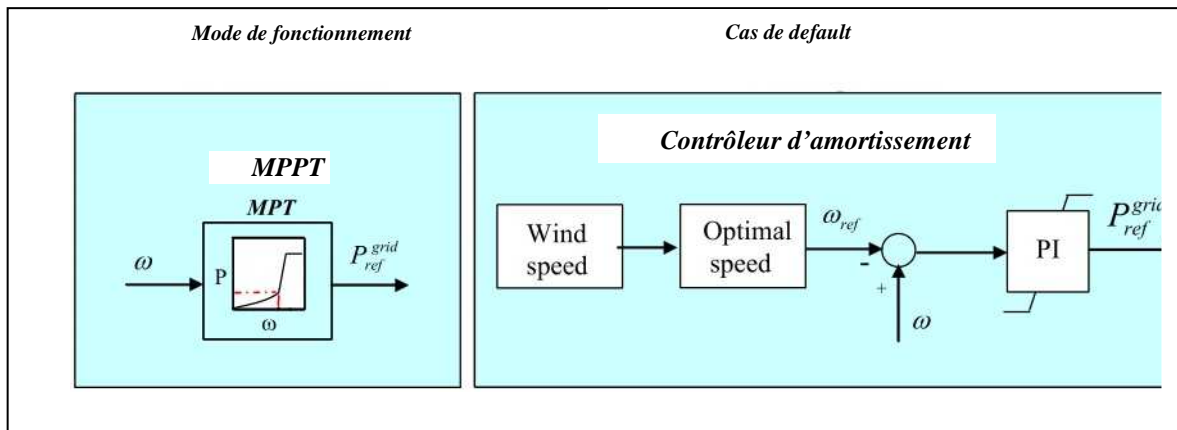


Figure2.4. Définition du consigne de la puissance active pendant le fonctionnement normale et en cas de default, utilisant la MPPT et le contrôleur d'amortissement respectivement.

De différents systèmes de contrôle peuvent être appliqués pour amortir les oscillations du couple. Le contrôleur d'amortissement proposée par [41] a été adopté. Comme le montre la figure 2.4, le contrôleur d'amortissement PI produit le signal de référence de la puissance active P_{ref}^{grid} basé sur l'écart entre la vitesse actuelle du générateur et sa référence. La référence de vitesse est définie par la courbe de vitesse optimale à l'entrée du vent. Le dispositif de commande d'amortissement est réglé pour amortir rapidement les vibrations du couple dues à un défaut sur le réseau dans le multiplicateur de vitesse. Il est montré dans [46] que l'absence ou l'insuffisance du réglage de ce régulateur PI peut provoquer l'auto-excitation du multiplicateur de vitesse et de risquer le déclenchement de la protection contre les vibrations.

Le contrôleur d'angle d'incidence ne peut pas amortir les vibrations du couple, à cause du retard de plusieurs mécanismes d'angle d'incidence [47]. La commande de pas, amortit les variations lentes de fréquence du générateur de vitesse, tandis que le contrôleur est capable d'amortir les oscillations rapides de la vitesse du générateur.

2.3. Résultats de simulation et interprétation

Le modèle de l'éolienne MADA donné dans le PSAT est choisi pour étudier la capacité LFRT de l'éolienne MADA raccordé au réseau, le raccordement est effectué dans les deux niveaux de tension, distribution et le transport, trois différents réseaux sont modélisés et simulés par Matlab Simulink™ SPAT, réseau radial, réseau à deux lignes et réseau IEEE 14 JB.

2.3.1. Le cas du réseau radial

La simulation de la ligne est effectuée avec un réseau typique de 5 JB contient une éolienne MADA de 5 MW, deux générateurs, deux transformateurs et deux lignes. La figure 2.5 montre le schéma de principe du réseau simulé. Ce réseau est considéré dans la première fois comme un réseau de transmission avec haute tension puis de distribution avec moyenne tension. Le vent est modélisé par le procédé de Weibull.

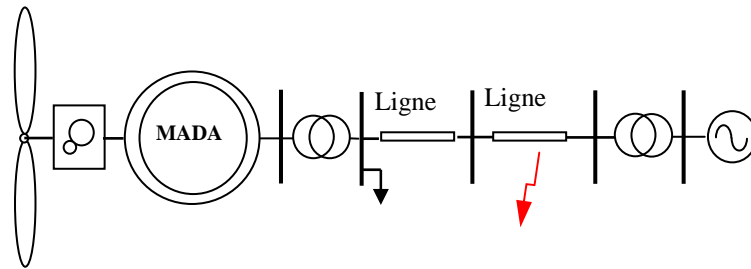


Figure2.5. Le modèle d'une éolienne MADA raccordé au réseau radial

2.3.1.1. La loi de Weibull

La distribution de la vitesse du vent de Weibull est une idéalisation mathématique de la distribution de la vitesse du vent dans le temps. La fonction indique la probabilité de la vitesse du vent, en tenant compte des variations saisonnières et annuelles pour les années couvertes par les statistiques, la fonction de distribution de Weibull est donnée par [48].

$$P_{(v)} = \frac{k}{v} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\} \quad (2.1)$$

Où $P_{(v)}$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent (v), k et c des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et il caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que c détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Ce dernier a la dimension d'une vitesse. La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le cumulatif de la distribution Weibull $P_{(v)}$ qui donne la probabilité de la vitesse du vent dépasse la valeur v est exprimée comme suit:

$$P_{(v)} = \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\} \quad (2.2)$$

L'équation ci-dessus suggère que les paramètres k et c peuvent être obtenus à partir d'une analyse de régression du tracé $P(v) - v$ des données de distribution de la vitesse du vent pour un emplacement particulier. Cependant, les météorologues ont caractérisé la distribution de la vitesse du vent pour un grand nombre de régimes de vent du monde en termes de modes de distribution de la vitesse. Par exemple, en climat tempéré (des latitudes moyennes), un facteur de forme typique (k) de 2 offre une bonne approximation [48]. Par ailleurs, le facteur de forme (k) a été suggérée pour être obtenu en utilisant la vitesse du vent moyenne (v) et l'écart type (σ) pour l'emplacement :

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1.086} \quad (2.3)$$

Le facteur d'échelle a été proposé comme suit :

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.4)$$

Où (Γ) est la fonction gamma définie mathématiquement en fonction de la variable x [49] :

$$\Gamma x = \int_0^{\infty} x^{n-1} e^{-x} dx \quad (2.5)$$

2.3.1.2. Influence du défaut sur l'éolienne MADA connecté au réseau de transport

Une éolienne MADA de 5 MW, 0,96 kV est raccordée au réseau de transport moyen tension, à travers un transformateur élévateur de 0.96/34.5 kV. À l'instant $t= 3s$, un défaut triphasé de résistance nulle est appliqué au réseau, le défaut dure 0.5s.

La figure 2.6 présente la tension au niveau de tous les jeux de barres de 1 à 5, avant, pendant et après le défaut.

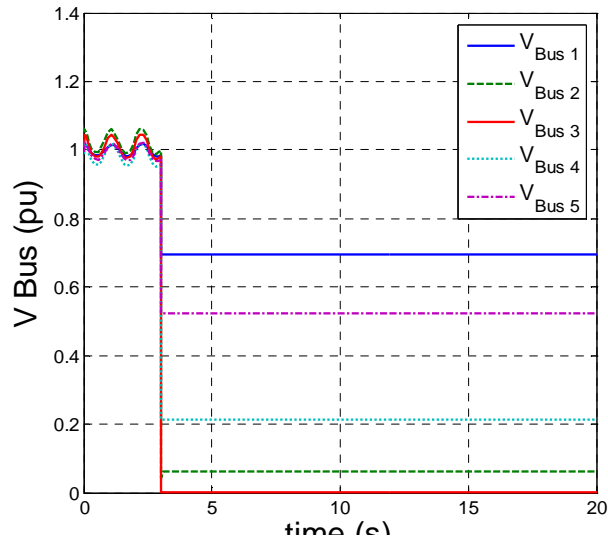


Figure2.6. La tension au niveau de tous les jeux de barres avant, pendant et après le défaut

Selon la figure ci-dessus, la tension au niveau des JB avant le défaut est dans les normes, mais au moment du défaut, un creux de tension apparaît dans tous les JB, ce creux de tension persiste même après la disparition du défaut. Ainsi, l'éolienne MADA n'a pas de capacité LFRT quand elle est connectée au réseau de transport.

La figure2.7 montre la synchronisation de la puissance réactive de l'éolienne MADA avant, pendant et après le défaut.

La puissance réactive de la MADA augmente pendant le défaut pour contribuer au maintien de la tension, mais le défaut de ligne persiste.

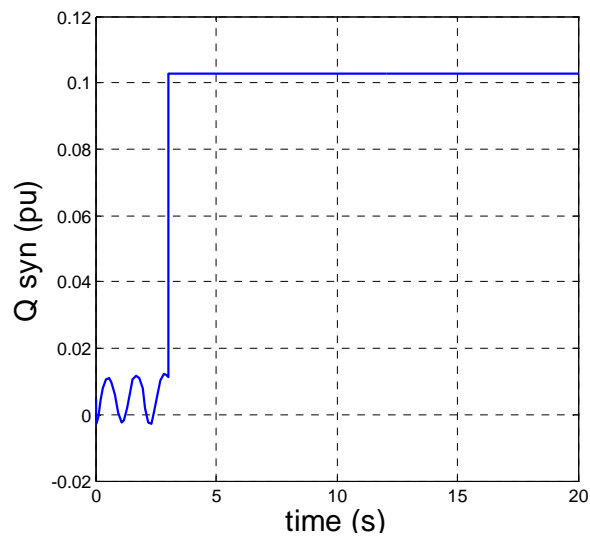


Figure2.7. La puissance réactive avant, pendant et après le défaut

2.3.1.3. Influence de défaut sur l'éolienne MADA connecté au réseau de distribution

L'éolienne MADA de 5 MW, 0,96 kV est raccordé dans ce cas au réseau de distribution à travers un transformateur abaisseur de 0.96/0.230 kV. À l'instant $t= 3s$, un défaut triphasé de résistance nulle est appliqué au réseau, le défaut dure 0.5s.

La figure2.8 présente la tension au niveau de tous les jeux de barres de 1 à 5, avant, pendant et après le défaut

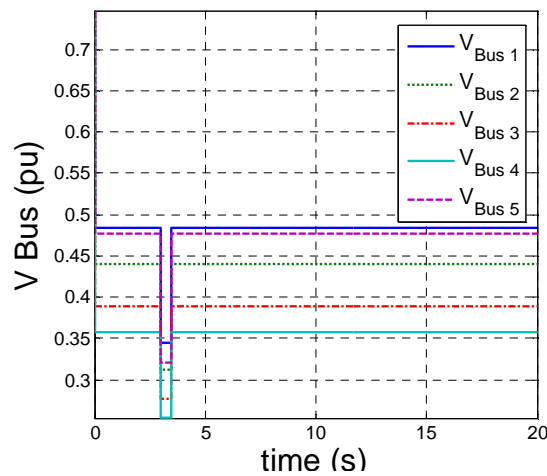


Figure2.8. La tension avant, pendant et après le défaut durant la connexion au réseau de distribution

Selon la figure ci-dessus, les tensions dans les différents JB, avant et après le défaut sont dans les normes, mais au cours du défaut un creux de tension est apparaît dans certains JB. Ainsi, on remarque que l'éolienne MADA possède la capacité LFRT quand elle est connectée au réseau de distribution.

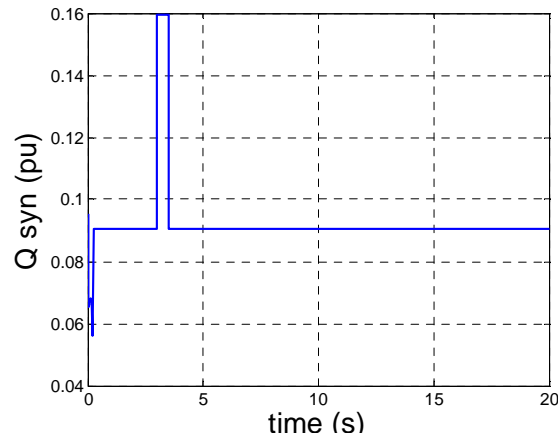


Figure2.9. La puissance réactive avant, pendant et après le défaut durant la connexion au réseau de distribution

La figure2.9 montre la synchronisation de la puissance réactive de l'éolienne MADA avant, pendant et après le défaut.

La puissance réactive de l'éolienne MADA augmente pendant le défaut pour contribuer au maintien de la tension à sa valeur nominale, et le réseau redevient stable après la disparition du défaut.

L'éolienne MADA a la capacité LFRT pour contribuer au maintien de la tension au cours d'un défaut, quand elle est connectée au réseau de distribution. Cependant, quand elle est connectée au réseau de transport avec un transformateur élévateur, elle ne peut pas injecter la puissance réactive suffisante pour maintenir la tension au cours du défaut. Comme solution, l'éolienne MADA doit être connecté directement au réseau de distribution par un transformateur abaisseur pour éviter le problème de déclenchement du réseau en cas de défaut.

2.3.2. Le cas de réseau contenant les deux niveaux de tension, (parties transport et distribution)

Les résultats donnés dans la partie précédente montre que l'éolienne MADA doit être raccordé au réseau de distribution pour éviter sa déconnexion du réseau durant les défauts, le réseau modélisé dans la dernière partie est un réseau radial considéré de transport puis de distribution, dans cette partie l'éolienne MADA sera connecté à un réseau contenant les deux parties : transport et distribution.

Le modèle simulé est un réseau de 7 JB, un générateur éolien, deux transformateurs et quatre lignes; le réseau contient deux parties, la première est équipé d'un transformateur élévateur et

présente le réseau de transport. La deuxième est équipée par un transformateur abaisseur et il présente le réseau de distribution. La figure2.10 montre le modèle simulé. Le vent est modélisé par la loi de Weibull puis par la méthode composite, les résultats sont obtenus dans les deux cas du modèle du vent.

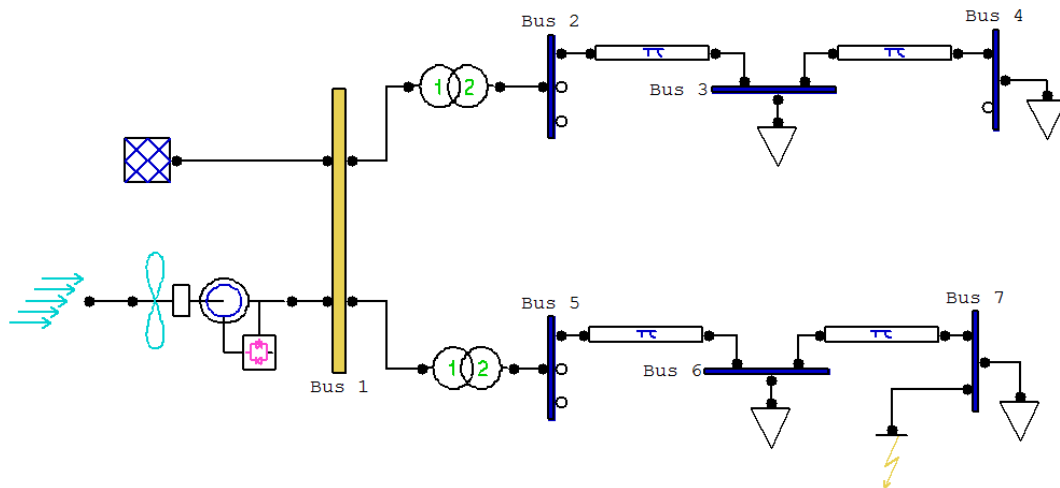


Figure2.10. Diagramme de simulation dans le PSAT d'une éolienne MADA connectée au réseau

2.3.2.1. Influence du défaut sur l'éolienne MADA dans la partie « transport »

Pour effectuer ce travail, un défaut triphasé de résistance nulle est appliqué dans la zone de transport qui est équipée d'un transformateur élévateur 0,96/34,5 kV, à l'instant $t=3s$ le défaut est appliqué au JB 4 et il disparaît après 0.5s.

Figure2.11 donne les tensions dans les jeux de barre 1 (de référence) et 4 (où le défaut est apparue) avant, pendant et après le défaut.

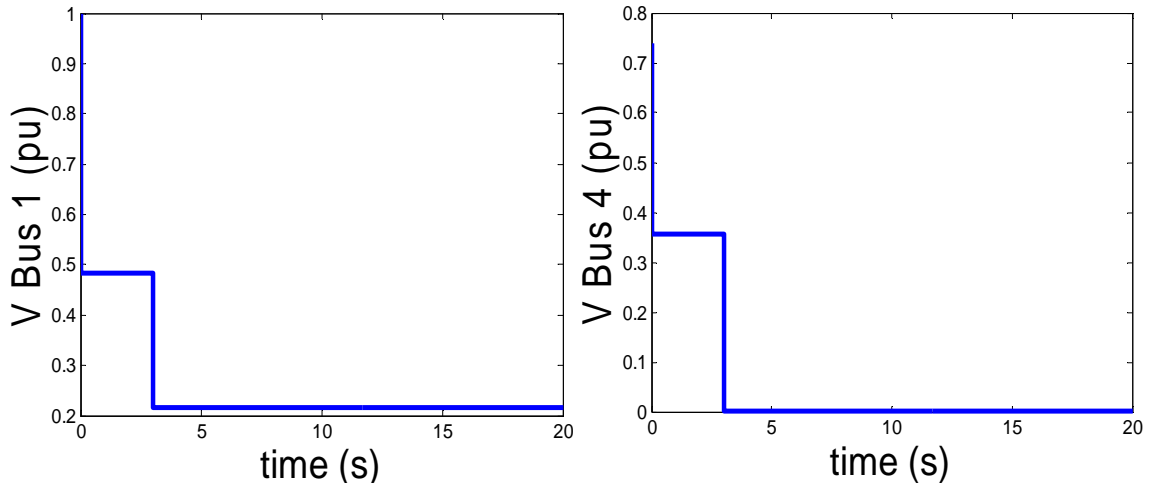


Figure2.11. Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle de la loi Weibull)

Selon la figure2.11, la tension dans les deux jeux de barre (1 et 4) avant le défaut sont dans les normes, mais au cours de défaut un creux de tension apparait et persiste, même après la disparition du défaut; donc l'éolienne MADA n'a pas une capacité LFRT quand un défaut apparait dans le réseau de transport.

Les résultats donnés sont effectuées avec le modèle de vent par loi de Weibull et ils sont vérifiés par la modélisation du vent par la méthode composite, figure 2.12.

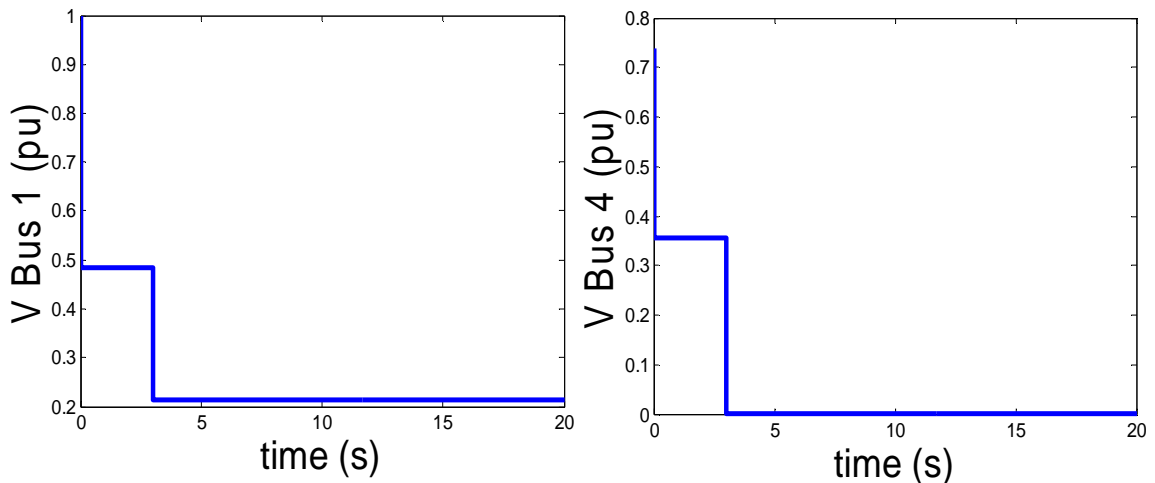


Figure2.12. Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle composite)

La puissance réactive générée par l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut est présentée dans la figure2.13 ci-dessous.

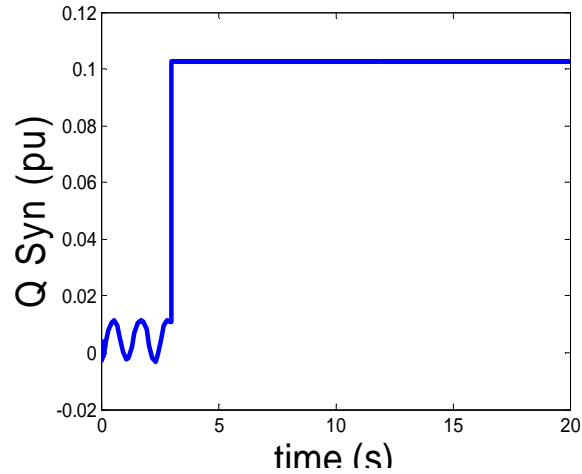


Figure2.13. Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut

2.3.2.2. Influence de défaut dans la partie de distribution sur l'éolienne MADA

Le défaut triphasé de résistance nulle est appliqué cette fois dans la partie de distribution qui est équipée d'un transformateur abaisseur 0,96/0,380 kV, à l'instant $t=3s$ le défaut est appliqué au JB 7 et il dure 0,5s.

Figure2.14 donne les tensions dans les jeux de barre 1 (de référence) et 7 (où le défaut est apparu) avant, pendant et après le défaut.

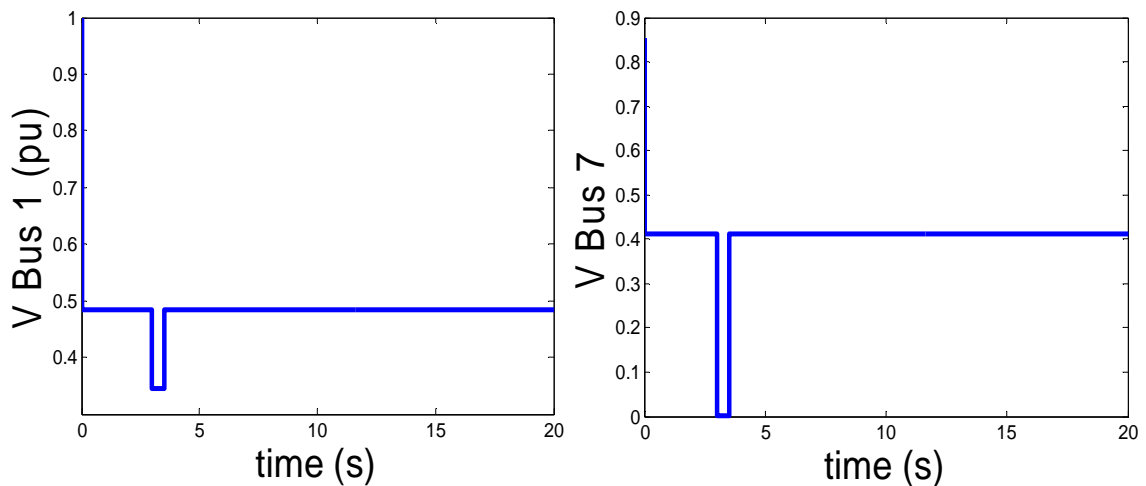


Figure2.14. Tension au niveau des JB avant, durant et après le défaut (avec le modèle de la loi Weibull)

Selon la figure 2.14 ci-dessus, les tensions dans les jeux de barre 1 et 7 avant et après le défaut sont dans les normes, et un creux de tension apparait au cours du défaut mais disparaît

après la disparation de ce défaut ; ce qui veut dire que l'éolienne MADA possède une capacité LFRT lorsqu'un défaut surgit dans la zone de distribution.

Les résultats donnés sont effectués avec le modèle de vent par loi de Weibull et ils sont vérifiés par la modélisation du vent par la méthode composite, figure2.15.

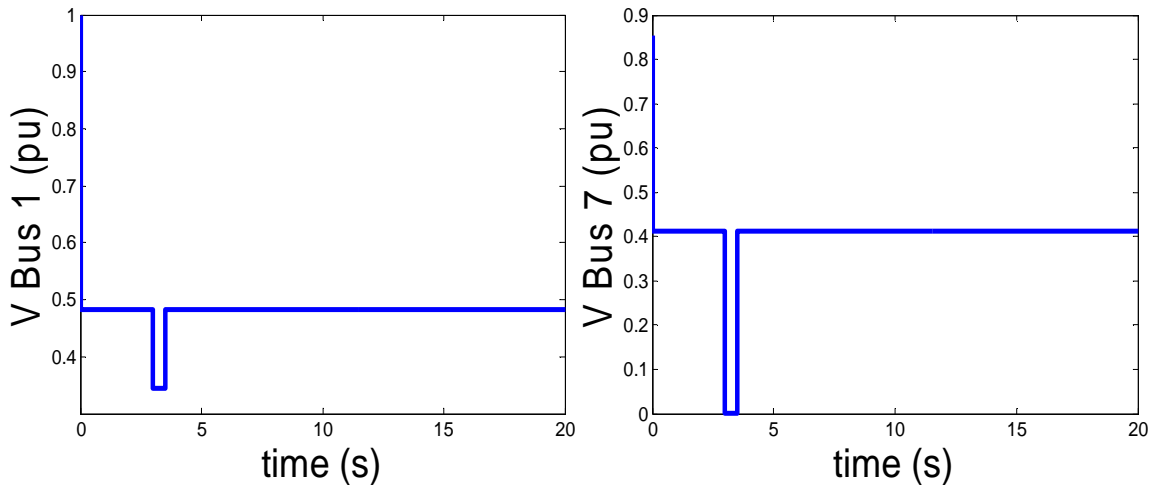


Figure2.15. Tension avant, Durant et après le défaut (avec le modèle composite)

La figure2.16 ci-dessous montre la synchronisation de la puissance réactive de l'éolienne MADA avant, pendant et après le défaut.

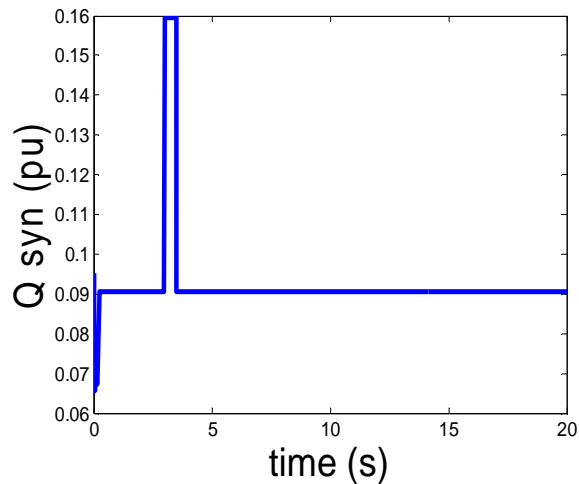


Figure2.16. Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut

La puissance réactive de l'éolienne augmente pendant le défaut pour contribuer au maintien de la tension, puis elle revient à sa valeur initiale après la disparation du défaut.

Même déduction, l'éolienne MADA possède une capacité LFRT pour contribuer au maintien de la tension au cours d'un défaut au niveau du réseau de distribution, mais dans le réseau de transport, elle n'a pas la capacité nécessaire pour injecter une puissance réactive suffisante pour maintenir la tension à son niveau désirable au cours du défaut. En recommandation, l'éolienne MADA doit être connecté directement au réseau de distribution afin d'éviter le problème de la déconnexion du réseau lors d'un défaut sur ligne, en particulier dans le cas d'alimentation des points stratégique.

2.3.3. Le cas d'un réseau typique

Un réseau IEEE-14JB est modélisé dans le PSAT, une éolienne MADA de 5 MW est intégrée dans la partie transport (haute tension) puis dans la partie distribution du réseau IEEE, et à chaque fois un défaut à proximité de l'éolienne est provoqué. Afin de montrer la capacité LFRT de la MADA, on considère que le défaut dure 500 ms et sa résistance est de 0Ω .

La figure 2.17 présente le réseau IEEE-14 JB, contenant une partie transport composée des lignes entre JB 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 et 8 et une partie distribution composée des lignes entre les JB 9, 10, 11, 12, 13 et 14.

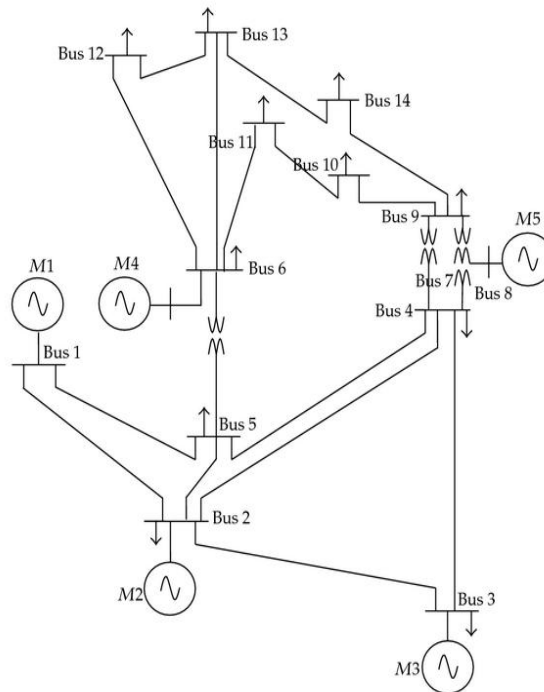


Figure2.17. Modèle du réseau IEEE 14-JB

2.3.3.1. L'éolienne MADA connectée à la partie transport du réseau

Le réseau IEEE-14 JB est modélisé dans le PSAT, une éolienne MADA de 5 MW est équipé par d'un transformateur élévateur 0,96/69 Kv et connectée au JB 5 du réseau, à l'instant $t=3s$, un défaut triphasé de résistance zéro dure 0,5s est provoqué sur le même JB. La figure2.18 donne la tension au niveau du JB 5, avant, pendant et après le défaut.

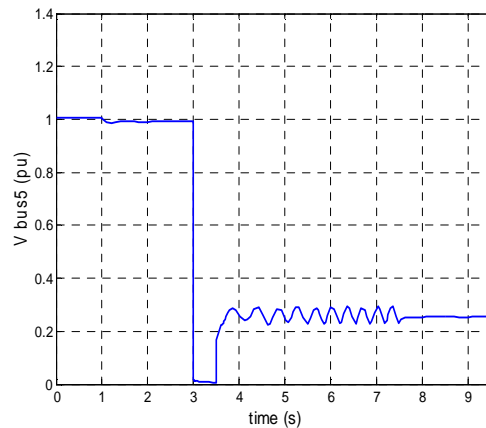


Figure2.18. Les tensions dans le cas de connexion de l'éolienne au réseau de transport

Selon la figure 2.18, on peut voir que comme montré dans les parties précédentes, l'éolienne MADA ne possède pas une capacité LFRT quand elle est connectée au réseau de transport.

La figure 2.19 illustre la synchronisation de la puissance réactive de l'éolienne avant, pendant et après le défaut.

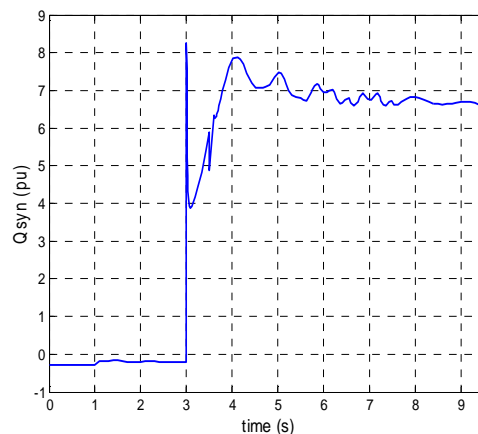


Figure2.19. Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut dans le réseau de transport

La puissance réactive de l'éolienne MADA augmente pendant le défaut pour contribuer au maintien de la tension, mais on remarque que le défaut persiste.

2.3.3.2. L'éolienne MADA connectée à la partie distribution du réseau

L'éolienne MADA est équipé maintenant d'un transformateur 0,96/13,8 kV et est connectée au JB 13 situé dans la zone de distribution. A l'instant $t=3s$, un défaut triphasé de résistance zéro dure 0,5 s est considéré dans le même JB.

La figure2.20 donne la tension dans le JB 13 avant, pendant et après le défaut.

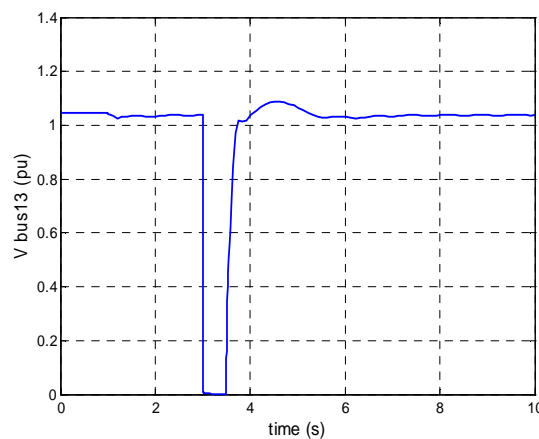


Figure2.20. Tension avant, durant et après le défaut dans le réseau de distribution

Selon Avant le défaut et selon la figure ci-dessus, la tension au niveau du JB 13 est dans la norme, puis au cours du défaut un creux de tension apparaît, la tension chute brusquement pendant un laps de temps, mais revient à sa valeur initiale juste après la disparition du défaut; ce qui montre que l'éolienne MADA a la capacité LFRT quand elle est connecté au réseau de distribution.

D'après l'équation (3.2), dans le cas de défaut, une chute de tension apparaît en ce point ce qui contraint l'éolienne MADA à généré plus de puissance réactive afin de compenser cette chute. Lorsque l'éolienne MADA a été connectée à la partie de transport, la chute de tension était importante et la puissance réactive générée par l'éolienne n'a pas suffit pour compenser la chute de tension. Par contre quand l'éolienne MADA a été connectée à la partie de distribution, la puissance réactive produite était suffisante pour compenser la chute de tension.

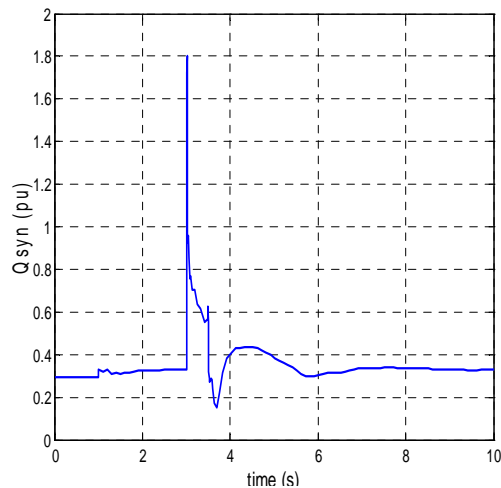


Figure2.21. Puissance réactive de l'éolienne MADA avant, durant et après le défaut dans le réseau de distribution

La puissance réactive de l'éolienne MADA augmente pendant le défaut pour contribuer au maintien de la tension, puis elle revient à sa valeur initiale après rétablissement.

Quand elle est connectée au réseau de distribution et au cours d'un défaut, l'éolienne MADA possède la capacité LFRT pour contribuer à maintenir la tension au niveau désirable, mais quand elle est connectée à un réseau de transport, elle ne peut pas fournir l'énergie réactive suffisante pour maintenir la tension au niveau désirable. Enfin comme solution, l'éolienne MADA doit être connecté directement au réseau de distribution afin d'éviter le problème de la déconnexion du réseau lors d'un défaut.

Conclusion

Pour se conformer aux nouvelles lois du réseau électrique, qui décrivent les conditions de raccordement des éoliennes au réseau, la capacité LFRT de l'éolienne MADA a été étudiée et examinée dans ce chapitre. Cette capacité LFRT de l'éolienne MADA a été examinée tout d'abord pour un réseau radial de transport, puis de distribution, et pour plus de précision, un autre modèle de réseau radial comprenant sept jeux de barre a été modélisé et simulé par le PSAT.

Enfin et pour une meilleur vérification, une dernière étude a été faite pour un réseau typique IEEE-14 JB. Dans ce dernier, nous avons raccordé de l'éolienne au deux parties du réseau, le transport puis distribution.

Afin d'évaluer la réponse de l'éolienne MADA par rapport au défaut et d'examiner sa capacité LFRT avec chaque raccordement de l'éolienne, les courbes de tension et de la puissance réactive ont été tracées. Les résultats obtenus ont montrés que pour éviter le débranchement des éoliennes durant le défaut, les éoliennes MADA doivent être raccordées au réseau distribution.

Chapitre 3

Optimisation de l'emplacement et du nombre des éoliennes
dans une ferme.

Introduction

L'étude du dispatching économique en tenant compte de l'intégration des éoliennes aux réseaux électriques prend plusieurs aspects. Parmi ces aspects, nous citons l'influence de cette intégration d'éoliennes dans les réseaux de distributions sur l'optimisation de ce dispatching, en cherchant, pour un minimum de coût, optimiser l'emplacement des éoliennes. Par ailleurs, un nombre optimal d'éoliennes MADA doit être installé dans une ferme afin de minimiser le coût d'investissement et les pertes d'énergie en cas d'un défaut. Egalement la capacité LFRT est tenue en considération. Dans ce qui suit, la modélisation de cette problématique est développée et un cas d'étude sur un réseau IEEE 14-JB est réalisé.

3.1. Contribution à l'intégration des éoliennes aux réseaux dans l'optimisation du dispatching économique

Deux réseaux typiques IEEE sont choisis pour l'étude d'une contribution à l'intégration des éoliennes aux réseaux électrique. Le premier est composé de 14-JB connecté entre eux par 20 lignes et alimenté par 5 générateurs thermiques; le seconde est composé de 30-JB connecté entre eux par 41 lignes et alimenté par 6 générateurs thermiques. Les valeurs des coefficients et les limites des puissances sont illustrés aux tableaux 3.1 et3.2.

Tableau3.1. Les coefficients de carburant et les limites de puissance de réseau IEEE 14-JB

JB	a	b	C	Pmin	Pmax
1	0.0430293	20	0	0	332.4
2	0.25	20	0	0	140
3	0.01	40	0	0	100
6	0.01	40	0	0	100
8	0.01	40	0	0	100

Tableau3.2. Les coefficients de carburant et les limites de puissance de réseau IEEE 30-JB

bus	a	b	c	Pmin	Pmax
1	0.00375	2	0	50	200
2	0.0175	1.75	0	20	80
5	0.0625	1	0	15	50
8	0.0083	3.25	0	10	35
11	0.025	3	0	10	30
13	0.025	3	0	12	40

La puissance de l'éolienne choisie pour l'étude de contribution de l'intégration des éoliennes aux réseaux électrique dans l'optimisation du dispatching économique est de 2,7 MW.

3.1.1. Le dispatching économique

3.1.1.1. Equation de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance doit être formulé avec quelques précisions. La formulation est basée sur l'examen opérationnel de la production d'énergie ainsi que sur des considérations mathématiques [50].

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) \\ Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) \end{array} \right. \quad (3.1)$$

$$(3.2)$$

Où V_i et V_k , sont les tensions au niveau du $i^{\text{ème}}$ et $k^{\text{ème}}$ JB respectivement, G_{ik} nommées conductances, et B_{ik} nommés susceptances, θ_{ik} est l'argument de la tension.

3.1.1.2. Equation du dispatching économique

L'optimisation du dispatching économique a pour but de minimiser la fonction objective du coût de fuel, respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité [51].

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (3.3)$$

La minimisation de la fonction coût de production d'énergie totale consiste à résoudre l'équation suivante.

$$\min F = \sum_{i=1}^{i=ng} F_i(P_i) \quad (3.4)$$

Où a_i , b_i et c_i sont les coefficients de coût pour le $i^{\text{ème}}$ générateur, ng est le nombre de générateurs d'exploitation et P_i est la puissance du $i^{\text{ème}}$ générateur. L'optimisation du dispatching économique est soumise aux contraintes suivantes [52]:

$$P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax} \quad \text{for } i = 1 \dots ng \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P_i - D - L = 0 \quad (3.6)$$

$$\text{Avec} \quad L = \sum_{i=1}^{ng} B_i P_i^2 \quad (3.7)$$

Où D représente la charge demandée, L et B : représentent respectivement les pertes et les coefficients de pertes de transmission. Par ailleurs, P_{imin} et P_{imax} sont respectivement les limites minimal et maximal de la puissance générée par le générateur $i^{\text{ème}}$.

Le réseau de distribution est considéré par rapport au réseau de transport comme une charge, lorsque l'énergie éolienne est injectée dans un réseau de distribution (c'est à dire dans un JB du réseau de transport), la charge demandée va diminuer et la fonction objective ne change pas comme dans le cas du [53-55].

3.1.2. Les algorithmes génétiques

Un algorithme génétique AG est développé pour calculer l'optimisation du dispatching économique et le bénéfice d'argent après l'injection de l'énergie éolienne.

L'algorithme génétique est une méthode de recherche heuristique pour l'optimum globale inventé par Holland [56] au début des années 1970.

L'organigramme d'un algorithme génétique est comme suit :

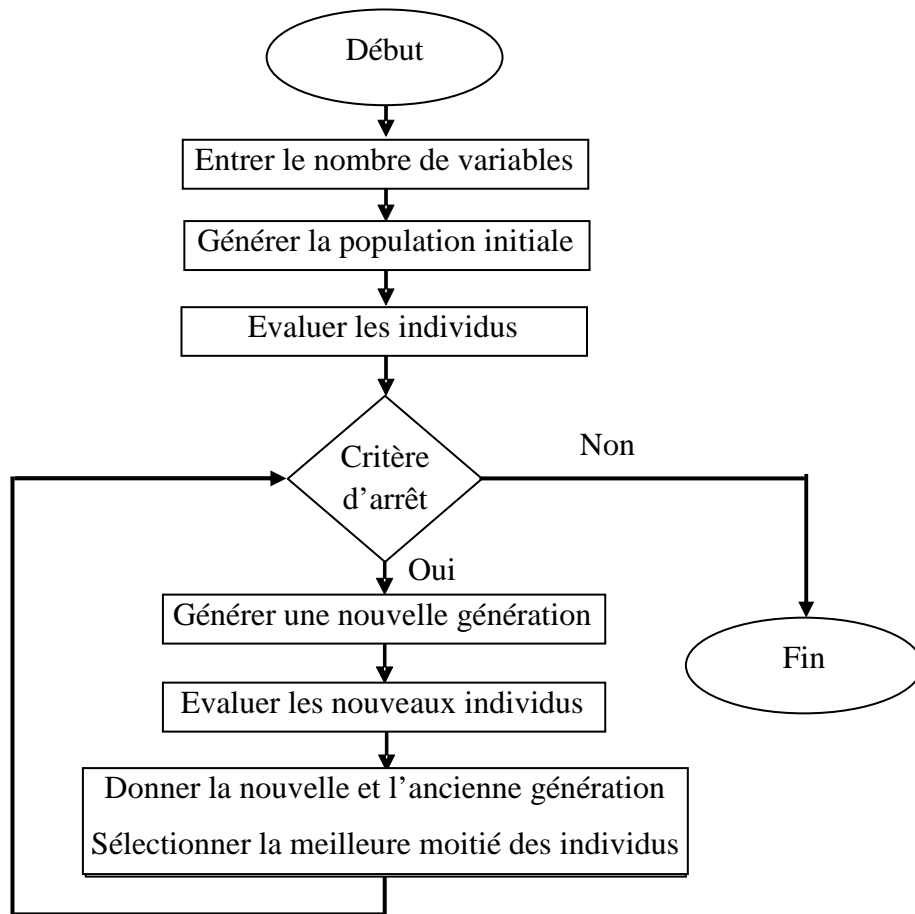


Figure3.1. Organigramme de l'algorithme génétique

Pour étudier l'influence de l'intégration des éoliennes ainsi que leurs emplacements optimaux dans un réseau électrique de distribution, sur l'optimisation du dispatching économique, on considère que les contraintes climatique et géographique dans tous les JB sont favorables.

3.1.2.1. Cas du réseau IEEE 14-JB

La valeur optimale de la fonction objective pour le réseau IEEE14-JB est obtenue avec les paramètres ci-dessous :

Nombre de génération=100, population initiale= 90, croisement= 0.75 and mutation= 0.07.

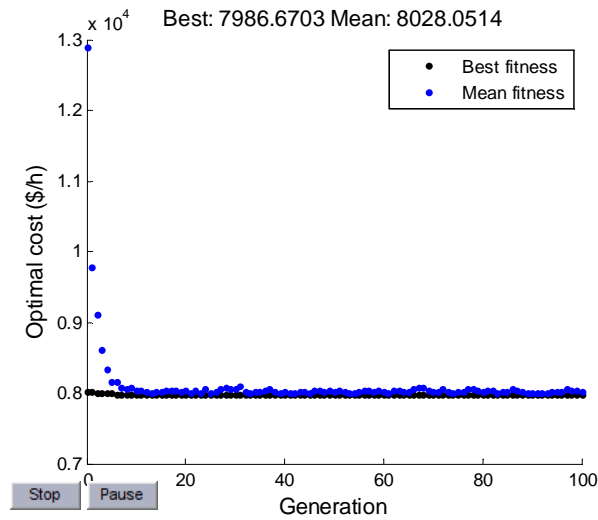


Figure3.2. La valeur optimal de la fonction objective pour le réseau IEEE 14-JB

Les contraintes d'égalité et d'inégalité selon les équations 3.5 et 3.7 sont mis en considération pour chaque calcul de l'optimisation du dispatching économique. La courbe illustrée dans la figure 3.3 montre que les puissances générées par les différentes centrales thermiques respectent les contraintes d'inégalités.

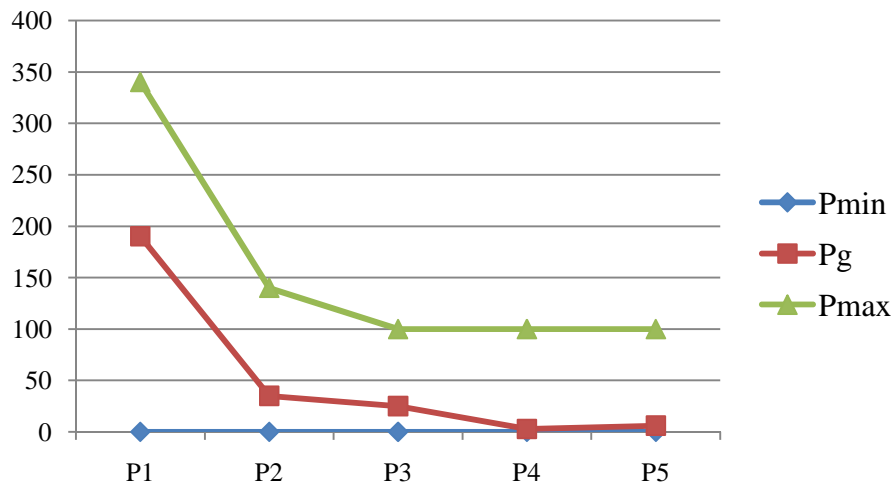


Figure3.3. Puissance générée comparée aux conditions limites de puissance

Notre travail commence par l'intégration d'une éolienne dans le JB-1, qui sera déplacée au JB-2 puis au JB-3 et ainsi de suite jusqu'au JB-14. A chaque intégration de l'éolienne dans un JB-i, correspond un gain d'argent GA_i . Le tableau suivant présente le coût optimal du

dispatching économique et le bénéfice d'argent pour chaque intégration d'éolienne du premier au 14^{ème} JB.

Tableau3.3. Le cout et le bénéfice d'argent après l'intégration d'éolienne dans différent JB du réseau IEEE 14-JB

JB	Type	le cout après l'intégration d'éolienne (\$/h)	le bénéfice d'argent (\$/h)
1	Slack	7986,6703	98.7354
2	PV	7981,8934	103.4705
3	PV	7975,9613	109.4026
4	PQ	7976,8565	108.5074
5	PQ	7978,9139	106.4500
6	PQ	7979,0054	106.3585
7	PQ	7976,9189	108.6450
8	PQ	7976,2064	109.1575
9	PQ	7976,4175	108.9464
10	PV	7975,4976	109.8663
11	PV	7976,3507	109.0132
12	PQ	7978,0519	107.3120
13	PQ	7975,3568	110.0071
14	PQ	7973,5283	111.8356

La valeur optimale de la fonction objective diminue après l'intégration d'éolienne quel que soit le site d'intégration, donc un bénéfice d'argent en coûts de carburant est obtenu.

On remarque d'après le tableau 3.3 que les valeurs du bénéfice varie d'un JB à l'autre, cette variation est estimée à 13.142 (\$ / h) et qui s'est avérée une valeur importante; ce qui nécessite à chercher puis déterminer les paramètres du réseau qui ont influencés le coût optimal du carburant.

Le tableau du l'annexe 1 montre les paramètres des lignes du réseau IEEE 14-JB.

La valeur la plus élevée du bénéfice en argent est obtenue dans le cas de l'intégration de l'éolienne au JB-14. D'après le tableau (voir annexe 1), on remarque que le JB-14 est d'une part raccordé au JB-9 par la ligne 9-14 et d'autre part raccordé au JB-13 par la ligne 13-14. Après

calcul et comparaison il s'est avéré que les admittances et les conductances des lignes 9-14 et 13-14 sont les plus petites par rapport aux autres.

3.1.2.2. Cas du réseau IEEE-30 JB

La valeur optimale de la fonction objective pour le réseau IEEE 30-JB est obtenue avec les paramètres suivants:

Nombre de génération=100, population initiale= 90, le croisement= 0,75 et la mutation= 0,08.

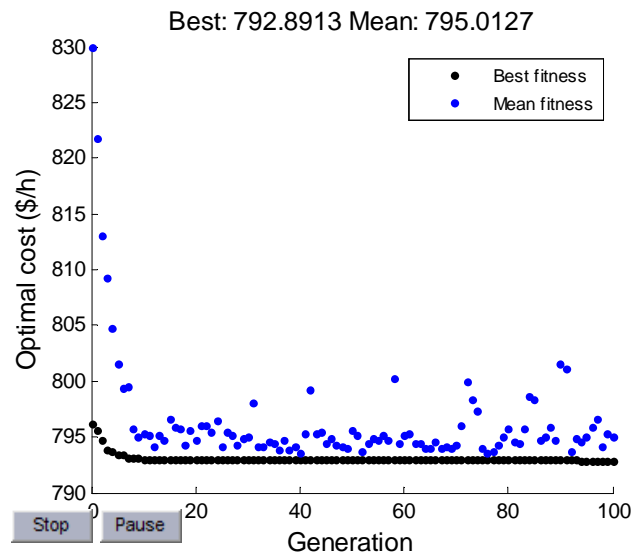


Figure3.4. La valeur optimal de la fonction objective pour le réseau IEEE 30-JB

A chaque fois que la valeur de la fonction objective est atteinte, les contraintes d'égalité et d'inégalité sont toujours respectées et les puissances générées par les différentes centrales thermiques restent dans les limites désirées.

L'énergie éolienne est injectée puis déplacée d'un jeu de barre à l'autre en partant du JB-1 jusqu'au JB-30. Après chaque intégration, le bénéfice en argent est calculé. Le tableau 3.4 résume les résultats et donne le type de chaque JB.

Tableau3.4. The Cost And The Money Profit Before Wind Penetration In Deferent Buses Of IEEE 30-Bus Network

JB	Type	le cout après l'intégration d'éolienne (\$/h)	le binéfiéd'argent (\$/h)
1	REF	792,8913	8,9481
2	PV	792,5346	9,3119
3	PQ	792,3444	9,5021
4	PQ	792,238	9,6085
5	PV	791,9321	9,9144
6	PQ	792,1467	9,6998
7	PQ	791,9571	9,8894
8	PV	792,1319	9,7146
9	PQ	792,1346	9,7119
10	PQ	792,1352	9,7113
11	PV	792,1444	9,7021
12	PQ	792,2791	9,5674
13	PV	792,2852	9,5613
14	PQ	792,1035	9,743
15	PQ	791,9722	9,8743
16	PQ	792,1632	9,6833
17	PQ	792,0584	9,7881
18	PQ	791,9304	9,9161
19	PQ	773,7215	9,9942
20	PQ	795,5665	6,28
21	PQ	791,9758	9,8707
22	PQ	791,981	9,8655
23	PQ	791,8919	9,9546
24	PQ	791,8327	10,0138
25	PQ	791,8757	9,9708
26	PQ	791,7259	10,1206
27	PQ	792,0149	9,8316
28	PQ	792,0946	9,7519
29	PQ	791,7576	10,0889
30	PQ	791,5817	10.2648

Le bénéfice en argent est positif quel que soit le site d'injection de l'énergie éolienne (tableau 3.4), donc un profit monétaire dans le coût du carburant est obtenu quelque soit l'intégration.

On remarque d'après le tableau 3.4 que les valeurs du bénéfice varie d'un JB à l'autre, cette variation est estimée à 3,9848 (\$/h).

La valeur la plus élevée du bénéfice en argent est obtenue dans le cas de l'intégration de l'éolienne au JB-30. D'après le tableau du l'annexe 2, on remarque que le JB-30 est d'une part raccordé au JB-27 par la ligne 27-30 et d'autre part raccordé au JB-29 par la ligne 29-30. Après

calcul et comparaison il s'est avéré que les admittances et les conductances des lignes 27-30 et 29-30 sont les plus petites par rapport aux autres.

Selon les résultats obtenus en matière de bénéfice pour les deux réseaux (IEEE 14-JB et 30-JB) nous pouvons conclure que lorsque, une éolienne est injecté au réseau électrique, l'énergie produite par les centrales thermiques diminuent et le carburant demandé par ces centrales diminue aussi, puisque une partie de l'énergie produite par les centrales thermiques est compensée par l'énergie injectée par l'éolienne, par conséquent le coût total du carburant diminue.

Il est clair que d'après les équations de l'écoulement de puissance, il y a une dépendance proportionnelle entre la puissance apparente et l'admittance des lignes. Autrement dit si l'on augmente l'admittance des lignes, la puissance apparente augmente et vice versa. Donc en tenant compte des équations du dispatching économique et de la contrainte d'égalité, la puissance demandée varie proportionnellement par rapport à la puissance générée. Autrement dit si l'on augmente la puissance demandée, la puissance générée augmente et donc le coût du carburant augmente aussi. Enfin on peut dire que le coût du carburant est étroitement lié aux admittances des lignes du réseau électrique.

3.1.3. Méthodes de la programmation linéaire et point intérieur

Les résultats obtenus pour l'intégration des éoliennes aux réseaux électrique par la méthode de GA sont confirmés par deux autres méthodes déterministes, la méthode de la programmation linéaire (PL) utilisant le MATPOWER et la méthode du point intérieur (PI) utilisant le PSAT, les résultats sont vérifiés pour les deux réseaux IEEE 14-JB et IEEE 30-JB.

Les résultats du bénéfice en argent obtenus par la méthode de PL et celle du PI durant l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 14-JB sont illustrés par l'histogramme de la figure 3.5.

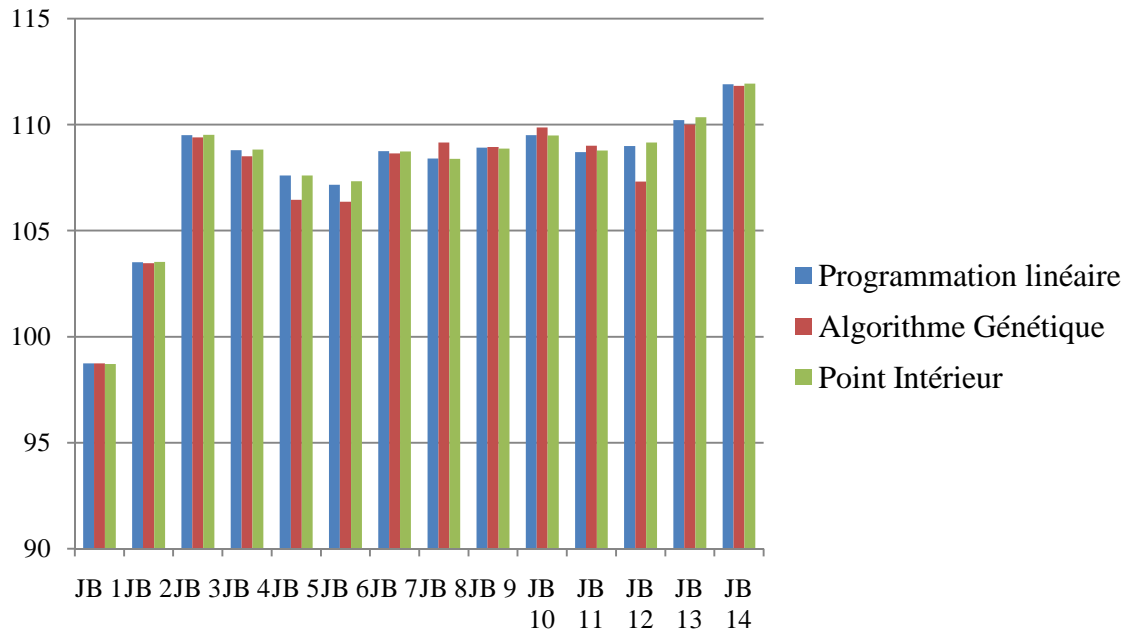


Figure3.5. Le bénéfice en argent par différentes méthodes après l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 14-JB

Les résultats du bénéfice en argent obtenus par la méthode du PL et celle du PI durant l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 30-JB sont présentés par l'histogramme de la figure 3.6.

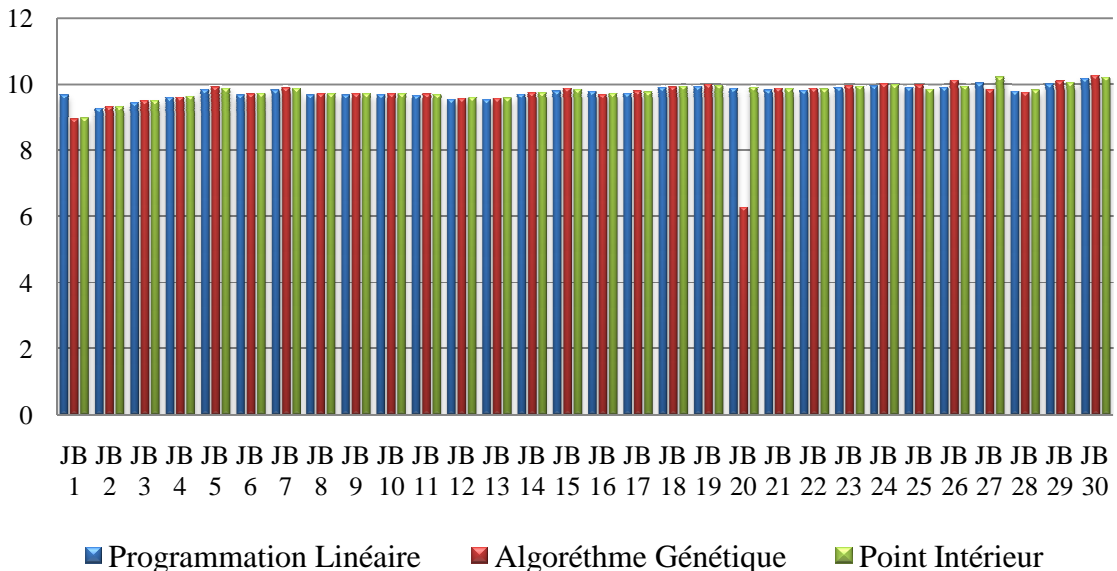


Figure3.6. Le bénéfice en argent par différentes méthodes après l'intégration d'éolienne au réseau IEEE 30-JB

D'après les figures 3.5 et 3.6, le bénéfice en argent obtenu par AG pour chaque intégration dans les deux cas de réseaux, a été vérifié par les deux méthodes déterministes ; la programmation linéaire et point intérieur.

3.1.4. Comparaison des résultats

Selon les résultats de nos histogrammes, les bénéfices en argent calculés par différentes méthodes à savoir : les algorithmes génétiques, la programmation linéaire et enfin le point intérieur, n'ont pas les mêmes valeurs mais sont très proches. Cette différence entre valeurs est due aux caractéristiques et modes de calcul utilisés par ces méthodes. Les méthodes déterministes (PL et PI) sont plus robustes pour l'optimisation du dispatching économique, la méthode AG n'est pas aussi robuste mais peut les concurrencer.

3.2. Nombre optimal d'éoliennes dans une ferme

3.2.1. Formulation de la fonction coût

Considérant que C_w en \$, est le coût total pour installer une éolienne.

$$C_w = C_e + \alpha \cdot P_w \quad (3.8)$$

Où C_e (\$) est le coût d'investissement pour une éolienne, P_w est la puissance générée par l'éolienne et α représente le facteur de maintenance.

Pour installer plus d'une éolienne dans un même endroit (ferme), le coût d'investissement sera déterminé en fonction d'un facteur d'installation β , où ce dernier représente la réduction du coût lorsque plus d'une éolienne est installée ensemble dans une ferme. β est donné par le fabricant.

On considère le cas suivant :

Le coût d'installation d'une éolienne MADA de 5 MW dans un site est de 6,25 M\$ [57]. Lors de l'installation d'une ferme de 14 éoliennes le coût d'investissement total réduit en fonction d'un facteur β . Cette réduction est effectuée pour les éoliennes installées ensemble dans un seul JB (ferme). Supposant que cette réduction soit de 0,6.

Si les 14 éoliennes sont installées séparément dans différents JB, le coût d'investissement total sera de 88,81 M\$, par contre si elles seront installées dans un même endroit le coût d'investissement total sera de 53,30 M\$. La réduction du coût est obtenue en fonction du facteur

de coût β , où β est dépend du nombre d'éoliennes installé dans un même JB; si $N_w = 1$ le facteur $\beta = 1$ et si $N_w = 14$ alors $\beta = 0,6$, β est donné par l'équation (3.9). Où N_w est le nombre d'éoliennes à installer ensemble dans un seul JB.

$$\beta = \frac{1,72}{1,72 + \text{Log}(N_w)} \quad (3.9)$$

La réduction du facteur β est formulée par une équation logarithmique afin d'éviter la réduction linéaire du coût et le cas de zéro. Où :

$$0 < \beta \leq 1 \quad (3.10)$$

Le coût (C) pour installer une ferme de N_w éoliennes est donné par l'équation suivante :

$$C = \beta(N_w \cdot C_w + \alpha \sum P_w) \quad (3.11)$$

Pour éviter la déconnexion d'une ferme éolienne du réseau dans le cas d'un défaut (permanent ou transitoire), il est conseillé de séparer les éoliennes installées dans cette ferme aux différents endroits (idéalement, une éolienne pour chaque JB). L'énergie éolienne perdue à cause du défaut est donné par la fonction suivante :

$$P_{loss} = P_w \cdot N_w \quad (3.12)$$

Où P_{loss} est la puissance isolée en cas d'un défaut permanent ou transitoire. Si les éoliennes (N_w) sont installées ensemble dans un même site, le coût d'investissement sera donc réduit, mais en cas de défaut, une grande quantité d'énergie sera isolée. Par ailleurs, si chaque éolienne est installée seule pour différents emplacements, la puissance isolée en cas de défaut est réduite mais le coût d'investissement sera coûteux.

3.2.2. Résultats de simulation

Quatorze éoliennes MADA de 5 MW sont choisies pour être installées dans un réseau typique IEEE14-JB; le coût d'investissement pour une éolienne est de 6,25 M\$. Lorsque les 14 éoliennes sont distribuées aux différents sites, la perte d'énergie éolienne en cas d'un défaut permanent ou transitoire sera faible. En revanche, le coût d'investissement sera coûteux $14 \times 6,25$ M\$. Si ces éoliennes sont installées dans un seul JB, le coût d'investissement est réduit, mais l'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut sera énorme. Entre ces deux cas extrêmes, un nombre optimal

d'éoliennes MADA dans une ferme peut être calculé pour avoir un minimum de coût d'investissement avec un minimum d'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut permanent et une bonne capacité LFRT durant un défaut transitoire.

Un algorithme génétique et une approximation mathématique sont développés pour résoudre cette problématique.

3.2.2.1. Approximation mathématique

Une approximation mathématique est formulée pour trouver le nombre optimal d'éoliennes MADA qui doivent être installées ensemble dans une ferme pour un minimum d'énergie isolée en cas d'un défaut permanent ou transitoire et un minimum de coût d'investissement. Selon les équations (3.11) et (3.12), le coût total d'investissement en fonction de l'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut, est donné par la formule suivante :

$$C = \beta(P_{loss} + \alpha P_{loss}) \quad (3.13)$$

Le tableau 3.5 représente le coût d'investissement et l'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut pour tous les cas de nombre d'éoliennes installées ensemble; où la somme totale des éoliennes MADA installées pour chaque cas est 14.

Tableau3.5. Cout d'investissement et la perte d'énergie éolienne en cas d'un défaut

N_w	β	P_{loss} (MW)	C(M\$)
1	1	5	88,81
2	0,85	10	75,59
3	0,78	15	69,53
4	0,74	20	65,79
5	0,71	25	63,15
6	0,69	30	61,15
7	0,67	35	59,55
8	0,66	40	58,24
9	0,64	45	57,13
10	0,63	50	56,16
11	0,62	55	55,33
12	0,61	60	54,58
13	0,61	65	53,90
14	0,6	70	53,30

Les résultats du tableau ci-dessus valident bien notre approche concernant le coût et les pertes citées précédemment.

La tangente à la courbe $C(P_{\text{loss}})$ de la Fig. 2, nous détermine le nombre optimal d'éoliennes MADA en tenant compte du coût d'investissement et de l'énergie isolée en cas de défaut. Il est à noter que, P_{loss} est inversement proportionnelle au coût d'investissement.

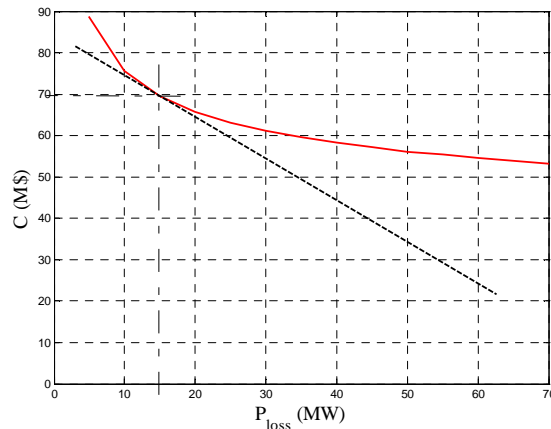


Figure3.7. Approximation mathématique

La valeur optimale obtenue graphiquement correspond à 15 MW d'énergie isolée et de 69 M\$ de coût d'investissement.

Selon le tableau 1, ces valeurs correspondent au cas lorsque trois éoliennes sont réunies dans une même ferme, où le coût total d'investissement est de 69,53 M\$ et l'énergie isolée en cas de défaut permanent ou transitoire est de 15 MW.

3.2.3. les algorithmes génétiques Pareto

L'optimisation connue sous le nom « Pareto » est devenue un outil important pour la filière de l'économie, de la théorie des jeux, de l'ingénierie et des sciences sociales [58-60]. Un algorithme génétique Pareto est développé dans ce travail pour calculer le nombre optimal d'éolienne respectant le coût total d'investissement et la perte d'énergie en cas d'un défaut permanent ou transitoire.

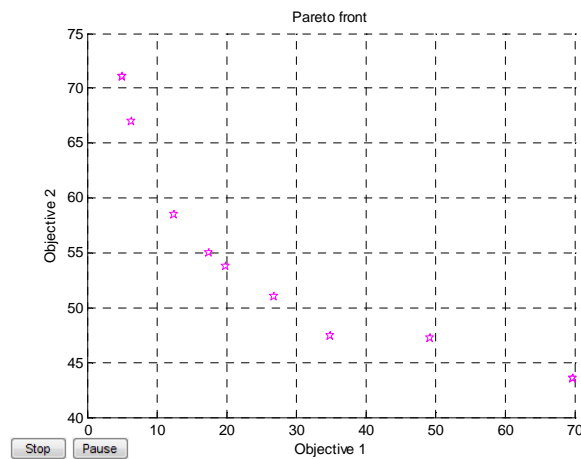


Figure3.8. Solution par algorithme génétique Pareto

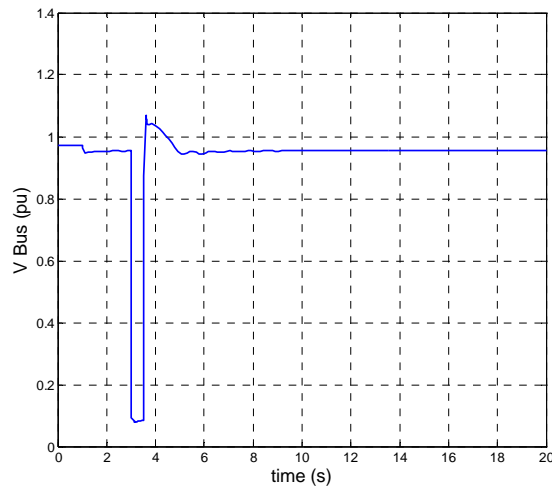
La solution par AG Pareto est obtenue par l'utilisation des paramètres ci-dessous: Génération = 200, taille de population size = 90, croisement = 0,75 and mutation = 0,03.

Les valeurs optimales de l'énergie isolée en cas d'un défaut et du coût d'investissement calculées par AG Pareto sont respectivement 17,4554 MW et 69,53 M\$, ces résultats correspondent au nombre trois des éoliennes devant être installées ensemble dans un seul site.

3.2.4. Comparaisons et validation des résultats

La capacité LFRT (line fault ride through) pour les deux cas extrêmes (14 éoliennes dans un seul JB, et une éolienne dans chaque JB) et le cas optimal sont étudiés en utilisant le modèle du réseau IEEE 14-JB sur le PSAT. Des courbes de tension sont tracées après avoir appliqué un défaut triphasé à la terre d'une ligne de distribution. Ce défaut considéré est le cas le plus défavorable, où la durée de son apparition est de 500 ms, sa résistance est de 0Ω . Par ailleurs les contraintes géographiques et climatiques sont considérées les mêmes pour tous les JB.

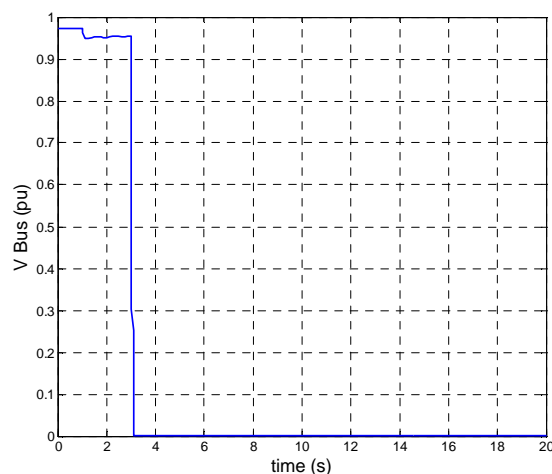
Dans un premier temps, chaque éolienne MADA est installée seule dans un JB, puis on lui applique le défaut considéré. Pour avoir de bons résultats, on trace les variations de la tension au niveau du JB avant, durant et après le défaut.



Tension avant, durant et après le défaut dans le cas d'installer les éoliennes séparément dans différent JB

La figure 3.9 montre que la tension avant le défaut est dans sa norme, puis un creux de tension apparait durant le défaut, celui-ci disparaît avec la disparition du défaut; donc les éoliennes MADA ont une bonne capacité LFRT quand elles sont connectées séparément au réseau.

Pour le deuxième cas les éoliennes MADA sont connectées ensemble dans un seul JB, le même défaut considéré est appliqué. Les variations avant, durant et après le défaut de la tension sur le JB sont présentées ci-dessous.



Tension avant, durant et après le défaut dans le cas d'installer les éoliennes ensemble dans le même JB

La figure3.10 montre qu'avant le défaut, la tension est stable, mais lors de l'apparition du défaut un creux de tension apparaît et persiste malgré la disparition du défaut. Ceci montre que les éoliennes MADA ont une faible capacité LFRT quand elles sont connectées ensemble à un seul JB.

Donc on déduit que le nombre optimal des éoliennes MADA calculé par l'approximation mathématique, confirmé par l'algorithme génétique Pareto est égal à 3. D'où les 14 éoliennes MADA doivent être dispatchées par groupe de 3 sur la partie distribution du réseau IEEE 14-JB (c.-à-d. chaque trois éoliennes sont connectées ensemble à un seul JB), donc on aura 4 groupes de trois, et les deux éoliennes restantes sont connectées a un seul JB. Pour vérifier la capacité LFRT de ces groupes, on leur applique à chacun son tour le défaut suscité. La figure ci-dessous présente les variations de la tension avant, durant et après le défaut.

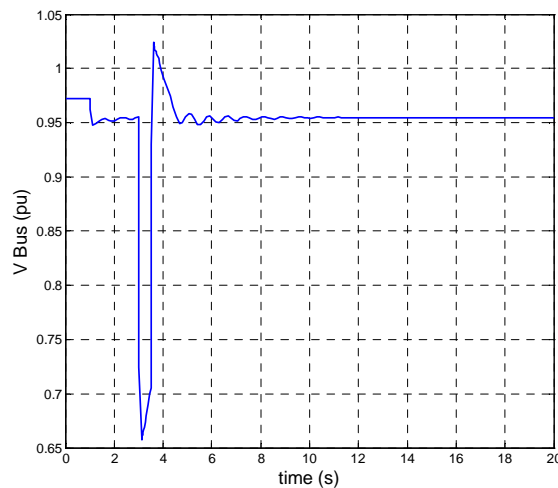


Figure3.2. Tension dans différents groupes avant, durant et après le défaut

La figure 3.11 montre que la tension avant le défaut est dans sa norme, puis un creux de tension apparaît durant le défaut, mais il disparaît aussitôt avec le défaut; donc les éoliennes MADA ont une bonne capacité LFRT quand elles sont connectées au réseau avec des groupes de trois.

Une comparaison entre les deux cas extrêmes d'installation et le cas optimal calculé par l'approximation mathématique et le AG Pareto est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau3.6. Comparaison entre les solutions proposées

Cas d'installation	C (M\$)	P loss (MW)	Capacité LFRT
14 éoliennes MADA, séparément	88,81	5	bon
14 éoliennes MADA, ensemble	53,30	70	faible
14 éoliennes MADA, grouper par trois	69,53	15	bon

Conclusion

La contribution à l'optimisation du dispatching économique lors de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution a été étudié; le choix de l'emplacement des éoliennes en fonction de leur contribution dans la minimisation du coût de dispatching économique a été proposé et discuté. Un algorithme génétique a été développé pour cet effet et deux méthodes classiques ont été développées pour la confirmation.

La solution idéale afin d'éviter l'isolation d'une grande quantité d'énergie lors d'un défaut, réside dans l'installation de chaque éolienne seule dans un site, mais il est clair que cette solution est coûteuse et irrationnelle. Maintenant inversement à celle-ci, si plusieurs éoliennes sont installées ensemble dans un même endroit et en cas de défaut, une isolation d'énergie énorme est provoquée en plus d'une faible capacité LFRT.

Comme solution, une approximation mathématique et un algorithme génétique Pareto ont été développés pour calculer le nombre optimal des éoliennes MADA dans une ferme, ce calcul a été fait d'une part en respectant la minimisation du coût d'investissement et l'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut ; et d'autre part en tenant compte de la capacité LFRT.

Les 14 éoliennes MADA sont installées séparément avec des fermes de trois et une ferme de deux ; un pourcentage important de 21,71% de coût d'investissement est économisé et un pourcentage de 78,57% d'énergie éolienne sera gardé en cas d'un défaut, en plus munie d'une bonne capacité LFRT.

Chapitre 4

Nouvelle structure de connexion des éoliennes MADA au
réseau et entre elles

Introduction

Il est clair que l'éolienne MADA est un type d'éolienne qui peut être raccordé au réseau via le stator et le rotor. Du côté rotor, l'écoulement d'énergie est à double sens (du rotor au réseau et inversement) traversant deux convertisseurs (redresseur-onduleur), liés entre eux par un bus continu pour limiter la tension. Ainsi, le raccordement des éoliennes entre elles et au réseau prend plusieurs structures compliquées en commande. Il faut noter aussi que deux convertisseurs pour chaque éolienne avec leurs systèmes de protection coûtent cher.

L'objectif de cette partie est de minimiser le nombre de convertisseurs de puissance et de structurer le raccordement des éoliennes entre elles et au réseau, gardant ainsi la continuité de service en cas de défaillance d'une ou de plusieurs éoliennes et de minimiser le coût d'investissement. En outre, le courant circulant à travers les convertisseurs doit être minimisé. Une expérimentation est effectuée à cet effet pour vérifier les résultats et une commande par logique floue est développée pour le contrôle.

4.1. But de la nouvelle structure

De cette structure, nous allons bénéficier de ce qui suit :

1. Minimiser le nombre de convertisseurs,
2. Minimiser le coût d'investissement,
3. Limiter les courants rotoriques,
4. Limiter les courants dans les convertisseurs,
5. Garder constante la puissance totale,
6. Assurer la continuité du service.

Comme nous pouvons généraliser cette conception à « n » éoliennes.

4.2. Schémas et explications

Pour commencer, un schéma de raccordement des éoliennes MADA entre elles et au réseau est proposé ci-dessous; quatre éoliennes MADA sont choisies, elles sont connectées entre elles du côté rotor sachant que chacune d'elles est connecté au réseau du côté stator.

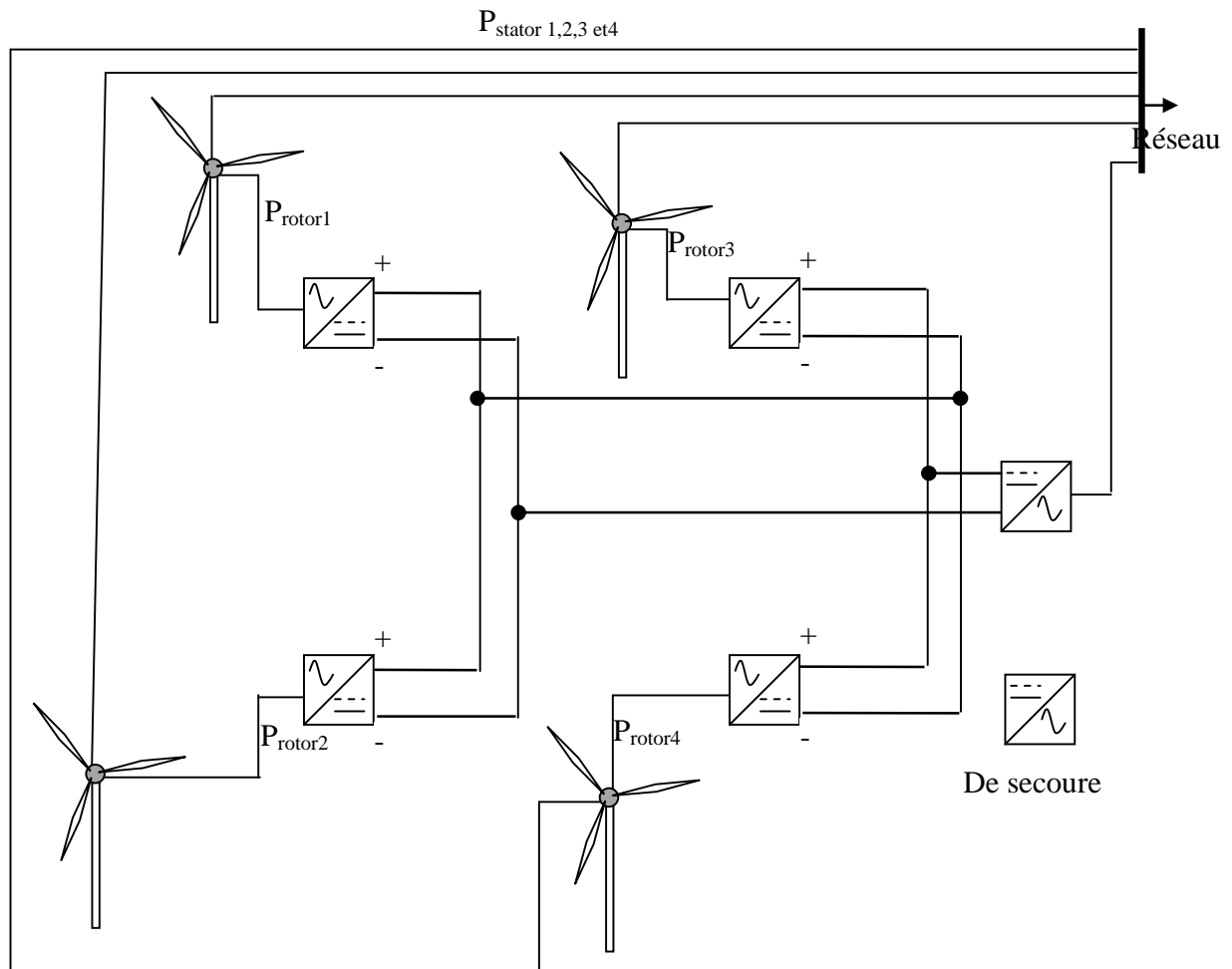


Figure4.1. Raccordement des éoliennes MADA entre elles et au réseau.

Sur la figure on peut voir aussi que les stators sont liés directement au réseau et les rotors sont reliés aux redresseurs. Ces redresseurs sont connectés entre eux d'une façon à garder la puissance totale constante et de minimiser le courant qui y circule. Il faut noter que les redresseurs connectés entre eux en parallèle 1 et 2 ou 3 et 4 forment chacun un groupe parallèle appelé GP ; donc dans notre cas nous avons deux groupes parallèles GP1 et GP2. Afin d'augmenter la tension totale nous avons connecté les deux groupes GP1 et GP2 entre eux en série.

Cette configuration nous assure, des tensions identiques aux sorties des redresseurs, une tension totale double à l'entrée de l'onduleur et enfin une puissance totale gardée constante à l'entrée de l'onduleur.

Cependant cette structure originale du raccordement suscitée et en cas de défaillance d'une éolienne ou plus, risque de provoquer l'instabilité de la ferme, essentiellement causée par la différence entre les tensions des groupes parallèles ; cette différence en tension, provoque une avalanche de tension et une perte en puissance incontrôlable, qui à leurs tour entraînent la déconnexion de la ferme. Pour remédier à cet obstacle, douze interrupteurs commandés sont placés dans le réseau afin de contrôler, premièrement le raccordement des convertisseurs entre eux, deuxièmement garder la puissance totale constante et enfin maintenir la stabilité de la tension.

La figure 4.2 ci-dessous présente l'emplacement des interrupteurs et leurs états initiaux.

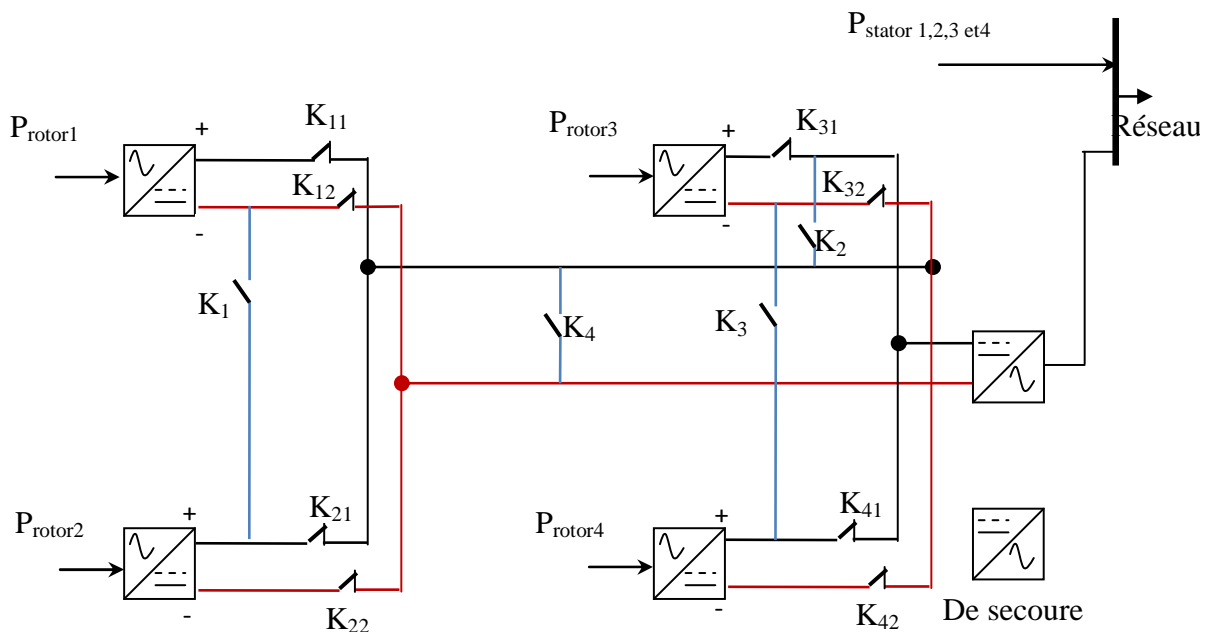


Figure4.2. Emplacement des interrupteurs

En fonctionnement normal les interrupteurs $K_1, K_2, K_3,$ et K_4 sont ouverts et les autres interrupteurs sont fermés. On dénombre 16 possibilités de défaillances des éoliennes ; donc on chiffre 16 états des interrupteurs comme solutions à ces défaillances ; le tout groupé dans un tableau récapitulatif 4.1 ci-dessous.

Tableau4.1. Le fonctionnement des interrupteurs

les différents cas	Etats des éoliennes MADA				Etats des interrupteurs commandés												
	W ₁	W ₂	W ₃	W ₄	K ₁₁	K ₁₂	K ₂₁	K ₂₂	K ₃₁	K ₃₂	K ₄₁	K ₄₂	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	
1	1	1	1	1	F	F	F	F	F	F	F	F	F	O	O	O	O
2	0	1	1	1	O	O	F	F	F	F	F	F	F	O	O	O	O
3	1	0	1	1	F	F	O	O	F	F	F	F	F	O	O	O	O
4	1	1	0	1	F	F	F	F	O	O	F	F	F	O	O	O	O
5	1	1	1	0	F	F	F	F	F	F	O	O	O	O	O	O	O
6	0	1	0	1	O	O	F	F	O	O	F	F	F	O	O	O	O
7	1	0	1	0	F	F	O	O	F	F	O	O	O	O	O	O	O
8	0	1	1	0	O	O	F	F	F	F	O	O	O	O	O	O	O
9	1	0	0	1	F	F	O	O	O	O	F	F	F	O	O	O	O
10	0	0	1	1	O	O	O	O	F	O	O	F	F	O	O	F	F
11	1	1	0	0	F	O	O	F	O	O	O	O	O	F	F	O	O
12	1	0	0	0	F	F	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
13	0	1	0	0	O	O	F	F	O	O	O	O	O	O	O	O	O
14	0	0	1	0	O	O	O	O	F	F	O	O	O	O	O	O	O
15	0	0	0	1	O	O	O	O	O	O	F	F	F	O	O	O	O
16	0	0	0	0	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O

Logique de fonctionnement des interrupteurs :

1. W₁, W₂, W₃, et W₄ sont respectivement l'éolienne 1, 2, 3 et 4.
2. L'état « 1 » indique que l'éolienne est en marche et l'état 0 indique que l'éolienne est en panne.
3. Les lettres F et O indiquent que l'interrupteur est fermé ou ouvert respectivement.

Quand une éolienne est en panne il suffit d'ouvrir ses interrupteurs et de l'isoler, de la même manière, si deux éoliennes de différent groupe parallèle tombent en pannes leurs interrupteurs seront ouverts et tous deux seront isolées.

Par contre si deux éoliennes du même groupe tombent en panne les interrupteurs K_i(i=1ou 2 ou 3 ou 4) interviennent pour la transformation en série du raccordement de l'autre groupe.

Par ailleurs, si trois ou quatre éoliennes tombent en pannes tous les interrupteurs seront ouverts.

4.3. Simulation et résultats expérimentaux

L'objectif de la simulation est de vérifier la réponse des interrupteurs à la commande floue.

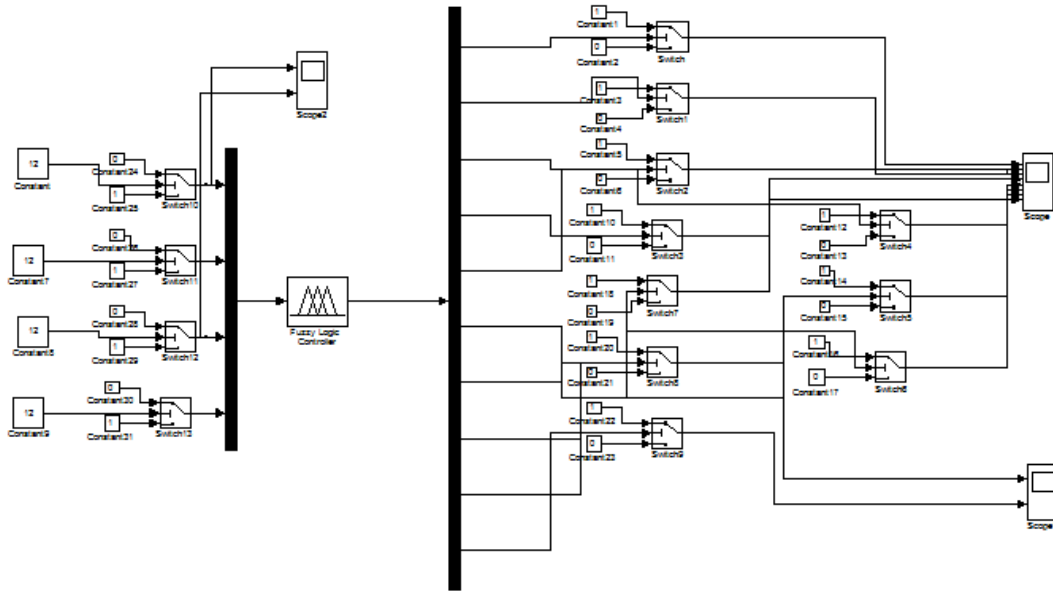


Figure4.3. Simulation de fonctionnement des interrupteurs

Le schéma présenté ci-dessous est simplifié à l'échelle laboratoire pour vérifier le fonctionnement des interrupteurs et la stabilité de la puissance total générée. Les convertisseurs AC-DC sont présentés par quatre sources continues et le schéma expérimental est comme illustrer ci-dessous.

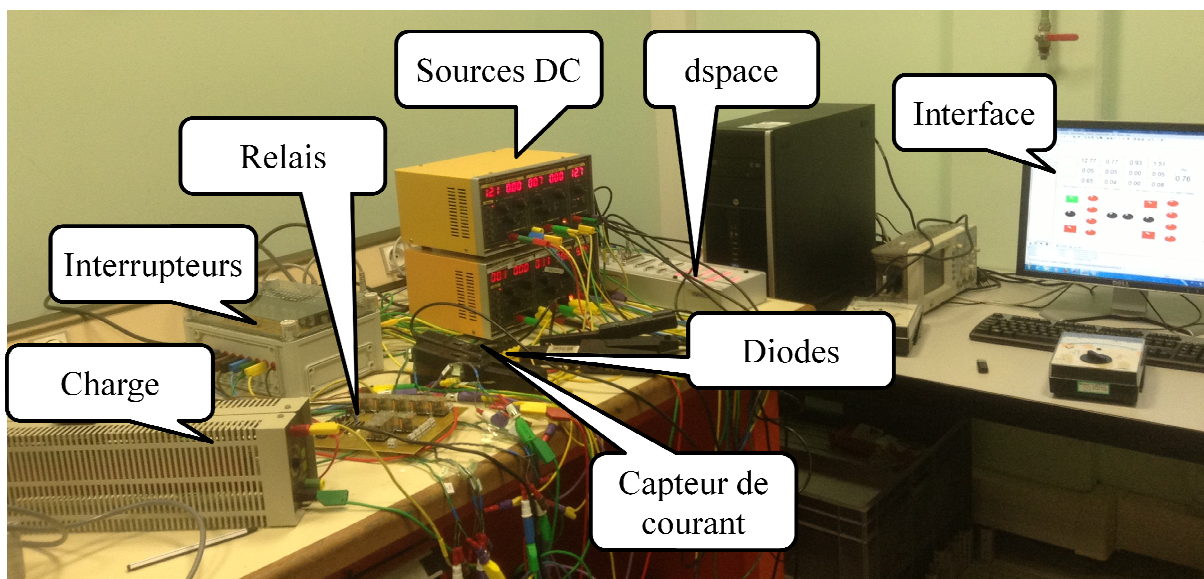


Figure4.4. Le raccordement expérimental

L'étude expérimentale est inspirée du tableau 4.1, qui représente le fonctionnement des interrupteurs en cas de défaut. Ces défauts sont indiqués par l'annulation de la tension d'une ou plusieurs sources. Les tensions sont relevées par le système soft à partir du DSPACE directement, et les courants sont capturés par des pinces de courant branchées au DSPACE.

Les résultats expérimentaux sont présentés sur l'interface graphique comme illustré sur la figure4.5.

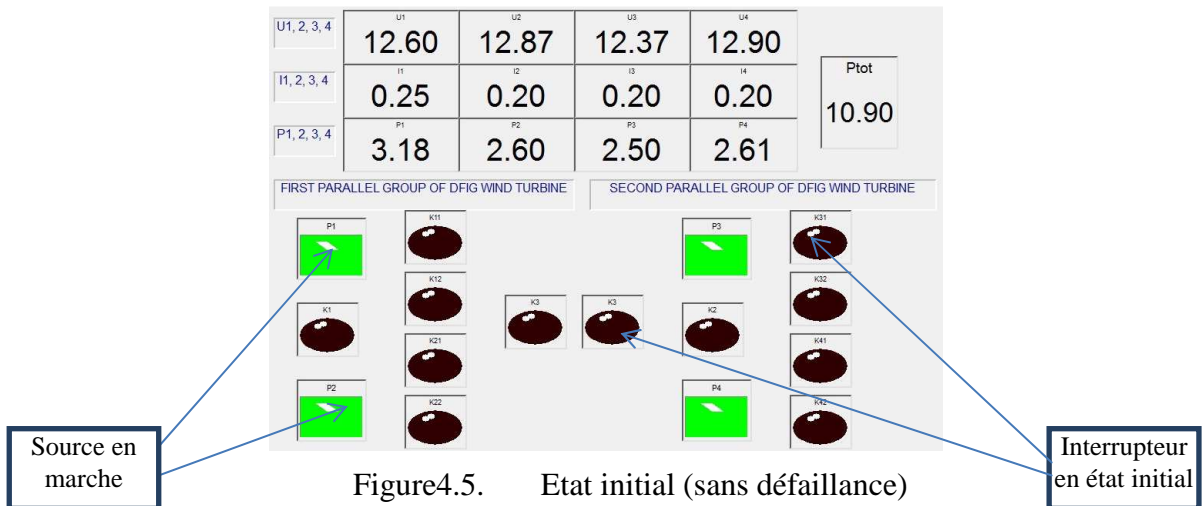


Figure4.5. Etat initial (sans défaillance)

En haut de la figure sont présentées les valeurs de puissance, courant, tension et puissance totale des sources.

Les rectangles colorés en rouge ou en vert présentent les sources DC ; par contre les rectangles portant des formes ovales de couleurs noire ou rouge, présentent les interrupteurs. Pour les sources DC, la couleur verte indique que la tension de la source est supérieure au seuil choisi, par contre la couleur rouge indique que la tension est inférieure à la valeur du seuil. Pour les interrupteurs, la couleur noir signifie que l'interrupteur est à son état initial, par contre la couleur rouge indique qu'il a changé d'état.

En cas de défaut et comme seuil de tension, nous avons choisi la valeur de -8V pour que l'interrupteur déclenche et isole la source, et un seuil de +10V pour que le même interrupteur se réenclenche. Il faut noter que la différence entre seuils (-8V et +10V) a pour objectif d'éviter l'instabilité des interrupteurs durant l'égalité de la valeur de la tension avec la valeur du seuil.

Détails des expérimentations :

1. Etat initial (sans défaillance)

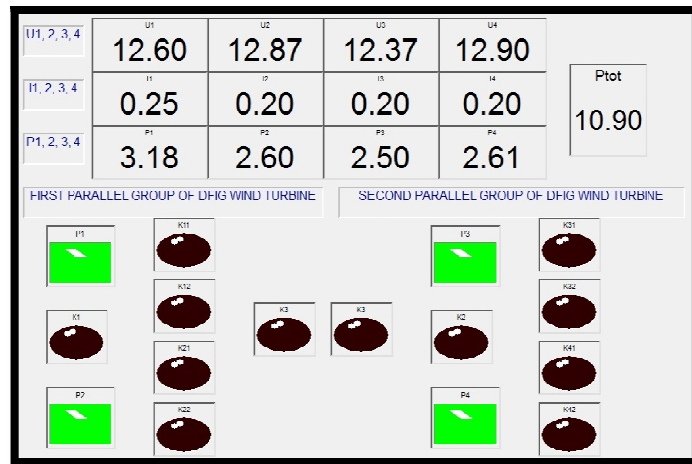


Figure4.6. Etat initial (sans défaillance)

Comme nous pouvons voir, les quatre rectangles sont vert, donc toutes les sources sont en marche, et les formes ovales sont noires, donc tous les interrupteurs sont à leurs états initiaux,

2. Cas d'un défaut d'une source

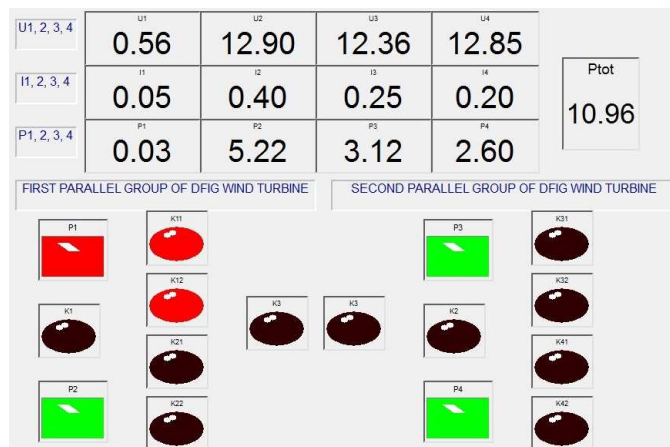


Figure4.6. Cas d'un défaut d'une source

Nous avons provoqué un défaut dans la source N1 ; on voit que la couleur de son rectangle est rouge, les formes ovales correspondantes qui indiquent les interrupteurs, prennent la couleur rouge aussi. La valeur de la puissance totale reste à sa valeur nominale. On note que si une source tombe en panne, ses interrupteurs la déconnectent.

3. Cas de défaillance de deux sources de différents groupes

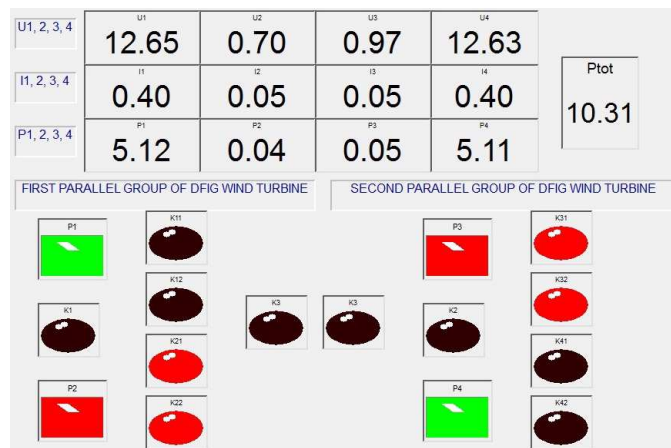


Figure4.7. Cas de défaillance de deux sources de différents groupes

Le défaut est dans les sources de différents groupes 2 et 3, les couleurs des sources et des interrupteurs sont rouges ; le reste est en marche. La valeur de la puissance totale reste à sa valeur nominale. Quand deux sources de différents groupes parallèles tombent en panne, leurs interrupteurs les déconnectent.

4. Cas de défaillance de deux sources de même groupe parallèle

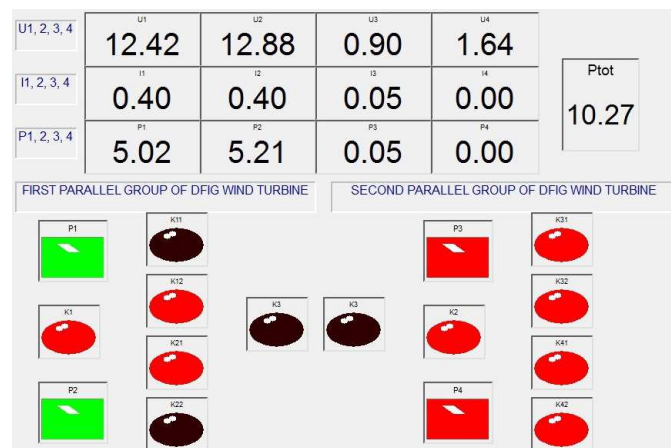


Figure4.8. Cas de défaillance de deux sources de même groupe parallèle

Deux sources du même groupe parallèle GP2 sont tombées en panne, dans ce cas ce groupe est déconnecté via ses interrupteurs K31, K32, K41 et K42. Le groupe GP1 reste en marche à travers les interrupteurs K11, K22, K1 et K2, qui l'on transformé en schéma série, pour qu'il garde la même tension de sortie.

5. Cas de défaillance de plus de deux sources



Figure4.9. Cas de défaillance de plus de deux sources

Trois sources tombent en panne, dans ce cas la valeur de la puissance totale tombe à 0. Quand plus de deux sources tombent en panne, tous les interrupteurs des deux groupes se déclenchent.

Etats des puissances et de la puissance totale générée

Pour analyser l'état de puissance totale, on provoque lors des expérimentations, des perturbations importantes dans les sources, afin de vérifier la robustesse de notre structure. Dans le tableau ci-dessous, on voit que malgré l'importance de l'écart en puissance ; la puissance totale générée reste très proche à la puissance demandée avec quelques erreurs de mesure qui restent acceptables.

Tableau4.2. Puissances des sources et puissance total pour différent cas de perturbation

	P_1	P_2	P_3	P_4	P_{tot}	P_d
1	3,18	2,6	2,5	2,61	10,9	10,3
2	0,03	5,22	3,12	2,6	10,96	10,3
3	5,14	0,04	2,49	2,56	10,23	10,3
4	3,18	2,6	0,06	5,19	11,03	10,3
5	3,17	2,59	4,96	0,08	10,8	10,3
6	0,02	5,19	0,06	4,54	9,82	10,3
7	5,12	0,04	5	0,09	10,25	10,3
8	0,03	5,22	5	0,09	10,34	10,3
9	5,12	0,04	0,05	5,11	10,31	10,3
10	0,04	0	5,14	5,05	10,23	10,3
11	5,02	5,21	0,05	0	10,27	10,3
12	0,05	0,04	0	0	0,09	10,3
13	0,05	0,04	0,05	0,08	0,22	10,3
14	0,64	0,04	0,05	0,08	0,81	10,3
15	0,05	0,43	0,05	0,56	0,22	10,3
16	0,04	0,14	0,82	0,06	0,01	10,3

Pour montrer les puissances délivrées par les différentes sources ainsi que leurs perturbations, nous avons tracé la figure ci-dessous.

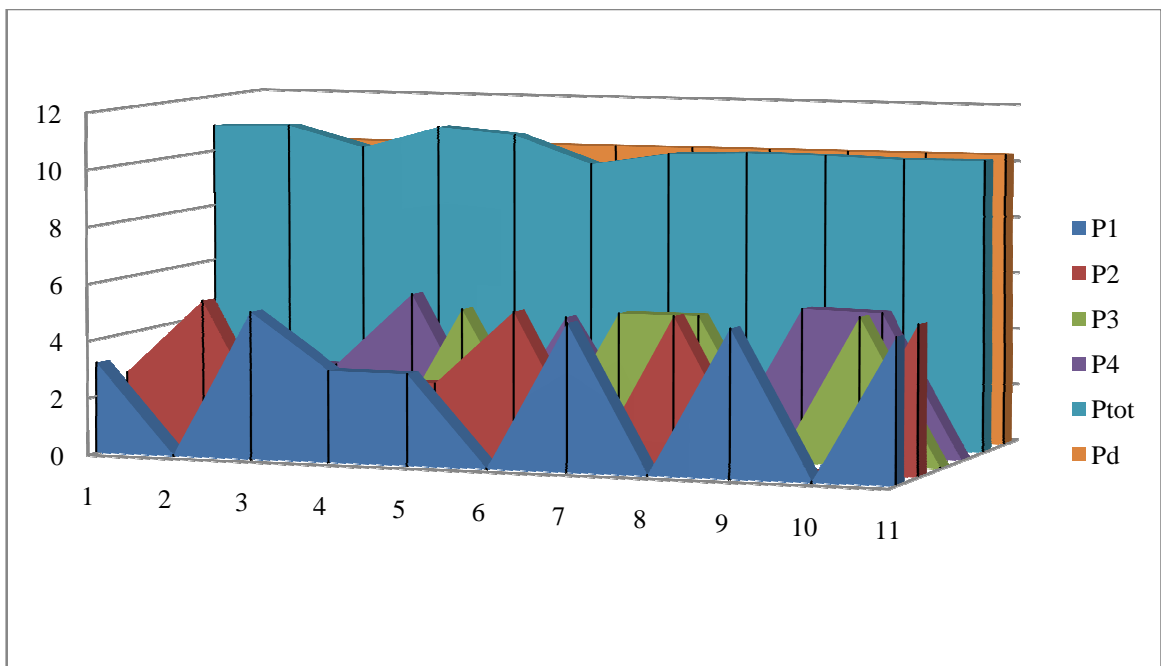


Figure4.10. Etats des puissances et de la puissance totale générée

Cette figure ci-dessus nous permet de comparer la puissance totale générée à la puissance totale demandée. Les cas de perturbation de plus de deux sources ne sont pas représentés sur la figure, sachant qu'elles tendent vers zéro.

Selon les essais effectués, on a remarqué que les tensions des sources restent stable quelque soit la perturbation des autres sources, et la tension totale reste aussi stable même quand les perturbations sont sur les mêmes sources du groupe parallèle au moment de la transformation du groupe du parallèle vers série.

4.4. Commande par logique floue

Une logique floue est développé pour contrôler la puissance et commander les interrupteurs, les entrées de commande sont les puissances et les sorties sont les commandes des interrupteurs.

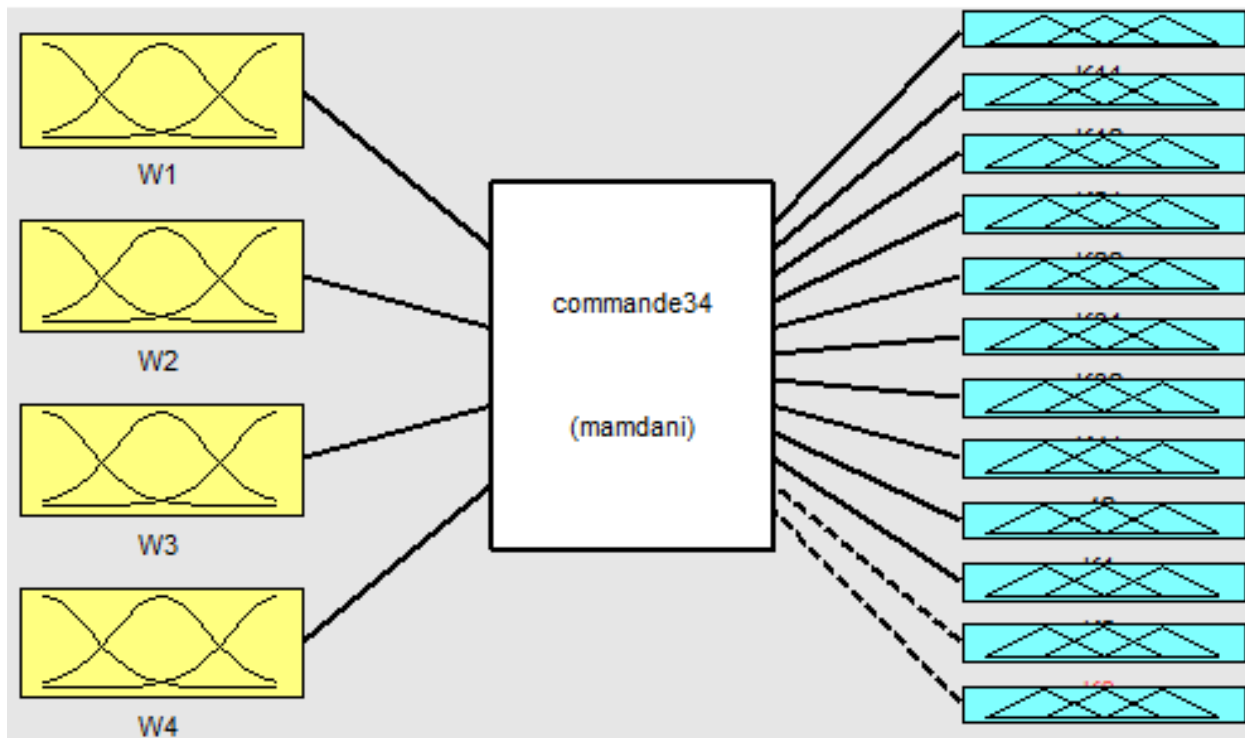


Figure4.11. Commande des interrupteurs par logique floue

La commande par la logique floue est instantanée pour tous les interrupteurs pour chaque cas de perturbation.

Conclusion

Cette partie est la plus importante parmi les travaux que nous avons effectués durant cette période de recherche. Nous avons pu réaliser tous les objectifs proposés. Donc nous avons

proposé une nouvelle structure de raccordement des éoliennes entre elles ; cette structure nous a permis de réduire le nombre d'onduleurs afin de minimiser le coût de l'investissement. Nous avons réalisé pratiquement le principe de fonctionnement des interrupteurs qui gèrent la fiabilité de notre structure.

Par ailleurs nous avons pu limiter les courants rotoriques qui nous ont permis de limiter les courants dans les convertisseurs, ce qui assure une capacité LFRT importante.

Nous avons pu maintenir la constance de notre puissance totale de la structure, et nous assurer la continuité de service.

Nous avons enfin pu utiliser la logique floue pour commander les interrupteurs dans notre structure.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Notre travail concerne essentiellement la modélisation du raccordement des éoliennes de type MADA, au réseau électrique de distribution et de transport, ainsi que la modélisation du raccordement de ces éoliennes entre elle. Dans un début, une présentation détaillée des problèmes liés à l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques à savoir : dispatching économique, capacité LFRT des éoliennes l'emplacement des éoliennes et enfin le nombre optimal d'éoliennes dans une ferme a été présentée. Ensuite des contributions précises touchant les problèmes suscités ont été proposées, en tenant compte des considérations non cités par la littérature, sachant que ces travaux de contribution ont été réalisés sur des réseaux standards IEEE.

Afin de se conformer aux nouvelles lois du réseau électrique, qui décrivent les conditions de raccordement des éoliennes au réseau, la capacité LFRT de l'éolienne MADA a été étudiée et examinée pour un réseau radial de transport, puis de distribution, suivie d'une modélisation d'un réseau radial double antenne, composé de sept jeux de barres et simulé par le PSAT, afin de vérifier la solidité des résultats. Ces derniers ont été consolidés par une étude d'un réseau typique IEEE-14 JB, où on a raccordé une éolienne aux deux parties du réseau, le transport puis distribution.

Afin d'évaluer la réponse de l'éolienne MADA par rapport au défaut et d'examiner sa capacité LFRT avec chaque raccordement de l'éolienne, les courbes de tension et de la puissance réactive ont été tracés. Les résultats obtenus ont montré que pour éviter le débranchement des éoliennes durant le défaut, les éoliennes MADA doivent être raccordées au réseau de distribution.

La contribution dans l'optimisation du dispatching économique lors de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution a été étudiée ; le choix de l'emplacement des éoliennes en fonction de leur contribution dans la minimisation du coût de dispatching économique a été proposé et discuté. Un algorithme génétique a été développé pour cet effet et deux méthodes classiques ont été développées pour la confirmation des résultats.

Par ailleurs, une approximation mathématique et un algorithme génétique Pareto ont été développées pour calculer le nombre optimal des éoliennes MADA dans une ferme, ce calcul a été fait d'une part en respectant la minimisation du coût d'investissement et la quantité d'énergie éolienne isolée en cas d'un défaut ; et d'autre part en tenant compte de la capacité LFRT.

Enfin, une nouvelle structure de raccordement des éoliennes entre elles a été proposée ; cette structure a permis de réduire le nombre d'onduleurs afin de minimiser le coût de l'investissement. Pour mettre en valeur nos résultats de simulation, une réalisation pratique a été montée, 16 possibilités ont été mise en œuvre, des résultats ont été présentés.

Par ailleurs une limitation des courants dans les convertisseurs a été obtenue par la limitation des courants rotoriques, ce qui a conduit à maintenir la constance de notre puissance totale de la structure, et nous assurer la continuité de service. Une commande par logique floue adéquate a été mise en œuvre pour ordonner les interrupteurs dans la structure.

Bibliographies

Bibliographies

- [1] D. R. Hill, "Mechanical engineering in the medieval near east," *Scientific American*, vol. 264, pp. 100-105, 1991.
- [2] A. D. Şahin, "Progress and recent trends in wind energy," *Progress in energy and combustion science*, vol. 30, pp. 501-543, 2004.
- [3] P. Gipe, *Wind energy comes of age* vol. 4: John Wiley & Sons, 1995.
- [4] F. Manzano-Agugliaro, A. Alcayde, F. Montoya, A. Zapata-Sierra, and C. Gil, "Scientific production of renewable energies worldwide: an overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 134-143, 2013.
- [5] Z. Glasnovic and J. Margeta, "Vision of total renewable electricity scenario," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1873-1884, 2011.
- [6] J. K. Kaldellis and D. Zafirakis, "The wind energy (r) evolution: A short review of a long history," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1887-1901, 2011.
- [7] L. Bird, M. Bolinger, T. Gagliano, R. Wiser, M. Brown, and B. Parsons, "Policies and market factors driving wind power development in the United States," *Energy Policy*, vol. 33, pp. 1397-1407, 2005.
- [8] S. Agrawal and K. Porate, "Economic Dispatch of Thermal Units with the Impact of Wind Power Plant," in *Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET), 2010 3rd International Conference on*, 2010, pp. 48-53.
- [9] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 603-611, 2008.
- [10] H. Jadhav, U. Sharma, J. Patel, and R. Roy, "Brain storm optimization algorithm based economic dispatch considering wind power," in *Power and Energy (PECon), 2012 IEEE International Conference on*, 2012, pp. 588-593.
- [11] S. Lianjun, Z. Ming, Y. Fan, and T. Kuo, "Economic Dispatch Model Considering Randomness and Environmental Benefits of Wind Power," in *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 3676-3679.
- [12] L. Yong and S. Tao, "Economic dispatch of power system incorporating wind power plant," in *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International*, 2007, pp. 159-162.
- [13] Z. Zhao and X. Tong, "Economic dispatch of wind integrated power systems with a conditional risk method," in *Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012), 9th IET International Conference on*, 2012, pp. 1-6.
- [14] E. Vittal, M. O'Malley, and A. Keane, "Impact of wind turbine control strategies on voltage performance," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, 2009, pp. 1-7.

- [15] P. Cuffe, P. Smith, and A. Keane, "Transmission system impact of wind energy harvesting networks," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 643-651, 2012.
- [16] J. Morren and S. W. de Haan, "Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 174-180, 2007.
- [17] G. Sansavini, R. Piccinelli, L. Golea, and E. Zio, "A stochastic framework for uncertainty analysis in electric power transmission systems with wind generation," *Renewable Energy*, vol. 64, pp. 71-81, 2014.
- [18] H. Ergun, D. Van Hertem, and R. Belmans, "Transmission system topology optimization for large-scale offshore wind integration," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 908-917, 2012.
- [19] A. Azadeh, A. Rahimi-Golkhandan, and M. Moghaddam, "Location optimization of wind power generation–transmission systems under uncertainty using hierarchical fuzzy DEA: A case study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 877-885, 2014.
- [20] M. R. Milligan and T. Factor, "Optimizing the geographic distribution of wind plants in Iowa for maximum economic benefit and reliability," *Wind Engineering*, vol. 24, pp. 271-290, 2000.
- [21] A. Mills, R. Wiser, and K. Porter, "The cost of transmission for wind energy in the United States: a review of transmission planning studies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 1-19, 2012.
- [22] G. Ault, K. Bell, and S. Galloway, "Calculation of economic transmission connection capacity for wind power generation," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, pp. 61-69, 2007.
- [23] N. Modi, T. K. Saha, and T. Anderson, "Damping performance of the large scale Queensland transmission network with significant wind penetration," *Applied Energy*, vol. 111, pp. 225-233, 2013.
- [24] E. D. Stoutenburg and M. Z. Jacobson, "Reducing offshore transmission requirements by combining offshore wind and wave farms," *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, vol. 36, pp. 552-561, 2011.
- [25] B. P. Hayes and S. Z. Djokic, "Modelling of wind generation at all scales for transmission system analysis," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, pp. 1144-1154, 2013.
- [26] G. Mokryani and P. Siano, "Combined Monte Carlo simulation and OPF for wind turbines integration into distribution networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 37-48, 2013.
- [27] G. Mokryani and P. Siano, "Evaluating the integration of wind power into distribution networks by using Monte Carlo simulation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 244-255, 2013.

- [28] G. Mokryani and P. Siano, "Optimal wind turbines placement within a distribution market environment," *Applied Soft Computing*, vol. 13, pp. 4038-4046, 2013.
- [29] K. D. Mistry and R. Roy, "Impact of demand response program in wind integrated distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 269-281, 2014.
- [30] D. Jakus, R. Goic, and J. Krstulovic, "The impact of wind power plants on slow voltage variations in distribution networks," *Electric power systems research*, vol. 81, pp. 589-598, 2011.
- [31] I. Zubia, J. Ostolaza, A. Susperregui, and J. Ugartemendia, "Multi-machine transient modelling of wind farms: An essential approach to the study of fault conditions in the distribution network," *Applied Energy*, vol. 89, pp. 421-429, 2012.
- [32] N. Roy, H. Pota, and M. Hossain, "Reactive power management of distribution networks with wind generation for improving voltage stability," *Renewable Energy*, vol. 58, pp. 85-94, 2013.
- [33] A. Khattara, A. Aboubou, M. Bahri, M. Becherif, M. Ayad, and O. Akhrif, "Line-fault ride-through (LFRT) capabilities of wind DFIG turbine," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013 Fourth International Conference on*, 2013, pp. 147-151.
- [34] A. Khattara, M. Bahri, A. Aboubou, M. Becherif, and M. Ayad, "Line-Fault Ride-Through (LFRT) Capabilities of DFIG Wind Turbine Connected to the Power System," *APCBEE Procedia*, vol. 7, pp. 189-194, 2013.
- [35] A. Khattara, M. Becherif, M. Ayad, M. Bahri, and A. Aboubou, "Optimal number of DFIG wind turbines in farm using Pareto genetic algorithm to minimize cost and turbines fault effect," in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, pp. 5300-5305.
- [36] S. Salman and B. Badrzadeh, "New Approach for modelling Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) for grid-connection studies," in *European wind energy conference an exhibition, London*, 2004.
- [37] L. Holdsworth, X. Wu, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, pp. 343-352, 2003.
- [38] H. L. H. Hansen A.D., "Wind turbine concepts," pp. 81-97, 2007.
- [39] M. G. Hansen A.D., Sørensen P., Lund T., Iov F, "Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults," pp. 51-68, 2007.
- [40] S. P. Hansen A.D., Iov F., Blaabjerg F, "Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators," pp. 935-951, 2006.
- [41] A. V, "Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power," ed: PhD thesis, 2003.

- [42] J. C. Hansen A.D., Sørensen P., Iov F., Blaabjerg F., "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT , Risø-R-1400(EN), ," ed, 2003.
- [43] G. M. Anca D. Hansen, "Voltage grid support of DFIG wind turbines during grid faults," ed: E-print Network.
- [44] H. S, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems," ed. Chichester UK: John Wiley&Sons, Ltd, 1998.
- [45] M. G. Hansen A.D., "Fault ride-through capability of DFIG wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. pp 1594-1610, 2007.
- [46] Akhmatov V., *Wind Engineering, Part II: Power System Stability* vol. 26, 2002.
- [47] A. V, *Wind Engineering, Part IV: Uninterrupted operation features at grid faults with converter control coordination* vol. 27, 2003.
- [48] P. Gipe, "Wind power," *Wind Engineering*, vol. 28, pp. 629-631, 2004.
- [49] H. Dass, *Advanced engineering mathematics*: S. Chand, 2008.
- [50] V. Vittal and A. R. Bergen, *Power systems analysis*: Prentice Hall, 1999.
- [51] M. Rahli, "Applied linear and nonlinear programming to economic dispatch," Ph. D. Thesis, Electrical Institute, USTO, Oran, Algeria, 1996.
- [52] S. Vazquez-Rodriguez and R. Duro, "A genetic based technique for the determination of power system topological observability," in *Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications, 2003. Proceedings of the Second IEEE International Workshop on*, 2003, pp. 48-52.
- [53] S. Brini, H. Hadj Abdallah, and A. Ouali, "Influence of wind power penetration on the economic dispatch," in *International Conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICCEEDT), Hammamet Tunisia, 2007*.
- [54] V. Miranda and P. S. Hang, "Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 2143-2145, 2005.
- [55] L. Wang and C. Singh, "Tradeoff between risk and cost in economic dispatch including wind power penetration using particle swarm optimization," in *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, 2006, pp. 1-7.
- [56] Z. Michalewicz, *Genetic algorithms+ data structures= evolution programs*: springer, 1996.
- [57] M. Pierrot. (Mardi 02 Mars 2010). *Coûts de réalisation d'un parc éolien*.
- [58] D. Fudenberg and J. Tirole, "Perfect Bayesian equilibrium and sequential equilibrium," *journal of Economic Theory*, vol. 53, pp. 236-260, 1991.
- [59] M. J. Osborne and A. Rubinstein, *A course in game theory*: MIT press, 1994.

- [60] P. Pardalos, A. Migdalas, and L. Pitsoulis, *Pareto optimality, game theory and equilibria* vol. 17: Springer, 2008.

Annexe

Annexe 1

Les paramètres des lignes du réseau IEEE 14-Bus

Bus du	bus à	G pu	1/X pu	y pu
1	2	51,5996	16,9005	54,3133
1	5	18,5082	4,4835	19,0552
2	3	21,2811	5,0513	21,8825
2	4	17,2087	5,6715	18,1299
2	5	17,5593	5,7511	18,4879
3	4	14,9231	5,8469	16,0324
4	5	74,9064	23,7473	78,5805
4	7	0	4,7819	4,7819
4	9	0	1,798	1,798
5	6	0	3,9679	3,9679
6	11	10,5285	5,0277	11,6674
6	12	8,136	3,9092	9,0264
6	13	15,1172	7,6764	16,9545
7	8	0	5,677	5,677
7	9	0	9,0901	9,0901
9	10	31,4367	11,8343	33,5904
9	14	7,8672	3,6985	8,6932
10	11	12,1877	5,2064	13,2532
12	13	4,5265	5,003	6,7468
13	14	5,8503	2,8734	6,5179

Annexe 2

Les paramètres des lignes du réseau IEEE 30-Bus

Bus from	bus to	G p.u	1/X p.u	y p.u
1	2	52,0833	17,3913	54,9102
1	3	22,1239	5,3996	22,7733
2	4	17,5439	5,7571	18,4643
3	4	75,7576	26,3852	80,2209
2	5	21,1864	5,0429	21,7783
2	6	17,2117	5,6721	18,1223
4	6	84,0336	24,1546	87,4362
5	7	21,7391	8,6207	23,3860
6	7	37,4532	12,1951	39,3886
6	8	83,3333	23,8095	86,6680
6	9	1/0,00	4,8077	4,8077
6	10	1/0,00	1,7986	1,7986
9	11	1/0,00	4,8077	4,8077
9	10	1/0,00	9,0909	9,0909
4	12	1/0,00	3,9063	3,9063
12	13	1/0,00	7,1429	7,1429
12	14	8,1235	3,9078	9,0145
12	15	15,1057	7,6687	16,9409
12	16	10,5820	5,0327	11,7178
14	15	4,5249	5,0075	6,7491
16	17	12,1359	5,2002	13,2031
15	18	9,3197	4,5767	10,3828
18	19	15,6495	7,7399	17,4589
19	20	29,4118	14,7059	32,8834
10	20	10,6838	4,7847	11,7062
10	17	30,8642	11,8343	33,0553
10	21	28,7356	13,3511	31,6858
10	22	13,7552	6,6711	15,2875
21	22	86,2069	42,3729	96,0577
15	23	10,0000	4,9505	11,1583
22	24	8,6957	5,5866	10,3356
23	24	7,5758	3,7037	8,4326
24	25	5,3050	3,0377	6,1132
25	26	3,9308	2,6316	4,7304
25	27	9,1491	4,7916	10,3279
28	27	1/0,00	2,5253	2,5253
27	29	4,5496	2,4079	5,1475
27	30	3,1230	1,6592	3,5364
29	30	4,1684	2,2060	4,7162
8	28	15,7233	5,0000	16,4991
6	28	59,1716	16,6945	61,4816