

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



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie Electrique
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

CHAIB HABIB

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT en SCIENCES

Filière Electrotechnique

Spécialité : Commande Electrique

Intitulé de la thèse :

***Contribution à l'intégration d'une interface FACTS pour
une ferme éolienne basée sur des machines synchrones
à aimant permanent***

Présenté devant le jury composé de :

Président :	M. TILMATINE Amar	Prof.	UDL SBA
Directeur de thèse :	M. ALLAOUI Tayeb	Prof	Université de Tiaret
Co-directeur de thèse :	M. BRAHAMI Mostéfa	Prof.	UDL SBA
Examineurs :	M. GHERBI Fatima Zohra	Prof.	UDL SBA
	M. SMAILI Attallah	Prof.	Université de Tiaret
	Mme. LAKDJA Fatiha	MCA	Université de Saida

Soutenu en 2018

Remerciements

J'adresse ma sincère gratitude à Allah car chaque fois que je suis confronté à des difficultés, je le prie de m'aider.

Je remercie vivement mes Professeurs et les Directeurs de thèse en l'occurrence Messieurs Tayeb ALLAOUI, Professeur à l'Université Ibn Khaldoun, Tiaret, ainsi que BRAHAMI Mostéfa, Professeur à l'Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès pour leurs appuis scientifiques et pour leurs disponibilités durant ces années de thèse. Travailler en collaboration est un grand plaisir. Je tiens à les remercier chaleureusement de l'aide précieuse et des conseils éclairés qu'ils m'ont apportés tout au long de ce travail.

Je remercie sincèrement Monsieur TILMATINE Amar, Professeur à l'Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès pour le grand honneur d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Mes vifs remerciements vont également à Madame GHERBI Fatima Zohra, Professeur à l'Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès, à Monsieur SMAILI Attallah, Professeur à l'Université Ibn Khaldoun, Tiaret et à Madame LAKDJA Fatiha, Maître de Conférence à l'Université de Saida d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail et être membres du jury de soutenance.

Enfin, je remercie toutes celles et tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué à l'élaboration de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous

Ceux que j'aime particulièrement :

A mes très chers parents qui m'ont mis sur le bon chemin, dont le sacrifice, la tendresse, l'amour,

la patience, le soutien, l'aide et les encouragements sont l'essence de ma réussite. Sans eux, je ne

serais pas ce que je suis aujourd'hui.

A mes chers frères et sœurs

A ma femme,

A mes chers petits « Zakarya » et « Hamza »,

Et à tous mes amis.

Nomenclature

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
GTO	Gate Turn off
IGBT	Insulated Gate Bi polar Transistor
STATCOM	Static Synchronous Compensator
ASVC	Advanced Static Var Compensator.
MADA	Machine Asynchrone Double Alimentation
MAS	Machines Asynchrone
GSAP	Générateur Synchrone à Aimant Permanent
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
SVC	Static Var Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
HVDC	High Voltage Direct Current
CCHT	Courant Continu en Haute Tension
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
PI	Régulateur proportionnel et intégral
NPC	Neutral Point Clamped
AVR	Automatic Voltage Regulator
NGC	National Grid Company
VSC	Voltage Source Converter
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
PLL	Phase Locked Loop
FLC	Fuzzy Logic Controller
SMIB	Single Machine Infinite Bus
CCT	Critical fault Clearing Time

Nomenclature

PSS	Power System Stabilizer
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PCC	Point de Couplage Commun
THD	Total Harmonic Distortion
LQR	Linear Quadratic Regulator
BTB	Back to Back
LMI	Linear Matrix Inequalities
PSDC	Power Swing Damping Control

TABLE

DES MATIERES

Introduction générale	1
Chapitre I : Technologie des éoliennes et Systèmes flexibles de transport à courant alternatif	
I.1 Introduction.....	6
I.2 Architecture des réseaux électriques.....	6
I.2.1 Insertion des productions décentralisées au réseau de distribution.....	7
I.3 L'énergie éolienne.....	8
I.3.1 Historique de l'énergie éolienne.....	8
I.3.2 Principe de fonctionnement.....	9
I.3.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	10
I.3.3 Concepts de la turbine éolienne et types de générateurs.....	10
I.3.3.1 Aérogénérateur.....	10
I.3.3.2 Aérogénérateurs à axe vertical.....	12
I.3.3.3 Aérogénérateurs à axe horizontal.....	13
I.3.3.3.1 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal.....	14
I.3.3.4 Les éoliennes à vitesse fixe.....	17
I.3.3.5 Eoliennes à vitesse variable.....	19
I.3.3.6 Eoliennes à vitesse variable commandées par le rotor.....	22
I.4 Sécurité des réseaux de transport.....	24
I.4.1 Sécurité statique.....	24
I.4.2 Sécurité dynamique.....	24
I.4.3 Remèdes.....	25
I.5 Généralités sur les FACTS.....	25
I.5.1 Types de FACTS.....	26
I.5.1.1 FACTS série.....	26
I.5.1.1.1 TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).....	27
I.5.1.1.2 SSSC (Static Synchronous Series Compensator).....	27
I.5.1.2 FACTS de type parallèle.....	28
I.5.1.2.1 SVC (Static Var Compensator).....	28
I.5.1.2.2 STATCOM (Static Synchronous Compensator).....	30
I.5.1.2.3 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).....	31
I.5.1.3 FACTS Combiné série- série.....	31
I.5.1.3.1 IPFC (Interline Power Flow Controller).....	31
I.5.1.4 FACTS Combiné série-shunt.....	32
I.5.1.4 UPFC (Unified Power Flow Controller).....	32
I.5.1.5 HVDC (<i>High Voltage Direct Current</i>).....	32
I.5.2 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques.....	33
I.6 Conclusion.....	34

Chapitre II : Modélisation et commande d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne

II.1 Introduction	35
II.2 Modélisation de la turbine éolienne	36
II-3 Modèle du multiplicateur	40
II-4 Schéma bloc de la turbine	40
II-5 Stratégies de commande de la turbine éolienne	41
II-5-1 Caractéristique puissance vitesse d'éoliennes de grande puissance.....	41
II-5-2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance	42
II-5-2-1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne	43
II-5-2-1-1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	44
II-5-2-1-2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	45
II-6 Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent.....	47
II-6-1 Différentes structures du rotor	47
II-6-2 Hypothèses simplificatrices	48
II-6-3 Equations électriques d'une machine synchrone à aimants permanent.....	48
II-6-4 Modèle équivalent d'une machine synchrone triphasée dans le repère dq.....	49
II-7 Modélisation de l'onduleur de tension.....	52
II-7 Modèle du réseau électrique	53
II.8 Stratégies de contrôle du système de production d'énergie éolienne	54
II.8.1 Contrôle de vitesse de la génératrice	54
II.8.2 Contrôle des puissances actives et réactive injectées dans le réseau	55
II.9 Résultats de Simulation	56
II.9.1 Contrôle pitch des pales de la turbine éolienne	60
II.9.1.1 Simulation et interprétation des résultats.....	61
II.10 Conclusion	63

Chapitre III : Modélisation et réglage classique du STATCOM

III.1 Introduction.....	65
III.2 Compensation d'énergie réactive	65
III.3 Choix du STATCOM.....	66
III.3.1 Configuration et principe de fonctionnement du STATCOM.....	67
III.3.3 Modélisation du compensateur statique d'énergie réactive <i>STATCOM</i>	70
III.4 Commande de l'onduleur.....	75
III.4.1 Commande par hystérésis.....	75
III.4.2 Commande par MLI.....	75
III.5 Réglage par un PI.....	77
III.6 Résultats des simulations	82

III.7 Structure d'un <i>STATCOM</i> à base d'un onduleur trois niveaux de type <i>NPC</i> connecté au réseau électrique	86
III.8 Modélisation du <i>STATCOM</i> à base d'un onduleur trois niveaux de type <i>NPC</i>	89
III.9 Résultats de simulation pour l'onduleur trois niveaux commandé par la Modulation sinusoïdale à triangles multiples	91
III.10 Variation de la résistance et l'inductance du filtre de connexion	93
III.11 Conclusion	95

Chapitre IV : Commande robuste et intelligente du *STATCOM*

IV.1 Introduction.....	96
IV.2 Synthèse d'un régulateur à retour d'état	96
IV.3 Commande optimale linéaire quadratique.....	104
IV.4 Retour d'état par l'approche <i>LMI</i>	107
IV.4.1 Synthèse du correcteur d'état par un algorithme <i>LMI</i>	109
IV.5 Réglage du <i>STATCOM</i> par la logique floue (<i>FLC</i>)	111
IV.5.1 Structure d'une commande à logique floue.....	113
IV.5.1.1 Base de connaissance	113
IV.5.1.2 Interface de fuzzification	114
IV.5.1.3 Logique de prise de décision (Bloc d'inférence).....	114
IV.5.1.4 Interface de défuzzification.....	115
IV.5.2 Application de la logique floue pour le réglage des courants du <i>STATCOM</i>	116
IV.6 Résultats de Simulation.....	118
IV.6.1 Suivi de référence	118
IV.6.2 Test de robustesse vis-à-vis des variations paramétriques.....	121
IV. 7 Conclusion	124

Chapitre V : Application du *STATCOM* sur le réseau de test avec une ferme éolienne

V.1 Introduction.....	126
V.2 Amélioration de la stabilité transitoire du réseau électrique	126
V.2.1 Commande auxiliaire	126
V.2.2 Validation de la commande auxiliaire du <i>STATCOM</i>	127
V.2.3 L'approche proposée	128
V.2.4 Conception de la commande floue adaptative	129
V.2.5 Résultats de simulation et discussions.....	132
V.2.5.1 Résultats de simulation sans <i>STATCOM</i>	133
V.2.5.2 Résultats de simulation avec <i>STATCOM</i>	134
V.2.5.3 Résultats de simulation avec <i>STATCOM</i> et <i>PSS</i> flou adaptatif	136
V.3 Fermes éoliennes.....	138
V.4 Configuration du système étudié.....	141
V.4.1 Résultats de simulations	141

Table des matières

V.4.1.1 Réseau sain alimenté par la ferme éolienne.....	141
V.4.1.2 Avec défaut triphasé et en absence de STATCOM	145
V.5 Conclusion	150
Conclusion générale	151

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Le marché de l'énergie a connu ces dernières années de grands changements. La déréglementation et de nouvelles contraintes économiques ont entraîné une forte croissance des échanges d'énergie entre les différentes entreprises productrices d'énergie. A ceci, il faut ajouter la demande croissante d'énergie électrique due notamment aux pays en voie d'industrialisation [1,2].

Jusqu'à récemment, la plupart des équipements électriques pouvaient fonctionner de façon satisfaisante pendant les écarts prévus par rapport à la tension nominale et à la fréquence fournies par le service public. Dans les installations industrielles modernes, de nombreux dispositifs électriques et électroniques ont été incorporés par des processus automatisés qui sont plus sensibles aux variations de la qualité de l'énergie que les équipements utilisés dans le passé [3].

Le terme 'qualité de l'énergie' est devenu l'un des mots les plus prolifiques dans l'industrie de l'énergie depuis la fin des années 1980 [3]. Elle peut être définie comme la mesure dans laquelle l'utilisation et la fourniture de l'énergie électrique affectent les performances des équipements électriques. Un problème de qualité de l'alimentation est défini comme tout problème d'alimentation se manifestant par des écarts de tension, de courant ou de fréquence qui entraînent une panne de courant ou une dislocation du client ou de l'équipement du point de vue des clients. Les problèmes incluent principalement l'affaissement de la tension, le creux de tension, le gonflement de la tension, le scintillement, les harmoniques et l'interruption de l'alimentation. Ces problèmes de qualité de l'alimentation peuvent provoquer des opérations anormales des installations ou même des dispositifs de protection contre les déclenchements. Par conséquent, le maintien et l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique sont devenus un scénario important aujourd'hui [4]. C'est une raison très intéressante pour la qualité de l'énergie, qui est la valeur économique, de sorte qu'il y a des impacts économiques sur les services publics, leurs clients, les fournisseurs et les équipements de charge. Récemment, l'accent a été mis sur la revitalisation de l'industrie avec plus d'automatisation et un équipement plus moderne. Cela signifie généralement des équipements à consommation réduite, éco-énergétiques et souvent beaucoup plus sensibles aux variations de la tension d'alimentation, en plus des perturbations électriques et des pertes financières résultantes associées à ces

perturbations [3,4,5]. Par conséquent, la qualité de l'énergie est devenue un besoin très urgent à l'époque moderne.

Nous avons toujours dans la pratique essayé de réduire la puissance réactive pour améliorer l'efficacité du système. Les systèmes alternatifs fournissent ou consomment deux types de puissance: la puissance active et la puissance réactive. La puissance active accomplit un travail utile tandis que la puissance réactive prend en charge la tension qui doit être contrôlée pour la fiabilité du système. La puissance réactive a un effet profond sur la sécurité des systèmes d'alimentation car elle affecte les tensions dans tout le système [6]. Le contrôle de la tension dans un système électrique est important pour le bon fonctionnement des équipements électriques afin d'éviter les dommages tels que la surchauffe des générateurs et des moteurs, de réduire les pertes de transmission et de maintenir la capacité du système à résister à l'effondrement.

La diminution de la puissance réactive entraînant une chute de la tension tout en l'augmentant, provoquant une augmentation de la tension. Un effondrement de la tension peut se produire lorsque le système essaie de supporter une charge beaucoup plus importante que celle que la tension peut supporter [6]. Sur un système d'alimentation en courant alternatif, la tension est contrôlée en gérant la production et l'absorption de la puissance réactive. Il y a trois raisons pour lesquelles il est nécessaire de gérer la puissance réactive et la tension de commande. Premièrement, l'équipement du client et celui du système d'alimentation sont conçus pour fonctionner dans une gamme de tensions, généralement à $\pm 5\%$ de la tension nominale. Aux basses tensions, de nombreux types d'équipements fonctionnent mal, les ampoules fournissent moins d'éclairage, les moteurs à induction peuvent surchauffer et être endommagés, et certains équipements électroniques ne fonctionneront pas. Des tensions élevées peuvent endommager l'équipement et raccourcir sa durée de vie. Deuxièmement, la puissance réactive consomme des ressources de transmission et de production. Pour maximiser la quantité de puissance active qui peut être transférée à travers une interface de transmission encombrée, les flux de puissance réactive doivent être minimisés. De même, la production d'énergie réactive peut limiter la capacité de puissance active d'un générateur. Troisièmement, la puissance réactive en mouvement sur le système de transmission entraîne de réelles pertes de puissance. La capacité et l'énergie doivent être fournies pour remplacer ces pertes [4 ,6].

Le contrôle de tension est compliqué par deux facteurs supplémentaires. Premièrement, le système de transmission lui-même est un consommateur non linéaire de puissance réactive, en fonction de la charge du système. En cas de charge très légère, le système génère une puissance réactive qui doit être absorbée, tandis que pour une charge importante, le système

consomme une grande quantité de puissance réactive qui doit être remplacée. Les besoins en puissance réactive du système dépendent également de la configuration de génération et de transmission.

Par conséquent, les exigences réactives du système varient dans le temps à mesure que les niveaux de charge et les modèles de charge et de génération changent. Le système d'alimentation en vrac est composé de nombreuses pièces d'équipement, dont chacune peut tomber en panne à tout moment. Par conséquent, le système est conçu pour résister à la perte d'un seul équipement et pour continuer à fonctionner sans affecter les clients. Autrement dit, le système est conçu pour résister à une seule éventualité. La perte d'un générateur ou d'une ligne de transmission majeure peut avoir pour effet cumulatif de réduire l'alimentation réactive et, en même temps, de reconfigurer les flux de sorte que le système consomme de la puissance réactive supplémentaire. Au moins une partie de l'alimentation réactive doit être capable de répondre rapidement aux demandes de puissance réactive changeante et de maintenir des tensions acceptables dans tout le système. Ainsi, tout comme un système électrique nécessite des réserves de puissance actives pour répondre à des contingences, il doit aussi maintenir des réserves de puissance réactive [6].

Les charges peuvent également être à la fois actives et réactives. La partie réactive de la charge pourrait être desservie par le système de transmission. Les charges réactives entraînent plus de pertes de tension et de pertes réactives dans le système de transmission que les charges réelles de taille similaire (MVA) [7].

Le fonctionnement du système a trois objectifs lors de la gestion de la puissance réactive et des tensions. Il doit maintenir des tensions adéquates dans l'ensemble du réseau de transport et de distribution pour les conditions actuelles et les situations d'urgence. Il cherche à minimiser la congestion des flux de puissance réels. Finalement, il cherche à minimiser les pertes de puissance actives [7, 8,9].

Il est nécessaire pour la puissance réactive de la produire près de l'endroit où elle est nécessaire.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux tels que les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs à décalage d'angle, les condensateurs et inductances additionnelles, etc... s'avèrent parfois trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau. Pour remédier à cela, un contrôle rapide des réseaux électriques fait appel aux ressources offertes par l'électronique de puissance et la microélectronique de commande. Parmi ces ressources les dispositifs FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) sont de plus en plus utilisés. Certains d'entre eux ont démontré leur

fiabilité, d'autres sont en cours d'essai et d'étude de faisabilité. Leur utilisation pourrait s'accroître dans l'avenir, surtout dans la mesure où il serait fait usage de convertisseurs à éléments entièrement commutables (GTO, IGBT) à modulation de largeur d'impulsions (MLI) permettant de réaliser des caractéristiques de réglage variées. Ces convertisseurs permettent de réaliser de véritables génératrices statiques à courant alternatif capables de fournir ou d'absorber des puissances active et réactive avec une tension contrôlable. Ces dispositifs, selon leur connexion aux réseaux électriques, peuvent être de type série (Static Synchronous Series Compensator, Thyristor Controlled Series Capacitor,...), de type parallèle (Static Synchronous Compensator, Static Var Compensator, Superconducting Magnetic Energy Storage,...), de type hybride (Unified Power Flow Controller, Interline Power Flow Controller,...) [1, 2, 3, 4].

L'énergie éolienne renouvelable connaît une rapide croissance dans le monde au point de devenir une source importante d'électricité qui remplace les combustibles fossiles polluants et épuisants. Cependant, le vent étant une ressource incontrôlable, l'intégration de parcs éoliens au réseau électrique met en question sa stabilité transitoire et dynamique. Pour leur raccordement au réseau, les éoliennes utilisent de plus en plus des FACTS pour l'amélioration de la stabilité du réseau en compensant l'énergie réactive, d'une part, et contrôler le flux des puissances d'autre part.

Nous nous intéressons, quant à nous, dans ce travail, à un type de FACTS appelé STATCOM (Static Synchronous Compensator) et à son action sur un réseau électrique monomachine pour la compensation de la puissance réactive et l'amélioration de stabilité transitoire. L'amélioration de la qualité de l'énergie lors du raccordement d'une ferme éolienne par ce type de FACTS est aussi étudiée. Les performances d'un tel dispositif sont étudiées en utilisant le réglage classique PID et le réglage avancé par la logique floue, retour d'état, la régulation linéaire quadratique (Linear Quadratic Regulation - LQR). et les inégalités linéaires de matrices (Linear Matrix Inequalities - LMI). L'outil de simulation utilisé est MATLAB/SIMULINK.

Nous avons structuré ce travail en cinq chapitres.

Dans le **premier** chapitre, Nous décrivons dans la première partie divers concepts d'éoliens et différents générateurs éoliens. Pour leurs raccordement au réseau électrique, différents types de stabilités sont présentés. Dans la deuxième partie, nous introduisons quelques dispositifs FACTS et citons le rôle important qu'ils jouent dans l'exploitation et la gestion des réseaux électriques, en donnant pour chacun d'entre eux sa configuration, son principe de

fonctionnement et ses applications. Le dispositif STATCOM qui sera étudié avec plus de détail dans le troisième chapitre est évoqué sommairement.

Dans le **deuxième** chapitre, on modélise chaque élément de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GSAP. Les résultats de simulations obtenus permettent d'évaluer la commande MPPT et la commande par orientation des pales 'pitch control'.

Dans le **troisième** chapitre, on modélise le STATCOM puis, on examine la commande par PID du dispositif à deux et à trois niveaux de type NPC. L'analyse spectrale des harmoniques sont aussi étudiées.

Dans le **quatrième** chapitre, on examine les stratégies de commande de type avancé telle que la commande par retour d'état, LQR, approche LMI et la logique floue et ce pour améliorer les performances de réglage du STATCOM. La robustesse de la commande y est également étudiée.

Dans le **cinquième** chapitre, nous examinons la contribution du STATCOM dans le réglage de la tension au point de connexion et à l'amélioration de la stabilité transitoire du réseau perturbé par un défaut triphasé. Dans la deuxième partie, nous examinons le raccordement d'une ferme éolienne dans un réseau monomachine en absence et présence du STATCOM. Les performances d'un tel dispositif sont évaluées par analyse de la stabilité du réseau.

CHAPITRE I

I.1 Introduction

La pénétration de l'énergie éolienne a considérablement augmenté au cours des dernières années ; par conséquent, il est devenu nécessaire de résoudre les problèmes associés à la stabilité du système d'alimentation.

Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) peuvent être une solution à ces problèmes. Ils sont capables de fournir des compensations de puissance actives et réactives rapides aux systèmes d'alimentation, et peuvent donc être utilisés pour fournir un support de tension et un contrôle de flux de puissance, une meilleure stabilité transitoire et améliorer l'amortissement des oscillations de puissance.

Dans ce chapitre, divers concepts d'éoliens et différents générateurs éoliens ont été discutés. Trois types de systèmes de générateurs typiques utilisés dans les parcs éoliens à grande échelle sont discutés. Par la suite, nous donnerons un aperçu général sur les dispositifs FACTS.

I.2 Architecture des réseaux électriques

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs.

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs. [10]
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale. [11].
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité [12].

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (de 150kV à 800 kV) pour être transporté sur de grandes distances avec un

minimum de pertes. Elle descend ensuite sur les réseaux de répartition (de 30 kV à 150 kV), puis de distribution (**MT**: 3 kV à 33 kV) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension (**BT** : 110V à 600V)[10,11].

I.2.1 Insertion des productions décentralisées au réseau de distribution

Les productions décentralisées se développent dans tous les pays et ses différentes technologies seront brièvement présentées ci-dessous [11, 13,14] :

- **l'énergie fossile** (gaz, charbon, pétroles) est utilisée comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les microturbines à combustion (de 30 à 250kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW).
- **l'énergie d'hydrogène** est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. C'est le principe de piles à combustible. La puissance actuelle des piles à combustible est dans la plage de 1kW à 1MW et elles sont encore améliorées et développées.

Les sources d'énergie renouvelables sont [11, 13,14] :

- **Eolien** : ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliennes : éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.
- **Photovoltaïque** : les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage.

- **Géothermique** : les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones les plus favorables. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50 MW.
- **Biomasse et déchets** : certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.
- **Petites centrale hydrauliques** : leur principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits fils d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.

I.3 L'énergie éolienne

I.3.1 Historique de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie du vent. C'est une énergie plus respectueuse de l'environnement que les énergies classiques telles que les combustibles fossiles ou l'énergie nucléaire, car elle cause moins de pollution. Quoique le vent soit une source d'énergie gratuite, sa puissance varie considérablement en fonction du lieu et du moment, selon le climat et les saisons. Le vent ne peut assurer un apport énergétique régulier et il est difficile à contrôler. Toutefois, il est possible de prévoir la vitesse moyenne du vent, sa direction et son intensité dans certains lieux.

Les humains utilisent le vent depuis des milliers d'années. À l'Antiquité, ils l'utilisaient en tant que source d'énergie mécanique pour les bateaux à voiles vers le VII^e siècle [15].

La première machine à avoir utilisé le vent en tant que source d'énergie fut le moulin à vent. Le moulin à vent fut inventé au VII^e siècle en Iran et en Afghanistan. De là, il s'est développé au Moyen-Orient, en Inde et a fini par être utilisé en Chine [16].

Les premiers moulins servirent à moudre le grain pour obtenir de la farine. Ils furent aussi utilisés pour pomper l'eau des rivières afin d'irriguer les terres. Le moulin à vent est apparu en Europe au XII^e siècle. Un nouveau type de moulin à axe horizontal en forme de tour fut inventé : la structure tournait autour d'un pivot à la base et les pales étaient face au vent. Par la suite, une tour fixe fut adoptée ; seule la partie supérieure, à laquelle étaient fixées les pales, tournait sous l'effet du vent. Au XVIII^e siècle, un gouvernail a été inventé pour que la partie

supérieure du moulin tourne automatiquement et s'arrête lorsque les pales font face au vent [15,16].

Le vent est le mouvement de l'air. Il est causé par les différences de pression entre deux lieux et le réchauffement inégal de la surface de la Terre par le Soleil. L'air au-dessus des surfaces chaudes se réchauffe et monte, créant ainsi une zone de basse pression. L'air des zones de haute pression environnantes se déplace vers la zone de basse pression et produit alors du vent.

La vitesse du vent est normalement plus grande durant les mois d'hiver. Des variations quotidiennes de la vitesse du vent ont souvent lieu près de la mer et des grands lacs. En milieu de matinée, le soleil réchauffe la terre plus vite que l'eau, et le vent souffle vers la terre. En début de soirée, la terre refroidit plus vite que l'eau, et le vent souffle depuis la terre. Les vents varient en fonction de l'altitude et aussi du relief, par exemple, les collines. Le vent près du sol est ralenti par le frottement avec la surface du sol. Les vents sont donc plus forts à mesure qu'on s'éloigne du sol. Lorsqu'il y a des collines, le vent près du sol accélère pour gravir la colline, puis ralentit de l'autre côté de la colline. C'est pourquoi les éoliennes sont souvent placées près du sommet d'une colline ou sur la crête [17].

La vitesse du vent est mesurée par un instrument appelé anémomètre qui tourne d'autant plus vite que le vent est fort et qui est muni d'une girouette indiquant la direction du vent comme le montre la figure I.1.



Figure I.1 : Anémomètre avec girouette [17]

I.3.2 Principe de fonctionnement

L'énergie éolienne est une solution performante et écologique en phase avec les orientations de la politique énergétique moderne. Elle génère une production d'électricité décentralisée, renouvelable et non délocalisable qui utilise une ressource gratuite et inépuisable : le vent.

- Le vent fait tourner les pales
- L'énergie mécanique est transformée en énergie électrique
- L'électricité produite est envoyée sur le réseau
- et distribuée aux utilisateurs

I.3.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

Nous citons ci-dessous quelques avantages de l'énergie éolienne [18] :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles.
- L'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO₂.
- L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire.

Les éoliennes présentent néanmoins des inconvénients :

- Il faut trouver le moyen de stocker de l'électricité pour les jours sans vent,
- Le bruit causé par la rotation des pales peut être assourdissant,
- Les signaux de télévision rebondissent sur les pales qui peuvent diminuer la diffusion,
- Les pales des éoliennes doivent pouvoir s'adapter à la vitesse du vent, sinon les vents violents les endommageraient,
- Des oiseaux risquent d'être tués dans les parcs éoliens où il y a plusieurs éoliennes,
- L'esthétique de la région environnante est touchée.

I.3.3 Concepts de la turbine éolienne et types de générateurs

I.3.3.1 Aérogénérateur

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission, puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [19].

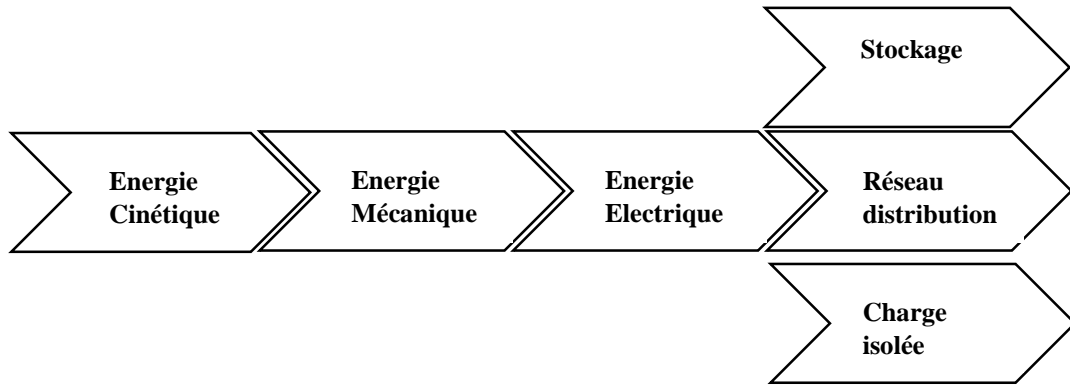


Figure I.2 : Transformation énergétique [19]

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories [19] :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW ;
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW ;
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW ;

Avant le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes au réseau, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes donc plus grandes, ce qui est présenté sur la figure I.3.

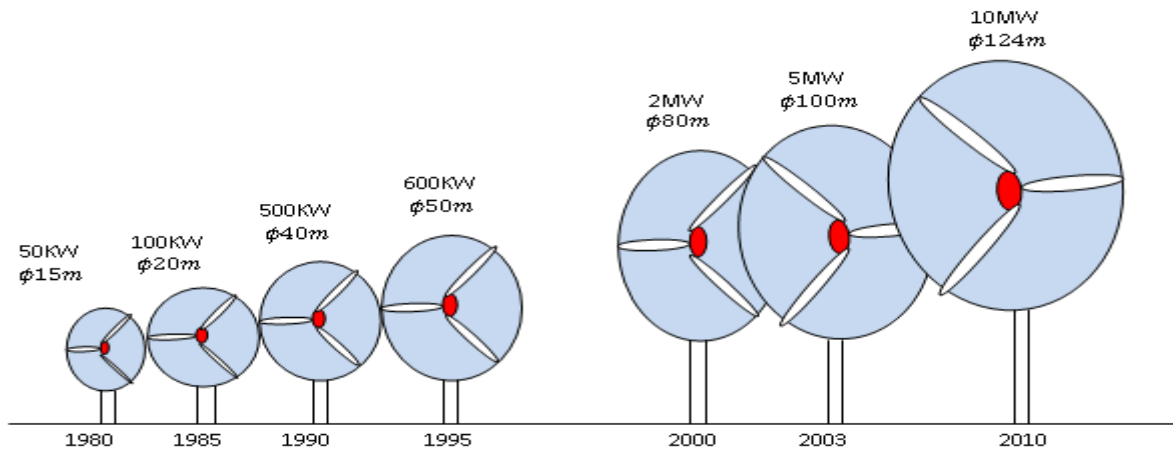


Figure I.3 : Correspondance taille-puissance des éoliennes [19]

Pour utiliser le maximum de la force du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface où le vent est maximum. Pour cela, les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets du sol qui freinent le vent.

Les éoliennes peuvent être classées selon l'axe de rotation : axe vertical et axe horizontal.

I.3.3.2 Aérogénérateurs à axe vertical

La seule machine à axe vertical qui a eu du succès est le rotor Darrieus; nommé d'après son inventeur, l'ingénieur français G.M. Darrieus, qui a d'abord développé les turbines dans les années 1920, qui est fabriquée aux États-Unis [20] comme le montre la figure **I.4.a**

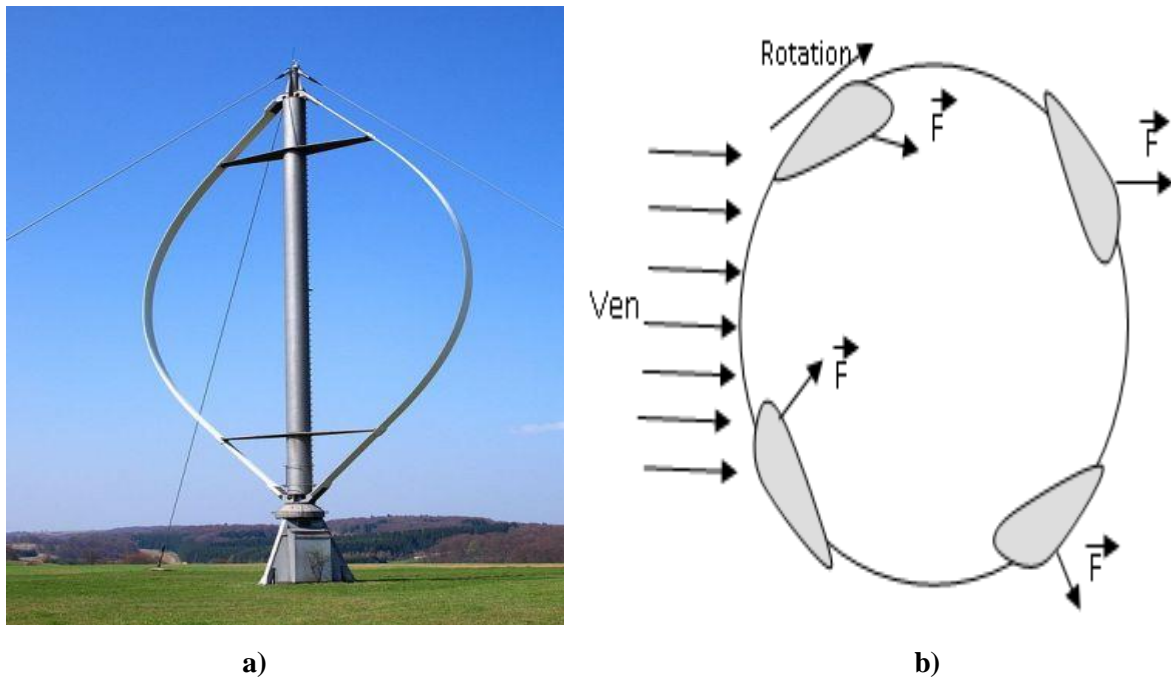


Figure I.4 : Schéma du rotor de Darrieus [21]

Le rotor de Darrieus est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensité et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif (figure **I.4.b**).

Un autre type d'éolienne à axe vertical est l'éolienne de Savonius. Ce rotor a été inventé par le Finlandais Sigurd Savonius en 1925. Il comporte essentiellement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre comme le montre la figure (figure **I.5.a**). C'est une sorte d'éolienne fabriquée à partir de matériaux peu coûteux tels qu'un baril d'essence coupé verticalement en deux et quelques pièces de bois pour former la structure. Les deux moitiés du baril sont glissées dans une tige qui sert d'axe de rotation. Quelle que soit sa direction, le vent s'engouffre dans la moitié creuse du baril et la fait tourner. Une génératrice actionnée par la rotation de l'axe produit de l'électricité. L'éolienne à axe vertical n'a pas besoin d'être face au vent, elle est efficace quelle que soit la direction du vent.

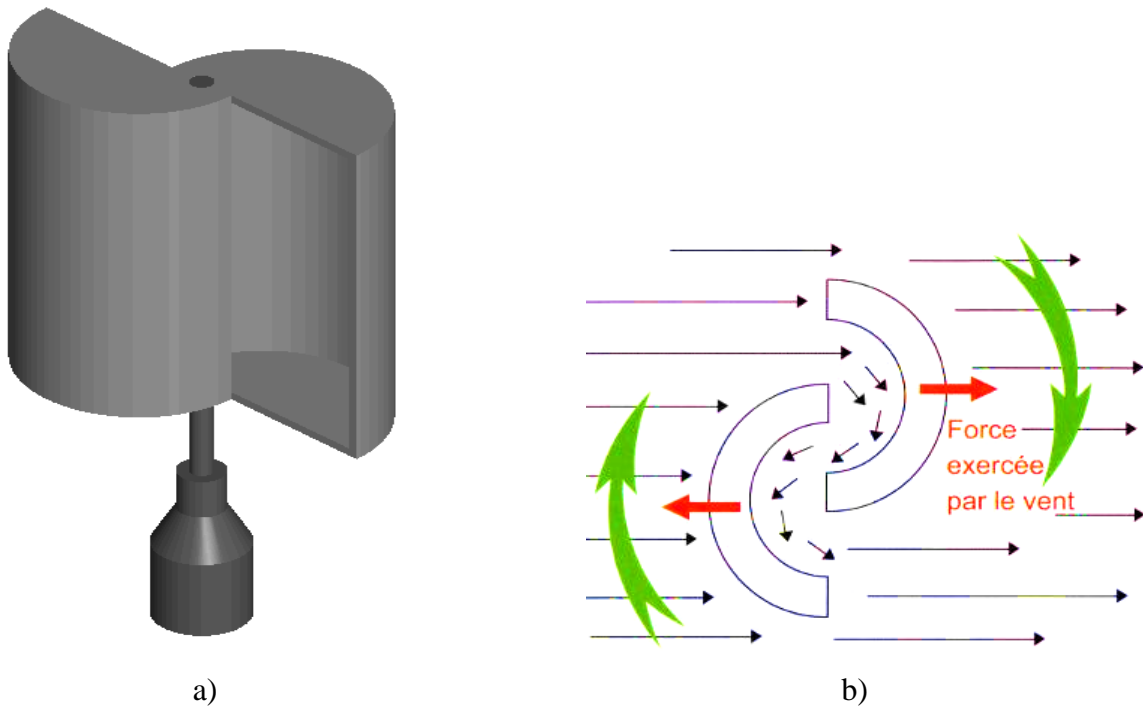


Figure 1.5 : Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius) [20]

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure (figure **1.5.b**).

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- Accessibilité de la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- La non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quelque soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants :

- Faible rendement (limité à 25%) et fluctuations importantes de puissance,
- Occupation importante du terrain pour les puissances élevées,
- Faible vitesse du vent à proximité du sol.

I.3.3.3 Aérogénérateurs à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal (figure **I.6**) sont les plus utilisées actuellement comparées à celles à axe vertical puisque elles présentent un coût moins important, en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques. Elles sont constituées de plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre des pales varie entre 1 et 3, le rotor tripal est

le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [22].



Figure I.6 : Aéro-générateur à axe horizontal [22].

Les turbines à axe horizontal sont généralement placées face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation.

Les éoliennes modernes sont en acier et en matériaux composites. Elles sont dotées de pales comparables aux hélices des avions. Le vent fait tourner ces pales à grande vitesse. Cette rotation rapide sert à produire de l'électricité. Les éoliennes sont installées à l'unité et couplées à d'autres moyens de faire de l'électricité pour fournir du courant à des communautés isolées, ou destinées à la production en masse. Dans ce cas, elles sont regroupées en plus grand nombre dans des endroits favorables à leur implantation, c'est-à-dire suffisamment venteux.

I.3.3.3.1 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés sur la figure I.7 [23].

L'éolienne moderne est constituée des éléments suivants :

1. **Rotor** : Le rotor est composé de pales fixées à un moyeu. Les pales ont la forme d'ailes d'avion et utilisent le principe de la portance pour transformer l'énergie éolienne en énergie mécanique. Les pales peuvent mesurer jusqu'à 150 pieds, soit la moitié de la longueur d'un terrain de football.
2. **Système d'orientation des pales** : Les pales peuvent être tournées pour réduire la portance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée.

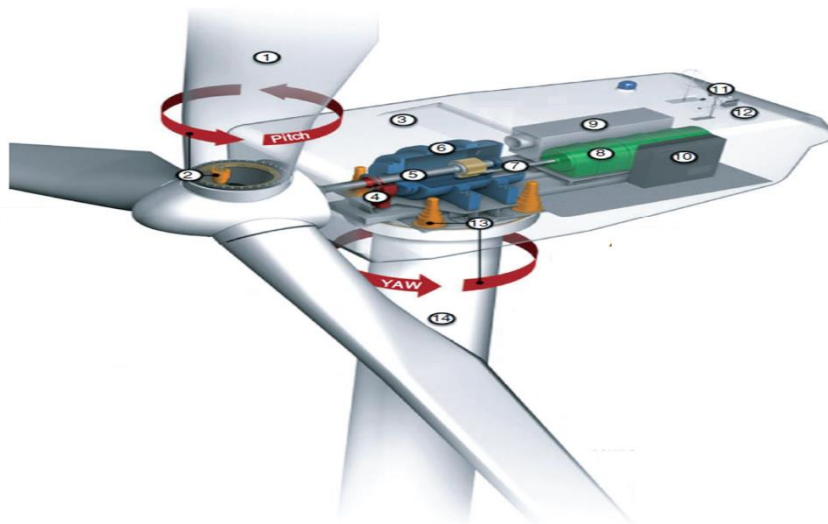


Figure I.7 : Configuration typique d'une éolienne moderne à grande échelle [23].

3. **Nacelle** : Le rotor s'attache à la nacelle, qui se trouve au sommet du mat et entoure les différents composants.
4. **Dispositif de Freinage** : Un frein mécanique agit comme frein de secours aux effets de freinage des entraînements de pas des pales ou comme frein de stationnement pour l'entretien.
5. **Arbre à basse vitesse** : Se fixe au rotor.
6. **Un multiplicateur** : Le rotor fait tourner l'arbre à basse vitesse à des vitesses allant de 20 tours par minute (tr/min) sur les grosses turbines à 400 tr/min sur les unités résidentielles. Les engrenages de transmission augmentent la vitesse jusqu'à 1 200-1 800 tr/min nécessaire à la plupart des générateurs pour produire de l'électricité. Certaines petites turbines utilisent un système d'entraînement direct, ce qui élimine le besoin d'une boîte de vitesses.
7. **Arbre à grande vitesse** : Se fixe au générateur.
8. **Générateur** : Convertit l'énergie mécanique produite par le rotor en électricité. Différentes conceptions produisent soit du courant continu, soit du courant alternatif. L'électricité peut être utilisée par des appareils voisins stockés dans des batteries ou transférés sur le réseau électrique.
9. **Le système de refroidissement** : comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur.
10. **Contrôleur** : Un système de control effectue des tests d'autodiagnostic, démarre et arrête l'éolienne et effectue des ajustements en fonction de la vitesse du vent. Un

opérateur distant peut effectuer des vérifications du système et entrer de nouveaux paramètres par modem.

11. **Anémomètre** : Mesure la vitesse du vent et la transmet au contrôleur.
12. **La girouette** : Détecte la direction du vent et la transmet au contrôleur, qui ajuste le " lacet " ou le cap du rotor et de la nacelle.
13. **Système d'orientation des mats** : Garde le rotor face au vent.
14. **La tour ou le mat** : Parce que la vitesse du vent augmente avec la hauteur, les mâts plus hauts permettent aux turbines de capter plus d'énergie.

Les éléments qui permettent la production d'électricité sont contenus dans la nacelle. Celle-ci pivote sur la tour qui lui sert de base. L'éolienne à axe horizontal doit être face au vent pour être efficace, il faut donc qu'elle soit équipée d'un système permettant de l'orienter.

Pour placer les pales face au vent, des instruments de commande sont incorporés dans la nacelle ou encore à la base de la tour. Les grandes éoliennes ont un système de contrôle électronique qui mesure la vitesse du vent et sa direction. L'angle des pales et la direction prise par l'éolienne sont ajustés constamment pour s'adapter le plus possible aux conditions du vent. Il faut savoir qu'il y a une vitesse de vent maximale à laquelle l'éolienne cessera de fonctionner. En effet, au-delà d'une certaine vitesse de vent, les forces que doit subir l'éolienne seraient trop grandes et pour des raisons de sécurité il faut arrêter l'éolienne. Pour ce faire, les éoliennes sont équipées de freins à disques. Certaines éoliennes changent aussi de direction pour minimiser leurs efforts.

L'inconvénient principal de l'éolienne à axe horizontal vient du fait que les engrenages mécaniques et la génératrice sont dans la nacelle en haut de la tour, qui doit être très solide. De plus, l'équipement est difficilement accessible, ce qui complique les travaux d'entretien et de réparation.

Le développement de la technologie moderne de conversion de l'énergie éolienne se poursuit depuis les années 1970, et le développement rapide a été observé à partir des années 1990. Différents concepts d'éoliennes ont été développés et différents générateurs éoliens ont été construits.

En ce qui concerne la vitesse de rotation, les concepts d'éoliennes peuvent être classés en vitesse fixe, vitesse variable.

Il existe différents types de générateurs, qui sont utilisés par les éoliennes pour produire de l'électricité. Ces générateurs peuvent être classés selon différents aspects tels que la vitesse, c'est-à-dire la vitesse constante ou la vitesse variable, par rapport au principe de

fonctionnement, c'est-à-dire avec ou sans convertisseur électronique de puissance. La figure I.8 montre la classification des générateurs [24].

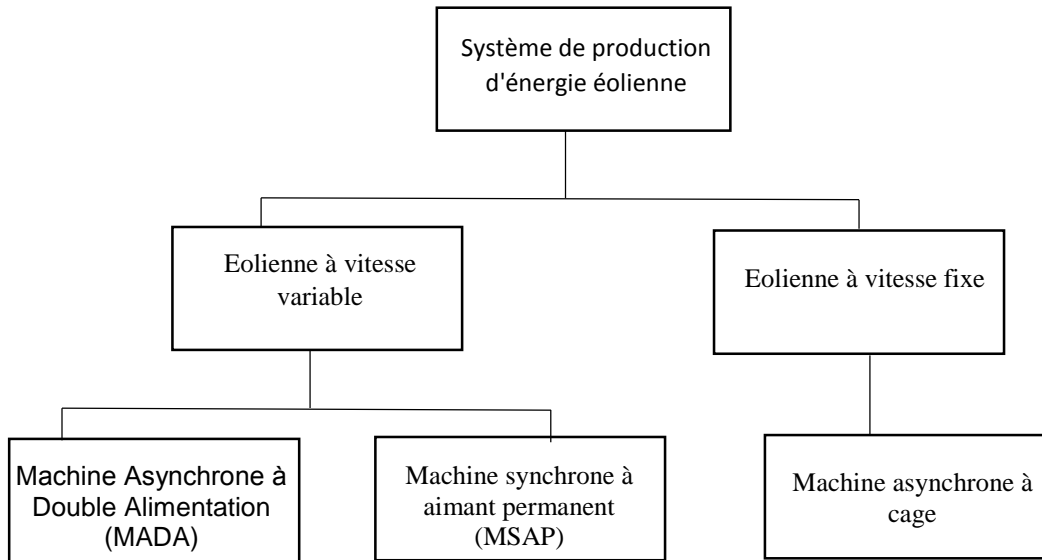


Figure I-8 : Classification des générateurs [24]

Il existe trois types de systèmes de générateurs typiques pour les grandes éoliennes. Le premier type est un système d'éolienne à vitesse constante ou à vitesse fixe utilisant un multiplicateur à plusieurs étages et une machine à cage d'écureuil, directement raccordé au réseau. Le deuxième type est un système d'éolienne à vitesse variable avec un multiplicateur à plusieurs étages et un générateur d'induction à double alimentation (MADA), où l'énergie est injectée dans le réseau à partir du stator et d'un rotor. Le troisième type est également une éolienne à vitesse variable, mais il s'agit d'un système d'éolienne sans engrenage avec un générateur à entraînement direct, normalement un générateur synchrone à faible vitesse, à couple élevé et un générateur synchrone à aimant permanent sont utilisés [24].

I.3.3.4 : Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage (le rotor en cage d'écureuil a des barres de cuivre au lieu d'enroulements) directement couplée sur le réseau électrique (figure I.9). Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales [25,26]. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

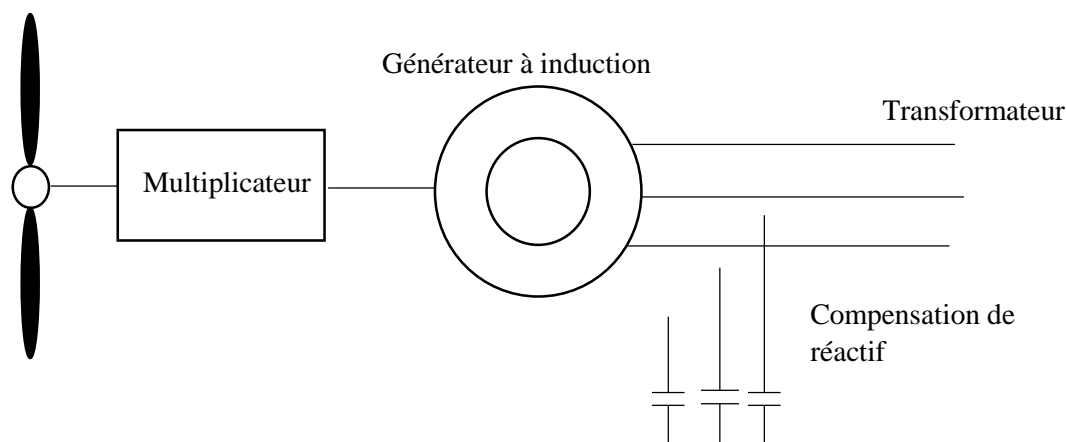


Figure I.9 : Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [25].

L'éolienne équipée de ce type d'aérogénérateur est souvent appelée système d'aérogénérateur à vitesse fixe. C'est le concept conventionnel appliqué par de nombreux fabricants danois d'éoliennes au cours des années 1980 et 1990, c'est-à-dire un concept d'éolienne à trois pales au vent, à petite échelle et à trois pales utilisant une machine asynchrone à cage, appelé "concept danois". La machine asynchrone à cage tire toujours de la puissance réactive du réseau.

La fréquence du réseau détermine la vitesse de rotation synchrone. La vitesse du champ magnétique tournant dans le stator dépend du nombre de pôles et de la fréquence appliquée et si le rotor de la machine à induction tourne à une vitesse supérieure à la vitesse synchrone, alors l'énergie électrique est fournie au réseau par la machine à induction. Une boîte de vitesses avec un rapport élevé est prévue entre l'éolienne et le rotor pour augmenter la vitesse du rotor afin de faire fonctionner la machine à induction comme générateur. La puissance active et réactive des machines à induction sont des fonctions de glissement. Le glissement peut être défini comme la différence entre la vitesse synchrone ω_s et la vitesse du rotor ω_r [26].

Le glissement peut s'exprimer sous la forme :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} * 100\% \quad (I.1)$$

Lorsque le glissement est négatif, la machine à induction fournit la puissance active et fonctionne comme un générateur. Lorsque le glissement est positif, la machine à induction consomme la puissance active et fonctionne comme un moteur. La puissance réactive est consommée en mode de glissement positif et négatif [26].

Les avantages bien connus de la machine à induction sont qu'ils sont robustes, relativement bon marché pour une production de masse.

Les inconvénients de la machine à induction pour le concept d'éolienne à vitesse fixe sont les suivants [26]:

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone
- Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité,
- Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau,
- Impossibilité de réglage de la puissance générée.

I.3.3.5 : Eoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent.

Une éolienne à vitesse variable peut aller chercher de 8 à 15 % plus d'énergie dans le vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe. Pour ce faire, l'utilisation de l'électronique de puissance est essentielle. En fait, les convertisseurs de puissance habituellement utilisés sont des convertisseurs de source de tension (*VSC - Voltage Sourced Converters*) composés de transistors de type *IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistors)*. Ces convertisseurs admettent des flux de puissance bidirectionnels, permettent de réguler indépendamment la puissance active et réactive et de produire peu d'harmoniques. Ce type de convertisseur de puissance est en croissance pour de nombreuses applications, en particulier pour l'intégration de ressources distribuées [27].

On peut classer les éoliennes à vitesse variable à l'intérieur de deux catégories, soit les éoliennes avec convertisseur pleine puissance ou les éoliennes avec convertisseur de puissance partiel.

La configuration la plus simple est celle présentant des éoliennes avec convertisseur pleine puissance. Le principe est de découpler le stator de la génératrice électrique de la fréquence du réseau via le convertisseur de puissance. De cette façon, l'ensemble de la puissance électrique produite par la génératrice passe par le convertisseur de puissance. Typiquement, ce convertisseur de puissance est composé de deux convertisseurs dos à dos reliés par un lien à courant continu (figure **I.10**). L'un est appelé le convertisseur de puissance côté génératrice (redresseur) et l'autre le convertisseur de puissance côté réseau (onduleur).

Les génératrices utilisées pour ce type de configuration sont la machine asynchrone à cage (figure I.10), la machine synchrone avec un nombre élevé de pôles (figure I.11) ou non (figure I.12) et la machine synchrone à aimant permanent avec nombre élevé de pôles (figure I.13).

En ce qui concerne des machines asynchrones à cage, le rotor de la machine est couplé au rotor de l'éolienne via une boîte de vitesse. Étant donné que la fréquence électrique de la machine est indépendante de la fréquence du réseau, la boîte de vitesse peut être réduite comparativement à une MAS utilisée à vitesse fixe ou une MADA utilisée à vitesse variable. Ceci réduit les pertes mécaniques et les coûts d'achat de la boîte de vitesse. Cette configuration est utilisée chez Siemens [26,27].

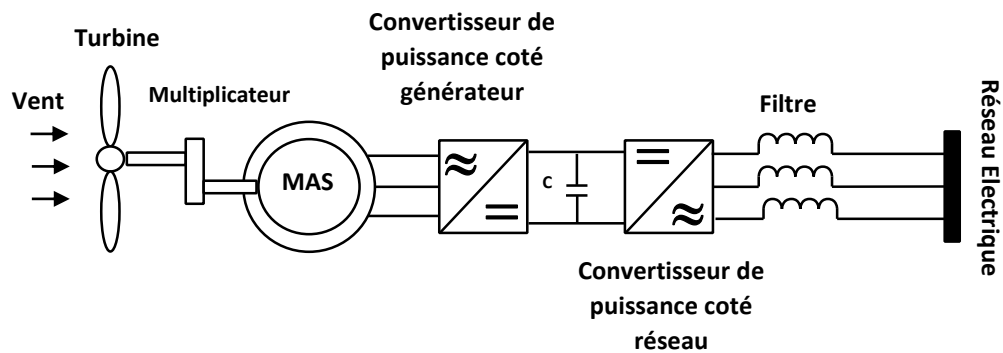


Figure I.10 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice asynchrone à cage [27]

Les machines synchrones avec un nombre élevé de pôles, le rotor de la machine est directement couplé au rotor de la turbine. C'est ce qu'on appelle une transmission à attaque directe. La génératrice peut posséder un circuit d'excitation externe ou être auto-excitée. Ce type de turbine est offert chez Enercon.

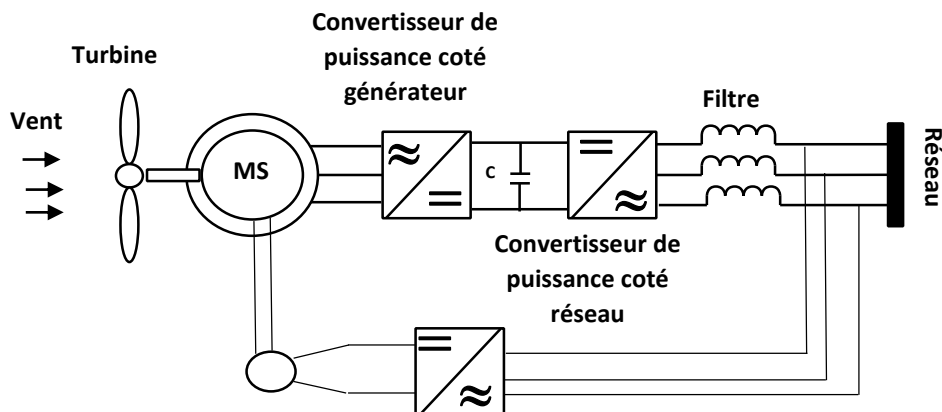


Figure I.11 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à nombre élevé de pôles [28]

Les machines synchrones conventionnelles doivent être composées d'une boîte de vitesse entre le rotor de la machine et le rotor de la turbine.

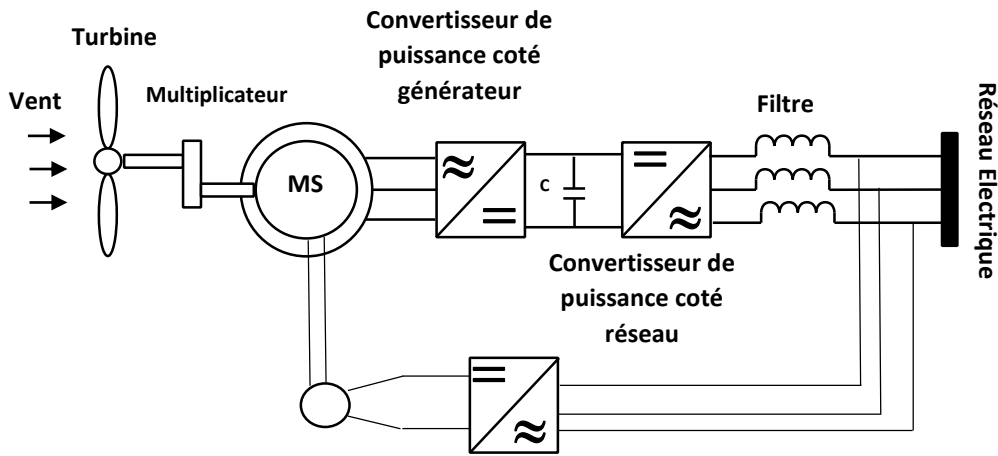


Figure I.12 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone [28]

Finalement, les machines synchrones à aimants permanents, le rotor de la machine est couplé au rotor de l'éolienne via une boîte de vitesse ou non. Ceci dépend du nombre de paires de pôles de la machine. Par contre, le circuit d'excitation de la machine n'est plus nécessaire à cause de la magnétisation permanente de la génératrice. Cette technologie est présente chez Siemens. Cette machine sera adoptée pour le reste du travail de la thèse.

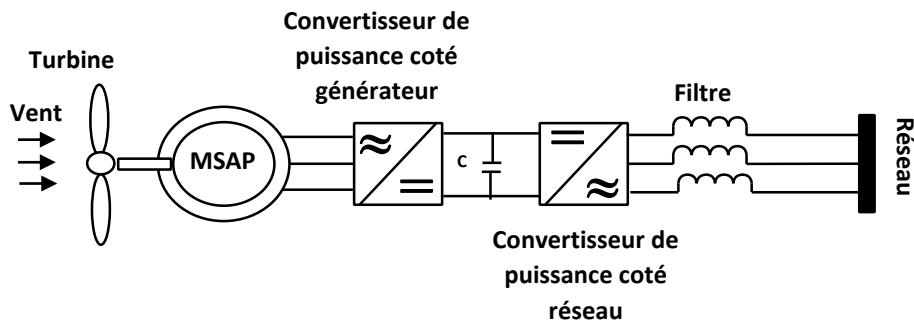


Figure I.13 : Éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents[29]

La configuration des convertisseurs de puissances peut être de différentes natures. Dans la plupart des cas, on retrouve des convertisseurs de source de tension composés d'*IGBT* comme convertisseur côté réseau. Ceci permet de réguler la tension sur le bus à courant continu et de réguler le flux de puissance réactive sur le réseau. La fréquence de la tension produite est synchronisée avec celle du réseau avec l'aide d'une boucle à phase asservie (*PLL - Phase-*

Locked Loop). Dans le cas d'une opération autonome, la fréquence est déterminée par un signal externe. Les harmoniques créées par ce convertisseur doivent être filtrées à sa sortie

I.3.3.6 : Eoliennes à vitesse variable commandées par le rotor

Cette configuration est basée sur la MADA (machine asynchrone double alimentation). Elle a suscité un intérêt particulier surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie éolienne. Pour les éoliennes en utilisant la MADA [30,31], son stator est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers deux convertisseurs statiques comme le montre la figure I.15.

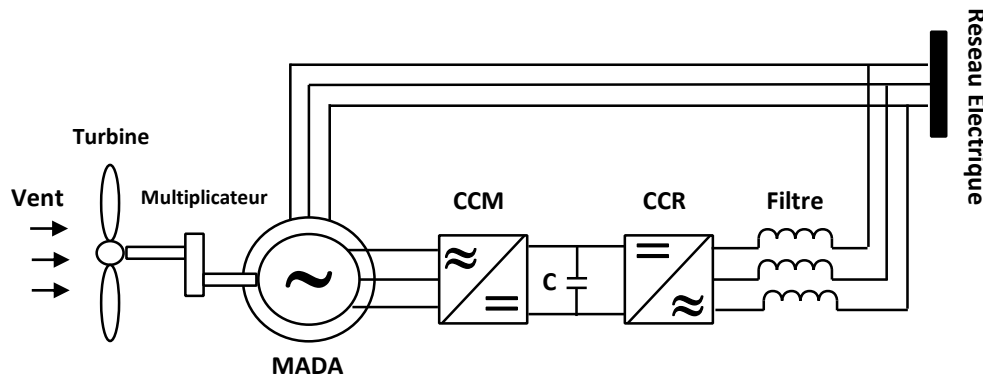


Figure I-15. Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA [27].

Lorsque la MADA fonctionne en génératrice, la turbine fournit une puissance mécanique. Le stator et le rotor peuvent fournir de l'électricité au réseau et le rotor peut également prélever de la puissance. Tout dépend de la vitesse de rotation du générateur [32,33].

Si le générateur fonctionne en mode super-synchrone, il fournit de l'énergie au réseau par le rotor via les convertisseurs. S'il fonctionne en mode sous-synchronisme, le rotor prélève de la puissance sur le réseau à travers les convertisseurs.

En effet, dans le domaine éolien, la MADA procure plusieurs avantages [27] :

1. Le convertisseur lié à l'armature du rotor est dimensionné au tiers de la puissance nominale : il en résulte moins de volume, moins de coût, un système de refroidissement moins lourd et moins de perturbations.
2. Les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de générateur amélioré.
3. Le dimensionnement des filtres est réduit.

4. Le facteur de puissance peut être réglé, conséquence du contrôle indépendant des puissances actives et réactives.
5. Cette structure n'a besoin ni de compensateur d'énergie réactive ni d'un démarreur.

Les avantages majeurs des éoliennes à vitesse variable sont l'optimisation de l'efficacité aérodynamique de la turbine par l'opération à vitesse variable et la capacité de contrôler le flux de puissance réactive sur le réseau. Par ailleurs, le couple mécanique créé pour de faibles vitesses de vent est moindre que pour une opération à vitesse fixe, ce qui permet de diminuer le stress sur les composantes mécaniques. Les pertes mécaniques peuvent être réduites par l'élimination ou la diminution de la boîte de vitesse pour les éoliennes avec convertisseur pleine puissance. Par contre, les pertes électriques et les coûts des convertisseurs de puissance sont des désavantages des éoliennes à vitesse variable.

Ces désavantages sont moindres pour les éoliennes avec convertisseur de puissance partiel qu'avec les éoliennes avec convertisseur pleine puissance.

L'intégration de l'éolienne au réseau électrique fait face à peu de défis supplémentaires tel que :

- 1) La nature fluctuante du vent provoque des variations de puissance et donc des oscillations de tension.
- 2) Maintien de la tension au point de raccordement en raison de la faiblesse des réseaux, de la puissance réactive absorbée par les générateurs à induction et des variations de la puissance éolienne.
- 3) La tension d'un générateur synchrone est variable en raison du vent variable. La fluctuation de la tension et de la puissance est une préoccupation majeure dans un système connecté au réseau basé sur un convertisseur. Cela ne fait qu'aggraver le problème inhérent au réseau électrique et rend la contribution difficile à gérer et à réguler la tension et la fréquence.
- 4) Problèmes de qualité de l'énergie comme l'interruption, la sous-tension, la surtension, les harmoniques, le déséquilibre de tension, le FLIKER.
- 5) Capacité de passage à basse tension (LVRT).
- 6) la qualité de l'électricité du réseau en raison de l'interconnexion des parcs éoliens.
- 7) Effet de la turbulence du vent.
- 8) Distorsion harmonique due à l'intégration de générateurs synchrones.
- 9) Stabilité de l'éolienne pendant les perturbations du réseau.

La pénétration de l'énergie éolienne s'est considérablement accrue au cours des dernières années ; il est donc devenu nécessaire de s'attaquer aux problèmes liés à la sécurité du réseau électrique

I.4 Sécurité des réseaux de transport

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau ou système d'énergie électrique peut être définie comme la robustesse de son fonctionnement sous des conditions d'opérations normales aussi bien que perturbées [1,2].

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production consommation.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et de la fréquence [1,2].

I.4.1 Sécurité statique

Elle concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent qui ne peut être garanti que si toutes les consommations actives et réactives sont satisfaites avec des valeurs de tension et de fréquence comprises dans les intervalles admissibles et comprises entre des limites maximales et minimales. Des tensions trop basses peuvent conduire à un écroulement généralisé du réseau et des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements ou dégrader leur fonctionnement. Les transits dans les lignes et les transformateurs doivent être inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants ou pour les puissances [1].

I.4.2 Sécurité dynamique

Elle concerne l'évolution temporelle du réseau après une perturbation. Pour les grandes perturbations (perte d'un ouvrage, court-circuit,...) les variations importantes des grandeurs physiques peuvent faire perdre le synchronisme aux générateurs. De telles perturbations sont susceptibles de provoquer des comportements non linéaires du système. On parlera alors de problème de stabilité transitoire, ou stabilité de première oscillation. Celle-ci dépend fortement de l'ampleur, de la durée et de la position de la perturbation, ainsi que de l'état initial du réseau. Pour les petites perturbations (variations graduelles de charges), nous parlerons de stabilité dynamique, ou stabilité en petits mouvements.

En fait, les termes transitoire et dynamique caractérisent des phénomènes à échelles de temps différentes. Le régime transitoire concerne les instants immédiats après la perturbation alors que le régime dynamique désigne la période suivant le régime transitoire jusqu'à ce que le système revienne à l'état d'équilibre (quelques dizaines de secondes), ou qu'il ne devienne instable.

I.4.3 Remèdes

Le maintien du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition est un problème local contrairement au problème de maintien de la fréquence qui est un problème global impliquant l'ensemble du réseau interconnecté. Le réglage de la fréquence est étroitement lié à celui de la puissance active (couplage P/f). Le réglage de la tension est étroitement lié à celui de la puissance réactive (couplage Q/V) [1,2].

En régime normal il y a découplage entre les deux types de réglage, ce qui permet de les étudier et de traiter les problèmes de manière indépendante.

Des outils de réglage conventionnels ou associés à des dispositifs FACTS peuvent contribuer à maintenir aussi bien la tension que la fréquence des réseaux dans les limites autorisées.

Ils sont capables de fournir rapidement des compensations de puissance active et réactive aux systèmes de puissance, et peuvent donc être utilisés pour fournir un support de tension et un contrôle de flux de puissance, une meilleure stabilité transitoire et améliorer l'amortissement des oscillations de puissance. Des dispositifs FACTS bien situés permettent une utilisation plus efficace des réseaux de transmission existants.

I.5 Généralités sur les FACTS

Selon l'Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (*IEEE*), les FACTS sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance [35].

Les dispositifs FACTS peuvent être utilisés dans la compensation de l'énergie réactive, pour augmenter la capacité de transmission, et pour améliorer la stabilité et le comportement dynamique, et assurer une meilleure qualité de puissance dans les systèmes de puissance modernes. Avec une vitesse de commande rapide et une durée de vie considérable cette

technologie est devenue un outil incontournable pour l'amélioration de l'exploitation et de la flexibilité des systèmes de puissance. En plus, avec les avancées récentes dans la technologie des thyristors GTO/IGBT, la vitesse de réponse de ces dispositifs a diminué jusqu'à quelques millisecondes ce qui les rend capables d'offrir des solutions appropriées pour n'importe quelle situation du réseau électrique. Nous citons par la suite quelques avantages du dispositif FACTS :

- a. Commander l'énergie électrique, ce qui permet de satisfaire le besoin et d'assurer la répartition de la puissance optimale en mode d'opération normal ou en cas défaut.
- b. Améliorer de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- c. Accroître la capacité de transmission des lignes près de leur capacité thermique.
- d. Fournir une grande flexibilité sur l'établissement de nouvelles unités de génération.
- e. Réduire la puissance réactive sur les lignes de transmission, ce qui permet aux lignes de transmettre plus de la puissance active.

I.5.1 Types de FACTS

Les FACTS peuvent être regroupés en quatre types [1, 2, 35, 36, 37, 38] comme suit :

- FACTS parallèles
- FACTS série
- FACTS hybrides (série-parallèle).
- FACTS hybrides (série-série).

Ces catégories peuvent aussi être décomposées en deux types selon la technologie d'électronique de puissance utilisée.

- Le premier type est à base de thyristors (SVC ,TCSC)
- Le deuxième type est à base de thyristors GTO (STATCOM ,SSSC , UPFC).

I.5.1.1 FACTS série

Ce type de FACTS peut être utilisé comme source de tension variable ou impédance inductive ou capacitive variable. Celle-ci insérée dans la ligne de transport peut modifier l'impédance de la liaison du réseau [37]. La figure **I.15** montre la configuration d'une compensation serie. X_L est la réactance de la ligne et V_s la tension injectée par le compensateur

La tension V_s générée par le compensateur maintient la tension V' constante et sinusoïdale aux bornes de la charge [2, 37].

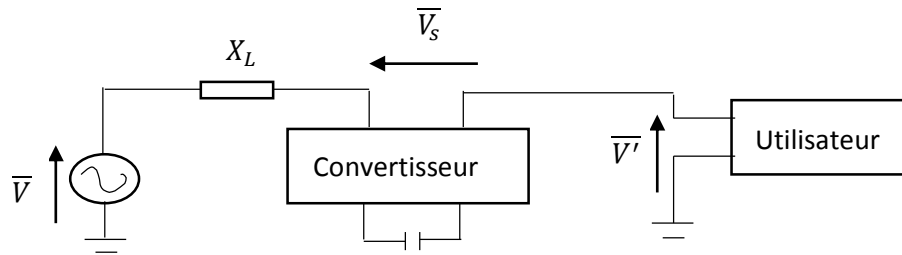


Figure 1.15 : Configuration de la compensation série [2]

Ci-dessous, nous décrivons quelques compensateurs de type série parmi les plus courants d'utilisation.

I.5.1.1.1 TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Le TCSC fait partie des condensateurs séries qui ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les capacités de charge des réseaux de transport haute tension. La figure 1.16 donne sa configuration. Il fonctionne par l'insertion de la tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes de transport [2,37,38].

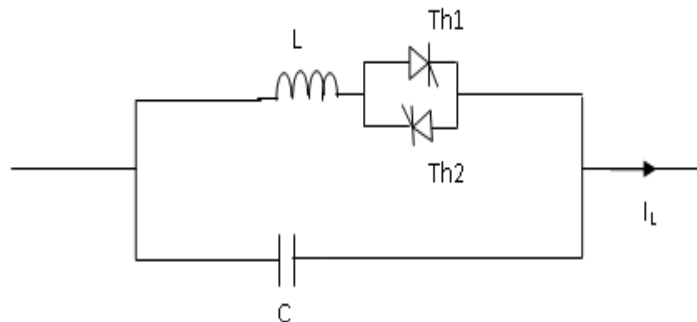


Figure 1.16 : Schéma du TCSC [38]

I.5.1.1.2 SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie qui est connecté en série avec la ligne de transport à travers un transformateur de tension comme montré à la figure 1.17 [1, 2,38].

Le SSSC injecte en série une tension alternative V_s avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série T_s . Le SSSC peut produire ou absorber de la puissance réactive suivant la commande du convertisseur statique VSC (Voltage Source Converter).

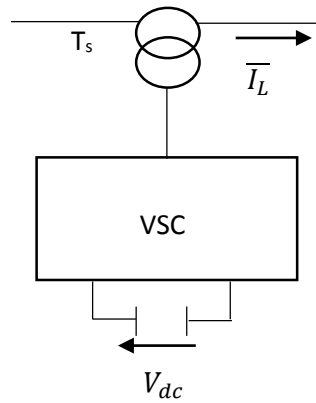


Figure 1.17 : Schéma du SSSC

I.5.1.2 FACTS de type parallèle

Les systèmes de compensation conventionnels, tels que les bancs de condensateurs et les inductances actionnées mécaniquement, ont longtemps été utilisés pour augmenter le transit de puissance en régime permanent en contrôlant le profil de la tension le long des lignes de transport. Il a été prouvé que la stabilité transitoire ainsi que la stabilité en régime permanent d'un réseau électrique peuvent être améliorées si le dispositif de compensation peut réagir rapidement. Ceci est possible en utilisant les composants commandables tant à l'ouverture qu'à la fermeture tels que les thyristors GTO et les transistors IGBT [1,2].

La figure I.18 ci-dessous montre la connexion de ce type de FACTS au réseau. X_L est la réactance de la ligne. V et V' sont les tensions nodales d'extrémités du circuit. V_{sh} est la tension injectée du compensateur. X_{sh} est la réactance de la liaison du compensateur shunt avec la ligne.

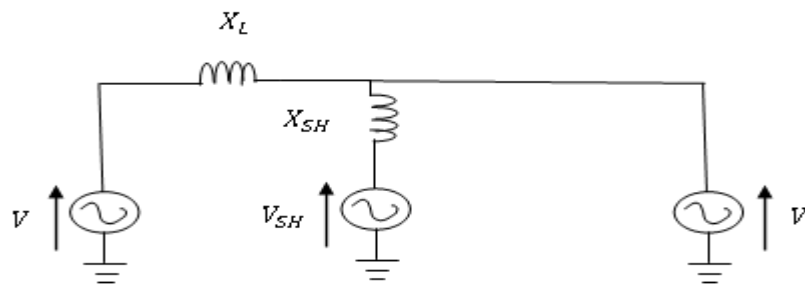


Figure I.18 : Schéma d'un réseau équipé d'un compensateur shunt [39]

Ci-dessous, Nous décrivons quelques FACTS de type parallèle.

I.5.1.2.1 SVC (Static Var Compensator)

La figure I.19 et la figure I.20 représentent respectivement la configuration et la caractéristique tension-courant de ce type de FACTS [1,2,37,38].

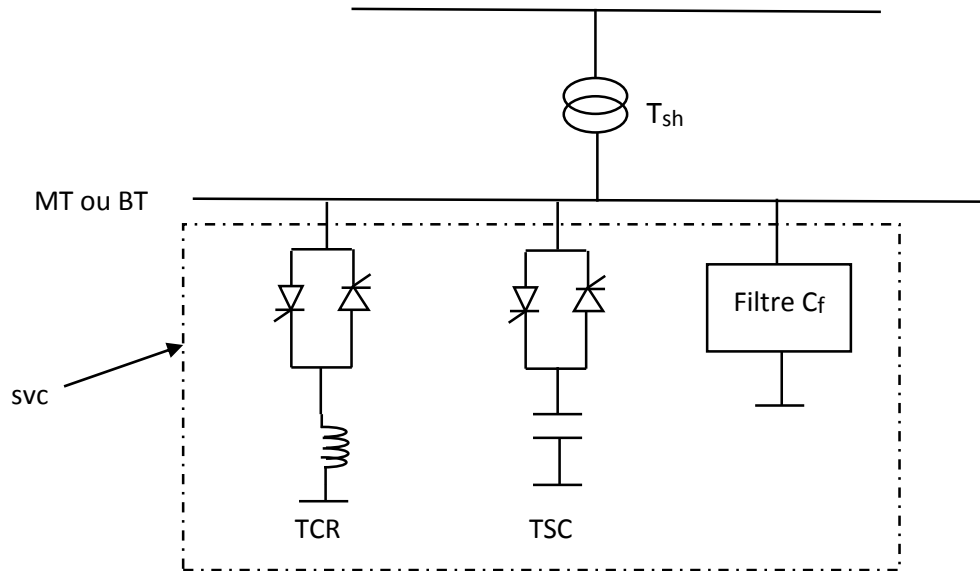


Figure I.19 : Schéma du SVC [2]

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par TCR (Thyristor Controlled Reactor), d'un condensateur commuté par TSC (Thyristor-Switched Capacitor) et d'un filtre d'harmoniques.

L'impédance de la liaison du TCR s'exprime par la relation :

$$Z_{TCR} = j \frac{\omega L \pi}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)} \quad (I.2)$$

L'impédance de la liaison du TSC s'exprime par la relation :

$$Z_{TSC} = \frac{\pi}{j\omega C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)]} \quad (I.3)$$

L'impédance due au filtre est telle que :

$$Z_f = \frac{1}{j\omega C_f} \quad (I.4)$$

L'impédance Z_{SVC} du SVC est telle que :

$$\frac{1}{Z_{SVC}} = \frac{1}{Z_{TCR}} + \frac{1}{Z_{TSC}} + \frac{1}{Z_f} \quad (I.5)$$

L'admittance Y_{SVC} du SVC s'exprime par la relation :

$$Y_{SVC} = \frac{1}{Z_{SVC}} \quad (I.6)$$

La caractéristique du SVC est donnée par la figure I.20 :

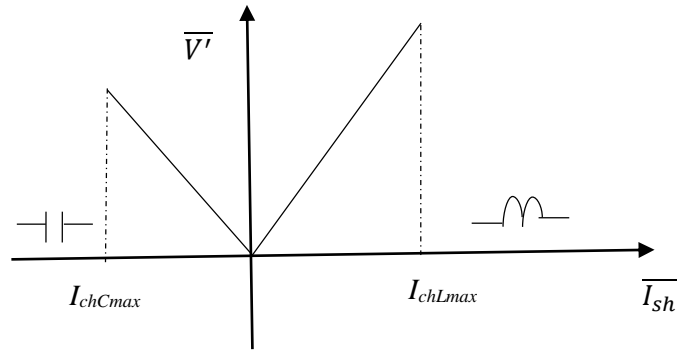


Figure 1.20 : Caractéristique du SVC [39]

I_{shCmax} et I_{shLmax} sont les courants limites que peuvent supporter respectivement le TCR et le TSC.

I.5.1.2.2 STATCOM (Static Synchronous Compensator)

Le STATCOM est un compensateur statique synchrone. Il réalise une compensation de type parallèle en agissant comme un véritable compensateur synchrone statique. Il est constitué d'un convertisseur continu-alternatif à commutation forcée raccordé côté continu à un élément de stockage d'énergie : un condensateur C. La figure I.21 montre la structure du dispositif. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de thyristors GTO et de diodes antiparallèles [1, 2, 37, 39].

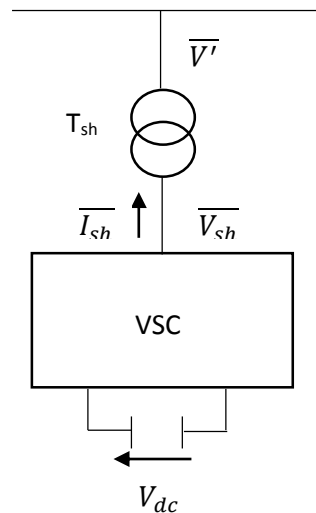


Figure 1.21 : Schéma de base du STATCOM [1]

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension du convertisseur V_{sh} , qui est en phase avec la tension V' de jeu de barres où le STATCOM est connecté au réseau par le transformateur T_{sh} .

I.5.1.2.3 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

La figure I.22 ci-dessous donne le schéma de principe d'un tel dispositif. La bobine supraconductrice ne présente aucune résistance : tout courant qui y est induit, en appliquant par exemple une tension à ses bornes puis en la court-circuitant, va se maintenir jusqu'à ce qu'une tension de polarité inverse soit appliquée ou qu'une résistance soit introduite dans le circuit pour la décharger. Si l'inductance de la bobine est L_{sm} , elle accumulera une énergie W_{sm} et se charge conformément aux équations (1.15) et (1.16) :

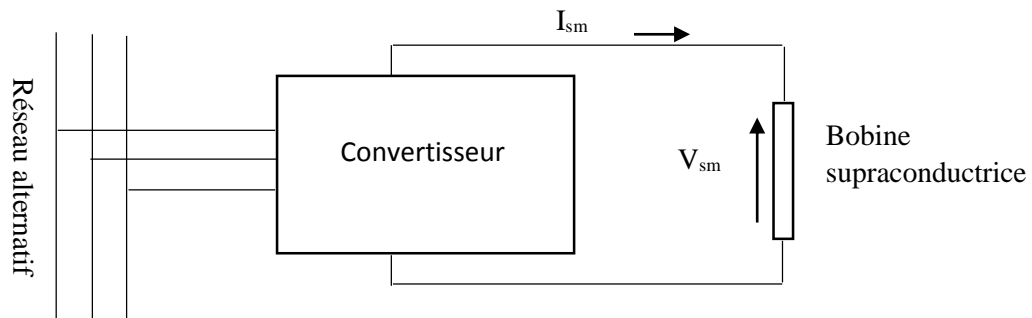


Figure I.22 : Schéma du SMES [40]

I.5.1.3 FACTS Combiné série- série

I.5.1.3.1 IPFC (Interline Power Flow Controller)

La figure I.23 représente le schéma d'un tel dispositif. C'est la combinaison de deux SSSC. Il permet de contrôler le transit de puissances des lignes [2,41].

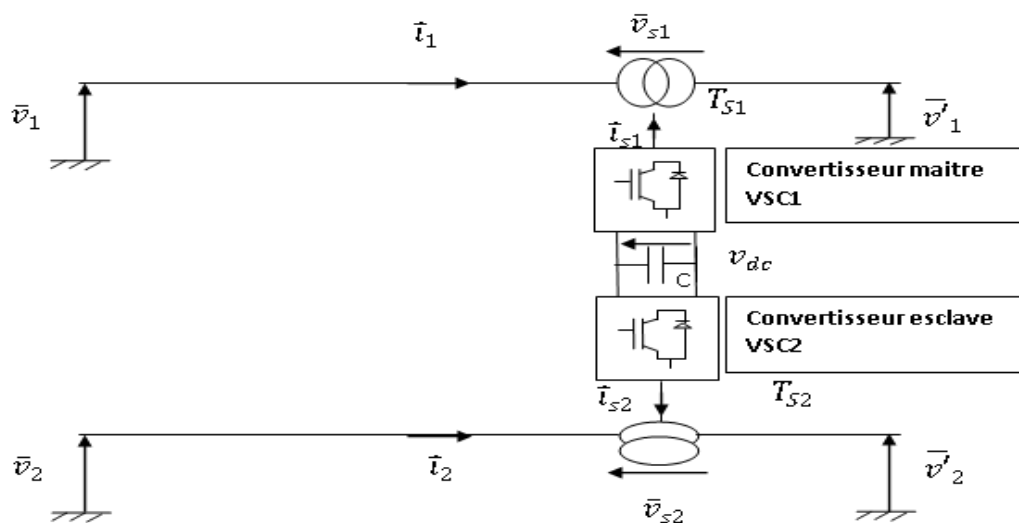


Figure I.23 : Structure de l'IPFC [40]

I.5.1.4 FACTS Combiné série-shunt

I.5.1.4 UPFC (Unified Power Flow Controller)

Le dispositif UPFC est constitué de deux convertisseurs de tension triphasée GTO interconnectés par un nœud à tension continue, l'un est monté en parallèle avec la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, et l'autre monté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés comme illustré sur la figure I.24. Le deuxième convertisseur (SSSC) accomplit la fonction principale de l'UPFC en injectant en série une tension alternative de même fréquence que celle du réseau avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à travers le transformateur série. La fonction fondamentale du convertisseur (STATCOM) est de fournir ou absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur (2) à la liaison continue (DC) commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assurer une compensation shunt indépendante de la ligne de transport. Ce dispositif est muni d'un système de filtrage [1, 2, 39, 40].

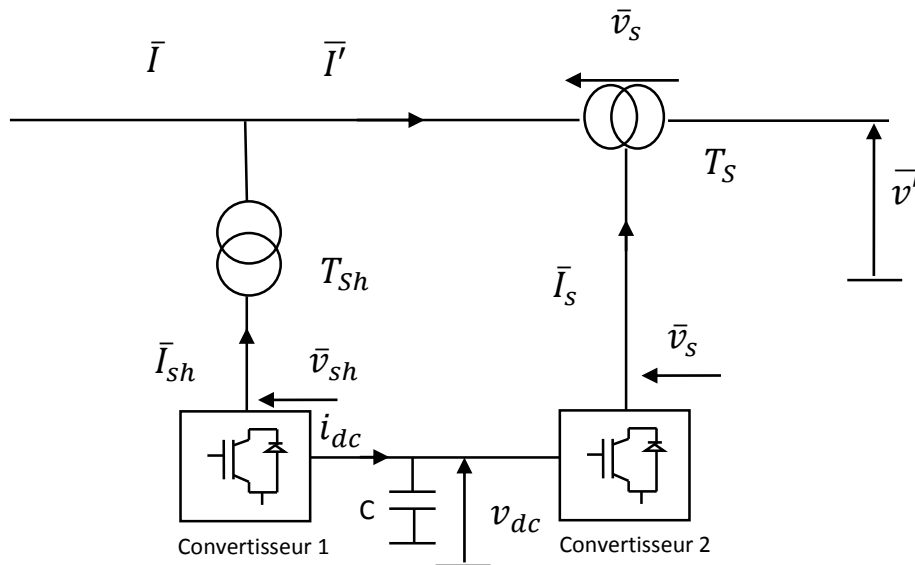


Figure I.25 : Structure de base d'un UPFC connecté au réseau électrique [1].

I.5.1.5 HVDC (High Voltage Direct Current)

Dans la transmission en courant alternatif, la longueur des liaisons de transmission est limitée par des considérations de stabilité. Aucune limitation de ce type n'existe pour la transmission en courant continu. Dans ce contexte, une liaison à haute tension continue (HVDC) peut être utilisée pour interconnecter deux sous-stations AC qui sont séparées par de très longues distances. Une liaison CCHT peut être utilisée pour améliorer la fiabilité du

système en interconnectant deux systèmes asynchrones à courant alternatif. Compte tenu de la diminution des ressources en combustibles fossiles, les systèmes HVDC à base de VSC peuvent être utilisés pour augmenter la capacité de transport d'électricité en intégrant des parcs éoliens offshore aux réseaux de courant alternatif. Avec l'avancement de l'électronique de puissance, les systèmes VSC-HVDC à thyristor (GTO) et transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) ont été conceptualisés et mis en œuvre. Les systèmes VSC-HVDC basés sur la modulation de largeur d'impulsion (MLI) présentent l'avantage d'un contrôle indépendant de la puissance active et réactive, ainsi qu'une réduction de la taille du filtre [42]. Un système VSC-HVDC à deux bornes typique est illustré à la figure I.25.

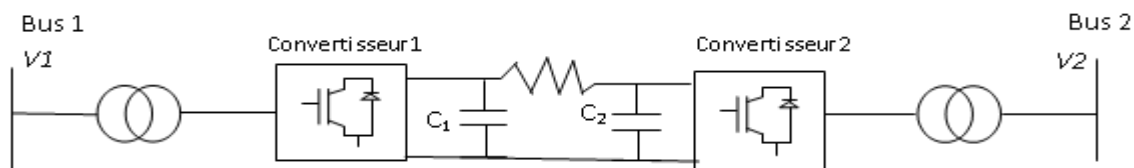


Figure I.25 : Système VSC-HVDC typique à deux bornes [42].

Contrairement à une interconnexion VSC-HVDC à deux bornes, un système VSC-HVDC à plusieurs bornes est plus polyvalent et mieux à même d'utiliser les avantages économiques et techniques de la technologie VSC-HVDC. Dans un système VSC-HVDC multiterminaux, les stations de conversion peuvent être situées à proximité, dans la même sous-station ou à distance, à des endroits différents. Ils sont connus pour être en configuration dos à dos (BTB) ou point à point (PTP), respectivement. La plupart des systèmes VSC-HVDC installés dans le monde sont en configuration PTP.

I.5.2 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Les bénéfices apportés par les FACTS concernent entre autres l'optimisation de l'écoulement de puissances aussi bien active que réactive dans de bonnes conditions de sécurité ainsi que l'amélioration de la stabilité des réseaux.

Les possibilités de contrôle des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure II.8 ci-dessous montrant un diagramme schématique de deux réseaux électriques connectés par une ligne de transmission en courant alternatif. L'équation de la figure définit la puissance active transmise entre deux systèmes de tensions V_1 et V_2 . X représente la réactance série de la ligne.

Il est clair que les trois paramètres tension, réactance, et différence d'angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes. Comme il est illustré dans la figure

I.26, chaque dispositif FACTS peut influencer un des trois paramètres. Par conséquent, le contrôle de l'écoulement de puissance [25].

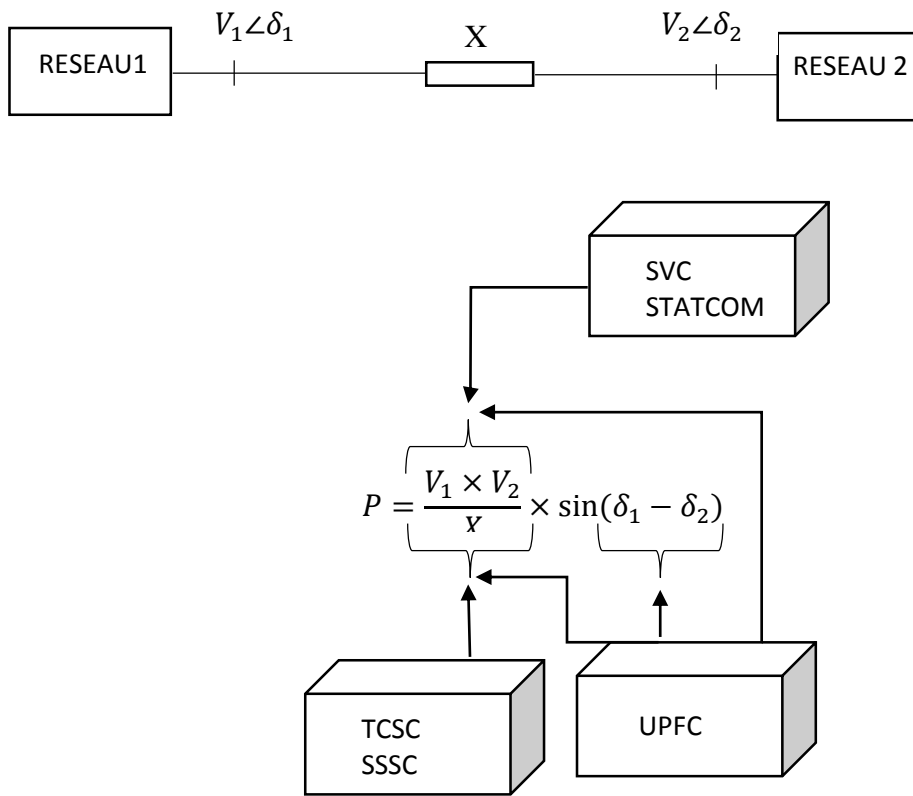


Figure I.26 : Action des FACTS sur la transmission de puissance active [26]

Dans la famille FACTS, les dispositifs shunt FACTS tels que le compensateur synchrone statique (STATCOM) ont été largement utilisés pour fournir un contrôle de tension lisse, rapide et stable aux points du réseau.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, divers concepts d'éoliennes et différents générateurs éoliens ont été discutés. Trois types de systèmes de générateurs typiques utilisés dans les fermes éoliennes à grande échelle sont discutés. Nous avons vu que la pénétration de l'énergie éolienne s'est considérablement accrue et peut dégrader la qualité de l'énergie et toucher la sécurité des réseaux, aussi nous avons décrit d'une manière générale l'état de l'art des dispositifs FACTS et montré leur importance dans la conduite des réseaux électriques. Leurs bonnes performances de contrôle dues à l'électronique de puissance avancée permettent un bon réglage de tension et de fréquence des réseaux. Les FACTS de type parallèle peuvent aussi assurer pour certains un filtrage actif dans le réseau.

CHAPITRE II

II.1 Introduction

Aujourd'hui, la plupart des éoliennes utilisées dans l'industrie sont des éoliennes à vitesse variable. Parmi les différents types des éoliens à vitesse variable on trouve la génératrice synchrone à aimant permanent GSAP [43]. Avec l'application des convertisseurs de puissance à pleine capacité, les générateurs sont entièrement découplés du réseau et peuvent fonctionner dans toute la gamme de vitesse. Comme les éoliennes à grande échelle (jusqu'à 10 MW) attirent de plus en plus d'attention de nos jours, les éoliens à vitesse variable à entraînement direct à base de GSAP, qui conviennent parfaitement aux grandes éoliennes, sont devenues un "sujet d'actualité". L'éolienne à entraînement direct GSAP n'a pas de multiplicateur entre l'éolienne et l'arbre de rotor GSAP, ce qui évite les pertes de puissance mécanique causées par la boîte de vitesses. De plus, le retrait du multiplicateur contribue également à réduire le coût du système. Le système est composé d'une éolienne et d'une GSAP, d'un redresseur et d'un onduleur. L'éolienne transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique, tandis que le redresseur convertit le courant alternatif en courant continu et contrôle la vitesse du GSAP. L'onduleur contrôlable aide à convertir le courant continu en courant alternatif de fréquence et d'amplitude variables. Avec la commande vectorielle, l'onduleur possède également la capacité de contrôler les puissances actives et réactives injectées dans le réseau.

Après avoir présenté l'état d'art, le principe de la conversion de l'énergie éolienne au premier chapitre, nous nous intéressons dans ce chapitre à présenter en premier lieu à présenter une modélisation des différentes composantes du système de conversion de l'énergie éolienne, puis nous discuterons par la suite les algorithmes de contrôle proposés pour la turbine éolienne. dans la section suivante nous allons voir la commande d'éolienne avec une boucle d'asservissement de vitesse munie d'un régulateur PI permettant d'optimiser l'extraction maximale de l'énergie du vent à travers l'ajustement électronique continu de la vitesse spécifique de la turbine qui conduit à un point optimal à chaque fois que la vitesse de vent varie. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à un dispositif de commande (pitch control) qui permet l'adaptation d'angle d'orientation de la pale pour maintenir la puissance électrique générée constante et égale à sa valeur nominale (quatrième zone de fonctionnement).

II.2 Modélisation de la turbine éolienne

Le dispositif étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur r entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G .

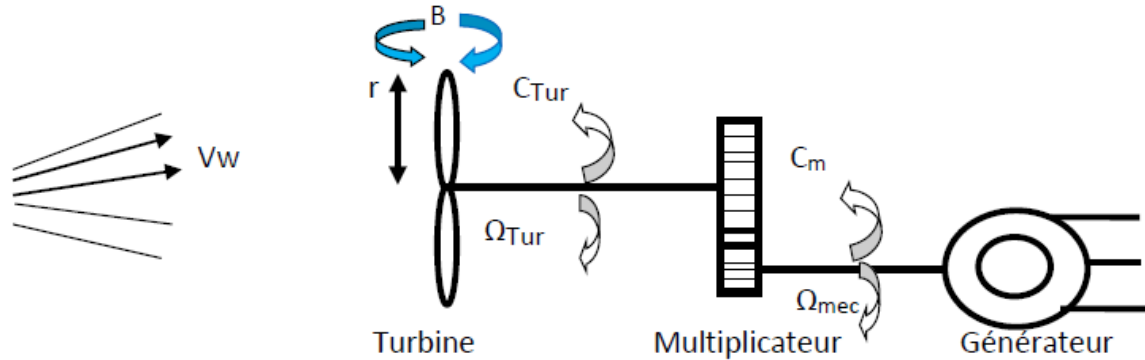


Figure II.1 : Schéma de la turbine éolienne [44]

Afin d'étudier l'efficacité de la conversion d'énergie dans les systèmes de conversion de l'énergie éolienne, il faut d'abord s'attaquer à l'énergie disponible stockée dans le vent.

En fait, l'énergie du vent peut être traitée comme l'énergie cinétique d'une grande quantité de particules d'air avec une masse totale, m , se déplaçant à la vitesse du vent, V_w [43]. En supposant que toutes les particules d'air se déplacent à la même vitesse et dans la même direction avant d'affecter les pales du rotor de l'éolienne, l'énergie cinétique disponible stockée dans le vent peut être exprimée selon l'expression suivante :

$$E = \frac{1}{2} m V_w^2 \quad (II.1)$$

Où E , est l'énergie cinétique des particules d'air en mouvement, et m est la masse totale des particules d'air, tandis que V_w , est la vitesse des particules d'air (vitesse du vent).

Puisque les particules d'air se déplacent à une vitesse, V_w , la masse totale, m , des particules pour une période de temps, t , peut être réécrite comme suit :

$$m = \rho A V_w t = \rho \pi r^2 V_w t \quad (II.2)$$

Où, ρ , est la densité de l'air ($\rho = 1,22 \text{ kg/m}^3$ à la pression atmosphérique à $\pm 15^\circ\text{C}$), et A est la surface balayée du rotor de l'éolienne. Ici, r , est le rayon du rotor de l'éolienne. En substituant

l'expression (II.2) en (II.1), l'énergie cinétique des particules d'air peut être exprimée comme suit :

$$E = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V_w^3 t \quad (II.3)$$

D'après l'expression (II.3), l'énergie éolienne réelle à n'importe quel instant peut être représentée sous la forme :

$$P_{wind} = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V_w^3 \quad (II.4)$$

Où, P_{wind} , est la puissance potentiellement disponible dans le vent.

D'après l'expression (II.4), nous pouvons observer que l'énergie éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, ce qui signifie qu'une petite augmentation de la vitesse du vent entraînera une forte augmentation de l'énergie éolienne. De plus, la puissance peut également être augmentée en élargissant le rayon du rotor de l'éolienne puisque la puissance est proportionnelle au carré de ce rayon du rotor. C'est la raison pour laquelle de plus en plus de systèmes d'éoliennes à grande échelle (jusqu'à 10MW) sont actuellement envisagés à l'étude.

Cependant, la puissance exprimée en expression (II.4) ne peut représenter que la puissance potentielle maximale disponible lorsque le vent à vitesse, V_w , traverse la zone balayée de l'éolienne avec rayon, r . En fait, seule l'éolienne peut capturer une partie de cette puissance potentiellement disponible. En 1919, un scientifique allemand Albert Betz avait tenté d'exprimer l'action des particules d'air (le vent) traversant les éoliennes [45]. Selon l'idée de Betz, après avoir heurté les pales du rotor de l'éolienne, la vitesse du vent diminue, ce qui signifie que lorsque le vent passe à travers les pales de l'éolienne, il reste encore un peu d'énergie cinétique dans le vent. La relation entre la puissance capturée par l'éolienne et la puissance maximale potentielle dans le vent peut être exprimée comme suit [62] :

$$C_p = \frac{P_{turbine}}{P_{wind}} \quad (II.5)$$

$P_{turbine}$ est la puissance mécanique capturée par l'éolienne, et C_p est le coefficient de puissance de l'éolienne qui peut être exprimé comme suit [48] :

$$C_p = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\alpha} - C_3 \beta - C_4 \beta^x - C_5 \right) e^{-C_6 \frac{1}{\alpha}} \quad (II.6)$$

Où,

$$\frac{1}{\alpha} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (II.7)$$

Le coefficient de puissance C_p présente un maximum de $16/27$ soit $0,59$. C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\omega_m r}{V_w} \quad (II.8)$$

Où, β , est l'angle de l'orientation de la pale qui est indiqué à la figure II.2, tandis que, ω_m , est la vitesse angulaire de la génératrice de l'éolienne. Les valeurs des coefficients ($C_1 \sim C_6$) dépendent du type d'éolienne.

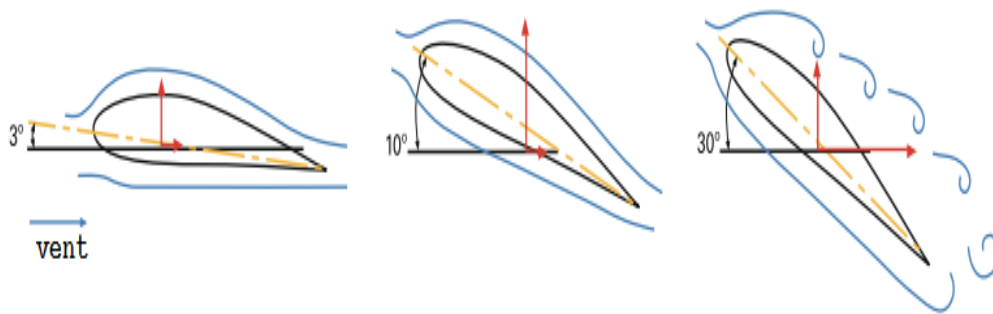


Figure II.2 : Angle d'orientation de la pale de l'éolienne [43]

L'angle d'orientation de la pale est habituellement contrôlé à zéro degré lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale du système pour assurer une haute efficacité de capture d'énergie. Lorsque la vitesse du vent devient supérieure à la valeur nominale, la puissance capturée par le système dépassera la puissance nominale et si l'angle des pales reste inchangé à zéro degré donc, il fera fonctionner le générateur et les dispositifs de puissance sous une puissance supérieure à la puissance nominale, ce qui est nocif pour le système s'il est maintenu pendant un certain temps. Sur la base de cette préoccupation, un système de contrôle pour la modification de l'angle des pales en fonction des différentes conditions de vent est nécessaire pour l'éolienne.

Les performances de la turbine éolienne à vitesses variables et à réglage par orientation de pale, sont déterminées par les caractéristiques des courbes reliant le coefficient de puissance, la vitesse spécifique, et l'angle de calage. Ces courbes peuvent être obtenues à partir des relevés réels réalisés sur différentes catégories d'éoliennes, ou par des formules non linéaires.

Le coefficient de puissance est généralement lié à la vitesse spécifique par des modèles empiriques, issus d'une interpolation, Pour notre application :

$$C_1=0,5 ; C_2 = \frac{116}{\lambda_i} ; C_3=0,4 ; C_4=0 ; C_5=5 ; C_6 = \frac{21}{\lambda_i}$$

La figure II.3 montre les différentes courbes obtenues pour plusieurs angles de calage. Nous constatons que la vitesse spécifique a relativement une large gamme pour un angle de calage de 0 degré. Ceci représente un avantage pour les turbines éoliennes destinées pour fonctionner avec une large gamme de vitesses de vent. Avec l'augmentation de l'angle de calage, la vitesse spécifique et le coefficient de puissance diminuent considérablement.

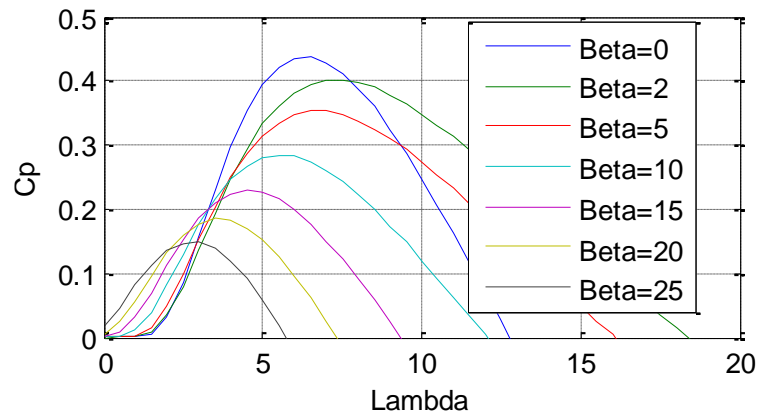


Figure II.3 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différents angles de calage

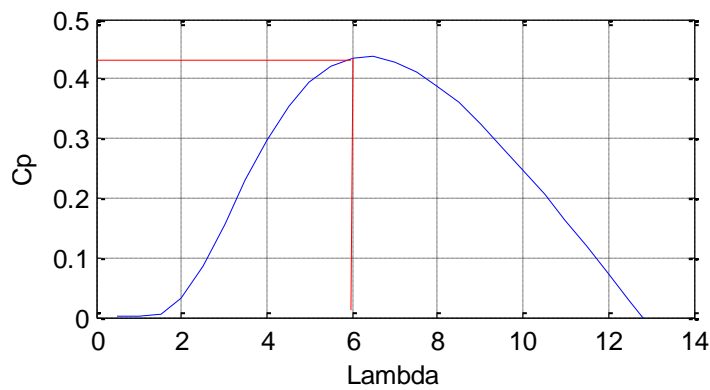


Figure II.4 : coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimal (0°)

D'après la figure II.4, le coefficient de puissance optimal ainsi que la vitesse spécifique optimale sont : $C_{p_opt} = 0.43$ et $\lambda_{cp_opt} = 6$.

Par conséquent, la puissance capturée par l'éolienne peut être réécrite comme suit :

$$P_{Turbine} = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (II.9)$$

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{Turbine} = \frac{P_{Turbine}}{\Omega_{turbine}} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (II.10)$$

II-3 Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes [27] :

$$G = \frac{C_{Turbine}}{C_g} \quad (II.11)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II.12)$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor [44]:

$$j \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.13)$$

$$j = \frac{J_{turbine}}{G^2} + j_g \quad (II.14)$$

J : l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice, comprenant l'inertie de la turbine, de la génératrice, des deux arbres, et du multiplicateur.

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Le couple mécanique déduit de cette représentation simplifiée est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II.15)$$

$$C_f = f \Omega_{mec} \quad (II.16)$$

Les variables d'entrées de l'arbre de transmission sont donc : le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} .

II-4 Le schéma bloc de la turbine

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine est représenté sur la figure II.5 :

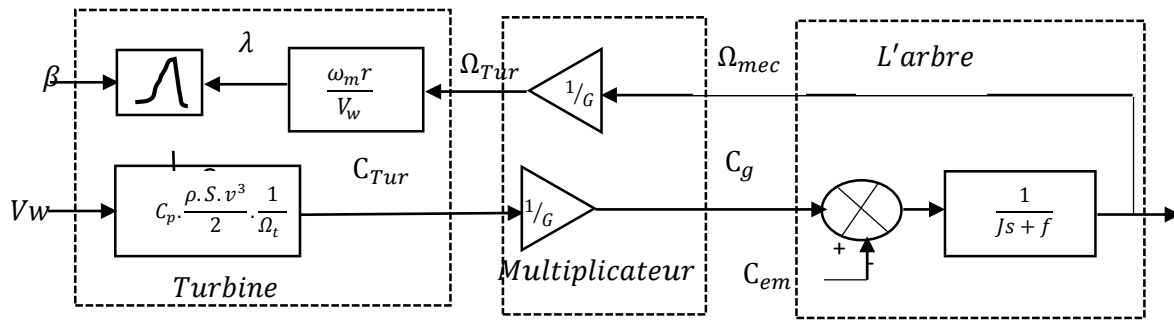


Figure II-5 : Schéma bloc du modèle de la turbine [44]

Les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales, et la vitesse de rotation de la turbine. Le modèle du multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement en vitesse de la turbine et en couple de multiplicateur. Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de la vitesse mécanique, il a donc deux entrées : Le couple du multiplicateur, le couple électromagnétique fourni par la génératrice.

La figure II.5 montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées :

- ☞ L'angle de la pale et le couple électromagnétique de la génératrice.
- ☞ La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

II-5 Stratégies de commande de la turbine éolienne

II-5-1 Caractéristique puissance vitesse d'éoliennes de grande puissance

La caractéristique Puissance-vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones (figure II-6) :

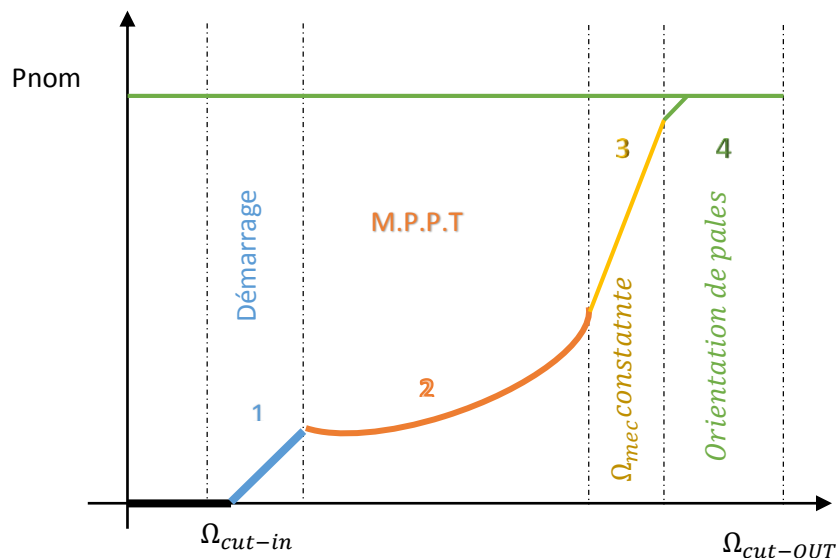


Figure II.6 : Caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance [44]

Quatre zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

✓ Zone 1 : C'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse Ω_{cut_in} .

✓ Zone 2 : Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliqué pour extraire le maximum de la puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est à dire $\beta=2^\circ$. Ce processus continue jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique.

✓ Zone 3 : Au delà, l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale P_{nom} .

✓ Zone 4 : Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : pitch control.

Au-delà de la vitesse Ω_{cut_out} , un dispositif d'urgence est actionné de manière à éviter une rupture mécanique.

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone 4 est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique Cem en zone 2 et, en zone 4, c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pales. Le système d'orientation des pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi, la lenteur de la régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est, dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaire.

II-5-2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de « cloche » [46]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la figure II.7 illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V_v donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_w^3 \quad (II.17)$$

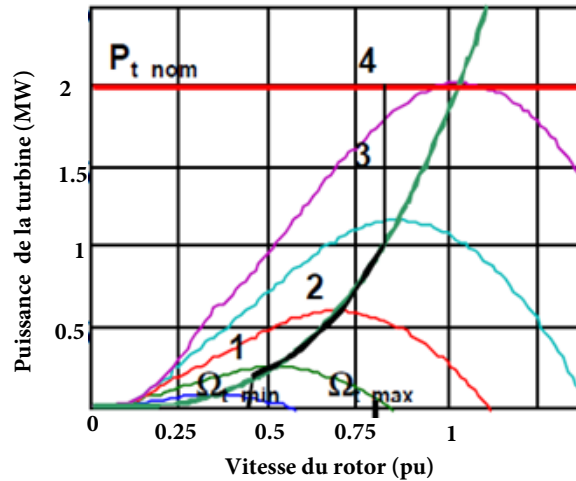


Figure II.7 : Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation [47]

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : Maximum Power Point Tracking (MPPT) correspond à la zone II doit être utilisée.

La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possibles :

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

II-5-2-1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux. Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche [61] :

II-5-2-1-1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelque soit la puissance générée

$$C_{em} = C_{em_ref} \tag{II.18}$$

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

$$C_{em_ref} = K_{ass}(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \tag{II.19}$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax} peut se déduire de (II-20) :

$$\Omega_{turbine_ref} = \frac{V_w \lambda_{opt}}{R} \tag{II.20}$$

La représentation sous forme de schéma-blocs est montrée à la figure II-8 :

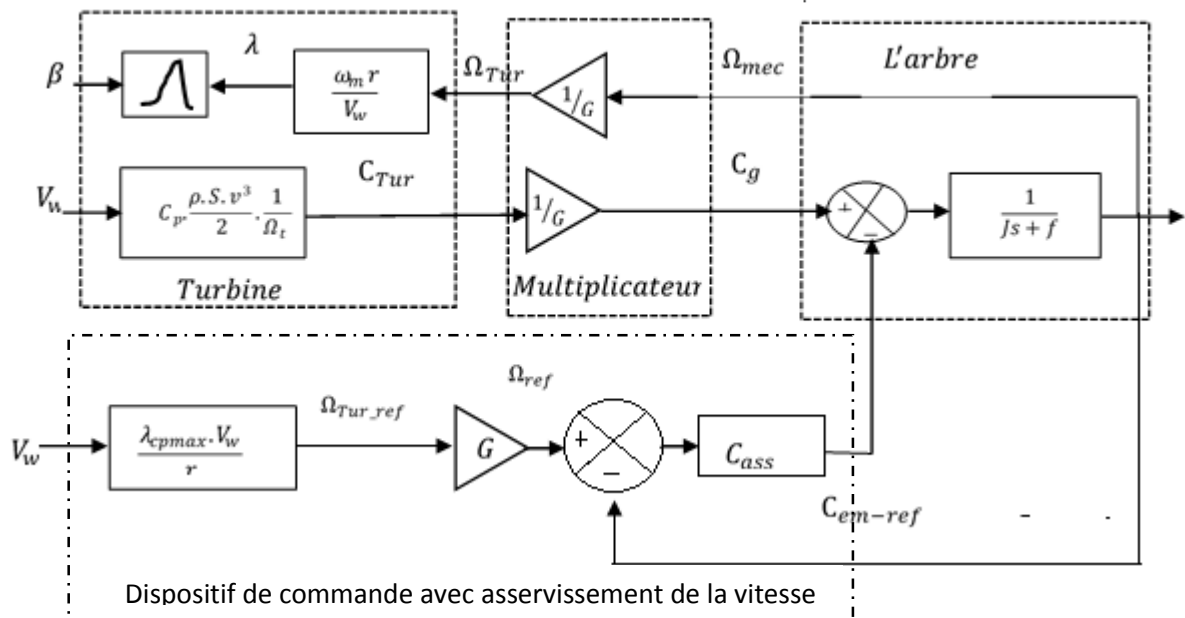


Figure II-8 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse[46]

II-5-2-1-2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons :

1. L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui donne une lecture erronée de la vitesse du vent.

2. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de 1,5 MW), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [44].

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient :

$$j \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_f \quad (II.21)$$

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

$$C_{em} = C_g \quad (II.22)$$

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

$$C_{em_ref} = \frac{C_{aer_estimé}}{G} \quad (II.23)$$

Sachant que :

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (II.24)$$

Et :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} \quad (II.25)$$

Alors :

$$C_{aer_estimé} = C_p \frac{1}{2\Omega_{turbine_estimée}} V_{estimée}^3 \quad (II.26)$$

Ainsi :
$$\Omega_{tur_estimée} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{II.27}$$

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

$$v_{estimée} = \frac{\Omega_{turbine_estimée} \cdot R}{\lambda} \tag{II.28}$$

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

$$C_{em_ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.29}$$

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

$$C_{em_ref} = \frac{C_{p_opt}}{\lambda_{cp_opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.30}$$

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

$$C_{em_ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{II.31}$$

Avec
$$K_{opt} = \frac{C_{p_opt}}{\lambda_{cp_opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot G^3}$$

La représentation sous forme de schéma-blocs est montrée à la figure suivante :

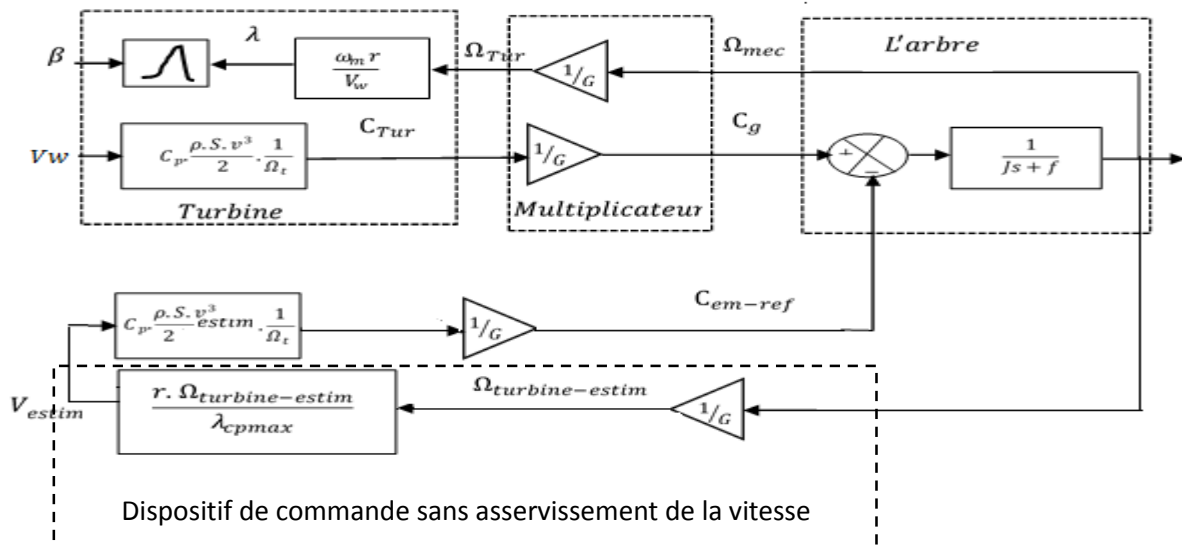


Figure II-9 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

II-6 Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent

La structure du MSAP [48] peut être représenté par trois enroulements a, b et c au stator avec les aimants permanents au rotor. L'alimentation des enroulements statoriques donne naissance à une force magnétomotrice tournante à la vitesse angulaire ω_r , le rotor ou la roue polaire à aimants permanents dont le nombre de pôles est égal à celui du stator permet de produire la force magnétomotrice d'excitation, le schéma de la figure suivante illustre la représentation de la MSAP.

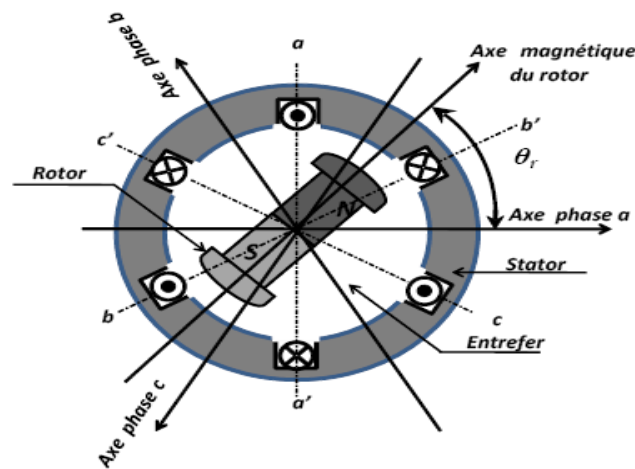


Figure II-12 : Représentation de la machine synchrone à aimants permanents [48].

II-6-1 Différentes structures du rotor

La figure suivante représente la machine à aimants avec les différentes structures possibles du rotor à pôles lisses et pôles saillants :

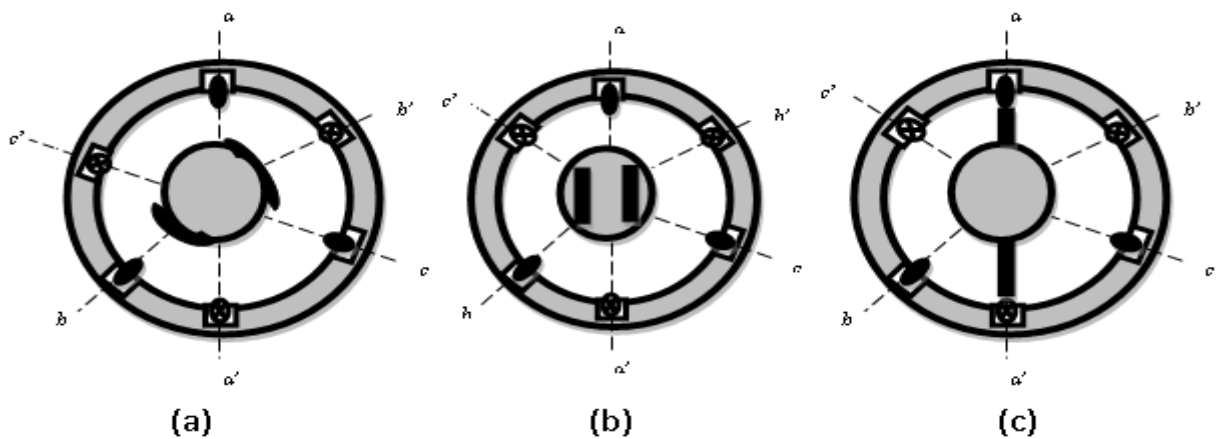


Figure II.13 : Différentes structures possibles du rotor [48]

La figure II-13 (a) représente une machine à aimants collés en surface à pôles lisses (l'inductance d'axe direct est égale à l'inductance d'axe en quadrature $L_d = L_q$) elle est caractérisée par un grand entrefer.

La figure II-13 (b) représente une machine à aimants insérés. Cette machine est caractérisée par une saillance directe (l'inductance d'axe direct est inférieure à l'inductance d'axe en quadrature ($L_d < L_q$)). Par conséquent, l'effet de saillance provoque l'augmentation du couple max.

La figure II-13 (c) représente une machine à aimants enterrés au rotor, dite aussi à concentration de flux. Elle est caractérisée par une saillance inversée (l'inductance d'axe en quadrature est inférieure à l'inductance d'axe direct ($L_d > L_q$)).

II-6-2 Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) obéit à certaines hypothèses simplificatrices [49]:

- La saturation est négligée, il en résulte que les inductances propres et mutuelles sont indépendantes des courants qui circulent dans les différents enroulements ;
- Les f.m.m sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a une symétrie par rapport à l'axe magnétique des enroulements ;
- L'effet d'encoche est négligé ;
- On ne tient pas compte de l'hystérésis et des courants de Foucault dans les parties magnétiques ;

II-6-3 Equations électriques d'une machine synchrone à aimants permanent

Les équations électriques régissant le fonctionnement d'une machine synchrone dans un repère fixe lié au stator (a,b,c) s'écrivent sous la forme suivante [48]:

$$[v_s] = [R_s][i_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \quad (II.32)$$

$$\text{Avec : } [v_s] = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} ; [i_s] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} ; [\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} ; [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

Les flux totalisés $[\Phi_s]$ des phases statoriques s'écrivent dans le repère lié au stator sous la forme matricielle suivante :

$$[\Phi_s] = [L_{ss}][i_s] + [\Phi_{sf}] \quad (II.33)$$

Avec :
$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_{sa} & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_{sb} & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_{sc} \end{bmatrix}$$

$$[\Phi_{sf}] = [\Phi_{af} \quad \Phi_{bf} \quad \Phi_{cf}]^T \quad (II.34)$$

$[\Phi_{sf}]$: représente le vecteur de projection du flux de l'aimant permanent sur les 3 trois phases a, b, c ,

II-6-4 Modèle équivalent d'une machine synchrone triphasée dans le repère dq

Le modèle de la machine synchrone le plus utilisé est basé sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de *Park* et qui permet d'obtenir un système équivalent formé de deux enroulements orthogonaux qui sont situés dans le même plan que les enroulements a, b et c . Avec cette transformation, nous pouvons passer d'une représentation dans le repère triphasé (a, b, c) à une représentation dans un repère cartésien d'axes (d, q), comme nous le montre la figure suivante [50]:

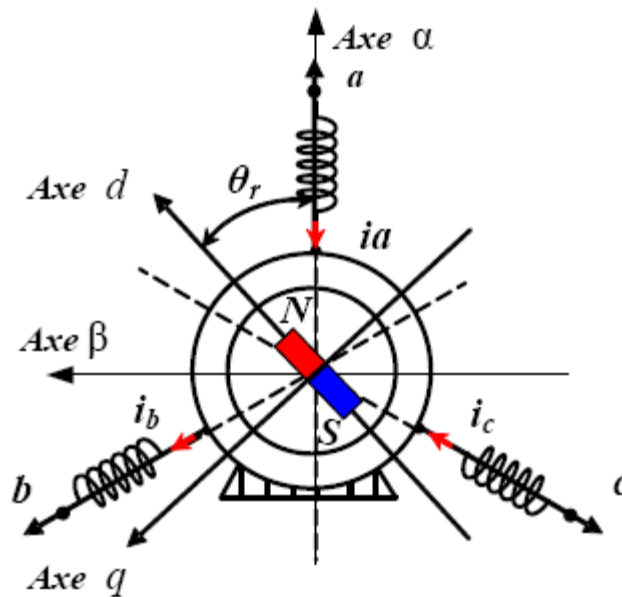


Figure II-14 : Représentation du moteur synchrone à aimants dans le repère d-q et α - β [50].

Pour exprimer l'ensemble des relations de la machine dans ce repère, nous allons appliquer la transformation orthogonale au stator et au rotor, en nous basant sur les hypothèses simplificatrices. La transformation de *Park* utilisée, conserve l'expression de la puissance instantanée, dans les deux repères.

La transformation de Park ($P(\theta)$) est définie par la matrice suivante [50]:

$$P(\theta_r) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_r) & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (II.35)$$

$P(\theta)$ définit le passage du repère a, b, c vers d, q, o

On définit aussi une autre transformation qui est celle de Concordia qui définit d'autres axes fictifs α et β tel que l'axe α est confondu avec l'axe a ce qui revient à poser $\theta_r=0$ dans la transformation de Park

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (II.36)$$

Les équations électriques de la MSAP convention moteur sont données par :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r L_q i_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \Psi_f \end{cases} \quad (II.37)$$

En convention génératrice on inverse le sens des courants on aura donc les équations électriques de la GSAP comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - L_s \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r L_q i_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - L_s \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \Psi_f \end{cases} \quad (II.38)$$

Cette convention de signe sera conservée tout le long de cette modélisation.

$$\begin{cases} \Psi_{ds} = L_d i_{ds} + \Psi_f \\ \Psi_{qs} = L_q \end{cases} \quad (II.39)$$

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale les flux d'axe direct (Ψ_{ds}) et de quadrature (Ψ_{qs}) sont fonction linéaire des courants (i_{ds} , i_{qs}) respectivement d'axe direct et de quadrature.

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor :

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} P \frac{dW_e}{d\theta_r} \quad (II.40)$$

W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

θ_{geo} : Ecart angulaire de la partie mobile par rapport à la partie fixe (rotor par rapport au stator)

L'expression de la puissance transmise est donnée par :

$$P(t) = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (II.41)$$

En remplaçant v_{ds} et v_{qs} par leurs expressions on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} [-R_s (i_{ds}^2 - i_{qs}^2) - (i_{ds} \cdot \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \cdot \frac{d\Psi_{qs}}{dt}) + \frac{d\theta_r}{dt} (\Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds})] \quad (II.42)$$

$\frac{3}{2} R_s (i_{ds}^2 - i_{qs}^2)$: Représente la puissance dissipée par effet Joule

$\frac{3}{2} (i_{ds} \cdot \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \cdot \frac{d\Psi_{qs}}{dt})$: La variation de l'énergie emmagasinée dans les enroulements du stator.

$\frac{3}{2} \frac{d\theta_r}{dt} (\Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds})$: La puissance électromagnétique.

Sachant que $P = C_{em} \Omega$ et $\omega = p \Omega$ (Ω : vitesse mécanique)

$$C_{em} = \frac{3}{2} P (\Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds}) \quad (II.43)$$

et après l'affectation des valeurs de flux on aura :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [(L_d - L_q) \cdot i_{ds} \cdot i_{qs} + i_{qs} \cdot \Psi_f] \quad (II.44)$$

L'équation de la dynamique de la GSAP est donnée comme suit :

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (II.45)$$

II-7 Modélisation de l'onduleur de tension

Le système étudié qui est présenté par la figure II.15 comprend : une turbine éolienne connectée à une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) de 2MW sans multiplicateur de vitesse ; un convertisseur statique du côté de la génératrice jouant le rôle de redresseur ; un convertisseur statique du côté réseau jouant le rôle d'onduleur ; et le réseau dans lequel est injectée l'énergie produite [59,63].

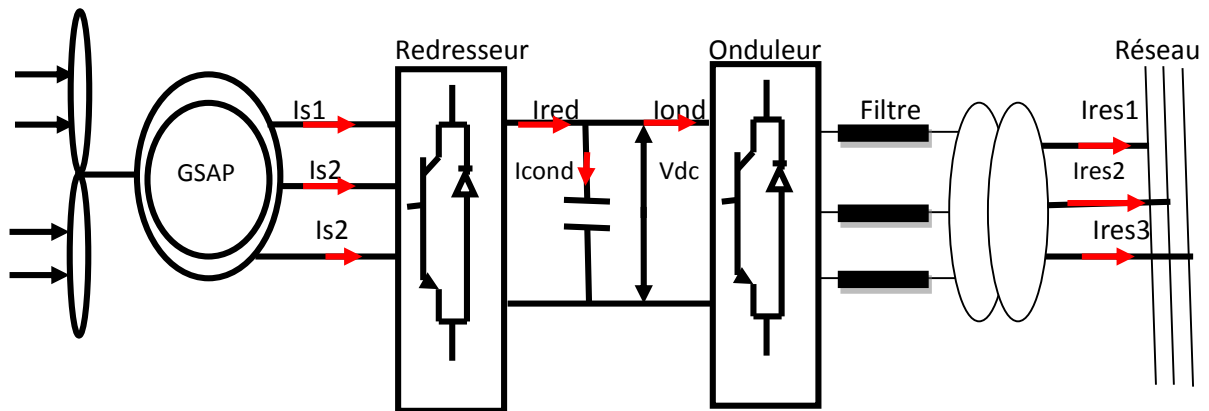


Figure II.15 Système de production d'énergie [51]

Le système présenté par la figure II.15 dispose deux convertisseurs statiques dont le redresseur du côté de la machine et l'onduleur du côté réseau. Le modèle du redresseur est donné par l'équation (II.46), où C est la capacité du bus continu ; $Is1$, $Is2$ et $Is3$ sont les courants dans le stator de la génératrice ; Sa , Sb et Sc sont les signaux de commande PWM ; et $Iond$ est le courant injecté dans l'onduleur [51]

$$C \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = (S_a \cdot I_{s1} + S_b \cdot I_{s2} + S_c \cdot I_{s3}) - I_{ond} \quad (II.46)$$

Le modèle de l'onduleur est présenté par l'équation (II.47), où V_1 , V_2 et V_3 sont les tensions triphasées à la sortie de l'onduleur ; w_1 , w_2 et w_3 sont les signaux de commande MLI.

$$\begin{cases} V_1 = \frac{2 \cdot w_1 - w_2 - w_3}{3} \cdot V_{dc} \\ V_2 = \frac{2 \cdot w_2 - w_1 - w_3}{3} \cdot V_{dc} \\ V_3 = \frac{2 \cdot w_3 - w_1 - w_2}{3} \cdot V_{dc} \end{cases} \quad (II.47)$$

II-7 Modèle du réseau électrique

Le modèle du réseau électrique est présenté sur la figure II.16. Sur cette figure, le réseau est connecté à l'onduleur au moyen d'un transformateur qui est matérialisé par le rapport de transformation m . Le modèle analytique du réseau électrique est présenté par (II.48), où e_1 , e_2 et e_3 présentent la force électromotrice du réseau ; R_{res} et L_{res} sont respectivement la résistance et l'inductance des lignes [52].

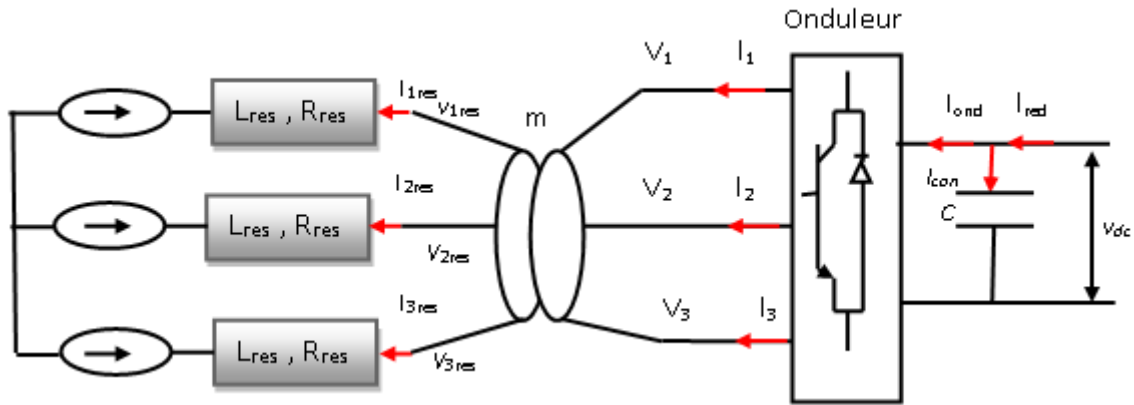


Figure II.16 Modèle du réseau électrique [52]

$$\begin{aligned}
 V_{1res} - e_1 &= R_{res} \cdot I_{1res} + L_{res} \cdot \frac{dI_{1res}}{dt} \\
 V_{2res} - e_2 &= R_{res} \cdot I_{2res} + L_{res} \cdot \frac{dI_{2res}}{dt} \\
 V_{3res} - e_3 &= R_{res} \cdot I_{3res} + L_{res} \cdot \frac{dI_{3res}}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{II.48}$$

La force électromotrice du réseau du réseau triphasé est définie par (II.49), où U_{ef-res} est la tension composée efficace du réseau (690V).

$$\begin{aligned}
 e_1 &= \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_{ef-res} \cdot \sin(\omega t) \\
 e_2 &= \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_{ef-res} \cdot \sin\left(\omega t + \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \\
 e_3 &= \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_{ef-res} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2 \cdot \pi}{3}\right)
 \end{aligned}
 \tag{II.49}$$

La résolution des équations différentielles présentées par (II.48) permet de déterminer les courants du réseau comme illustré par (II.50).

$$\begin{aligned}
I_{1res} &= \frac{V_{1res} - e_1}{R_{res} + L_{res} \cdot s} \\
I_{2res} &= \frac{V_{2res} - e_2}{R_{res} + L_{res} \cdot s} \\
I_{3res} &= \frac{V_{3res} - e_3}{R_{res} + L_{res} \cdot s}
\end{aligned} \tag{II.50}$$

En supposant que le transformateur est sans pertes, les relations entre l'équation (II.50) et les courants à la sortie de l'onduleur (I_1 , I_2 , et I_3) sont données par (II.51).

$$\begin{cases} I_1 = m \cdot I_{1res} \\ I_2 = m \cdot I_{2res} \\ I_3 = m \cdot I_{3res} \end{cases} \tag{II.51}$$

Les expressions des puissances active et réactive injectées dans le réseau sont données par l'équation (II.52).

$$\begin{cases} P = V_{dres} \cdot I_{dres} + V_{qres} \cdot I_{qres} \\ Q = V_{qres} \cdot I_{dres} - V_{dres} \cdot I_{qres} \end{cases} \tag{II.52}$$

II.8 Stratégies de contrôle du système de production d'énergie éolienne

Les stratégies de commande proposées comprennent : - le contrôle de la vitesse de la MSAP ; - le contrôle des puissances active et réactive ; - et le contrôle de la tension du bus continu. Des stratégies semblables ont été utilisées dans [53] pour piloter une machine asynchrone à double alimentation.

II.8.1 Contrôle de vitesse de la génératrice

Pour contrôler la vitesse de la MSAP, la référence optimale de la vitesse exprimée par (II.53) a été utilisée où λ_{opt} est le rapport optimal entre la vitesse de la turbine et la vitesse du vent. Cette référence est obtenue à partir de la technique de la MPPT [54,60]

La stratégie de contrôle de la vitesse de la MSAP est illustrée par la figure **II.17**.

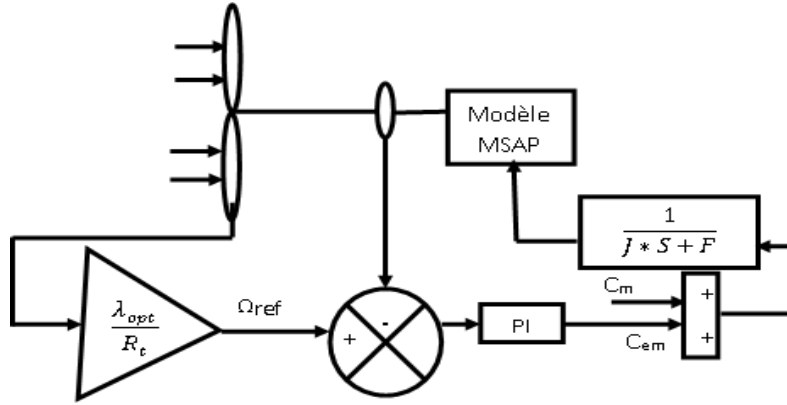


Figure II.17 : Stratégie de contrôle de la vitesse [54].

La vitesse de référence est tirée de l'équation suivante :

$$\Omega_{ref} = \frac{V_w \lambda_{opt}}{r} \quad (II.53)$$

Les coefficients du régulateur PI obtenus à partir de l'analyse en boucle fermée sont exprimés par (II.54), où ω_n et t_s sont respectivement la dynamique du système, et le temps de réponse du système [55].

$$\begin{cases} k_i = \omega_n^2 \cdot J \\ k_p = 2\xi \omega_n \cdot J - f \\ \omega_n = \frac{5.8}{t_s} \end{cases} \quad (II.54)$$

II.8.2 Contrôle des puissances actives et réactive injectées dans le réseau

La puissance active de référence est estimée par l'équation (II.55), où η est le rendement de la conversion mécanique.

$$P_{ref} = \eta \frac{1}{2} C_{pmax} \rho S V_w^3 \quad (II.55)$$

La stratégie de contrôle de la tension du bus continu est qu'on suppose que la tension sur l'axe d nulle ($V_d = 0$), la puissance réactive dépend du courant sur l'axe d ($Q_{ref} = V_q \cdot I_{dref}$). Pour obtenir un facteur de puissance unitaire, le courant I_{dref} est choisi égal à zéro. Les paramètres du correcteur PI utilisé pour le contrôle de la tension du bus continu peuvent être estimés en utilisant les expressions présentées par l'équation (II.56).

$$\begin{cases} k_i = \omega_n^2 \cdot C \\ k_p = 2\xi \omega_n \cdot C \\ \omega_n = \frac{5.8}{t_s} \end{cases} \quad (II.56)$$

La stratégie de contrôle des puissances active et réactive est présentée par la figure II.18.

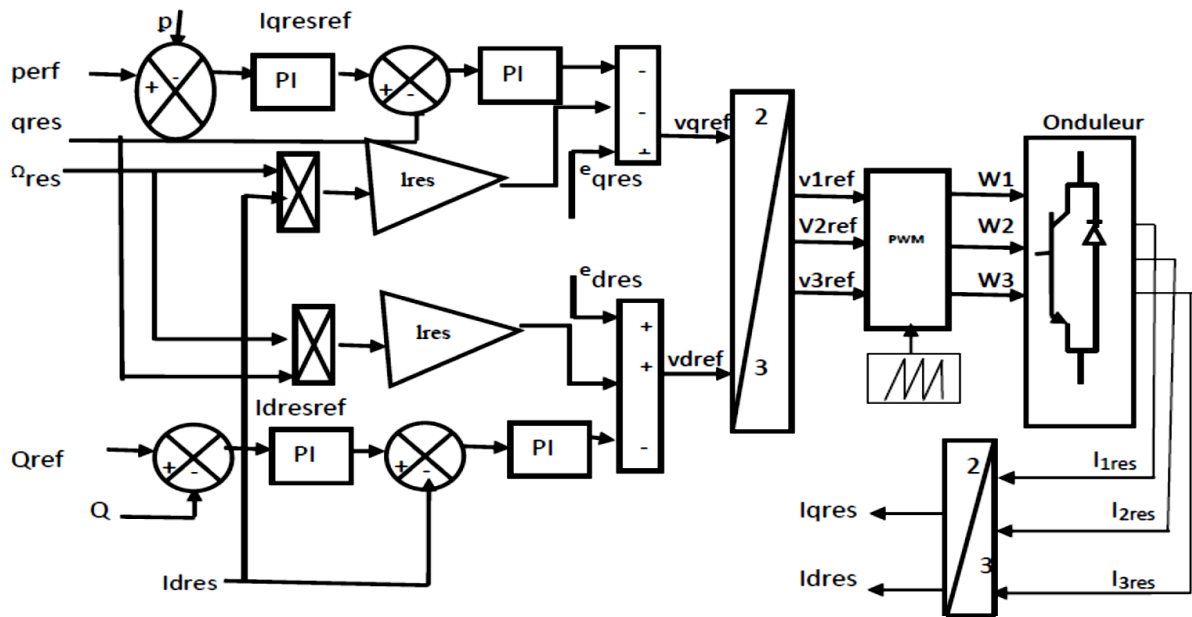


Figure II.18 : Stratégie de contrôle des puissances active et réactive injectées dans le réseau [56]

II.9 Résultats de simulation

Pour la simulation du système, on a appliqué un profil de vent aléatoire pour voir le comportement de notre chaîne de conversion et l'efficacité de la commande vectorielle et la référence de la vitesse de la turbine éolienne Ω_{ref} est estimée à partir de l'équation (II. 53). Le réseau est supposé de puissance infinie ce qui permet d'injecter toute la production sans contraintes de limitation de puissance dues aux critères de gestionnaire du réseau électrique.

Le profil du vent appliqué au système est présenté sur la figure II.19 :

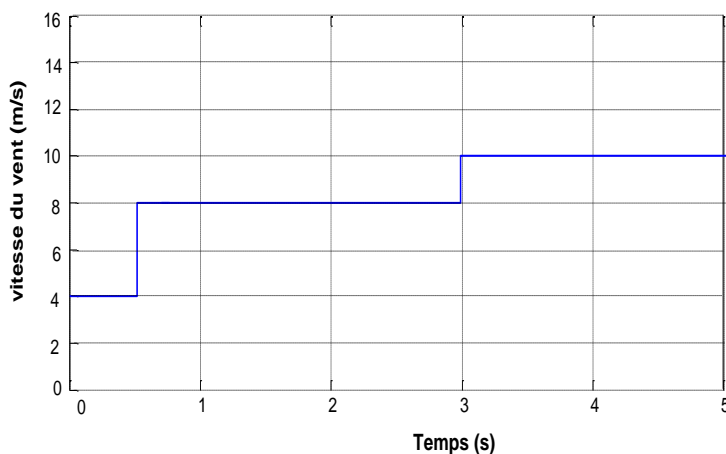


Figure II.19 : Profil du vent

La réponse des deux composantes du courants montre bien le découplage introduit par la commande vectorielle de la machine, on note que la composante I_{sd} (figure II.20) est nulle et le courant I_{sq} (figure II.21) est l'image du couple.

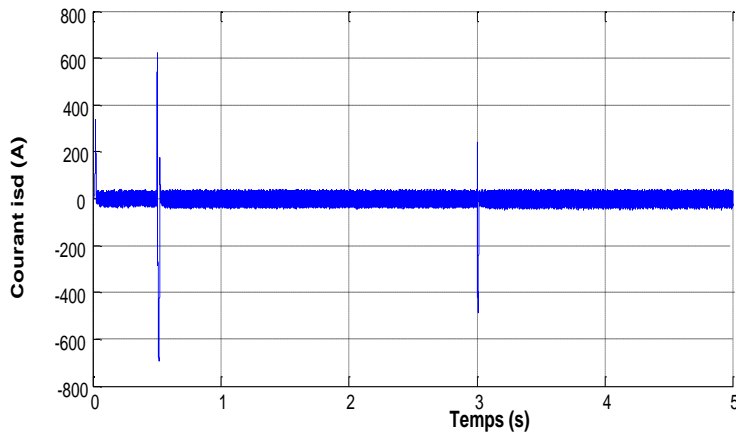


Figure II.20 : Allure du courant i_{sd}

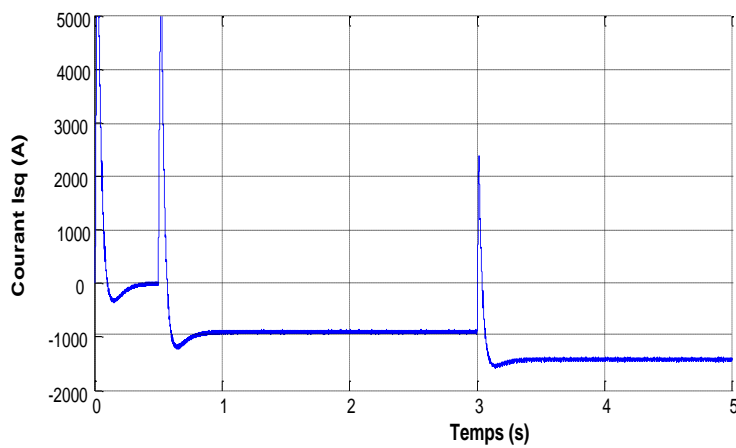


Figure II.21 : Allure du courant i_{sq}

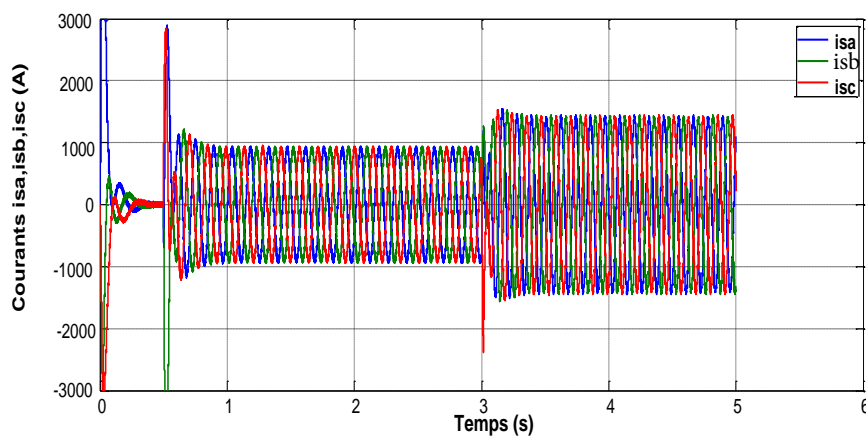


Figure II.22 : Allure des courants issus de la génératrice

Le couple électromagnétique tend à suivre le couple éolien et à noter que le couple a une valeur négatif parce que la MSAP fonctionne en mode génératrice c'est ce qui apparait clairement dans la figure suivante :

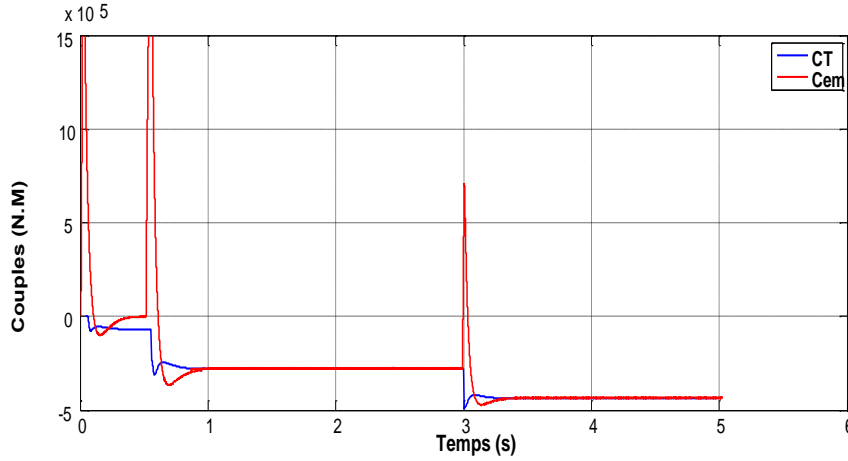


Figure II.23 : Allure du couple éolien et du couple électromagnétique

L'allure du courant i_{sq} est de même forme que celle du couple C_{em} ; la GSAP modélisée dans le repère d, q est naturellement découplée et analogue à une machine à courant continu, le couple électromagnétique est directement proportionnel au courant i_{sq} ($C_{em}=K \cdot i_{sq}$ et ; $K=Cte$) ce qu'est représenté sur la figure II.24 :

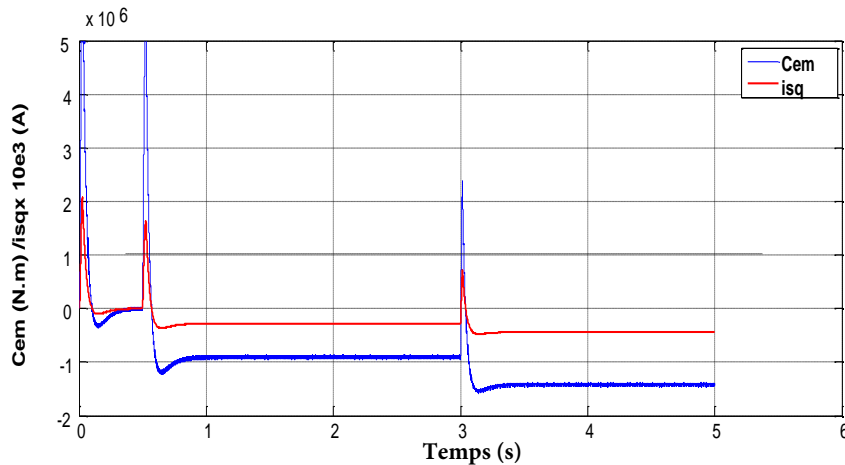


Figure II.24 : Allure du couple électromagnétique et du courant i_{sq}

Le résultat du contrôle de la vitesse mécanique de la MSAP est présenté sur la figure II.25. Cette courbe montre que la stratégie de contrôle proposée est satisfaisante, c'est à dire la vitesse mesurée est identique à la référence obtenue par la MPPT.

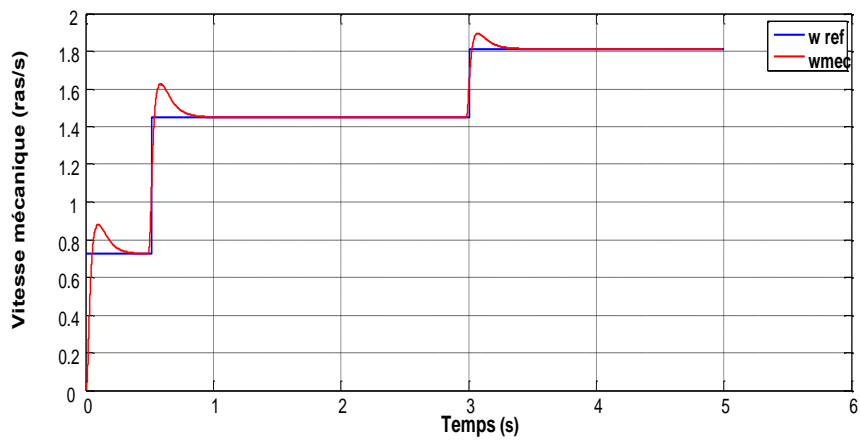


Figure II.25 : Allure de la vitesse mécanique et sa vitesse de référence

La commande par asservissement de la vitesse a permis de maintenir la valeur du coefficient de puissance à sa valeur maximale qui est de 0.43 comme le montre la figure II.26.

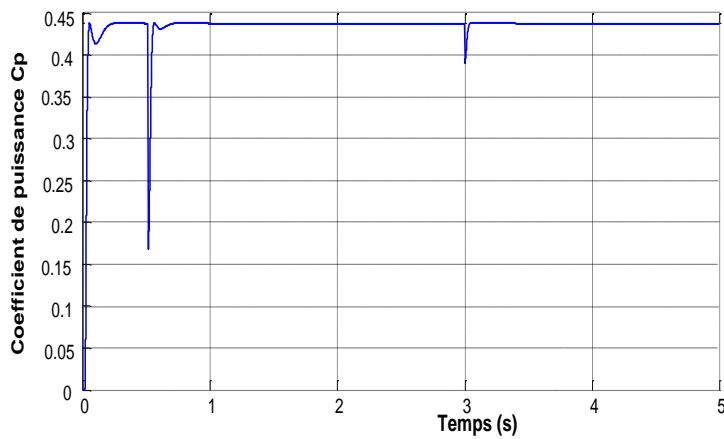


Figure II.26 : Allure du coefficient de puissance Cp

Dans cette zone de fonctionnement correspondant au maximum de puissance MPPT (zone 2), la vitesse spécifique est maintenu constant à sa valeur maximale 6.16 comme il est montré sur la figure II.27

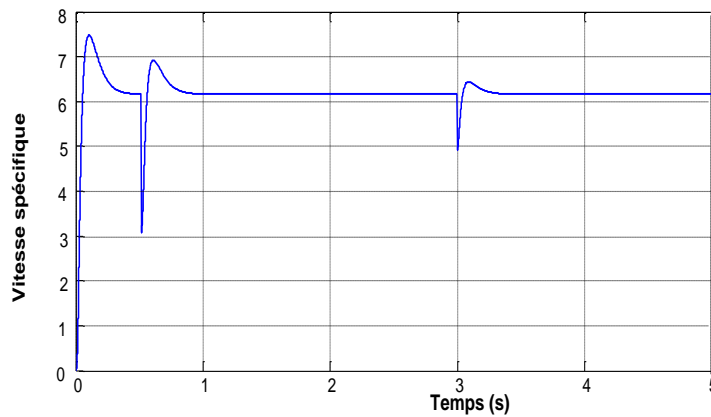


Figure II.27 : Allure de la vitesse spécifique

L'analyse des résultats obtenus dans cette partie montre clairement un degré d'efficacité acceptable de la régulation choisie qui fait ramener le système à son point optimal après chaque variation de la vitesse du vent.

II.9.1 Contrôle pitch des pales de la turbine éolienne

Pour le contrôle de la puissance dans la quatrième zone de fonctionnement de la turbine on utilise le principe du contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à sa valeur nominale. Ainsi l'orientation des pales pour augmenter ou diminuer la portance selon la vitesse du vent constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de la turbine. En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basses vitesses, puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance [47,57].

La conception analytique de ce réglage est complexe à cause des caractéristiques des pales et du modèle non linéaire de la turbine. Il est plus pratique d'utiliser des caractéristiques expérimentales renseignant les puissances mesurées pour différents angles de calage. Dans le cas de manque de ces informations, l'angle de référence est obtenu par le réglage de l'erreur entre la puissance mesurée et celle de référence comme le montre la figure suivante :

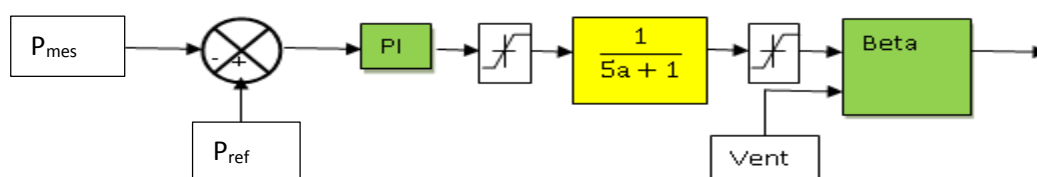


Figure II.28 : Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage [58]

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales soit pour chacune d'elle indépendamment. La régulation indépendante donne plus de degrés de liberté au système de commande, mais peut entraîner un déséquilibre aérodynamique dans la turbine. Un système précis de mesure est par conséquent utilisé pour assurer que l'angle de calage de chacune des pales soit le même. Certains auteurs représentent tout simplement la régulation de l'angle par une simple fonction de transfert du premier ordre

II.9.1.1 Simulation et interprétation des résultats

Pour faire apparaître le rôle du contrôle de l'angle de calage et valider ce système de régulation, on ajoute au profile précédent du vent deux paliers de vitesse supérieur à sa vitesse nominale montré sur la figure **II.29**. Le régulateur utilisé est le régulateur PI.

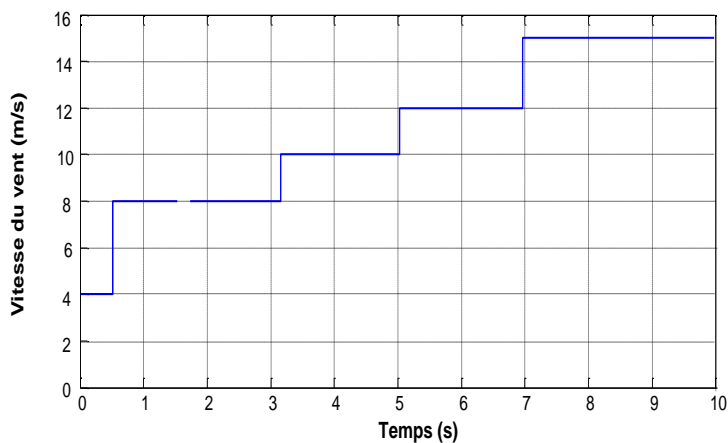


Figure II.29 : Profil du vent appliqué

La visualisation de la vitesse de la GSAP montre qu'elle est l'image du vent entraînant l'éolienne, elle suit convenablement sa référence comme le présente la figure **II.30**

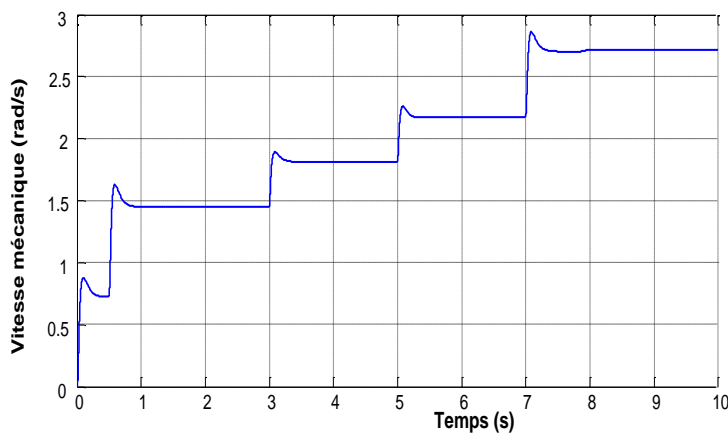


Figure II.30 : Allure de la vitesse mécanique

On peut observer que la puissance garde une valeur limite pour les grandes vitesses de vent bien que la turbine soit capable de produire plus de puissance (figure II.31). Cette limite de puissance est utilisée pour éviter une éventuelle survitesse du rotor, et protéger le système électrique.

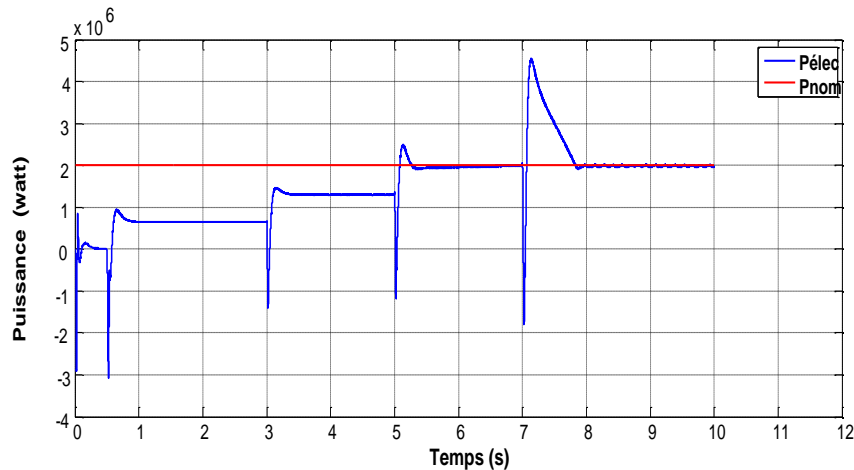


Figure II.31 : Comparaison entre la puissance électrique et la puissance nominale

On remarque qu'au moment où la vitesse du vent devient supérieur à sa vitesse nominale le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales de tel sorte à augmenter l'angle ce qui réduit le rendement de la turbine et limite sa valeur maximale quelque soit la vitesse du vent comme il est illustré sur les figures II.32 et II.33

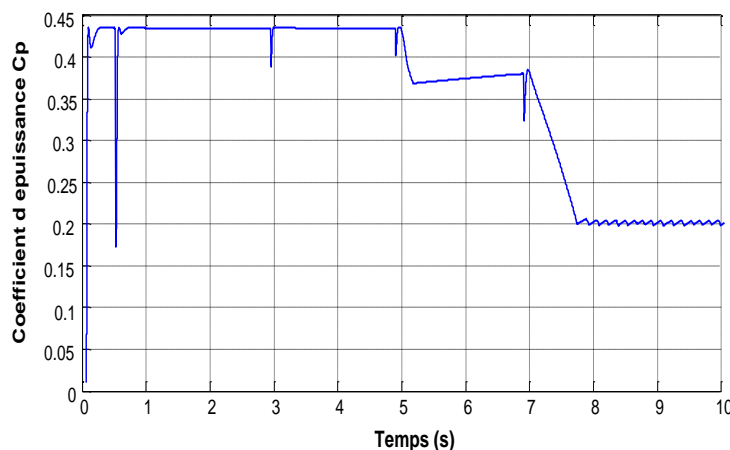


Figure II.32 : Variation du coefficient de puissance C_p pour une vitesse du vent qui dépasse sa vitesse nominale

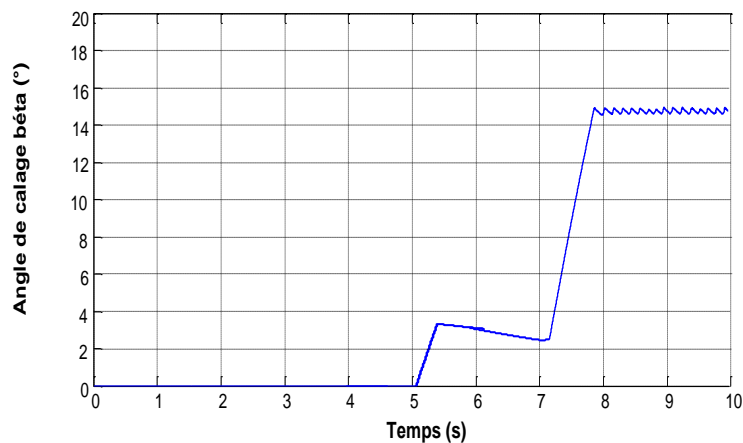


Figure II.33 : Variation de l'angle de calage pour une vitesse du vent qui dépasse sa vitesse nominale

La figure II.34 ci-dessous montre que la vitesse spécifique garde toujours sa valeur optimale parce que c'est la variation de l'angle qui agit pour réduire le coefficient de puissance C_p .

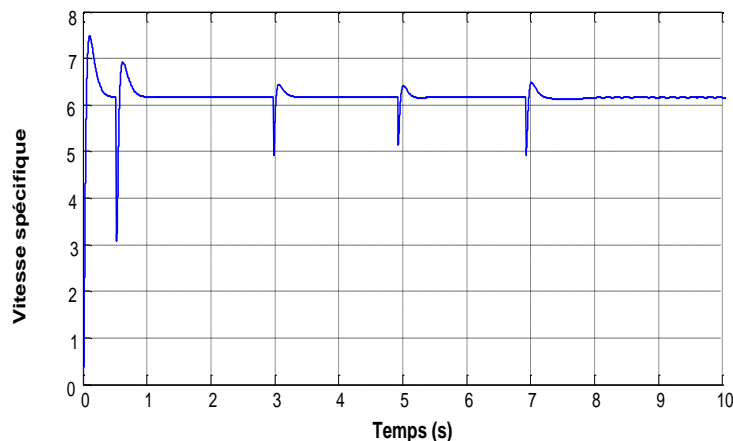


Figure II.34 : Variation de la vitesse spécifique vitesse du vent qui dépasse sa vitesse nominale

II.10 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et la commande du système de conversion éolien à base de la MSAP connecté au réseau électrique. En premier lieu, les modèles mathématiques des différentes composantes constituant le système éolien : turbine, MSAP, convertisseur back-to-back, bus continu et le réseau électrique sont présentés.

Cependant, différentes stratégies de commande du système éolien étaient détaillées. La technique de MPPT permet d'extraire la puissance optimale de la turbine pour différentes vitesses du vent.

L'analyse des résultats obtenus dans ce chapitre montre clairement un degré d'efficacité acceptable de la régulation choisie qui fait ramener le système à son point optimal après une variation de la vitesse du vent. Un système d'orientation des pales a été aussi simulé. Les résultats de simulation montrent l'intérêt du contrôle Pitch quant à la limitation de la puissance transmise à l'arbre de la turbine dans la protection des agrégats mécaniques de celle-ci et du système électrique (la génératrice).

CHAPITRE III

III.1 Introduction

La compensation d'énergie réactive est l'une des plus importantes actions pour le contrôle des systèmes de puissance de transmission et de distribution, la compensation d'énergie réactive qui était à l'époque résolue à base de solution traditionnelle dans ces dernières décennies elle est devenue plus sophistiquée avec l'apparition des dispositifs *FACTS* et plus exactement les compensateurs de types avancés qui utilisent des convertisseurs statiques pour la compensation de l'énergie réactive.

Dans ce chapitre nous allons utiliser l'onduleur à deux et à trois niveaux de type *NPC* pour la compensation d'énergie réactive. L'onduleur connecté au réseau est appelé *STATCOM* ou bien l'*ASVC*. Pour la commande du *STATCOM* une *MLI* sinusoïdale conventionnelle est utilisée. Aussi, nous donnons le principe de fonctionnement et la description du *STATCOM* ainsi que la topologie de réglage classique. Auparavant, on donnera un aperçu général sur la compensation de l'énergie réactive.

III.2 Compensation d'énergie réactive

Les réseaux électriques ont pour objectif de transmettre de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S a deux composantes la puissance active P et la puissance réactive Q :

$$s = P + jQ \quad (III.1)$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour avoir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

La présence des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive classiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou modernes (alternateurs, *FACTS*)

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques.

En fournissant l'énergie réactive à la demande, par conséquent [9]:

- L'augmentation de la puissance disponible au niveau des transformateurs de distribution
- La limitation des pertes d'énergie dans les câbles par effet Joule (limitation des chutes de tensions) compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation
- Des économies d'énergie quel que soit le type de contrat fournisseur d'électricité.

Cependant du fait du nombre limité d'opérations et des délais d'ouverture/fermeture des disjoncteurs, les réactances et condensateurs connectés en parallèles ou en séries ne doivent pas être commutés trop souvent et ne peuvent pas être utilisés pour une compensation dynamique des réseaux. Dans le cas où le contrôle du réseau nécessite des commutations nombreuses et/ou rapides, on fera appel à des équipements contrôlés par convertisseurs à base de l'électronique de puissance appelés sous nom FACTS

Dans notre étude, nous avons choisis le STATCOM parmi tous les types FACTS

III.3 Choix du STATCOM

Les condensateurs sont généralement connectés à des éoliennes à vitesse fixe pour améliorer la tension du système, car ils sont un puits de puissance réactive. Les condensateurs de dérivation fixes à commutation mécanique peuvent améliorer la limite de stabilité de tension du système, mais ne sont pas très sensibles aux changements de tension. En outre, la tension régulée par les éoliennes équipées uniquement de condensateurs fixes peut devenir supérieure à la limite de tension de 1,05 pu. Par conséquent, un condensateur fixe ne peut pas être la seule source de compensation de puissance réactive.

L'un des avantages les plus importants de l'utilisation de STATCOM sur un SVC à thyristor réside dans le fait que son courant de compensation ne dépend pas du niveau de tension au point de connexion comme le montre la figure **III.1**, c'est-à-dire le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle ce qui signifie que le courant de compensation ne diminue pas [64 ,65].

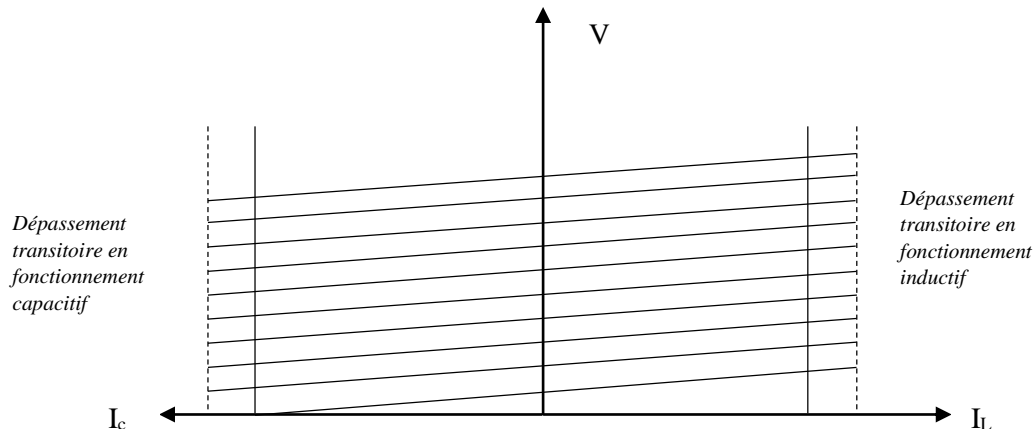


Figure III.1 : Caractéristique du STATCOM [64]

La production des centrales éoliennes et la charge totale varient continuellement tout au long de la journée. Une compensation de puissance réactive est requise pour maintenir les niveaux de tension normaux dans le système d'alimentation. Les déséquilibres de puissance réactive, qui peuvent affecter sérieusement le système d'alimentation, peuvent être minimisés par des dispositifs de compensation de puissance réactive tels que le STATCOM.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser des compensateurs multi-niveaux, des filtres ou bien une commande MLI.

Le STATCOM installé dans les systèmes de distribution ou à proximité des charges s'appelle D-STATCOM. Les D-STATCOM ont une réponse plus rapide que les STATCOM de transmission.

III.3.1 Configuration et principe de fonctionnement du STATCOM

Un compensateur synchrone statique de distribution (STATCOM) est un système de puissance moyenne (jusqu'à 5 MVA) et est installé dans les systèmes de distribution ou à proximité des charges pour améliorer la régulation du facteur de puissance et de la tension. Il peut également utiliser des fréquences de commutation élevées. Le transistor (IGBT), et le thyristor (GTO) sont les semi-conducteurs de puissance candidats pour les STATCOM [37].

Le concept de STATCOM a été dévoilé par Gyugyi en 1976. En 1995, le premier STATCOM de 100 MVA a été installé aux États-Unis. Cette unité est principalement utilisée pour réguler le bus de 161 kV. En 1996, la NGC (National Grid Company) d'Angleterre et du Pays de Galles a conçu un équipement de compensation réactif dynamique avec inclusion d'un

STATCOM de 150 MVA [39]. Le Japon (Nagoya), les États-Unis, l'Angleterre et l'Australie utilisent également le STATCOM dans la pratique [35].

Un STATCOM comprend un convertisseur de source de tension (VSC), un dispositif de stockage d'énergie à courant continu (un condensateur), et un transformateur de couplage pour connecter le STATCOM en parallèle avec le réseau de distribution comme le montre la figure suivante [3].

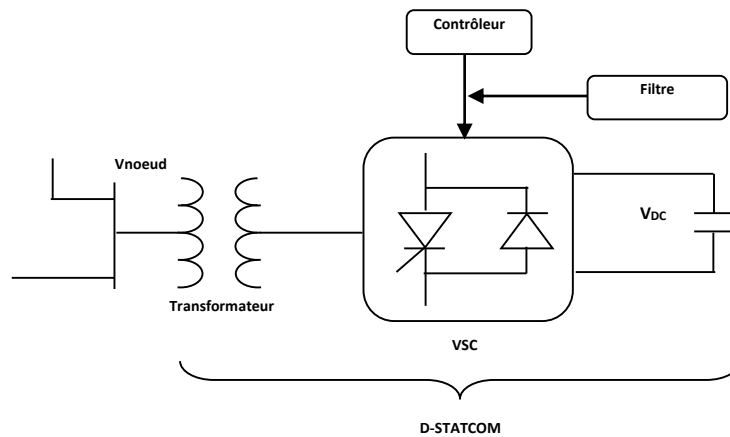


Figure III.2 : Schéma de base du STATCOM [3]

- Voltage Source Converter (VSC) est le composant de base du STATCOM. Le VSC est un dispositif électronique de puissance qui convertit la tension continue en tension alternative et qui est combinée par six transistors, généralement de type IGBT ou GTO, de sorte que les six transistors forment un seul convertisseur de niveau. Un STATCOM peut être construit par des VSC à un ou plusieurs niveaux. La tension alternative convertie est injectée dans le système d'alimentation et introduit une différence de tension entre le VSC et le point de connexion avec le système d'alimentation. Cette différence de tension résulte en un courant approprié qui est injecté dans le système d'alimentation. La puissance active et réactive peut être injectée indépendamment dans le système d'alimentation.

- Le stockage d'énergie a pour but de maintenir la tension DC du VSC. Cela peut être un condensateur ou une source de courant continu, par exemple : batterie. Le STATCOM traditionnel ne dispose que d'un condensateur DC, donc seule la puissance réactive peut être injectée dans le système d'alimentation par STATCOM, tandis que STATCOM peut injecter la puissance active et réactive au système d'alimentation si une source DC est utilisée.

- Filtre : Comme la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) est utilisée dans le VSC, la tension de sortie du VSC a une ondulation de commutation qui amène les harmoniques dans le courant injecté vers le système d'alimentation. Ces harmoniques affecteront la qualité de la tension du système d'alimentation. Par conséquent, un filtre relativement petit est installé entre le VSC et le point du système auquel le STATCOM est connecté, pour filtrer ces harmoniques dans le courant.

La partie importante supplémentaire pour le STATCOM est le contrôleur. Le contrôleur exécute le calcul de la tension de sortie correcte de VSC, ce qui conduit à un courant de compensation de shunt approprié [38,39].

Le principe de fonctionnement du compensateur STATCOM peut être expliqué en utilisant son circuit illustré par la figure III.3. Ce principe de fonctionnement est basé sur le fait que le STATCOM ne sera commandé que par le déphasage créé entre les tensions de sortie de l'onduleur et celles du réseau électrique.

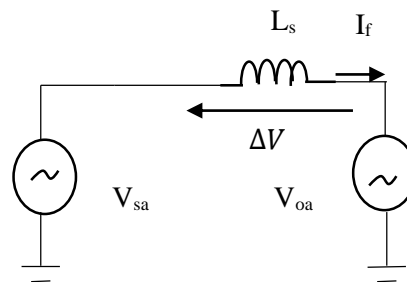


Figure III.3 : Circuit équivalent du STATCOM en monophasé

L'onduleur du compensateur statique *STATCOM* est relié au réseau par une réactance X_s correspondant à l'inductance L_s , qui est le couplage magnétique au réseau.

Si la composante fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur V_{oa} est en phase avec la tension du réseau V_{sa} , et si l'amplitude de la tension de sortie est augmentée au-delà de celle de la tension du réseau figure III.4, le courant circule à travers la réactance en provenance du *STATCOM* vers le réseau et le *STATCOM* produit de la puissance réactive (mode capacitive) pour le réseau [67].

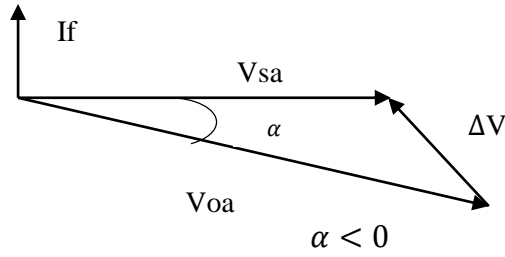


Figure III.4 : Diagramme de phase pour le mode capacitif [67]

D'autre part, si l'amplitude de la tension de sortie est réduite à une valeur inférieure à celle du réseau, comme le montre la figure III.5, alors le courant réactif circule depuis le réseau vers le STATCOM et donc, le STATCOM absorbe de la puissance réactive (mode inductif). En fin si la tension de sortie est égale à celle du réseau l'échange de puissance réactive est égal à zéro.

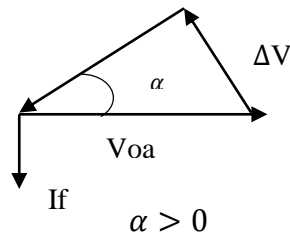


Figure III.5 : Diagramme de phase pour le mode inductif

$\Delta V = I_f X_s$ représente la chute de tension aux bornes de la réactance du transformateur

III.3.2 Modélisation du compensateur statique d'énergie réactive STATCOM

La figure III.6 montre le circuit équivalent du compensateur statique de puissance réactive. On peut avoir une équation simple par l'application des lois de Kirchoff.

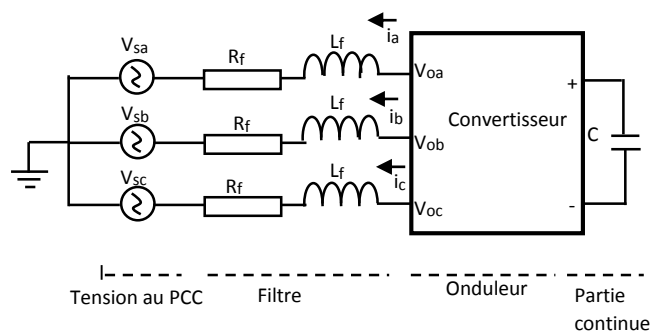


Figure III.6 : Circuit équivalent du compensateur ASVC [67].

Les tensions simples du réseau au point de connexion (PCC) sont :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{2/3} V_s \begin{bmatrix} \sin(\omega t) \\ \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (III.2)$$

V_s est la tension efficace du réseau,

De la figure III.6, on peut écrire :

$$L_f \frac{d i_{abc}}{dt} + R_f \frac{d i_{abc}}{dt} = V_{s,abc} - V_{o,abc} \quad (III.3)$$

Où $V_{o,abc}$ représentent les tensions simples de sortie de l'onduleur, i_{abc} sont les courants instantanés entre le réseau et le compensateur, R_f et L_f sont respectivement la résistance et l'inductance du filtre de couplage entre le réseau et le compensateur.

La modélisation du STATCOM est basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéaux.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Toutes les chutes de tensions dans le compensateur sont représentées par les résistances R_f .
- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont supposées négligeables.
- L'amplitude instantanée de la composante fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur est proportionnelle à la tension instantanée du côté continu.
- Aucune perte de puissance ne se produit dans l'onduleur, donc la puissance active dans le côté alternatif par conséquent est égale à la puissance active dans le côté continu.

L'onduleur à deux niveaux, qui est la pièce maîtresse du STATCOM, est constitué par six commutateurs à semi-conducteurs commandables à l'ouverture et à la fermeture. Chaque commutateur est shunté par une diode branchée en antiparallèle, comme illustré sur la figure III.7 suivante :

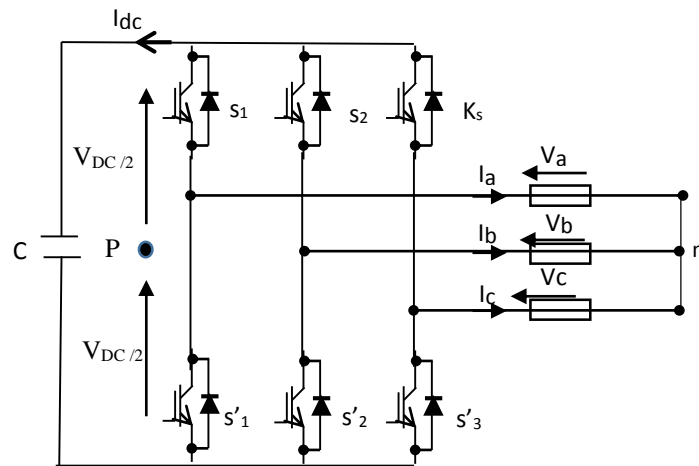


Figure III.7 : Onduleur de tension triphasée [67]

La figure III .7 montre le schéma de principe d'un onduleur de tension triphasée, il est placé entre une source de tension triphasée parfaite, donc de tension constante et une charge triphasée équilibrée parcourue par des courants i_a , i_b , i_c formant un système triphasé sinusoïdal équilibré. L'onduleur est un assemblage de trois ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série : S_1 et S_1' , S_2 et S_2' , S_3 et S_3' . Les interrupteurs d'un même demi- pont doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a , i_b , i_c ne soient jamais ouverts [2].

Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tensions de sortie, quels que soient les courants i_a , i_b , i_c il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandées.

Les tensions simples à la sortie de l'onduleur prise par rapport au point p sont :

$$V_{pa} = V_{DC}/2 \text{ si } S_1 \text{ est fermé,}$$

$$V_{pa} = - V_{DC}/2 \text{ si } S_1 \text{ est ouvert,}$$

$$V_{pb} = V_{DC}/2 \text{ si } S_2 \text{ est fermé,}$$

$$V_{pb} = - V_{DC}/2 \text{ si } S_2 \text{ est ouvert,}$$

$$V_{pc} = V_{DC}/2 \text{ si } S_3 \text{ est fermé,}$$

$$V_{pc} = - V_{DC}/2 \text{ si } S_3 \text{ est ouvert.}$$

Suivant l'état des interrupteurs caractérisé par la commande C_i on peut écrire :

$$V_{pi} = (C_i - 1/2)V_{DC} \quad (\text{III.4})$$

Les expressions de V_a , V_b et V_c en fonction de la commande C_i sous forme matricielle sont :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = V_{DC} \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_a \\ C_b \\ C_c \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

Pour un onduleur autonome, la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la commande et la source côté continu. Pour un onduleur non autonome, la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la commande et la source côté alternatif [2].

En utilisant la représentation matricielle de l'équation (III.3), le modèle mathématique du STATCOM est donné par le système d'équations suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_f}{L_f} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_f}{L_f} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_f}{L_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} V_{sa} - V_{ia} \\ V_{sb} - V_{ib} \\ V_{sc} - V_{ic} \end{bmatrix} \quad (III.6)$$

En utilisant la matrice de transformation (P) mentionnée au chapitre II, Le système d'équations (III.6) peut être réécrit dans le repère d'axes de Park (d - q) comme suit :

$$R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} = V_{sd} - V_{od} + L_f \omega i_q \quad (III.7)$$

$$R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} = V_{sq} - V_{oq} - L_f \omega i_d \quad (III.8)$$

ω est la pulsation de la tension du réseau $V_s(t)$ en (rad/sec)

On peut récrire les équations (III.7) et (III.8) sous forme de matrice comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_f}{L_f} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_f}{L_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} V_{sd} - V_{od} \\ V_{sq} - V_{oq} \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

On peut ainsi définir les tensions de l'onduleur qui sont exprimées en fonction de la tension continue V_{dc} du condensateur et l'indice de modulation m :

$$V_{id} = mV_{DC} \cos \alpha \quad (III.10)$$

$$V_{iq} = mV_{DC} \sin \alpha \quad (III.11)$$

Idéalement, P_{AC} (puissance instantanée coté alternative) = P_{DC} (puissance instantanée coté onduleur) [68,70], donc :

$$V_{DC}I_{DC} = \frac{3}{2}(V_{id}i_d + V_{iq}i_q) \quad (III.12)$$

L'équation côté DC est :

$$I_{DC} = \frac{3}{2}m(i_d \cos \alpha + i_q \sin \alpha) = C \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (III.13)$$

Le modèle mathématique de STATCOM dans l'espace d'état peut être écrit comme :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{DC} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{DC} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} V_{sd} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (III.14)$$

Où la matrice A est :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-R_f}{L_f} & \omega & \frac{-m}{L_f} \cos \alpha \\ -\omega & \frac{-R_f}{L_f} & \frac{m}{L_f} \sin \alpha \\ \frac{3}{2C} m \cos \alpha & \frac{3m}{2C} \sin \alpha & 0 \end{bmatrix}$$

Dans le repère tournant synchrone $V_s = V_{sd}$ et $V_{sq} = 0$, les puissances active et réactive instantanées sont :

$$Q = \frac{3}{2}(V_{sq}i_d - V_{sd}i_q) = -\frac{3}{2}V_{sd}i_q = -\frac{3}{2}V_s i_q \quad (III.15)$$

$$P = \frac{3}{2}(V_{sd}i_d + V_{sq}i_q) = \frac{3}{2}V_{sd}i_d = \frac{3}{2}V_s i_d \quad (III.16)$$

Par conséquent, les performances du STATCOM peuvent être améliorées en contrôlant les composants actifs et réactifs des courants. C'est ce qu'on appelle le contrôle PQ-découplé [71,70].

III.4 Commande de l'onduleur

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées [72, 73,74, 75,76] :

- Commande par hystérésis,
- Commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion)

III.4.1 Commande par hystérésis

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la figure **III.8** que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [72].

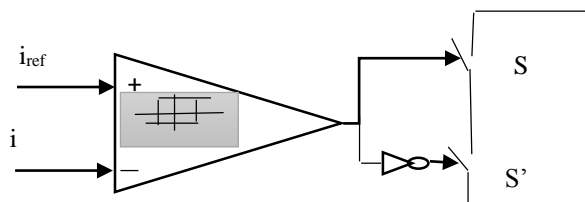


Figure III.8 : Contrôle de courant par hystérésis [72]

L'avantage principale de cette stratégie et sa simplicité de la mise en œuvre, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être remédié par une autre version de contrôle par l'hystérésis avec une fréquence de commutation fixe [72].

III.4.2 Commande par MLI

La méthode basée sur la MLI met en œuvre d'abord un correcteur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice).

Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure III-9 [73].

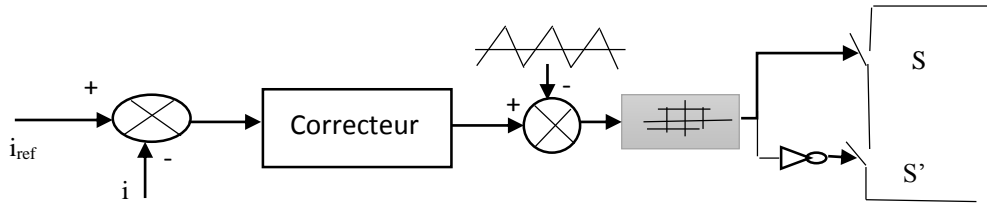


Figure III-9 : Contrôle de courant par MLI [73]

La rapidité du contrôle par hystérésis à réagir au changement brusque de référence, donne des performances dynamiques et statiques meilleures. Malgré ces avantages, nous avons choisi la commande par MLI car le dispositif STATCOM commande de fortes puissances et a besoin d'une fréquence fixe pour les commutations.

La commande MLI réduit le nombre d'harmoniques générées par l'onduleur à commande pleine onde. Elle présente un perfectionnement de la forme d'onde en créneaux à savoir des périodes fermeture/ouverture variables de telle façon que la longueur des périodes de fermeture soit maximale à la crête de l'onde[1,2,]

La commande MLI permet un réglage de la fréquence et de la valeur efficace de la tension de sortie en utilisant l'indice de modulation m et le rapport de réglage r . L'indice de modulation m influe principalement sur le contenu d'harmoniques de l'onde de sortie. m et r sont tels que :

$$m = \frac{f_p}{f^*} \quad (III. 17)$$

$$r = \frac{V^*}{V_p} \quad (III. 18)$$

f_p et V_p sont les valeurs relatives à la porteuse et f^* et V^* sont les valeurs de référence.

Les harmoniques les plus fréquemment rencontrés dans le cas des réseaux triphasés, donc en pratique les plus gênants, sont les harmoniques de rangs impairs. Au-delà du rang 50, les courants harmoniques sont négligeables et leur mesure n'est plus significative.

Ainsi, une bonne précision de mesure est obtenue en considérant les harmoniques jusqu'au rang 30. Les distributeurs d'énergie surveillent les harmoniques de rang 3, 5, 7, 9, 11 et 13. Aussi, la compensation des harmoniques jusqu'au rang 13 est impérative, une bonne compensation prendra également en compte les harmoniques jusqu'au rang 25 [67].

III.5 Réglage par un PI

Il existe deux techniques pour contrôler le STATCOM. La première technique, appelée contrôle de phase, consiste à contrôler le déphasage β pour contrôler l'amplitude de la tension de sortie STATCOM. L'autre technique basée sur un contrôle indépendant des courants dans le repère de Park, dans ce cas, la tension continue est contrôlée séparément de la tension de sortie alternative. Dans ce travail nous avons choisi la deuxième méthode. La figure III-10 représente le circuit de réglage du STATCOM

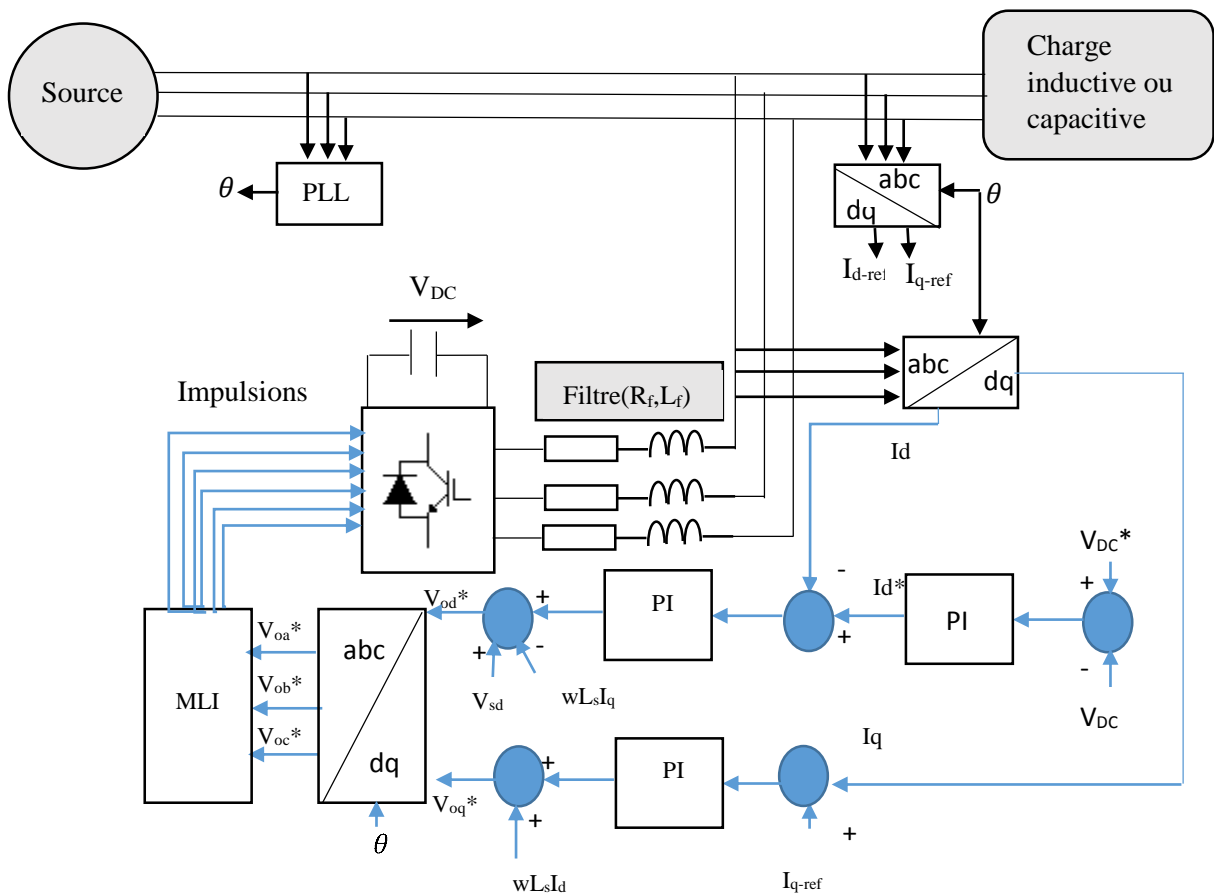


Figure III-10 Circuit principal de commande du STATCOM [77]

Cette figure représente les différents blocs constituant le système de commande [77]. Le circuit de commande est constitué de trois boucles de contrôle : une boucle externe pour la commande de la tension côté continu, et les deux autres boucles internes contrôlent l'échange de puissance entre le STATCOM et le réseau .

Le bloc PLL (La boucle à verrouillage de phase), utilisé pour déterminer la phase instantanée de la tension du réseau θ .

Pour régler les courants de réseau nous découplons les équations sur les deux axes [1, 2,67]. L'équation (III.9) s'écrit sous la forme :

$$\frac{di_d}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_d + \omega i_q + X_d \tag{III.19}$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\frac{R_f}{L_f}i_q - \omega i_d + X_q \tag{III.20}$$

Tels que :

$$X_d = \frac{1}{L_f}(V_{sd} - V_{od}) \tag{III.21}$$

$$X_q = \frac{1}{L_f}(V_{sq} - V_{oq}) \tag{III.22}$$

La figure III-11 suivante représente le schéma bloc équivalent de système en boucle ouverte montrant qu'il y a un couplage entre les deux courants i_d et i_q par l'interaction des signaux X_d et X_q [45, 46, 47].

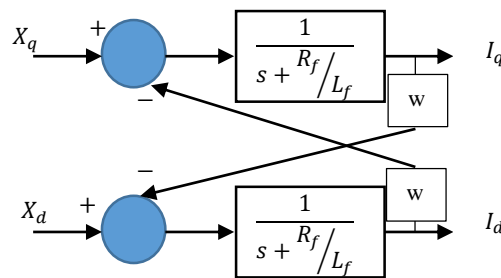


Figure III-11 Système en boucle ouverte [1]

L'injection des termes de couplage avec des signes opposés permet de rendre les deux axes (d,q) complètement indépendants. La méthode de découplage utilisée est dite découplage par compensation. La figure III-12 ci-dessous montre ce type de découplage [2, 67, 78].

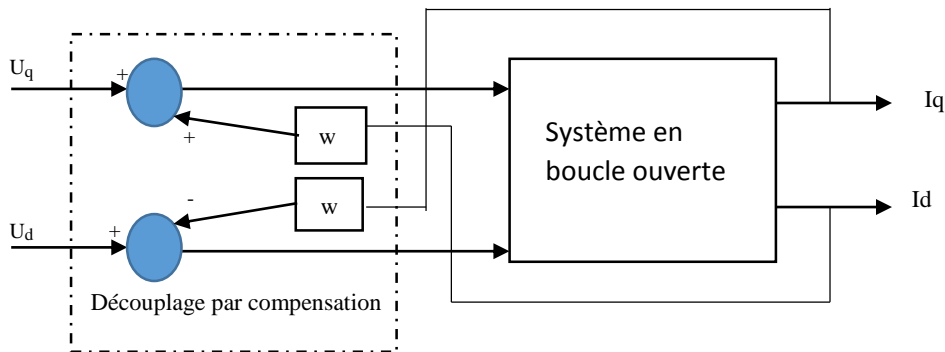


Figure III-12 Schéma de découplage [78]

u_q et u_d sont les sorties des régulateurs type PI.

Le réglage du STATCOM avec découplage permet d'avoir :

$$\frac{I_d}{I_d^*} = \frac{k_p s + k_i}{s^2 + \left(\frac{R_f}{L_f} + k_p\right)s + k_i} \quad (III.23)$$

$$\frac{I_q}{I_q^*} = \frac{k_p s + k_i}{s^2 + \left(\frac{R_f}{L_f} + k_p\right)s + k_i} \quad (III.24)$$

L'équation caractéristique du système en boucle fermée est telle que :

$$D(s) = s^2 + \left(\frac{R_f}{L_f} + k_p\right)s + k_i \quad (III.25)$$

Pour avoir de bonnes performances du système de réglage, on fixe le dépassement d et le temps de montée t_m à :

$$d=0.001$$

$$t_m=0.1\text{ s}$$

L'équation caractéristique du modèle de référence est de la forme :

$$D(s) = s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 \quad (III.26)$$

ξ et ω_n sont respectivement le coefficient d'amortissement et la pulsation propre du système.

Ils s'expriment par les relations (III.27) et (III.28) ci-dessous :

$$\xi = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi^2}{ln^2(d)}}} \quad (III.27)$$

$$\omega_n = \frac{3}{t_m} \quad (III.28)$$

La comparaison de l'équation caractéristique (III.25) et l'équation caractéristique du modèle de référence (III.26) permet d'écrire :

$$k_p = 2\xi\omega_n - \frac{R_f}{L_f} \quad (III.29)$$

$$k_i = \omega_n^2 \quad (III.30)$$

Les valeurs de K_p et de K_i permettent d'obtenir le diagramme de Bode de la boucle de régulation des courants de la figure III-13 qui montre que le critère de stabilité est vérifié.

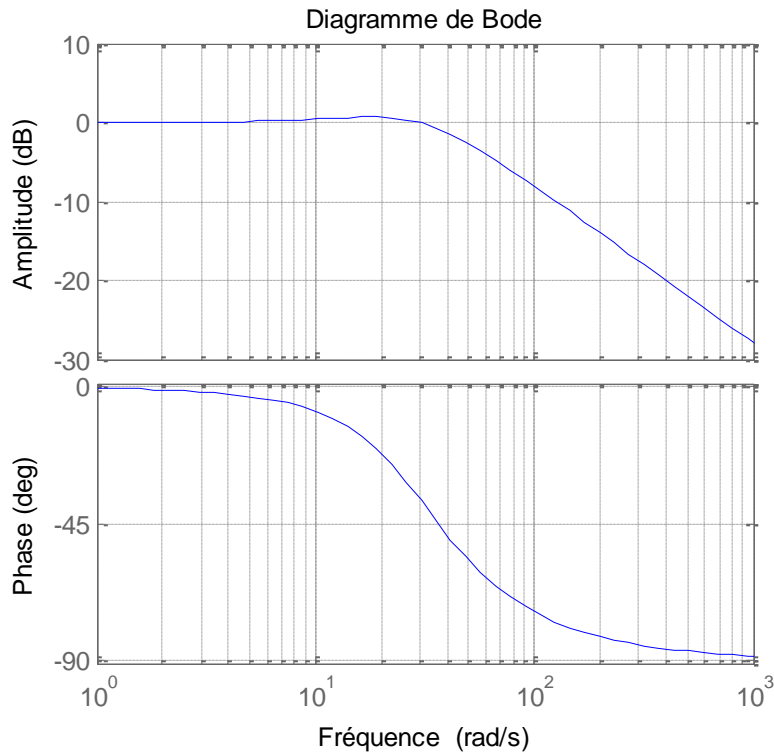


Figure III-13 Diagramme de Bode de la boucle de régulation des courants

La tension moyenne V_{DC} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. Les pertes de commutation du compensateur et la perturbation du réseau électrique sont les causes qui peuvent la modifier. La régulation de cette tension s'effectue en échangeant de la puissance active avec le réseau par absorption ou fourniture [72].

La relation entre la puissance active absorbée par la capacité et la tension aux bornes de celle-ci s'écrit :

$$P = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{dc}^2 \right) \quad (III.31)$$

Suite à un écart entre V_{DC-ref}^2 et V_{DC}^2 la puissance P_{ref} à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant ainsi la tension V_{DC} . Afin d'obtenir le signal P_{ref} , nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique [1,72].

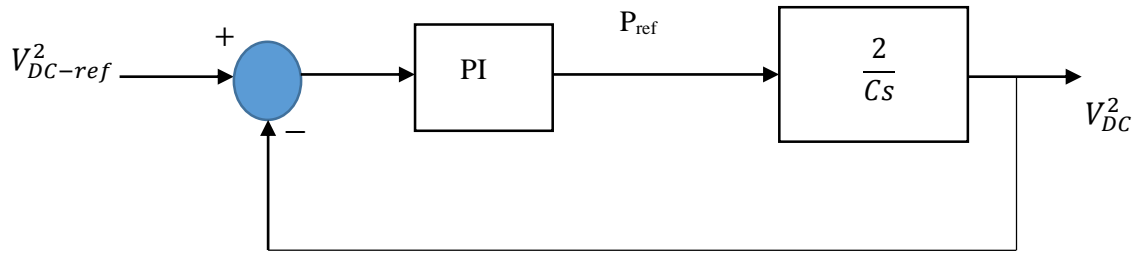


Figure III.14 : Régulation de la tension continue [72]

La fonction de transfert de la boucle fermée est :

$$\frac{V_{DC}^2}{V_{DC-ref}^2} = \frac{\frac{2k_p}{C}s + 2k_i/C}{s^2 + \left(\frac{2k_p}{C}\right)s + 2k_i/C} \quad (III.32)$$

La comparaison de l'équation caractéristique (III.32) et l'équation caractéristique du modèle de référence (III.26) permet d'écrire :

$$\omega_n^2 = 2 \frac{k_i}{C} \quad (III.33)$$

$$\xi = k_p \sqrt{\frac{1}{2Ck_i}} \quad (III.34)$$

$\zeta = 0.707$ et $\omega_n = 40 \text{ rd/s}$ permettent d'avoir un bon amortissement du système en boucle fermée. La figure III-15 montre le diagramme de Bode du système de régulation de la tension continue et permet de voir que le système est stable.

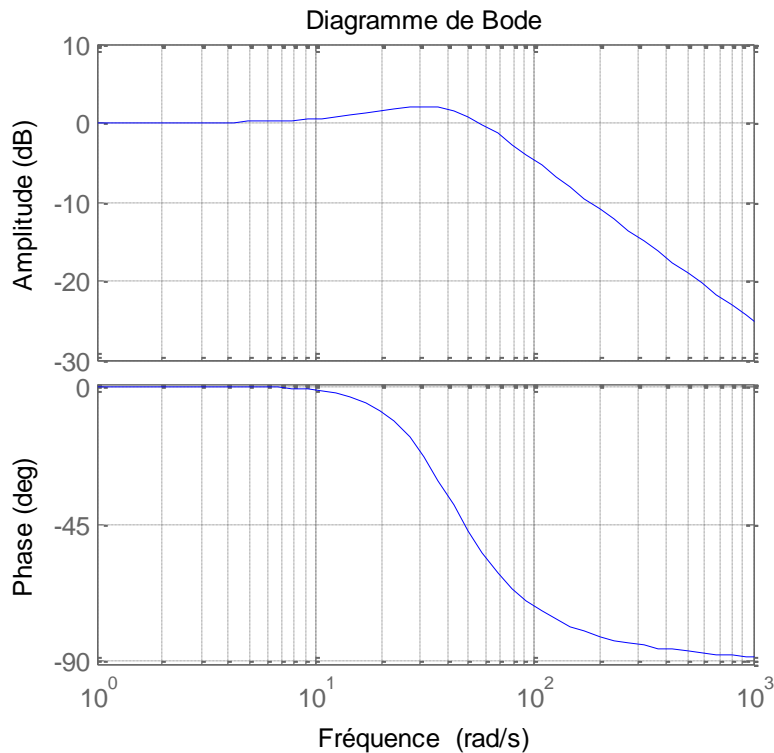


Figure III.15 : Diagramme de Bode de la fonction de transfert $\frac{V_{dc}^2}{V_{dc-ref}^2}$

III.6 Les résultats des simulations

Nous avons fait les simulations avec le logiciel MATLAB. Nous avons d'abord choisi une charge inductive : $P_{charge}=1Kw$ et $Q_{charge}=10$ kVAR.

A l'instant $t=3$ s, nous avons changé la charge pour qu'elle devienne une charge capacitive : $P_{charge}=1Kw$ et $Q_{charge}= -10$ kVAR.

Les figures III.16 à III.21 montrent les variations de :

- Le courant actif et réactif.
- Le courant par rapport à la tension du réseau.
- la puissance réactive de la charge.
- la tension continue aux bornes du condensateur.
- le THD.

Nous remarquons que les courants actif et réactif suivent leurs consignes, cela valide le bon fonctionnement des régulateurs. Grâce aux régulateurs de la partie continue, la tension à la borne du condensateur reste constante. En effet, le STATCOM injecte (ou consomme) de la puissance réactive suivant le type de la charge.

Les figures **III.16** et **III.17** montrent le réglage des courants réactif et active au niveau du STATCOM. On observe un asservissement total, ce qui confirme le bon fonctionnement du STATCOM en mode capacitif et inductif. La variation du courant réactif influence ce du courant actif. Ceci est dû fait que le découplage par PI analogique n'est pas parfait.

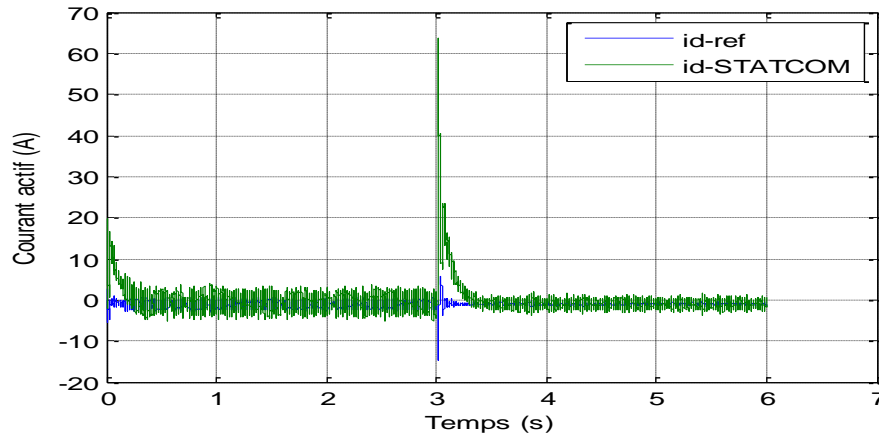


Figure III.16 : Réponse dynamique du courant actif avec à un changement de référence de 10kVAR à -10kVAR

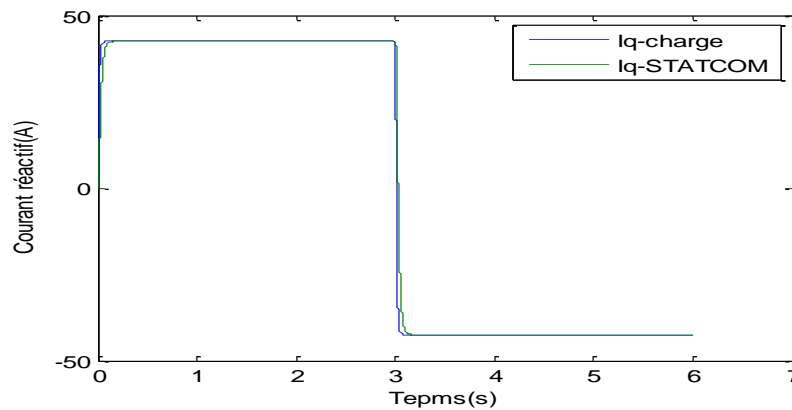


Figure III.17 : Réponse dynamique du courant réactif avec à un changement de référence de 10kVAR à -10kVAR

La figure **III.18** montre la forme d'onde du courant du compensateur par rapport à la tension du réseau. Le courant du compensateur devient en retard par rapport à la tension du réseau de 0 à 3sec. Ceci vérifie le fonctionnement en mode inductif. Le courant du compensateur devient en avance par rapport à la tension du réseau de 3 à 6sec. Ceci vérifie le fonctionnement en mode capacitif

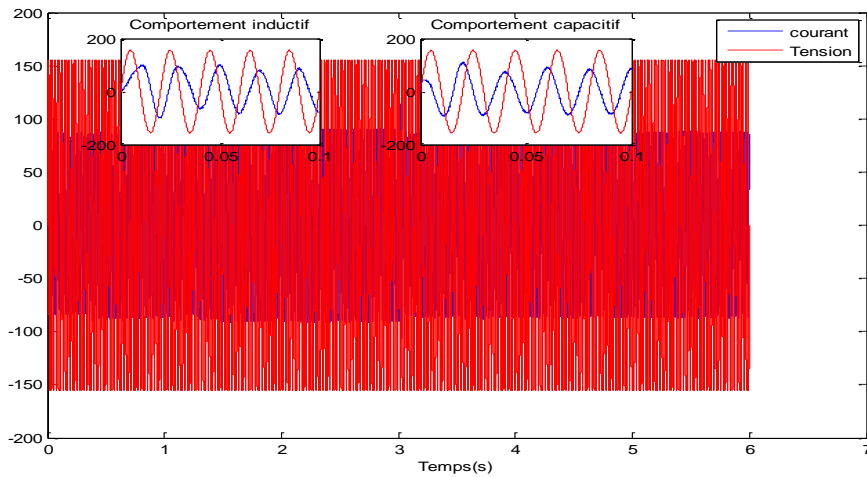


Figure III.18 : Forme d'onde du courant par rapport à la tension du réseau avec à un changement de référence de 10kVAR à -10kVAR

La figure III.19 montre la variation de la puissance réactive injectée par le STATCOM.

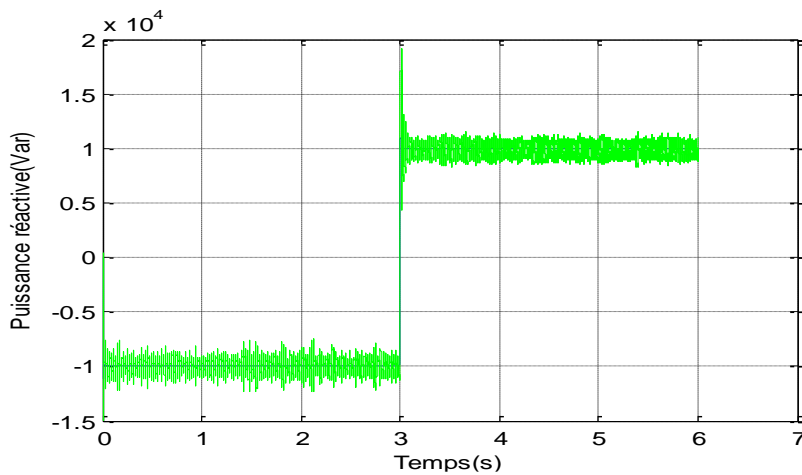


Figure III.19 : Forme d'onde de la puissance réactive Q avec à un changement de référence de 10kVAR à -10kVAR

La tension continue de la figure III.20 respecte la consigne avec l'existence de légères perturbations dues à la charge et la décharge du condensateur à l'instant 3s.

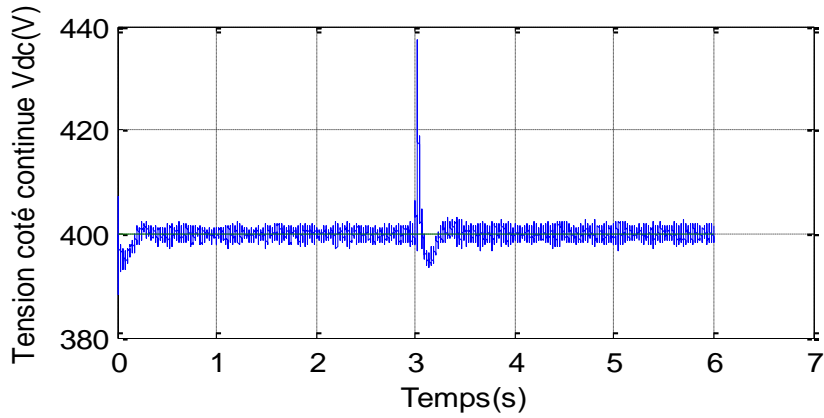


Figure III.20 : Tension aux bornes du condensateur

Le taux de distorsion est un paramètre qui définit globalement la déformation de la grandeur alternative [67].

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n Y_n^2}}{Y_1} * 100 \tag{III.35}$$

Y_1 : est la valeur efficace de la composante fondamentale (du courant ou de la tension)

Y_n : est les valeurs exactes des différentes composantes harmoniques (du courant ou de la tension)

La figure III.21 montre le Spectre harmonique du courant de source avec un taux de 8,62%

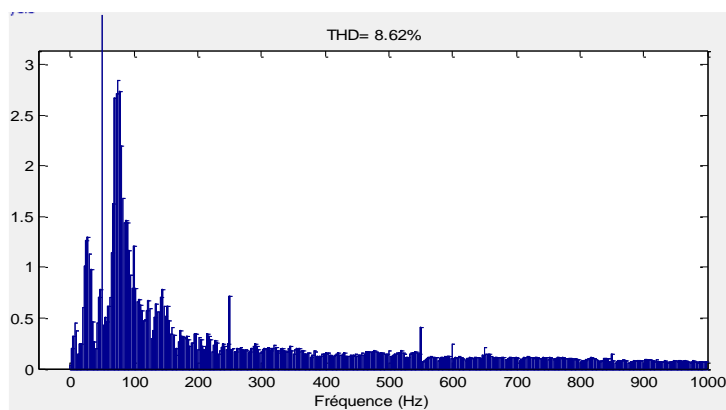


Figure III.21 : Spectre harmonique du courant de source

III.7 Structure d'un *STATCOM* à base d'un onduleur trois niveaux de type NPC connecté au réseau électrique

La structure NPC (Neutral Point Clamped) connue aussi sous le nom de Diode-clamped converter, a été introduite par A. Nabae et H. Akagi en 1981 [79-85]. L'objectif était de réduire l'amplitude des harmoniques injectés par l'onduleur dans la charge par rapport au convertisseur existant à 2 niveaux, en augmentant le nombre de paliers de tension générés sur la sortie en limitant les contraintes de tension appliquées sur le semi-conducteur. Dans sa version la plus simple à 3 niveaux (figure III.22), ce convertisseur utilise la mise en série de deux interrupteurs. La répartition de la tension aux bornes des interrupteurs à l'état bloqué est réalisée avec des diodes connectées au point milieu (point neutre n), d'où le nom de cette structure. V_{dc} étant la tension du bus continu DC, les diodes de clamp D_c permettent de limiter les tensions sur les interrupteurs et d'amener le potentiel à $V_{dc}/2$ à la sortie de l'interrupteur (point a). Dans le cas d'une utilisation de cette structure en onduleur, les niveaux de tension en sortie réalisables sont au nombre de 3 : 0, $V_{dc}/2$ et V_{dc} (figure III.24).

Les possibilités pour réaliser les différents niveaux, selon l'état de l'interrupteur, sont résumées au tableau III.1. La commande de cet onduleur est réalisée simplement à l'aide d'une modulation de type MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) intersective, où le système est composé de deux porteuses superposées, signaux triangulaires à haute fréquence. Chacune de ces porteuses est liée à un des deux groupes d'interrupteurs (S_{a1} , S_{a3}) et (S_{a2} , S_{a4}) commandés de manière complémentaire (figure III.23), ils forment ce que l'on appelle les cellules de commutation. Les porteuses positive et négative permettent de définir respectivement les états des interrupteurs S_{a1} et S_{a3} et ceux de S_{a2} et S_{a4} .

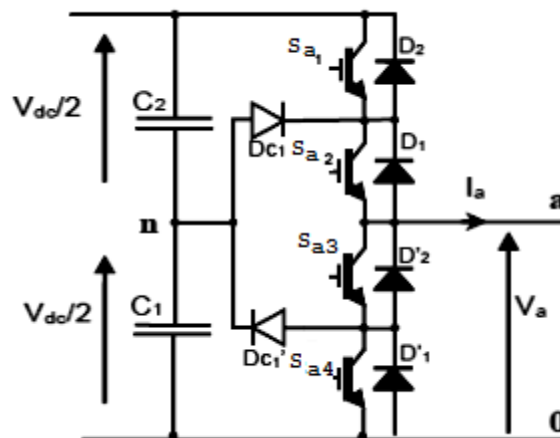
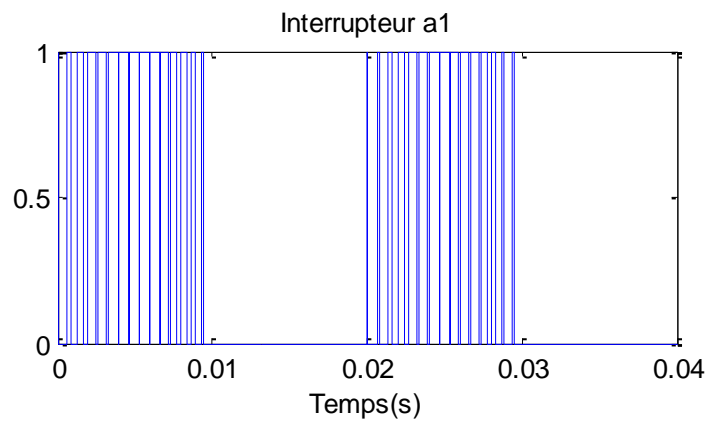
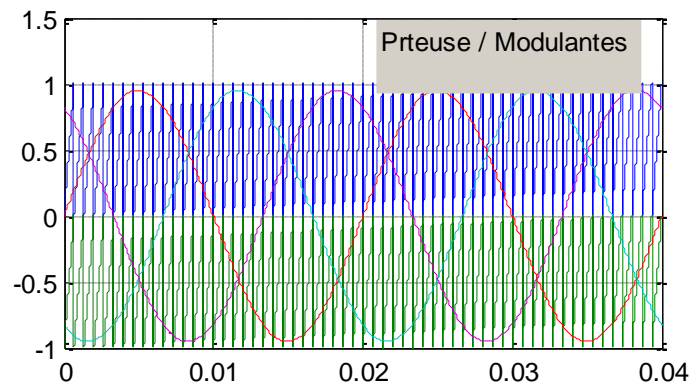


Figure III-22 : Topologie de NPC à 3 niveaux [79].

A l'aide de l'exemple du convertisseur NPC 3 niveaux, on constate qu'il existe une correspondance entre l'état de conduction des interrupteurs et la circulation du courant I_a en sortie (figure III.23). En effet, les transistors à l'état *ON* conduisent le courant positif et inversement le courant négatif circule dans les diodes de roue libre complémentaires (D_1' et D_2'). En somme, une forme générique de fonctionnement peut être tirée.

Tableau III.1 Etats des interrupteurs dans un NPC 3 niveaux [79]

S_{a1}	S_{a2}	S_{a3}	S_{a4}	Tension AC V_a	Tension capacitive V_c	Le courant positif I_a passe par
1	1	0	0	V_{dc}	$V_{c1} + V_{c2}$	S_{a1} et S_{a2}
0	1	1	0	$V_{dc}/2$	V_{c2}	D_{c1} et S_{a2}
0	0	1	1	0	0	D'_{1} et D'_{2}
1	0	0	1	indéfinie		



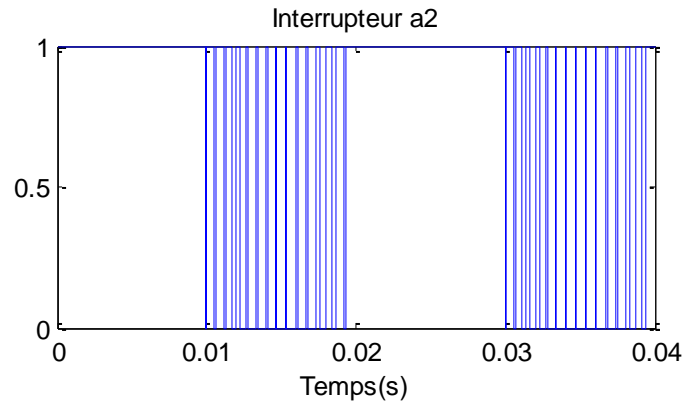


Figure III.23 Signaux de commande des interrupteurs

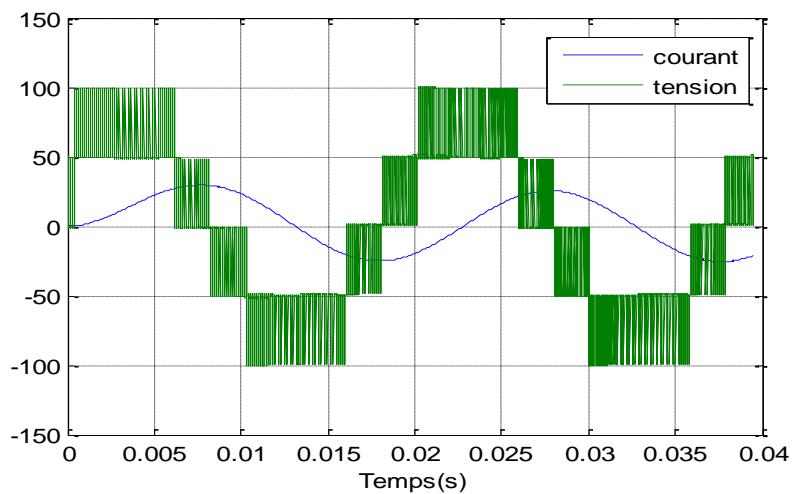


Figure III.24 : Tension et courant de sortie d'un onduleur NPC 3 niveaux

La topologie NPC possède cependant un inconvénient majeur, à savoir l'équilibrage des tensions des condensateurs. L'utilisation d'un onduleur NPC avec un nombre de niveaux supérieur ou égal à 4 entraîne une divergence des tensions aux bornes des condensateurs. Pour résoudre ces problèmes, il existe plusieurs solutions telles que l'utilisation d'un contrôle actif ou l'implantation d'un circuit auxiliaire dédié à l'équilibrage de ces tensions de condensateurs. Mais ces solutions deviennent de plus en plus complexes et rajoutent des coûts supplémentaires au convertisseur.

Enfin, au niveau des composants, la structure ne garantit pas que la tension bloquée se répartisse équitablement aux bornes des interrupteurs bloqués en régime permanent. Dans le cas de n niveaux, il faut donc placer des résistances de manière à assurer l'équilibre statique des interrupteurs bloqués. D'autre part, l'onduleur NPC 3 niveaux n'a qu'un niveau intermédiaire de sorte que la tension de blocage est la même pour toutes ses diodes [79].

III.7 Modélisation du STATCOM à base d'un onduleur trois niveaux de type NPC

La modélisation du STATCOM à base d'un onduleur trois niveaux de type NPC est basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes [67,78] :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéaux.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- La totalité des pertes dans le compensateur est représentée par la résistance R_f .

Le circuit principal du STATCOM de la figure III-25 est modélisé dans cette section :

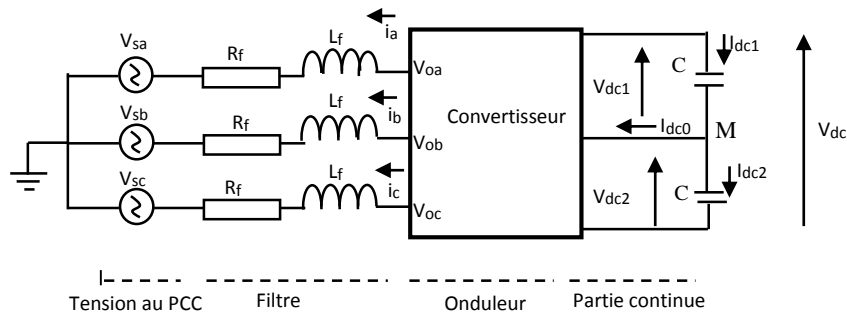


Figure III-25 Circuit équivalent du STATCOM à base d'un onduleur 3 Niveaux de type NPC [78].

Les potentiels des nœuds a, b, c par rapport au point M :

$$\begin{cases} V_{oaM} = S_{a1}S_{a2}V_{dc1} - S_{a3}S_{a4}V_{dc2} \\ V_{obM} = S_{b1}S_{b2}V_{dc1} - S_{b3}S_{b4}V_{dc2} \\ V_{ocM} = S_{c1}S_{c2}V_{dc1} - S_{c3}S_{c4}V_{dc2} \end{cases} \quad (III.36)$$

D'après ces relations, nous constatons que l'onduleur à trois niveaux correspond à la mise en série de deux onduleurs triphasés à deux niveaux, l'un constitué des demi bras du haut et alimenté par V_{dc1} , et l'autre formé des demi bras du bas et alimenté par $-V_{dc2}$ [67,78].

$$\begin{bmatrix} V_{oaM} \\ V_{obM} \\ V_{ocM} \end{bmatrix} = S_1 V_{dc1} - S_2 V_{dc2} \quad (III.37)$$

$$S_1 = \begin{bmatrix} S_{a1}S_{a2} \\ S_{b1}S_{b2} \\ S_{c1}S_{c2} \end{bmatrix} \quad (III.38)$$

$$S_2 = \begin{bmatrix} S_{a3}S_{a4} \\ S_{b3}S_{b4} \\ S_{c3}S_{c4} \end{bmatrix} \quad (III.39)$$

Les différentes tensions simples de l'onduleur triphasé s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} V_{oan} = V_{oaM} - V_{nM} \\ V_{obn} = V_{obM} - V_{nM} \\ V_{ocn} = V_{ocM} - V_{nM} \end{cases} \quad (III.40)$$

Nous pouvons avoir, après simplification de l'équation précédente :

$$\begin{cases} V_{oan} = \frac{2}{3}V_{oaM} - \frac{1}{3}(V_{obM} + V_{ocM}) \\ V_{obn} = \frac{2}{3}V_{obM} - \frac{1}{3}(V_{oaM} + V_{ocM}) \\ V_{ocn} = \frac{2}{3}V_{ocM} - \frac{1}{3}(V_{obM} + V_{oaM}) \end{cases} \quad (III.41)$$

En remplaçant l'équation (III.36) dans (III.41) on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_{oan} \\ V_{obn} \\ V_{ocn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} S_{a1}S_{a2} \\ S_{b1}S_{b2} \\ S_{c1}S_{c2} \end{bmatrix} V_{dc1} - \begin{bmatrix} S_{a3}S_{a4} \\ S_{b3}S_{b4} \\ S_{c3}S_{c4} \end{bmatrix} V_{dc2} \right\} \quad (III.42)$$

Les différentes tensions composées de l'onduleur triphasé s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} V_{oab} = V_{oaM} - V_{obM} \\ V_{obc} = V_{obM} - V_{ocM} \\ V_{oca} = V_{ocM} - V_{oaM} \end{cases} \quad (III.43)$$

Pour les courants, on peut écrire les relations suivantes donnant les courants I_{dc1} , I_{dc2} et I_{dc0} du côté DC de l'onduleur en fonction des courants i_a , i_b et i_c côté AC :

$$\begin{cases} I_{dc1} = S_{a1}S_{a2}i_{ca} + S_{b1}S_{b2}i_{cb} + S_{c1}S_{c2}i_{cc} \\ I_{dc2} = S_{a3}S_{a4}i_{ca} + S_{b3}S_{b4}i_{cb} + S_{c3}S_{c4}i_{cc} \\ I_{dc0} = I_{dc1} - I_{dc2} \end{cases} \quad (III.44)$$

Le courant dans les deux condensateurs de la partie DC est donné par :

$$I_{dc1} + I_{dc2} = 2I_{dc} \quad (III.45)$$

$$2I_{dc} = S^T I_{c,abc} \quad (III.46)$$

Dans l'axe de Park $d-q$:

$$2I_{dc} = S^T P^{-1} I_{c,dqo} = [0 \quad m \quad 0] \begin{bmatrix} I_{cq} \\ I_{cd} \\ I_{co} \end{bmatrix} = mI_{cd} \quad (III.47)$$

Ainsi, le modèle mathématique du côté continu de l'onduleur est :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{mI_{cd}}{2C} \quad (III.48)$$

III.8 Résultats de simulation pour l'onduleur trois niveaux commandé par la Modulation sinusoïdale à triangles multiples

Cette fois ci, Nous avons d'abord choisi une charge capacitive : $P_{charge}=1Kw$ et $Q_{charge}=-10$ kVAR. A l'instant $t=3$ s, nous avons changé la charge pour qu'elle devienne une charge inductive : $P_{charge}=1Kw$ et $Q_{charge}=10$ kVAR.

Les figures III.26 à III.31 montrent les variations de :

- Le courant actif et réactif
- L'allure des tensions continues des deux capacités
- L'allure de la tension continue globale aux bornes des deux capacités
- le THD

Les figures III.26 et III.30 montrent le réglage des courants réactif et active au niveau du STATCOM à base d'un onduleur 3 Niveaux de type NPC. Nous remarquons que ces courants suivent leurs consignes

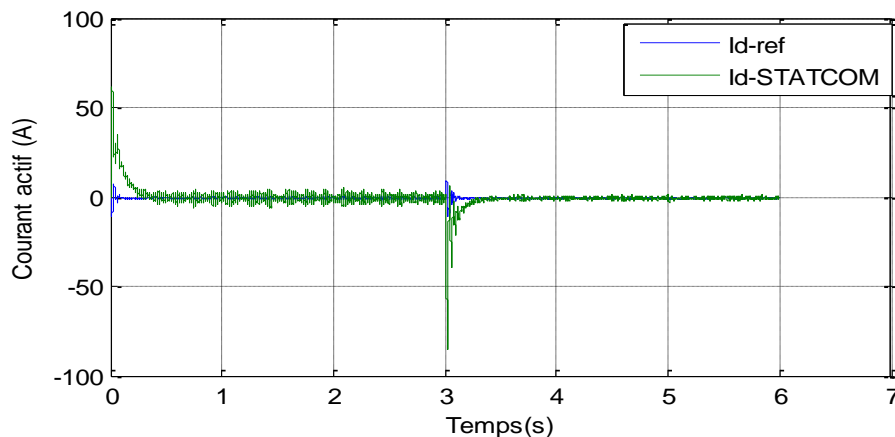


Figure III.26 : Réponse dynamique du courant actif

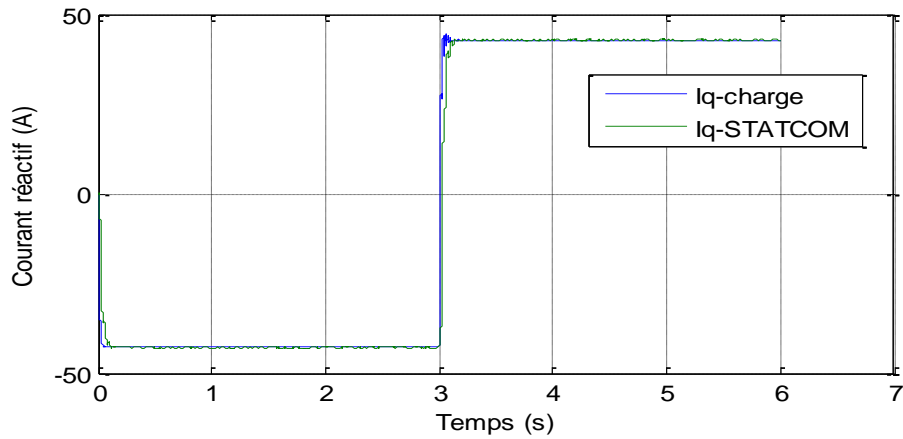


Figure III.27 : Réponse dynamique du courant réactif

Les figures III.28 et III.29 montrent la tension côté continu V_{dc} totale de 400V, ainsi que les deux tensions continues V_{dc1} et V_{dc2} de 200V chacune. La boucle de régulation de la tension continue arrive à suivre sa référence

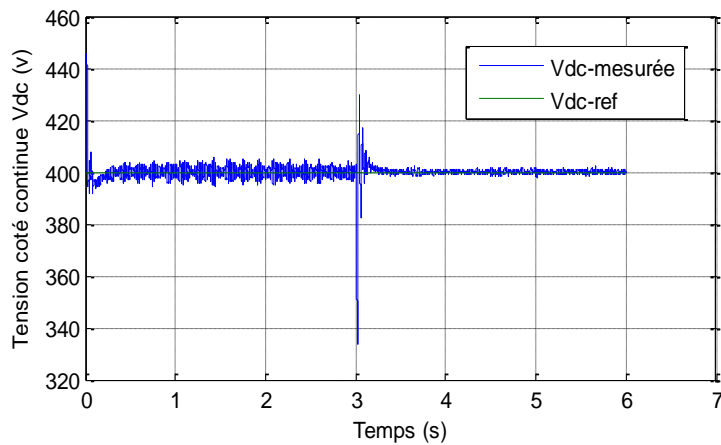


Figure III.28 : Tension continue globale

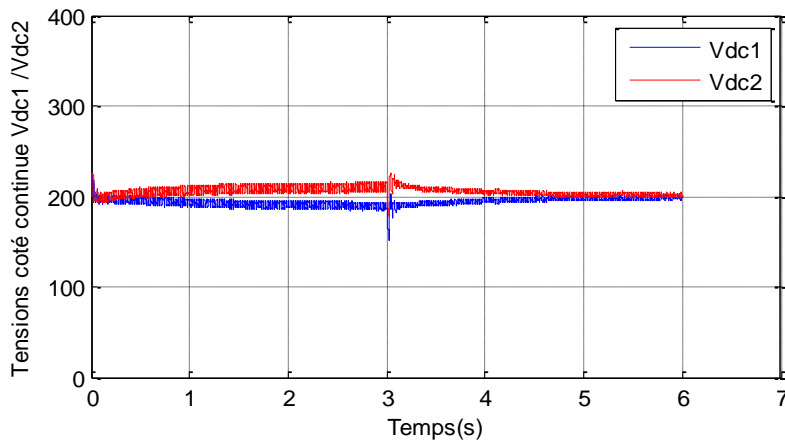


Figure III.29 : Tensions continues des deux capacités

A partir de l'analyse de la figure **III.30** qui représente le spectre d'harmonique du courant, nous constatons une nette amélioration du spectre par rapport au cas précédent (onduleur 2 niveaux), cette amélioration est due à l'atténuation des harmoniques et le THD vaut 1.17%. Ceci justifie l'utilisation des onduleurs multiniveaux

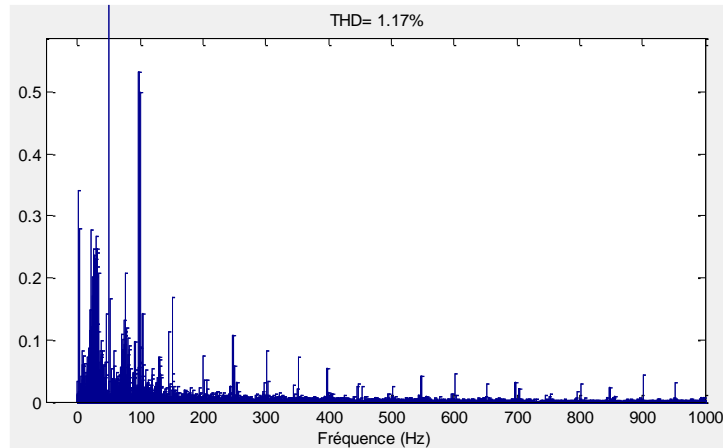


Figure III.30 : Spectre harmonique du courant de source

III.9 Variation de la résistance et l'inductance du filtre de connexion

Pour tester la robustesse de réglage analogique par PI, nous avons varié les paramètres du filtre de connexion. La simulation se fait sous les mêmes conditions précédentes. Les figures III.26 à III.31 montrent les variations de :

- Le courant actif et réactif
- L'allure de la tension continue globale aux bornes des deux capacités

Les figures **III.31** et **III.32** montrent le réglage des courants réactif et active au niveau du STATCOM à base d'un onduleur 3 Niveaux de type NPC. On remarque qu'il y a des dépassements aux instants des variations des consignes avec un grand temps de réponse par rapport à l'état sain ou il n'y a pas de variation des paramètres

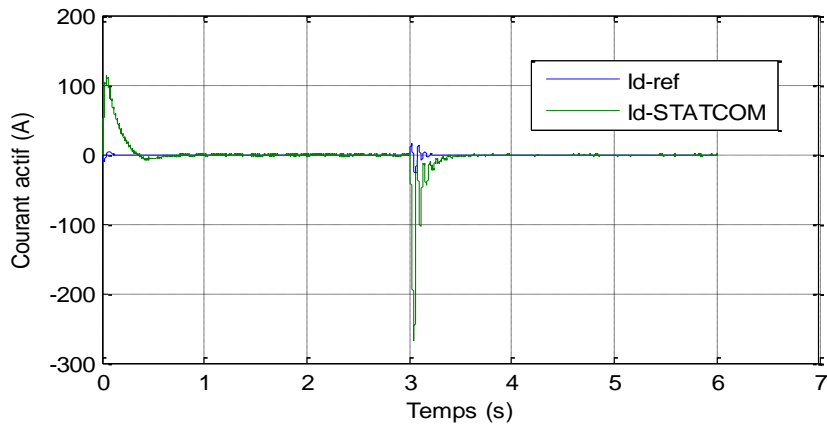


Figure III.31 : Réponse dynamique du courant actif pour une variation des paramètres

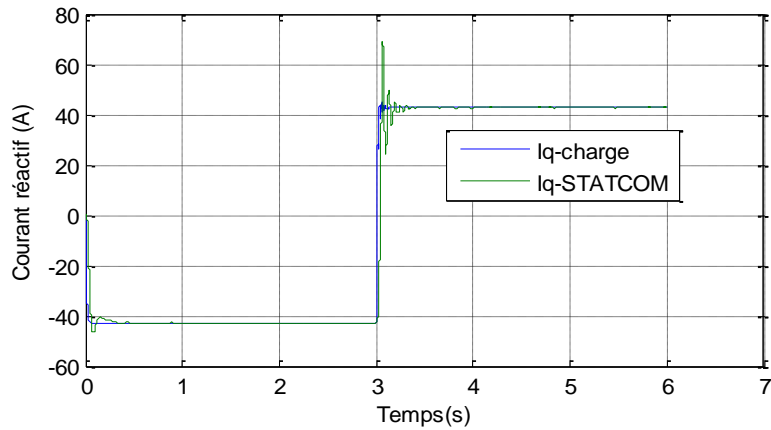


Figure III.32 : Réponse dynamique du courant réactif pour une variation des paramètres

La figure III.33 montre la tension côté continu V_{dc} . Nous observons que la tension continue arrive à suivre sa référence mais avec des dépassements excessifs.

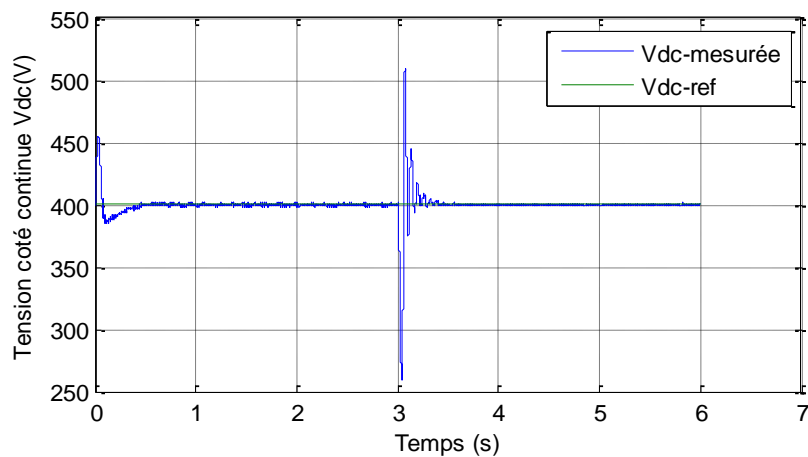


Figure III.33 : Réponse dynamique de la tension continue pour une variation des paramètres

D'après ces résultats nous constatons que le réglage par PI dépend des paramètres du système régulé et ne tolère pas aux variations paramétriques.

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité le principe de fonctionnement du STATCOM à deux et trois niveaux type NPC et établi ses modèles mathématiques dans le plan de Park. Nous avons commandé notre processus par la méthode de découplage des deux composantes active et réactive du courant du STATCOM sur les axes de Park. Nous avons examiné les performances du dispositif sur le réseau par des régulateurs PI.

Nous avons constaté qu'en régime permanent le STATCOM génère un courant capacitif s'il s'agit d'une charge inductive et absorbe un courant inductif s'il s'agit d'une charge capacitive. Pour ces deux cas nous avons vu que l'échange d'énergie réactive entre le compensateur et le réseau peut être réglé.

Nous avons constaté qu'avec l'utilisation du STATCOM à trois niveaux type NPC que le THD a diminué et par conséquent une nette amélioration de la forme d'onde du courant. Le réglage par un régulateur PI s'avère assez limite lors des variations de paramètres du filtre. On note particulièrement un dépassement important du courant actif, réactif et de la tension continue et une longue durée du temps de réponse. Il va donc falloir rechercher un autre mode de réglage pour surmonter ces inconvénients. L'utilisation de la commande robuste et la commande intelligente par exemple la logique floue peut s'avérer intéressante. C'est ce que nous utiliserons dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV

IV.1 Introduction

Le réglage par un régulateur PID qui dépend fortement des paramètres du modèle et son caractère linéaire reste les causes principales de la dégradation des performances de contrôle. Dans ce contexte, les travaux de recherches s'orientent plus vers l'introduction de nouvelles techniques de réglage afin d'améliorer les performances des systèmes.

Dans la première partie de ce chapitre, nous développerons des lois de commande par retour d'état (state feedback control), et par LQR (Linear Quadratic Regulator). Ces approches ont commencé à s'introduire dans le domaine des réglages industriels. Nous montrerons que l'établissement d'une loi de commande basée sur ces aspects est capable de conférer au système, dans la mesure du possible, des performances requises. En effet, nous avons jugé intéressant de comparer ses performances par rapport à celles du réglage classique obtenues au chapitre précédent. On établira les relations de base du réglage d'état. Ainsi, la synthèse des lois de commande par retour d'état, est basée sur un placement des pôles dans des régions adéquates D en faisant appel au formalisme *LMI* (Linear Matrix Inequalities).

À la deuxième partie, nous présentons d'une manière générale la théorie de la logique floue que nous utiliserons dans le processus de commande du STATCOM. L'utilisation de la logique floue est donc adoptée comme régulateur intelligent pour des processus complexes et fortement non linéaires. Un dispositif tel que STATCOM s'avère complexe par sa commande dans la conduite d'un réseau électrique. Ce qui nous amène à faire appel à la logique floue dans l'utilisation d'un tel dispositif afin de surmonter les problèmes rencontrés lors du réglage par PID.

Une étude comparative entre les différentes commandes sera représentée à la fin de ce chapitre.

IV.2 Synthèse d'un régulateur à retour d'état

Un système linéaire invariant est donné sous la représentation en espace d'état comme suit [86, 87, 88,89,90,91] :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{cases} \quad (IV.1)$$

x représente le vecteur d'état de dimension n ,

y est le vecteur de sortie de dimension l ,

u est le vecteur d'entrée de dimension m ,

A est la matrice d'état de dimension $(n \times n)$,

B est la matrice d'entrée de dimension $(n \times m)$,

C est la matrice de sortie de dimension $(l \times n)$,

Le système en boucle fermée avec régulateur à retour d'état est schématisé par la figure IV.1. Sachant que notre système étant de classe 1 donc, il faut insérer un intégrateur afin d'éliminer les erreurs en régime permanent [67].

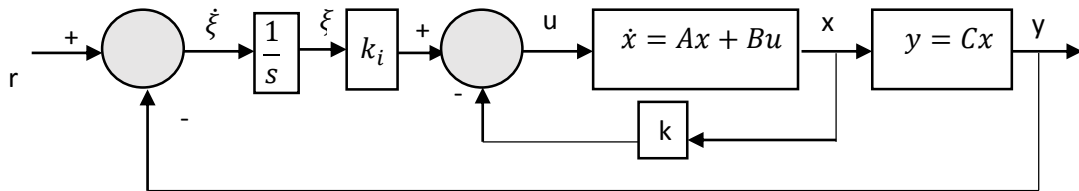


FIGURE IV.1 : Schéma bloc d'un régulateur à retour d'état [88]

A partir du schéma bloc de la figure IV.1, on peut obtenir les relations suivantes :

$$u = -kx + k_1\xi \quad (IV.2)$$

$$\dot{\xi} = r - y = r - Cx \quad (IV.3)$$

ξ est la sortie de l'intégrateur (variable d'état du système) et r représente le signal de référence.

Considérant que le système d'équation IV.1 est contrôlable, la fonction de transfert du procédé s'écrit

$$G(s) = C[sI - A]^{-1}B \quad (IV.4)$$

En combinant les deux équations IV.1 et IV.3, nous obtenons le système augmenté suivant :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ \xi(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(t) + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} r(t) \quad (IV.5)$$

Le système est asymptotiquement stable lorsque $x(\infty)$, $\xi(\infty)$, et $u(\infty)$ ont des valeurs finies. Puis, en régime permanent $\dot{\xi}(t) = 0$, et avec la sortie $y(\infty) = r$.

On peut obtenir en régime permanent le système d'équation suivant [67,88] :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(\infty) \\ \dot{\xi}(\infty) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(\infty) \\ \xi(\infty) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(\infty) + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} r(\infty) \quad (IV.6)$$

Comme $r(t)$ est une entrée échelon alors nous avons $r(\infty) = r(t) = r$ (constant) pour $t > 0$.

En soustrayant l'équation IV.5 de l'équation IV.6, nous obtenons

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) - \dot{x}(\infty) \\ \dot{\xi}(t) - \dot{\xi}(\infty) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) - x(\infty) \\ \xi(t) - \xi(\infty) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(t) - u(\infty) \quad (IV.7)$$

On définit :

$$\begin{aligned} x(t) - x(\infty) &= x_e(t) \\ \xi(t) - \xi(\infty) &= \xi_e(t) \\ u(t) - u(\infty) &= u_e(t) \end{aligned}$$

On peut réécrire l'équation IV.7 sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_e(t) \\ \dot{\xi}_e(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_e(t) \\ \xi_e(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u_e(t) \quad (IV.8)$$

Où

$$u_e(t) = -kx_e(t) - k_i\xi_e(t) \quad (IV.9)$$

Le vecteur d'erreur $e(t)$ est défini à $(n+1)$ par [88] :

$$e(t) = \begin{bmatrix} x_e(t) \\ \xi_e(t) \end{bmatrix} = (n+1)\text{-vecteur}$$

le système d'équations IV.8 devient :

$$\dot{e} = \hat{A}e + \hat{B}u_e \quad (IV.10)$$

Où

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix}; \hat{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}$$

Alors l'équation IV.9 devienne

$$u_e = -\hat{k}e \quad (IV.11)$$

$$\hat{k} = [k \quad -k_i] \quad (IV.12)$$

L'objectif fondamentale de la régulation du système de classe 1 est de stabiliser le vecteur d'erreur à la $(n+1)$ à zéro quelque soit l'état initial de $e(t)$ [67].

La dynamique de régulation du système est décrite par les équations IV.10 et IV.11.

Si le système défini par l'équation IV.10 est complètement contrôlable, puis, par la spécification de l'équation caractéristique désirée du système, la matrice K peut être déterminée par la technique de placement des pôles.

En régime permanent ($t = \infty$), les valeurs des paramètres du système $x(t)$, $e(t)$ et $u(t)$ peuvent être déterminées comme suit :

À partir des équations IV.1 et IV.3 nous aurons :

$$\dot{x}(\infty) = 0 = Ax(\infty) + Bu(\infty) \quad (IV.13)$$

$$\dot{\xi}(\infty) = 0 = r - Cx(\infty) \quad (IV.14)$$

Les équations IV.1 et IV.3 peuvent représenter par la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(\infty) \\ \xi(\infty) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ r \end{bmatrix} \quad (IV.15)$$

La matrice P est définie par :

$$P = \begin{bmatrix} A & B \\ -C & 0 \end{bmatrix} \quad (IV.16)$$

À la valeur $n+1$, l'inverse du système existe :

$$\begin{bmatrix} x(\infty) \\ u(\infty) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ -C & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ -r \end{bmatrix} \quad (IV.17)$$

À partir de l'équation IV.2, nous avons :

$$u(\infty) = -kx(\infty) + k_i \xi(\infty) \quad (IV.18)$$

A partir de cette équation, on peut écrire :

$$\xi(\infty) = \frac{1}{k_i} [u(\infty) + kx(\infty)] \quad (IV.19)$$

si la matrice P donnée par l'équation IV.16 est de rang $(n+1)$, alors le système défini par l'équation IV.10 devient complètement contrôlable et la solution à ce problème peut être obtenue par la méthode de placement de pôles [67,86,87,88].

Nous substituons l'équation IV.11 dans l'équation IV.10, l'équation de l'erreur est donnée par

$$\dot{e} = (\hat{A} - \hat{B}\hat{k})e \quad (IV.20)$$

Si les valeurs propres désirées de la matrice $\hat{A} - \hat{B}\hat{k}$ (c'est-à-dire, les pôles désirés en boucle fermée) sont représentés par $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_{n+1}$, alors la matrice K de la boucle du retour d'état et la constante du gain d'intégration k_1 peuvent être déterminées par la technique de placement de pôles, à condition que le système défini par l'équation IV.20 soit complètement contrôlable.

Comme c'est généralement le cas, toutes les variables d'état ne peuvent pas être directement mesurables. Si c'est le cas, nous avons besoin d'un observateur d'état.

Différentes matrices \hat{k} (qui correspondent à plusieurs différents ensembles de valeurs propres désirées) sont considérées dans la conception réelle et par des simulations sur ordinateur, on peut choisir celle qui nous rapporte la meilleure réponse du système global.

Notre système *STATCOM* est défini par le système d'équation suivant (détail au chapitre III) :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{DC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_f}{L_f} & \omega & \frac{-m}{L_f} \cos \alpha \\ -\omega & \frac{-R_f}{L_f} & \frac{-m}{L_f} \sin \alpha \\ \frac{3}{2C} m \cos \alpha & \frac{3}{2C} m \sin \alpha & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ V_{DC} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} V_{sd} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.21)$$

Afin de maintenir la source de tension continue égale à sa référence V_{dc} , il est naturel de choisir V_{dc} comme une sortie et $[i_d, i_q]$ comme des entrées. Par conséquent, l'équation de la tension du bus continu est devenue :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} u_d i_d^* \quad (IV.22)$$

Un régulateur de type PI est utilisé afin de régler la tension aux bornes du condensateur. La figure IV.2 montre deux boucles de commande en cascade. La boucle extérieure est réalisée pour contrôler la tension V_{dc} en ajustant la boucle de courant actif i_d . De plus, la deuxième voie de la première boucle de commande i_q est calculé à partir de la charge.

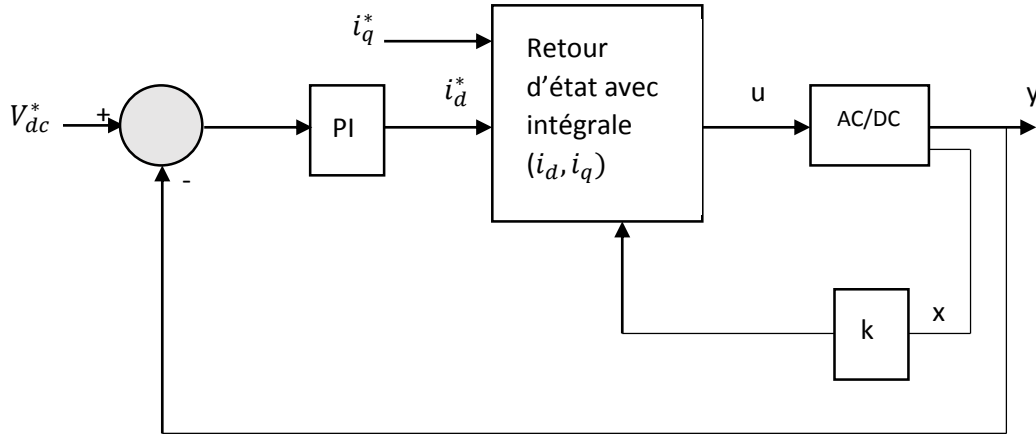


FIGURE IV.2 : Schéma bloc d'un régulateur en cascade pour la tension V_{dc} [92]

Alors, notre système devient

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_f}{L_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} V_{sd} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.23)$$

Premièrement, il faut vérifier que notre système est commandable :

Théorème

Un système d'équation d'état $\dot{x} = Ax + Bu$ est complètement commandable à la condition nécessaire et suffisante que la matrice de commandabilité $C(A, B)$ soit de rang n [86, 87,88].

La matrice de commandabilité est défini comme suit :

$$C(A, B) = [B \quad AB \quad A^2B \quad \dots \quad A^{n-1}B] \quad (IV.24)$$

$$C(A, B) \in R^{n \times (n.m)}$$

La notion de commandabilité de l'état ne porte que sur l'équation d'état et donc sur les matrices A et B . Dire que le système est commandable équivaut à dire que la paire (A, B) est commandable.

Corollaire

Un système mon-entrée u d'équation d'état $\dot{x} = Ax + Bu$ est complètement commandable si [87,88]:

$$\det(C(A, B)) \neq 0$$

Nous avons utilisé la commande $ctrb(A, B)$ sous matlab pour déterminer la matrice $C(A, B)$,

$$C(A, B) = \begin{bmatrix} -40000 & 0 & 8000000 & 12560000 \\ 0 & -40000 & -12560000 & 8000000 \end{bmatrix}$$

Nous avons utilisé la commande $rank$ sous matlab pour déterminer le rang des matrices $C(A, B)$ et A ,

Le rang de la matrice $C(A, B) =$ Le rang de la matrice $A=2$

Donc, notre système est commandable.

On remplace les paramètres du système par leurs valeurs dans les matrices A et B :

$$A = \begin{bmatrix} -200 & 314 \\ -314 & -200 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} -40000 & 0 \\ 0 & -40000 \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Le système augmenté est défini par les deux matrices \hat{A} et \hat{B} :

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix}; \hat{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}; \hat{C} = [C \ 0]$$

On remplace les valeurs des matrices A, B et C dans les deux matrices augmentés \hat{A} et \hat{B} nous obtenons le système augmenté suivant :

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} -200 & 314 & 0 & 0 \\ -314 & -200 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \hat{B} = \begin{bmatrix} -40000 & 0 \\ 0 & -40000 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Les pôles choisis pour une bonne réponse dynamique du système en boucle fermée sont :

P1=1500 ; P2=1450 ; P3=1600 ; P4=1550

En effet, la commande "place" de *Matlab* permet de fixer les gains du correcteur selon un choix approprié des pôles en boucle fermée

$$\hat{k} = \begin{bmatrix} -0.0471 & 0 & 37.2 & 0 \\ 0 & -0.0441 & 0 & 32.62 \end{bmatrix}$$

La figure IV.3 suivante montre le circuit de contrôle par retour d'état du STATCOM

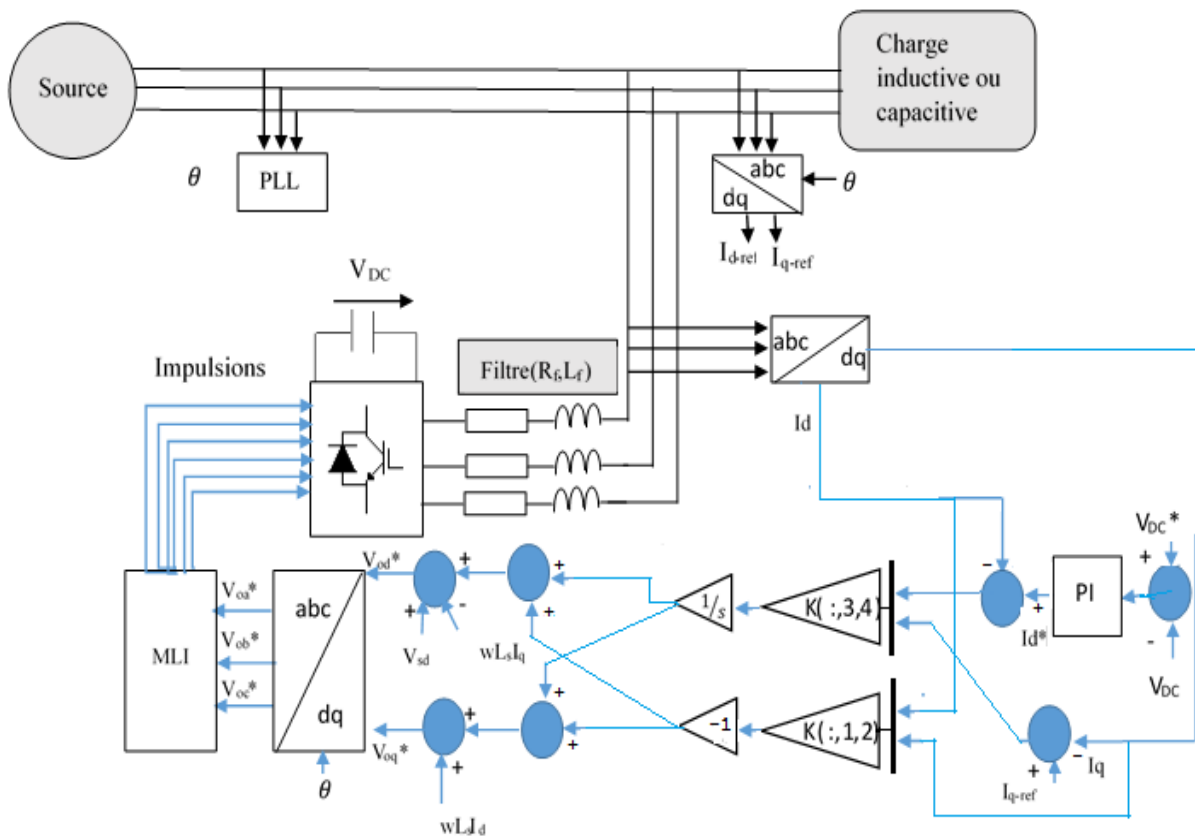


FIGURE IV.3 : Schéma bloc de contrôle par Retour d'état du STATCOM.

Notre régulateur peut contrôler les deux courants représentés dans le repère de Park (I_d et I_q). Le gain $k(:,1,2)$ est le gain de retour pour les états du STATCOM, tandis que l'autre gain est le gain de l'erreur des états concernés. La tension V_{dc} côté DC sera contrôlée par un régulateur PI.

IV.3 Commande optimale linéaire quadratique

Pour un système dynamique donné et dont les équations sont connues, le problème de commande optimale consiste alors à trouver la commande minimisant un critère donné. C'est sous cette forme que la commande optimale a été étudiée dès le 19^{ème} siècle avec le calcul des variations.

Le régulateur quadratique linéaire (LQR) a fait ses preuves dans la résolution des problèmes de retour d'état depuis 1960 [3, 87, 88, 89, 90, 93,94]

Nous allons maintenant examiner le problème du régulateur optimal qui, compte tenu de l'équation du système :

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (IV.25)$$

Déterminer la matrice K du vecteur de contrôle optimal :

$$u(t) = -kx(t) \quad (IV.26)$$

De manière à minimiser l'indice de performance[88]

$$J = \int_0^{\infty} (x^*Qx + u^*Ru)dt \quad (IV.27)$$

C'est-à-dire, déterminer la commande $u(t)$ qui maintienne le vecteur d'état proche de son état d'équilibre 0 sans une dépense trop forte en énergie de commande.

Q est une matrice définie positive (ou semi-définie positive) et R est une matrice définie positive. Notez que le deuxième terme du côté droit de l'équation IV-27 représente la dépense d'énergie des signaux de commande. Les matrices Q et R déterminent l'importance relative de l'erreur et la dépense de cette énergie.

La loi de contrôle linéaire donnée par l'équation IV-27 est la loi de commande optimale. Par conséquent, si les éléments inconnus de la matrice K sont déterminés de manière à minimiser l'indice de performance, alors $u(t)=-Kx(t)$ est optimal pour n'importe quel état initial. Le schéma fonctionnel montrant la configuration optimale est illustré à la figure IV.4.

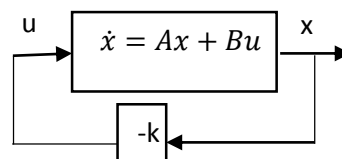


FIGURE IV-4 : Système de régulation optimale quadratique

Substituer l'équation IV.26 dans l'équation IV.25, on obtient :

$$\dot{x} = (A - Bk)x \quad (IV.28)$$

Nous supposons que la matrice $A - Bk$ est stable, ou que les valeurs propres de $A - Bk$ ont des parties réelles négatives.

La substitution de l'équation (IV-26) dans l'équation (IV-27) donne les résultats suivants

$$\begin{aligned} J &= \int_0^{\infty} (x^*Qx + x^*k^*Rkx)dt \\ &= \int_0^{\infty} (x^*(Q + k^*Rk)x)dt \end{aligned} \quad (IV.29)$$

Nous mettons,

$$x^*(Q + k^*Rk)x = \frac{-d}{dt}(x^*Px) \quad (IV.30)$$

Où P est une matrice définie positive, nous obtenons alors :

$$x^*(Q + k^*Rk)x = -\dot{x}^*Px - x^*P\dot{x} = -x^*[(A - Bk)^*P + P(A - Bk)]x \quad (IV.31)$$

En comparant les deux côtés de cette dernière équation et en notant que cette équation doit être vraie pour n'importe quel x, nous exigeons ce qui suit

$$(A - Bk)^*P + P(A - Bk) = -(Q + k^*Rk) \quad (IV.32)$$

On peut prouver que si A-BK est une matrice stable, il existe une matrice positive-définie P qui satisfait à l'équation IV.32

Notre procédure consiste donc à déterminer les éléments de P à partir de l'équation IV.32 et vérifier si c'est défini positive (plus d'une matrice P peut satisfaire à cette équation. Si le système est stable, il existe toujours une matrice définie positive P pour satisfaire à cette exigence. Cela signifie que, si nous résolvons cette équation et que nous trouvons une matrice définie positive P, le système est stable. Les autres matrices P qui satisfont à cette équation ne sont pas positives et doivent être jetés).

L'indice de performance J peut être évalué comme suit :

$$J = \int_0^{\infty} (x^*(Q + k^*Rk)x)dt = -x^*(\infty)Px(\infty) + x^*(0)Px(0) \quad (IV.33)$$

Puisque toutes les valeurs propres de $A-BK$ sont supposées avoir des parties réelles négatives, nous avons Donc, $x(\infty) \rightarrow 0$ alors nous obtenons :

$$J = x^*(0)Px(0) \quad (IV.34)$$

Ainsi, l'indice de performance J peut être obtenu suivant la condition initiale $x(0)$ et P .

Pour obtenir la solution au problème de la commande optimale quadratique, nous procédons comme suit : Puisque R a été supposé être une matrice définie positive, nous pouvons écrire

$$R = T^*T \quad (IV.35)$$

Où T est une matrice non singulière, alors l'équation IV.32 peut être écrite comme suit [88]

$$(A^*-B^*k^*)P + P(A - Bk) + Q + k^*T^*Tk = 0 \quad (IV.33)$$

Cette équation peut être réécrite comme suit :

$$A^*P + PA + [Tk - (T^*)^{-1}B^*P]^*[Tk - (T^*)^{-1}B^*P] - PBR^{-1}B^*P + Q = 0 \quad (IV.34)$$

La minimisation de J par rapport à K nécessite la minimisation de :

$$x^*[Tk - (T^*)^{-1}B^*P]^*[Tk - (T^*)^{-1}B^*P]x$$

En ce qui concerne K , et puisque cette dernière expression n'est pas négative, le minimum est lorsqu'elle est nulle :

$$Tk = (T^*)^{-1}B^*P \quad (IV.35)$$

Par conséquent,

$$k = T^{-1}(T^*)^{-1}B^*P = R^{-1}B^*P \quad (IV.36)$$

L'équation IV.36 donne la matrice optimale K . Ainsi, la loi de contrôle optimale au problème de contrôle optimal quadratique lorsque le critère de performance est donné par l'équation IV.27 est linéaire et il est donné par l'équation (IV.37),

$$u(t) = -kx(t) = R^{-1}B^*Px(t) \quad (IV.37)$$

La matrice P de l'équation IV.36 doit satisfaire l'équation IV.32, ou l'équation réduite suivante :

$$A^*P + PA - PBR^{-1}B^*P + Q = 0 \quad (IV.38)$$

L'équation IV.38 est appelée équation de Riccati à matrice réduite.

Les étapes de conception peuvent être décrites comme suit [88]:

1. Résoudre l'équation IV.38, l'équation de Riccati à matrice réduite, pour la matrice P. [S'il existe une matrice définie positive P, le système est stable, ou la matrice A-BK est stable].
2. Remplacer cette matrice P dans l'équation IV.36. La matrice K résultante est la matrice K optimale.

Dans MATLAB, la commande `lqr (A, B, Q, R)` calcule la matrice de gain de retour optimale K

Après plusieurs essais, les matrices Q et R sont :

$$Q = 0.01 * [1 \quad 0; 0 \quad 1]$$

$$R = 100 * \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0; 0 & 0 & 0 & 0; \\ 0 & 0 & 1 & 0; 0 & 0 & 0 & 1; \end{bmatrix}$$

IV.4 Retour d'état par l'approche LMI

L'origine des inégalités matricielles linéaires (LMI) remonte à 1890 [92]. Ils n'ont pas été appelés de cette façon à ce moment-là, lorsque Lyapunov a montré que la stabilité d'un système linéaire $\dot{x} = Ax$ est équivalente à l'existence d'une matrice P définie positive qui satisfait à la matrice d'inégalité $A^T P + PA < 0$. Le terme "Linear Matrix Inequality" a été inventé par Willems dans les années 1970 pour faire référence à cette LMI spécifique, en relation avec le contrôle d'optimisation quadratique. En raison du manque de bons ordinateurs et d'algorithmes efficaces pour les résoudre, les LMI n'ont pas reçu beaucoup de considération de la part des chercheurs en contrôle et en systèmes jusqu'à la fin des années 1980, lorsque Nesterov et Nemirovsky ont mis au point des méthodes de points intérieurs qui ont permis de résoudre élégamment les problèmes de LMI. De nouveaux algorithmes sont alors apparus, déclenchant un intérêt renouvelé pour ce sujet [95, 96, 97,98]

La détermination des constantes du régulateur d'état fait appel, le plus souvent, à un placement de pôles.

En effet, le demi plan vertical excentré ($x < a$) confère les spécifications sur le temps de réponse. Cela veut dire que, l'appartenance des pôles d'un système à l'intérieur d'un tel demi-plan assure un temps de réponse minimal dont la valeur est fortement liée à la distance a (Figure IV.5). Il est à noter que le choix adéquat des pôles dépend également des conditions d'amortissement du régime transitoire. Des spécifications sur l'amortissement ζ peuvent être considérées. Une telle région garantit un facteur d'amortissement minimal dont la valeur dépend de l'angle $\sin\xi$. On doit donc exiger un amortissement relatif convenable. L'appartenance des valeurs propres de la matrice d'état à une région traduit des spécifications sur la pulsation amortie ω_n [91,92]. La pulsation amortie maximale est alors égale à la distance des pôles à l'axe réel. Une telle région peut être une bande verticale, un disque, une bande horizontale, un secteur conique, un ellipsoïde, une parabole et une intersection arbitraire de telles régions [99,100,101]

La figure IV.5 illustre le domaine pour un choix optimal des pôles à imposer au système global fermé

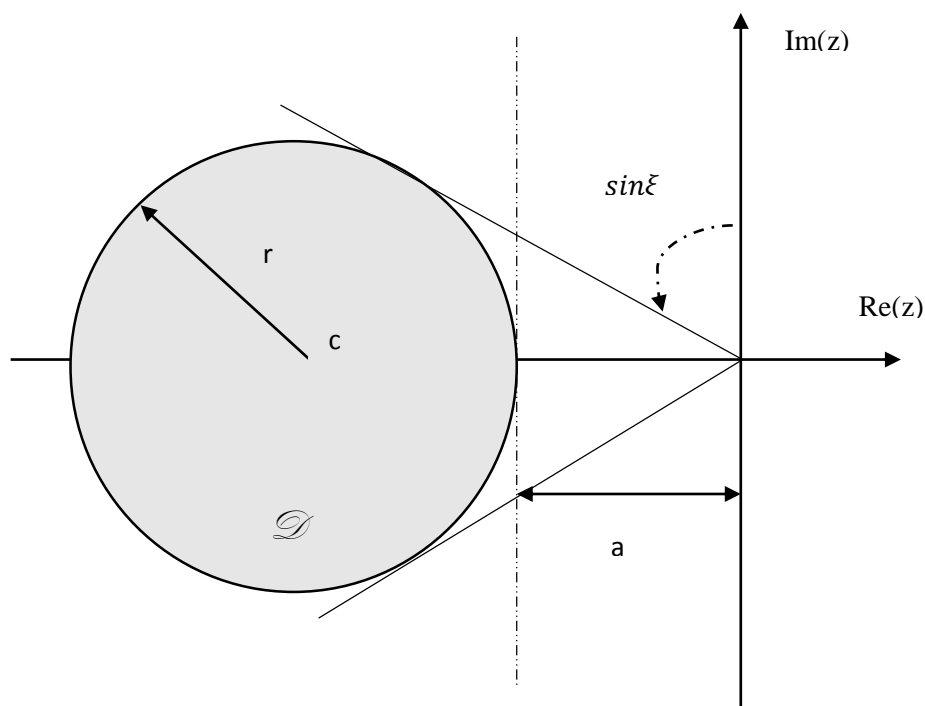


FIGURE IV.5 : Région pour une imposition optimale des pôles [92].

Il est à souligner que l'introduction du formalisme *LMI* dans le calcul de la commande par retour d'état du système s'adapte efficacement avec le placement des pôles dans des régions adéquates. Le placement de pôles par les *LMI* est non strict ; cette flexibilité offerte constitue un grand avantage du fait qu'il permet la conception d'un système de commande garantissant à la fois la stabilité et un certain degré de performance lors d'une variation paramétrique.

Soit un système *LTI* défini par l'équation IV.1 (Paragraphe IV.2)

La problématique est de trouver un gain K par retour d'état, tel que [91] :

- ✓ Le système en boucle fermée $(A+BK)$ soit asymptotiquement stable,
- ✓ Les pôles du système bouclé soient inclus dans une région LMI (spécifications sur les performances).

IV.4.1 Synthèse du correcteur d'état par un algorithme LMI

Il s'agit ici plus précisément de donner une technique de placement de pôles, dans une région D du plan complexe par retour d'état.

L'objectif que nous nous fixons ici est de proposer une procédure pour le calcul des coefficients du contre réaction d'état par formulation LMI . Comme Cela a déjà été montré, le système est modélisé dans l'espace d'état par le triplet $(A, B$ et $C)$ et les régions considérées répondent à une formulation LMI . Le but donc est de calculer une matrice K , associée à un retour d'état, D -stabilisant la matrice d'état du système en boucle fermée $(A+BK)$. Il est à noter que cette technique de calcul nécessite une initialisation par le calcul d'une matrice de retour d'état K . Les différentes étapes de résolution sont décrites par la suite [91,92].

1. Il s'agit ici d'une étape d'initialisation. Dans cette étape le calcul des gains de retour d'état statique k (Figure IV.1) se fait par une résolution LMI . Notons que dans cette étape, on ne s'intéresse plus aux performances, mais on calcule des gains K qui stabilisent le système en plaçant les pôles dans le demi-plan gauche,
2. On initialise le gain K_i . Pour ce faire, un troisième pôle et un quatrième pôle de nature purement réelle doit être définis.
3. Il s'agit de l'étape finale. Partant des valeurs initiales des gains k et k_i trouvés dans l'étape 1 et 2, on obtient ainsi un système augmenté. Nous devons concevoir un compensateur, par une synthèse LMI , qui répond aux spécifications voulues. Nous définissons la région LMI dont on désire placer les pôles de notre système.

Pour notre système, nous proposons de calculer la matrice k de manière à ce que les pôles du système étudié soient dans une région spécifiée du plan complexe et ce quelle que soit la valeur de V_{dc}

En effet, les valeurs propres de la matrice $(A+Bk)$ sont assignées dans le demi-plan complexe ouvert alors, la stabilité asymptotique est assurée.

Une matrice A est dite D -stable si et seulement si toutes ses valeurs propres sont strictement contenues à l'intérieur d'une région D du plan complexe.

Nous avons choisi D comme un disque de rayon r autour d'un centre c . Par un choix judicieux de c et r , un certain temps de réponse (a) et un coefficient d'amortissement (ξ) minimum peuvent être garantis.

En déplaçant le centre c vers la gauche, on cherche la rapidité de la réponse. En réduisant le rayon r , la performance est plus rigoureusement spécifiée. En l'augmentant, nous offrons la flexibilité pour la robustesse par rapport à la tension du bus continu V_{dc} . Ainsi, ces paramètres permettent au concepteur de gérer le compromis entre la robustesse et les performances. En outre, la présence de l'intégrateur dans la loi de commande IV.2 assure que les erreurs en régime permanent tendent vers zéro.

Le calcul de k repose sur un résultat fondamental qui prétend qu'une matrice A est D -stable (c'est-à-dire, la matrice A à toutes ses valeurs propres dans la région D) si et seulement s'il existe une matrice symétrique définie positive $P=P^T > 0$, $P \in \mathbb{R}^{n \times n}$, [100] :

$$(c^2 - r^2)P - c(AP + PA^T) + APA^T < 0 \quad (IV.39)$$

Nous remplaçons A par $(\hat{A} + \hat{B}\hat{k})$ et en appliquant IV.39 au cas présent

Nous désignant par $L \in \mathbb{R}^{2 \times n}$ le produit $\hat{A}P$ et en utilisant l'argument du complément de Schur [101], il vient :

$$\begin{cases} \left(\begin{array}{cc} (c^2 - r^2)P - c(\hat{A}P + P\hat{A}^T + \hat{B}L + L^T\hat{B}^T) & \hat{A}P + \hat{B}L \\ P\hat{A}^T + L^T\hat{B}^T & -P \end{array} \right) < 0 \\ P > 0 \end{cases} \quad (IV.40)$$

L'équation IV.40 constitue un système de LMI dont les variables inconnues sont P et L

Ce système peut être résolu grâce à diverse boites `a-outils de résolution de LMI [ANNEX 3].

Etant donné une solution (P, L) de ce problème, le gain de retour d'état est obtenu par :

$$\hat{k} = LP^{-1} \quad (IV.41)$$

Comme P est définie positive, elle peut être inversée et donc \hat{k} peut toujours être calculé à partir de (X, L) .

IV.5 Réglage du STATCOM par la logique floue (FLC)

La logique floue (*Fuzzy logic*) est une branche de l'intelligence artificielle, tout comme les réseaux de neurones et les algorithmes génétiques, suscite depuis la dernière décennie un nombre important de travaux et d'articles scientifiques. Ce sont les premières approches du concept d'incertitude d'Heisenberg développées par des chercheurs américains dans les années 20 qui ont conduit à son apparition. Mais ce n'est qu'en 1965 que le professeur L.Zadeh, de l'université de Berkeley en Californie et automaticien de réputation internationale, propose les bases théoriques de cette logique dans un article célèbre intitulé « Fuzzy set » (Ensemble flou). Contrairement à la logique booléenne classique, l'idée de base consiste à accorder aux affirmations un certain degré de vérité, ce qui est bien pratiquement pour représenter la réalité où les choses ne sont pas toujours tranchées [102]. La logique floue beaucoup plus pragmatique que déterministe introduit la notion d'ensembles flous, qui à la différence des ensembles nets traditionnels traitent des variables qualifiées de non exactes et pouvant prendre une valeur entre 0 et 1. Le formalisme définit aboutit alors à un langage mathématique plus expressif et une logique plus souple employant de règles (inférences) exprimées sous la forme « si prémisse alors conséquence » à partir de relations imprécises. Les prémisses et les conséquences sont émises à l'aide de termes linguistiques proches du langage humain, ce qui facilite leur compréhension et donc l'introduction de connaissance acquise à priori [103].

Appliqué à la commande des systèmes, la logique floue permet de synthétiser des contrôleurs qui génèrent des lois de commande efficaces sans être obligé de faire de modélisations approfondies ou sans connaître précisément le processus à commander. C'est essentiellement grâce à certaines applications remarquables concernant l'intégration de contrôleurs flous dans le réglage que cette logique a pris son véritable essor. Les principales avancées peuvent être récapitulées de manière non exhaustive, par la proposition de la logique floue pour la résolution de problèmes de réglage par L.Zadeh, une première application du réglage par le professeur E.H.Mamdani en 1975 qui a permis de développer une stratégie de contrôle pour une chaudière à vapeur, suivit en 1975 par la première véritable application industrielle, puis en 1978 le contrôle par la société danoise F.L Smidth-Fuller d'un four à ciment. En 1985 la logique floue est introduite au Japon par M.Sugeno, on voit alors apparaître

des réalisations telles que le métro Sendai en 1987, ou le lave-linge Aïsaïgo Pay Fuzzy de Matsushita en 1990 [102].

Nous citons par la suite quelques avantages et inconvénients du régulateur flou par rapport à un régulateur PID [104] :

- Le contrôleur PID est bien compris, facile à mettre en œuvre - à la fois dans son numérique et analogique formes - et il est largement utilisé. En revanche, le contrôleur flou nécessite une certaine connaissance de logique floue. Cela implique également de construire des fonctions d'appartenance arbitraires.
- Le contrôleur flou est généralement non linéaire. Il n'a pas une équation simple comme le PID, et il est plus difficile d'analyser mathématiquement ; des approximations sont nécessaires, et il s'ensuit que la stabilité est plus difficile à garantir.
- Le contrôleur flou a plus de paramètres de réglage que le contrôleur PID. De plus, il est difficile de suivre le flux de données pendant l'exécution, ce qui rend la correction d'erreur plus difficile.

D'autre part, les contrôleurs flous sont utilisés dans l'industrie avec succès. Il y a plusieurs raisons possibles :

- Comme la stratégie de contrôle est constituée de règles « if-then », il est facile à lire pour un opérateur de processus. Les règles peuvent être construites à partir d'un vocabulaire contenant des mots de tous les jours tels que «haut», «bas» et «croissant». Les opérateurs de processus peuvent intégrer leur expérience directement.
- Le contrôleur flou peut accueillir de nombreuses entrées et de nombreuses sorties. Les variables peuvent être combinées dans une règle « if-then » avec les connecteurs et / ou. Les règles sont exécutées en parallèle, ce qui implique une action recommandée de chacune. Les recommandations peuvent être en conflit, mais le contrôleur résout les conflits.

La logique floue permet à des non-spécialistes de concevoir des systèmes de contrôle, ce qui peut être la principale raison de son succès.

IV.5.1 Structure d'une commande à logique floue

La figure IV.6 montre la structure d'une commande basée sur la logique floue

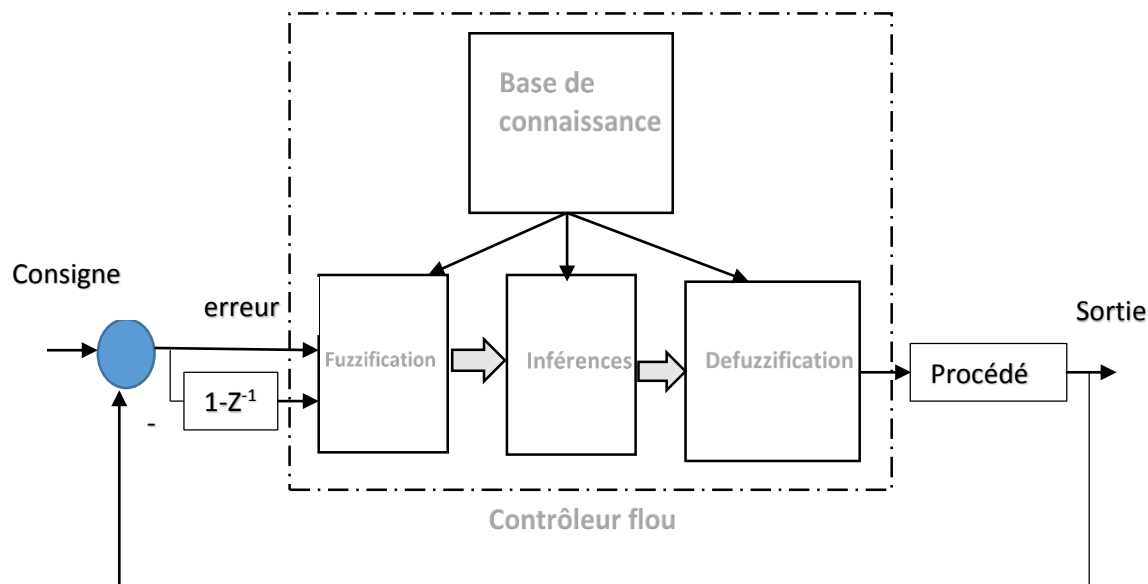


FIGURE IV.6 : Structure de base d'une commande à logique floue [103].

La commande à logique floue est composée de quatre blocs:

- Interface de fuzzification à l'entrée,
- Base de connaissance,
- une logique de prise de décision (ou bloc d'inférence),
- Interface de défuzzification en sortie.

Le procédé à commander ne recevant que des valeurs déterministes (non floues), un contrôleur à logique floue doit convertir des valeurs déterministes à son entrée en valeurs floues, les traiter avec les règles floues et convertir le signal de commande en valeurs déterministes pour les appliquer au procédé [2,102,103].

IV.5.1.1 Base de connaissance

La base de connaissance est divisée en deux parties : Base de données et base de règles. Elle contient aussi les définitions des sous-ensembles flous d'entrée et de sortie, leurs fonctions d'appartenance, leurs univers de discours et l'ensemble des règles de commande.

floues, qui doivent tenir compte du comportement du système à régler et des buts du réglage envisagé [2].

La base de donnée fournit toutes les définitions nécessaires à l'élaboration des règles de commande linguistiques et à la manipulation des données floues dans le contrôleur (univers de discours, partitions floues, choix des opérateurs, ...). Elle est caractérisée par des concepts qui sont basés sur l'expérience et le jugement de l'expert.

Plus le nombre de sous-ensembles est grand et plus la sensibilité de la commande sera grande. On introduit habituellement pour chaque variable, trois, cinq ou sept sous-ensembles flous, et afin que ceux-ci soient centrés sur la valeur zéro on adopte en général un nombre impair. De plus un nombre plus élevé que sept est souvent inutile en terme de précision et le temps de calcul devient trop grand .

L'univers des discours est habituellement réduit en un univers normalisé à l'aide de facteur d'échelles, encore appelés gains de normalisation permettant de changer la sensibilité du contrôleur sans modifier sa structure.

La base de règles comporte les connaissances concernant le procédé présenté sous forme de règles indicatives sur l'expérience et l'intuition des opérateurs humains en charge du procédé.

Elles sont élaborées lors d'un dialogue avec l'opérateur humain compétant ou d'une modélisation quantitative du procédé [103].

IV.5.1.2 Interface de fuzzification

La fuzzification est l'étape qui consiste en la quantification floue des valeurs réelles d'une variable, il s'agit donc de quantifier une valeur numérique à l'aide d'un terme linguistique. Les opérateurs utilisés dans la commande floue agissent sur les sous-ensembles flous, par conséquent, il est nécessaire de transformer les variables non floues provenant des entrées en des sous-ensembles flous. Pour ce faire, on utilise un opérateur de fuzzification qui associe à une mesure de la variable x_0 une fonction d'appartenance [102].

IV.5.1.3 Logique de prise de décision (Bloc d'inférence)

A partir de la base de règles (fournie par l'expert) et du sous ensemble flou correspondant à la fuzzification du vecteur de mesure $x_0=[x_0,1,.....x_0,n]T$, le mécanisme d'inférence

calcule le sous-ensemble flou $\mu_{x_o}(x)$ relatif à la commande du système. En général, plusieurs valeurs de variables floues, convenablement définies par des fonctions d'appartenance, sont liées entre elles par des règles, afin de tirer des conclusions. Dans ce contexte, on peut distinguer deux genres de règles d'inférences : Inférence avec une seule règle et inférence avec plusieurs règles [102].

IV.5.1.4 Interface de défuzzification

Par cette étape se fait le retour aux grandeurs de sortie réelles. Il s'agit de calculer, à partir des degrés d'appartenance à tous les ensembles flous de la variable de sortie, l'abscisse qui correspond à la valeur de cette sortie. Différentes méthodes sont utilisées : Méthode du centre de gravité, méthode des hauteurs pondérées et la méthode par valeur maximum.

La méthode de défuzzification par centre de gravité est la plus courante. L'abscisse du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultant de l'inférence correspond à la valeur de sortie du régulateur. Cette abscisse est déterminée à l'aide de la relation suivante [104] :

$$x^* = \frac{\sum_{i=1}^n [\mu(x_i)x_i]}{\sum_{i=1}^n [\mu(x_i)]} \quad (IV.42)$$

Où n est le nombre de règles

Le dénominateur correspond au moment de la surface et le numérateur à la surface de la fonction d'appartenance résultante.

Dans le domaine de la commande des systèmes, l'objectif d'un contrôleur flou est de trouver une valeur numérique adéquate à appliquer au système à partir d'un ensemble de variables physique.

Plusieurs types de contrôleurs ont été proposés, les plus utilisés sont [102,103] :

- **Le contrôleur de type "Mamdani"**

C'est le premier contrôleur flou à avoir été développé et il est le plus employé actuellement. Il est dit symbolique car caractérisé par une prémisse et une conclusion symboliques (linguistiques) et donc nécessite une méthode de défuzzification.

- **Le contrôleur de type "Sugeno"**

Il est dit procédural, en effet la prémisse seule est symbolique. La conclusion, qui correspond à la commande, est directement définie sous une forme numérique polynomiale par une combinaison linéaire des entrées.

IV.5.2 Application de la logique floue pour le réglage des courants du STATCOM

Dans cette partie, nous allons nous intéresser au remplacement du régulateur PI classique de courants I_d et I_q du Circuit principal de commande du STATCOM (Figure III.10 au chapitre III) par un régulateur de type PI flou.

Le schéma de base du régulateur PI flou est donné par la figure IV.7 suivante :

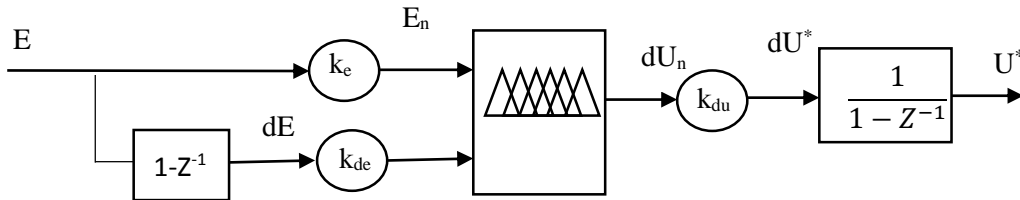


Figure IV.7 : Structure du contrôleur du type PI-flou [102].

Nous désignons par [77]:

E : l'erreur, elle est définie par :

$$E(k) = I_{dq}^*(k) - I_{dq}(k) \quad (IV.43)$$

dE : la dérivée de l'erreur, elle est approchée par :

$$dE = E(k) - E(k - 1) \quad (IV.44)$$

Le signal de commande est déterminé par la relation suivante :

$$U^*(k) - U^*(k - 1) + dU^*(k) = I_{dq}^*(k) \quad (IV.45)$$

K_e , K_{de} , K_{du} sont des gains de normalisation qui peuvent être constants (ou même variables). Le choix adéquat de ces derniers permet de garantir la stabilité et d'améliorer les performances dynamiques et statiques ciblées du système à régler.

Nous avons choisis des formes triangulaires pour les fonctions d'appartenance et une partition de l'univers de discours à cinq sous-ensembles flous comme la montre les figures IV.8 et IV.9.

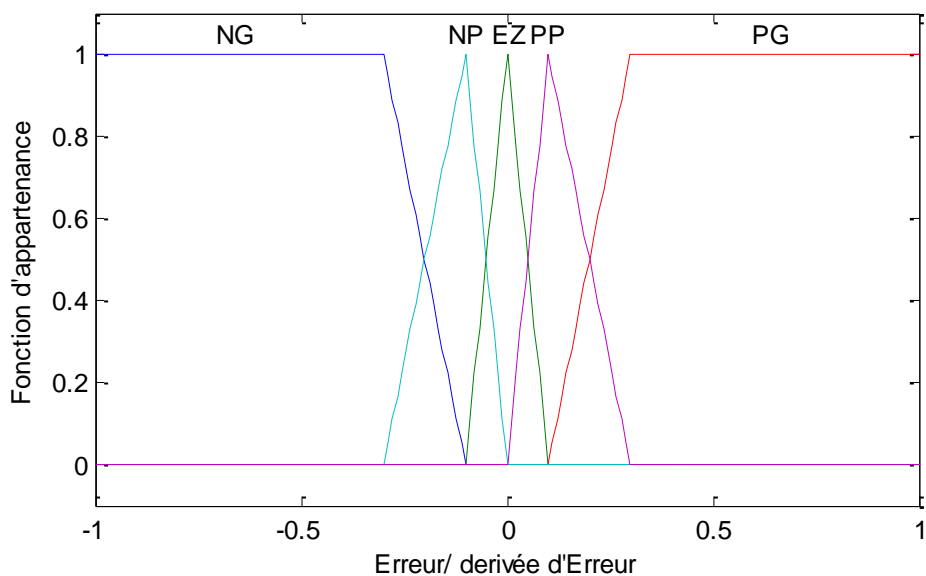


Figure IV.8 : Fonctions d'appartenance des entrées normalisées.

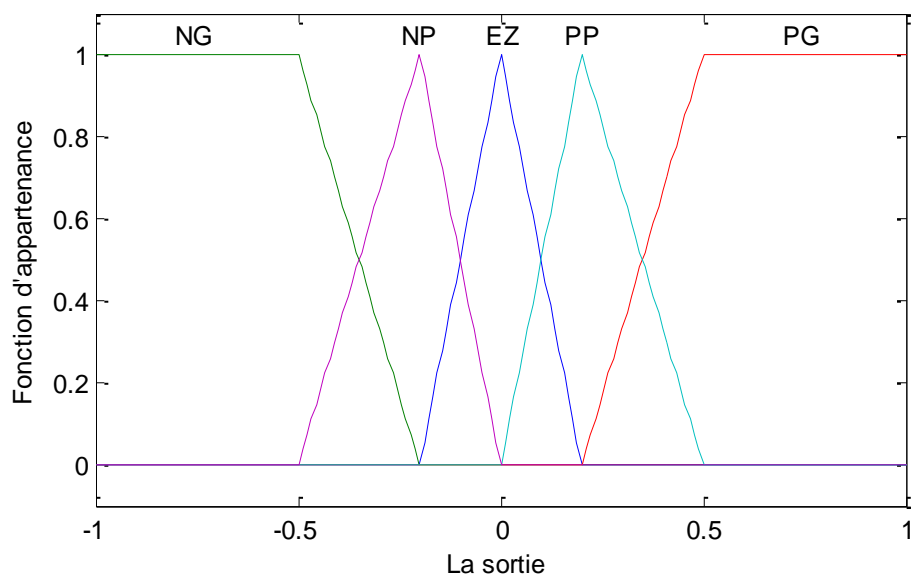


Figure IV.9 : Fonctions d'appartenance de la variable de sortie normalisée.

Nous avons choisis la méthode « MAX-MIN » de Mamdani pour le traitement numérique des inférences relatif au contrôleur flou,

Le tableau IV.1 suivant montre les règles floues, permettant de déterminer la variable de sortie du régulateur en fonction des variables d'entrées. Cette matrice doit être établie à partir d'une parfaite connaissance du comportement du système à régler.

Tableau IV.2 : Matrice d'inférence du régulateur flou

dE \ E	NG	NP	EZ	PP	PG
NG	NG	NG	NP	NP	EZ
NP	NG	NP	NP	EZ	PP
EZ	NG	NP	EZ	PP	PG
PP	NG	EZ	PP	PP	PG
PG	EZ	PP	PP	PG	PG

Les ensembles flous sont :

- **NG** : Négatif-Grand, - **NM** : Négatif-Moyen, - **NP** : Négatif-Petit, - **EZ** : Environ-Zéro,
- **PP** : Positif-Petit, - **PM** : Positif-Moyen, - **PG** : Positif-Grand.

La méthode du centre de gravité a été choisie comme critère de défuzzification

IV.6 Résultats de Simulation

Afin d'étudier et de comparer efficacement les contrôleurs proposés, une série de tests de simulation a été réalisée dans l'environnement Matlab/Simulink à l'aide de la boîte à outils SPS (SimPowerSystem). Le STATCOM utilisé est basé sur un onduleur 3 niveaux. Les performances des 4 contrôleurs discutés précédemment sont analysées et comparées à l'aide de deux spécifications différentes, c'est-à-dire le suivi des références et de la robustesse.

IV.6.1 Suivi de référence

Nous avons d'abord choisi une charge inductive : $P_{charge}=5Kw$ et $Q_{charge}=3 kVAR$.
 A l'instant $t=3 s$, nous avons changé la charge pour qu'elle devienne une charge capacitive : $P_{charge}=5Kw$ et $Q_{charge}= - 3kVAR$.

Les figures **IV.10** à **IV.14** montrent les variations de :

- L'allure du courant actif et réactif
- L'allure des tensions continue des deux capacités
- L'allure de la tension continue globale aux bornes des deux capacités

Les figures **IV.10** et **IV.11** montrent la réponse dynamique du courant réactif I_q que le STATCOM fournit au réseau et la réponse dynamique du courant actif I_d .

Les résultats obtenus montrent, pour les 4 contrôleurs utilisés d'excellentes performances, non seulement en poursuite mais aussi en régulation, avec un très bon suivi du courant actif ou réactif de référence, une erreur statique nulle, et ceci dans les deux cas de profils de charges étudiés (capacitive ou inductive). Ceci se traduit par une erreur de poursuite bien inférieure à celle obtenue à l'aide de la structure PI (**chapitre III**).

Les quatre commandes arrivent, avec les réglages retenus à surpasser la commande par un PI lors des phases transitoires ;

La réponse dynamique du courant actif I_d du STATCOM est maintenue à une valeur constante qui permet le maintien de la tension continue. Le découplage est maintenant presque parfait entre les deux courants actif et réactif.

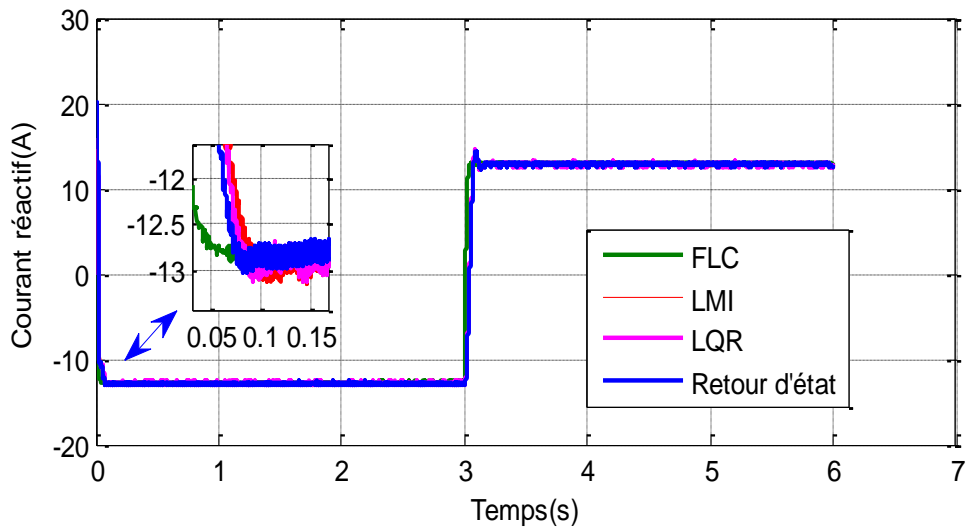


Figure IV.10 : Réponse dynamique du courant réactif par des régulateurs FLC, LMI, LQR et Retour d'état

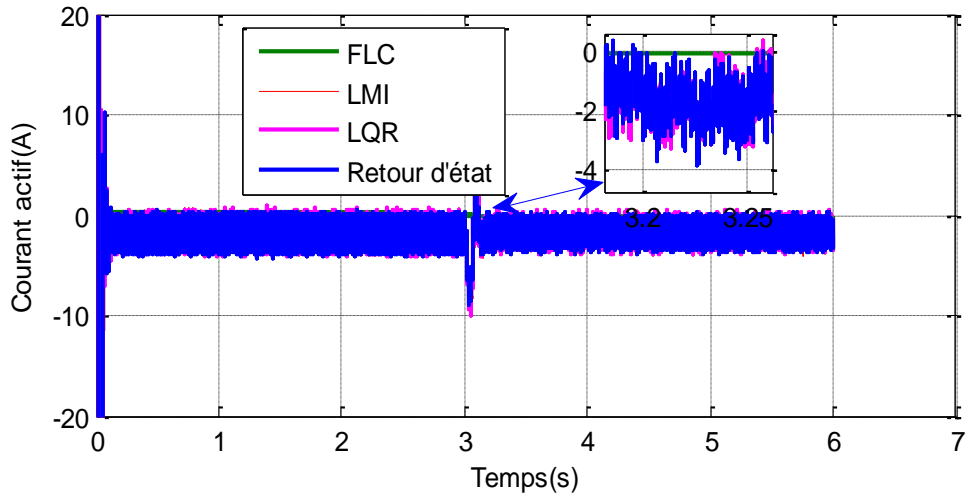


Figure IV.11 : Réponse dynamique du courant actif par des régulateurs FLC, LMI, LQR et Retour d'état

Les figures IV.12, IV.13 et IV.14 montrent le comportement de la tension continue, ainsi que les deux tensions continues V_{dc1} et V_{dc2} . La boucle de régulation de la tension continue arrive à suivre sa référence de 400v. Il atteint 99% de sa valeur finale après 0.05s de l'application de la consigne, cependant, des fluctuations et des dépassements négligeables surviennent lors de changement de la consigne.

Avec ces régulateurs, nous avons pu garder les deux tensions V_{dc1} et V_{dc2} constantes et c'est ça le grand défi des onduleurs multiniveaux.

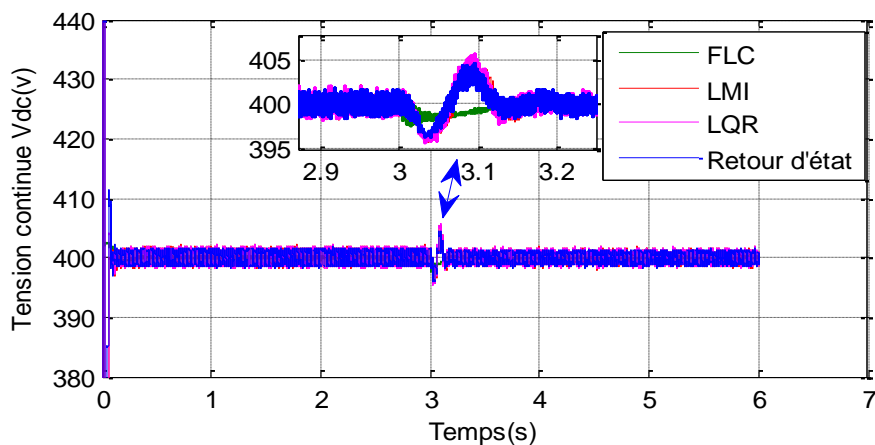


Figure IV.12 : Réponse dynamique de la tension continue globale par des régulateurs FLC, LMI, LQR et Retour d'état

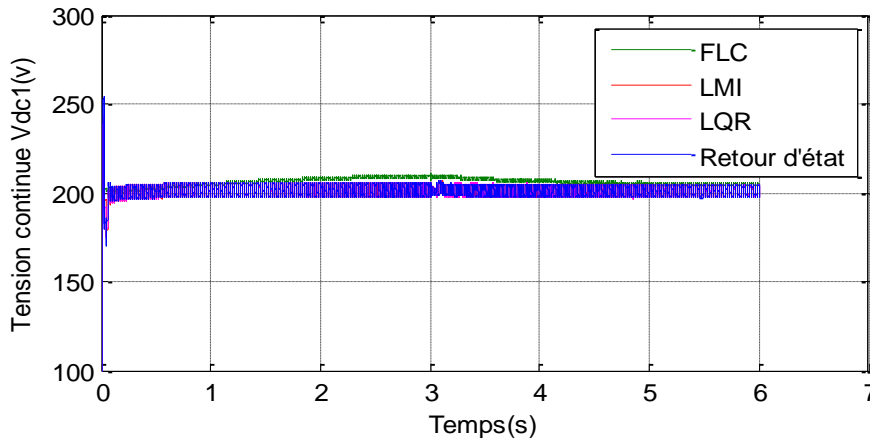


Figure IV.13 : Réponse dynamique de la tension continue V_{dc1} par des régulateurs FLC, LMI, LQR et Retour d'état

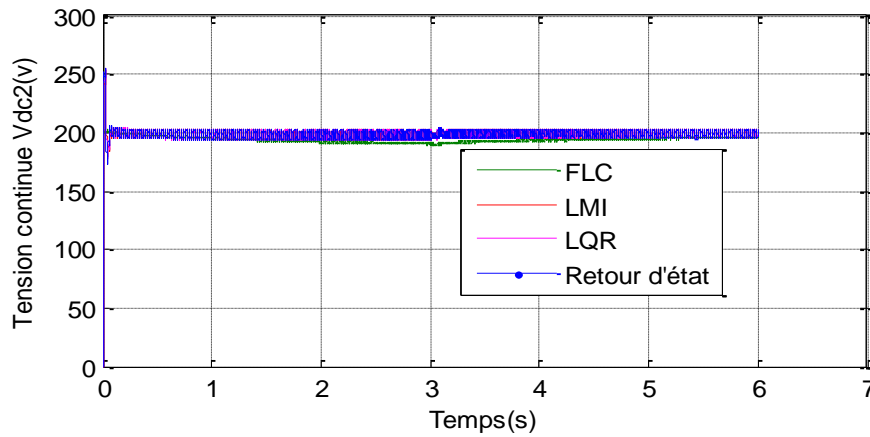


Figure IV.13 : Réponse dynamique de la tension continue V_{dc2} par des régulateurs FLC, LMI, LQR et Retour d'état

IV.6.2 Test de robustesse vis-à-vis des variations paramétriques

Pour tester la robustesse des régulateurs, on augmente la résistance et l'inductance du filtre de couplage du STATCOM de 100% de leurs valeurs initiales (conditions sévères de fonctionnement). On applique les mêmes changements de consigne c'est-à-dire : de $t=0$ sec à 3sec on applique une charge inductive, et à partir de l'instant $t=3$ sec, nous avons appliqué une charge capacitive afin de comparer les performances des cinq types de commande : FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI.

Le changement du paramètre de la ligne a provoqué une influence importante sur les contrôleurs LMI, LQR, Retour d'état et PI allant jusqu'à dégrader complètement les

caractéristiques des courants active et réactive, ce qui se traduit par le non suivi des consignes comme le précisent les figures IV.14 et IV.15. Par contre, pour le contrôle FLC (courbe en vert), les caractéristiques sont restées inchangées mettant en évidence la robustesse du régulateur.

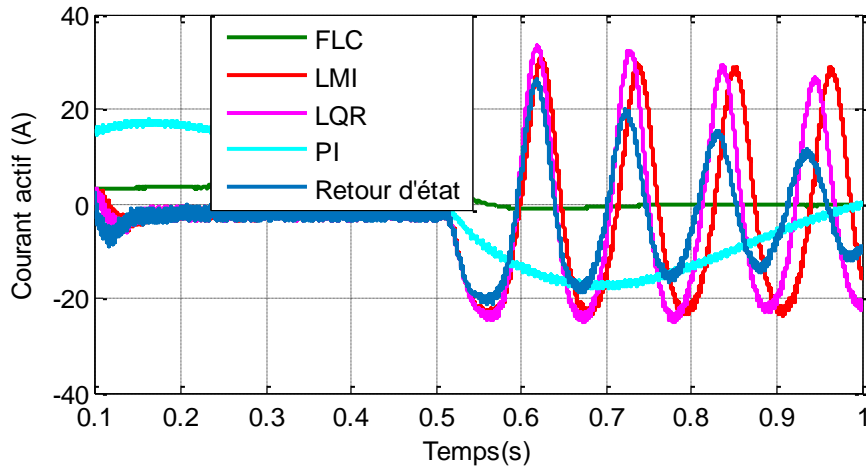


Figure IV.14 : Courbes des courants actifs correspondants aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

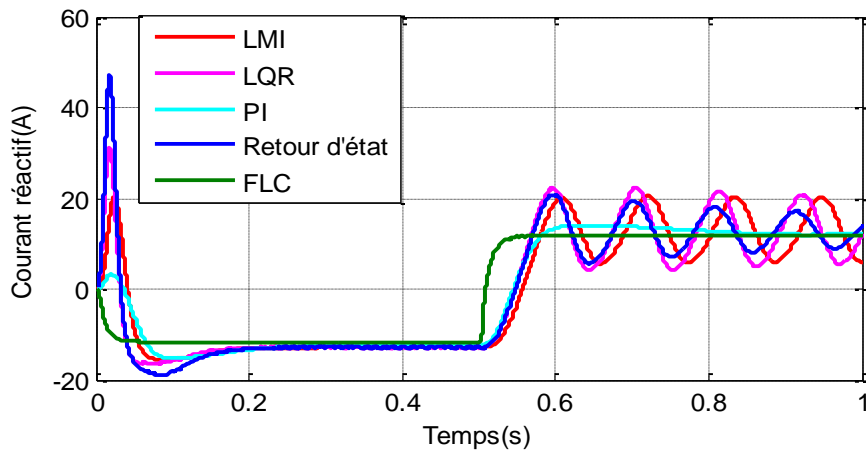


Figure IV.15 : Courbes des courants réactifs correspondants aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

Les figures IV.16, IV.17 et IV.18 montrent le comportement de la tension continue, ainsi que les deux tensions continues V_{dc1} et V_{dc2} . La comparaison des résultats obtenus par les différents contrôleurs montrent clairement que la robustesse est meilleure avec la logique floue.

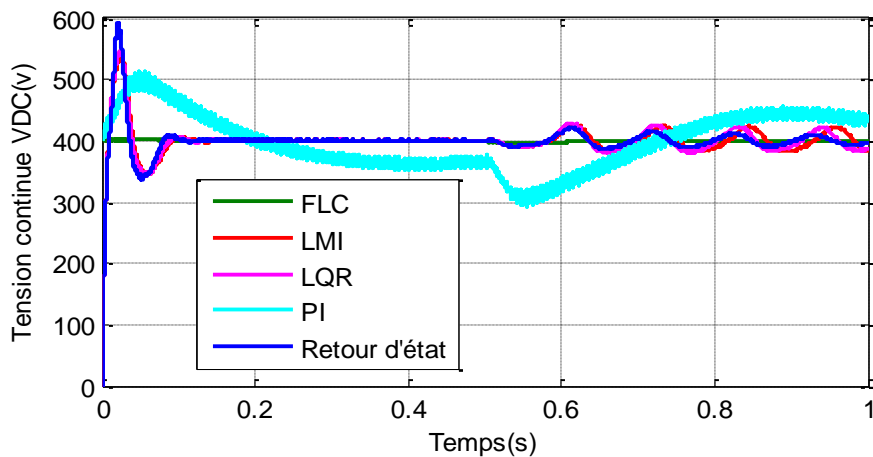


Figure IV.16 : Courbes des tensions continues correspondantes aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

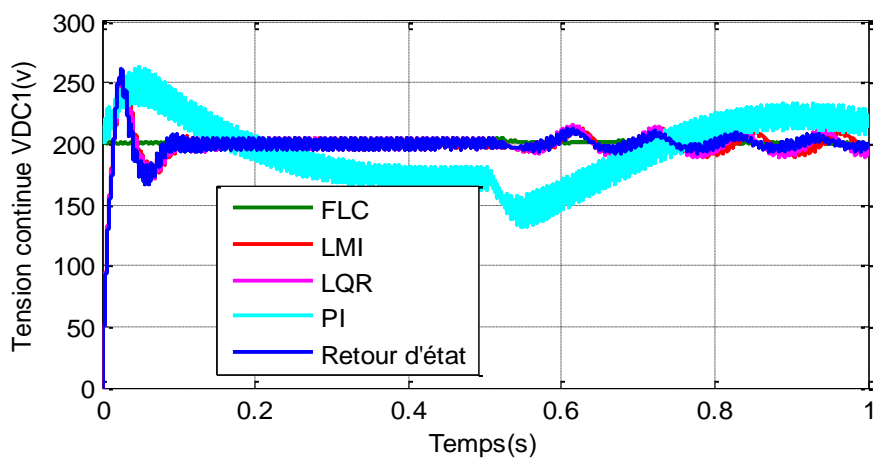


Figure IV.16 : Courbes des tensions V_{dc1} correspondantes aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

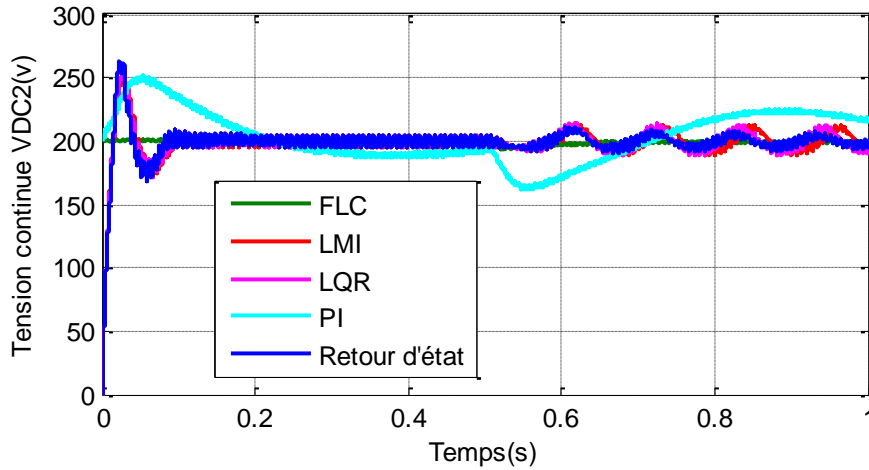


Figure IV.16 : Courbes des tensions V_{dc2} correspondantes aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

La robustesse de la logique floue est également confirmée par le comportement de la puissance réactive injectée par le STATCOM comme le montre les résultats de la figure IV.17 ci-dessous.

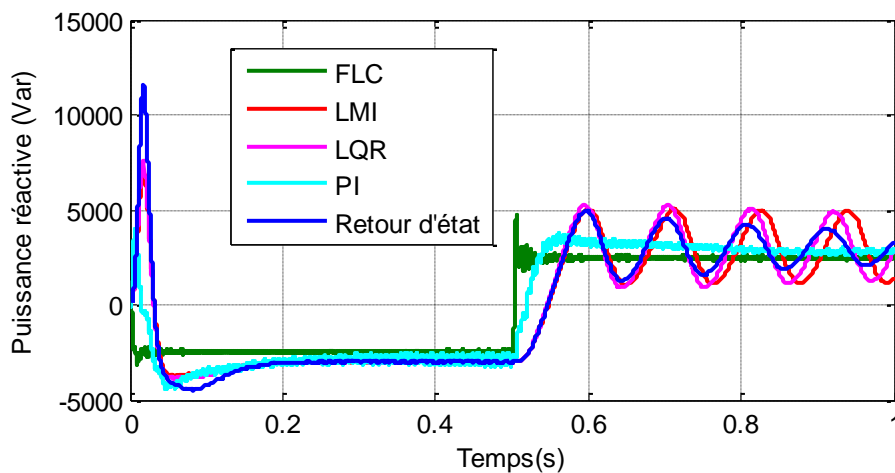


Figure IV.17 : Courbes des puissances réactives correspondantes aux contrôles FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI pour la résistance et l'inductance de la ligne augmentée de 100 %.

IV.7 Conclusion

L'étude comparative de la compensation de l'énergie réactive par le STATCOM montre que les contrôleurs FLC, LMI, LQR, Retour d'état et PI ont très bien fonctionné dans des conditions idéales lorsqu'il n'y a pas de perturbation et pas de variations de paramètres. Cependant, dans le cas de variations de paramètres (c.-à-d. changement de la résistance et de

l'inductance du filtre de couplage), le contrôleur FLC semble plus robuste que tous les autres contrôleurs.

Les résultats obtenus ont montré que le FLC a les meilleures performances de réglage à savoir :

- une grande rapidité de réponse à toute variation de consigne,
- une absence totale de dépassement,
- un rejet parfait de perturbations,
- une erreur statique nulle,
- une robustesse appréciable.

CHAPITRE V

V.1 Introduction

Nous examinons dans ce chapitre l'effet du STATCOM sur le réseau test afin d'évaluer ses performances.

Dans la première partie, nous traitons la commande floue adaptative du STATCOM pour améliorer la stabilité et le temps d'élimination des défauts critiques (CCT) dans un réseau mono-machine (SMIB).

Dans la deuxième partie, on s'intéresse à l'intégration d'une ferme éolienne dans un réseau électrique. Des simulations réalisées pour voir comment les fermes éoliennes réagissent dans les différents états du système (permanent, transitoire) en présence de défaut en présence et en absence du STATCOM

V.2 Amélioration de la stabilité transitoire du réseau électrique

V.2.1 Commande auxiliaire

Le rôle principal du STATCOM est le réglage de la tension du réseau lorsque ce dernier est exposé à des variations de la charge ou de changements de point de fonctionnement. L'ajout d'une commande auxiliaire (Figure V.1) permet d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence. Cette commande auxiliaire est appelée boucle d'amortissement PSDC (Power Swing Damping Control). Beaucoup de chercheurs ont consacré leurs travaux à établir de nouvelles structures de commande dans le but d'augmenter l'efficacité des FACTS pour l'amortissement des oscillations de puissance. Parmi ces commandes, on note la commande auxiliaire de type PID, la commande auxiliaire de type avance-retard de phase avec filtre passe haut et la commande robuste H_∞ [105,106].

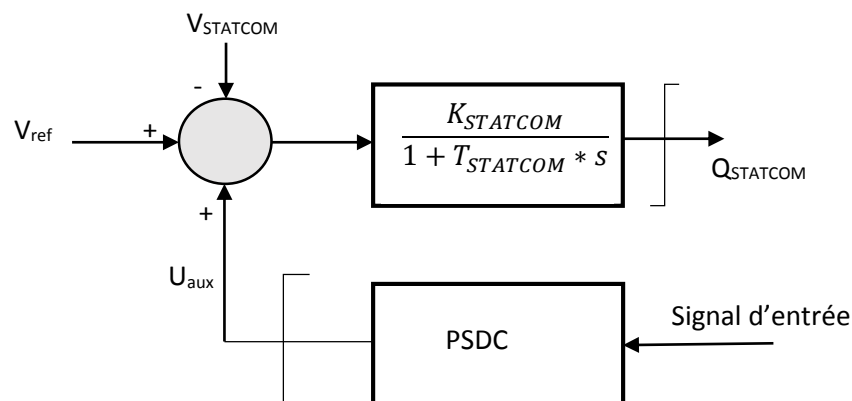


Figure V.1 : Modèle dynamique du STATCOM avec commande auxiliaire [105].

Le signal d'entrée de la commande auxiliaire doit être choisi d'une façon efficace. Les signaux locaux (la fréquence de la ligne de transport, la puissance transmise et le courant de la ligne) sont les premiers signaux à être utilisés parce qu'ils sont disponibles et faciles à mesurer. Cependant les études réalisées récemment ont démontré l'efficacité des signaux globaux par rapport aux signaux locaux. Parmi ces mesures globales, les déviations des vitesses des générateurs utilisées par et les angles des tensions des barres [105].

V.2.2 Validation de la commande auxiliaire du STATCOM

Pour montrer le rôle de la commande auxiliaire, nous avons réalisé plusieurs études de simulation sur différents réseaux. Le contrôleur auxiliaire est présenté à la figure V.2. Il est de type conventionnel, composé d'un gain d'amortissement, un filtre passe haut (washout filter) et un compensateur avance-retard de phase (lead-lag). Il a la même configuration que le stabilisateur de puissance (PSS) [105].

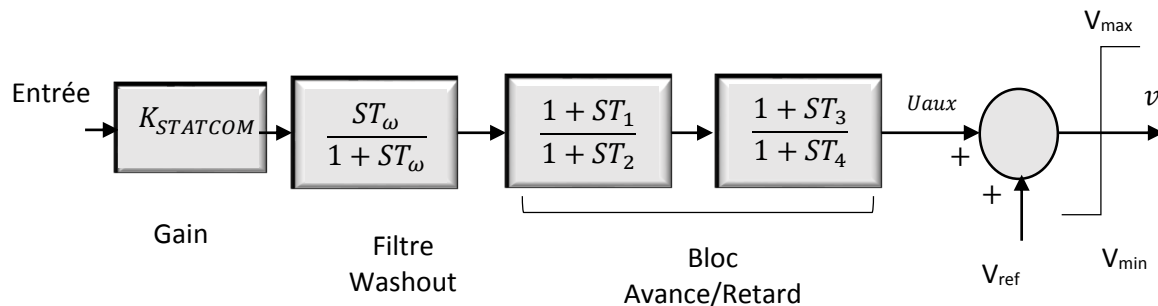


Figure V.2 : Contrôleur conventionnel du STATCOM [77].

Les différents étages de la commande auxiliaire et leurs fonctions sont indiqués ci-dessous [77] :

- un bloc amplificateur détermine la valeur de l'amortissement introduit par le contrôleur. Théoriquement, sa valeur doit correspondre à l'amortissement maximal. généralement varie de 0.01 à 50.
- un filtre passe-haut "filtre washout" élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le contrôleur ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps T_w de ce filtre doit être suffisamment grande pour permettre aux

signaux dont la fréquence est située dans la bande utile d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'îlotage. T_W varie de 1 à 20s. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur T_W fixée à 10s.

- Un filtre compensation de phase ou un filtre passe-bas permet d'atténuer la première fréquence de torsion, la fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pole-zéro, les constantes de temps d'avance (T_1, T_3) et de retard (T_2, T_4) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6s. Mais pour des considérations de réalisation physique, les constantes de temps de retard (T_2, T_4) sont considérées fixes et généralement autour de la valeur de 0.05s.
- Un limiteur permet de réduire l'influence indésirable du contrôleur durant les phases transitoires. En effet, celui-ci est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Il a donc parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaye de maintenir la tension lors de conditions transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 pu

V.2.3 L'approche proposée

La compensation requise est obtenue en fonction de la variation de la tension U_{aux} injectée par le contrôleur qui s'ajoute à V_{ref} .

La fonction de transfert du contrôleur est :

$$U_{STATCOM} = K_{PSS} \left(\frac{ST_\omega}{1 + ST_\omega} \right) \left(\frac{1}{1 + ST_2} \right) \left(\frac{1 + ST_3}{1 + ST_4} \right) Y \quad (V.1)$$

$U_{STATCOM}$ et Y sont respectivement les signaux d'entrée et de sortie du contrôleur.

Dans notre étude, les constantes de temps sont fixées à $T_\omega = 1s$ et $T_2 = T_4 = 0.002s$ [69, 107, 108]. Le gain du régulateur $K_{STATCOM}$ et la constante de temps T_3 doivent être déterminés. Dans des conditions transitoires, la tension injectée v est modulée pour amortir les oscillations du système.

La tension v effectif dans des conditions dynamiques est donné par [77]:

$$v = V_{ref} + U_{aux} \quad (V.2)$$

Après un défaut triphasé, des oscillations apparaissent en raison d'écart dans l'angle de charge, la vitesse du rotor et la puissance de la ligne. L'écart de la puissance de la ligne a été choisi comme entrée au contrôleur. Avec la variation des paramètres du contrôleur, nous pouvons par conséquent changer l'écart de la puissance de la ligne.

V.2.4 Conception de la commande floue adaptative

La figure V.3 montre la structure de base d'un contrôleur à logique floue (FLC). Les entrées sont l'erreur E et le changement de l'erreur dE et la sortie est le gain K'

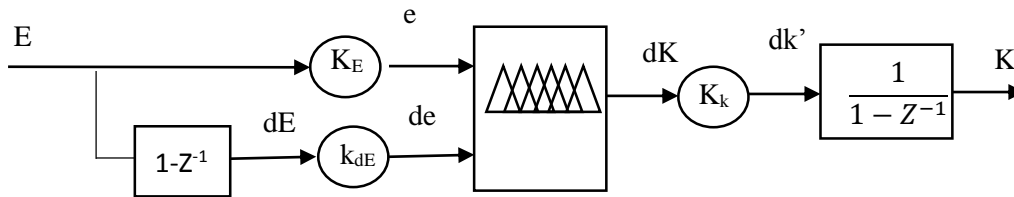


Figure V.3 : Structure du contrôleur PI-flou [77].

Les entrées (E) et (dE) du FLC sont :

$$E = P(power)_{ref}(k) - P(power)_{mes}(k) \quad (V.3)$$

$$dE = E(k) - E(k - 1) \quad (V.4)$$

Les entrées sont représentées par trois fonctions d'appartenance étiquetées N(négatif), Z(zéro), P(positif) et les sorties sont étiquetées avec quatre fonctions d'appartenance étiquetées Z(zéro), S(petit), M(moyen), L(grand) comme illustré dans la figure V.4

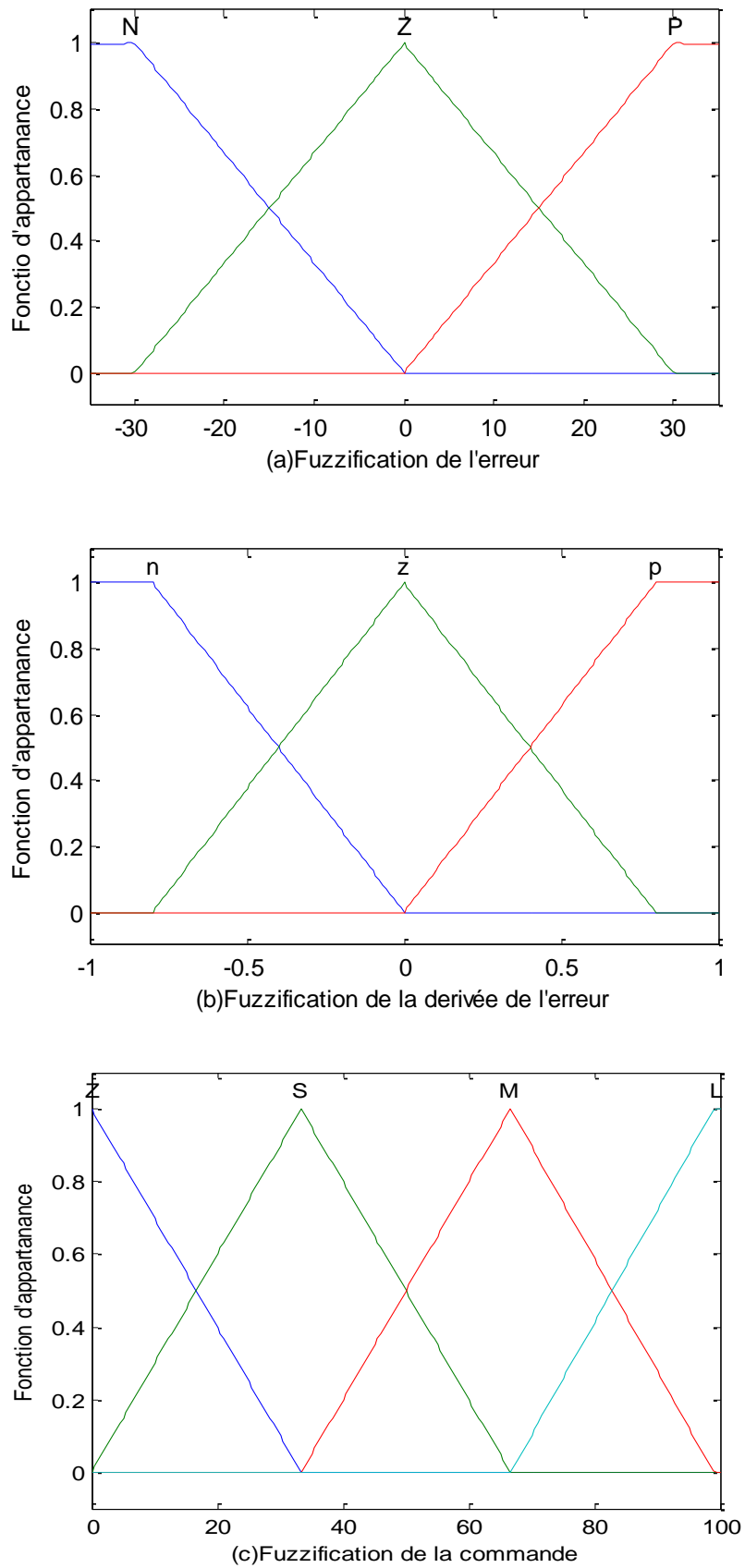


Figure V-4 : Fonctions d'appartenance utilisées

Le tableau V.1 suivant montre les règles floues, permettant de déterminer la variable de sortie du régulateur k' en fonction des variables d'entrées

Tableau V.1 Règles d'inférence

E dE	N	Z	P
n	Z	Z	S
z	Z	Z	M
p	Z	S	L

La méthode du centre de gravité [109] est utilisée pour la défuzzification, donc la sortie k est :

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n [\mu(k_i)k_i]}{\sum_{i=1}^n [\mu(k_i)]} \tag{V.5}$$

Les valeurs normalisées de e (erreur), de (dérivée de l'erreur) et de la sortie K' sont données par [107-110] :

$$e = K_E * E, \quad de = K_{dE} * dE, \quad K' = K_K * k \tag{V.6}$$

Le régulateur flou a été utilisé pour calculer K' , puis ce gain est utilisé pour calculer $K_{STATCOM}$ et la constante de temps T_3 ,

La figure V.5 suivante montre le principe de fonctionnement du contrôleur flou adaptatif

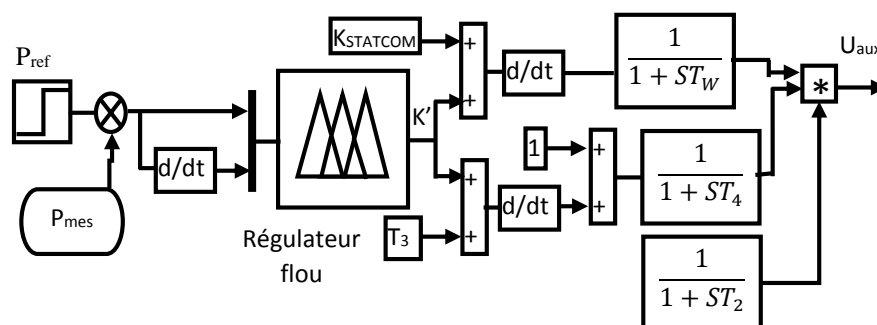


Figure V.5 : Structure du contrôleur flou adaptatif [77].

Le gain K' est continuellement mis à jour à l'aide de l'algorithme flou, puis utilisé pour mettre à jour le gain du régulateur $K_{STATCOM}$ et la constante de temps T_3 comme indiqué dans l'équation V.7 et V.8 [111,112] :

$$K_{STATCOM}' = K_{STATCOM} + K' \tag{V.7}$$

$$T_{3-new} = T_3 + K' \tag{V.8}$$

V.2.5 Résultats de simulation et discussions

Les performances dynamiques du STATCOM sont évaluées au moyen d'une série de simulations réalisées à l'aide de matlab/simulink. Le réseau test utilisé est un réseau monomachine (SMIB) décrit par la figure V.6

Les paramètres du modèle sont donnés dans l'annexe (a).

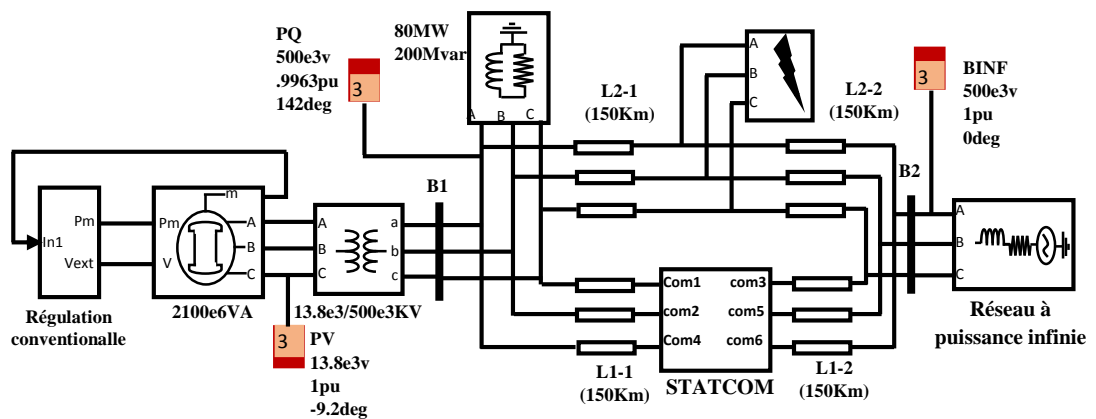


Figure V.6 : Schéma global du réseau monomachine avec STATCOM [77].

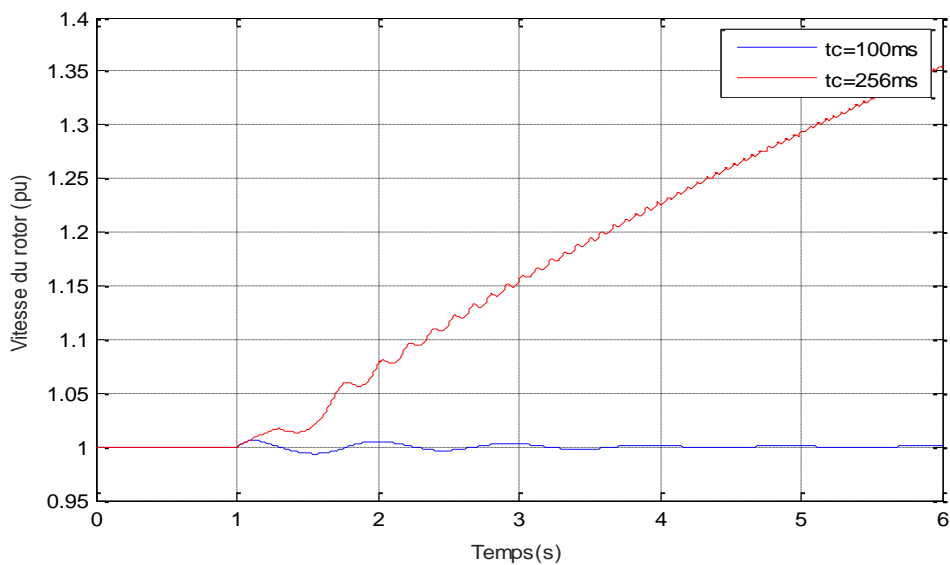
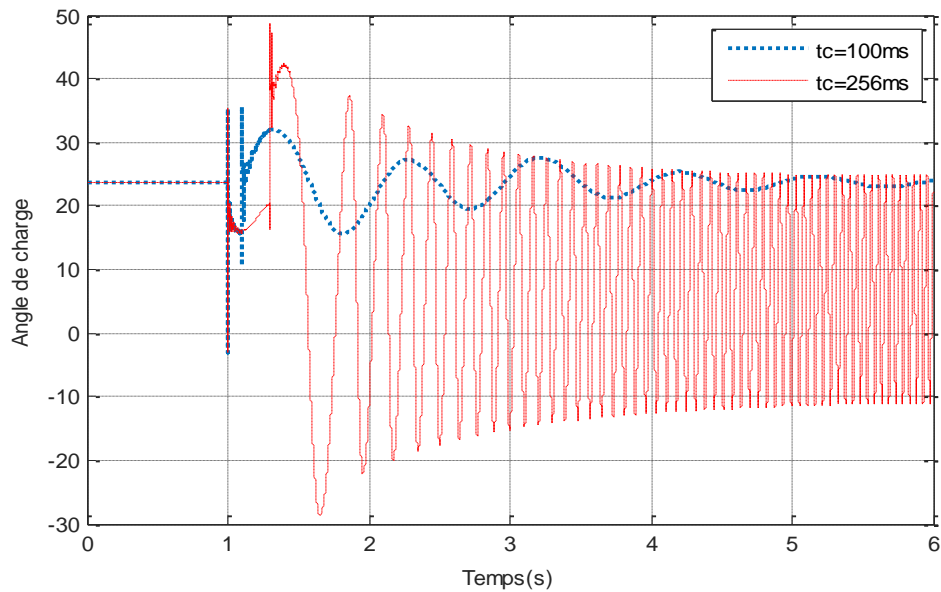
Le défaut simulé est un défaut triphasé de court-circuit. Le défaut est situé à 150 km du bus B1 et est appliqué au temps $t=1s$ comme indiqué sur la figure V.6.

Trois cas sont étudiés : Le cas (1) correspond au système principal avec seulement une régulation conventionnelle du générateur. Le second cas, correspond à la régulation conventionnelle et la commande auxiliaire-STATCOM avec des paramètres fixes situés au milieu de la ligne 2. Enfin, au dernier cas (3), on utilise la régulation conventionnelle et la commande auxiliaire-STATCOM flou adaptatif.

V.2.5.1 Résultats de simulation sans STATCOM

Le défaut est réglé pour se produire 1sec après le début de la simulation. Après avoir testé plusieurs durées de défaut afin de déterminer le temps pour lequel le système perd sa stabilité, la durée de défaut 256ms est celle pour laquelle le système perd sa stabilité comme l'indiquent les résultats des figures V.7 et V.8.

Pour une durée de défaut égale 100ms le système maintien sa stabilité



V.2.5.2 Résultats de simulation avec STATCOM

Pour augmenter la marge de sécurité et améliorer la stabilité transitoire du système électrique, la combinaison commande auxiliaire-STATCOM avec des paramètres fixes est connectée directement au milieu de la ligne de transmission.

Les paramètres du contrôleur sont donnés dans l'appendice (A4).

Le comportement du réseau avec la combinaison commande auxiliaire-STATCOM est maintenant simulé pour un temps de défaut égal à 256 ms.

Les comportements de l'angle de charge et de la vitesse de la machine sont indiqués dans les figures V.9 et V.10.

Ces résultats montrent que pour une telle durée, la régulation conventionnelle utilisée (AVR, Régulation de vitesse et PSS) coté machine n'arrive pas à maintenir la stabilité du réseau (courbes en bleu) alors que la combinaison commande auxiliaire-STATCOM maintient la stabilité du réseau (courbes en rouge). Ceci atteste de l'efficacité d'un tel dispositif en régime de perturbation sévère où la régulation conventionnelle s'avère impuissante.

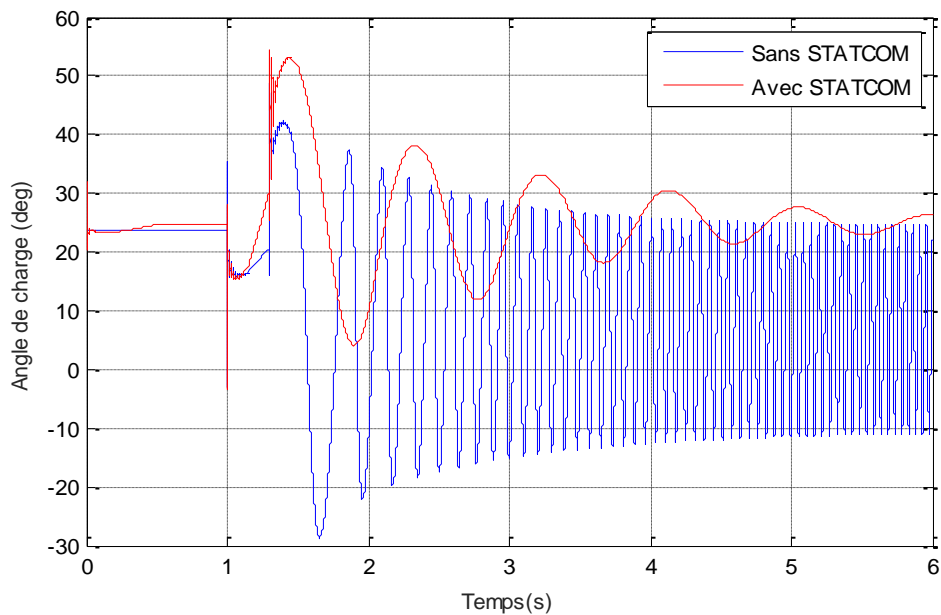


Figure V.9 : Angle de charge de la machine (cas 2)

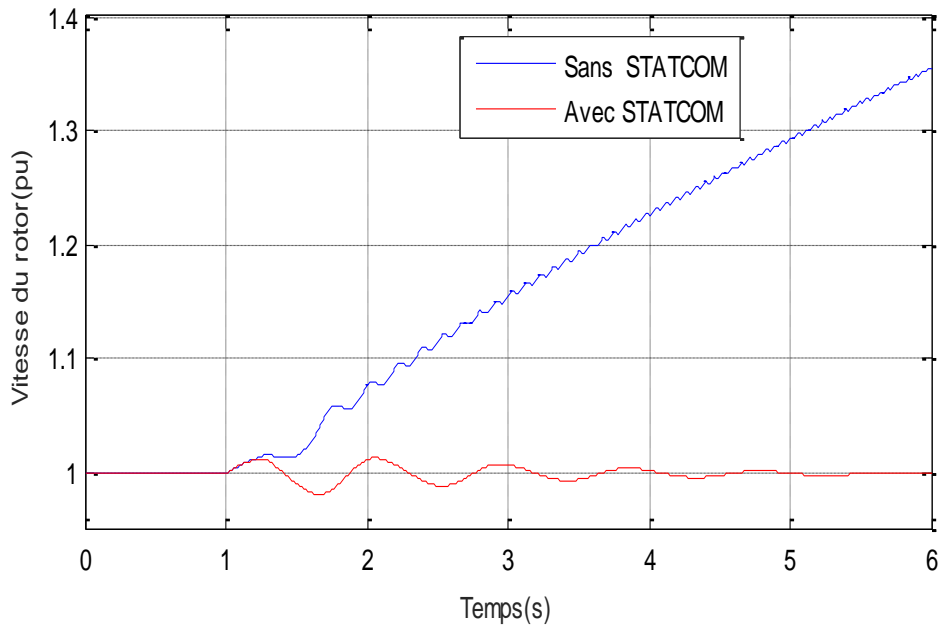


Figure V.10 : Vitesse du rotor de la machine (cas 2)

La tension continue de la figure V.11 respecte la consigne avec l'existence de légère perturbation due à l'instant d'élimination de défaut.

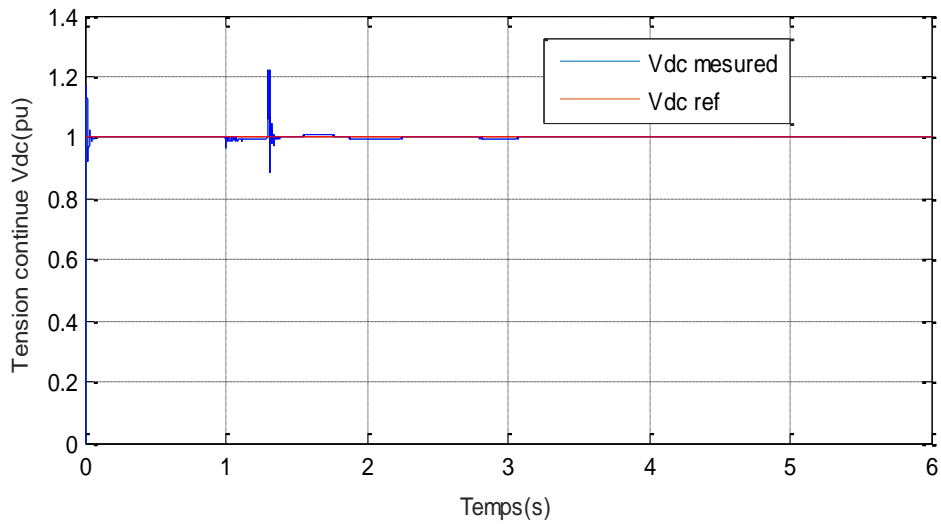


Figure V.11 : Tension continue du STATCOM (cas 2)

La figure V.12 montre que la tension injectée v par le contrôleur est suit parfaitement la tension requise au point de connexion.

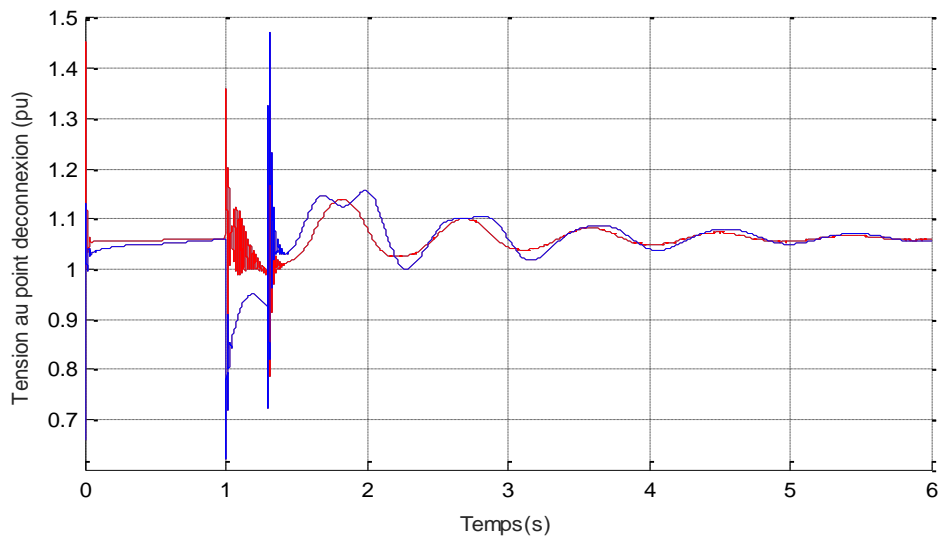


Figure V.12 : Tension régulée au point de connexion

Les résultats obtenus montrent clairement les bénéfices de la combinaison commande auxiliaire-STATCOM dans l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.

V.2.5.3 Résultats de simulation avec STATCOM et PSS flou adaptatif

On insère pour les mêmes conditions de fonctionnement le contrôleur flou adaptatif. On examine l'impact de cette combinaison sur le comportement de la tension terminale et de l'angle de charge de la machine.

Pour la même durée de défaut 256ms utilisé quand la régulation conventionnelle et le contrôleur à paramètres fixes agissaient seul, on teste le système quand le contrôleur flou adaptatif est introduit en renfort avec le STATCOM.

Les comportements des caractéristiques de la machine indiquées par les figures V.13 et V.14 montrent une amélioration de la stabilité du système (courbes en rouge) quand la nouvelle combinaison est introduite.

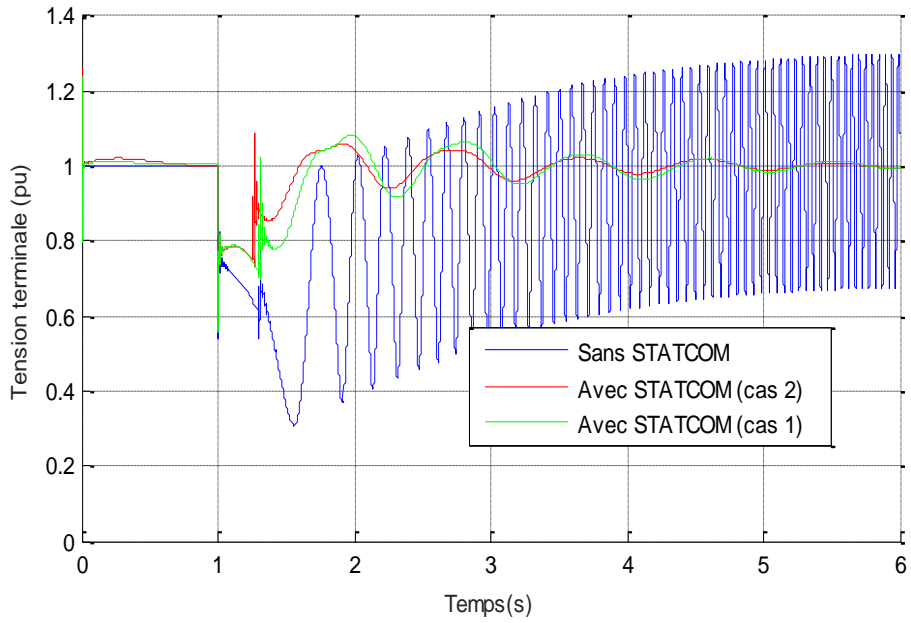


Figure V.13 : Tension terminale aux bornes de la machine

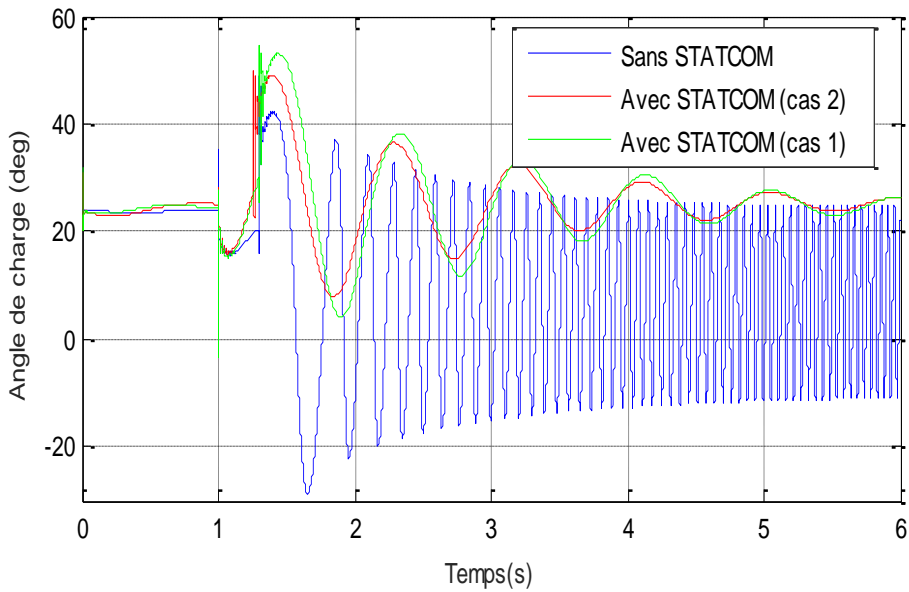


Figure V.14 : Angle de charge de la machine

Les résultats obtenus montrent que l'introduction de la nouvelle approche améliore le comportement des caractéristiques de la machine par rapport à celui obtenu avec le cas 1.

V.3 Fermes éoliennes

Le regroupement d'un ensemble d'éoliennes à vitesse variable ou à vitesse fixe constitue une ferme éolienne on shore ou off-shore. Deux architectures de connexion des éoliennes au réseau électrique peuvent être distinguées. La première consiste à les connecter au réseau au moyen des liaisons en tensions alternatives à travers un transformateur (figure V.15) [21].

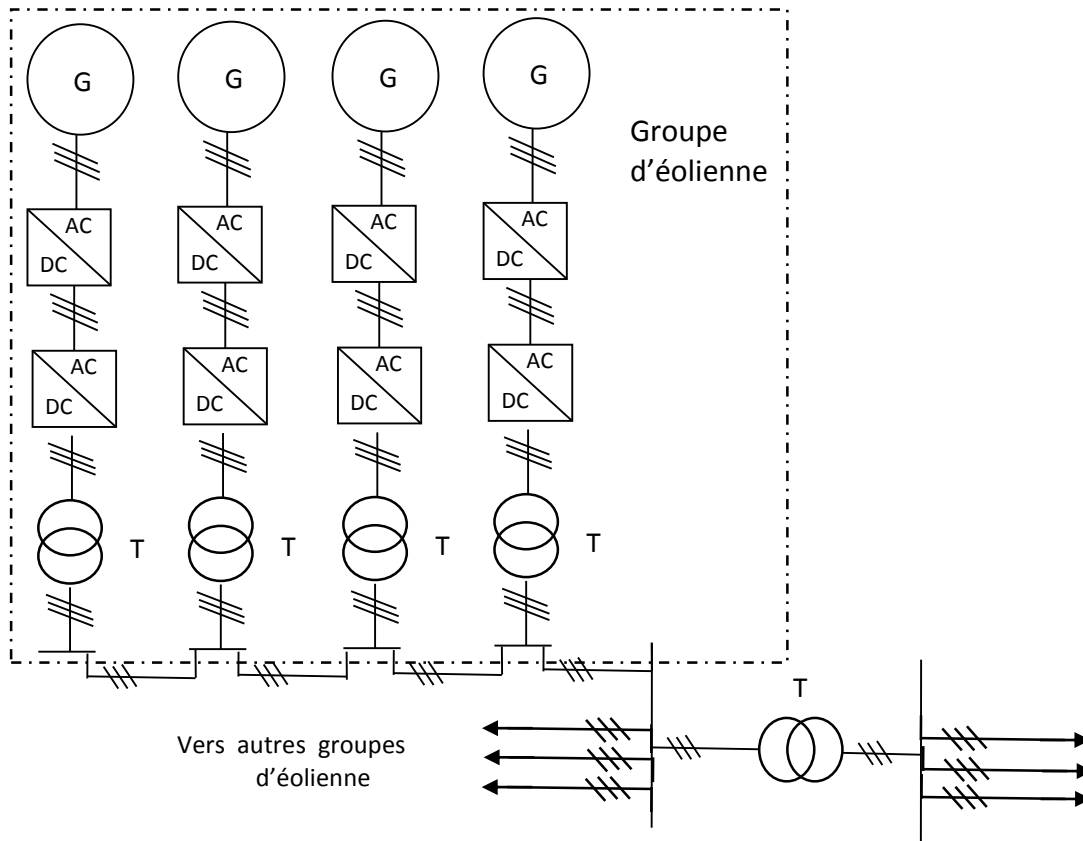


Figure V.15 : Architecture d'une ferme d'éoliennes à vitesse variable avec des liaisons en tensions alternatives [21].

La seconde architecture repose sur la connexion des éoliennes entre elles via une liaison en tension continue dont le bus continu est dimensionné pour la tension nominale de la génératrice (figure V.16). Ensuite un seul convertisseur continu - alternatif, permet de relier l'ensemble des éoliennes au réseau électrique. Cette architecture, envisagée particulièrement pour les fermes éoliennes off-shore, permet une meilleure participation de la ferme éolienne au réglage de la tension au point de raccordement [118].

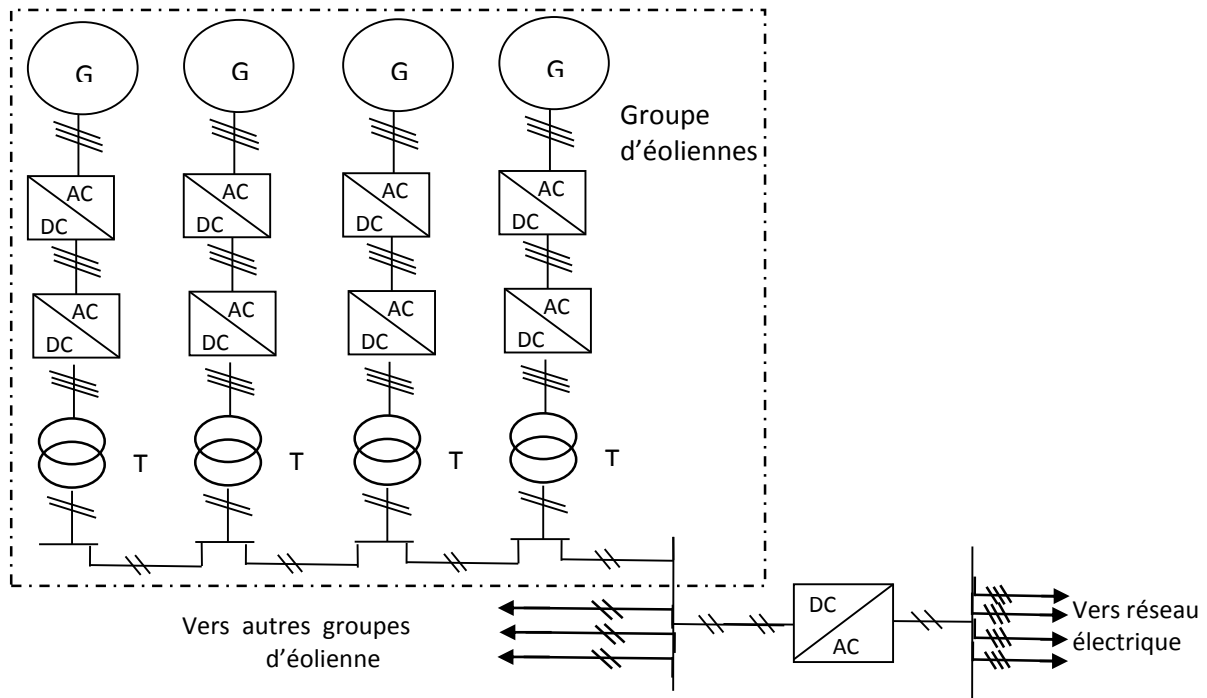


Figure V.16 : Architecture d'une ferme d'éoliennes à vitesse variable avec des liaisons en tensions continues [21].

Aujourd'hui le taux de pénétration des fermes éoliennes devient de plus en plus significatif dans les réseaux. La puissance produite par ces fermes définit le réseau auquel elles vont être connectées. En effet, le raccordement de la ferme au réseau public de transport s'effectue alors à un niveau de tension supérieur ou égal à 63 kV (domaine de la HTB), si la puissance produite de la ferme est supérieure à 12 MW. Dans le cas contraire, (la puissance produite de la ferme est inférieure ou égale à 12 MW) le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension inférieur ou égal à 20 kV (domaine de la HTA et de la BT) [21, 115,116].

Pour les deux types de raccordement, plusieurs problèmes liés à l'instabilité de réseau mènent les fermes éoliennes à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique à cause de :

- La difficulté de prévision de la production de puissance à cause de son profil aléatoire,
- L'absence de réglage des puissances active et réactive,
- L'absence de réglage (puissance active - fréquence),
- L'absence de réglage (puissance réactive - tension),

- La sensibilité élevée aux creux de tension et aux variations de fréquence pour certaines technologies,
- La sensibilité importante aux variations rapides de la force du vent.

En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel ou en situation de défaut d'isolement.

En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent avoir des capacités constructives de fourniture de services auxiliaires nécessaires pour que le fonctionnement du système électrique soit sûr. Ces services comprennent :

- Les réglages primaire et secondaire de la tension ;
- Les réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
- Le fonctionnement en réseau séparé ;
- Le renvoi de tension et la participation à la reconstitution du réseau.

Les installations de production doivent être équipées d'un dispositif qui permet de les coupler au réseau public de transport. Les installations doivent en outre être conçues pour que la stabilité de leur fonctionnement soit assurée compte tenu des caractéristiques de leur raccordement au réseau et doivent être équipées des régulations de tension et de fréquence (c'est-à-dire de la vitesse pour les groupes tournants) qui sont nécessaires pour atteindre cet objectif. Des pertes de stabilité ne doivent pas être à l'origine d'une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport ou de la perturbation des conditions de son exploitation [21, 117,118].

Pour les installations de puissance supérieures à 10MW, chaque génératrice électrique doit pouvoir fournir à ses bornes une puissance réactive minimale égale à 0.6 de sa puissance nominale apparente et absorber une puissance réactive égale à 0.2 de la même puissance pour régler la tension au point de raccordement de ces systèmes éoliens.

V.4 Configuration du système étudié

Afin de simuler le réseau électrique, on insère une ferme éolienne. Le schéma global d'un réseau électrique interconnecté à un ensemble des dispositifs électriques est présenté sur la figure V.17. La ferme éolienne est connectée au Bus HTA 20 kV via un transformateur 20kV/690V.

V.4.1 Résultats de simulations

Nous simulons plusieurs scénarios dans le but de voir l'effet du STATCOM pour l'amélioration de la qualité d'énergie

V.4.1.1 Réseau sain alimenté par la ferme éolienne

Le but de fonctionnement de simulation dans ce mode est d'essayer d'intégrer de 6 MW d'énergie éolienne dans le réseau de distribution.

Les figures V.17 à V.19 montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 1 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales

Nous remarquons que l'éolienne 1 produit la puissance requise et que sa vitesse reste dans une plage acceptable de fonctionnement

Le réglage par « pitch control » des pales de la turbine à obliger l'éolien à fonctionner avec une puissance nominale de 2MW.

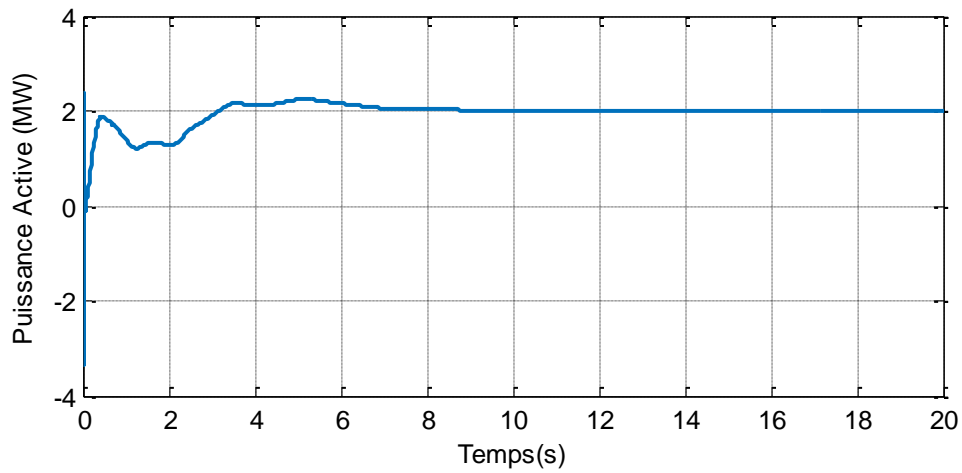


Figure V.17 : Puissance active de l'éolienne 1

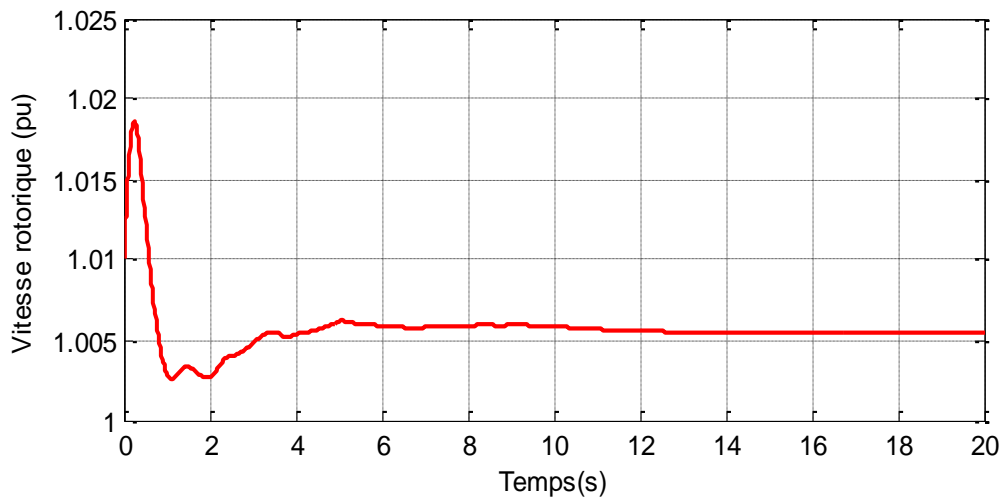


Figure V.18 : Vitesse rotorique de l'éolienne 1

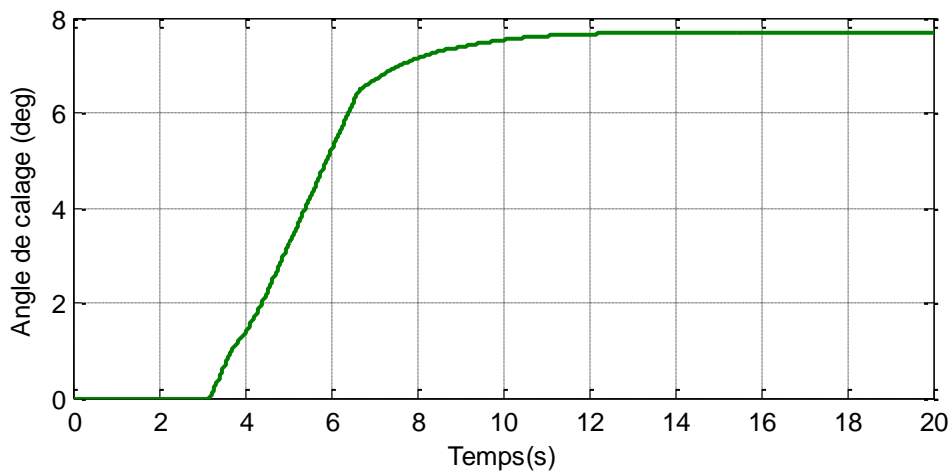


Figure V.19 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 1

Les figures V.19 à V.21 montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 2 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales

Les résultats ci-dessous montrent le bon fonctionnement de cette éolienne

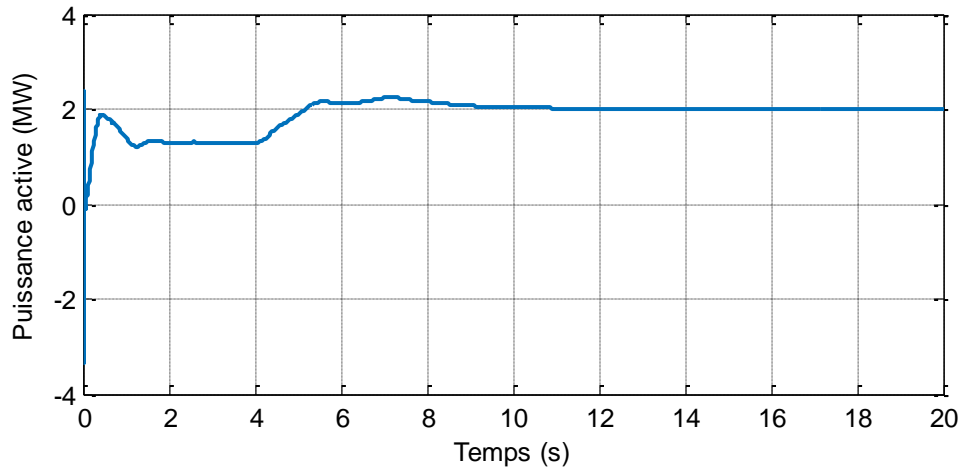


Figure V.19 : Puissance active de l'éolienne 2

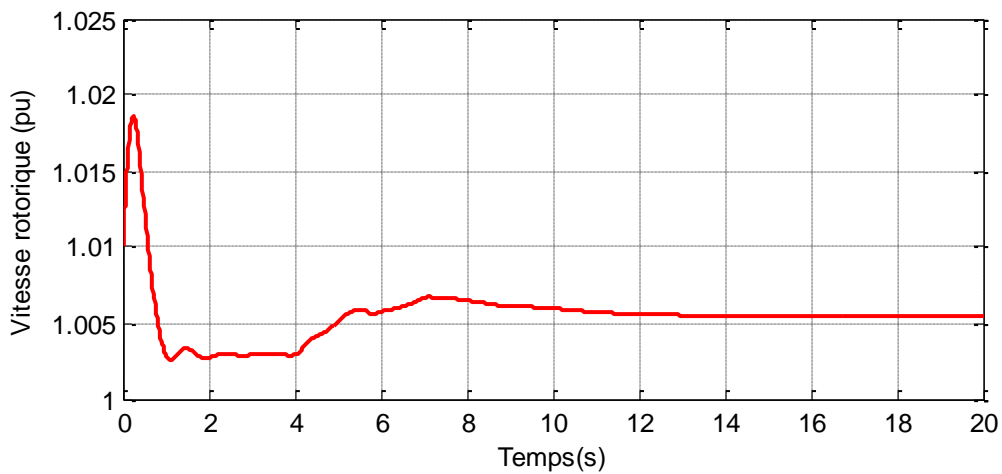


Figure V.20 : Vitesse rotorique de l'éolienne 2

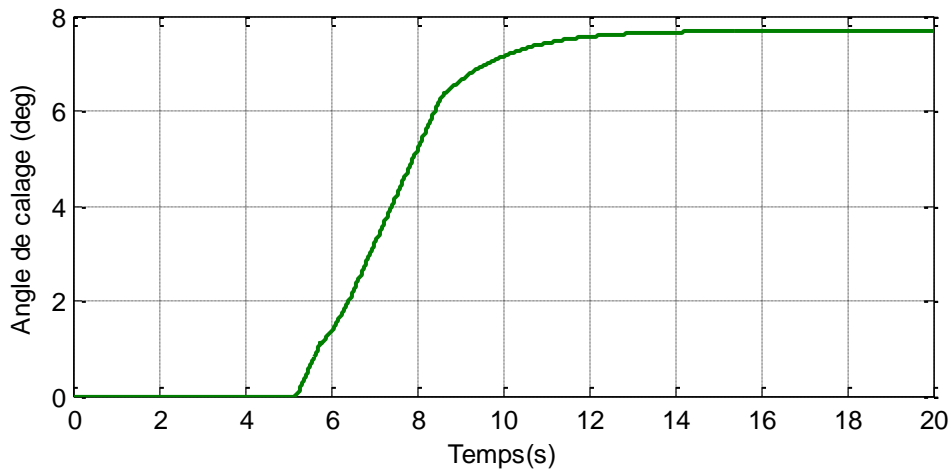


Figure V.21 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 2

Les figures V.22 à V.24 montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 3 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales

Les résultats ci-dessous montrent le bon fonctionnement de cette éolienne

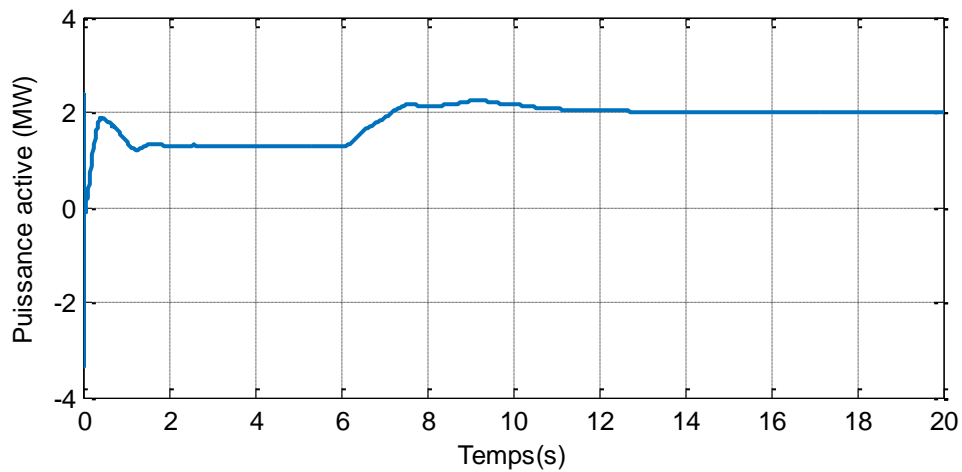


Figure V.22 : Puissance active de l'éolienne 3

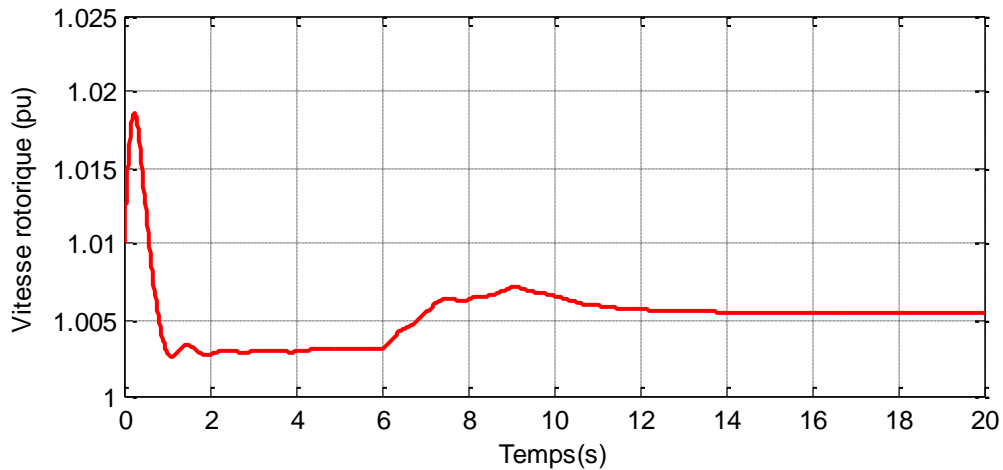


Figure V.23 : Vitesse rotorique de l'éolienne 3

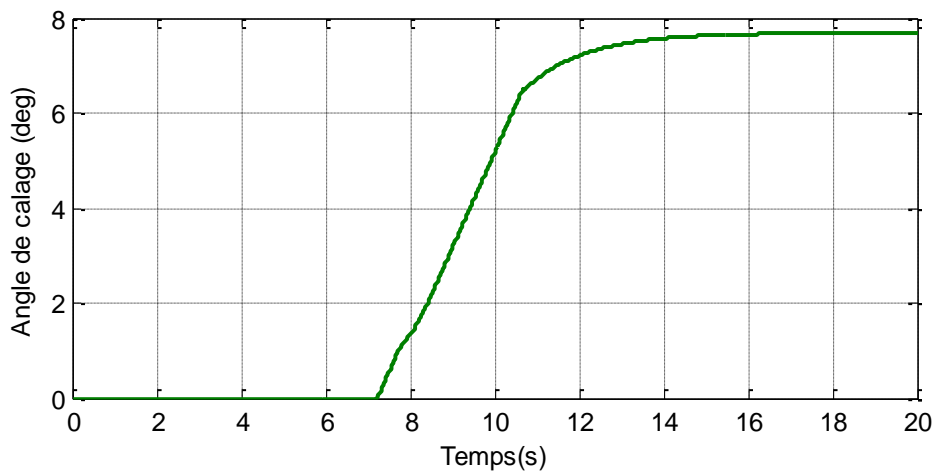


Figure V.24 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 3

V.4.1.2 Avec défaut triphasé et en absence de STATCOM :

Considérant un défaut triphasé à deuxième ferme éolienne à l'instant $t = 15$ sec de durée de 0.06sec.

Les figures V.25 à V.28 montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 1 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales
- la tension au PCC

Les résultats de simulation montrent que même avec un défaut triphasé, l'éolienne 1 reste connectée et fonctionne après quelques perturbation au moment de défaut.

On observe une perturbation au PCC durant le moment du défaut, puis continuation de la tension comme montré sur la figure V.28

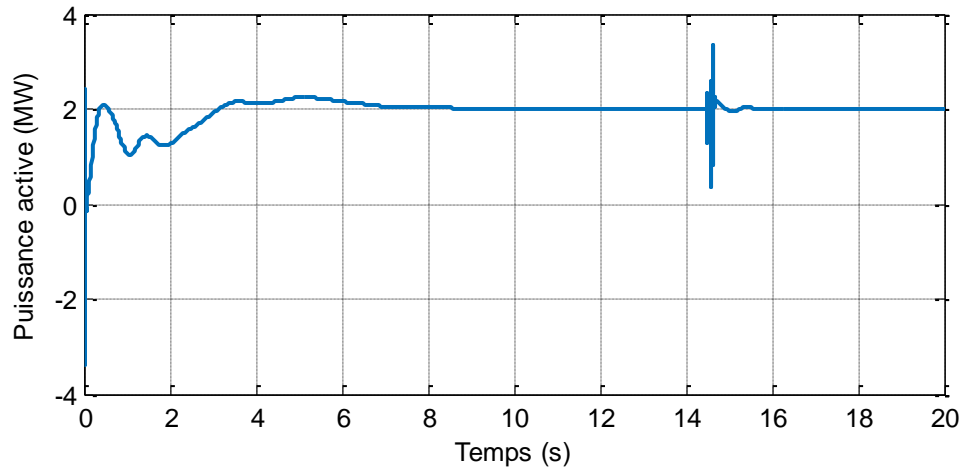


Figure V.25 : Puissance active de l'éolienne 1

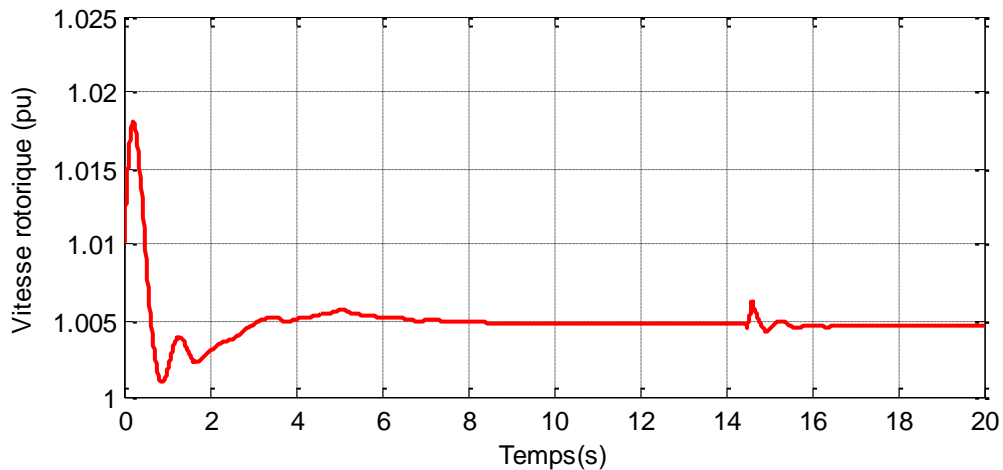


Figure V.26 : Vitesse rotorique de l'éolienne 1

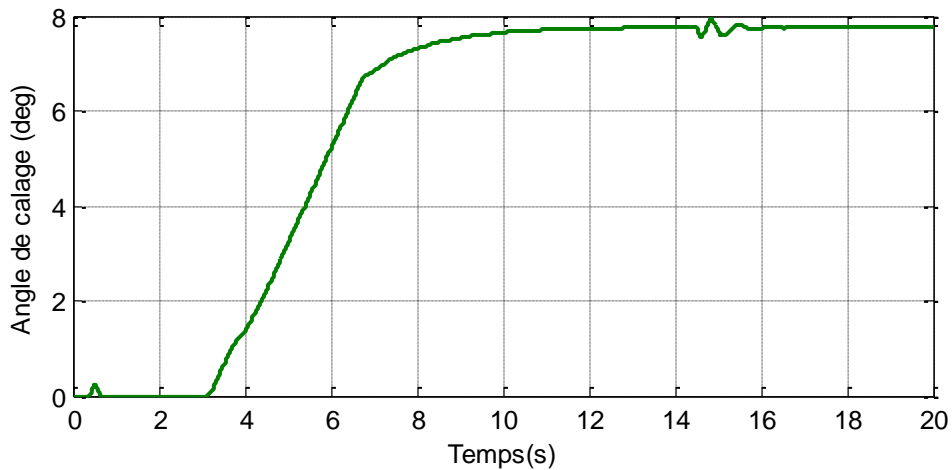


Figure V.27 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 1

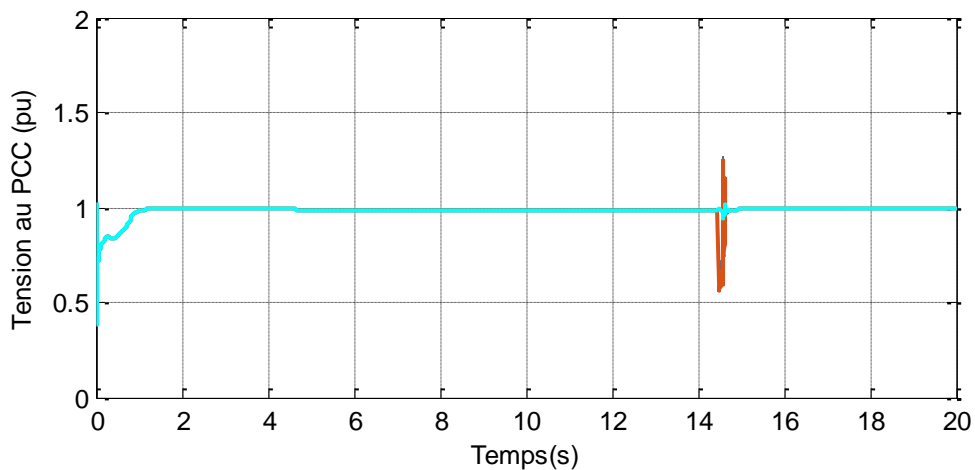


Figure V.28 : Tension au PCC de l'éolienne 1

Les figures **V.29** à **V.31** montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 2 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales

Les résultats de simulation montrent que le défaut était sévère pour la deuxième éolienne, et par conséquent cette dernière était déconnectée de la ferme globale.

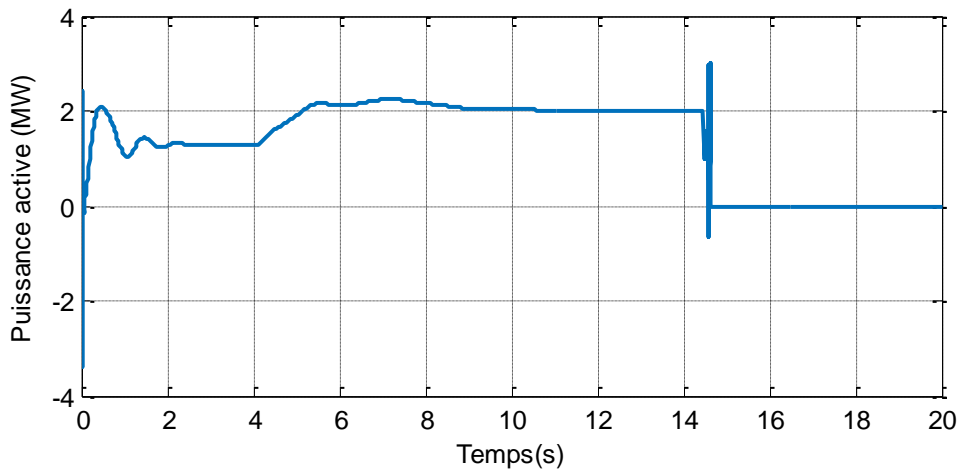


Figure V.29 : Puissance active de l'éolienne 2

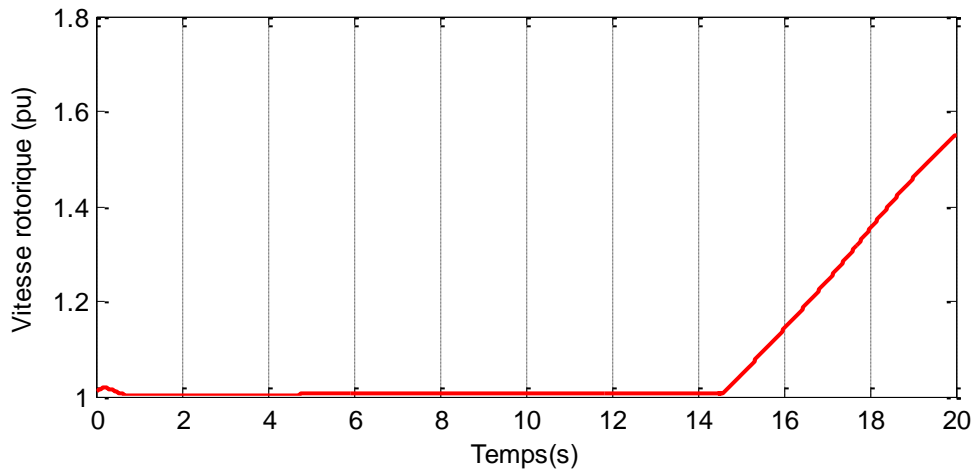


Figure V.30 : Vitesse rotorique de l'éolienne 2

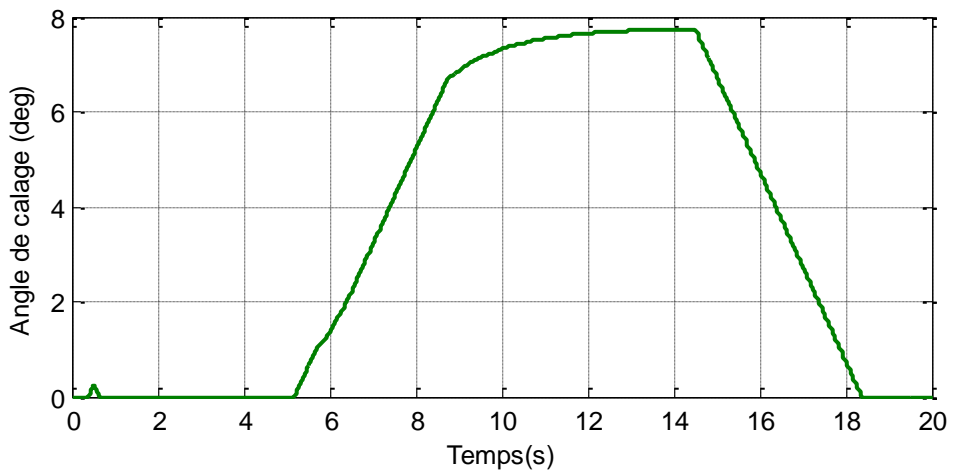


Figure V.31 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 2

Les figures V.32 à V.34 montrent les variations de caractéristiques de l'éolienne 2 :

- la puissance active
- la vitesse angulaire
- l'angle d'orientation des pales

Les résultats de simulation montrent que la troisième éolienne, reste connecté et débite sa puissance nominale de 2MW

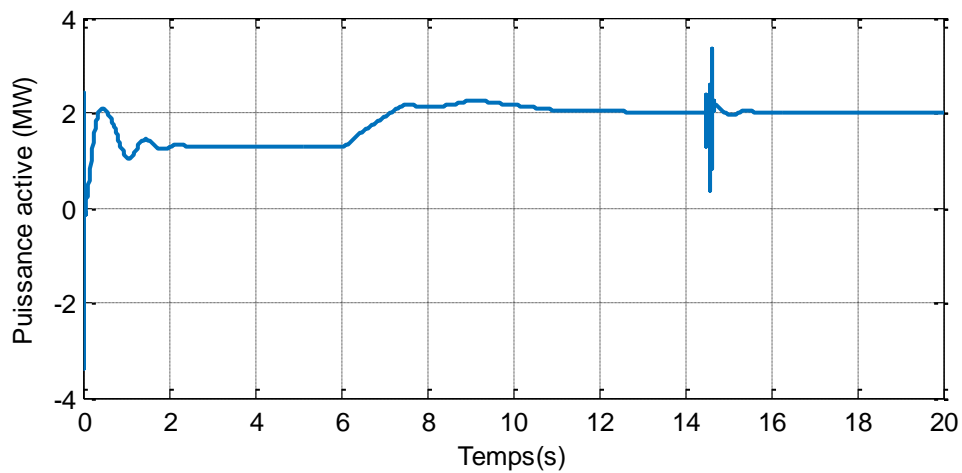


Figure V.32 : Puissance active de l'éolienne 3

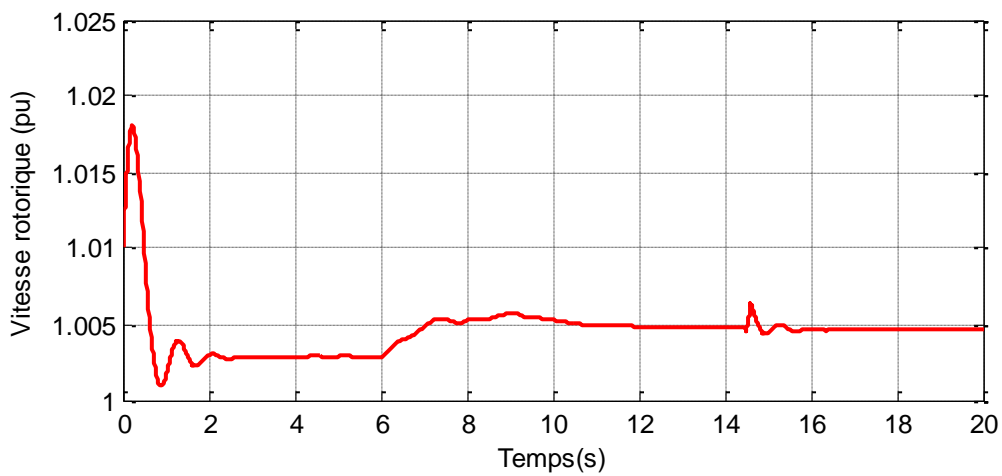


Figure V.33 : Vitesse rotorique de l'éolienne 3

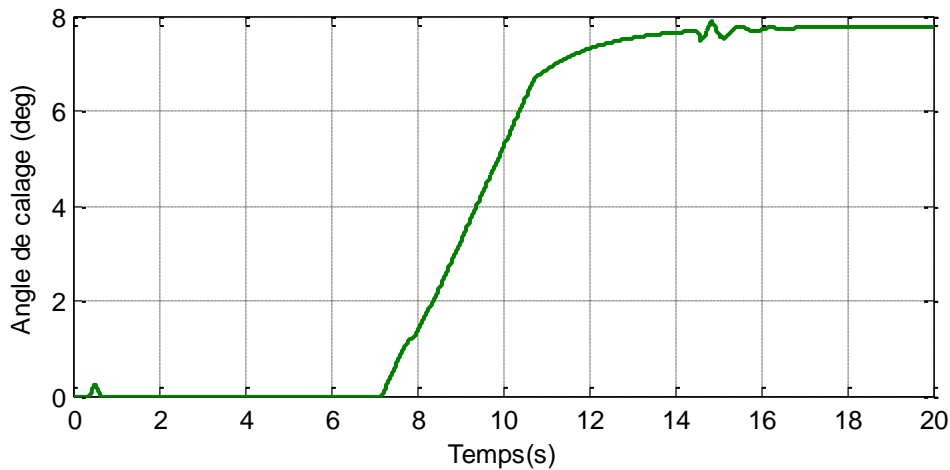


Figure V.34 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 3

V.4.1.3 En présence de STATCOM avec un défaut triphasé

Dans ce scénario de simulation, on insère notre STATCOM avec la ferme éolienne en présence de défaut de 0.06sec.

Les figures V.35 à V.37 montrent la puissance active, vitesse rotorique et l'angle d'orientation des pales de l'éolienne 2

Selon les résultats de la simulation les courbes présentées montrent l'importance du STATCOM lorsque l'éolienne 2 éolien récupère son fonctionnement après le défaut et prend sa stabilité avec une certaine oscillation par l'intervention de STATCOM.

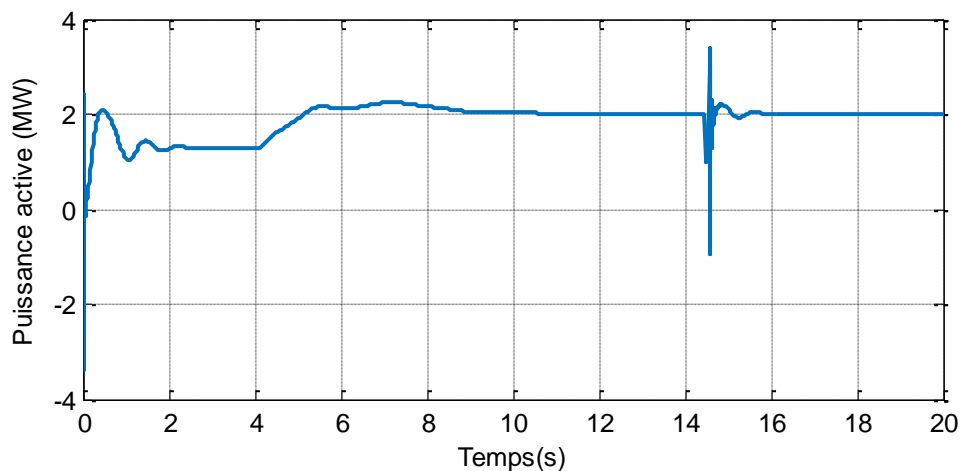


Figure V.35 : Puissance active de l'éolienne 2

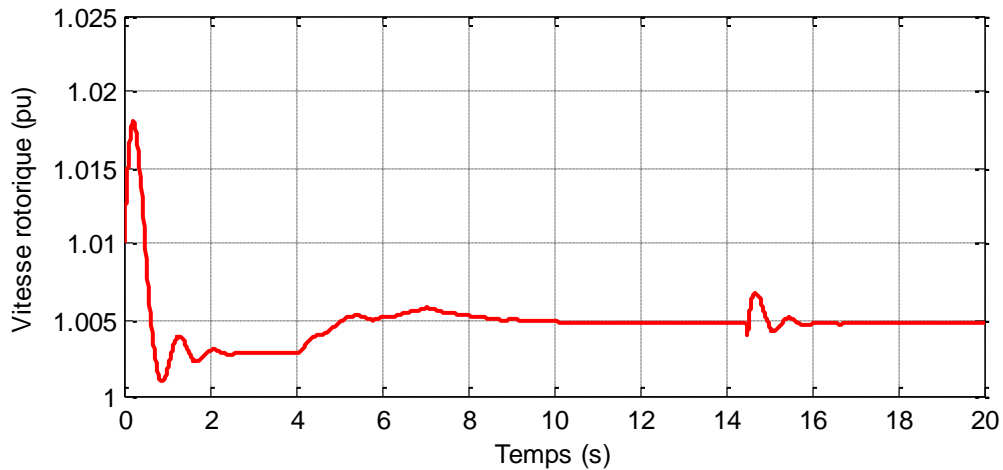


Figure V.36 : Vitesse rotorique de l'éolienne 2

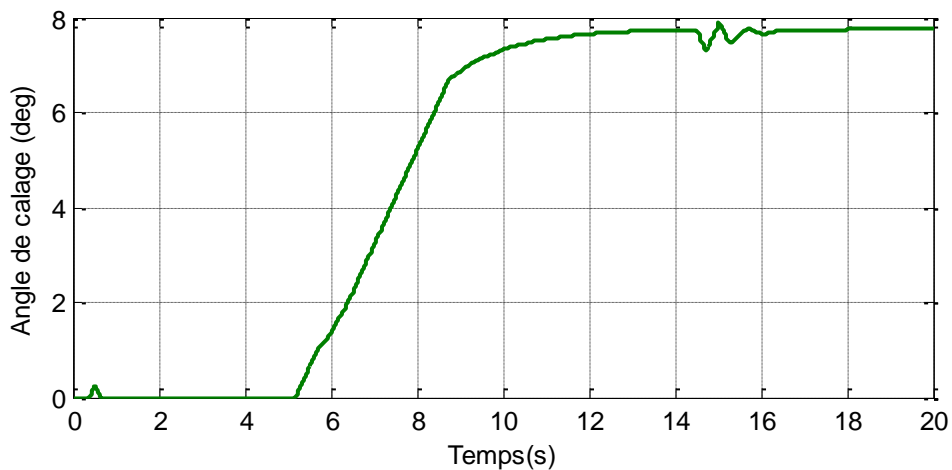


Figure V.37 : Angle d'orientation des pales de l'éolienne 2

V.5 Conclusion

La première partie concernant l'amélioration de la stabilité par le STATCOM utilisant une nouvelle approche de la commande auxiliaire. Ce contrôleur s'avère très efficace en raison de sa flexibilité dans le contrôle simultané de plusieurs paramètres réseau.

Les résultats montrent que la conception combinée donne une excellente capacité à améliorer le CCT du système d'alimentation après l'apparition d'un défaut, et qu'elle améliore considérablement la stabilité dynamique des systèmes d'alimentation.

Les résultats de simulation de la deuxième partie, montrent que la compensation de la puissance réactive par le STATCOM rend possible l'intégration de la ferme éolienne dans un réseau de distribution après subit un défaut.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

L'étude de la compensation de l'énergie réactive et de la stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux. Ces dernières années, une nouvelle technologie à base d'électronique de puissance a été introduite dans la structure moderne des réseaux électriques. L'insertion d'une telle technologie demeure inévitable au vu l'évolution récente des réseaux électriques soumis à des contraintes de plus en plus sévères d'où la nécessité de la mise en œuvre de systèmes de contrôle rapides.

Nous avons montré dans ce travail que l'usage des technologies avancées telles que les FACTS dans les réseaux est primordial si on veut améliorer leurs conditions d'exploitation dans les conditions de plus en plus contraignantes que ce soit en régime permanent ou en régime perturbé. Après avoir modélisé les outils FACTS utilisés à savoir le STATCOM, nous avons testé les performances du premier soit en compensant l'énergie réactive soit en régime perturbé par l'analyse de la stabilité transitoire du réseau.

Nous avons modélisé l'onduleur à deux niveaux et à trois niveaux de type *NPC*, afin de les utiliser comme des compensateurs statiques d'énergie réactive avancés et par conséquent, nous avons constaté que les nouvelles topologies dites multiniveaux de type *NPC* améliorent considérablement la forme d'onde.

L'impact du STATCOM à trois niveaux sur le réseau a été aussi examiné quand le réseau est équipé par deux types de charges : inductive et capacitive. Pour ce faire, cinq types d'approche de réglage du STATCOM ont été développés : le réglage par PI et la commande avancée par retour d'état, LQR, approche LMI et la logique floue la logique floue.

On a pu surveiller le comportement du STATCOM en régime permanent et en régime transitoire par ces contrôleurs. Les résultats obtenus par les contrôleurs avancés ont donné de bonnes performances que ceux obtenus par un contrôleur *PI* (dépassement pratiquement nul et

un temps de réponse réduit). Ces cinq approches ont très bien fonctionné dans des conditions idéales lorsqu'il n'y a pas de perturbation et pas de variations de paramètres. Cependant, dans le cas de variations de paramètres (c.-à-d. changement de la résistance et de l'inductance du filtre de couplage), le contrôleur FLC semble plus robuste que tous les autres contrôleurs.

Nous avons montré que l'introduction du STATCOM dans le système améliore notablement la stabilité du réseau en permettant à celui-ci de fonctionner près de ses limites d'où une augmentation considérable des marges de stabilité. Le dispositif STATCOM s'avère être d'une grande efficacité à cause de sa flexibilité liée à sa nature FACTS.

Un système d'orientation des pales pour la protection de la turbine a été aussi simulé. Les résultats de simulation montrent l'intérêt du contrôle Pitch quant à la limitation de la puissance transmise à l'arbre de la turbine.

La contribution du STATCOM s'est avérée très intéressante et performante dans l'amélioration de la qualité de l'énergie lors du raccordement des fermes éoliennes au réseau électrique.

Le travail mené ici laisse entrevoir d'autres perspectives de recherche qui concerneraient les thèmes suivants :

- étude d'un réseau réel multimachine équipé de FACTS tel que le réseau SONELGAZ
- apport des FACTS dans la conduite des réseaux décentralisés où la production d'électricité d'origine renouvelable (éolien, solaire) est importante.
- insertion de différents FACTS en différents endroits du réseau.
- ébauche d'un micro-réseau muni d'un prototype FACTS (STATCOM, SVC,...).
- réalisation pratique du système étudié.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1] C. Habib, « Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'UPFC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique », Mémoire de Magister, Université Ibn Khaldoun de Tiaret-Algérie, 2012.
- [2] M. Boudiaf, «Contribution de l'IPFC à la stabilisation des réseaux électriques», Thèse de Doctorat, usto, 2014.
- [3] Ahmed A. Abu Alamaren, « Design And Analysis of Optimal Based Control Strategy for D-STATCOM, Gaza Low Voltage Network - Case StudyS upervision », Master of Science Thesis, Faculty of Engineering, Islamic University of Gaza, 2011.
- [4] S. Gupta, « Comprehensive STATCOM Control For Distribution And Transmission System Applications », Master of Science Thesis, The University of Western Ontario Canada,2014.
- [5] A. DAVIGNY, « Participation au service système de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stckage inertiel d'énergie», Université des Sciences et Technologies de Lille, 2007.
- [6] W. Qin, P. Wang, X. Han, and X. Du, « Reactive Power Aspects in Reliability Assessment of Power Systems», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, February 2011
- [7] B. Rattar, « Reactive Power Compensation using STATCOM», Degree of Bachelor of Electrical Engineering, Mehran University of Engineering & Technology, Jamshoro,2014.
- [8] H. Salim, «COMPENSATION D'ENERGIE REACTIVE PAR CONVERTISSEUR STATIQUE», Mémoire de Magister ,Université Badji Mokhtar, Annaba, 2006.
- [9] J.Parmar, Electrical notes and articles,2011-[https://electricalnotes.wordpress.com /2011 /03 /21/importance-ofreactive- power-for- system](https://electricalnotes.wordpress.com/2011/03/21/importance-ofreactive-power-for-system)
- [10]K. Foued, « etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production decentralisee dans un reseau mt», Mémoire de Magister, Université MENTOURI de CONSTANTINE-Algérie, 2007.
- [11]F. Ouanassa Samia, «Optimisation du réseau d'un tertiaire alimenté par une source solaire», Thèse de Doctorat, usto, 2017.
- [12]L. Anthony LOWINSKY, « Nouvelle topologie de Compensateur de Puissance Réactive pour les Réseaux Ferrés 25 kV / 50 Hz », Thèse de Doctorat, Université de Toulouse,2010.
- [13]A. MIRECKI, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de Doctorat, Université de Toulouse,2005.
- [14]K. Nadhir, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée», Thèse de Doctorat ,Université de Batna, 2014.
- [15]Marc Rapin, Jean-Marc Noël, « ÉNERGIE ÉOLIENNE», Dunod, Paris, 2010
- [16]T.M.Letcher, « Wind Energy Enginering», Academic Press Elsevier,London, 2017
- [17]R. Douguet, «Optimisation de la mesure et de l'interprétation des performances dans le cadre de la course au large», Université de Bretagne Sud, 2014

Références bibliographiques

- [18] H. Camblong, « Minimisation de l'impact d'origine éolienne dans la generation d'électricité par des aerogenerateur à vitesse variable»,Thèse de Doctorat, Université de Bordeaux,2003.
- [19] H. Boubakeur, «Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS», Thèse de Doctorat ,Université Mohamed Khider – Biskra, 2017.
- [20] A. Boyette, «Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne»,Thèse de doctorat de l'université de Heneri Poincaré, Nancy I, 11-12-2006.
- [21] T. Ghennam, «Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», Thèse de doctorat , Ecole Centrale de Lille, 2011
- [22] F. Poitiers, «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne», Thèse de doctorat de l'université de Nantes, France, 19-12-2003.
- [23]Ravi Anant Kishore, « Small-scale Wind Energy Portable Turbine (SWEPT) », Master of Science Thesis, Blacksburg, US, 2013.
- [24] H. Li, Z. Chen, «Overview of Different Wind Generator Systems and their Comparison», IET Journals & Magazines on Renewable Power Generation, Vol. 2, Issue 2, PP. 123-138, 2008.
- [25]M. Madiha, « Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS », Mémoire de Magister, Universite FERHAT Abbas — Setif, 2012.
- [26] DOMINIQUE GUÉRETTE, «asservissement d'une eolienne a vitesse variable et a pas fixe dans le cadre d'un systeme de jumelage eolien-diesel a haute penetration», Thèse de doctorat Université du Québec à Rimouski, 2010.
- [27] B. Belkacem, «Gestion des Flux Energétiques d'un Système de Production d'Energie de Sources Renouvelables avec Stockage en Vue de la Conception des Réseaux Electriques Intelligents "Smart GRID"», Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique,Alger, 2018.
- [28] P Frédéric, «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne», Thèse de doctorat de l'université de Nantes, France, 19-12-2003.
- [29] Matías Díaz, MSc., «Control of the Modular Multilevel Matrix Converter for Wind Energy Conversion Systems», Thèse de doctorat Université, University of Nottingham,Malaysia, 2017.
- [30]M. S. Brahim, « Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri-Tizi Ouzou, 2015.
- [31]R. Rouabhi, « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée », Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2016.

Références bibliographiques

- [32] M. S. Brahim, « Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri-Tizi Ouzou, 2015.
- [33] T. Azzouz, « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA », Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2015.
- [34] A. Mullane, G. Lightbody, and R. Yacamini, "Wind-Turbine Fault Ride- Through Enhancement", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, PP. 1929-1937, 2005.
- [35] N. G. Hingoranl, L. Gyugyi, «Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems», Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, 2000.
- [36] N. Mancer, «Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)», Thèse de doctorat ,Université Mohamed Khider – Biskra, 2012.
- [37] S. Bhowmick, «Flexible AC Transmission Systems (FACTS)», CRC Press Taylor & Francis Group,US,2016
- [38] L. Boumediene, «Placement des dispositifs D-FACTS et controle des tensions dans un réseau de distribution», Thèse de doctorat, USTO, 2010.
- [39] K. K. Sen,M. L. Sen, «ntroduction to FACTS controllers theory, modeling, and applications», John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2009.
- [40] S. M. Sadeghzadeh, «Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC». Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998
- [41] A. Alibi, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2009.
- [42] S. H. Aziz, «Modélisation et simulation d'une liaison HVDC de type vsc-mmc», Thèse de doctorat, école polytechnique de Montréal, 2015.
- [43] N. Huang, B.S., «Simulation of power control of a wind turbine permanent magnet synchronous generator system», Master of Science Thesis, Marquette University, 2013.
- [44]S. El Aimani, «Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de Doctorat , Ecole Centrale de Lille (ECL), 2005.
- [45] A. Sabrina, «Optimisation de deux systèmes de génération renouvelable (photovoltaïque et éolienne) connectés au réseau», Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2013.
- [46] T. M. Kamel, « Étude D'une Génératrice Éolienne Connectée Au Réseau Électrique », Thèse de magistère, Université de Batna, 2015.

Références bibliographiques

- [47] N. Laverdure « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires » ; thèse doctorat de l'INPG, 2005.
- [48] A. Khlaief, « Contribution à la Commande Vectorielle sans Capteur Mécanique des Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) », Thèse de Doctorat, Université de TUNIS, 2012.
- [49] A. Aissa, « commande sans capteur de vitesse par dtc d'une machine synchrone à aimants permanents dotée d'un observateur d'ordre complet à modes glissants », Magister en Électrotechnique, Université de Batna, 2003.
- [50] B. Ali, « Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne », Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri Tizi-ouzou, 2011.
- [51] M. S. Camara, « Modélisation et commande d'une génératrice synchrone à aimant permanent pour la production et l'injection des énergies offshores dans un réseau », Symposium de génie électrique (Sge'14) : 8-10 Juillet 2014, ens cachan, France
- [52] M. S. Camara, M. B. Camara, H. Gualous, « An offshore wind energy conversion system based on a Permanent Magnet Synchronous Generator connected to Grid -Modeling and Control Strategies », 2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)- March 31-April 2, 2015
- [53] K. LAID, « Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée », Mémoire de Magister, université de batna 2007.
- [54] M.S.Camara, M.B. Camara, Brayima Dakyo, H.Gualous, « Modeling and Control of the Offshore wind energy system based on 5MW DFIG connected to grid », IEEE Inter. Conf. on Sustainable Engineering for a Better Future, IEEE AFRICON 2013, 9- 12 September 2013 .
- [55] D.Ikni, M.B. Camara, A.Payman, B.Dakyo, « Permanent Magnet Synchronous Generators for Large Offshore Wind Farm Connected to Grid - Comparative Study between DC and AC Configurations », IJRER, Vol.4, No.2, 2014
- [56] M. S. Camara, M. B. Camara, B. Dakyo, H. Gualous, « Permanent Magnet Synchronous Generator for Offshore Wind Energy System Connected to Grid and Battery-Modeling and Control Strategies », IJRE, Vol.5, No.2, 2015
- [57] J. Tekobon, « Système multi physique de simulation pour l'étude de la production de l'énergie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien », Thèse de doctorat, Université du Havre, 2016.
- [58] C.Dobson, « Control of wind turbine using a switched reluctance generator, Thèse de doctorat, université de Nottingham, 1996.
- [59] Z. Wu, X. Dou, J. Chu, M. Hu, « Operation and Control of a Direct-Driven PMSG-Based Wind Turbine System with an Auxiliary Parallel Grid-Side Converter », Energies 2013.
- [60] F. Kendouli, K. Nabti, K. Abed, H. Benalla, « Modélisation, simulation et contrôle d'une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation », Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1 (2011)

Références bibliographiques

- [61] I. Vrânceanu , « coordinated control of wind turbines », Master thesis, Aalborg University, Denmark, 2011
- [62] H.J. Wagner, J. Mathur, «Introduction to Wind Energy Systems», 3rd edition: Springer International Publishing, Switzerland, 2018
- [63] M. Allagui, O. Hasnaoui, J. Belhadj, «A 2MW direct drive wind turbine; vector control and direct torque control techniques comparison», Journal of Energy in Southern Africa • Vol 25 No 2 • May 2014
- [64] H. Boubakeur, «Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS», Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2017.
- [65] N. Mithulananthan, «Application of FACTS Controllers in Thailand Power Systems», Rsearch project, School of Environment, Resources and Development Asian Institute of Technology Pathumthani, Thailand 2005
- [66] M. Singh, «Adaptive network-based fuzzy inference systems for sensorless control of pmsg based wind turbine with power quality improvement features», Thèse de doctorat, Université du Québec, 2010.
- [67] B.Mansour, « Contribution à la Commande et au Contrôle Robuste d'un Compensateur ASVC à Base d'Onduleurs Multiniveaux », Thèse de doctorat, Université des sciences et de la technologie d'Oran.2013
- [68] Hingorani, N.G.; Gyugyi, L. «Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems», IEEE Press, New York, 2000.
- [69] Kundur, P. «Power System Stability and Control», New York, McGraw- Hill Book Company, 1994.
- [70] Farhad,S.; Sumedha R.; Arindam G. «Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems», Springer: New York, DOI 10.1007/978-981-287-281-4, September 2014
- [71] Akil, A.; Sayyad, N. «Simulation of d-statcom in power system», Journal of Electrical and Electronics Engineering, e- ISSN: 2278-1676, p-ISSN: 2320-3331 PP 01-08, 2014.
- [72] E.G. Shahraki, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques», Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy, France, 13 octobre 2003.
- [73] I.G. Bagus, «étude et réalisation des regulateurs de réseaux neuronaux pour des convertisseurs triphasés de type GTO/IGBT», Thèse de Doctorat , Université du québec à trois - rivières, Québec,1999
- [74] B. Abdelouahab, «techniques de commande predictive et floue pour les systemes d'électronique de puissance: application aux redresseurs a mli», Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas - Setif , 2010

Références bibliographiques

- [75] P. Krause, O. Wasynczuk, S. Sudhoff, S. Pekarek, « analysis of electric machinery and drive systems », Third edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2013
- [76] S. L. Capitaneanu, « Optimisation de la fonction MLI d'un onduleur de tension deux-niveaux », Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2002.
- [77] C. Habib, « Modelling, Simulation and Fuzzy Self-Tuning Control of D-STATCOM in a Single Machine Infinite Bus Power System », Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering, 2018, 11, .
- [78] Z. Fouad, « Contrôle non linéaire d'un onduleur à trois niveaux », Thèse de Magistère USTO, Algérie, 2012.
- [79] M. C. WU, « Etude Prospective de la Topologie MMC et du packaging 3D pour la réalisation d'un variateur de vitesse en moyenne tension », Thèse de Doctorat, Université de Grenoble 2015.
- [80] M. Baldé, « Etude d'un compensateur statique pour éoliennes à vitesse fixe à base de génératrice asynchrone à cage », Maîtrise en génie électrique, Université du Québec à Trois-Rivières, Québec, 2010.
- [81] B. O. Fethi, « Application des techniques de l'intelligence artificielle (LF-RN) pour le contrôle direct du couple d'une MAS alimentée par des onduleurs multiniveaux », Thèse de magistère, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran 2013.
- [82] F. Hamoudi, « Commande Robuste d'un Filtre Actif Shunt à Quatre Fils », Thèse de Doctorat, Thèse de Magistère, Université de Bejaia, 2008
- [83] V. Q. B. Ngo, « Algorithmes de conception de lois de commande prédictives pour les systèmes de production d'énergie », Thèse de Doctorat, Université Paris-Saclay, 2017
- [84] A. M. Vural, « modeling of multi-converter FACTS (flexible alternating current transmission systems) », Thèse de Doctorat, Çukurova University, 2012
- [85] B. Leila, « Impact des Convertisseurs Statique Multi Niveaux sur les Performances des Systèmes UPFC (Unified Power Flow Controller) », Thèse de Magistère, Université de Batna, 2012.
- [86] X. Dingyü, « Linear Feedback Control: Analysis and Design with MATLAB », Society for Industrial and Applied Mathematics, USA, 2007.
- [87] E. Ostertag, « Mono- and Multivariable Control and Estimation », Springer Heidelberg Dordrecht London New York 2011.
- [88] Katsuhiko Ogata, "Moderne Control Engineering", Third Edition, 1997.

Références bibliographiques

- [89] M. A. Towar, « Contribution à la conception de lois de commande à caractere robuste pour une machine synchrone entraînant une charge élastique à inertie variable », Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2007.
- [90] U,A,Bakshi, « Modern control theory », Technical publication paune, India, 2006.
- [91] S. Hassaine, « Application des nouvelles techniques de commande de la machine synchrone à aimants permanents », Thèse de Doctorat , USTO,Oran, 2008.
- [92] F. Bensmaine, « Modélisation et commande d'un syst`eme de stockage d'énergie à base de supercondensateur pour l'hybridation des groupes électrogènes », Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2014.
- [93] N. Petit, P. Rouchon, « Principes fondamentaux de l'Automatique : dynamique et controle des systèmes », PSL Research University , CAS - Centre Automatique et Systèmes,Paris,Novembre 2015.
- [94] C. Chen, « On the Robustness of the Linear Quadratic Regulator via Perturbation Analysis of the Riccati Equation », Thèse de Doctorat, Dublin City University,2014.
- [95] S. Boyd, V.Balakrichnan, E.Feron « Control system analysis and synthesis via linear matrix inequalities », Proc. ACC 1993, 2147-2154
- [96] T. Alamo, Julio E. Normey-Rico, M.R. Arahal ,D. Limon, E.F. Camacho, « Introducing linear matrix inequalities in a control course», Vol. 15. Studies in Applied Mathematics, SIAM.
- [97] G. Scorletti, «Outils pour la robustesse : inégalités matricielles affines (Notes de cours) » Master.France. 2014
- [98] S. Boyd, L. El Ghaoui, E. F´eron, and V. Balakrishnan. «Linear Matrix in- equalities in System and Control Theory», USA 1994.
- [99] M. Chilali and P. Gahinet, «H1 design with pole placement constraints : an lmi approach», IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 41, no. 3 :pp. 358–367, Mars 1996.
- [100] S. Gutman and E. I. Jury, « A general theory for matrix root clustering in subregions of the complex plan», IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 26, no. 4 :pp. 853–863, August 1981.
- [101] U,A,Bakshi, « Modern control theory », Technical publication paune, India, 2006.
- [102] B. Zine laabidine, « commande vectorielle sans capteur de Vitesse de la machine asynchrone a double Alimentation par regulateur pi-flou », Thèse de magistère , Ecole normale superieure de l'enseignement technologique d'Oran, 2009.
- [103] M. Youcef, « Commande floue adaptative de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, USTO,Oran, 2012.
- [104] J. Jantzen, « Foundations of fuzzy control », Second Edition, 2013 John Wiley & Sons, Ltd.

Références bibliographiques

- [105] H. Zarabadipour, S. Imanifazel, « Design a supplementary SSR damping controller for STATCOM using the particle swarm optimization method », IJTPE Journal June 2013 Issue 15 Volume 5 Number 2 Pages 29-34
- [106] T. ZABAIYOU, « coordination des régulateurs conventionnels des machines synchrones et des compensateurs statiques (SVCs) », Thèse de Doctorat, Université du Québec, 2010
- [107] Trudnowski, D.; Smith, J.; Short, T.; Pierre, D. ,«An application of Prony methods in PSS design for multimachine systems», IEEE Transactions on Power Systems 6 (1) 1991
- [108]Hussain, A. N.; Malek, F.; Rashid,M. A.; Haji Abd Malek, M. F., «Performance Improvement of Power System Stability by Using Multiple Damping Controllers Based on PSS and the UPFC», International Journal of Engineering and Technology. Vol 5 No 4 Aug-Sep 2013
- [110]Choi, B-J.; Kwak, S-W.; Kim, B.K., «Design and stability analysis of single-input fuzzy logic controller», IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, vol. 30, No. 2 (2000)
- [109]M. F. Bugallo; V. Elvira; L. Martino; D. Luengo; J.Miguez; P. M.Djuric., «Adaptive Importance Sampling: The Past, the Present, and the Future», IEEE Signal Processing Magazine, vol 34, Issue 4, Pages: 60-79, (2017).
- [111]Ting, W.; Jian-Feng, Y.; Qing, M., «DC Side Ripple Voltage Analysis and Fuzzy PI Control Strategy Research for APF»,The Open Electrical & Electronic Engineering Journal,2015, 9, 263-272
- [112]Mudi, R. K.; Pal, N. R., «A robust self-tuning scheme for PI and PD type fuzzy controllers», IEEE Transaction Fuzzy Systems, vol. 7, pp. 2-16, Feb.1999.
- [113] B. Thawriyyaa et T. Zineb, « Etude et Simulation d'une ferme éolienne en vue d'une application hybride », Thèse de Master ,Université Aboubakr Belkaïd,Tlemcen , 2016.
- [114] B. Asma et N. Fatima, « Stabilité transitoires des fermes éoliennes en présence du STATCOM », Thèse de Master , Université Kasdi Merbah Ouargla.2015
- [115] A. Teninge, « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire», , Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009
- [116] A. AHMIDI, « Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille,2010.
- [117] J. L. Fraisse, « Le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT », Revue REE, n°7, Juillet 2002.
- [118] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, «Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'ingénieur, D3960, 2004.

ANNEXES

A. Dimensionnement du régulateur de la vitesse (MPPT)

Le calcul des régulateurs est basé sur la dynamique en boucle fermée à l'aide du principe de compensation des pôles. La boucle de régulation de la vitesse est présentée par le schéma bloc de la figure (A.1).

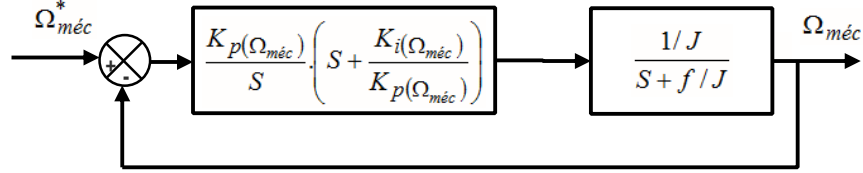


Figure. A.1. Schéma fonctionnel de régulation de la vitesse.

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$C_{\Omega_{méc}} = \frac{K_{p(\Omega_{méc})}}{S} \cdot \left(S + \frac{K_{i(\Omega_{méc})}}{K_{p(\Omega_{méc})}} \right) \quad (\text{A.1})$$

Par la méthode de compensation du pôle on obtient :

$$\frac{K_{i(\Omega_{méc})}}{K_{p(\Omega_{méc})}} = \frac{f}{J} \quad (\text{A.2})$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivante :

$$G(\Omega_{méc}) = \frac{\Omega_{méc}^*}{\Omega_{méc}} = \frac{1}{1 + \frac{J}{K_{p(\Omega_{méc})}} \cdot S} = \frac{1}{1 + \tau_{\Omega_{méc}} \cdot S} \quad (\text{A.3})$$

Les gains de régulateur de la vitesse $\Omega_{méc}$ sont donnés par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} K_{p(\Omega_{méc})} = \frac{J}{\tau_{\Omega_{méc}}} \\ K_{i(\Omega_{méc})} = \frac{f}{\tau_{\Omega_{méc}}} \end{cases} \quad (\text{A.4})$$

A2. Caractéristiques du générateur

Tableau A2. Caractéristiques du générateur.

	Generator G
Puissance nominale (MVA)	1000
V_{base} (kV)	500
F_n (Hz)	60
H (s)	3.7
X_d (pu)	1.305
X_q (pu)	0.474
X'_d (pu)	0.296
X'_q (pu)	0.296
Résistance du stator (pu)	2.8544×10^{-3}
Nombres de paires de poles	32

Tableau A2. Caractéristiques de la ligne.

Ligne i-j	$R(\Omega / km)$	$L(mH/km)$	$C(nF/km)$	$L(km)$
2-3	0.02546	0.9337	12.74	300

A3. Détermination de la matrice de gain K de la Commande en utilisant la technique des LMIs

```

Vs=110*sqrt(3);
l=3e-3;
w=2*pi*50;
r=0.03;
Vdc=400;

Af=[(-r)/(l) w 0 0;
-w (-r)/(l) 0 0;
-1 0 0 0;
0 -1 0 0];
Bf=[400/(2*l) 0 ;
0 400/(2*l) ;
0 0 ;
0 0] ;
M=cc^2-rr^2;
n=4;% definition de l'ordre du système
%Définition du système de LMI
%LMI1
setlmis([], %initiation

```

Annexe A

```
X=lmivar(1,[n 1]);
L1=lmivar(2,[2 n]);
lmiterm([-1 1 1 X],1,1);
%LMI2
lmiterm([2 1 1 X],M,1);
lmiterm([2 1 1 X],Af,-cc,'s');
lmiterm([2 1 1 L1],Bf,-cc,'s');
lmiterm([2 1 2 X],Af,1);
lmiterm([2 1 2 L1],Bf,1);
lmiterm([2 2 2 X],-1,1);

%Extraction des variables de la LMI
sys_lmi=getlmis;
[tmin, xfeas]=feasp(sys_lmi);
X=dec2mat(sys_lmi,xfeas,X);
L1=dec2mat(sys_lmi,xfeas,L1);
K=L1*inv(X)
Ts=0.2e-5;
```

Résumé

L'électronique de puissance et les technologies de contrôle avancées ont permis de résoudre des problèmes de qualité de l'énergie, qui sont certainement des problèmes majeurs dans l'ère actuelle. Les perturbations du système, les creux de tension, les surtensions et les harmoniques sont quelques-uns des problèmes de qualité de l'alimentation. Cette thèse porte sur le dispositif de compensation statique (STATCOM), largement utilisé pour surmonter les problèmes de qualité de l'énergie. Le concept de ce dispositif absorbe ou génère une puissance active et réactive contrôlable, qui peut être contrôlée pour absorber / générer une quantité d'énergie appropriée par le dispositif. L'algorithme de contrôle de courant direct / indirect est une stratégie de contrôle utilisée pour contrôler le STATCOM en compensant de l'énergie réactive. Cette thèse propose une stratégie de contrôle pour le STATCOM basée sur des méthodes de contrôle classique (PID), optimales tels que le retour d'état, LQR, approche LMI et FLC. La comparaison des performances de ces régulateurs montre la bonne efficacité du STATCOM utilisant la logique floue. Il s'avère être d'une grande robustesse. Il contribue à améliorer les performances de régulation conventionnelle dans le maintien de la tension et de la stabilité des réseaux perturbés. MATLAB / SimPower System est utilisé pour mettre en œuvre le modèle du statcom connecté au réseau électrique monomachine.

Mots clés : Compensation de l'énergie réactive, Stabilité des Réseaux Electriques, FACTS, STATCOM, Retour d'état, LQR, LMI, Logique Floue, MPPT, Ferme éolienne, GSAP.

Abstract

Power electronics and advanced control technologies have made it possible to solve energy quality problems, which are certainly major problems in the current era. System disturbances, voltage dips, and harmonics are some of the power quality problems. This thesis deals with the static compensation device (STATCOM), widely used to overcome the problems of energy quality. The concept of this device absorbs or generates a controllable active and reactive power, which can be controlled to absorb / generate an appropriate amount of energy by the device. The direct / indirect current control algorithm is a control strategy used to control the STATCOM by compensating for reactive energy. This thesis proposes a control strategy for STATCOM based on classical methods as (PID) and optimal control such as pole placement, LQR, approach LMI and FLC. The comparison of the performances of these regulators shows the good efficiency of STATCOM using fuzzy logic. It turns out to be very robust. It helps to improve conventional control performance in maintaining the voltage and stability of disturbed networks. MATLAB / SimPower System is used to implement the statcom model connected to the single-machine (SMIB) electrical network.

Key words: Reactive energy compensation, Stabilization of Electrical Networks, FACTS, STATCOM, Pole Placement, LQR, LMI, Fuzzy Logic, MPPT, Wind farm, GSAP.

المخلص

أتاحت إلكترونيات القوى وتقنيات التحكم المتقدمة معالجة مشاكل جودة القدرة الكهربائية، والتي هي بالتأكيد مشاكل كبيرة في العصر الحالي. تتمثل بعض مشاكل جودة القدرة الكهربائية في اضطرابات النظام الكهربائي، تقلص وتضخم الجهد الكهربائي والتوافقيات في الجهد والتيار. تتناول هذه الأطروحة جهاز التعويض الساكن (STATCOM)، المستخدم على نطاق واسع للتغلب على مشاكل جودة القدرة الكهربائية. إن مفهوم هذا الجهاز يتمثل في امتصاص أو توليد كمية القدرة الكهربائية فعالة وغير فعالة قابلة للتحكم، حيث يمكن التحكم بها بواسطة وحدة تحكم لامتناس أو توليد كمية مناسبة من القدرة من قبل هذا المعوض. في هذا الصدد استخدمنا استراتيجية التحكم المباشر وغير المباشر بالتيار. استراتيجية التحكم هذه تستخدم أنواعا مختلفة من وحدات التحكم مثل المتحكم الطردي التكاملي PI، متحكم إزاحة القطب، أساليب التحكم المثالي LQR، مترجحة المصفوفة الخطية LMI و المتحكم الضبابي FLC. مقارنة أداء وحدات التحكم هذه وضحت كفاءة جهاز STATCOM باستخدام المنطق الضبابي من خلال إعادة تغطية انخفاض الجهد بشكل كامل، إزالة تشوه التوافقيات بالكامل، أسرع استجابة والحفاظ على استقرار للشبكات المضطربة. استخدمنا MATLAB / SimPower System كأداة لمحاكاة نموذج STATCOM المتصل بالشبكة الكهربائية ذات الآلة الفردية.

كلمات البحث: تعويض الطاقة غير الفعالة، استقرار الشبكة الكهربائية، FACTS، STATCOM، LQR، LMI، المنطق الضبابي، خوارزمية نقطة الطاقة القصوى (MPPT) مزرعة الرياح، مولد تزامني ذو مغناطيس دائم (GSAP).