MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF
UFAS (ALGERIE)

THESE

Présentée à la faculté de technologie

Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du Diplôme de

Doctorat en sciences en Electrotechnique

Option : Réseaux électriques

Par

MESSALTI SABIR

Thème

ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX DE TRANSPORT A COURANT CONTINU EN HAUTE TENSION (HVDC-FACTS)

Soutenu publiquement le : 23 / 06 / 2011 devant le jury composé de :

Pr : T. Boukthir	Président	U. Setif
Pr : S. Belkhiat	Rapporteur	U. Setif
Pr : L. Rahmani	Examinateur	U. Setif
Pr : A. Bouzid	Examinateur	U. Constantine
Pr : A. Chaghi	Examinateur	U. Batna
Pr : B. Azoui	Examinateur	U. Batna

REMERCIEMENTS

Je tiens à adresser mes plus vifs remerciements à Monsieur Saad Belkhiat, Professeur à l'université de Sétif pour avoir dirigé ce travail avec beaucoup d'efforts et de patience, son soutien moral, sa compréhension et ses encouragements constants, aussi pour les nombreuses discussions que nous avons eu.

Je tiens à remercier Monsieur Tarek Bouktir, Professeur à l'université de Sétif, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

J'adresse également mes remerciements à Monsieur Lazhar Rahmani, Professeur à l'université de Sétif, doyen de la faculté de technologie, pour avoir accepté d'être membre du jury en portant un intérêt particulier à mon travail.

Je tiens également à remercier très vivement Monsieurs les Professeurs à l'université de Batna : Abdelaziz Chaghi et Boubakeur Azoui, pour l'honneur qu'ils me font et pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux en examinant ce travail et en acceptant de participer au jury.

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur Aissa Bouzid Professeur à l'université de Constantine, Directeur du département de génie électrique, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail en acceptant de faire partie de mon jury de thèse et d'examiner ce travail.

Je suis reconnaissant au Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique Algérien de m'avoir octroyé une bourse afin de finaliser mes travaux de thèse en France. Je tiens également à remercier Monsieur Shahrokh Saadate, Professeur des universités au laboratoire GREEN de l'université Nancy1, pour m'avoir accueilli au sein de son équipe et avoir dirigé ce travail avec beaucoup d'efforts et de patience,.

Enfin mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réussite de ce travail.

A mes chers parents ;

A la mémoire de ma mère ;

A tous mes chers frères ;

A ma chère épouse ;

……

Résumé

Actuellement, les réseaux électriques modernes sont très complexes et interconnectés, d'où le grand besoin d'améliorer la qualité de l'énergie électrique tout en préservant la fiabilité et la stabilité du système. La demande en énergie électrique augmente de façon très rapide, alors l'extension des moyens de la production d'électricité et de transport est fortement limitée en raison de ressources limitées et des conditions environnementales. En conséquence, les réseaux électriques sont devenus plus difficiles à exploiter, les marges de stabilité transitoire sont diminuées considérablement et les conditions de fonctionnement sont très favorables à la perte de la stabilité en raison d'insuffisance des réserves de puissance et des limitations thermiques et dynamiques des systèmes actuels, etc.

Pour ces raisons et afin de résoudre ces problèmes, l'interconnexion des réseaux électriques via les systèmes de transmission HVDC (High Voltage Direct Current) et les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) ont offert de nouvelles opportunités d' d'amélioration des performances des systèmes d'énergie électriques.

L'objectif de cette thèse est d'évaluer la stabilité transitoire des réseaux électriques AC et AC-HVDC. De nouvelles techniques d'amélioration de la stabilité transitoire utilisant des contrôleurs HVDC et FACTS sont développées. Pour ce faire, nous avons développé une nouvelle approche d'écoulement de puissance dans les réseaux AC-HVDC, dont les grandeurs du système HVDC sont traitées comme des injections de courant aux jeux de barres auxquels ils sont connectés. Les équations du système combiné AC-DC sont résolus séparément à l'aide de la nouvelle méthode séquentielle modifiée de Gauss et Gauss-Seidel.

Mots clés : modélisation des réseaux AC-HVDC, stabilité transitoire, HVDC, FACTS, écoulement de puissance AC-HVDC.

Abstract

Currently, modern power systems are very complex and interconnected, hence the great need to improve the quality of electric power while maintaining reliability and stability of the system. The power demand has increased substantially while the expansion of power generation and transmission has been severely limited due to limited resources and environmental restrictions. Consequently, power systems have become more difficult to exploit, the transient stability margins have reduced significantly and the operating conditions are very favorable to the blackout due to inadequate reserves of electrical power and thermal and dynamic limitations of current systems, etc.

For these reasons and in order to solve these problems, the interconnection of power systems using HVDC transmission systems (High Voltage Direct Current) and FACTS systems (Flexible Alternative Current Transmission System) have provided new opportunities for improving the performance of power systems.

The objective of this thesis is to assess the transient stability of AC and AC-HVDC power systems, new techniques for improving transient stability using FACTS and HVDC controllers are developed. To do this, we developed a new approach to power flow in AC-HVDC power systems, the parameters of HVDC system are treated as current injections to the buses which they are connected. The combined AC–DC equations are solved separately using new sequential modified Gauss and Gauss-Seidel methods.

Keywords: AC-HVDC power systems modeling, transient stability, HVDC, FACTS, AC-HVDC load flow.

ملخص

تعرف الشبكات الكهربائية العالية التوتر حاليا تعقيدا و تشابكا كبيرا، وبالتالي هناك حاجة كبيرة لتحسين نوعية الطاقة الكهربائية مع الحفاظ على استقرار الشبكات الكهربائية. الطلب على الطاقة الكهربائية يتزايد بسرعة كبيرة، لكن الزيادة في وسائل توليد الطاقة و نقل الكهرباء تبقى محدودة للغاية نظرا لمحدودية الموارد المالية والظروف البيئية . و نتيجة لذلك ، أصبحت الشبكات الكهربائية أكثر صعوبة للاستغلال، كما أن درجة الاستقرار العابر قد انخفضت بشكل كبير وبالتالي ظروف تشغيل الشبكات الكهربائية هي مواتية جدا لفقدان الاستقرار بسبب عدم كفاية الاحتياطيات الضرورية من الطاقة الكهربائية والقيود الدينامكية و الحرارية للأنظمة الحالية، وما إلى ذلك.

لهذه الأسباب ومن أجل حل هذه المشاكل، يعتبر ربط الشبكات الكهربائية اعتمادا على تقنيات التيار المستمر عالي التوتر HVDC والأنظمة المرنة لنقل التيار المتناوب FACTS حلا جد فعال بما يوفرانه من فرص جديدة لتحسين أداء أنظمة الطاقة الكهربائية.

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة و تقييم الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية ذات التيار المتناوب AC وذات التيار المتناوب - التيار المستمر AC-HVDC .تقنيات جديدة لتحسين الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية باستخدام أنظمة تحكم و مراقبة لتقنيات HVDC وأنظمة FACTS تم اقتراحها و دراستها. للقيام بذلك، وضعنا نهجا جديدا لحساب تدفق الطاقة في الشبكات الكهربائية AC-HVDC ، حيث تم تكييف النظام HVDC كمصادر للتيار عند نقاط ارتباط الشبكتين AC و HVDC . حل معادلات النموذج المقترح لنظام AC-HVDC تم باستعمال طريقة جديدة تدعى الطريقة التسلسلية المعدلة غوص وغوص سايدل.

كلمات مفتاحية : نموذج الشبكات الكهربائية ، AC-HVDC ، الاستقرار العابر، تقنيات التيار المستمر عالي التوترHVDC ، الأنظمة المرنة لنقل التيار المتناوب FACTS ، حساب تدفق الطاقة في الشبكات الكهربائية AC-.HVDC

Abréviations et acronymes

DC : Direct Current ;

AC : Alternating Current;

HVDC : High Voltage Direct Current;

FACTS : Flexible Alternating Current Transmission Systems;

CCT : Critical Clearing Time;

SVC : Static Var Compensator ;

TCSC: Thyristor Controlled Series Compensator ;

TCR: Thyristor Controlled Reactor;

TSR : Thyristor Switched Reactor;

TSC : Thyristor Switched Capacitor;

TCBR: Thyristor Control Breaking Resistor;

STATCOM: Static Compensator;

TCSC : Thyristor Controlled Series Capacitor;

TSSC: Thyristor Switched Series Capacitor;

TCSR: Thyristor Controlled Series Reactor;

TSSR: Thyristor Switched Series Reactor;

SSSC: Static Synchronous Series Compensator;

TCPAR: Thyristor Controlled Phase Angle Regulator;

TCVR: Thyristor Controlled Voltage Regulator

IPFC: Interline Power Flow Controller;

UPFC: Unified Power Flow Controller;

CSC : Current Source Converter;

VSC : Voltage Source Converter;

GTO : Gate Turn-Off thyristor;

IGBT : Insulated Gate Bipolar Transistors;

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion ;

MTDC : Multi-Terminal DC ;

PSS : Power System Stabilizer;

AVR : Automatic Voltage Regulator;

UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity;

COI : Centre of Inertia;

EPRI: Electric Power Research Institute;

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers;

SIME: Single Machine Equivalent;

SMIB : Single Machine Infinite Bus;

TEF : Transient Energy Function;

UEP: Unstable Equilibrium Point ;

RNA : Réseaux de neurones artificiels ;

α, β : Angles d'amorçage des convertisseurs

P_m : Puissance mécanique fournie à la machine ;

P_e : Puissance électrique fournie par la machine ;

H : Constante d‟inertie de la machine ;

ω : Vitesse de rotation.

E_{ex} : Tension d'excitation ;

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE…… 1

CHAPITRE I
STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES : ETAT DE L'ART

1.1. Introduction……..……..... 4
1.2. Nécessité d'étude de la stabilité…….……..…….. 5
1.3. Les grands incidents des réseaux électriques……..... 5
1.4. Stabilité des réseaux électriques…….... 8
1.4.1. Stabilité rotoriques…….. 9
1.4.2. Stabilité de fréquence…….. 9
1.4.3. Stabilité de tension …… 9
1.5. Types de stabilité……..... 9
1.5.1. Stabilité statique……..……..... 9
1.5.2. Stabilité dynamique……. 10
1.5.3. Stabilité transitoire…….. 10
1.6. Facteurs affectant la stabilité……. 11
1.7. Sécurité des réseaux électriques……..... 11
1.8. Nécessité de synchronisme……. 11
1.8.1. Definitions…… 12
1.9. Notions générales des systèmes électroénergétiques…… 12
1.9.1. Système électroénergétique……. 13
1.9.2. Réseau infini…… 13
1.10. Principe de régulation de la tension et de vitesse…… 13
1.11. Etat de l'art des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux Electriques……. 14
1.11.1. Introduction……..... 14
1.11.2. Méthodes d'intégration numériques…….. 15
1.11.3. Méthodes directes…….. 16
1.11.3.1. Critère des aires égales…… 16
1.11.3.2. Méthodes de Lypunov (méthode de la fonction d'énergie transitoire TEF).. 17
1.11.4. Méthodes des techniques intelligentes (méthodes non linéaires adaptatives)….. 18
1.11.4.1. Methodes d'applications des reseaux neurones RNA pour l'analyse de la stabilité transitoire..... 18
1.11.4.2. Technique de la logique floue…….. 21
1.11.4.3. Application des algorithmes génétiques……..... 21
1.11.5. Méthodes probabilistiques……. 22
1.11.6. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme…….. 22
1.11.7. Méthodes hybrides……. 23
1.11.8. Méthodes de linéarisation…….. 23
1.12. Amélioration de la stabilité…….. 24
1.12.1. Amélioration de la stabilité par les techniques classiques……. 24
1.12.2. Amélioration de la stabilité par les techniques modernes…….. 25
1.13. Conclusion……. 25

CHAPITRE II
SYSTEMES DE TRANSPORT D'ENERGIE A COURANT CONTINU EN HAUTE TENSION HVDC

2.1. Introduction…… 26
2.2. Developpement de la technologie HVDC…… 27
2.3. Avantages du transport d'energie en technique HVDC …… 30
2.4. Inconvenients du transport d'energie en technique HVDC…… 32
2.5. Domaines d'utilisation des systèmes HVDC…… 32
2.6. Principe de fonctinnement d'un système de transport HVDC…… 33
2.6.1. Composition du système HVDC…… 33
2.7. Types des liaisons HVDC…… 35
2.7.1. Liaison monopôlaire…… 35
2.7.2. Liaison bipôlaire…… 36
2.7.3. Liaison homopôlaire…… 37
2.7.4. Liaison dos à dos…… 37
2.7.5. Liaison à deux terminaux…… 38
2.7.6. Liaison multi terminale…… 38
2.8. Modélisation et fonctionnement des liaisons HVDC…… 38
2.8.1. Conversion de l'energie…… 38
2.8.2. Hypothèses …… 40
2.8.3. Fonctionnement en redresseur (pont Graëtz)…… 40
2.8.4. Réactance de commutation…… 43
2.8.5. Fonctionnement en onduleur (pont Graëtz)…… 47
2.9. Contrôle des liaisons HVDC…… 49
2.9.1. Caracteristique V-I…… 50
2.10. Conclusion…… 52

CHAPITRE III
SYSTEMES FLEXIBLES DE TRANSMISSION EN COURANT ALERNATIF (FACTS) ET MODELISATION DU RESEAU ELECTRIQUE

3.1. Introduction…… 53
3.2. Opportunités des dispositifs FACTS…… 54
3.3. Classification des dispostifs FACTS…… 54
3.3. 1. Dispostifs FACTS shunts…… 55
3.3.1.1. SVC…… 55
3.3.1.2. TCR…… 55
3.3.1.3. TSC…… 55
3.3.1.4. STATCOM…… 56
3.3.1.5. TCBR…… 56
3.3.2. Dispostifs FACTS séries…… 57
3.3.2.1. TCSC …… 57
3.3.2.2. SSSC …… 57
3.3.3. Dispostifs FACTS shunts-séries…… 58
3.3.3.1. TCVR …… 58
3.3.3.2. TCPAR…… 59
3.3.3.3. UPFC …… 59
3.3.4. Dispostifs FACTS séries-séries…… 60
3.3.4.1. IPFC…… 60

3.4. Modélisation des éléments du réseau électrique..... 61
3.4.1. Modélisation d'une ligne de transport..... 61
3.4.2. Modélisation du transformateur..... 62
3.4.3. Modélisation d'une charge..... 62
3.4.4. Modélisation de la machine synchrone..... 62
3.4.4.1. Hypothèses symplificatrices..... 64
3.4.4.2. Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park..... 64
3.4.4.3. Equations électriques et magnétiques..... 65
3.4.5. Equation du mouvement de la machine synchrone..... 67
3.4.6. Expréssion de la tension aux bornes de la machine..... 68
3.4.7. Mise en équation du réseau électrique..... 69
3.4.7.1. Réduction de la matrice admittance..... 70
3.4.8. Expréssion de la puissance électrique..... 70
3.4.9. Modélisation des dispositifs FACTS..... 71
3.4.9.1. Modélisation du STATCOM 71
3.4.9.2. Modélisation du TCSC..... 72
3.4.9.3. Modélisation du SVC 72
3.4.9.4. Modélisation du TCBR..... 73
3.4.9.5. Modélisation du TCVR et TCPAR..... 73
3.4.10. Modélisation des dispositifs de regulation..... 74
3.4.10.1. Régulateur de tension..... 74
3.4.10.2. Régulateur de vitesse..... 75
3.5. Conclusion..... 76

CHAPITRE IV
CALCUL D'ECOULEMENT DE PUISSANCE DANS LES RESEAUX AC-HVDC

4.1. Introduction..... 77
4.2. Modélisation du système HVDC..... 78
4.3. Formulation mathématique d'écoulement de puissance AC-HVDC..... 79
4.3.1. Equations du redresseur..... 79
4.3.2. Equations de l'onduleur..... 82
4.4. Méthodes séquentielles de Gauss et Gauss-Seidel modifiées..... 83
4.5. Réseau test et résultats..... 86
4.5.1. Description du réseau test..... 86
4.5.2. Analyse des résultats d'écoulement de puissance AC-HVDC..... 87
4.6. Conclusion..... 89

CHAPITRE V
SIMULATION ET ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX AC-HVDC

5.1. Introduction..... 91
5.2. Algorithme d'analyse de la stability transitoire des réseaux électriques..... 92
5.3. Critère d'analyse de la stabilité transitoire..... 92
5.4. Formulation mathématique du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques 93
5.4.1. Calcul du régime permanent..... 93
5.4.2. Equations différentielles..... 94
5.4.3. Equations algébriques..... 94
5.4.4. Modèles des contrôleurs FACTS..... 95

5.4.5. Modéles des contrôleurs HVDC…… 95
5.5. Simulation et analyse des résultats…… 96
5.5.1. Description du réseau test…… 96
5.5.2. Analyse de la stabilté du reseau AC-DC sans dispositif FACTS…… 97
5.5.3.Amélioration de la stabilté transitoire du réseau AC-DC par un nouveau contrôleur de la puissance active injectéé…….. 99
5.5.4. Principe du contrôleur …… 100
5.5.5. Resultats de simulation…… 101
5.6. Conclusion…… 105

CHAPITRE VI
ANALYSE ET AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES PAR LES FACTS : TCBR ET TCSC

6.1. Introduction…… 106
6.2. Modélisation des dispositifs FACTS…… 107
6.2.1. Modélisation du TCSC…… 107
6.2.2. Modélisation du TCBR…… 108
6.2.3. Equations différentielles…… 108
6.2.4. Equations algébriques…… 109
6.3. Simulation et analyse des résultats…… 109
6.3.1. Analyse de la stabilté du réseau sans dispositifs FACTS…… 110
6.3.2. Analyse de la stabilté transitoire avec TCSC…… 113
6.3.3. Analyse de la stabilté transitoire avec TCBR…… 115
6.3.4. Analyse de la stabilté transitoire avec le combiné TCSC-TCBR …… 116
6.4. Conclusion…… 117

CONCLUSION GENERALE……..……118

Introduction Générale

Actuellement, les réseaux électriques sont très complexes et interconnectés. Ils sont composés d'un grand nombre de sous-systèmes interconnectés dont chacun affecte la fiabilité globale du système. Vu le nombre important des incidents graves affectant les réseaux électriques, ces derniers sont de plus en plus stressés. D'autre part, la demande en énergie électrique à travers le monde augmente de façon très rapide, tandis que l'expansion de la production d'électricité et de transport a été fortement limitée en raison de ressources limitées et de conditions environnementales telles que le protocole de Kyoto [1,2], les droits de passages, les traversées, etc. Ils sont donc fonctionnels près de leurs limites thermiques et dynamiques. En conséquence, les réseaux électriques sont fortement chargés et la stabilité du système devient un critère de plus en plus important dans la conception des systèmes d'énergie électriques [3,4].

L'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations électromécaniques sont les principales préoccupations dans le fonctionnement des réseaux électriques. Si l'oscillation n'est pas contrôlée correctement, elle peut conduire à une perte totale ou partielle du système. Quand un système d'énergie électrique est soumis à une perturbation importante, des mesures de contrôle doivent être prises pour limiter l'ampleur de la perturbation. La stabilité des réseaux électriques est l'aptitude de maintenir les grandeurs de tension et de fréquence sur l'ensemble du système d'énergie électrique [3-6]. Sortir de cet état peut provoquer une instabilité généralisée du réseau avec des conséquences techniques et économiques [3-6].

L'amélioration des performances des systèmes d'énergie électriques est orientée actuellement vers l'emploi des systèmes actifs capables de réagir instantanément afin de confronter les perturbations. Cette réaction peut être réalisée en utilisant des techniques modernes à base de l'électronique de puissance, tels que la transmission HVDC (High Voltage Direct Current) et les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) [7-8].

L'utilisation de la transmission HVDC a ouvert une nouvelle option pour améliorer le fonctionnement des réseaux électriques et résoudre les divers problèmes et limitations des réseaux électriques. Une transmission HVDC est un moyen efficace pour les interconnexions

asynchrones, le transport d'énergie sur de longues distances, le contrôle très rapide du flux de puissance, l'amélioration de la stabilité, la réduction du couloir de servitude, etc [1,3, 7-12]. Il devient actuellement critique de faire un choix entre les utilisations d'une transmission de puissance en courant alternatif HVAC ou en courant continu HVDC. La décision finale est souvent prise sur des considérations techniques et économiques.

L'objectif de notre travail de thèse est de définir l'état de la stabilité transitoire des réseaux électriques lors de l'intégration des liaisons HVDC et de l'améliorer en utilisant les techniques HVDC et FACTS . Le présent manuscrit est structuré comme suit :

Dans le premier Chapitre, nous rappelons les principales méthodes d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques (état de l'art).

Dans le second Chapitre, nous décrivons brièvement les systèmes HVDC, leurs avantages et inconvénients, ainsi que le principe de fonctionnement. Ensuite, nous présentons la modélisation de l'ensemble du système HVDC, le principe de contrôle des liaisons HVDC, leur mise en œuvre et leurs performances dans des différentes conditions de fonctionnement du système.

Dans le troisième Chapitre, nous exposons la modélisation du système d'énergie électrique, un bref aperçu sur les systèmes FACTS et nous montrons que le comportement des systèmes d'énergie électrique peut être simulé par un ensemble d'équations différentielles et algébriques.

Dans le quatrième Chapitre, afin de déterminer le régime permanent et d'étudier la stabilité transitoire des réseaux AC-HVDC, nous développons une nouvelle approche pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux AC-HVDC, dont les équations aux jeux de barres AC et HVDC sont résolus séparément à l'aide d'une nouvelle approche appelée : méthode séquentielle d'écoulement de puissance de Gauss et Gauss-Seidel modifiées. L'algorithme développé a été testé sur le système de test 9-bus IEEE

Dans le cinquième Chapitre, nous exposons une étude de cas sur un réseau test IEEE de 03 générateurs et 09 jeux de barres munis d'une liaison HVDC. Une nouvelle méthode d'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant un contrôleur d'échange de puissance active sera présentée.

Le sixième Chapitre sera consacré à l'amélioration de la stabilité par les dispositifs FACTS. Une étude comparative est présentée dont nous discuterons de façon plus approfondie la pertinence de chaque élément (sans FACTS, avec TCBR, avec TCSC, avec le combiné TCBR-TCSC).

Enfin, nous terminerons cette thèse par une conclusion générale dans laquelle nous donnerons quelques commentaires concernant nos travaux et quelques perspectives qui pourront faire suite à cette recherche.

Chapitre 01

Stabilité des Réseaux Electriques : Etat de l'Art

1.1. INTRODUCTION

L'exploitation des réseaux électriques est de plus en plus confrontée à des problèmes liés à la production, au transport et à la distribution de l'énergie. Malgré la multitude des stratégies et des moyens de protection, les systèmes d'énergie sont confrontés par de nombreuse contraintes telles que : l'augmentation de la demande, les perturbations, la planification, l'interconnexion et la complexité des réseaux, etc. Il est impératif de prévoir des études détaillées pour chaque option. L'une des études importantes qui doivent être inclus dans la conception des réseaux électriques est la stabilité transitoire.

La stabilité transitoire implique l'évaluation de la capacité d'un système à résister à des perturbations importantes et de trouver un état de fonctionnement normal après avoir été soumis à une perturbation [3-5]. Ces perturbations peuvent être des défauts tels que: un court-circuit sur une ligne de transmission, la perte d'un générateur, la perte d'une charge, la perte d'une partie du réseau de transport, etc. Comme dans tout problème physique de la stabilité, des actions de contrôle automatique ou manuel peuvent être mises en place afin de rétablir le régime d'équilibre en fréquence et en tension. Les conséquences de la perte de stabilité peuvent être énormes du point de vue économique et du point de vue sécurité énergétique [3,4].

Vu son influence directe sur la fiabilité et la continuité de service, le problème de la stabilité transitoire des systèmes électriques a fait l'objet de nombreuses études. Ces méthodes peuvent être classées en sept catégories. Il s'agit des méthodes d'intégration numériques [3,13], des méthodes directes [14-16],des méthodes probabilistiques [13,17,18], des méthodes basées sur la reconnaissance de forme[13,19], des méthodes des techniques intelligentes (non linéaires adaptatives) [20-26], des méthodes de linéarisation [25-27] et des méthodes hybrides [28-30].

1.2. NECESSITE D'ETUDE DE LA STABILITE

En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension. Tout défaut doit être identifié immédiatement afin d'isoler le plus rapidement possible du réseau sain l'ouvrage siège du défaut.

Les études de la stabilité consistent à :

- Prévoir le fonctionnement synchrone ;
- Envisager les principaux scénarios critiques tels que le déclenchement des lignes, le déclenchement des transformateurs, le court-circuit, la perte des groupes de production, la perte de l'alimentation du distributeur, la variation de charge importante, etc ;
- Prédire le comportement du réseau face à ces perturbations ;
- Prévoir les schémas d'exploitation ;
- Préconiser les moyens à mettre en œuvre tels que les types de protection et de réglage , plans de délestage, etc.
- Prévoir et planification de l'ensemble production-consommation.

Ces études permettent donc de comprendre le comportement du réseau et de déterminer les moyens de minimiser les risques de perte d'alimentation.

1.3. LES GRANDS INCIDENTS DES RESEAUX ELECTRIQUES

Les grandes pannes d'électricité (blackouts) résultent généralement d'une cascade de phénomènes dynamiques compliqués. Leurs conséquences peuvent être énormes du point de vue économique et du point de vue de la sécurité énergétique. Un blackout désigne une coupure d'électricité des clients raccordés au réseau à large échelle. Le mécanisme ou l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux processus de perte de stabilité. Cependant, dans un contexte d'exploitation particulier, ils peuvent s'enchaîner de façon malencontreuse à partir d'un événement déclenchant, résultant en la perte successive d'un ou plusieurs ouvrages du réseau (lignes, centrales, etc) et plongeant des régions entières, voire des pays entiers dans le noir en quelques minutes. Les exemples des blackouts survenus sur les grands réseaux sont nombreux, nous pouvons citer [31-33] :

• Blackout du 9 novembre 1965 aux États-Unis: suite au déclenchement intempestif d'une ligne 230 kV acheminant l'électricité de la centrale de Niagara Falls vers l'Ontario. La majorité du nord-est des États-Unis et le sud de l'Ontario sont hors tension, 30 millions d'habitant sans électricité pendant 13 heures.

• Blackout du 13 juillet 1977 à New York: suite aux déclenchements des lignes de transport provoqués par des coups de foudre successifs.

• Blackout du 19 décembre 1978 en France : due à une cascade de disjonctions de lignes par reports de charge, suite aux fortes importations d'électricité de l'Allemagne vers la France.

• Blackout du12 janvier 1987 de l'ouest de la France: suite au déclenchement de la centrale thermique de Cordemais. Il s'ensuit une brusque dégradation du plan de tension régional, qui par répercussion provoque de nouveaux décrochages dans plusieurs centrales de l'ouest de la France.

• Blackout du 23 juillet 1987 au Japon : causé par la forte demande d'électricité, une baisse de tension, puis une instabilité de tension provoquant la déconnexion des trois centrales électriques alimentant la région de Tokyo.

• Blackout du 10 Août 1996 en Californie a coûté 1 milliard de dollars à la Pacific Northwest Company (7,5 millions de personnes dans le noir pendant 3 heures)

• Blackout de janvier 1998 causé par une tempête de pluie verglaçante dans le nord-est de l'Amérique du Nord, l'est du Canada, et la Nouvelle -Angleterre. Un très grand nombre de fils et de poteaux électriques sont tombés sous le poids du verglas.

• Blackout du 14 Août 2003 au nord des Etats-Unis et au Canada a coûté 10 milliards de dollars (50 millions de personnes dans le noir pendant 24h, 261 centrales de production ont été déconnectées du réseau) [31].

• Blackout du 28 septembre 2003 en Italie : provient principalement du déclenchement d'une importante ligne (ligne du Lukmanier) de transit entre le nord et le sud de l'Europe. La totalité de l'Italie (57 millions de personnes) s'est retrouvé dans le noir et la remise en service du réseau a duré 19 heures.

• Blackout du 03 Février 2003 en Algérie : La perte d'une production de 350 MW (centrale de Hamma) en période de pointe soir du lundi 03 Février 2003 à 19h 04'05', a engendré un manque général de tension sur le réseau interconnecté Nord. Cette perte est due essentiellement au dysfonctionnement des lignes de détente gaz. Un déclenchement en cascade de la majorité des groupes du réseau Nord. Ce qui n'a pas permis d'arrêter la baisse

importante de la fréquence en vue de la stabilisation du réseau. L'évolution de la fréquence du réseau Algérien lors de l'incident du 03 février 2003 est donnée par la figure (1.1) [34].

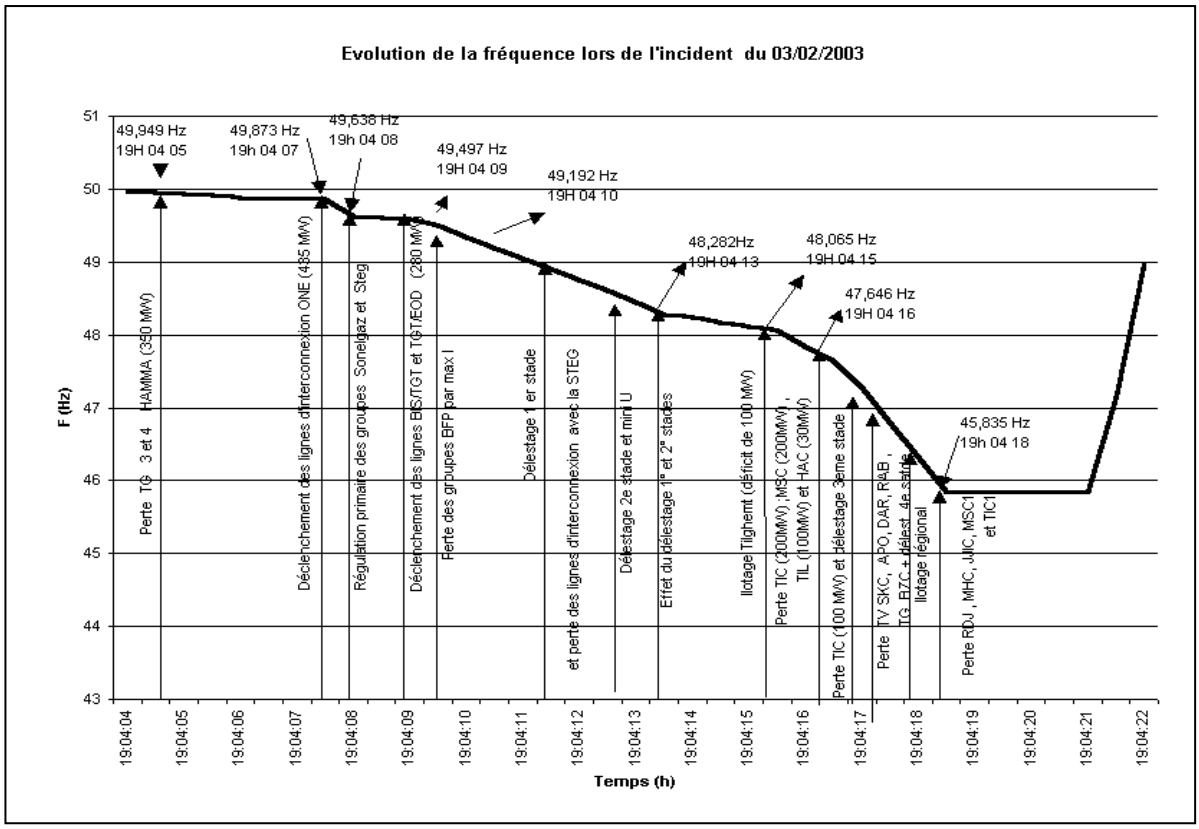


Figure 1. 1. Evolution de la fréquence du réseau Algérien lors de l'incident du 03 -02-2003

• Blackout du 14 août 2003 en Amérique : Une immense panne d'électricité toucha gravement les états et provinces du nord-est de l'Amérique du Nord, provient principalement de l'arrêt de plusieurs centrales électriques, 50 millions de clients touchés.

• Blackout du 23 septembre 2003 en Danemark: panne au Danemark et dans le sud de la Suède : 5 millions de personnes se retrouvent dans l'obscurité.

• Blackout du 22 juin 2005 en Suisse sur le réseau ferroviaire : un court-circuit d'une ligne de transport du réseau ferroviaire entre Amsteg et Rotkruez a conduit au décrochement de plusieurs centrales électriques et tout le réseau ferroviaire Suisse est bloqué pendant plusieurs heures.

• Blackout du 04 novembre 2006 du réseau Européen: une panne de grande importance a touché le réseau de l'union européen l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Plus de 15 millions de clients sont mis hors tension.

• Blackout du 04 Janvier 2008 en Californie: provient d'une tempête, plus de 600 000 foyers et entreprises sont privés de courant.

• Blackout du 26 Février 2008 en Floride: Deux réacteurs nucléaires sont arrêtés suite à un problème technique dans une station secondaire vers Miami. Trois millions de personnes sont touchés durant près de 4 heures.

• Blackout du 10 novembre 2009 à 08h34 en Brésil : La coupure de courant a affecté plus de 50 millions de personnes, soit le quart de la population du Brésil. Elle a été provoquée par une panne sans précédent sur le barrage hydro-électrique d'Itaipu, géré conjointement avec le Paraguay. Au total, le système aurait souffert d'une perte brutale de production de quelques 17000 MW, etc.

1.4. STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Le réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique pour nos sociétés modernes. Aujourd'hui, la perte du réseau est une véritable catastrophe quand cela arrive. On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme [3,4,35].

Les systèmes électriques sont conçus, construits et exploités de telle sorte que les utilisateurs du réseau ne subissent pas, dans certaines limites, les conséquences des aléas les plus courants. L'instabilité dans un système d'énergie peut se manifester de différentes manières en fonction de la configuration du système et le mode de fonctionnement. Traditionnellement, le problème de la stabilité consiste à maintenir le fonctionnement synchrone de toutes les machines du réseau.

Les études de la stabilité transitoire consistent à déterminer les variations dans le temps des grandeurs électriques en différents points du réseau et les évolutions des paramètres mécaniques des machines tournantes, suite à des perturbations brutales.

Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir [3] :

• Stabilité rotorique ;

• Stabilité de fréquence ;

• Stabilité de tension.

1.4.1. STABILITE ROTORIQUE

La stabilité rototorique est caractérisée par la capacité du système de maintenir l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique au niveau du rotor de chacun de ses générateurs.

1.4.2. STABILITE DE FREQUENCE

Dans les réseaux interconnectés, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations de perte ou de déclenchement des différents ouvrages connectés au réseau tels que les lignes, les transformateurs, les alternateurs, etc. Si une partie du réseau se déconnecte du reste du système, elle évoluera vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre la production et la consommation au sein de ce réseau.

1.4.3. STABILITE DE TENSION

La stabilité de tension est définie comme étant la propriété d'un réseau électrique à maintenir des tensions stables à tous ses nœuds après avoir été soumis à une perturbation. Dans un certain nombre de réseaux, l'instabilité de tension est considérée comme une importante contrainte d'exploitation.

1.5. TYPES DE STABILITE

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de stabilité : la stabilité statique, la stabilité dynamique et la stabilité transitoire [3,35].

1.5.1. STABILITE STATIQUE

Un système est stable en régime statique, s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une perturbation lente de faible amplitude [3].

La stabilité statique est la capacité de maintenir ou de revenir à son régime de fonctionnement normal ou un autre régime stable lors d'une perturbation lente de faible amplitude sans l'intervention des dispositifs de régulation et de commande. Le modèle peut être décrit par des équations mathématiques linaires [3, 5,17].

1.5.2. STABILITE DYNAMIQUE

Elle constitue une extension de la stabilité statique. Elle se manifeste sous forme de petites oscillations apparaissent sur les signaux à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas le modèle peut être décrit par des équations différentielles linéaires [3,31].

1.5.3. STABILITE TRANSITOIRE

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale [3,5].

• Un système d'énergie électrique est en régime de stabilité transitoire si à la suite d'une perturbation très courte et de grande amplitude (tels que les court-circuits, les déclenchements des lignes, les faux couplages, etc) le système retrouve son état initial ou un autre état stable. L'intervention des dispositifs de régulation et de protection est indispensable.

• Un réseau est stable en régime transitoire si, partant d'un point de fonctionnement stable en régime statique, il revient à un point de fonctionnement stable en régime statique après avoir été soumis à une perturbation d'amplitude importante susceptible de provoquer des comportements non linéaires.

Le modèle peut être décrit par des équations différentielles non linéaires dont il est nécessaire de prévoir les conditions initiales avant de procéder à l'étude de la stabilité transitoire.

Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations, tels que :

• Les courts-circuits ;
• Faux couplage ;
• Deséquilibre production-consommation ;
• Déclenchement d'une ligne, transformateur, etc ;
• Perte de groupes de production, etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

1.6. FACTEURS AFFECTANT LA STABILITE

Le système électrique est un système hautement non linéaire dont la dynamique de performance est influencée par un large éventail de paramètres. La stabilité transitoire dépend:

- Type de perturbation ;
- Durée de perturbation ;
- Lieu de perturbation ;
- Types de sources ;
- Types de récepteurs ;
- Architecture du réseau ;
- Mode d'exploitation du réseau ;
- Causes d'instabilités prises en compte ;
- Performance des systèmes de protection (relais, ré-enclenchement) ;
- Point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau, degré d'excitation des machines,etc) ;
- Caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs, des stabilisateurs ;
- Point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, degré d'excitation, Topologie du réseau).

1.7. SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

La sécurité des réseaux électriques est définie comme la capacité du système électrique pour survivre des éventualités probables sans interruption du service client. La sécurité et la stabilité des réseaux électriques sont des termes attachés. La stabilité est un élément important de la sécurité du système électrique mais la sécurité est un terme plus large que la stabilité. La sécurité ne comprend pas seulement la stabilité mais englobe également l'intégrité du système électrique lors par exemple des surcharges, des surtensions ou sous fréquence [35].

1.8. NECESSITE DU SYNCHRONISME

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie assurant, via un alternateur, la conversion d'une énergie mécanique en énergie électrique. La fréquence observée sur le réseau résulte d'un équilibre entre la production et la consommation [3,35].

1.8.1. DEFINITIONS

• Une machine fonctionne en synchronisme si la fréquence de cette machine égale à la fréquence du réseau.

• Un système fonctionne en synchronisme si toutes les machines reliées à ce réseau ont la même fréquence du réseau.

• Une machine fonctionne en asynchrone si elle n'a pas la même fréquence du réseau où elle est connectée.

• Un système électroénergétique est asynchrone, s'il a au moins une machine qui n'a pas la même fréquence du réseau.

1.9. NOTIONS DES SYSTEMES ELECTROENERGETIQUES

Un système électroénergétique, fiable capable de faire face à toutes les perturbations graves engendrées par les incidents, nécessite des investissements importants pour sa réalisation (disponibilité des lignes, des transformateurs, grande réserve des machines de production, etc).

Vu son importance, il est nécessaire de faire une étude ou une stratégie de protection de façon à prévoir tous les paramètres et les équipements permettant la protection des systèmes électroénergétiques de façon sûre et sélective contre tous les défauts.

Certaines contraintes sont imposées aux réseaux pour satisfaire à la qualité de service requise par la clientèle, protéger les équipements de production et de transport et les appareils des consommateurs, maintenir la stabilité de fonctionnement et notamment pour éviter la situation catastrophique d'un effondrement total ou partiel du système électrique.

Les contraintes du fonctionnement des réseaux sont:

- Adapter à tout moment et en tout point la production à la demande d'électricité ;
- Assurer la sécurité d'alimentation ;
- Assurer la qualité du service ;
- Fournir l'électricité au meilleur coût ;

L'étude se fera selon plusieurs paramètres tels que la topologie du réseau, le schéma d'exploitation, la puissance du réseau, le nombre des machines, le processus des centrales, le plan de protection, les modèles mathématiques du système etc.

1.9.1. SYSTEME ELECTROENERGETIQUE

Un système électroénergétique est un ensemble d'installations électriques destiné à produire, transporter et à la fois distribuer l'énergie électrique aux consommateurs.

1.9.2. RESEAU INFINI

Un réseau est dit infini ou de grande puissance lorsque sa tension et sa fréquence sont fixes et une perturbation sur une machine n'affecte pas le réseau.

1.10. PRINCIPE DE REGULATION DE LA TENSION ET DE VITESSE

Les systèmes de régulation ont pour but de permettre un fonctionnement correct lors des variations des conditions de fonctionnement du réseau électrique.

La fonction fondamentale de la régulation est d'adapter la production d'énergie électrique à la consommation. L'énergie doit être délivrée avec une certaine qualité définie par la tension et la fréquence. La tension est réglée au moyen de la régulation de tension de l'alternateur et la fréquence par les régulateurs de vitesse.

Pour arriver à une tension donnée, on agit sur le courant rotorique (courant d'excitation). Le réglage de la vitesse est obtenu par l'action sur le débit de la turbine d'entraînement de l'alternateur. Le réglage de la fréquence est global pour l'ensemble du réseau puisque la fréquence doit avoir une valeur unique. Le système de régulation de tension et de vitesse est donné par la figure (1.2) :

A l'équilibre, la fréquence du réseau est de 50 Hz, c'est la principale caractéristique de la stabilité du système.

Aussi tout déséquilibre entrainera :

• Si la Production > Consommation (perte de consommation): les machines accélèrent et la fréquence augmente, pour assurer l'équilibre, il faudra réduire la production (voire même arrêter certaines machines).

• Si la Consommation > Production (perte de production), les machines ralentissent et la fréquence baisse, pour rétablir l'équilibre et ramener la fréquence à 50 Hz, il faudra réduire la consommation, c'est le délestage de charge.

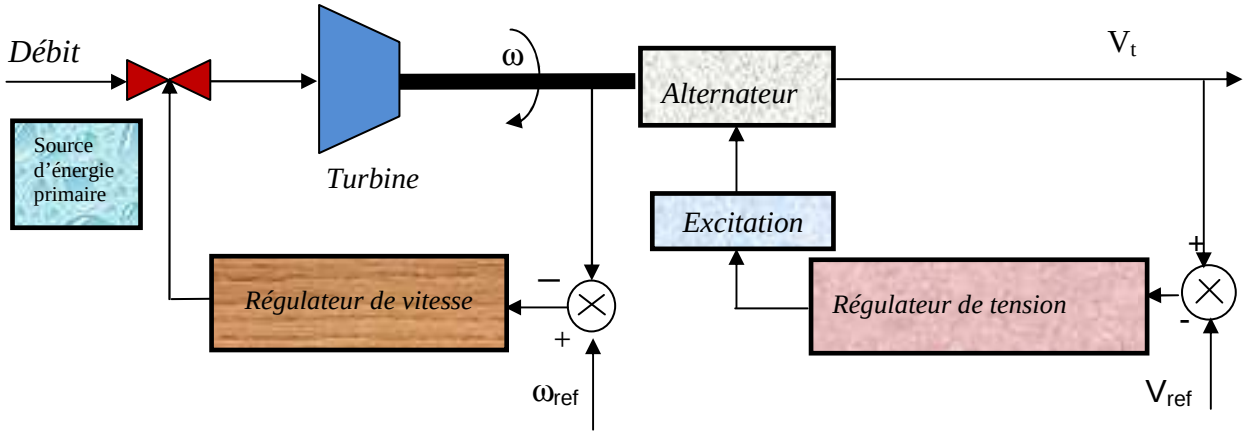


Figure 1. 2. Schéma de principe de régulation de la tension et de la vitesse

1.11. ETAT DE L'ART DES METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES

1.11.1. INTRODUCTION

Les réseaux électriques modernes sont de plus en plus stressés à cause du nombre important des perturbations survenant sur les différents éléments des réseaux électriques, qui pouvant provoquer la perte totale ou partielle du réseau. Pour cela, l'étude de la stabilité lors de ces perturbations devient une préoccupation majeure dans le fonctionnement du système électrique, afin de vérifier que le réseau évolue vers des conditions de fonctionnement acceptables. Une variété de méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire a été proposée. Elles peuvent être divisées en sept groupes qui diffèrent de façon significative dans la nature des méthodes utilisées, à savoir:

• Les méthodes d'intégration numériques [3,13] ;
• Les méthodes directes [14,16] ;
• Les méthodes probabilistiques [13,17-18];
• Les méthodes basées sur la reconnaissance de forme [13,19];
• Méthodes des techniques intelligentes (non linéaires adaptatives) [20-26];
• Méthodes de linéarisation [25-27];
• Méthodes hybrides [28-30].

1.11.2. METHODES D'INTEGRATION NUMERIQUES

Les méthodes d'intégration numériques sont des méthodes d'analyse numérique d'approximation de solutions d'équations différentielles. Elles fournissent des solutions relatives à la stabilité du système en fonction de la précision des modèles utilisés. En analyse, il existe des procédés de résolution numérique pour les équations différentielles. La première méthode numérique fut introduite en 1768 par Leonhard Euler. Depuis un grand nombre de techniques ont été développées. Elles se basent sur la discrétisation de l'intervalle d'étude en un certains nombres de pas. Suivant le type de formule utilisée pour approcher les solutions, on distingue les méthodes numériques à un pas ou à pas multiples. Nous pouvons citer : La méthode d'Euler, Euler modifiée, les méthodes de Runge-Kutta, etc.

Il existe plusieurs critères pour mesurer la performance des méthodes numériques : la consistance d'une méthode indique que l'erreur théorique effectuée en approchant la solution vers 0.

Afin d'étudier le problème de stabilité des réseaux électriques par les méthodes numériques, les équations décrivant la dynamique du système sont rassemblées pour former un ensemble d'équations différentielles non linéaire et un ensemble d'équations algébriques [3,13,35]:

$$\dot{x} = f(x, y) \tag{1.1}$$

$$0 = g(x, y) \tag{1.2}$$

Ces équations décrivent l'ensemble des éléments du réseau pour les trois régimes de fonctionnement (avant défaut, pendant et après défaut). La solution de ces deux ensembles d'équations définit l'état du système électroénergétique à tout instant. Une perturbation dans le réseau nécessite généralement un changement à la fois de la configuration du réseau et les conditions limites [35].

La méthode d'intégration numérique produit des réponses précises relatives à la stabilité du système. Elle fournit l'évolution de tous les paramètres du réseau (angle, fréquence, puissance etc). Cependant, nous devons conclure qu'il y a quatre inconvénients majeurs:

- Chaque défaut doit être traité séparément,
- Les réponses précises relatives à la stabilité sont obtenues par plusieurs simulations, cela rend le temps de calcul élevé ;
- Les petits intervalles de temps sont nécessaires pour assurer une meilleure précision et une stabilité numérique.

• Elle ne peut être utilisée pour l'évaluation en ligne de la stabilité transitoire.

L'efficacité de ces techniques dépend à la fois du modèle de générateur utilisé et de la méthode d'intégration numérique.

1.11.3. METHODES DIRECTES :

Ces méthodes sont basées sur la variation de l'énergie cinétique et potentielle dans les masses tournantes suite à une perturbation. Ces méthodes peuvent être classées en deux groupes :

• Méthodes basées sur le critère des aires égales (CAE) et le critère des aires égales étendu (CAEE) [15,36,37]

• Méthodes de Lypunov [14, 18,38-41]

1.11.3.1. CRITERE DES AIRES EGALES :

Cette méthode est basée sur l'interprétation graphique de l'énergie emmagasinée dans les masses tournantes [36-38]. La stabilité est mesurée en calculant les aires d'accélération et de freinage. Le système est considéré stable si la surface de freinage est plus grande que la surface d'accélération.

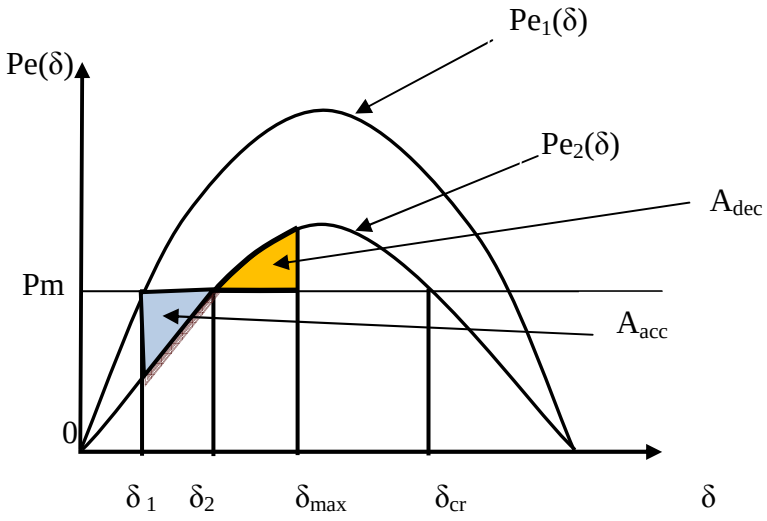


Fig. 1.3: Principe du critère des aires égales

Malgré la facilité de mise en ouvre de cette méthode, il est important de mentionner ce qui suit :

• Cette méthode est faisable uniquement pour les systèmes mono-machines ;

• Les modèles utilisés sont très simplifiés (puissance mécanique constante, modèle de la machine simple) ;

• L'effet des régulateurs n'est pas pris en considération ;

• Elle ne peut être utilisée pour l'analyse en ligne de la stabilité transitoire.

1.11.3.2. METHODES DE LYPUNOV (METHODE DE LA FONCTION D'ENERGIE TRANSITOIRE TEF)

Cette approche est aussi appelée la fonction d'énergie transitoire (Transient Energy Function TEF) [38-39]. L'idée est de remplacer l'intégration numérique par des critères de stabilité. La méthode de la fonction d'énergie transitoire est un outil puissant pour l'évaluation de la stabilité. La fonction d'énergie transitoire comporte deux volets, l'énergie cinétique (KE) et l'énergie potentielle (PE). Lorsqu'une perturbation se produit dans un système électrique, l'excès (déficit) d'énergie accélère (ralentit) les machines et provoque des changements de l'énergie cinétique et potentielle de la fonction d'énergie transitoire. Lorsque le défaut est éliminé, le processus conversion d'énergie (à partir de KE en PE et vice-versa) prend place. Pour une situation stable, les machines d'abord oscillent et finalement s'installent au point d'équilibre où l'énergie transitoire est égale à zéro. Ainsi, le taux de dissipation de l'énergie transitoire après défaut peut être considéré comme une mesure d'amortissement du système.

La stabilité selon la méthode Lypunov, c'est la propriété de dissiper l'énergie libérée afin de maintenir la stabilité du système. Le plus rapide de l'énergie se dissipe, le plus vite le système atteint le point d'équilibre stable. La méthode directe de Lyapunov est également connue comme deuxième méthode de Lyapunov [35, 38,42].

L'idée de Lyapunov, pour étudier la stabilité d'un système donné, est d'examiner la variation d'une seule fonction scalaire V(x) (appelée la fonction de Lyapunov ou bien fonction d'énergie transitoire FET) dépendant de l'énergie totale du système [43].
Autrement dit, cette méthode est basée sur la définition d'une fonction de Lyapunov décroissante le long des trajectoires du système à l'intérieur du domaine d'attraction.
En générale, on définit la fonction V(x) de Lypunov comme suit :

$V(x) \geq 0$ pour $x \neq 0$

$V(x) = 0$ pour $x = 0$

$V'(x) \leq 0$ pour $x \neq 0$

$V'(x) = 0$ pour $x = 0$

Plusieurs méthodes basées sur la fonction d'énergie transitoire TEF sont disponibles dans la littérature :

• Méthode du point d'équilibre instable contrôlé CUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point) [41,44];
• Méthod PEBS (Potential Energy Boundary Surface)[45];
• Méthode du point d'équilibre instable (UEP)[16,45] ;
• Méthode ULCs (Unstable Limit Cycles) [45] ;
• Méthode du centre d'inertie (Centers Of Inertia COI) [45,46] ;
• Méthode BCU (Boundary Controlling Unstable BCU) [47];

L'efficacité de la méthode directe de Lypunov est mesurée par la faisabilité d'utilisation en temps réel, sans avoir recours à la résolution des équations différentielles régissant le comportement du système. La réponse sur la stabilité est donnée soit par la marge d'énergie ou bien par le temps critique d'élimination du défaut (CCT). Cette méthode ne donne que des conditions suffisantes pour la stabilité contrairement aux méthodes numériques qui fournissent une réponse exacte de tous les paramètres du système. L'inconvénient majeur de cette méthode réside dans le calcul de la fonction d'énergie transitoire dont plusieurs hypothèses simplificatrices sont adoptées.

1.11.4. METHODES DES TECHNIQUES INTELLIGENTES (METHODES NON LINEAIRES ADAPTATIVES)

Ces dernières années, il y a eu un développement rapide dans la recherche des techniques intelligentes. Ces méthodes possèdent des capacités d'apprentissage et elles ont la capacité de traiter des calculs de grandes échelles. Ces méthodes donnent aussi la possibilité d'utilisation en temps réel, améliorent les performances du système d'énergie électrique et élargissent les marges de stabilité. Ces méthodes peuvent être classées en trois groupes :
• Réseaux de neurones artificiels(RNA) ;
• Technique de la logique floue ;
• Algorithmes génétiques (AG).

1.11.4.1. METHODES D'APPLICATIONS DES RNA POUR L'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE

Les réseaux de neurones sont à l'origine une tentative de modélisation mathématique du cerveau humain, basés sur un modèle simplifié de neurone. Cella fait une soixantaine d'années qui sont nés. Tout commence en 1943 lorsque les deux bio-physiciens de l'université de Chicago :McCuloch et Pitts ont inventé le premier neurone artificiel. Ils décrivent les propriétés du système nerveux à partir du neurone logique tout ou rien (1 ou 0)

[48]. Durant les dernières décades, plusieurs investigations ont été rapportées sur les applications des RNA pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques [5,6,13,23,24,49-54]. Plusieurs méthodes d'analyse de la stabilité dynamique des réseaux de neurones ont été développées. Nous les avons classés selon la sortie neuronale en trois catégories:

• RNA pour la prédiction directe du CCT [6, 13, 24,49-51] ;
• RNA pour la prédiction de la marge d'énergie de la stabilité [52] ;
• RNA pour la prédiction de la stabilité par une sortie booléenne 1 ou 0 [53,54].

Dans la première catégorie, les différentes approches utilisant les RNA pour la prédiction directe du temps critique d'élimination du défaut CCT peuvent être classées en trois approches:

• RNA basés sur les méthodes numériques,
• RNA basés sur le critère des aires égales,
• RNA basés sur la fonction d'énergie transitoire.

La première idée d'utilisation des RNA pour l'analyse de la stabilité transitoire des systèmes multimachines revient à Sobajic et Pao [13]. Le RNA utilisé dans cette étude est constitué de trois couches, une couche d'entrée, une couche cachée avec plusieurs unités et une unité dans la couche de sortie; RNA a été utilisé pour prédire le CCT. Les paramètres d'entrées sont calculés à partir des angles du rotor, la puissance électrique et mécanique de chaque machine. Le succès de ce travail a montré la possibilité d'utiliser les RNA comme un outil pour l'évaluation du CCT d'un système d'énergie électrique.

Matsubara et ses collègues [49] ont utilisé la reconnaissance de forme adaptative pour l'estimation du CCT. L'estimation du CCT a été considérée comme un problème de reconnaissance de formes. Pour cela, un RNA à trois couches avec un algorithme de rétro propagation de l'erreur est utilisé. Les paramètres avant défaut sont utilisés pour prédire la valeur du CCT pour diverses conditions de défaut. L'évaluation du CCT est traitée sous différentes conditions de fonctionnement caractérisées par la constante d'inertie de chaque machine et la position du défaut. Pour un SEE de N machines, 4N variables d'entrée pour le RNA sont sélectionnées pour chaque machine. Ces entrées sont la constante d'inertie M, la puissance mécanique P_m avant défaut, la puissance active Pe durant défaut, les angles rotoriques δ pendant le défaut. La simulation numérique est réalisée pour un défaut de court-circuit triphasé sur différents jeux de barres et avec différentes valeurs de la constante

d'inertie des machines. Les résultats obtenus par les RNA étaient très proches à ceux obtenus par la méthode d'intégration numérique.

Hobson et Allen [50] ont montré que les RNA trouvent des difficultés à fournir des réponses précises sous diverses conditions de fonctionnement du SEE. Un RNA a été entraîné pour prédire le CCT pour un défaut triphasé en considérant deux systèmes de taille différente (l'un de quatre machines et l'autre de vingt machines) avec cinq niveaux de charge et trois topologies différentes. Le défaut est supposé apparaître sur chacune des lignes du système à proximité de chacune de ses extrémités. L'élimination du défaut est réalisée par la déconnection de la ligne en question. Des marges d'erreurs, jugées inacceptables, ont été obtenues pour les exemples d'apprentissage et de test du RNA.

Ibrahim M et Abdul-Aziz [24] ont proposé une approche combinant le critère des aires égales CEAE et les RNA pour estimer le CCT. Un RNA à trois couches avec un algorithme de rétro-propagation de l'erreur. La couche d'entrée comporte 12 entrées. La couche cachée est composée de 30 neurones. La couche de sortie a un seul neurone fournissant le CCT estimé. Les paramètres d'entrées choisis sont : les puissances actives et réactives (P, Q) des générateurs et les impédances équivalentes des charges. Le CCT est calculé en utilisant le CEAE où le système d'énergie électrique est représenté par un système équivalent monomachine.

Amjady [51], a proposé une nouvelle architecture de RNA avec un algorithme d'apprentissage pour l'estimation de l'amélioration de la CCT; cette architecture se compose de plusieurs «sous-RNA" fonctionnant en parallèle. Cette méthode utilise le critère de l'énergie, où la stabilité du système est conditionnée par la trajectoire d'un point d'équilibre unique.

La deuxième catégorie d'analyse de la stabilité transitoire fondée sur la marge de l'énergie a été proposée par Yao et ses collègues [52]. Les auteurs ont élaboré une approche pour l'évaluation rapide de la stabilité transitoire par la méthode directe de Lyapunov. Ce travail est basé pour évaluer la marge de puissance par un RNA et d'établir une relation non linéaire entre la marge énergie transitoire pour différentes valeurs de la CCT.

La troisième catégorie d'analyse de la stabilité transitoire par les RNA en utilisant l'opérateur booléen de sortie RNA a été proposée par Omata et Tanamura dans [53]. Les auteurs ont choisi les angles rotoriques, les puissances d'accélération comme paramètres d'entrée de l'RNA , la sortie RNA est 1 pour un système stable et 0 pour un système instable[5,6].

1.11.4.2. TECHNIQUE DE LA LOGIQUE FLOUE

La logique floue est une technique utilisée en intelligence artificielle. Elle a été formalisée par Lotfi Zadeh en 1965[22,55]. Elle permet à une condition d'être en un autre état que vrai ou faux. En logique booléenne, le degré d'appartenance (μ) ne peut prendre que deux valeurs (0 ou1). En logique floue, le degré d'appartenance devient une fonction qui peut prendre une valeur réelle comprise entre 0 et 1 inclus. La logique floue comprend trois étapes : La fuzzification (la quantification floue), dont les ensembles flous des variables d'entrée et leurs fonctions d'appartenance sont à définir en premier lieu. La fuzzification permet de déterminer le degré d'appartenance de chaque état. La deuxième étape (inférence floue) est l'évaluation des règles floues définissant le degré d'appartenance des variables de sortie et finalement la défuzzification ou le système flou ne peut fournir que des valeurs floues. Les conclusions de la règle floue doivent être converties en quantité précise. C'est ce qu'on appelle défuzzification.

Au cours des deux dernières décennies, un certain nombre des différentes approches de la modélisation floue ont été proposées [55]. Fondamentalement, il y a trois classes distinctes de modèles flous : modèles flous d'ordre linguistique introduits par Zadeh [56], modèles flous linéaires introduits par Takagi et Sugeno [57] et modèles flous relationnels [58-59].

Nombreuse études basées sur la logique floue ont été développées en vue d'améliorer la stabilité transitoire et notamment pour le contrôle des dispositifs FACTS. Karpagam et Devaraj [56] ont proposé un contrôleur flou pour un compensateur SVC afin d'amortir les oscillations et améliorer la stabilité transitoire du réseau électrique, la vitesse du générateur ($\Delta\omega$) et la puissance électrique (ΔP), sont choisies comme signaux d'entrée pour le contrôleur de logique floue. Cinq fonctions d'appartenance sont définies pour l'entrée et la sortie. La sortie contrôlée B_{svc} est déterminée pour différentes conditions. Dans [60], les auteurs ont proposé un contrôleur floue pour le TCBR, dont la vitesse rotorique et la conductance du TCBR ont été sélectionnées comme entrée et sortie du contrôleur.

1.11.4.3. APPLICATION DES ALGORITHMES GENETIQUES

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation. Nombreux chercheurs ont montré l'efficacité des algorithmes génétiques pour la stabilité transitoire. Sidhartha et ses collègues

[61], ont proposé un contrôleur du TCSC basé sur la technique de la génétique pour l'amélioration de la stabilité transitoire. Plusieurs méthodes de dimensionnement des régulateurs PSS (power system stabilizer) utilisant les AG sont présentés dans [62-65]. Ces travaux exploitent l'utilisation des algorithmes génétiques pour la stabilisation simultanée des réseaux multimachines pour un grand nombre de scénarios par des PSS à paramètres fixes.

1.11.5. METHODES PROBABILISTIQUES

Les méthodes probabilistiques sont basées sur la collecte des données balisant les différentes situations possibles du système en tenant compte de l'état d'équilibre. Chaque situation doit être décrite par un ensemble de paramètres indiquant l'état de stabilité du système. Avec ces méthodes d'analyse de la stabilité, cette dernière est considérée comme un problème probabilistique plutôt que d'un problème déterministe parce que les facteurs de perturbation (type et endroit de défaut) et l'état du système sont de nature probabilistiques. Par conséquent, cette méthode tente de déterminer les distributions de probabilité pour la stabilité du système électrique. Il évalue la probabilité que le système reste stable si les perturbations spécifiques se produisent. Un grand nombre de défauts sont considérés à différents endroits et avec différents régimes de compensation. Afin d'avoir des résultats statistiquement significatifs, une grande quantité de temps de calcul est nécessaire [66]. Par conséquent, cette méthode est plus appropriée pour la planification.

1.11.6. METHODES BASEES SUR LA RECONNAISSANCE DE FORME

L'objectif de ces méthodes consiste à établir une relation fonctionnelle entre les objets sélectionnés et de l'état du système par rapport à la limite de la région de la stabilité [66-68].

L'utilisation de cette méthode est basée sur deux étapes à savoir:

- Fonctionnalité d'extraction
- La classification.

La première étape comprend la production off-line d'un ensemble de formation des états de fonctionnement stables et instables et un processus de transformation qui réduit la haute dimensionnalité de la description initiale du système. La deuxième étape est la détermination de la fonction de classificateur (règle de décision) en utilisant un ensemble de modèles de formation étiquetés. Cette fonction est utilisée pour classer l'état de fonctionnement réel d'une intervention donnée. En règle générale, la partie classificatrice de cette approche est implémentée en utilisant des réseaux neuronaux artificiels.

1.11.7. METHODES HYBRIDES

Les limitations rencontrées par les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique sont nombreuses, la validation de ces méthodes a besoin toujours d'amélioration. Pour cela des travaux de recherches ont abouti à développer les méthodes hybrides en combinant les différentes approches et en utilisant les avantages de chacune [27-29]. Les méthodes hybrides consistent à combiner les caractéristiques désirables de plusieurs méthodes. Dans [28] les auteurs ont utilisé la méthode d'intégration et la méthode directe pour l'analyse de stabilité transitoire. La méthode se révèle être un outil potentiel pour le calcul en ligne des limites de la stabilité transitoire.

Zhang et ses collègues [69**]** ont proposé une méthode utilisant une approche fondée sur une méthode hybride, appelée SIME (Single Machine Equivalent) [70**]**, dont le système multimachines est transformé en système monomachine équivalent. La méthode SIME s'appuie sur la combinaison de la méthode temporelle et la méthode directe. Des résultats très satisfaisants ont été prouvés par cette technique.

Dans [71], les auteurs ont présenté une nouvelle approche hybride pour l'analyse de la stabilité transitoire, connue par la méthode hybride étendue. Cette méthode combine les critères de stabilité définie par la méthode PEBS et une nouvelle méthode connue par la méthode SPM (structure preserving model SPM). L'avantage de cette méthode c'est qu'elle permet de mesurer le degré de la stabilité et elle est plus fiable que les méthodes directes, bien que le temps de calcul est plus grand.

1.11.8. METHODES DE LINEARISATION

Les systèmes d'énergie électrique sont non linéaires. La méthode de linéarisation classique du système électroénergétique consiste à obtenir les modèles d'équation d'état linéaire à partir d'un modèle non linéaire du système électrique. Plusieurs techniques de linéarisation ont été développées [25-27] .Il s'agit :

- Méthodes algébriques ;
- Méthodes de linéarisation géométriques ;
- Méthodes de linéarisation directes ;
- Méthodes de linéarisation hybrides.

1.12. AMELIORATION DE LA STABILITE

L'amélioration de la stabilité transitoire a fait l'objet de plusieurs études et recherches, pour cela nombreuse techniques ont été proposées. Nous pouvons les classées en deux catégories : des techniques traditionnelles (classiques) et des techniques modernes.

1.12.1. AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES TECHNIQUES CLASSIQUES :

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant plusieurs techniques à savoir :

• Elimination rapide des défauts grâce à des protections et disjoncteurs très performants ;
• Dispositifs de régulation et de protection ;
• Maintien d'une réserve de puissance dans les centrales électriques ;
• Renforcer le système de protection contre les défauts proches des générateurs etc;
• Régulateurs de tension ;
• La planification et l'adaptation de la production –consommation;
• Régulateurs PSS (Power System Stabilizer);
• Diminuer les réactances de liaisons par la multiplication du nombre de lignes en parallèle;
• Maillage plus poussé du réseau;
• Adjonction de condensateurs en série (diminuant la réactance globale de l'ouvrage);
• Transformateurs à prises réglables en charge;
• Stratégie d'ilotage et de délestage;
• Les résistances de freinage qui consomment l'énergie électrique fournie par l'alternateur lors des courts-circuits qui ne peut être évacuée par la ligne en défaut. Les résistances de freinage BR peuvent être commandées à l'aide d'un circuit mécanique, où par les structures à base d'électronique de puissance (FACTS);
• Les structures sous-réseaux;
• Les bobines supraconductrices;
• L'interconnexion des réseaux afin d'assurer l'échange d'énergie;
• Les transformateurs déphaseurs;
• Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs;
• Eviter le fonctionnement du système à basse fréquence et / ou de tension;
• Eviter l'affaiblissement du réseau par la panne simultanée d'un grand nombre de lignes et de transformateurs.

1.12.2. AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES TECHNIQUES MODERNES:

Les méthodes d'amélioration classiques exposées précédemment s'avèrent inadéquates pour traiter les situations réelles (réseaux multi machines complexes, grands incidents, etc) avec la précision souhaitée. Pour cela des techniques d'amélioration de la stabilité transitoires dites modernes ont été développées, telles que :

• La technique de transport d'énergie à courant continu en haute tension HVDC [3,7-12].

• Les dispositifs FACTS [7,8].

• Techniques modernes des contrôleurs FACTS et HVDC (contrôleurs neuro-flou, contrôleurs adaptatifs, contrôleurs, etc.)[72-75].

1.13. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté un bref aperçu sur la stabilité des réseaux électriques qui représente l'un des problèmes majeurs lors de la conception et l'exploitation des systèmes d'énergie électriques. Une synthèse de différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire ainsi que les techniques et les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire ont été montrés. Bien que les méthodes classiques d'amélioration de la stabilité transitoire donnent de bons résultats, néanmoins les grands incidents survenus sur les réseaux du monde ont montré les limites et les inconvénients des systèmes existants. Pour cela les recherches sont orientés vers l'emploi des systèmes actives capables de réagir instantanément afin de confronter les perturbations sans déstabiliser le réseau, cette réaction rapide est rendue possible grâce à l'évolution de l'électronique de puissance. Des technologies telles que la technique HVDC et les systèmes FACTS constituent d'excellents moyens pour la maîtrise et l'amélioration de la stabilité transitoire. La technique HVDC fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 02

Systèmes de Transport d'Energie à Courant Continu en Haute Tension HVDC

2.1. INTRODUCTION

Les réseaux électriques modernes sont très complexes et interconnectés, d'où le grand besoin d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique tout en préservant la fiabilité et la stabilité du système. L'utilisation de la transmission de l'énergie électrique via les systèmes de transmission HVDC (High Voltage Direct Current) a été principalement choisie pour résoudre divers problèmes des réseaux électriques, dont il peut réagir de manière appropriée à tout mode de fonctionnement [8-11]. Cette réaction rapide est possible grâce à des systèmes de transmission HVDC qui dépend des technologies de l'électronique de puissance. L'interconnexion par liaison en courant continu à haute tension HVDC constitue dans de nombreux cas la meilleure solution économique et technique ainsi qu'un excellent choix pour l'environnement. Le transport en courant continu consiste à prélever l'énergie électrique en un point du réseau alternatif, à la transformer en continu puis à l'acheminer sur une ligne continue bipolaire avant de repasser en alternatif pour la réinjecter dans le réseau [8-11]. Le système HVDC est principalement utilisé pour le transport d'énergie et pour l'interconnexion des réseaux électriques indépendants.

Malgré le coût élevé des convertisseurs, la technique HVDC présente un certain nombre d'avantages techniques et économiques tels que l'interconnexion des réseaux asynchrones, l'amélioration de la stabilité, le contrôle rapide des puissances, le transport d'énergie sur des longues liaisons avec meilleur coût et qualité, nombre de conducteur réduit, meilleure capacité de transit et couloir de servitude réduit, etc. Il devient actuellement critique de faire un choix entre les utilisations d'une transmission de puissance en courant alternatif HVAC ou

en continu HVDC, la décision finale est prise sur des considérations techniques et économiques.

2.2. DEVELOPPEMENT DE LA TECHNOLOGIE HVDC

A la fin du 19 ème siècle, les premiers générateurs et le transport de l'énergie électrique s'effectuèrent en courant continu. Les découvertes fondamentales de Galvani, Volta, Oersted, Ohm, et Ampère ont été dans le domaine du courant continu. Le premier réseau électrique était mis en service en 1882 grâce à la découverte de Thomas Edison [75], à ce moment, le système électrique devient complet qui va de la production jusqu'à la consommation. Malgré leurs premières utilisations massives, les systèmes DC ont été très vite dépassés par les systèmes alternatifs. Leurs limitations étaient devenues de plus en plus apparentes. Les générateurs alternatifs, de part leurs souplesses d'adaptation aux niveaux de tension, remplacèrent rapidement les générateurs à courant continu dans le domaine de la production et du transport de l'énergie électrique.

En 1889, la première ligne de transmission AC (monophasée) fonctionna en Oregon entre Willamette Falls et Portland. Ceci est rendu plus pratique grâce à l'invention du transformateur.

En 1906, la première liaison de transport en courant continu était mise en service reliant Moutiers-Lyon sur une distance de 200 Km et d'une puissance de 20 MW [76].

Le développement de la transmission HVDC remonte aux années 1930 lorsque les redresseurs à vapeur de mercure ont été inventés.

En 1939, une liaison continue de 1 MW est réalisée en Suisse par Brown Bovery utilisant des valves à vapeur de mercure. Vers 1940, AEG et Siemens réalisent une liaison de 30MW avec la même technologie. En 1941, le premier contrat pour un système de transmission HVDC a été placé; 60 MW ont été destinés à être livrés à la ville de Berlin par le biais d'un câble souterrain de 115 km de longueur. En 1945, ce système était prêt pour l'opération. Toutefois, en raison de la fin de la seconde Guerre, le système a été aplati et n'a jamais été opérationnel.

Au début des années 1950, l'évolution de l'électronique de puissance permet d'envisager à nouveau la solution du courant continu pour le transport de l'énergie électrique. Le courant alternatif des réseaux de production est transformé par les stations de conversion en courant continu pour le transport en utilisant des ponts de conversion avec valves à vapeurs de mercure ; ce développement a ouvert la voie à une première application commercialisée de la

technologie HVDC en 1954. Il s'agissait d'une interconnexion reliant l'île de Gotland à la Suède sur une distance de 96 KM et d'une puissance de 20 MW [76]. À partir de ce moment, de nombreuses liaisons continues sont réalisées, en particulier la première liaison entre France et Grande-Bretagne de 160 MW en 1961. Le succès de la nouvelle technologie a immédiatement déclenché des recherches et développement valves à vapeur de mercure. Depuis 1965, le développement des thyristors par General Electric améliora la transmission HVDC et augmenta la compétitivité des systèmes HVDC, et plusieurs compagnies adoptèrent cette technologie. De grands projets ont été réalisés dans le monde entier, tels que [8-11,76]:

• En 1954, le premier projet HVDC dans le monde entra en service à Gotland (suède), Il servit au transfert de 20 mégawatts sur un câble sous-marin de 96 km de long reliant Vaestervik et Yigne à Gotland avec une tension de ±100 kV ;

• En 1965, projet Cahora Bassa (1920 MW) reliant Mozambique à l'Afrique du Sud sur une distance de 1360 km ;

• En 1967, projet de Sardinia (Italie) (200 MW , 413 km, 200 kV) ;

• En 1982, projet de 560 MW (±500 kV) reliant Inga à Shaba (République démocratique Congo) sur une distance 1700 km ;

• En 1984, projet 2000 MW (500 kV):Pacific Intertie-Upgrade (USA) ;

• En 1986, le grand projet sous marin IFA2000 (20 00 MW, ±270 kV) entre la France et l'Angleterre reliant les Mandarins et Sellindge sur une distance de 73km ;

• En 1987 projet de Itaipu 2 (Brésil) : 3150 MW (± 600 kV) ;

• En 1989 projet de 600 MW (500 kV) :Geshouba-Shanghai(China) sur une distance de 1000 km ;

• En 1991 projet de 750 MW (300 kV) reliant Rihand –Delhi (Inde) sur une distance de 910 km ;

• En 1992 (2001) projet : de 1854 MW (±463 kV) de Nelson River I (USA) ;

• En 1993 projet de 300 MW (300 kV) reliant Thailand –Malysia sur une distance de 110 km

• En 1994, projet de 600MW (± 450 kV) : cable de Baltic ;

• En 2001, projet de 500 MW (400 kV) reliant Italy- Grèce sur une distance de 160 km ;

• En 2000, projet de 1400MW (±250 kV) :Kii Channel (Japan) ;

• En 2002 projet de Garabi 2(Brésil) 2000 MW (± 70 kV) ;

• En 2004 projet de 3000 MW (±500 kV) : Three Gorges-Guangdong (China) sur une distance de 940 km ;

• En 2004, projet de 3100 MW (±500 kV) : Pacific Intertie-Sylmar (USA) ;

• En 2005, projet de 500 MW (400 kV) : Iceland –UK 2005 ;

• En 2009 projet de 2500 MW (500 kV) reliant : Ballia-Bhiwadi (Inde) sur une distance de 780 km ;

• En 2010 projet de 6400 MW (800 kV) reliant : Xianjiaba - Shanghai (Chine) sur une distance de 2071 km.

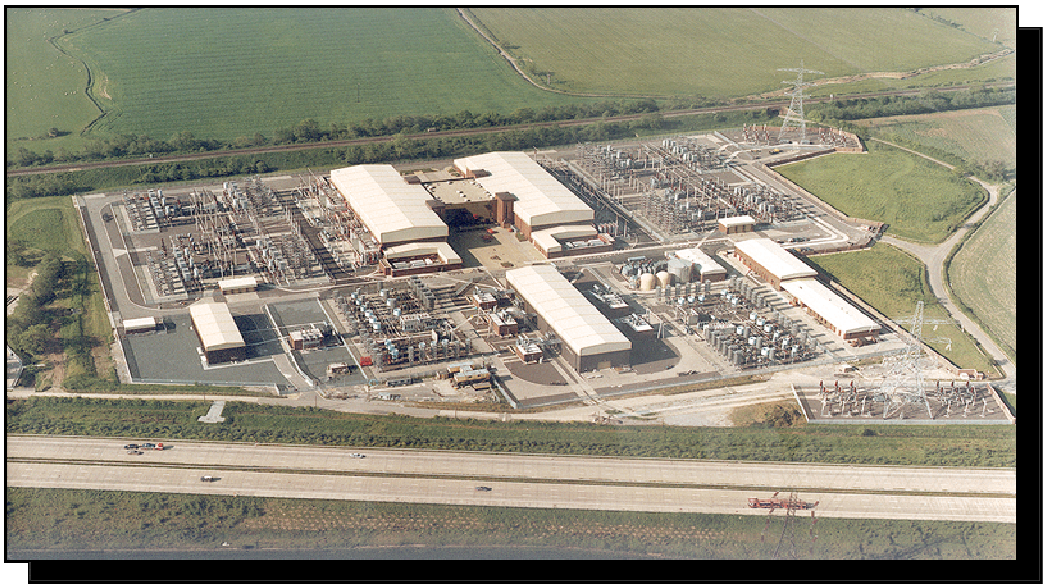


Figure 2.1 : Poste de Sellinge de la liaison IFA 2000 MW

Figure. 2. 2 : Poste Les Mandarins de la liaison IFA 2000 MW

2.3. AVANTAGES DU TRANSPORT D'ENERGIE EN TECHNIQUE HVDC

Lors de l'interconnexion de différentes sources, certains problèmes techniques apparaissent, tels que : le problème de synchronisme, de déphasage et de stabilité. Une transmission HVDC permet d'éviter certaines limitations et inconvénients des transmissions en courant alternatif. En effet, les principaux avantages des systèmes HVDC peuvent être répertoriés de la manière suivante :

• Interconnexion des réseaux asynchrones ;

•La transmission HVDC est plus efficace économiquement et techniquement pour le transport électrique sur de longues liaisons. Le coût d'une transmission HVDC est plus faible que celui d'une transmission AC pour des distances supérieures à 600 km pour les lignes aériennes et 50 km pour les liaisons par câble (voir figure (2.3) [8-11,76] ;

•Commande très rapide du flux de puissance, qui implique des améliorations de stabilité, non seulement pour les liaisons de HVDC mais également pour le système HVAC [8, 11,77] ;

•Pas de limite technique à la longueur de la ligne ou de câble relativement à une ligne à courant alternatif ;

• Retour à la terre peut être utilisé ;

• Pas d'effet de peau ;

• Limitation de la propagation des perturbations entre les réseaux;

• Aucune exigence de fonctionnement en synchronisme des systèmes HVDC ;

• Réduction du couloir de servitude et donc minimisation des droits de passage ;

• Préserve la gestion indépendante de la fréquence et du contrôle du générateur ;

• La direction du flux de puissance peut être changée très rapidement (Bidirectionnalité) ;

• L'échange de puissance en courant alternatif est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions, par contre ces derniers n'interviennent pas dans le transport HVDC, seule la résistance et les tensions des deux extrémités déterminent la puissance transitée [77].

• Nombre de conducteur réduit;

• La faisabilité de modulation rapide de la puissance peut être exploitée pour amortir les oscillations de réseau alternatif [76-79];

• Le transport d'énergie en continu HVDC peut porter plus de puissance pour une taille indiquée de conducteur, sa capacité est en effet 2 à 5 fois celle d'une ligne CA de même niveau de tension [80];

• Limitation des courants de défauts par blocage des valves;

• Suppression du problème de puissance réactive;

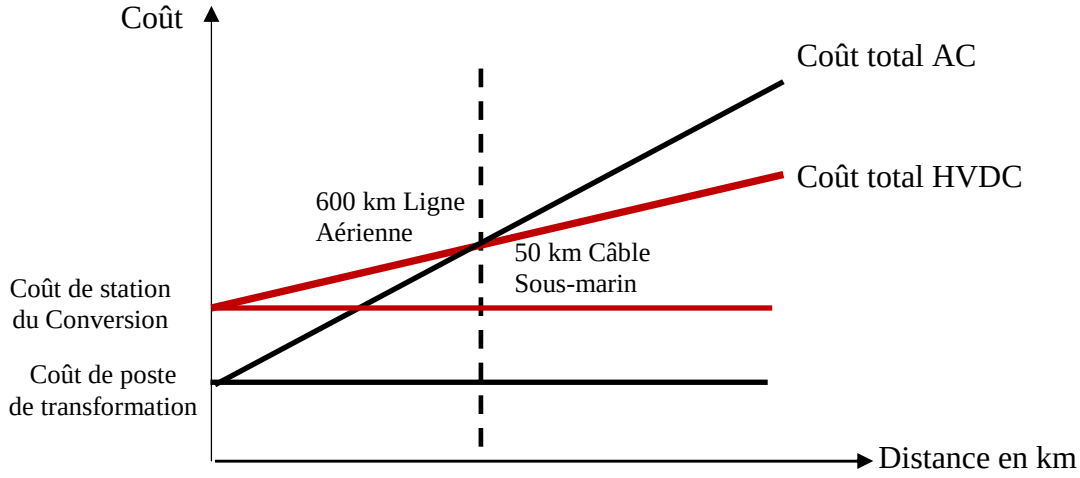


Figure 2. 3 : Comparaison économique entre le transport en HVCA et HVDC[8,11,79].

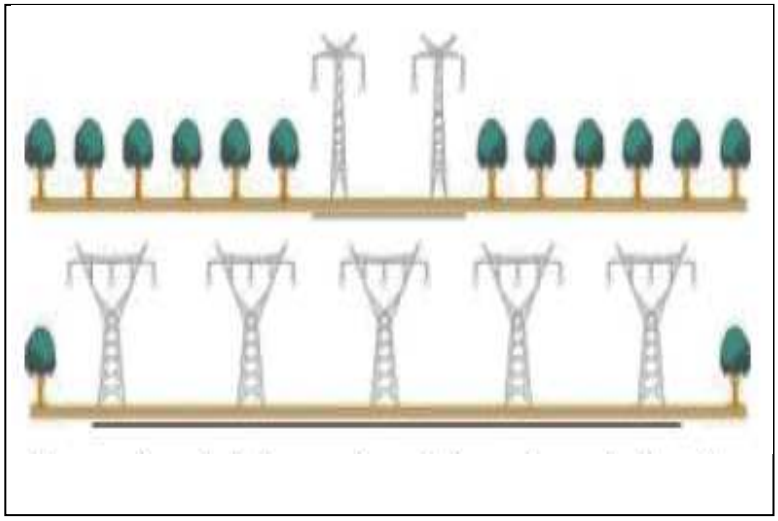


Figure 2. 4: Comparaison de la largeur du couloir requis par les deux lignes HVDC 500 kV Three Gorges - Shanghai et par les lignes HVAC ayant la même capacité de transport [80]

• Faisabilité d'échange de puissance entre deux réseaux fonctionnant avec tension et fréquence différentes par des convertisseurs dos à dos;

• Les perturbations électromagnétiques sont réduites du fait du champ électromagnétique quasi constant [77,81];

• Les pertes sont plus faibles en HVDC qu'en HVAC [75-76,82] ;

• La compensation d'énergie est réduite;

• Un lien de HVDC n'augmente pas la puissance de court-circuit dans le point de raccordement; ceci signifie qu'il n'est pas nécessaire de changer les disjoncteurs dans le réseau existant [8,11] ;

• La technologie de VSC laisse commander la puissance active et réactive indépendamment sans compensateur supplémentaire;

• Les pertes par effet couronne sont réduites ;

• Les transmissions HVDC ont un taux élevé de disponibilité et de fiabilité, montrés par plus de 50 années d'opération.

2.4. INCONVENIENTS DU TRANSPORT D'ENERGIE EN TECHNIQUE HVDC

Malgré les nombreux avantages de la transmission HVDC, des inconvénients majeures doivent être signalés, tels que [8-11,79]:

• Le coût élevé des stations de conversion ;

• La génération des harmoniques ;

• Difficultés de changement des niveaux de tension ;

• Difficultés de contrôle ;

• Convertisseurs exigent beaucoup de puissance réactive ;

• Fonctionnement très difficiles des réseaux multi terminales ;

• Difficulté de coupure de courant continu ;

• Difficultés d'injection (piqûres) ;

• Bruit généré par les stations de conversion [81].

2.5. DOMAINES D'UTILISATION DES SYSTEMES HVDC

A travers les avantages et les inconvénients décrits dans les sections précédentes, nous pouvons conclure les domaines d'utilisation des transmissions HVDC comme suit [8-11,76-77]:

• Interconnexions asynchrones;

• Longues liaisons souterraines et sous-marines ;

• Lignes aériennes de grandes longueurs ;

• Interconnexions transfrontalières ;

• Contrôle de transit et maitrise de la stabilité.

2.6. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME TRANSPORT HVDC

Un système de transport à HVDC, est constitué de deux convertisseurs, le premier convertisseur est un redresseur en pont triphasé convertissant la puissance alternative du réseau alternatif 1 en puissance continue. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le convertisseur 2 (onduleur) [77]. Le schéma de principe de la transmission HVDC est montré par la figure (2.5) avec :

- E_{d1} et E_{d2} tensions de ligne ;

-α, β : angles d'amorçage des convertisseurs 1 et 2 respectivement.

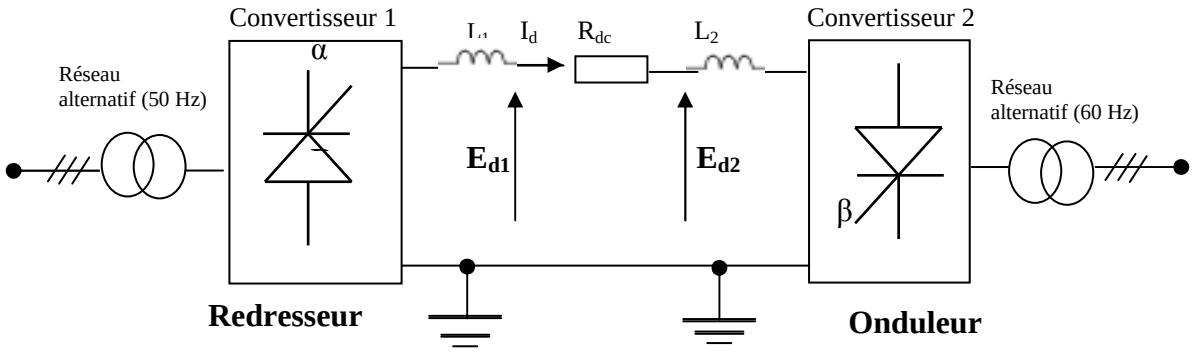


Figure 2. 5 : Schéma de principe du système HVDC

2.6.1. COMPOSITION DU SYSTEME HVDC:

Un système HVDC est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en courant continu en haute tension. Les éléments essentiels constituant un système HVDC sont :

• Les stations de conversion (redresseur et onduleur);

• Ligne HVDC ;

• Les inductances de lissage L_1 et L_2 ;

• les filtres des harmoniques de cotés alternatifs et continus F_{AC} et F_{DC};

• Les transformateurs;

• Les sources de puissance réactives ;

• Les électrodes de la mise à la terre;

• Une liaison par fibres optiques ou micro-ondes entre les postes de conversions [9,77];

• Systèmes de contrôle et de protection;

• Services auxiliaires.

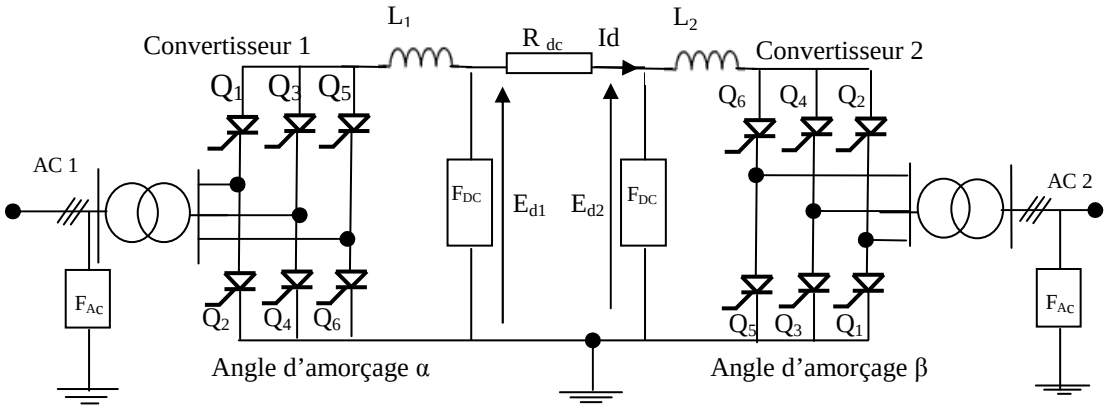


Figure 2. 6 : Diagramme schématique d'un système HVDC reliant deux réseaux AC

•Les stations de conversion (redresseur et onduleur) : Ensemble de valves placées à chaque extrémité afin de convertir l'énergie alternative en continu ou l'inverse. Chaque valve est composée d'un ensemble de thyristors raccordés en série.

Le coût des stations de conversion est en effet, beaucoup plus élevé que celui des postes de transformation. Il est toutefois difficile de caractériser le coût des installations de conversion. En plus des influences purement commerciales, les principaux paramètres techniques affectant le coût des stations de conversion sont :

• Niveau de puissance ;

• Tension de la ligne à courant continu ;

• Tension du réseau alternatif d'alimentation ;

• Capacité de surcharge transitoire spécifiée ;

• Puissance de court-circuit du réseau alternatif au droit de la station de conversion.

•Ligne HVDC : Les lignes aériennes en courant continu ont les mêmes éléments constitutifs de base que celles en courant alternatif (les pylônes, les chaînes d'isolateurs, les conducteurs de ligne et les accessoires mécaniques) à l'exception du couloir de servitude requis par la ligne DC et de nombre de conducteur réduit et qui dépend essentiellement du type de ligne mono-polaire ou bipolaire.

•Inductances et filtres du côté DC : Les convertisseurs HVDC créent des harmoniques dans tous les modes de fonctionnement. Ces harmoniques peuvent créer des perturbations dans les systèmes de télécommunication. Les filtres sont composés de deux inductances de lissage L et de filtres shunt. Les inductances de lissage L servent aussi à empêcher la montée rapide du

courant en cas de court-circuit sur la ligne. Cela permet aux convertisseurs de prendre le contrôle du courant avant que celui-ci ne devienne trop grand.

Les filtres nécessaires pour prendre soin des harmoniques générées sur la fin DC, sont généralement beaucoup plus petits et moins coûteux que les filtres AC

•**Transformateurs des convertisseurs :** Les transformateurs de conversion permettent d'adapter le niveau de tension AC au niveau de tension DC de ligne.

•**Filtres harmoniques du côté alternatif :** Les filtres AC sont installés afin de limiter la quantité d'harmonique requis par le réseau et qui sont produit par les convertisseurs, des harmoniques de courant impairs d'ordre 5, 7, d'onde rectangulaire du courant sont éliminées.

•**Liaison de communication :** Une liaison généralement par microondes ou fibre optique est utilisée afin d'assurer la commande et la télécommunication des convertisseurs.

•**Électrode de mise à la terre :** L'électrode de mise à la terre exige un conducteur de grande surface de contact afin de minimiser les densités de courant et le gradient de la surface de tension, il permet l'écoulement d'un courant continu à travers la terre. Pour cette raison, l'électrode est toujours placée à quelques kilomètres du poste de conversion. Il est très important de prévoir de bonnes mises à la terre.

•**Source de puissance réactive :** Elle assure la puissance réactive consommée par les convertisseurs, elle peut être fournie par des batteries de condensateur ou par les réseaux alternatifs auxquels les convertisseurs sont raccordés.

2.7. TYPES DES LIAISONS HVDC

Plusieurs types de liaison HVDC sont développés dans les différentes applications de la transmission HVDC [8,9,79] :

•Liaison monopôlaire ;

•Liaison bipolaire ;

•Liaison homopolaire ;

•Liaison dos à dos "back-to-back" ;

•Liaisons multi terminaux ;

2.7.1. LIAISON MONOPOLAIRE

Dans une liaison monopôlaire, les deux stations sont connectées par un seul conducteur, le retour est assuré par la terre ou la mer ce qui réduit le coût total de la transmission HVDC. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre

de transmission par câble. L'utilisation de deux électrodes est meilleure pour le bon fonctionnement de cette configuration. Un défaut pourra arrêter le système complètement [8].

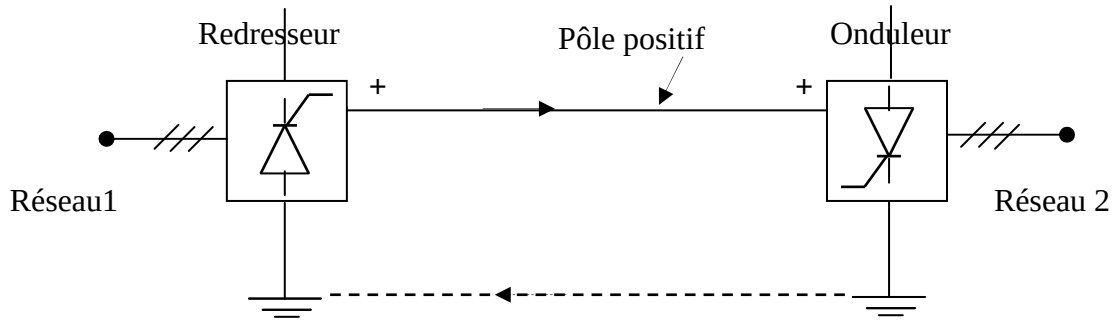


Figure 2. 7 : Schéma d'une liaison monopôlaire.

2.7.2. LIAISON BIPOLAIRE

Une liaison bipolaire est constituée de deux systèmes monopôlaired combinés, l'un positif et l'autre négatif. Chaque terminal possède deux ensembles de convertisseurs en série sur le côté DC de puissance égale. Cette connexion permet d'appliquer une tension continue sur les deux postes de conversion à chaque instant, ce qui favorise d'élever la tension et par conséquent la diminution des pertes par effet de Joule dans les lignes. La liaison bipolaire est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Le fonctionnement monopôlaire peut être utilisé dans les premières étapes du développement d'une liaison bipolaire. Par ailleurs, en cas de panne sur un pôle, une transmission en mode unipolaire peut être exploitée comme solution avec la moitié de sa puissance nominale [8,77-79].

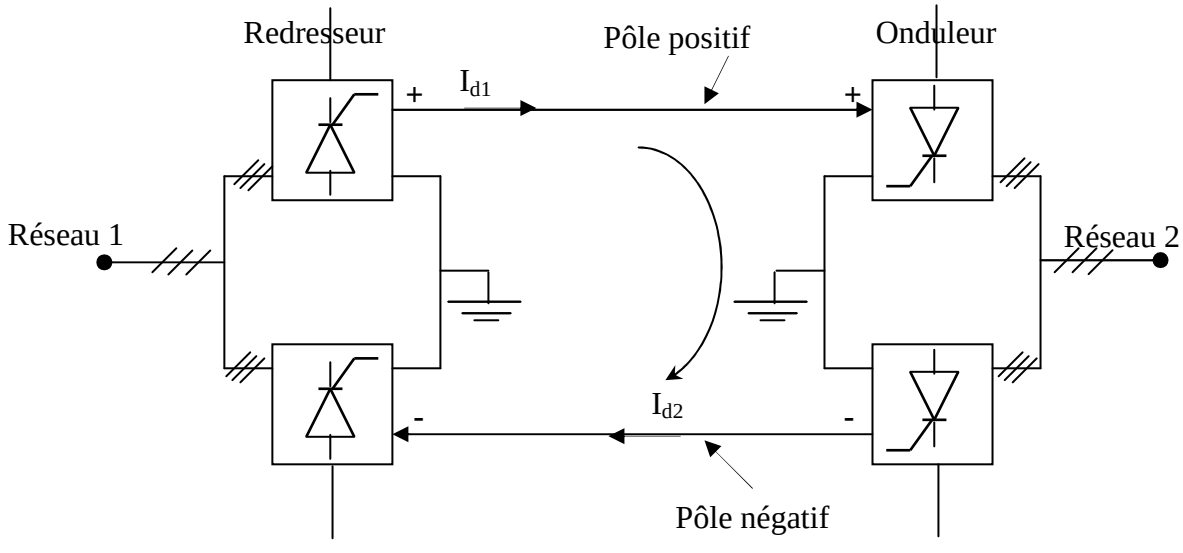


Figure 2.8 : Schéma d'une liaison bipolaire.

2.7.3. LIAISON HOMOPOLAIRE

Dans ce type de liaison, deux conducteurs ayant la même polarité (généralement négative) peuvent être utilisé avec le retour à la terre ou la mer .Chaque conducteur est parcouru par un courant venant du poste de conversion correspondant. Un lien homopolaire a l'avantage de réduire le coût d'isolation. En cas de défaut, un pole fonctionnera en mode monopôlaire avec la moitié de la puissance nominale [8].

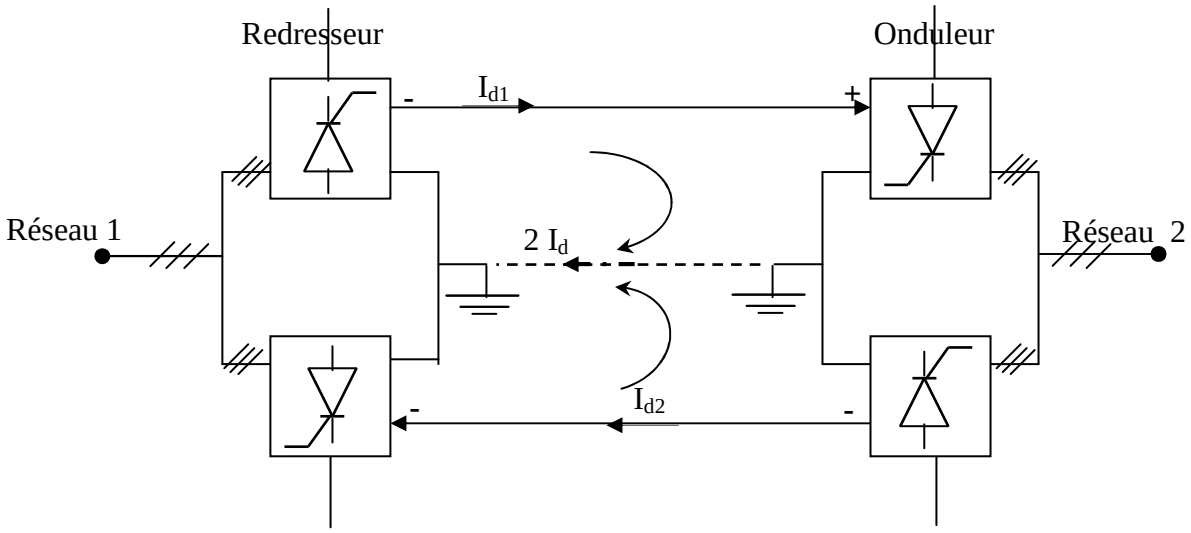


Figure 2. 8 : Schéma d'une liaison homopolaire.

2.7.4. LIAISON DOS A DOS

Le type de liaison dos à dos (back-to-back) est adopté généralement pour les interconnexions asynchrones. Dans cette configuration, les stations HVDC sont situées sur le même site, sans aucune ligne de transmission reliant les deux systèmes à courant alternatif (juste quelques centaines de mètre). Une liaison HVDC dos à dos peut être conçue pour un fonctionnement monopôlaire ou bipolaire [3,8-11].

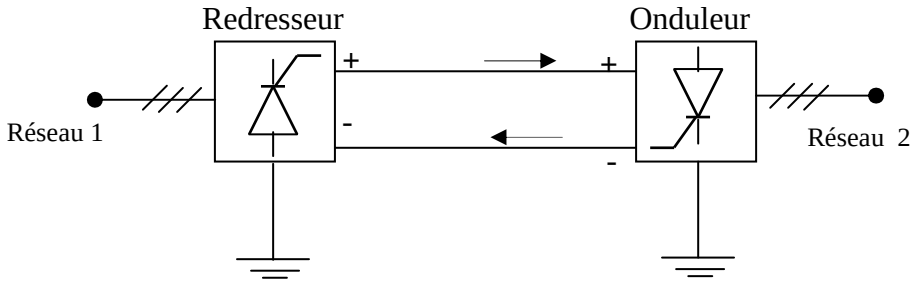


Figure 2. 9 : Schéma d'une transmission dos à dos

2.7.5. LIAISON A DEUX TERMINAUX

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopôlaires. Pour une transmission par ligne aérienne, le mode bipolaire est privilégié, alors pour des transmissions par câble, une configuration monopôlaire est adoptée [3,79].

2.7.6. LIAISON MULTI TERMINALE

L'application réussite des systèmes HVDC dans le monde a ouvert une nouvelle voie pour la transmission de l'énergie électrique. Les travaux de recherche ont achevé à envisager l'utilisation des systèmes HVDC avec plus de deux terminaux. Un système HVDC multi terminal est formé lorsque le système continu et relié à plus de deux nœuds sur le réseau à courant alternatif. Il est de plus en plus rendu compte que l'utilisation des systèmes HVDC multi terminaux peut être plus intéressante dans de nombreux cas pour exploiter pleinement les avantages économiques et techniques du système HVDC. Les systèmes multi terminaux peuvent être parallèles, séries ou hybride [3,82,83].

2.8. MODELISATION ET FONCTIONNEMENT DES LIAISONS HVDC

2.8.1. CONVERSION DE L'ENERGIE

Un système HVDC nécessite deux convertisseurs pour sa capacité de conversion d'énergie électrique à courant alternatif-continu et vice versa. Il existe essentiellement deux types de configuration des convertisseurs triphasés possible pour ce processus de conversion : Convertisseur de source de courant (SCC), et Convertisseur de source de tension (VSC) [8]. A une extrémité de la liaison HVDC, un redresseur convertit le courant alternatif en continu et un onduleur convertit le courant continu en courant alternatif à l'autre extrémité. Le convertisseur utilisé dans la transmission HVDC est représenté sur la figure (2.11). Ce circuit est également connu par pont de Graëtz. Bien qu'il y ait plusieurs configurations possibles, le pont de Graëtz a été universellement utilisé pour le convertisseur HVDC car il fournit une meilleure utilisation du transformateur du convertisseur et une tension plus basse dans les interrupteurs quand il n'est pas conducteur. Celle-ci est connue par la tension de crête inverse et est un facteur important qui détermine la côte des interrupteurs.

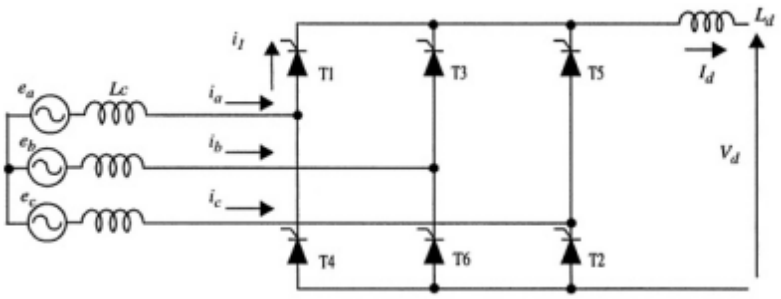


Figure 2.11 : Pont de Graëtz

Généralement la transmission HVDC envisage l'utilisation de deux ponts en série alimentés par deux transformateurs l'un connecté YY et l'autre ΔY (figure (2.12). Les trois tensions de phase sur le pont sont déplacées de 30 ° par rapport à celles fournies à l'autre pont. Cette configuration permet d'éliminer les harmoniques d'ordre 5 et 7 sur le côté AC, ce qui réduit le coût du filtre d'harmoniques de manière significative [3, 8,11]. En outre, avec le pont de 12 impulsions, l'ondulation de tension continue est réduite, la sixième et la dix-huitième harmonique sont éliminées.

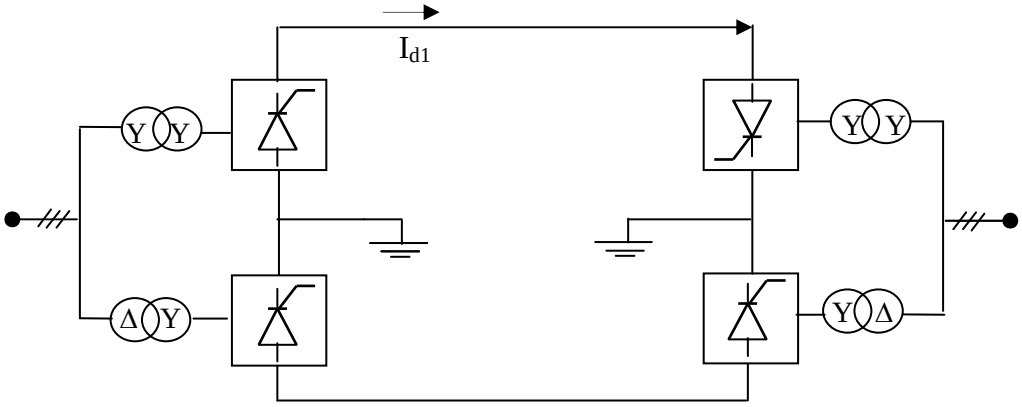


Figure 2. 12 : Schéma d'une liaison dodécaphasé.

Pour un pont à six thyristors alimenté par un transformateur couplé YY, l'analyse de Fourier du courant est donné par :

$$i_F = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d (\sin \omega t - \frac{1}{5}\sin 5\omega t - \frac{1}{7}\sin 7\omega t + \frac{1}{11}\sin 11\omega t + \frac{1}{13}\sin 13\omega t + ...) \qquad (2.1)$$

Pour un pont à six thyristors alimenté par un transformateur couplé ΔY, l'analyse de Fourier du courant est donné par :

$$i_F = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d (\sin \omega t + \frac{1}{5}\sin 5\omega t + \frac{1}{7}\sin 7\omega t + \frac{1}{11}\sin 11\omega t + \frac{1}{13}\sin 13\omega t + ...) \qquad (2.2)$$

Alors, le courant produit par un pont dodécaphasé dont les transformateurs couplés en YY et ΔY est donné par :

$$i_F = \frac{4\sqrt{3}}{\pi} I_d (\sin \omega t + \frac{1}{11} \sin 11\omega t + \frac{1}{13} \sin 13\omega t + ...) \quad (2.3)$$

2.8.2. HYPOTHESES

Afin de développer le modèle du système de transmission HVDC, les hypothèses suivantes sont apportées:

• Le courant continu est constant I_d (la réactance de lissage est très grande) ;

• Les thyristors sont idéaux ;

• Les réactances des transformateurs sont identiques pour les trois phases ;

• le système AC est de puissance infinie et représenté par une source de tension idéale telle que les tensions du réseau alternatif constituent un système triphasé parfait :

$$e_a = E_m \cos(\omega t) \quad (2.4)$$

$$e_b = E_m \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \quad (2.5)$$

$$e_b = E_m \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \quad (2.6)$$

2.8.3. FONCTIONNEMENT EN REDRESSEUR (PONT GRAËTZ)

Les convertisseurs triphasés contrôlés en pont de Graëtz possèdent six thyristors raccordés au secondaire d'un transformateur triphasé (Figure 2.11). La numérotation des thyristors et des courants correspond à l'ordre d'allumage des thyristors. En raison de l'inductance de fuite du transformateur de conversion, la commutation d'un interrupteur à l'autre n'est pas instantanée. Une période de chevauchement est nécessaire et en fonction de la valeur de l'inductance. Au cours de la commutation, trois thyristors conduisent, mais entre les commutations deux thyristors seulement conduisent. Dans le cas d'un simple pont de Graëtz, la figure (2.13) illustre la forme du courant, la tension redressée, les séquences de conduction lorsque l'angle de retard est nul :

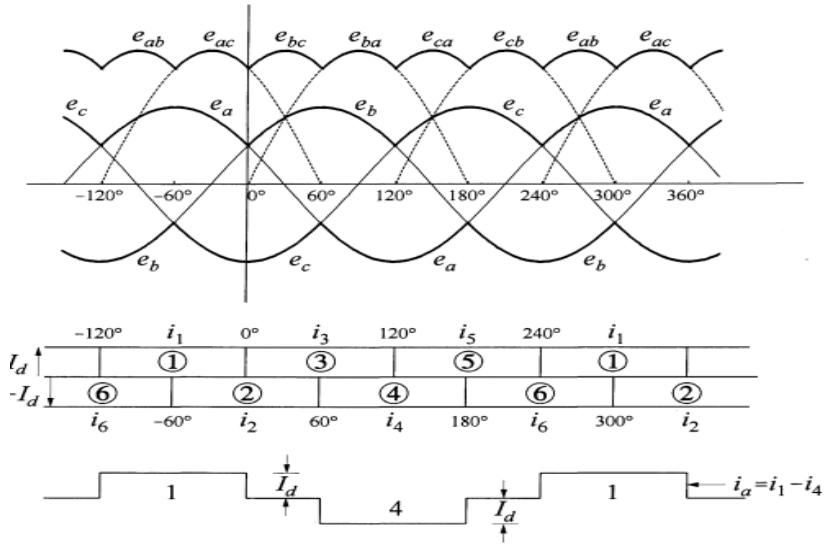


Figure 2. 13 : Forme de la tension redressée et courant lorsque α =0

• Fonctionnement redresseur avec angle de retard α :

La figure (2.14) illustre la forme d'onde de la tension redressée et du courant lorsque l'amorçage des thyristors est retardé par l'angle α :

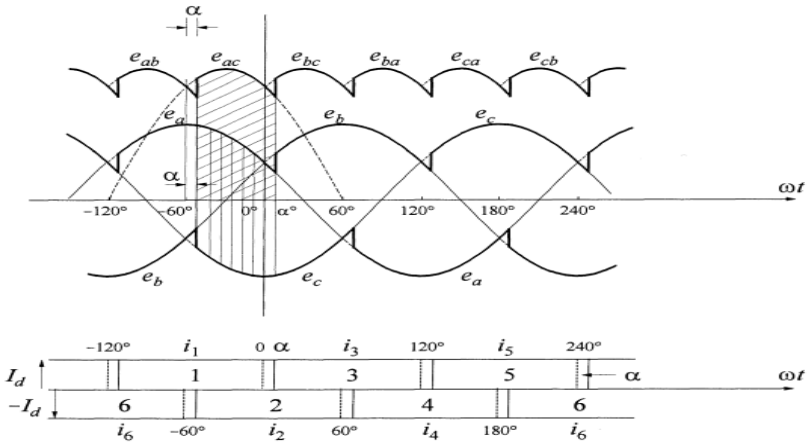


Figure 2.14 : Forme de la tension redressée et courant lors du fonctionnement retardé

Avec :

$$e_{ac} = e_a - e_c = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + \frac{\pi}{6}) \tag{2.7}$$

$$e_{ba} = e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) \tag{2.8}$$

$$e_{cb} = e_c - e_b = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + \frac{5\pi}{6}) \tag{2.9}$$

La valeur moyenne de la tension redressée est donnée par:

$$V_d = \frac{3}{\pi}\int_{-(\frac{\pi}{3}-\alpha)}^{\alpha} e_{ac}\, d\theta = \frac{3}{\pi}\int_{\alpha-\frac{\pi}{3}}^{\alpha} \sqrt{3}E_m \cos(\theta + \frac{\pi}{6}) d\theta \tag{2.10}$$

$$V_d = \frac{3}{\pi}\int_{-(\frac{\pi}{3}-\alpha)}^{\alpha} e_{ac}\,d\theta = \frac{3\sqrt{2}}{\pi}E_m \cos\alpha \tag{2.11}$$

$$V_d = 1.65.E_m \cos\alpha \tag{2.12}$$

$$V_d = 1.35.E_{LL} \cos\alpha = V_{d0} \cos\alpha \tag{2.13}$$

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi}E_m \tag{2.14}$$

Où :

α: angle d'amorçage ;

V_d : tension redressée ;

E_{LL} : tension efficace ligne à ligne ;

E_m : tension maximale de phase ;

V_{d0} : tension redressé lorsque α =0.

Les courants de ligne I_a, I_b, I_c sont donnés par la loi de Kirchhoff:

$$i_a = i_1 - i_4 \tag{2.15}$$

$$i_b = i_3 - i_6 \tag{2.16}$$

$$i_c = i_5 - i_2 \tag{2.17}$$

Ce sont des courants alternatifs, de forme rectangulaire, déphasés de 120° l'un par rapport à l'autre. La forme d'onde du courant est donnée par la figure (2.15) :

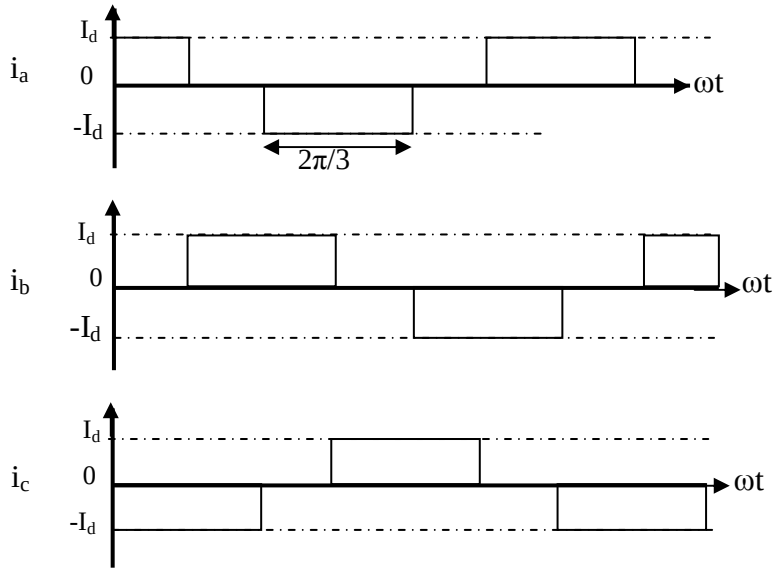


Figure 2.15 : Forme d'onde des courants i_a ,i_b ,i_c

Comme le courant n'est pas sinusoïdal, il est composé d'un courant fondamental I_F et d'harmoniques $I_{H.}$ Le calcul de la valeur efficace I_F de cette composante fondamentale

s'effectue de deux manières. La première méthode consiste à comparer les deux puissances alternative et continue, la deuxième exploite le développement de Fourier [8,11].

La puissance à courant continu fournie à la charge est donnée par:

$$P_d = V_d I_d \tag{2.18}$$

Puisque la puissance alternative est considérée transformée en continu (les pertes au niveau des interrupteurs sont négligées). Par conséquent, la puissance apparente doit correspondre à la puissance active à courant alternatif :

$$P_{ca} = \sqrt{3} E_m i_F \tag{2.19}$$

$$\sqrt{3} E_m I_F = V_d I_d \tag{2.20}$$

$$\sqrt{3} E_m I_F = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_m I_d \tag{2.21}$$

$$I_F = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d = 0.78 I_d \tag{2.22}$$

La deuxième méthode consiste à utiliser le développement de Fourier du courant de ligne :

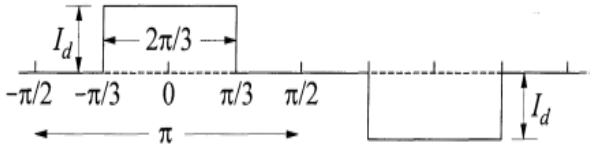


Figure 2.16 : forme du courant de ligne

La composante fondamentale de l'onde de courant est obtenue par l'analyse de Fourier et donnée par la relation suivante :

$$I_F = \frac{\sqrt{2}}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{3}} I_d \cos\theta . d\theta = \frac{\sqrt{2}}{\pi} I_d \sin\theta \Big|_{-\frac{\pi}{3}}^{\frac{\pi}{3}} \tag{2.23}$$

$$i_F = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \tag{2.24}$$

2.8.4. REACTANCE DE COMMUTATION:

Dans la pratique, l'onde de tension est celle de la figure (2.17), où une zone de tension est perdue à cause de la réactance de commutation suite au phénomène d'empiètement [8-10,77]. Nous avons supposé que le transfert de la conduction d'une valve à l'autre s'effectuait instantanément mais, en pratique, les deux thyristors se partagent le courant I_d pendant une courte période. On appelle période de commutation la période pendant laquelle le courant de charge passe graduellement d'un thyristor à l'autre. La durée de la période de commutation

dépend de la réactance de fuite du transformateur: plus elle est grande, plus la période de commutation est longue.

Ce phénomène prend naissance chaque fois qu'une valve reçoit un ordre d'amorçage, alors qu'une autre valve du même groupe est en conduction. Un court circuit s'établit alors à travers les inductances de phase des sources de tension et les deux valves. Le court circuit est naturellement éliminé au moment ou le courant de cette valve s'annule et entraine son blocage. Dès cet instant, la commutation est achevée, et le courant continu est entièrement transféré dans la valve amorcée, parcourue jusqu'alors par le courant du court circuit qu'elle avait provoqué [77].

Le transfert du courant I_d d'un thyristor au thyristor suivant s'effectue donc durant un court intervalle angulaire μ, appelé angle de commutation ou angle d'empiètement. À cause de la période de commutation, le courant dans un thyristor circule pendant (120 + δ) degrés au lieu de 120° seulement. Le phénomène de commutation retarde la montée du courant lorsqu'un thyristor est amorcé. Il retarde aussi la coupure du courant dans celui-ci. À cause de ces délais, l'angle de retard à l'amorçage effectif est supérieur à la valeur α. Cela a pour effet de réduire davantage le facteur de puissance du convertisseur dans tous ses modes de fonctionnement [7].

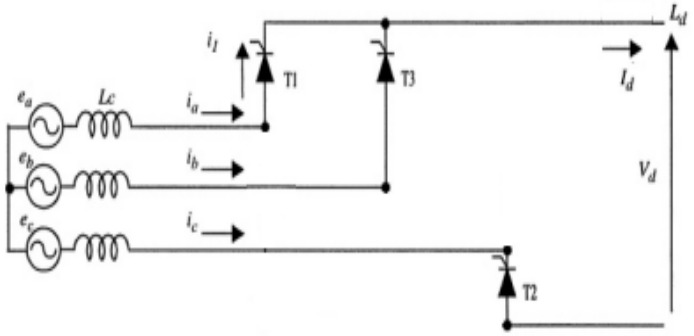


Figure 2.17: Circuit équivalent durant la commutation

La forme de tension en présence de l'empiétement est montrée par la figure (2.18) :

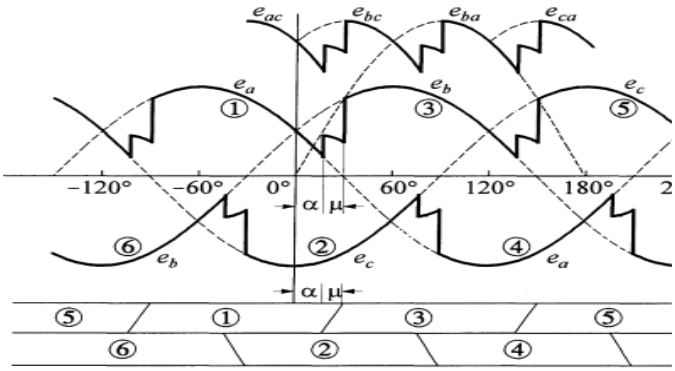


Figure 2.18: forme de tension redressée en présence de l'effet d'empiétement

La chute de tension due à l'empiètement est obtenue par le calcul de la surface A_μ :

$$A_\mu = \int_\alpha^\delta \left(e_b - \frac{e_a + e_b}{2} \right).d\theta = \int_\alpha^\delta \left(\frac{e_b + e_a}{2} \right).d\theta \tag{2.25}$$

$$= \frac{\sqrt{3}E_m}{2} \int_\alpha^\delta \sin\theta = \frac{\sqrt{3}E_m}{2} (\cos\alpha - \cos\delta) \tag{2.26}$$

$$\Delta V_d = \frac{A_\mu}{\frac{\pi}{3}} = \frac{V_d}{2} (\cos\alpha - \cos\delta) \tag{2.27}$$

.

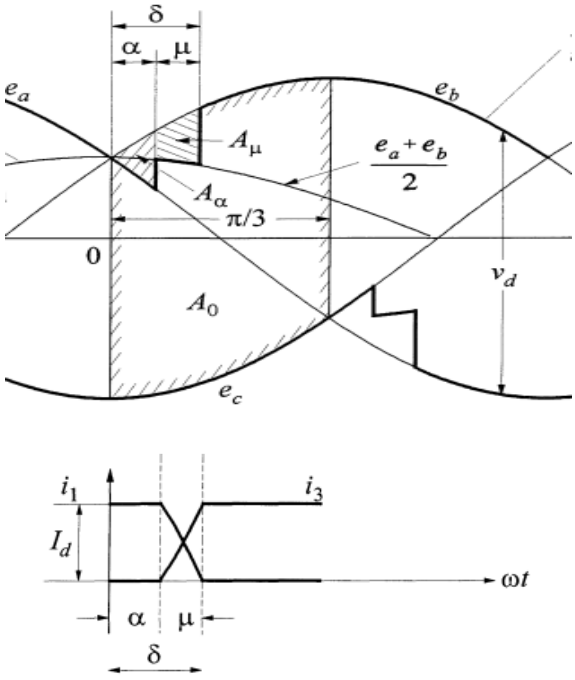


Figure 2.19: Forme de la tension redressée et du courant durant la commutation des thyristors

Durant la période de commutation, les valves 1,2, et 3 conduisent, nous pouvons écrire :

$$e_b - e_a = L_c \frac{di_3}{dt} - L_c \frac{di_1}{dt} \tag{2.28}$$

Avec :

$$e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \sin\omega t \tag{2.29}$$

$$e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \sin\omega t = L_c \frac{di_3}{dt} - L_c \frac{di_1}{dt} \tag{2.30}$$

Où :

$$i_1 = I_d - i_3 \tag{2.31}$$

$$\frac{di_3}{dt} = -L_c \frac{di_1}{dt} \tag{2.32}$$

Remplaçant l'équation (2.32) dans (2.30) :

$$e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \sin \omega t = 2L_c \frac{di_3}{dt} \tag{2.33}$$

$$\frac{di_3}{dt} = \frac{\sqrt{3}E_m}{2L_c} \sin \omega t \tag{2.34}$$

$$i_3 = \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c} (\cos \alpha - \cos \omega t) \tag{2.35}$$

$$i_3 = I_{s2} (\cos \alpha - \cos \omega t) \tag{2.36}$$

Avec :

$$i_{S2} = \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c} \tag{2.37}$$

Depuis la fin de commutation (ωt=δ) le courant i_3 égal à I_d ,donc le courant I_d est donné par :

$$I_d = \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c} (\cos \alpha - \cos \delta) \tag{2.38}$$

$$I_d \omega L_c = \frac{\sqrt{3}E_m}{2} (\cos \alpha - \cos \delta) \tag{2.39}$$

Remplaçant dans l'équation (2.24)

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} I_d \omega L_c \tag{2.40}$$

La chute de tension représentée par les zones A_μ et A_α, est donnée par:

$$V_d = V_{d0} \cos \alpha - \Delta V_d \tag{2.41}$$

$$V_d = V_{d0} \cos \alpha - R_{cr} I_d \tag{2.42}$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} \omega L_c = \frac{3}{\pi} X_c \tag{2.43}$$

R_{cr} : résistance équivalente de commutation du redresseur ;

μ: angle de commutation ;

α : angle de retard des thyristors ;

δ : angle d'extinction (δ= α +μ) ;

L_c : inductance du transformateur.

Le modèle du système HVDC coté redresseur est donné par la figure (2.20) [3]:

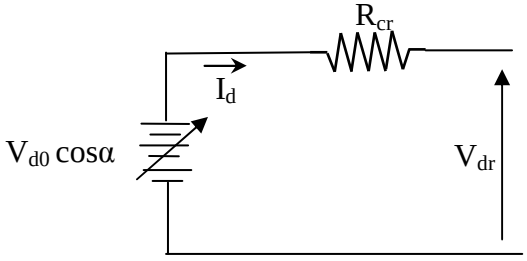


Figure 2.20: Modèle du redresseur

2.8.5. FONCTIONNEMENT EN ONDULEUR (PONT GRAËTZ)

L'équation (2.13) indique que la tension V_d devient négative lorsque l'angle d'amorçage est retardé de plus de 90°. Ce convertisseur fonctionne alors en onduleur et transmet la puissance du réseau continu vers le réseau alternatif en conservant le même sens en raison de la nature unidirectionnelle des flux de courant à travers les thyristors. La valeur moyenne de la V_d est donnée par:

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_m \cos\beta \tag{2.44}$$

L'angle de retard α est plutôt considéré comme un angle d'avance β par rapport au point de croisement de deux ondes de tension successives. La relation entre α et β est donnée par :

$$\beta = 180 - \alpha \tag{2.45}$$

Lorsqu'un convertisseur fonctionne comme onduleur idéal, on a vu qu'il est essentiel que la conduction soit amorcée avant 180°. Comme le courant circule durant 120°, la conduction doit cesser avant que ne soit atteint l'angle de 180° + 120° = 300°. S'il fallait que la conduction dépasse 300°, il y aurait reconduction, provoquant une montée rapide du courant dans le thyristor qui aurait manqué de s'éteindre, suivie par l'ouverture des dispositifs de protection.

De la même manière d'un redresseur, la valeur moyenne de la tension V_d en présence de l'effet de l'empiètement est donnée par l'équation suivante :

$$V_d = V_{d0} \cos\beta - R_{ci} I_d \tag{2.46}$$

Le modèle du système HVDC coté onduleur est donné par la figure (2.21) :

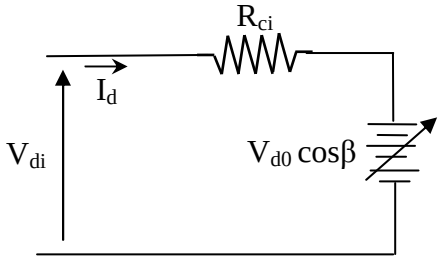


Figure 2.21 : Modèle de l'onduleur

R_{ci} : résistance équivalente de commutation de l'onduleur ;

β : angle de retard des thyristors.

Le circuit équivalent d'une liaison HVDC est donné par la figure (2.22) [3] :

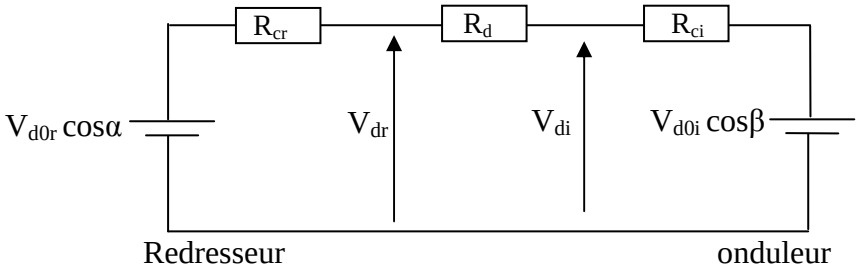


Figure 2.22 : Circuit équivalent d'une liaison HVDC

En utilisant la loi d'Ohm, les grandeurs indiquées dans la figure (2.22) sont reliées par l'expression suivante :

$$V_{dr} = V_{di} + R_d I_d \tag{2.47}$$

Avec:

V_{dr} : tension continue du redresseur ;

V_{di} : tension continue de l'onduleur ;

R_d : résistance de la ligne à courant continu.

La transmission de flux de puissance de la liaison à courant continu est donc donnée par :

$$P_d = V_d I_d \tag{2.48}$$

En se référant à la figure (2.21) et (2.22), les relations entre la tension, le courant et la puissance d'un système de transport à courant continu sont données par les expressions suivantes [3,7,84]:

$$V_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} Xc_r I_d \tag{2.49}$$

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \cos\beta - \frac{3}{\pi} Xc_i I_d \tag{2.50}$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \tag{2.51}$$

$$P_{di} = V_{di} I_d \tag{2.52}$$

$$V_{dr} = V_{di} + R_d I_d \tag{2.53}$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan g\alpha \tag{2.54}$$

$$Q_{di} = P_{di} \tan\beta \tag{2.55}$$

$$I_1 = I_2 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d = 0.78 I_d \tag{2.56}$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} X_{cr} \tag{2.57}$$

$$R_{ci} = \frac{3}{\pi} X_{ci} \tag{2.58}$$

Où :

P_{dr} : puissance débitée par le redresseur ;

P_{di} : puissance fournie à l'onduleur ;

V_{dr} : tension continue du redresseur ;

V_{di} : tension continue de l'onduleur ;

I_d: courant continu circulant dans la ligne à courant continu;

I_1,I_2 : valeurs efficaces des courants dans les lignes des réseaux AC 1 et AC 2, respectivement ;

V_{termi}, V_{termr} : valeurs efficaces des tensions alternatives ligne à ligne des réseaux 1 et 2 ;

Q_{dr}, Q_{di} : puissances réactives absorbées par le redresseur et l'onduleur respectivement ;

α : angle de retard du redresseur ;

β : angle d'avance de l'onduleur.

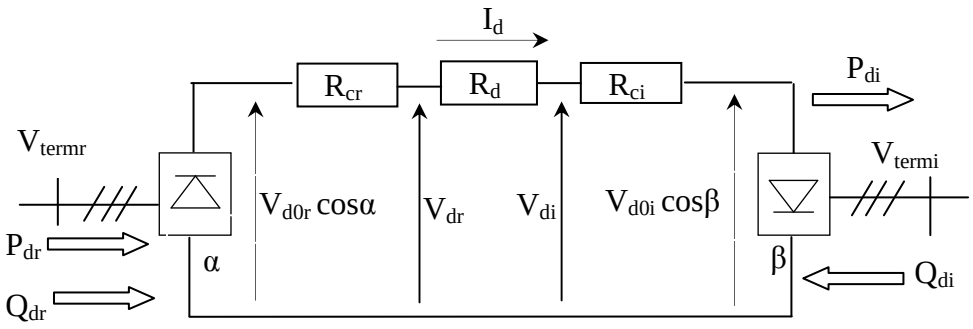


Figure 2.23. Circuit équivalent d'un système de transmission HVDC

2.9. CONTROLE DES LIAISONS HVDC

Un système HVDC est très contrôlable, son exploitation efficace dépend d'une utilisation appropriée de cette contrôlabilité afin d'assurer les performances requises du système d'alimentation. Cette contrôlabilité est réalisée par une commande automatique effectuée le plus souvent par ordinateur. Dans cette section, nous décrirons le principe de contrôle des liaisons HVDC, leur mise en œuvre et leur performance dans des conditions normales et anormales du système. Un système de contrôle HVDC idéal a les exigences suivantes [8-11,77] :

• Capacité de prévoir des commandes optimales en temps réels afin de rétablir des conditions fonctionnement acceptables (tension, courant, facteur de puissance) ;

• Assurer une transmission de puissance bidirectionnelle ;

• Insensibilité aux perturbations de la tension et la fréquence ;

• Symétrie de la commande des valves durant le fonctionnement en régime permanent ;

• Assurer une consommation minimale de la puissance réactive des convertisseurs.

2.9.1. CARACTERISTIQUE V-I

Comme les tensions des deux réseaux sont exposées à des fluctuations imprévisibles, le courant I_d pourrait varier brusquement, ce qui produirait de grandes fluctuations de puissance entre les deux réseaux.

Le courant I_d est donné par :

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R_d} \tag{2.59}$$

Cette équation montre qu'une petite variation de V_{dr}, ou V_{di} peut donc provoquer un très gros changement de I_d et même faire circuler le courant de pleine charge dans la ligne (la résistance de la ligne est toujours faible). Comme les convertisseurs répondent presque instantanément à ces fluctuations [77]. Ces fluctuations sont inacceptables car elles tendent à déstabiliser les réseaux alternatifs et à provoquer l'allumage aléatoire des thyristors. Les systèmes de commande du redresseur et de l'onduleur contrôlent automatiquement les angles α et β de façon à empêcher les fluctuations de puissance. Les considérations du choix du courant continu du système de transmission consistent à minimiser le besoin de la puissance réactive des convertisseurs et de réduire les pertes du système. Ces objectifs exigent le maintien de la tension de transmission le plus élevé possible et ceci est obtenu en minimisant l'angle α.

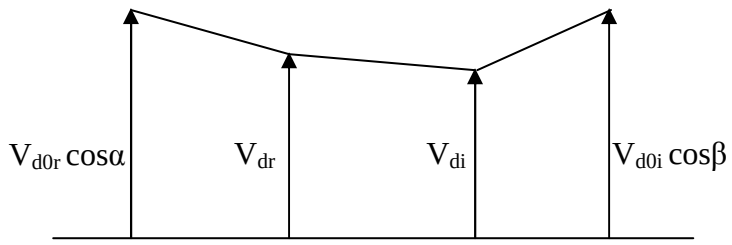


Figure 2.24 : Profil de la tension d'une liaison HVDC

En pratique, la commande des gâchettes du redresseur est conçue pour donner la courbe V-I montrée à la figure (2.25) :

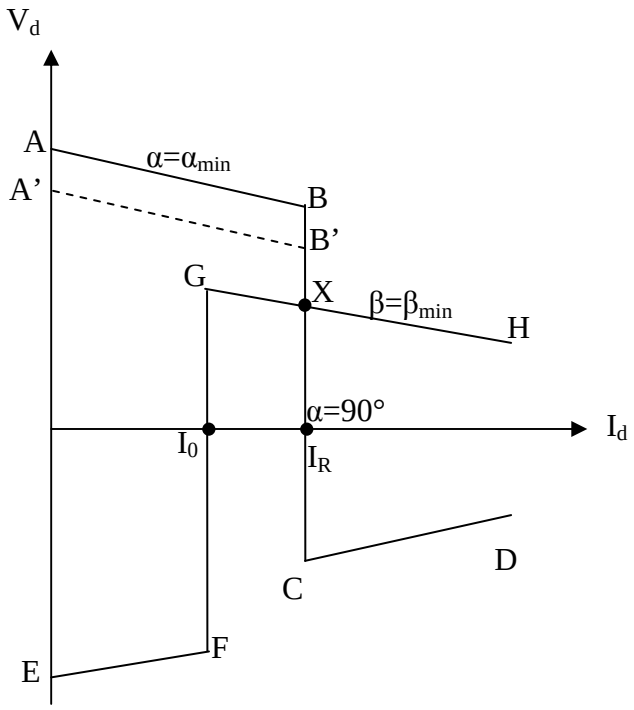


Figure 2.25 : Caractéristiques V-I des deux convertisseurs d'une liaison HVDC

La caractéristique V-I correspondant au fonctionnement du convertisseur en redresseur complet et en onduleur est donnée par la figure (2.25). Le segment de droite A-B est décrit par l'équation (2.49) et un angle α constant est égal à sa valeur α_{min}. Le segment B-C correspond à une action sur α pour maintenir le courant constant et réduire la consommation de la puissance réactive. La pente segment A-B est due à la chute de tension ΔV_d qui augmente avec le courant I_d. Passé ce point, V_{dr} diminue rapidement, comme l'indique la courbe. L'angle de retard à l'amorçage augmente alors automatiquement et rapidement de sorte que V_{dr} tombe subitement à zéro. Si un court-circuit se produit aux bornes du redresseur, le courant I_d résultant est donc limité à la valeur I_R. Enfin le segment C-D correspond au fonctionnement en onduleur décrit par l'équation (3.50). Si la tension coté alternatif vient à varier ou si l'angle α est modifié, la caractéristique A-B est dans ces cas, indiquée en pointillés (segment A'-B').
La caractéristique E-I' de l'onduleur est conçue pour donner la courbe montrée à la figure (2.25). La tension V_{di} se maintient à une valeur nulle (ou négative) jusqu'à ce que I_d atteigne la valeur de consigne I_o. Dès que le courant atteint la valeur de consigne I_o, l'angle β diminue automatiquement et reste égal à une valeur minimale β_{min}.

Dans les conditions de fonctionnement normales, la tension V_{di} de l'onduleur est maintenue légèrement inférieure à la tension V_{dr} du redresseur. De plus, la consigne Io est inférieure à la consigne I_R

Généralement, la station fonctionnant en onduleur contrôle la tension continue et la station redresseur contrôle le courant continu, le point de fonctionnement est obtenu par l'intersection des caractéristiques comme indiqué sur la figure. On constate sur cette figure qu'on peut changer la direction de la puissance transitée en changeant les angles d'allumage, de sorte que le redresseur fonctionne en onduleur et vice versa.

2.10. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté brièvement les systèmes HVDC, leurs avantages et inconvénients, ainsi que le principe de fonctionnement. Le développement rapide et le succès des transmissions HVDC ont offert une nouvelle stratégie de fonctionnement des réseaux électriques très compétitive, flexible et efficace pour la transmission de l'énergie électrique**.** Cette solution a prouvé sa fiabilité depuis des décennies pour les interconnexions asynchrones, des transmissions sur de longues distances, le contrôle des transits et la maîtrise de la stabilité,.., etc. Elle constitue dans de nombreux cas la meilleure solution économique et technique ainsi qu'un excellent choix pour l'environnement. Pour ces raisons, le choix d'une transmission HVDC ou HVAC lorsque les deux types de transmissions sont envisageables devient critique, la décision finale sera prise en fonction de l'ensemble des paramètres caractérisant les deux alternatives et sur la base de critères déclarés et auxquels sont attribués des poids précis. Nous allons maintenant nous intéresser aux autres éléments du réseau électrique afin de modéliser l'ensemble et étudier le fonctionnement global du système d'énergie électrique AC-HVDC.

Chapitre 03

Systèmes Flexibles de Transmission en Courant Alternatif (FACTS) et Modélisation du Réseau Electrique

3.1. INTRODUCTION

Le progrès récent des dispositifs de l'électronique de puissance a engendré des changements majeurs sur les systèmes électriques et a ouvert une nouvelle perspective d'exploitation des réseaux électriques. La technologie FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'agir directement sur les différents paramètres du réseau (tension, impédance, déphasage) [7,85]. Il s'agit d'une structure d'électronique de puissance qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif afin d'augmenter la contrôlabilité, remédier aux problèmes du système électrique et améliorer la capacité de transfert de puissance. Le concept FACTS a été introduit par Dr.Narain G. Hingorani en 1988. Ce concept est bien pris en charge et le projet FACTS a été lancé par l'Electric Power Research Institute (EPRI) de Palo Alto, Californie, en 1988. La technologie de ces systèmes offre une vitesse plus élevée que les systèmes conventionnels électromécaniques et ouvre de nouvelles opportunités pour contrôler et améliorer les systèmes existants.

Dans ce chapitre, nous décrivons une classification des différents dispositifs FACTS avec leurs principes de fonctionnement des éléments les plus utilisés. Ensuite, nous rappelons la modélisation des éléments du réseau électrique.

3.2. OPPORTUNITES DES SYSTEMES FACTS

Les contributions essentielles obtenues avec les systèmes FACTS sont [7,85,86]:

• Contrôle du flux de puissance ;
• Amélioration de la stabilité ;
• Contrôle de la tension ;
• Accroître la sécurité du système ;
• Augmentation de la capacité de transmission ;
• Contrôle de la puissance réactive ;
• Amélioration de la qualité de l'énergie ;
• limitation du courant de défaut ;
• Réduction des fluctuations de tension.

3.3. CLASSIFICATION DES DISPOSTIFS FACTS

Plusieurs types de FACTS ont été développés. Les plus connus sont : le SVC(Static Var Compensator), TCSC(Thyristor Controlled Series Capacitor), TCR (Thyristor Controlled Reactor), TSR(Thyristor Switched Reactor), TSC (Thyristor Switched Capacitor), TCBR Thyristor (Control Breaking Resistor), UPFC (Unified Power Flow Controller), STATCOM (Static Compensator), SSSC (Static Synchronous Series Compensator), TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator), IPFC (Interline Power Flow Controller),etc. Chacun d'eux possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour répondre à des besoins biens précis. D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions.

Les systèmes FACTS peuvent être classés en quatre catégories (selon le mode de connexion) [7] :

- les dispositifs parallèles ;
- les dispositifs séries ;
- les dispositifs combinés séries – parallèles ;
- les dispositifs combinés séries – séries.

3.3.1. DISPOSTIFS FACTS SHUNTS

Les compensateurs shunts consistent à injecter ou absorber une puissance réactive afin de maintenir la tension dans des intervalles admissibles. Cette manœuvre peut se faire automatiquement en utilisant un SVC ou STATCOM.

3.3.1.1. STATIC VAR COMPENSATOR (SVC)

Le Static Var Compensator est un équipement de compensation parallèle constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs TSC (Thyristor Switched Capacitor), de réactances TCR (Thyristor Controlled Reactor) et d'un filtre comme le montre la figure (3.1). Le principe de fonctionnement consiste à ajuster l'énergie réactive générée ou absorbée par une commande bien appropriée des TSC et TCR. Le SVC peut fournir en permanence la puissance réactive nécessaire pour contrôler le transit des puissances et amortir les oscillations de tension [7].

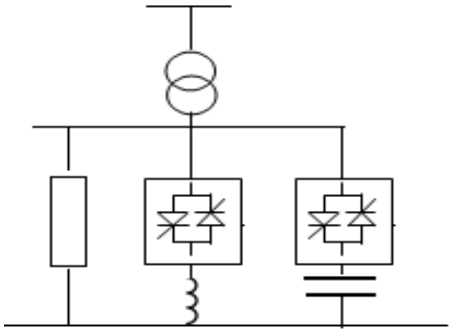


Figure 3.1. Schema du SVC

3.3.1.2. TCR (THYRISTOR CONTROLLED REACTOR)

Le TCR est un sous-ensemble de SVC composé d'une réactance shunt commandée par une valve à thyristor bidirectionnelle. La réactance effective varie de manière continue par le contrôle partiel de la conduction de la valve à thyristor.

3.3.1.3. TSC (THYRISTOR SWITCHED CAPACITOR)

Le TSC est un sous-ensemble de SVC constitué d'une capacité en série avec une valve à thyristor bidirectionnelle. La capacité effective varie de manière continue par le contrôle de la valve à thyristor.

3.3.1.4. STATCOM

Le compensateur statique synchrone STATCOM est un convertisseur de tension équivalent à une machine synchrone fonctionnant en compensateur, il est donc capable d'injecter une puissance réactive dans le système. Le premier convertisseur source de tension (Voltage Source Converter) appelé STATCOM est mis en service en 1999. Le STATCOM a une caractéristique similaire à un SVC, mais ne contient que des GTO, un condensateur alimenté en courant continu et un transformateur. Le courant débité par STATCOM est parfaitement réactif et peut être commandé indépendamment de la tension du réseau. Comparativement à un compensateur SVC, la réponse du STATCOM est plus rapide. Il peut être aussi conçu pour agir comme un filtre actif afin d'absorber les harmoniques du système [7].

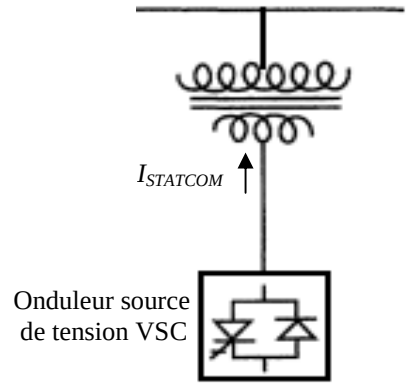


Figure 3.2. Schéma d'un STATCOM

3.3.1.5. TCBR (THYRISTOR CONTROL BREAKING RESISTOR)

Le TCBR est composé d'une résistance en série avec une valve à thyristor bidirectionnelle. Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations [7,85,86].

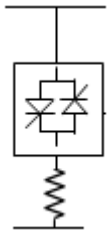


Figure 3.3. Schéma du TCBR

3.3.2. DISPOSTIFS FACTS SERIES

3.3.2.1. TCSC (THYRISTOR CONTROLLED SERIES CAPACITOR)

Le TCSC est constitué d'un condensateur fixe en série de plusieurs modules dont le but est de réduire la réactance de la ligne et augmenter la puissance transitée. Le TCSC est composé d'un condensateur et d'une inductance commandée par une valve à thyristor bi-directionnelle comme le montre la figure (3.4). Le TCSC permet de moduler la réactance de la ligne en question [7,85-87].

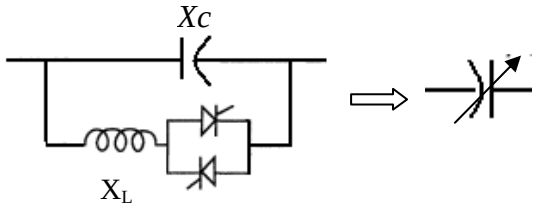


Figure 3.4. Schéma du TCSC

La réactance équivalente du TCSC est donnée par :

$$X_{TCSC} = \frac{XcX_L(\alpha)}{Xc + XL(\alpha)} \tag{3.1}$$

La réactance effective X_{eff} d'une ligne munie d'un compensateur série est donnée par :

$$X_{eff} = (1 - k)X \tag{3.2}$$

Où k est le degré de compensation exprimé par :

$$k = \frac{Xc}{X} \tag{3.3}$$

3.3.2.2. SSSC (STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR)

Le Compensateur Synchrone Statique Série (SSSC) est l'un des dispositifs FACTS série les plus importants. Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne à travers un transformateur. La tension insérée est en quadrature avec le courant de ligne dont le comportement est similaire à celui d'une réactance inductive ou capacitive. La figure (3.5) montre le schéma de base de SSSC [7].

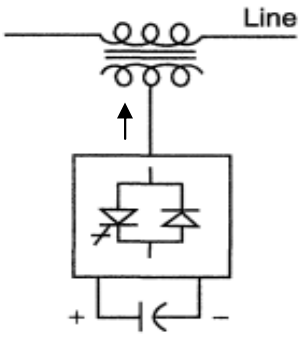


Figure 3.5. Schéma d'un SSSC

3.3.3. DISPOSTIFS FACTS SHUNTS-SERIES

3.3.3.1. TCVR (THYRISTOR CONTROLLED VOLTAGE REGULATOR)

Le régulateur de tension contrôlé par thyristors TCVR insère une tension en phase avec la tension de la ligne de sorte à augmenter ou diminuer son amplitude. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle [7,85-87]. Le schéma du TCVR est donné par la figure (3.6) :

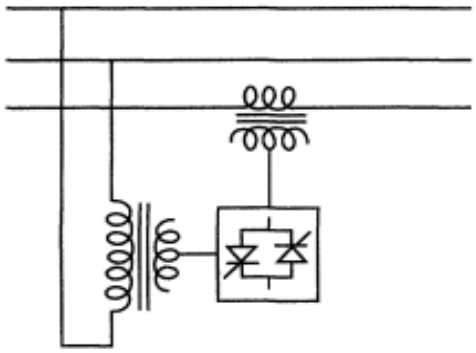


Figure 3.6. Schéma du TCVR et /ou TCPAR

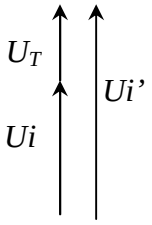


Figure 3.7. Diagramme vectoriel des tensions du TCPAR

La tension insérée U_T est définie comme une fraction de la tension U_i :

$$U_T = k_T U_i \tag{3.4}$$

Avec :

k_T : variable de contrôle tel que :

$$-0.15 < k_T < 0.15 \tag{3.5}$$

μ_T : rapport du transformateur:

$$\mu_T = \frac{1}{1+k_T} \tag{3.6}$$

3.3.3.2. TCPAR (THYRISTOR CONTROLLED PHASE ANGLE REGULATOR)

Le régulateur de phase contrôlé par thyristors TCPAR est un transformateur déphaseur pur à base de thyristor. Il permet de modifier l'angle de transport de la ligne auquel il est inséré. L'angle de la ligne est donc ($\delta+\alpha_{TCPAR}$) [87]. Le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCVR et/ou TCPAR est donné par la figure (3.8) :

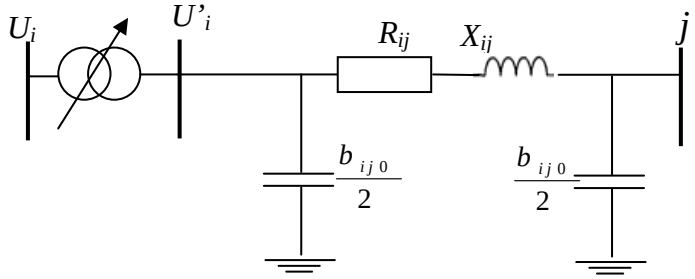


Figure 3. 8. Schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCVR et/ou TCPAR

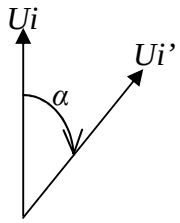


Figure 3.9. Diagramme vectoriel des tensions du TCPAR

3.3.3.3. UPFC (UNIFIED POWER FLOW CONTROLLER)

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est constitué de deux convertisseurs connectés à la même ligne de transmission à travers deux transformateurs de couplage: l'un connecté en dérivation et l'autre en série. Le premier convertisseur redresse une puissance soutirée par une dérivation sur la ligne de transport. Cette puissance est transportée par une liaison DC au deuxième convertisseur pour la reconvertir en alternative et la réinjecter au réseau avec une amplitude et un déphasage bien appropriés [7,85-87].

L'UPFC englobe les caractéristiques des compensateurs shunts et séries, ainsi que des déphaseurs. Il permet d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance, déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport. Le schéma du principe de l'UPFC est illustré par la figure (3.10) :

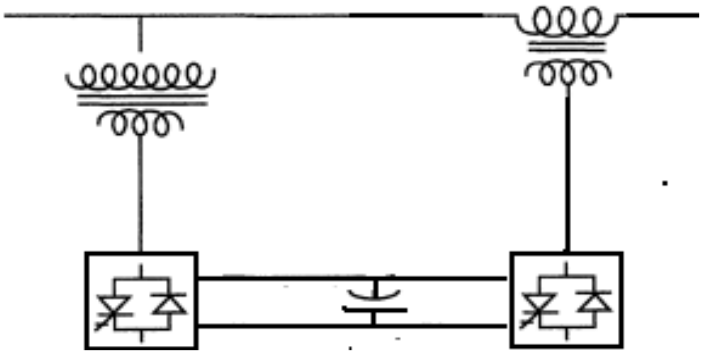


Figure 3.10. Schéma de l'UPFC

3.3.4. DISPOSTIFS FACTS SERIES-SERIES

3.3.4.1. IPFC (UPFC (INTERLINE POWER FLOW CONTROLLER)

L'objectif du contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est de contrôler les flux d'énergie d'un réseau multi-lignes. L'IPFC combine deux ou plusieurs compensateurs statiques séries synchrones SSSC couplés par une liaison à courant continu afin de faciliter l'écoulement bidirectionnel de la puissance active entre les lignes et/ou assurer une compensation série indépendante dans chaque ligne. L'IPFC permet de maintenir une répartition souhaitée de la puissance réactive dans les lignes [7,85-87]. Le schéma du principe de l'IPFC est illustré par la figure (3.11)

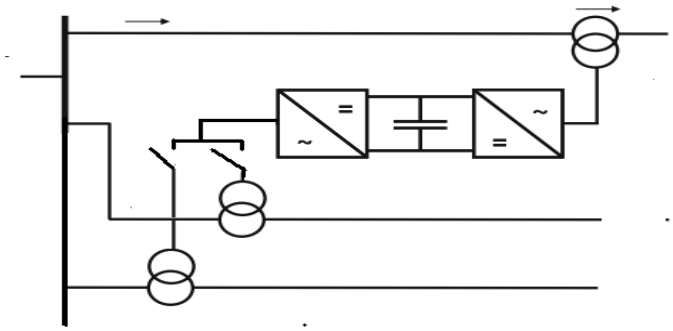


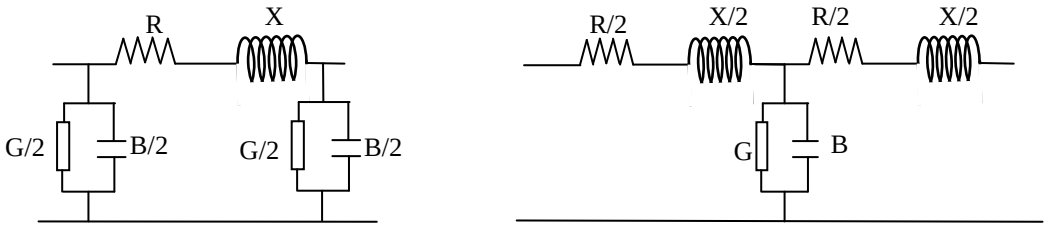
Figure 3.11. Schéma de l'IPFC

3.4. MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE

La première étape de toute analyse des réseaux électriques, y compris les études d'écoulement de puissance, est de représenter les éléments du réseau électrique par des modèles bien appropriés. Le comportement du système lui même est également modélisé par des équations équivalentes qui reflètent les caractéristiques physiques des phénomènes étudiés. Ces modèles doivent être choisis en fonction de l'objectif de l'étude du système et par conséquent, il est très important de savoir que les modèles maintenus en termes de précision et de la complexité doivent être utilisés pour un certain type d'études de systèmes, tout en gardant la charge de calcul aussi bas que possible. Une multitude de modèles peut être envisagée pour représenter un même système physique. Le type et la complexité du modèle dépendent du type et de la finesse des résultats attendus. Il convient d'adopter celui susceptible d'apporter une réponse juste assez précise vis-à-vis du besoin. La sélection des modèles inappropriés peut conduire à des conclusions erronées. La précision des modèles adoptés et les approximations introduites dépendent habituellement des méthodes utilisées pour résoudre le problème particulier, et la précision requise de la solution. Dans les sections suivantes, les modèles des principaux éléments des réseaux électriques sont brièvement discutés.

3.4. 1. MODELISATION D'UNE LIGNE DE TRANSPORT

Une ligne de transmission, reliant deux nœuds i et k, est habituellement modélisée par un circuit équivalent, comme le montre la figure (3.12) dont les quatre paramètres de la ligne de transmission sont réparties uniformément le long de la ligne [3].



(a) (b)

Figure 3. 12 : Schéma équivalent d'une ligne de transport:

a- modèle en π , b- modèle en T.

Où

R : résistance de la ligne ;

X : réactance de la ligne ;

G : conductance de la ligne ;

B : réactance capacitive de la ligne.

3.8.2. MODELISATION DU TRANSFORMATEUR

Généralement le modèle d'un transformateur est donné par une réactance inductive.

3.8.3. MODELISATION D'UNE CHARGE

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une admittance Y définie par :

$$Y_i = \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} \right) \tag{3.7}$$

V_i : Tension aux bornes de la charge ;

P_i, Q_i: puissances actives et réactives consommées par la charge i ;

Y_i : admittance de la charge [3,38].

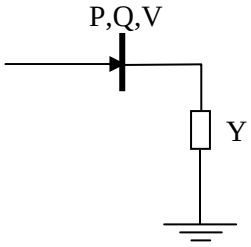


Figure 3. 13 : Schéma équivalent d'une charge

3.4.4. MODELISATION DE LA MACHINE SYNCHRONE

Les différentes machines ne sont pas indépendantes entre elles, mais reliées par un réseau d'énergie électrique. Celui ci correspond à un ensemble de lignes, transformateurs, machines, charges, jeux de barres, dispositifs de régulation etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. Les machines synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes.

L'alternateur est une machine synchrone composé des ensembles suivants [36,88] : le stator comprend un circuit magnétique constitué par des tôles isolées les une des autres. Dans sa partie intérieure, le circuit magnétique comporte des encoches uniformément réparties dans lesquelles vient se loger l'enroulement triphasé du stator. La sortie de chacune des phases du stator est connectée au réseau triphasé d'utilisation. Le rotor tourne à l'intérieur du stator immobile. Il porte des encoches disposées dans sa périphérie, un enroulement parcouru par un courant continu (courant d'excitation). Le rotor excité en courant continu, produit un champ

tournant; ce champ tournant engendre des forces électromotrices dans chacune des phases de l'enroulement du stator. La machine est munie d'un autre type d'enroulements (dit amortisseurs). Pour les machines à pôles saillants, nous les trouvons sous formes de barres reliées à deux couronnes en court-circuit. Pour les machines à pôles lisses, c'est la partie massive du fer rotorique qui joue le rôle d'amortisseur [36,88]. Les deux caractéristiques essentielles d'une machine synchrone sont :

• Le rotor est excité par un courant continu ;

• La vitesse de rotation qui est constante en régime permanent. Elle est donnée par :

$$N = 60\frac{f}{p} \tag{3. 8}$$

Avec :

N : vitesse de rotation synchrone en [tr/min] ;

f : fréquence des courants statoriques en [Hz] ;

P : nombre de paires de pôles.

La figure (3.14) montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec circuits amortisseurs [36,88] :

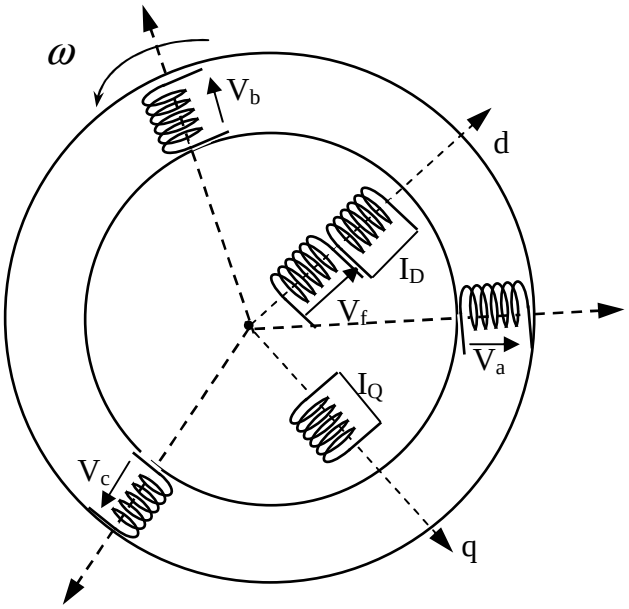


Figure 3.14: Machine synchrone triphasé

Où :

a, b,c: enroulements statoriques ;

D: enroulement amortisseur longitudinal ;

Q: enroulement amortisseur transversal ;

f: enroulement inducteur (excitation).

3.4.4.1. HYPOTHESES SIMPLIFICATRICES

Afin de développer le modèle de la machine synchrone, plusieurs hypothèses sont considérées, telles que [36,88,89]:

• Le circuit magnétique n'est pas saturé ;

• On admettra que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements fermés D et Q en court circuit sur eux même ;

• La résistance des enroulements ne varie pas avec la température ;

• Entrefer constant ;

• L'effet de la variation de la vitesse est négligé ;

• l'influence des harmoniques est négligeable ;

• Les forces électromotrices sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a symétrie par rapport à l'axe magnétique du rotor ;

• L'effet d'hystérésis et des courants de Foucault dans les parties magnétiques sont négligés.

3.4.4.2. MODELE DE LA MACHINE SYNCHRONE DANS LE REPERE DE PARK

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problème des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). Cette méthode supprime la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale (d-q) tournant avec son rotor. La transformation de Park permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire où les enroulements statoriques a, b, c seront transférés vers le référentiel rotorique constitué par des enroulements orthogonaux selon les deux axes [36,38]. En désignant par θ, l'angle entre l'axe d et l'axe magnétique de la phase a, la transformée de Park est définie par :

$$A = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta-\frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta-\frac{4\pi}{3}) \\ \sin\theta & \sin(\theta-\frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta-\frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \qquad (3.9)$$

La représentation schématique de la figure (3.14) devient celle de la figure suivante :

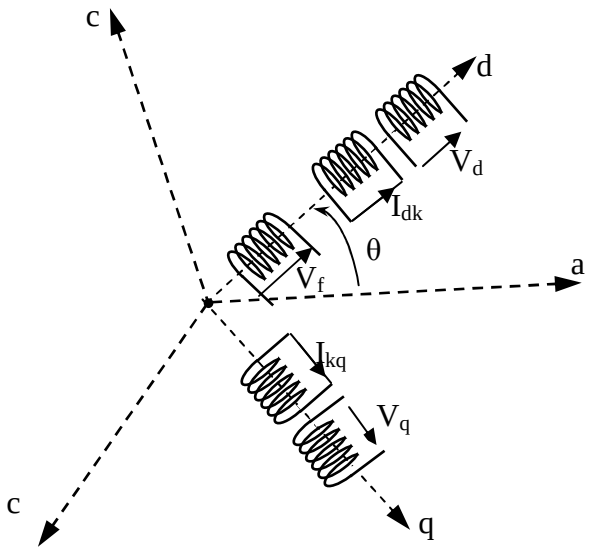


Figure 3.15 **:** Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

3.4.4.3. EQUATIONS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES

Les équations décrivant la machine synchrone sont données comme suit [36,38]:

-Equations électriques (les enroulements amortisseurs sont court-circuités $V_D = V_Q = 0$)

$$V_d = R_s.i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_r.\phi_q \tag{3.10}$$

$$V_q = R_s.i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_r.\phi_d \tag{3.11}$$

$$V_F = R_F.i_F + \frac{d\phi_F}{dt} \tag{3.12}$$

$$0 = R_{kd}.i_{kd} + \frac{d\phi_{kd}}{dt} \tag{3.13}$$

$$0 = R_{kq}.i_{kq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt} \tag{3.14}$$

-Equations de flux :

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_F \\ \phi_{kd} \\ \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

A partir des équations (3.10),…, (3.15), nous avons alors :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_d & -L_q\omega_r & pM_F & pM_{kd} & -\omega_r.M_{kq} \\ L_d.\omega_r & r_s + pLq & \omega_r.M_F & \omega_r.M_{kd} & pM_{kq} \\ pM_F & 0 & r_F + pL_F & pM_{Fd} & 0 \\ pM_{kd} & 0 & pM_{Fd} & r_{kd} + pL_{kd} & 0 \\ 0 & pM_{kq} & 0 & 0 & r_{kq} + pL_{kq} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Afin de présenter le système sous la forme d'équations d'état, les tensions s'écrivent également sous la forme suivante :

$$[V] = [L]\left[\dot{I}\right] - [R].[I] \quad (3.17)$$

$$\left[\dot{I}\right] = [L]^{-1}[V] - [L]^{-1}.[R].[I] \quad (3.18)$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$[I] = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$[L] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & Lq & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$[R] = \begin{bmatrix} -r_s & L_q\omega_r & 0 & 0 & \omega_r.M_{kq} \\ -L_d.\omega_r & -r_s & -\omega_r.M_F & \omega_r.M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$[R]=\begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0_r & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} - \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & -M_{kq} \\ L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Le couple électromagnétique de la machine synchrone triphasé s'exprime en fonction des différents courants de la machine comme suit :

$$Ce = 3/2.p(l_d.i_q.i_d - l_q.i_q.i_d + M_F.i_F.i_q + M_{kd}.i_{kd}.i_q - M_{kq}.i_{kq}.i_d) \quad (3.24)$$

Où :

i_d , i_q : composantes directe et en quadrature des courants statoriques ;

V_d , V_q : composantes directe et en quadrature de la tension terminale ;

i_f : courant rotorique du circuit d'alimentation ;

V_f : tension d'excitation ;

i_{kd} , i_{kq} : composantes directe et en quadrature des courants des circuits d'amortissement ;

ω_r : vitesse de synchronisme du rotor ;

C_m : couple mécanique ;

r_s: résistances de l'enroulement a, b, c ;

r_f, r_{kd}, r_{kq} : résistance de l'inducteur, de l'amortissement d'axe d, de l'amortissement d'axe q respectivement ;

Φ_i(i= a,b,c,f,kd,kq) : flux d'enroulement traversant l'enroulement i ;

$V_D = V_Q = 0$, Les enroulements amortisseurs sont court-circuités ;

M_f, M_{kd}, M_{kq} : inductance mutuelle ;

L_i (i=d,q,f,kd,kq): inductance propre de l'enroulements i.

3.4.5. EQUATION DU MOUVEMENT DES MACHINES SYNCHRONES

L'équation du mouvement est donnée par :

$$J_i \frac{d^2\delta}{dt^2} = C_{mi} - C_{ei} - C_{ai} = C_{acc} \quad (3.25)$$

Avec :

C_{acc} : couple d'accélération ;

C_m : couple mécanique fourni par la turbine ;

C_e : couple électromagnétique fourni par la machine ;

C_a : couple d'amortissement dû aux frottements ;

δ : déplacement angulaire du rotor ;

J : moment d'inertie des masses tournantes.

L'expression précédente peut s'écrire sous la forme :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega}{2H}\left(Pm - Pe - D\frac{d\delta}{dt} \right) \tag{3.26}$$

Où :

Pm : puissance mécanique fournie à la machine ;

Pe : puissance électrique fournie par la machine ;

Pa : puissance d'amortissement ($Pa = D\frac{d\delta_i}{dt}$) ;

H : constante d'inertie de la machine.

Avec :

$$Wc = \frac{1}{2} J \omega_0^2 \tag{3.27}$$

$$H = \frac{Wc}{S_{mach}} \tag{3.28}$$

Wc : l'énergie cinétique à la vitesse de synchronisme ;

S_{mach} : puissance apparente nominale de la machine [3,4].

3.4.6. EXPRESSION DE LA TENSION AUX BORNES DE LA MACHINE

Les composantes directe et en quadrature de la tension aux bornes des machine sont données par [3,38,90,91] :

$$V_{di} = E'_{di} - X'_{qi}.I_{qi} \tag{3.29}$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}.I_{di} \tag{3.30}$$

Avec:

$X`_d = L`_d \omega$ et $X`_q = L`_q \omega$ sont respectivement les réactances statoriques transitoires directes et en quadrature de l'alternateur.

Donc, la tension aux bornes de la machine est:

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \tag{3.31}$$

L'expression de la F.é.m. transitoire $E`_q$ s'écrit par l'équation:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d) I_d \right] \tag{3.32}$$

L'expression de la F.é.m. transitoire $E`_d$ s'écrit par l'équation [3,38,91]:

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}}\left[-E'_d - (X_q - X'_q) I_q \right] \tag{3.33}$$

Avec :

$E`_d$, $E`_q$: forces électromotrices transitoires suivant les axes q et d ;

E_{ex} : tension d'excitation ;

X_d, X_q sont respectivement les réactances statoriques directe et en quadrature de l'alternateur ;

T'_{qo} , T'_{do} : Constantes du temps de l'amortisseur selon l'axe q et d.

Selon les hypothèses adoptées on distingue plusieurs modèles:

- Modèle classique (système sans dispositifs de régulation ou modèle du deuxième ordre) :

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \omega - 2.\pi.f_0 \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi.f}{H}(P_m - P_e) \end{aligned} \tag{3.34}$$

Avec:

f_0: fréquence de base ;

ω: pulsation de la tension aux bornes de la machine synchrone ;

t : temps en seconde.

-Modèle du troisième ordre (avec la composante quadrature E'_q) :

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \omega - 2.\pi.f_0 \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi.f}{H}(P_m - P_e) \\ \frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d).I_d\right] \end{aligned} \tag{3.35}$$

-Modèle du quatrième ordre (avec les composantes E'_d et E'_q):

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \omega - 2.\pi.f_0 \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi.f}{H}(P_m - P_e) \\ \frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d).I_d\right] \\ \frac{dE'_d}{dt} &= \frac{1}{T'_{qo}}\left[-E'_d - (X_q - X'_q).I_q\right] \end{aligned} \tag{3.36}$$

3.4.7. MISE EN EQUATION DU RESEAU ELECTRIQUE :

L'ensemble du réseau électrique est modélisé par un système d'équations linéaires reliant les tensions et les courants injectés aux nœuds. Les courants nodaux sont reliés aux tensions nodales par la relation matricielle [89-91]:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ . \\ I_n \end{bmatrix} = [Y_{bus}] . \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ . \\ V_n \end{bmatrix} \tag{3.37}$$

[V], [I] : sont des matrices colonnes désignant le courant et la tension au nœud i ;

$[Y_{bus}]$: Matrice d'admittance nodale du réseau ;

3.4.7.1 REDUCTION DE LA MATRICE ADMITTANCE

La réduction de la matrice admittance à pour but de trouver la relation entre les courants injectés par les générateurs et les tensions aux nœuds actifs (nœuds des générateurs).

Le principe d'élimination des nœuds connu par la méthode de KRON est donné par l'expression suivante [90,91] :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_n \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c} K & L \\ \hline L^T & M \end{array}\right] . \begin{bmatrix} V_a \\ V_n \end{bmatrix} \tag{3.38}$$

Avec :

$I_n = 0$ (il n'y a aucun courant entrant ou sortant).

La matrice Y doit être partagée d'une façon où les éléments à éliminer soient séparés aux autres éléments par deux traits vertical et horizontal ; développons le système d'équations :

$$\begin{aligned} I_a &= KV_a + LV_n \\ I_n &= L^T V_a + MV_n = 0 \\ V_n &= -M^{-1}L^T V_a \\ I_a &= YV_a \\ Y &= \left(K - LM^{-1}L^T\right) \end{aligned} \tag{3.39}$$

Où :

K : matrice carrée à maintenir ;

M : matrice carrée dont ses éléments sont liés seulement aux jeux de barres à éliminer ;

I_n : courant nul au nœud éliminé ;

L et L^T : matrices liées aux jeux de barres à garder et à éliminer.

3.4.8. EXPRESSION DE LA PUISSANCE ÉLECTRIQUE:

La puissance électrique est donnée par :

$$Pe_i = \text{Réel}\,(E_i . I_i)^* \tag{3.40}$$

Avec :

$$I_i = \sum_{j=1}^{n} Y_{ij} E_j \tag{3.41}$$

I : matrice colonne désignant le courant au nœud i ;

$Y_{i\,j}$: admittance entre les nœuds i et j.

Développons l'équation (3.40), la puissance électrique s'écrit alors :

$$Pe_i = \sum_{j=1}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \tag{3.42}$$

Avec:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \tag{3.43}$$

θ_{ij} : l'argument de l'élément Y_{ij} ;

Y_{ij} : admittance de charge au nœud i .

Donc :

$$Pe_i = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1,\\ j\neq i}}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \tag{3.44}$$

L'équation dynamique est donnée par :

$$Pm_i - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1,\\ j\neq i}}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right] = \frac{2H}{\omega} \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{at} \tag{3.45}$$

3.4.9. MODELISATION DES DIPOSITIFS FACTS

Trois méthodes de modélisation des dispositifs FACTS sont disponibles dans la littérature. La première consiste à modéliser le dispositif FACTS par une injection des puissances équivalentes. La deuxième méthode est basée sur la modification de la matrice admittance et la troisième méthode consiste à créer un nœud fictif [87].

3.4.9.1 MODELISATION DU STATCOM

Le STATCOM est modélisé par une source shunt de courant réactif donnée par [92,93]:

$$I_S = I_S \; e^{j(\delta_i \pm \frac{\pi}{2})} \tag{5.46}$$

Le schéma équivalent du STATCOM est donné par la figure (3.16):

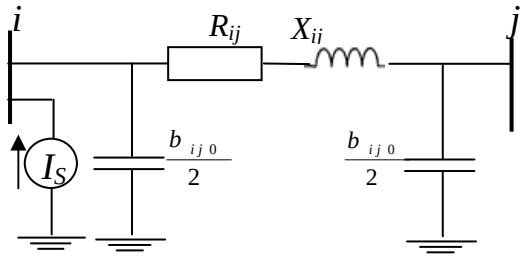


Figure 3.16. Schéma équivalent d'un STATCOM connecté à une ligne

3.4.9.2. MODELISATION DU TCSC

Lorsqu' un compensateur TCSC est connecté dans une ligne de transmission, uniquement la réactance de cette ligne est modifiée, l'admittance de la ligne est donnée par :

$$Y_{ik}^{'} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \tag{3.47}$$

La réactance effective X_{eff} d'une ligne munie d'un compensateur série est donnée par :

$$X_{eff} = (1 - k)X \tag{3.48}$$

Où k est le degré de compensation exprimé par :

$$k = \frac{Xc}{X} \tag{3.49}$$

Les valeurs de consignes du compensateur série TCSC sont définies par:

$$-0.8 \leq k_{TCSC} \leq 0.2 \tag{3.50}$$

Le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCSC est donné par la figure (3.17)

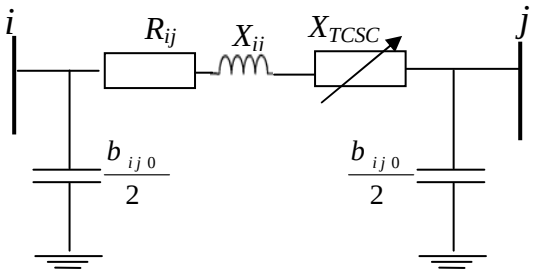


Figure 3. 17. Schéma équivalent d'une ligne de transmission munie d'un TCSC

3.4.9.3. MODELISATION DU SVC

Le compensateur SVC est modélisé par une admittance shunt Y_{SVC} , si le SVC est connecté au nœud i, uniquement l'élément Y_{ii} de la matrice admittance est modifié, l'admittance de la ligne est donnée par :

$$Y_{ii}^{'} = Y_{ii} + y_{SVC} \tag{3.51}$$

Avec

$$y_{SVC} = jb_{SVC} \tag{3.52}$$

Où

b_{svc} : la susceptance du SVC, elle peut être de nature capacitive ou inductive.

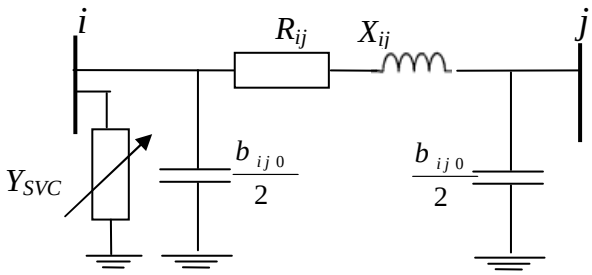


Figure 3. 18. Schéma équivalent d'une ligne de transmission munie d'un SVC [4].

3.4.9.4. MODELISATION DU TCBR

Le TCBR est modélisé par une admittance shunt Y_{TCBR} [7,87]. Lorsqu' un TCBR est connecté au nœud i, uniquement l'élément Y_{ii} de la matrice admittance est modifié.

L'admittance de la ligne est donnée par :

$$Y'sh_{iko} = Y_{TCBR} + jb_{iko} \tag{3.53}$$

Le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCBR est donné par la figure (3.19)

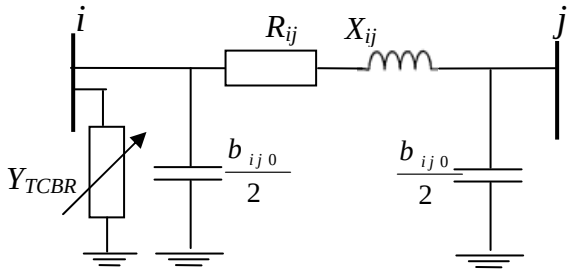


Figure 3. 19. Schéma équivalent d'une ligne de transmission munie d'un TCBR

3.4.9.5. MODELISATION DU TCVR ET TCPAR

Lorsque le régulateur de tension contrôlé par thyristors TCVR est connecté à un nœud i, la tension U_i est modifiée et elle est donnée par :

$$U'_i = U_i + U_T \tag{3.54}$$

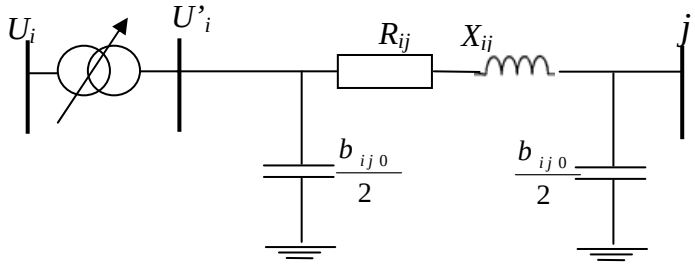


Figure 3. 20. Schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCVR et/ou TCPAR

La tension insérée U_T est définie comme une fraction de la tension U_i :

$$U_T = k_T U_i \tag{3.55}$$

Avec k_T est la variable de contrôle tel que :

$$-0.15 < k_T < 0.15 \tag{3.56}$$

Le rapport du transformateur μ_T:

$$\mu_T = \frac{1}{1+k_T} \tag{3.57}$$

Le régulateur de phase contrôlé par thyristors TCPAR est modélisé par la modification de l'angle de transport de la ligne auquel est inséré [87]. L'angle de la ligne est donc :

$$\delta_i' = \delta_i + \alpha_{TCPAR} \tag{3.58}$$

3.4.10 MODELISATION DES DIPOSITIFS DE REGULATION

3.4.10.1. REGULATEUR DE TENSION

Le modèle du régulateur de tension est montré par la figure suivante [89,91]:

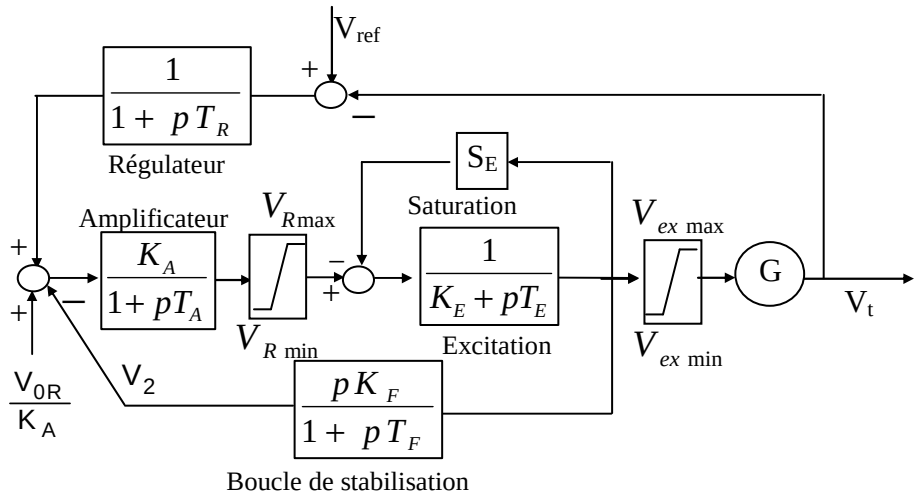


Figure 3. 21 : Schéma bloc du régulateur de tension IEEE Type 1

Avec :

K_R, K_E, K_F : sont respectivement les gains du régulateur, de l'amplificateur, de l'excitation et du stabilisateur ;

T_R, T_A, T_E, T_F : sont respectivement les constantes de temps du régulateur, de l'amplificateur, et du stabilisateur ;

S_E : fonction de saturation, elle est définie par :

$$S_E = A_{ex} \exp(B_{ex}.E_{ex}) \tag{3.59}$$

Le schéma bloc présenté par la figure (3.21) est décrit par l'ensemble des équations différentielles suivantes :

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{1}{T_R}\left(V_{ref} - V_t - V_1\right) \tag{3.60}$$

$$\frac{dV_R}{dt} = \frac{1}{T_A}\left[K_A\left(V_1 + \frac{V_{oR}}{K_A} - V_2\right) - V_R\right] \tag{3.61}$$

$$\frac{dE_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_E}\left[V_R - \left(S_E + K_E\right)E_{ex}\right] \tag{3.62}$$

$$\frac{dV_2}{dt} = \frac{1}{T_F}\left[K_F \frac{dE_{ex}}{dt} - V_2\right] \tag{3.63}$$

Où :

V_1 : Tension de sortie du régulateur ;

V_{or} : Tension de sortie de l'amplificateur avant la perturbation (tension initiale) ;

V_R : Tension de sortie de l'amplificateur ;

V_t : Tension statorique ;

V_2 : Tension de sortie de la boucle de stabilisation.

3.8.10.2 REGULATEUR DE VITESSE

Le modèle du régulateur de vitesse est montré par la figure suivante:

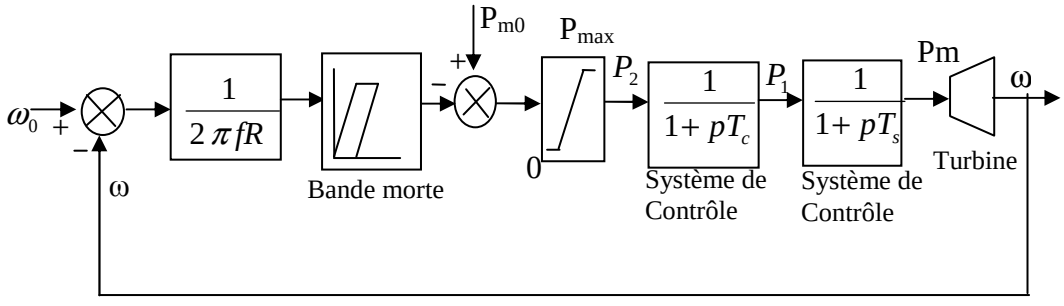


Figure 3.22. Schéma bloc du régulateur de vitesse [89]

Où :

R : désigne le statisme ;

Ts : temps de réponse du circuit vapeur ;

Tc : temps de réponse du circuit commande ;

P_{mo} : désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre ;

P_1, P_2 : puissances mécaniques à la sortie du système de contrôle et du circuit de limitation ; DBt : valeur de la bande morte (variation de la fréquence tolérée, au delà de cette limite, le régulateur entre en action).

Les équations régissant la puissance mécanique liée à la régulation de vitesse de la figure (3.22) sont données ci -dessous :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_S}\left(P_1 - P_m\right) \tag{3.64}$$

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{T_C}\left(P_2 - P_1\right) \tag{3.64}$$

$$P_2 = P_m(0) - \frac{1}{R}\left[\frac{\omega_b - \omega}{2\pi f} \pm DBt\right] \tag{3.65}$$

La puissance mécanique P_2 est donnée par :

-Si $P_3 \geq P_{\max}$ alors $P_2 = P_{\max}$ (3.66)

-Si $P_3 \leq 0$ alors $P_2 = 0$ (3.67)

3.5. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté un bref aperçu sur les systèmes FACTS, ces systèmes constituent dans de nombreux cas une solution très efficace et très compétitive grâce à la grande flexibilité et la rapidité par apport aux systèmes conventionnels. Ensuite, nous avons présenté la modélisation du système d'énergie électrique et nous avons montré que le comportement des réseaux électriques peut être simulé par un ensemble d'équations différentielles et algébriques dépendant des hypothèses adoptées. Après avoir présenté l'ensemble du système, Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude au calcul d'écoulement de puissance lors de l'intégration des liaisons HVDC dans les réseaux AC. Nous présenterons dans le prochain chapitre une nouvelle approche du calcul d'écoulement AC-HVDC.

Chapitre 04

Calcul de l'Ecoulement de Puissance Dans les Réseaux AC-HVDC

4.1. INTRODUCTION

Le succès de la transmission HVDC a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques [8,94-96]. Avec l'intégration de la transmission HVDC, plusieurs paramètres changent, en particulier l'écoulement de puissance et la stabilité. Par conséquent, il est nécessaire de modéliser les liaisons de transmission HVDC et les intégrer dans l'analyse de l'écoulement de puissance du système complet d'AC-DC. Plusieurs méthodes de calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux combinés AC-DC sont disponibles dans la littérature. Elles peuvent être classées en deux catégories: les méthodes simultanées et les méthodes séquentielles. La méthode simultanée (méthode unifiée) combine les équations du système DC ainsi que leurs commandes avec les équations du système AC. Les équations AC-DC sont résolues simultanément [10,97-102]. La méthode séquentielle [103-110], résout les équations du système AC et le système DC séparément dans chaque itération et séquentiellement. D'autre part, elle est facile à mettre en œuvre, mais le problème de convergence peut se produire dans certaines situations. La méthode simultanée converge beaucoup plus rapidement que la méthode séquentielle.

Dans ce chapitre, une nouvelle approche de l'écoulement de puissance AC-DC sera présentée. L'idée de base consiste à modéliser le système DC par des injections nodales. Les grandeurs du système DC sont traitées comme des injections de courant aux jeux de barres auxquels ils sont connectés. Dans cette approche, l'ensemble des équations AC et DC est résolu séparément en utilisant une nouvelle méthode appelée : méthode séquentielle d'écoulement de puissance de Gauss-Seidel modifiée.

4.2. MODELISATION DU SYSTEME HVDC

Le schéma de principe d'une liaison de transport HVDC à deux terminaux est illustré par la figure (4. 1) [84-111]:

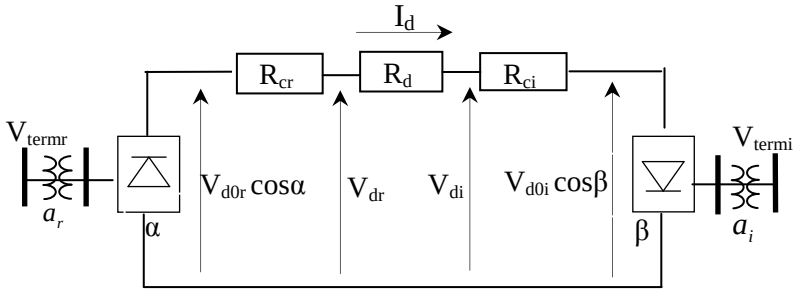


Figure 4. 1. Système de transport HVDC à deux terminaux

Les équations de base décrivant le comportement en régime permanant d'une liaison HVDC monopolaire peuvent être résumées comme suit [84,111,112]:

$$V_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} Xc_r I_d \tag{4.1}$$

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \cos\beta - \frac{3}{\pi} Xc_i I_d \tag{4.2}$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \tag{4.3}$$

$$P_{di} = V_{di} I_d \tag{4.4}$$

$$V_{dr} = V_{di} + R_{di} I_d \tag{4.5}$$

$$S_{dr} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} I_d \tag{4.6}$$

$$S_{di} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} I_d \tag{4.7}$$

$$Q_{dr} = \sqrt{S_{dr}^2 - P_{dr}^2} \tag{4.8}$$

$$Q_{di} = \sqrt{S_{di}^2 - P_{di}^2} \tag{4.9}$$

$$I_s = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} I_d \tag{4.10}$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} X_{cr} \tag{4.11}$$

$$R_{ci} = \frac{3}{\pi} X_{ci} \tag{4.12}$$

Où :

V_{termr}, V_{termi}: valeurs efficaces des tensions alternatives ligne à ligne des réseaux AC1 et AC2 (coté primaire du transformateur);

V_{dr},V_{di} : tension continue du redresseur et de l'onduleur respectivement ;

α ,β : angles de retard du redresseur et de l'onduleur respectivement;

a_r a_i : rapports de transformation des transformateurs du redresseur et de l'onduleur;

I_d : courant continu circulant dans la ligne HVDC ;

I_s : valeur efficace du courant dans la ligne AC ;

R_d : résistance de la ligne à courant continu;

R_{cr},R_{ci} : résistance équivalente de commutation du redresseur et de l'onduleur respectivement;

V_{dor} , V_{doi}: tension continue à vide du redresseur et de l'onduleur respectivement;

P_{dr},: puissance débitée par le redresseur;

P_{di} : puissance fournie à l'onduleur ;

X_{ci},X_{cr} : réactance de commutation du redresseur et l'onduleur respectivement.

Q_{dr} ,Q_{di} : puissances réactives absorbées par le redresseur et l'onduleur respectivement ;

k est supposé constant égal à 0.995.

Les indices (r) et (i) désignent les paramètres du redresseur et l'onduleur respectivement.

4.3. FORMULATION MATHEMATIQUE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE AC-HVDC

L'idée de base est d'appliquer la théorie de l'injection nodale à tous les jeux de barres AC et HVDC du réseau. Les courants des terminaux DC sont intégrés dans les équations des jeux de barres AC auxquels ils sont connectés. Dans cette analyse, les hypothèses suivantes sont envisagées:

• L'intégration d'une liaison à courant continu HVDC dans un réseau AC est modélisée par des injections de puissance active et réactive dans les jeux de barres AC/DC ;

• Les trois tensions alternatives sont parfaitement sinusoïdales à fréquence constante ;

• Le courant et la tension sont filtrés ;

• Les pertes des transformateurs sont ignorés et le fonctionnement des convertisseurs est parfaitement équilibré [3,84,113,114].

4.3.1. EQUATIONS DU REDRESSEUR:

Pour un réseau à n jeux de barres, l'expression de la puissance apparente au jeu de barres k est donnée par :

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \tag{4.13}$$

Où :

P_k ,Q_k : puissance active et réactive entrants dans le réseau au nœud k ;

V_k : tension au nœud k.

L'expression du courant est donnée par :

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \tag{4.14}$$

Le courant injecté au jeu de barres du redresseur est donné par :

$$I_k = \left(Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{kk}V_k + \ldots\ldots + Y_{kn}V_n\right) + I_{Pr} + I_f \tag{4.15}$$

D'où :

$$I_k = \sum_{n=1}^{N} Y_{kn}V_n + I_{Pr} + I_f \tag{4.16}$$

Avec

Y_{kn} : admittance de la branche kn ;

I_{pr} : courant injecté dans le circuit primaire du jeu de barres du redresseur ;

I_{pr} : courant du filtre du convertisseur (coté redresseur).

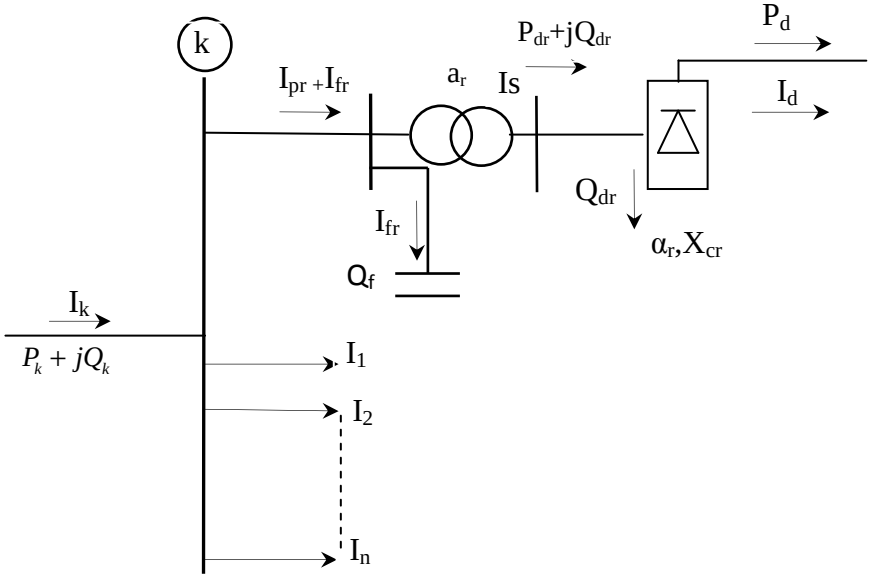


Figure 4. 2 Quantités nodales au jeu de barres AC-DC (redresseur)

À partir des équations (4.14) et (4.15), nous pouvons écrire:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = \left(Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{kk}V_k + \ldots\ldots + Y_{kn}V_n\right) + I_{Pr} + I_{fr} \tag{4.17}$$

D'où :

$$Y_{kk}V_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \left(Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + ... + Y_{kn}V_n \right) - I_{Pr} - I_{fr} \tag{4.18}$$

Donc l'expression de la tension au nœud k est donnée par :

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{n=1, \\ n \neq k}}^{N} Y_{kn}V_n - I_{Pr} - I_{fr} \right] \tag{4.19}$$

Avec:

$$I_{fr} = jb_{fr}V_k \tag{4.20}$$

L'équation générale de calcul de la tension au jeu de barres redresseur est donnée par:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{k=1, \\ n \neq k}}^{N} Y_{nk}V_n - I_{pr} - jb_{fr}V_k \right] \tag{4.21}$$

Avec

V_k : la tension complexe du jeu de barres k ;

n : nombre du jeu de barres dans le réseau,

Les grandeurs fondamentales sur les deux côtés du transformateur sans pertes sont liées par les expressions suivantes :

$$I_{pr} = a_r I_s \tag{4.22}$$

$$I_{pr} = k\frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r I_d \tag{4.23}$$

Comme les pertes des convertisseurs et des transformateurs sont ignorées, l'expression de la puissance apparente du redresseur est donnée par :

$$S_r = V_{dr}I_d + jV_{dr}I_d \tan\varphi_r \tag{4.24}$$

La puissance réactive du redresseur est déterminée par:

$$Q_r = P_r \tan\varphi_r \tag{4.25}$$

Avec

φ_r : l'angle entre la tension alternative et le courant AC fondamental, cet angle est donné par :

$$\varphi_r = \cos^{-1}\left(\frac{V_{dr}}{V_{dor}}\right) \tag{4.26}$$

Où :

$$V_{dor} = k\frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} \tag{4.27}$$

V_{dor} : tension continue à vide du redresseur ;

V_{termr}: valeur efficace de la tension alternative ligne à ligne du réseau AC (coté redresseur).

4.3.2. EQUATIONS DE L'ONDULEUR

Le courant injecté dans le réseau au jeu de barres k de l'onduleur est donné par la somme suivante :

$$I_k = \sum_{n=1}^{N} Y_{kn} V_n - I_{pi} + I_{fi} \tag{4.28}$$

Avec:

$$I_{pi} = a_i I_s \tag{4.29}$$

$$I_{pi} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i I_d \tag{4.30}$$

L'équation générale de calcul de la tension au jeu de barres de l'onduleur est donnée par:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{n=1, \\ n \neq k}}^{N} Y_{kn} V_n + Ip_i - jb_{fi} V_k \right] \tag{4.31}$$

Avec:

$$I_{fr} = jb_{fr} V_k \tag{4.32}$$

L'expression de la puissance apparente de l'onduleur est donnée par :

$$S_i = V_{di} I_d + jV_{di} I_d \tan\varphi_i \tag{4.33}$$

La puissance réactive de l'onduleur est déterminée par:

$$Q_i = P_i \tan\varphi_i \tag{4.34}$$

Avec φ_i et V_{doi} sont définies par:

$$\varphi_i = \cos^{-1}\left(\frac{V_{di}}{V_{doi}}\right) \tag{4.35}$$

$$V_{d0i} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \tag{4.36}$$

V_{doi} : tension continue à vide de l'onduleur ;

V_{termi}: valeur efficace de la tension alternative ligne à ligne du réseau AC (coté onduleur).

4.4. METHODE SEQUENTIELLE DE GAUSS ET GAUSS-SEIDEL MODIFIEE

Après avoir défini les équations modélisant le système combiné AC-DC, nous abordons dans ce paragraphe la résolution des équations en utilisant une nouvelle approche basée sur le processus itératif de Gauss-Seidel.

Lorsque la liaison HVDC est incluse dans les équations d'écoulement de puissance, il est nécessaire de résoudre ces équations selon le mode de commande définissant l'état de fonctionnement du système. Une liaison HVDC à deux terminaux nécessite quatre équations de contrôle. Ces équations sont données par:

$$\begin{bmatrix} a_{r\,min} \le a_r \le a_{r\,max} \\ \alpha_{min} \le \alpha \le \alpha_{max} \\ a_{i\,min} \le a_i \le a_{i\,max} \\ \beta_{min} \le \beta \le \beta_{max} \end{bmatrix} \tag{4.39}$$

Pour un système de n jeux de barres, l'équation générale de calcul de la tension aux jeux de barres DC des convertisseurs est donnée par:

$$V_k^{(i)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^{(i-1)*}} - \sum_{n=1,}^{k-1} Y_{kn} V_n^{(i)} - \sum_{n=k+1}^{N} Y_{kn} V_n^{(i-1)} - D_k Ip_k - jb_{fk} V_k^{(i-1)} \right] \tag{4.37}$$

Avec:

D = +1 pour le jeu de barres redresseur ;

D = -1 pour le jeu de barres onduleur ;

L'équation générale de calcul de la tension au jeu de barres AC est donnée par:

$$V_k^{(i)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^{(i-1)*}} - \sum_{n=1,}^{k-1} Y_{kn} V_n^{(i)} - \sum_{n=k+1}^{N} Y_{kn} V_n^{(i-1)} \right] \tag{4.38}$$

Avec :(k≠ jeux de barres DC, k≠ jeu de barres de référence).

L'indice (i) désigne le nombre de l'itération dans laquelle la tension est en cours de calcul et l'indice (i-1) indique le numéro de l'itération précédente. A chaque itération, les calculs sont effectués pour déterminer les tensions de tous les jeux de barres à l'exception du jeu de barres de référence. Si les nouvelles valeurs sont utilisées pour calculer la tension des jeux de barres suivants dans la même itération, ce processus est connu par la méthode de Gauss Seidel ; mais, si les nouvelles valeurs sont utilisées dans la prochaine itération, ce processus est connu par la méthode de Gauss.

Dans toutes les itérations d'écoulement de puissance AC-DC, uniquement la tension des deux terminaux sont concernées par l'injection du courant continu I_d. Ce courant est calculé à

partir de l'équation (4.3) ou (4.4) (Où V_{dr}, P_{dr} ou V_{di}, P_{di} sont généralement définies comme données). Par conséquent, toutes les équations sont résolues simultanément. Les tensions des jeux barres AC obtenue sont utilisées pour résoudre les équations DC. Ce processus se poursuit de manière itérative jusqu'à la convergence, et nous devons maintenant adapter les variables de contrôle a_i, a_r, α, β en utilisant les dernières valeurs actualisées des V_{busr} et V_{busi} dans les équations (1) et (2). Si les nouvelles valeurs sont satisfaites, nous calculerons les puissances dans les différents nœuds et branches. Dans le cas contraire, les variables de contrôle sont réadaptées et le processus se répète jusqu'il se converge.

Aux jeux de barres production, la puissance réactive doit être assurée dans des limites déterminées par l'inégalité:

$$Q_{\min} \le Q_g \le Q_{\max} \tag{4.40}$$

Avec :

Q_{min} et Q_{max} : puissance réactive maximale et minimale du générateur.

Ayant résolu les équations de AC-DC, on peut voir maintenant comment les puissances active et réactive sont intégrées. La seule modification requise se produit pour les équations des jeux de barres des convertisseurs [84]. Ces équations deviennent:

$$P_{term} = P_{term}(AC) + P_{term}(DC) \tag{4.41}$$

$$Q_{term} = Q_{term}(AC) + Q_{term}(DC) \tag{4.42}$$

$P_{term}(AC)$, $Q_{term}(AC)$: puissances injectées aux jeux de barres en fonction des variables du système AC ;

$P_{term}(DC)$, $Q_{term}(DC)$ puissances injectées aux jeux de barres en fonction des variables du système DC [84].

La figure (4.3) montre l'organigramme de la méthode séquentielle d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss-Seidel modifiée.

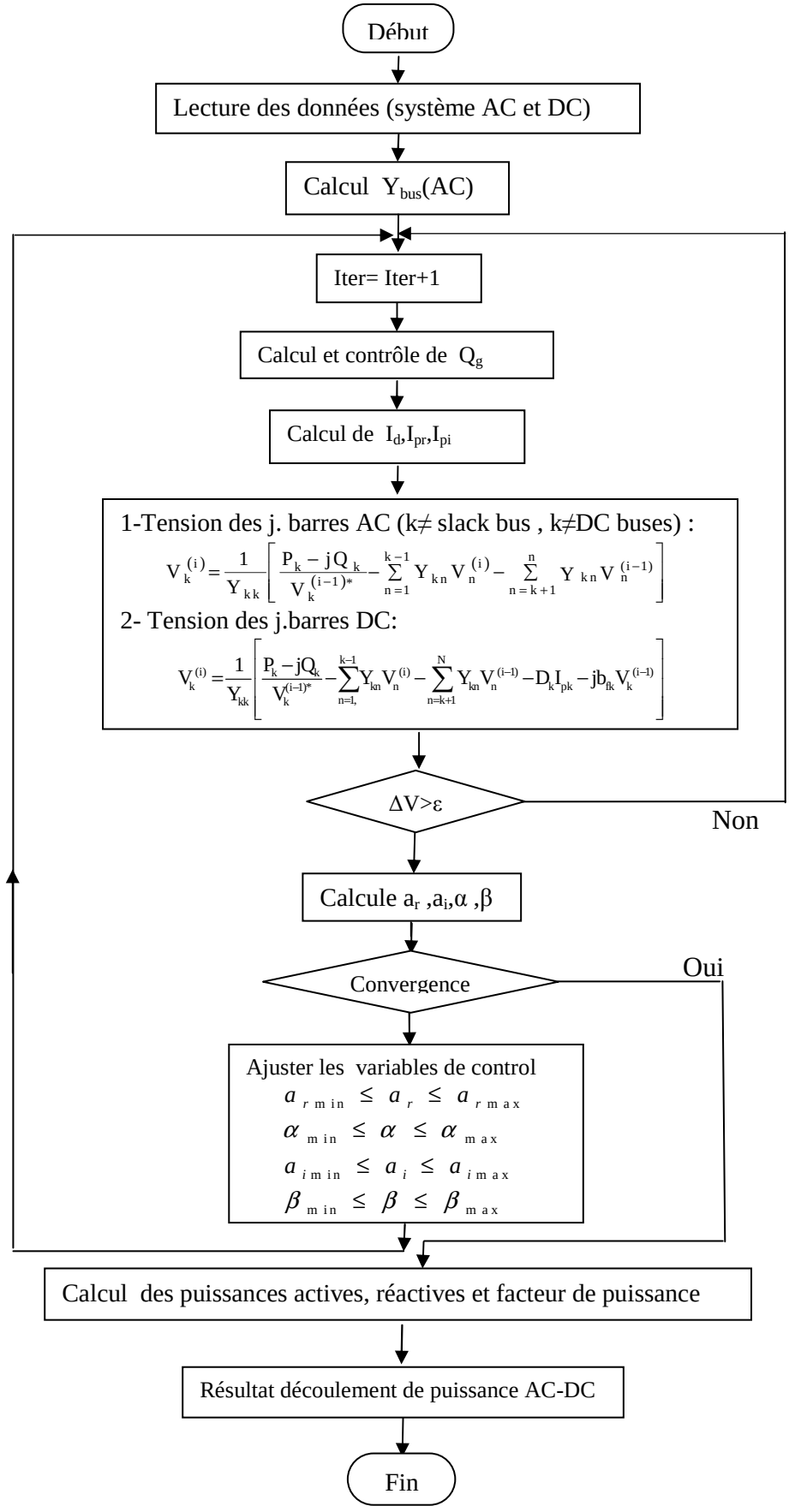


Figure 4. 3 Algorithme de la méthode séquentielle d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss-Seidel modifiée

4.5. RESEAU TEST ET RESULTATS

4.5.1. DESCRIPTION DU RESEAU TEST

L'approche proposée d'écoulement de puissance dans les réseaux AC-HVDC a été testée sur un réseau test IEEE modifié de trois générateurs et neuf jeux de barres. La ligne HVDC est insérée entre les jeux de barres 4 et 6 en parallèle avec la ligne AC existante (Figure 4.4) [4]. Les détails du système HVDC sont présentés dans le tableau 4.1 [114] .

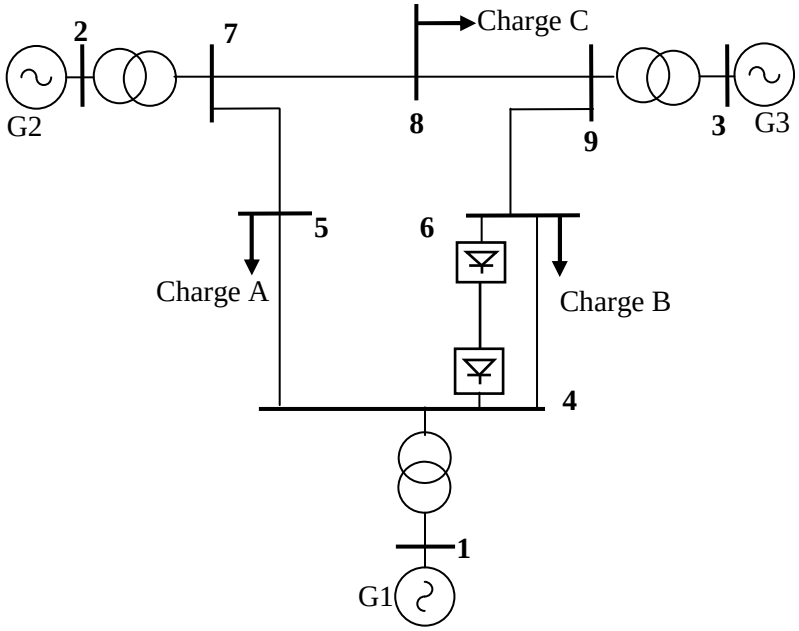


Figure 4. 3. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres avec liaison HVDC (redresseur au jb N°6, onduleur au jb N°4)

	Onduleur	Redresseur
N° du jeu de barres	4	6
Réactance de commutation	0.07275	0.126
Angle de contrôle minimum	10	7
Plage de régulation du transformateur	±15%	±15%
Admittance du filtre	0.6301	0.4902
Résistance de la ligne DC	0.00334	
Puissance transitée dans la ligne DC	0.5857	
Tension continue DC	1.284	

(S_{base}=100 MVA ,V_{base} =100 KV).

Tableau 4.1 : Caractéristiques de la liaison HVDC

4.5.2. ANALYSE DES RESULTATS D'ECOULEMENT DE PUISSANCE AC-DC

La résolution du problème d'écoulement de puissance dans les réseaux AC-DC dépend des conditions initiales choisies, les valeurs initiales des variables DC (a_i, a_r, facteur de puissance) peuvent être d'abord approchées respectivement à (1, 1, 0,9) [84]. Les résultats obtenus par les méthodes de Gauss et Gauss-Seidel décrites ci-dessus sont présentés comme suit :

1-Les résultats d'écoulement de puissance de la liaison HVDC sont donnés dans le tableau 4.2

2- Les résultats d'écoulement de puissance du réseau AC-DC sont donnés dans le tableau 4.3 , tableau 4.4 et tableau 4.5

	Redresseur	Onduleur
Tension DC	1.2854	1.2839
Rapport du transformateur	0.9999	0.9974
Angle de contrôle	7.0452	10.5163
Puissance Active	0.5863	0.5858
Puissance réactive consommée	0.1886	0.1857
Facteur de puissance	0.9520	0.9532
Courant continu dans la ligne HVDC	0.4562	
Puissance au jeu de barres	0.5863 + 0.1886i	- 0.5856 + 0.1857i

Tableau 4.2 : Résultats d'écoulement de puissance de la liaison HVDC

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.040	0.00°	70.806- j 48.116
2	1.025	8.32	163.000 - j 13.313
3	1.025	2.93	85.000 - j 27.000
4	1.067	-2.11	0.000 + j 0.000
5	1.030	-4.05	-125.000 - j 50.000
6	1.103	-6.33	-90.000 - j 30.000
7	1.038	-2.82	0.000 + j 0.000
8	1.032	-0.44	-100.000 - j 35.000
9	1.053	0.28	0.000 + j 0.000

(Nombre d'itération =16).

Tableau 4.3 : Résultats d'écoulement de puissance AC-DC par la méthode de Gauss-Seidel modifiée

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.040	0.00°	70.774- j 48.119
2	1.025	8.32°	163.000 - j 13.312
3	1.025	2.93°	85.000 - j 27.000
4	1.067	-2.10°	0.000 + j 0.000
5	1.030	-4.05°	-125.000 - j 50.000
6	1.103	-6.33°	-90.000 - j 30.000
7	1.038	2.83°	0.000 + j 0.000
8	1.032	-0.43°	-100.000 - j 35.000
9	1.053	0.28°	0.000 + j 0.000

(Nombre d'itération =21).

Tableau 4.4 : Résultats d'écoulement de puissance AC-DC par la méthode de Gauss modifiée

j.b départ	j.b arriv	Gauss- Seidel modifiée	Gauss modifiée
1	4	70.774 - j 48.119	70.806 - j 48.116
2	7	163.062 - j 13.313	163.052 - j 13.324
3	9	85.054 - j 47.830	85.036 - j 47.832
4	1	-70.774 + j 52.019	-70.806 + j 52.018
4	5	48.830 + j 32.280	48.846 + j 32.278
4	6	25.845 - j 44.322	25.861 - j 44.325
Ligne DC 4	6	58.63+ j 18.86	58.63+ j 18.86
5	4	-48.464 - j 48.522	-48.480 - j 48.518
5	7	-76.522 - j 1.481	-76.511 - j 1.489
6	4	-24.281 + j 71.243	-24.296 + j 71.249
Ligne DC 6	4	- 58.56 + j 18.57	- 58.56 + j 18.57
6	9	-66.767 + j 30.476	-66.764 + j 30.475
7	2	-163.062 + j 29.236	-163.052 + j 29.245
7	5	78.354 - j 22.001	78.343 - j 21.996
7	8	84.718 - j 7.249	84.711 - j 7.236
8	7	-84.152 - j 3.915	-84.145 - j 3.928
8	9	-15.846 - j 31.069	-15.855 - j 31.071
9	3	-85.054 + j 53.140	-85.036 + j 53.141
9	6	69.070 - j 62.094	69.067 - j 62.094
9	8	15.918 + j 8.954	15.927 + j 8.957

Tableau 4.5 : Résultats d'écoulement de puissance AC-DC

A partir des tableaux (4.2),…,(5.5), nous pouvons voir que l'approche présentée dans ce chapitre est facile à mettre en œuvre dans l'algorithme de l'écoulement de puissance des réseaux AC-DC. Le nombre d'itérations converge de manière fiable (16 itérations pour la méthode de Gauss-Seidel et 21 itérations pour la méthode de Gauss).

Les performances des méthodes utilisées ont été comparées avec deux autres méthodes appliquées sur le même système. La méthode de Newton-Raphson modifiée présentée dans la référence [107] a convergé après 05 itérations seulement. Cependant, la méthode Broyden présentée dans la référence [109] a convergé après 28 itérations. Malgré que le nombre d'itération soit important par rapport à la première méthode et meilleur par rapport à la deuxième, les méthodes de Gauss et Gauss-Seidel modifiées présentées dans ce document sont très faciles à formuler mathématiquement. Les solutions AC et DC sont obtenus avec les mêmes itérations. Les résultats de simulation ont une grande précision avec un court temps d'exécution. Le programme est simple à mettre en œuvre et à modifier. Avec cette méthode, la ligne HVDC peut être intégrée dans le réseau AC sans perdre les caractéristiques de la méthode classique de Gauss-Seidel. Les résultats d'écoulement de puissance des réseaux AC-DC ont été obtenus avec un nombre d'itérations plus élevé que pour un système sans ligne HVDC. Les itérations supplémentaires sont dues aux variables de contrôle DC qui doivent être satisfaites.

4.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté une nouvelle approche d'écoulement de puissance des réseaux AC-DC. Un modèle simplifié de la liaison HVDC a été développé et intégré dans l'algorithme de Gauss et Gauss-Seidel modifié. L'idée de base est d'appliquer la théorie de l'injection nodale à tous les jeux de barres AC et DC du réseau. Les courants des terminaux DC sont intégrés dans les équations des jeux de barres AC auxquels ils sont connectés. Par conséquent, l'approche proposée présente les avantages suivants :

• Plus facile à mettre en œuvre dans l'algorithme d'écoulement de puissance AC-DC ;

• Le nombre des itérations est réduit;

• Les différentes stratégies de contrôle de la liaison HVDC peuvent être introduites dans la méthode de Gauss et Gauss-Seidel modifiées avec une petite modification dans l'algorithme de base pour chaque mode de contrôle.

• Le programme est simple à mettre en œuvre et à modifier, enfin, elle peut être utilisée pour un système de grande taille avec des liaisons DC multi terminaux et des dispositifs FACTS.

Par conséquent, la méthode séquentielle d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss et la méthode Gauss-Seidel modifiées sont des méthodes économiques et pratiques pour l'écoulement de puissance des réseaux AC-DC.

Chapitre 05

Simulation et Analyse de la Stabilité Transitoire des Réseaux AC-DC

5.1. INTRODUCTION

Aujourd'hui, le développement des systèmes d'énergie électriques a de plus en plus des contraintes associées à la planification et l'exploitation des réseaux électriques. Les perturbations survenant sur les réseaux électriques sont nombreuses et variées. Ces perturbations ont montré les limites de stabilité et du transit des systèmes existants. Pour ces raisons les compagnies de l'électricité sont tenues d'assurer un certain nombre de critères de fiabilité et de continuité du service et envisager l'emploi des systèmes actifs capables de réagir instantanément afin de confronter les perturbations et rétablir un régime de fonctionnement acceptable. Cette réaction rapide est rendue possible en utilisant la technique HVDC. Dans ce cadre, de nombreuses techniques d'amélioration de la stabilité transitoire utilisant les systèmes HVDC ont étaient développés [12,78,115-118].

Dans ce chapitre, nous présentons une nouvelle méthode d'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant un contrôleur de la puissance active à injecter (ou absorber) à travers un système HVDC suite à une perturbation. Pour cela, nous présentons premièrement la méthodologie de résolution du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques munis d'une liaison HVDC, puis nous verrons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par le contrôleur d'échange de puissance active. Deux simulations seront présentées dans ce chapitre :

• Analyse de la stabilité des réseaux AC-DC ;

• Amélioration de la stabilité des réseaux par le contrôle de la puissance active injectée à travers une liaison HVDC.

5.2. ALGORITHME D'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Les différentes étapes d'analyse de stabilité transitoire des réseaux électriques pour le cas d'un défaut de court circuit sont:

•Modélisation des différents éléments du réseau électrique (lignes, transformateurs, FACTS, générateurs, régulateurs, charges, HVDC,);

• Initialisation des paramètres du réseau AC et DC;

• Calcul de l'écoulement de puissance AC-DC ;

• Calcul de la matrice admittance avant défaut ($Y_{prefault}$) et la matrice $Y_{prefault}$ réduite ;

• Calcul des conditions initiales des équations différentielles décrivant la dynamique du système électrique.

• A l'instant t = 0, un défaut de court-circuit triphasé est survenu sur une ligne très proche du jeu de barres, ce défaut persiste jusqu'à ce que le défaut soit éliminé à l'instant t = T_d; (le système est considéré stable avant le défaut).

• Calcul de la matrice admittance durant défaut (Y_{fault}) et la matrice Y_{fault} reduite où tous les éléments de la ligne et de la colonne qui correspondent au jeu de barres de défaut doivent être remplacés dans $Y_{prefault}$ par des zéros, puis la méthode de réduction est appliquée;

• Résolution de l'ensemble des équations différentielles et algébriques décrivant le système durant le défaut en utilisant la méthode de Runge-Kutta, en tenant compte de l'effet des contrôleurs HVDC et FACTS ;

• A t = T_d, la ligne en défaut est isolée ;

• Calcul de la matrice admittance après défaut ($Y_{postfault}$) et la matrice $Y_{postfault}$ réduite ;

• Résolution de l'ensemble des équations différentielles et algébriques décrivant le système en utilisant la méthode de Runge-Kutta après défaut, en tenant compte de l'effet des contrôleurs HVDC et FACTS ;

• Tracer l'évolution des différents paramètres et particulièrement les angles rotoriques relatifs;

• Evaluation de la stabilité transitoire en utilisant le critère des angles rotoriques relatifs ;

• Détermination du temps critique d'élimination du défaut CCT [5,6,106].

5.3. CRITERE D'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE

Afin d'apprécier la nature de la stabilité transitoire du système, il suffit d'analyser l'évolution des angles rotoriques relatifs [3,4]. Si tous les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré

stable. Si l'un (ou plusieurs) des angles rotoriques relatifs évolue d'une manière non oscillatoire amortie, le système est instable. Le temps critique d'élimination du défaut CCT est défini commettant le temps max pour lequel le système est toujours stable [3,4,38,89].

$$\delta_{21} = \delta_2 - \delta_1 \tag{5.1}$$

$$\delta_{31} = \delta_3 - \delta_1 \tag{5.2}$$

$$\delta_{n1} = \delta_n - \delta_1 \tag{5.3}$$

5.4. FORMULATION MATHEMATIQUE DU PROBLEME DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Une fois le système est modélisé, la résolution du problème de stabilité transitoire consiste à résoudre simultanément un ensemble d'équations différentielles et algébriques en même temps et à chaque pas d'intégration [3-6,119].

Les équations décrivant le problème de la stabilité transitoire des réseaux AC-DC sont données par un ensemble d'équations différentielles et algébriques.

5.4.1. *CALCUL DU REGIME PERMANENT (POWER FLOW)*

Les tensions alternatives et continues de la liaison HVDC sont données par [1] :

$$V_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} Xc_r I_d \tag{5.4}$$

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \cos\beta - \frac{3}{\pi} Xc_i I_d \tag{5.5}$$

$$V_{dr} = V_{di} + R_d I_d \tag{5.6}$$

Le courant continu et alternatif sont reliés par l'expression (5.7) :

$$I_s = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} I_d \tag{5.7}$$

Les équations de contrôle sont données par:

$$\begin{bmatrix} a_{r\min} \le a_r \le a_{r\max} \\ \alpha_{\min} \le \alpha \le \alpha_{\max} \\ a_{i\min} \le a_i \le a_{i\max} \\ \beta_{\min} \le \beta \le \beta_{\max} \end{bmatrix} \tag{5.8}$$

L'équation générale de calcul de tension des jeux de barres DC est donnée par:

$$V_k^{(i)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^{(i-1)*}} - \sum_{n=1,}^{k-1} Y_{kn} V_n^{(i)} - \sum_{n=k+1}^{N} Y_{kn} V_n^{(i-1)} - D_k Ip_k - jb_{fk} V_k^{(i-1)} \right] \tag{5.9}$$

Avec:
D = +1 pour redresseur et D = -1 pour l'onduleur.

L'équation générale de calcul de tension des jeux de barres AC est donnée par:

$$V_k^{(i)} = \frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^{(i-1)*}} - \sum_{n=1,}^{k-1} Y_{kn} V_n^{(i)} - \sum_{n=k+1}^{N} Y_{kn} V_n^{(i-1)}\right] \tag{5.10}$$

5.4.2. *EQUATIONS DIFFERENTIELLES*

La machine synchrone est décrite par un modèle de 4 me ordre défini par [89, 91,120]:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi . f}{H}(P_m - P_e) \tag{5.11}$$

$$\frac{d\,\delta}{d\,t} = \omega - 2.\pi.f_0 \tag{5.12}$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d\right] \tag{5.13}$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}}\left[-E'_d - (X_q - X'_d)I_q\right] \tag{5.14}$$

Le régulateur de tension présenté par la figure (3.21) est décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{1}{T_r}(V_{ref} - V_t - V_1) \tag{5.15}$$

$$\frac{dV_{2R}}{dt} = \frac{1}{T_A}\left[K_A\left(V_1 + \frac{V_{oR}}{K_A} - V_2\right) - V_{2R}\right] \tag{5.16}$$

$$\frac{dE_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_E}\left[V_{2R} - (S_E + K_E)E_{ex}\right] \tag{5.17}$$

$$\frac{dV_2}{dt} = \frac{1}{T_F}\left(K_F\frac{dE_{ex}}{dt} - V_2\right) \tag{5.18}$$

Le régulateur de vitesse présenté par la figure (3.22) est décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_S}(P_1 - P_m) \tag{5.19}$$

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{T_C}(P_2 - P_1) \tag{5.20}$$

5.4.3. EQUATIONS ALGEBRIQUES

Les équations algébriques décrivant le système basées sur la transformée de Park sont données par [89,91,120] :

$$I_{di} = G_{ij}.E'_{di} + B_{ij}.E'_{qi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{NG} \left[E'_{dj}.F_{G+B}\left(\delta_{ij}\right) + E'_{qj}F_{B-G}\left(\delta_{ij}\right) \right] \quad (5.21)$$

$$I_{qi} = G_{ij}.E'_{qi} - B_{ij}.E'_{qi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{NG} \left[E'_{qj}.F_{G-B}\left(\delta_{ij}\right) + E'_{dj}F_{B+G}\left(\delta_{ij}\right) \right] \quad (5.22)$$

Avec:

N_G: nombre de générateurs ;

$$F_{G+B}\left(\delta_{ij}\right) = G_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) \quad (5.23)$$

$$F_{G-B}\left(\delta_{ij}\right) = B_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) \quad (5.24)$$

$$V_{di} = E'_{di} - X'_{qi}.I_{qi} \quad (5.25)$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}.I_{di} \quad (5.26)$$

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \quad (5.27)$$

$$Pe_i = E'_{di}I_{di} + E'_{qi}I_{qi} \quad (5.28)$$

5.4.4. MODELES DES CONTROLEURS FACTS

Le modèle du contrôleur FACTS est donné par la figure (5.1) [92,93,121-122]:

Où :

e_i , e_{ref} : entrées du contrôleur mesurée et de référence ;

S_{FACTS} : sortie du contrôleur (Y_{SVC}, P_{UPFC}, X_{TCSC}, $I_{STATCOM}$,V_{sssc}, etc) ;

$S_{FACTS\ max/min}$: marges du contrôleur ($Y_{SVCmax/min}$, $X_{TCSCmax/min}$, etc).

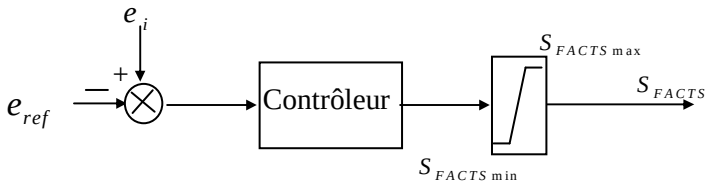


Figure 5.1. Modèle du contrôleur FACTS.

5.4.5. MODELES DES CONTROLEURS HVDC

Le modèle du contrôleur HVDC est donné par la figure (5.2) :

Où :

e_i , e_{ref} : entrée du contrôleur mesurée et de référence ;

S_{HVDC} : sortie du contrôleur (α, β , P_{HVDC}, I_d, etc) ;

$S_{HVDC\ max/min}$: marges du contrôleur ($\alpha_{max/min}$, $\beta_{max/min}$, $P_{HVDCmax/min}$, etc)

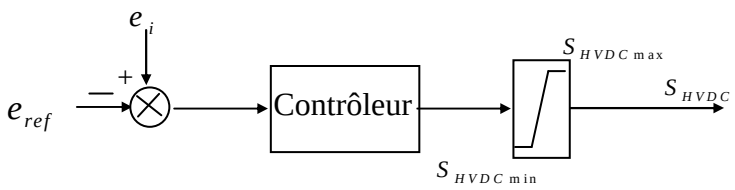


Figure 5.2. Modèle du contrôleur HVDC.

5.5. SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Afin de valider les approches proposées dans cette thèse, nous avons utilisé un réseau test IEEE de trois générateurs et neuf jeux de barres, dont les charges sont considérées comme des admittances constantes. Le réseau test est modifié par l'insertion d'une liaison HVDC entre le jeu de barre N°4 et N°6. Le premier convertisseur connecté au jeu de barres N°6 fonctionne en redresseur, l'autre fonctionne en onduleur. Le régime initial ainsi que les valeurs initiales des équations différentielles sont déterminées par le calcul de l'écoulement de puissance.

5.5.1. DESCRIPTION DU RESEAU TEST

Le schéma unifilaire du réseau de test est présenté par la figure (5.3), les données des alternateurs et des régulateurs sont données par les tableaux ci-dessous [4] :

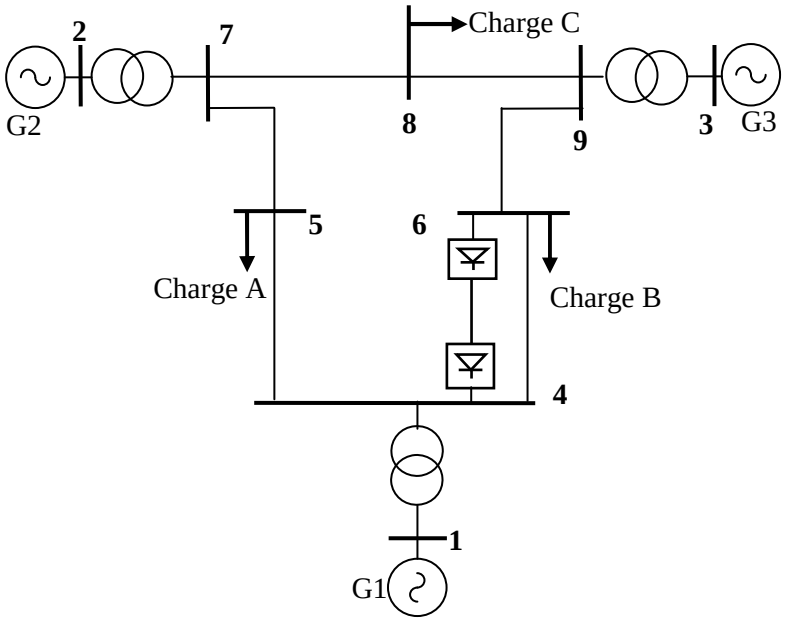


Figure 5. 3. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres
avec liaison HVDC (redresseur au jb N°6, onduleur au jb N°4)

Alternateur	1	2	3
Puissance apparente nominale (MVA)	247.50	192.00	128.00
Facteur de puissance	0.95	0.95	0.95
Resistance de l'induit	0.0	0.00	0.00
Reactance synchrone directe X_d (p.u)	0.146	0.8958	1.3125
Reactance synchrone transversale X_q (p.u)	0.0969	0.8645	1.2578
Energie cinétique (J)	2364.00	640.00	300.00
Constante d'inertie H (s)	9.55	3.33	2.34
Coefficient d'amortissement D	0.00	0.00	0.00
Réactance transitoire X_d (p.u)	0.0608	0.1198	0.1813
Réactance transitoire X_q (p.u)	0.0969	0.1969	0.25
T'_{do} (s)	8.96	6.00	5.89
T'_{qo} (s)	0.50	0.53	0.600

Tableau 5.1: Caractéristiques des alternateurs

Alternateur	1	2	3
K_E	0.17	0.04	0.03
T_E (s)	0.50	0.35	0.45
T_r (s)	0.00	0.00	0.00
T_A (s)	0.05	0.1	0.06
T_F (s)	1.00	1.00	1.00
K_A	400.00	50.00	50.00
K_F	0.04	0.04	0.04
V_{rmax} (p.u)	7.3	3.50	3.2
V_{rmin} (p.u)	-7.3	0.00	-3.2
Aex	0.0027	0.0039	0.0027
Bex	1.465	1.555	1.639
Eex max	4.5	2.5	2.4

Tableau 5.2 : Caractéristiques des régulateurs de tension

Alternateur	1	2	3
Tc (s)	0.2	0.3	0.25
Ts (s)	-0.04	-0.04	-0.04
DBt	0.00	0.00	0.00
R	0.02	0.02	0.02
P_{max} (p.u)	1.5	1.65	1

Tableau 5.3 : Caractéristiques des régulateurs de vitesse

5.5.2. ANALYSE DE LA STABILTE DU RESEAU AC-DC SANS DISPOSITIFS FACTS

Dans cette partie, nous présentons l'analyse de la stabilité transitoire du réseau test IEEE muni d'une ligne HVDC de 03 générateurs et 09 jeux de barres et sans dispositifs FACTS. La ligne HVDC est considérée entre le jeu de barres N° 4 et le jeu de barres N° 6. Pour cela, un défaut de court circuit triphasé est considéré sur la ligne 4-6, proche du jeu de barres N°4. Le défaut est appliqué à l'instant t=0. Ce défaut persiste pendant une durée de temps connue par

T_d (durée de défaut), à partir de l'instant t= T_d. Le défaut est éliminé par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne en défaut [5,6].

Le CCT est déterminé par essais et erreurs. Nous faisons varier sensiblement la durée du défaut T_d jusqu'à ce que le système devienne instable ; le CCT est défini par la grande valeur de durée de défaut pour laquelle le système est stable. Le système est considéré stable avant le défaut. Les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes :

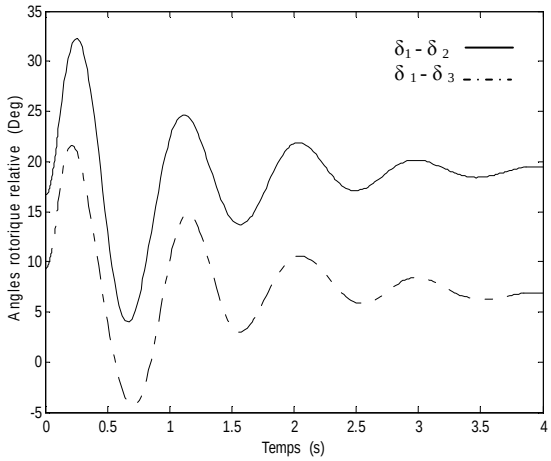


Figure 5. 4. Angles rotoriques relatifs (Td=0.1s)

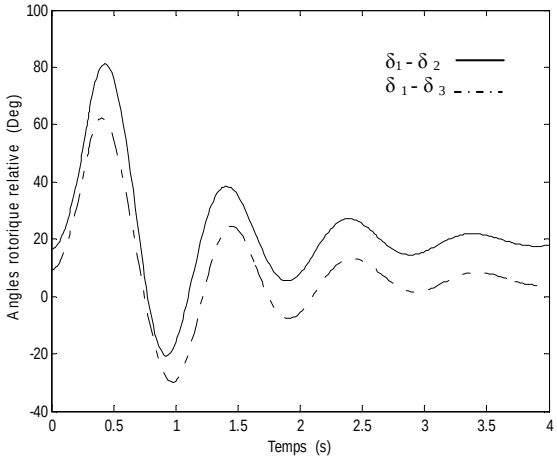


Figure 5. 5. Angles rotoriques relatifs (Td=0.3s)

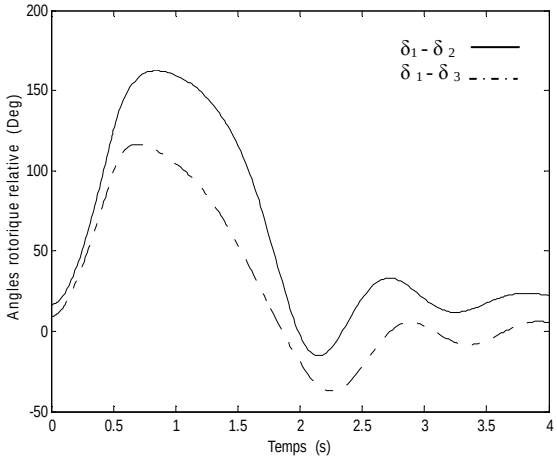


Figure 5.6. Angles rotoriques relatifs (Td=0.493s)

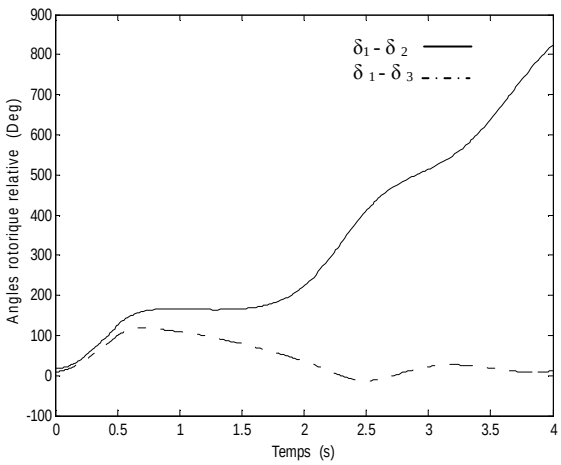


Figure 5. 7. Angles rotoriques relatifs (Td=0.494s)

Les figures (5.4, 5.5, 5.6, 5.7) montrent l'évolution des angles relatifs du système muni d'une ligne HVDC pour T_d = 0.1s, 0.3s, 0.493s, 0.494s respectivement. On peut observer dans les figures (5.4, 5.5, 5.6) que les angles relatifs δ_{12}, δ_{13} sont oscillatoires amorties. On peut dire que le système est stable. La figure (5.7) (T_d=0.494s) montre que les angles relatifs δ_{12}, δ_{13} ne sont pas amortis, donc le système devient instable. La perte de la stabilité est également

indiquée dans la figure (5.11) dans laquelle les fréquences des machines sont asynchrones. En conclusion, dans ce cas de défaut, si la durée de défaut est plus grande que 0.493s, le système devient instable, le CCT est donc égale à 0.493s.

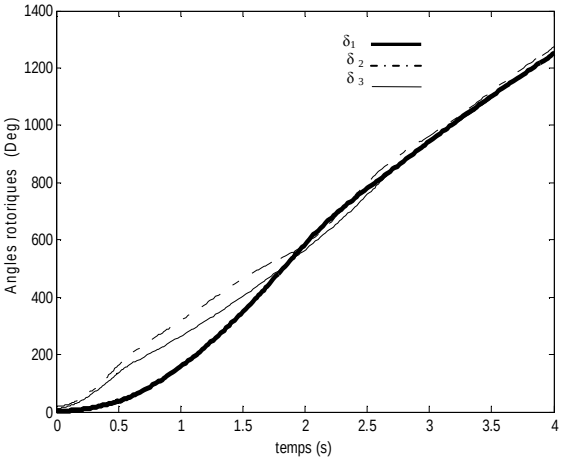


Figure 5. 8. Angles rotoriques (Td=0.493s)

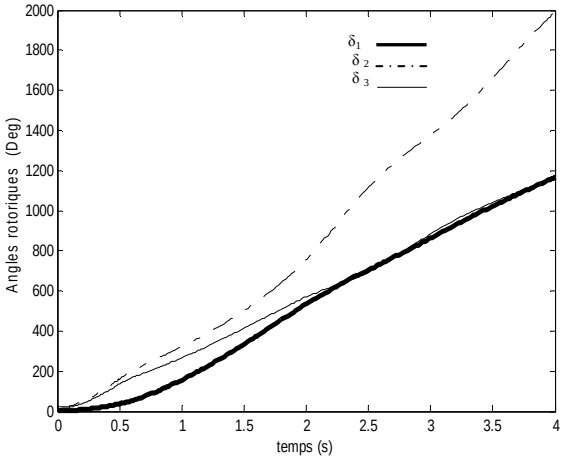


Figure 5.9. Angles rotoriques (Td=0.494s)

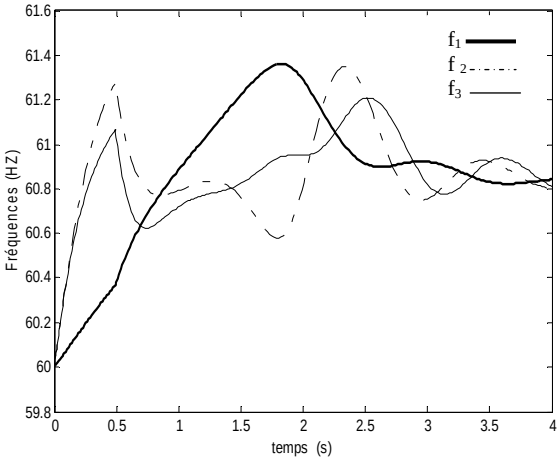


Figure 5. 10. Fréquences (Td=0.493s)

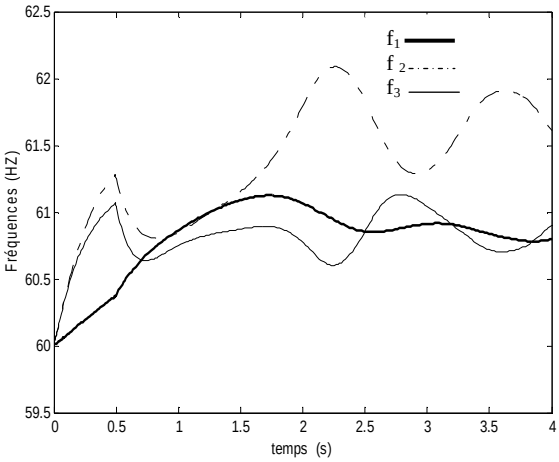


Figure 5. 11. Fréquences (Td=0.494s)

5.5.3. AMELIORATION DE LA STABILTE TRANSITOIRE DU RESEAU AC-DC PAR UN NOUVEAU CONTROLLEUR DE LA PUISSANCE ACTIVE INJECTEE

Dans cette étude, nous présentons une nouvelle méthode d'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux alternatifs en utilisant les propriétés des systèmes HVDC. L'idée de base consiste à injecter ou absorber une puissance active afin de rétablir l'équilibre production-consommation. En agissant sur la puissance délivrée ou absorbée par le système HVDC, le système AC2 peut absorber ou générer une marge de puissance (sans être affecté) pour améliorer la stabilité du réseau AC1 lors d'une perturbation. La stabilité transitoire est évaluée par le critère des angles rotoriques relatifs. L'ensemble des équations modélisant le

système est résolu simultanément en utilisant la méthode numérique de Runge-Kutta. Le temps critique d'élimination du défaut est utilisé comme un indice d'évaluation de la stabilité transitoire. L'efficacité de la méthode proposée est testée sur un réseau test IEEE de trois générateurs et neuf jeux de barres lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur une ligne de transmission pour plusieurs marges de puissance injectées (ou absorbées).

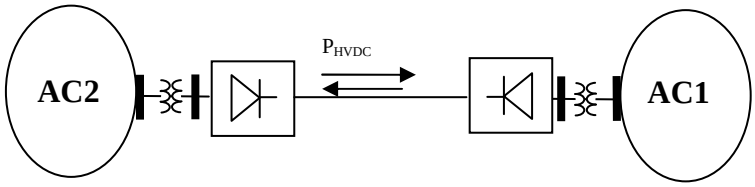


Figure 5. 12. Echange de puissance à travers un système HVDC

5.5.4. PRINCIPE DU CONTROLLEUR

La méthode proposée d'amélioration de la stabilité transitoire du réseau alternatif consiste à transmettre une puissance active modulée dans le réseau en déficit AC1(ou en surproduction) à travers une liaison HVDC. La bidirectionnalité et la contrôlabilité rapide des flux de puissance sont utilisées pour améliorer la stabilité du réseau AC1. Le flux de puissance DC est modulé en changeant l'angle de commande des convertisseurs. La puissance injectée est fonction de la fréquence du réseau.

La puissance injectée est introduite directement dans l'équation du mouvement de la machine [123] :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi . f}{H}\left(P_m - P_e - P_{HVDC}\right) \tag{5.29}$$

La puissance électrique peut être écrite par:

$$P_e = P_{AC} - P_{HVDC} \tag{5.30}$$

La stratégie de contrôle est définie par :

$$\begin{bmatrix} f > f_{\max}, P_{HVDC} = P_{HVDC} - \Delta P_{HVDC} \\ f < f_{\min}, P_{HVDC} = P_{HVDC} + \Delta P_{HVDC} \\ P_{HVDC}\ \min \le \Delta P_{HVDC} \le P_{HVDC}\ \max \end{bmatrix} \tag{5.31}$$

Il est clair que la modulation rapide P_{HVDC} peut améliorer considérablement le comportement transitoire de la machine synchrone. Le principe du contrôle de la puissance injectée est définit comme suit :

• Si la fréquence du réseau est supérieure à f_{max}, donc il existe un excès d'énergie ($P_m > P_e$), l'équilibre de la production-consommation est rétabli en transférant une puissance électrique vers le deuxième réseau AC2 à travers la liaison HVDC.

• Si la fréquence du réseau est inférieure à f_{min}, il existe donc un déficit d'énergie ($P_e > P_m$). L'équilibre de la production-consommation est rétabli en absorbant une puissance électrique à partir du deuxième réseau AC2 à travers la liaison HVDC.

La marge de puissance absorbée ou injectée ($P_{HVDC\ max}$ et $P_{HVDC\ min}$) dépend principalement de la capacité du deuxième réseau, dont des consignes sont imposées afin de ne pas l'affecter.

La stratégie de contrôle proposée est testée lorsque les deux réseaux sont connectés par un système HVDC. Dans tous les cas, la marge de puissance et la marge de fréquence du contrôleur sont considérées comme suit:

$$\Delta P_{HVDCmax} = -\Delta P_{HVDCmin}, \tag{5.32}$$

$$\Delta f_{max} = -\Delta f_{min} \tag{5.33}$$

Le modèle du système est décrit par les équations (5.36-5.39.), uniquement l'équation du mouvement est modifiée :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 2.\pi.f \tag{5.34}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi.f}{H}\left(P_m - P_e - P_{HVDC}\right) \tag{5.37}$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + \left(X_d - X'_d\right)I_d\right] \tag{5.38}$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}}\left[-E'_d - \left(X_q - X'_q\right)I_q\right] \tag{5.39}$$

5.5.5. RESULTATS DE SIMULATION

Le réseau test utilisé est un réseau test IEEE de trois générateurs et neuf jeux de barres, connecté à un réseau de grande puissance à travers une liaison HVDC. Le schéma unifilaire du réseau test modifié est présenté par la figure (5.13).

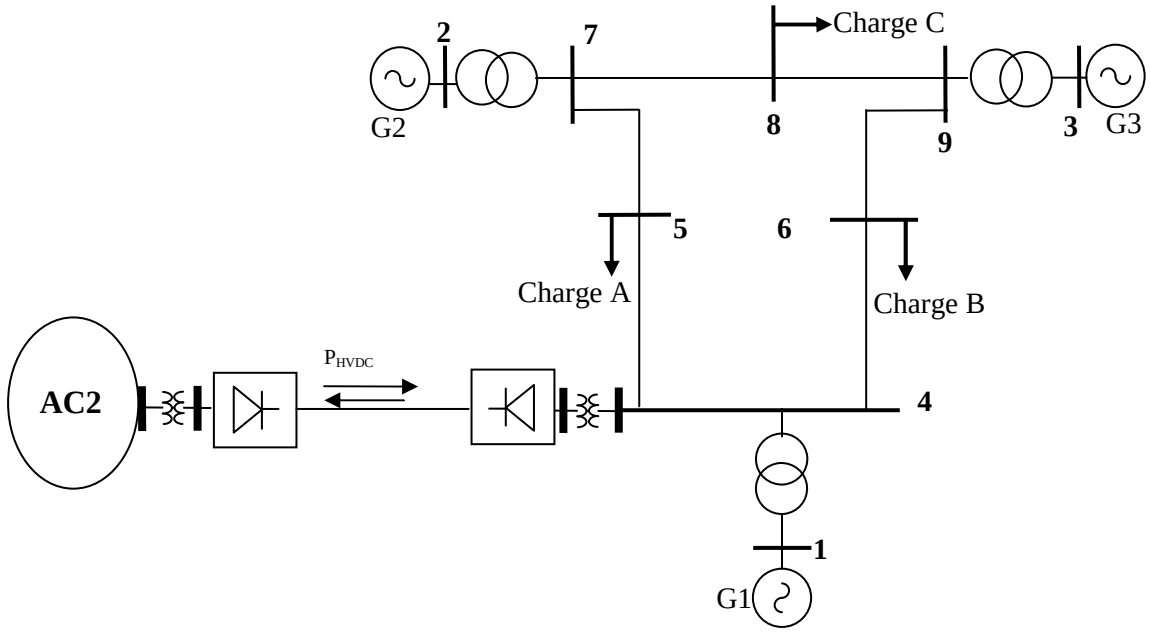


Figure 5. 13. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres connecté à un réseau de grande puissance à travers une liaison HVDC

Dans cette application, le défaut de court circuit triphasé est considéré sur la ligne 4-6, proche du jeu de barres N°4. Le défaut est appliqué à l'instant t=0, jusqu'à l'instant t= T_d où le défaut est éliminé par l'isolement de la ligne en défaut. L'impédance de défaut est considérée nulle, le système avant défaut est considéré stable. La simulation est effectuée en trois étapes avant, durant et après défaut. Les résultats de simulation sont présentés par les figures (5.14),…,(5.19):

Les figures (5.14) et (5.16) présentent l'évolution des angles relatifs du système sans liaison HVDC pour T_d = 0.448s, 0.449s. Il apparaît que le système est stable pour T_d = 0.448s, alors pour T_d = 0.449s le système est instable. Les figures (5.15) et (5.17) montrent l'évolution des fréquences du système sans liaison HVDC pour T_d = 0.448s, 0.449s. Pour le premier cas les trois machines sont synchrones dont la nouvelle fréquence est égale à 60.85Hz (nouveau point de la stabilité). Pour le second cas (T_d = 0.449s), il est très clair que les trois fréquences deviennent asynchrones et la stabilité est perdue. Nous pouvons déduire la valeur du CCT pour ce type de défaut qui est 0.448s.

La figure (5.18) montre l'évolution des angles relatifs du système avec injection de puissance de 0.3 p.u et 0.1pu ($\Delta P_{HVDCmax}$ =0.3 p.u et 0.1 p.u, f_{max}=60.447 HZ, la puissance de la machine N°1 est modulée). On peut observer que les angles relatifs sont amortis et le système redevient stable. A titre de comparaison, les performances du système avec injection de puissance sont meilleures lorsque la marge de puissance est plus grande. Les résultats

indiquent que la commande de puissance échangée peut améliorer considérablement l'oscillation et augmenter le CCT.

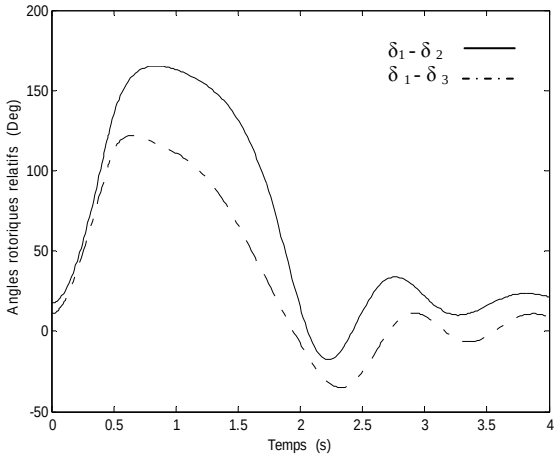


Figure 5. 14. Angles rotoriques relatifs (Td=0.448s), système sans liaison HVDC

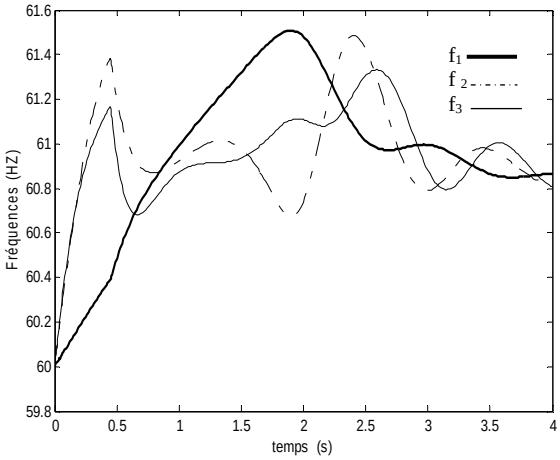


Figure 5. 15. Fréquences (Td=0.448s), système sans liaison HVDC

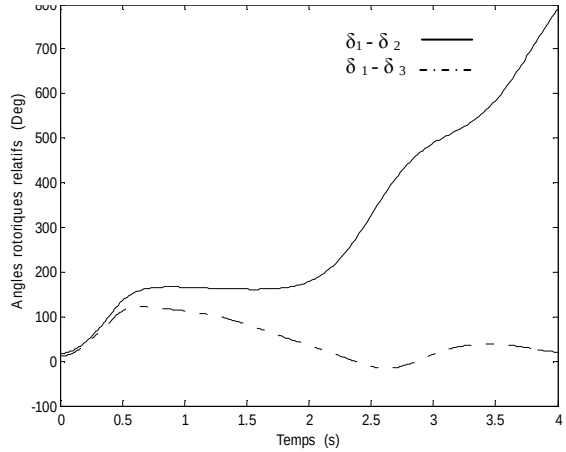


Figure 5. 16. Angles rotoriques relatifs (Td=0.449s), système sans liaison HVDC

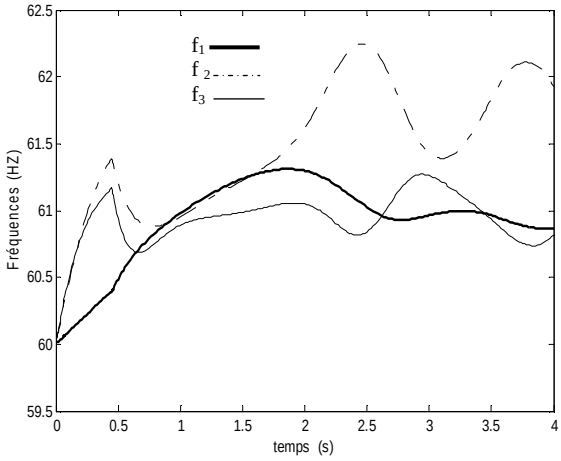


Figure 5. 17. Fréquences (Td=0.449s), système sans liaison HVDC

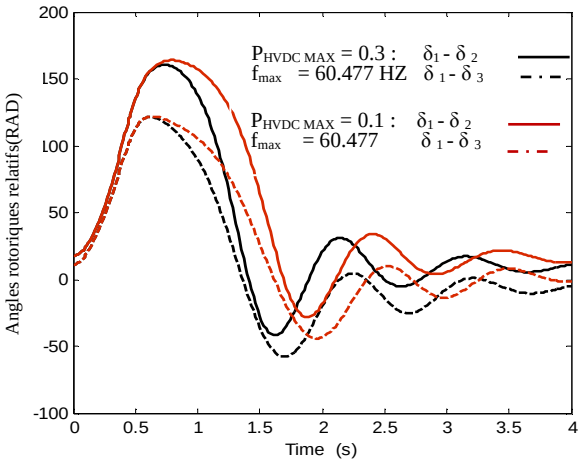


Figure 5. 18. Angles rotoriques relatifs lors d'échange de puissance à travers la liaison HVDC (Td=0.449 $P_{HVDC\ max}$ =0.3 p.u, $P_{HVDC\ max}$ = 0.1 p.u)

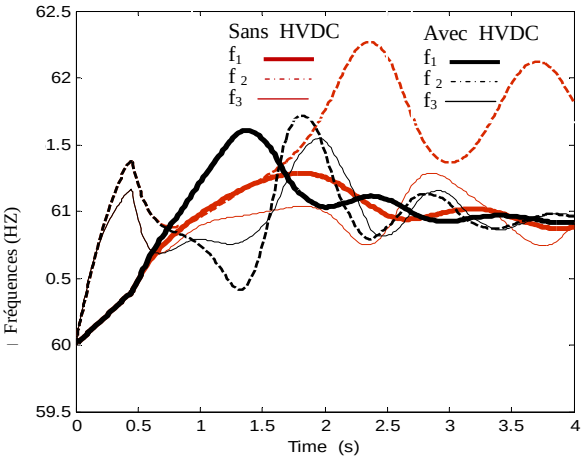


Figure 5. 19. Comparaison des fréquences avec et sans échange de puissance (Td=0.449s, $P_{HVDC\ max}$ = 0 p.u , $P_{HVDC\ max}$ = 0.3 p.u)

Ces résultats montrent que l'efficacité de cette technique dépend essentiellement de la puissance maximale injectée ou absorbée par le système électrique AC2.

Les résultats de simulation du CCT obtenus avec la stratégie de contrôle proposée pour différentes marges de puissance échangées lorsque la puissance de la $i^{ème}$ machine est modulée sont récapitulés dans le tableau 5.4 et le tableau 5. 5 :

Fréquence max (HZ)	$\Delta P_{HVDCMAX}$	CCT(s)
60.477	0	0.448
60.477	0.1	2.052
60.477	0.2	2.151
60.477	0.3	2.403
60.797	0.1	1.951
60.797	0.2	2.024
60.797	0.3	2.211

Tableau 5.4: CCT pour différentes marges de puissances échangées ΔP_{HVDC} (Puissance de la machine N° 1 est modulée)

N° de la machine dont la puissance est modulée	Fréquence max (HZ)	$P_{HVDC\ MAX}$	CCT(s)
	60.477	0	0.448
1	60.477	0.1	2.052
1	60.477	0.2	2.151
1	60.477	0.3	2.403
2	60.477	0.1	1.501
2	60.477	0.2	1.330
2	60.477	0.3	1.100
3	60.477	0.1	1.823
3	60.477	0.2	1.752
3	60.477	0.3	1.957

Tableau 5.5: CCT pour différentes marges de puissance échangées ΔP_{HVDC} (Puissance de la $i^{ème}$ machine est modulée)

Les résultats de la simulation ont montré :

• Un défaut de court circuit est caractérisé par une accélération des machines et donc les fréquences. Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité (T_d< CCT), au delà de cette durée le système devient instable, le retour à

son régime permanent est impossible et la déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.

• La stabilité transitoire peut être améliorée par l'injection (ou absorption) de la puissance active à travers une liaison HVDC. Cette amélioration dépend essentiellement de trois paramètres:

1- Les marges de puissance injectée ou absorbée par le deuxième réseau sans être affecté;
2- Les marges de fréquence des contrôleurs pour lesquels le transfert de puissance active est actionné ;
3- La machine dont la puissance est modulée.

5.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons exposé la méthode de résolution du problème de stabilité transitoire des réseaux électriques muni des liaisons HVDC. Un nouveau contrôleur HVDC est utilisé pour améliorer la stabilité transitoire d'un réseau multi-machine. La bidirectionnalité et la contrôlabilité rapide des flux de puissance à travers une liaison HVDC sont utilisées dans cette approche. Les résultats montrent clairement que la modulation de puissance rapide HVDC peut amortir les oscillations et améliorer considérablement le comportement transitoire du réseau suite à une perturbation majeure. Cette approche de contrôle peut également être étendue à tout autre défaut et notamment pour faire face à la forte variation d'appelle de puissance pendant les heures de pointe.

Chapitre 06

Analyse et Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par les FACTS : TCBR et TCSC

6.1. INTRODUCTION

Malgré la multitude des stratégies ou de protection des réseaux électriques, ces derniers n'ont jamais étaient parfaitement protégés. Plusieurs techniques d'amélioration de la stabilité transitoire utilisant les systèmes FACTS ont étaient développés [7,124,125].

Dans ce chapitre, nous présentons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant le TCBR et le TCSC. Le choix de ces dispositifs est fondé sur l'efficacité d'amélioration de la stabilité transitoire, le coût réduit relativement aux autres dispositifs, la facilité de contrôle et la mise en œuvre. En outre, le TCBR et le TCSC peuvent améliorer les performances du système électrique individuellement et ils peuvent être combinés pour donner des performances supérieures [119,126-130]. Des modèles simplifiés de différents types de dispositifs FACTS basés sur la modification d'admission de la matrice sont utilisés. Pour cela, quatre simulations seront présentées [119]:

• Analyse de la stabilité transitoire du réseau sans dispositif FACTS ;
• Analyse de la stabilité du réseau avec TCSC ;
• Analyse de la stabilité du réseau avec TCBR ;
• Analyse de la stabilité du réseau avec TCBR-TCSC combiné.

6.2. MODELISATION DES DISPOSITIFS FACTS

Dans le présent travail, le TCBR et le TCSC sont modélisés en modifiant la matrice admittance caractérisant le réseau électrique selon la stratégie de contrôle adoptée [87].

6.2.1. *MODELISATION DU TCSC*

Le compensateur TCSC est modélisé par une réactance en série avec la ligne, l'admittance de la ligne est donnée par :

$$Y'_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \tag{6.1}$$

La réactance effective X_{eff} deviendra :

$$X_{eff} = (1 - k)X \tag{6.2}$$

Où :

k est le degré de compensation exprimé par :

$$k = \frac{Xc}{X} \tag{6.3}$$

Les valeurs de consignes du compensateur série TCSC sont définies par:

$$-kc_{max} \leq k_{TCSC} \leq k_{Lmax} \tag{6.4}$$

Le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCSC est donné par la figure (6.1)

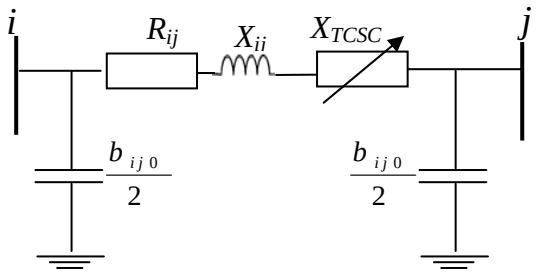


Figure 6.1. Schéma équivalent d'une ligne de transmission munie d'un TCSC

Le modèle du contrôleur du TCSC est donné par la figure suivante :

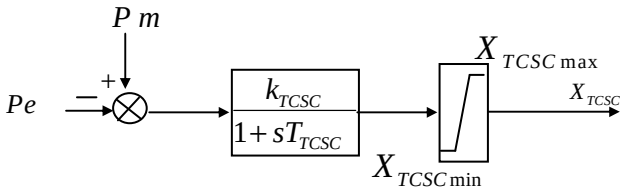


Figure 6.2. Modèle du contrôleur TCSC [121-122].

6.2.2. *MODELISATION DU TCBR*

Le TCBR est modélisé par une admittance shunt Y_{TCBR} dont la nouvelle admittance shunt est donnée par :

$$Y'sh_{ijo} = Y_{TCBR} + jb_{ijo} \tag{6.5}$$

Le schéma équivalent d'une ligne munie d'un TCBR est donné par la figure (6.3) :

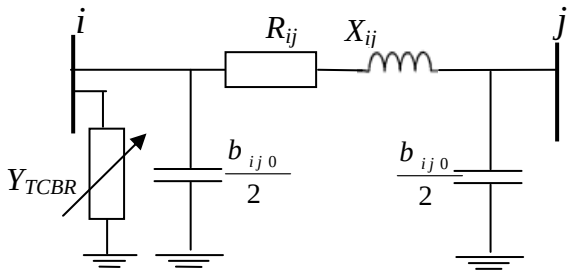


Figure 6.3. Schéma équivalent d'une ligne de transmission munie d'un TCBR

Le modèle du contrôleur du TCBR est donné par la figure suivante :

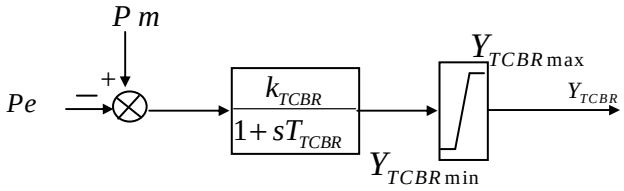


Figure 6.4. Modèle du contrôleur TCBR.

6.2.3. *EQUATIONS DIFFERENTIELLES*

La machine synchrone est décrite par un modèle du 4 me ordre défini par [89,91,120]:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi . f}{H}(P_m - P_e) \tag{6.6}$$

$$\frac{d\,\delta}{d\,t} = \omega - 2.\pi.f_0 \tag{6.9}$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d\right] \tag{6.10}$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}}\left[-E'_d - (X_q - X'_d)I_q\right] \tag{6.11}$$

Le régulateur de tension est décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{1}{T_r}(V_{ref} - V_t - V_1) \tag{6.12}$$

$$\frac{dV_{2R}}{dt} = \frac{1}{T_A}\left[K_A\left(V_1 + \frac{V_{oR}}{K_A} - V_2 \right) - V_{2R} \right] \tag{6.13}$$

$$\frac{dE_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_E}\left[V_{2R} - (S_E + K_E)E_{ex} \right] \tag{6.14}$$

$$\frac{dV_2}{dt} = \frac{1}{T_F}\left(K_F \frac{dE_{ex}}{dt} - V_2 \right) \tag{6.15}$$

Le régulateur de vitesse est décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_S}(P_1 - P_m) \tag{6.16}$$

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{T_C}(P_2 - P_1) \tag{6.17}$$

6.2.4. EQUATIONS ALGEBRIQUES

Les équations algébriques décrivant le système basées sur la transformée de Park sont données par :

$$I_{di} = G_{ij}.E'_{di} + B_{ij}.E'_{qi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{NG} \left[E'_{dj}.F_{G+B}\left(\delta_{ij}\right) + E'_{qj}F_{B-G}\left(\delta_{ij}\right) \right] \tag{6.18}$$

$$I_{qi} = G_{ij}.E'_{qi} - B_{ij}.E'_{qi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{NG} \left[E'_{qj}.F_{G-B}\left(\delta_{ij}\right) + E'_{dj}F_{B+G}\left(\delta_{ij}\right) \right] \tag{6.19}$$

$$F_{G+B}\left(\delta_{ij}\right) = G_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) \tag{6.20}$$

$$F_{G-B}\left(\delta_{ij}\right) = B_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) \tag{6.21}$$

$$V_{di} = E'_{di} - X'_{qi}.I_{qi} \tag{6.22}$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}.I_{di} \tag{6.23}$$

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \tag{6.24}$$

$$Pe_i = E'_{di}I_{di} + E'_{qi}I_{qi} \tag{6.25}$$

6.3. SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

L'efficacité de l'approche proposée est testée sur un réseau test IEEE de trois générateurs et neuf jeux de barres doté de TCBR et TCSC lors d'un défaut de court circuit sur une ligne de transmission. Les données du réseau test sont mentionnées dans le chapitre précédent. Le schéma unifilaire du réseau test muni de TCBR et TCSC est présenté par la figure (6.5) :

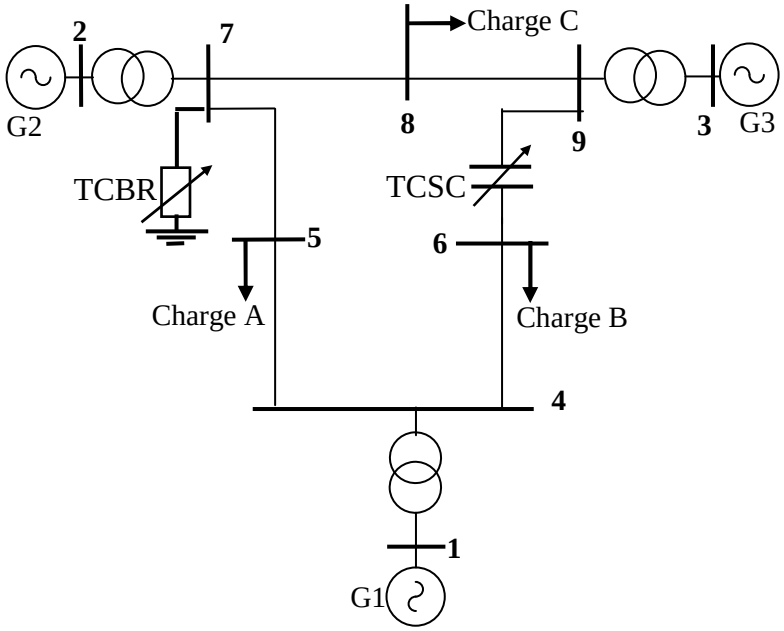


Figure 6.5. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres doté de TCBR et TCSC

De la même manière expliquée dans le chapitre V, la simulation est effectuée pour les trois périodes avant, durant et après défaut. La méthode de Runge Kutta est utilisée pour résoudre l'ensemble des équations différentielles modélisant le système. Le critère des angles rotoriques relatifs est utilisé pour évaluer la stabilité transitoire du réseau. Le CCT est déterminé par essais et erreur, plusieurs valeurs de durée défaut T_d sont présélectionnées et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devient instable, le temps maximal pour lequel le système est stable correspond au CCT [3,4]. Afin de comparer les résultats obtenus avec et sans FACTS, quatre simulations sont étudiées :

• Analyse de la stabilité transitoire du réseau sans dispositif FACTS ;
• Analyse de la stabilité transitoire du réseau avec TCSC ;
• Analyse de la stabilité transitoire du réseau avec TCBR ;
• Analyse de la stabilité transitoire du réseau avec TCBR-TCSC combiné.

6.3.1. ANALYSE DE LA STABILTE DU RESEAU SANS DISPOSITIFS FACTS

Un défaut de court circuit triphasé est considéré sur la ligne 5-7 proche du jeu de barres N°5, ce défaut est éliminé par l'ouverture des deux disjoncteurs de cette ligne après une durée T_d, le système est considéré stable avant le défaut. Les résultats de simulation du réseau test sans dispositifs FACTS sont donnés par les figures suivantes :

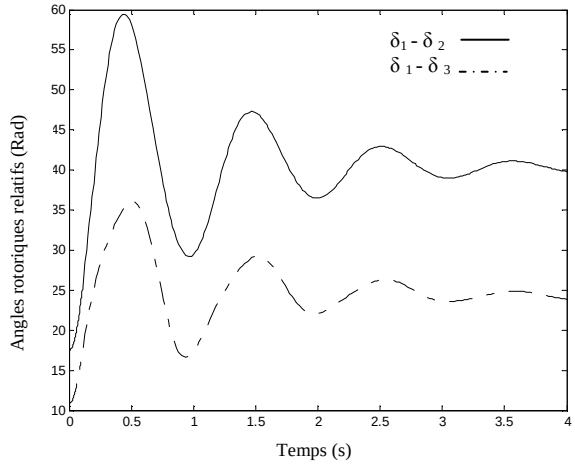


Figure 6. 6. Angles rotoriques relatifs sans FACTS (Td=0.1s)

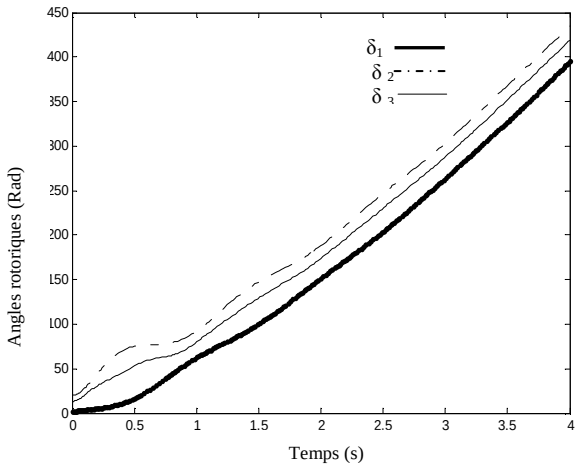


Figure 6. 7. Angles rotoriques relatifs sans FACTS (Td=0.1s)

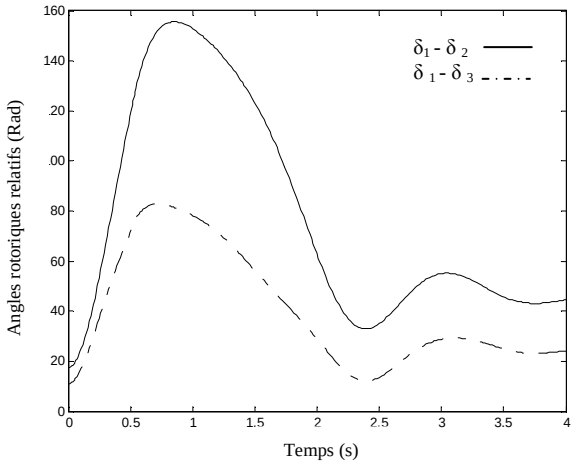


Figure 6. 8. Angles rotoriques relatifs sans FACTS (Td=0.527s)

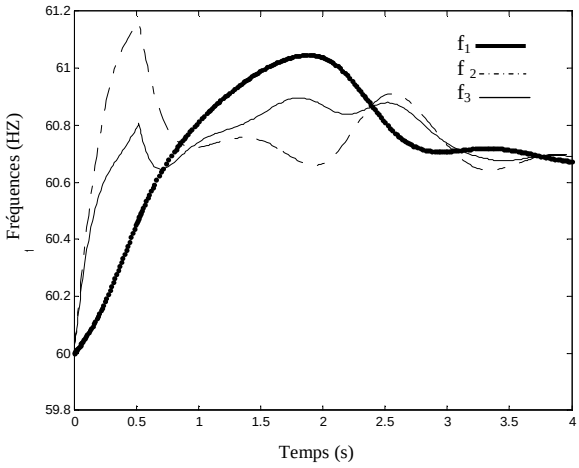


Figure 6. 9. Fréquence sans FACTS (Td=0.527s)

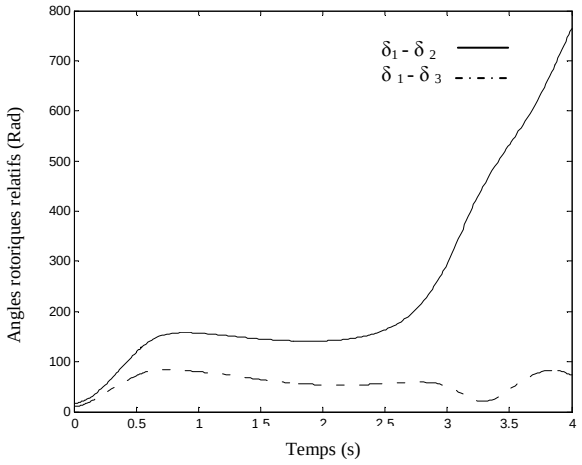


Figure 6. 10. Angles rotoriques sans FACTS (Td=0.528s)

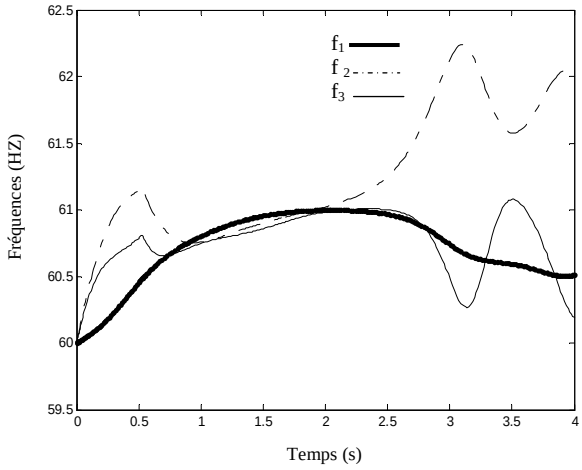


Figure 6.11. Fréquences sans FACTS (Td=0.528s)

Les figures (6.6), (6.8) et (6.10) présentent l'évolution des angles relatifs du système sans dispositifs FACTS pour T_d = 0.1s, 0.527s, 0.528s respectivement. Il apparaît dans la figure (6.6) que les angles relatifs δ_{12}, δ_{13} sont amorties très rapidement et ils prennent plus de temps dans la figure (6.8).On peut dire que le système est stable pour T_d = 0.527, alors que pour T_d = 0.528s le système est instable. Les figures (6.9) et (6.11) montrent l'évolution des fréquences du système pour T_d = 0.527s, 0.528s. On peut remarquer que lorsque le système est stable, les fréquences sont synchrones et lorsque le système est instable, les fréquences sont asynchrones. Nous pouvons tirer une conclusion que la valeur du CCT pour ce type de défaut est de 0.527s.

On procède de la même manière, pour les différents CCT du système suite à un défaut de court circuit triphasé sur les différentes lignes de transmission. Les résultats obtenus sont mentionnés dans le tableau 6.1 [6]:

Ligne en défaut	Défaut proche du jeu de barres	CCT(s)
4-5	4	0.464
4-5	5	0.606
4-6	4	0.448
4-6	6	0.813
5-7	7	0.212
5-7	5	0.527
6-9	9	0.321
6-9	6	0.732
7-8	7	0.207
7-8	8	0.331
8-9	9	0.354
8-9	8	0.365

Tableau 6.1 : CCT du système sans FACTS

D'après le tableau (6.1), on peut observer que le défaut est plus prononcé lorsque le défaut est survenu sur le jeu de barres le plus proche au générateur. Par exemple, le temps critique d'élimination de défaut CCT lors d'un défaut sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres N°7 est 0.212s mais le CCT pour le même défaut sur la même ligne mais à proximité du jeu de barres N°5 est de 0.527s. La même remarque s'applique aux autres cas indiqués dans le tableau (6.1). Cela peut être interprété par le fait que les défauts près de la centrale doivent être éliminés plus rapidement et en priorité par rapport à un défaut de ligne.

L'inégalité des CCT est due essentiellement aux changements de la matrice admittance caractérisant le système durant et après défaut et donc tous les autres paramètres. La valeur minimale du CCT permet de prédire le nœud le plus critique du réseau.

6.3.2. ANALYSE DE LA STABILTE TRANSITOIRE AVEC TCSC

Dans cette étude, les performances du contrôleur TCSC sont testées sur le réseau test IEEE de trois machines et neuf jeux de barres. Les marges du contrôleur TCSC sont définies par l'expression :

$$X_{TCSC\max/\min} = X_{line}.k_{\max/\min} \tag{6.26}$$

Où:

k_{max} est le dégrée de compensation; k_{min}=0.

Les résultats de simulation montrant le principe de calcul du CCT lors d'un court- circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres N°7 sont présentés par les figures ci-dessous, dont nous avons augmenté la durée de défaut avec des pas très petits jusqu'à ce que les allures des angles rotoriques relatives deviennent non oscillatoires amorties, avec et sans compensateur série TCSC. Le TCSC est considéré installé sur la ligne 6-9 et la ligne 7-8 dont le degré de compensation est de 80%.

Les figures (6.12), (6.13) présentent l'évolution des angles relatifs du système sans TCSC pour T_d = 0.212s et T_d = 0.213s respectivement. On peut voir que le système est instable pour T_d = 0.213s. La figure (6.14) montre l'évolution des angles relatifs du système avec TCSC installé dans la ligne 6-9 et 7-8 (k_{max}=80%) pour T_d=0.213s où la stabilité transitoire est rétablie et l'efficacité du TCSC est montrée. Le système maintient la stabilité jusqu'au temps Td=0.263s. Nous pouvons conclure que le CCT dans ce cas est de 0.262s.

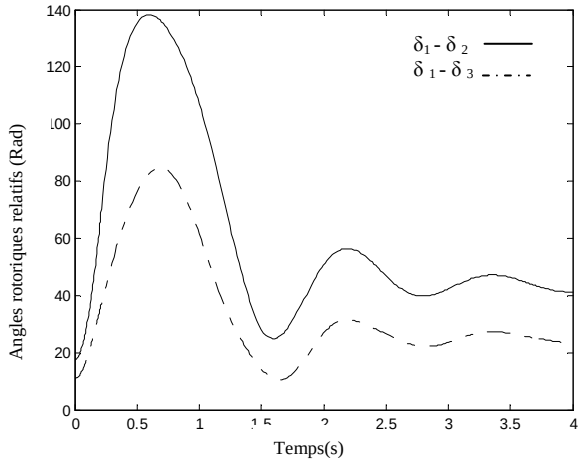


Figure 6. 12. Angles rotoriques relatifs sans TCSC (Td=0.212s)

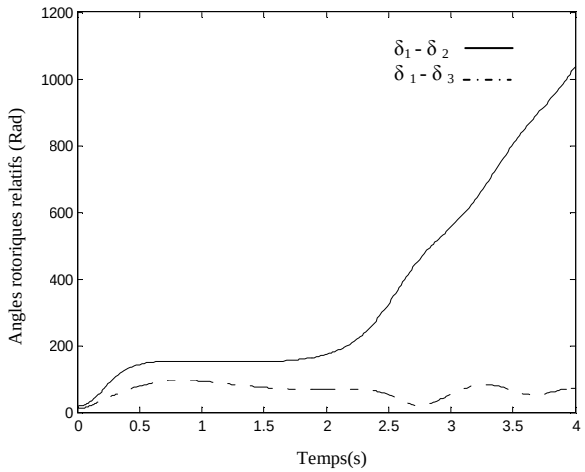


Figure 6.13. Angles rotoriques relatifs sans TCSC (Td=0.213s)

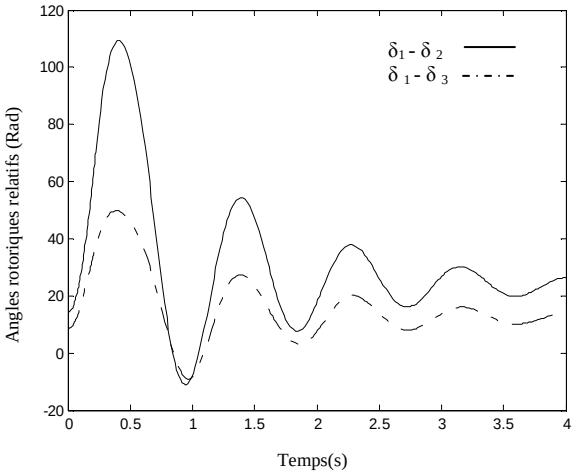


Figure 6.14 Angles rotoriques relatifs avec TCSC installé dans les lignes 6-9 et 7-8 (Td=0.213s, k_{max}=80%)

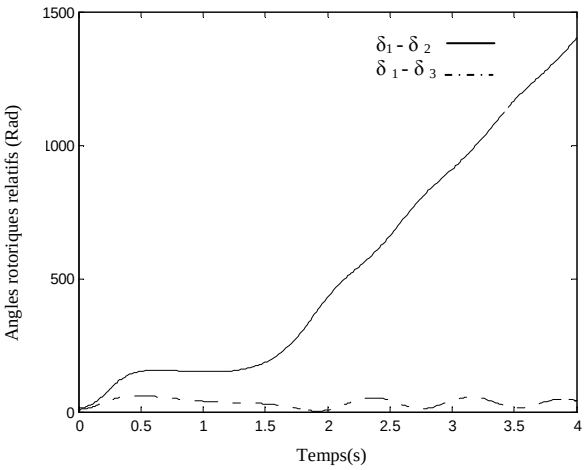


Figure 6.15 Angles rotoriques relatifs avec TCSC installé dans les lignes 6-9 et 7-8 (Td=0.263s, k_{max}=80%)

Les résultats de simulation lors d'un court- circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres Nº7 et Nº5 pour différents degrés de compensation de la ligne 6-9 sont donnés dans les tableaux (6.2) et (6.3) respectivement:

Degré de compensation k_{max} (%)	X_{eff}/ X_{ligne}	CCT (s) sans TCSC	CCT (s) avec TCSC
80	0.20	0.212	0.237
70	0.30	0.212	0.235
60	0.40	0.212	0.232
50	0.50	0.212	0.231
40	0.60	0.212	0.228
30	0.70	0.212	0.225
20	0.80	0.212	0.222
0	1.00	0.212	0.212

Tableau 6.2 : Comparaison du CCT lors d'un court- circuit sur la ligne 5-7 à proximité du jeu barres Nº5 avec TCSC installé sur la ligne 6-9

Degré de compensation k (%)	X_{eff}/ X_{ligne}	CCT (s) sans TCSC	CCT (s) avec TCSC
80	0.20	0.527	0.650
70	0.30	0.527	0.631
60	0.40	0.527	0.613
50	0.50	0.527	0.598
40	0.60	0.527	0.583
30	0.70	0.527	0.569
20	0.80	0.527	0.556
0	1.00	0.527	0.527

Tableau 6.3 : Comparaison du CCT lors d'un court- circuit sur la ligne 5-7 à proximité du jeu barres Nº7 avec TCSC installé sur la ligne 6-9.

6.3.3. ANALYSE DE LA STABILTE TRANSITOIRE AVEC TCBR

L'efficacité du contrôleur TCBR est validée en utilisant le réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres. Les marges du contrôleur TCBR sont définies comme suit :

$Y_{TCBR\ max}$=1 p.u, $Y_{TCBR\ min}$=0.

Les résultats de simulation dans le cas d'un court-circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres Nº7 sont présentés par les figures ci-dessous, le TCBR est connecté au nœud N°2.

Les figures (6.16), (6.17) présentent l'évolution des angles relatifs et les fréquences du système avec TCBR pour T_d = 0.263s respectivement, nous pouvons dire que le système est stable.

Les figures (6.18), (6.19) présentent l'évolution des angles relatifs et les fréquences du système avec TCBR pour T_d = 0.311s respectivement, dont nous pouvons observer que le système devient instable.

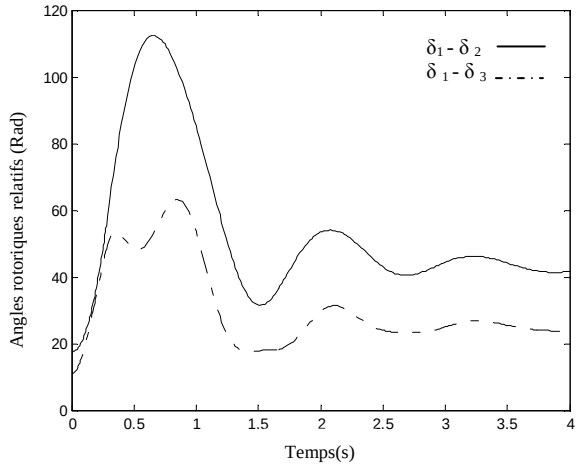


Figure 6. 16. Angles rotoriques relatifs avec TCBR installé au j. barres N° 2 (Td=0.263s, $Y_{TCBRmax}$= 1 pu)

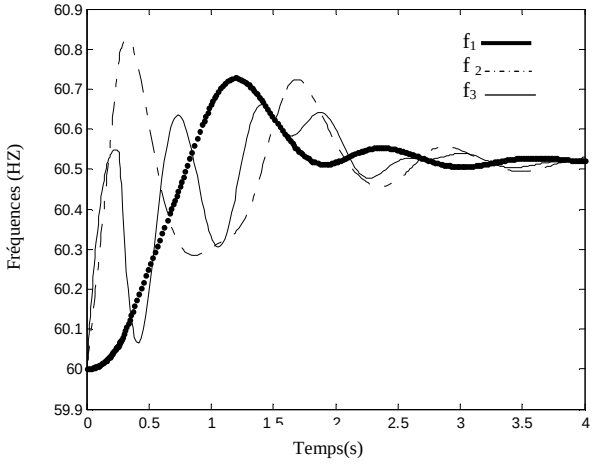


Figure 6. 17. Fréquences avec TCBR installé au j. barres N° 2 (Td=0.263s, $Y_{TCBRmax}$= 1 pu)

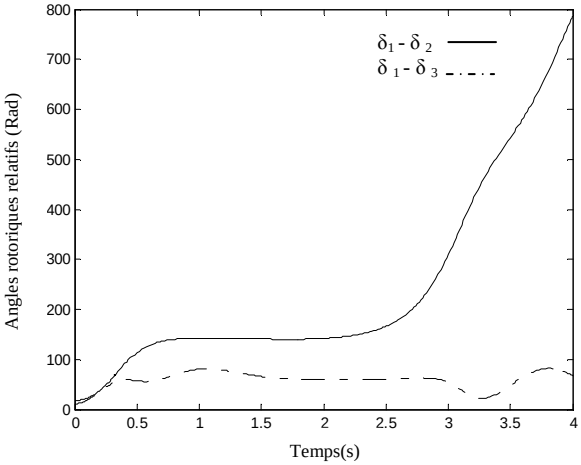


Figure 6. 18. Angles rotoriques relatifs avec TCBR installé au j. barres N° 2 (Td=0.311s, $Y_{TCBRmax}$= 1 pu)

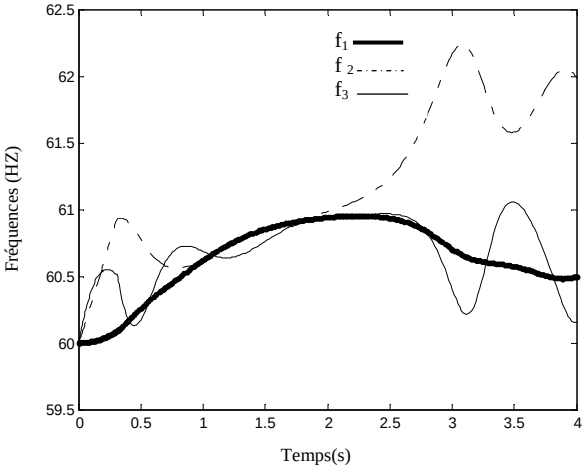


Figure 6. 19. Fréquences avec TCBR installé au j. barres N° 2 (T_d=0.311s, $Y_{TCBRmax}$= 1 pu)

6.3.4. ANALYSE DE LA STABILTE TRANSITOIRE AVEC LE COMBINE TCSC-TCBR

Le TCBR et le TCSC sont combinés afin d'obtenir des performances meilleurs. le TCSC est considéré installé sur la ligne 6-9 et la ligne 7-8 dont le degré de compensation est de 80% (k_{max} =80%; k_{min}=0). Le TCBR est installé sur le jeu de barres N° 2 avec $Y_{TCBRmax}$=1pu et $Y_{TCBRmin}$= 0.

Les résultats de simulation lors d'un court- circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres Nº7 sont présentés par les figures suivantes :

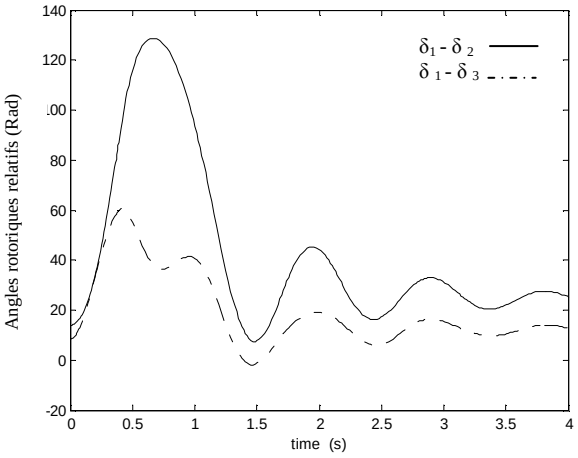


Figure 6. 20. Angles rotoriques relatifs avec le combiné TCBR -TCSC (T_d=0.385s, TCSC dans la ligne 6-9 et 7-8, TCBR au jeu de barres N°2)

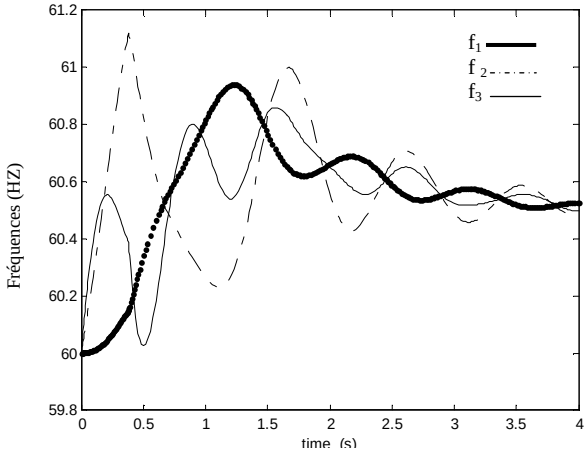


Figure 6. 21. Fréquences avec le combiné TCBR -TCSC (T_d=0.385s, TCSC dans la ligne 6-9 et 7-8, TCBR au jeu de barres N°2)

Les figures (6.20), (6.21) présentent l'évolution des angles relatifs et les fréquences du système avec le combiné TCBR-TCSC pour T_d = 0.385s respectivement, nous pouvons dire que la stabilité est rétablie et l'efficacité de ce dispositif combiné TCBR-TCSC est montrée.

Afin de comparer l'effet des différents dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire, les résultats de simulations sont présentés dans le tableau 8.5 lors d'un court-circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres N° 7:

$Y_{TCBRmax}$	TCBR connecté au j.barres N°	CCT sans FACTS	CCT avec TCSC dans la ligne 6-9 et 7-8 (k_{max}=80%)	CCT avec TCBR	CCT avec combiné TCBR- TCSC
0.5	1	0.212	0.262	0.187	0.238
1	1	0.212	0.262	0.166	0.219
0.5	2	0.212	0.262	0.257	0.319
1	2	0.212	0.262	**0.310**	**0.395**
0.5	3	0.212	0.262	0.197	0.248
1	3	0.212	0.262	0.174	0.228
0.5	4	0.212	0.262	0.203	0.255
1	4	0.212	0.262	0.195	0.248
0.5	7	0.212	0.262	0.212	0.262
1	7	0.212	0.262	0.212	0.262
0.5	9	0.212	0.262	0.209	0.259
1	9	0.212	0.262	0.205	0.256

Tableau 6.4 : Comparaison du CCT lors d'un court- circuit triphasé sur la ligne 5-7 à proximité du jeu barres Nº 7 sans FACTS, avec TCSC, avec TCBR, avec combiné TCSC-TCBR.

Les résultats présentés dans le tableau 8.4 montrent l'efficacité des dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité transitoire du système et notamment le combiné TCBR-TCSC. Ces résultats de simulation montrent l'efficacité du TCBR par rapport au TCSC. L'effet de TCBR est plus prononcé lorsque le contrôleur est placé à proximité du générateur fortement perturbés. Il est important de signaler que certains emplacements du TCBR peuvent réduire les performances du système électrique et affecter la stabilité négativement [119]. Il est donc très important d'étudier l'emplacement optimal avant toute installation.

6.4. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude comparative de l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les dispositifs TCBR, TCSC et le combiné TCBR-TCSC suite à un défaut de court circuit. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de ces dispositifs pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques et l'efficacité du TCBR par rapport au TCSC, l'effet du TCBR est plus prononcé lorsque le contrôleur est placé à proximité du générateur le plus proche du défaut. Bien que l'utilisation de la technologie FACTS est un moyen susceptible d'améliorer les performances dynamiques du système électrique, il est à préciser aussi qu'un mauvais choix peut réduire les performances du système.

Conclusion Générale

Malgré l'évolution rapide des moyens de protection et régulation, des pertes de stabilité se produisent souvent dans les réseaux du monde, ce qui relance et montre l'intérêt de l'étude de la stabilité transitoire. L'interconnexion des réseaux électriques via les systèmes de transmission HVDC et FACTS a ouvert de nouvelles perspectives et apporte de nouvelles solutions. Ces systèmes constituent dans de nombreux cas une solution très efficace et très compétitive grâce à la grande flexibilité et la rapidité par apport aux systèmes conventionnels. La transmission HVDC a montré sa fiabilité pour les interconnexions asynchrones, les transmissions de longues distances, l'amélioration de la stabilité transitoire, le contrôle des transits, etc. Les systèmes FACTS permettent un meilleur contrôle de la tension, de la stabilité et meilleure gestion de l'écoulement de puissance, etc.

Dans cette thèse, nous avons étudié le problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques alternatifs et les réseaux interconnectés à travers des liaisons HVDC, de nouvelles techniques d'amélioration de la stabilité transitoire sont présentées. Dans ce cadre, un nouveau modèle de la liaison HVDC est développé, dont les grandeurs du système HVDC sont traitées comme des injections de courant aux jeux de barres auxquels ils sont connectés. Le régime permanant définissant l'état du système avant la perturbation est calculé par une nouvelle approche développée appelée : méthode séquentielle d'écoulement de puissance de Gauss-Seidel modifiée.

Notre travail de thèse s'est articulé autour des points suivants :

- Modélisation réseau électrique pour l'étude de stabilité transitoire.
- Modélisation du système de transmission HVDC.
- Calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques connectés AC-HVDC
- Evaluation et analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques AC et AC-HVDC.
- Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques AC-HVDC en utilisant un contrôleur d'échange de la puissance active.
- Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les dispositifs FACTS.

Notre travail a montré :

• L'efficacité de la méthode séquentielle d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss et Gauss -Seidel modifiées ;

• L'intérêt de l'élimination rapide du défaut et le principe de calcul du CCT.

• Les défauts près des centrales doivent être éliminés plus rapidement et en priorité par rapport à un défaut de ligne ;

•Un contrôleur d'échange de puissance à travers un système HVDC peut amortir les oscillations et améliorer considérablement le comportement transitoire du réseau suite à une perturbation majeure ;

•L'efficacité des dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques et la supériorité du TCBR par rapport au TCSC ;

•L'effet du TCBR est plus prononcé lorsque le contrôleur est placé à proximité du générateur le plus proche du défaut ;

•Une mauvaise étude des dispositifs FACTS (choix, emplacement, dimensionnement, etc) peut réduire les performances du système électrique.

De nombreuses perspectives s'ouvrent alors sur le thème de la stabilité transitoire des réseaux électriques AC-HVDC. La principale voie pour des futures contributions à explorer consiste à améliorer l'algorithme d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss et Gauss-Seidel modifiées à savoir la convergence pour les grands réseaux en premier lieu et la faisabilité de résolution simultanée en second lieu. La validation doit être effectuée sur un réseau test correspondant à une infrastructure réelle AC-HVDC multi terminale. Il est également possible de continuer ce travail vers une meilleure formalisation en tenant compte des points suivants :

• Intégrer la dynamique du système HVDC dans le modèle de la stabilité transitoire ;

• Généraliser l'étude de la stabilité transitoire à d'autres défauts AC et DC ;

• Prévoir de nouvelles stratégies de contrôle des systèmes FACTS et/ou HVDC pour l'amélioration de la stabilité transitoire ;

• Analyser la stabilité transitoire des réseaux AC-HVDC en présence des sources des énergies renouvelables, etc.

Bibliographie

[1] S. Messalti, S. Belkhiat,S. Saadate, D. Flieller, " A New Approach for Load Flow Analysis of Integrated AC-DC Power Systems Using Sequential Modified Gauss-Seidel Methods ", *European Transactions on Electrical Power, DOI: 10.1002/etep.570*

[2] Nations Unies, " Protocole de Kyoto à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques", 1998.

[3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw Hill, 1994.

[4] P. M. Anderson, A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, New York: IEEE Press, sec , 1994.

[5] S. Messalti, " Evaluation de la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques par les réseaux de neurones ", Mémoire de magister, Université de Sétif, 2004.

[6] S. Messalti, S. Saadate, A. Gherbi, D. Flieller, " Neural Networks for Assessment Power System Transient Stability", *International Review on Modelling and Simulations*, vol. 3. n. 3, 2010, pp. 381-387.

[7] N.G. Hingorani, L. Gyugyi, *Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, New York, IEEE Press, 2000.

[8] V.K. Sood, *HVDC and Facts Controllers*, Kluwer Acaddemic Publisher, 2004.

[9] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, 2nd Edition, the Institution of Electrical Engineers, London, 1998.

[10] K.R. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems-Technology and System Interactions*, John Wiley & Sons, New Delhi, 1990.

[11] C.K. Kim, V.K. Sood, G.S. Jang, S.J. Lim, S.J. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*, Wiley-IEEE Press, Singapore,2009.

[12] T. Smed, G. Andersson, "Utilising HVDC to damp power oscillations", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 8, no. 2, 1993, pp. 620-627.

[13] D.J. Sobajic, Y.H. Pao, "Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.4, no.1, 1989, pp. 220-228.

[14] H.D. Chiang, C.C. Chu, G. Cauley, " Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications and prospective", Proc. IEEE, vol. 83, no. 11, 1995, pp.1497-1529.

[15] M.H. Haque, "Further developmentsof equal area criterion for multimachine power systems", *Electric Power Syst. Research*, vol. 33, no. 3, 1995, pp. 175–183.

[16] A. Gherbi, B. Francois, M. Belkacemi, " Methods for power system transient stability analysis, State of the art ", *Electrical and Computer Engineering, Canadian Journal*, vol.31, no. 1, 2006, pp. 3-13.

[17] L. Wehenkel, C. Lebrevelec, M. Trotignon, J. Batut, " Probabilistic design of power system special stability controls", *Control Engineering Practice*, vol. 7, no. 2, 1999, pp. 183-194.

[18] C.S. Chang, D. Srinivasan, A.C. Liew, "A hybrid model for transient stability evaluation of interconnected longitudinal power systems using neural network/pattern recognition approach ", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, no.1, 1994, pp. 85- 92.

[19] S. Yamashiro, T. Koike, A. El-Abiad, " Fast transient security assessment and enhancement using pattern recognition ", *Proc. 8th Power Syst. Computation Conf*, 1984, pp. 891–897.

[20] S. Mu-Chun, L. Chih-Wen, T. Shuenn-Shing, " Neural network based Fuzzy model and its application to

transient stability prediction in power systems", *IEEE Trans on Systems*, vol. 29, no. 1, 1999, pp. 149-157.

[21] S. Mishra, P.K. Dash, P.K. Hota, M. Tripathy, " Genetically optimized neuro-fuzzy IPFC for damping modal oscillations of power system", *IEEE Trans. Power Systs*, vol. 17, no. 4, 2002, pp. 1140–1147.

[22] L. A. Zadeh, "The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning ", *Information Sciences*, vol. 8, no. 3, 1975, pp. 199-249.

[23] A. G. Bahbah, A. A. Girgis, " New method for generators' angles and angular velocities prediction for transient stability assessment of multimachine power systems using recurrent artificial neural network ", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.19, no.2, 2004, pp. 1015- 1022.

[24] M. E. Ibrahim, M. A. Abdul-Aziz, " Transient stability assessment using artificial neural networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 40**,** no. 1, 1997, pp. 7-16 .

[25] K. K. Y. Poon, Z. Lan, Y. X. Ni, " An overview on transient stability control in modern power systems", *The 7th IET International Conference on Advances in Power System Control, ~ APSCOM 2006~*, Octo-Nov 30-02, 2005, Hong Kong, China.

[26] V. Rajkumar, R.R. Mohler, " Nonlinear control methods for power systems: a comparison ", IEEE Trans Control Syst Technol, vol. 3, no. 2, 1995, pp. 231–237.

[27] L. Seung-Cheol, M. Seung, " Hybrid linearization of a power system with FACTS devices for a small signal stability study: Concept and application ", *Electric Power Systems Research*, vol. 64, no. 1, 2003, pp.27- 34.

[28] G. A. Maria, C. Tang, J. Kin, " Hybrid transient stability analysis", *Transactions on Power Systems*: vol. 5, no. 2, 1990, pp. 34-39.

[29] B. Bonvini, S. Massucco, A. Morini, T. Siewierski, "A Comparative analysis of power system transient stability assessment by direct and hybrid methods ", *Electrotechnical Conference, 1996. MELECON '96, 8th Mediterranean*, vol. 3, pp. 1575 - 1579 .

[30] Y. Mansour, E Vaahcdi, K. Demaree, T. Athay, " B.C. Hydro's on line transient stability assessment (TSA) model development, analysis and Post-processing ", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, 1995, pp. 241-253.

[31] Y. Bésanger, " Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance", Habilitation à Diriger des Recherches de l'INPG, 04 Décembre 2006.

[32] D. T. Nguyen, " Contribution à l'analyse et à la prévention des blackouts de réseaux électriques", thèse docteur de l'INPG 2005.

[33] http://www.electrosup.com/panne de courant.php.

[34] Rapport d'incident 03 Février 2003 Algérie, Sonelgaz, 2003.

[35] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R.Bumby, *Power system dynamics stability and control*, Chichester, Second Edition,john wiley and sons,2008.

[36] P. Baret, *Régime transitoire des machines tournantes*, les cours de l'école supérieure de l'électricité, Paris, Ed Eyrolles, 1987.

[37] Y. Xue, L. Wehenkel, R. Belhomme, P. Rousseaux, M. Pavella, E. Euxibie, B. Heilbronn, J. F. Lesigne, " Extended equal area criterion revised ", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, no. 3, 1992, pp. 1012 – 1022.

[38] H. Alkhatib " Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique ", Thèse docteur de l'université Paul Cezanne D'aix-Marseille, 2008.

[39] V. Vittal, S. Rajagopal, A.A. Fouad, M.A. El-Kady, E.Vaahedi, V.F. Carvalho, " Transient stability analysis of stressed power systems using the energy function method ",*Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 1, 1988, pp. 239-244.

[40] M.A. Pai, P.W Sauer, " Stability analysis of power systems by Lyapunov's direct method ", *Control Systems Magazine, IEEE* , vol. 9, no. 1, 1989, pp. 23-27.

[41] M.A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Kluwer Academic Publisher, *Boston*

1989.

[42] M.H. Haque, "Damping improvement by FACTS devices: A comparison between STATCOM and SSSC", *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no 9, 2006, pp. 865–872.

[43] H.K. Khalil, " Nonlinear system, Prentice Hall ", Upper Saddle River, N. J, 1996.

[44] T.S. Chung, F. Da-Zhong, "A fast approach to transient stability estimation using an improved potential energy boundary surface method ", *Electric Power Syst Research*, vol. 34, no. 1, 1995, pp. 47-55.

[45] F. Howell, V. Venkatasubramanian, "Transient stability assessment with unstable limit cycle approximation", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 2, 1999, pp. 667-677.

[46] C. Zexiang, Z. Lin , L. Zhou , G. Deqiang , N. Yixin , S. Libao , B. Tianshu, "A study on robust adaptive modulation controller for TCSC based on COI signal in interconnected power systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 1, 2008, pp. 147-157.

[47] H. D. Chiang, F. Wu, P. Varaiya, "A BCU Method for Direct Analysis of Power System Transient Stability, " *IEEE Trans Power Systems*, vol. 9, no. 3, 1994, pp. 1194-1208.

[48] F. Sorin, L. Broussard, P. Robline**,** " Régulation d'un processus industriel par les Réseaux de neurones", *technique de l'ingénieur*, S7582-1/S7582-12.

[49] T. Matsubara, K. Nakamura, H. Fujita, M. Son, "Transient stability criterion using artificial neural Network", *Int Conf on Signals Proces Applic & Technologies, ICSPAT*, 1996, vol. 2, pp. 1204-1208.

[50] E. Hobson, G.N. Allen, " Effectiveness of artificial neural networks for First swing stability determination of practical systems ", *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 9, no. 2, 1994, pp. 1062-1068.

[51] N. Amjady, "Transient stability assessment by a new artificial neural network", *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 2, 2000, p. 1315-1319.

[52] L. Yao, Y. Ni, B. Zhang, "Estimation of transient stability limits using artificial neural network", *TENCON '93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering*, vol. 5, 1993, pp. 527-531.

[53] K. Omata, K. Tanomura, " Transient stability artificial evaluation using artificial neural network", *Neural Networks to Power Systems, ANNPS*, 1993, pp.130-135.

[54] S. Krishna, K.R. Padiyar, "Transient stability assessment using artificial neural networks ", *Industrial Technology 2000, Proceedings of IEEE International Conference on* , vol. *2*, 2000, p. 627-632.

[55] R. Babuska, H. B. Verbruggen, "A new identification method for linguistic fuzzy models ", in Proceedings of 1995 IEEE International Conference on, vol. 2, 1995, pp. 905-912.

[56] T. Hiyama, W. Hubbi, T.H. Ortmeyer, " Fuzzy logic control scheme with variable gain for static VAr compensator to enhance power system stability", Power Systems, IEEE Transactions on , vol. 14, no. 1, 1999 , pp. 186-191.

[57] T. Takagi, M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its application to modeling and control", *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. 15, no. 1, 1985, pp. 116-132.

[58] W. Pedrycz, *Fuzzy Control and Fuzzy Systems*, New York: Wiley, 1993.

[59] W. Pedrycz, "An identification algorithm in fuzzy relational systems ", *Fuzzy Sets Syst*, vol. 13, 1984, pp. 153-167.

[60] M.H. Ali, T. Murata, J.I. Tamura, "Transient stability augmentation braking resistor in multi-machine power system by fuzzy logic controlled", *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, pp. 1332 - 1337.

[61] P. Sidhartha, N.P. Padhy, R.N. Patel , "Genetically optimized TCSC controller for transient stability improvement", *International Journal of Computer, Information, and Systems Science, and Engineering*, vol. 1, no. 1, 2007, pp. 19-25.

[62] Y.L. Abdel-Magid, M. A. Abido, A.H Mantawy, " Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms." *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 14, no. 4, 1999, pp. 1428–1439.

[63] Y. L. Abdel-Magid, M. Bettayeb, M.M. Dawoud, "Simultaneous stabilization of power system genetic algorithms." *Proc. Inst. Elect. Eng : Gen. Trans. Dist*, Vol. 144, no. 1, 1997, pp. 39– 44.

[64] K. Sebaa, , M. Boudour, "Optimal locations and tuning of robust power system Stabilizers using genetic algorithms", *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on*, pp. 501-506.

[65] K. Hongesombut, Y. Mitani, K. Tsuji, "Simultaneous tuning of power system stabilizers based on a combined method of a micro-GA, HGA and minimum phase control." *Transactions of the Institute of Electrical Engineers of Japan*, vol. 122-B, no. 12, 2002, pp. 1270-1277.

[66] A.D. Patton, "Assessment of the security of operating electric power system using probability methods", *Proceedings of IEEE*, vol. 62, no. 7, 1974, pp. 892- 901.

[67] H. Hakim, " Application of pattern recognition in transient security assessment", *Electric Power Components and Systems*, vol. 20, no.1, 1992, pp.1-15.

[68] L. Wehenkel, *Automatic Learning Techniques in Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998.

[69] Y. Zhang, L. Wehenkel, P. Rousseaux, M. Pavella, "SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection", *Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 19, no. 3, 1997, pp. 195-208.

[70] Y. Zhang, P. Rousseaux, L. Wehenkel, M. Pavella, "SIME: A comprehensive approach to fast transient stability assessment", *Proceedings of IEE-Japan, Power and Energy '96, Osaka, Japan, 1996*, pp. 177-182.

[71] S. Liu, X. P. Wang, Q. Z. Yu, " Hybrid transient stability analysis using structure preserving mode", Electrical Power & Energy System, vol. 18, no. 6, 1996, pp. 341-352.

[72] Badran SM, Choudhry MA, "Design of modulation controllers for AC/DC power systems", IEEE Trans Power Syst, vol. 8, no. 4, 1993, pp. 1490–1496.

[73] A.S. Emarah, M.A. Choudhry, G.D. Galanos, "Design of optimal modulation controllers for multi area AC/DC systems using eigenvalue sensitivities", Power Syst, IEEE Trans on, vol. 2, no. 3, 1987; pp. 522-528.

[74] K.G. Narendra, V.K. Sood, K. Khorasani, R.V. Patel, "Investigation into an artificial neural network based on-line current controller for an HVDC transmission link ", IEEE Trans. Power Syst, vol. 12, no. 4, 1997, pp. 1425-1431.

[75] R. Moran, *Executioner's current Thomas Edison, George Westinghouse, and the invention of the electric chair*, New York: Vintage Books, 2003.

[76] J.Q. Eric, "Transport d'énergie en courant continu à haute tension ", Technique de l'ingénieur D 4761.

[77] T. Wildi, G. Sybille, *Électrotechnique*, 4 eme édition, de boeck, Bruxelles, 2005.

[78] T. Machida, "Improving transient stability of AC system by Joint usage of DC systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 85, no. 3, 1966, pp. 226-232.

[79] L. Teppoz, " Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC stabilité-contrôle des perturbations", thèse docteur de l'INPG 2005.

[80] B. Cova, G. Pirovano , S. Meregalli, " Audit des alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre le Cotentin et le Maine" *CESI Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano* ,2005.

[81] J. Setréus, L. Bertling, " Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems ", *PMAPS '08, Proceedings of the 10th International Conference on* , 2008 , pp. 1-8.

[82] W.F. Long, J. Reeve, J.R. Mc Nichol, R.E. Harrison, and J.P. Bowles. "Considerations for implementing multiterminal DC systems", *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, vol. 104, no. 9, 1985, pp. 2521- 2530.

[83] J. Reeve, " Multiterminal HVDC power systems ", *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, vol. 99, no. 3, 1980, pp. 729-737.

[84] J. Arrillaga, C.P. Arnold, B.J. Harker , *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley and Sons, 1983.

[85] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.

[86] E. Gholipour Shahraki, " Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

[87] S. Gerbex, " Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique ", thèse de doctorat, Université de Lausanne, EPLF, 2003.

[88] R. Abdessemed , M. Kadjoudj, *Modélisation des machines électrique* , Presses de l'université de Batna, 1997.

[89] M. Boubir, " Analyse interactive et graphique de stabilité transitoire des réseaux electriques ", mémoire de magister, Université de Batna, 98.

[90] J. j. Grainger, W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, New York, McGraw-Hill, 1994.

[91] N. Abu-Tabak, " Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation ", thèse de doctorat, Université de Lyon, 2008.

[92] M. H. Haque, "Improvement of First swing stability limit by utilizing full benefit of shunt FACTS devices ", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 4, 2004, pp. 1894-1902.

[93] A. Alam , M.A. Abido, " Parameter optimization of shunt FACTS controllers for power system transient stability improvement" , *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp.2012-2017.

[94] K.P. Basu, "Stability enhancement of power system by controlling HVDC power flow through the same AC transmission line", *Industrial Electronics & Applications, 2009. ISIEA 2009.***2**:663-668.

[95] M. Abdel-Salam, H. Seddik, "Transient analysis of HVDC power transmission systems", *European Transactions on Electrical Power*; vol. 14, 2004, pp. 131-149.

[96] I. Ngamroo, "A stabilization of frequency oscillations using a power modulation control of HVDC link in a parallel AC-DC interconnected system ", *Power Conversion Conference, 2002. PCC Osaka 2002*, vol. 3:1405-1410.

[97] M. M. El-Marsafawy, R.M. Mathur, " A new fast technique for load-flow solution of integrated multi-terminal DC-AC systems ", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 99, no. 1, 1980, pp. 246-255.

[98] J. Arrillaga, B. Harker, P. Bodger, " Fast decoupled load flow algorithms for AC-DC systems ", *IEEE PES Summer Meeting*, Los Angeles, 1978.

[99] J. Arrillaga, P. Bodger, " Integration of HVDC links with fast decoupled load-flow solutions ", *Proc. IEE*, vol. 124, no. 5, 1977, pp. 463-468.

[100] J. Reeve, G. Fahny, B. Stott, "Versatile load flow method for multi terminal HVDC systems, Power Apparatus and Systems ", *IEEE Transactions on* , vol. 96, no. 3, 1977, pp. 925-933.

[101] D. A. Braunagel, L.A. Kraft, J. L. Whysong, "Inclusion of DC converter and transmission equations directly in a Newton power flow ", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 95, no. 1, 1976, pp. 76-88.

[102] G.B. Sheble, G. T Heydt, " Power flow studies for systems with HVDC transmission ", *Proc. Power Industry Computer Applications*, 1975:223-228.

[103] Y. Zhao; Y. Liu; " A practical AC-DC load flow program based on sequential solution method ", *Power System Technology, 2002. Proceedings. Power Con 2002:*1092- 1095.

[104] H. Fudeh, C.M. Ong, " A Simple and efficient AC- DC load flow method for multiterminal DC Systems ", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 11, 1981, pp. 4389-4396.

[105] J.R De Silva, C.P Arnold, " A simple improvement to sequential AC-DC power flow algorithms", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 12, no. 3, 1990, pp. 219- 221.

[106] Ayan K, Arifoglu U, " The determination of the stability regions and sequential transient stability analysis of integrated AC-DC power system consisting of bipolar dc lines via the controlling unstable equilibrium points ", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 13, 2003, pp. 321-330.

[107] A. Panosyan, B.R. Oswald, " Modified Newton-Raphson load flow analysis for integrated AC/DC power systems ", *Universities Power Engineering Conference, UPEC* 2004; vol. 3, pp. 1223 - 1227.

[108] Y.A. Mobarak, " Modified load flow analysis for integrated AC/DC power systems ", *Power System Conference, 2008. MEPCON 2008*:402-405.

[109] O. Osaloni , G. Radman, " Integrated AC/DC systems power flow solution using Newton-Raphson and Broyden approaches ", *System Theory*, SSST '2005, pp. 225-229.

[110] T. Smed, G. Andersson, G.B. Sheble, L.L. Grigsby, " A new approach to AC-DC power flow, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no.3, 1991, pp. 1238-1244.

[111] H.A. Sanghavi, S.K. Banerjee, " Load flow analysis of integrated AC-DC power systems ", *TENCON* 1989, pp. 746-751.

[112] G.A. Huang, V. Krishnaswamy, " HVDC controls for power system stability ", *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, vol. 1, 2002, pp. 597-602.

[113] M.E. E1-Hawary, S.T. Ibrahim, "A new approach to AC-DC load flow analysis ", *Electric Power Systems Research*, vol. 33, no. 3, 1995, pp. 193-200,.

[114] M.W. Mustafa, A.F.A. Kadir, " A modified approach for load flow analysis of integrated AC-DC power systems ", *TENCON 2000*, vol. 2, 2000, pp. 108-113.

[115] L.A.S. Pilotto, M. Szechtman, A. Wey, W.F. Long, S.L. Nilsson, " Synchronizing and damping torque modulation Controllers for multi- infeed HVDC system *" IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 10, no. 3, 1995, pp. 1505-1513.

[116] H.A. Peterson, P.C. Krause, " Damping of power swings a parallel AC and DC power system ", *IEEE Trans. Power Apparatus Syst*, vol. 85, no. 2, 1966, pp. 1231–1239.

[117] N. A. Vovos, G. D. Galanos, " Enhancement of the transient stability of integrated AC/DC systems using active and reactive power modulation", *IEEE Trans*, vol. 104, no. 4, 1985, pp. 1696-702.

[118] Y.Y. Hsu, L. Wang, " Damping of a parallel AC-DC power system using PID power system stabilisers and rectifer current regulators ", *Energy Convers IEEE Trans on* , vol. 3, no. 3, 1988, pp. 540-547.

[119] S. Messalti, S. Belkhiat, S. Saadate, D. Flieller, " Improvement of Power System Transient Stability Using TCBR and TCSC, A Comparative study ", *International Review of Electrical Engineering*, vol. 5, n. 6, 2010, pp 2727-2736.

[120] R. Shizawa, K. Nishida, T. Ohtaka, S. Iwamoto, "Allocation of TCSC from Transient Stability ", Power Con 2004, International Conference on, vol. 1, 2004, pp. 216 - 221.

[121] C. Guo, X. Xiao, " Transient stability control of TCSC ", ICIEA 2009. 4th IEEE Conference on, 2009, pp. 1399-1402.

[122] Z. Lin, Y. Bin, J. Quanyuan, C. Yijia, " Coordinated design of FACTS controllers for transient stability improvement based on multi-objective evolutionary programming ", *Computational Intelligence and Security, Conf on*, vol. 2 , 2006 , pp. 1000-1003.

[123] M. Crappe , *L'Exploitation Des Réseaux Electriques Avec l'Electronique De Puissance*, Paris, Lavoisier , 2006.

[124] Y. Wang, R. R Mohler, R. Spre, W. A. Mittlestadt, " Variable Structure FACTS Controllers for Power System Transient Stability ", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, 1992, pp. 307-313.

[125] E.V. Larsen, J.J. Sanchez-Gasca, J.H. Chow, "Concepts for design of FACTS controllers to damp power swings ", *IEEE Trans. Power Syst.* vol. 10, no. 2,1995, pp. 948-956.

[126] D. Biswarup, G. Arindam, Sachchidanand, " A novel control strategy for a braking resistor" , *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* , vol. 20, no. 6, 1998, pp. 391-403.

[127] A. H. Rahim, A.I.J. AI-Sammak, " Optimal switching of dynamic braking resistor , reactor or capacitor for transient stability of power systems ", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, Part C, vol. 138, no. 1, 1991, pp. 89-93.

[128] H.G. Han, J.K. Park, B.H. Lee, " Analysis of a thyristor controlled series compensator dynamics using the state variable approach of a periodic system model ", *IEEE Transactions on Power Delivery* ,vol.12, no. 4, 1997, pp. 1744-1750.

[129] R. Rajaraman, I. Dobson, R.H. Lasseter, Y. Shern, " Computing the damping of subsynchronous oscillations due to a thyristor controlled series capacitor ", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.

11,no. 2, 1996, pp. 1120-1127.

[130] S. Nyati, C.A. Wegner, R.W. Delmerico, D.H. Baker, R.J. Piwko, A. Edris, " Effectiveness of tyristor controlled series capacitor in enhancing power system dynamics: An Analog Simulator Study ", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 2, 1994, pp. 1018-1027.

Résumé

Actuellement, les réseaux électriques modernes sont très complexes et interconnectés, d'où le grand besoin d'améliorer la qualité de l'énergie électrique tout en préservant la fiabilité et la stabilité du système. La demande en énergie électrique augmente de façon très rapide, alors l'extension des moyens de la production d'électricité et de transport est fortement limitée en raison de ressources limitées et des conditions environnementales. En conséquence, les réseaux électriques sont devenus plus difficiles à exploiter, les marges de stabilité transitoire sont diminuées considérablement et les conditions de fonctionnement sont très favorables à la perte de la stabilité en raison d'insuffisance des réserves de puissance et des limitations thermiques et dynamiques des systèmes actuels, etc.

Pour ces raisons et afin de résoudre ces problèmes, l'interconnexion des réseaux électriques via les systèmes de transmission HVDC (High Voltage Direct Current) et les systèmes FACTS (Flexible Alternative Curent Transmission System) ont offert de nouvelles opportunités d'amélioration des performances des systèmes d'énergie électriques.

L'objectif de cette thèse est d'évaluer la stabilité transitoire des réseaux électriques AC et AC-HVDC. De nouvelles techniques d'amélioration de la stabilité transitoire utilisant des contrôleurs HVDC et FACTS sont développées. Pour ce faire, nous avons développé une nouvelle approche d'écoulement de puissance dans les réseaux AC-HVDC, dont les grandeurs du système HVDC sont traitées comme des injections de courant aux jeux de barres auxquels ils sont connectés. Les équations du système combiné AC-DC sont résolus séparément à l'aide de la nouvelle méthode séquentielle modifiée de Gauss et Gauss-Seidel.

Mots clés : modélisation des réseaux AC-HVDC, stabilité transitoire, HVDC, FACTS, écoulement de puissance AC-HVDC.

Abstract

Currently, modern power systems are very complex and interconnected, hence the great need to improve the quality of electric power while maintaining reliability and stability of the system. The power demand has increased substantially while the expansion of power generation and transmission has been severely limited due to limited resources and environmental restrictions. Consequently, power systems have become more difficult to exploit, the transient stability margins have reduced significantly and the operating conditions are very favorable to the blackout due to inadequate reserves of electrical power and thermal and dynamic limitations of current systems, etc.

For these reasons and in order to solve these problems, the interconnection of power systems using HVDC transmission systems (High Voltage Direct Current) and FACTS systems (Flexible Alternative Current Transmission System) have provided new opportunities for improving the performance of power systems.

The objective of this thesis is to assess the transient stability of AC and AC-HVDC power systems, new techniques for improving transient stability using FACTS and HVDC controllers are developed. To do this, we developed a new approach to power flow in AC-HVDC power systems, the parameters of HVDC system are treated as current injections to the buses which they are connected. The combined AC–DC equations are solved separately using new sequential modified Gauss and Gauss-Seidel methods.

Keywords: AC-HVDC power systems modeling, transient stability, HVDC, FACTS, AC-HVDC load flow.

ملخص :

تعرف الشبكات الكهربائية العالية التوتر حاليا تعقيدا و تشابكا كبيرا، وبالتالي هناك حاجة كبيرة لتحسين نوعية الطاقة الكهربائية مع الحفاظ على استقرار الشبكات الكهربائية. الطلب على الطاقة الكهربائية يتزايد بسرعة كبيرة، لكن الزيادة في وسائل توليد الطاقة و نقل الكهرباء تبقى محدودة للغاية نظرا لمحدودية الموارد المالية والظروف البيئية . و نتيجة لذلك ، أصبحت الشبكات الكهربائية أكثر صعوبة للاستغلال، كما أن درجة الاستقرار العابر قد انخفضت بشكل كبير وبالتالي ظروف تشغيل الشبكات الكهربائية هي مواتية جدا لفقدان الاستقرار بسبب عدم كفاية الاحتياطيات الضرورية من الطاقة الكهربائية والقيود الدينامكية و الحرارية للأنظمة الحالية، وما إلى ذلك.

لهذه الأسباب ومن أجل حل هذه المشاكل، يعتبر ربط الشبكات الكهربائية اعتمادا على تقنيات التيار المستمر عالي التوتر HVDC والأنظمة المرنة لنقل التيار المتناوب FACTS حلا جد فعال بما يوفرانه من فرص جديدة لتحسين أداء أنظمة الطاقة الكهربائية.

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة و تقييم الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية ذات التيار المتناوب AC وذات التيار المتناوب - التيار المستمر-AC HVDC .تقنيات جديدة لتحسين الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية باستخدام أنظمة تحكم و مراقبة لتقنيات HVDC وأنظمة FACTS تم اقتراحها و دراستها. للقيام بذلك، وضعنا نهجا جديدا لحساب تدفق الطاقة في الشبكات الكهربائية AC-HVDC ، حيث تم تكييف النظام HVDC كمصادر للتيار عند نقاط ارتباط الشبكتين AC و HVDC . حل معادلات النموذج المقترح لنظام AC-HVDC تم باستعمال طريقة جديدة تدعى الطريقة التسلسلية المعدلة غوص وغوص سايدل.

كلمات مفتاحية : نموذج الشبكات الكهربائية ، AC-HVDC ، الاستقرار العابر، تقنيات التيار المستمر عالي التوترHVDC ، الأنظمة المرنة لنقل التيار المتناوب FACTS ، حساب تدفق الطاقة في الشبكات الكهربائية AC-HVDC .