

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Faculté de Technologie

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Machines Electriques et leurs commandes

Par :

M. ZITOUNI Fares

Thème

Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS

Soutenu le 15/12/2010 devant la commission d'examen composée de :

M. HACHEMI Mabrouk	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Président
M. GHERBI Ahmed	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Rapporteur
M. BOUKTIR Tarek	Professeur à l'Université de Sétif	Examineur
M. BAYADI Abdelhafid	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examineur
M. RADJEAI Hammoud	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examineur

Je dédier ce mémoire
à ma mère
à mon père
à mon épouse
à ma fille Djoumana
à mes frères et mes sœurs

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu Dr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire. je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- Dr. Mabrouk HACHEMI, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.
- Dr. Abdelhafid BAYADI pour avoir accepté d'être examinateur de ce mémoire et pour sa participation au jury.
- Pr. Tarek BOUKTIR pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail et enrichir le débat avec ses remarques très pertinentes.
- Dr. Hammoud RADJEAI pour avoir accepté sa participation au jury de ce mémoire.

Merci aussi à mes enseignants et à mes collègues de l'université qui m'ont accompagné dans mon parcours. Finalement, mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes collègues et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Sétif, le 30/06/2010

F. ZITOUNI.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	XI
<i>Chapitre 01</i>	<i>1.1</i>
PROBLEME DE LA STABILITE	1.1
1.1. Introduction	1.1
1.2. Stabilité des systèmes : Définition.....	1.1
1.3. Différents types de la stabilité de système de puissance	1.2
1.3.1. Stabilité de l'angle de rotor	1.2
1.3.2. Stabilité de tension	1.7
1.3.3. Stabilité de fréquence.....	1.7
1.4. Limite de stabilité en régime permanent	1.8
1.5. Nécessite du synchronisme.....	1.8
1.6. Analyse de la stabilité des réseaux électriques	1.9
1.7. Détermination du régime initial avant défaut	1.9
1.7.1. Méthode de Gauss- Seidel.....	1.9
1.7.2. Méthode de Newton-Raphson.....	1.10
1.8. Modélisation de la machine synchrone	1.11
1.8.1. Hypothèses simplificatrices	1.12
1.8.2. Transformation de Park	1.13
1.9. Réseau de transport.....	1.15
1.9.1. Modélisation d'une ligne de transport	1.15
1.9.2. Modélisation Des Transformateurs	1.16
1.9.3. Modélisation d'une charge	1.16
1.10. Conclusion.....	1.17
<i>Chapitre 02</i>	<i>2.1</i>
METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE : ETAT DE L'ART	2.1
2.1. Introduction	2.1
2.2. Stabilité transitoire	2.1
2.3. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire	2.2
2.3.1. Méthodes indirectes d'intégration numériques	2.2
2.3.2. Méthodes directes énergétiques:.....	2.2
2.3.3. Méthodes probabilistiques.....	2.2

2.3.4. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme.....	2.3
2.3.5. Méthodes non linéaires adaptatives.....	2.3
2.3.6. Méthodes hybrides	2.3
2.4. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire	2.3
2.4.1. Amélioration par les moyens classiques	2.3
2.4.2. Amélioration par les moyens modernes.....	2.4
2.5. Méthodes Analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec FACTS	2.6
2.5.1. Méthodes directes énergétiques.....	2.6
2.5.2. Méthodes DFL (Direct Feedback Linearizing).....	2.7
2.5.3. Méthode de résidu	2.8
2.5.4. Méthode de stabilisation quadratique robuste.....	2.9
2.5.5. Méthode adaptatives.....	2.10
2.5.6. Méthode De Pareto (Algorithme Genetic polyvalente).....	2.11
2.5.7. Méthode hybride	2.12
2.6. Conclusion	2.13
<i>Chapitre 03.....</i>	<i>3.1</i>
LES SYSTEMES FACTS.....	3.1
3.1. Introduction	3.1
3.2. Calcul de puissance	3.1
3.3. Classification des dispositifs FACTS	3.2
3.3.1. Compensateurs Parallèles	3.3
3.3.2. Compensateurs séries	3.6
3.3.3. Compensateurs séries à base de GTO thyristors.....	3.7
3.3.4. Compensateurs hybrides (série – parallèle).....	3.8
3.4. Modélisation des dispositifs FACTS.....	3.11
3.4.1. Modification de la matrice d'admittance nodale.....	3.11
3.4.2. Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC.....	3.12
3.4.3. Modèle du compensateur série à thyristors TCSC.....	3.13
3.5. Propriétés des dispositifs FACTS.....	3.15
3.5.1. Avantages des dispositifs FACTS	3.15
3.5.2. Inconvénients des dispositifs FACTS	3.15
3.6. Principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS.....	3.16
3.7. Conclusion	3.16
<i>Chapitre 04.....</i>	<i>1</i>
SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS.....	1
4.1. Introduction	1

4.2. Étapes d'analyse de la stabilité transitoire	1
4.3. Outils de simulation	2
4.3.1. Utilisation de PSAT	3
4.4. Analyse de la stabilité sans et avec intégration des dispositifs FACTS	3
4.4.1. Critère de stabilité.....	3
4.4.2. Calcul du temps critique d'élimination du défaut.....	3
4.4.3. Réseau test	4
4.4.4. Représentation du réseau avec le logiciel PSAT	4
4.4.5. Simulation	5
4.5. Analyse de la stabilité sans intégration des dispositifs FACTS	6
<i>Figure 4.7. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable.....</i>	<i>8</i>
4.5.1. Interprétation des résultats obtenus	9
4.6. Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS	9
4.6.1. Avec insertion du SVC.....	9
4.6.2. Avec insertion du TCSC.....	14
4.7. Conclusion	19
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	1

Liste des figures

Figure 1.1. Classification des différents types de stabilités de système de puissance [6].	1.2
Figure 1.2. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini [6]	1.3
Figure 1.3. Relation puissance- angle de rotor.	1.4
Figure 1.4. Variation d'angle de rotor.	1.4
Figure 1.5. Evolution de la puissance électrique en fonction des angles rotoriques	1.5
Figure 1.6. Machine synchrone triphasé assimilée à deux enroulements en CC en quadrature	1.12
Figure 1.7. Disposition vectorielle des champs rotorique et statique	1.12
Figure 1.8. Interprétation de la transformée de Park pour une machine synchrone.	1.13
Figure 1.9. Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q).	1.15
Figure 1.10. Schéma équivalent d'une ligne de transport	1.15
Figure 1.11. Représentation d'un transformateur.	1.16
Figure 1.12. Schéma équivalent d'une charge.	1.16
Figure 2.1. Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.	2.5
Figure 2.2. Schéma du système utilisé.	2.6
Figure 2.3. Modèle d'injection UPFC	2.7
Figure 2.4. Modèle de base UPFC.	2.7
Figure 2.5. Schéma du système utilisé.	2.7
Figure 2.6. Système en circuit fermé avec le contrôle de POD	2.8
Figure 2.7. Le système de puissance utilisé	2.9
Figure 2.8. Réseau de neurones multicouches	2.10
Figure 2.9. Modèle d'un système mono machine avec un jeu de barres infini avec un SVC.	2.11
Figure 2.10. Système mono machine avec un jeu de barres infini avec un TCSC.	2.12
Figure 2.11. Schéma du système d'excitation de type IEEE utilisé.	2.12
Figure 2.12. Schéma de principe du raccordement de l'ASVC au système de puissance	2.13
Figure 2.13. Schéma bloc du régulateur neuro-flou.	2.13
Figure 3.1. Modèle simplifié de la ligne de transport pour le calcul des puissances actives et réactives	3.1
Figure 3.2. Schéma du TCR.	3.3
Figure 3.11. Schéma de base du SSSC	3.7
Figure 3.12. Caractéristique statique du SSSC.	3.8
Figure 3.13. Schéma du TCPAR.	3.9
Figure 3.14. Diagramme vectoriel du TCPAR	3.9
Figure 3.15. Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.	3.10
Figure 3.16. Schéma de base d'un IPFC.	3.10
Figure 3.17. Schéma de base d'un UPFC.	3.11
Figure 3.18. Intégration du dispositif FACTS dans la ligne.	3.11

Figure 3.19. Modélisation du SVC : a) symbole, b) modèle.	3.12
Figure 3.21. Modélisation du TCSC : (a) : Modèle générale, (b) : Modèle.	3.14
Figure 3.22. TCSC inséré dans une ligne.....	3.15
Figure 4.1. Interface de PSAT :.....	4.2
Figure 4.2. Réseau test.....	4.4
Figure 4.3. Structure de réseau test.....	4.4
Figure 4.4. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres	4.5
Figure 4.5. Résultats de simulation pour $T_d = 0.01s$	4.6
Figure 4.6. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100s$	4.7
Figure 4.7. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable	4.8
Figure 4.8. SVC inséré dans les différents jeux de Barres.....	4.10
Figure 4.9. Résultats de simulation pour $T_d = 0.01s$	4.11
Figure 4.10. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100s$	4.12
Figure 4.11. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable	4.13
Figure 4.12. TCSC inséré sur différents J. Barres	4.14
Figure 4.14. Résultats de simulation pour $T_d = 0.01s$	4.15
Figure 4.15. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100s$	4.16
Figure 4.16. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable.....	4.17

Liste des tableaux

Tableau 2.1. Bénéfices techniques des dispositifs FACTS [54]	3.16
Tableau 4.1. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sur le Réseau Test	9
Tableau 4.2. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC.	13
Tableau 4.3. Comparaison du CCT lors d'un court- circuit sur la ligne 5-7 à proximité du Jeu barres	17
Tableau 4.4. Comparaison du CCT lors d'un court- circuit sur la ligne 5-7 à proximité du Jeu barres	18
Tableau 4.5. Comparaison du CCT lors d'un défaut triphasé au Jeu barres N° 7 avec des TCSC installés	18

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

SEE	Systèmes Electro Energétiques
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSR	Thyristor Switched Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
SVC	Static Var Compensator
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
IPFC	Interline Power Flow Controller
UPFC	Unified Power Flow Controller
PSAT	Power System Analysis Toolbox
AVR	Automatic Voltage Regulator

Symboles

V_i	La tension au jeu de barres i . (V)
P_m	La puissance mécanique de la machine (W)
δ_i	L'angle rotorique ou différentiel de la machine i . (deg)
ω_i	La vitesse angulaire de la machine i . (rad / s)
V_k	Tension au jeu de barres k [V]
Y_{kn}	L'admittance de la branche kn [S]
P_k	La puissance active au jeu de barres k [W]
Q_k	La puissance réactive au jeu de barres k [Var]

INTRODUCTION GENERALE

A la fin du 19^{ème} siècle, avec l'essor industriel qu'a connu le monde et l'apparition des grandes implantations industrielles, le besoin en énergie électrique n'a cessait d'augmenter. Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la production d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités, mais également de nouveaux défis. Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et/ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction de nouvelles lignes [1-3].

Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant de nouvelles lignes et/ou de nouveaux générateurs. Cependant, pour diverses raisons, ces solutions ne sont pas toujours réalisables, ni souhaitables. En effet, la création de nouvelles lignes et/ou l'extension de postes existants peuvent se révéler trop coûteuses et demande des délais trop longs. Ceci n'est donc pas rentable à court et moyen terme. Enfin, l'impact sur l'environnement prend de plus en plus d'importances et doit être sérieusement pris en compte dans les procédures de développement du transport d'électricité [4].

Les systèmes électro-énergétiques (SEE) sont souvent sujets à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission. Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assurés [4]. Cet état entraîne souvent un effondrement de tout le réseau tel que le « black out » survenu sur le réseau Algérien le 03 février 2003 et celui de New York le 14 Août 2003.

Par définition, on dit qu'un système est stable s'il demeure dans un état d'équilibre dans les conditions normales de fonctionnement, ou s'il retrouve un nouvel état d'équilibre acceptable après une perturbation quelconque. L'analyse de la stabilité d'un SEE consiste alors à étudier le caractère des oscillations électromécaniques des alternateurs et à maintenir le fonctionnement synchrone après l'apparition d'un défaut. L'étude de la stabilité revêt une importance particulière dans le fonctionnement et les planifications des SEE. En effet, elle permet la détermination des protections et la détermination

des temps critiques d'élimination des défauts, plus connus sous le terme de CCT (en anglais, Critical Clearing Time), du plan de tension et de la capacité d'échange des puissances entre systèmes [1-3].

La stabilité transitoire traite des effets des perturbations brutales de forte amplitude et de courte durée, tel que, les défauts de court-circuit, les déconnexions de lignes, des groupes de production, les variations brusque de la charge... etc. L'intervention des dispositifs de protection et de régulation est indispensable pour rétablir la stabilité pendant la période transitoire [4]. La détermination du CCT constitue une caractéristique importante du fonctionnement des disjoncteurs. Elle est d'une importance majeure à la fois dans l'analyse, la planification et le fonctionnement du SEE. La valeur du CCT dépend non seulement de la position et de l'ampleur du défaut, mais aussi des paramètres intrinsèques du SEE.

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens de compensation et de contrôle des réseaux furent des dispositifs électromécaniques, à savoir les transformateurs avec régleur en charge, les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion de l'énergie réactive. Cependant, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permettaient pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour. Ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Au cours de la dernière décennie, une autre technique de réglage et de contrôle des puissances réactives, des tensions et des transits de puissance basée sur l'électronique de puissance a fait ses preuves. Il s'agit des dispositifs, plus souvent, connus sous l'acronyme anglais FACTS «Flexible Alternating Current Transmission System » [3,5].

Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transfert de la puissance d'une région à une autre. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau [2,3,5].

L'objectif essentiel du présent travail est l'évaluation de l'état de la stabilité transitoire des SEE et la détermination des limites de la stabilité dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen des dispositifs FACTS (SVC et TCSC). Pour atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres:

Le premier chapitre décrit le problème de la stabilité du SEE. Nous avons également rappelé les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Ensuite, nous présentons la modélisation générale d'un système de puissance adapté à l'étude de la stabilité angulaire aux petites perturbations.

Le deuxième chapitre permet de présenter une synthèse descriptive et comparative entre les différentes méthodes existantes pour l'analyse de la stabilité transitoire des SEE, ainsi que les moyens pour améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude théorique des différents systèmes FACTS en générale, à savoir leurs classifications et leur principe de fonctionnement, Ensuite, nous présentons la modélisation générale des deux dispositifs FACTS tels que le compensateur statique d'énergie réactive SVC (en anglais, Static Var Compensator), les condensateurs Série contrôlés par Thyristor (en anglais, Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC) qui seront utilisés dans la simulation dans le chapitre prochain, afin d'étudier le comportement du réseau avec et sans intégration de ces derniers.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons d'abord le schéma équivalent du réseau étudié, ensuite nous exposons les résultats de simulation obtenus par le biais de la boîte à outils PSAT, intégrée dans l'environnement Matlab ver.7, ainsi que leurs interprétations.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Chapitre 01

PROBLEME DE LA STABILITE

1.1. Introduction

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves. La fiabilité d'un SEE est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement vis-à-vis des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unités de production, etc. Toutes ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires par rapport à celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques). 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 [4].

Dans ce chapitre, nous présentons le problème de la stabilité. Ensuite, nous présentons de façon plus détaillée la modélisation des éléments constituant le réseau électrique (tels que les générateurs, les charges, ainsi que les lignes et les transformateurs) et qui interviennent exclusivement dans l'étude de la stabilité transitoire du SEE.

1.2. Stabilité des systèmes : Définition

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE [4] :

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

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. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation, on distingue trois types de stabilité (Figure 1.1) [6]:

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

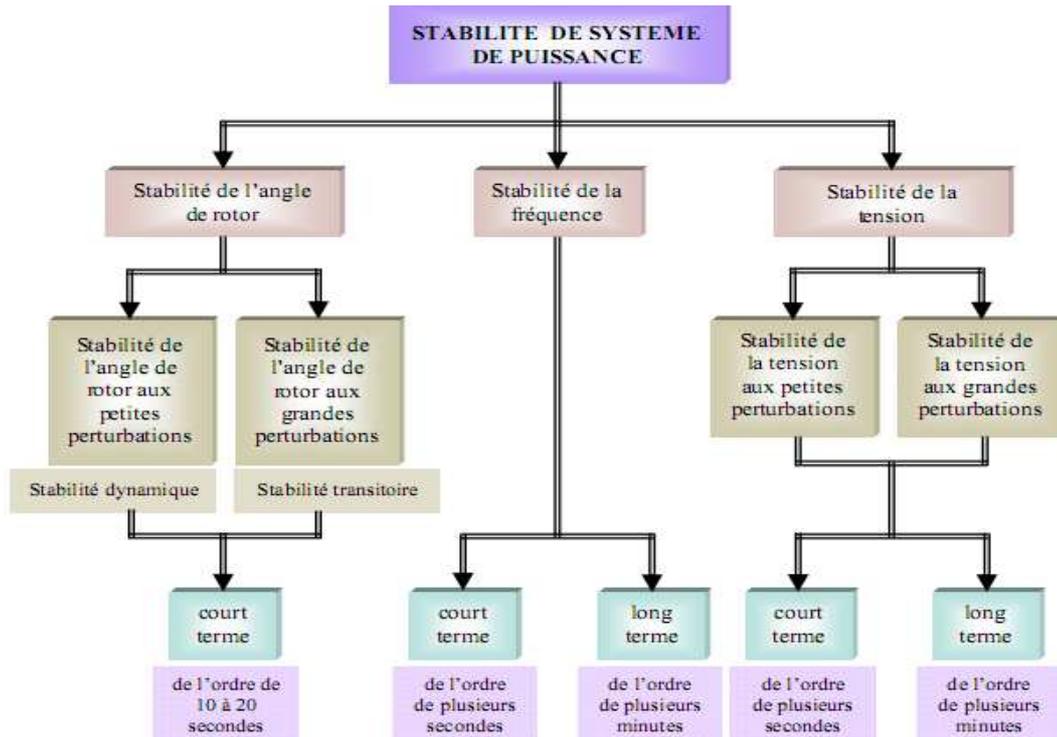


Figure 1.1. Classification des différents types de stabilités de système de puissance [6].

1.3. Différents types de la stabilité de système de puissance

Traditionnellement, le problème de la stabilité a été de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle [1-6].

1.3.1. Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de

chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs. Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

1.3.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles [1,6].

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor [8].

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, Figure 1.2. Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

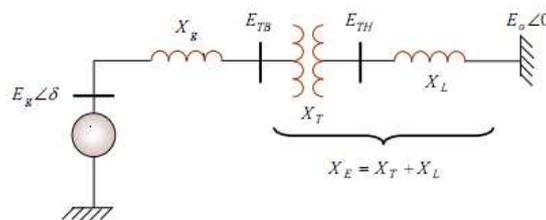


Figure 1.2. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini [6]

a. Relation entre la puissance électrique et l'angle rotorique (P- δ)

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g \cdot E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (1.1)$$

Où, δ est l'angle de rotor, est le déphasage entre la tension interne du générateur (E_g) et la tension du jeu de barres infini (E_0).

L'équation (1.1) est représentée graphiquement à la Figure (1.3).

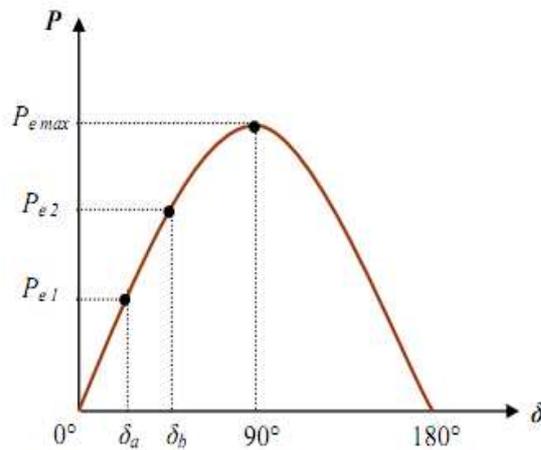


Figure 1.3. Relation puissance- angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2} , (Figure 1.3). Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, Figure 1.4), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, Figure 1.4).

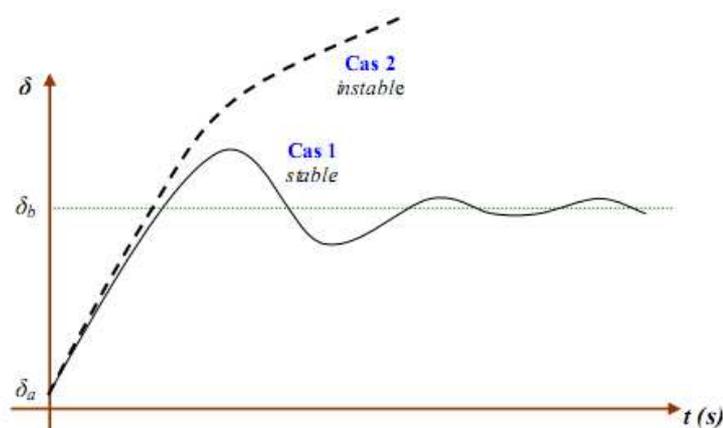


Figure 1.4. Variation d'angle de rotor

b. Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut, sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor δ . Retraçons la courbe $(P - \delta)$ en tenant compte de ce défaut, Figure (1.5). En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones [9]:

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m \rangle P_e$
- La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m \langle P_e$

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

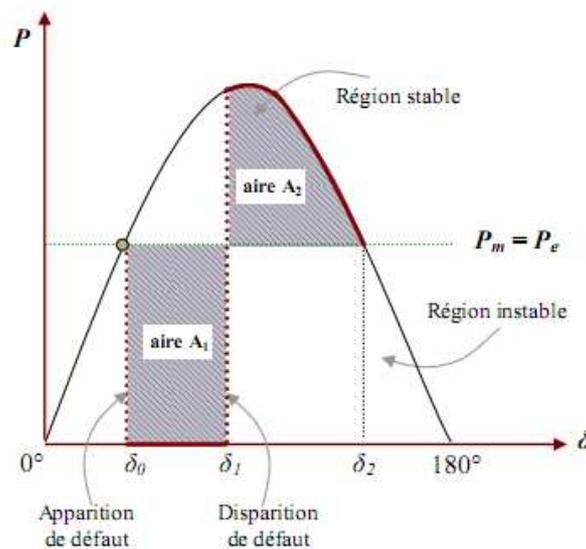


Figure 1.5. Evolution de la puissance électrique en fonction des angles rotoriques

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (1.2)$$

Où :

H : la constante d'inertie.

ω_0 : la vitesse de synchronisme.

P_m : la puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : la puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par $2 \cdot \frac{d\delta}{dt}$, en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 + cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) \cdot d\delta \quad (1.3)$$

Où :

δ_0 : L'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ_2 : L'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque : $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow cte = 0$

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (1.3) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) \cdot d\delta = 0 \quad (1.4)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (1.5)$$

Où : δ est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire [10]. Enfin, une amélioration significative de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs.

1.3.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [11].

1.3.2. Stabilité de tension

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. Elle est peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

a. Stabilité de tension aux grandes perturbations

Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système [12].

b. Stabilité de tension aux petites perturbations

Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées.

1.3.3. Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un

important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite-consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

1.4. Limite de stabilité en régime permanent

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbée par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçu de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent.

1.5. Nécessite 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 [13].

La stabilité des systèmes d'énergie électriques est caractérisée par une fréquence constante du réseau. La vitesse de l'alternateur dépend de l'équilibre entre la production et la consommation, en effet [13] :

- si la puissance électrique P_e appelée par le réseau est toujours égale à la puissance fournie par l'alternateur P_a , la vitesse reste constante.
- si la puissance P_e du réseau baisse, la vitesse de l'alternateur augmente jusqu'au moment où les deux puissances P_e et P_a redeviennent égales. Cette limite pourrait d'ailleurs être très élevée et

dépasserait la vitesse maximale que peut supporter l'alternateur. Il s'en suivrait une destruction totale de la machine.

– si la puissance P_e augmente, l'alternateur diminue de vitesse jusqu'au moment où P_e redevient égale à P_a , la vitesse pourrait diminuer jusqu'à l'arrêt total de la machine.

L'écroulement de la fréquence sera plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation sera important [13].

1.6. Analyse de la stabilité des réseaux électriques

L'un des problèmes les plus importants, lors de l'étude d'un réseau électrique complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux au cours de ces dernières décennies, mais aussi à l'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations.

L'étude de la stabilité d'un réseau électrique nécessite de suivre les étapes suivantes :

- La détermination de l'état initial du système avant la perturbation;
- Développement d'un modèle mathématique des éléments électriques du réseau;
- Obtenir la réponse transitoire;
- Analyser la solution temporelle.

1.7. Détermination du régime initial avant défaut

L'étude de la stabilité exige la détermination de l'état initial du réseau. Cet état est déterminé à l'aide d'un calcul de la répartition de puissances. Le but des calculs de l'écoulement de puissance est de déterminer les caractéristiques de génération et de transmission, pour un système électrique de n nœuds. Ces calculs se basent sur les méthodes numériques itératives, dont l'une des deux matrices admittance ou impédance est nécessaire. Parmi ces méthodes itératives, on peut citer:

1.7.1. Méthode de Gauss- Seidel

On utilise des valeurs estimées des tensions des jeux de barres pour calculer un ensemble de nouvelles valeurs. Les nouvelles valeurs sont fonctions des valeurs estimées des tensions, des puissances actives et réactives spécifiées et des admittances du réseau. Chaque fois qu'un ensemble de valeurs de tensions est obtenu, le nombre d'itérations augmente d'une unité, jusqu'au point où au niveau de tous les jeux de barres, la différence entre deux tensions appartenant à deux itérations successives est inférieur à une certaine valeur qu'on spécifie et qu'on appelle tolérance ou précision. Pour un réseau de N jeux de barres, la tension calculée à n'importe quel jeu de barres k est donnée par :

a. Méthode de Gauss

$$\bar{V}_k^{(l)} = \frac{1}{\bar{Y}_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^{*(l-1)}} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N \bar{Y}_{kn} \bar{V}_n^{(l-1)} \right] \quad (1.6)$$

b. Méthode de Gauss- Seidel

$$\bar{V}_k^{(l)} = \frac{1}{\bar{Y}_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^{*(l-1)}} - \sum_{i=1}^{k-1} \bar{Y}_{ki} \bar{V}_i^{(l)} - \sum_{i=k+1}^n \bar{Y}_{ki} \bar{V}_i^{(l-1)} \right] \quad (1.7)$$

Où :

l Indique l'itération en cours. Tandis que $l - 1$ indique l'itération précédente;

\bar{V}_i Le module de la tension au jeu de barres i ;

\bar{Y}_{ij} Le module de l'admittance de la branche ij ;

P_i La puissance active du jeu de barres i ;

Q_i La puissance réactive du jeu de barres i .

Dans chaque itération la tension est déterminée pour tous les jeux de barres sauf le jeu de barres de référence (swing bus). Ce processus de résoudre les équations linéaires est connu sous le nom de la méthode itérative de GAUSS-SEIDEL, si le même ensemble de valeurs des tensions est utilisé dans une itération complète (au lieu de substituer les nouvelles valeurs chaque fois qu'elles sont déterminées pour calculer la tension du jeu de barres suivant), le processus serait appelé la méthode itérative de GAUSS.

1.7.2. Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode est basée sur l'expansion en série de TAYLOR. L'étude de cette méthode commencera avec la résolution d'un problème de deux équations avec deux variables. L'intégration de cette méthode dans le problème de l'écoulement de puissance est comme suit :

Les tensions des jeux de barres et les admittances des lignes sont exprimées sous forme polaire :

$$\bar{V}_k = V_k \angle \delta_k \quad (1.8)$$

$$Y_{kn} = |Y_{kn}| \angle \theta_{kn} \quad (1.9)$$

$$P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N \bar{Y}_{kn} \bar{V}_n = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k^* V_n Y_{kn} \angle (\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (1.10)$$

Donc :

$$P_k = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (1.11)$$

$$Q_k = -\sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (1.12)$$

Comme dans la méthode de GAUSS-SEIDEL, le jeu de barres de référence ne sera pas considéré puisque le module et l'angle de la tension au niveau de ce jeu de barres sont spécifiés. P et Q sont spécifiées pour tous les jeux de barres sauf le swing bus elles correspondent au vecteur K à partir des équations précédentes :

$$P_k = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (1.13)$$

$$Q_k = -\sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (1.14)$$

On définit :

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_k &= P_{k\text{spec}} - P_{k\text{cal}} \\ \Delta Q_k &= Q_{k\text{spec}} - Q_{k\text{cal}} \end{aligned} \right\} \quad (1.15)$$

Ceci correspond au vecteur ΔK

Le jacobien est formé à partir des dérivées partielles de P et Q par rapport aux variables \bar{V} et δ .

Les éléments du vecteur $\Delta \delta_k^{(0)}$ et $\Delta \bar{V}_k^{(0)}$ sont les corrections à ajouter aux valeurs estimées $\delta_k^{(0)}$ et $\bar{V}_k^{(0)}$ pour obtenir $\delta_k^{(1)}$ et $\bar{V}_k^{(1)}$ nécessaires pour calculer $\Delta P_k^{(1)}$ et $\Delta Q_k^{(1)}$.

1.8. Modélisation 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, de transformateurs, de machines, de charges, de jeux de barres, de dispositifs de régulation, etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. La mesure des paramètres de cette dernière reste un sujet très important et nombreuses études sont en cours afin de mieux cerner les propriétés de ces machines dans les réseaux électriques.

Le problème de la modélisation de ces machines comporte deux aspects :

- Le premier, est le choix du modèle de la machine synchrone;
- Le deuxième, consiste à déterminer les paramètres à introduire dans le modèle (modèle de Park, 2ème ordre, 3ème ordre).

La Figure 1.6 montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec amortisseurs

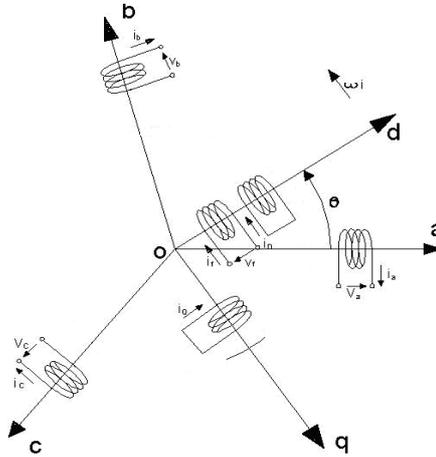


Figure 1.6. Machine synchrone triphasé assimilée à deux enroulements en CC en quadrature

1.8.1. Hypothèses simplificatrices

Dans la machine synchrone que nous allons étudier on suppose ce que suit [14]:

- le circuit magnétique n'est pas saturé;
- absence de l'effet pelliculaire (densité uniforme);
- l'influence des harmoniques est négligeable;
- on admettra que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements fermés D et Q en court circuit sur eux même.

La machine fonctionne en régime permanent avec une vitesse angulaire constante. L'angle de rotation θ est une fonction linéaire du temps. On admet qu'il a un décalage angulaire δ constant du champ rotorique par rapport au champ statorique (Figure 1.7) [15].

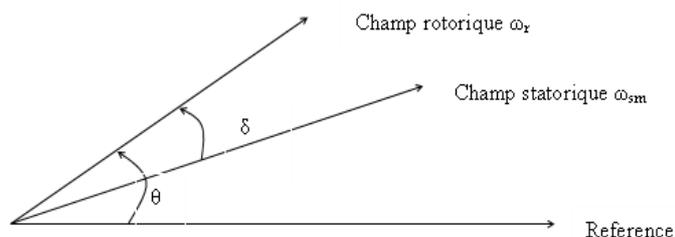


Figure 1.7. Disposition vectorielle des champs rotorique et statique

Avec:

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_s \quad (1.16)$$

$$\theta = \omega_s t + \delta \quad (1.17)$$

w_r , w_{sm} désignent la vitesse de rotation des champs rotorique et statorique respectivement.

1.8.2. Transformation 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). 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 [14]. La représentation schématique de la Figure 1.8 devient celle de la Figure suivante :

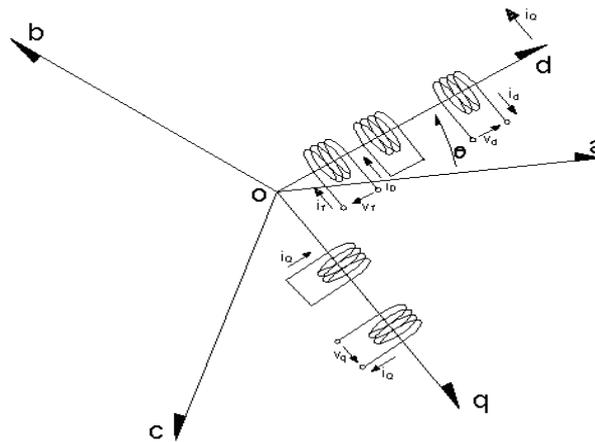


Figure 1.8. Interprétation de la transformée de PARK pour une machine synchrone.

La transformée de PARK est donnée par :

$$A = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

Il est important de signaler que la transformation de PARK est particulièrement intéressante dans le cas des perturbations symétriques ($i_0=0$).

Les projections I_a, I_b, I_c sur les axes d et q donnent :

$$I_q = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[I_a \sin(\theta) + I_b \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + I_c \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (1.19)$$

$$I_d = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[I_a \cos(\theta) + I_b \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + I_c \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (1.20)$$

Considérant l'axe (a) comme référence, $\theta = (a, d)$. L'axe q est en arrière de 90° par rapport à l'axe d nous définissons I_{odq} comme suit :

$$I_{odq} = P I_{abc} \quad (1.21)$$

Où

I_{odq} : Le vecteur courant dans le référentiel (odq) ;

0 : Axe stationnaire (homopolaire);

d : Axe directe (polaire);

q : Axe quadrature (inter polaire).

L'équation de la tension et celle du flux sont similaires à celle du courant :

$$V_{odq} = P V_{abc} \quad (1.22)$$

$$\Phi_{odq} = P \Phi_{abc} \quad (1.23)$$

Où les différents vecteurs sont à trois dimensions, et correspondent à un système triphasé.

La transformée de PARK est défini par l'équation suivante :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

Le schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q) est représenté sur est représenté sur la Figure 1.9 suivante :

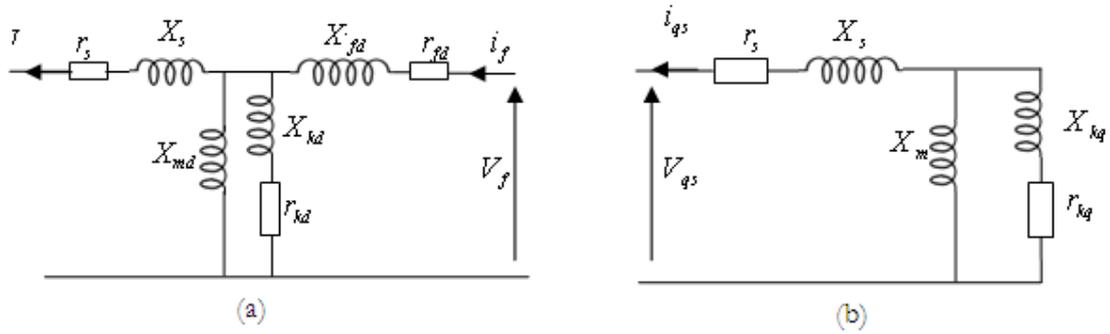


Figure 1.9. Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q).

1.9. Réseau de transport

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs. Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés : des condensateurs en série, des réactances shunts et des systèmes compensation, des systèmes de protection..., [16]. Pour la modélisation de notre système de puissance, nous nous intéressons à établir le modèle de transformateurs et le modèle de lignes de transmission et le modèle d'une charge.

1.9.1. Modélisation d'une ligne de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [17]. Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la Figure 1.10 (a, b) [18]:

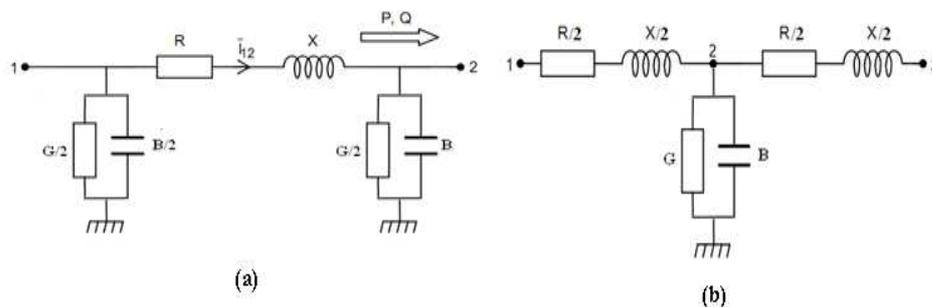


Figure 1.10. Schéma équivalent d'une ligne de transport

(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.

1.9.2. Modélisation Des Transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la Figure 1.11.



Figure 1.11. Représentation d'un transformateur.

Donc le transformateur peut être considéré comme une ligne, tel que:

$$Z_{Tik} = R_{Tik} + jX_{Tik} \quad (1.25)$$

$$Y_{Tik} = \frac{1}{R_{Tik} + jX_{Tik}} \quad (1.26)$$

Avec :

Z_{Tik} : L'impédance du transformateur ;

Y_{Tik} : L'admittance du transformateur.

1.9.3. Modélisation d'une charge

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une impédance Z :

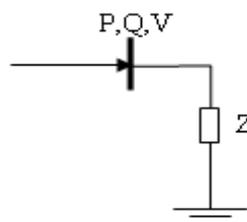


Figure 1.12. Schéma équivalent d'une charge.

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

$$Z = Y^{-1} = \left(\frac{P - jQ}{V^2} \right) \quad (1.27)$$

Avec :

V : Tension aux bornes de la charge;

P, Q : puissances active et réactive consommées par la charge;

Z : impédance de la charge.

1.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence). Nous avons aussi présenté la modélisation du système de puissance (machines, lignes, transformateur, charge), pour les études de la stabilité aux petites perturbations.

Chapitre 02

METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE : ETAT DE L'ART

2.1. Introduction

Actuellement, les réseaux électriques deviennent des systèmes complexes, de grandes dimensions, interconnectés, distribués géographiquement et soumis à de larges perturbations aléatoires. L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un SEE complexe est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux au cours de ces dernières années.

L'étude de la stabilité d'un SEE permet donc d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations. Les variations continues de charge ne représentent que de faibles perturbations. Les défauts, tels que les court-circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance, représentent les grandes perturbations. Ces dernières sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique (la consommation). Pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs ...etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel [19].

Ce chapitre permet de présenter une synthèse descriptive et comparative entre les différentes méthodes existantes pour l'analyse de la stabilité transitoire des SEE, ainsi que les moyens pour améliorer la stabilité des réseaux électriques. Ces méthodes se distinguent entre elles par les techniques de modélisation employée pour caractériser la stabilité transitoire ainsi que les hypothèses adoptées. Nous les avons classées en plusieurs catégories qui diffèrent significativement suivant la nature de la méthode adoptée.

2.2. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition des perturbations pareilles peuvent conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voire, à la rupture de synchronisme qui, généralement, se développe en très peu de secondes [2,3,19,20]. La stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- Le type de perturbation;
- La durée de perturbation ;
- Le lieu de perturbation ;
- La performance des systèmes de protection ;
- Le point de fonctionnement avant défaut, niveau de charge, topologie du réseau et le degré d'excitation des machines ;
- Les caractéristiques dynamiques des ouvrages de réseau.

La dynamique de réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles et algébriques [1,2]. Une variété d'approches permettant l'évaluation de la stabilité des réseaux électrique a été proposée dans la littérature. On peut les classer en plusieurs catégories:

2.3. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

La complexité croissante des systèmes d'énergie électriques et la difficulté d'étudier la stabilité transitoire en temps réel lors d'une perturbation ont motivé de nombreux chercheurs d'appliquer plusieurs techniques d'analyse. Les méthodes d'analyse rencontraient dans la littérature sont :

2.3.1. Méthodes indirectes d'intégration numériques

Ce sont des méthodes numériques qui comportent à la fois des équations différentielles du premier ordre (modélisant les générateurs synchrones et leurs systèmes d'excitation) et des équations algébriques (modélisant le réseau électrique et la liaison des enroulements statoriques des machines). Pour la résolution de ces équation dans le domaine temporelle, elle utilise des algorithmes d'intégration numérique, telles que la méthode d'intégration de RUNGE-KUTTA du quatrième ordre [1,20].

2.3.2. Méthodes directes énergétiques:

Cette méthode permet de déterminé les limites de la stabilité transitoire sans avoir recours à la résolution des équations d'états différentielles du SEE, elle utilise plusieurs méthodes on va citées deux c'est la fonction d'énergie transitoire (FET) et le critère des aires égales (CAE) pour leur simplicité et efficacité pour l'analyse directe de la stabilité transitoire [21, 22,23].

2.3.3. Méthodes probabilistiques

Vu la nature aléatoire et probabiliste des facteurs initiaux d'une perturbation (notamment la position et le type du défaut), cette méthode utilise des analyses stochastiques en vue de maintenir la stabilité transitoire du système électrique [24].

2.3.4. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme

Elle consiste à décrire le réseau électrique par une modélisation mathématique des situations physiques caractéristiques de son comportement [25].

2.3.5. Méthodes non linéaires adaptatives

Ce sont des méthodes basées sur des techniques intelligentes telles que les réseaux de neurones, de la logique floue et des algorithmes génétiques [1].

2.3.6. Méthodes hybrides

Ce sont des méthodes basées sur le couplage entre deux techniques intelligentes [26].

2.4. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire

2.4.1. Amélioration par les moyens classiques

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont :

- Le transformateur à prises réglables en charge ;
- Les transformateurs déphaseurs ;
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs ;
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [2].

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées [27,28] :

- Les batteries de condensateurs ;
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés. Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit :

- Au problème de flux de puissance ;

- Au problème de l'énergie réactive ;
- Au problème de la stabilité.

2.4.2. Amélioration par les moyens modernes

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [5].

2.4.2.1. Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [29].

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [30,31]. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [32]. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

2.4.2.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport et l'absence de la planification à long terme ont créé des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés. Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler de la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, L'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Série Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisant d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un « Static Synchronous Compensator : STATCOM ». Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphaseurs « Phase Shifting Transformer : PST » ou bien des thyristors contrôleurs des PST, voir Figure 2.1.

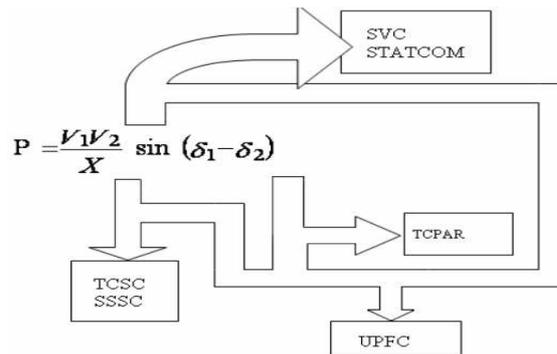


Figure 2.1. Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifié « en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC » [33,34]. En général, les dispositifs FACTS permettent un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font appel à l'électronique de puissance. Ces éléments agissent comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue une variable de commande du système [35].

Les contrôleurs FACTS peuvent aussi assurer la sécurité et la flexibilité par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone. La flexibilité du dispositif peut être assurée par le contrôle de l'écoulement de la puissance active et réactive, de la tension et du niveau du court circuit. Les dispositifs FACTS peuvent résoudre certains problèmes liés au transit de puissance. Ils remplacent avantageusement les dispositifs de contrôle mécaniques dont l'inconvénient majeur est l'usure.

Les systèmes FACTS sont classés en trois catégories [36,37] :

- Les compensateurs parallèles ;
- Les compensateurs séries ;
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

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 de tension. La technologie FACTS autorise l'extension et l'amélioration des limites d'une façon échelonnée.

2.5. Méthodes Analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec FACTS

2.5.1. Méthodes directes énergétiques

Les auteurs S. ABAZARI Ph.D. et al et B. BOUSSAHOUA et al ont utilisés la méthode directe énergétique basée sur la fonction d'énergie de LYAPUNOV pour étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques.

S. ABAZARI Ph.D. et al [38] ont proposé une nouvelle méthode de calcul des références actuelles par un « Advanced Static Var Compensator : ASVC » dont l'objectif est d'améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques. Cette méthode est basée sur la Fonction d'Énergie transitoire : TEF.

Ils ont présenté le modèle classique pour l'analyse de la stabilité transitoire qui utilise un système d'énergie composé de n machines. Les charges sont modélisées comme des impédances constantes et l'une des machines est connectée à un jeu de barres infini. L'ASVC est installé au milieu de la ligne, (Figure 2.2).

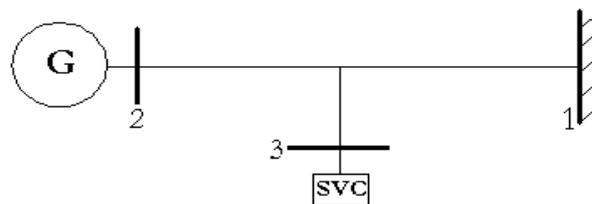


Figure 2.2. Schéma du système utilisé.

Les résultats sont obtenus par les logiciels C++ et Matlab/Simulink et la stratégie optimale proposée est simple et exige seulement quelques mesures et peut être mise en œuvre en ligne. Le contrôle optimal fournit une meilleure réponse en termes d'oscillations électromécaniques. Les simulations exécutées selon la programmation linéaire et le critère LYAPUNOV montrent que la stabilité de système est réalisée rapidement.

BOUSSAHOUA et al [39] ont décrit l'utilisation de méthode directe basée sur la fonction d'énergie tapent Lyapunov pour évaluer le temps critique d'élimination du défaut : CCT, L'insertion de « Unifier Power Flow Controller : UPFC » est discutée par ces auteurs et une fonction d'énergie analytique est présentée pour ce modèle avec UPFC. Ils ont proposé un système d'essai (IEEE) de 3 machines et 9 jeux de barres pour illustrer l'approche proposée dans l'évaluation CCT. Un outil de logiciel généralisé est élaboré et les simulations exécutées par les systèmes étudiés donnent des résultats prometteurs. Le

modèle d'injection et le modèle de base UPFC et le modèle d'injection UPFC sont présentés dans les Figures 2.3 et 2.4 respectivement.

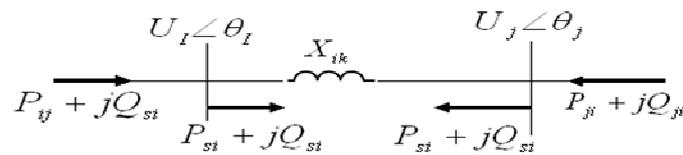


Figure 2.3. Modèle d'injection UPFC

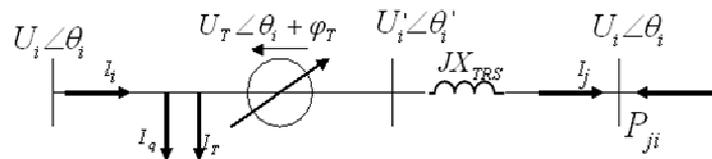


Figure 2.4. Modèle de base UPFC

Les résultats montrent la capacité de l'algorithme proposé qui évaluer correctement la première oscillation de la stabilité dynamique du système de puissance avec UPFC. Un outil généralisé sur le logiciel MATLAB est élaboré pour les deux méthodes d'intégration numérique et la fonction de l'énergie.

2.5.2. Méthodes DFL (Direct Feedback Linearizing)

S.K. TSO, et al [40] ont proposés une combinaison du « Controlled Thyristor Série compensateur : TCSC » et « Static Var Compensateur : SVC » pour acquérir la performance du système de puissance. Une nouvelle technique de conception non linéaire, « Direct Feedback Linearizing : DFL », a été utilisée pour déduire l'arrangement de contrôle pour le TCSC et le SVC. La coordination entre les deux pièces d'équipement est aussi conçue avec le SVC et traité comme le supplément du TCSC. Quand l'opération du TCSC est limitée par la limitation inhérente de l'équipement. Le système de puissance qu'ils ont utilisé est constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini à travers une ligne avec une implantation des deux dispositifs tel que le TCSC et le SVC, Figure 2.5.

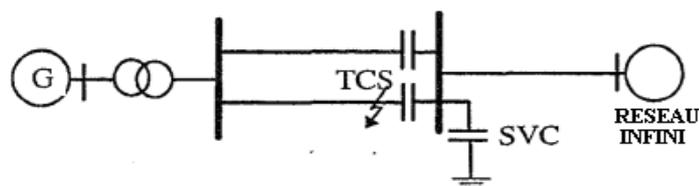


Figure 2.5. Schéma du système utilisé

La technique DFL est employée pour réaliser un système de puissance non linéaire. La technique d'optimisation linéaire est utilisée pour déterminer les paramètres de contrôle de réactions appropriés. Les résultats de simulation ont confirmé que l'arrangement de contrôle non linéaire et la loi de coordination appliquée au TCSC et SVC sont efficaces dans l'amélioration de la performance du système de puissance.

2.5.3. Méthode de résidu

SADIKOVIC et al [41] ont présentés une approche qui permet de résoudre le choix de l'emplacement optimal des dispositifs, FACTS, ainsi que la sélection des signaux appropriés d'information et le problème de conception du contrôleur. Ils ont utilisés une méthode de résidu qui est appliquée au modèle de système de puissance linéaire pour déterminer le meilleur emplacement pour des dispositifs FACTS tel que UPFC, TCSC aussi bien que pour le choix de signaux mesurés.

La dynamique de système de puissance linéaire qu'ils ont utilisée peut être représentée par une fonction de transfert de boucle ouverte $G(s)$. La variable « y » est utilisée par le contrôleur de POD comme un signal d'entrée. La variable « u » est le contrôle retransmis, Figure 2.6.

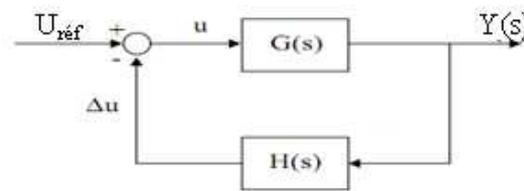


Figure 2.6. Système en circuit fermé avec le contrôle de POD

Lorsque la topologie du système est modifiée, une série de paramètres POD qui a donné satisfaction d'amortissement pour un point de fonctionnement n'a pas du tout fonctionné pour un autre point de fonctionnement. Ces auteurs ont conclu que le contrôle adaptatif est tiré d'un algorithme contrôlé, où uniquement la fréquence dominante et l'amortissement sont connus. Un réglage d'accord de contrôleur adaptatif relativement simple et puissant a été réalisé dans des systèmes d'essai considérés par l'utilisation de cette approche.

YOKE LIN TAN, et al [42] ont présenté une technique non linéaire avec une coordination de « Statique Var Compensateur : SVC » et « Static Phase Shifter : SPS » pour renforcer la stabilité transitoire d'un système de puissance. Le contrôleur proposé est un nouveau dispositif qui est capable de contrôler les trois principaux paramètres affectant la transmission de puissance en CA à savoir : la tension, l'angle de phase et la réactance. Ils ont considéré le modèle de générateur comme une équation différentielle du 3ème ordre et les deux dispositifs, SPS et SVC, sont représentés par un modèle de premier ordre. Les principes de conception du contrôleur non linéaire par la technique de linéarisation

rétroaction directe, LDF, pour le système de puissance. Les changements dans le X_1 et B_1 sont traités comme des paramètres de l'incertitude par l'application de la loi de commande DFL. Ce contrôleur se compose de trois parties: un contrôleur SPS, et de deux contrôleurs SVC. Cependant, quand un défaut se produit sur la ligne de transmission, la réactance de cette ligne x_1 va considérablement changer (schéma Figure 2.7).

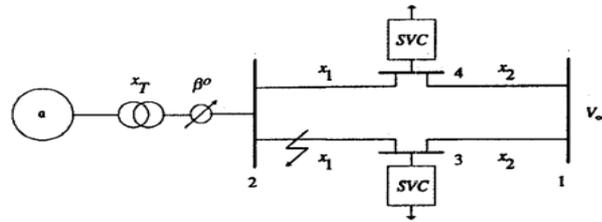


Figure 2.7. Le système de puissance utilisé

Le contrôleur proposé par ces auteurs est nouveau car il est capable de contrôler les trois principaux paramètres affectant directement le système AC de puissance de transmission, à savoir la tension, l'angle de phase et la réactance d'une manière coordonnée. Ce nouveau contrôleur se compose de trois contrôleurs, l'un pour l'excitation de la génératrice et déphaseur, et les deux autres pour le SVC.

Le but de la conception coordonnée du traitement est de permettre aux contrôleurs d'améliorer les performances transitoires du système de puissance. Les contrôleurs sont conçus séparément à partir de mesures locales uniquement. Le design est indépendant du point de fonctionnement et de la position du défaut. Les résultats des simulations montrent que le responsable du projet peut assurer la stabilité transitoire du système de puissance, même dans le cas où un défaut apparaît sur le bus de générateur.

2.5.4. Méthode de stabilisation quadratique robuste

SHIZAWA et al [43] ont proposé une méthode de contrôle de stabilisation quadratique robuste. Elle est utilisée comme la stratégie de contrôle qui puisse examiner les incertitudes du système de puissance à fin déterminer la répartition optimale du dispositif TCSC dans la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le temps critique CCT est utilisé pour éliminer le défaut et comme un indice pour l'allocation du TCSC. Ils ont utilisé un modèle équivalent à TCSC et un modèle linéaire du système de puissance pour analyser la stabilité transitoire du système de puissance. Ensuite, ils ont appliqué une théorie de contrôle pour le modèle linéaire et le calcul de l'entrée du TCSC. L'équation du système est une équation différentielle linéaire. Cette méthode d'allocation de TCSC peut choisir les emplacements de TCSC qui est efficace pour l'amélioration de la stabilité transitoire. L'utilisation de cette méthode de contrôle de stabilisation quadratique robuste avec une intégration du contrôleur TCSCs stabilise le système dans des lourdes conditions de charge. La méthode confirme que TCSCs améliore la stabilité et la capacité de transmission du système de puissance.

2.5.5. Méthode adaptatives

Les auteurs OUALI et al, et BOUSSAHOUA et al et les auteurs PANDA, et al ont utilisé les techniques adaptatives pour analyser la stabilité transitoire des réseaux électriques.

OUALI et al [44] ont appliqué la méthode des réseaux de neurones artificiels, RNA, optimisée par la méthode des plans d'expériences, MPE, Après avoir présenter le modèle adopté pour l'application de la méthode d'intégration numérique, IN, pour évaluer la stabilité transitoire d'un réseau électrique avec une utilisation de l'approche de temps critique d'élimination du défaut, CCT. Ils ont utilisés une nouvelle approche consiste à minimiser le nombre des paramètres du vecteur d'entrée du réseau de neurones en vue d'évaluer le temps critique d'élimination du défaut par la méthode des plans d'expériences. Le RNA utilisé dans cette étude se compose de quatre couches (Figure 2.8), comprend :

- Une couche d'entrée liée aux caractéristiques mesurées des générateurs (angles internes, les tensions relatives aux nœuds machines et les puissances d'accélération ;
- Deux couches cachées, avec douze neurones chacune ;
- Un neurone dans la couche de sortie donnant le temps critique d'élimination du défaut (CCT).

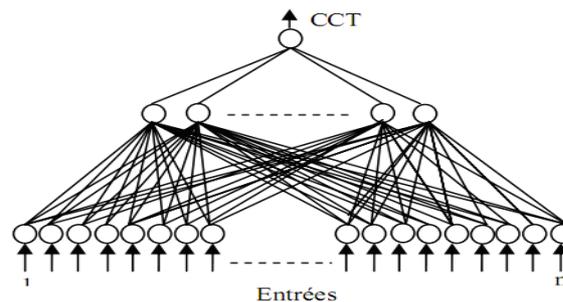


Figure 2.8. Réseau de neurones multicouche

Ces auteurs ont appliqués la méthode des plans d'expériences fractionnelles pour l'optimisation du vecteur d'entrée d'un réseau de neurones artificiel multicouche. Ce dernier est utilisé pour la détermination du temps critique d'élimination du défaut afin de servir comme outil d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire d'un réseau électrique multi machines.

WANG et al [45] ont présenté une approche systématique pour la conception de contrôleur Proportionnel intégral, PI, d'un SVC avec une utilisation de l'Algorithme Génétique, AG. Des fonctions de contrôle complémentaires peuvent augmenter ou renforcer la stabilité transitoire et limiter les oscillations. L'application utilisée est basée sur l'amortissement des oscillations d'un générateur synchrone ainsi que le control de la tension du système. Dans le but d'analyse de stabilité dynamique, les auteurs ont démontré la dérivation des modèles linéaires simplifiés du système de puissance par l'utilisation d'un système de puissance constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini

à travers une ligne de transmission (type IEEE) avec un emplacement du SVC. Le SVC est connecté via un pas en bas du transformateur, voir Figure 2.9. Il a des caractéristiques de contrôle semblables à un condensateur synchrone.

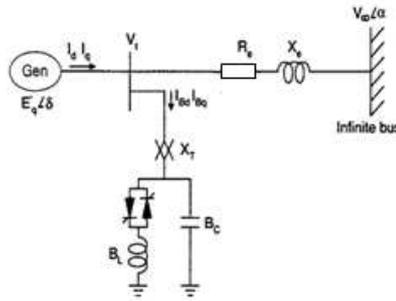


Figure 2.9. Modèle d'un système mono machine avec un jeu de barres infini avec un SVC.

L'utilisation des AG pour optimiser les paramètres du contrôleur PI d'un SVC a été démontrée. L'efficacité de la méthode proposée pour la stabilité dynamique est approuvée par quatre cas :

- Cas 1 : Système avec SVC et contrôleur AG-PI ;
- Cas 2 : Système avec SVC et contrôleur PI Conventioennel ;
- Cas 3 : Système avec SVC (sans contrôleur) ;
- Cas 4 : système original.

Les deux conditions examinées étaient l'application d'une petite fluctuation de puissance et des conditions de défaut triphasé. La réponse dynamique de l'écart de tension du générateur et la vitesse était examinée à partir d'importantes résultats de simulations suivantes :

- Le système de puissance avec SVC à une stabilité de performance transitoire supérieure ;
- Le choix de paramètres de contrôleur PI utilisant les AG était très efficace ;
- Les valeurs propres et le facteur d'amortissement du mode d'oscillation majeur ont été améliorés, en augmentant la robustesse ;
- L'application du contrôleur AG-PI au système de puissance avec le SVC pourrait aboutir à la performance.

2.5.6. Méthode De Pareto (Algorithme Genetic polyvalente)

PANDA et al [46] ont présenté une approche où ils règlent les paramètres d'un TCSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire du système puissance. La méthode de PARETO est le type de méthode de choix est utilisé dans l'approche des AG « Algorithme Genetic polyvalente » présente qui donne un ensemble de solutions à partir du quelle le meilleur peut être choisi en fonction des exigences et des besoins. Dans cette étude, le problème de conception de contrôleur TCSC pour améliorer la stabilité du système

de puissance est transformé dans un problème d'optimisation polyvalent où l'approche des AG est employée pour rechercher les paramètres du contrôleur TCSC optimale. Les résultats des simulations ont été réalisés pour démontrer l'efficacité et la robustesse de l'approche proposée pour améliorer la stabilité du système d'alimentation. Les auteurs ont considéré un système de puissance constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini à travers une ligne de transmission avec une installation du TCSC sur la ligne Figure 2.10.

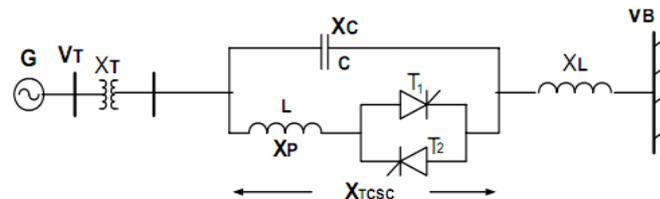


Figure 2.10. Système mono machine avec un jeu de barres infini avec un TCSC.

Les entrées du système d'excitation sont la tension aux bornes V_T et la tension référence V_R . K_A et T_A représente le gain et le temps constant du système d'excitation respectivement. (Figure 2.11).

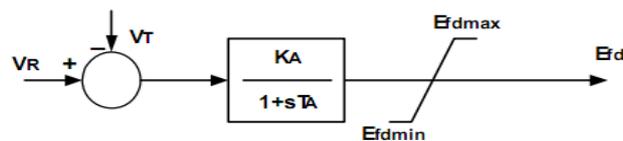


Figure 2.11. Schéma du système d'excitation de type IEEE utilisé.

Le type de la technique utilisé c'est la méthode PARETO, qui donne un ensemble de solutions. Les contrôleurs sont évalués sur le système de puissance, faiblement connecté, soumis aux perturbations différentes. Les résultats des simulations sont présentés et analysés pour l'ensemble des trois solutions de PARETO obtenus. En outre, les résultats montrent aussi que le comportement dynamique du système avec les contrôleurs TCSC, génétiquement optimisés à des conditions de charge nominale, est assez robuste pour de grandes variations dans les conditions de chargement. Toutefois, la limitation est que la performance dynamique détériore les conditions de chargement un peu à la lumière.

2.5.7. Méthode hybride

SEMMAH et al [26] ont proposé une méthode hybride de commande non linéaire d'un ASVC pour améliorer la stabilité transitoire d'une machine synchrone raccordée à un réseau puissant, utilisant un régulateur neuro-flou représentant une association entre un système à inférences floues et un réseau de neurones. Le système de puissance considéré dans cet article est représenté par une machine synchrone

raccordée à un réseau de puissance infinie via deux lignes de transmission où un ASVC est raccordé, Figure 2.12.

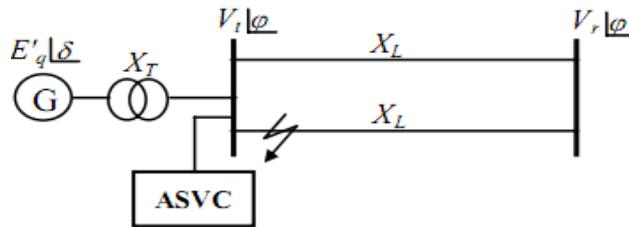


Figure 2.12. Schéma de principe du raccordement de l'ASVC au système de puissance

Le régulateur neuro-flou utilisé et son schéma bloc est représenté dans Figure 2.13.

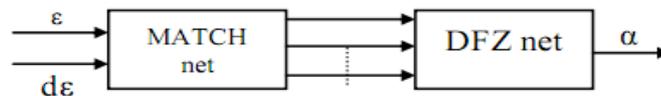


Figure 2.13. Schéma bloc du régulateur neuro-flou

Le régulateur neuro-flou est constitué de deux sous réseaux, MATCH net et DFZ net. Il reçoit à son entrée deux variables $\epsilon = V_{ref} - V$ et $d\epsilon$ et génère à sa sortie le signal de commande α . Les auteurs ont proposé une méthode de commande non linéaire d'un ASVC dans le but d'améliorer la stabilité transitoire d'une machine synchrone raccordée à un réseau infini. L'ASVC est placé au point où le défaut intervient, c'est à dire au nœud générateur. Les résultats de simulation montrent qu'une commande neuro-flou a une influence positive sur la stabilité transitoire, ainsi que sur l'amortissement du système. Ceci est dû à l'intégration des règles basées sur l'utilisation des connaissances humaines dans ce type de réglage, en tenant compte seulement du comportement dynamique du système à régler tout en ignorant son modèle mathématique, ainsi qu'à la possibilité d'appliquer l'apprentissage pour faire face aux différentes variations qui peuvent subir les paramètres d'un système de puissance.

2.6. Conclusion

Dans ce chapitre, on a regroupé les informations principales publiées concernant les méthodes utilisant les dispositifs FACTS pour l'analyse de la stabilité transitoire. L'objectif de cette étude est de montrer une méthode d'analyse de la stabilité transitoire en déterminant le temps critique d'élimination du défaut CCT et nous exposons l'efficacité des dispositifs SVC, TCSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire lors d'un défaut de court-circuit triphasé à proximité d'un jeu de barres.

Chapitre 03

LES SYSTEMES FACTS

3.1. Introduction

Du fait d'un faible besoin, d'un coût, d'une complexité élevés et d'une certaine méfiance des opérateurs par rapport à leur fiabilité, les systèmes de l'électronique de puissance (EP) dédiés aux réseaux électriques n'ont eu jusqu'ici qu'un développement limité. Les applications les plus anciennes étaient principalement dédiées au réseau de transport et de répartition pour la gestion du réactif. Les applications, apparues par la suite, de type FACTS (Flexible AC Transmission System) ont développé toute une panoplie d'applications séries et shunt [47].

Le consortium de recherche américain EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé le projet FACTS (Flexible AC Transmission System) en 1988. L'IEEE donne une définition de ces systèmes. Il s'agit d'une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance qui vise à rendre les réseaux plus «flexibles». Ce concept regroupe une multitude de dispositifs très efficaces ayant des temps de réponse très courts, qui permettent un contrôle plus souple et adéquat des différents paramètres du réseau (tension, impédance, déphasage). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés, ce qui permettra d'accroître les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes [47,48].

3.2. Calcul de puissance

La Figure 3.1 représente un récepteur relié à une source de tension par une ligne de réactance X . le récepteur est considéré comme un bus infini d'un angle 0° . Les tensions à la source et à la réception sont considérées comme fixe.

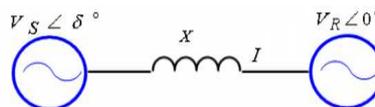


Figure 3.1. Modèle simplifié de la ligne de transport pour le calcul des puissances actives et réactives

La puissance active et réactive dépend de l'amplitude des tensions des sources et des récepteurs, l'angle de phase entre la source et le récepteur ainsi que la réactance de la ligne :

$$P = \frac{v_1 v_2}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

Où :

δ : L'angle entre les tensions à la source et à la réception.

X : La réactance de la ligne.

Cette équation montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux, soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison, en jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

3.3. Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

– La première génération est basée sur les thyristors classiques qui sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

– La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

– Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Selon ces critères, les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [49]:

- les compensateurs parallèles.
- les compensateurs séries
- les compensateurs hybrides (série - parallèle)

3.3.1. Compensateurs Parallèles

Tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [49,50]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

3.3.1.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors

Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. Il s'agit de :

a. TCR (*Thyristor Controlled Reactor*).

Un circuit TCR est composé d'une inductance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la Figure 3.2. La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [49].

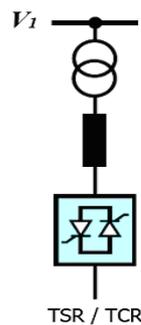


Figure 3.2. Schéma du TCR.

b. TSC (*Thyristor Switched Capacitor*)

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la Figure 3.3. Pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction [49].

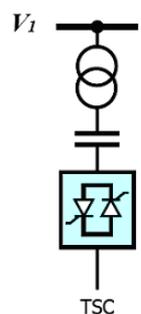


Figure 3.3. Schéma du TSC.

c. SVC (Static Var Compensator) :

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) comme montre la Figure 3.4.

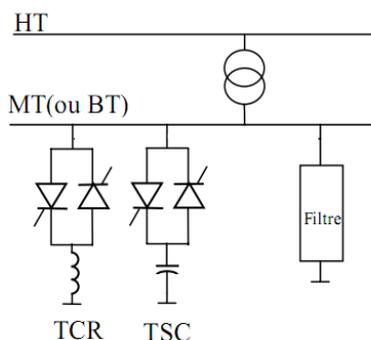


Figure 3.4. Schéma du SVC.

La caractéristique statique du SVC est donnée sur la Figure 3.5. Trois zones sont distinctes [12] :

- une zone où seules les capacités sont connectées au réseau ;
- une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC ;
- une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés.

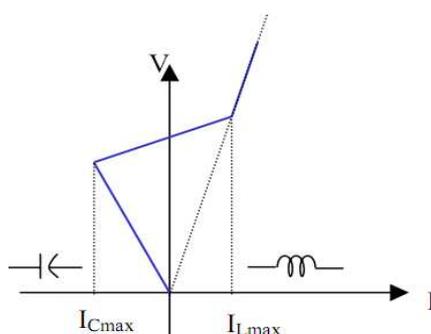


Figure 3.5. Caractéristique d'un SVC.

d. TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor):

Ce type de compensateur, connecté en parallèle, est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

e. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Le STATCOM est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission. Son courant inductif ou capacitif de sortie peut être contrôlé indépendamment du réseau. Le STATCOM est représenté par la Figure 3.6. Il a connu jusqu'à présent plusieurs appellations:

- ASVC (Advanced Static Var Compensator).
- STAT CON (STATIC CONDENSER).
- SVG (Static Var Generator).
- SVC light.

Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Le transformateur de couplage a deux rôles:

- Lier le STATCOM avec le système AC ;
- L'inductance de liaison a l'avantage que la source DC ne soit pas court-circuitée.

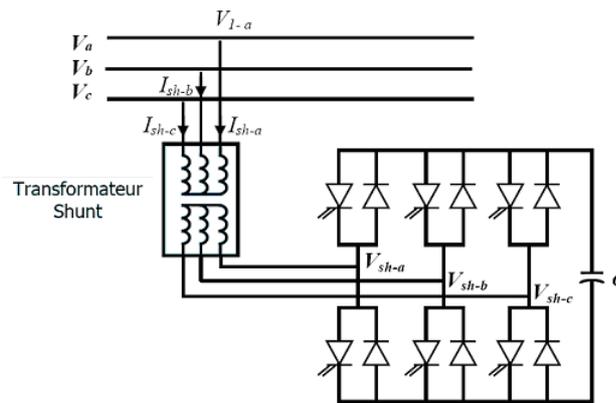


Figure 3.6. Schéma de base du STATCOM.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} qui est en phase avec la tension V du réseau (Figure 3.6). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante:

- Si la tension V_{sh} est inférieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (Figure. 3.7-a).
- Si la tension V_{sh} est supérieur à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif (Fig.3.7-b).
- Si la tension V_{sh} est égale à V , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

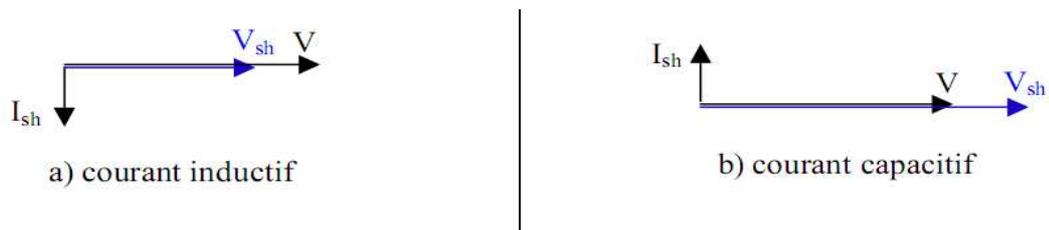


Figure 3.7. Diagramme vectoriel de STATCOM.

La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la Figure 3.8.

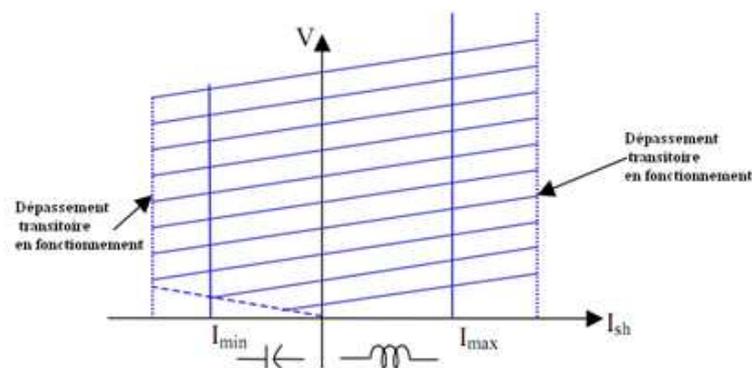


Figure 3.8. Caractéristique du STATCOM.

3.3.2. Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en y insérant des éléments en série.

3.3.2.1. Compensateurs séries à base de thyristor

En pratique, les compensateurs série à thyristors sont souvent des combinaisons de branches contrôlées et d'éléments de valeurs fixe. Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont :

a. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor):

Un module de TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors. L'impédance totale vue par la ligne est une combinaison parallèle de capacité et de l'inductance équivalente Figure 3.9 variable selon l'angle d'allumage des thyristors. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser [12,13].

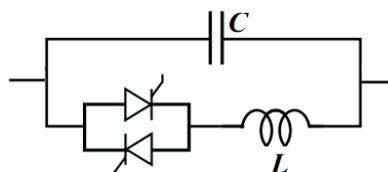


Figure 3.9. Structure d'un TCSC.

b. TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor):

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [9].

c. TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor):

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable [1]. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue Jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [9].

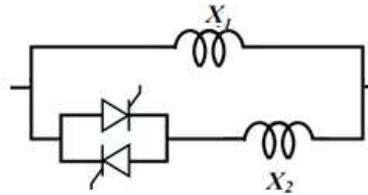


Figure 3.10. Structure d'un TCSR.

d. TSSR (Thyristor Switched Series Reactor):

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [9].

3.3.3. Compensateurs séries à base de GTO thyristors

Le compensateur série à base de GTO thyristors le plus connu est :

a. SSSC (Static Synchronous Series Compensator):

C'est un convertisseur à source de tension placée en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur. Ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne [9]. La Figure (3.11) montre le branchement d'un SSSC sur la ligne de transport.

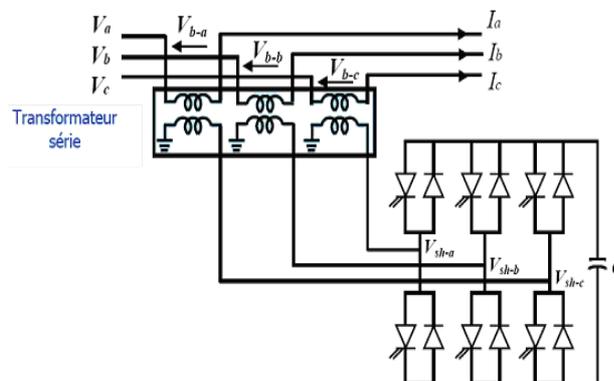


Figure 3.31. Schéma de base du SSSC

La caractéristique statique d'un SSSC (compensateur synchrone statique série) est donnée par la Figure (3.12) :

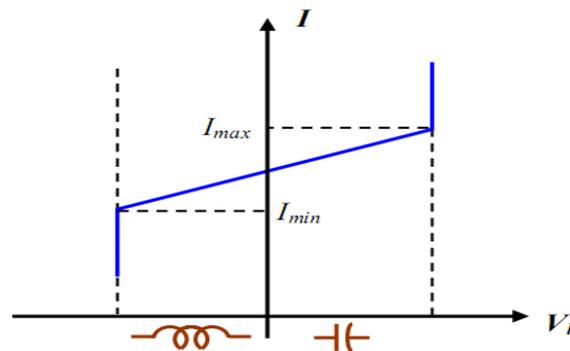


Figure 3.42. Caractéristique statique du SSSC.

Le SSSC est appliqué pour la commande dynamique du flux de puissance et de la tension ainsi que pour la stabilité de l'angle de transport. Le fait que le SSSC puisse produire autant de tensions capacitives qu'inductives sur une ligne permet d'élargir le domaine d'application de ce dispositif. Lors de la commande du flux de puissance, un SSSC peut être utilisé pour augmenter ou réduire ce flux [51].

3.3.4. Compensateurs hybrides (série - parallèle)

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées. On peut citer :

3.3.4.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors

a. TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator):

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à régleur en charge (LTC: Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Le TCPAR est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle (Figure 3.13). Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario [9].

Le TCPAR a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation [52]. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes [9].

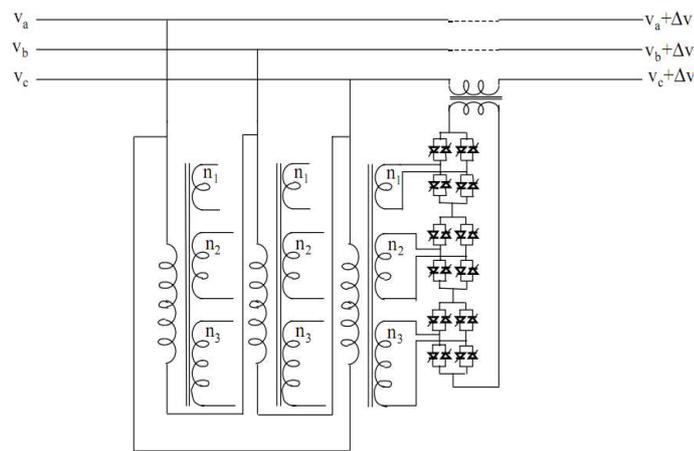


Figure 3.53. Schéma du TCPAR

Le diagramme déphaseurs du TCPAR est représenté comme suit :

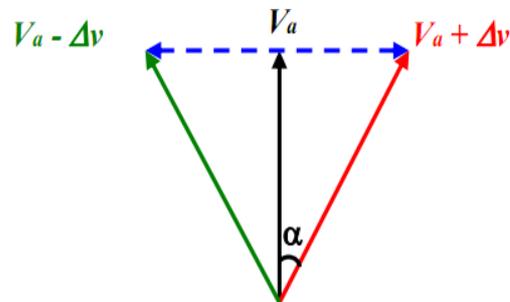


Figure 3.64. Diagramme vectoriel du TCPAR

3.3.4.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

a. IPFC (Interline Power Flow Controller):

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est formé de plusieurs SSSC, chacun fournit une compensation sérié à une seule ligne. Les SSSC sont raccordés en parallèle du côté continu, permettant le transfert et la compensation entre les lignes. Le principe de l'IPFC est illustré dans la Figure 3.15.

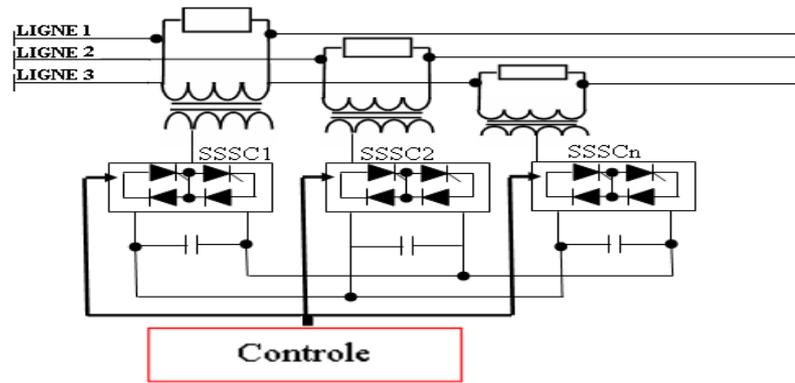


Figure 3.75. Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.

L'IPFC permet de transférer de la puissance active et réactive entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances actives et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul [53].

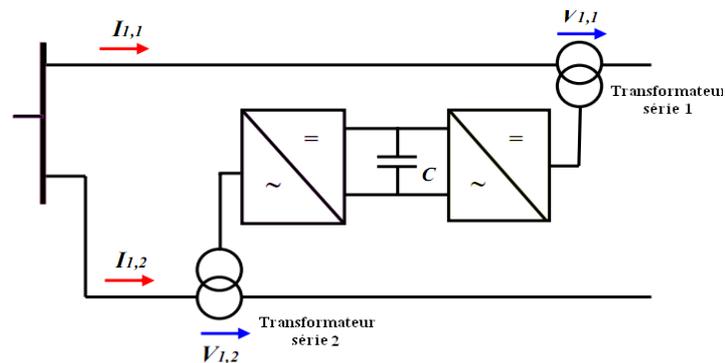


Figure 3.86. Schéma de base d'un IPFC.

b. UPFC (Unified Power Flow Controller)

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est composé de deux convertisseurs (redresseur et onduleur) connectés par une liaison continue, l'un étant raccordé en parallèle et l'autre en série. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté par la Figure (3.17).

Le principe de l'UPFC consiste à dériver un courant et le réinjecter avec un déphasage bien approprié par l'intermédiaire du convertisseur sériel onduleur générant une tension contrôlée en phase et en amplitude, ce qui impose le sens, la valeur et la direction des flux de puissance transportés sur la ligne. Donc L'UPFC est un contrôleur dextrement flexible et offre une capacité de contrôleur

incomparable [9]. Le convertisseur parallèle génère une tension U_{pq} , contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.

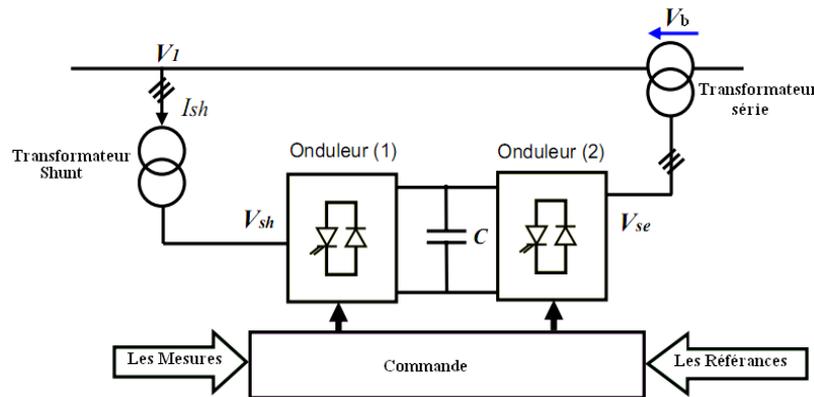


Figure 3.97. Schéma de base d'un UPFC.

3.4. Modélisation des dispositifs FACTS

Afin d'étudier l'effet des dispositifs FACTS dans un réseau, il est indispensable de les modéliser et les intégrer dans l'algorithme de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système. Il existe trois méthodes de modélisation des FACTS :

- Méthode d'injection des puissances équivalentes;
- Méthode de modification de la matrice admittance;
- Méthode du nœud fictif.

Dans le présent travail, nous allons utiliser la méthode de modification de la matrice admittance. Pour cela un compensateur série TCSC et un autre en parallèle SVC sont choisis dont la modélisation consiste à modifier l'admittance de la ligne munie du compensateur série.

3.4.1. Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale de réseau. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la Figure (3.18).selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

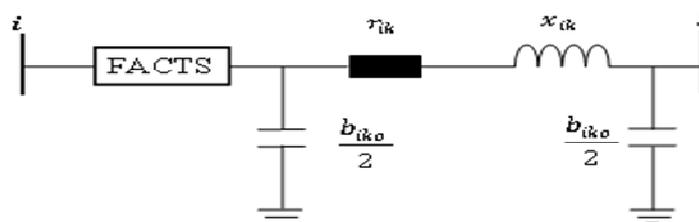


Figure 3.108. Intégration du dispositif FACTS dans la ligne.

Les paramètres d'une ligne équivalente sont déterminés et substitués à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante :

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} \bar{Y}'_{ii} & \bar{Y}'_{ik} \\ \bar{Y}'_{ki} & \bar{Y}'_{kk} \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \bar{Y}_{ii} & \bar{Y}_{ik} \\ \bar{Y}_{ki} & \bar{Y}_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{Ligne}} + \underbrace{\begin{pmatrix} \bar{Y}^F_{ii} & \bar{Y}^F_{ik} \\ \bar{Y}^F_{ki} & \bar{Y}^F_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{FACTS}}$$

3.4.2. Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt \bar{Y}_{SVC} variable (Figure 3.19a). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire :

$$\bar{Y}_{SVC} = jb_{SVC} \quad (3.2)$$

La susceptance b_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive Q_{SVC} (Figure 3.19.b). Les valeurs des SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive B_{SVC} absorbée à la tension nominale U_n . La correspondance avec la susceptance b_{SVC} est donnée par la relation

$$B_{SVC} = -U_n^2 b_{SVC} \quad (3.3)$$

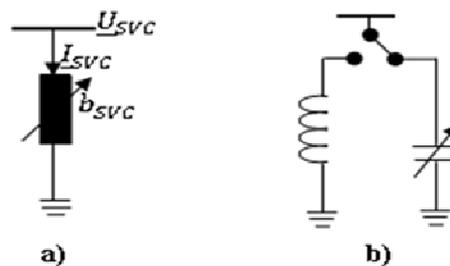


Figure 3.119. Modélisation du SVC : a) symbole, b) modèle.

La puissance réactive réellement absorbée par le SVC est donnée par :

$$Q_{SVC} = -\frac{U^2}{U_n^2} B_{SVC} \quad (3.4)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitive alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif.

3.4.2.1. SVC placé en un nœud du réseau

Les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes ou variant fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où un générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

Lorsqu'un SVC est présent au nœud « i », seul l'élément \bar{Y}_{ii} de la matrice d'admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée :

$$\bar{Y}'_{ii} = \bar{Y}_{ii} + \bar{Y}_{SVC} \quad (3.5)$$

La Figure 3.20 illustre le cas d'un SVC placé en un nœud « i » constituant une des extrémités d'une ligne.

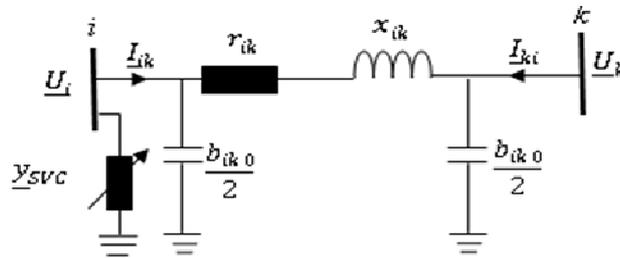


Figure 3.20. SVC placé en un nœud.

Donc la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante :

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} \bar{Y}_{ik} + \frac{\bar{Y}_{ik0}}{2} + \bar{Y}_{SVC} & -\bar{Y}_{ik} \\ -\bar{Y}_{ki} & \bar{Y}_{ik} + \frac{\bar{Y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

Avec :

$$\bar{Y}_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}} \quad (3.7)$$

3.4.3. Modèle du compensateur série à thyristors TCSC

Les compensateurs série à thyristors utilisés peuvent être de nature capacitive ou inductive. Ils s'apparentent donc à des dispositifs de type TCSC. Ils sont modélisés par des impédances variables insérées en série dans la ligne (Figure 3.21.a). Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles

formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur Figure (3.21.b)

Les valeurs des TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne k_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé. La valeur de la réactance du TCSC est donnée par

$$x_{TCSC} = k_{TCSC} x_{ligne} \quad (3.8)$$

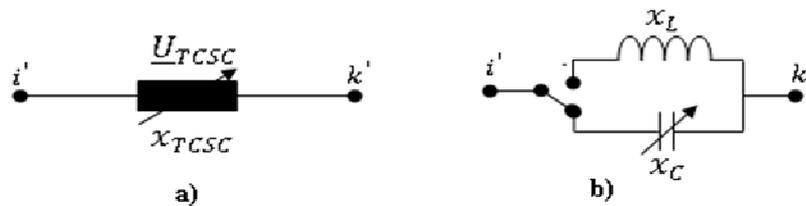


Figure 3.121. Modélisation du TCSC : (a) : Modèle générale, (b) : Modèle.

La réactance effective x_{eff} d'une ligne est donné par :

$$x_{eff} = (1 - k_{TCSC}) x_{ligne} \quad (3.9)$$

Où k_{TCSC} est le degré de compensateur exprimé par :

$$k_{TCSC} = \frac{x_{TCSC}}{x_{ligne}} \quad (3.9)$$

Les degrés de compensation maximale sont de 80% en mode capacitif et 20% en mode inductif [1].

$$-0.8 \leq k_{TCSC} \leq 0.2 \quad (3.10)$$

La tension insérée par le compensateur est donnée par

$$\bar{U}_{TCSC} = jx_{TCSC} \bar{I} \quad (3.11)$$

Et la puissance réactive :

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{x_{TCSC}} \quad (3.12)$$

3.4.3.1. Intégration du TCSC dans le système

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds « i » et « k », il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne selon le modèle de la Figure 3.22.

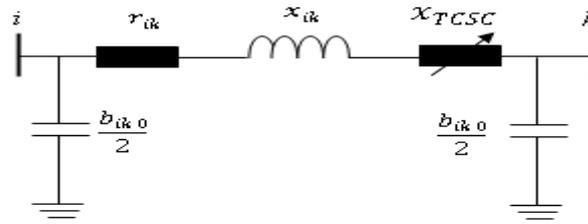


Figure 3.13. TCSC inséré dans une ligne.

La matrice d'admittance de la ligne est modifiée de la manière suivante :

$$Y = \begin{pmatrix} \bar{Y}'_{ik} + \frac{\bar{Y}'_{ik0}}{2} & -\bar{Y}'_{ik} \\ -\bar{Y}'_{ki} & \bar{Y}'_{ik} + \frac{\bar{Y}'_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

Pour :

$$\bar{Y}'_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \quad (3.14)$$

3.5. Propriétés des dispositifs FACTS

L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semble meilleurs. Les systèmes FACTS permettent aux circuits de transmission d'être utilisés à leur capacité thermique maximale et aussi offre au système de puissance une plus grande flexibilité.

3.5.1. Avantages des dispositifs FACTS

Les avantages apportés aux réseaux électriques sont :

- Grande fiabilité grâce à l'utilisation de contrôleur d'électronique de puissance caractérisée par une grande rapidité de réaction;
- Une grande flexibilité dans le contrôle de la puissance de telle sorte qu'elle s'écoule le long de l'itinéraire de transmission prescrit;
- Amélioration de la stabilité transitoire.

3.5.2. Inconvénients des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent aussi des inconvénients. En plus, qu'ils ne représentent pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables :

- Le choix du FACTS;
- Le choix du modèle du FACTS;
- Le choix de la localisation du FACTS;
- Protection pour les FACTS et pour le réseau;
- Interaction entre les dispositifs FACTS et l'autre élément.

3.6. Principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques, tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau (2.1) synthétise les principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS. Le "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

Tableau 3.1. Bénéfices techniques des dispositifs FACTS [54]

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC/GCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++
IPFC	+++	+	+++	++

3.7. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique.

Parmi tous ces nombreux types de compensateurs, on a choisi le compensateur shunt le SVC qui peut maintenir la tension à un niveau désiré, et le compensateur série le TCSC qui peut réduire la réactance de la ligne et augmenter la puissance transmise. Ceci fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 04

SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

4.1. Introduction

Les SEE sont souvent sujets à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission. Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système. L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assurés [49].

Dans le présent de chapitre, nous étudions le comportement des réseaux électriques face au défaut symétrique (court-circuit triphasé), avec et sans intégrations des dispositifs FACTS tels que SVC, TCSC, lors des régimes perturbants et l'intérêt de son utilisation. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

4.2. Étapes d'analyse de la stabilité transitoire

L'analyse de la stabilité transitoire est appréciée en procédant aux étapes de calcul suivantes :

- Lecture des données (caractéristiques des lignes, transformateurs, charges, générateurs, régulateurs de tension et de vitesse)
- Calcul de la matrice admittance Y , (avant, durant et après l'occurrence de défaut).
- Calcul des impédances équivalentes des charges
- Calcul de l'écoulement de puissance
- Calcul de la matrice admittance réduite avant défaut, durant défaut, et après défaut
- Calcul des conditions initiales du régime permanent
- Résolution des équations différentielles
- Appréciation de la stabilité et le CCT selon le critère des angles rotoriques.

4.3. Outils de simulation

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés pour l'analyse de la stabilité transitoire tels que (Matlab, EMTP, Etap, PowerWorld, PSAT,... etc). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et à simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Ces derniers utilisent les mêmes concepts. Dans le présent travail, on a choisi PSAT comme outil de simulation.

Développé, en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab. Elle est dédiée pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des réseaux électriques. PSAT est actuellement dans un stade précoce de développement de ses caractéristiques, ses structures et ses formes de données, mais être partiellement ou complètement changer dans les versions futures. Le PSAT inclut [50] L'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON-RAPHSON, L'écoulement de puissance, L'écoulement de puissance optimal, la stabilité de tension ... ;

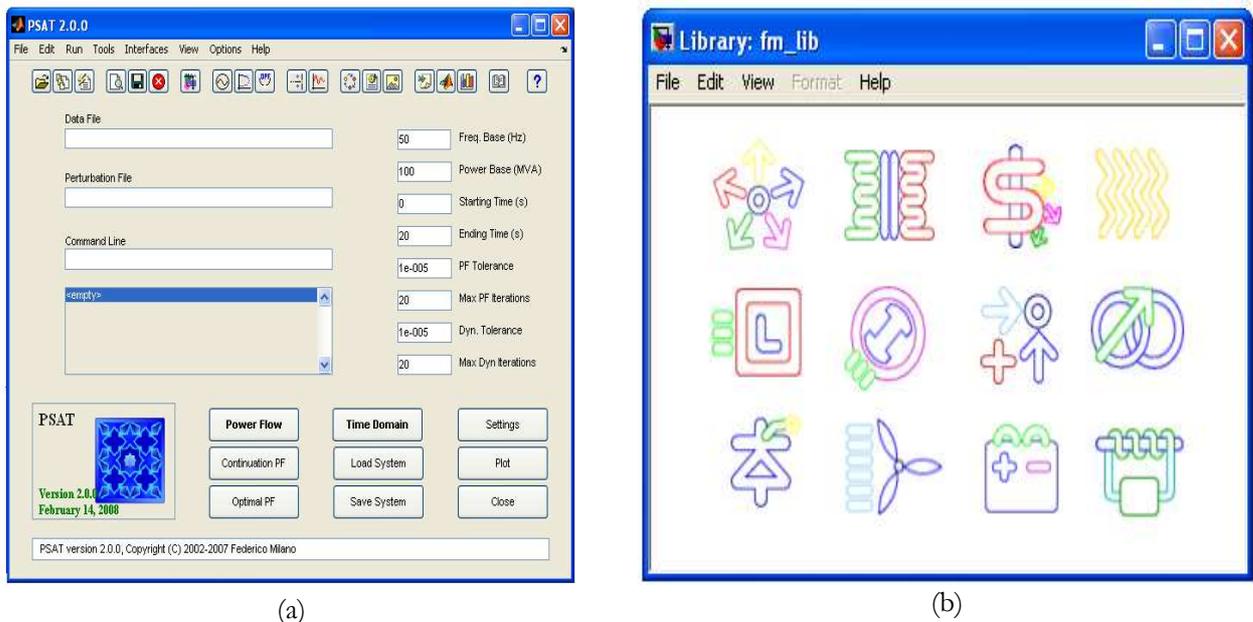


Figure 4.1. Interface de PSAT :

- (a) fenêtre principale.
- (b) Bibliothèque de simlink

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la Figure 4.1a.
- La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de Simulink qui contient de nombreux modèles unifilaires (Figure 4.1b).(a)ci-dessous

4.3.1. Utilisation de PSAT

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :

- Ouvrir un nouveau fichier ;
- Créer du réseau électrique à étudier ;
- Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation ;
- Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos, FACTS...) ;
- Exécuter l'écoulement de puissances ;
- Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

4.4. Analyse de la stabilité sans et avec intégration des dispositifs FACTS

4.4.1. Critère de stabilité

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatifs au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers la région de la stabilité ou l'instabilité.

$$\delta_{i1} = \delta_i - \delta_1; \quad i = 1, m \quad (4.1)$$

Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Dans le cas contraire, le système est instable. Le temps limite à partir duquel le système devient instable est appelé : temps d'élimination de défaut (en anglais, Critical Clearing Time, CCT). Pour analyser la stabilité transitoire, nous avons considéré un défaut de court-circuit triphasé symétrique à proximité d'un jeu de barres du SEE étudié. Le défaut est éliminé par l'ouverture du disjoncteur le plus près et la mise hors service de la ligne endommagée.

4.4.2. Calcul du temps critique d'élimination du défaut

Dans le présent travail, La valeur optimale du CCT, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut T_d sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable. La valeur de ce temps correspond au CCT. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant $t = 0$, sur les différents jeux de barres. Le défaut persiste durant un intervalle de temps T_d dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après T_d le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut.

4.4.3. Réseau test

Le réseau test, montré dans la Figure 4.2, comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de trois charges A, B et C reliées respectivement aux nœuds 5, 6 et 8 [5,46]. Les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexe A.1.

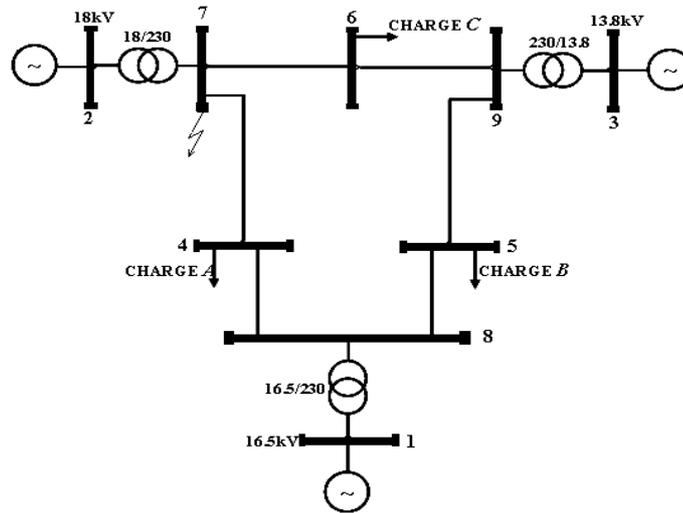


Figure 4.2. Réseau test

4.4.4. Représentation du réseau avec le logiciel PSAT

Le réseau test est représenté par le logiciel PSAT comme suit :

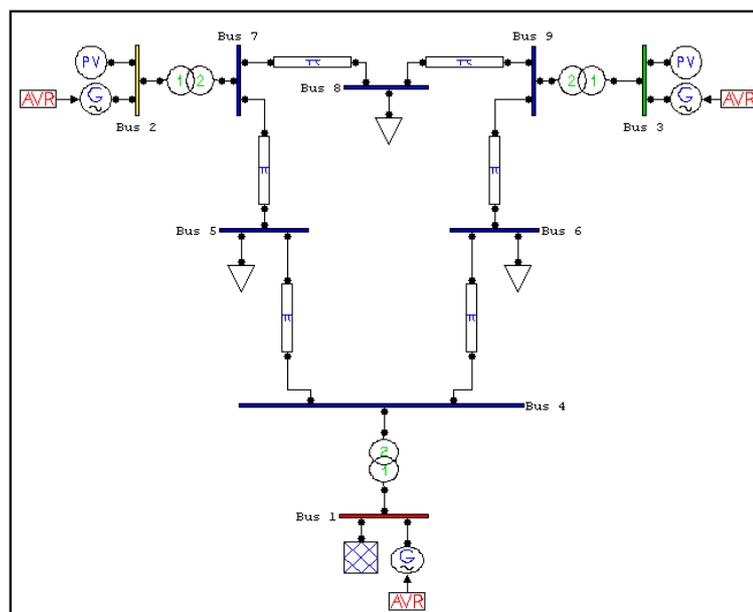


Figure 4.3. Structure de réseau test.

4.4.5. Simulation

L'exécution de programme PSAT nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures 4.4a-4.4e qui représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des différent jeux en présence d'un défaut triphasé .

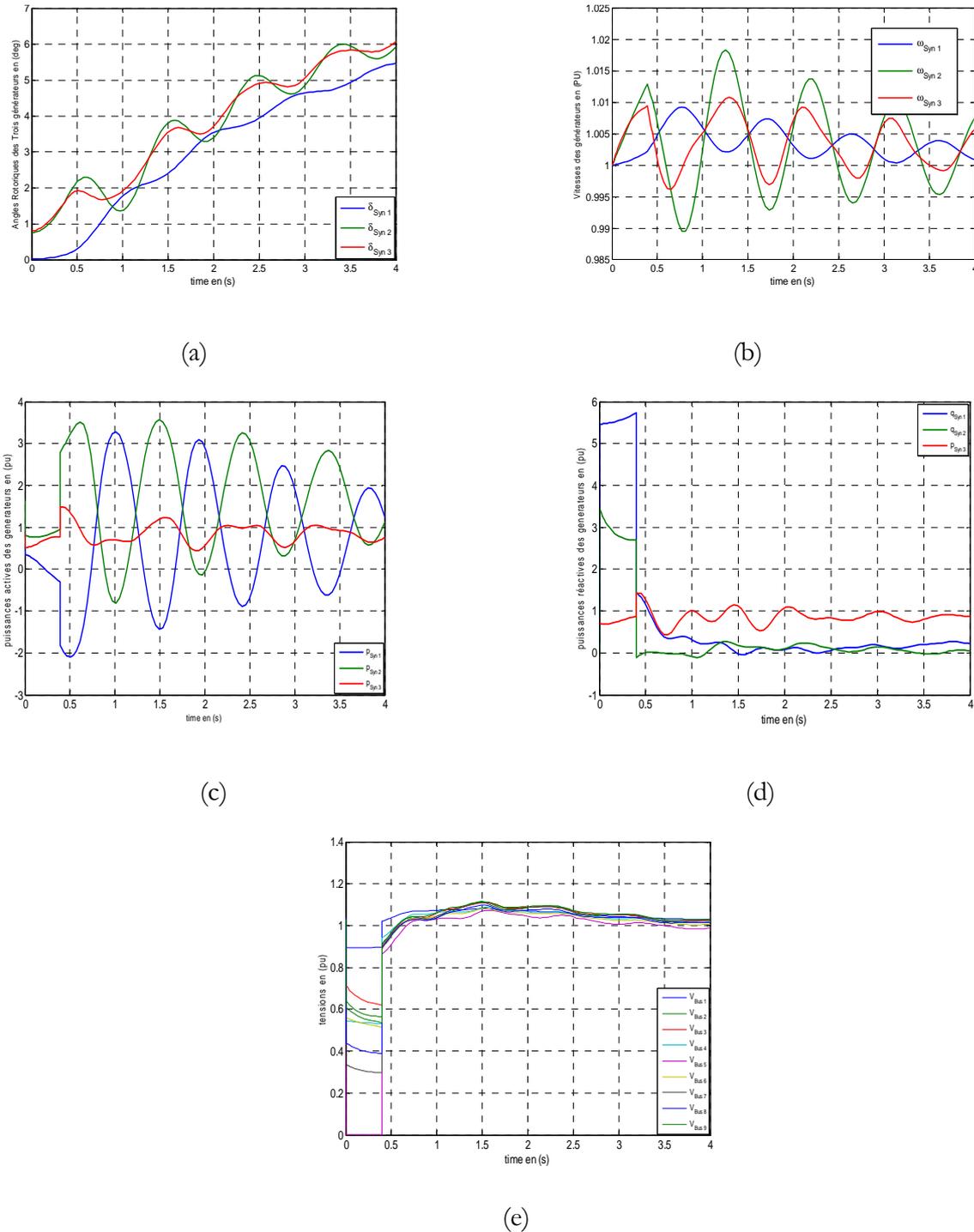


Figure 4.4. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

4.5. Analyse de la stabilité sans intégration des dispositifs FACTS

On utilise le réseau test précédent Figure 4.3, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant $t = 0$ au niveau de chaque jeu de barres, le temps critiques d'élimination de défaut est déterminé par plusieurs simulations numériques en augmentant à chaque fois la durée d'application du défaut (T_d) par un pas de 1ms.

L'exécution de la simulation nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les Figures 4.5a-4.5c qui montre respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.01$ s.

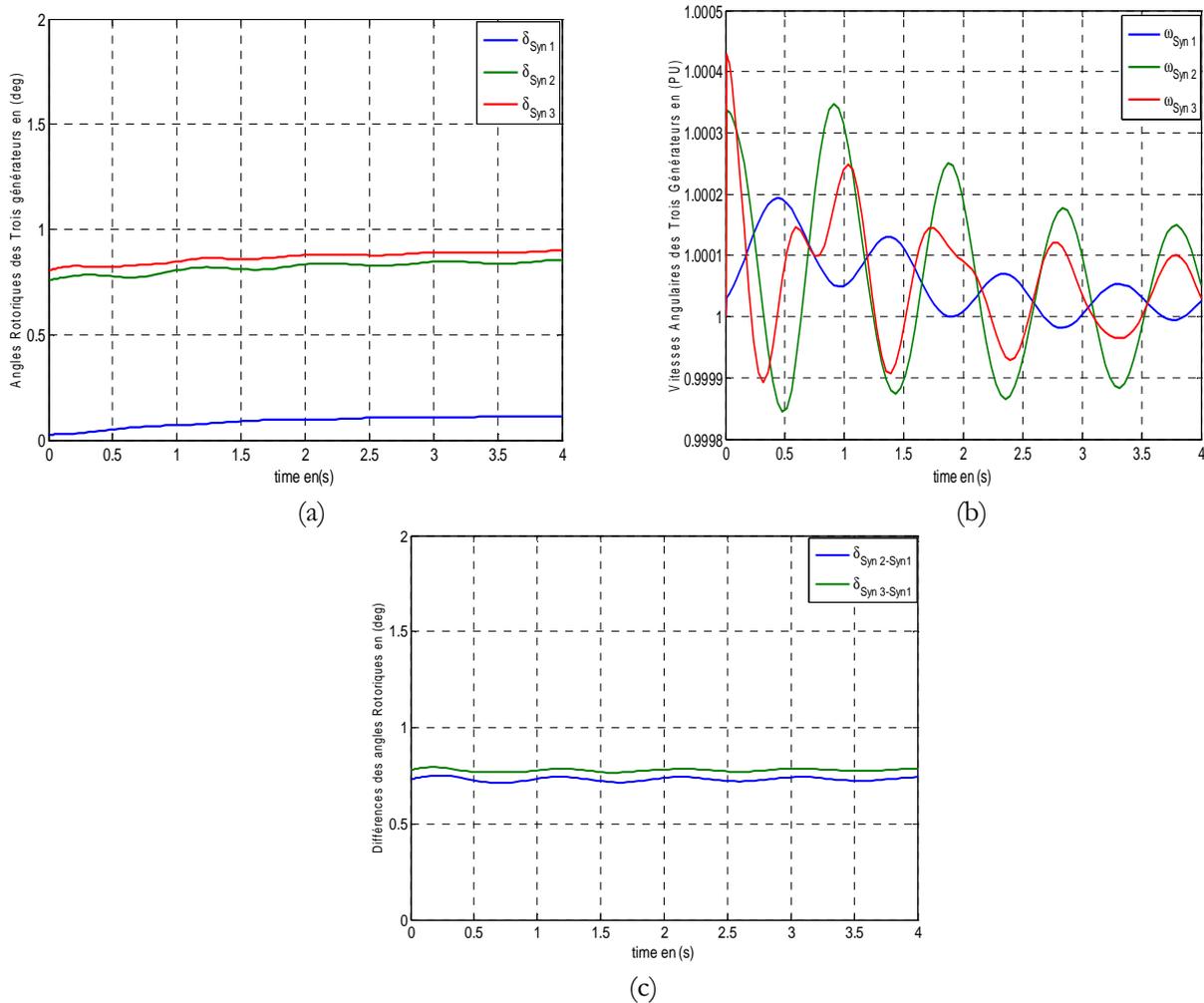
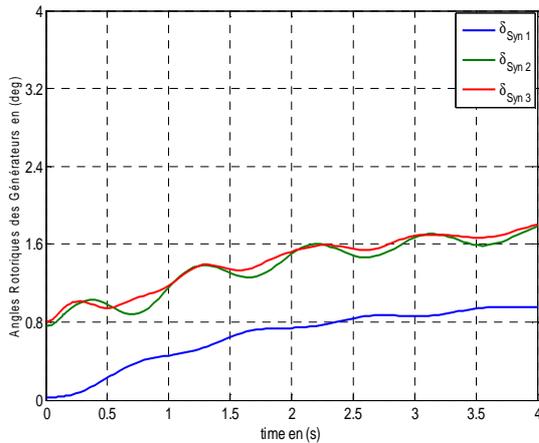


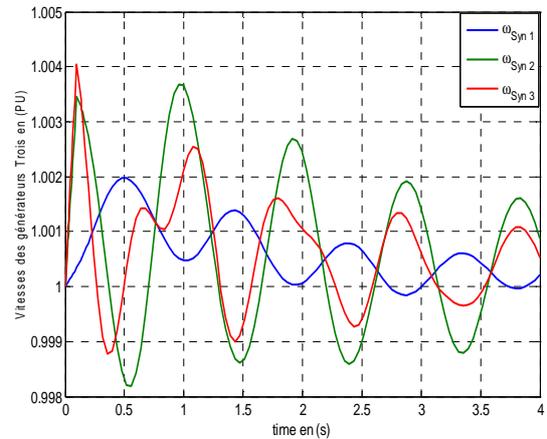
Figure 4.5. Résultats de simulation pour $T_d = 0.01$ s

- a- Angles rotoriques des Trois générateurs
- b- Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c- Différence des angles rotoriques

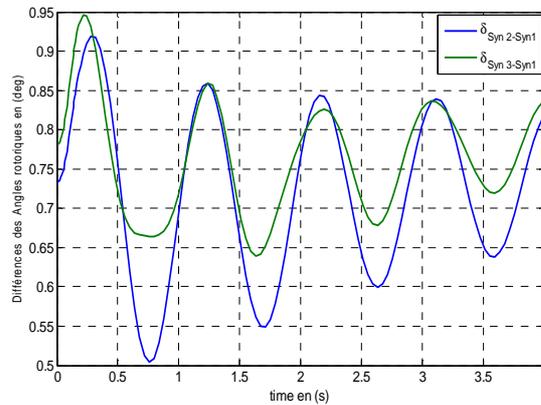
Les Figures 4.6a-4.6c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.100$ s.



(a)



(b)



(c)

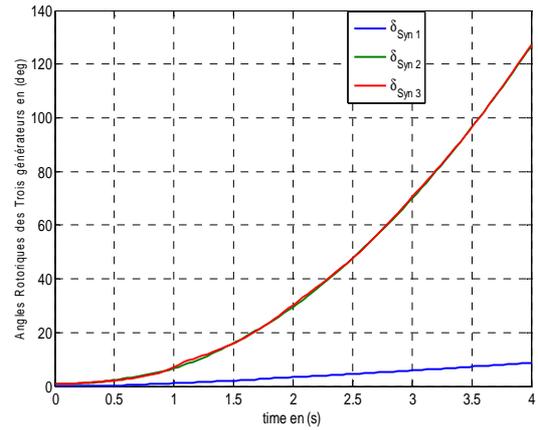
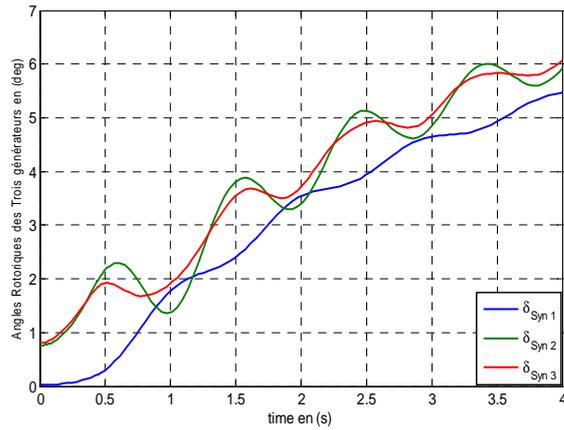
Figure 4.6. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100$ s

- a- Angles rotoriques des Trois générateurs
- b- Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c- Différence des angles rotoriques

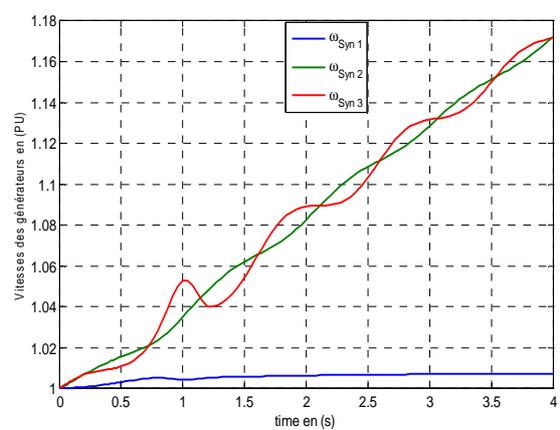
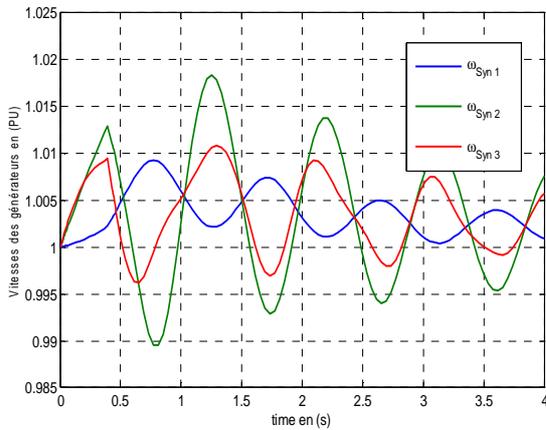
Les Figures 4.7a-4.7c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans deux cas :

Premier cas : le système stable pour une durée de défaut $T_d = 0.393$ s

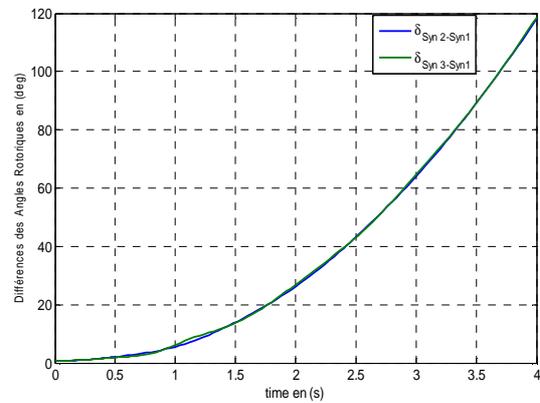
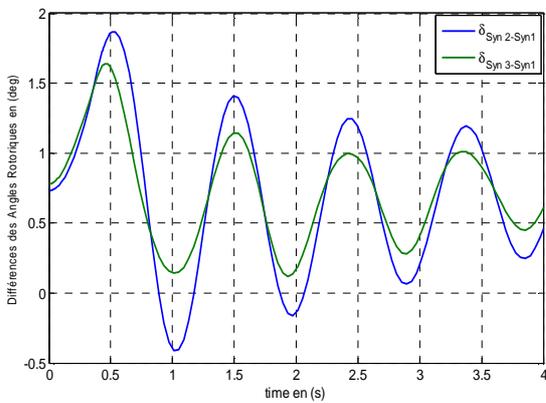
Deuxième cas : le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.394$ s.



(a)



(b)



$T_d = 0.393s$

Système Stable

(c)

$T_d = 0.394s$

Système Instable

Figure 4.7. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

- a- Angles rotoriques des Trois générateurs
- b- Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c- Différence des angles rotoriques

Les résultats de simulation des différentes CCT dans le Tableau 4.1

Tableau 4.1. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sur le Réseau Test

Ligne	Jeux de barres en défaut	CCT (s)
3 - 9	3	0,256
	9	0,253
2 - 7	2	0,288
	7	0,292
1 - 4	1	0,330
	4	0,317
4 - 5	4	0,317
	5	0,393
4 - 6	4	0,317
	6	0,397
5 - 7	5	0,393
	7	0,292
6 - 9	6	0,397
	9	0,253
7 - 8	7	0,292
	8	0,354
8 - 9	8	0,354
	9	0,253
8 - 8	8	0,292

4.5.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats présentés par le tableau 4.1 montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de CCT. Cette valeur est due essentiellement au changement de la matrice admittance pour chaque cas, et par conséquent la modification de la matrice Y changera complètement l'écoulement de puissance et la condition initiale et pour chaque période de temps (avant, durant et après défaut), c'est le CCT minimum qui montre le point faible de réseau qui nécessite de renforcer.

Les Figures 4.5 (c), 4.6 (c), 4.7(c), montrent respectivement les évolutions dynamiques des angles rotoriques relatifs du système obtenues pour différentes durées de défaut, $T_d = 0.01$ s, 0.100 s, 0.393 s, 0,394 s, Il apparaît que le système est stable jusque 0,393 s. Au delà de 393 ms, le système devient instable donc le temps maximum limite pour lequel le système demeure stable est 0, 393 ce temps appelé le CCT.

4.6. Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS

4.6.1. Avec insertion du SVC

Malgré les différents moyens utilisés pour améliorer la stabilité et le contrôle des réseaux tels que les protections, les automates, les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs

déphaseurs, les compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, la modification des consignes de production, le changement de topologie du réseau, les doubles protections, les délestages, les bobines supraconductrices, mais les incidents et les blackouts ont montré leur limite. Pour cela nous avons mis en évidence les dispositifs FACTS qui fournissent des nouvelles possibilités pour contrôler la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. La validation de notre idée est testée sur le réseau test en présence d'un SVC.

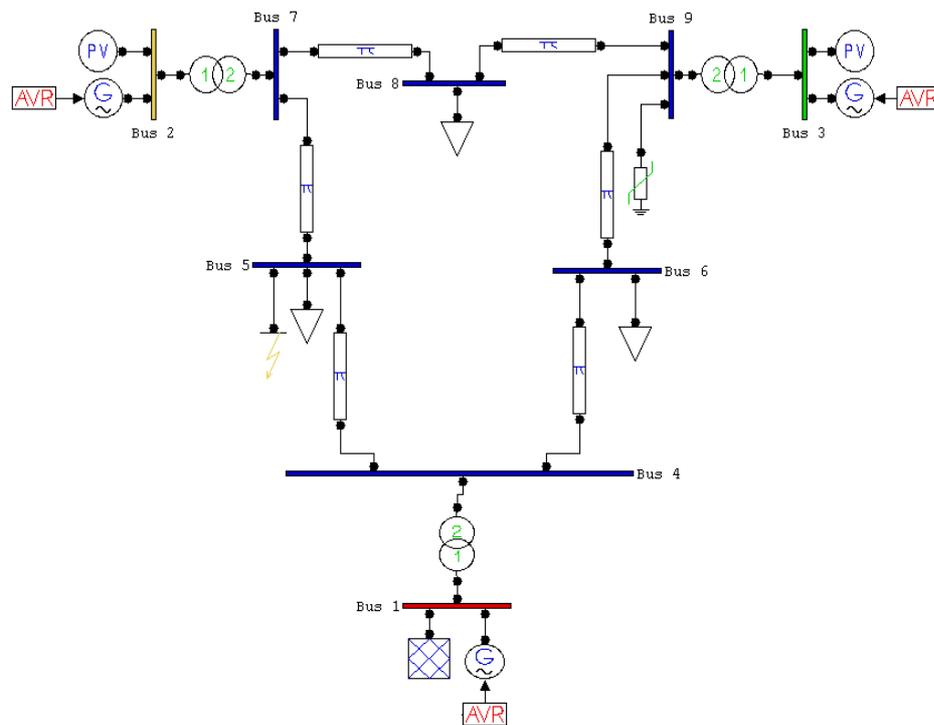
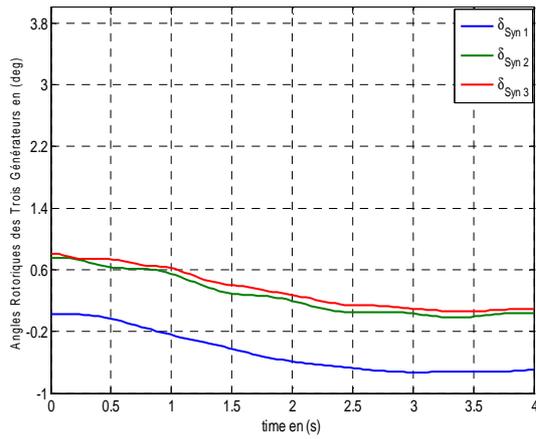


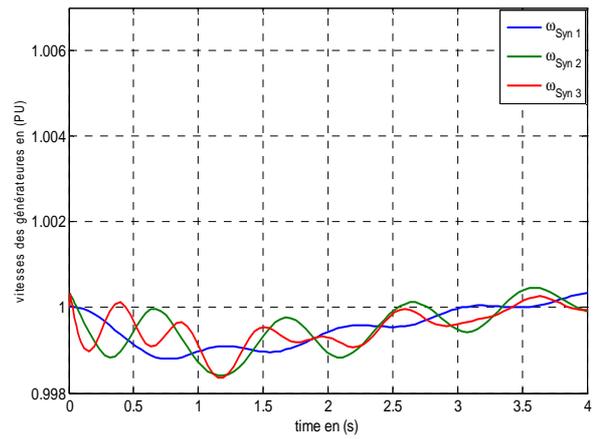
Figure 4.8. SVC inséré dans les différents jeux de Barres

Dans cette application, on fait l'intégration d'un SVC sur le système électrique représenté dans la figure (4.8), et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du CCT. Les résultats obtenus sont représentés dans les figures (4.9), (4.10) et (4.11). L'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration du SVC.

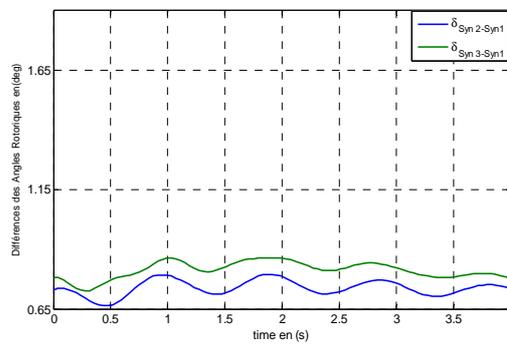
Les figures 4.9a-4.9c, représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.01$ s et avec une intégration du dispositif SVC.



(a)



(b)

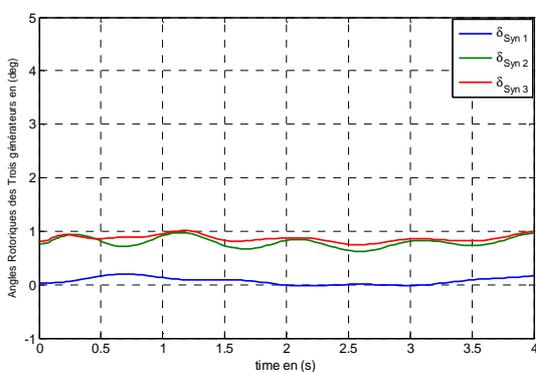


(c)

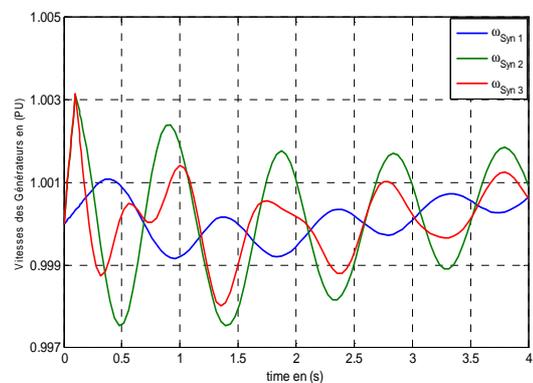
Figure 4.9. Résultats de simulation pour $T_d = 0.01s$

- a- Angles rotoriques des Trois générateurs
- b- Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c- Différence des angles rotoriques

Les Figures 4.10a-4.10c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.100 s$ et avec une intégration du dispositif SVC.



(a)



(b)

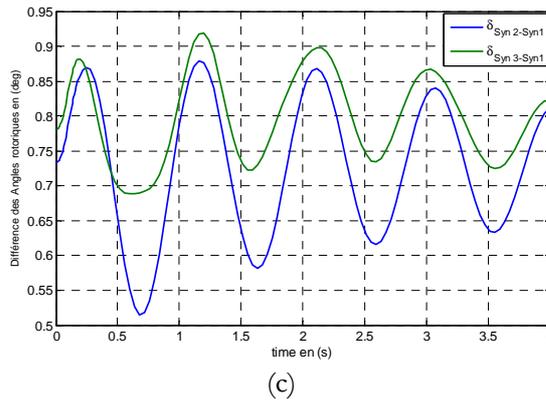
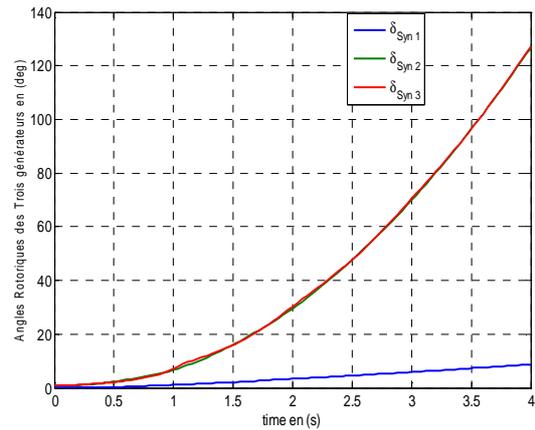
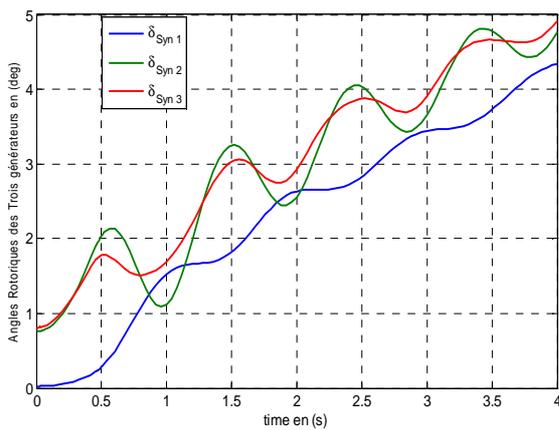


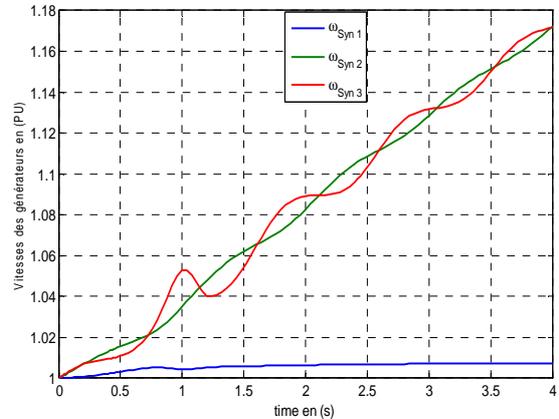
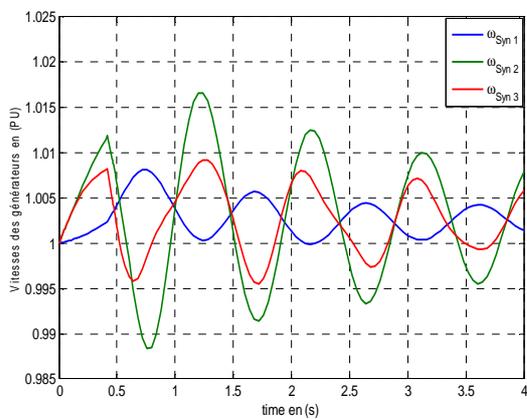
Figure 4.10. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100s$

- a- Angles rotoriques des Trois générateurs
- b- Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c- Différence des angles rotoriques.

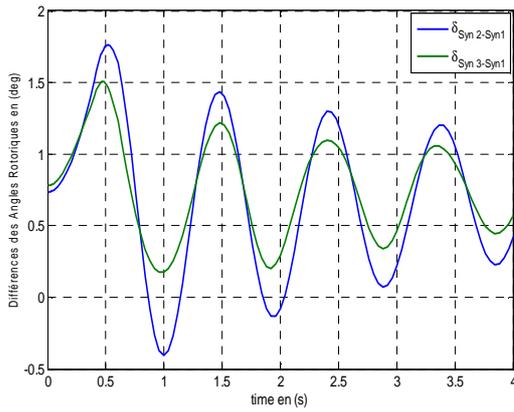
Les Figures 4.11a-4.11c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans le cas où le système est stable pour une durée de défaut $T_d = 0.420s$ et pour le cas où le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.393s$.



(a)

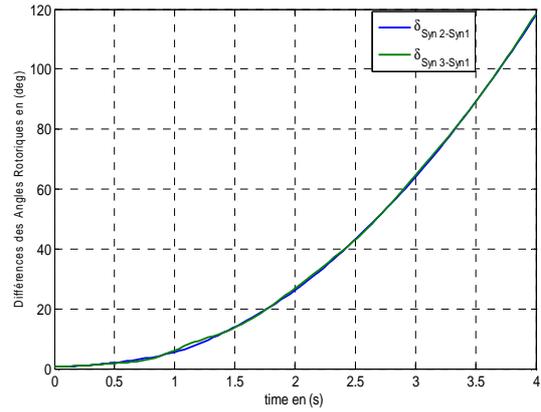


(b)



$T_d = 0.420s$

Système Stable



$T_d = 0.394s$

Système Instable

(c)

Figure 4.11. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

De la même manière, on détermine les autres CCT des différents jeux de barres du système étudié avec et sans dispositifs FACTS. Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau 4.2 :

Tableau 4.2. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC.

J. Barres de Défaut (s)	Temps Critiques CCT (s)					
	SVC inséré en JB4	SVC inséré en JB5	SVC inséré en JB6	SVC inséré en JB7	SVC inséré en JB8	SVC inséré en JB9
1	0,330	0,329	0,328	0,339	0,344	0,349
2	0,290	0,292	0,290	0,301	0,299	0,297
3	0,255	0,254	0,257	0,258	0,260	0,258
4	0,315	0,315	0,312	0,326	0,326	0,329
5	0,397	0,393	0,408	0,411	0,421	0,420
6	0,402	0,417	0,393	0,434	0,441	0,423
7	0,293	0,292	0,293	0,291	0,291	0,293
8	0,364	0,364	0,369	0,355	0,352	0,361
9	0,253	0,253	0,252	0,353	0,252	0,250

4.6.1.1. Interprétation des résultats

Les résultats de la simulation ont montré qu'un défaut de court circuit engendre une augmentation de la fréquence (accélération du rotor). Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité. Au delà de cette durée le système devient instable. Le retour à son

régime permanent est impossible. La déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.

On remarque une amélioration du CCT presque au niveau de tous les jeux de barres. Le meilleur emplacement du compensateur SVC se trouve au jeu de barres N°8 où le CCT est le plus élevé par rapport aux autres cas. Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire.

Les Figures 4.9 (c), 4.10 (c), 4.11(c), montrent respectivement les évolutions dynamiques des angles rotoriques relatifs du système obtenues pour différentes durées de défaut, $T_d = 0.01$ s, 0.100 s, 0.393 s, 0.394 s. Il apparaît que le système est stable au-delà de 393 ms jusqu'à 0,420 s, après une intégration d'un SVC qui donne un changement clair dans l'état du réseau au niveau des lignes. Un facteur favorable dans l'écoulement de puissance active et réactive sera changé selon l'emplacement du SVC, c'est-à-dire que l'insertion du SVC augmente le CCT.

4.6.2. Avec insertion du TCSC

Afin d'analyser la stabilité transitoire et d'étudier l'effet du TCSC sur la stabilité, on considère un défaut triphasé se produisant, à $t=0$ au niveau de chaque jeu de barres, en présence du TCSC (Fig. 4.7).

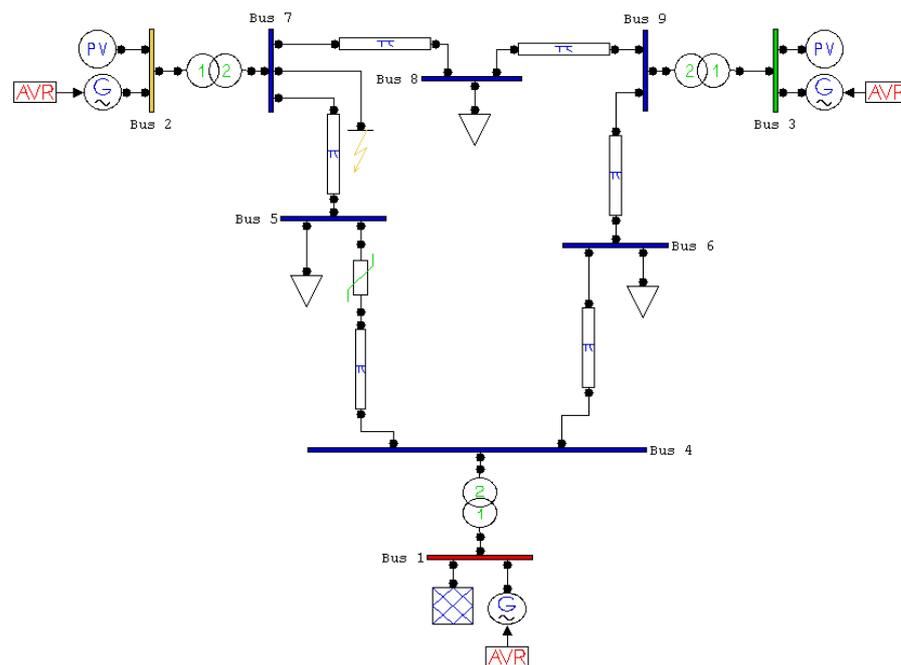


Figure 4.12. TCSC inséré sur différents J. Barres

Le réseau test étudié est montré dans la figure 4.13 en considérant un défaut symétrique (court circuit triphasé à la terre) au niveau de jeu de barres 7, le temps critique d'élimination de défaut est trouvé par plusieurs simulations numériques en incrémentant chaque fois la durée d'application du défaut par un pas de 10ms. Ce réseau est simulé pour différentes durées de défaut, avec une intégration en séries un

TCSC placé en série au niveau de la ligne 5-7, dont le degré de compensation de 80% par le TCSC, Il apparaît que le système est stable pour une durée de défaut maximale égale à 0.610 s. Les différentes allures données sont calculées pour une durée de défaut $T_d = CCT = 0.610$ s.

Les Figures 4.13a-4.13c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.01$ s et avec une intégration du dispositif TCSC.

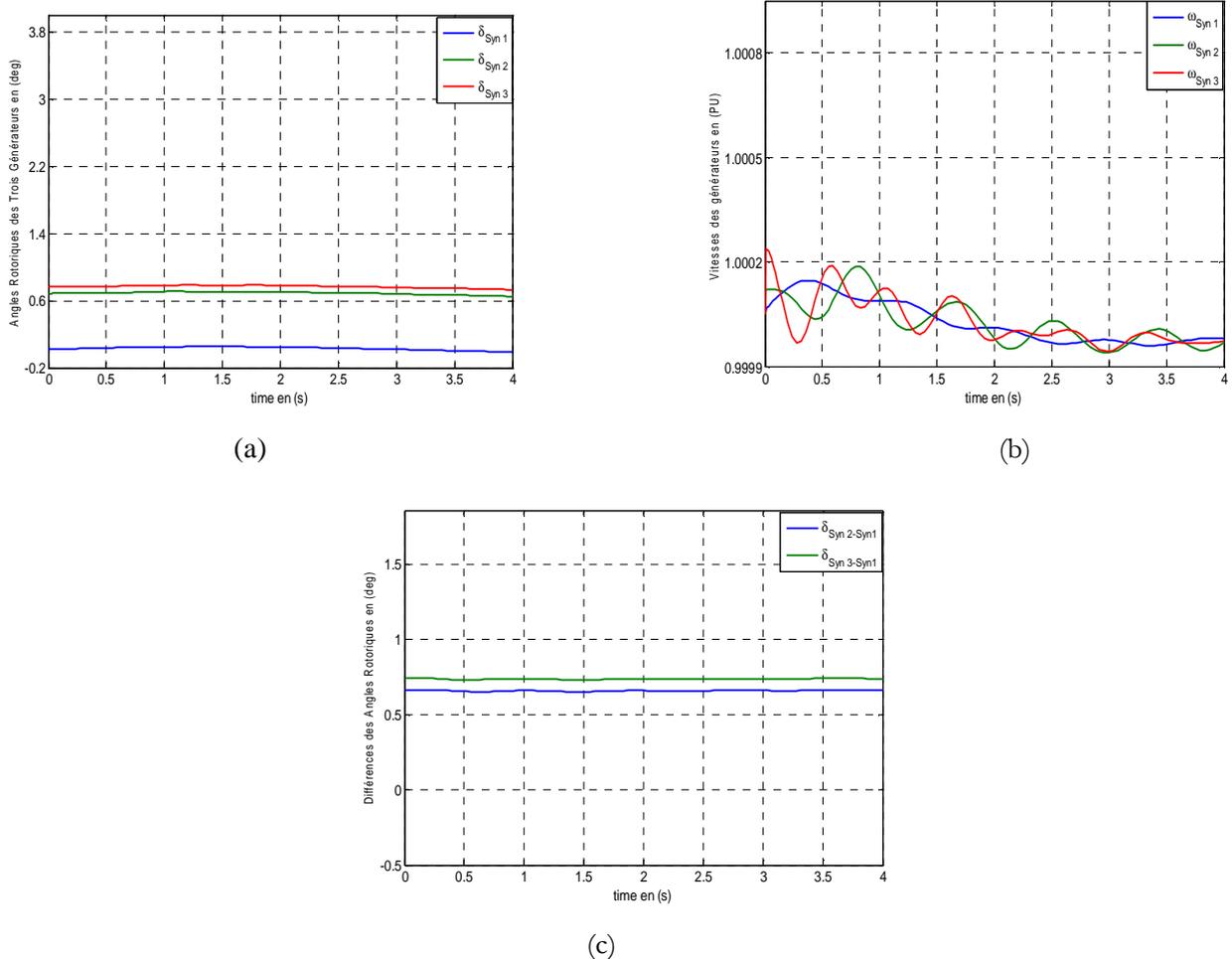
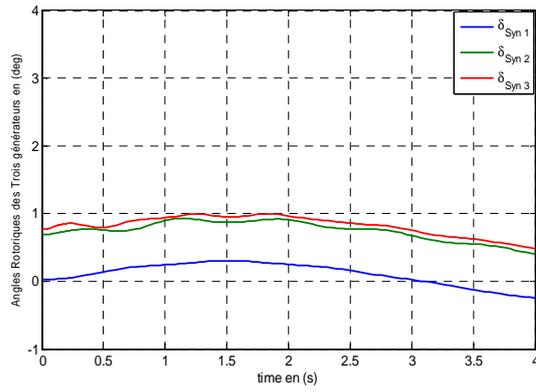


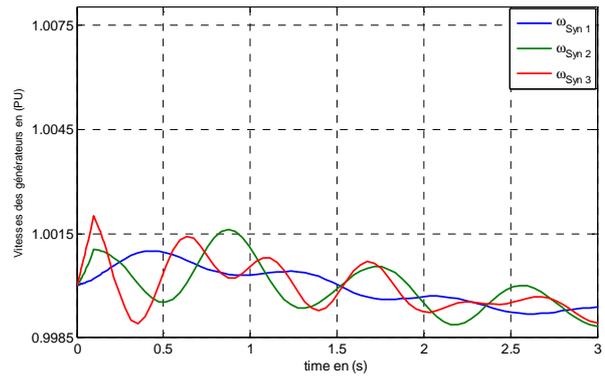
Figure 4.13. Résultats de simulation pour $t T_d = 0.01$ s

- a-** Angles rotoriques des Trois générateurs
- b-** Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c-** Différence des angles rotoriques

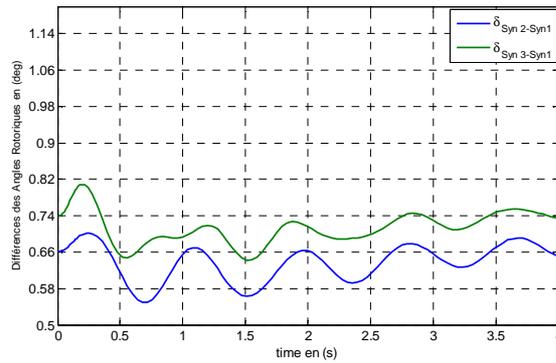
Les figures 4.14 (a), 4.14 (b), 4.14 (c), représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs pour une durée de défaut $T_d = 0.100$ s et avec une intégration du dispositif TCSC.



(a)



(b)

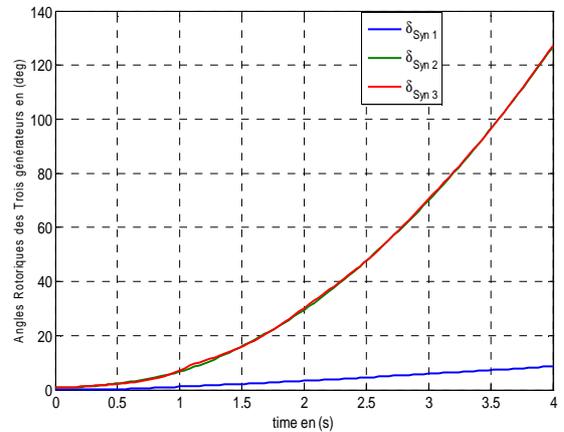
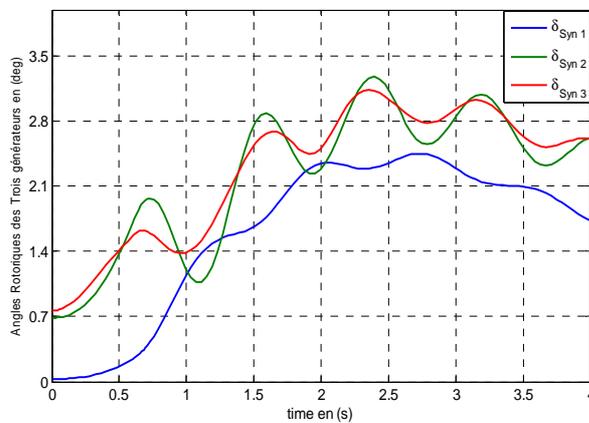


(b)

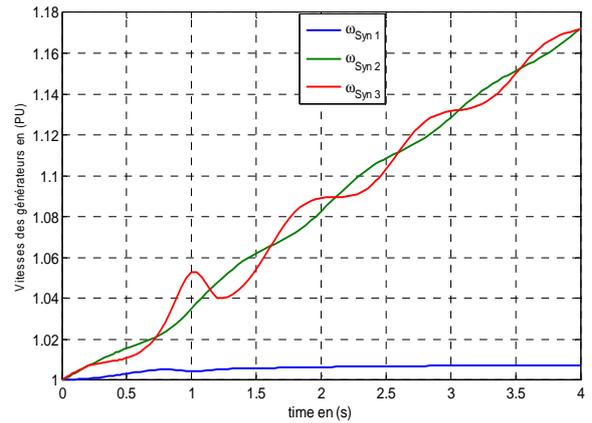
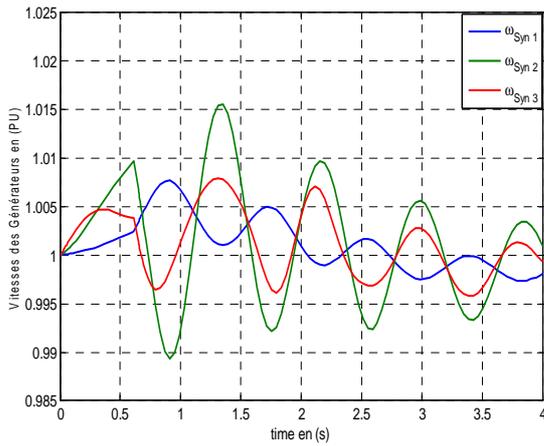
Figure 4.14. Résultats de simulation pour $T_d = 0.100s$

- a-** Angles rotoriques des Trois générateurs
- b-** Vitesses Angulaires des Trois générateurs
- c-** Différence des angles rotoriques

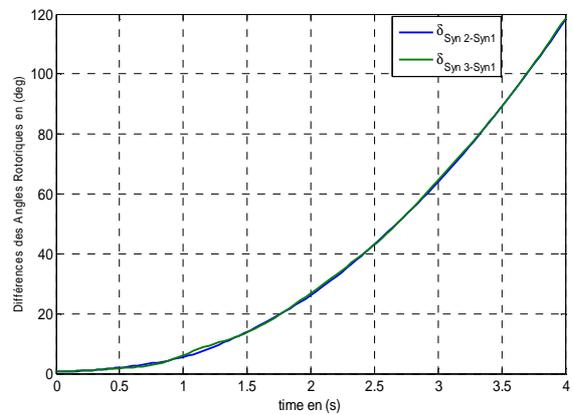
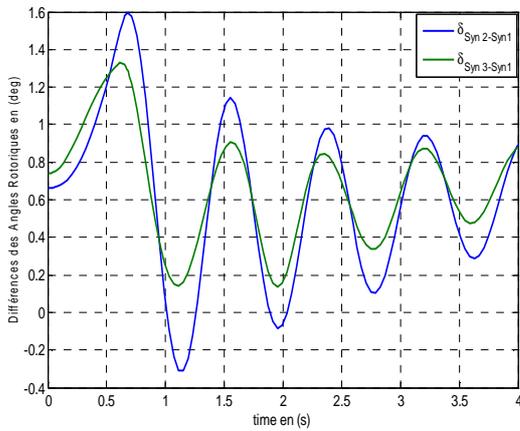
Les Figures 4.15a-4.15c représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans le cas où le système est stable pour une durée de défaut $T_d = 0.420s$ et pour le cas où le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.393s$.



(a)



(b)



Td = 0.610s

Système Stable

(c)

Td = 0.394s

Système Instable

Figure 4.15. Comparisons des résultats dans le cas stable et instable

De la même manière, on détermine les CCT des autres différents jeux de barres du réseau test étudié avec et sans intégration dispositifs séries TCSC. Les résultats obtenus sont récapitulés dans Tableau 4.3.

Tableau 4.3. Comparaison du CCT lors d'un court-circuit sur la ligne 5-7 à proximité du Jeu barres N°7 sans et avec compensateur série TCSC installé sur la ligne 5-7

Degré de compensation k en %	X_{eff}/X_{ligne}	CCT Sans compensation(s)	CCT Avec compensation(s) TCSC
80	0,20	0,292	0,295
70	0,30	0,292	0,295
60	0,40	0,292	0,295
50	0,50	0,292	0,294
40	0,60	0,292	0,294
30	0,70	0,292	0,293
20	0,80	0,292	0,293
0	1.00	0,292	0,292

a. Défaut sur la ligne 5-7 à proximité du jeu de barres N° 5 en présence du TCSC

De la même manière que la précédente, nous avons considéré cette fois le défaut de court-circuit triphasé sur la même ligne 5-7 mais cette fois ci est à proximité du jeu de barres N° 5 du SEE étudié. Les résultats de simulation sont donnés par le tableau suivant:

Tableau 4.4. Comparaison du CCT lors d'un court- circuit à proximité du Jeu barres N°5 sans et avec TCSC

Degré de compensation k en%	$X_{\text{eff}} / X_{\text{ligne}}$	CCT Sans compensation(s)	CCT Avec TCSC
80	0,20	0,393	0,610
70	0,30	0,393	0,509
60	0,40	0,393	0,461
50	0,50	0,393	0,435
40	0,60	0,393	0,419
30	0,70	0,393	0,408
20	0,80	0,393	0,401
0	1,00	0,393	0,393

b. Défaut à proximité du jeu de barres N°7 avec insertion du plusieurs TCSC

Plusieurs TCSC sont insérés en séries avec les différentes lignes dont le degré de compensation est mentionné dans le Tableau 4.5. On considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant $t=0$, sur la ligne 7-5 à proximité du jeu de barres N°7. Le défaut persiste durant un intervalle de temps T_d dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur optimale au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée. Les résultats de simulation sont donnés par le Tableau 4.5.

Tableau 4.5. Comparaison du CCT lors d'un défaut triphasé au jeu de barres N° 7 avec des TCSC installés

Ligne	4-5	4-6	5-7	6-9	7-8	8-9	CCT
K_{TCSC}	0	0	0	0	0	0	0,292
	0	0	0	80	80	0	0,285
	20	0	80	80	80	0	0,294
	20	50	80	80	80	0	0,295
	80	0	0	0	0	0	0,295
	50	0	0	0	0	0	0,294
	20	0	0	0	0	0	0,293
	20	50	0	0	0	0	0,293
	0	50	0	0	0	0	0,293
	0	0	50	0	0	0	0,294
	0	0	80	0	0	0	0,295
	0	0	0	0	80	0	0,292
	0	0	0	0	20	0	0,292

	0	0	0	0	0	80	0,293
	0	0	0	0	0	20	0,292
	80	0	0	0	0	80	0,292
	80	0	0	80	80	0	0,296
	80	0	80	0	80	0	0,298

4.6.2.2. Interprétation des résultats

D'après les différentes simulations qu'on a faites et les résultats obtenus, on remarque bien l'impact de l'utilisation du TCSC sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. L'installation de TCSC au niveau des différentes lignes des réseaux avec des degrés de compensation pour plusieurs cas a permis d'améliorer la marge de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré l'efficacité des dispositifs SVC et TCSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le choix des contrôleurs particuliers dépend des conditions d'application et de l'exécution désirées. L'efficacité des deux dispositifs SVC et TCSC est mesurée par l'augmentation du CCT, néanmoins l'emplacement doit être bien optimisé en tenant compte des contraintes et des critères liées à chaque dispositif.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Bien que l'amélioration et le renforcement du système électrique par des nouvelles stratégies de protection et de commande étaient la solution dans plusieurs cas, alors les incidents et les perturbations enregistrés sur les grands réseaux ont montré les limites de stabilité et de transit des systèmes existants. L'augmentation des capacités de transit par l'ajout de lignes aériennes a toujours été le premier remède au manque de capacité de transport. Or cette solution n'est plus faisable aujourd'hui. Les difficultés et la durée de l'obtention du permis de construire, les droits de passage, le taux de perte élevé, la stabilité, ont poussé les gestionnaires des réseaux de transport d'envisager des systèmes électriques flexibles s'avère une nécessité. L'utilisation de la technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semblent meilleures afin d'améliorer les performances dynamiques du système électrique.

Le travail présenté dans ce mémoire a été structuré en 3 parties :

Dans la première partie, nous avons rappelé la théorie de la stabilité, les problèmes de la stabilité aux petites et grandes perturbations d'un système de puissance ainsi on a présenté les modèles mathématiques des éléments du système de puissance.

La deuxième étape de notre travail a été consacrée à un état de l'art où on a regroupé les informations principales publiées concernant les différentes méthodologies permettant l'analyse de la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques ainsi que les moyens possibles pour améliorer la stabilité des systèmes électriques.

La troisième étape a été consacrée à la description des différents systèmes permettant d'assurer le transport d'énergie électrique dans les meilleures conditions et qui sont rangés sous l'appellation systèmes FACTS, leurs diverses classifications des divers types de contrôleurs comme le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS améliore les performances dynamiques et autre du système électrique tel que

- Une meilleure utilisation de moyens de transmission existants.
 - Augmenter la capacité du transfert du système de transmission.
- Améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Le travail mené avait l'objectif de mettre en œuvre les programmes de Simulink sous environnement Matlab, en utilisant le PSA-Toolbox, qui peut assurer un fonctionnement robuste vis-à-

vis des perturbations qui affectent les réseaux électriques, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux.

Dans la dernière étape, nous avons présenté le schéma électrique équivalent du réseau étudié en grandeurs réduites. Afin de voir le comportement des deux dispositifs SVC et TCSC connecté au réseau pour le contrôle de la puissance et la tension. Les résultats obtenus avec PSAT par les différentes simulations effectuées ont validé d'une manière générale l'étude de la stabilité et l'amélioration des réseaux électriques en termes de temps critique délimitation de défaut qui dépend de l'endroit de l'insertion de dispositif FACTS, et après l'insertion des dispositifs FACTS, nous avons donné une étude pour le meilleur choix, et l'emplacement optimale de ces dispositifs. L'insertion des dispositifs FACTS permet une augmentation des tensions et le CCT c'est-à-dire une amélioration des réseaux électriques.

Enfin, nous pouvons dire que les systèmes FACTS découlent d'un concept qui a tendance à élargir son champ d'intervention. Il nous semble prioritaire de poursuivre une étude approfondie sur les modes et stratégies de contrôle des réseaux de transport d'énergie électrique par les dispositifs SVC et TCSC.

Les perspectives à ce travail peuvent être mentionnées comme suit :

- Analyse de la stabilité des réseaux électriques en présence des FACTS en tenant compte les harmoniques et les interactions entre ces FACTS et les éléments du réseau.
- Développement d'une stratégie de commande afin de trouver les paramètres optimaux pour lesquels le compensateur soit rentable,
- Etude de la stabilité transitoire en présence des défauts asymétriques.
- Développement des régulateurs de tension ou des vitesses pour maintenir toujours la stabilité des systèmes électriques.

Annexe A- Paramètres du réseau test utilisé

Le réseau de 3 générateurs et 9 jeux de barres

A.1 Caractéristiques des machines

Tableau A.5. Caractéristique des machines

Paramètres	Centrale 1	Centrale 2	Centrale 3
Sn (MVA)	247.5	192	128
U (kV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
Type	Hydraulique	Turbo	Turbo
W (tr/min)	180	3600	3600
X_d	0.1460	0.8958	1.3125
X'_d	0.0608	0.1198	0.1813
X_q	0.0969	0.8645	1.2578
X'_q	0.0969	0.1969	0.25

A.2 Caractéristiques des lignes

Tableau A.6. Caractéristique des lignes

Nœud 1	Nœud 2	R	X	B/2
1	8	0	0.0576	0
2	7	0	0.0625	0
3	9	0	0.0856	0
4	7	0.032	0.161	0.153
4	8	0.01	0.085	0.088
5	8	0.017	0.092	0.079
5	9	0.039	0.170	0.179
6	7	0.0085	0.072	0.0745
6	9	0.0119	0.1008	0.1045

Références Bibliographiques

- [1] Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [2] Pavella M., Murthy P. G., Transient Stability of Power Systems: theory and practice, Library of Congress Cataloguing in publication, 1994.
- [3] Crappe M., Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique, Ed. Bernes Science Publication, Lavoisier, 2003.
- [4] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, n°. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
- [5] Hingorani N. G., Gyugyi L., Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York: IEEE Press, 2000
- [6] Laslo Z. Racz et Bela Bokay, Power System Stability, Ed Elsevier, Amsterdam, 1988, (Vol.30).
- [7] Messalti S. « Evaluation De La Stabilité Transitoire Des Systèmes Électro énergétiques Par Les réseaux De Neurones » Mémoire présente a l'université de Sétif faculté des sciences de l'ingénieur département d'électrotechnique Pour l'obtention du diplôme de Magister juin 2004.
- [8] Alkhatib H. "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique", Thèse de doctorat, université Paul Cezanne D'aix-Marseille Faculte Des Sciences Et Techniques, 5 décembre 2008
- [9] Brogan W.L., et al., Control Systems, The Electric Engineering Handbook, CRC Press LLC, Boca Raton, 2000.
- [10] Gholipour Shahraki E., Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [11] CIGRE Task Force 38.02.17, 1999, Advanced Angle Stability Controls, A Technical Brochure for International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE), December 1999.
- [12] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » Docteur De L'institut Polytechnique De Grenoble le 6 Juillet 2009
- [13] Passelergue J.C., « Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [14] Ndayizamba J., "Contribution à l'analyse de la compensation série avancée dans les réseaux de transport d'énergie électrique", Thèse de doctorat de l'université de Montréal, Décembre 1996.
- [15] Baret P, Régime Transitoire Des Machines Tournantes», les cours de l'école supérieure de l'électricité, Ed Eyrolles Paris, 1987
- [16] Moudjahed M., «Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice », Thèse de Doctorat, Université De Franche Comté, Octobre 1996.
- [17] Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R., Power system dynamics and stability, West Sussex, London, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [18] Bornard P., Pavard M. et Testud G., Réseaux d'Interconnexion et de Transport : Réglages et Stabilité, Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4-092, 2005.
- [19] Bruno M , Michel. J , Marc.S, Outils De Simulation Dynamique Des Réseau Electriques, Technique de l'ingénieur, D 4120-1-22.

-
- [20] Abur A. , Exposito A., Power System State Estimation: Theory and Implementation, Marcel-Dekker Inc, 2004.
- [21] Arrilaga J., Arnold C.P., Harber B.J., Computer Modeling Of Electrical Power System, John Wiley & Sons, 1983, ISBN 0 471 10406 X.
- [22] Pai M.A., Energy Function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publisher, Boston 1989. ISBN: 0-7923-9035-0
- [23] Xiong K, « Transient Stability of Multimachine Power System with Transfer Conductances », Proceedings of IEEE Intern. Conf. on Cont. Appl., Hartford CT, October 5-7, 1997.
- [24] Xue Y., « Fast Analysis of Stability Using EEAC And Simulation Technologies », IEEE Transactions on Power Systems, 1998, p. 12-16.
- [25] Wehenkel L., Lebrevelec C., Trotignon M., Batut J. « Probabilistic Design of Power-System Special Stability Controls », Control Engineering Practice, Vol. 7, No. 2, pp. 183-194, 1999.
- [26] Matsubara T., Nakamura K., Fujita H., Son M., “Transient Stability Criterion Using Artificial Neural Network”, Int. Conf. on Signals Proces. Applic. & Technologies, ICSPAT, Vol.2, pp. 1204-1208, 1996.
- [27] Semmah A., Hamdaoui H., Ramdani Y.& Ayad A. « Commande par régulateur neuro-flou d'un ASVC pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système de puissance électrique » 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [28] Tahri A. « Etude d'un compensateur de l'énergie réactive de type avancé » Mémoire de Magister en Electrotechnique, UST Oran, 1992. Algérie
- [29] Benghanem M. «Etude et analyse d'un onduleur à trois niveaux utilisé comme compensateur statique d'énergie réactive» Mémoire de Magister, université de USTO, 2000
- [30] Stephane Gerbex « Métaheuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs Facts Dans Un Réseau Electrique »these de doctorat N° 2742 (2003) EPFL.
- [31] Chow J. H., Sanchez-Gasca J. J., Ren H., Wang S., “ Power System damping Controller Design Using Multiple Input Signals,” IEEE Control systems Magazine, August 2000, pp 82-90.
- [32] Larsen E. V. , Swann D. A., “Applying Power System Stabilizers Part I, II and III,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017-3046.
- [33] Zhang P. , Coonick A. H., “Coordinated Synthesis of PSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 811-816.
- [34] Kumar I. S., « flexible alternating current transmission systems: static synchronous compensator (statcom) », Bachelors Thesis. Novembre 2005, Curtin University of Technology, Western Australie.
- [35] Glanzmann G., «FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems ». EEH Power Systems Laboratory ETH Zurich 14, Janvier 2005, inspiré du site : <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/>
- [36] Haimour R. : « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique », Mémoire présente a l'université d'Oran faculté département de génie électrique Pour l'obtention du diplôme de Magister juin 2009.
- [37] K.N. Shubhanga and A.M. Kulkarni, “Application of structure preserving energy margin Sensitivity to determine the effectiveness of shunt and series FACTS devices”, IEEE Trans. Power System, Vol. 17, No. 3, pp.730-738, Aug 2002.
- [38] Mihalic R., Zunko P., Papic I. , Povh D., "Improvement of Transient Stability by insertion of FACTS devices", IEEE/NTUA, Athens, Greece,September 1993
- [39] Abazari S., Mahdavi J., Ehsan M., Zolghadri M. “Transient Stability Improvement by Using Advanced Static Var Compensator” IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, 2003, Bologna, Italy
-

-
- [40] Boussahoua B., Boudour M. "Critical Clearing Time Evaluation of Power System with UPFC by Energetic Method", 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [41] Tso' S.K., Liang J., Zeng Q.Y., K.L. Lo , Zhou X.X. "Coordination of TCSC and SVC for stability improvement of power systems" APSCOM-97, Hong Kong, November 1997
- [42] Rusejla Sadikovic. Petr Korba. Goran Andersson "Application of FACTS Devices for Damping of Power System Oscillations"
- [43] Yoke Lin Tan , Youyi Wang "Design Of Series And Shunt Facts Controller Using Adaptive Nonlinear Coordinated Design Technique" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997
- [44] Ryousuke Shizawa, Keigo Nishida Toshiya Ohtaka, Shinichi Iwamoto "Allocation of TCSC from Transient Stability Viewpoint" 2004 International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004 Singapore, 21-24 November 2004
- [45] Ouali A., Boussahoua B. et Boudour M. « Evaluation de la Stabilité Transitoire d'un Réseau Electrique par Réseau de Neurones Artificiel Optimisé par les Plans d'Expériences » 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [46] Y.p. Wang, d.r. Hur, h.h. Chung, n.r. Watson, j. Arrillaga, s.s. Matair, "a genetic algorithms approach to design an optimal pi controller for static var compensator" 0-7803-6338-8/00/\$10.00(~)2000 ieee
- [47] Panda S., Patel R.N., Padhy N.P. "Power System Stability Improvement by TCSC Controller Employing a Multi-Objective Genetic Algorithm Approach" International Journal Of Computer, Information, And Systems Science And Engineering Winter 2007.
- [48] BACHA S. "Outil D'électronique De Puissance Pour Le Maillage / Bouclage Des Réseaux De Distribution : Application Au Contrôle Des Flux De Puissance Et La Limitation Des Courants De Court-Circuit" Thèse de doctorat le 26 Octobre 2007 institut National Polytechnique de Grenoble - INPG (26/10/2007) Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG (26/10/2007).
- [49] Bésanger Y. « Vers L'amélioration De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance » Habilitation à Diriger des Recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble 04 Décembre 2006
- [50] Hingorani N.G. , Gyugyi L., "Understanding FACTS", IEEE Press., NewYork, 2000.
- [51] Sonnenmoser A. , Lehn P.W. "Line current balancing with a Unified Power Flow Controller", IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 14, No. 3, pp. 1151-1157, July 1999.
- [52] Ladjici A. A., Barar A., "Introduction aux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif FACTS ", Mémoire d'ingénieur, Ecole National Polytechnique, Alger, Juin 2002.
- [53] Petitclair P., "Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM", Thèse de doctorat de l'INPG 16 Juillet 1997
- [54] Gerbex S., « Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique », Thèse De Doctorat, Université de Lausanne, EPLF.2003.
- [55] Catz E., « Evolution technique des systèmes de transport et de distribution d'électricité », Article. pp.7, Supélec 1999, Frances.
-

بالرغم من التطور التكنولوجي السريع لأجهزة الواقية وأنظمة التحكم، إلا أن الشبكات الكهربائية تتعرض إلى اضطرابات قادرة على إيقاف الأجهزة و الأنظمة الكهربائية. هذه الاضطرابات تؤدي إلى فقدان استقرار الشبكة الكهربائية و ضياع التوازن بين الإنتاج والاستهلاك للطاقة الكهربائية. وهذا الوضع يؤدي إلى حدوث انهيارات كلية للأنظمة الكهربائية، الأداء السليم للشبكة يرتكز على التحكم في عواملها (الجهد، التردد، المقاومة والاستقرار). يجب التحكم في عامل الجهد وإلا الانخفاضات أو الزيادات في الجهد تسبب انقطاع في التيار الكهربائي وعطل في أنظمة الطاقة وقد عرف التطور إلكترونيات الطاقة فرصا كبيرة للتخفيف من خطوط النقل من حيث الجهد، زاوية النقل و تدفق الطاقة، ومن ثمة ولادة حقائق النهج الجديد المعروفة باسم أنظمة النقل المرنة "FACTS".

في هذه الأطروحة نحاول تقييم حالة الاستقرار عابر لـ "SVC" وتحديد حدود الاستقرار في شبكة نقل الطاقة الكهربائية عن طريق أجهزة النقل المرنة "SVC، TCSC" في حالة التقصير ومرحلة ماس كهربائي والمحاكاة العددية، وقد قدمت نتائج العمليات الحسابية و الأشكال البيانية باستخدام بيئة Matlab بالموازات مع PSAT.

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، الاستقرار العابر، تمثيل، تحسين، FACTS

Résumé :

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique. Cet état entraîne souvent un effondrement de tout le réseau. Le bon fonctionnement d'un réseau se base sur le control de ses paramètres (la tension, la fréquence, l'impédance et la stabilité). Le paramètre «tension» doit être contrôlée, sinon, les chutes de tension ou les surtensions causent des pannes et des coupures dans le système énergétique. L'évolution de l'électronique de puissance a offert de grandes opportunités pour soulager les lignes de transmission du point de vue : tension, angle de transport et transit de puissance. D'où la naissance de la nouvelle approche « FACTS : flexible alternatif current transmission system ». Les FACTS peuvent être placés en série, en parallèle, ou en série-parallèle. Dans ce mémoire, nous présentons l'évaluation de l'état de la stabilité transitoire des SEE et la détermination des limites de la stabilité dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen des dispositifs FACTS (SVC et TCSC). pour le cas de défaut : court circuit triphasé. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été faites sous Matlab en utilisant la boîte à outils PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Mots Clés : Réseaux Electriques, stabilité transitoire, Amélioration, Simulation, FACTS.

Abstract:

Despite the rapid evolution of protective devices and control, the electro-energetic systems are often subject to disturbance of various sources able to involve inopportune releases of its components. These disturbances affect the loss of the system stability and cause an important imbalance between the production and the consumption of the electric power. This state often involves a collapse of the entire network. The correct operation of a network is based on its control parameters (voltage, frequency, impedance and stability). The parameter "voltage" must be controlled, if not, the voltage drops or over voltage cause breakdowns and cuts in the energy system. The evolution of power electronics offered great opportunities to relieve transmission lines in terms of voltage, angle of transmission and power flow. Hence a new approach was born "FACTS: flexible alternating current transmission system. FACTS can be placed in series, parallel or series-parallel. In this thesis, we present the transient stability state evaluation of the SEE and the determination of the stability limits in an electrical energy system transport by the FACTS devices (SVC and TCSC) for the case of defect: phase short circuit. The numerical simulations, the calculations and graphical representations results are obtained by using the Matlab toolbox PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Key Words : Power system, transient stability, enhancement, Simulation, FACTS.