

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)

Faculté de Technologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

Mm. BENDECHECHE Nora

Thème

Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques

Soutenu le devant la commission d'examen composée de :

M. RAHMANI Lazhar	Professeur	Université Ferhat Abbas de Sétif	<i>Président</i>
M. GHERBI Ahmed	MC « A »	Université Ferhat Abbas de Sétif	<i>Encadreur</i>
M. RADJEAI Hammoud	MC « A »	Université Ferhat Abbas de Sétif	<i>Examineur</i>
M. BOUKTIR Tarek	Professeur	Université Ferhat Abbas de Sétif	<i>Examineur</i>

Dédicaces

- *A la mémoire de mon père*
 - *Que Dieu le garde dans son vaste paradis;*
- *A ma maman*
 - *Pour l'amour et l'affection qu'elle m'a donnés ;*
 - *Pour ses conseils fructueux;*
- *Faible reconnaissance de notre indéfectible attachement et notre haute considération.*
- *A mon bébé "Mondhir";*
- *A mon mari;*
- *A nos frères et sœurs*
 - *Pour leurs soutiens ;*
 - *Pour leurs encouragements ;*
 - *Pour leurs aides*
- *je vous aime très fort.*
- *A mes amis et camarades de promotion*
 - *Pour tous les merveilleux moments passés ensemble.*
- *A tous nos autres*
 - *Pour leur estime*
- *A tous ceux qui m'ont aidé à l'élaboration de ce mémoire.*
- *Grand Merci... Grand Merci.*

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 :

- Pr. Lazhar RAHMANI, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.
- Pr. Tarek BOUKTIR pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail et enrichir le débat avec ses remarques très pertinentes.
- Dr. Hammoud RADJEL 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 23/06/2011

N. BENDECHECHE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	XIII
<i>Chapitre 01</i>	1
STABILITE TRANSITOIRE : ETAT DE L'ART.....	1
1.1. Introduction	1
1.2. Concepts de base de la stabilité.....	1
1.2.1. Stabilité d'un système.....	1
1.2.1.1. Définitions mathématiques	2
1.2.2. Stabilité d'un système d'énergie électrique.....	3
1.2.3. Phénomènes dynamiques dans les systèmes électriques	3
1.2.4. Différents types de stabilité d'un système électrique	4
1.2.4.1. Stabilité de tension.....	4
1.2.4.2. Stabilité de la fréquence	6
1.2.4.3. Stabilité de l'angle de transport.....	6
1.2.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	8
1.2.5.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique	8
1.2.5.2. Méthodes directes énergétiques.....	9
1.2.5.3. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme.....	13
1.2.5.4. Méthodes non linéaires adaptatives	13
1.2.5.5. Méthodes hybrides.....	14
1.2.6. Amélioration de la stabilité transitoire	14
1.2.6.1. Amélioration par les moyens classiques	14
1.2.6.2. Amélioration par les moyens moderne.....	14
1.2.7. Méthodes Analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec PSS	16
1.2.7.1. Méthodes directes énergétiques.....	16
1.2.7.2. Méthode adaptatives.....	17
1.2.7.3. Méthode hybride	20
1.2.8. Méthodes analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec UPFC	21
1.2.8.1. Méthodes directes énergétiques.....	21
1.2.8.2. Méthode de variable d'état.....	23
1.2.8.3. Méthodes adaptatives	24
1.2.8.4. Méthode dynamique de phase	26
1.2.8.5. Méthode d'injection courant	27

1.2.8.6. Méthode d'injection de puissance fictif	28
1.2.9. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire avec PSS et UPFC.....	29
1.2.9.1. Méthodes directes énergétiques	29
1.2.9.2. Méthode utilisant le modèle Phillips-Heffron.....	30
1.3. Conclusion.....	33
 <i>Chapitre 02</i>	 <i>34</i>
SYSTEMES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUE.....	34
2.1. Introduction	34
2.2. Exploitation d'un réseau électrique	34
2.3. Compensation Traditionnelle.....	35
2.3.1. Compensation shunt.....	35
2.3.2. Compensation série.....	37
2.4. Dispositifs FACTS	39
2.4.1. Compensateurs parallèles	40
2.4.1.1. Compensateur parallèles à base de thyristors	40
2.4.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors	42
2.4.2. Compensateur séries	44
2.4.2.1. Compensateur séries à base de thyristors.....	45
2.4.2.2. Compensateurs séries à base de GTO thyristors.....	47
2.4.3. Compensateurs hybrides série – parallèle.....	48
2.4.3.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors.....	48
2.4.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors.....	50
2.5. Synthèse	52
2.6. Conclusion.....	52
 <i>Chapitre 03</i>	 <i>53</i>
MODELISATION ET COMMANDE D'UN UPFC	53
3.1. Introduction	53
3.2. Structure de base et principe de fonctionnement d'UPFC	53
3.2.1. Structure de base d'un UPFC.....	53
3.2.2. Principe de fonctionnement d'un UPFC.....	54
3.3. Modélisation de l'UPFC.....	55

3.3.1. Caractéristiques de l'UPFC.....	55
3.3.1.1. Modélisation de la partie shunt de l'UPFC.....	58
3.3.1.2. Modélisation de la partie série de l'UPFC.....	61
3.4. Contrôle de l'UPFC.....	63
3.4.1. Partie shunt.....	63
3.4.1.1. Identification des références.....	63
3.4.1.2. Régulation de la tension continue.....	66
3.4.1.3. Commande de l'onduleur.....	66
3.4.2. Partie série.....	68
3.4.2.1. Identification des références.....	68
3.4.2.2. Commande de l'onduleur.....	69
3.5. Conclusion.....	70
 <i>Chapitre 04</i>	 71
INFLUENCE COMBINEE DES UPFC ET DES PSS SUR LA	
STABILITE TRANSITOIRE.....	71
4.1. Introduction.....	71
4.2. Evaluation de la stabilité transitoire.....	71
4.2.1. Etape n=1.....	71
4.2.2. Etape n=2.....	71
4.2.3. Etape n=3.....	72
4.2.4. Etape n=4.....	72
4.2.5. Etape n=5.....	72
4.3. Première application.....	73
4.3.1. Description du réseau étudié.....	73
4.3.2. Simulation.....	73
4.3.2.1. Interprétation des résultats obtenus.....	74
4.3.3. Avec l'intégration de PSS.....	74
4.3.3.1. Interprétation des résultats obtenus.....	76
4.3.4. Avec l'intégration de PSS Multi-Band (MB-PSS).....	76
4.3.4.1. Interprétation des résultats obtenus.....	78
4.3.5. Avec l'intégration d'UPFC.....	78
4.3.5.1. Interprétation des résultats obtenus.....	79
4.3.6. Avec l'intégration d'UPFC et de PSS.....	79
4.3.6.1. Interprétation des résultats obtenus.....	81

4.4. Deuxième application	81
4.4.1. Description du réseau étudié	81
4.4.2. Simulation.....	81
4.4.2.1. Interprétation des résultats obtenus.....	83
4.4.3. Insertion de PSS au générateur un (G1)	84
4.4.3.1. Interprétation des résultats obtenus.....	86
4.4.4. Insertion de PSS au générateur deux (G2)	86
4.4.4.1. Interprétation des résultats obtenus.....	88
4.4.5. Insertion de PSS au générateur trois (G3).....	89
4.4.5.1. Interprétation des résultats obtenus.....	90
4.4.6. Insertion de PSS au générateur G1, G2 et G3	91
4.4.6.1. Interprétation des résultats obtenus.....	93
4.4.7. Intégration d'UPFC	93
4.4.7.1. Interprétation des résultats obtenus.....	95
4.4.8. Intégration d'UPFC et de PSS.....	95
4.4.8.1. Interprétation des résultats obtenus.....	96
4.5. Conclusion.....	96
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....	97

Liste des Figures

Figure 1.1. Phénomènes dynamiques dans les systèmes électriques	4
Figure 1.2. Classification de stabilité des réseaux électriques [IEEE/CIGRE-2004].....	5
Figure 1.3. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes.....	11
Figure 1.4. Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un CC 3ϕ	11
Figure 1.5. Système d'excitation avec PSS	15
Figure 1.6. Rôle de différents types des FACTS.....	16
Figure 1.7. Diagramme pratique de système du contrôle d'excitation	16
Figure 1.8. Réseau utilisé	17
Figure 1.9. Schématique diagramme d'un système de JB infini avec ANNPSS	17
Figure 1.10. Deux couches ANNPSS	18
Figure 1.11. Structure du système vrai réalisé au laboratoire.....	18
Figure 1.12. Structure de FLPSS	19
Figure 1.13. Réponses du système :(a) pour CPSS, (b) pour FLPSS, (c) pour FLPSS réglé par GA.....	19
Figure 1.14. Modèle de CPSS utilisé.....	20
Figure 1.15. Angle rotorique de G1 pour un défaut triphasé.....	20
Figure 1.16. Structure de NPSS.....	21
Figure 1.17. Angle rotorique en fonction de temps.....	21
Figure 1.18. SMIB avec UPFC: (a) Schématique diagramme; (b) model d'une seule phase avec UPFC	22
Figure 1.19. Réseau utilisé.....	22
Figure 1.20. Puissance active de G1 pour un défaut triphasé au JB6.....	23
Figure 1.21. Modèle mathématique d'UPFC.....	23
Figure 1.22. UPFC connecté à la fin d'une ligne d'un réseau de JB infinie.....	24
Figure 1.23. Schéma bloc du régulateur neuro-flou.....	24
Figure 1.24. Angle rotorique en fonction de temps pour les trois contrôleurs	25
Figure 1.25. Ligne de transmission avec UPFC.....	25
Figure 1.26. Le contrôleur flow d'UPFC	26
Figure 1.27. (a) Circuit équivalent d'une phase d'UPFC (b) L'interface réseau- UPFC	26
Figure 1.28. Système de puissance utilisé.....	26
Figure 1.29. (a) modèle d'UPFC (b) son équivalent: le modèle d'injection courant.	27
Figure 1.30. Système de puissance à deux zones utilisé	27
Figure 1.31. (a) Configuration d'UPFC, (b) Modèle d'injection de puissance fictive d'UPFC.....	28
Figure 1.32. Système électrique avec un UPFC : (a) modèle d'injection de puissance fictive d'UPFC	29
Figure 1.33. Schéma du block de PSS et AVR.....	29

Figure 1.34. Système SMIB équipé d'un UPFC.....	31
Figure 1.35. Réponse de système pour un défaut triphasé de 6cycle:.....	31
Figure 1.36. Diagramme du bloc de la fonction du transfert de PSS.....	32
Figure 1.37. Modèle modifié Phillips-Heffron d'un système SMIB avec UPFC.....	32
Figure 1.38. Réponse de système.....	33
Figure 2.1. Puissance transitée entre deux réseaux.....	35
Figure 2.2.Représentation du Système.....	36
Figure 2.3. Principe de compensation shunt dans un réseau AC radial.....	37
Figure 2.4. Principe de compensation série dans un réseau AC radial.....	37
Figure 2.5.Courbe caractéristique tension-courant du SVC.....	41
Figure 2.6. Schéma de SVC et de TCBR.....	42
Figure 2.7. (a) Structure de base d'un STATCOM ; (b) Caractéristique V-I du STATCOM.....	43
Figure 2.8. SMES mises en application avec un convertisseur à thyristor.....	44
Figure 2.9. Structure du TCSC.....	45
Figure 2.10.Structure du TSSC.....	46
Figure 2.11. Structure du TCSR et de TSSR.....	46
Figure 2.12. Schéma de base du SSSC.....	47
Figure 2.13. Schéma de base d'un GCSC.....	48
Figure 2.14. (a) Schéma du TCPAR ; (b) Diagramme vectoriel du TCPAR.....	49
Figure 2.15. Schéma de base de l'IPFC.....	50
Figure 2.16. Schéma de base de l'UPFC.....	51
Figure 3.1.Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique.....	54
Figure 3.2. Principe de fonctionnement d'un UPFC.....	55
Figure 3.3. Modèle mathématique de l'UPFC et le système de transmission.....	56
Figure 3.4. Variation de P_s et Q_s en fonction de δ_b ($\delta=0.5$ rad).....	57
Figure 3.5. P_s en fonction de Q_s pour différentes valeurs de V_{sh} pour ($\delta_b = 0.9\pi$).....	58
Figure 3.6. Schéma simplifié d'un STATCOM (partie parallèle de l'UPFC) connecté au réseau.....	59
Figure 3.7. Schéma simplifié d'un SSSC (partie série d'un UPFC) connecté au réseau électrique.....	61
Figure 3.8. Schéma d'un onduleur connecté au réseau.....	64
Figure 3.9. Schéma bloc de la méthode watt-var découplée.....	65
Figure 3.10. Régulation de la tension continue.....	66
Figure 3.11. Contrôle de courant par MLI.....	67
Figure 3.12. Schéma bloc de la régulation PI.....	67
Figure 3.13. Modèle mathématique d'un UPFC connecté au réseau.....	68
Figure 3.14. Schéma de régulation du courant de la partie série.....	70
Figure 4.1. Etapes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	72

Figure 4.2. Schéma global de réseau étudié.....	73
Figure 4.3. Simulation d'un réseau de JB infinie.....	74
Figure 4.4.Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration de PSS	75
Figure 4.5.Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration de PSS-MB.....	77
Figure 4.6. Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration d'UPFC.....	79
Figure 4.7. Simulation d'un réseau de JB infini avec l'intégration d'UPFC et de PSS.....	80
Figure 4.8. Réseau test [59].	81
Figure 4.9. Simulation d'un réseau de 3 générateurs.....	82
Figure 4.10. Simulation d'un réseau de 3 générateurs.....	83
Figure 4.11. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G1	85
Figure 4.12. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G1	86
Figure 4.13. Simulation d'un réseau de 3 générateurs PSS avec inséré au G2.....	87
Figure 4.14. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G2.....	88
Figure 4.15. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G3.....	89
Figure 4.16. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G3.....	90
Figure 4.17. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au trois générateurs	91
Figure 4.18. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au trois générateurs	92
Figure 4.19. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC	93
Figure 4.20. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC	94
Figure 4.21. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC et PSS.....	95
Figure 4.22. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC et PSS.....	96

Liste des tableaux

Tableau 2.1. Bénéfices techniques des dispositifs FACTS 52

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
PSS	Power System Stabiliser
CPSS	Conventionnel Power System Stabiliser
ANNPSS	Artificial Neural Network based Power System Stabiliser
FLPSS	Fuzzy-Logic Power System Stabiliser
NPSS	Nonlinear Power System Stabiliser
SMIB	Single Machine Infinity Bus
GTO	Gate Turn Off thyristor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSR	Thyristor Switched Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
SVC	Static Var Compensator
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SSG	Static Synchronous Generator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
GCSC	GTO Thyristor-Controlled Series Capacitors
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
IPFC	Interline Power Flow Controller
UPFC	Unified Power Flow Controller

Symboles

P_m	Puissance mécanique de la machine [W]
P_e	Puissance électrique de la machine [W]
ω	Vitesse angulaire de la machine [rad/s]
δ	Angle rotorique[deg]

INTRODUCTION GENERALE

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement [1]. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est 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 [2]. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences [3].

Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de conduite), garantir sa sécurité (problème de protection) et sa stabilité (problème de réglage). La stabilité fut reconnue comme élément important du bon fonctionnement d'un système électrique à partir des années 1920. Depuis, les chercheurs ont eu recours à des approches dites traditionnelles ou classiques liées à la théorie de la commande, pour régler les problèmes de stabilité [4] ; [5].

Les moyens classiques de contrôle des réseaux qui étaient les dispositifs électromécaniques (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permet 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. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (acronyme anglais de: Flexible Alternative Current Transmission System) avec autres équipements comme le PSS (Power System Stabiliser) pour le contrôle des réseaux et exactement sa stabilité [4 ; 6 ; 7].

Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance) [4]. Les FACTS font en général appel à l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance [8]. Ce sont des éléments de réponse rapide et donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance [9]. Ils augmentent la capacité de transfert de la

puissance d'une région à une autre [10]. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau. Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes [4 ; 11].

Les études de stabilité transitoire concernent les grandes perturbations comme les courts circuits, la perte d'ouvrage ou de groupe de production ... etc. La conséquence de ces défauts peut être très grave, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (blackout) [4 ; 18].

Ce travail s'articule autour de l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique, utilisant le plus performant ou puissant des dispositifs FACTS, l'UPFC (Unified Power Flow Controller). Ce dernier est constitué de deux parties : une partie parallèle qui injecte du courant au réseau et une partie série qui injecte une tension en série avec le réseau. L'amortisseur des oscillations de puissance (PSS, pour power system stabiliser) sous sa structure classique consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase.

Un rappel sur la stabilité des réseaux électriques est abordé au premier chapitre. Les différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire sont données en détail et les moyens d'amélioration de ce dernier à l'aide des dispositifs FACTS et le PSS sont présentées en dernier du chapitre.

Le deuxième chapitre est une présentation générale du concept FACTS. Il dresse tout d'abord les techniques de compensation de puissance réactive classiques et modernes et une liste des problèmes liés à l'exploitation d'un réseau électrique (contrôle de la tension) puis introduit les solutions pouvant être apportées par la technique FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Afin d'étudier l'influence combinée de l'UPFC et de PSS associé à un réseau de transport, le troisième chapitre développe un modèle de l'UPFC. La structure de base, le principe de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification de références et les blocs des commandes de l'UPFC y sont également expliqués.

Dans le dernier chapitre, on a étudié l'influence combinée des deux dispositifs l'UPFC et le PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électrique, ensuite on expose les résultats de simulation obtenus sous environnement Matlab/ Simulink, ainsi que leurs interprétations.

Enfin, on présentera une conclusion générale et proposera des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Chapitre 01

STABILITE TRANSITOIRE : ETAT DE L'ART

1.1. Introduction

Aujourd'hui, l'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion très longues, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité [1, 2,3].

La capacité de transport n'est pas, en réalité, le seul objet à prendre en compte dans un réseau électrique. Pour que le réseau fonctionne de manière acceptable, le transport d'énergie doit s'accompagner d'un niveau de stabilité et de qualité suffisant [4]. Ceci est dû au développement important des réseaux ces dernières années, 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. Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation). L'écart en terme de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme (qui provoque les oscillations de puissance) [4 ; 5 ; 6].

Pour éviter les phénomènes cités ci-dessus, une étude d'identification exacte et adoucissement adéquat de problèmes de la stabilité ou bien des notions sur la stabilité des réseaux et ses différents types ainsi que la technique d'amélioration de la stabilité par les PSS et par FACTS, sont proposée dans ce chapitre.

1.2. Concepts de base de la stabilité

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système [6].

1.2.1. Stabilité d'un système

D'une façon générale, la stabilité d'un système est sa capacité de maintenir ou de revenir à son régime de fonctionnement normal après une perturbation quelconque [6]. Des définitions mathématiques peuvent être données à la stabilité ci-dessous.

1.2.1.1. Définitions mathématiques

Pour un système dynamique défini par l'ensemble des équations différentielles de premier ordre

$$\dot{x} = f(x) \quad (1.1)$$

Avec:

- $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ est le vecteur d'état du système;
- f est un opérateur non linéaire défini par l'ensemble $f = [f_1, f_2, \dots, f_n]$.

On a les définitions suivantes:

- Point d'équilibre

Si $x(t_0) = x^* \Rightarrow x(t) = x^* \quad \forall t \geq t_0$ donc l'état de système x^* est le point d'équilibre. Pour que le système soit en état d'équilibre si une fois $x(t) = x^*$ il reste $x(t) = x^*$ pour tout le temps subséquent. De cette condition, on peut écrire :

$$x^* \text{ est le point d'équilibre} \Leftrightarrow f(x^*) = 0 \quad (1.2)$$

- Stabilité:

Le point d'équilibre $x = 0$ est dit stable si :

$$\forall \varepsilon > 0, \quad \forall t_0 > 0, \quad \exists \delta(t_0, \varepsilon) : \quad (1.3)$$

$$\|x_0\| < \delta(t_0, \varepsilon) \Rightarrow \|x(t)\| < \varepsilon \quad \forall t \geq t_0$$

La définition implique que les trajectoires qui commencent suffisamment près du point de l'équilibre trouvant finalement autour de son voisinage. Si $\delta(t_0, \varepsilon)$ est choisi indépendant de t_0 la stabilité uniforme est définie comme suit:

- Stabilité uniforme

Le point d'équilibre $x = 0$ est dit uniformément stable si:

$$\forall \varepsilon > 0, \quad \forall t_0 > 0, \quad \exists \delta(\varepsilon) : \quad (1.4)$$

$$\|x_0\| < \delta(\varepsilon) \Rightarrow \|x(t)\| < \varepsilon \quad \forall t \geq t_0$$

- Instabilité

On dit que le point d'équilibre $x = 0$ est instable s'il n'est pas stable.

- Stabilité asymptotique

Le point d'équilibre $x = 0$ est asymptotiquement stable si en plus d'être stable:

$$\forall t_0 > 0, \quad \exists \delta(t_0) : \quad (1.5)$$

$$\|x_0\| < \delta(t_0) \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} \|x(t)\| = 0$$

Par conséquent, dans le cas de stabilité asymptotique, les trajectoires des systèmes qui commencent suffisamment près du point de l'équilibre convergeront finalement à ce point [5];[6].

1.2.2. Stabilité d'un système d'énergie électrique

Différentes définitions peuvent être données à la stabilité d'un système électrique:

Définition 1: La stabilité d'un système d'énergie électrique est largement définie comme la propriété de rester ce système à l'état d'équilibre sous conditions du fonctionnement normales (celui pour lequel il a été conçu) et s'il a tendance de revenir à un état acceptable d'équilibre de son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation [7].

Définition 2:Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes et près des valeurs nominales de la fréquence, donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différents jeux de barres du réseau [5].

Définition 3: La stabilité des systèmes électriques est définie par leur capacité, pour une condition initiale de fonctionnement, de rester dans un état équilibre après l'apparition d'une perturbation avec leurs variables étant dans la limite de sorte que la probité du système soit conservée [IEEE/CIGRE-2004]. [8]

1.2.3. Phénomènes dynamiques dans les systèmes électriques

Les différentes composantes d'un système électrique sont affectées par plusieurs phénomènes dynamiques complexes. Pour mieux comprendre les causes de chaque phénomène et réaliser le fonctionnement correct du système, il est important d'analyser la gamme des dynamiques qui peuvent intervenir dans le comportement de système. Le besoin de cette classification survient la nécessité de diviser un tel problème complexe comme stabilité du système en sous problèmes [5 ; 7]. Alors le comportement dynamique des systèmes production-transport est donc caractérisé par leur stabilité, c'est-à-dire leur aptitude à conserver ou à retrouver un équilibre en régime normal ou incidentel [9]. La Figure 1.1 montre une représentation temporelle des phénomènes dynamiques dans les systèmes électriques [5]. En général, et selon l'échelle du temps, tous les phénomènes peuvent être divisés en deux grands groupes qui correspondent à la dynamique rapide et lente [6]. La première classification c'est les phénomènes rapides, avec transitoires très rapides dû par exemple au déclenchement rapide de disjoncteur de l'ordre de $10^{-4} s$, par contre les phénomènes lents dû par exemple au restauration de la charge exige des périodes couvrent plusieurs minutes ou même des heures [5].

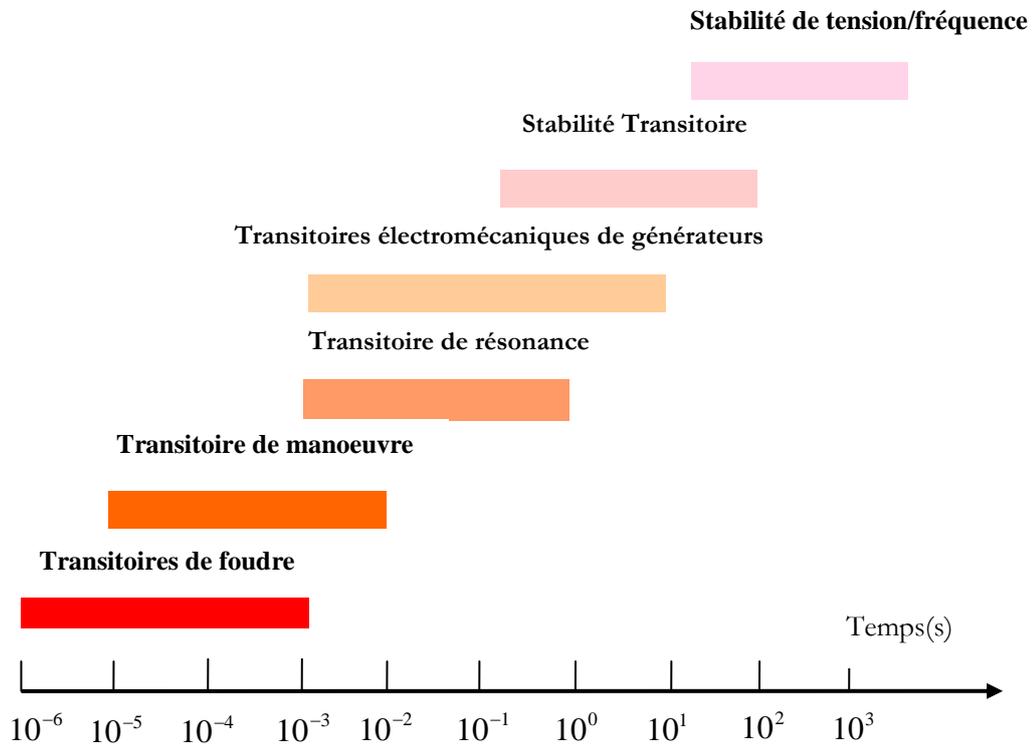


Figure 1.1. Phénomènes dynamiques dans les systèmes électriques

1.2.4. Différents types de stabilité d'un système électrique

On définit trois types de stabilité du réseau électrique : celle de son angle de transport, celle de la fréquence ou celle de la tension [4]. On parle de la stabilité de l'angle de transport parce que les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique qui provoque la perte de stabilité [9]. La Figure 1.2 propose un schéma simplifié de ces différents types de stabilité, mettant en évidence la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations [10 ; 11].

1.2.4.1. Stabilité de tension

Elle concerne l'aptitude du système électrique à maintenir des niveaux acceptables de la tension sur l'ensemble du réseau, tant en régime normal qu'à la suite de perturbations de faibles ou de grandes amplitudes et à éviter l'effondrement de tension. Elle est aussi définie comme étant la capacité d'un

système électrique de maintenir l'amplitude de la tension à tous les jeux de barres avec des limites acceptables après un défaut dans ce système (typiquement $1 \text{ p.u.} \pm 10\%$).

Ce type de stabilité est déterminé par le bilan des puissances réactives aux différents nœuds du réseau électrique. Elle dépend principalement de la topologie de réseau et la demande de la charge. La perte d'équilibre entre la demande et la réserve de la charge est la cause principale d'instabilité de la tension qui apparaît souvent comme une baisse brusque de la tension qu'on appelle chute de tension [12,13,14].

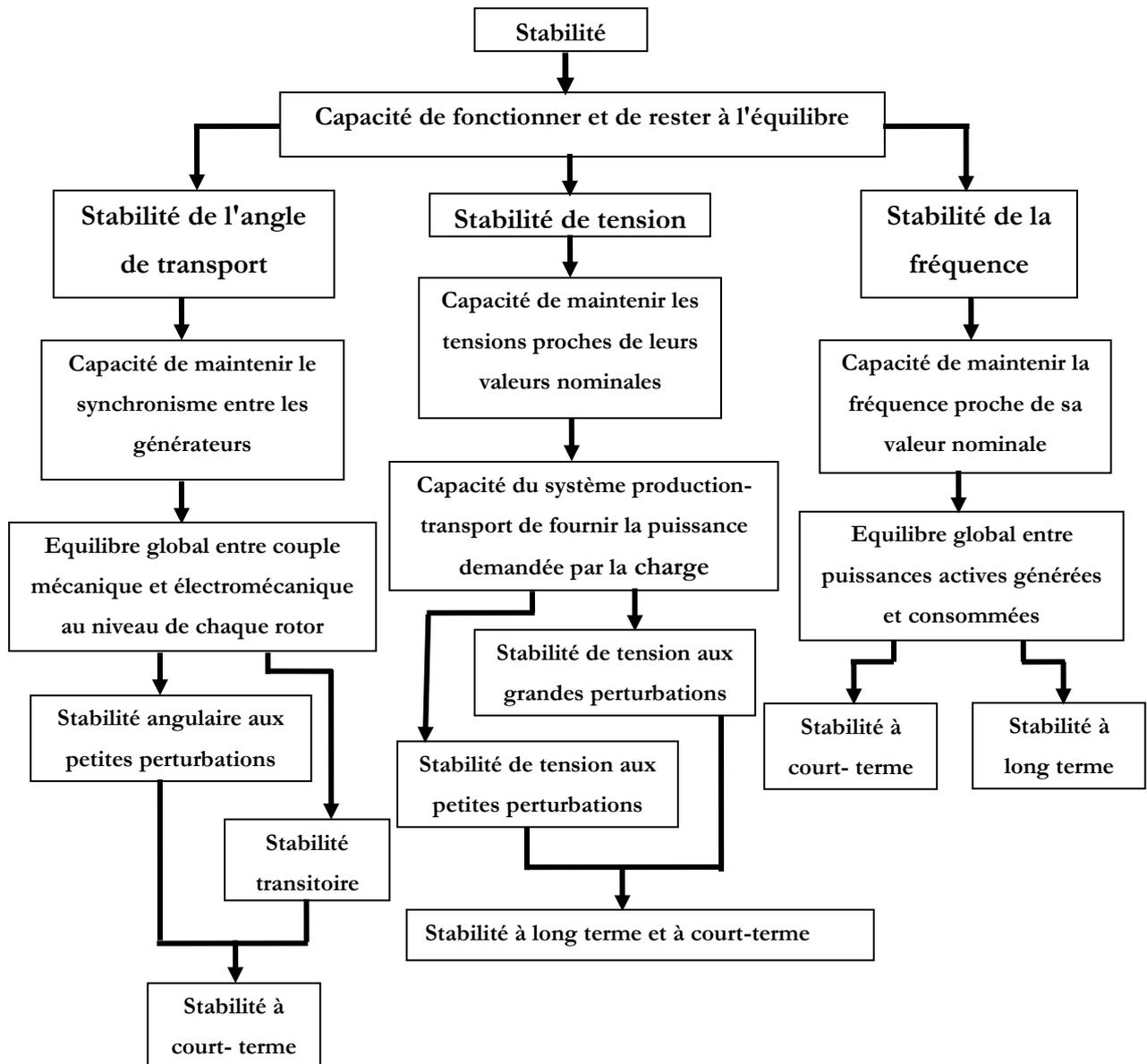


Figure 1.2. Classification de stabilité des réseaux électriques [IEEE/CIGRE-2004]

1.2.4.2. Stabilité de fréquence

Suite à une perturbation sévère, s'il y a la stabilité des angles rotoriques, les écarts entre ceux-ci retournent à une valeur constante. Les vitesses électriques, de toutes les machines synchrones interconnectées sont alors égales et définissent la fréquence du système. La stabilité de la fréquence concerne l'aptitude du système électrique à maintenir la fréquence dans des limites assignées, à la rupture de l'équilibre de production/consommation. L'instabilité de la fréquence due au mouvement de fréquence peut aboutir au déclenchement des groupes de génération ou de charges. La classification du problème de stabilité se base également sur les dispositifs de réglage, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte, les méthodes de calcul de prédiction de la stabilité concernées. La classification détaillée est décrite dans la Figure 1.2. Dans le cadre de notre travail, nous ne nous intéressons qu'au problème de la stabilité angulaire est exactement la stabilité transitoire. La stabilité de la tension et de la fréquence n'est pas l'objet de notre étude [6; 8; 11].

1.2.4.3. Stabilité de l'angle de transport

La stabilité d'angle rotorique est liée à la capacité de chaque générateur du système à maintenir ou à reprendre le synchronisme entre ses couples électromagnétique et mécanique. L'instabilité se manifeste par des augmentations d'amplitude des oscillations angulaires pour certains générateurs, ce qui conduit à la perte de synchronisme avec le système. Le comportement reste le même pour des groupes de générateurs situés dans une même zone, même si le synchronisme persiste à l'intérieur d'un groupe. Pour éviter l'apparition des phénomènes oscillatoires électromécaniques, on installe dans le réseau des équipements spécialisés pour amortir les oscillations de puissance à basse fréquence (0.1 – 2.5 Hz) qui apparaissent entre des régions de production et entre divers générateurs. Ces équipements sont des boucles de retour (correcteurs) qui sont insérées dans les régulateurs de tension des machines [4;15].

Ils ont pour but de fournir un couple opposé aux modes oscillatoires qui se manifestent sur les arbres des machines. Les grandeurs des machines les plus sensibles aux oscillations sont souvent incorporées dans cette boucle comme signaux d'entrée : angle interne, vitesse, puissance électrique, puissance mécanique, fréquence, etc. Un de ces équipements est le stabilisateur d'oscillations de puissance ou PSS. Les différents types de la stabilité de l'angle de transport sont illustrés dans les paragraphes suivants :

a. Stabilité statique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état

d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal. Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [4;15].

b. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable ou de maintenir le synchronisme après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Avec la complexité de systèmes électriques modernes et pour avoir un fonctionnement fiable de ce dernier l'analyse de problème de la stabilité transitoire devient de plus en plus importante. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations; nous pouvons citer [2;16;17]:

- les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines;
- La perte d'ouvrages;
- La perte de groupes de production, etc. [4]

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau [4 ; 15]. La stabilité transitoire dépend :

- Du type de perturbation;
- De la durée de perturbation;
- Du lieu de perturbation;
- De la performance des systèmes de protection (relais, réenclenchement);
- Du point de fonctionnement avant défaut:
 - Niveau de puissance active;
 - Topologie du réseau;
 - Degré d'excitation des machines.
- des caractéristiques dynamiques
 - Des générateurs;
 - Des charges;
 - Des régulateurs mis en place dans les stations;
 - Des stabilisateurs tels que le PSS.

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude de données sorties.

1.2.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité (à cause du retard dans la construction de nouvelles centrales de production d'énergie et de nouvelles lignes de transport, dérégulation du marché d'électricité et interconnexion des réseaux électriques), a donné une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique en temps réel [18] [19]

Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classées en :

- Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
- Méthodes directes énergétiques ;
- Méthodes non linéaires adaptatives;
- Méthodes directes par reconnaissance de forme ;
- Méthodes hybrides.

Dans ce qui suit, un bref aperçu de chacune de ces méthodes est donné.

1.2.5.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique

Les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protection [19].

Le modèle mathématique décrivant la dynamique d'un système pendant et après une perturbation donnée est un ensemble d'équations différentielles de premier ordre. Les méthodes numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont les techniques de Runge-Kutta, d'Euler ou encore celle du prédicteur-correcteur [7]. Les méthodes d'intégration numérique permettent l'évaluation de la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time). L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant le défaut et la phase après l'élimination du défaut. Soit [18]:

- On cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné ;
- On évalue une des deux limites de stabilité : le temps critique d'élimination (CCT pour "critical

clearing time") pour un niveau de puissance donné, ou la limite de puissance pour un temps d'élimination donné.

a. Avantages

- fournir des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs)
- renseigne sur la stabilité ou l'instabilité du système
- la seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité (le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau : saturation, saillance, régulation,..., etc.) [18].

b. Inconvénients

- temps de calcul énorme, la méthode ne peut pas être applicable en temps réel
- la méthode ne peut pas évaluer la marge de sécurité du système [18].

1.2.5.2. Méthodes directes énergétiques

Les inconvénients des méthodes classiques ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles. La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudier tous les accidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs experts, soit des systèmes experts artificiels [18;19]. Les avantages des méthodes conventionnelles, temporelles ou indirectes (qui sont les inconvénients des méthodes directes) s'expriment par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies;
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau;
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais;
- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome". Avec cette hypothèse nous pouvons considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau;
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).

Les avantages des méthodes directes sont :

- La rapidité (le temps de calcul court);
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [18].
- Les méthodes énergétiques peuvent se diviser en deux catégories : méthodes graphiques et méthodes directes de Lyapunov, ce que nous décrivons brièvement dans ce qui suit

La première méthode directe d'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau mono-machine est basée sur le critère d'égalités des aires (Equal Area Criteria). Utilisant les concepts d'énergie, cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre l'équation différentielle. Le temps critique est ensuite déterminé en effectuant une seule intégration numérique du système en défaut. Cette méthode a été par la suite élargie aux réseaux multi-machines [19].

a. Critère des aires égale

Ce critère est basé sur le principe de la conservation de l'énergie cinétique, c-à-d pour un alternateur, la méthode est basée sur l'effet que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle fournie pendant le freinage. [4 ; 20]

A partir de l'équation du mouvement mécanique :

$$\frac{2H}{\omega_b} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (1.6)$$

Où P_a est la puissance d'accélération.

A partir de l'équation (1.6) on peut écrire :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_b}{2H} P_a \quad (1.7)$$

Multipliant les deux membres de l'équation (1.7) par $2\frac{d\delta}{dt}$, on trouve :

$$2\frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_b}{2H} P_a 2\frac{d\delta}{dt} \quad (1.8)$$

C'est la dérivée de l'expression:

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_b}{H} P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (1.9)$$

L'intégrale des deux membres de l'équation, nous donnons:

$$\frac{d\delta}{dt} = \pm \left(\frac{\omega_b}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \right)^{1/2} \quad (1.10)$$

Cette équation donne l'expression de la vitesse différentielle $(\omega_r - \omega_b)$ durant le régime transitoire qui doit être nulle pour que le système soit stable.

Pour que le système soit instable il faut que l'une des deux conditions suivant ne soit pas vérifiée :

$$\begin{cases} P_a(\delta_{\max}) \leq 0 \\ \int_{\delta_0}^{\delta_{\max}} P_a \cdot d\delta \leq 0 \end{cases}$$

1. Critères des aires au cas d'un court-circuit triphasé d'un système mono machine

Considérons un court-circuit triphasé (CC 3ϕ) tel que celui indiqué sur la Figure 1.3 suivante :

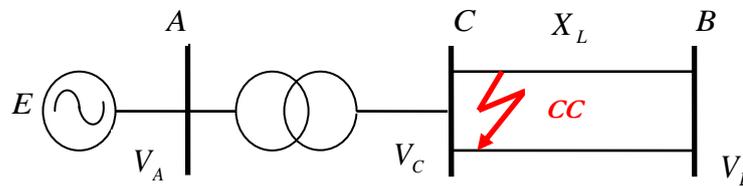


Figure 1.3. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes

Soit A le point de fonctionnement initial ; lorsque le CC apparaît au niveau de jeu de barre C , la tension V_C s'annule et par conséquent la puissance électrique transmise s'annule aussi, alors le point de fonctionnement passe brusquement au point $A'(\delta_0)$ comme montre la Figure 1.4 [4 ; 21]

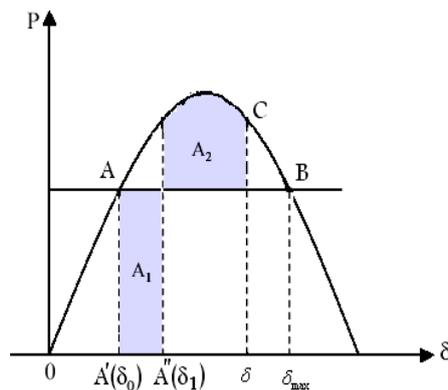


Figure 1.4. Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un CC 3ϕ

Soit t_1 l'instant d'élimination du défaut qui correspond à $A''(\delta_1)$, dans ce cas la puissance électrique revient immédiatement à la caractéristique initiale.

Le système est stable si après quelques oscillations amorties reviennent au point de fonctionnement initial A .

Il existe un temps t_{cr} d'élimination du défaut correspond à l'apparition de l'instabilité. Pour ce temps, le point C confondu avec le point critique B .

D'après la loi des aires :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_{max} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (1.11)$$

Sachant que : $\delta_{max} = \pi - \delta_0$ on trouve

$$\delta_{cr} = (\pi - 2 \cdot \delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0 \quad (1.12)$$

Le temps critique t_{cr} de correction peut être obtenu à partir de l'équation de mouvement :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_b}{2H} (P_m - P_e) \quad (1.13)$$

En intégrant sur l'intervalle $[\delta_0, \delta_{cr}]$, on obtient :

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_b \cdot P_m}} \quad (1.14)$$

Le critère de la loi des aires est limité aux cas monomachine et de deux machines interconnectées, puisque il est difficile d'exprimer P_e en fonction de δ à cause de l'influence mutuelle des machines dans le système multi machine.

2. Critère d'égalité des aires élargi

Pour une perturbation donnée, le système multimachine est décomposé en deux sous-ensembles : l'un comprend l'ensemble des machines dites critiques et l'autre le reste des machines. Ces deux sous-ensembles sont remplacés par deux machines équivalentes qui sont à leur tour remplacées par un système monomachine équivalent. L'application du critère d'égalité des aires élargi (EEAC : Extended Equal Area Criterion) permet de déterminer le temps critique du défaut et d'évaluer les marges de la stabilité transitoire du système d'origine par de simples calculs algébriques. Des chercheurs ont pu appliquer la méthode EEAC pour l'évaluation de la stabilité transitoire du système d'énergie pour les défauts non symétriques comme le déclenchement-réenclenchement d'une phase (technique largement utilisée dans les réseaux d'énergie électrique pour renforcer la fiabilité et la stabilité). La méthode EEAC a été également utilisée pour évaluer la stabilité transitoire des réseaux incluant les lignes HVDC devenues indispensables vu leurs avantages (moindre coût, faibles pertes, connexion asynchrone et renforcement de la stabilité) [19].

3. Critère d'égalité des aires généralisé

Cette méthode (GEAC : Generalised Equal Area Criterion) a été développée en 1985-1986. Elle appartient à la classe des méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie multimachines et peut être utilisée en temps réel vu qu'elle renforce les avantages des méthodes directes et surmonte leurs difficultés. Elle est basée sur une transformation mathématique exacte d'un réseau multimachines à un réseau monomachine équivalent. La méthode permet la définition des indices d'évaluation de la stabilité transitoire et donne ainsi la possibilité de mesurer le degré de stabilité ou d'instabilité du réseau [19].

C'est une méthode très efficace en calcul, les indices de stabilité étant très simples et facilement utilisés pour l'analyse de sensibilité. Ceci rend la méthode très attractive pour la détermination des actions de contrôle préventif en temps réel [19].

b. Méthodes directes de Lyapunov

A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles. Au début, l'idée de Lyapunov associée au principe d'invariance de LaSabelle était utilisée pour estimer les régions de stabilité (surfaces d'attraction) d'un système d'énergie. Plusieurs approches d'évaluation des domaines de stabilité ont été proposées dans la littérature : points d'équilibre instables (UEPs : Unstable Equilibrium Points), surfaces limites des énergies potentielles (PEBS : Potential Energy Boundary Surface), mode de perturbation (MOD : Mode of Disturbance)..., etc. Cependant, l'application de ces méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a rencontré beaucoup de difficultés se résumant par les points suivants [19 ; 22]:

- Les domaines de stabilité estimés ne sont pas exacts (méthodes très conservatrices);
- Seuls des modèles simplifiés des réseaux d'énergie électrique sont considérés;
- Un système réduit contenant uniquement les nœuds machines est considéré pour l'analyse.

1.2.5.3. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme

La méthode de la reconnaissance des formes a été proposée presque en même temps que les approches directes, mais leur véritable essor a vu le jour près de deux décennies plus tard. Elle consiste à décrire le réseau électrique par une modélisation mathématique des situations physiques [19;23].

1.2.5.4. 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 [23].

1.2.5.5. Méthodes hybrides

Ce sont des méthodes basées sur le couplage entre deux méthodes d'évaluation de la stabilité [23].

1.2.6. Amélioration de la stabilité transitoire

1.2.6.1. 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 :

- Les transformateurs ont 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 [4; 23].

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 [23] :

- 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 [4; 23]:

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

1.2.6.2. Amélioration par les moyens moderne

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) [23].

a. Amélioration de la stabilité par les PSS

La fonction du stabilisateur PSS est d'amortir les oscillations du rotor. Il agit sur l'excitation de la machine et constitue une entrée supplémentaire au système d'excitation comme l'illustre la figure (1.5) ci-dessous.

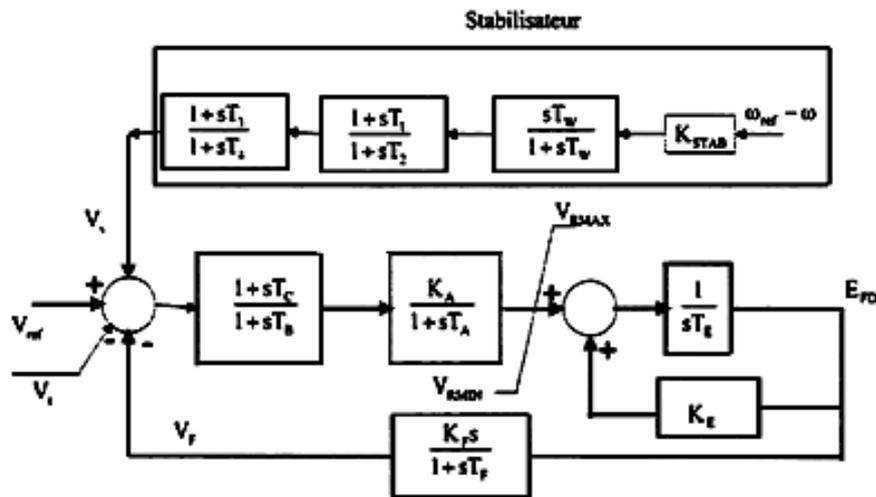


Figure 1.5. Système d'excitation avec PSS

Pour atteindre son objectif le stabilisateur doit produire une composante du couple électrique en phase avec l'erreur de vitesse. Il est constitué d'un gain, d'un filtre passe-haut et d'un compensateur de phase.

Le gain détermine le niveau d'amortissement du PSS. Le filtre passe-haut annule l'action de ce dernier à la vitesse nominale permet ainsi au PSS de ne réagir qu'aux variations de vitesse. Le compensateur de phase fournit une avance de phase qui compense le retard de phase entre l'entrée de l'excitatrice et le couple électrique [24 ; 25].

Une méthode de calcul des paramètres du PSS est fournie dans [26]. Le stabilisateur est capable d'amortir les oscillations locales et entre zones de fréquences comprises dans une certaine plage. Ces stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique. 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 [24 ; 25 ; 27].

b. Amélioration de la stabilité par les FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [4]. 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 ». Ou bien on peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique (la tension, l'impédance de la ligne, et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne utilisant l'UPFC comme montre la figure (1.6) suivante [28; 29].

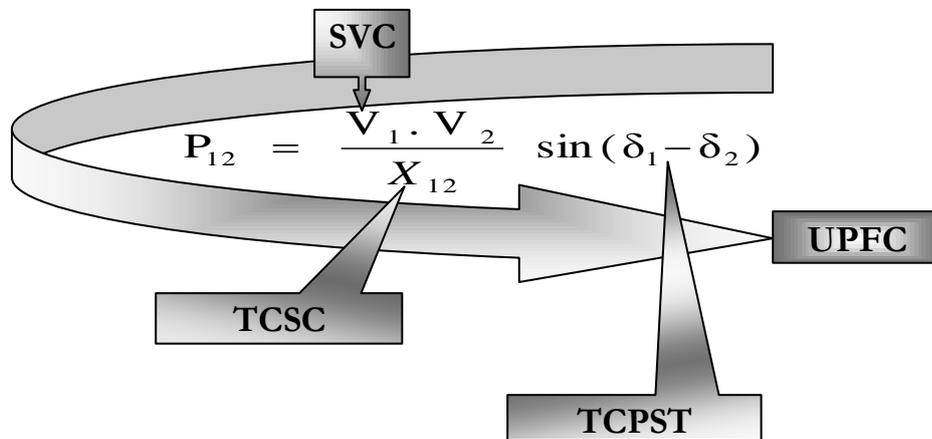


Figure 1.6. Rôle de différents types des FACTS

1.2.7. Méthodes Analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec PSS

Les systèmes FACTS et le PSS sont appliqués à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. A cet égard des différentes études ont été faites pour l'amélioration de la stabilité transitoire utilisant le PSS et les différents types de FACTS et exactement l'UPFC.

1.2.7.1. Méthodes directes énergétiques

J. Machowski et al [30] ont utilisé la méthode directe énergétique basée sur la fonction d'énergie de Lyapunov pour étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques. Ils ont présenté le modèle non linéaire d'un système multi-machine pour l'analyse de la stabilité transitoire. Le système est équipé des contrôleurs PSS et AVR (Figure (1.7)).

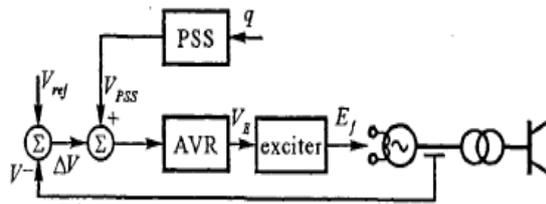


Figure 1.7. Diagramme pratique de système du contrôle d'excitation

Les résultats de simulation obtenus pour un système à 4G-2zones de la figure (1.8) ont montré la performance de la méthode directe de Lyapunov pour l'amélioration de la stabilité transitoire utilisant le PSS.

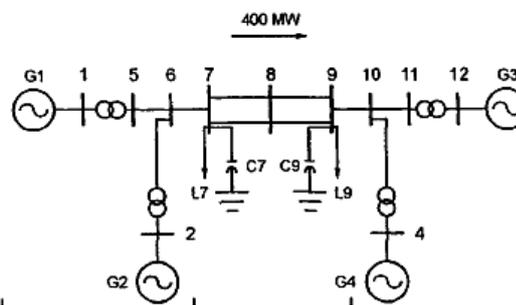


Figure 1.8. Réseau utilisé

1.2.7.2. Méthode adaptatives

Les auteurs Salah G. Foda [31] Sandra Milena et al [32] et N. I. Voropai, et P. V. Etingov [33], ont utilisé les techniques adaptatives pour analyser la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Salah G. Foda [31] est fait une étude comparative entre le CPSS (conventionnel PSS) et l'ANNPSS (artificiel neural network based power system stabiliser) pour le contrôle de l'excitation d'une machine synchrone fonctionne en différente conditions. Un ANNPSS est appliqué pour le contrôle de l'excitation d'une machine synchrone connecté à un réseau de jeu de barre infini par un transformateur et les lignes de transmission comme montre la figure (1.9). Les entrées de contrôleur ANNPSS sont la variation de la vitesse $\Delta\omega$ et la variation de la tension ΔV_t et ces sorties sont la tension de référence V_{ref} et la tension V_t de l'excitation de la machine synchrone.

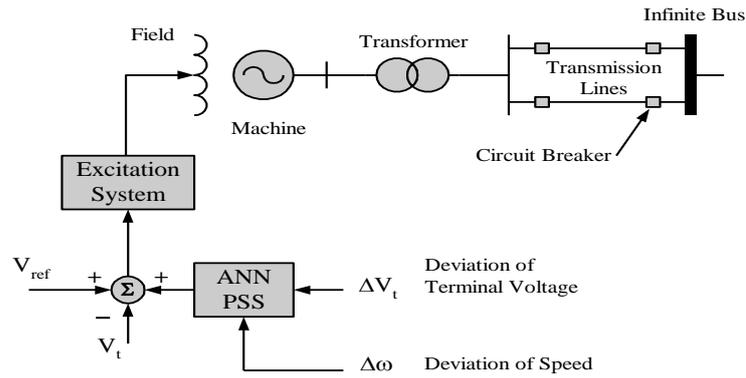


Figure 1.9. Schématique diagramme d'un système de JB infini avec ANN-PSS

Le RNA utilisé dans cette étude est présenté dans la figure (1.10) il se compose d'une:

- couche d'entrée comporte deux neurones qui sont présenter la variation de la vitesse $\Delta\omega$ et de la tension ΔV_t ;
- couche cachée à huit neurones;
- couche de sortie qui est purement linéaire et a seulement un neurone de la sortie U_{PSS} .

Ce réseau de neurone est choisi parce qu'il peut être formé pour fonctionner arbitrairement. L'étude trouve que le ANN-PSS est plus performant pour l'amélioration de la stabilité transitoire que le CPSS.

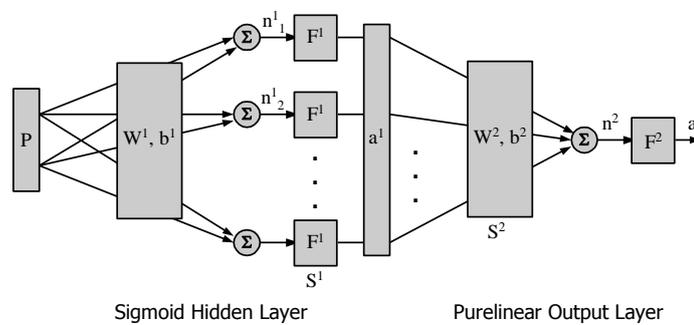


Figure 1.10. Deux couches ANN-PSS

L'architecture du PSS proposé par SANDRA MILENAET al [32], est représentée dans la figure (1.11). Ils ont utilisé deux réseaux neurones, un nommé contrôleur de base qui est utilisé pour produire un signal du contrôle supplémentaire au système d'excitation, et un autre contrôleur supplémentaire utilisé pour améliorer la performance du contrôleur de base. L'entrées de contrôleur est la puissance active P_a et sa sortie la tension U_{PSS} .

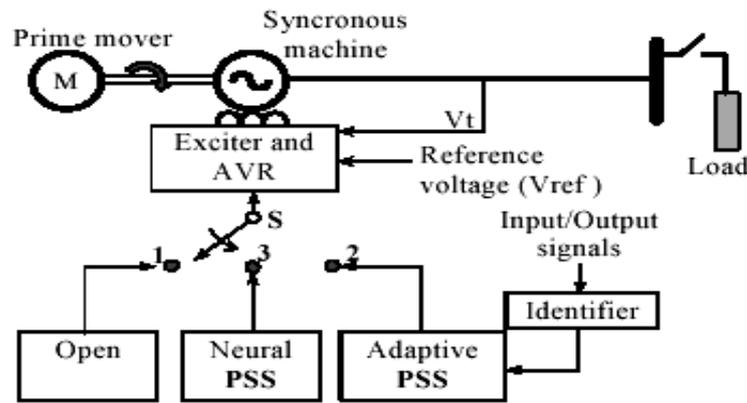


Figure 1.11. Structure du système vrai réalisé au laboratoire

Le RNA utilisé dans cette étude se compose d'une:

- couche d'entrée de trois entrées;
- couche cachée à quinze neurones;
- couche de sortie a seulement un neurone de la sortie U_{PSS} .

La performance du NPSS a été comparée avec le AVR et le adaptatif PSS. Les résultats sont obtenus pour des différentes conditions du fonctionnement de réseau étudié.

- Variations de la valeur de la tension de référence V_{ref} ;
- Variations dans la charge,
- Et finalement un court-circuit triphasé.

N. I. VOROPAI, ET P. V. ETINGOV [33] ont montré que l'amélioration de la stabilité transitoire par le FLPSS (fuzzy-logic power system stabiliser) est plus performante que le CPSS. Les paramètres du FPSS sont optimisés utilisant l'AG (algorithme génétique). Un ANN (artificial neural network) est utilisée pour l'estimation de l'erreur. La structure de FLPSS est présentée dans la figure (1.12). C'est un régulateur qui utilise généralement un plan avec deux entrées qui sont la variation de la vitesse $\Delta\omega$ et la puissance d'accélération ΔP .

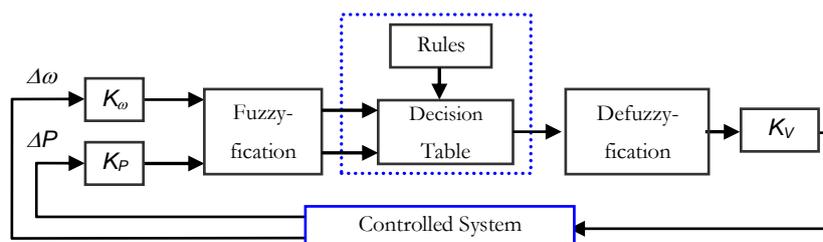
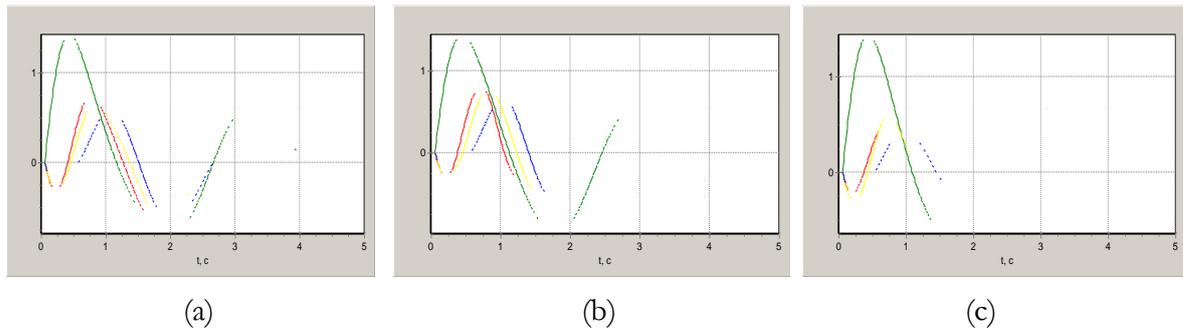
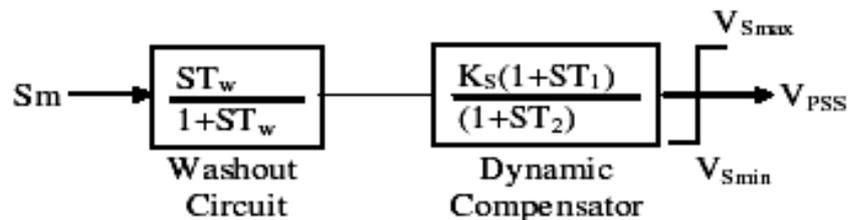


Figure 1.12. Structure de FLPSS

Les résultats de simulation (Figure (1.13)) sont obtenus pour un réseau réel consiste de plus de 200 JB, de 40 générateurs, plus de 250 lignes de transmission et transformateurs soumis au différent types de défaut:

**Figure 1.13.** Réponses du système :(a) pour CPSS, (b) pour FLPSS, (c) pour FLPSS réglé par GA.

T.R. JYOTHSNA ET K. VAISAKH [34] ont évalué l'efficacité et la robustesse d'un NPSS (Nonlinear Power System Stabiliser) en comparaison avec le CPSS (Figure (1.14)), pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système multimachine.

**Figure 1.14.** Modèle de CPSS utilisé

Les constantes du temps T_1 , T_2 et T_w pour ce CPSS sont bien réglés utilisons le GA, pour des conditions du fonctionnement variées. Le NPSS proposé est utilisé pour le contrôle des trois paramètres principaux qui affectent la stabilité du système; à savoir la tension, la vitesse, et la puissance dans une manière coordonnée. Dans cette étude, une loi de réponse nonlinéaire qui convertit un système nonlinéaire en un système linéaire décentralisé de boucle fermée au temps variable a été proposée. La performance de contrôleur proposé est examinée dans un système de 3G-9JB. La figure (1.15) suivante montre les résultats de simulation obtenue:

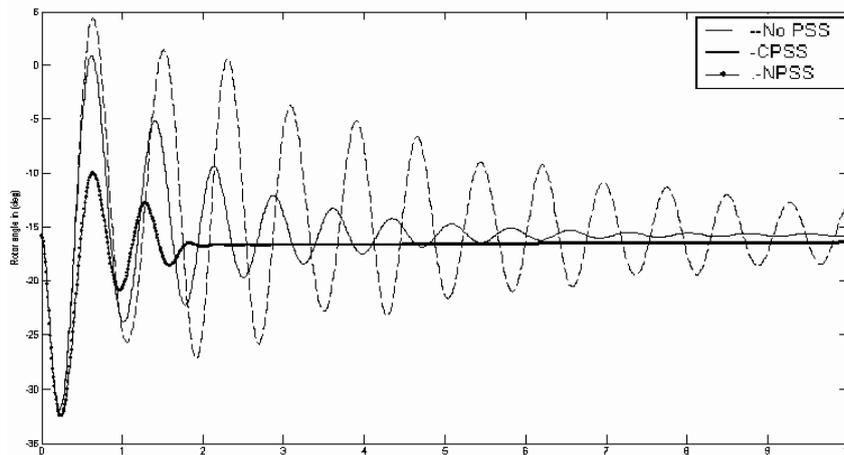


Figure 1.15. Angle rotorique de G1 pour un défaut triphasé

1.2.7.3. Méthode hybride

José A. L. BARREIROS et al [35] ont présenté un RN par est un ensemble des paramètres du contrôleur; calculé précédemment en différents points de fonctionnement de système utilisé la méthode du placement des pôles. Le NPSS proposé a un statique ANN et ses entrées sont la puissance active et la puissance réactive de générateur. Le réseau a aussi:

- Deux couches cachées se composent de 10 neurones chacune, utilisant une fonction non-linéaire.
- Une couche de sortie utilise une fonction linéaire à 5 neurones, en représentant les paramètres du contrôleur (Figure (1.16)).

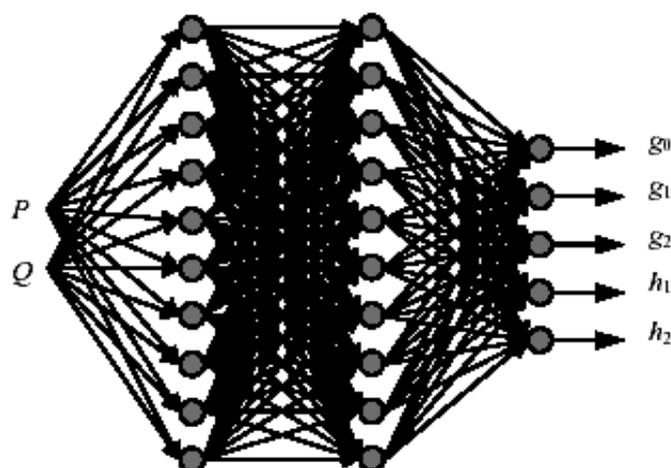


Figure 1.16. Structure de NPSS

Les résultats de simulation sont obtenus en appliquant un court-circuit triphasé à l'instant $t=5s$, de durée 100ms dans un réseau de JB infinie (SMIB). Ces résultats montrent la performance de contrôleur proposé comme montre la figure (1.17) suivante:

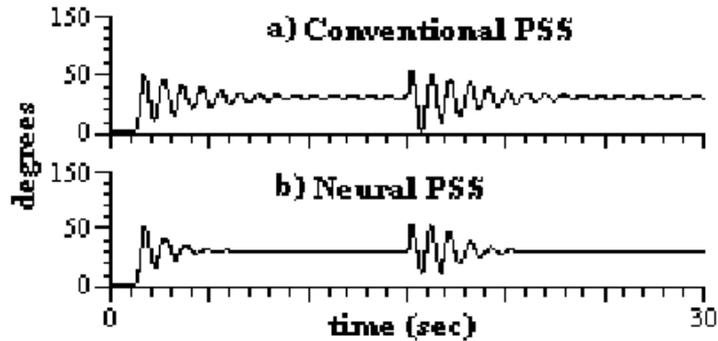


Figure 1.17. Angle rotorique en fonction de temps

1.2.8. Méthodes analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec UPFC

Ces méthodes sont représentées en:

1.2.8.1. Méthodes directes énergétiques

KAZEMI et al [36] ont utilisés la méthode directe énergétique basée sur la fonction d'énergie de Lyapunov pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'UPFC. Ils ont présenté un modèle d'UPFC connecté à un réseau de JB infinie (Figure (1.18.a)). D'où la partie série de l'UPFC est modélisé par une réactance série X_a et par un transformateur idéal de rapport de transformation η . La partie shunt de l'UPFC est modélée par une susceptance shunt B_r , contrôlable (Figure (1.18.b)) comme dans l'article [43].

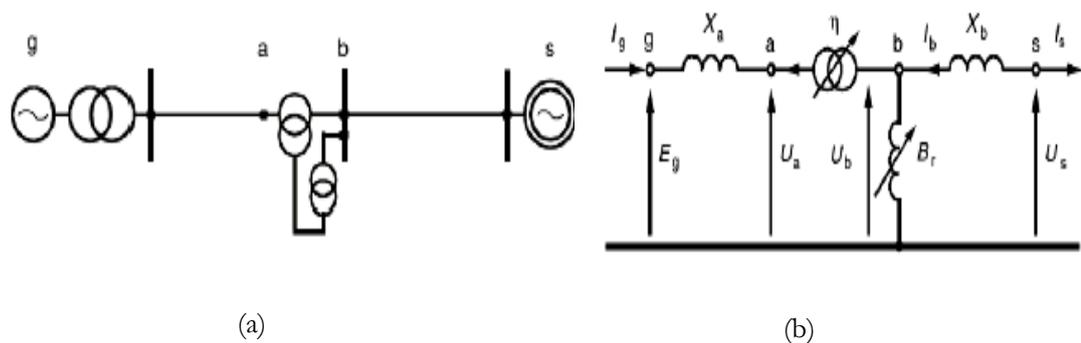


Figure 1.18. SMIB avec UPFC: (a) Schématique diagramme; (b) model d'une seule phase avec UPFC

L'efficacité de la méthode de LYAPUNOV a été comparé avec la méthode de variable d'état en deux systèmes: un réseau de JB infinie (SMIB) et un réseau de trois générateurs (Figure (1.19)).

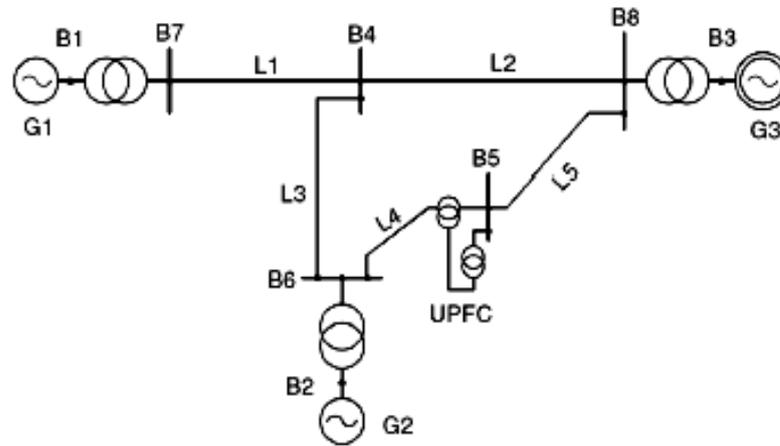


Figure 1.19. Réseau utilisé

Les résultats de simulation sont obtenus pour un défaut triphasé aux différents emplacements avec différentes durées (Figure (1.20)). Ces résultats montrent que le contrôle de la partie série de l'UPFC par la méthode de variable d'état peut améliorer la stabilité transitoire, mais le contrôle simultané des deux parties série et shunt de l'UPFC peut amortir les oscillations de la tension par la méthode directe de Lyapunov.

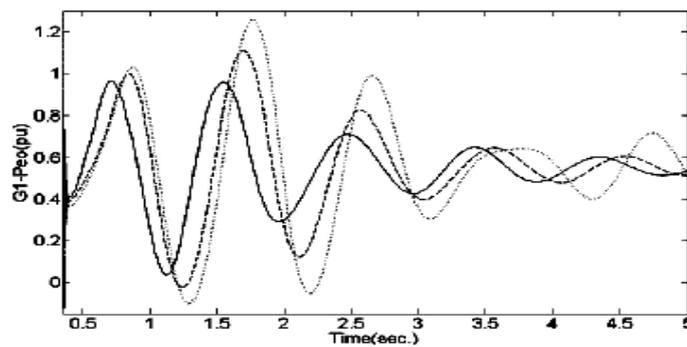


Figure 1.20. Puissance active de G1 pour un défaut triphasé au JB6

1.2.8.2. Méthode de variable d'état

KAZEMI et al [36] et GHOLIPOUR et al [37] ont utilisés la méthode de variable d'état pour étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques.

KAZEMI et al [36] ont présenté une stratégie de contrôle du variable d'état qui a été déterminée utilisant des signaux disponibles de la puissance active et la puissance réactive locale. Cette méthode a été comparée avec la méthode directe de Lyapunov comme citer plus haut.

GHOLIPOUR et ses collègues [37] ont proposés une nouvelle méthode basée sur les variables d'état utilisant la mesure locale de la puissance active et la puissance réactive. L'objectif de cette étude est de choisir les paramètres d'UPFC pour réaliser l'objectif souhaité pour résoudre le problème de première oscillation de stabilité. Ils ont présenté le modèle mathématique d'UPFC (Figure (1.21)) pour étudier les relations entre le système électrique et l'UPFC à l'état stable.

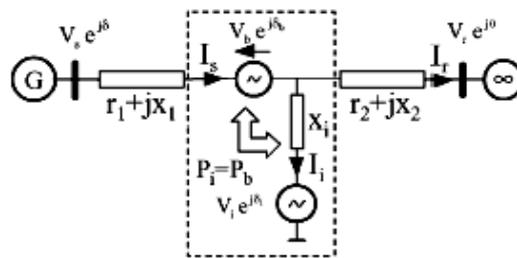


Figure 1.21. Modèle mathématique d'UPFC

La figure (1.22) montre un UPFC connecté à la fin de la ligne d'un réseau de JB infini en utilisant le logiciel EMTP/ATP. Les résultats de simulation sont obtenus pour un défaut triphasé (entre 0.2 et 0.4s) lorsque le générateur fonctionne à 70% de sa capacité estimée. Ces résultats montrent que dans cette nouvelle méthode l'oscillation de la puissance active est amortie plus rapidement par rapport aux autres méthodes tel que le "paramètre optimale", "variable d'états", et "modèle d'injection".

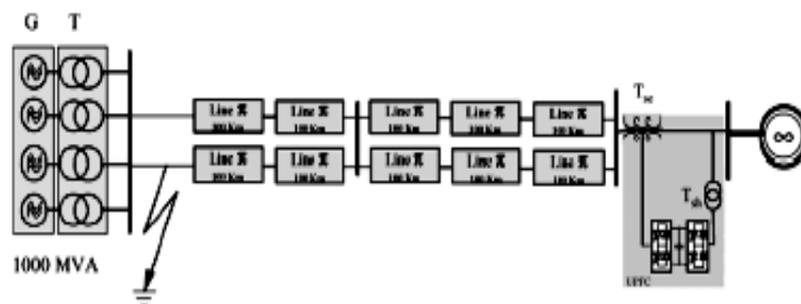


Figure 1.22. UPFC connecté à la fin d'une ligne d'un réseau de JB infinie

1.2.8.3. Méthodes adaptatives

Les auteurs MISHRAET et al [38], MOK et al [39] ont utilisé les méthodes adaptatives pour l'amélioration de la stabilité transitoire utilisée l'UPFC.

Un UPFC a été conçu avec l'application des techniques intelligentes tel que la combinaison entre le réseau neurone et la logique floue (Figure (1.23)), par les auteurs S. MISHRA ET al [38]. Le contrôleur Flou utilisé dans cette étude a deux entrées (erreur et addition d'erreur) lesquels sont dérivé et la variation de la puissance active au JB connectant l'UPFC.

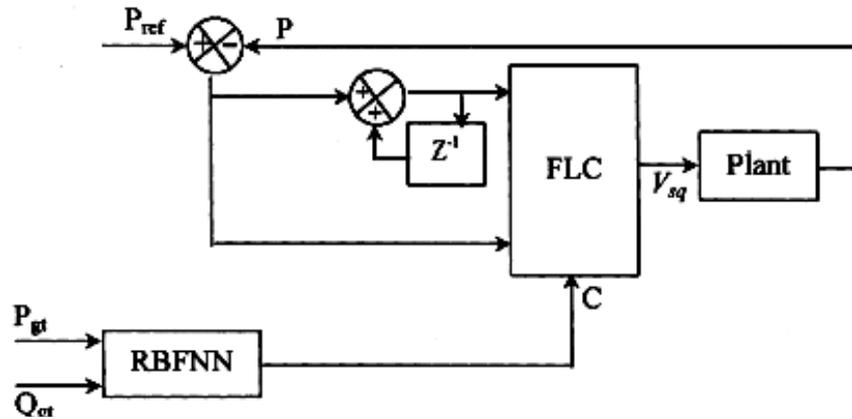


Figure 1.23. Schéma bloc du régulateur neuro-flou

Le contrôleur flou de type "MUMDANI " avec centre constant pour les classes des sorties ne peut pas exécuter d'une manière satisfaisante dans toutes les conditions du fonctionnement, pour le rendu variable on utilise le réseau de neurone. Les entrées à la fonction de base de réseau neurone radial RBFNN (radial basis function neural network) sont prises comme la puissance active et réactive au JB du générateur pendant le défaut, alors que sa sortie est le centre optimal du contrôleur flou. La valeur optimale de centre du contrôleur flou aux différentes conditions du fonctionnement est obtenue par le critère d'erreur absolue intégrante (ITAE), considérant la variation de l'angle du rotor $\Delta\delta$ comme erreur. La performance du nouveau contrôleur neuro-flou est évaluée dans un réseau SMIB soumis aux différents types de défauts utilisés le MATLAB. Ce contrôleur présente un meilleur amortissement des oscillations de puissance comparant au contrôleur PI et au contrôleur Mamdani (Figure (1.24)).

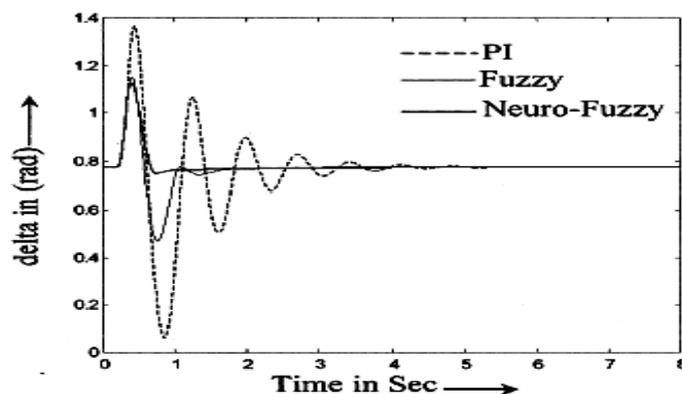


Figure 1.24. Angle rotorique en fonction de temps pour les trois contrôleurs

T.K. MOK et al [39], ont utilisé un contrôleur flou pour bien amortir les oscillations de puissance des lignes des réseaux interconnecté lors d'un défaut par l'UPFC (Figure (1.25)).

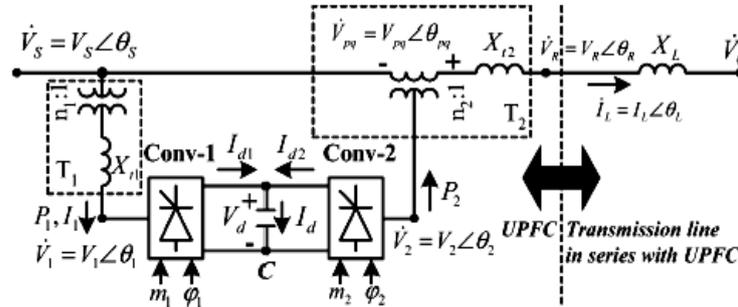


Figure 1.25. Ligne de transmission avec UPFC

La figure (1.26.a) présente la structure du contrôleur flou et l'UPFC utilisé dans cette étude; où son entrée est la puissance active de la ligne P_L connectant l'UPFC et sa sortie est le signal amortisseur dmp_sig qui peut être envoyé au contrôleur principal de la partie série et la partie shunt d'UPFC [Figure (1.26.b), (1.26.c)] pour amortir les oscillations de puissance.

Les paramètres de FDC (Fuzzy Damping Controller) sont optimisés utilisant la méthode GDT (Gradient Descent Training) et le GA (Genetic Algorithm). Les résultats de cette étude ont montré l'efficacité de FDC d'améliorer la stabilité transitoire, et que l'utilisation de la méthode GDT pour la détermination des paramètres du FDC est plus efficace que l'AG car il converge rapidement.

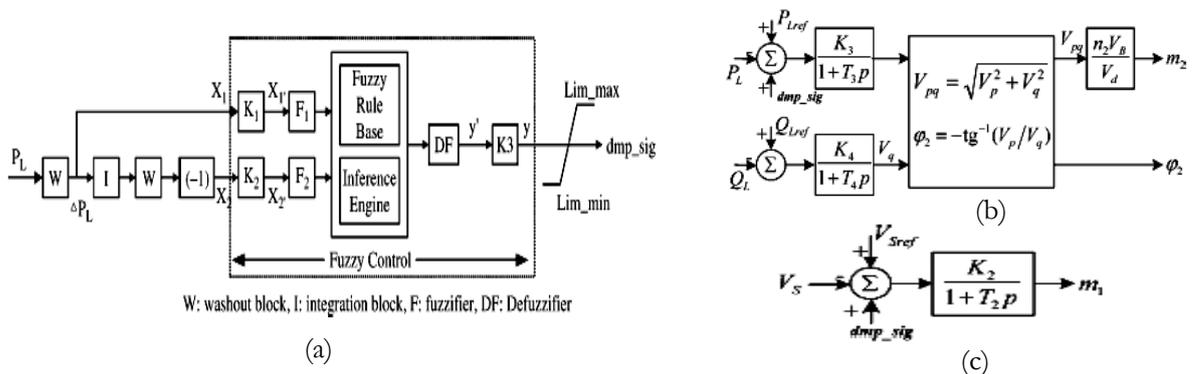


Figure 1.26. Le contrôleur flow d'UPFC

1.2.8.4. Méthode dynamique de phase

LIU et al [40] introduite une nouvelle approche de simulation pour exprimer l'analyse effective de la stabilité transitoire avec l'UPFC utilisé le modèle dynamique de ce dernier (Figure (1.27.a)).

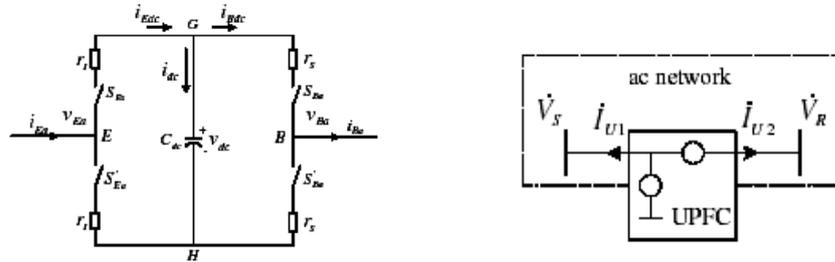


Figure 1.27. (a) Circuit équivalent d'une phase d'UPFC (b) L'interface réseau- UPFC

Ils ont devisé le système qui contient l'UPFC en deux parties comme montre la figure (1.27.b): la première partie est l'UPFC qui devrait être modélisé utilisé la méthode de la dynamique de phase nommé UPFC subsystem. L'autre est le reste de réseau (générateurs, charges...etc.) qui présenter par le modèle statique Quasi, nommé AC-network. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de ce modèle pour analyser la stabilité transitoire. Ces résultats sont obtenus en appliquant un défaut triphasé au niveau de JB3 dans un système à 4G- deux zone (Figure (1.28)) sous environnement MATLAB.

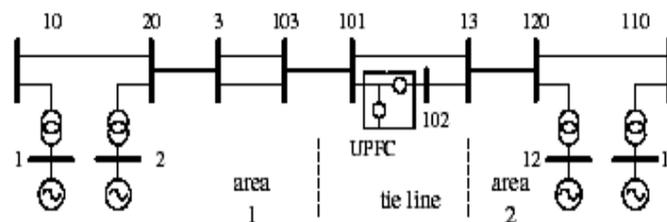


Figure 1.28. Système de puissance utilisé

Trois cas sont étudiés:

- Le système ne contient pas l'UPFC;
- L'UPFC est modélisé par le TP (traditional phasor model);
- L'UPFC est modélisé par le DP (dynamic phasor model).

1.2.8.5. Méthode d'injection courant

Les auteurs KIM et al [41] ont utilisé la méthode d'injection courant pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique multi machine et de plusieurs zones utilisant l'UPFC. Les difficultés de modéliser l'UPFC dans les simulations dynamiques est que d'injection d'une tension par le convertisseur série est superposé à la tension latérale de convertisseur shunt c'est pour ça les chercheurs CHONHOE

KIM et all [41] ont utilisé le modèle d'injection courant d'UPFC (Figure (1.29.b)) pour améliorer la stabilité transitoire d'un système multimachine. Donc la partie série est convertie à son équivalent parallèle c.à.d on convertie la source de courant à une source de tension pour mieux calculer le courant injecté par l'UPFC utilisant la méthode de Newton Raphson.

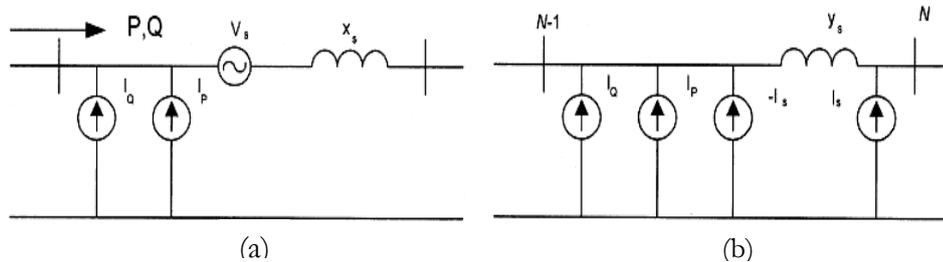


Figure 1.29. (a) modèle d'UPFC (b) son équivalent: le modèle d'injection courant.

L'étude de la performance de méthode proposée est vérifiée dans un système à deux zones, quatre générateurs comme montre la figure (1.30). L'UPFC est installé entre le JB7 et JB9. Un défaut triphasé de 6 cycles est appliqué au niveau de JB de charge de première région à l'instant $t=0.5s$. Les résultats de simulation montre que l'utilisation de modèle proposé estimer les caractéristiques dynamiques et améliorer la stabilité transitoire du système étudié.

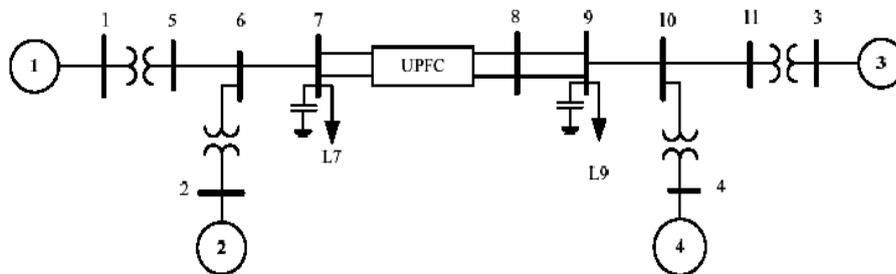


Figure 1.30. Système de puissance à deux zones utilisé

1.2.8.6. Méthode d'injection de puissance fictif

KUM KRATUG [42] a été utilisé la méthode d'injection de puissance fictif pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux électrique multi machine utiliser l'UPFC. Dans cette étude un UPFC est insérée entre les JB "m" et "n" d'un système de puissance comme montre la figure (1.31.a). L'UPFC peut être modélé comme une injection de puissance fictive active et réactive au JB "m" et "n", respectivement comme montre la figure (1.31.b) suivante.

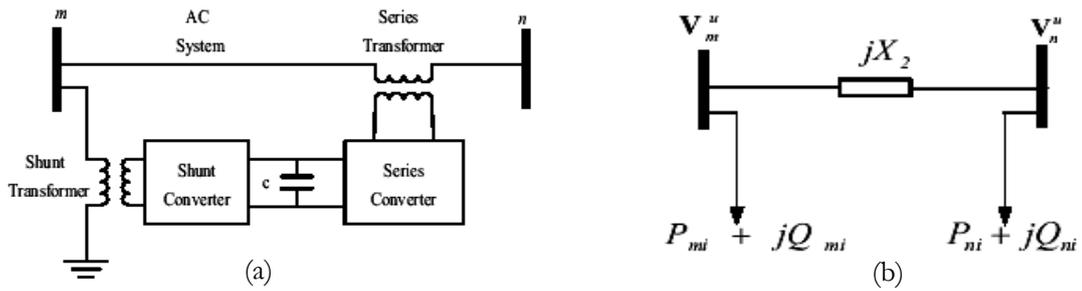


Figure 1.31. (a) Configuration d'UPFC, (b) Modèle d'injection de puissance fictive d'UPFC

Les puissances fictives active P_{mi}^u et réactive Q_{mi}^u au JB "m" est donnée par:

$$P_{mi}^u = -abV_m^u V_n^u \sin(\theta_{mn}^u + \alpha)$$

$$Q_{mi}^u = -I_q V_m^u - ab(V_m^u)^2 \cos(\alpha)$$

Ou:

- a : L'amplitude de tension de convertisseur série d'UPFC;
- α : L'angle de tension de convertisseur série d'UPFC;
- I_q : Courant de convertisseur shunt d'UPFC;
- b : Susceptance équivalente entre les JB "m" et "n";
- V_m^u : L'amplitude de tension JB "m";
- θ_{mn}^u : La différence d'angle de tension entre les JB "m" et "n";

Dans cet article, l'UPFC qui est installé au système de puissance (Figure (1.32. a)) est représenté par son circuit équivalent dans la figure (1.32. b). Le système de puissance peut représenter par un générateur de tension de la réactance transitoire E' et la matrice admittance réduite Y_{int} . Il est possible de convertir le modèle d'injection de puissance fictif d'UPFC par son modèle équivalent (une susceptance variable).

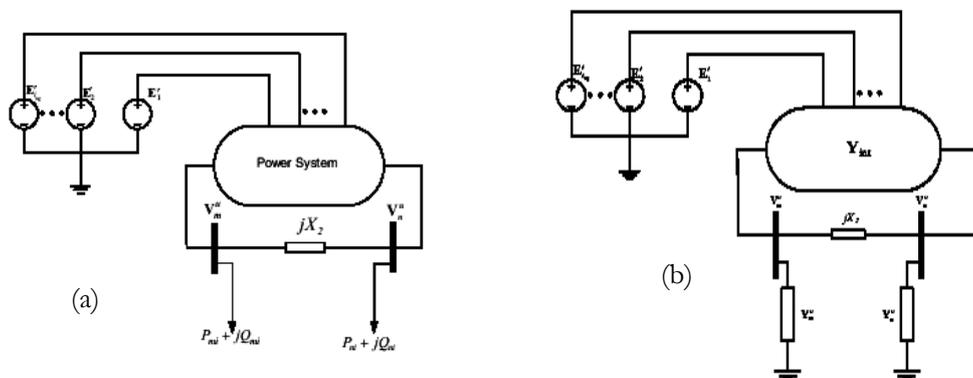


Figure 1.32. Système électrique avec un UPFC : (a) modèle d'injection de puissance fictive d'UPFC
(b) UPFC modélisé par susceptance

Comme dans l'article [41] l'étude de la performance de la méthode d'injection de puissance fictive proposée est vérifiée dans un système à quatre générateurs (Figure (1.30)). Un défaut triphasé est appliqué au niveau de JB8 à l'instant $t=100\text{ms}$. Les résultats de simulation montrent que l'utilisation de modèle proposé peut améliorer la stabilité transitoire du système étudié.

1.2.9. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire avec PSS et UPFC

1.2.9.1. Méthodes directes énergétiques

ROBAK et al [43] ont fait une étude comparative entre l'influence des deux contrôleurs PSS et UPFC sur la stabilité transitoire basée sur la méthode directe de LYAPUNOV. Le problème de réglage approprié de PSS a paru, surtout dans les conditions de livraison du système de puissance. Ce problème a été résolu pour un système non-linéaire utilisant la méthode de LYAPUNOV. Le PSS utilisé dans cette étude est constitué d'une boucle supplémentaire au régulateur automatique de la tension (AVR) comme montre la figure (1.33) suivante.

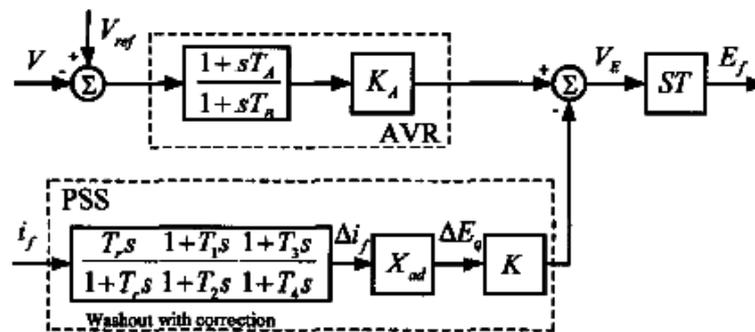


Figure 1.33. Schéma du block de PSS et AVR

Dans cette étude, la partie série de l'UPFC est modélé par un transformateur idéal de rapport de transformation complexe η , pendant que sa partie shunt est modélé comme une susceptance contrôlé β comme montre la figure (1.18).

Les résultats des simulations sont obtenus pour différents types de défaut pour les cas suivants:

- Cas1: Système avec AVR;
- Cas2 : Système avec AVR et PSS;
- Cas3 : Système avec AVR et UPFC;
- Cas4 : Système avec AVR, UPFC et PSS.

La robustesse des contrôleurs proposés a été prouvée pour un défaut triphasé de durées 150ms dans un système de 3G. Il a été montré que la méthode directe de LYAPUNOV pourrait être appliquée facilement pour les contrôleurs proposés, et que les deux contrôleurs PSS et UPFC fournissent un bon amortissement des oscillations de puissance avant défaut mais l'action de PSS est mieux que l'UPFC pendant défaut.

1.2.9.2. Méthode utilisant le modèle Phillips-Heffron

Les auteurs AL-AWAMI, et al [44], et DHURVEY, CHANDRAKAR [45], HOSSEIN SHAYEGHI et al [46], ont utilisé le modèle de Phillips-Heffron pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'UPFC.

Les auteurs AL-AWAMI, et al [44], ont fait une étude comparative entre le PSS et les différents types des FACTS tel que le TCSC, TCPS, SVC et l'UPFC qui sont utilisés pour améliorer la stabilité transitoire. Le problème de la représentation de ces contrôleurs est formulé comme un problème d'optimisation, qui doit être résolu utilisant le PSO (qui cherche les paramètres optimaux des contrôleurs donnés).

Plusieurs processus ont été proposés dans cet article pour modéliser l'UPFC pour l'étude de la stabilité transitoire. Basé sur le modèle de NABAVI-IRAVANI, Wang a développé deux modèles d'UPFC lesquels ont été introduits dans le modèle PHILLIPS-HEFFRON. Dans cette étude un système SMIB avec UPFC est représenté (Figure (1.34)).

L'UPFC consiste d'un transformateur d'excitation (ET), un transformateur secondaire (BT), deux convertisseurs de tension (VSC), et un lien de condensateur (DC) comme montre la figure (1.34) suivante:

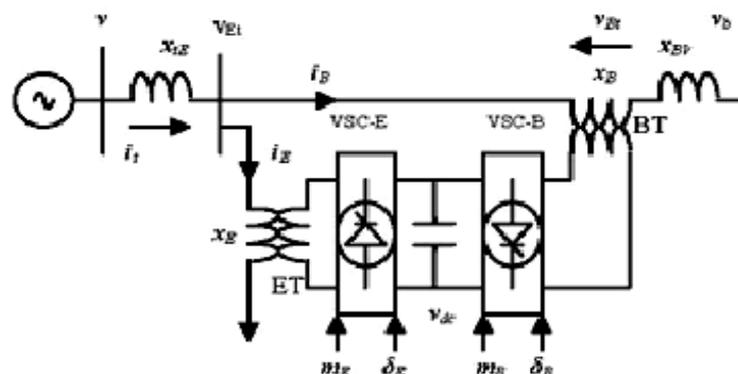


Figure 1.34. Système SMIB équipé d'un UPFC

Les quatre signaux du contrôle d'UPFC sont:

- m_E : le module de rapport d'amplitude d'excitation,
- m_B : le module de rapport d'amplitude secondaire,
- δ_E : l'angle de phase d'excitation,
- δ_B : l'angle de phase secondaire.

Les résultats de simulation présentée dans la figure (1.35) montrent la différence entre l'impact de PSS et les différents types FACTS sur l'angle rotorique de générateur et la tension de JB lors d'un défaut triphasé de 6 cycles.

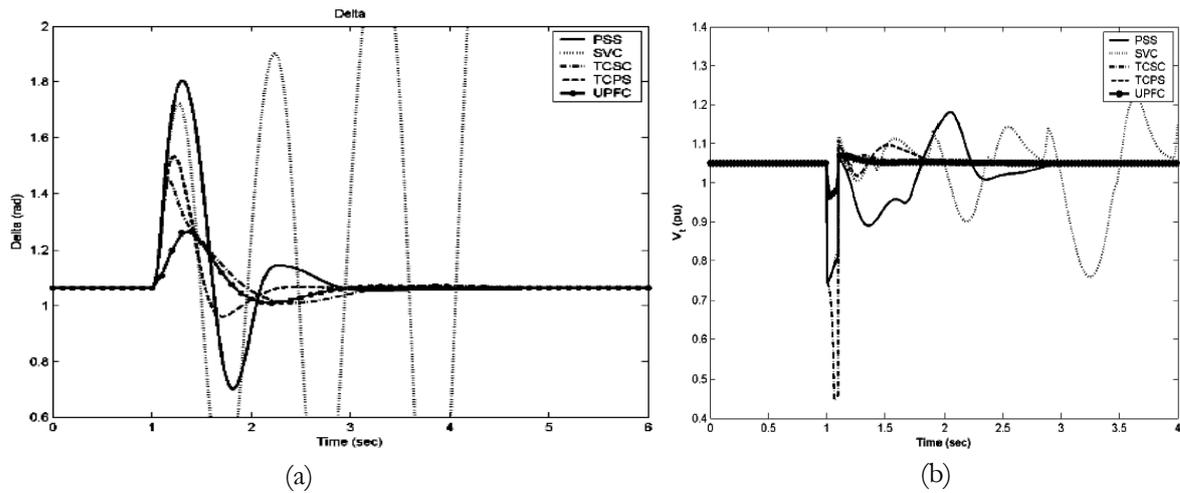


Figure 1.35. Réponse de système pour un défaut triphasé de 6cycle:
 (a) angle rotorique, (b) tension de JB

DHURVEY et CHANDRAKAR [45], ont présenté une nouvelle approche pour déterminer les signaux du contrôle efficaces pour l'amortissement des oscillations de puissance et d'améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques. C'est pour ça une étude comparative entre l'UPFC, le POD (Power Oscillation Damping Controller), et le PSS a été fait par ces chercheurs. Le diagramme du bloc de la fonction du transfert de PSS est montré dans la figure (1.36) suivante:

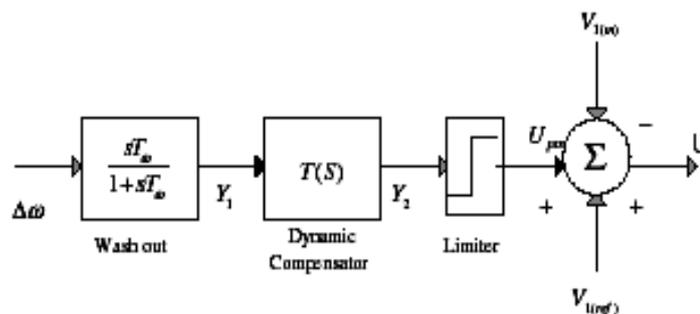


Figure 1.36. Diagramme du bloc de la fonction du transfert de PSS

Pour l'analyse de la stabilité transitoire, le modèle modifié Phillips-Heffron d'un système SMIB avec UPFC est établi comme montre la figure (1.37). Les paramètres de POD sont optimisés utilisant le NCD (Nonlinear Control Design Blockset).

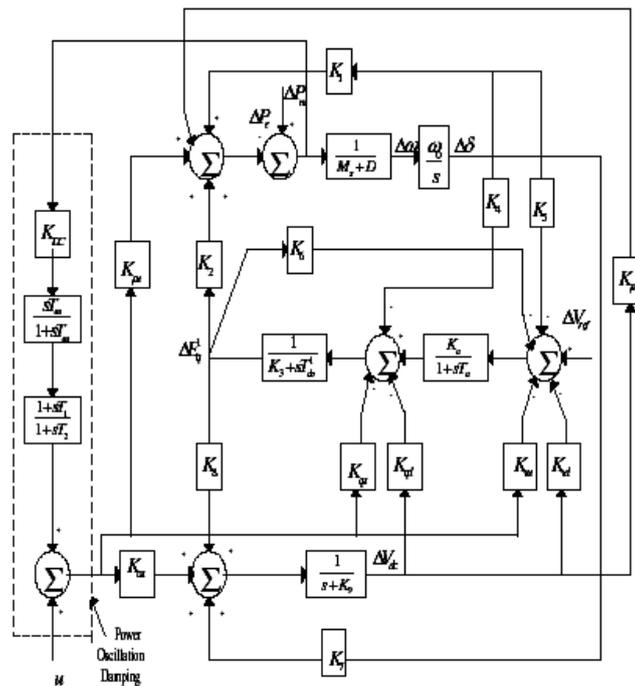


Figure 1.37. Modèle modifié Phillips-Heffron d'un système SMIB avec UPFC

Les résultats de simulation montrent que l'UPFC est plus performant pour l'amélioration de la stabilité transitoire, et que le POD est plus efficace à l'amortissement des oscillations de puissance et d'amélioration de la stabilité transitoire que le PSS.

HOSSEIN SHAYEGHI et all [46], ont utilisé le modèle linéaire Phillips-Heffron (Figure (1.37)) d'un système électrique équipé d'un UPFC pour améliorer la stabilité transitoire de ce dernier.

Une étude comparative a été faite entre l'influence d'UPFC et de PSS sur la stabilité pour différentes conditions de fonctionnement de système; qui a été formulé comme un problème d'optimisation, lequel est résolu par un PSO (Particle Swarm Optimization Algorithm).

La performance du contrôleur proposé est vérifiée sous conditions transitoires en appliquant un défaut triphasé de 6 cycles à $t = 1$ sec, au milieu de ligne de transmission. Les résultats de simulation (Figure (1.38)) montrent l'influence des deux contrôleurs sur la réponse de système. Ces résultats montrent que l'influence combinée d'UPFC et de PSS est plus performante que le PSS et l'UPFC pour

l'amortissement des oscillations de puissance et que le PSO à une excellente capacité d'amortissement des oscillations de puissance et d'améliorer la stabilité de système d'étude.

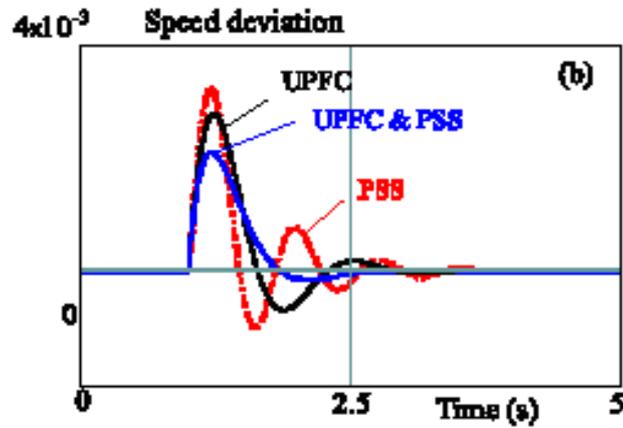


Figure 1.38. Réponse de système

1.3. Conclusion

La stabilité transitoire est un facteur particulièrement difficile à étudier en raison de ses caractéristiques complexes et non linéaires, qui sont représentées par des équations intégrodifférentielles fortement non linéaires avec une évolution temporelle très rapide. La stabilité transitoire est souvent la cause initiale d'autres problèmes de stabilité tels que l'instabilité en présence de petites perturbations, ou l'instabilité de tension. En réalité, l'instabilité transitoire peut être évitée en appliquant correctement des actions préventives.

Dans ce chapitre, on a présenté la définition de la stabilité des systèmes électriques, ces différents types, et en détaille la stabilité transitoire leurs méthodes d'analyse et les moyens d'amélioration de cette dernière par les dispositifs FACTS et l'amortisseur des oscillations de puissance (PSS).

Chapitre 02

SYSTEMES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

2.1. Introduction

L'amélioration de la qualité de l'énergie, l'augmentation de la capacité transitée et le contrôle des réseaux existants peut être obtenus grâce à la mise en place de nouvelles technologies. L'évolution de l'électronique de puissance a commencé à engendrer des changements majeurs dans les réseaux électriques. A l'exception de quelques appareils utilisant l'électronique de puissance (disjoncteurs, transformateurs à prises variables et compensateur statique à thyristors), les réseaux électriques comportaient jusqu'à récemment des appareillages passifs. Par ailleurs le maillage des lignes exige de plus en plus le contrôle des puissances transitées. La complexité des réseaux exige des marges de sécurité accrues afin que les perturbations locales ne provoquent pas des instabilités qui pourraient se répandre sur tout le réseau. Pour les différentes raisons évoquées dans l'introduction générale, les dispositifs FACTS ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance, dans le maintien de conditions d'exploitation sûres du réseau de transport et d'assurer sa stabilité. Ils augmentent les marges de manœuvre des réseaux en exploitant les possibilités offertes par l'électronique de puissance les nouveaux composants contrôlables (GTO, IGBT...) [13 ; 47].

Ce chapitre commence par un bref rappel sur l'exploitation d'un réseau électrique et les différentes traditionnelles techniques de compensation (shunt et série). Le concept FACTS est ensuite présenté de manière générale et une classification des dispositifs est proposée. La fin du chapitre est consacrée à la discussion d'utilisations des FACTS ainsi leurs placements dans les réseaux électriques.

2.2. Exploitation d'un réseau électrique

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 (Figure (2.1)) présentant un angle de transport δ (Le déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante:

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin \delta \quad (2.1)$$

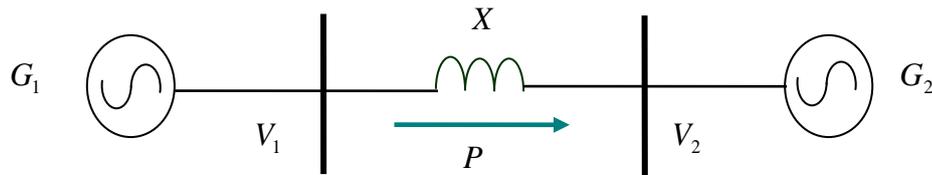


Figure 2.1. Puissance transmise entre deux réseaux

Où:

- P : La puissance transportée;
- V_1 : Vecteur de tension de la source ($|V_1| \angle \delta_1$);
- V_2 : Vecteur de tension du récepteur ($|V_2| \angle \delta_2$);
- X La réactance de la ligne;
- $\delta = (\delta_1 - \delta_2)$: L'angle de transport entre les deux systèmes.

L'équation (2.1) montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transmise entre deux réseaux soit:

- En maintenant la tension des systèmes;
- En augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes;
- Ou 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 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 [1].

2.3. Compensation Traditionnelle

La compensation traditionnelle est pratiquement obtenue en utilisant la compensation shunt ou la compensation série, qui sont expliqués dans les paragraphes suivants:

2.3.1. Compensation shunt

La compensation shunt ou parallèle consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs à différents endroits sur le réseau pour modifier l'impédance des lignes, dans le but de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau. Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites contractuelles.

Cette technique de compensation est dite passive car elle fonctionne en tout ou rien, c-à-d qu'elle est soit en service, soit complètement hors service [48].

D'après la figure (2.2) on voit que ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transmise. La puissance transmise peut être augmentée de 50% pour une compensation au niveau de la charge et de 100% pour une compensation au point milieu.

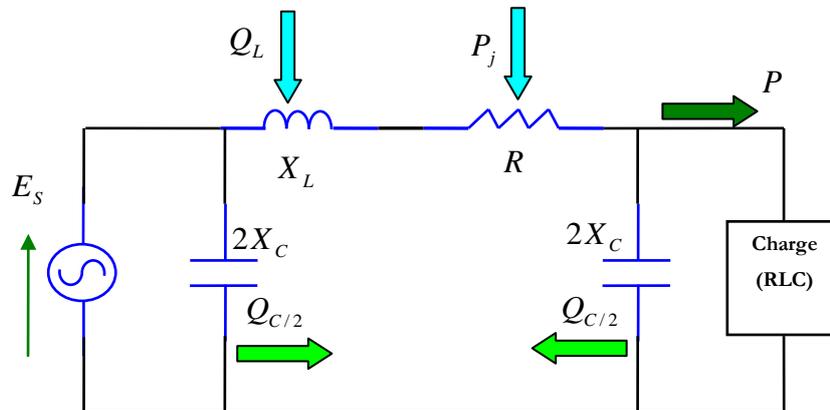


Figure 2.2.Représentation du Système

Les batteries de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. Dans le cas théorique où la compensation est répartie sur toute la longueur de la ligne, le degré de compensation shunt d'une ligne est défini comme étant le rapport de la valeur absolue de la susceptance du compensateur par unité de longueur (B_{sh}) sur la susceptance de capacité de ligne par unité de longueur (B_C):

$$K_{sh} = \frac{B_{sh}}{B_C} \quad (2.2)$$

K_{sh} est positif si le compensateur shunt est inductif, et négatif s'il est capacitif.

La figure (2.3.a) représente le digramme de Fresnel de la tension d'un réseau AC radial sans compensation et la figure (2.3.b) illustre l'amélioration de la tension de ce réseau après compensations shunt.

- L'impédance caractéristique virtuelle de la ligne s'écrit :

$$Z'_0 = \frac{Z_0}{\sqrt{1-K_{sh}}} \quad (2.3)$$

- Sa puissance naturelle virtuelle est :

$$P'_0 = P_0 \sqrt{1-K_{sh}} \quad (2.4)$$

- On constate aussi que la longueur électrique de la ligne est également modifiée avec

compensation shunt:

$$\theta' = \theta \sqrt{1 - K_{sh}} \tag{2.5}$$

La compensation réactive shunt est un bon moyen pour contrôler l'impédance caractéristique, dans le but de maintenir un niveau de tension acceptable sur les lignes de transport d'électricité. Par contre, elle ne constitue pas un bon moyen pour augmenter la puissance maximale transportable. Pour augmenter cette puissance, il faut diminuer θ ; pour diminuer θ , il est nécessaire d'augmenter K_{sh} en ajoutant des inductances shunt.

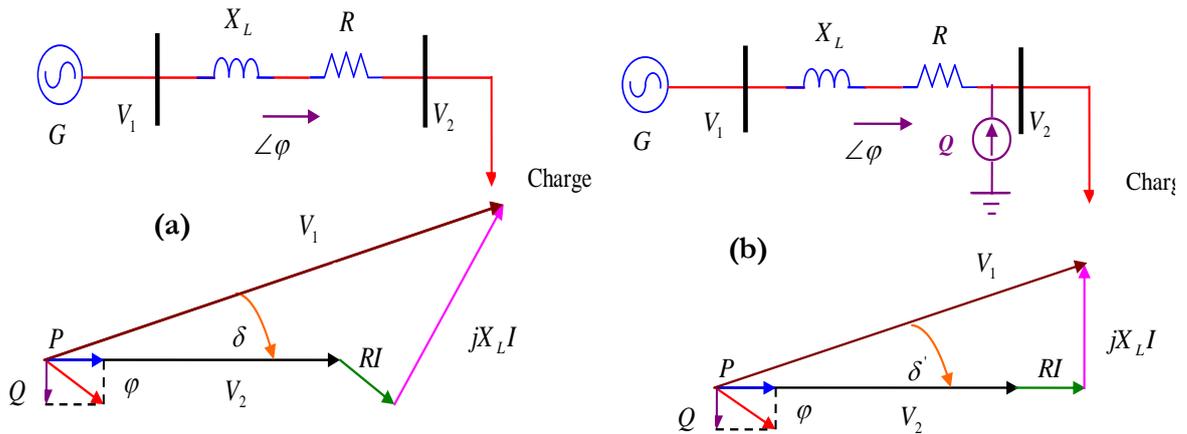


Figure 2.3. Principe de compensation shunt dans un réseau AC radial

2.3.2. Compensation série

L'équation (2.1) montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction d'un banc de condensateurs d'impédance X_C en série avec la ligne (Figure(2.4)). Les condensateurs ajoutés ont une capacité fixe qui ne varie pas dans le temps. Cette compensation permet d'une part de diminuer Z_0 et d'autre part de diminuer la longueur électrique θ de la ligne [48].

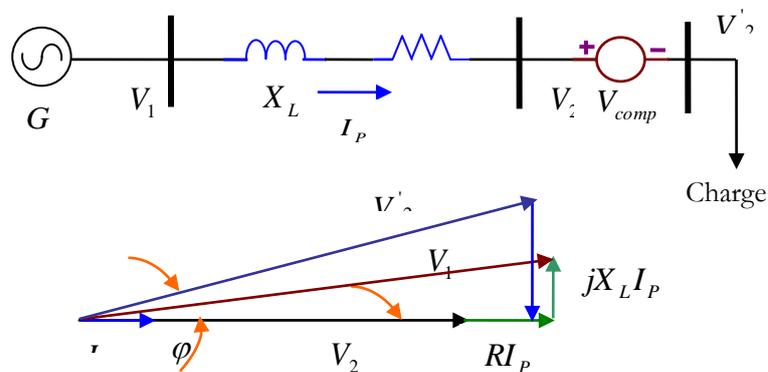


Figure 2.4. Principe de compensation série dans un réseau AC radial

Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_C)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel illustré sur la figure (2.4), le profil de la tension est amélioré tout au long de la ligne ($V_1 - V_2$) plus petite, et l'angle de transport δ est réduit. En pratique, la compensation série est localisée dans des postes situés à des endroits stratégiques sur les lignes. Pour mieux comprendre son influence il est utile de considérer qu'elle est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne. Dans ce cas, le degré de compensation série se définit comme étant la valeur absolue du rapport de la susceptance inductive série de la ligne par unité de longueur sur la susceptance par unité de longueur de la capacité série qui est ajoutée [1; 48].

$$K_{se} = \frac{B_L}{B_{se}} \quad (2.6)$$

En réduisant l'impédance inductive série de la ligne, l'impédance caractéristique virtuelle devient :

$$Z'_0 = Z_0 \sqrt{1 - K_{se}} \quad (2.7)$$

- Sa puissance naturelle virtuelle est:

$$P'_0 = \frac{P_0}{\sqrt{1 - K_{sh}}} \quad (2.8)$$

Plus le degré de compensation est élevé plus l'impédance virtuelle est faible, ce qui contribue à augmenter la puissance maximale transportable par la ligne. D'autre part, la longueur électrique virtuelle de la ligne s'écrit :

$$\theta' = \theta \sqrt{1 - K_{se}} \quad (2.9)$$

Pour transporter la puissance de façon stable, il est nécessaire que l'angle de transmission δ soit inférieur à 90° ($\pi/2$) et idéalement assez faible pour prévoir les cas d'un appel de puissance à la suite d'une perturbation sur le réseau [6; 13]. La compensation série augmente la puissance maximale transportable par une ligne en diminuant son angle de transmission. Ces deux effets font en sorte qu'elle est un moyen très efficace d'augmenter la limite de stabilité en régime permanent du réseau et par conséquent la stabilité dynamique et transitoire.

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

nom FACTS, c'est ce qui fait l'objet des prochains paragraphes. Les deux raisons principales qui justifient l'installation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont [49]:

- Augmentation des limites de stabilité des réseaux électrique et/ou amélioration de cette dernière;
- Meilleure maîtrise des flux d'énergie.

2.4. Dispositifs FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport, 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 apparue pour alléger cet aspect. Selon IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), la définition du terme FACTS est la suivante: c'est l'acronyme de terme en anglais Flexible Alternative Current Transmission Systems; ce sont les Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance tout en maintenant voire en améliorant, la stabilité des réseaux, comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, l'angle de phase et l'atténuation des oscillations. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes; ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant, [4; 49; 50].

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. Ceux-ci 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 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 [1].

Nous examinons dans ce chapitre quatre types de FACTS utilisés dans les réseaux électriques à savoir :

- Les compensateurs parallèles;
- Les compensateurs séries;
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle) [4].

2.4.1. Compensateurs parallèles

Vers la fin des années 1960, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. 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 réactive absorbée par le dispositif. En effet 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.

En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour la sectionnalisation des lignes ainsi que le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension (flicker) [1; 4]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

2.4.1.1. Compensateur parallèles à base de thyristors

Ils'agitde:

a. *TCR (Thyristor Controlled Reactor) ou TSR (Thyristor Switched Reactor)*

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (2.6), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [20]. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé, et la tension à ses bornes est positive, il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule.

Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour pouvoir compenser la puissance réactive dans un réseau, car il ne dispose pas de source de puissance réactive. Généralement on dispose avec un TCR des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive, et le TCR contrôle cette source de puissance [4]. Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [1 ; 51].

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 (2.6). Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [51].

c. SVC (Static Var Compensator)

Le SVC ou le CSPR (Compensateur Statique de Puissance Réactive) est une association des dispositifs est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau (Figure (2.6)). Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (FC) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor, TSC) et d'un banc de réactances contrôlable (Thyristor controlled Reactor TCR) et par des réactances commutables (Thyristor Switched Reactor TSR), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques.

Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut [4]. Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves [51].

Le compensateur statique d'énergie réactive (SVC) a été installé pour la première fois en 1979 en Afrique du sud [4]. La caractéristique statique est donnée sur la figure (2.5), trois zones de fonctionnement sont distinctes [6] :

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

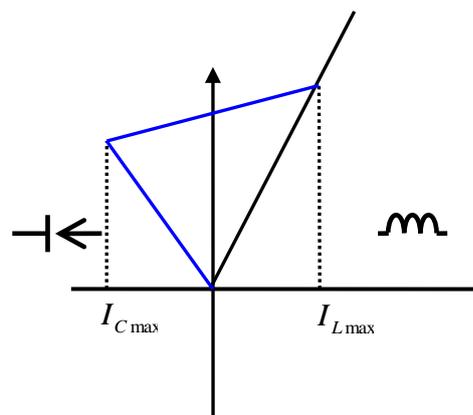


Figure 2.5. Courbe caractéristique tension-courant du SVC.

Il existe deux types de SVC: SVCs industriels et les SVCs de transmission:

- Les SVC industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très

rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour le quels les fluctuations rapides de puissance réactive limitent les capacitatives de production et provoquent du flicker (scintillement des lampes).

– Les SVCs de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux moins chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à retrouver sa stabilité après un défaut [16].

d. TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur se monte en parallèle, il est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations [1]. La figure (2.6) représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique.

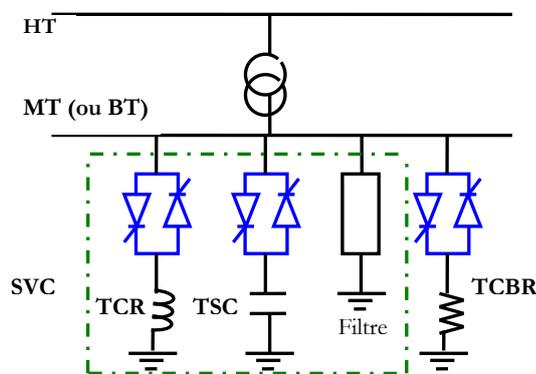


Figure 2.6. Schéma de SVC et de TCBR

2.4.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du:

a. STATCOM (Static Synchronous Compensator)

C'est le compensateur statique synchrone STATCOM (Static Synchronous Compensator), autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné par les acronymes SSC et STATCON (Static Condenser). Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 1990 que ce type de compensateur a connues un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [4].

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port DC (Figure (2.7.a)). Il présente plusieurs avantages :

- bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même

lorsque la tension est presque nulle.

- bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres. La figure (2.7.a) représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [4].

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM

- $U' < U$: le courant circule du convertisseur vers le réseau; le STATCOM produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
- $U' > U$: le courant circule du réseau vers le convertisseur; le STATCOM consomme de la puissance réactive et alors un comportement inductif.
- $U' = U$: aucun courant ne circule entre et il n'y a pas d'échange d'énergie réactive.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure (2.7.b) [4].

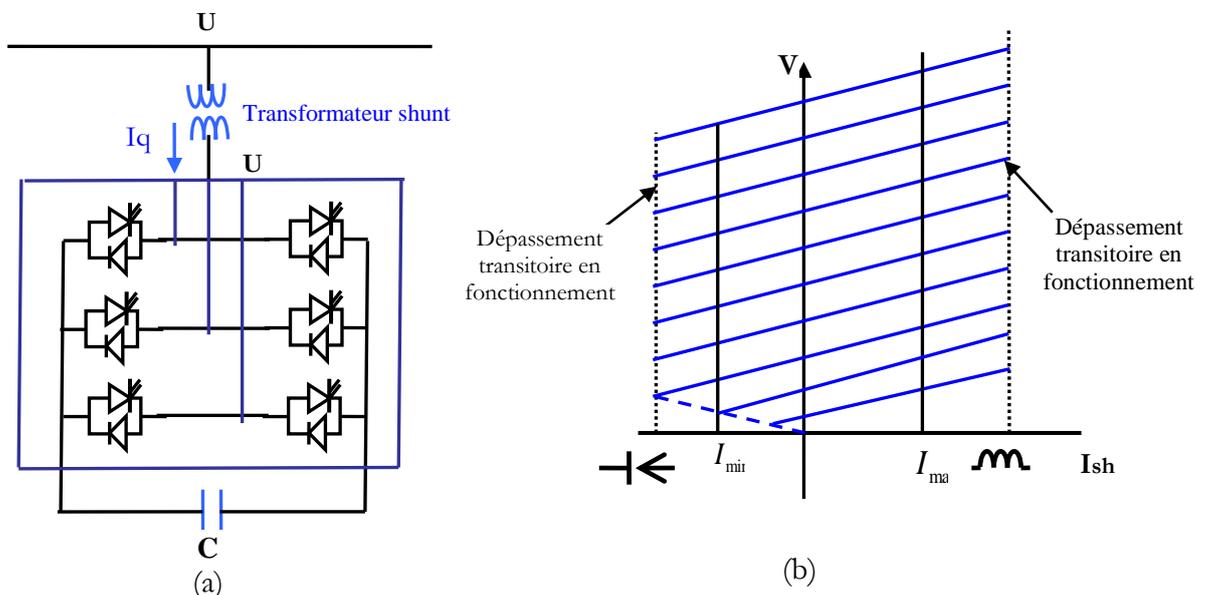


Figure 2.7. (a) Structure de base d'un STATCOM ; (b) Caractéristique V-I du STATCOM

b. SSG (Static Synchronous Generator)

Le générateur synchrone statique (Static Synchronous Generator) est une combinaison d'un STATCOM et d'une source d'énergie capable de fournir ou d'absorber de la puissance. Cette source a pour rôle de maintenir la tension aux bornes du condensateur à la valeur désirée. Le terme SSG inclut toutes les sources d'énergie telles que les batteries, volants d'inertie, aimants supraconducteurs, etc. toutefois, deux dispositifs particuliers peuvent être mis en évidence:

- Le système de stockage par batterie BESS (Battery Energy Storage System) utilise une source de nature chimique. Généralement, les unités BESS sont relativement petites mais permettent un échange de puissance élevé. Leur capacité à ajuster rapidement la quantité d'énergie à fournir ou à absorber est utilisée pour la stabilité transitoire. Lorsqu'il ne fournit pas de la puissance active au système, le convertisseur est utilisé pour charger la batterie de manière appropriée [52].

- Le système de stockage d'énergie par aimant supraconducteur SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) est un dispositif permettant d'injecter ou d'absorber de la puissance active et réactive. Le SMES (figure (2.8)) sert principalement au contrôle dynamique des transits de puissance dans le réseau électrique [52 ;53].

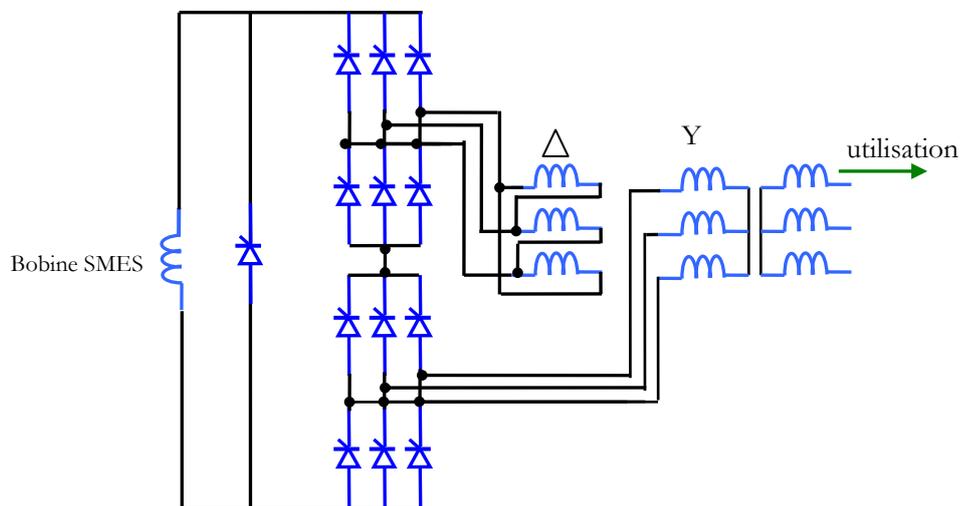


Figure 2.8. SMES mises en application avec un convertisseur à thyristor

2.4.2. Compensateur 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 insérant des éléments en série avec celles-ci [4].

2.4.2.1. Compensateur séries à base de thyristors

Les premiers schémas de compensateurs série à thyristors ont été proposés en 1986 [36]. Les plus connus sont:

a. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), condensateur série commandée par thyristors est formé d'une inductance commandée par thyristors en parallèle avec un condensateur. Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure (2.9) illustre le schéma du TCSC composé de plusieurs modules identiques tous contrôlés de la même façon. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (*Metal Oxide Varistor*) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions [54].

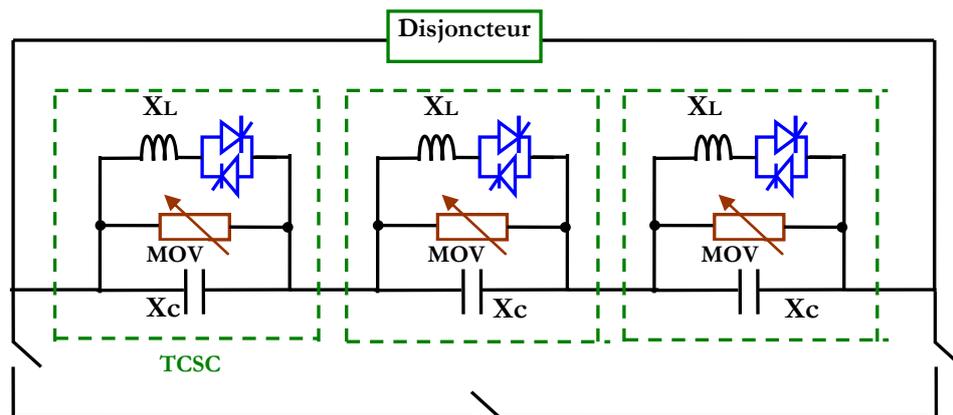


Figure 2.9. Structure du TCSC

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristors. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante où α représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors [54] :

$$X(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi} \left(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2} \quad (2.10)$$

Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués :

- Les thyristors sont bloqués, le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.

- Les thyristors sont en pleine conduction, l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.

- Les thyristors sont commandés en conduction partielle, un courant de boucle circule dans le TCSC et la réactance apparente de ce dernier est supérieure à celle de la capacité (ou de l'inductance) seule [4].

b. TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*)

Le schéma de base d'un condensateur série commuté par thyristors TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors montée en dérivation (figure (2.10)). La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° [4 ; 52]

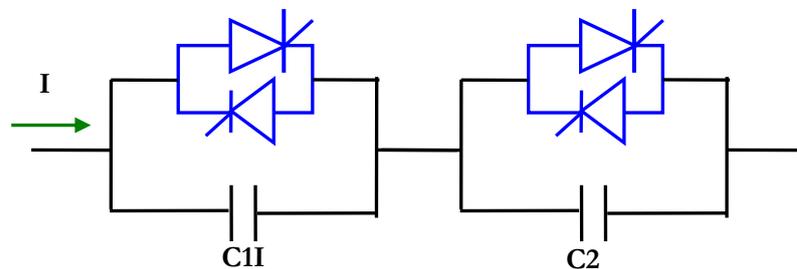


Figure 2.10.Structure du TSSC

c. TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*)

Le TCSR (Figure (2.11)) est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180° , il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances [4].

d. TSSR (*Thyristor Switched Serie Reactor*)

Comme le TCSR, le est un compensateur inductif compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Mais la différence entre eux c'est que l'angle d'amorçage de TSSR peut être soit de 90° soit de 180° [2].

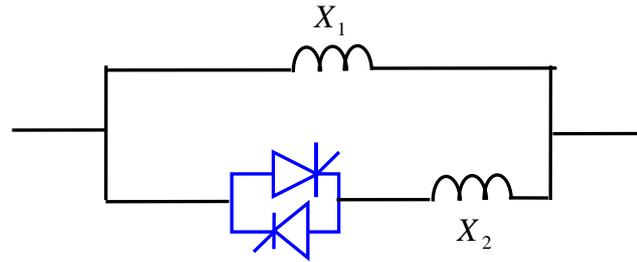


Figure 2.11. Structure du TCSR et de TSSR

2.4.2.2. Compensateurs séries à base de GTO thyristors

On trouve

a. SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure (2.12)).

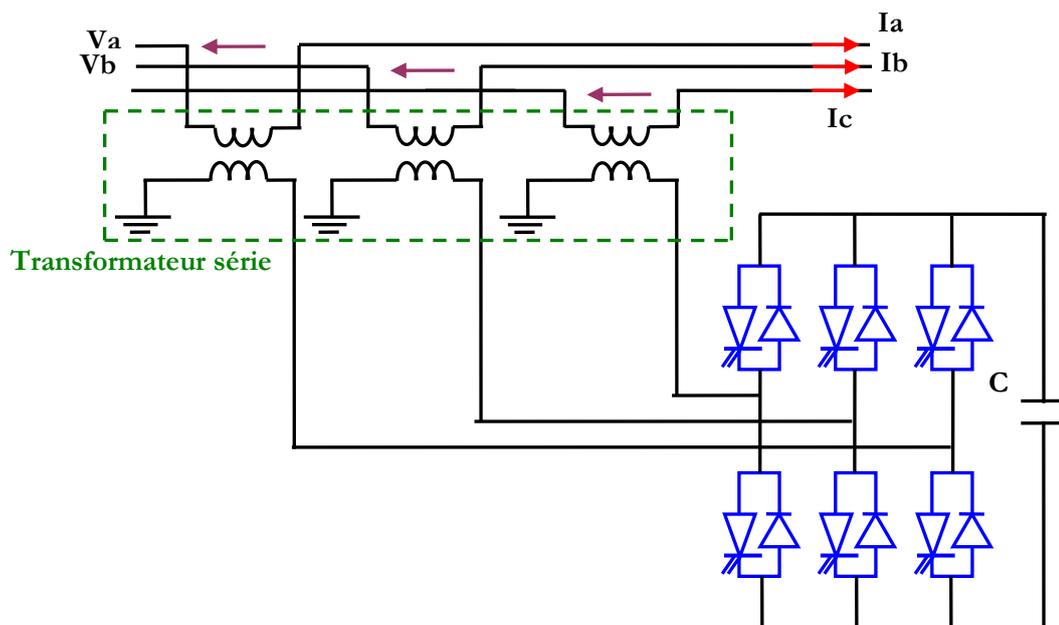


Figure 2.12. Schéma de base du SSSC

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Un SSSC est capable d'augmenter ou diminuer le flux de puissance dans une ligne, voire d'en inverser le sens.

L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. De plus, sa taille est réduite en comparaison de celle d'un TCSC.

Par contre, sa commande est plus complexe. Parmi les inconvénients, il y a également le coût élevé du SSSC par rapport à celui des condensateurs série réglables. Il est en grande partie dû au transformateur HT.

b. GCSC (GTO Thyristor-Controlled Series Capacitors)

Le GCSC (condensateur série commandé par thyristors GTO) est formé d'un condensateur de capacité fixe monté en parallèle avec une valve à thyristors GTO (Figure (2.13)). En pratique, une protection contre les surtensions est réalisée au moyen d'un dispositif de limitation de la tension tel qu'un MOV ou un disjoncteur monté en dérivation.

Pour un courant de ligne donné, la tension aux bornes de la capacité est contrôlée. Elle est nulle lorsque les thyristors sont passants et maximale lorsqu'ils sont bloqués. Le contrôle de la tension est réalisé en contrôlant l'angle d'extinction γ des thyristors GTO. Celui-ci est mesuré depuis le passage par zéro du courant. La réactance effective du GCSC est donnée par l'eqn.2.11 suivante :

$$X_{GCSC}(\gamma) = X_c \left(1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin 2\gamma \right) \quad (2.11)$$

Le contrôle de l'angle d'extinction des thyristors GTO est source d'harmonique de tension. Celle-ci est d'autant plus importante que γ est grand. L'élimination des harmoniques par des méthodes conventionnelles n'est pratiquement pas applicable dans le cas du GCSC. Elle nécessiterait l'insertion d'un transformateur. Les amplitudes des harmoniques peuvent cependant être réduites en utilisant plusieurs unités montées en série et en les contrôlant de manière séquencée [55].

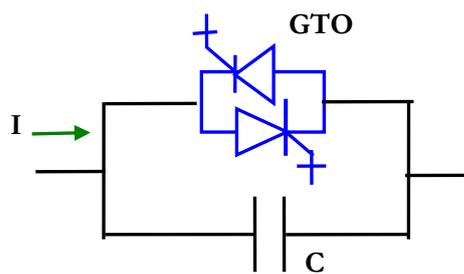


Figure 2.13. Schéma de base d'un GCSC

2.4.3. Compensateurs hybrides série – parallèle

Les dispositifs FACTS présentés aux sections (2.4.1) et (2.4.2) 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.

2.4.3.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors

On trouve:

a. TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors (figure (2.14.a)). Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à régulateur en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. 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.

Il 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. 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 [55].

Un déphasage α est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne devient $(\delta \pm \alpha)$. Par contre avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. La caractéristique statique d'un tel compensateur est présentée sur la figure (2.14.b).

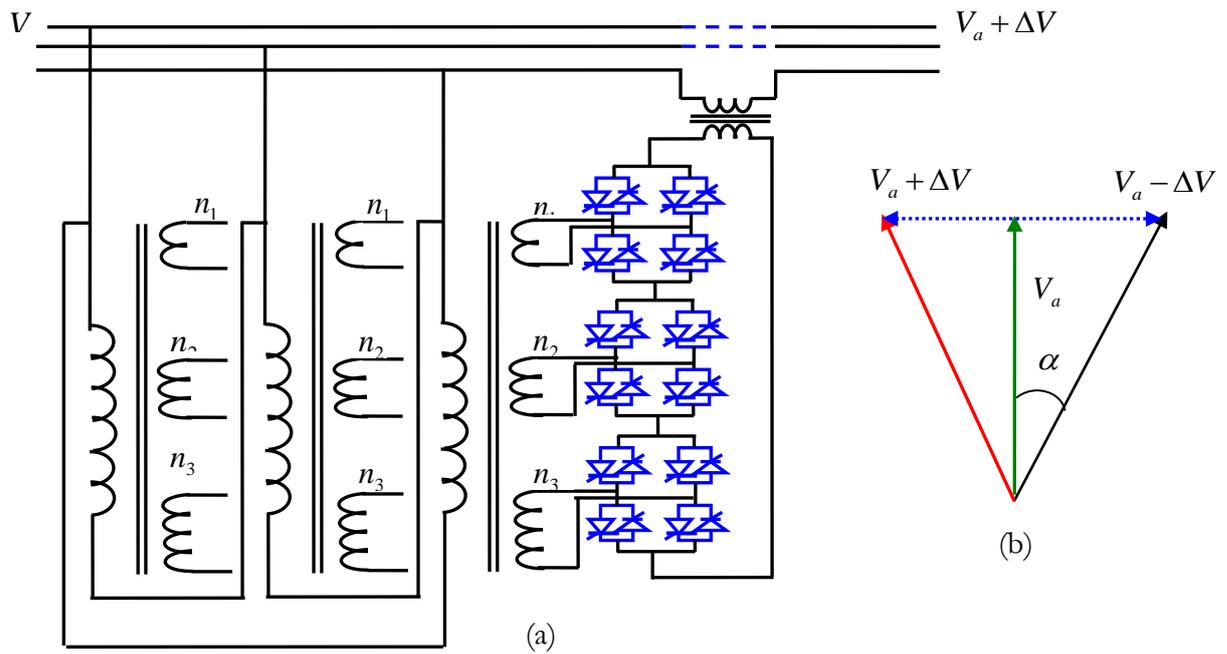


Figure 2.14. (a) Schéma du TCPAR ; (b) Diagramme vectoriel du TCPAR

2.4.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

Il s'agit de:

a. IPFC (Interline Power Flow Controller)

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC a été proposé par GYUGYI, SEN et SCHUDER en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-AC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC (Figure (2.15)) chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente [51].

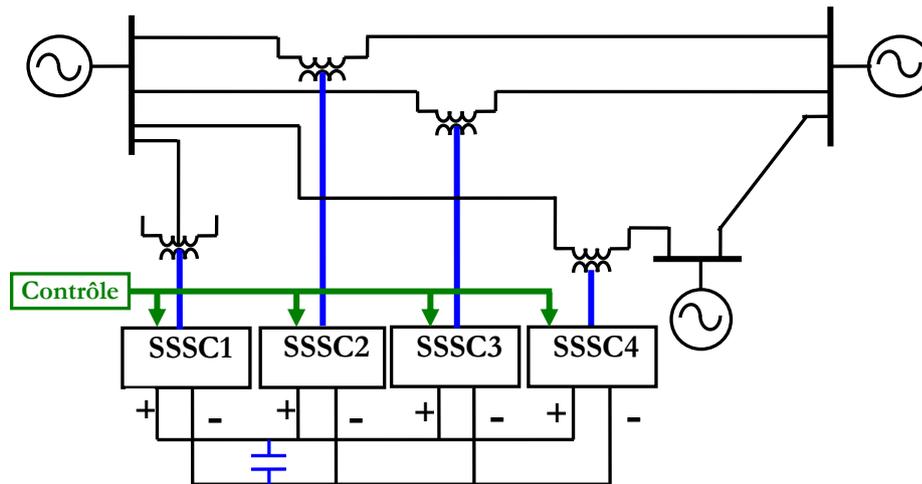


Figure 2.15. Schéma de base de l'IPFC

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées, alors c'est possible de:

- Égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes;
- 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. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, 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 [55; 56].

b. UPFC (Unified Power Flow Controller)

GYUGYI a présenté le concept de contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC) en 1990. Il est formé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur (Figure (2.16)). Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- La tension,
- L'impédance de la ligne,
- Le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir

- Le réglage de la tension;
- La répartition de flux d'énergie;
- L'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

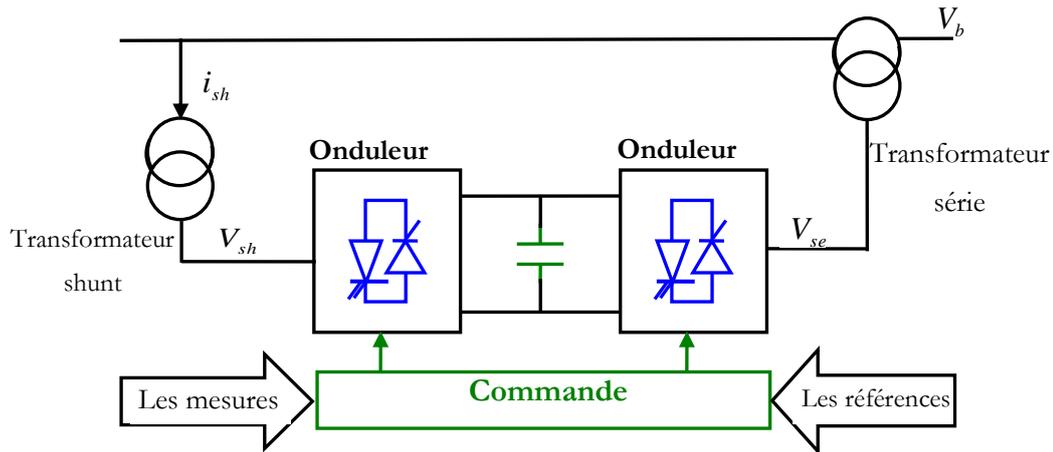


Figure 2.16. Schéma de base de l'UPFC

Dans la figure (2.16), l'onduleur no.1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur no. 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur no.2 injecte la tension V_b et fournit les puissances actives et réactive nécessaires à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions [4; 47; 56].

Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [3].

2.5. Synthèse

L'application de différents types FACTS (série, parallèle et série-parallèle) présentés dans ce chapitre dépend du problème qui doit être résolu. 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 [57]. Le tableau 2.1 illustre les principaux bénéfices techniques des différentes technologies de FACTS [52].

Tableau 2.1. Bénéfices techniques des dispositifs FACTS

Les différents bénéfices techniques des dispositifs FACTS sont représentés dans le tableau suivant :

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

+ ++ +++ Meilleur →

2.6. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, en premier lieu les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), ainsi nous avons donné une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS (shunt, série et combiné). Cependant, le choix des contrôleurs particuliers dépend de la condition d'application et de l'exécution désirée. Les débuts d'analyse avec l'étude et les problèmes d'identification de système se sont associés au système existant. Si aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus performantes face aux renforcements des réseaux.

Nous avons choisi d'étudier l'UPFC pour améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électrique comparant au PSS. L'UPFC est un compensateur qui est plus complet que les autres, grâce à sa caractéristique spéciale c'est pour ça une étude profonde concerne la modélisation et la commande du contrôleur UPFC sera détaillée dans le prochain chapitre.

Chapitre 03

MODELISATION ET COMMANDE D'UN UPFC

3.1. Introduction

Après avoir étudié dans le deuxième chapitre les différents types des systèmes FACTS existants, qui se composent de trois systèmes : parallèle, série et hybride. L'UPFC (Unified Power Flow Controller), appelé aussi variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS qui a été proposé en premier fois par GYUGYI en 1991. Il peut contrôler, simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive de la ligne. Il est capable de contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance ; la tension, l'impédance et l'angle de transport de la ligne et cette unique capacité est signifiée par "Unified" dans son nom [4 ; 52]. Afin de pouvoir étudier le comportement du système et la synthèse des lois de commande il est nécessaire d'établir un modèle adéquat du dispositif.

Dans ce présent chapitre, on va expliquer le principe de fonctionnement du système (réseau électrique associé à un UPFC, la structure de base, la conception, le modèle mathématique, l'identification des références et les schémas qui relient les blocs de commande de l'UPFC.

3.2. Structure de base et principe de fonctionnement d'UPFC

3.2.1. Structure de base d'un UPFC

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé et l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure (3.1). Le deuxième convertisseur accomplit la fonction principale de l'UPFC en injectant en série une tension alternative de même fréquence que celle du réseau avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à travers le transformateur série T2.

La fonction fondamentale du convertisseur est de fournir ou absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur deux à la liaison continue DC commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assurer une compensation shunt indépendante de la ligne de transport [58].

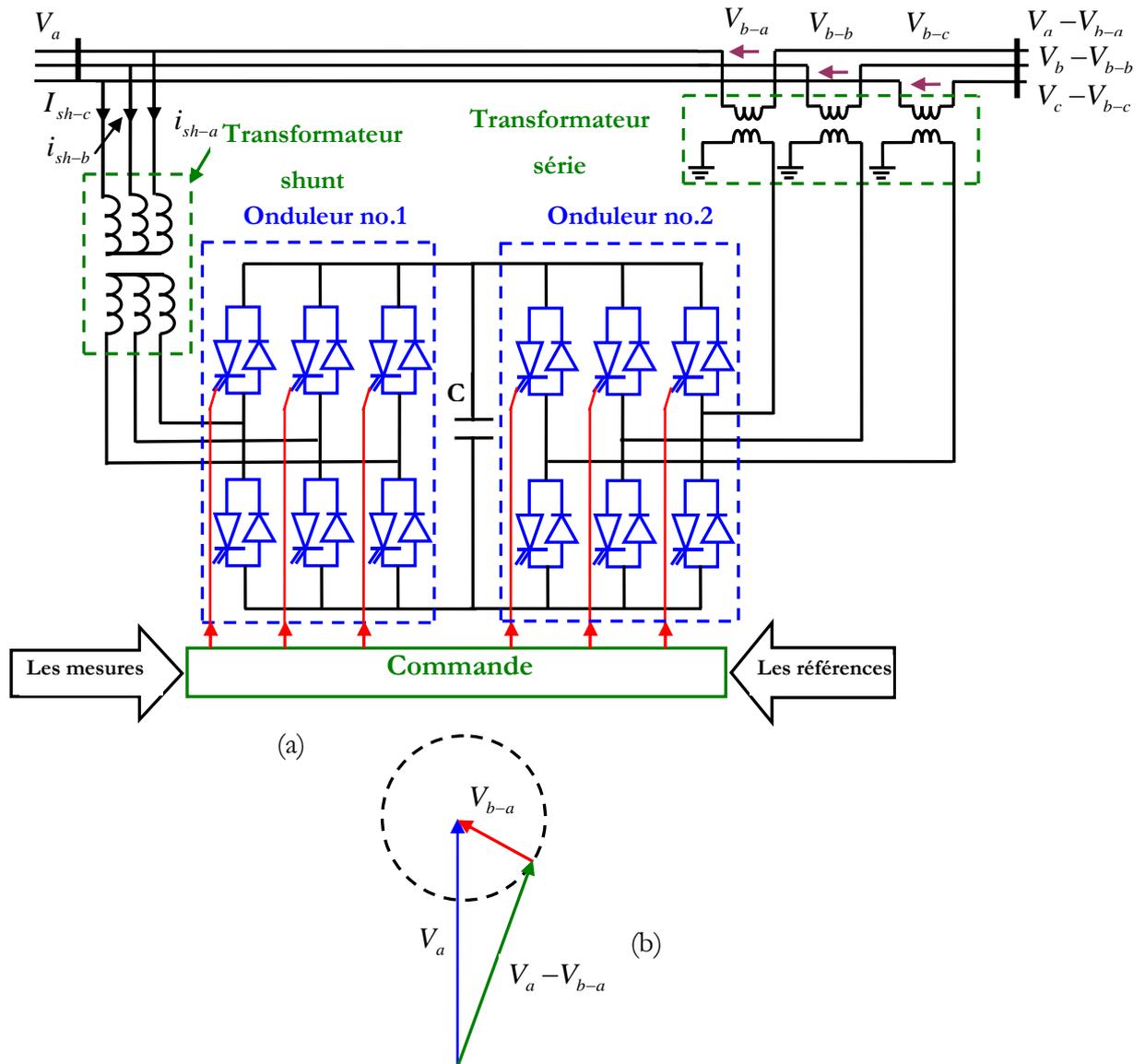


Figure 3.1. Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

3.2.2. Principe de fonctionnement d'un UPFC

Comme montre le diagramme vectoriel représenté sur la Figure 3.1.b, en variant la tension supplémentaire délivrée par le convertisseur série V_b en module, et en phase, il est possible de varier dans une certaine mesure la tension V_2 en module, et en phase. Ainsi on peut modifier statiquement les puissances active et réactive transmises par la ligne [51]. Le réglage de la tension supplémentaire en amplitude et en phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série:

- Contrôle de la tension : si la tension V_b injectée est en phase avec la tension V_2 (Figure (3.2.a)).

- Contrôle de l'impédance de ligne: si la tension additionnelle V_b est en quadrature avec le courant de la ligne i_r (Figure (3.2.b)). Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.

- Contrôle de phase : si l'amplitude et la phase de la tension injectée V_b sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC (Figure (3.2.c)).

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances active et réactive qui transitent dans la ligne, de plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre (Figure (3.2.d)).

La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au point de raccordement constant, et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série [51].

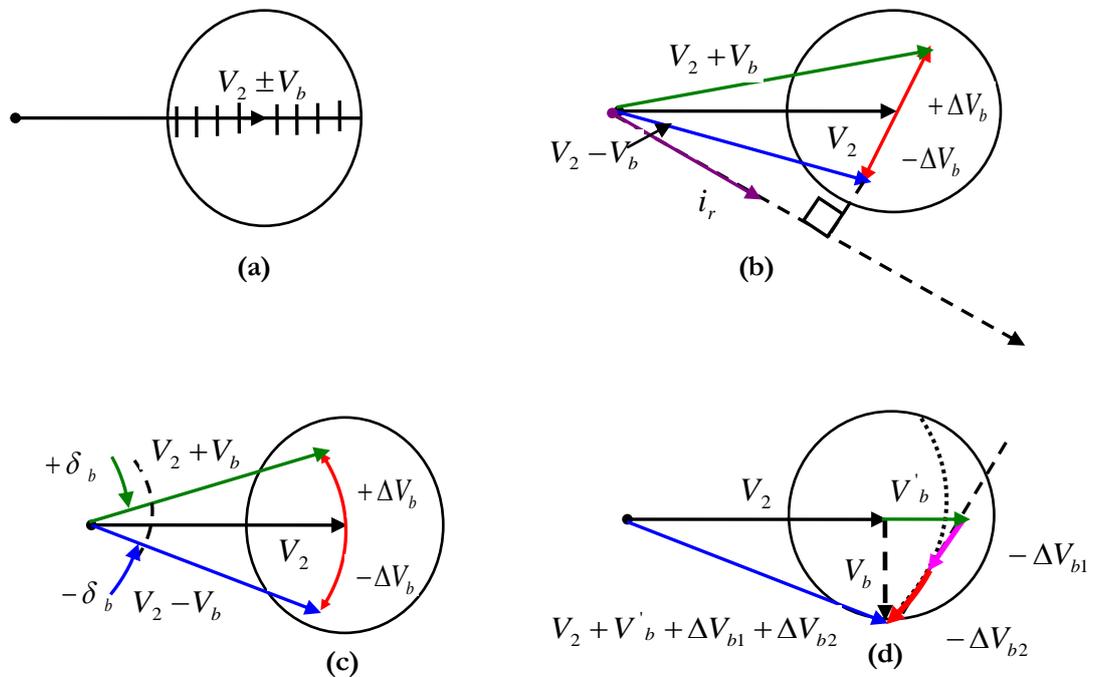


Figure 3.2. Principe de fonctionnement d'un UPFC

3.3. Modélisation de l'UPFC

3.3.1. Caractéristiques de l'UPFC

Le modèle mathématique de l'UPFC est établi afin d'étudier les relations qui régissent le fonctionnement entre le réseau électrique et l'UPFC en régime stationnaire. Le schéma unifilaire de base de la figure (3.3) représente un UPFC installé dans une ligne de transport.

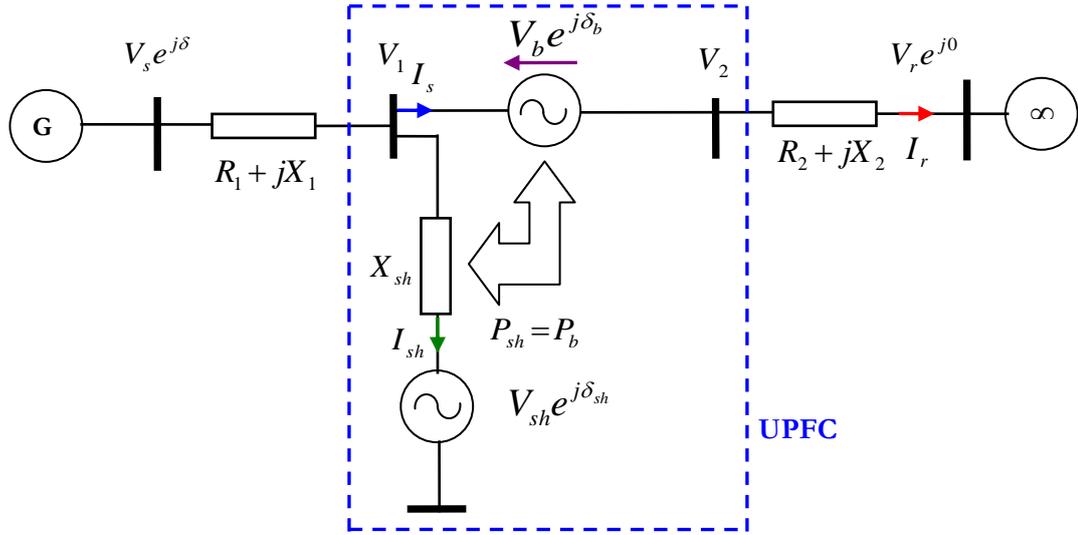


Figure 3.3. Modèle mathématique de l'UPFC et le système de transmission

Les éléments du modèle mathématique de l'UPFC et la ligne de transport sont définis comme suit :

$\bar{Z}_1 = R_1 + jX_1$: L'impédance d'une phase du premier tronçon de la ligne.

$\bar{Z}_2 = R_2 + jX_2$: L'impédance d'une phase du deuxième tronçon de la ligne y compris la réactance totale du transformateur de couplage série.

X_{sh} : La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage shunt.

$V_s e^{j\delta}$: La tension d'une phase du jeu de barres de départ (sending-bus).

$V_r e^{j0}$: La tension d'une phase du jeu de barres d'arrivée (receiving-bus).

$V_{sh} e^{j\delta_{sh}}$: La tension alternative d'une phase à la sortie du convertisseur shunt.

$V_b e^{j\delta_b}$: La tension alternative d'une phase du secondaire du transformateur de couplage série.

Les équations des courants I_s , I_r et I_{sh} sont les suivantes

$$\bar{I}_s = \frac{1}{X_{eq}^2} [V_{sh} e^{j\delta_{sh}} (R_2 + jX_2) + jV_r X_{sh} - V_s e^{j\delta} (R_2 + j(X_2 + X_{sh})) - V_b e^{j\delta_b} (R_2 + j(X_{sh} + X_2))] \quad (3.1)$$

$$\bar{I}_r = \frac{1}{X_{eq}^2} [-V_{sh} e^{j\delta_{sh}} (R_1 + jX_1) - jV_s e^{j\delta} X_{sh} - jV_b e^{j\delta_b} X_{sh} + V_r (R_1 + j(X_1 + X_{sh}))] \quad (3.2)$$

$$\bar{I}_{sh} = \frac{1}{X_{eq}^2} [-V_b e^{j\delta_b} (R_2 + jX_2) - V_r (R_1 + jX_1) - V_s e^{j\delta} (R_2 + jX_2) + V_{sh} e^{j\delta_{sh}} (R_1 + R_2 + j(X_1 + X_2))] \quad (3.3)$$

Où

$$X_{eq}^2 = X_1 X_2 + (X_1 + X_2) X_{sh} - jR_2 (X_1 + X_{sh}) - R_1 (R_2 + j(X_2 + X_{sh})) \quad (3.4)$$

Les puissances injectées par le générateur au réseau sont données par :

$$P_s = \text{Re}al(V_s e^{j\delta} \bar{I}_s^*) \quad (3.5)$$

$$Q_s = \text{Im}g(V_s e^{j\delta} \bar{I}_s^*) \quad (3.6)$$

Nous considérons que l'UPFC est installé à deux cent kilomètres du générateur du système SMIB. Les paramètres du réseau en grandeur réduite (p.u) sont [1] :

$$R_1 = 0.026; R_2 = 0.03; X_1 = 0.33; X_2 = 0.304; X_{sh} = 0.62; V_{sh} = V_r = V_s = 1; V_b = 0.16; \delta_{sh} = 0$$

Dans ce cas les équations des puissances sont données par:

$$P_s = \text{Re}al(V_s e^{j\delta} \bar{I}_s^*) = 0.137 + 1.86 \sin \delta + 0.2 \sin(\delta_b - \delta) + 0.02 \cos(\delta_b + \delta) - 0.137 \cos \delta \quad (3.7)$$

$$Q_s = \text{Im}g(V_s e^{j\delta} \bar{I}_s^*) = 1.86 - 1.86 \cos \delta + 0.2 \cos(\delta - \delta_b) + 0.02 \sin(\delta - \delta_b) - 0.137 \sin \delta \quad (3.8)$$

L'influence du déphasage δ_b de la partie série de l'UPFC, sur les puissances active et réactive du générateur P_s et Q_s pour une valeur de δ fixe (0.52rad ou 30°; l'angle de transport dans l'état normal) est montrée sur la figure (3.4) suivante.

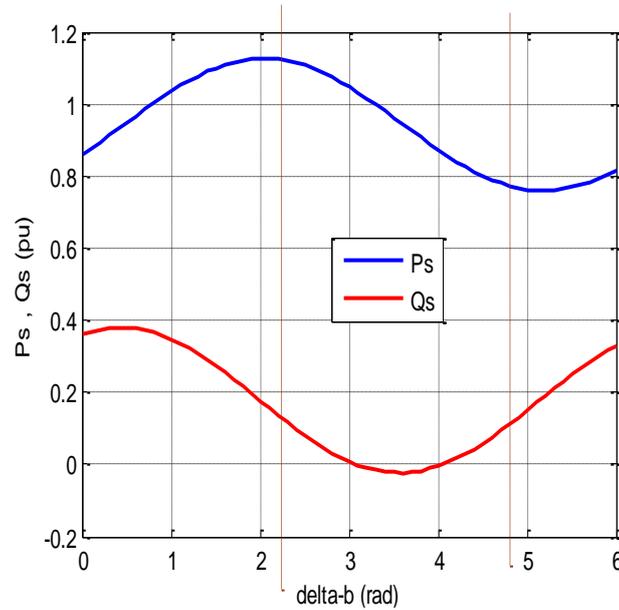


Figure 3.4. Variation de P_s et Q_s en fonction de δ_b ($\delta=0.5$ rad)

Considérons une valeur de la puissance injectée par le générateur P_s égale à 0.8 p.u en régime permanent dans le cas "sans-compensation" (en négligeant les résistances des lignes)

$$P_s = \frac{1}{X_1 + X_2} \sin \delta = \frac{1}{0.634} \sin 30 = 0.8 \text{ pu} \quad (3.9)$$

En comparant cette valeur avec la courbe présentée par la figure (3.4), nous pouvons voir l'influence de l'UPFC sur la puissance injectée au réseau.

Il est évident que dans l'intervalle $2.5rad \leq \delta_b \leq 4.8rad$, la variation de P_s par rapport à δ_b est presque linéaire. Donc, nous pouvons faire varier linéairement la puissance P_s entre sa valeur maximale et le minimale.

La figure (3.5) montre la variation de la puissance réactive Q_s en fonction de la puissance active P_s pour différentes valeurs de l'amplitude de la tension V_{sh} et pour une valeur fixe du déphasage de la tension injectée par la partie série de l'UPFC ($\delta_b = 0.9\pi$).

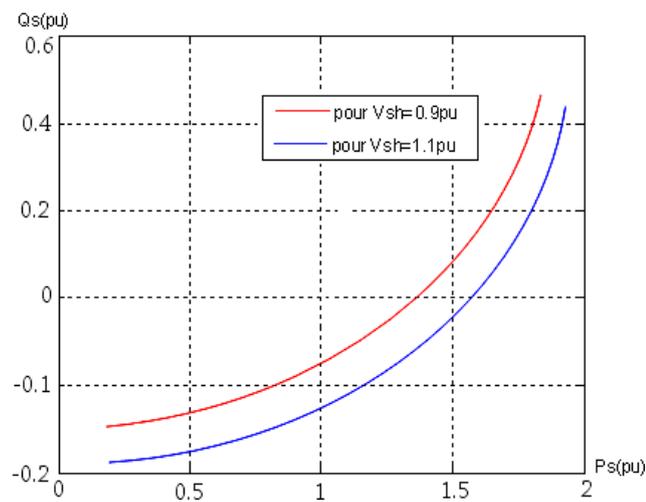


Figure 3.5. P_s en fonction de Q_s pour différentes valeurs de V_{sh} pour ($\delta_b = 0.9\pi$).

D'après les courbes de la figure (3.5) on constate que si on augmente l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur shunt, la puissance réactive que celui-ci injecte dans le réseau augmente, par exemple, pour transporter une puissance active $P_s = 0.2 pu$, la puissance réactive $Q_s = 0.16 pu$ si $V_{sh} = 0.9 pu$. Pour transporter la même puissance active la puissance réactive $Q_s = 0 pu$ si $V_{sh} = 1.1 pu$.

Nous pouvons constater que dans ce cas la capacité de transit de puissance active est améliorée. Celle-ci était occupée par la puissance réactive [4].

3.3.1.1. Modélisation de la partie shunt de l'UPFC

La structure triphasée de la partie shunt de l'UPFC nommée STATCOM est représentée dans la figure (3.6). L'onduleur est modélisé par des interrupteurs idéaux en série avec la résistance R qui représente les pertes par conduction. Le réseau électrique est représenté par les trois tensions simples V_a, V_b et V_c .

celles au point de raccordement de la partie shunt. Chaque capacité est en parallèle avec une résistance qui représente ses pertes [4].

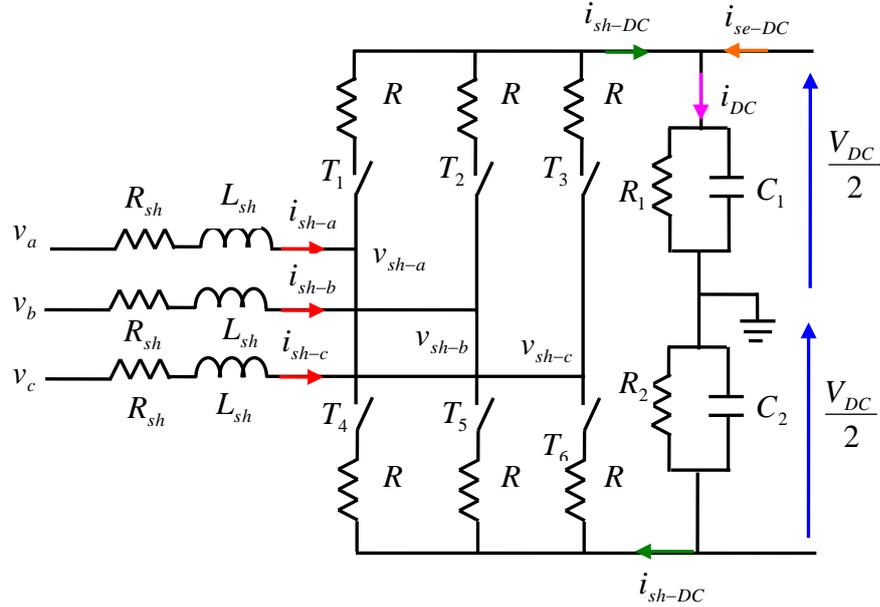


Figure 3.6. Schéma simplifié d'un STATCOM (partie parallèle de l'UPFC) connecté au réseau

L'équation (3.10) suivante illustre la relation entre les courants et les tensions d'une phase, côté alternatif

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_a - V_{sh-a} \quad (3.10)$$

Considérons u_1 , u_2 et u_3 les fonctions de commutation des trois bras de l'onduleur, définies de la manière suivante :

Pour $k \in \{1, 2, 3\}$ $u_k = 1$ si T_k est fermé et T_{k+3} est ouvert;

$u_k = -1$ si T_k est ouvert et T_{k+3} est fermé;

De ce fait, la tension V_{sh-a} s'écrit sous la forme suivante:

$$V_{sh-a} = R i_{sh-a} + u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.11)$$

En remplaçant l'équation (3.11) dans l'équation (3.10), nous obtenons:

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_a - R i_{sh-a} - u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.12)$$

L'équation (3.12) peut être représentée sous forme matricielle:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{sh} + R)}{L_{sh}} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.13)$$

Nous avons aussi du côté continu.

$$i_{DC} = \frac{1}{2} C_1 \frac{dV_{DC}}{dt} + \frac{V_{DC}}{2R_1} \quad (3.14)$$

Avec V_{DC} et i_{DC} la tension aux bornes du condensateur et son courant.

Où: $C_1 = C_2 = C$ et $R_1 = R_2 = 0.5R_c$

Donc nous pouvons écrire:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{i_{DC}}{C} + \frac{V_{DC}}{R_c C} \quad (3.15)$$

Pour calculer le courant i_{sh-DC} généré par l'onduleur shunt côté continu, considérons a_i la fonction de commande des interrupteurs T_i , $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$. Cette fonction prend la valeur 1 lorsque l'interrupteur est fermé et 0 quand il est ouvert.

De ce fait le courant i_{sh-DC} , en alternance positive, s'exprime de la manière suivante:

$$i_{sh-DC} = a_1 i_{sh-a} + a_2 i_{sh-b} + a_3 i_{sh-c} \quad (3.16)$$

Pour l'alternance négative, le courant i_{sh-DC} est donné par l'expression (3.17) suivante.

$$i_{sh-DC} = -(a_4 i_{sh-a} + a_5 i_{sh-b} + a_6 i_{sh-c}) \quad (3.17)$$

Ainsi la somme des deux expressions (3.16) et (3.17) donne :

$$2i_{sh-DC} = (a_1 - a_4) i_{sh-a} + (a_2 - a_5) i_{sh-b} + (a_3 - a_6) i_{sh-c} \quad (3.18)$$

Or les fonctions a_i et a_{i+3} sont complémentaires, d'où $u_i = a_i - a_{i+3}$, ainsi la relation finale reliant le courant continu aux courants alternatifs est la suivante :

$$i_{sh-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

La puissance active côté alternatif s'écrit de la manière suivante:

$$P_{sh-AC} = \begin{bmatrix} i_{sh-a} & i_{sh-b} & i_{sh-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sh-a} \\ V_{sh-b} \\ V_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

En remplaçant (3.11) dans (3.20), nous obtenons:

$$P_{sh-AC} = Ri_{sh-a}^2 + Ri_{sh-b}^2 + Ri_{sh-c}^2 + [i_{sh-a} \ i_{sh-b} \ i_{sh-c}] \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.21)$$

La puissance fournie aux condensateurs par la partie shunt s'écrit comme suit:

$$P_{sh-DC} = i_{sh-DC} V_{DC} = [u_1 \ u_2 \ u_3] \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.22)$$

Pour la partie shunt, la puissance active fournie côté alternatif est égale à la puissance active absorbée côté continu plus les pertes de l'onduleur.

3.3.1.2. Modélisation de la partie série de l'UPFC

Comme il est représenté sur la figure (3.7), la structure de cette partie est identique à celle de la partie parallèle. Le bus de la tension continue est le même. Pour le côté alternatif de cette partie, le transformateur de couplage est composé de trois transformateurs monophasés éleveurs représentés par son inductance de fuite L_{se} et par sa résistance interne des enroulements R_{se} [4].

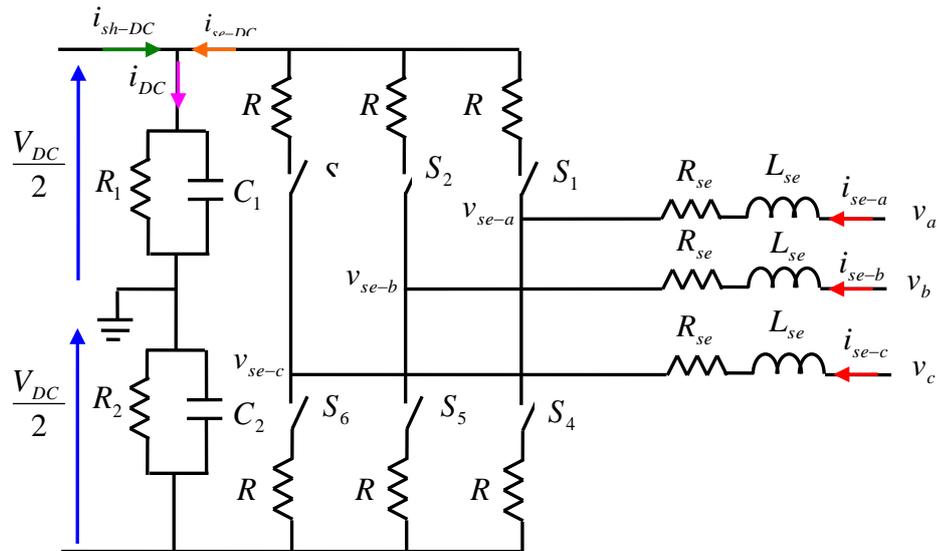


Figure 3.7. Schéma simplifié d'un SSSC (partie série d'un UPFC) connecté au réseau électrique

La relation entre le courant et les tensions côté alternatif de cette partie est similaire à ceux de la partie parallèle :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_a - V_{se-a} \quad (3.23)$$

Considérons w_1 , w_2 et w_3 les fonctions de commutation des trois bras de l'onduleur série, définies de la manière suivante:

Pour $k \in \{1, 2, 3\}$ $w_k = 1$ si S_k est fermé et S_{k+3} est ouvert;

$w_k = -1$ si S_k est ouvert et S_{k+3} est fermé;

De ce fait, la tension V_{se-a} s'écrit sous la forme suivante:

$$V_{se-a} = R i_{se-a} + w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.24)$$

En remplaçant (3.24) dans (3.23), nous obtenons :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_a - R i_{se-a} - w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.25)$$

L'écriture matricielle de l'équation (3.25) est la suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se} + R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.26)$$

De la même façon que pour la partie parallèle, la relation entre les courants alternatifs i_{se-a} , i_{se-b} et i_{se-c} et le courant continu i_{se-DC} s'exprime comme suit:

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

La puissance active côté alternatif P_{se-AC} s'écrit de la manière suivante :

$$P_{se-AC} = \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} = R i_{se-a}^2 + R i_{se-b}^2 + R i_{se-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.28)$$

La puissance fournie aux condensateurs P_{se-DC} par la partie série s'écrit :

$$P_{se-DC} = i_{se-DC} V_{DC} = \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.29)$$

Dans l'hypothèse où les deux condensateurs du bus continu et les deux onduleurs de l'UPFC ne consomment pas de la puissance active (R_1, R_2 sont très grandes et R est très petite), alors la puissance active fournie par la partie parallèle est absorbée par la partie série [4].

3.4. Contrôle de l'UPFC

Théoriquement, le dispositif UPFC devrait être traité comme un système multi variable car les deux convertisseurs série et shunt sont connectés d'un coté à la ligne de transmission et de l'autre coté au circuit continu, chaque un des deux convertisseurs possède donc deux entrées et deux sorties. Cependant pour faciliter le traitement du dispositif, le contrôle des deux convertisseurs se fera séparément [52]. Pour chacun, il existe des méthodes d'identification des références ainsi que les méthodes de commande de l'onduleur.

3.4.1. Partie shunt

3.4.1.1. Identification des références

Dans le cas général, la partie parallèle de l'UPFC compense la puissance réactive au point de raccordement et régule la tension aux bornes du condensateur. La régulation de la tension continue compense la puissance active demandée par la partie série et bien évidemment les pertes des onduleurs et des transformateurs. Il faut déterminer les références pour commander le dispositif [4].

Il existe plusieurs méthodes d'identification des références, parmi lesquelles nous pouvons citer :

- méthode basée sur le principe du courant actif;
- méthode Watt-Var Découplé;

a. Méthode basée sur le principe du courant actif

Cette méthode est basée sur les composantes du courant qui transitent dans une ligne connectée à l'onduleur. La puissance active est l'image du courant actif noté $(i_{a-a}, i_{a-b}, i_{a-c})$ et qui est proportionnel à la tension du réseau au point de raccordement V_a, V_b, V_c . Nous pouvons alors écrire:

$$\begin{bmatrix} i_{a-a} \\ i_{a-b} \\ i_{a-c} \end{bmatrix} = \frac{P_{ref}}{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Avec P_{ref} est la référence de la puissance active transistée par l'onduleur.

Le courant réactif noté $i_{r-a}, i_{r-b}, i_{r-c}$ qui représente la puissance réactive Q_{ref} est donné par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Q_{ref}}{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \begin{bmatrix} V_b - V_c \\ V_c - V_a \\ V_a - V_b \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Avec Q_{ref} est la référence de la puissance active transistée par l'onduleur.

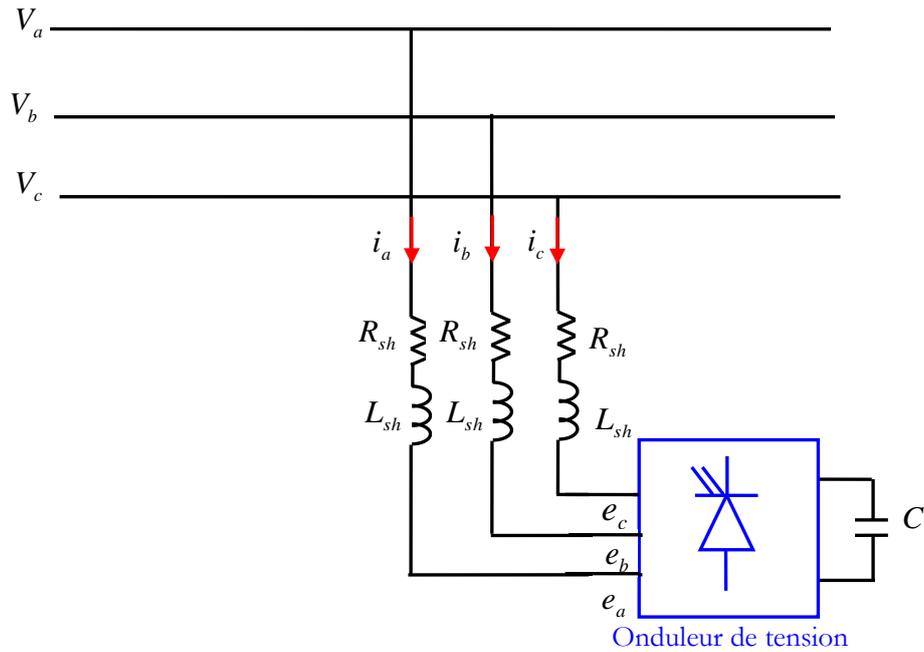


Figure 3.8. Schéma d'un onduleur connecté au réseau

Cette méthode n'est pas valide lorsque la tension au point de raccordement contient des harmoniques ou lorsqu'elle est déséquilibrée.

b. Méthode Watt-Var Découplé

Afin de comprendre le principe de cette commande dans le cas général, nous considérons un onduleur connecté au réseau, via la résistance R_{sh} et l'inductance L_{sh} (qui représentent le modèle simplifié d'un transformateur), comme indiqué sur la Figure (3.8). Nous avons l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{sh}}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_{sh}}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_{sh}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_a - e_a \\ V_b - e_b \\ V_c - e_c \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

En passant par la transformation de PARK, l'équation (3.32) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_d - e_d \\ V_q - e_q \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Pour connaître les avantages du système de commande, l'algorithme watt-var découplé classique est présenté brièvement. Les deux nouvelles variables présentées en l'équation (3.34), sont les sorties du système de commande constitué de deux contrôleurs PI (Proportionnel Intégral):

$$\begin{cases} x_1 = \frac{1}{L_{sh}} (V_d - e_d) \\ x_2 = \frac{1}{L_{sh}} (V_q - e_q) \end{cases} \quad (3.34)$$

Alors:

$$\begin{cases} x_1 = (K_p + \frac{K_I}{s}) (i_d^{ref} - i_d) - \omega i_q \\ x_2 = (K_p + \frac{K_I}{s}) (i_q^{ref} - i_q) + \omega i_d \end{cases} \quad (3.35)$$

Les valeurs i_d^{ref} i_q^{ref} sont les références des courants actif et réactif.

En substituant les équations (3.34), et (3.35) dans le système d'équation (3.33), et après avoir appliqué la transformation de Laplace, on aboutit à un système de deux équations découplées ayant les fonctions de transfert en boucle fermée suivante:

$$F(s) = \frac{i_d}{i_d^{ref}} = \frac{i_q}{i_q^{ref}} = \frac{K_I + s K_P}{K_I + s \left(\frac{R_{sh}}{L_{sh}} + K_P \right) + s^2}$$

(3.36)

Le schéma de contrôle d'un UPFC par la méthode "Watt-Var découplé" est représenté sur la figure (3.9) suivante.

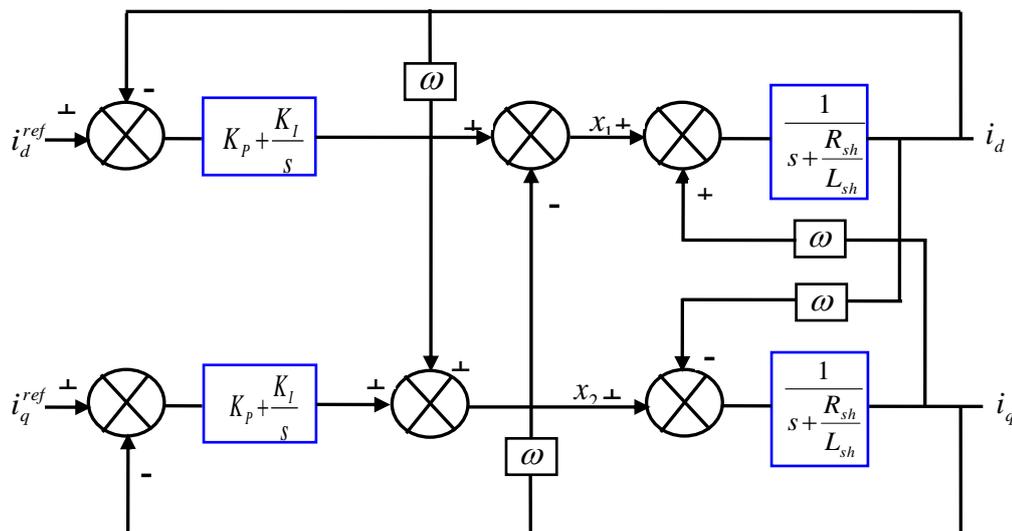


Figure 3.9. Schéma bloc de la méthode watt-var découplée

3.4.1.2. Régulation de la tension continue

Pour un fonctionnement normal des deux convertisseurs de l'UPFC, la tension moyenne aux bornes des condensateurs C1 et C2 doit être maintenue à une valeur constante. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active sur le réseau de transport. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence de la partie shunt [4].

Suite à un écart entre V_{DCref}^2 et V_{DC}^2 , la puissance P_{ref} à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant ainsi la tension V_{DC}^2 .

Afin d'obtenir le signal P_{ref} , nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique.

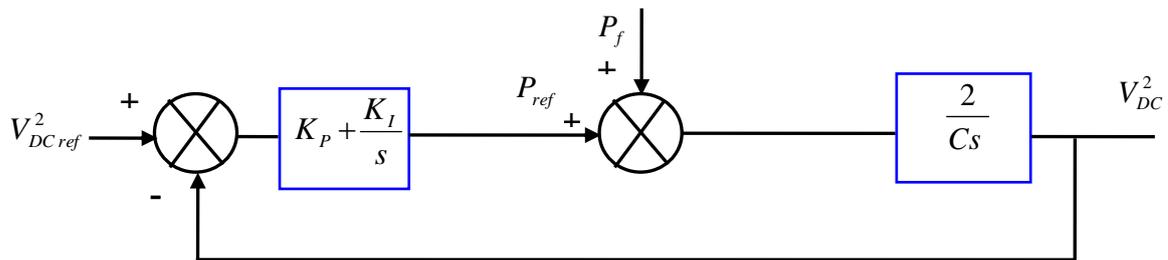


Figure 3.10. Régulation de la tension continue

Nous avons la fonction de transfert de la boucle fermée :

$$\frac{V_{DC}^2}{V_{DCref}^2} = \frac{\frac{2K_p}{c}s + \frac{2K_I}{c}}{s^2 + \frac{2K_p}{c}s + \frac{2K_I}{c}} \quad (3.37)$$

Avec:

$$\omega^2 = \frac{2K_I}{c} \quad \text{et} \quad \xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2cK_I}} \quad (3.38)$$

3.4.1.3. Commande de l'onduleur

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. La commande

par MLI est l'un des commandes de l'onduleur. Utilisant cette méthode l'UPFC commande de fortes puissances et a besoin d'une fréquence fixe pour les commutations [4].

La méthode basée sur la MLI met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs [4].

Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure (3.11) suivante:

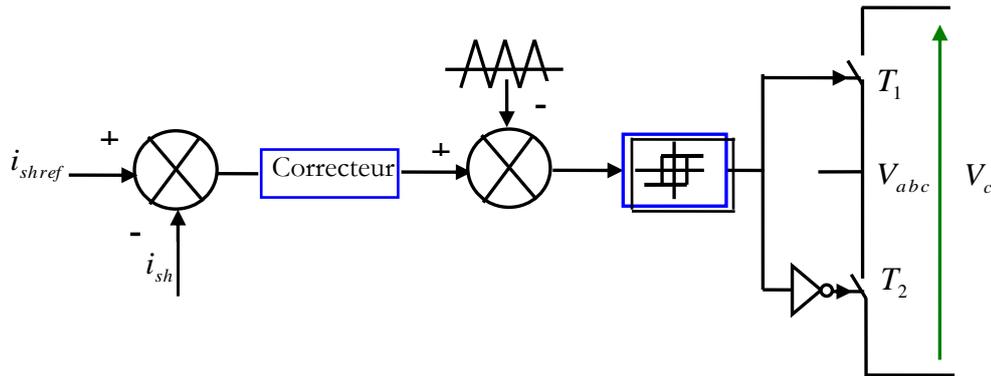


Figure 3.11. Contrôle de courant par MLI

Le but principal de la régulation de la partie shunt est de contrôler le courant à la sortie de l'onduleur parallèle de l'UPFC, pour cela on utilise un régulateur PI avec compensation de pôles représenté sur la figure (3.12) suivante.

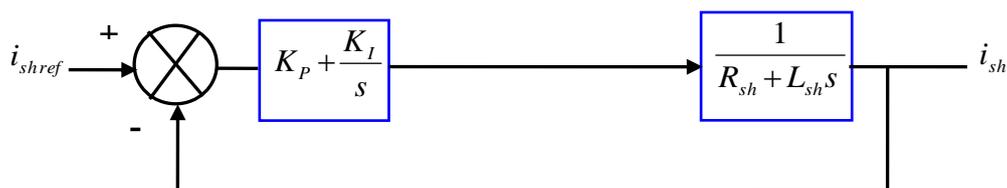


Figure 3.12. Schéma bloc de la régulation PI

La fonction de transfert de la boucle fermée est :

$$\frac{i_{sh}}{i_{shref}} = \frac{1}{1 + \frac{L_{sh}}{K_p} s} = \frac{1}{1 + \tau s} \tag{3.39}$$

Avec

$$K_I = K_P \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \quad (3.40)$$

La détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{sh-d} et V_{sh-q} pour le compensateur parallèle. Pour un choix convenable de la valeur de la constante de temps τ ($\tau \leq 5ms$), les gains K_P et K_I peuvent être obtenus comme suit :

$$K_P = \frac{1}{\tau} \quad \text{et} \quad K_I = \frac{R_{sh}}{\tau L_{sh}} \quad (3.41)$$

3.4.2. Partie série

3.4.2.1. Identification des références

La partie série est utilisée pour le contrôle des puissances active et réactive transitées dans la ligne de transmission, on contrôlant l'amplitude et l'angle de phase de la tension injectée par le convertisseur série. Il faudra alors déterminer les références pour commander la partie série.

Il existe plusieurs méthodes d'identification des références, parmi lesquelles on a :

a. Méthode Watt-Var Découplé

Les valeurs d'entrée pour le contrôleur permettant de rendre la commande de la puissance active P et réactive Q indépendante, sont :

- Les valeurs instantanées des tensions V_1 et V_2 ;
- Le courant de ligne I_s ;
- Les valeurs des références de puissance (P_{ref}, Q_{ref}).

La figure (3.13) présente le modèle mathématique utilisée pour cette partie:

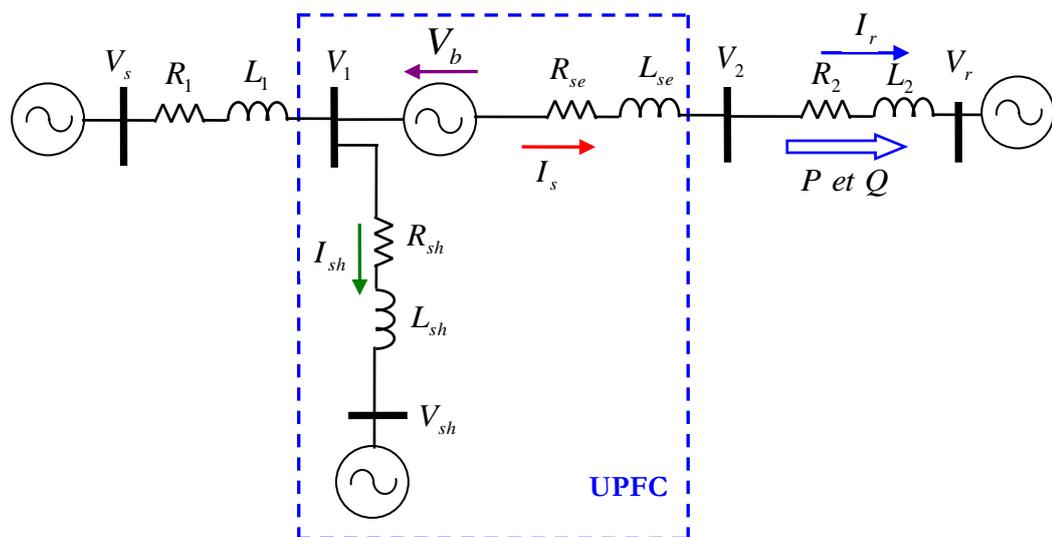


Figure 3.13. Modèle mathématique d'un UPFC connecté au réseau

Nous avons l'équation suivante:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L'_{se}} \begin{bmatrix} V_a - V_{ra} - V_{sea} \\ V_b - V_{rb} - V_{seb} \\ V_c - V_{rc} - V_{sec} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Avec: $R'_{se} = R_{se} + R_2$ et $L'_{se} = L_{se} + L_2$

En passant par la transformation de PARK, l'équation (3.42) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & \omega \\ -\omega & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L'_{sh}} \begin{bmatrix} V_d - V_{rd} - V_{sed} \\ V_q - V_{rq} - V_{seq} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Comme pour la partie shunt, à fin d'aboutir à une commande facile du système, on pose :

$$x_1 = \frac{1}{L'_{sh}} (V_d - V_{rd} - V_{sed}) \text{ et } x_2 = \frac{1}{L'_{sh}} (V_q - V_{rq} - V_{seq})$$

Alors:

$$x_1 = (K_P + \frac{K_I}{s}) (I_{rd}^{ref} - I_{rd}) - \omega I_{rq} \quad \text{et} \quad x_2 = (K_P + \frac{K_I}{s}) (I_{rq}^{ref} - I_{rq}) + \omega I_{rd} \quad (3.44)$$

x_1 et x_2 étant les sorties des deux régulateurs PI des courants I_{rd} et I_{rq} respectivement.

Les valeurs I_d^{ref} I_q^{ref} sont les références des courants actif et réactif de la ligne de transmission.

En substituant les équations (3.42), et (3.43) dans le système d'équation (3.44), et après avoir appliqué la transformation de Laplace, on aboutit à un système de deux équations découplées ayant les fonctions de transfert en boucle fermée suivante:

$$F(s) = \frac{I_d}{I_d^{ref}} = \frac{I_q}{I_q^{ref}} = \frac{K_I + s K_P}{K_I + s \left(\frac{R'_{se}}{L'_{se}} + K_P \right) + s^2} \quad (3.45)$$

3.4.2.2. Commande de l'onduleur

L'objectif de la régulation de la partie série est de contrôler le courant à la sortie de l'onduleur série de l'UPFC, afin de contrôler la tension injectée par ce dernier dans le réseau [4]. Pour cela nous utilisons un régulateur PI avec compensation de pôles représenté par la boucle de commande de la figure (3.14) suivante:

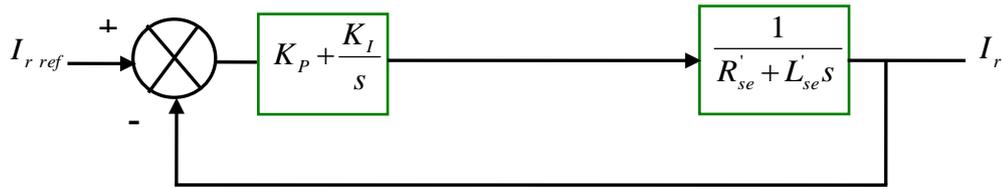


Figure 3.14. Schéma de régulation du courant de la partie série

La fonction de transfert de la boucle fermée est :

$$\frac{I_r}{I_{r \text{ ref}}} = \frac{1}{1 + \frac{L'_{se}}{K_p} s} = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (3.46)$$

Avec

$$K_I = K_p \frac{R'_{se}}{L'_{se}} \quad (3.47)$$

Pour un choix convenable de la valeur de la constante de temps τ , les gains K_p et K_I peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = \frac{1}{\tau} \quad \text{et} \quad K_I = \frac{R'_{se}}{\tau L'_{se}} \quad (3.48)$$

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord montré la structure de base et principe de fonctionnement d'un UPFC, nous avons développé le modèle mathématique du dispositif connecté au réseau de transport d'énergie électrique, nous avons vu ses différentes caractéristiques et son influence sur les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne de transport, nous avons également choisi la méthode watt-var découplé pour identifier les références du système de commande des deux parties, ensuite nous avons pris la méthode basée sur la MLI pour le contrôle des deux onduleurs de l'UPFC, en choisissant le régulateur PI avec compensation de pôles pour la partie shunt et pour la partie série. En fin nous avons calculé les coefficients des régulateurs utilisés.

Dans le prochain chapitre on va étudier l'influence des deux dispositifs UPFC et PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques

Chapitre 04

INFLUENCE COMBINÉE DES UPFC ET DES PSS SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.1. Introduction

Le réseau électrique est exposé soit aux faibles ou importantes perturbations. Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts comme les courts circuits, la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance et les coupures des lignes sont des exemples de grandes perturbations.

L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser la réponse des machines à la suite d'une forte perturbation en diverses positions du système électrique. Le but de ce chapitre est d'analyser l'effet de l'UPFC et de PSS sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Pour cela, des simulations sont effectuées sur quelques réseaux électriques de tailles différentes, avec UPFC, avec PSS, avec UPFC et PSS en utilisant le logiciel MATLAB / Simulink.

4.2. Evaluation de la stabilité transitoire

Dans ce qui suit, nous présentons les différentes étapes à suivre pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines:

4.2.1. Etape n=1

La première étape dans les études de la stabilité transitoire est le calcul d'écoulement de puissance afin d'obtenir les conditions initiales du réseau juste avant la perturbation. Une fois les données du réseau introduites, on calcule la matrice admittance du système avant défaut. Les méthodes de GAUSS-SEIDEL et NEWTON-RAPHSON ont été utilisées pour le calcul d'écoulement de puissance

4.2.2. Etape n=2

La deuxième étape est l'introduction des données suivantes relatives au problème de la stabilité transitoire :

- Nature et endroit du défaut (court-circuit triphasé);
- Temps d'élimination du défaut (t_e) et les éventuels changements dans la topologie du système;
- Temps maximum de calcul.

4.2.3. Etape n=3

Pour la troisième étape les calculs préliminaires suivants sont à effectuer:

- Conversion des charges en admittances équivalentes;
- Calcul des tensions internes des générateurs ;
- Calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation selon la topologie du réseau;
- Calcul des matrices admittances réduites.

4.2.4. Etape n=4

Dans cette étape on va résoudre le système d'équations différentielles non linéaires pour obtenir l'évolution dans le temps, des angles et vitesses des différents générateurs. Pour la stabilité transitoire les angles des tensions internes des générateurs correspondent aux angles des rotors et les conditions initiales sont le résultat de calcul d'écoulement de puissance.

4.2.5. Etape n=5

Pour des temps d'élimination de défaut successifs t_e on intègre le système pendant et après l'élimination du défaut. A chaque fois, nous analysons les courbes des angles rotoriques. Si tous les angles rotoriques mesurés par rapport au centre d'angle du système atteignent un maximum (généralement inférieur à 150°) et diminuent par la suite, alors le système est stable pour le t_e choisi. Si l'un des angles continue à augmenter dans le temps, alors le générateur correspondant va perdre le synchronisme et le système est instable. Après plusieurs simulations, le temps critique d'élimination du défaut CCT est déterminé [19].

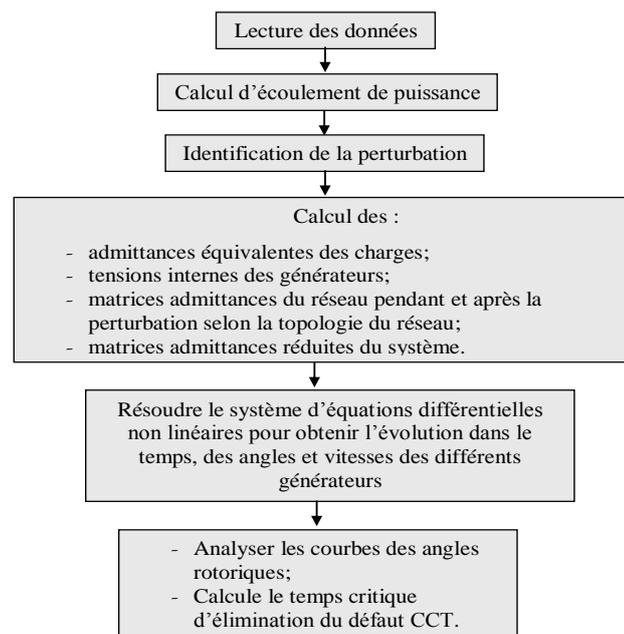


Figure 4.1. Etapes d'évaluation de la stabilité transitoire

4.3. Première application

4.3.1. Description du réseau étudié

Pour l'étude de la stabilité transitoire d'un générateur, on considère qu'il est connecté au réseau infini via une ligne de transmission (Figure (4.2)), ce générateur est équipé d'un PSS. Nous avons également considéré qu'un UPFC est installé au milieu de la ligne. Les caractéristiques du générateur, des lignes et de transformateur sont données dans l'annexe. A. En affectant un défaut symétrique de 6 périodes à 60 Hz à l'instant $t=1s$ près du jeu de barre 1.

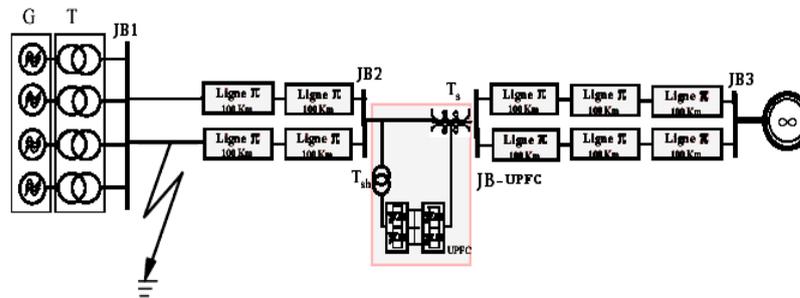


Figure 4.2. Schéma global de réseau étudié

4.3.2. Simulation

L'exécution de programme Simulink sous MATLAB nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures (4.3.a), (4.3.b), (4.3.c), (4.3.d) qui représentent respectivement la vitesse de rotation de générateur, ça puissance active et les puissances actives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des trois jeux de barres pour le défaut considéré.

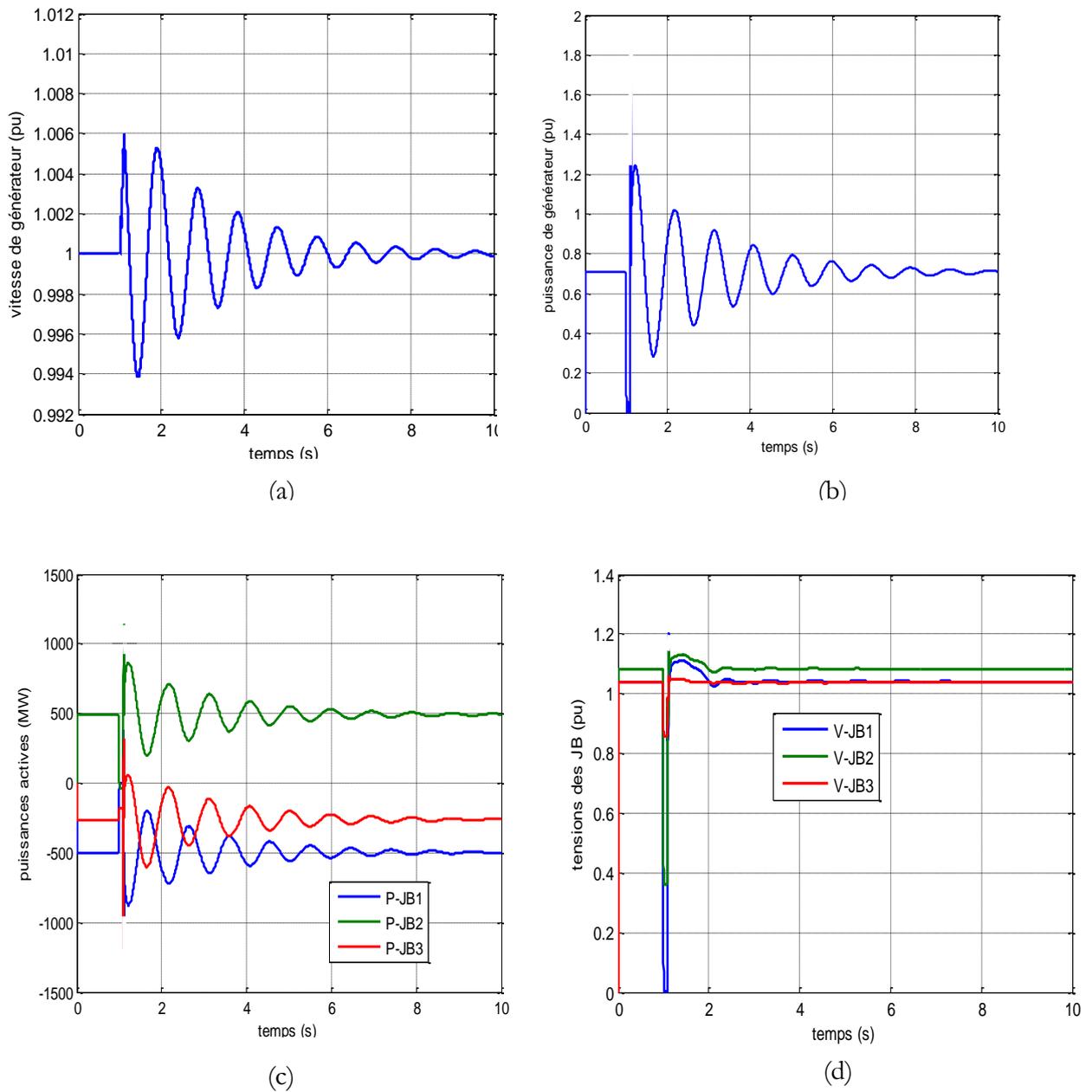


Figure 4.3. Simulation d'un réseau de JB infinie

- a- Vitesse angulaire de générateur [pu].
- b- Puissance active de générateur [pu].
- c- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW]
- d- Tensions de jeux de barres [pu].

4.3.2.1. Interprétation des résultats obtenus

Pendant le défaut, une chute de tension importante apparaît aux bornes des jeux de barres de connexion. Lors de l'apparition du court-circuit, les tensions oscillent longuement.

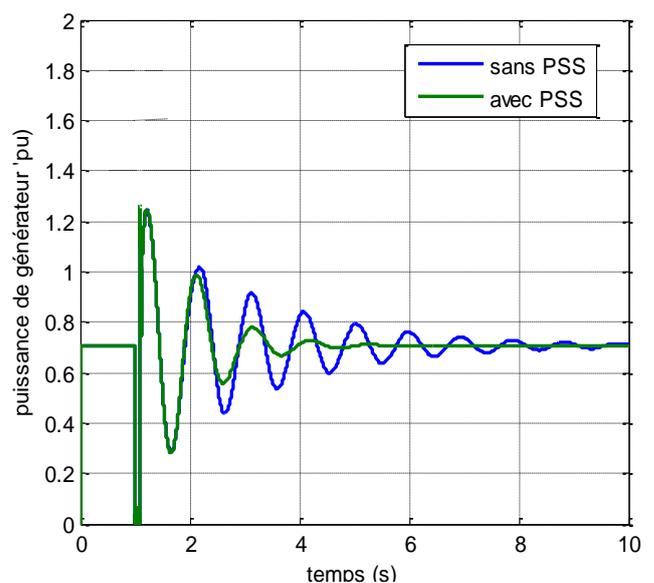
Du fait que la puissance électrique fournie est en fonction de la tension, elle diminue considérablement, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau de rotor, ce qui provoque une augmentation de vitesse de rotation.

On remarque que la variation de la vitesse et la puissance de générateur à la suite de défaut est à un régime oscillatoire amorti. Alors on peut dire que le système est stable dans ces conditions car la vitesse de générateur et par conséquent l'angle rotorique varie suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, à la suite de cette perturbation

4.3.3. Avec l'intégration de PSS

Le PSS (Power System Stabiliser) peut amortir les oscillations du rotor d'une machine synchrone par le contrôle de leur excitation. Ce contrôleur détecte les variations de la vitesse $d\omega$ de rotor, ou la puissance d'accélération du générateur $P_a = P_m - P_{eo}$ (la différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique) et applique un signal, adapté, à l'entrée d'excitation de la machine synchrone.

Maintenant, on fait l'intégration d'un PSS sur le système électrique représenté dans la figure (4.2) afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration de PSS comme montre la figure (4.4) suivante.



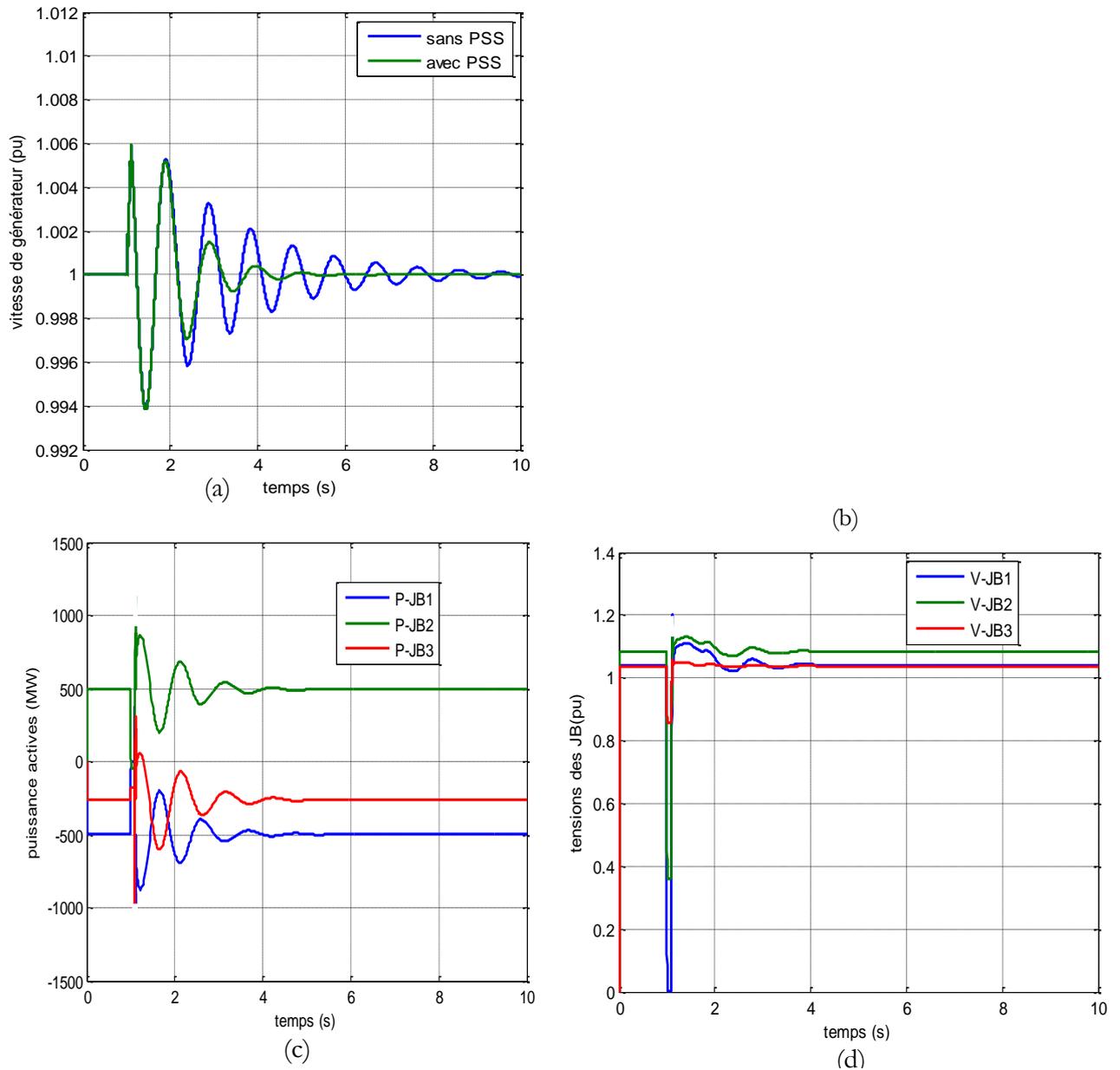


Figure 4.4. Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration de PSS

- a- Vitesse angulaire de générateur [pu].
- b- Puissance de générateur [pu].
- c- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].
- d- Tensions de jeux de barres [pu]

Les figures 4.4 (a), 4.4 (b), 4.5 (c), 4.6 (d) représentent respectivement la vitesse de rotation de générateur, ça puissance active et les puissances actives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des trois jeux de barres de système en présence d'un PSS.

4.3.3.1. Interprétation des résultats obtenus

Après la mise en service de PSS il ya un amortissement des oscillations de la vitesse et de puissance de générateur, des puissances et des tensions de JB cars le PSS détecte la variation de la vitesse et de puissance de générateur et ajoute la différence de la vitesse et la puissance au système d'excitation de la machine. Alors on peut dire que le système est aussi stable dans ce cas, et il ya une amélioration de la stabilité transitoire.

4.3.4. Avec l'intégration de PSS Multi-Band (MB-PSS)

Les oscillations électromécaniques peuvent être classées en quatre catégories:

- Oscillations Locale: entre une unité et le reste de système de production et entre ce dernier et le reste de système électrique. Leurs fréquences sont typiquement entre 0.8 et 4.0Hz.
- Oscillations entre zones: entre deux zones proches avec des fréquences peuvent variés entre 1 et 2 Hz.
- Oscillations entre groupes: entres deux groupes majeurs d'une centrale électrique d'un système de production avec des fréquences varient typiquement entre 0.2 et 0.8 Hz.
- Oscillations globale: caractérisé par l'oscillation dans une phase commune de tous les générateurs comme trouvé sur le système d'isolement. Ses fréquences sont typiquement au-dessous de 0.2 Hz.

Le besoins d'amortissement efficace de ces types des oscillations nécessite l'amortisseur des oscillations de puissance multi bande MB-PSS (multi band power system stabiliser). Comme il est indiqué dans son nom la structure de MB-PSS (annexe B) est basée sur des bandes de fonctionnement multiples. Trois bandes séparées sont utilisées consacré à : bas, intermédiaires et hautes fréquences. Les basses fréquences sont typiquement associées avec le mode globale du système électrique, l'intermédiaire avec le mode entre zones et les hautes avec le mode locale.

Maintenant, on fait l'intégration d'un PSS-MB sur le système électrique représenté dans la figure (4.2), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire avec l'intégration de PSS et de PSS-MB comme montre la figure (4.5).

Les figures 4.5 (a), 4.5 (b), 4.5 (c), 4.5 (d) représentent respectivement la différence entre la vitesse de rotation de générateur, ça puissance active en présence d'un PSS et d'un PSS-MB, et les puissances actives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des trois jeux de barres de système en présence d'un PSS.

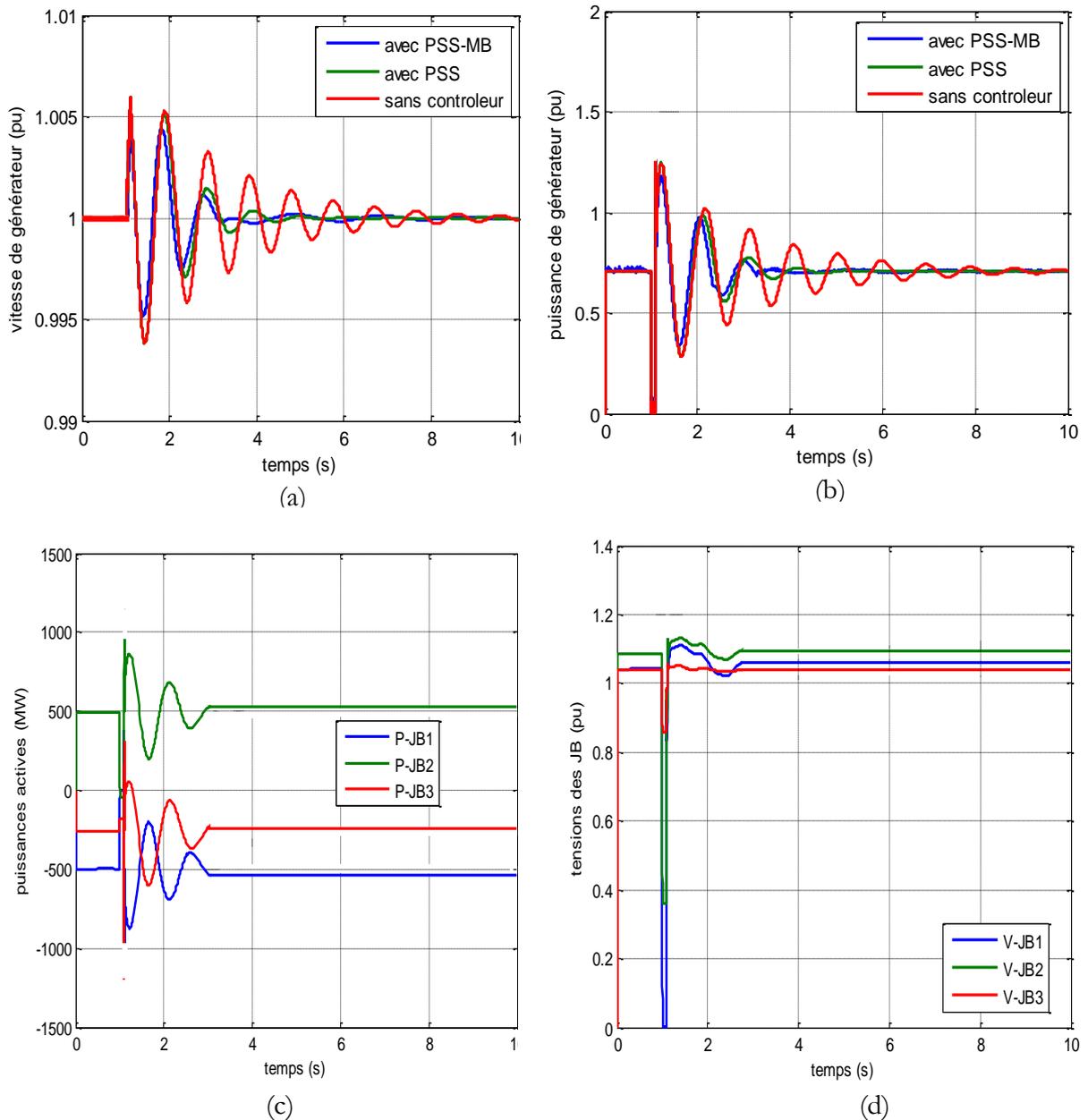


Figure 4.5. Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration de PSS-MB

- a- Vitesse angulaire de générateur [pu].
- b- Puissance de générateur [pu].
- c- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].
- d- Tensions des jeux de barres [pu].

4.3.4.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats de simulation montrent que l'amortissement des oscillations de la vitesse et de puissance de générateur, des puissances et des tensions de JB en présence d'un PSS-MB est meilleur que le PSS à cause

de ses multiples bandes et ses multiple fonctions. Dans ce cas, il ya aussi une amélioration de la stabilité transitoire.

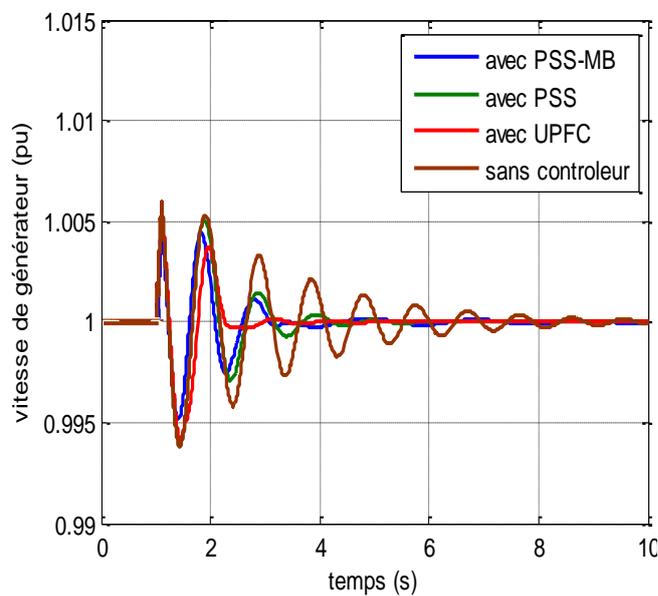
4.3.5. Avec l'intégration d'UPFC

Dans cette application, on fait l'intégration d'UPFC au milieu de la ligne de système électrique représenté dans la figure (4.2), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée.

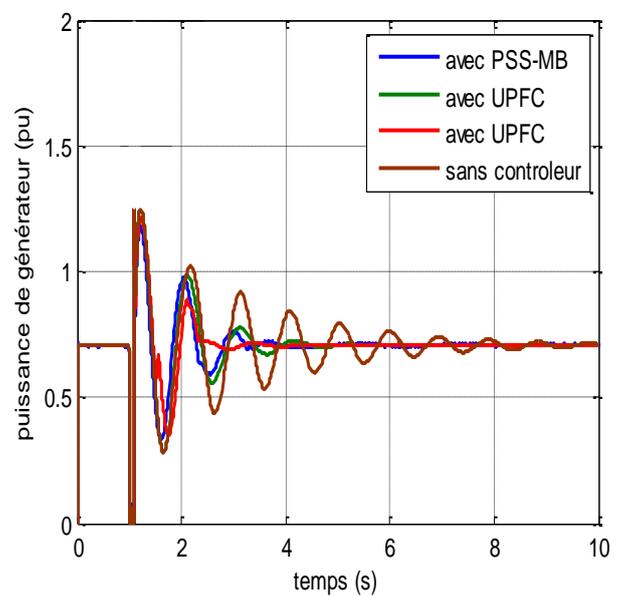
Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer la performance de la stabilité transitoire sans contrôleur, avec PSS avec PSS-MB et avec l'intégration d'UPFC comme montre la figure (4.6) suivante.

Les figures (4.6.a) et (4.6.b) représentent respectivement la variation de la vitesse de rotation et la puissance active de générateur de système de la figure (4.2) en présence d'un PSS, d'un PSS-MB et d'un UPFC.

Les figures 4.6 (c) et 4.6 (d) représentent respectivement les puissances actives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des jeux de barres de système en présence d'UPFC.



(a)



(b)

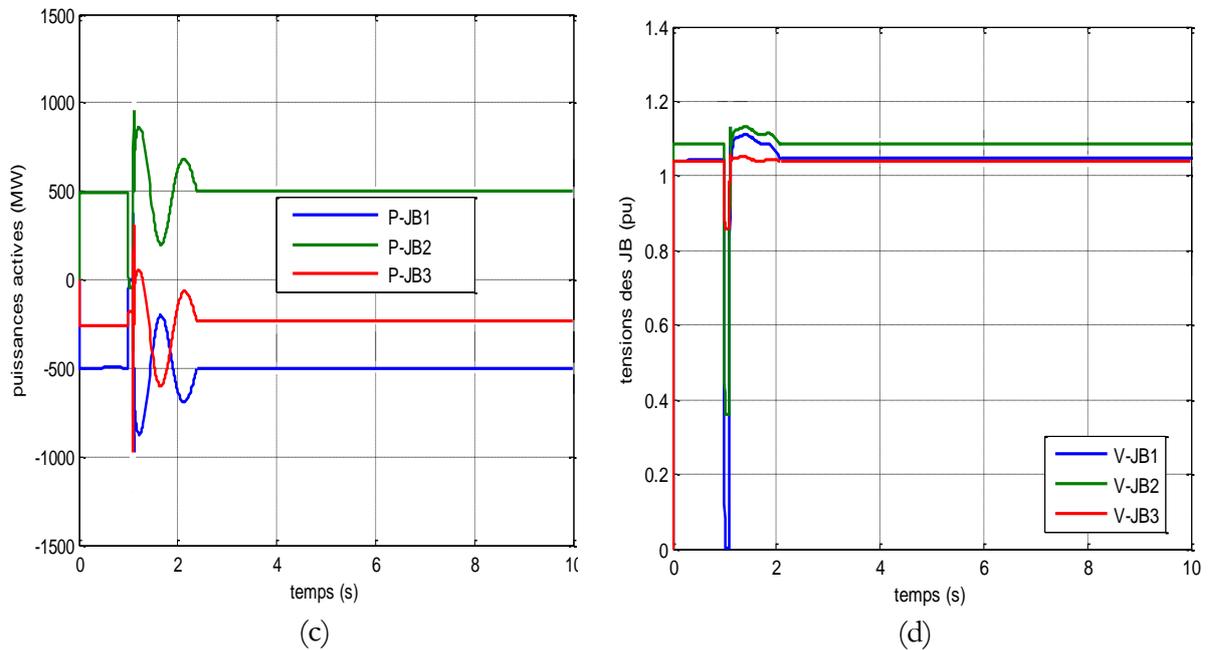


Figure 4.6. Simulation d'un réseau de JB infinie avec l'intégration d'UPFC

- a- Vitesse angulaire de générateur [pu].
- b- Puissance de générateur [pu].
- c- Puissances actives aux jeux de barres de [MW].
- d- Tensions des jeux de barres de connexions [pu].

4.3.5.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats de simulation montrent que l'amortissement des oscillations de la vitesse et de puissance de générateur, des puissances et des tensions de JB en présence d'un UPFC est plus performant que le PSS-MB et le PSS, et il y a une bonne amélioration de la stabilité transitoire car l'UPFC est fait la compensation série et la compensation shunt.

4.3.6. Avec l'intégration d'UPFC et de PSS

Dans ce cas, on fait une étude sur l'influence combinée des deux dispositifs UPFC et PSS sur la stabilité transitoire. Les résultats de simulation sont présentés dans la figure (4.7) suivante:

Les figures (4.7.a), (4.7. b), (4.7.c), (4.7.d) représentent respectivement la variation de la vitesse de rotation de générateur, ça puissance active en présence d'un PSS, d'un UPFC et d'un PSS et UPFC, et les puissances actives aux jeux de barres de connexion ainsi que les tensions des jeux de barres de système en présence d'un PSS et UPFC.

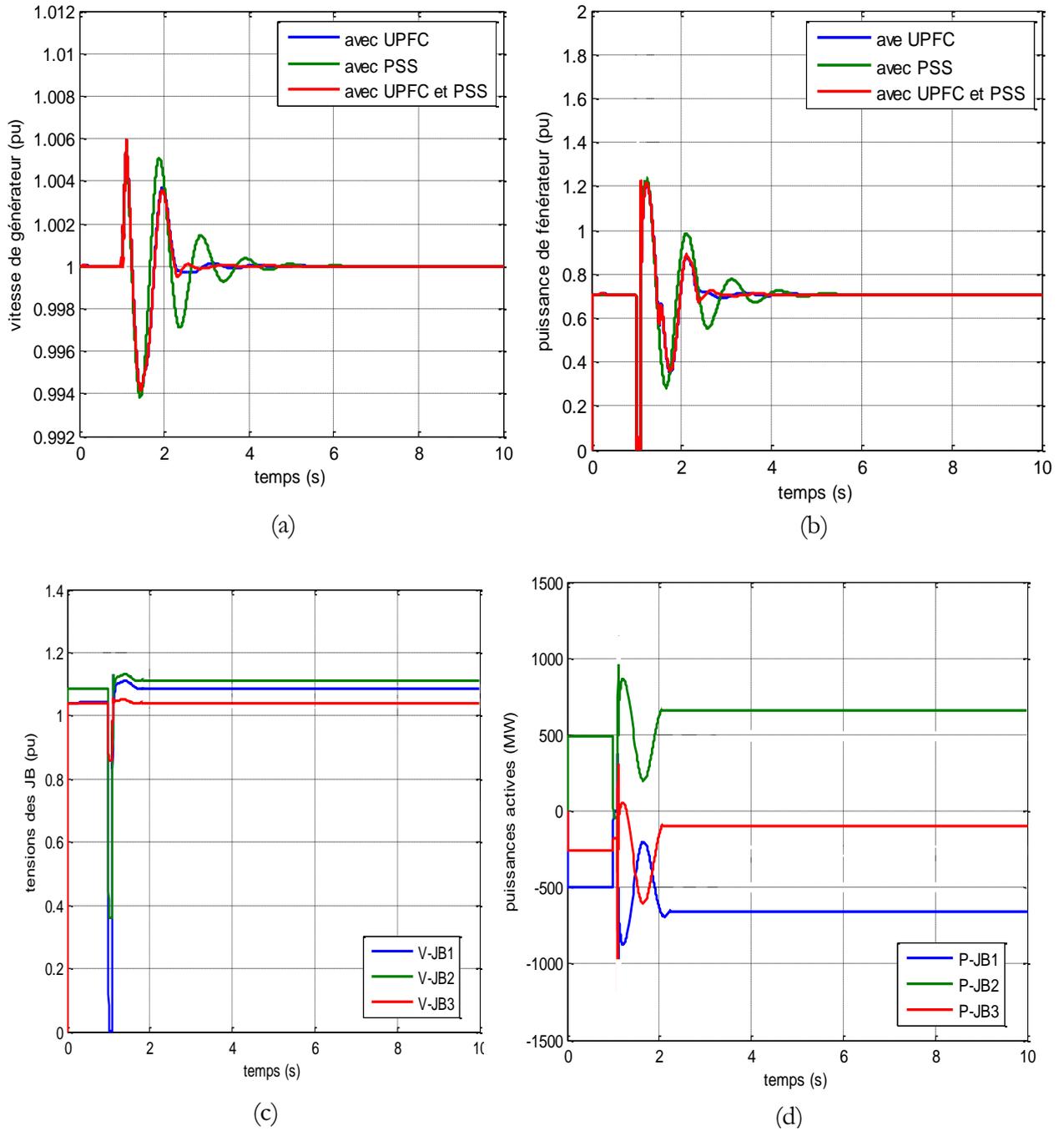


Figure 4.7. Simulation d'un réseau de JB infini avec l'intégration d'UPFC et de PSS

- a- Vitesse angulaire de générateur [pu].
- b- Puissance de générateur [pu].
- c- Tensions de jeux de barres [pu].
- d- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW]

4.3.6.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats de simulation montrent que l'amortissement des oscillations apparaît au système électrique à cause de court-circuit en présence d'UPFC et de PSS et plus performant que celle obtenu en cas d'intégration d'UPFC et des PSS seul. L'influence combinée d'UPFC et de PSS sur la stabilité transitoire est obtenue.

4.4. Deuxième application

4.4.1. Description du réseau étudié

Le réseau test, montré dans la figure (4.8), comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barre 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de deux charges L1, et L3 reliées respectivement aux JB1 et JB3. Chaque générateur est équipé d'un PSS. Un UPFC est installé entre le JB1 et JB5. Les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexe A. [59]

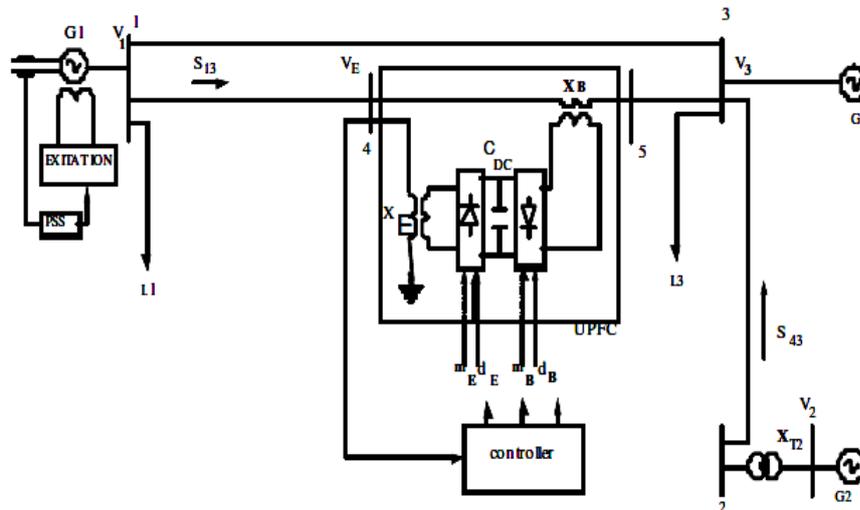
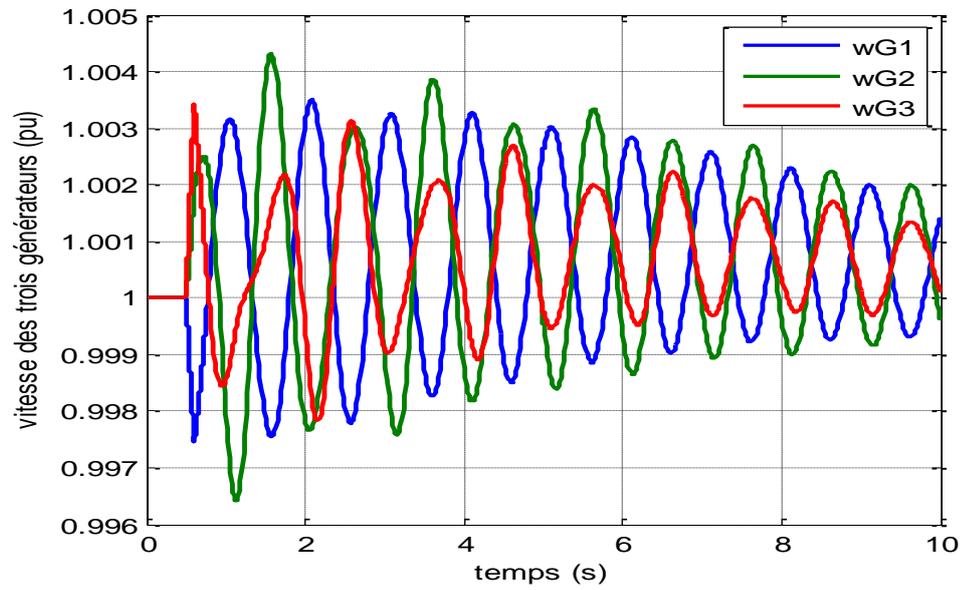


Figure 4.8. Réseau test [59].

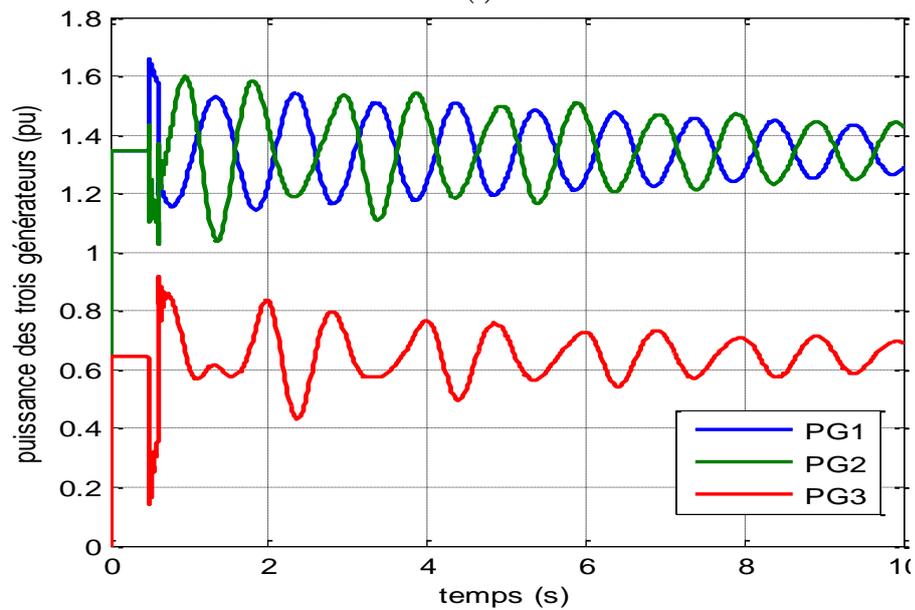
4.4.2. Simulation

L'exécution de programme SIMULINK nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures (4.9) et (4.10) suivante.

Les figures (4.9.a), (4.9.b) représentent respectivement la variation des vitesses de rotation et des puissances des générateurs en présence d'une coupure de la phase A et B de la ligne connectant le JB1 et le JB3 à l'instant $t=0.5s$ au niveau de JB3.



(a)



(b)

Figure 4.9. Simulation d'un réseau de 3 générateurs

a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.10.a), (4.10.b), représentent respectivement les puissances actives aux jeux de barres de connexion et les différences des angles rotoriques des trois générateurs en présence de même défaut.

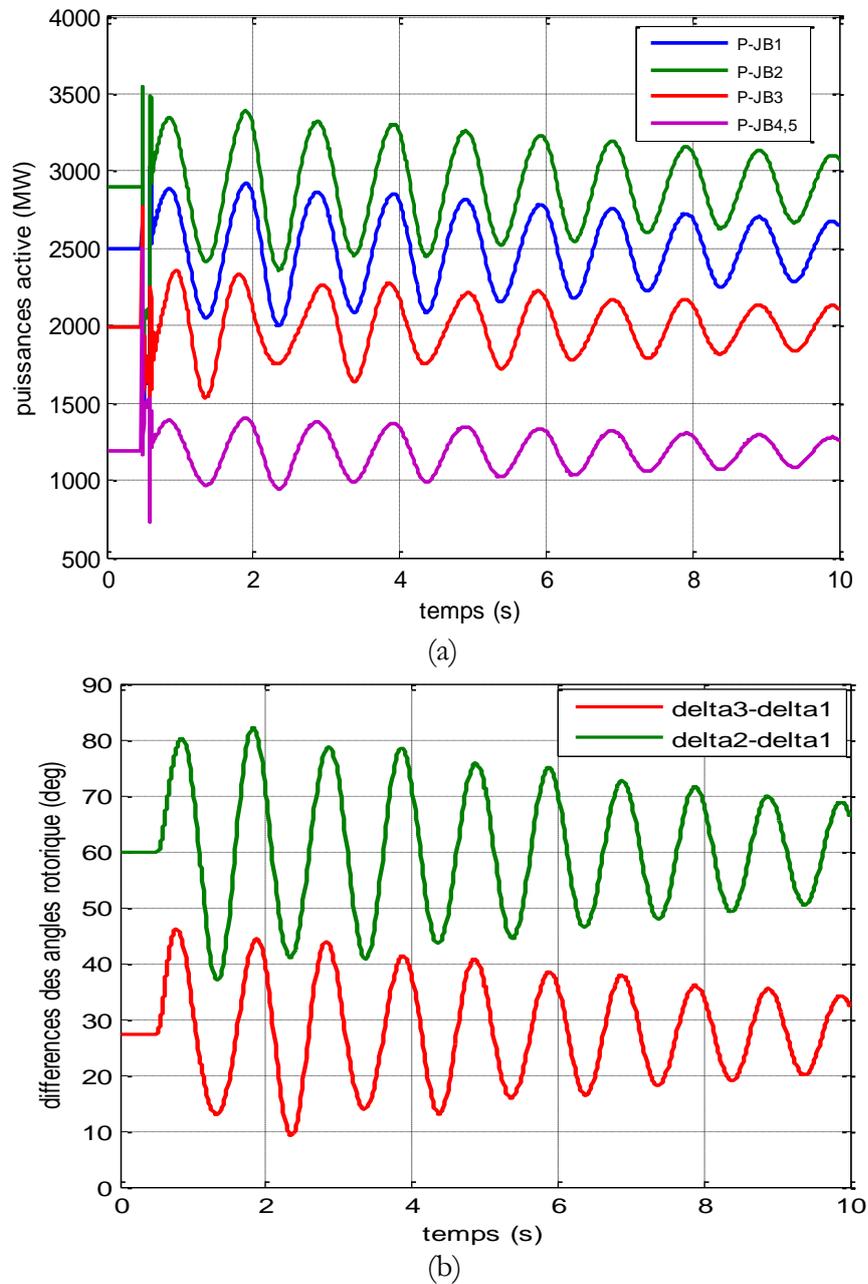


Figure 4.10. Simulation d'un réseau de 3 générateurs

a- Puissances actives aux JB de connexion [MW].

b- Différences des angles rotorique [deg].

4.4.2.1. Interprétation des résultats obtenus

On constate que les comportements des générateurs à la suite de cette perturbation sont identiques sauf que n'atteint pas des mêmes valeurs à cause des facteurs suivants :

- Les caractéristiques des machines.
- La distance qui sépare les machines de la perturbation.

Pendant le défaut, des oscillations des vitesses et des puissances des générateurs apparaissent au système électrique.

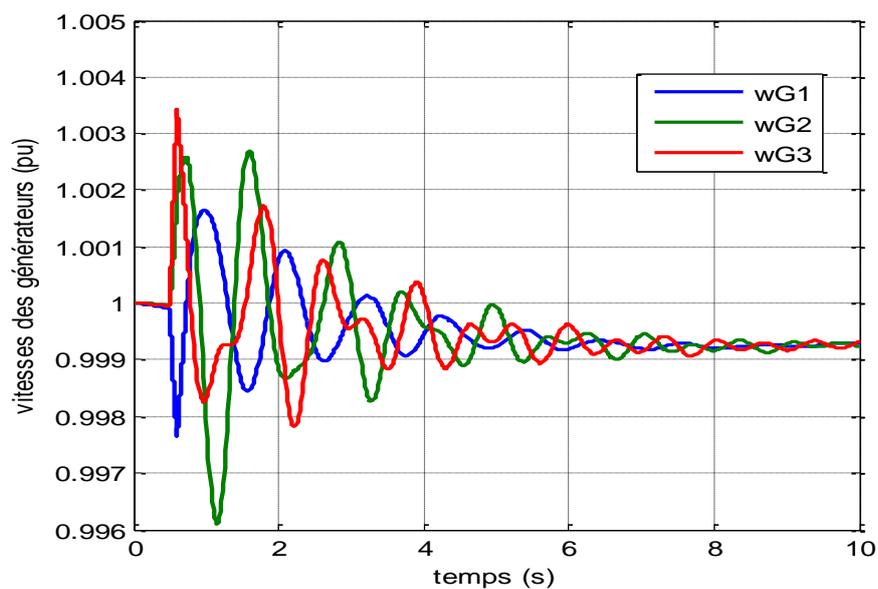
Du fait que la puissance électrique fournie est en fonction de la tension, elle diminue considérablement, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors, ce qui provoque une augmentation des vitesses de rotations et par conséquent les angles de charges.

Si on prend les vitesses des générateurs comme indicateur de stabilité, on observe que $(\omega_{G1}, \omega_{G2}, \omega_{G3})$ ont varié suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, à la suite de cette perturbation, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

4.4.3. Insertion de PSS au générateur un (G1)

Pour la détermination de la position optimale du PSS dans le réseau, nous comparons les résultats obtenus avec le PSS connecté à chacune des machines du réseau successivement ; le PSS agissant en l'absence de toute autre régulation.

Les résultats de simulations présentés dans les figures (4.11), (4.12) sont obtenus en cas d'intégration de PSS au niveau de générateur un (G1) du système électrique représenté dans la figure (4.8), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée.



(a)

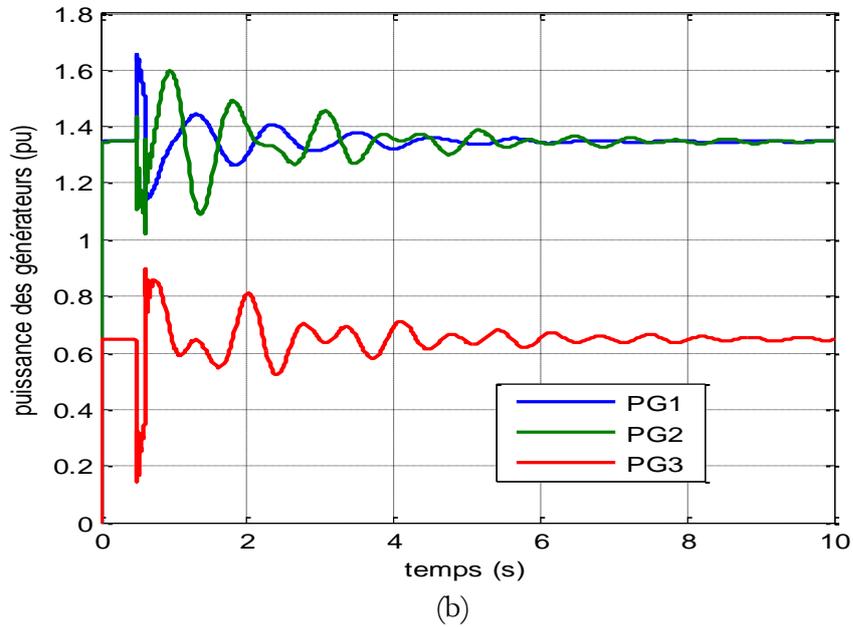
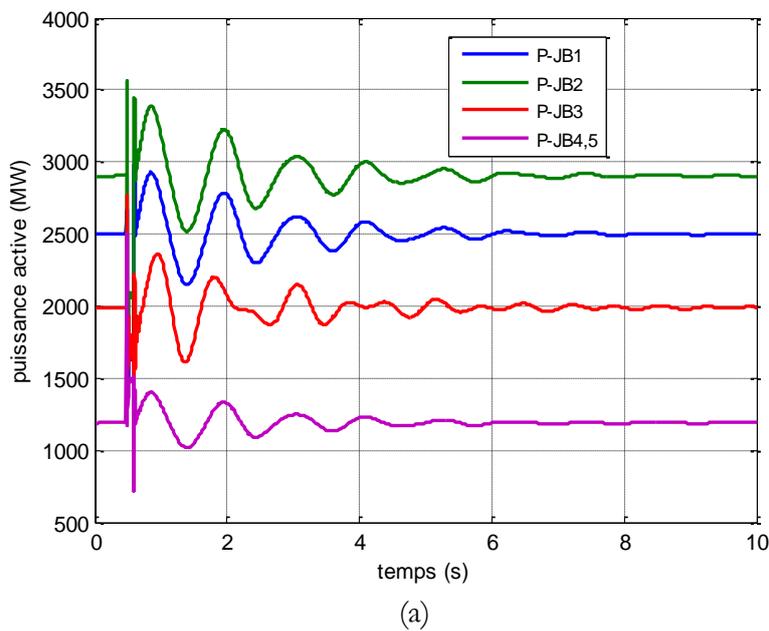


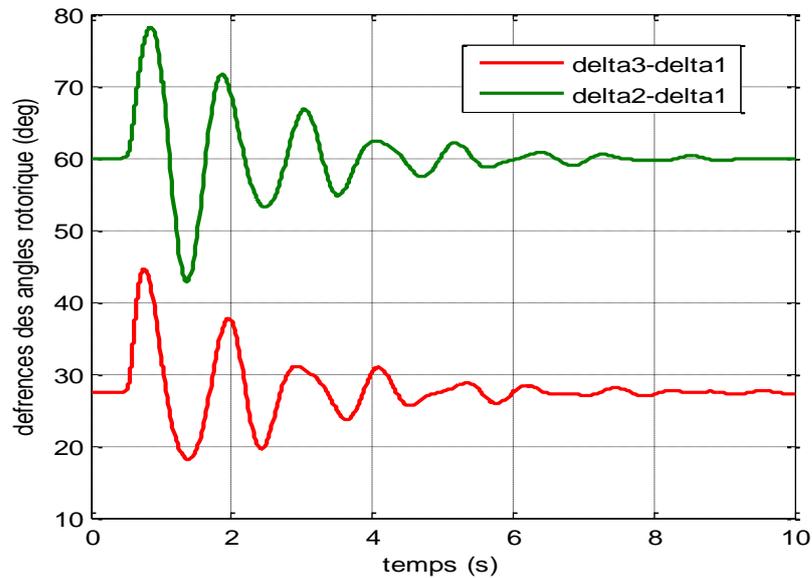
Figure 4.11. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G1

a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.11.a), (4.11.b) représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, et ces puissances en [pu] en présence d'une coupure de la phase A et B de la ligne connectant le JB1 et le JB3 à l'instant $t=0.5s$ au niveau de JB3.





(b)

Figure 4.12. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G1

a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Différences des angles rotorique [deg].

Les figures (4.12.a), (4.12.b) suivantes représentent respectivement les puissances actives aux jeux de barres de connexion et les différences des angles rotoriques des générateurs en présence de même défaut:

4.4.3.1. Interprétation des résultats obtenus

Après la mise en service de PSS il y a un amortissement des oscillations des vitesses, des puissances des générateurs, des puissances de JB de connexion et les différences des angles rotoriques. Mais l'influence de ce dernier sur la variation de vitesse ω_{G1} et de puissance P_{G1} de générateur G1 est mieux que les autres générateurs car il est installé au niveau de G1. Donc on peut dire qu'il ya une amélioration de la stabilité transitoire.

4.4.4. Insertion de PSS au générateur deux (G2)

Maintenant, on fait l'intégration d'un PSS au niveau de générateur deux (G2) du système électrique représenté dans la figure (4.8), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin,

l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire avec l'intégration de PSS au G1 et de PSS au G2 comme montre les figures (4.13) et (4.14) suivante.

Les figures (4.13.a), (4.13.b), représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs et ces puissances en [pu].

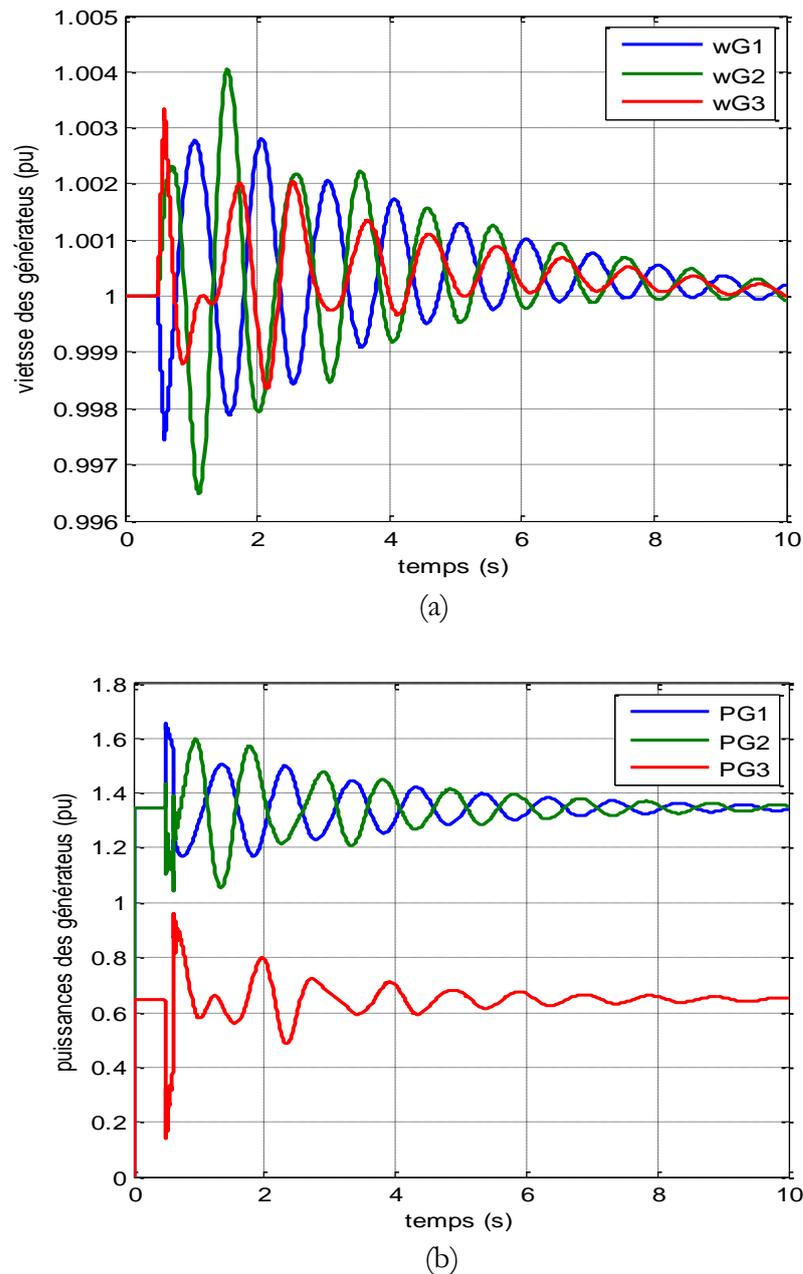


Figure 4.13. Simulation d'un réseau de 3 générateurs PSS avec inséré au G2

a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.14.a), (4.14.b) suivante, suivantes représentent respectivement les puissances actives aux jeux de barres de connexion et les différences des angles rotoriques des générateurs en présence de même défaut en cas d'insertion de PSS au G2

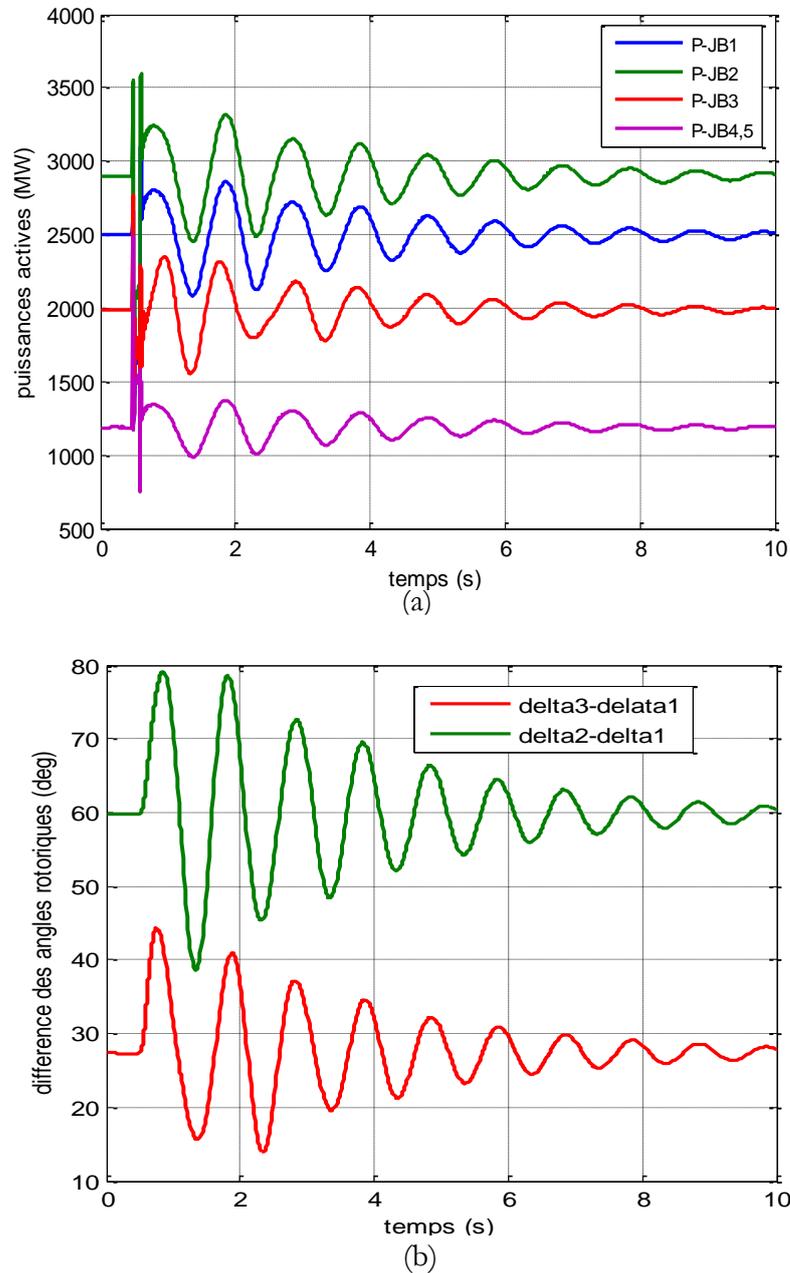


Figure 4.14. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G2

- a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].
- b- Différences des angles rotorique [deg].

4.4.4.1. Interprétation des résultats obtenus

Après d'intégration d'un PSS au niveau de générateur G2 il ya un amortissement des oscillations des vitesses, des puissances des générateurs, des puissances de JB de connections. Le système est aussi stable dans ce cas, et il ya une amélioration de la stabilité transitoire mais l'amélioration de la stabilité transitoire en cas d'intégration d'un PSS au niveau de générateur G1 et plus performant en cas d'intégration d'un PSS au niveau de générateur G2 car l'emplacement de défaut est au niveau de la ligne connectant le JB1 et le JB3, c.à.d. le générateur G1 et le plus proche au défaut.

4.4.5. Insertion de PSS au générateur trois (G3)

A cette fois, on fait l'intégration d'un PSS au niveau de générateur trois (G3) du système électrique représenté dans la figure (4.8), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer la performance de la stabilité transitoire avec l'intégration de PSS au niveau de G1, G2 et G3.

Les figures (4.15.a), (4.15.b), représentent respectivement les vitesses de rotation et les puissances des générateurs en [pu] en présence de PSS au G3.

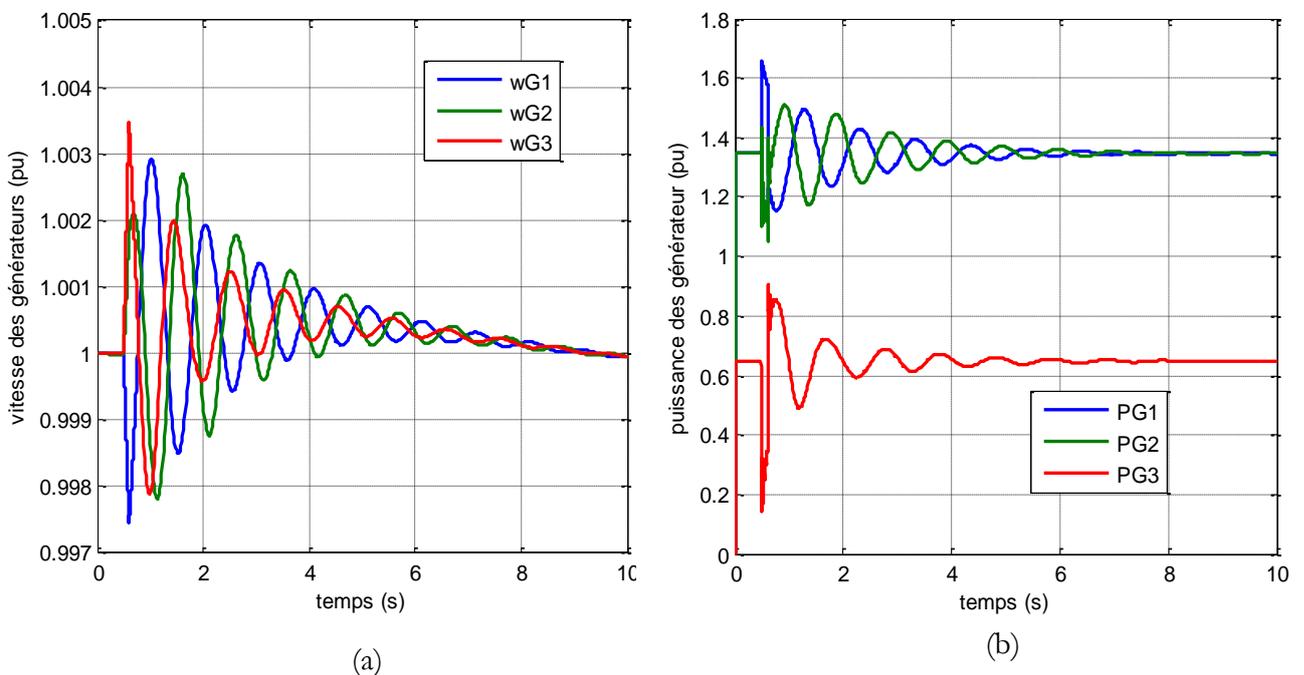
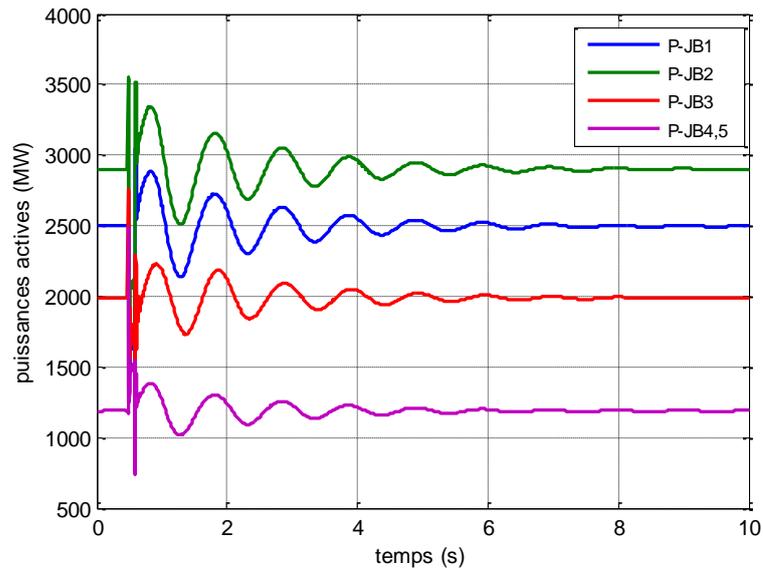


Figure 4.15. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G3

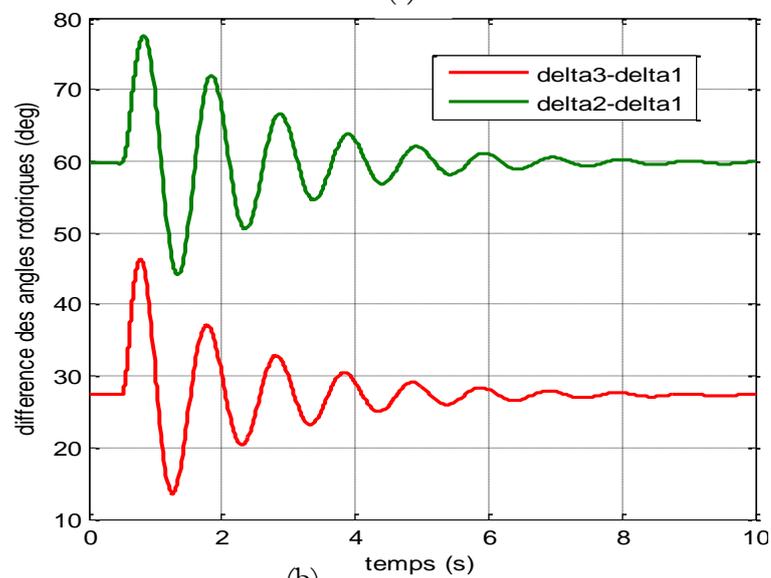
a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.16.a), (4.16.b) suivantes représentent respectivement les puissances actives aux jeux de barres de connexion et les différences des angles rotoriques des trois générateurs en cas d'insertion de PSS au G3.



(a)



(b)

Figure 4.16. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au G3

a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Différences des angles rotoriques [deg].

4.4.5.1. Interprétation des résultats obtenus

En cas d'intégration d'un PSS au niveau de générateur G3 il y a un bon amortissement des oscillations des vitesses et des puissances des trois générateurs, et des puissances de JB de connexions et par conséquent une bonne amélioration de la stabilité transitoire, par rapport en cas d'intégration d'un PSS au niveau de générateur G1 et au générateur G2 car le générateur G3 est le plus proche au défaut.

4.4.6. Insertion de PSS au générateur G1, G2 et G3

Pour assurer une meilleure amélioration de la stabilité transitoire on fait l'intégration de PSS aux niveaux des trois générateurs G1, G2 et G3 du système électrique représenté dans la figure (4.8), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée dans les figures (4.17), (4.18).

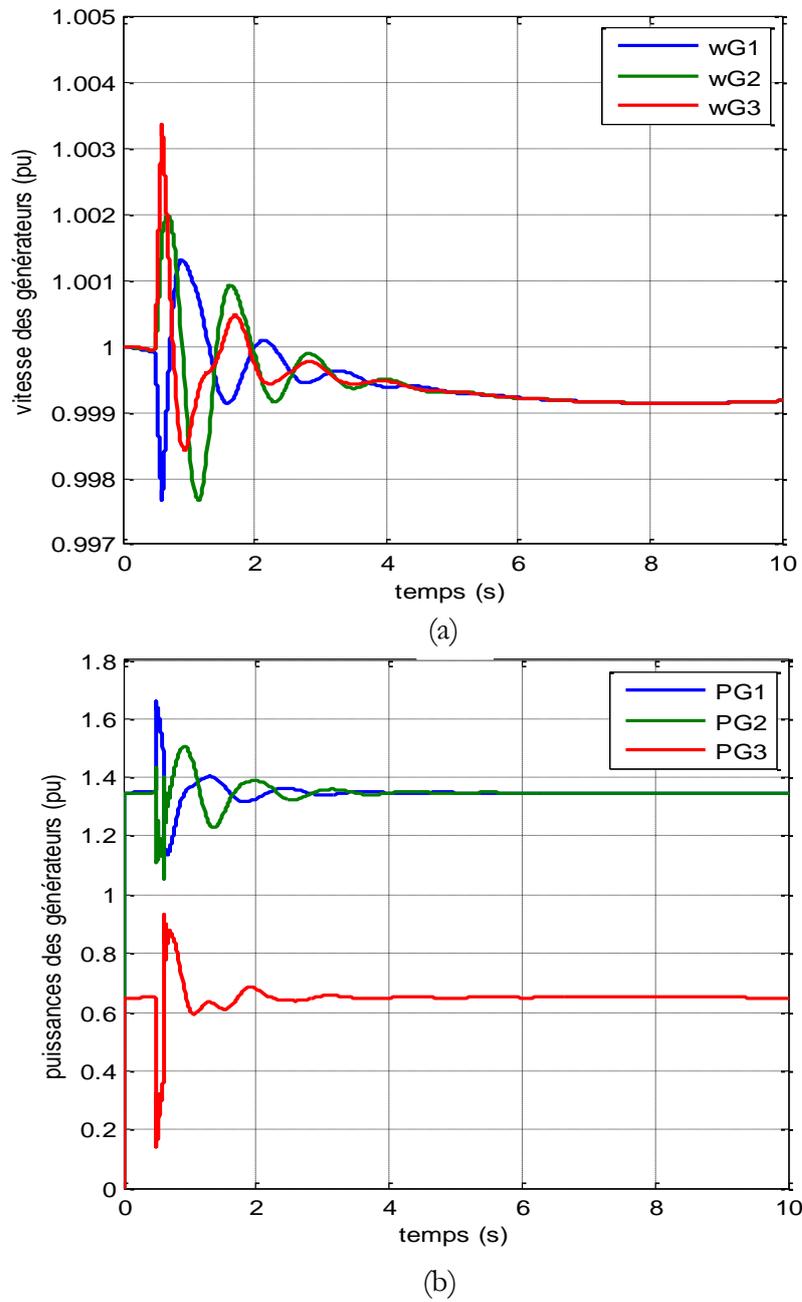


Figure 4.17. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au trois générateurs

a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

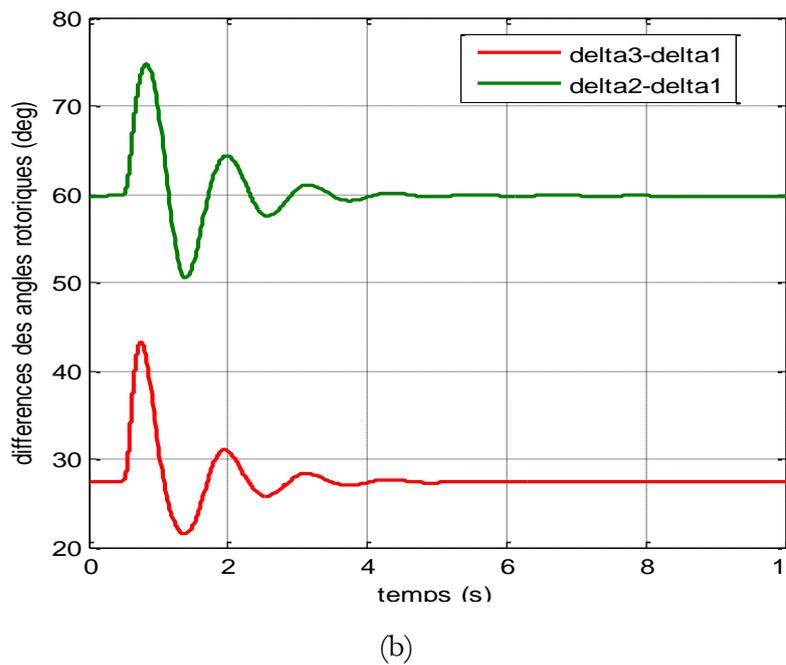
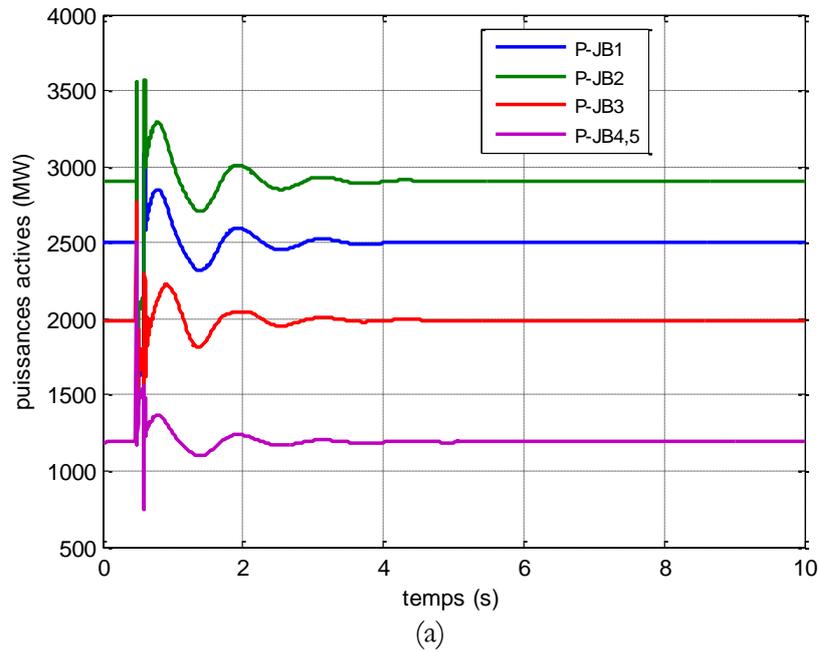


Figure 4.18. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec PSS inséré au trois générateurs

a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Différences des angles rotorique [deg].

Les figures (4.17.a), (4.17.b) représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, ces puissances actives, et les figures (4.18.a), (4.18.b), représentent respectivement les puissances actives

en [MW] des jeux de barres de connexions, et les différences des angles rotoriques des trois générateurs en [deg].

4.4.6.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats de simulation montrent parfaitement que la meilleure amélioration de la stabilité transitoire est obtenue en cas d'insertion d'un PSS au niveau de chaque générateur de réseau test présenté dans la figure (4.8).

4.4.7. Intégration d'UPFC

Dans cette application, on fait l'intégration d'UPFC entre le JB1 et le JB5 de système électrique représenté dans la figure (4.8), l'influence de ce dernier sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer la performance de la stabilité transitoire avec l'intégration de PSS et d'insertion d'UPFC.

Les figures (4.19.a), (4.19.b) représentent respectivement la variation des vitesses de rotation des générateurs, et ces puissances active en présence d'UPFC.

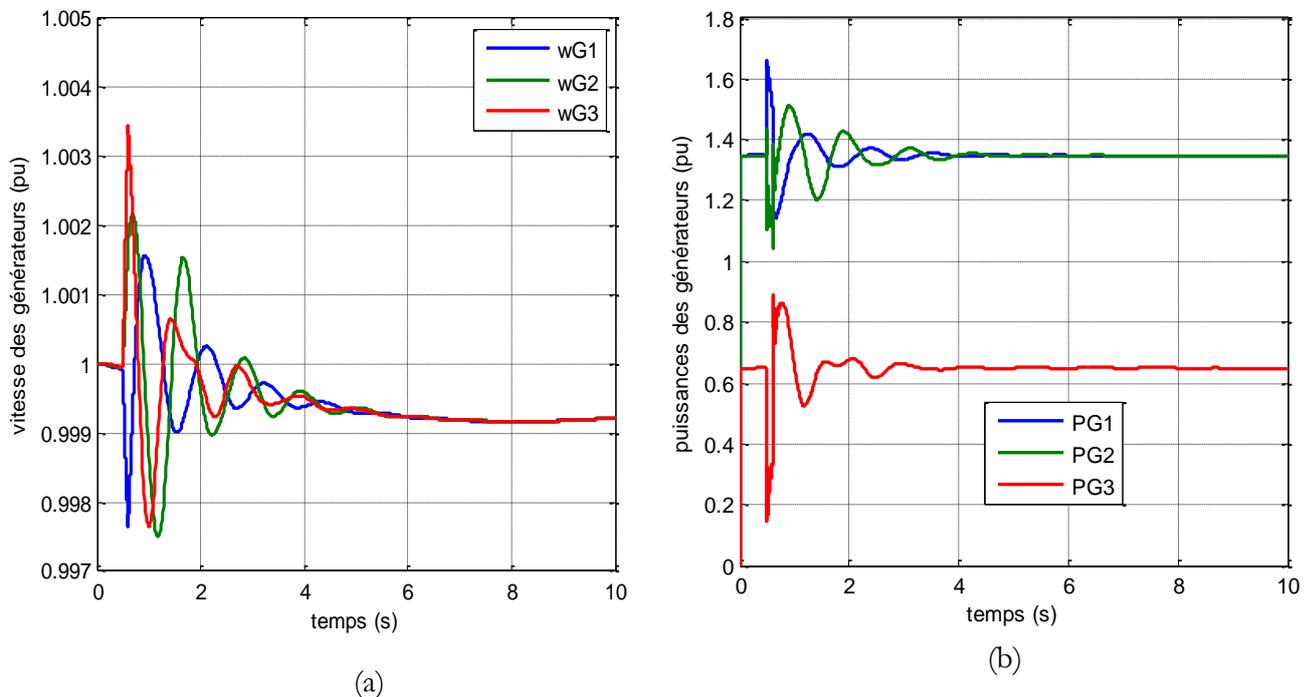
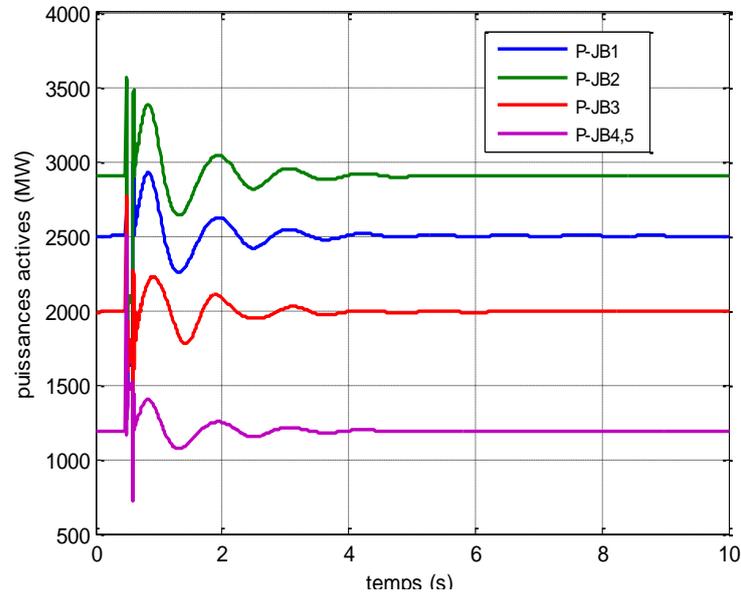


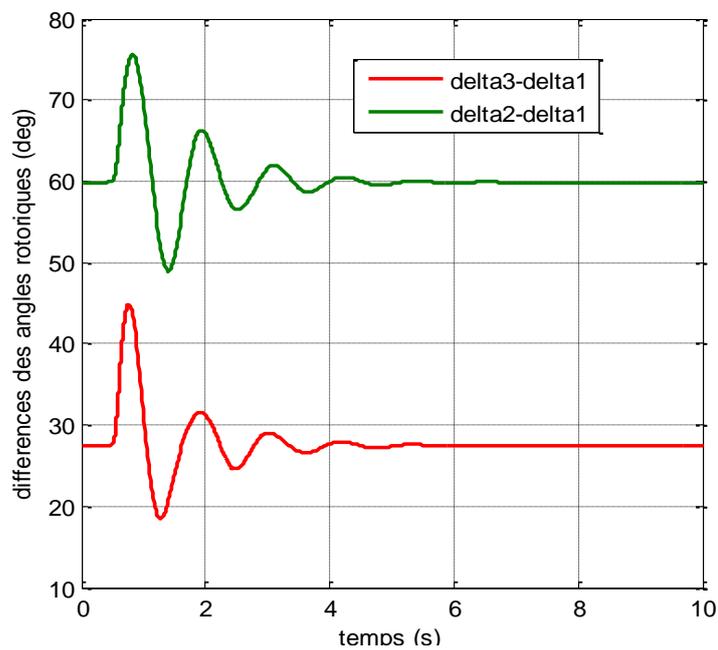
Figure 4.19. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC

- a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.20.a), (4.20.b) suivante, représentent respectivement les puissances active des jeux de barres (1, 2, 3, 4,5), et les différences des angles rotoriques des générateurs.



(a)



(b)

Figure 4.20. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC

a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Différences des angles rotorique [deg].

4.4.7.1. Interprétation des résultats obtenus

On constate à partir des résultats de simulation qu'il y a une bonne amélioration de la stabilité transitoire en cas d'intégration d'UPFC que le PSS.

4.4.8. Intégration d'UPFC et de PSS

Dans ce cas on fait une étude sur l'influence combinée des deux dispositifs UPFC et PSS sur la stabilité transitoire. C'est pour ça on fait une insertion d'un UPFC entre le JB1 et le JB5, et d'un PSS au niveau de générateur G3 de système électrique représenté dans la figure (4.8). Les résultats de simulation sont présentés dans les figures (4.21) et (4.22).

Les figures (4.21.a), (4.21.b) représentent respectivement la variation des vitesses de rotation et des puissances des trois générateurs du réseau test en présence d'UPFC et de PSS.

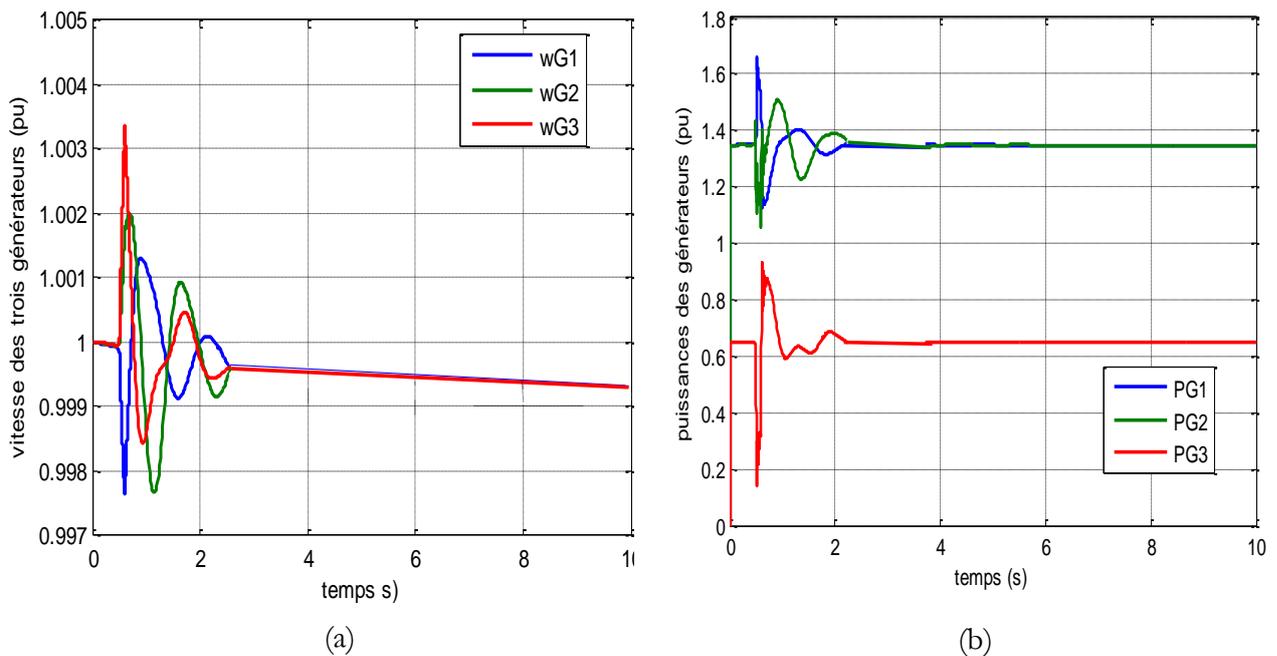


Figure 4.21. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC et PSS

a- Vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

b- Puissances actives des trois générateurs [pu].

Les figures (4.22.a), (4.22.b) suivante, représentent respectivement les puissances actives des jeux de barres de connexion et les différences des angles rotoriques des générateurs.

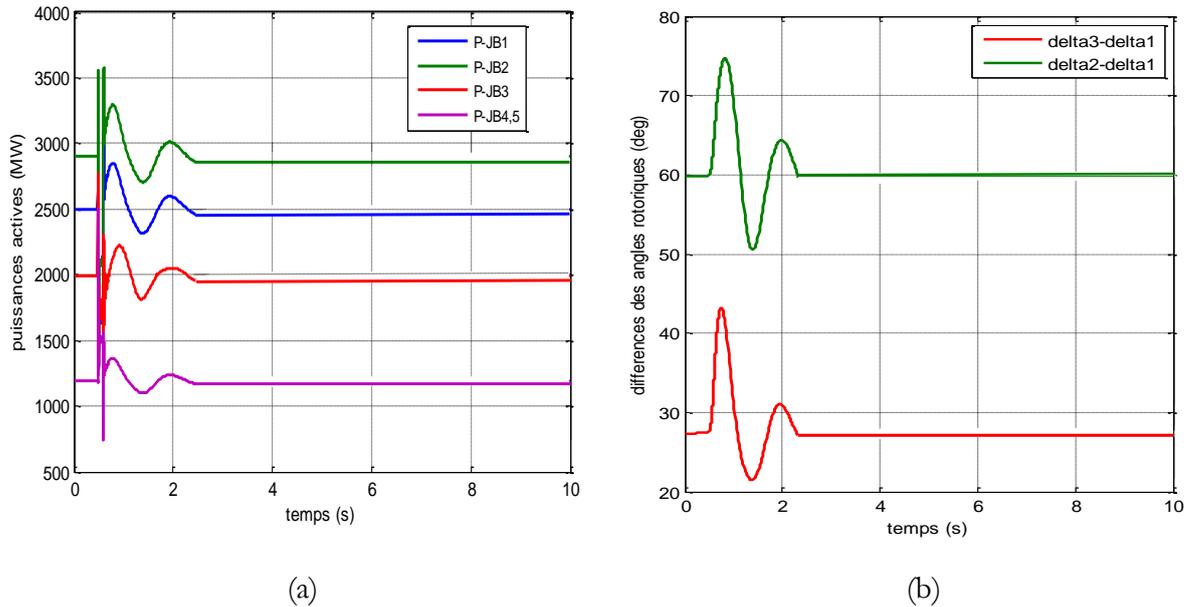


Figure 4.22. Simulation d'un réseau de 3 générateurs avec UPFC et PSS

a- Puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Différences des angles rotorique [deg].

4.4.8.1. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats de simulation montrent parfaitement que la meilleure amélioration de la stabilité transitoire est obtenue en cas d'insertion d'UPFC et de PSS dans le réseau test présenté dans la figure (4.8).

4.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait une étude comparative entre l'influence des deux contrôleurs UPFC et PSS sur la stabilité transitoire, en l'appliquant des perturbations de différents types dans des réseaux de tailles différentes sous l'environnement MATLAB /SIMULINK.

Les résultats de simulation montrent l'efficacité et la performance des deux dispositifs pour l'amélioration de la stabilité transitoire mais l'UPFC est plus performant que le PSS.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

L'industrie de l'énergie électrique a subi des changements profonds, suite aux différents bouleversements politiques et économiques de plusieurs pays dans le monde. Ce nouvel environnement du marché de l'électricité, a mis en évidence une clientèle plus importante et plus exigeante vis-à-vis du fonctionnement des réseaux à travers la flexibilité de leur contrôle, la fiabilité et la qualité de l'énergie offerte sur le marché

L'étude de la stabilité des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux. La nécessité de la bonne gestion des transits de puissance et le besoin d'une conduite optimale des réseaux ont amené les chercheurs à développer de nouveaux moyens de réglage tels que les FACTS.

Dans ce travail, nous nous sommes attachés à montrer l'influence combinée de l'un et le plus performant de ces dispositifs FACTS, à savoir l'UPFC, et l'amortisseur des oscillations de puissance PSS en étudiant son impact sur des réseaux tests soumis aux différentes perturbations. Nous avons fait une étude comparative entre l'influence de ces deux dispositifs sur la stabilité transitoire utilisée le logiciel SIMULIK/MATLAB

Le travail présenté dans ce mémoire a été structuré en 4 parties :

Dans la première partie, nous avons rappelé à la théorie de la stabilité, et à l'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 électriques ainsi que les moyens possibles pour améliorer de cette dernière utilisée le PSS et l'UPFC.

La deuxième partie 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 STATCOM, SSSC, UPFC...etc.

Une modélisation, identification des références et contrôle commande de l'UPFC est présenté dans la troisième partie afin d'améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Nous avons présenté le modèle mathématique d'un UPFC connecté à un réseau électrique. Afin d'analyser l'influence de l'UPFC sur le réseau, nous avons démontré les relations entre les différentes variables du réseau en fonction des paramètres du contrôle de l'UPFC.

Dans la dernière partie, nous avons présenté le comportement des deux dispositifs PSS et UPFC connecté aux réseaux électriques soumis à différentes perturbations. Les résultats des simulations obtenus effectuées avec SIMULINK montrent la performance de ces deux dispositifs d'améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques.

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.
- Introduire des techniques intelligentes comme les réseaux de neurone, les algorithmes génétiques pour la détermination des paramètres des PSS.
- Développement des régulateurs de tension ou des vitesses pour maintenir toujours la stabilité des systèmes électriques.

Annexe A.

*Paramètres du réseau test utilisé***A.1. Réseau de jeu de barre infinie**

Les paramètres de réseau de jeu de barre infinie présenté dans la Figure (4.2) sont donnés dans les tableaux suivants pour une puissance de base $S_{base}=1000MVA$ et une tension de base $V_{base}=15.7kV$ pour une fréquence de 60Hz:

a. Caractéristique des machines**Tableau A.1.** Caractéristique des machines

S_n (MVA)	1000	X_q (pu)	1.896
V(kV)	15.7	X'_q (pu)	0.32
X_d (pu)	1.896	X''_q (pu)	0.213
X'_d (pu)	0.32	t'_d (s)	0.1813
X''_d (pu)	0.213	t''_d (s)	1.2578
X_q (pu)	0.0969	T_{qo} (s)	0.25

b. Caractéristique des lignes**Tableau A.2.** Caractéristiques des lignes

$L_{JB1-JB2}$ (km)	$L_{JB2-JB3}$ (km)	R ($\Omega/100km$)	X ($mH/100km$)	B/2 ($\mu F/100km$)
200	300	3.2	103	103

c. Caractéristiques de transformateur**Tableau A.3.** Caractéristiques de transformateur

S_n (MVA)	1000	R_2 (pu)	0
$\eta=(V_1/V_2)$	15.7kV/400kV	L_1 (pu)	0
R_1 (pu)	0.002	L_2 (pu)	0.12

d. Caractéristique d'UPFC**Tableau A.4.**Caractéristique d'UPFC

convertisseur série				convertisseur shunt			Condensateur de filtrage	
S (MVA)	R_s (pu)	L_s (pu)	$V_{injecter}$	S (MVA)	R_{sh} (pu)	L_{sh} (pu)	V_{DC} (kV)	C_{DC} (F)
160	0.004	0.1	0.1	160	0.004	0.1	40	$1700e^{-6}$

A.2. Réseau à 3 générateurs

Les paramètres de réseau à trois générateurs présenté dans la Figure (4.8) sont représentés dans les tableaux suivants pour une fréquence de 60Hz:

e. Caractéristique des machines**Tableau A.5.** Caractéristique des machines

Paramètres	Centrale 1	Centrale 2	Centrale 3
S_n (MVA)	4200	2100	2100
V_n (kV)	13.8	13.8	13.8
H (s)	11.8	20	20
T_{qo} (s)	4.7	7.5	7.5
X_d	0.41	0.19	0.19
X'_d	0.173	0.0765	0.0765
X_q	0.33	0.163	0.163
X'_q	0.25	0.0969	0.0969
K_A	100	20	20
T_A	0.01	0.05	0.05

f. Caractéristique des lignes**Tableau A.6.** Caractéristique des lignes

Nœud 1	Nœud 1	R (Ω/km)	X (H/km)	B/2(F/km)	L (km)
1	3	0.03	0.9337×10^{-3}	12.74×10^{-9}	300
1	5	0.03	0.9337×10^{-3}	12.74×10^{-9}	250

3	5	0.03	0.9337×10^{-3}	12.74×10^{-9}	50
3	4	0.03	0.9337×10^{-3}	12.74×10^{-9}	100

g. Caractéristiques d'UPFC

Tableau A.7.Caractéristiques d'UPFC pour le réseau multimachines :

convertisseur série				convertisseur shunt			Condensateur de filtrage	
S (MVA)	R_s (pu)	L_s (pu)	$V_{injecter}$	S (MVA)	R_{sh} (pu)	L_{sh} (pu)	V_{DC} (kV)	C_{DC} (F)
370	0.004	0.1	0.1	370	0.004	0.1	40	$2700e^{-6}$

i. Gains des PSS

Tableau A.8. Gain des PSS

Réseau de JB infinie		Réseau multi-machine		
PSS	PSS-MB	PSS inséré au G1	PSS inséré au G2	PSS inséré au G3
5	20	2.5	3.5	5

B.1. PSS multi band (PSS-MB)

Le besoins d'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique soumis au différents type de perturbation nécessite l'amortissement efficace des différents types des oscillations qui apparaitre dans ce système ; l'amortisseur des oscillations de puissance multi bande MB-PSS (multi band power system stabiliser) offre une bonne amélioration de la stabilité transitoire.

Comme il est indiqué dans son nom la structure de MB-PSS est basée sur des bandes de fonctionnement multiples. Trois bandes séparées sont utilisées consacré à : bas, intermédiaires et hautes fréquences.

La figure ci-dessous montre le schéma block de la fonction de transfert de PSS-MB utilisé dans le réseau test de la figure (4.2) pour l'amélioration de la stabilité transitoire :

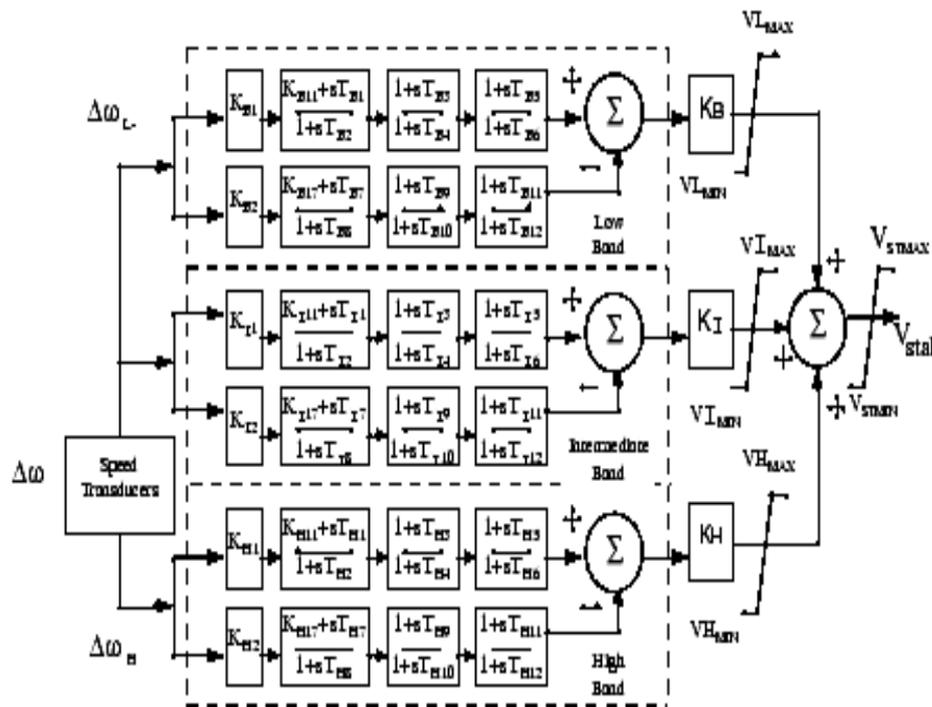


Figure B. 1. Schéma block de PSS-MB

Chacune des trois bandes est à une structure classique qui consiste un gain, un filtre passe bas ou haut ou intermédiaire, et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Les sorties des trois bandes sont additionnées pour donner la sortie V_{stab} de MB-PSS.

Références Bibliographiques

- [1] H. BOUDJELLA., contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC), mémoire de magistère, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes ,2008
- [2] L. SHU., Assessing placement of controllers and nonlinear behavior of electrical power system using normal form information, Phd Thesis, Iowa State University , 2006.
- [3] M. B. SALEH., FACTS-based stabilizers for power systems stability enhancement, A master of science thesis presented to King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arabia, May 2005
- [4] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, 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
- [5] G. CARPINELLI., Novel FACTS controllers for power system stability enhancement, thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques XIX cycle, Université Napoli FedericoII, Novembre, 2006
- [6] V. KNAZKINS., Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation, thèse doctorat,KTH Electrical engineering, Stockholm, Sweden 2004
- [7] P. KUNDUR., Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [8] LE THANH LUONG., analyse dynamique du réseau de distribution en présence des productions décentralisées, Thèse pour obtenir le grade de docteur de l'institut national polytechnique de Grenoble, Hanoï., 2008.
- [9] PIERRE BORNARD et MICHEL PAVARD., Réseau d'interconnexion et de fonctionnement réglage et fonctionnement, technique de l'ingénieur, D4090-3
- [10] S. REPO., on Line Voltage Stability Assessment of Power System_An Approach of Black-Box Modeling, Tampere University of technology publication 344, 2001.
- [11] F. GHEZAL., Régulation de la tension dans les réseaux électriques par le dispositif STATCOM, thèse magistère, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, 2008.
- [12] A. SODE-YOME., Applications of FACTS Controllers for Voltage Stability

- Enhancement, Doctoral Student, Energy Field of Study, AIT, Engineer Level 7, System Control and Operation Division, EGAT, December 16, 2004.
- [13] M. SATISH., Hierarchical Fuzzy Control of the UPFC and SVC located in AEP's Inez Area, thèse doctorat, Department of Electrical and Computer Engineering of the Virginia Polytechnic Institute and State University ,May 6th, 2003,
- [14] S. LEIRENS., Approche hybride pour la commande prédictive en tension d'un réseau d'énergie électrique, Thèse de Doctorat présentée à l'Université de Rennes I, décembre 2005.
- [15] D.T. NGUYEN., Contribution à l'analyse et à la prévention des blackouts de réseaux électriques, thèse doctorat, Institut Polytechnique De Grenoble, Novembre 2008.
- [16] K. CHIKHI., Contribution à l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la stabilité de la tension, Thèse Docteur d'Etat préparée au Département d'Electrotechnique Université de Batna, juillet 2007
- [17] V. VITTAL., Consequence and Impact of Electric Utility Industry Restructuring on Transient Stability and Small Signal Stability Analysis, Department of Electrical and Computer Engineering Iowa State University Ames, IA 50011 USA, February 20002
- [18] M. CRAPPE., Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique, Ed. Bermes Science Publication, Lavoisier, 2003.
- [19] B BOUSSAHOUA., Evaluation De La Stabilité Transitoire Des Réseaux D'énergie Electrique Par Les Méthodes Energétiques, mémoire de magistère, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, Juillet 2004.
- [20] ARIEH L. SHENKMAN., Transient Analysis of Electric Power Circuits, Handbook, 2005
- [21] GLOVER S., Power system analysis and design, second edition, PWS Publishing Company, 1994
- [22] LUÝS F. C. ALBERTO FLAVIO H. J. R. SILVA NEWTON G. BRETAS., Extended Lyapunov Functions for Detailed Power System Models.,14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002
- [23] F. ZITOUNI., Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS, mémoire de magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, décembre 2010.
- [24] F. OKOU AIME., Commande non linéaire adaptatif des réseaux multi-machines, Thèse de doctorat, Ecole de technologie supérieur, Montréal, 15 Janvier 2002.

- [25] L. WENXIN, G.K.VENAYAGAMOORGHY., Adaptive Neural Network Based Power System Stabilizer Design, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Missouri-Rolla, USA, IEEE, 2003.
- [26] Z. SAHLI., Détermination des paramètres d'un PSS à l'aide de réseaux de neurones artificiel, thèse magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, janvier 2007.
- [27] H. F. SOLIMAN, A.-F. ATTIA, M. HELLAL, M. A. L. BADR .,Power System Stabilizer Driven by an Adaptive Fuzzy Set for Better Dynamic Performance, Czech Technical University in Prague Acta Polytechnica, Vol. 46,No. 2, 2006
- [28] S. GERBEX., Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique, Thèse de doctorat, Lausanne, 2003.
- [29] T. ORFANOIANNI., A flexible software environment for steady-state power flow optimization with series FACTS devices, thèse de doctorat, SWISS federal institute of technology (ETH), Zurich, 2000.
- [30] J. MACHOWSKI, S. ROBAK, J.W. BIALEK, J.R. BUMBY., Decentralised Lyapunov Based Power System Stabilizer Design, International conference on electrical utility deregulation and restructuring and power technology , City University, London, IEEE,4-7 April 2003.
- [31] G. FODA SALAH., ANN Based Power System Stabilizers for Large Synchronous Generators,Department of Electrical Engineering, College of Engineering, King Saud University, P.O. Box 800, Riyadh 11421 Saudi Arabia, Vol. 14, pp. 199-209, 2002.
- [32] S.M. PÉREZ LONDOÑO,J.J. MORA FLÓREZ, A. ALZATE ., Oscillation Control in a Synchronous Machine using a Neural based PSS, Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia n°45 pp. 109-119, September 2008
- [33] N. I. VOROPAI, P. V. ETINGOV., Application of Fuzzy Logic Power System Stabilizers to Transient Stability Improvement in a Large Electric Power System, IEEE, PowerCon, vol.2, Kunming, China, October 13-17, 2002
- [34] T. R.JYOTHSNA, K. VAISAKH., Improving Multi-Machine Transient Stability Using a Non-Linear Power System Stabilizer under Different Operating Conditions, Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), IIT Bombay, December 2008.

- [35] JOSÉ A. L. BARREIROS., ANDRÉ M. D. FERREIRA., CARLOS TAVARES DA COSTA JR., A neural power system stabilizer from local linear controllers, 15th Triennial World Congress, Barcelona, Spain, IFAC 2002.
- [36] A. KAZEMI,F. MAHAMNIA., Improving of Transient Stability of Power Systems By supplementary Controllers of UPFC Using Different Fault Conditions, WSEAS transaction on power systems, July 2008.
- [37] E. GHOLIPOUR, S. SHAHROKH., Improving of Transient Stability of Power Systems Using UPFC,IEEE transactions on power delivery, vol. 20, no. 2, April 2005.
- [38] S. MISHRA ,P.K HOTA , P. MOHANTY .,A Neuro-fuzzy based Unified Power Flow Controller for Improvement of Transient Stability Performance, IE(I) Journal-EL, February 29, 2004.
- [39] T.K. MOK., HAOMING LIU., YIXIN NI., FELIX F.WU., RON HUI .,Tuning the fuzzy damping controller for UPFC through genetic algorithm with comparison to the gradient descent training, Electrical Power and Energy Systems , 275–283, 2005
- [40] HAOMING LIU, HAOJUN ZHU, YANG LI, YIXIN NI., Including UPFC Dynamic Phasor Model into Transient Stability Program, IEEE April 5, 2009
- [41] CHONHOE KIM, JUNGSOO PARK, GILSOO JANG, KWANG M. SON, TAE KYUM KIM .,modeling of UPFC controllers using current injection method for transient stability, IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition, Asia and Pacific Dalian, China, 2005
- [42] PRECHANON KUMKRATUG., Application of UPFC to Increase Transient Stability of Inter-Area Power System, Journal of computers, vol. 4, no. 4, April 2009
- [43] S. ROBAK, M. JANUSZEWSKI, D.D. RASOLOMAMPIONONA., Power system stability enhancement using PSS and UPFC Lyapunov-based controllers: A comparative study, IEEE, Bologna Power Technique Conference, June 23-26, 2003.
- [44] ALI T. AL-AWAMI, M. A. ABIDO, Y. L. ABDEL-MAGID., A comparative study on effectiveness of robust FACTS stabilizers for power system stability enhancement, The Arabian Journal for Science and Engineering, October 2008
- [45] S. N. DHURVEY, V.K. CHANDRAKAR., Performance Comparison Of UPFC In Coordination With Optimized POD And PSS On Damping Of Power System Oscillations, WSEAS transactions on power systems Issue 5, Volume 3, May 2008
-

- [46] H. SHAYEGHI, S. JALILIZADEH, H. SHAYANFAR, A.SAFARI., Simultaneous coordinated designing of UPFC and PSS output feedback controllers using PSO, *Journal of electrical engineering* , vol. 60, no. 4, 177–184, 2009.
- [47] R. SADIKOVI., Use of FACTS Devices for Power Flow Control and Damping of Oscillations in Power Systems, A doctor dissertation submitted to the Swiss federal institute of technology, Zurich, 2006
- [48] J. DIXON, L. MORÁN.,J. RODRÍGUEZ., R. DOMKE .,Reactive Power Compensation Technologies, State of-the-Art Review, *Proc. of the IEEE* Dec. 2005 Vol. 93 Issue: 12 pp. 2144 - 2164
- [49] B.E.GUANG YA YANG., Applying and advanced methods to power system planning studies, A thesis submitted for the degree of doctor of philosophy, University of Queensland, School of Information Technology & Electrical Engineering, October 2008
- [50] W.M.SIEVER., Power grid flow control studies and high speed simulation, thèse de doctorat, Faculty of the Graduate School of the University of Missouri_Rolla Partial, 2007
- [51] L. Delendi., Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS, mémoire de magister, Faculté des Sciences de l'Ingénieur Département d'Electrotechnique, Université de Batna, juin 2009
- [52] A.G.S. KARTHIK, A. MALATHI, V.TUSHAR, K.V.UDAYA, B. VIJAYALAKSHMI, B.ARAVIND (Fuzzy controlled Unified Power Flow Controller, Department of Electrical and Electronics Engineering Jawaharlal Nehru Technological University, 2002
- [53] B. BEKKI.,Contribution du SMES, Dispositif FACTS, à la Stabilisation d'un Réseau Electrique Haute Tension,mémoire demagister, préparé au sein du Laboratoire de Haute Tension de l'ENP 10, avenue pasteur BP 182 EL- Harrach,Ecole Nationale Polytechnique, Alger; 20/09/2006.
- [54] NOOR IZZRI ABDUL WAHABA, AZAH MOHAMEDB (Improved Methods for Transient Stability Assesment ofa Power System Using PNN and LSSVM) the 2nd National Intelligent Systems and Information Technology Symposium (ISITS'07), October 30-31, 2007, ITMA -UPM, Malaysia.
- [55] G. GLANZMANN., FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems, EEH, Power Systems Laboratory ,ETH, Zurich, 14. January 2005
- [56] A. HASANOVIC ., Modeling and Control of the Unified Power Flow Controller (UPFC), Thesis Master of Science, Department of Computer Science and Electrical Engineering Morgantown,

West Virginia 2000.

- [57] JOHN J. PASERBA., How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems, Mitsubishi Electric Power Products, Inc, Warrendale, Pennsylvania, USA, IEEE, 2005.
- [58] LIJUN CAI., Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems, thèse de doctorat, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université de Duisburg-Essen, Germanie 16.02.2004.
- [59] M.R. MESHKATODDINI , M. MAJIDI, M. SADEGHIERAD and H. LESANI .,Comparison of UPFC-Based Stabilizer and PSS Performances on Damping of Power System Oscillations, American Journal of Applied Sciences 6 (3), 401-406, ISSN 1546-9239,Science Publications,2009

ملخص:

إن الوسائل التقليدية لمراقبة الشبكات الكهربائية و المتمثلة في الأجهزة الالكتروميكانيكية لن تكون في المستقبل قادرة علي الرد السريع والاستجابة بفعالية للإضطرابات التي تصيب الشبكات الكهربائية. لذا من الضروري إستكمال حركتها بأجهزة ذات رد فعل و اوقات استجابة سريعة و القائمة علي إلكترونيات الطاقة و المعروفة باسم أنظمة الطاقة المرنة(إختصار الانجليزية FACTS) بالإضافة الي وحدات تحكم اخري كمحمد الاهتزازات (إختصار الانجليزية PSS).

هذه الأطروحة تطرح التأثير المزدوج لاحدي و أفضل هذه الأجهزة و المتمثل في UPFC و PSS علي الاستقرار العابر لشبكات إختبار خاضعة لاضطرابات مختلفة باستخدام بيئة Matlab/Simulink وقد تمت دراسة مقارنة بين تأثير هذين الجهازين علي تحسين الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية, الاستقرار العابر, تحسين , PSS, UPFC, FACTS.

Résumé :

Les moyens classiques de contrôle des réseaux qui étaient les dispositifs électromécaniques pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations des réseaux électriques. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (acronyme anglais de: Flexible Alternative Current Transmission System) avec des autres contrôleurs comme le PSS (Power System Stabiliser) pour le contrôle des réseaux électriques.

Ce travail, présente l'influence combinée de l'un et le plus performant de ces dispositifs, à savoir l'UPFC, et l'amortisseur des oscillations de puissance PSS sur la stabilité transitoire des réseaux tests soumis aux différentes perturbations. Une étude comparative a été faite entre l'influence de ces deux dispositifs sur l'amélioration de la stabilité transitoire utilisée le logiciel SIMULIK/MATLAB.

Mots Clés : Réseaux Electriques, Stabilité transitoire, Amélioration, FACTS, UPFC, PSS.

Abstract:

The traditional methods of control of the networks that were the electromechanical devices could in the future prove too slow and insufficient to answer the disturbances of the electrical supply networks effectively. It will thus be necessary to supplement their action by implementing electronic devices of power having short, known response times under name FACTS (English acronym of: Flexible device Alternative Current Systems Transmission) with other controllers like the PSS (Power System Stabiliser) for the control of the electrical supply networks.

This work, presents the combined influence of the one and most powerful of these devices, namely the UPFC and the power system stabiliser PSS in transient stability of the networks tests subjected to the various disturbances. A comparative study has been made between the influences of these two devices to improvement transient stability used software SIMULIK/MATLAB.

Key Words : networks, transient stability, improvement, FACTS, UPFC, PSS