

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane Mira-Bejaïa

Faculté de Technologie

Département de Génie Électrique

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention d'un
Master en Électrotechnique

Option : Réseaux électriques

THÈME

Contrôle des flux de puissance
dans un réseau électrique à l'aide d'un UPFC

Réalisé par :

- Mr HAMADI Amine
- Mr BENBOUYA Nabil

Encadré par :

- Mr D.AOUZELLAG
- Mlle O.AOUCHENNI

Junin 2014

Remerciement

Nous ne saurions, réellement, trouver les expressions éloquentes que méritent nos encadrateurs « M^{lle} Ounissa Aouchenni et Mr Djamel Aouzellag », afin de les remercier pour leur sympathie, encouragements, aides, dévouement pour le travail et leurs présence totale.

Nous adressons nos remerciements à messieurs, le président et les membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'évaluer et d'examiner notre travail.

Nos remerciements vont également à tous les enseignants qui ont participé à notre formation.

Enfin, nous exprimons nos remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.



Dédicaces



A mon cher père

Et ma chère mère

A mes chers frères

Et mes chères sœurs

A ma chère grand-mère

A la mémoire de mon grand-père

A ma Chère Chafika

A toutes mes proches

A mon cher Co-binôme amine

Et tous mes amis(es)

Je dédie ce travail.

Nabil





Dédicaces



Je tiens à dédier ce mémoire :

A la mémoire de ma défunte tante Malika

A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, mes remerciement aussi pour mon oncle Abdelhamid pour son aide précieux tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affections sans limite.

 *A mes trois chers frères Hassan, Fayçal, Abdelmoumen*

 *A mes deux chères sœurs Mounia et Rima*

 *A ma chère Célia.*

 *A mon cher cousin Khaled.*

 *A mes chers amis :*

Amazigh, Nabil, Hakim, Djamel, Nassim, et surtout ceux qui ont supporté mes sauts d'humour.

 *A mon cher Ami et Co-binôme Nabil pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passé ensemble, et à sa famille.*

Amine



Sommaire

Sommaire	i
Liste des symboles	v
Liste des abréviations	viii
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xii
Introduction générale	1
 Chapitre I : État d’art sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction.....	2
I.2 Rôle du réseau électrique	2
I.3 Description des réseaux électrique	2
I.4 Structure des réseaux électriques	4
I.4.1 Réseaux de transport et d’interconnexion	4
I.4.2 Réseaux de répartition	4
I.4.3 Réseaux de distribution	4
I.5 Architecture des réseaux	5
I.5.1 Réseau radial.....	5
I.5.2 Réseau bouclé	5
I.5.3 Réseau maillé	6
I.6 Conclusion	6
 Chapitre II : Qualité de tension et différent moyen de compensation	
II. 1 Introduction	7
II. 2 Dégradation de la qualité de tension	7
II.3 Différent type de perturbation affectant la qualité de tension	8
II.3.1 Chute de tension.....	8

II.3.2 Creux de tension.....	8
II.3.3 Surtension.....	9
II.3.4 Fluctuation de tension	9
II.3.5 Fléchissement / baisse de tension.....	9
II.3.6 Déséquilibre de tension	10
II.3.7 Perturbation harmonique	10
II.4 Exploitation d'un réseau électrique	11
II.4.1 Modification de la réactance	11
II.4.2 Modification de la tension.....	11
II.4.3 Modification de l'angle de transmission	11
II.5 Différents moyen de compensation	12
II.5.1 Compensation conventionnelle	12
II.5.1.1 Inductances shunt.....	12
II.5.1.2 Condensateurs	13
II.5.1.3 Compensateurs synchrones	13
II.5.2 Systèmes FACTS	13
II.5.2.1 Généralité sur les dispositifs FACTS.....	13
II.5.2.2 Rôle des FACTS	14
II.5.3 Type des dispositifs FACTS	15
II.5.3.1 Dispositifs shunt	15
II.5.3.1.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC).....	15
II.5.3.1.2 Compensateur statique (STATCOM)	18
II.5.3.2 Dispositifs série.....	21
II.5.3.2.1 Compensateur série commandé par thyristor (TCSC).....	22
II.5.3.2.2 Compensateur statique synchrone série (SSSC)	23
II.5.3.3 Dispositifs FACTS combiné série-parallèle.....	25

II.5.3.3.1 UPFC (Unified Power Flow Controller)	25
II.5.3.3.2 IPFC (Interline Power Flow Controller)	27
II.6 Efficacité des dispositifs FACTS	28
II.7 Aspect économique des dispositifs FACTS	28
II.8 Conclusion.....	29
 Chapitre III : Modélisation des éléments du système étudié	
III.1 Introduction.....	30
III.2 Modélisation des éléments du réseau étudié.....	30
III.2.1 Modélisation des générateurs.....	30
III.2.2 Modélisation des charges	32
III.2.3 Modélisation des lignes électriques	32
III.2.3.1 Ligne de transmission longue	34
III.2.3.2 Ligne de transmission moyenne	35
III.2.3.3 Ligne de transmission courte	36
III.2.4 Modélisation du transformateur.....	36
III.2.5 Modélisation de l'UPFC	37
III.2.5.1 Modélisation de la partie shunt (STATCOM)	38
a) Modèle mathématique simplifié.....	38
b) Modèle mathématique simplifié en considérant le circuit DC	39
III.2.5.2 Modélisation de la partie série (SSSC)	41
a) Modèle mathématique simplifié.....	41
b) Modèle mathématique simplifié en considérant le circuit DC	42
III.2.5.3 Modélisation du bus continu.....	43
III.2.5.4 Calcul des puissances instantanées de l'UPFC.....	43
III.3 Conclusion.....	44

Chapitre IV : Contrôle de l'UPFC et résultats de simulation

IV.1 Introduction.....	45
IV.2 Contrôle de la partie shunt	45
IV.2.1 Détermination des Références	45
IV.2.1.1 La méthode Watt-Var découplée	46
IV.3 Contrôle de la partie série	48
IV.3.1 La méthode Watt-Var découplée.....	48
IV.3.2 Détermination des références	49
IV.4 Régulation de la tension continue U_{dc}	50
IV.5 Commande des convertisseurs statiques	50
IV.6 Simulations et interprétation des résultats	51
IV.6.1 Etude de réseau en chute de tension	51
IV.6.1.1 Description et étude du réseau étudié en chute de tension avant insertion de l'UPFC	51
IV.6.1.2 Description et étude du réseau étudié en chute de tension après insertion de l'UPFC	54
IV.6.2 Etude de réseau en surtension.....	57
IV.6.2.1 Description et étude du réseau étudié en surtension avant insertion de l'UPFC	57
IV.6.2.2 Description et étude du réseau étudié en surtension après insertion de l'UPFC.....	60
IV.7 Conclusion	62
Conclusion générale	64
Bibliographie	65
Annexe	69

Liste des symboles

U_n	Tension composée normalisée
V_1	Tension simple de la source 1
V_2	Tension simple de la source 2
X_L	Réactance de la ligne
P	Puissance active transitée dans la ligne
δ	L'angle de transport
V_s	Tension au jeu de bar S
V_M	Tension au jeu de bar M
V_L	Tension injectée au jeu de bar L
V_R	Tension injectée au jeu de bar R
X_L	Réactance de l'inductance shunt
I_L	Courant transitant dans la ligne
I_R	Courant injecté par l'inductance shunt
X_C	Réactance de condensateur
I_{max}	Courant maximal
I_{min}	Courant minimal
V_s	Tension de phase
C	Capacité de condensateur
V_{sh}	Tension injectée par le STATCOM
X_{TSCS}	Réactance équivalente de TSCS
X_{TCR}	Réactance équivalente de TCR
X_{TSC}	Réactance équivalente de TSC
α	L'angle de commande de TSCS
V_b	Tension injectée par SSSC
V_{se}	Tension injectée par UPFC
dq	Axe du plan de transformation de PARK
P_{Gi}	Puissance active délivrée par le générateur au jeu de barres i
Q_{Gi}	Puissance réactive délivrée par le générateur au jeu de barres i
\bar{S}_i	Puissance apparente délivrée par le générateur au jeu de barres i
V_i	Tension au jeu de barres i
δ_i	L'angle de déphasage de la tension au jeu de barres i
R	Résistance qui représente les pertes par effet joule dans la ligne (Ω)

L	Inductance dans le sens longitudinal (H)
C	Capacité dans le sens transversal (F)
G	Conductance de la ligne
\bar{z}	Impédance par unité de longueur (Ω / m)
\bar{Z}	Impédance totale (Ω)
\bar{Y}	Admittance linéique de la ligne (S / Km)
K	Rapport de transformation du transformateur idéal
N_1 et N_2	Nombre de spire primaire et secondaire respectivement du transformateur
R_{sh} et R_{se}	Les résistances shunt et série respectivement de l'UPFC
L_{sh} et L_{se}	L'inductance du transformateur de couplage en shunt et série respectivement de l'UPFC
α et β	Axe du plan de transformation de CONCORDIA
m	Indice de modulation qui dépend que du type de l'onduleur
P_{sh}	Puissance active fournie ou absorbée par la partie shunt de l'UPFC
Q_{sh}	Puissance réactive fournie ou absorbée par la partie shunt de l'UPFC
I_{sh}	Courant injecté ou absorbé par la partie shunt de l'UPFC
P_{se}	Puissance active fournie ou absorbée par la partie série de l'UPFC
Q_{se}	Puissance réactive fournie ou absorbée par la partie série de l'UPFC
I_{se}	Courant injecté ou absorbé par la partie série de l'UPFC
U_{dc}	Tension aux bornes du condensateur (bus continu)
I_{dc}	Courant fourni ou absorbé par le bus continu de l'UPFC
P_{dc}	Puissance active fournie ou absorbée par le bus continu de l'UPFC
I_{sh}^{ref}	Courant de référence à injecter ou à absorber par la partie shunt de l'UPFC
I_{se}^{ref}	Courant de référence à injecter ou à absorber par la partie série de l'UPFC
P_{sh}^{ref}	Puissance active de référence à fournie ou à absorbé par la partie shunt de l'UPFC
Q_{sh}^{ref}	Puissance réactive de référence à fournie ou à absorbé par la partie shunt de l'UPFC
X_1 et X_2	Sorties des deux régulateurs PI des courants (I_{shd}) et (I_{shq})

I_{shd} et I_{shq}	Courant direct et quadratural injecté ou absorbé par la partie shunt de l'UPFC
I_{sed} et I_{seq}	Courant direct et quadratural injecté ou absorbé par la partie série de l'UPFC
\tilde{X}_1 et \tilde{X}_2	Laplacien sorties des deux régulateurs PI des courants (I_{shd}) et (I_{shq})
K_i et K_p	Coefficients des régulateurs intégral et proportionnel
V_s et I_s	Tension et courant au niveau de la source
V_{ch} et I_{ch}	Tension et courant au niveau de la charge
P_s et Q_s	Puissance active et réactive au niveau de la source
P_{ch} et Q_{ch}	Puissance active et réactive au niveau de la charge
P_{inj} et Q_{inj}	Puissance active et réactive injecté par l'UPFC
P_{abs} et Q_{abs}	Puissance active et réactive absorbé par l'UPFC
t	Temps de la simulation

Liste des abréviations

MT	Moyenne Tension
THT	Très Haute Tension
HT	Haute Tension
BT	Basse Tension
CEI	Commission Electrotechnique International
TBT	Très Basse Tension
BTA	Basse Tension A
BTB	Basse Tension B
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systems
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Institut des Ingénieurs En Electronique et Electrotechnique)
EPRI	Electric Power Research Institute (Institut de Recherche en Electronique de Puissance)
GTO	Thyristor Commandable à l'Ouverture
IGBT	Transistor Bipolaire à Grille Isolée
SVC	Compensateur Statique de Puissance Réactive (Static Var Compensator)
STATCOM	Compensateur Statique Synchrone (STATIC Var COMPensator)
TCSC	Compensateur Série Commandé par Thyristor (Thyristor Controlled Series Capacitors)
SSSC	Compensateur Synchrone Statique Série (Static Synchronous Series Compensator)
UPFC	Unified Power Flow Controller (Contrôleur Universel du Flux de Puissance)
IPFC	Interline Power Flow Controller (Contrôleur du Flux de Puissance d'Interligne)
TCR	Thyristor Controlled Reactor (RCT : Réactances Commandées par Thyristors)
TSC	Thyristor Switched Capacitor (CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor)
VSC	Voltage Source Converter (Convertisseur de Source de tension)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
AC	Courant Alternative (Alternative Current)
DC	Courant Continu (Direct Current)

Liste des figures

Figure I.1 : structure d'un réseau électrique	3
Figure I.2 : Architecture d'un réseau électrique.....	5
Figure II.1 : Différent type de perturbation	9
Figure II.2 : Déséquilibre de tension	10
Figure II.3 : Perturbation harmonique.....	10
Figure II.4 : Schéma d'un réseau interconnecté	11
Figure II.5 : Insertion d'une réactance shunt	12
Figure II.6 : Compensation par banc de condensateur	13
Figure II.7 : Structure de base d'un SVC.....	16
Figure II.8 : Caractéristique d'un SVC	17
Figure II.9 : Schéma de base d'un STATCOM	18
Figure II.10 : Schéma équivalent du STATCOM connecté à un réseau	19
Figure II.11 : Représentation vectorielle d'un courant capacitif et inductif	20
Figure II.12 : Caractéristique d'un STATCOM	20
Figure II.13 : Insertion d'un TCSC dans une ligne	22
Figure II.14 : Schéma de base d'un SSSC	24
Figure II.15 : Caractéristique d'un SSSC	24
Figure II.16 : Schéma simplifié d'un UPFC.....	25
Figure II.17 : Mode de fonctionnement d'un UPFC.....	26
Figure II.18 : Schéma simplifié d'un IPFC.....	27
Figure III.1 : Schéma descriptif d'un réseau a étudié.....	31
Figure III.2 : Modèle du générateur.....	31
Figure III.3 : Modèle de la charge	32

Figure III.4 : Circuit équivalent du circuit électrique.....	33
Figure III.5 : Schéma équivalent d'une ligne électrique de longueur Δx	34
Figure III.6 : Circuit équivalent en π d'une ligne électrique moyenne	35
Figure III.7 : Circuit équivalent en π d'une ligne électrique courte	36
Figure III.8 : Modèle approximatif d'un transformateur	37
Figure III.9 : Circuit équivalent de l'UPFC	38
Figure III.10 : Schéma équivalent du STATCOM	38
Figure III.11 : Schéma équivalent du STATCOM avec le circuit DC	40
Figure III.12 : Schéma équivalent du SSSC	41
Figure IV.1 : Schéma bloc d'identification des courants de référence	46
Figure IV.2 : Schéma bloc de régulation du STATCOM par la méthode Watt-Var découplé.	48
Figure IV.3 : Schéma bloc de régulation du SSSC par la méthode Watt-Var découplé	49
Figure IV.4 : Schéma bloc de contrôle du SSSC par la méthode Watt-Var découplé.....	50
Figure IV.5 : Schéma bloc de contrôle du courant par MLI	51
Figure IV.6 : Schéma du réseau étudié avant insertion de l'UPFC	51
Figure IV.7 : Grandeurs au niveau de la source avant compensation	52
Figure IV.8 : Grandeurs au niveau de la charge avant compensation	52
Figure IV.9 : Chute de tension dans le réseau avant compensation.....	53
Figure IV.10 : Puissances active et réactive au niveau de la source avant compensation.....	53
Figure IV.11 : Puissances active et réactive absorbées par la charge avant compensation.....	53
Figure IV.12 : Schéma du réseau étudié après insertion de l'UPFC.....	54
Figure IV.13 : Grandeurs au niveau de la source après compensation.....	54
Figure IV.14 : Grandeurs au niveau de la charge après compensation.....	55
Figure IV.15 : Chute de tension dans le réseau après compensation.....	55
Figure IV.16 : Puissances active et réactive fournies par la source après compensation	56
Figure IV.17 : Puissances active et réactive absorbées par la charge après compensation	56

Figure IV.18 : Tension mesurée et tension de référence au niveau de la liaison continue	57
Figure IV.19 : Grandeurs au niveau de la source avant compensation.....	58
Figure IV.20 : Grandeurs au niveau de la charge avant compensation	58
Figure IV.21 : Surtension tension sur le réseau avant compensation	59
Figure IV.22 : Puissances active et réactive au niveau de la source avant compensation.....	59
Figure IV.23 : Puissances active et réactive au niveau de la charge avant compensation.....	59
Figure IV.24 : Grandeurs au niveau de la source après compensation.....	60
Figure IV.25 : Grandeurs au niveau de la charge après compensation.....	60
Figure IV.26 : Surtension sur le réseau après compensation	61
Figure IV.27 : Puissances active et réactive au niveau de la source après compensation	61
Figure IV.28 : Puissances active et réactive au niveau de la charge après compensation.....	62

Liste des tableaux

Tableau I .1 : Niveaux de tension normalisé	3
Tableau II.1 : Avantages techniques et domaine d’application des dispositifs FACTS	28

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité (conduite aux limites). Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, etc. À cet effet, des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la flexibilité et l'exploitation des réseaux.

Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus dense des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans les réseaux de puissance, les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces

Ce travail est destiné à évaluer l'aptitude de l'UPFC à contrôler l'écoulement de puissance à travers une ligne de transmission et compenser la puissance réactive. Cette étude est organisée en quatre chapitres.

Le premier chapitre présente un état d'art sur les réseaux électriques qui comporte une description de la structure du réseau actuel qui permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs.

Le deuxième chapitre traite différents types de perturbations qui dégradent la qualité d'énergie électrique, et aux différents moyens de compensation de l'énergie réactive.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des différents éléments constituant le réseau électrique ainsi que les différents convertisseurs constituant l'UPFC.

Le quatrième et dernier chapitre présente le procédé de détermination des références du système de commande pour le contrôle de l'UPFC, est une complète simulation du dispositif « UPFC » introduit dans un réseau test simple. Enfin le mémoire se termine par une conclusion générale.

Chapitre I

État d'art sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Le système électrique est l'ensemble des installations électriquement interconnectées, qui a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ce système est constitué par :

- Stations de production (Centrales électriques) ;
- Réseaux de transport et d'interconnexion ;
- Réseaux de répartition ;
- Réseaux de distribution.

I.2 Rôle du réseau électrique

Le rôle du réseau dans le système électrique pour garantir un approvisionnement sûr et économique de l'énergie est essentiel. Il n'est techniquement pas possible que ce rôle soit assuré par un type unique de réseau qui relierait moyens de production et utilisateurs.

Une bonne solution consiste à établir une hiérarchie de trois catégories de réseaux dont les fonctions sont différentes et qui se distinguent par le niveau de tension de leurs lignes ou le niveau de puissance qui transite [NAU-08]. Ses fonctions sont les suivantes :

- L'acheminement de l'énergie des centrales de production aux abords des grands centres de consommation, c'est le rôle du réseau de transport ;
- La répartition de cette énergie en différents points de chacun des centres de consommation de manière à mieux assurer la sécurité de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs, c'est le rôle des réseaux de répartition ;
- L'alimentation directe de chacun des consommateurs à partir du réseau de répartition, c'est le rôle des réseaux de distribution [SAB-03].

I.3 Description des réseaux électriques

L'énergie électrique produite par des centrales électriques en moyenne tension (MT) est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (THT) pour être

transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle « descend » ensuite sur les réseaux de répartition à haute tension (HT), puis ceux de distribution à moyenne et basse tension (MT et BT) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension [RIC-06]. Un schéma descriptif est illustré sur la figure (I.1).

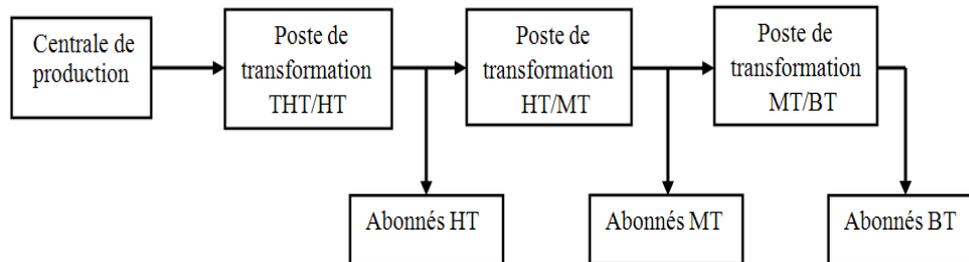


Figure I.1 Structure d'un réseau électrique

La hiérarchie des niveaux de tensions utilisés varie considérablement d'un pays à l'autre, en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, et d'autres critères technico-économiques.

En général les réseaux électriques sont hiérarchisés. La plupart des pays mettent en œuvre :

- Un réseau de transport THT 220..... 800 kV ;
- Un réseau de répartition HT 45..... 160 kV ;
- Un réseau de distribution MT 4..... 45 kV ;
- Un réseau de livraison de l'abonné BT 400/230V.

Selon la Commission électrotechnique internationale (CÉI), les réseaux électriques sont classés par leurs niveaux de tensions normalisées représentés sur le tableau I.1.

Tableau I.1 Niveau de tension normalisée

Appellation normalisée	Niveau de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50 \text{ V}$	
BTA	$50 \text{ V} < U_n < 500 \text{ V}$	Réseau de distribution (220 V, 400 V)
BTB	$500 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$	Réseau de répartition (10 kV, 20 kV, 45 kV)
HTA	$1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	
HTB	$50 \text{ kV} < U_n$	Réseau de répartition (63, 90 kV) Réseau de transport (150, 220 400 kV)

I.4 Structure des réseaux électriques

I.4.1 Réseau de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme de boucle, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles. Le réseau de transport permet l'acheminement de l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux grands centres de consommation [SAB-03], est de forme maillée afin que la perte d'un de ses ouvrages n'interrompe pas la fourniture d'énergie aux différents consommateurs ou aux réseaux de distribution. Généralement leurs niveaux de tension sont compris entre 220 et 800 kV. Leurs systèmes protections sont très élaborés et sont gérés en général par des centres de conduite nationaux.

I.4.2 Réseau de répartition

Ces réseaux de répartition ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport qui achemine l'énergie des grandes centrales et le réseau de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent, qui sont en général de grands utilisateurs, ces réseaux ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est débouclé), ce qui permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties [SAB-03]. Leur niveau de tension est souvent compris entre 45 et 160 kV [HAM-10]. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport sont gérées en générale par des centres de conduite régionaux.

I.4.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique [RIC-06]. Acheminement l'énergie électrique de manière unidirectionnel qui provient du réseau de répartition ou de réseau de transport jusqu'aux consommateurs moyenne et basse tensions, ils sont constitués de deux types de réseaux : les réseaux de moyenne tension (MT), entre 4 et 45 kV, et les réseaux de basse tension (BT) qui représente le dernier niveau dans une structure électrique leurs tensions comprises entre 220 et 400V [HAM-10]. Les réseaux de distribution sont en général à structure arborescente ou radiale [SAB-03].

I.5 Architecture des réseaux

I.5.1 Réseau radial

Le réseau radial est la forme de réseau la plus simple. Les lignes se développent en antenne en partant de la station de transformation. Tous les accès ne sont alimentés que par une seule ligne [CRA-07]. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible [SAB-03]. Les protections de ce type de réseau sont minimales, grâce à sa structure simple.

I.5.2 Réseau bouclé

L'assemblage en boucle des lignes permet d'avoir un réseau bouclé alimenté par plusieurs sources à la fois. Cette solution augmente la sécurité d'alimentation en cas d'une défaillance, l'alimentation électrique est interrompue uniquement dans la partie défaillie jusqu'à la réparation de la panne, et le reste du réseau peut continuer à fonctionner, mais elle est complexe et coûteuse, car elle nécessite plus de disjoncteurs et d'un système de protection plus élaboré. Il existe deux types de réseaux bouclés : les réseaux en boucle ouverte, et les réseaux en boucle fermée (figure I.2).

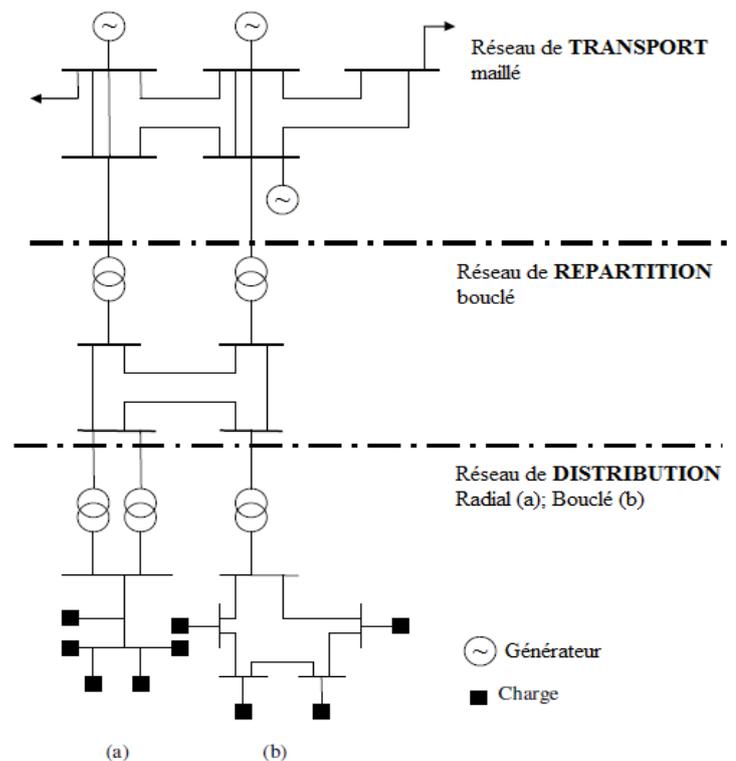


Figure I.2 Architecture d'un réseau électrique

I.5.3 Réseau maillé

Lorsque des réseaux en boucle sont regroupés pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement, car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Ce type de réseaux est utilisé généralement dans les réseaux de transport, sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, il permet d'assurer la redondance des transits possibles en cas de défaillance, mais aussi en fonctionnement normal d'assurer dans de bonnes conditions le maintien de la tension lors des fortes variations de la puissance transitée [SAB-03].

I.6 Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'avoir une vue générale sur les réseaux électriques. En premier lieu, on a présenté un état d'art sur les réseaux de transport, répartition et distribution d'énergie électrique. Une description de la structure du réseau actuel permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs. Le chapitre suivant sera consacré aux différents types de perturbations qui dégradent la qualité d'énergie électrique, et aux différents moyens de compensation d'énergie réactive.

Chapitre II

Qualité de tension et différents moyens de compensation

II.1 Introduction

La qualité d'énergie ou de la tension se réfère au niveau de tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence dans le réseau électrique de différentes formes de phénomènes électriques perturbatrices, ainsi la qualité de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement. La tension possède quatre caractéristiques principales :

- Fréquence ;
- Amplitude ;
- Forme d'onde ;
- Symétrie [RAC-09].

Le réseau peut être soumis à des perturbations, ces perturbations sont des tensions indésirables transmises à un équipement électrique, les surtensions, les fléchissements de tension, etc. sont des exemples types de perturbation électrique. Le maintien de l'amplitude de la tension doit être dans un intervalle de l'ordre de $\pm 10\%$ autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension.

II.2 Dégradation de la qualité de tension

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :
 - ✓ Court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc. ;
 - ✓ Causes atmosphériques (foudre, tempête...) ;
 - ✓ Matérielles (vieillesse d'isolants...) ;
 - ✓ Humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...) [RAC-09].
- Installations perturbatrices :
 - ✓ Fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse, gradateur ;
 - ✓ Toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc.

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension sont brièvement décrits ci-après.

II.3 Différents types de perturbation affectant la qualité de tension

II.3.1 Chutes de tension

Lorsque le transit de puissance dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation. À la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [JAC-01].

II.3.2 Creux de tension

Les creux de tension est une diminution de tension de plus de 10% et qui peut aller jusqu'à 90 % de la tension nominale pendant une durée comprise entre 10 ms et 1 minute [MAR-09]. Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.1). Ils sont caractérisés par leurs amplitudes et durées, deux principaux types de phénomène à l'origine des creux de tension peuvent être distingués :

- ceux provenant du fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou de la mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage (gros moteurs, transformateurs, etc.),
- ceux liés aux phénomènes aléatoires, comme la foudre, courts-circuits accidentels sur les réseaux de distribution et les problèmes survenant sur les réseaux internes des clients (défaut d'isolation, blessure de câble, projection de branches sur les lignes aériennes).

En effet, ce type de perturbation peut causer des dégradations de fonctionnement des équipements électriques qui peuvent aller jusqu'à la destruction totale de ces équipements. [MEY-90].

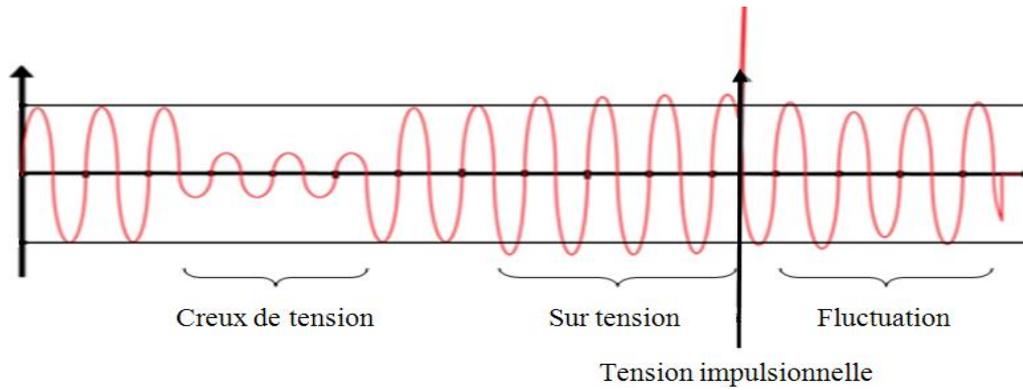


Figure II.1 Différents types de perturbation

II.3.3 Surtension

Une surtension est une hausse de tension supérieure à 10 % de la tension normale d'un circuit électrique [CAL-01]. Cet incident ne dure habituellement que quelques secondes. Toutefois, il est à l'origine de la plupart des dommages causés au matériel informatique. Comme la majorité des blocs d'alimentation des ordinateurs fonctionnent à 220 V, ils ne sont pas conçus pour tolérer des tensions plus élevées (260 V), quelle que soit leur durée. En raison de leurs lignes de données basse tension sensibles, les concentrateurs sont particulièrement vulnérables aux surtensions.

II.3.4 Fluctuation de tension (flicker)

Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale, de manière répétitive ou aléatoire (figure II.1), est provoqué par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes... etc.

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement (flicker), gênant pour la clientèle, le principal effet des fluctuations de tension est la fluctuation de la luminosité des lampes (papillotement ou flicker) (figure II.1) [RAC-09] [JAC-01].

II.3.5 Fléchissement / baisse de tension

Un fléchissement est une baisse de tension dont la durée est inférieure à une seconde. Cet incident se produit lorsque la tension d'une ligne d'alimentation est inférieure à 80 % de la tension nominale. Des circuits surchargés provoquent parfois des fléchissements. Les baisses de tension peuvent également être provoquées intentionnellement par les compagnies d'électricité pour réduire la consommation d'électricité pendant les périodes de pointe. Comme la surtension, les fléchissements et les baisses de tension sont en grande proportion à

l'origine des problèmes électriques qui affectent les réseaux et les équipements sensibles connectés aux réseaux.

II.3.6 Déséquilibre de tension

Un système est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° (figure II.2). L'alimentation d'un récepteur électrique triphasée non équilibrée par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau [RAC-09].

Ce phénomène est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc...etc [MOH-02]. Le déséquilibre peut entraîner un dysfonctionnement des appareils basses tensions et les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses.

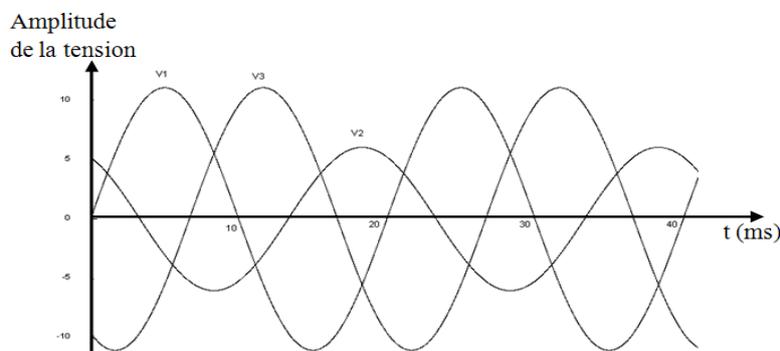


Figure II.2 Déséquilibre de tension

II.3.7 Perturbations harmoniques

Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale, et l'amplitude de tension décroît avec la fréquence [COL-99], qui provoque une distorsion de l'onde sinusoïdale (figure II.3). Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc...etc [MEY-90].

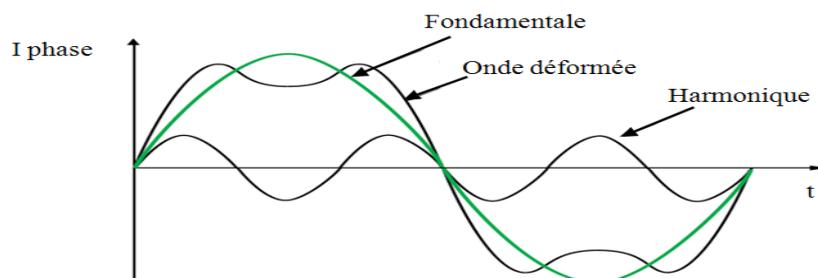


Figure II.3 Perturbations harmoniques (une onde déformée) [COL-99]

II.4 Exploitation d'un réseau électrique

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ et connecté par une liaison d'impédance X_L est représentée dans la figure (II.4) est donnée par l'équation (II.1) [AOU-11].

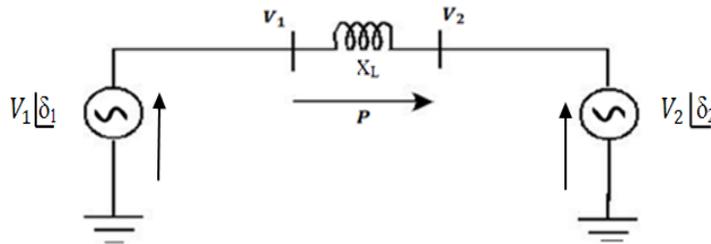


Figure II.4 Schéma d'un réseau interconnecté

$$P = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin \delta \quad (\text{II.1})$$

L'expression (II.1) indique les paramètres par lesquels il est possible d'améliorer et contrôler le transit de puissance dans les réseaux tout en utilisant des dispositifs FACTS. Ces paramètres sont :

La réactance X_L , l'amplitude de la tension et l'angle de transport δ .

II.4.1 Modification de la réactance

L'insertion d'une réactance (inductive ou capacitive) en série ou en parallèle avec la ligne, dans le cas inductif permet la modification de la réactance de la ligne soit d'augmenter ou de diminuer la puissance qui transite dans cette ligne. Donc la variation de la réactance de la ligne agit simultanément sur les puissances actives et réactives.

II.4.2 Modification de la tension

La modification de la tension aux nœuds permet de contrôler principalement les flux de puissance, la puissance active et réactive tend à circuler de la tension la plus élevée à celle qui est la moins élevée.

II.4.3 Modification de l'angle de transmission

La modification de l'angle de transmission δ permet d'agir sur le transit de puissance active, réalisé par injection d'une tension. On utilise pour cela des transformateurs raccordés en série dans la liaison.

II.5 Différents moyens de compensation

Il existe deux moyens de compensation :

La compensation conventionnelle et la compensation FACTS.

II.5.1 Compensation conventionnelle

Le réseau lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou d'autres moyens de compensation, qui sont les compensateurs conventionnels.

II.5.1.1 Inductances shunt

Les inductances sont des éléments souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longues lignes dans le réseau de transport et utilisées aussi pour l'élimination des surtensions sur les réseaux de distribution [KOC-04].

Une inductance shunt peut être installée dans les conditions suivantes :

- Pour compenser les surtensions survenant aux sous-stations desservies par de longues lignes pendant les périodes de faible charge, en raison de la capacité de la ligne (effet Ferranti) ;
- Pour compenser le facteur de puissance dans les usines de production, résultant d'une baisse transitoire et des limites de la stabilité de l'état statique.

Elles peuvent être raccordées directement au réseau, ou via les tertiaires des transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 MVar, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau (figure II.5).

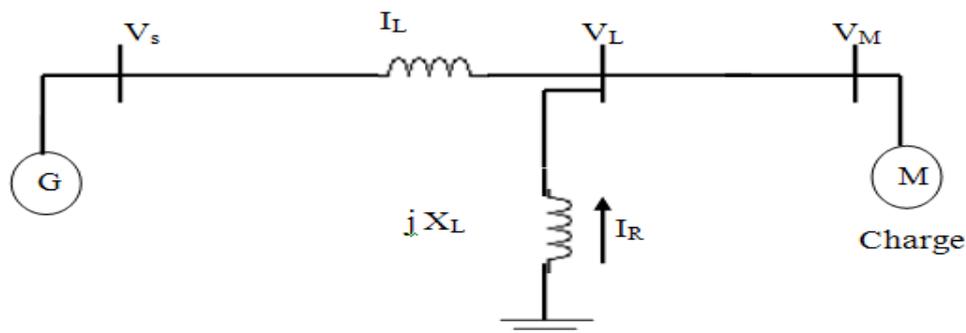


Figure II.5 Insertion d'une réactance shunt

II.5.1.2 Condensateurs

Les bancs de condensateurs sont des éléments statiques de compensation de puissance réactive, peuvent atteindre quelques MVar. Ils sont utilisés en général pour améliorer le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives [KOC-04]. Ces bancs de condensateurs installés en dérivation (compensation parallèle (figure II.6 a)) permettent d'injecter de la puissance réactive au réseau. Et peuvent être insérés en série avec les conducteurs d'une ligne (compensation série (figure II.6 b)), afin de diminuer sa réactance. On diminue aussi la chute de tension entre la source et la charge.

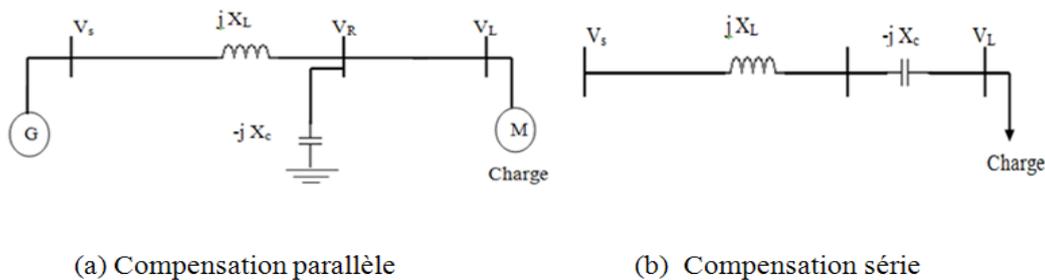


Figure II.6 Compensation par un banc de condensateur

II.5.1.3 Compensateurs synchrones

Cette solution de compensation utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif en agissant sur le courant d'excitation. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit [AOU-11]. Une machine synchrone surexcitée fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Ils sont branchés le plus souvent au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre le coût de ces machines est élevé tant en investissement qu'en maintenance. Ce type de compensation n'est plus d'usage et remplacé par des dispositifs à base d'électronique de puissance plus performants

II.5.2 Systèmes FACTS

II.5.2.1 Généralité sur les dispositifs FACTS

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes

électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport, la stabilité des réseaux.

II.5.2.2 Rôle des FACTS dans un réseau électrique

Selon l'**IEEE**, la définition du terme FACTS est un système de transmission en courant alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau [STE-03].

Le concept FACTS, introduit en 1986 par **EPRI** regroupe l'ensemble des dispositifs basés sur l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique. Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides, ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles de déphasage.

En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, les surcharges dans les lignes où les transformateurs ainsi que pour éviter les congestions dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages. Ainsi les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique [STE-03]. Ils permettent en particulier :
 - D'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
 - D'amortir les oscillations de puissance ;

- De supporter de manière dynamique la tension.

II.5.3 Type des dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [JEA-06] :

- les compensateurs shunts connectés en parallèle dans les postes du réseau (SVC, STATCOM) ;
- les compensateurs séries connectés en série avec les lignes de transport (TCSC, SSSC)
- les compensateurs hybrides (série-parallèle) qui sont (UPFC, IPFC).

II.5.3.1 Dispositifs shunt

Ces dispositifs sont des équipements à base de l'électronique de puissance. Leurs avantages sont 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 absorbe ou injecte un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne [SON-99]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont : SVC, STATCOM.

II.5.3.1.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

Le compensateur statique de puissance réactive SVC est un dispositif de 1^{ère} génération qui est apparue dans les années 1970, dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud, pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue variable de fait de charges industrielles très fluctuantes telles les laminoirs et les fours à arc [STE-03].

Selon **IEEE**, le SVC définit comme un générateur ou absorbeur statique shunt de l'énergie réactive connecté en parallèle à la ligne, pour maintenir le niveau de tension. Ils utilisent des thyristors classiques, commandés uniquement à l'amorçage. En général il est constitué d'un ensemble de :

- **TCR (Thyristor Controlled Reactor)**

Dans le TCR (ou RCT : Réactances commandées par thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors, qui fait varier le

courant à travers l'inductance et cela en variant l'angle d'amorçage des thyristors compris entre 90° et 180° .

Le TCR est caractérisé par sa commande continue et par sa génération d'harmoniques sur le réseau, permet de générer ou d'absorber de l'énergie réactive [ACH-02].

- **TSC (Thyristor Switched Capacitor)**

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs commandés par thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction. Le TSC fournit une solution plus rapide et plus fiable à la commutation de condensateurs que les dispositifs mécaniques conventionnels de commutation [ACH-02].

Le rôle d'un filtre à courant alternatif est de réduire les harmoniques introduites par l'utilisation du TCR. Pour cela le filtre fournit une puissance réactive au réseau.

Le schéma de structure de base de ce dispositif représenté sur la figure (II.7).

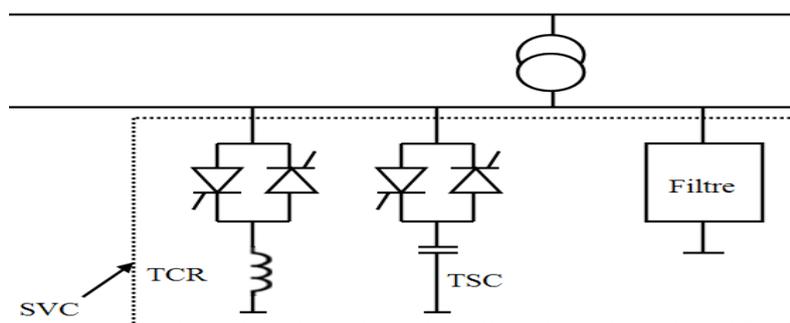


Figure II.7 Structure de base d'un SVC

➤ **Principe de fonctionnement**

Ce dispositif est basé sur l'électronique de puissance utilisée dans la régulation de la tension avec de grandes performances et d'améliore le transit de puissance, permet le réglage de la tension par variation de commande du gradateur en série dont le fonctionnement est basé sur la modification de la réactance équivalente du réseau par variation de l'angle de commande.

La caractéristique statique de la puissance réactive d'un compensateur statique est donnée par la figure (II. 8).

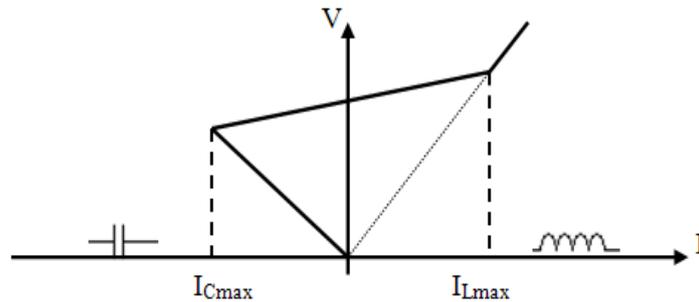


Figure II.8 Caractéristique d'un SVC

➤ **Avantages du SVC**

Ce dispositif contrôle la tension injectée dans le réseau en module et en phase grâce à l'angle imposé qui permet l'échange d'une puissance active ou réactive avec le réseau.

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Stabilise la tension dans les systèmes faibles ;
- Réduit les pertes de transmission ;
- Augmente la capacité de transmission ;
- Augmente la limite de stabilité ;
- Améliore la commande et la stabilité de tension ;
- Atténue les oscillations de puissance.

➤ **Inconvénients du SVC**

Parmi les inconvénients du SVC est la génération d'harmoniques sur le réseau.

➤ **Applications du SVC**

La compensation de la puissance réactive peut être intéressante pour plusieurs applications industrielles ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique pour assurer une compensation de la consommation des charges en énergie réactive, évitant ainsi que cette puissance réactive circule par le réseau tout en contribuant à :

- L'augmentation de la capacité des lignes de transport électrique ;
- La contribution au maintien du plan de tension par la régulation de la tension en différent nœud du réseau ;
- L'amortissement des oscillations et l'amélioration de la stabilité en lignes faibles.

L'utilisation des SVC dans les réseaux électriques est très répandue dans des applications de soutien de tension et d'amélioration de la stabilité.

II.5.3.1.2 Compensateur statique (STATCOM)

Le compensateur statique STATCOM est un convertisseur de tension à base des thyristors GTO ou IGBT alimentée par des batteries de condensateurs, l'ensemble est connecté parallèlement à un réseau à travers un transformateur de couplage. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie [STE-03]. Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 1970, mais ce n'est que dans les années 1990 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des composants d'électronique de puissance, interrupteurs GTO de forte puissance [ESK-03].

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 [ESK-05] [TSA-07]. Sont schéma de base est représenté sur la figure (II.9).

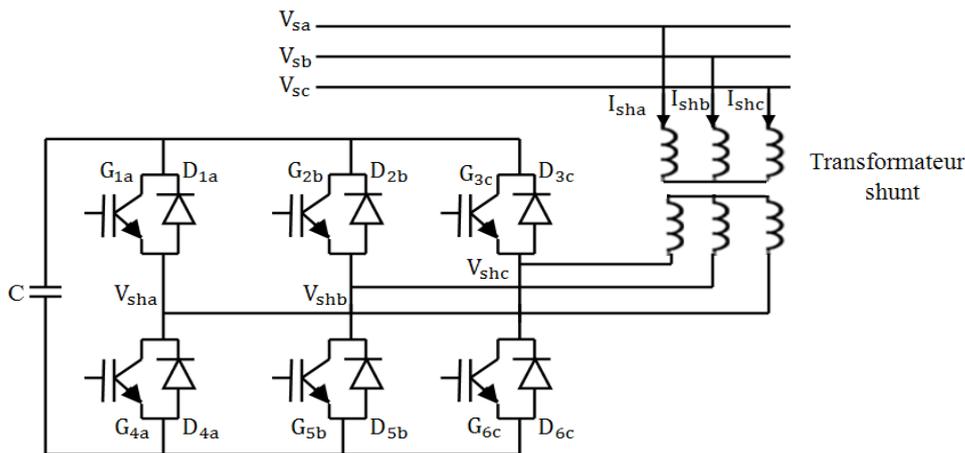


Figure II.9 Schéma de base d'un STATCOM

➤ Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement de ce dispositif basé sur l'échange de l'énergie réactive qui se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , laquelle est en phase avec la tension du réseau V_n .

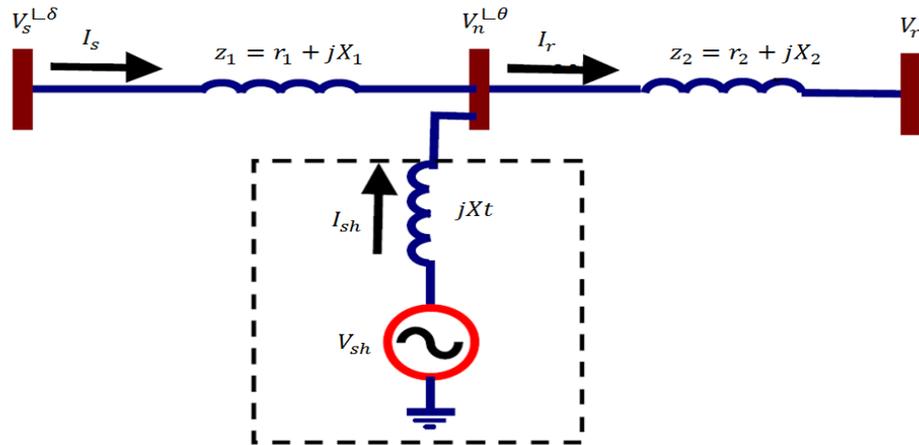


Figure II.10 Schéma équivalent du STATCOM connecté à un réseau

En considérant le schéma équivalent de ce dispositif le courant injecté par le STATCOM est donné par :

$$\bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_{sh} - \bar{V}_n}{jX_t} \quad (\text{II.2})$$

La puissance injectée au jeu de barre de connexion par ce dispositif est donnée par :

$$\bar{S} = \bar{V}_n \cdot \bar{I}_{sh} = \frac{\bar{V}_n (\bar{V}_{sh}^{ref} - \bar{V}_n^{ref})}{-jX_n} = \frac{\bar{V}_n \bar{V}_{sh}^{ref} - \bar{V}_n^2}{-jX_n} \quad (\text{II.3})$$

$$P_{sh} = \frac{V_n \cdot V_{sh} \cdot \sin(\theta_n - \theta_{sh})}{X_n} \quad (\text{II.4})$$

$$Q_{sh} = \frac{V_n \cdot (V_{sh} \cdot \cos(\theta_n - \theta_{sh}) - V_n)}{X_n} \quad (\text{II.5})$$

Sous l'hypothèse d'un STATCOM idéal, la condition de fonctionnement que doit satisfaire le dispositif est de ne pas échanger de la puissance active avec le réseau.

Donc :

$$P_{sh} = \frac{V_n \cdot V_{sh} \cdot \sin(\theta_n - \theta_{sh})}{X_n} = 0 \Rightarrow \theta_n = \theta_{sh} \quad (\text{II.6})$$

D'après cette condition la tension injectée par le STATCOM V_{sh} doit être en phase avec la tension du jeu de barre au nœud.

En admettant que la tension V_{sh} soit sur l'axe d, $V_{shd} = V_{sh}$; $V_{shq} = 0$

$$|I_{sh}| = I_{shq} = \frac{V_{sh} - V_n}{X_n} \quad (\text{II.7})$$

$$Q_{sh} = V_{sh} \cdot I_{sh} = \frac{V_{sh}^2}{X_n} \left(1 - \frac{V_n}{V_{sh}}\right) \quad (\text{II.8})$$

À partir de l'équation (II.8), on peut distinguer les trois modes de fonctionnement du STATCOM :

- Si la tension $V_{sh} < V_n$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $(-\pi/2)$ par rapport à la tension V_n ce qui donne un courant inductif (figure II.11 a), donc le STATCOM absorbe de l'énergie réactive.
- Si la tension $V_{sh} > V_n$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $(+\pi/2)$ par rapport à la tension V_n ce qui donne un courant capacitif (figure II.11 b), donc le STATCOM fournit de l'énergie réactive.
- Si la tension $V_{sh} = V_n$, le courant circulant dans l'inductance est en phase avec la tension V_n ce qui donne un courant nul, donc le STATCOM ne change pas de l'énergie réactive.

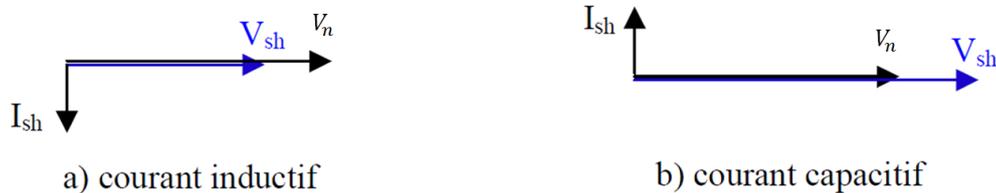


Figure II.11 Courant inductif et courant capacitif

La caractéristique statique de ce dispositif est donnée par la figure (II.12). Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V_s diminue [ESK-03].

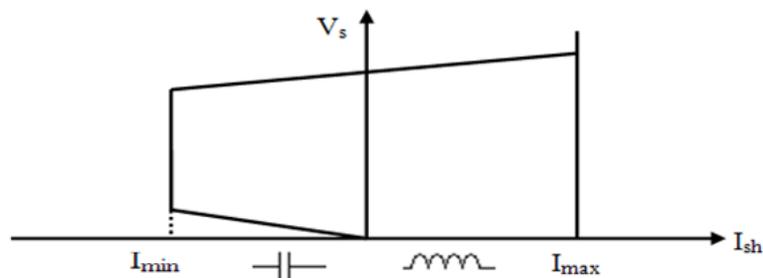


Figure II.12 Caractéristique d'un STATCOM

➤ **Avantages du STATCOM**

Le STATCOM possède plusieurs avantages sur les compensateurs conventionnels [JEA-06] :

- ✓ L'étendue de la plage d'opération est plus large qu'avec un SVC classique ;
- ✓ Il réagit plus vite, pouvant répondre en moins d'un cycle à des variations de tension ;
- ✓ Lorsque la tension se baisse, il peut produire plus de puissance réactive, pour empêcher que la tension chute davantage ;
- ✓ 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 ;
- ✓ Il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau ;
- ✓ Un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.

➤ **Inconvénient du STATCOM**

- ✓ 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.

➤ **Application du STATCOM**

Les STATCOM accomplissent les tâches suivantes [SON-99] [GUO-01] :

- ✓ Stabilisation dynamique de la tension : augmentation de la capacité de transport d'énergie et réduction des variations de tension ;
- ✓ Amélioration de la stabilité synchrone : meilleur transitif, amélioration de l'amortissement du système de puissance et l'atténuation des résonances hyposynchrones ;
- ✓ Équilibrage dynamique des charges ;
- ✓ Amélioration de la qualité de l'énergie ;
- ✓ Support de la tension en régime permanent.

II.5.3.2 Dispositifs série

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. Les compensateurs séries les plus utilisées sont : TCSC, SSSC.

II.5.3.2.1 Compensateur série commandée par thyristor (TCSC)

Le compensateur série commandé par thyristor (TCSC) est apparu au milieu des années 80 [CHU-05]. Est un dispositif de compensation série, basé sur l'électronique de puissance. Connecté en série avec le réseau afin de contrôler le transit de puissance, et l'amortissement des oscillations de puissance.

Selon **IEEE**, définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitive qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive, Le TCSC permet une compensation qui varie entre 20 % inductive et 80 % capacitive.

Ce dispositif permet principalement la variation de la réactance de la ligne du réseau pour contrôler le transit de la puissance entre deux nœuds.

Principe de fonctionnement

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur (figure II.13). L'insertion d'un TCSC fonction en mode capacitif en série à une ligne permet de réduire la réactance équivalente de réseau par conséquent la chute de tension et d'élèver les capacités de transport d'une ligne. Ces avantages peuvent être enregistré instantanément grâce à la rapidité de TCR se qui permet le maintien de la stabilité entre régions interconnectées.

L'expression de l'impédance équivalente de ce dispositif est donnée par l'équation suivante [PAS-98] :

$$X_{TSCS} = \frac{L \omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + (\sin 2\alpha)/2) - LC\omega^2} = X_{TCR} // X_{TCS} \tag{II.9}$$

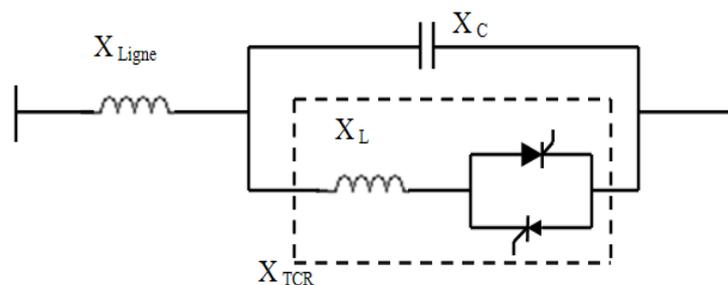


Figure II.13 Insertion d'un TCSC dans une ligne

Avec X_c : Impédance du condensateur du TCSC ;

X_L : Impédance du l'inductance du TCSC ;

X_{Ligne} : Impédance de la ligne.

➤ **Avantages du TCSC**

Les principaux avantages de l'insertion du TCSC dans un réseau électrique sont :

- Compensation du déséquilibre des courants de charge ;
- Amélioration de la stabilité dynamique par l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de tension ;
- Réduction des risques de résonance hyposynchrone ;
- Permet principalement la variation de la réactance de la ligne du réseau ;
- Contrôler le transit de la puissance entre deux nœuds.

➤ **Applications du TCSC**

L'objectif principal assigné au TCSC est la minimisation des risques de résonances hyposynchrones, il permet aussi un contrôle lent du flux de puissance et un contrôle rapide d'écart de fréquence entre zones interconnectées. De plus, il assure l'amortissement des oscillations électromécaniques des sources.

Ainsi, l'efficacité d'un TCSC est caractérisée par :

- La régulation des oscillations de puissance ;
- L'augmentation parallèle du niveau de la puissance transportée ;
- L'effet d'amortissement d'un TCSC sur une interconnexion ne dépend pas de l'endroit d'implantation ;
- L'effet d'amortissement est insensible à la caractéristique de la charge ;

II.5. 3.2.2 Compensateur Synchrone Statique Série SSSC

Ce type de compensateur série (SSSC) est le plus important dispositif de cette famille. Ce dispositif est constitué d'un onduleur triphasé à base de GTO, couplé au réseau à travers un transformateur dont le secondaire est inséré à la ligne, et un élément de stockage (capacité ou source d'énergie continue) permet d'alimenter le côté continu du système. Le schéma de base de ce dispositif est représenté sur la figure (II.14).

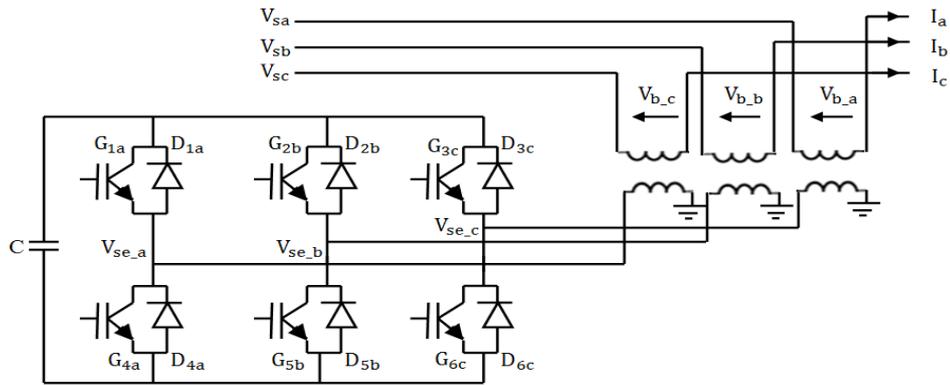


Figure II.14 Schéma de base d'un SSSC

➤ **Principe de fonctionnement**

Le principe de fonctionnement du SSSC consiste à une injection d'une tension alternative en quadrature avant ou arrière avec le courant de la ligne et de fréquence égale à celle du réseau [HIN -07], et d'amplitude contrôlée par un système de régulation. Lorsqu'on utilise une source d'énergie à courant continu, la tension V_b n'est plus en quadrature avec le courant ce qui permet un échange simultané d'énergies actives et réactives avec le réseau.

La caractéristique statique d'un compensateur synchrone statique Série est donnée sur la figure (II.15).

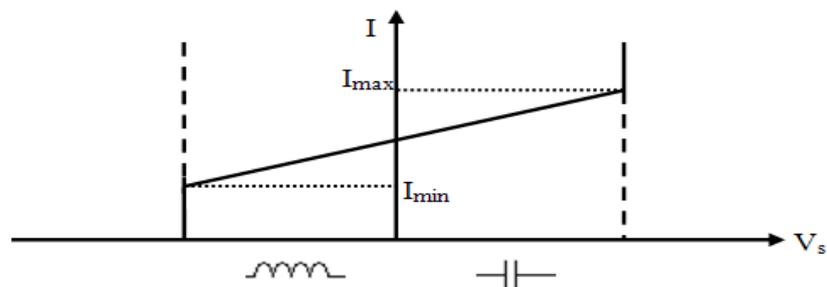


Figure II.15 Caractéristique d'un SSSC

➤ **Applications du SSSC**

Les principales applications d'un SSSC :

- Commande dynamique du flux d'énergie et de la tension ;
- Amélioration de la stabilité de l'angle de charge ;
- Atténuation des oscillations électromécaniques ;
- Injection de tensions capacitatives ou inductives dans la ligne.

II.5.3.3 Dispositifs FACTS combinés série-parallel

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle) [HIN-07]. Alors que les dispositifs FACTS combinés série-parallel se sont des dispositifs qui combinent des convertisseurs shunt et série et qui permettent un contrôle simultané du transit de puissance. Les plus utilisés des dispositifs de cette famille sont l'IPFC et l'UPFC.

II.5.3.3.1 UPFC (Unified power flow controller)

L'UPFC est constitué de onduleur de tension et courant connectée à la même réserve de tension continue, l'un étant raccordé en parallèle avec le réseau, et l'autre en série avec une ligne de transmission. Un UPFC peut contrôler l'amplitude de la tension a son point de connexion, mais aussi les flux de puissances active et réactive de la ligne de transmission dans laquelle il est inséré. Il offre des capacités de contrôle incomparable qui ne peuvent pas être obtenu par l'utilisation séparée d'un STATCOM et d'un SSSC [CAT-06].

Selon **IEEE**, définis l'UPFC comme étant une combinaison entre un STATCOM et un SSSC couplés via une liaison à courant continu, pour permettre un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM. L'UPFC permet le contrôle de la tension, de l'impédance, et de l'angle ou d'écoulement des puissances active et réactive de la ligne [ESK-03]. Son schéma est représenté sur la figure (II.16).

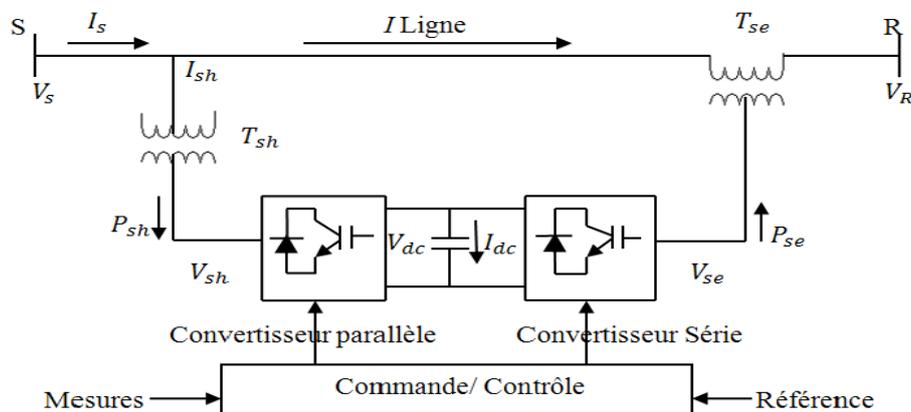


Figure II.16 Schéma simplifiée d'un UPFC

➤ Principe de fonctionnement

La source de tension au point de départ est connectée en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, dite source de tension shunt. La deuxième source

de tension série est connectée via trois transformateurs monophasés dont les secondaires sont insérés dans la ligne et les primaires reliés entre eux en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu, dont le principe de fonctionnement consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne et de le réinjecter avec une phase appropriée.

Le compensateur shunt est bien reconnu dans la compensation de l'énergie réactive et par conséquent la régulation de la tension au jeu de barre où ils sont connectés. Le dispositif shunt génère une tension alternative triphasée synchronisée avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue. L'amplitude de la tension de l'onduleur peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité de l'énergie réactive à échanger avec le réseau.

L'UPFC peut contrôler indépendamment ou séparément tous les paramètres affectant le flux de puissance sur une ligne. Il peut avoir différents modes de fonctionnement quand la tension injectée en série à différentes amplitudes et angle de phase (figure II.17) [GYU-95].

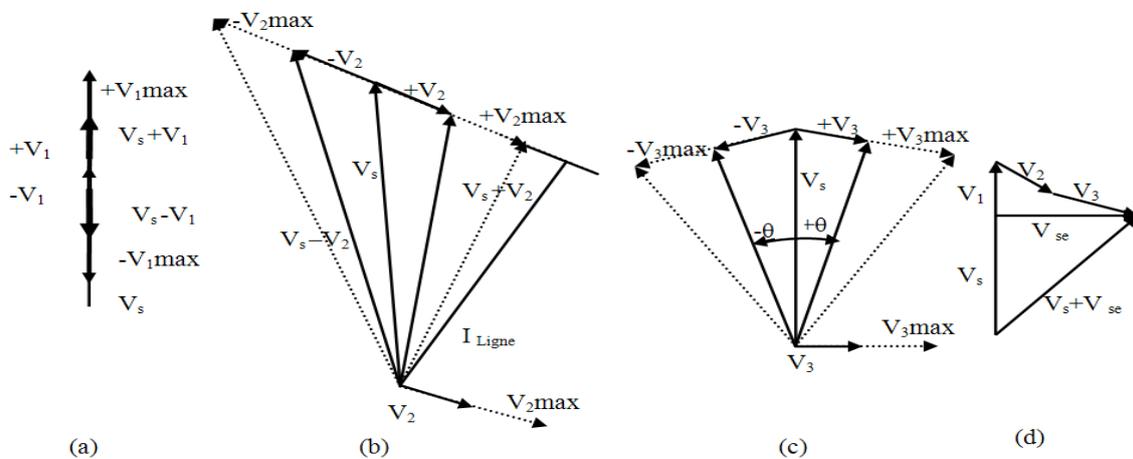


Figure II.17 Mode de fonctionnement d'un UPFC

- Régulation de tension (figure II.17 a), la tension de départ V_s est augmentée (ou diminuée) en injectant une tension V_1 , en phase avec V_s . La tension V_1 est réglable en module et possède une amplitude maximale V_{1max} .
- Régulation d'impédance (figure II.17 b), la tension injectée V_2 est en quadrature avec le courant de ligne. La tension V_2 possède une amplitude maximale V_{2max} . Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- Contrôle de phase (figure II.17 c), l'angle la tension injectée V_3 est variable alors que l'amplitude de la tension V_s reste constante.
- Contrôle simultané (figure II.17 d), il est possible à l'UPFC d'accomplir trois fonctions à savoir le réglage de la tension, la compensation série et le réglage de l'angle de phase simultanément c'est le mode de fonctionnement automatique. L'angle de phase et

l'amplitude de la tension injectée $V_{se} = V_1 + V_2 + V_3$ ont été choisis d'une manière à produire un courant de ligne qui permet d'obtenir les puissances active et réactive désirées.

➤ **Avantages de l'UPFC**

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. En principe l'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS [PAS-98] [ESK-03]. Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension ;
- L'amélioration de la stabilité ;
- L'amélioration et contrôle des flux de puissances active et réactive et minimisez les pertes ;
- La limitation des courants de court-circuit ;
- Amortir les oscillations de puissance ;
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques ;
- Améliorer la qualité de l'énergie.

II.5.3.3.2 IPFC (Interline power flow controller)

L'IPFC est un dispositif qui a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transport d'une sous-station. L'IPFC est une combinaison de deux SSSC ou plus qui sont connectés entre eux par un bus continu pour faciliter le transit de puissance active entre les terminaux alternatifs des SSSCs dans les deux sens, et sont contrôlés pour fournir une compensation réactive indépendante les uns des autres pour augmenté le transit de puissance active entre ligne et maintenir la distribution du transit de puissance réactive parmi les lignes [PAV-11]. Le schéma du contrôleur du transit de puissance entre lignes est présenté sur la figure (II.18).

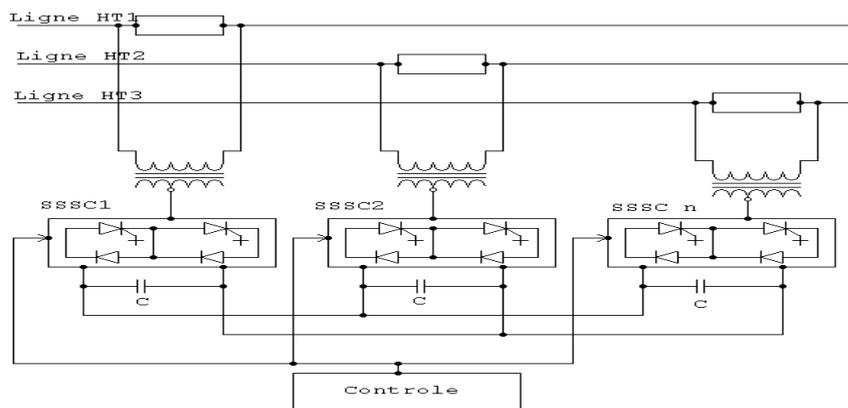


Figure II.18 Schéma simplifiée d'un IPFC

L'IPFC permet le transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase permet le contrôle de puissance active échangée entre les lignes.

II.6 Efficacité des dispositifs FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés ci-dessous possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau (II.1) présente les principaux avantages techniques et les domaines d'application des différentes technologies de FACTS. Le nombre (« + ») est proportionnel à l'efficacité du dispositif [STE-03] [FLO-00].

Tableau II.1 Avantages techniques et domaine d'application des dispositifs FACTS

\	SVC	STATCOM	TCSC	SSSC	UPFC	IPFC
Contrôle de transit de puissance active	+	+	+++	+++	+++	+++
Contrôle de transit de puissance réactive	+++	+++	/	/	+++	/
Contrôle de tension (U)	+++	+++	+	+	+++	+
Contrôle de l'angle de transport (δ)	/	/	+++	+++	+++	+++
Stabilité de système	+++	+++	+++	+++	+++	++
Déséquilibre de phase	+++	+++	/	/	+++	/

II.7 Aspect économique des dispositifs FACTS

Les avantages techniques apportés par les dispositifs FACTS, et d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif FACTS [SEB-08]. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un dispositif FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder

les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation. Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé. Au prix du dispositif s'ajoutent des coûts supplémentaires dus en particulier à l'achat du terrain et à la modification de la ligne de transport et l'équipement supplémentaire à installer ainsi l'évaluation des pertes [STE-03].

II.8 Conclusion

Dans ce chapitre « qualité de la tension et différent moyen de compensation », nous avons présenté les différents types de perturbation électrique dégradant la qualité de la tension et nous avons proposé différents moyen et dispositif pour pallier ces perturbations, et parmi ces dispositifs les plus fiables sont les FACTS. Et dans ce même chapitre, nous avons présenté les différents types de FACTS, leurs avantages dans leurs différents domaines d'applications respectives.

Chapitre III

Modélisation des éléments du système étudié

III.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons procéder à la modélisation des différents éléments constituant le réseau électrique à savoir les générateurs, les charges, les transformateurs et les lignes électriques.

Les modèles mathématiques des convertisseurs de tension pour les différentes connexions dans un réseau électrique, série ou shunt, sont obligatoires pour analyser leurs fonctionnements et déterminer les lois de commande du dispositif (UPFC).

La description mathématique est basée sur la transformation du système triphasé à un système biphasé orthogonal stationnaire par les transformations de CLARK et PARK afin de réduire l'ordre du système, nous allons effectuer une transformation dans l'axe (dq). Ce principe permet de travailler uniquement qu'avec les projections des grandeurs de Fresnel, c'est-à-dire avec les coordonnées des vecteurs. Ce type de transformation est couramment utilisé dans le domaine des machines tournantes dans le but de travailler dans un repère fixe [PET-97]. Le schéma descriptif d'un réseau à étudier est représenté sur la figure (III.1).

III.2 Modélisation des éléments du réseau

III.2.1 Modélisation des générateurs

Les générateurs sont des éléments du réseau électrique qui permettent la conversion d'énergie (mécanique, chimique...) en une énergie électrique, capable de fournir de la puissance active au système [ABD-06] [MAT-02]. Et aussi fournir ou consommer de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax}$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax}$$

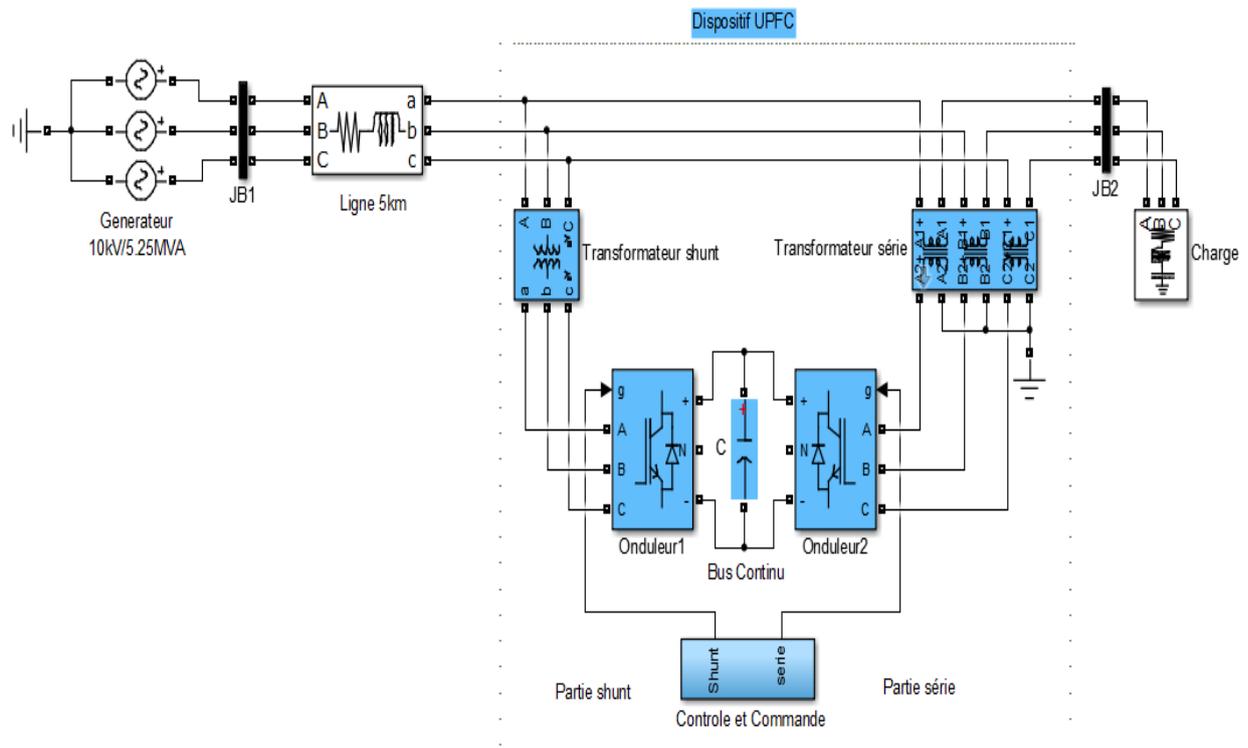


Figure III.1 Schéma descriptif d'un réseau à étudié

Le modèle du générateur est représenté sur la figure (III.2).

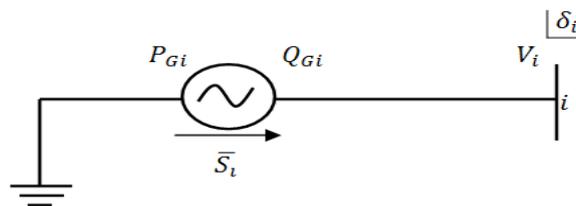


Figure III.2 Modèle du générateur

Avec :

\bar{S}_i : Puissance apparente délivrée par le générateur au jeu de barres i ;

P_{Gi} : Puissance active délivrée par le générateur au jeu de barres i ;

Q_{Gi} : Puissance réactive délivrée par le générateur au jeu de barres i ;

V_i : Tension au jeu de barres i ;

δ_i : L'angle de déphasage de la tension au jeu de barres i .

Pour le calcul du transit de puissance, la puissance P_{chi} produite et le module de la tension V_i sont maintenus à des valeurs constantes. La phase δ_i et la puissance réactive dépendent de l'état du réseau. Lorsque Q_{Gi} dépasse une de ces limites, elle est fixée à cette dernière et la tension ne peut plus être contrôlée. Le nœud se comporte alors comme un nœud charge.

III.2.2 Modélisation des charges

Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale [MAT-02], données par :

$$\bar{S}_{chi} = P_{chi} - jQ_{chi} \quad (III.1)$$

Le modèle de la charge est représenté sur la figure (III.3).

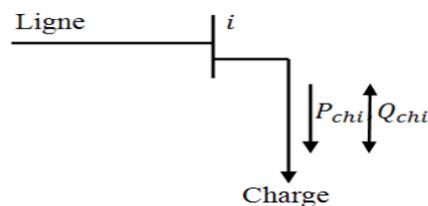


Figure III.3 Modèle de la charge

Avec,

\bar{S}_{chi} : Puissance apparente complexe ;

P_{chi} : Puissance active ;

Q_{chi} : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive, respectivement capacitive).

III.2.3 Modélisation des lignes électriques

Les lignes constituent des circuits de transmission des réseaux triphasés reliant des générateurs aux charges. Une ligne électrique peut être considérée comme une succession de circuits composés d'une infinité d'éléments identiques tels que les résistances et les inductances linéiques dans le sens longitudinal et des capacités linéiques dans le sens transversal, dont les paramètres sont uniformément répartis sur toute sa longueur [DAS-06] (figure III.4). Chaque ligne possède ses propres paramètres linéiques (R, L, C, G), où les

paramètres de la source (V_S, I_S) sont reliés aux paramètres de la réception (V_R, I_R) à travers les paramètres d'un quadripôle par les coefficients A, B, C et D tel que :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = A\bar{V}_R + B\bar{I}_R \\ \bar{I}_S = C\bar{V}_R + D\bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

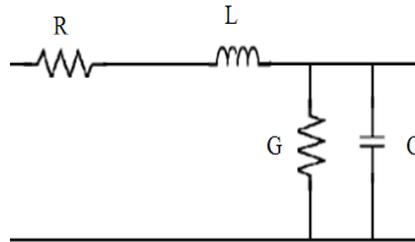


Figure III.4 Circuit équivalent d'une ligne électrique

Sous la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{pmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Les paramètres A , B , C et D sont en général des nombres complexes. A et D sont sans dimensions. B a l'unité en Ohm et C a l'unité en Siemens. Ces paramètres dépendent des constantes de la ligne de transmission R , L , C et G tel que :

- R : Résistance qui représente les pertes par effet joule dans la ligne ;
- L : Inductance dans le sens longitudinal ;
- C : Capacité dans le sens transversal ;
- G : Conductance de la ligne.

La notation utilisée pour définir les différents paramètres sont :

$$\bar{z} = R + j\omega L (\Omega / \text{m}), \text{ impédance par unité de longueur ;}$$

$$\bar{y} = G + j\omega C (\text{S}/\text{m}), \text{ admittance par unité de longueur ;}$$

$$\bar{Z} = \bar{z}l (\Omega), \text{ impédance totale ;}$$

$$\bar{Y} = \bar{y}l (\text{S}), \text{ admittance totale;}$$

$$l(\text{m}), \text{ longueur de la ligne.}$$

La constante G est généralement négligeable dans le cas des lignes sans perte.

Les lignes de transmission d'énergie sont classées en fonction de leur longueur en trois catégories : les lignes longues, les lignes moyennes et les lignes courtes.

III.2.3.1 Ligne de transmission longue

Dans le cas de la ligne où la longueur est supérieure à 250 km, pour des solutions plus précises les paramètres doivent être donnés comme une distribution uniformément répartie le long de la longueur, dans ce cas les tensions et les courants vont varier d'un point à l'autre le long de la ligne [DAS-06]. La figure (III.5) montre un schéma bifilaire d'une ligne par unité de longueur.

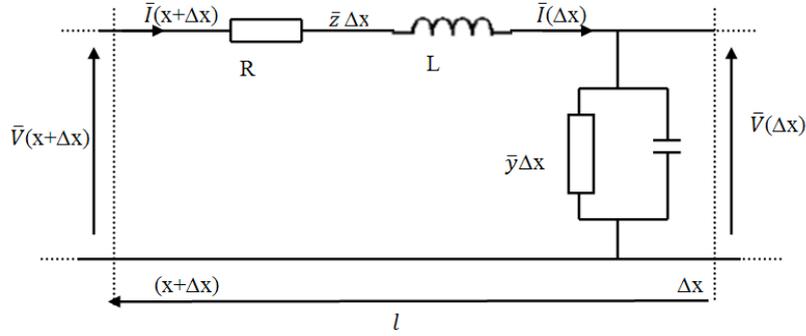


Figure III.5 Schéma équivalent d'une Ligne électrique de longueur Δx

Avec :

$\bar{z} = R + jL\omega$ (Ω / Km) , impédance linéique de la ligne ;

$\bar{y} = G + jC\omega$ (S / Km) , admittance linéique de la ligne.

On peut écrire pour la tension

$$\bar{V}(x + \Delta x) = \bar{z}\Delta x \bar{I}(x) + \bar{V}(x) \Rightarrow \frac{\bar{V}(x+\Delta x) - \bar{V}(x)}{\Delta x} = \bar{z}\bar{I}(x) \quad (\text{III.4})$$

$$\text{Pour } \Delta x \mapsto 0 \Rightarrow \frac{d\bar{V}(x)}{dx} = \bar{z}\bar{I}(x) \quad (\text{III.5})$$

Pour le courant $\bar{I}(x + \Delta x) = \bar{I}(x) + \bar{y}\Delta x \bar{V}(x + \Delta x)$

$$\Rightarrow \frac{\bar{I}(x+\Delta x) - \bar{I}(x)}{\Delta x} = \bar{y}\bar{V}(x + \Delta x) \quad (\text{III.6})$$

$$\text{Pour } \Delta x \mapsto 0 \Rightarrow \frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{y}\bar{V}(x) \quad (\text{III.7})$$

$$\frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} = \bar{z} \frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{z}\bar{y}\bar{V}(x) \Rightarrow \frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} - \bar{z}\bar{y}\bar{V}(x) = 0 \quad (\text{III.8})$$

L'expression (III.8) est une équation différentielle dont la solution est de la forme :

$$\bar{V}(x) = \bar{A}_1 e^{\bar{\gamma}x} + \bar{A}_2 e^{-\bar{\gamma}x} \quad (\text{III.9})$$

$$\bar{Z}_c = \frac{\bar{z}}{\bar{y}} = \frac{\bar{z}}{\sqrt{\bar{z}\bar{y}}} = \sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}} \quad (\text{III.10})$$

\bar{Z}_c : Impédance caractéristique de la ligne ;

$\bar{\gamma}$: Constante de propagation.

Après le développement des équations précédentes on aboutit à :

$$\bar{V}(x) = \cosh(\bar{\gamma}x)\bar{V}_R + \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}x)\bar{I}_R \quad (\text{III.11})$$

$$\bar{I} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}x) V_R + \cosh(\bar{\gamma}x) I_R \quad (\text{III.12})$$

Pour $x = l \Rightarrow V(l) = V_s$ et $I(l) = I_s$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{I}_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\bar{\gamma}l) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l) \\ \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}l) & \cosh(\bar{\gamma}l) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{pmatrix} \quad (\text{III.13})$$

III.2.3.2 Ligne de transmission moyenne

Les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 250 km sont considérées comme des lignes de longueur moyenne. Le circuit équivalent en π d'une ligne de transmission moyenne est représenté sur la figure (III.6) [DAS-06].

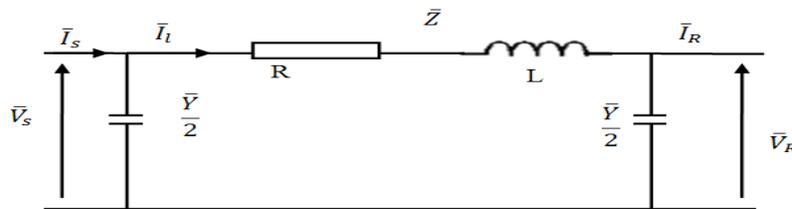


Figure III.6 Circuit équivalent en π d'une ligne électrique moyenne.

À partir de la figure (III.6), on écrit :

$$\begin{cases} \bar{I}_l = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2}\bar{V}_R \\ \bar{V}_s = \bar{V}_R + \bar{Z}\bar{I}_l \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \bar{V}_s = \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right)\bar{V}_R + \bar{Z}\bar{I}_R \\ \bar{I}_s = \bar{I}_l + \frac{\bar{Y}}{2}\bar{V}_s = \bar{Y}\left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right)\bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right)\bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

On peut écrire sous la forme matricielle

$$\begin{pmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{I}_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y}\left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{pmatrix} \quad (\text{III.15})$$

Avec $A = D = \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right)$, $B = \bar{Z}$, $C = \bar{Y}\left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right)$

III.2.3.3 Ligne de transmission courte

La capacité de la ligne peut être ignorée si la longueur de celle-ci est inférieure à 80km [DAS-06], ainsi les courants de dérivation peuvent être négligés. Il s'ensuit que l'intensité du courant peut être considérée comme constante tout au long de la ligne et en particulier identique au générateur et au récepteur. Le circuit de la ligne courte est représenté sur la figure (III.7).

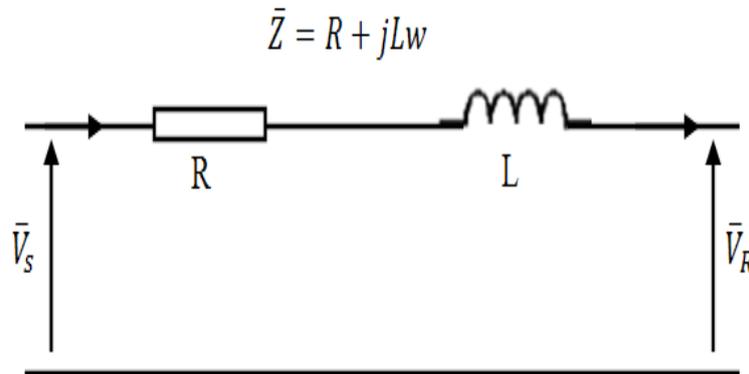


Figure III.7 Circuit équivalent d'une ligne électrique courte

À partir de la figure (III.7), on écrit :

$$\begin{cases} \bar{V}_s = \bar{V}_R + \bar{Z}\bar{I}_R \\ \bar{I}_s = \bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Sous la forme matricielle

$$\begin{pmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{I}_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{pmatrix} \quad (\text{III.17})$$

III.2.4 Modélisation du transformateur

Les transformateurs de puissance sont des équipements entièrement statiques, utilisés pour modifier la présentation de l'énergie électrique alternative (courant, tension) afin de la rendre exploitable aux différents stades de la production, transport, de distribution et de consommation [KOC-04].

Si on néglige l'effet de la branche magnétisante, et en ramenant l'impédance du primaire au secondaire, on obtient le modèle approximatif montré sur la figure (III.8).

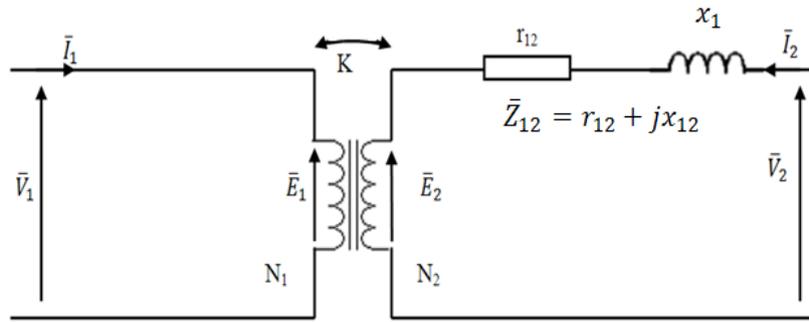


Figure III.8 Modèle approximative du transformateur

\bar{V}_1 et \bar{I}_1 : Tension et courant au primaire du transformateur ;

\bar{V}_2 et \bar{I}_2 : Tension et courant au secondaire du transformateur ;

\bar{E}_1 et \bar{E}_2 : Tension aux bornes des enroulements du transformateur idéal ;

K : Rapport de transformation du transformateur idéal ;

N_1 et N_2 : Nombre de spires primaires et secondaires respectivement ;

r_{12} et x_{12} : Résistance et réactance du transformateur ramené au secondaire ;

\bar{Z}_{12} : Impédance du transformateur ramené au secondaire.

On peut écrire :

$$K = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_2}{\bar{I}_1} \quad (\text{III.18})$$

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{E}_2 + (r_{12} + x_{12})\bar{I}_2 \\ \bar{V}_1 = \bar{E}_1 \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \frac{\bar{y}_{12}}{K^2} \bar{V}_1 + \frac{-\bar{y}_{12}}{K} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 = -\frac{\bar{y}_{12}}{K} \bar{V}_1 + \bar{y}_{12} \bar{V}_2 \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

III.2.5 Modélisation de l'UPFC

La modélisation d'un UPFC se compose de deux parties, la partie shunt nommée STATCOM et la partie série équivalente à un SSSC [ESK-03]. La modélisation de ce dispositif est basée sur les hypothèses suivantes :

- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées ;
- Toutes les chutes de tension dans le compensateur shunt et série sont présentées respectivement par les résistances R_{sh} et R_{se} ;

- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont négligées ;
- L'inductance de fuite du transformateur shunt et série sont représentés respectivement par les inductances L_{sh} et L_{se} ;
- Tous les interrupteurs sont supposés idéals.

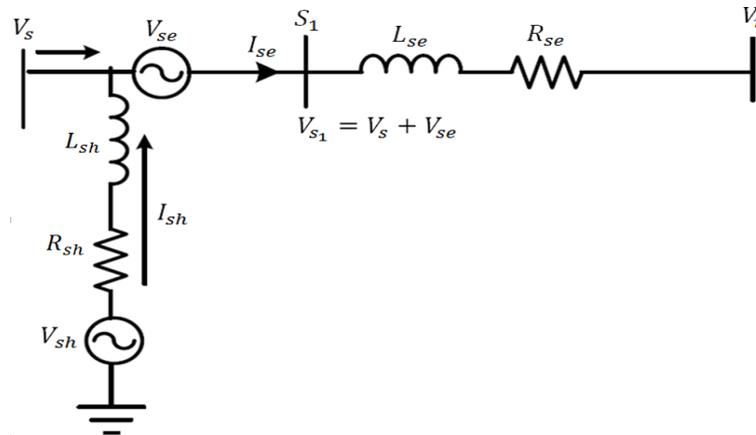


Figure III.9 Circuit équivalent de l'UPFC

III.2.5.1 Modélisation de la partie shunt (STATCOM)

a) Modèle mathématique simplifié

Le modèle simplifié du STATCOM est représenté par le schéma équivalent contenant une source de tension sinusoïdale connectée au nœud par l'inductance L_{sh} du transformateur de couplage en série avec une résistance R_{sh} qui représente les pertes ohmiques du transformateur et les pertes dans les interrupteurs de l'onduleur. Pour le modèle simplifié du STATCOM, son circuit continu est négligé [ACH-04] [NIR-10]. Le schéma équivalent de ce dispositif représenté par la figure (III.10).

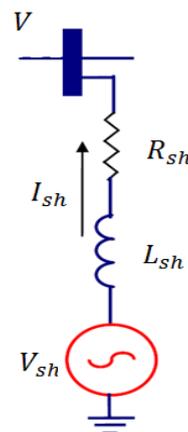


Figure III.10 Schéma équivalent du STATCOM

Le courant du STATCOM dépend de la différence entre la tension du système V (tension au nœud) et la tension ajustable du STATCOM V_{sh} , est régi par l'équation (III.21).

$$\bar{V} - \bar{V}_{sh} = R_{sh} \bar{I}_{sh} + L_{sh} \frac{d\bar{I}_{sh}}{dt} \quad (III.21)$$

Où les grandeurs sont en triphasé :

$$\bar{V} = \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} ; \bar{V}_{sh} = \begin{pmatrix} V_{ash} \\ V_{bsh} \\ V_{csh} \end{pmatrix} ; \bar{I}_{sh} = \begin{pmatrix} I_{ash} \\ I_{bsh} \\ I_{csh} \end{pmatrix}$$

Pour simplifier ces équations on passe au repère orthogonal fixe (α, β) on multiplie l'équation (III.21) par la matrice de la transformation de CLARK, en suite on passe au référentiel (d, q) en multipliant toutes les grandeurs par $e^{-j\gamma}$ avec $\frac{d\gamma}{dt} = \omega$, où ω est la pulsation de la grandeur \bar{U} .

Nous avons donc :

$$\bar{U}_{(\alpha,\beta)} = \bar{U}_{(d,q)} e^{j\gamma}$$

En appliquant cette écriture sur l'équation (III.21), on aura :

$$\bar{V}_{(d,q)} e^{j\gamma} - \bar{V}_{sh(d,q)} e^{j\gamma} = R_{sh} \bar{I}_{sh(d,q)} e^{j\gamma} + L_{sh} \frac{d}{dt} \bar{I}_{sh(d,q)} e^{j\gamma} \quad (III.22)$$

Après simplification on aboutit aux équations dynamiques dans le repère (d, q) suivantes :

$$V_d - V_{shd} = R_{sh} I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh} \omega I_{shq} \quad (III.23)$$

$$V_q - V_{shq} = R_{sh} I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} + L_{sh} \omega I_{shd} \quad (III.24)$$

Sous forme matricielle on écrit le système d'état du STATCOM comme suit:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{pmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{pmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{pmatrix} \quad (III.25)$$

Où le vecteur $\begin{pmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{pmatrix}$ représente le vecteur de commande du système.

b) Modèle mathématique en considérant le circuit DC :

Le modèle simplifié est dérivé sous l'hypothèse d'aucune variation de la tension continue U_{dc} durant les petits échanges de l'énergie active entre le réseau et la source DC.

Lorsque la capacité de la source DC est relativement petite, le modèle mathématique doit être amélioré par l'équation du circuit continu.

Le circuit continu est représenté par une source de courant connecté au condensateur C et une résistance shunt R_c pour exprimer les pertes Joules dans le circuit continu Figure III.11.

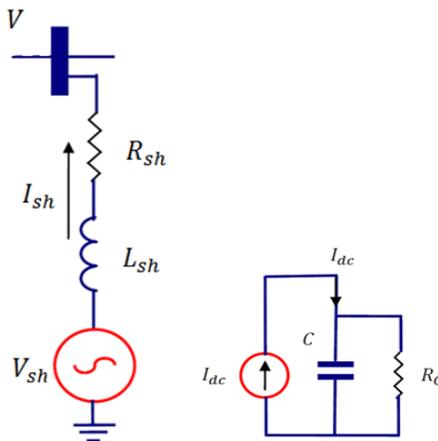


Figure III.11 Schéma équivalent du STATCOM avec le circuit DC

On suppose que :

$$\bar{V}_{sh}^{(d,q)} = V_{shd} + jV_{shq} = v \cos \theta + jv \sin \theta \quad (\text{III.26})$$

v : étant le module de la tension injectée qui dépend directement de la tension continue U_{dc} et peut être exprimée par:

$$v = mU_{dc} \quad (\text{III.27})$$

m : est l'indice de modulation, il ne dépend que du type de l'onduleur.

En substituant les équations (III.26) et (III.27) dans les équations (III.23) et (III.24) on aboutit aux deux équations suivantes :

$$V_d - mU_{dc} \cos \theta = R_{sh}I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh}\omega I_{shq} \quad (\text{III.28})$$

$$V_q - mU_{dc} \sin \theta = R_{sh}I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} + L_{sh}\omega I_{shd} \quad (\text{III.29})$$

La puissance circulant entre le condensateur et l'onduleur de tension peut être décrite par l'équation (III.30) et en même temps vérifie l'égalité qui suit, équation (III.31):

$$P_{sh} = \frac{3}{2}(V_{shd}I_{shd} + V_{shq}I_{shq}) \quad (\text{III.30})$$

$$U_{dc}I_{dc} = \frac{3}{2}(V_{shd}I_{shd} + V_{shq}I_{shq}) \quad (\text{III.31})$$

Le courant I_{dc} est défini comme étant la somme du courant capacitif i_c et le courant résistif i_r .

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (III.32)$$

III.2.5.2 Modélisation de la partie série (SSSC)

a) Modèle mathématique simplifié

Le convertisseur série est connecté en série avec la ligne de transmission. Son schéma équivalent représenté par la figure III.12 contenant une source de tension en série avec l'impédance de la ligne ainsi que l'impédance du transformateur de couplage.

L'équation du circuit continu est négligée pour ce modèle simplifié de ce dispositif dans l'hypothèse de condensateur de grande capacité ayant l'habileté de tenir la tension continue U_{dc} constante [KAL-98] [LIU-05] [NIR-10].

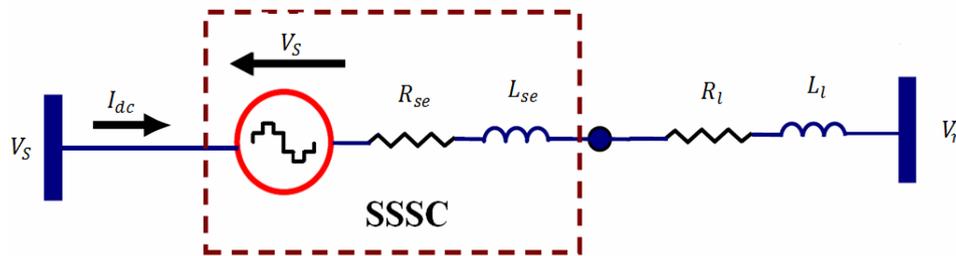


Figure III.12 Schéma équivalent du SSSC

$$\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = (R_{se} + R_l)\bar{I}_{se} + (L_{se} + L_l) \frac{d\bar{I}_{se}}{dt} \quad (III.33)$$

Avec : R_{se} , L_{se} est la résistance représentant les pertes des interrupteurs de l'onduleur et dans le transformateur de couplage, et l'inductance de fuite du transformateur série, respectivement.

D'après l'équation (III.33), on aura $\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = R\bar{I}_{se} + L \frac{d\bar{I}_{se}}{dt}$

Avec $R = R_{se} + R_l$; $L = L_{se} + L_l$

En passant au repère référentiel (d, q) par la transformation de PARK, l'équation (III.33) devient :

$$\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = R\bar{I}_{se} + L \frac{d\bar{I}_{se}}{dt} + jL\omega\bar{I}_{se} \quad (III.34)$$

Sous forme matricielle dans le repère (d, q) :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R}{L} & \omega \\ -\omega & -\frac{R}{L} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} V_{sd} - V_{rd} - V_{sed} \\ V_{sq} - V_{rq} - V_{seq} \end{pmatrix} \quad (\text{III.35})$$

Le système d'équations (III.35) représente le modèle d'état simplifié de l'SSSC dans le référentiel synchrone (d, q) , qui présente un couplage entre les deux composantes I_{sed} et I_{seq} par le terme ω .

b) Modèle mathématique en considérant le circuit DC

Le modèle simplifié est dérivé sous l'hypothèse qu'aucune variation de la tension continue U_{dc} durant les petits échanges d'énergie active entre le réseau et la source DC.

Lorsque la capacité de la source DC est relativement petite, le modèle mathématique doit être amélioré par l'équation du circuit continu.

On peut réécrire la tension V_{se} sous la forme suivante:

$$\bar{V}_{se}^{(d,q)} = V_{sed} + jV_{seq} = \mathcal{V} \cos \varphi + j\mathcal{V} \sin \varphi \quad (\text{III.36})$$

\mathcal{V} : étant le module de la tension injectée qui dépend directement de la tension continue U_{dc} .

$$\begin{cases} V_{sed} = mU_{dc} \cos \varphi \\ V_{seq} = mU_{dc} \sin \varphi \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

L'équation du courant du circuit continu est décrite par l'équation qui suit:

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (\text{III.38})$$

La puissance active échangée avec le circuit continu est exprimée par les équations suivantes:

$$P_{se} = \frac{3}{2} (V_{sed} I_{sed} + V_{seq} I_{seq}) \quad (\text{III.39})$$

$$U_{dc} I_{dc} = \frac{3}{2} (V_{sed} I_{sed} + V_{seq} I_{seq}) \quad (\text{III.40})$$

L'équation dynamique du côté continu est la suivante:

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} m (I_{sed} \cos \varphi - I_{seq} \sin \varphi) - \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (\text{III.41})$$

En injectant l'équation (III.41) dans le modèle précédant (III.35), ainsi que l'équation (III.37), nous arrivons au système d'équations d'état du modèle du SSSC en tenant compte du circuit continu suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{-R}{L} & \omega & \frac{-m}{L} \cos \varphi \\ -\omega & \frac{-R}{L} & \frac{m}{L} \sin \varphi \\ \frac{3m}{2C} \cos \varphi & -\frac{3m}{2C} \sin \varphi & -\frac{1}{R_c C} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} \quad (\text{III.42})$$

III.2.5.3 Modélisation d'un bus continu

Les convertisseurs shunt et série sont couplés par un circuit continu [PAS-10].

L'équation de la puissance du circuit continu est donnée par :

$$P_{dc} = P_{sh} + P_{se} \quad (\text{III.43})$$

Avec P_{sh} et P_{se} sont les puissances injectées par les convertisseurs shunt et série exprimée par les équations (III.30) et (III.39).

Si on néglige les pertes dans le circuit continu, la puissance absorbée par la capacité est exprimée par :

$$P_{dc} = v_{dc} I_{dc} = -v_{dc} \frac{d}{dt} v_{dc} \quad (\text{III.44})$$

En utilisant l'équation (III.43), on obtient

$$\frac{d}{dt} v_{dc} = \frac{1}{C v_{dc}} (P_{se} + P_{sh}) \quad (\text{III.45})$$

À partir de l'équation (III.43) nous démontrons que v_{dc} augmente quand $(P_{se} + P_{sh}) > 0$ et diminue lorsque $(P_{se} + P_{sh}) < 0$. Et on remarque que l'équation (III.45) est une équation différentielle non linéaire.

$$\frac{d}{dt} v_{dc}^2 = 2 v_{dc} \frac{dy}{dx} v_{dc} \quad (\text{III.46})$$

À partir des équations (III.45) et (III.46) la dérivé de v_{dc}^2 s'écrit par :

$$\frac{d}{dt} v_{dc}^2 = \frac{2}{C} (P_{sh} + P_{se}) \quad (\text{III.47})$$

III.2.5.4 Calcul des puissances instantanées de l'UPFC

Le calcul des puissances active et réactive instantanées générées par l'UPFC se fait par la formule classique.

$$\begin{cases} P_{inj} = \frac{3}{2} (V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq}) \\ Q_{inj} = \frac{3}{2} (V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq}) \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Les puissances active et réactive absorbées sont également données par :

$$\begin{cases} P_{abs} = \frac{3}{2}(V_{rd}I_{rd} + V_{rq}I_{rq}) \\ Q_{abs} = \frac{3}{2}(V_{rq}I_{rd} - V_{rd}I_{rq}) \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

III.3 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation du système étudié comprenant les différents éléments constituant le système électrique, et nous avons présenté le modèle mathématique pour les deux parties constituant le contrôleur l'UPFC. Ce qui nous permettra d'identifier les références et l'élaboration de la commande de ce dispositif au chapitre suivant.

Chapitre IV

Contrôle de l'UPFC et résultats de simulation

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons procéder à la détermination des références du système de commande pour le contrôle de l'UPFC.

Le contrôle de l'UPFC doit avoir de préférence ces attributs suivants :

- Le transit des puissances active et réactive doit être facilement obtenu par réglage des références du contrôleur ;
- Amélioration de la stabilité dynamique et transitoire par modulation appropriée des références du contrôleur.

Une complète simulation du dispositif UPFC introduit dans un réseau test simple sera présentée dans ce chapitre. Cette simulation été performée dans l'environnement Matlab-Simulink, basée sur les lois de fonctionnement et de commande développées dans le chapitre III précédent. Le fonctionnement de ce dispositif dans une ligne de transport d'énergie électrique sera validé dans le mode de compensation inductive.

IV.2 Contrôle de la partie shunt

La partie shunt est utilisée principalement pour compenser la puissance réactive au point de raccordement et par conséquent maintenir la tension de ce dernier. Pour cet objectif ce dispositif injecte ou absorbe un courant I_{sh}^{ref} , qui est l'image de la puissance à compenser. Ces courants ($I_{shd}^{ref}, I_{shq}^{ref}$) sont donc les grandeurs de références du STATOM qu'on déterminera à partir des puissances à injecter.

IV.2.1 Détermination des références

Les puissances injectées par la partie shunt sont la puissance réactive Q_{sh}^{ref} calculé en fonction de la chute de tension et la puissance active $P_{sh}^{ref} \cong 0$ représentant les pertes Joules dans le circuit continu et des interrupteurs dans l'onduleur [LIU-05]. Ces puissances qui sont les images des courants ($I_{shd}^{ref}, I_{shq}^{ref}$) active et réactive qu'on déterminera à partir du système d'équation suivante :

$$\begin{pmatrix} I_{shd}^{ref} \\ I_{shq}^{ref} \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \frac{1}{V_d^2 + V_q^2} \begin{pmatrix} V_d & -V_q \\ V_q & V_d \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{sh}^{ref} \\ Q_{sh}^{ref} \end{pmatrix} \quad (IV.1)$$

Où les tensions V_d et V_q sont les tensions au point de raccordement.

Nous pouvons résumer la méthode d'identification des courants de référence par le schéma de la figure IV.1 suivante :

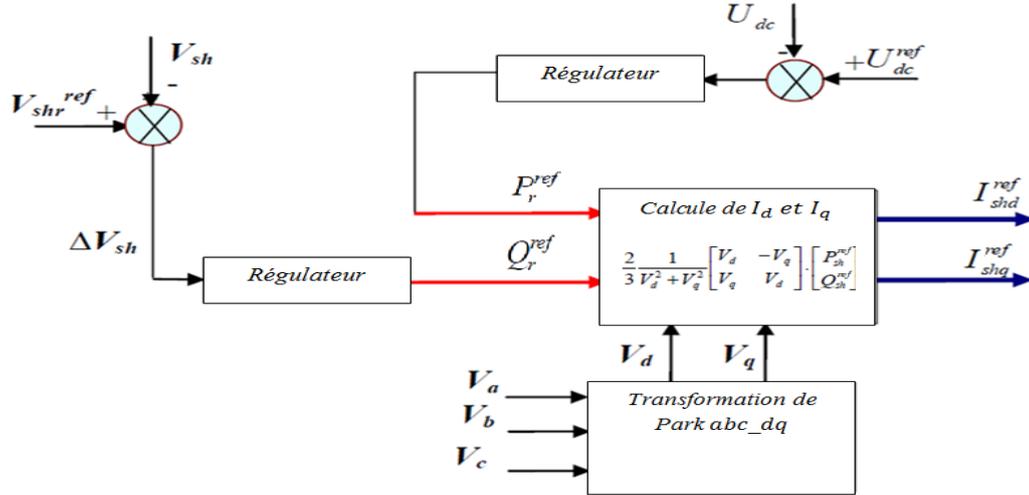


Figure IV.1 Schéma bloc d'identification des courants de référence

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. Il existe plusieurs méthodes d'identification des références, parmi ces méthodes, on utilise la méthode Watt-Var découplée.

IV.2.1.1 La Méthode Watt-Var découplée

Considérant le modèle simplifié représenté par le système d'équations (III.25) [EKS-03] :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{pmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{pmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{pmatrix}$$

On effectue le changement de variable suivant sur le vecteur de commande suivant :

$$\frac{1}{L_{sh}} \begin{pmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \end{pmatrix} \quad (IV.2)$$

Avec $X_1 = \frac{1}{L_{sh}}(V_d - V_{shd})$ et $X_2 = \frac{1}{L_{sh}}(V_q - V_{shq})$, X_1 et X_2 étant les sorties des deux régulateurs PI des courants (I_{shd}) et (I_{shq})

Les nouvelles grandeurs de commande à partir du système d'équations (III.25) on aura :

$$\begin{cases} \frac{dI_{shd}}{dt} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}}I_{shd} + \omega I_{shq} + X_1 \\ \frac{dI_{shq}}{dt} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}}I_{shq} + \omega I_{shd} + X_2 \end{cases} \quad (IV.3)$$

On appliquant la transformation de Laplace sur l'équation (IV.3) on obtient :

$$\begin{cases} \left(S + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \right) I_{shd} = +\omega I_{shq} + X_1 = \tilde{X}_1 \\ \left(S + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \right) I_{shq} = -\omega I_{shd} + X_2 = \tilde{X}_2 \end{cases} \quad (IV.4)$$

D'où on arrive au transfert I_{shd} et I_{shq} en fonction de X_1 et X_2 suivant :

$$\frac{I_{shd}}{\tilde{X}_1} = \frac{I_{shq}}{\tilde{X}_2} = \frac{1}{S + \frac{R_{sh}}{L_{sh}}} \quad (IV.5)$$

La commande est en X_1, X_2 et comme $\tilde{X}_1 = \omega I_{shq} + X_1$ et $\tilde{X}_2 = -\omega I_{shd} + X_2$, on doit ajouter donc les termes (ωI_{shq}) et $(-\omega I_{shd})$ pour retrouver \tilde{X}_1 et \tilde{X}_2 à l'entrée de ce transfert.

On remarque qu'il y a un couplage entre les deux composantes du courant (I_{sh}). Pour pouvoir aboutir à une commande du système, il est indispensable de procéder à un découplage des deux composantes, pour éliminer ce couplage on utilise la compensation avec des régulateurs PI, on peut contrôler les courants de sortie de la partie shunt et les faire suivre leurs consignes I_{shd}^{ref} et I_{shq}^{ref} comme le représente le schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée sur la figure IV.2.

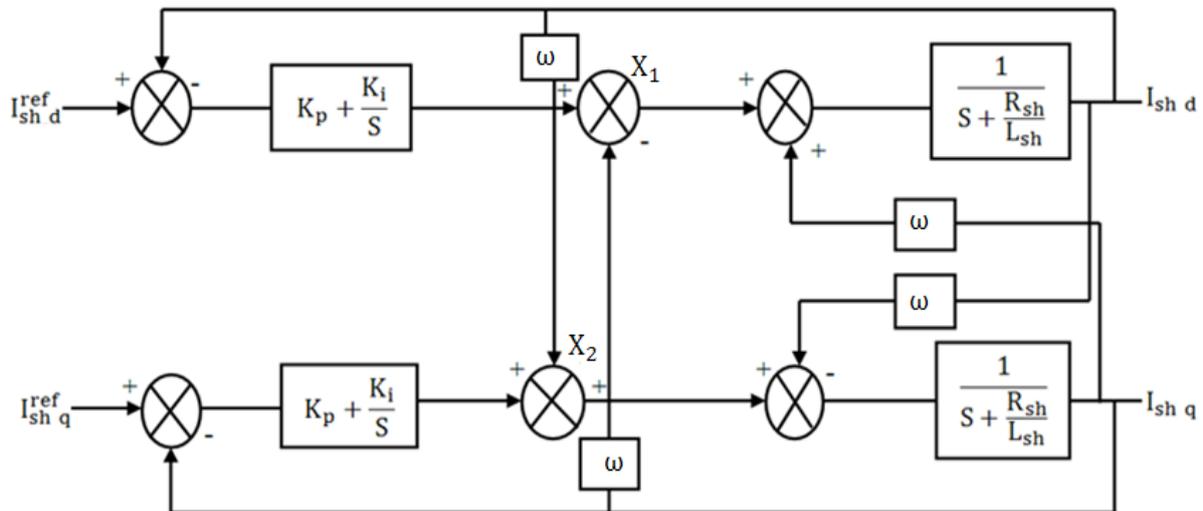


Figure IV.2 Schéma bloc de régulation du STATCOM par la méthode Watt-Var découplée

IV.3 Contrôle de la partie série

IV.3.1 la méthode Watt-Var découplée

Cette méthode consiste à contrôler la puissance active et réactive séparément l'une de l'autre [ESK-03] [NIR-10]. On considérant les équations du système (III.35) nous pouvons appliquer une commande par découplage des courants I_{sed} et I_{seq} de la manière suivante :

$$\text{On pose : } \begin{cases} X_1 = \frac{1}{L}(V_{sd} - V_{rd} - V_{sed}) \\ X_2 = \frac{1}{L}(V_{sq} - V_{rq} - V_{seq}) \end{cases} \quad (IV.6)$$

$$\begin{cases} X_1 = \left(K_p + \frac{K_i}{S}\right)(I_{sed}^{ref} - I_{sed}) - \omega I_{seq} \\ X_2 = \left(K_p + \frac{K_i}{S}\right)(I_{seq}^{ref} - I_{seq}) + \omega I_{sed} \end{cases} \quad (IV.7)$$

X_1 et X_2 sont les sorties des deux régulateurs PI des courants I_{sed} et I_{seq} complétés par les termes de compensation $(-\omega I_{seq})$ et (ωI_{sed}) respectivement. On substituant les systèmes d'équations (IV.6) et (IV.7) dans le système d'équations (III.35) on aboutit à un système de deux équations découplées avec les fonctions de transfert en boucle fermée suivantes :

$$F(S) = \frac{I_{sed}}{I_{sed}^{ref}} = \frac{I_{seq}}{I_{seq}^{ref}} = \frac{K_i + S K_p}{K_i + S \left(\frac{R_{se}}{L_{se}} + K_p\right) + S^2} \quad (IV.8)$$

Le schéma bloc de ce système Watt-Var découplé est représenté sur la figure IV.3 :

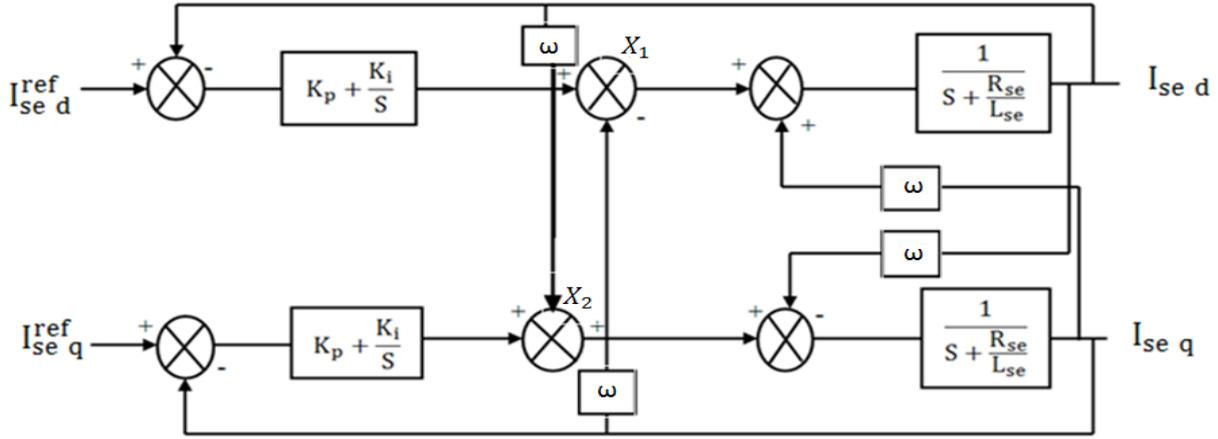


Figure IV.3 Schéma bloc de régulation du SSSC par la méthode Watt-Var découplée

IV.3.2 Détermination des références

Le SSSC est installé en série pour le contrôle du flux de puissance dans la ligne de transport, en d'autres termes afin d'obtenir la puissance active et réactive désirée au jeu de barre de réception [ESK-03] [LIU-05].

Ces puissances dans l'hypothèse de la superposition de la composante V_{rq} sur l'axe q du référentiel synchrone (d, q) ($V_{rq} = 0$ et $V_{rd} = V_r$) sont exprimées par les équations suivantes :

$$P_r = \frac{3}{2} V_{rd} I_{sed}, Q_r = \frac{3}{2} V_{rd} I_{seq} \quad (IV.9)$$

Les grandeurs d'entrée de cette méthode de régulation, expliquée ci-dessus étant les courants de l'SSSC qui sont également les courants de la ligne. Il est possible de calculer leurs valeurs de référence dans le repère (d, q) à partir des équations suivantes :

$$I_{sed}^{ref} = \frac{2 P_r^{ref}}{3 V_{rd}} \text{ et } I_{seq}^{ref} = \frac{2 Q_r^{ref}}{3 V_{rd}} \quad (IV.10)$$

Avec P_r^{ref} et Q_r^{ref} les puissances désirées à transporter par la ligne.

Les variables X_1 et X_2 sont utilisées pour déterminer les composantes de la tension série du convertisseur V_{sed} et V_{seq} en s'appuyant sur les équations (IV.6), on aura :

$$V_{sed} = (V_{sd} - V_{rd}) - L X_1$$

$$V_{seq} = (V_{sq} - V_{rq}) - L X_2$$

Le schéma bloc de cette méthode de régulation est donné par la figure IV.4 suivante :

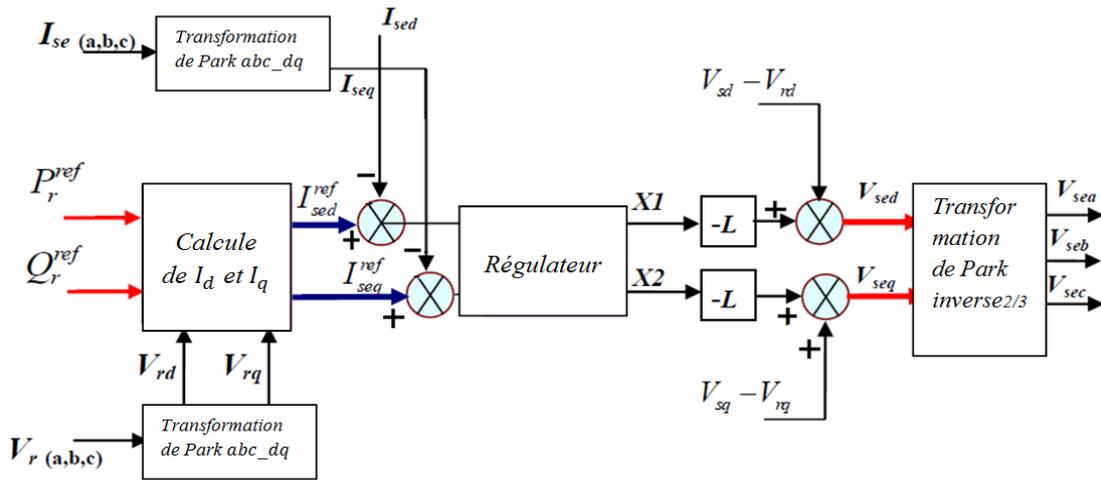


Figure IV.4 Schéma bloc de contrôle du SSSC par la méthode Watt-Var découplée

IV.4 Régulation de la tension continue U_{dc} :

La tension continue aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur constante. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction d'un courant actif au courant de référence de la partie parallèle qui traduira l'absorption ou la fourniture d'une puissance active sur le réseau. La puissance échangée avec le condensateur peut être exprimée par l'équation suivante [EKS-03].

$$P_{dc} = P_{sh} = \frac{1}{2} C \frac{dU_{dc}^2}{dt} \Rightarrow \frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2P_{sh}}{C} \quad (IV.11)$$

En passant au domaine fréquentiel (Laplace), on aura :

$$\frac{U_{dc}^2}{P_{sh}} = \frac{2}{C S} \quad (IV.12)$$

Pour obtenir le signal P_{sh} nous utilisons un régulateur proportionnel intégral.

IV.5 Commande des convertisseurs statiques

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 [ESK-03], deux méthodes de commande peuvent être utilisées :

- commande par hystérésis ;
- commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion).

Parmi ces deux commandes nous utiliserons la commande par MLI, car le dispositif UPFC commande de fortes puissances et a besoin d'une fréquence fixe pour les commutations.

Cette technique basée sur la MLI met en œuvre d'abord un régulateur qu'à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence du convertisseur statique (modulatrice). Ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure IV.5.

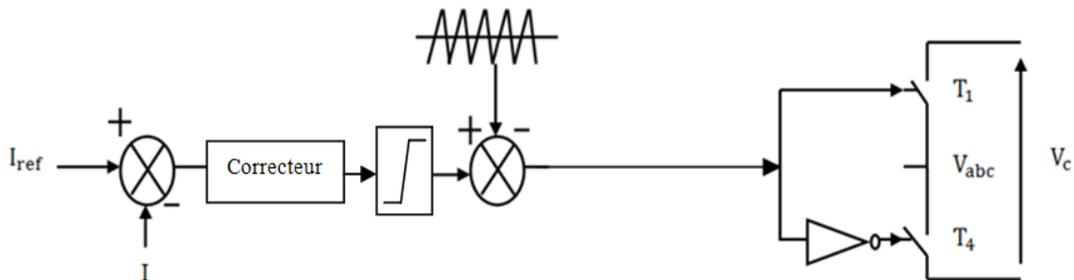


Figure IV.5 Schéma bloc de contrôle du courant par ML

IV.6 Simulations et interprétation des résultats

On subdivise le travail en deux parties :

- Simulation du réseau sans insertion du dispositif UPFC ;
- Simulation du réseau avec l'insertion du dispositif UPFC.

IV.6.1 Etude de réseau en chute de tension

IV.6.1.1 Description et étude du réseau étudié en chute de tension avant insertion de l'UPFC

Le réseau est constitué d'une source de 10 kV, d'une puissance apparente nominale de 5.25 MVA, d'une ligne de longueur de 5 kmet d'une charge de puissance active de 3 MW et de puissance réactive de 1.5804 MVar, le schéma du réseau étudié avant l'introduction du dispositif UPFC est montré sur la figure suivante :

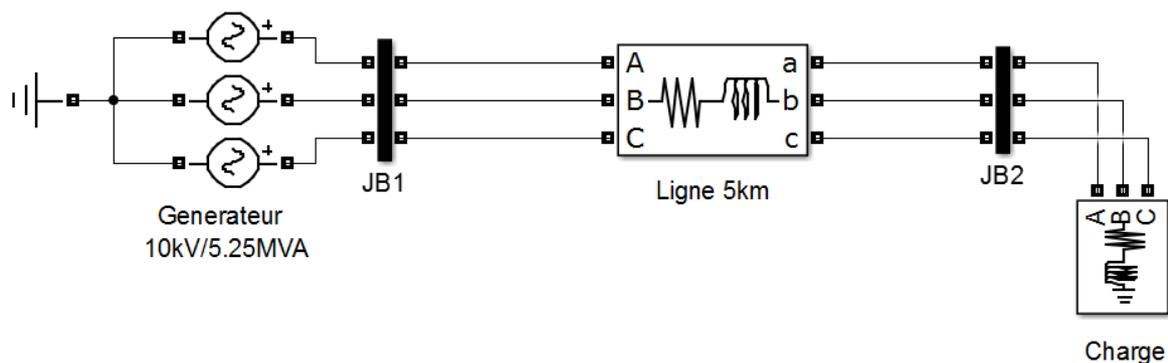


Figure IV.6 Schéma du réseau étudié avant insertion de l'UPFC

Après simulation on aboutit aux résultats suivants :

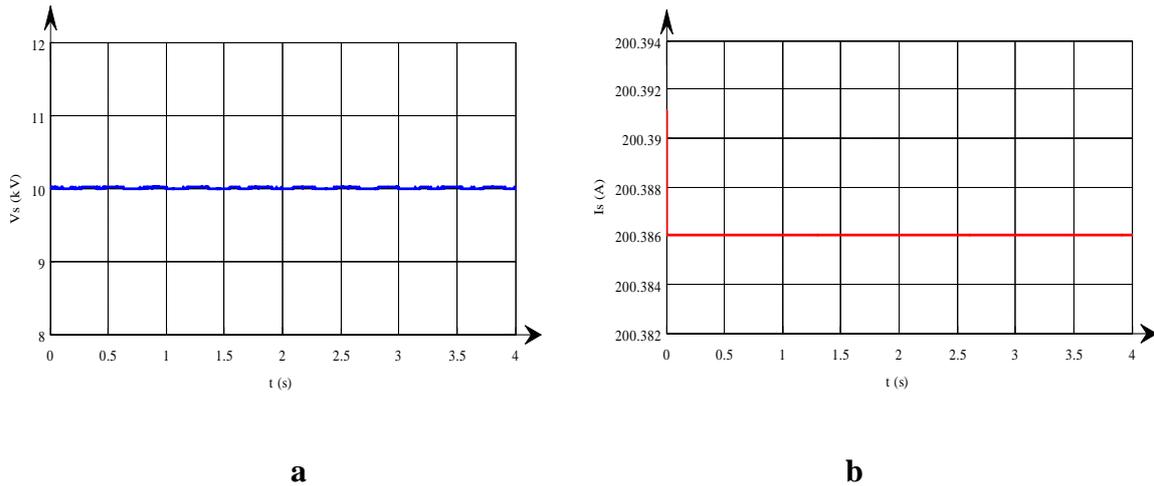


Figure IV.7 Grandeurs au niveau de la source avant compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.7.a) représente la tension au niveau de la source avant compensation et on constate que le niveau de la tension est de (10 kV) .

La figure (IV.7.b) représente le courant au niveau de la source avant compensation et on constate que le niveau du courant est de (200.386 A) .

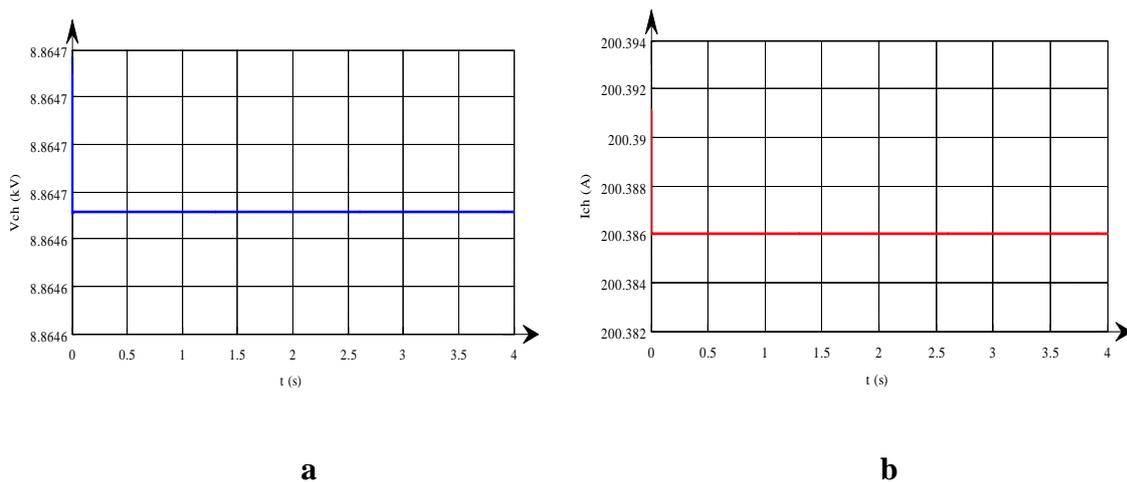


Figure IV.8 Grandeurs au niveau de la charge avant compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.8.a) représente la tension au niveau de la charge avant compensation et on constate une baisse de tension (8.8647 kV) .

La figure (IV.8.b) représente le courant au niveau de la charge avant compensation et on constate que le niveau de courant reste constant (200.386 A) .

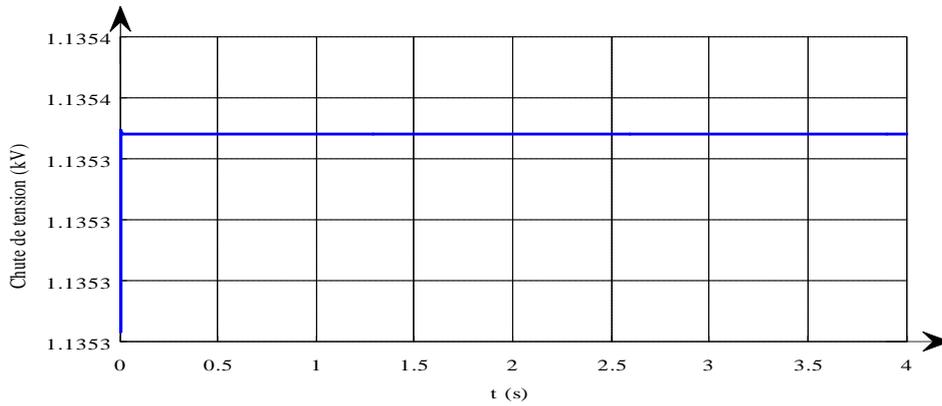


Figure IV.9 Chute de tension dans le réseau avant compensation

La Figure (IV.9) montre un déficit de tension de 1.135 kV provoqué par la charge au niveau du point JB2.

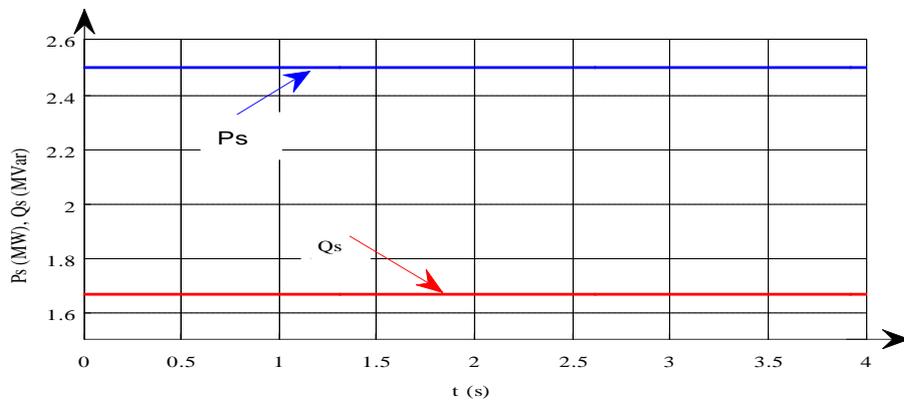


Figure IV.10 Puissances active et réactive au niveau de la source avant compensation

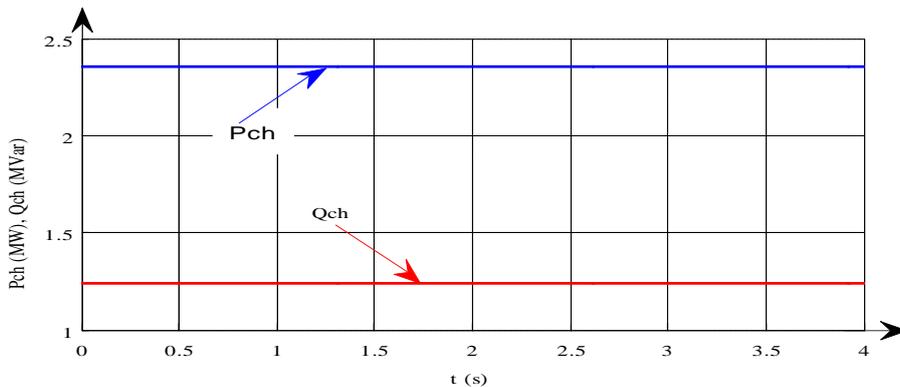


Figure IV.11 Puissances active et réactive absorbée par la charge avant compensation

La figure (IV.10) montre que la source débite plus de puissance réactive et moins de puissance active que celles demandées par la charge, cela est dû à un appel important de puissance réactive par la charge et aux pertes de puissance dans la ligne. Ceci a provoqué une diminution de la puissance active et a laissé plus de place au transit de puissance réactive, alors que la charge consomme une puissance active en dessous de sa puissance nominale (figure IV.11). Ce manque de puissance est dû aux chutes de tension provoquées par le caractère inductif de la charge.

IV.6.1.2 Description et étude du réseau étudié en chute de tension après insertion de l'UPFC

En reprenant l'essai sur le même réseau et en intégrant le dispositif UPFC, constitué d'un transformateur shunt 10/19 kV de deux onduleurs connecté entre eux par un bus continu et d'un autre transformateur série 19/10 kV dont le secondaire est inséré dans la ligne, le dispositif est placé en aval de la charge. Le schéma du réseau étudié est montré sur la figure (IV.12).

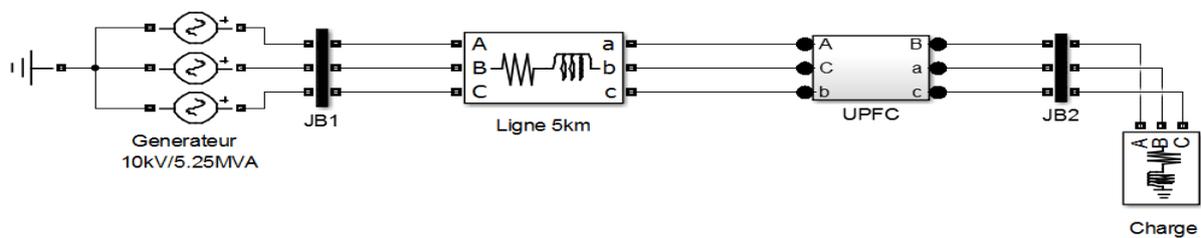


Figure IV.12 Schéma du réseau étudié après insertion de l'UPFC

Après simulation on aboutit aux résultats suivants :

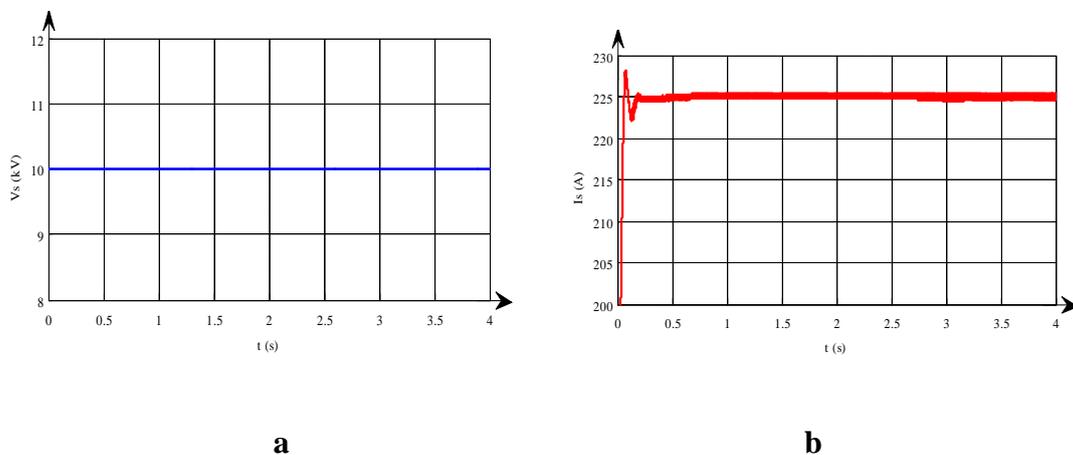


Figure IV.13 Grandeurs au niveau de la source après compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.13.a) illustre l'évolution de la tension de la source après insertion de l'UPFC, et la figure (IV.13.b) montre l'allure du courant de la source, et on constate que le courant atteint sa valeur nominale.

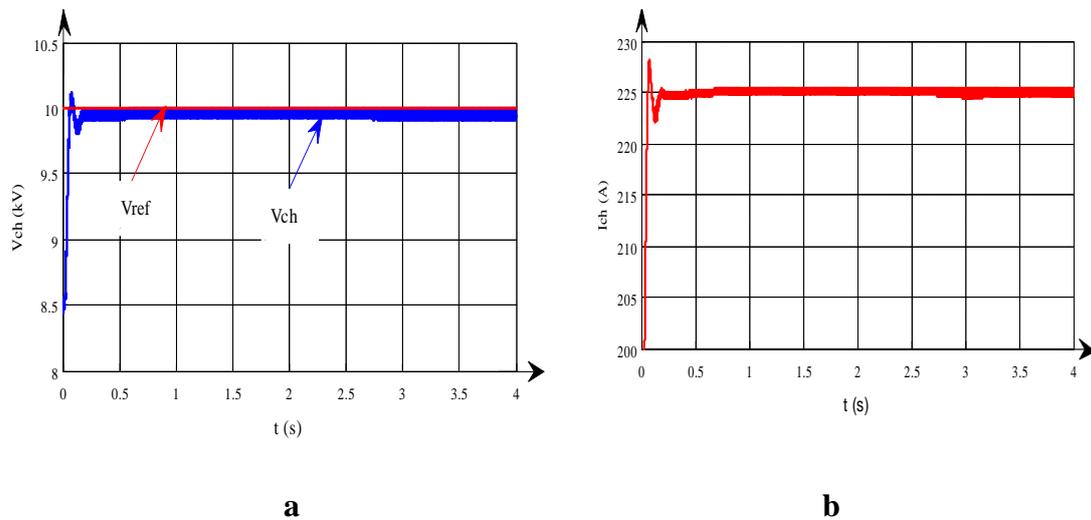


Figure IV.14 Grandeurs au niveau de la charge après compensation

a : Tension, b : Courant

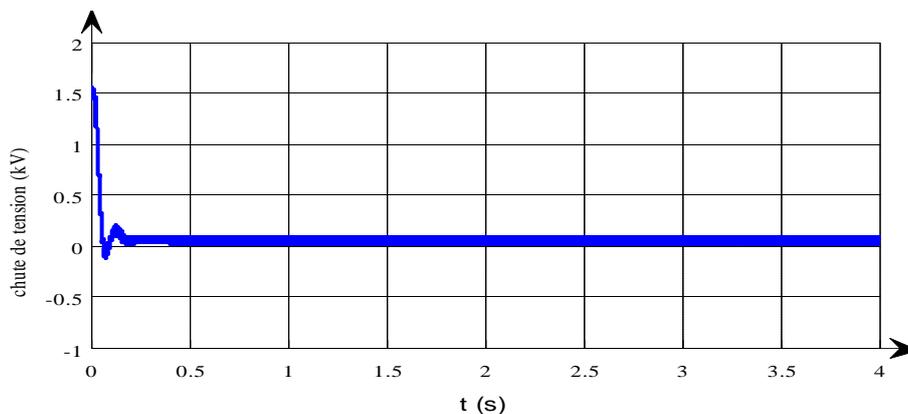


Figure IV.15 Chute de tension dans le réseau après compensation

La figure (IV.14. a) illustre l'évolution de la tension de la charge à suivre sa référence après compensation. Les résultats montrent un profil de tension meilleur au point de connexion avec une chute de tension de l'ordre de 0.2 % de sa tension de référence qui est de 10 kV (figure IV.15). Par conséquent les puissances de la charge peuvent être satisfaisantes.

La figure (IV.14. b) montre l'allure du courant au niveau de la charge.

On constate après insertion de l'UPFC la tension au niveau de la charge est maintenue égale à la tension de référence (10 kV) (figure (IV.14. a)), cela est dû à la contribution de la

partie shunt de l'UPFC par injection d'une tension en phase avec la tension du réseau, (on retiendra que la puissance réactive tend à circuler de la tension dont le module est le plus élevé à celle dont le module est le moins élevé), cette tension V_{sh} qui est en mode capacitif supérieure à la tension V_{ch} détermine le sens du courant réactif I_{sh} en quadrature avec V_{sh} injecté par le STATCOM, donc de la puissance réactive. Cette puissance réactive qui dans le réseau sans UPFC a causé une forte chute de tension, désormais débitée par le STATCOM.

L'effet de la compensation de l'énergie réactive se répercute directement sur le transit de la puissance active dans la ligne. La fourniture de l'énergie réactive au point de consommation permet un transit plus important de la puissance active en minimisant le flux de puissance réactive dans la ligne de transport.

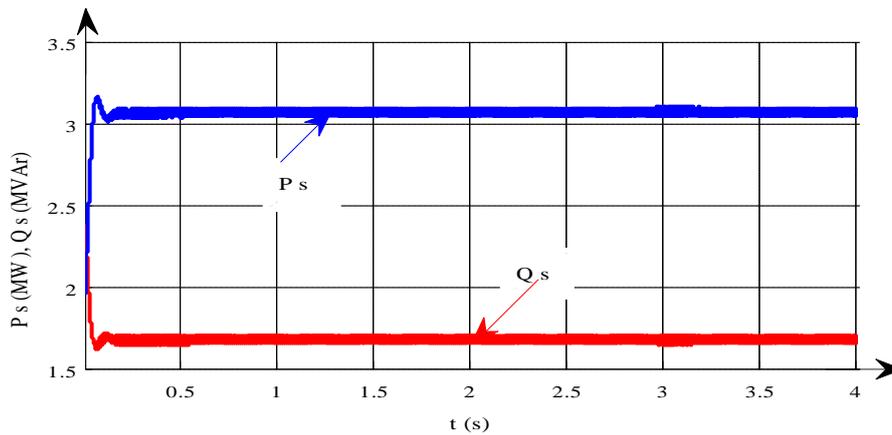


Figure IV.16 Puissances active et réactive fournies par la source après compensation

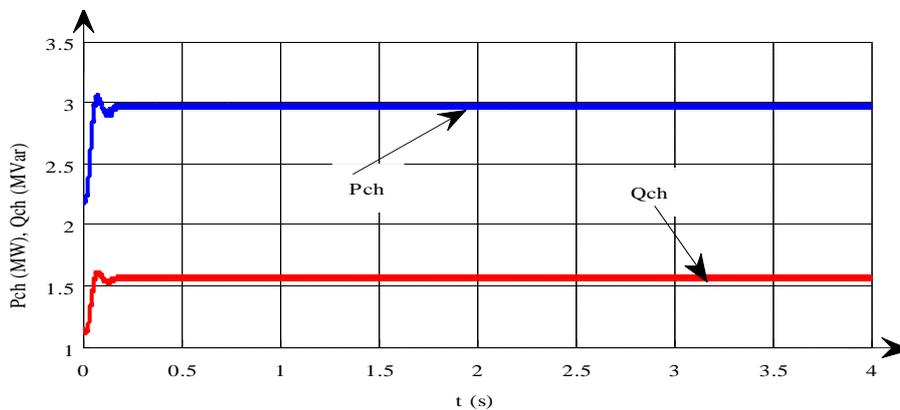


Figure IV.17 Puissances active et réactive absorbée par la charge après compensation

La figure (IV.16) montre l'allure des puissances active et réactive au niveau de la source.

À partir des courbes de la figure (IV.17) nous observons clairement l'effet de la compensation série sur le transit des puissances active et réactive dans une ligne de transport d'énergie électrique.

L'opération de l'SSSC en mode capacitif augmente les quantités des puissances active et réactive maximales transportées par la ligne.

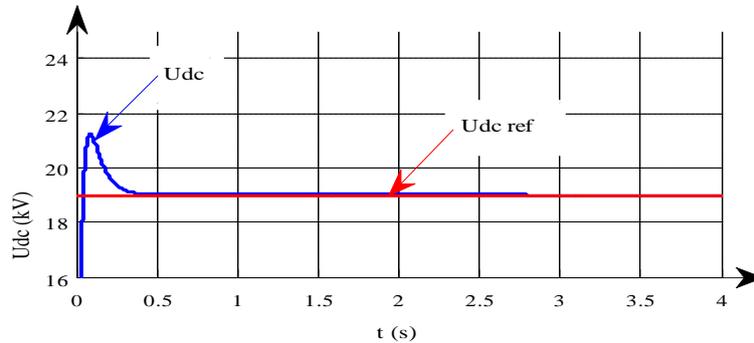


Figure IV.18 Tension mesurée et tension de référence au niveau de la liaison continue

Le maintien de la tension du bus continu est important pour l'équilibre du compensateur et la fluidité du transit de puissance, la figure (IV.18) montre que la tension au niveau du bus continu suit parfaitement sa référence qui est de 19 kV cela montre aussi que les régulateurs choisis remplissent bien leurs fonctions.

Le convertisseur shunt fournit par la liaison DC la puissance active dont le convertisseur série aura besoin. À cet effet, le convertisseur shunt assure que la tension U_{dc} reste constante au niveau du bus continu par injection de puissance active dont a besoin le condensateur et l'onduleur série.

IV.6.2 Etude de réseau en surtension

IV.6.2.1 Description et étude du réseau étudié en surtension avant insertion de l'UPFC

Dans ce qui suit on va étudier le même réseau en surtension en considérant une charge à effet capacitif de puissance active de 3 MW et puissance réactive de 3 MVar.

Après simulation on aboutit aux résultats suivants :

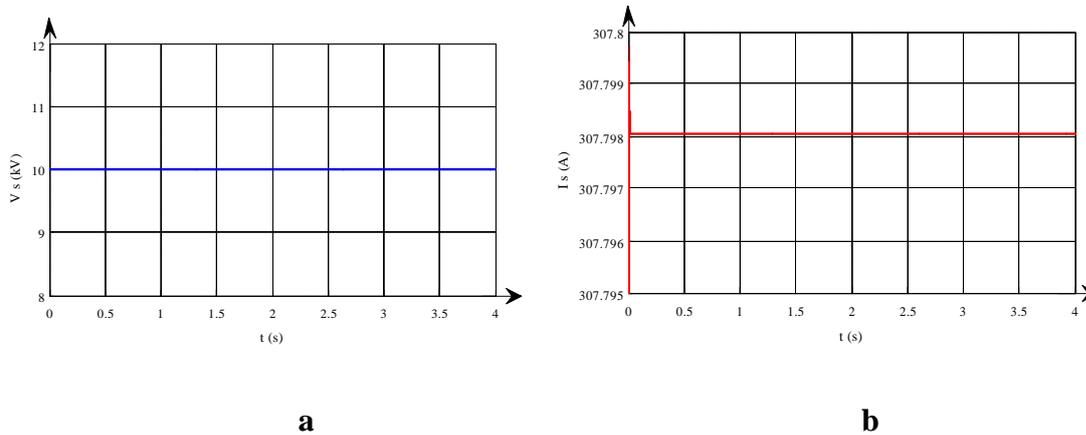


Figure IV.19 Grandeurs au niveau de la source avant compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.19.a) illustre l'évolution de la tension au niveau de la source avant compensation et on constate que le niveau de la tension est de (10 kV) .

La figure (IV.19.b) montre le courant au niveau de la source avant compensation et on constate que le niveau du courant est de (307.798 A) .

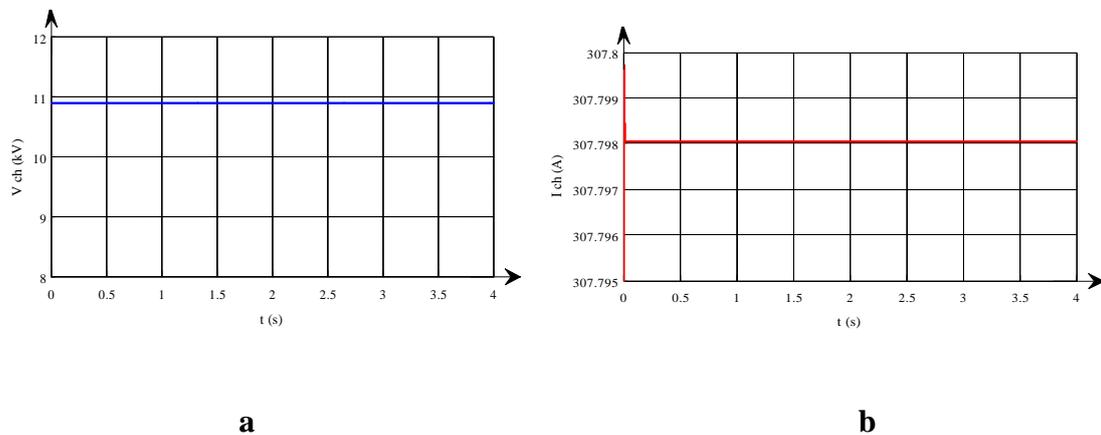


Figure IV.20 Grandeurs au niveau de la charge avant compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.20.a) illustre l'évolution de la tension au niveau de la charge avant compensation et on constate une surtension de l'ordre de 8.8% de la tension de référence.

La figure (IV.20.b) représente le courant au niveau de la charge avant compensation et on constate que le niveau du courant reste constant (307.798 A) .

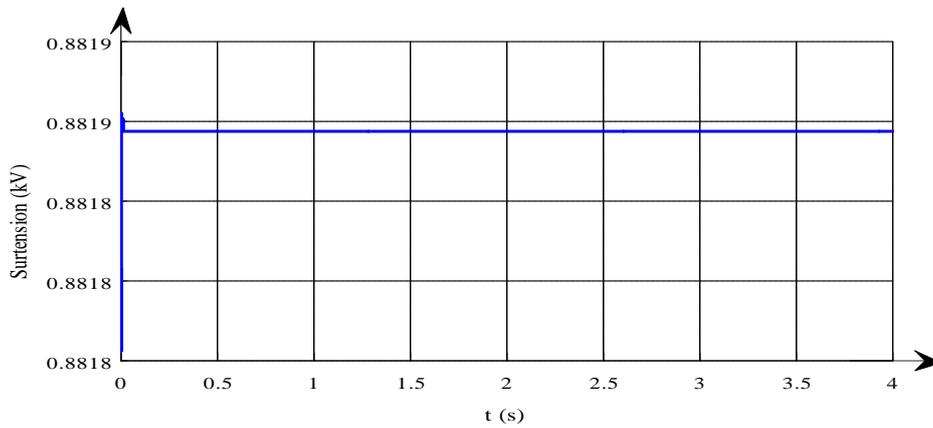


Figure IV.21 Surtension tension sur le réseau avant compensation

La Figure IV.21 montre une surtension de l'ordre de 880 V provoqué par la charge au niveau du point JB2.

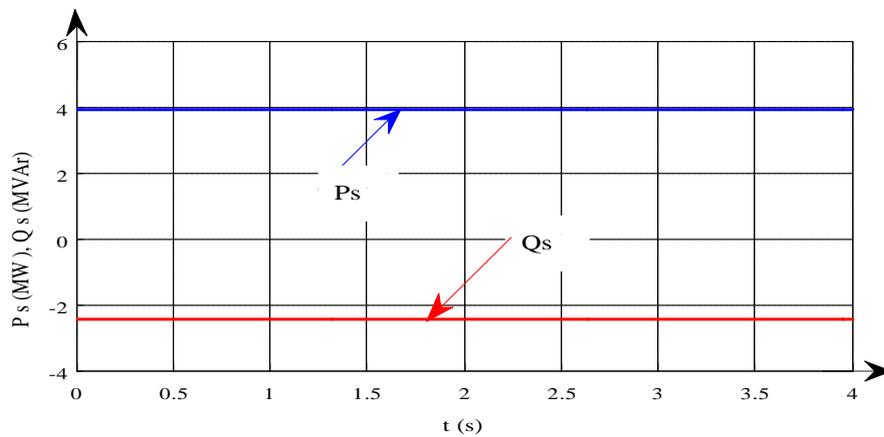


Figure IV.22 Puissances active et réactive au niveau de la source avant compensation

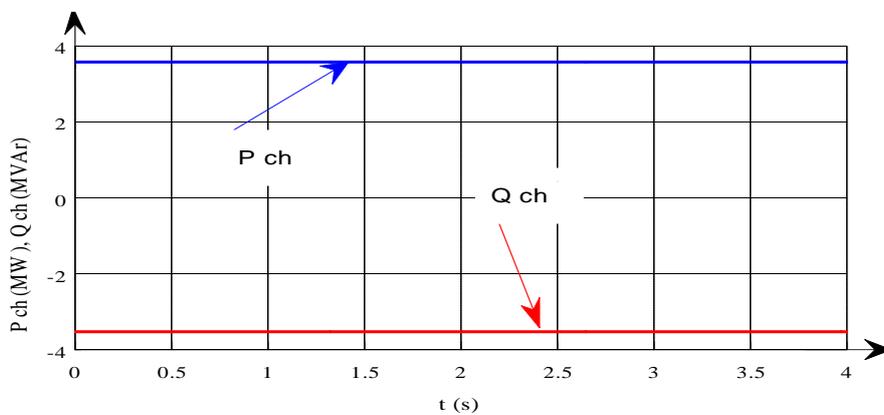


Figure IV.23 Puissances active et réactive au niveau de la charge avant compensation

La figure (IV.22) montre que la source débite plus de puissance active et moins de puissance réactive que celles demandées par la charge, cela est dû à la surtension au borne de la charge par conséquent l'augmentation de sa consommation en puissance active (figure IV.23). Ce surplus de puissance est dû à la surtension provoquée par le caractère capacitif de la charge.

IV.6.2.2 Description et étude du réseau étudié en surtension après insertion de l'UPFC

En reprenant l'essai sur le même réseau et en intégrant le dispositif UPFC.

Après simulation on aboutit aux résultats suivants :

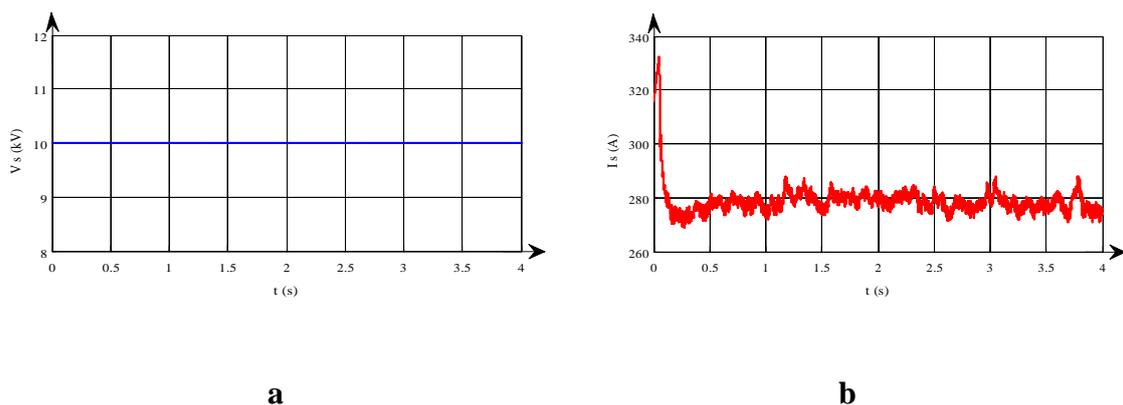


Figure IV.24 Grandeurs au niveau de la source après compensation

a : Tension, b : Courant

La figure (IV.24.a) illustre l'évolution de la tension de la source après insertion de l'UPFC, et la figure (IV.24.b) montre l'allure du courant de la source et on constate que ce dernier a diminué.

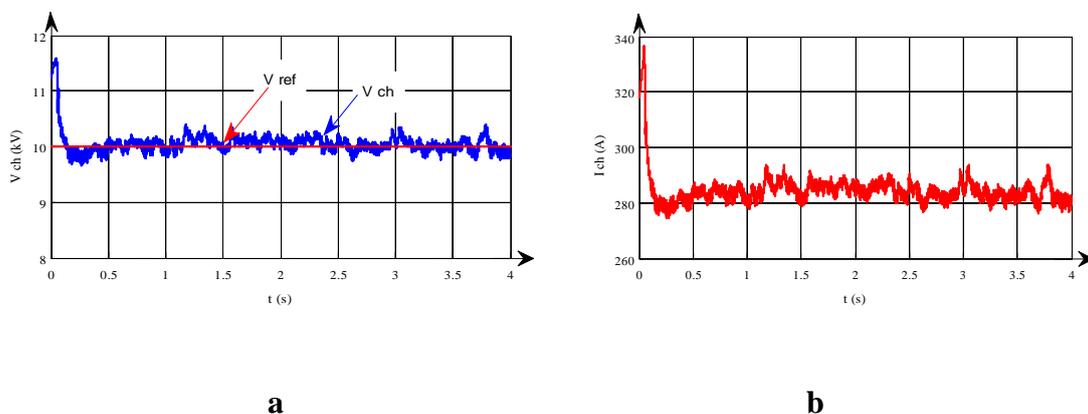


Figure IV.25 Grandeurs au niveau de la charge après compensation

a : Tension, b : Courant

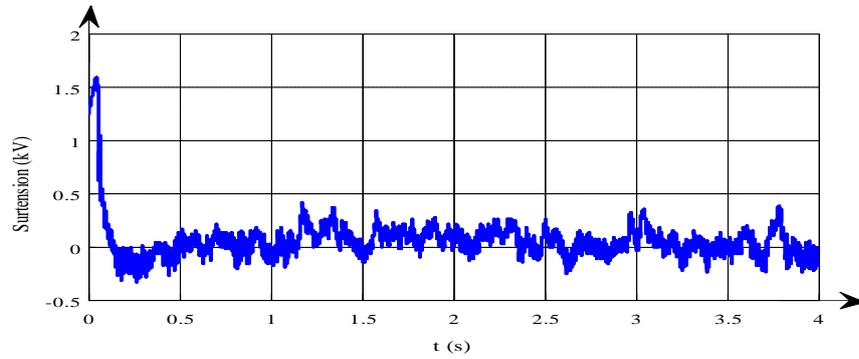


Figure IV.26 Surtension sur le réseau après compensation

La figure (IV.25. a) illustre l'évolution de la tension de la charge et on constate que la tension suit sa référence après compensation, cela est dû à la contribution de la partie shunt de l'UPFC par injection d'une tension en phase avec la tension du réseau, cette tension V_{sh} qui est en mode inductif inférieur à la tension V_{ch} détermine le sens du courant réactif I_{sh} en quadrature avec V_{sh} injecté par le STATCOM. Les résultats montrent un profil de tension meilleur avec une surtension approximativement nulle figure (IV.26).

La figure (IV.25. b) montre l'allure du courant au niveau de la charge et on constate qu'il est à sa valeur nominale.

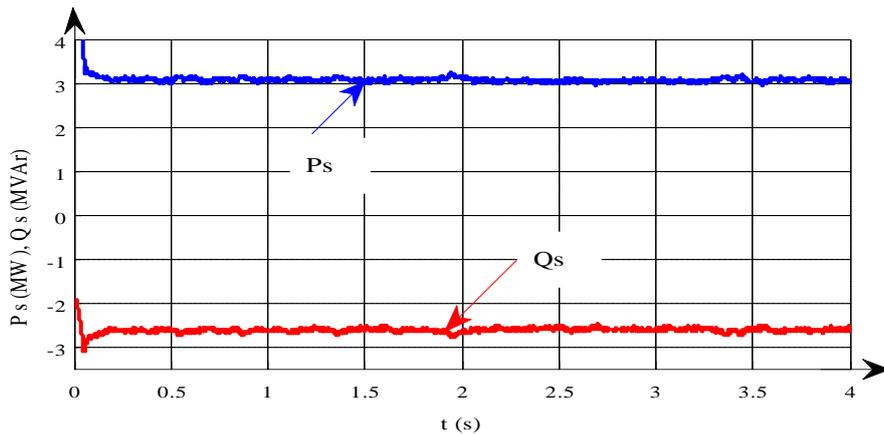


Figure IV.27 Puissances active et réactive au niveau de la source après compensation

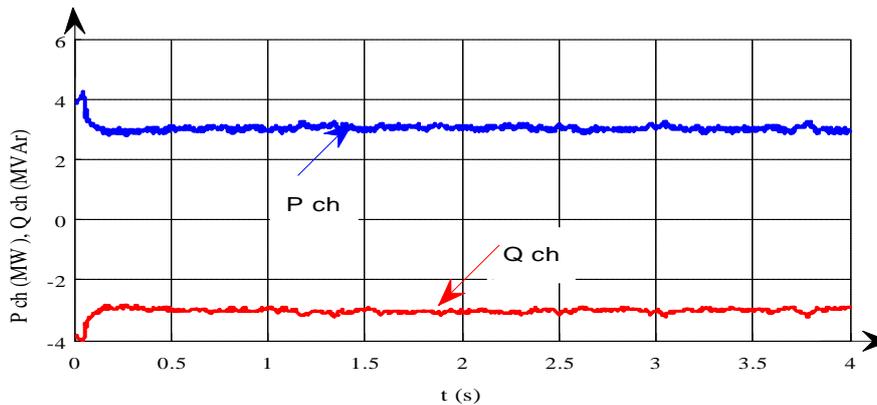


Figure IV.28 Puissances active et réactive au niveau de la charge après compensation

La figure (IV.27) montre l'allure des puissances active et réactive au niveau de la source.

On comparant les courbes de la figure (IV.28) et La figure (IV.27) nous observons clairement l'effet de la compensation série sur le transit des puissances active et réactive dans une ligne de transport d'énergie électrique.

IV.7 Conclusion :

Ce chapitre a été consacré au contrôle et la commande du dispositif UPFC de la famille FACTS, dont certaines fonctions sont la régulation de la tension par compensation de l'énergie réactive par le STATCOM et le contrôle du flux de puissance active et réactive concernant le SSSC. Et nous avons identifié les références du système de commande du contrôleur UPFC.

La loi de commande utilisée pour ces deux contrôleurs été la méthode dite Watt-Var découplée basée sur le principe de découplage dans le contrôle des courants actif et réactif du système, accompli avec des régulateurs PI par compensation des pôles, et la commande MLI pour le contrôle des deux onduleurs.

Dans ce chapitre nous avons aussi décrit le réseau à simuler dans lequel nous avons introduit le contrôleur UPFC afin de compenser la puissance réactive et maintenir la tension du jeu de barre où il est connecté. Pour cela nous avons réécrit les équations du modèle de l'UPFC ainsi que ceux du réseau puis effectué les essais de simulation, et observer le comportement de ce contrôleur dans le cas de fonctionnement envisagé inductif.

D'après les résultats de simulation nous avons vu le potentiel de la méthode Watt-Var découplée dans la régulation de la puissance active est réactive à travers le contrôle des

courants actif et réactif correspondants. Le contrôle de ces derniers par des régulateurs proportionnels intégral a prouvé des résultats satisfaisants.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les problèmes que rencontre actuellement les grands réseaux électriques tels que le déséquilibre des phases, les chutes de tension, la gestion de compensation d'énergie réactive, les congestions des réseaux, un faible rendement des lignes de transport et le contrôle des transites de puissance peut performants peuvent désormais être résolu avec le développement des technologies FACTS, et parmi ces dispositifs on a opté pour l'UPFC qui englobe toutes les performances des systèmes FACTS qui améliore et contrôle les transits de puissance et régule mieux les tensions, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

L'UPFC est une combinaison entre STATCOM et SSSC couplés par une liaison DC pour un flux bidirectionnel de la puissance active entre les bornes de sorties AC du SSSC et du STATCOM.

Notre travail a été consacré à la modélisation, l'identification des références et l'élaboration de la commande de l'UPFC dans le but de contrôler le flux de puissance sur une ligne électrique.

Dans la partie modélisation, 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.

Nous avons opté pour la commande MLI, car les puissances mises en jeu sont importantes, ce qui nécessite un contrôle de la fréquence des commutations.

Nous avons choisi la méthode dite « Watt-Var découplée » comme méthode d'identification des références.

Pour valider cette étude théorique, nous avons effectué deux essais de simulations dans l'environnement Matlab-Simulink, le premier sans insertion de l'UPFC dans un réseau test et le deuxième essai avec insertion de l'UPFC, afin de montrer l'apport de ce dispositif et visualiser ainsi que commenter les résultats obtenus.

Les résultats de simulations ont vérifié l'efficacité de la stratégie de commande adoptée qui a permis un contrôle indépendant et découplé des puissances active et réactive de ces dispositifs en minimisant l'effet d'interaction entre ces puissances.

BIBLIOGRAPHIE

- [ABD-06] L. Abdeljalil, « *Modélisation dynamique et commande des alternateurs couplés dans un réseau électrique embarqué* », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2006.
- [ACH-02] E. Acha, V. G. Angelidis, O. Anaya-Lara, T. J. E. Miller, « *Power electronic control in electrical systems* », Newnes Power engineering series, 2002.
- [ACH-04] E. ACHA, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, « *FACTS modelling and simulation in power networks* », John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [AOU-11] N. L. Aouzellag, « *Contribution à l'amélioration de la flexibilité dans les réseaux électriques liée à l'intégration des générateurs éoliens* », Thèse de Doctorat, Université de Bejaia, 2011.
- [CAL-01] R. Calvas, « *Les Perturbations électriques* », Merlin Guérin N°141, mai 2001.
- [CAT-06] E. Catz, « *Évolutions techniques du système de transport et de distribution d'électricité* », IEEE 2006.
- [CHU-05] Y. C. Chu, P. L. So, T. Yu, « *Coordinated control of TCSC and SVC for system damping enhancement* », International Journal of Control, Automation, and Systems, Vol. 3, No. 2, 2005.
- [COL-99] C. Collombet, J. M. Lupin et J. Schonek, « *Perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement* », Merlin Guérin N°152, 1999.
- [CRA-07] V. Crastan, « *Les réseaux d'énergie électrique 2, régime stationnaire, court-circuit, coupure des circuits et protections* », Lavoisier, 2007.
- [DAS-06] D. Das, Associate professor, « *Electrical power systems* », Department of electrical engineering, Indian Institute of technology, Kharagpur-721302 West Bengal, New age International Limited, New Delhi 2006.
- [ESK-03] G. Eskandar Shahraki, « *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques* », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré Nancy-I, 2003.

- [ESK-05] G. Eskandar, Saadate, « *Improving of transient stability of power systems using UPFC* », Transactions on Power Delivery, IEEE Volume 20, Issue 2, Part 2, 2005.
- [FLO-00] FlowDemo.net, Interactive, « *Internet based application to visualize power flow in an electric transmission system* », EEH–Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2000. Available from www.flowdemo.net.
- [GUO-01] Y. Guo, Hill, D. J, Wang, « *Global transient stability and voltage regulation for power systems*», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2001.
- [GYU-95] L. Gyugyi, « *the unified power flow controller. a new approach to power transmission Control* », IEEE Transactions on Power, Vol. 10, 1995.
- [HIN-07] N. G. Hingorani, « *FACTS technology- state of the Art, current challenges and the future prospects*», IEEE, 2007.
- [HAM-10] A. Hammoud, « *Étude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution* », Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2010.
- [JAC-01] C. Jacques, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet « *Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II)* », Techniques de l'ingénieur D 4 315, 2001.
- [JEA-06] T. Jean-Luc, « *les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique...FACTS* », Paris porte de Versailles, 2006.
- [KAL-98] K. Kalyan Sen, « *SSSC-Static Synchronous Series Compensator: Theory, Modeling, and Application* », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No.1, 1998.
- [KOC-04] J. de Kock, K. Strauss, « *Practical Power distribution for industry* », Newnes-Elsevier, 2004.
- [LIU-05] L. Liu, P. Zhu, Y. Kang, J. Chen, « *Design and dynamic performance analysis of unified power flow controller* », publication IEEE 2005.
- [MAR-09] C. Marie Alvarez-Hérault, « *architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée* »,Thèse de doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, 2009.

- [MAT-02] R. M. Mathur, Ontario Power génération, Toronto, ON, Canada, RAJIV K. Varma, Indian Institute of technology Kanpur, India, « *Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems* », IEEE press series Power engineering, Wiley-Interscience, 2002.
- [MEY-90] P. Meynaud, « *Qualité de la tension dans les réseaux électriques—creux de tension, flicker et harmoniques* », Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, D 4 260, 1990.
- [MOH-02] A. Mohamad Alaa Eddin, « *Contribution à l'Etude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension* », thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur –Strasbourg I, 2002.
- [NAU-08] G. Naudet et P. Reuss, « *Énergie, électricité et nucléaire* », EDP Sciences, France, 2008.
- [NIR-10] T. Nireekshana, « *Modelling and Control Design of Unified Power Flow Controller for Various Control Strategies* », International Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2(11), 2010.
- [PAV-11] S. Pavlos, Georgilakis, G. Petre Vernados «*Flexible AC transmission systems controllers : An evaluation* », Materials Science Forum Vol.670, 2011.
- [PAS-10] J. J. Pascual Camacho, « *Contribution à la modélisation et à la commande d'un UPFC dans le cadre du développement des réseaux intelligents (SmartGrids)* », Mémoire d'ingénieur, CNAM, Paris, 2010.
- [PAS-98] J.C. Passelergue, « *Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques* », Thèse de doctorat, l'INPG, 1998.
- [PET-97] P. Petitclair, « *Modélisation et commande de structures FACTS : (Flexible Alternative Current Transmission System) application au STATCOM (STATIC COMPensator)* », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1997.
- [RAC-09] H. Rachida, « *Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique* », Mémoire Magister, Université Oran, 2009.

- [RIC-06]** O. Richardot, « *Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée* », Ph. D. Dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [SAB-03]** J. C. Sabonnadière, Nourdine Hadj-Said, « *lignes et réseaux électriques* », Lavoisier, Paris 2003.
- [SEB-08]** K. Sebaa, « *Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique* », Thèse de Doctorat, Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene, 2008.
- [SON-99]** Y. H. Song, et John, A.T, « *Flexible AC transmission systems (FACTS)* », London, IEEE, 1999.
- [STE-03]** G. Stehpane, « *Métaheuristique appliquée au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique* », Thèse de doctorat, École fédérale de LAUANNE, 2003.
- [TSA-07]** M. Tsao-Tsung, « *Novel control schemes based on recurrent fuzzy neural networks for the variable structure UPFC* », IAENG International Journal of Applied Mathematics, 2007.

ANNEXE

Annexe A

Transformation de PARK :

Cette transformation permet le passage d'un système triphasé équilibré à un système biphasé.

La transformation de PARK définie par la matrice de rotation $P(\theta)$ permet de ramener les variables du repère triphasé naturel (a, b, c) sur les axes d'un repère fictif diphasé tournant (d, q, o). Le produit matriciel définissant la transformation de Park est exprimé sous forme matricielle :

$$[X]_{dq0} = P(\theta) \cdot [X]_{abc} \quad (\text{A.1})$$

Avec, la transformation de conservation de l'amplitude est considéré :

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

Transformation de PARK inverse :

Cette transformation permet le passage d'un système biphasé à un système triphasé équilibré. Le produit matriciel définissant la transformation de Park inverse est exprimé sous forme matricielle :

$$[X]_{dq0} = P(\theta)^{-1} \cdot [X]_{abc} \quad (\text{A.3})$$

Transformation de CONCORDIA :

Cette transformation permet le passage d'un système triphasé équilibré à un système biphasé selon la figure suivante :

Soit les trois grandeurs d'un réseau électrique (tension par exemple V_s) équilibrées :

$$V_a = V_s \sin(\omega t)$$

$$V_b = V_s \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$V_c = V_s \sin\left(\omega t + \frac{4\pi}{3}\right)$$

Avec V_s la tension efficace du système de tension

$$V_\alpha = \frac{2}{3} \left(1 \cdot V_a - \frac{1}{2} V_b - \frac{1}{2} V_c\right)$$

$$V_\beta = \frac{2}{3} \left(0 \cdot V_a + \frac{\sqrt{3}}{2} V_b - \frac{\sqrt{3}}{2} V_c\right)$$

Sous forme matricielle

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Annexe B

Régulateur PI avec compensation :

Pour la régulation de la partie shunt et la partie série, nous avons utilisé des régulateurs proportionnels intégraux (PI) avec compensation comme le montre le schéma de la figure suivante :

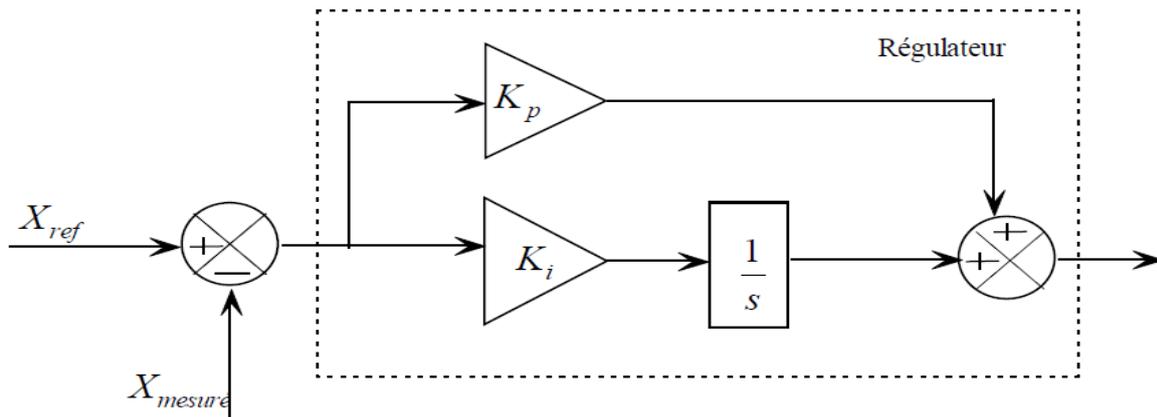


Figure. B.1 Schéma bloc du correcteur PI avec compensation de la constante de temps

La forme du correcteur est la suivante

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{B.1})$$

Avec

K_p : Gain proportionnel du correcteur ;

K_i : Gain intégral du correcteur.

Pour une fonction de transfert d'un processus associée à ce correcteur :

$$H(s) = \frac{k}{1+\tau.s} \quad (\text{B.2})$$

La fonction de transfert en boucle ouverte s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{k(K_p + \frac{K_i}{s})}{1+\tau s} = \frac{k(K_p s + K_i)}{s(1+\tau s)} = K_i k \frac{1 + \frac{K_p s}{K_i}}{s(1+\tau s)} \quad (\text{B.3})$$

Si on pose $\frac{K_p}{K_i} = \tau$ on aura

$$H_{bo}(s) = \frac{K_i k}{s} \quad (\text{B.4})$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{K_i k}{K_i k + s} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_i k} s} \quad (\text{B.5})$$

Le temps de réponse τ_r du système bouclé pour atteindre 95 % de la consigne

$$t_r = 3 \frac{1}{K_i k} \quad (\text{B.6})$$

$$K_i = \frac{K_p}{\tau} \quad (\text{B.7})$$

Alors on trouve :

$$t_r = 3 \frac{\tau}{K_p k} \quad (\text{B.8})$$

$$D'où \begin{cases} K_p = \frac{3 \tau}{t_r k} \\ K_i = \frac{3}{t_r k} \end{cases} \quad (\text{B.9})$$

Régulation du bus continu U_{dc} :

Afin de contrôler la tension continue de la partie shunt, on a utilisé le régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique.

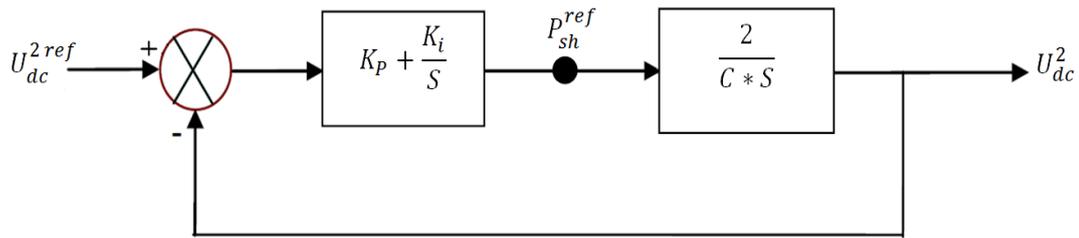


Figure B.2 Régulation de la tension continue

La fonction de transfert en boucle fermée de ce système est :

$$F(s) = \frac{U_{dc}^2}{U_{dc}^{2ref}} = \frac{\frac{2K_p s + 2K_i}{C}}{s^2 + \frac{2K_p}{C}s + \frac{2K_i}{C}} \quad (B.10)$$

On pose $\frac{U_{dc}^2}{U_{dc}^{2ref}} = \frac{\omega_i^2}{s^2 + 2\xi\omega_i s + \omega_i^2}$, $\omega_i^2 = \frac{2K_i}{C}$ et $\xi_i = K_p \sqrt{\frac{1}{2CK_i}}$

Le contrôle de la tension continue dans le dispositif série se fait de la même façon que dans le dispositif parallèle.

Annexe C

Paramètre des éléments du réseau d'étude :

- **Générateurs :**

Tableau (C.1) : paramètres du générateur

Nom	P_n (MW)	Q_n (MVar)	V (kV)
Générateur (G)	5	1.5804	10

- **Ligne :**

Tableau (C.2) : paramètres de la ligne

r (Ω /km)	L (H /km)	l (km)
0.48	0.00448	5

$$R = r \cdot l;$$

$$X = (L \cdot \omega)l.$$

$$Z = R + j X$$

l : longueur de la ligne.

- **Charge :**

Tableau (C.3) : paramètres de la charge inductive

Nom	P_n (MW)	Q_n (MVar)
Charge (Ch)	3	1.5804

Tableau (C.4) : paramètres de la charge capacitive

Nom	P_n (MW)	Q_n (MVar)
Charge (Ch)	3	3

- **Partie shunt et série :**

Tableau (C.5) : paramètres de la partie shunt (STATCOM) et la partie série (SSSC)

Nom	Tension de référence V_{ref} (kV)
STATCOM	10
SSSC	10

- **Transformateur shunt et série :**

Tableau (C.6) : paramètres de transformateur shunt et série

Nom	Tension (kV)	Puissance apparente (MVA)
Transformateur shunt	10/19	10
Transformateur série	10/19	10

Résumé

Les systèmes FACTS sont des dispositifs qui utilisent les éléments de l'électronique de puissance pour contrôler les interrupteurs dans ces dispositifs. Donnent en principe un contrôle plus flexible de l'écoulement de puissance, et aussi la possibilité de l'utilisation des lignes aux près de leur limite thermique.

Le dispositif universel UPFC appelé le contrôleur de transit de puissance unifié est la combinaison de trois caractéristiques : impédance, grandeur de tension et angle de phase, capable de produire une compensation plus complète.

Ce travail met en évidence l'aptitude de l'UPFC à contrôler l'écoulement de puissance à travers une ligne de transmission, et compenser la puissance réactive dans les réseaux électriques. Pour cela un modèle mathématique est développé dans le repère tournant (d, q) ainsi qu'une méthode Watt-Var découplée est présentée et adoptée comme stratégie de commande de ce dispositif, validée par un essai de simulation.

Mots clés : *FACTS, UPFC, flux de puissance, Compensation d'énergie réactive, Modélisation.*