

3/02

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**



*Département de Génie Electrique*

## **Projet de fin d'études**

*Pour l'obtention du diplôme  
d'Ingénieur d'état en Electrotechnique*

*Thème :*

***Introduction aux Systèmes Flexibles de Transmission  
en Courant Alternatif « FACTS »***

*Etudié par :*

*BARAR Azeddine  
LADJICI Ahmed Amine*

*Proposé et dirigé par :*

*A. HELLAL*



*E.N.P. 10, Avenue Hassan-Badi, El-Harrach, ALGER*

**Promotion : Juin 2002**

## **REMERCIEMENTS**

---

---

*Nous remercions Dieu de nous avoir donné la force physique et morale pour accomplir ce travail.*

*A travers ce mémoire Nous adressons nos sincères remerciements à notre promoteur Mr A.HELLAL pour son aide, encouragements et patience avec lesquels il a bien voulu travailler avec nous en nous guidant et en nous corrigeant durant toute l'année.*

*Nous tenons aussi à remercier tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire .*

### *Dédicaces*

*A ma mère, à ma mère, à ma mère.*

*A mon père.*

*A mes frères et mes sœurs.*

*A ma grande mère.*

*A toute ma famille.*

*A mes amis.*

*Je dédie ce modeste travail.*

*Azeddine*

Le concept des systèmes flexible de transmission en courant alternatif (FACTS) traduit l'utilisation de l'électronique de puissance pour améliorer le rendement économique, la stabilité et la flexibilité des réseaux électriques.

Dans ce travail nous avons présenté ce concept ainsi que les différents dispositifs qu'il englobe. Parmi les dispositifs FACTS les plus utilisés on trouve les compensateurs shunt idéal pour le maintien de la tension comme SVC, STATCOM, Les compensateurs série comme le TCSC et l'UPFC. Nous avons présenté des exemples d'applications où les améliorations que ces dispositifs peuvent apporter au réseau sont mises en évidence.

### Mots clés

Réseau électrique, électronique de puissance, flexibilité, stabilité, régulation, écoulement de puissance, compensation shunt, compensation série.

Flexible alternative current transmission system, relate the actual bent to the use of power electronic to improve efficiency, stability and flexibility of power system.

In this thesis the concept FACTS is presented, and FACTS devices like SVC, STATCOM, used in shunt compensation which is used in voltage regulation, and series compensator like TCSC, UPFC used to improve load flow, was illustrated. Examples of FACTS devices applications were performed to prove the ameliorations that these devices can give to the power system.

### Key words

Power system, power electronic, flexibility, stability, regulation, power flow, shunt compensation, series compensation.

مفهوم الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب, تعكس التوجه الحالي لاستعمال إلكترونيك الطاقة لتحسين مرودية, استقرار و مرونة الشبكات الكهربائية.

في هذا العمل قدمنا هذا مفهوم و مختلف الأجهزة المدرجة معه, مثل أجهزة التعويض على التفرع المفيدة في الحفاظ على التوتر. أجهزة التعويض على التسلسل المستعملة في زيادة انسياب الاستطاعة. كما قدمنا أمثلة تطبيقية لبعض الأجهزة لتسليط الضوء على التحسينات التي توفرها هذه الأجهزة للشبكات الكهربائية.

### الكلمات الهامة

الشبكة الكهربائية, إلكترونيك الطاقة, المرونة, الاستقرار, انسياب الاستطاعة, التعويض على التفرع, التعويض على التسلسل.

## Sommaire

Pages

### Abréviations

Introduction générale	1
-----------------------	---

### *CHAPITRE I : Concept de base des systèmes FACTS*

I.1 Introduction	3
I.2 Définition	3
I.3 Types de dispositifs FACTS	4
I.3.1 Contrôleurs conventionnels d'écoulement de puissance commandés par thyristors	4
I.3.1.1 Compensateurs statiques (SVC Static Var Compensators)	4
I.3.1.2 Capacités séries contrôlées par thyristors (TCSC ou Thyristor Controlled Series Capacitors)	4
I.3.2 Contrôleurs avec source de tension synchrone (SVS)	5
I.3.2.1 Compensation statique synchrone (STATCOM ou Synchronous Static Compensation)	5
I.3.2.2 Contrôleur unifié de flux de puissance (UPFC ou Unified Power Flow Controller)	5
I.4 Avantages économiques des dispositifs FACTS	6
I.4.1 Coût d'investissement des dispositifs FACTS	6
I.4.1.1 Coût de dispositifs	6
I.4.1.2 Coûts d'infrastructures	6
I.4.2 Les bénéfices financiers des dispositifs FACTS	7
I.4.3 Exemples illustratifs	8

### *CHAPITRE II : Les systèmes FACTS dans la compensation shunt*

II.1 Introduction	9
II.2 Principales fonctions des compensateurs shunt	9
II.2.1 Contrôle de la tension	9
II.2.2 Augmentation de la capacité de transfert	10
II.2.3 Amélioration de la stabilité	11
II.2.4 Amortissement des résonances hyposynchrones	12
II.2.5 Equilibrage de charge	12
II.3 Emplacements optimaux des compensateurs shunts	12
II.3.1 Nœuds de concentration de charges	12
II.3.2 Nœuds critiques du réseau	13
II.3.3 Grandes charges industrielles et de traction	13
II.4 Compensateurs statiques de puissance réactive (SVC)	13
II.4.1 Compensateurs à réglage d'inductance	14
II.4.1.1 Réactance contrôlée par thyristors (TCR)	14
II.4.1.2 Transformateur d'impédance commandé par thyristors (TCT)	18
II.4.1.3 Réactance commutée par thyristors (TSR)	19
II.4.2 Compensateurs à réglage de capacité	19
II.4.2.1 Capacité à réglage mécanique (MSC)	19

II.4.2.2	Capacités réglées par thyristors (TSC)	19
II.4.3	Différentes configurations d'un SVC	20
II.4.3.1	SVC à base de TCR	20
II.4.3.2	SVC à base de TSC et TSR	21
II.4.3.3	SVC à base de TSC - TCR	21
II.4.4	Comparaison des compensateurs statiques	22
<b>II.5</b>	<b>Etude de compensateur statique FC-TCR</b>	<b>23</b>
II.5.1	Contrôle et limite d'un FC-TCR	23
II.5.2	Choix des paramètres du SVC	24
II.5.3	Commande du FC-TCR	25
<b>II.6</b>	<b>Inconvénients du SVC</b>	<b>26</b>
<b>II.7</b>	<b>Compensateur Statique Synchrones (STATCOM)</b>	<b>27</b>
II.7.1	Principe de fonctionnement	27
II.7.2	Différents types de STATCOM	29
II.7.2.1	STATCOM conventionnel	29
II.7.2.2	STATCOM à MLI	31
II.7.3	Conclusions	35
<b>CHAPITRE III : Les systèmes FACTS dans la compensation série</b>		
<b>III.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>36</b>
<b>III.2</b>	<b>Technologie des CSC</b>	<b>37</b>
III.2.1	Différents dispositifs CSC	38
III.2.1.1	Condensateurs série commutés mécaniquement (MSSC)	38
III.2.1.2	Condensateurs série commutés par thyristors (TSSC)	38
III.2.1.3	Condensateurs série contrôlés par thyristors (TCSC)	39
III.2.2	Applications des CSC	40
<b>III.3</b>	<b>Etude d'un TCSC</b>	<b>42</b>
III.3.1	Analyse du circuit d'un TCSC et ses principales fonctionnalités	43
III.3.2	Les limites de fonctionnement	45
III.3.3	Implémentation pratique	46
III.3.4	Implémentation des TCSCs dans la gestion de l'écoulement de puissance	47
III.3.5	Modélisation et stratégies de commande	48
III.3.5.1	Contrôle par modulation du courant	49
III.3.6	Dimensionnement d'un TCSC	50
<b>III.4</b>	<b>Etude d'un UPFC</b>	<b>51</b>
III.4.1	Structure de base et principe de fonctionnement	51
III.4.2	Modélisation d'un UPFC et modes de contrôle	52
III.4.3	Stratégies de commande	53
III.4.4	Modèle de commande d'un UPFC	55
III.4.4.1	Modélisation des puissances instantanées délivrées par les SVSs au système de transmission	55
III.4.4.2	Contrôle des convertisseurs shunt et série	56
III.4.4.3	Convertisseur série	59
III.4.4.4	Convertisseur shunt	59
III.4.4.5	Techniques de contrôle des convertisseurs	61
III.4.4.6	Contrôle de la tension continue du condensateur	62

## CHAPITRE IV : Application des dispositifs FACTS

<b>IV.1 Calcul d'écoulement de puissance</b>	<b>64</b>
IV.1.1 Modélisation et analyse de réseau électrique	64
IV.1.2 Méthode de Newton Raphson	64
<b>IV.2 Exemple d'application dans un réseau à 6 nœuds</b>	<b>66</b>
Fig.IV.2 Réseau électrique à 6 nœuds	66
<b>IV.3 Analyse du réseau sans dispositifs FACTS</b>	<b>66</b>
IV.3.1 Influence de la puissance active et réactive sur le réseau électrique	66
<b>IV.4 Effet de dispositif FACTS shunt sur la chute de tension</b>	<b>69</b>
IV.4.1 implémentation d'un SVC au nœud 6 pour différentes dimensionnement	69
IV.4.2 Implémentation d'un STATCOM	72
IV.4.3 Conclusions	75
<b>IV.5 Applications avec TCSC</b>	<b>75</b>
IV.5.1 Réduction des pertes dans le système en optimisant le choix d'emplacement du TCSC	76
IV.5.2 Augmentation de l'écoulement de puissance dans une branche de réseau	77
IV.5.3 Conclusion	78
<b>Conclusion générale</b>	<b>79</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>81</b>
<b>Annexes</b>	<b>83</b>

## *Abréviations*

**FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems)** Systèmes Flexibles de la transmission à Courant Alternative.

**HVDC (High Voltage Direct Current)** Courant Continu à Haute tension.

**GTO (Gate Turned Off Thyristor)**

**IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)**

**IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor)**

**MOV (Metal Oxide Varistor)** Varistance à oxyde du métal.

**MSC (Mechanically Switched Capacitors)** Capacité Commutée Mécaniquement.

**MSSC (Mechanically Switched Series Capacitors)** Capacités séries commutées mécaniquement.

**SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**

**STATCOM (STATIC synchronous COMPensator)** Compensateur Synchrone Statique.

**SVC (Static Var Compensator)** Compensateur Statique de puissance réactive.

**SVS (Synchronous Voltage Source)** Source de Tension Synchrone

**TCR (Thyristor Controlled Reactor)** Réactance contrôlée par thyristor.

**TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)** Condensateur Série Contrôlée Par des Thyristors.

**TSC (Thyristor Switched Capacitor)** Capacité Commutée par thyristor.

**TSR (Thyristor Switched Reactance)** Réactance Commutée par Thyristor.

**TSSC (Thyristor Switched Series Capacitors)** Capacités séries commutées par thyristor.

**UPFC (Universal Power Flow Controller)** Contrôleur Universel de l'Écoulement de Puissance.

**VSI (Voltage Source Inverter)** Interrupteur de source de tension.

## Introduction générale



A la fin du 19<sup>e</sup> siècle, avec l'essor industriel qu'a connu le monde et l'apparition des grandes implantations industrielles, le besoin en énergie électrique n'a cessé d'augmenter. Et avec lui le réseau électrique qui reste, la seule solution techniquement envisageable pour acheminer ces grandes quantités d'énergie, c'est développé et devenu plus étendu, plus maillé et plus chargé.

Un réseau électrique subit des contraintes qui limitent la puissance qu'il peut transporter. Ces contraintes qui résultent des lois fondamentales de l'électricité, font qu'avec l'augmentation de la charge, la marge de stabilité du réseau diminue, les chutes de tensions augmentent ainsi que les pertes. Ce qui altère le bon fonctionnement du réseau et donc les différentes charges connectées à ces différents nœuds.

Les contraintes que subit un réseau électrique sont :

- les limites thermiques de ces composants (lignes...).
- les chutes de tensions.
- les limites de stabilité.
- les limites de la capacité de transfert.

L'atténuation des effets de ces phénomènes est l'une des préoccupations majeures des chercheurs et des industriels spécialisés dans le domaine du transport de l'énergie. Plusieurs solutions sont adoptées au fur et à mesure que la technologie se développe.

L'approche traditionnelle pour atténuer les effets de ces contraintes, et augmenter la capacité de transfert d'énergie pour acheminer plus d'électricité, était de renforcer le réseau par l'addition de nouvelles lignes et l'extension des sous-stations existantes. Mais pour des raisons économiques, une telle approche n'est plus favorable, même si elle augmente la stabilité du réseau et sa capacité de transfert, elle ne permet pas une exploitation optimale de ses ressources. En plus elle nécessite des investissements considérables qui ne sont pas rentables à court et à moyen terme.

Une exploitation économique et efficace des ressources est d'une importance vitale pour les opérateurs des grands réseaux. Dans les pays industrialisés d'Europe de l'ouest et d'Amérique du nord, les opérateurs doivent être très compétitifs pour survivre à une concurrence farouche, pour un marché libéralisé, et très exigeant en matière de qualité. Dans les pays en voie de développement, une exploitation optimale des maigres ressources économiques, en diminuant les investissements dans les systèmes de transmission tout en augmentant leur capacité, peut contribuer à l'essor économique du pays.

C'est ainsi que le développement de nouvelles méthodes, de nouvelles solutions et stratégies, pour relever ces défis a donné naissance à de nouvelles technologies dans la production et le transport de l'énergie électrique comme :

- Les centrales à cycles combinés qui sont des centrales thermiques à rendement élevé, et qui permet d'augmenter la quantité d'énergie produite.
- HVDC : des lignes de transmission HT à courant continu, ils présentent une des solutions les plus adaptées aux problèmes de transport d'énergie sur de très longues distances et dans les systèmes interconnectés.
- De nouvelles méthodes de réglage des générateurs comme les PSS (Power Source Stabilizer), qui permettent de stabiliser les générateurs et le rendent plus stable et plus flexibles.
- De nouveaux systèmes de mesure et de contrôle qui peuvent suivre les évolutions des paramètres du réseau en temps réel, comme le WAMS (Wide-Area Measurement system), qui est une technique de mesure employant des communications par satellite de positionnement globales (GPS), ce système est capable de détecter et de rapporter en temps réel les variations des paramètres du réseau, comme les chutes de tension ou les défauts, au-dessus d'un large secteur géographique [1, 2].
- De nouveaux alliages sont développés pour réduire les pertes et augmenter les limites thermiques des lignes de transmission, comme les alliages en fibres de carbone que leur utilisation peut diminuer les pertes actives de 20% [1]. Ainsi que le développement récent des matériaux supraconducteurs à haute température (HTS : High Temperature Superconducting), une ligne de transmission à supraconducteurs pourrait transporter jusqu'à 5000 MW sous une tension de  $\pm 50$  kV [1].

Dans ce même contexte, le développement récent des dispositifs d'électronique de puissance a fait surgir un nouveau concept intitulé FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Ce concept regroupe une multitude de dispositifs très efficaces, qui permettent un contrôle plus souple et plus adéquat des différents paramètres du réseau (puissance réactive, réactances des lignes, ...) comparés aux dispositifs classiques.

Nous avons voulu présenter à travers cette étude une introduction à ce concept et montrer les différents avantages qu'il apporte aux réseaux d'énergie électrique. Ce travail est réparti selon le plan suivant :

Dans le premier chapitre, nous présentons le concept général des systèmes FACTS, et une synthèse globale des différents dispositifs qu'il implique.

Le chapitre II illustre l'aspect de la compensation shunt en présentant les dispositifs FACTS qui s'acquittent de cette tâche.

Le chapitre III présente l'aspect de la compensation série, ainsi que les compensateurs série les plus importants des dispositifs FACTS.

Pour mettre en évidence les améliorations qu'apportent ces dispositifs, le chapitre IV illustre des applications à quelques dispositifs FACTS sur un réseau électrique en régime permanent.

Et nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

## 1.1 Introduction

Depuis son apparition vers la fin du 19<sup>ème</sup> siècle jusqu'à aujourd'hui, l'industrie de l'énergie électrique a toujours été confrontée à différents problèmes de contrôle, de stabilité, de sécurité des systèmes énergétiques et de transport et d'approvisionnement fiables de l'énergie. Pour chacun de ces aspects, des développements, nouvelles méthodes de solutions, diverses stratégies et nouveaux équipements, ont été tout au long des décades un effort continu des spécialistes et industriels du domaine. Depuis quelques années, s'inspirant des récents développements de l'électronique de puissance et son apport appréciable dans le contrôle des réseaux électriques, une nouvelle notion ou un nouveau concept, « le concept FACTS », s'est introduit dans l'espace de recherche et développement. Les avantages potentiels des dispositifs FACTS sont désormais reconnus pour permettre aux compagnies d'énergie électrique de faire fonctionner leur système à haute capacité de transport avec plus d'efficacité et une rentabilité améliorée. Plusieurs grandes institutions du domaine comme l'EPRI, Westinghouse ou d'autres se sont investis à développer davantage tous les dispositifs qui rentrent dans ce cadre de notion FACTS.

A titre d'information, la compagnie Westinghouse a développé des concepts de base du système FACTS il y a plus de 25 ans et a mis en service le premier composant d'électronique de puissance pour le contrôle des dispositifs FACTS il y a une dizaine d'années.

## 1.2 Définition

Les systèmes flexibles de transmission en courant alternatif (FACTS) traduisent un concept favorisant l'utilisation des dispositifs d'électroniques de puissance afin d'augmenter la contrôlabilité et la capacité utilisable de transmission d'énergie en courant alternatif. Ces possibilités se produisent par la capacité des FACTS à contrôler des paramètres liés et contraignants pour les réseaux électriques tels que les impédances série, les impédances shunt, les angles de phase, et l'apparition de diverses oscillations à des fréquences inférieures à la fréquence nominale. Cela signifie que l'idée fondamentale du concept FACTS est de permettre aux systèmes de transmission d'être des systèmes actifs, s'adaptant continuellement à des situations nouvelles et jouant un rôle actif comme celle d'augmenter la flexibilité des conditions de transfert de puissance et sécuriser leur propre stabilité dynamique.

D'une autre manière, dans les réseaux électriques, les systèmes FACTS représentent les dispositifs ou contrôleurs qui ont pour principaux avantages un certain nombre de fonctions dont :

- un meilleur contrôle du flux de puissance de sorte qu'elle suive les couloirs prescrits de transmission.
- permettre un chargement sécurisé des lignes de transmission à un niveau proche des limites thermiques, tout en évitant la surcharge et réduire les marges de génération avec la capacité de transférer plus de puissance entre les zones contrôlées.
- atténuation des oscillations de puissance, qui pourraient endommager les équipements et/ou limiter la capacité utilisable de transmission en modulant rapidement l'impédance effective des lignes en réponse à la dynamique du système de puissance.
- prévenir les pannes en cascade en limitant l'impact des défauts et les pannes d'équipement.

- réduire les coûts financiers et/ou l'impact sur l'environnement en évitant éventuellement la construction de nouvelles lignes d'extension.
- un entretien minimal des équipements FACTS.

La première génération des contrôleurs FACTS s'est basée sur l'utilisation de composants électromécaniques. Depuis le début des années 90, des contrôleurs FACTS plus avancés de deuxième et troisième génération ont été mis au point grâce au développement rapide de la technologie d'électronique de puissance moderne, offrant une flexibilité très importante. Ces contrôleurs FACTS ont été conçus à l'aide de composants électroniques de puissance très sophistiqués comme les sources de tension synchrone (Synchronous voltage sources ou SVS) à base d'interrupteurs VSI (Voltage Source Inverters) tels que les GTO et les IGBT. Ces composants caractérisés par un temps de réponse très rapide, offrent un grand potentiel pour la commande équilibrée des flux de puissance et également pour la stabilité des systèmes de puissance. Pour ces dernières opérations, les modèles appropriés de nouveaux contrôleurs sont nécessaires pour évaluer leurs effets sur l'exécution dynamique des systèmes de puissance.

### **I.3 Types de dispositifs FACTS**

Du point de vue fonctions et modèles de conception de base, deux catégories de dispositifs FACTS existent:

#### **I.3.1 Contrôleurs conventionnels d'écoulement de puissance commandés par thyristors**

Ce type de dispositifs consiste en des montages classiques de condensateurs et de bancs d'inductances contrôlés par des thyristors et dont les techniques de commande sont assez développées. Cependant, les éléments de compensation qui étaient fixes, deviennent variables selon la variation de l'angle d'amorçage des thyristors. Nous pouvons citer :

##### **I.3.1.1 Compensateurs statiques (SVC Static Var Compensators) dont les fonctions peuvent être respectivement :**

- la compensation shunt.
- le contrôle de la tension
- l'amélioration de la stabilité dynamique.

##### **I.3.1.2 Capacités séries contrôlées par thyristors (TCSC ou Thyristor Controlled Series Capacitors) qui ont pour fonctions :**

- la compensation série et le contrôle de l'impédance de la ligne.
- le contrôle de l'écoulement de puissance
- l'amortissement des oscillations de courant
- l'amortissement de la résonance subsynchrone.

### 1.3.2 Contrôleurs avec source de tension synchrone (SVS)

Ce type de dispositifs FACTS peut générer ou absorber de la puissance réactive en utilisant des condensateurs comme source continue. Le composant de base, source de tension synchrone (SVS), est réalisé par des convertisseurs utilisant des VSI. Avec une commande appropriée, le dispositif peut échanger avec le système de transmission, l'énergie nécessaire à la compensation. Ce type de dispositifs comporte :

#### 1.3.2.1 Compensation statique synchrone (STATCOM ou Synchronous Static Compensation)

- Compensation de l'énergie réactive basé sur des VSI (GTO, IGCT, IGBT ...)
- Compensation shunt
- Contrôle de la tension
- Amélioration de la stabilité dynamique

#### 1.3.2.2 Contrôleur unifié de flux de puissance (UPFC ou Unified Power Flow Controller) avec pour rôle, les fonctions suivantes :

- Compensation série et shunt.
- Contrôle du flux de puissance active et réactive
- Contrôle de la tension.
- Amélioration de la stabilité dynamique et transitoire des réseaux électriques.

D'autres dispositifs existent comme [1, 2, 3] :

- TCSDR (Thyristor Controlled Static Damping Resistor)
- TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)
- TCVL (Thyristor controlled voltage limiter)
- SSCL (Superconducting Current Limiter)
- DVR (Dynamic Voltage Restorer)
- SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

Les dispositifs FACTS les plus utilisés sont les SVC, STATCOM, TCSC, et les UPFC. Ces dispositifs ont été intégrés depuis des années dans des réseaux où ils ont prouvé leur efficacité. Les tableaux 1.1 - 1.2 résument le rôle de chacun de ces dispositifs, ainsi que leur capacité de contribution pour différentes applications dans les réseaux électriques [4].

Tableau 1.1

	Contrôle d'écoulement de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité dynamique
SVC	*	***	*	**
STATCOM	*	***	**	**
TCSC	**	*	***	**
UPFC	***	***	**	**

\* \*\* \*\*\* → niveau ascendant de contribution

Tableau I.2

	Problème	Action à mener	Solutions conventionnel	Dispositifs FACTS
<b>Limite de la Tension</b>	Chute ou sur-tension	Fourniture ou absorption de l'énergie réactive	Condensateurs séries et shunts	SCV STATCOM
<b>Limites thermiques</b>	Surcharge des lignes	Réduction des charges	Ajouter de nouvelles lignes	TCSC UPFC SVC
<b>Courants de boucles</b>	Répartition de La puissance transféré	Réajustement de la réactance de ligne	Ajouter des condensateurs en série	TCSC UPFC SVC
<b>Niveaux des Courts-circuits</b>	Courant de court-circuit très élevé	Limitation du courant de court-circuit	Ajouter des condensateurs en série	UPFC TCSC
<b>Résonances subsynchrones</b>	Emballement des générateurs	Atténuation des oscillations	Compensation série	TCSC

## 1.4 Avantages économiques des dispositifs FACTS

### 1.4.1 Coût d'investissement des dispositifs FACTS

Le coût d'investissement des dispositifs FACTS peut être divisé en deux catégories :

- coût d'équipements de dispositifs.
- coût d'infrastructures nécessaires.

#### 1.4.1.1 Coût de dispositifs

Il dépend non seulement de l'estimation du matériel qui constitue le dispositif, mais aussi des conditions qui l'entourent, tel que :

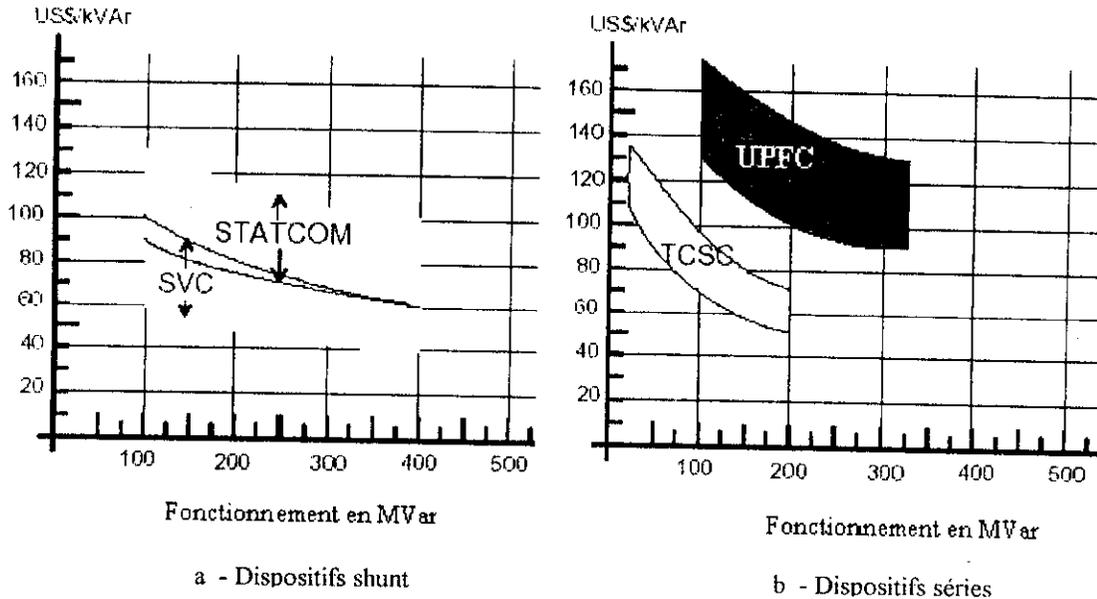
- système de contrôle et de protection des principaux composants (réactances, condensateurs ou transformateurs).
- conditions sismiques.
- conditions ambiantes (température, niveau de pollution).
- communication avec le Système du Contrôle de la Sous-station ou le Centre du Contrôle Régional ou National

#### 1.4.1.2 Coûts d'infrastructures

Ils dépendent de la location de la sous station où le dispositif FACTS doit être installé. Ces dépenses incluent :

- acquisition de la terre, s'il y a un espace insuffisant dans la sous-station existante.
- modifications dans la sous-station existante, par exemple si un nouveau disjoncteur HT est exigé.

- construction d'un bâtiment pour le matériel d'intérieur (contrôle, protection, thyristor, les valves, auxiliaires etc.).
- travaux civils (fondations et autres), et rapport de la communication existante.



**Fig.1.1** Coûts d'investissement des dispositifs FACTS

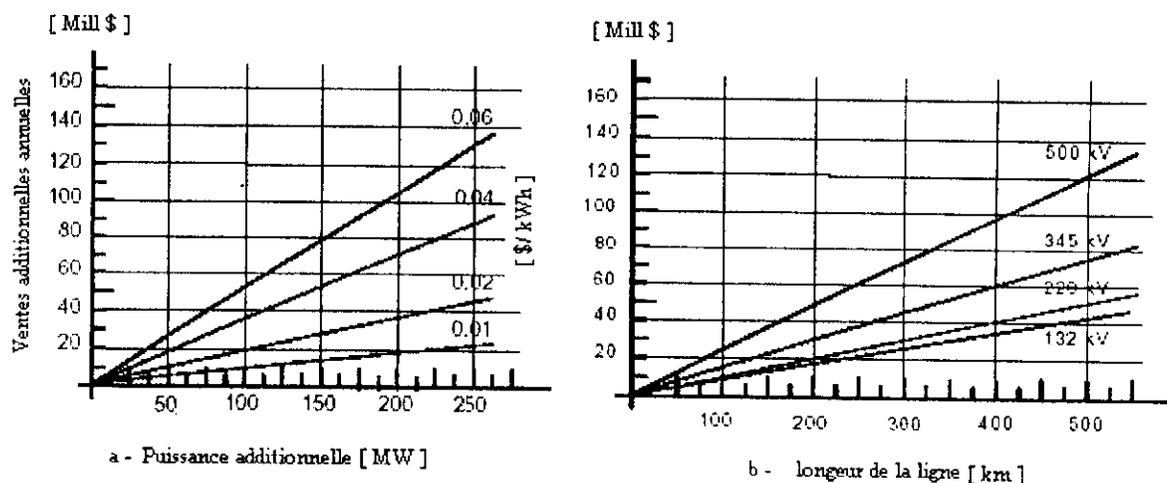
Les figures 1.1-a et 1.1-b montrent quelques estimations de coûts d'investissements des dispositifs FACTS, où la limite inférieure des régions du coût montrée dans les figures, indique le coût de dispositif, et la limite supérieure les coûts d'investissements totaux y compris les coûts de l'infrastructure.

Pour les très basses estimations, les coûts peuvent être plus élevés et pour les très hautes estimations de puissance, les coûts peuvent être inférieurs que ce qui est indiqué. Le coût d'investissement total montré, dans lequel les taxes sont exclues, peut varier avec un facteur compris entre -10% à +30%. Si on considère les taxes (différentes pour chaque pays), les coûts d'investissement totaux pour les dispositifs FACTS sont plus élevés que ce qui est décrit dans les figures [9].

#### 1.4.2 Les bénéfices financiers des dispositifs FACTS

Deux types d'intérêts financiers peuvent aisément être calculés :

- des ventes supplémentaires dus à l'augmentation de la capacité de transfert du réseau de transmission.
- des gains financiers très importants dues aux intérêts qu'apportent les dispositifs FACTS par rapport à un investissement d'une ligne de transmission.



**Fig.1.2** Ventées supplémentaires apportées par les dispositifs FACTS

La figure 1.2, indique les ventes supplémentaires possible en million de dollars / an, basée sur les coûts d'investissement des lignes de transmission à différents niveaux de tension, ainsi que le taux d'intérêt qu'apporte une installation équivalente avec dispositifs FACTS.

### 1.4.3 Exemples illustratifs

**Exemple 1 :** Si à travers l'utilisation d'un dispositif FACTS, la capacité d'une ligne de transmission à charge maximale puisse être augmentée de 50 MW (par exemple pour des lignes à 132 kV, figure 1.2a), cela pourrait produire des ventes supplémentaires équivalentes à 50 MW. Supposons que le prix des ventes est de 0.02 \$/ kWh, les ventes supplémentaires annuelles peuvent atteindre jusqu'à 8.8 million \$ [4].

**Exemple 2 :** Supposons que le coût d'investissement d'une ligne 400 kV de longueur de 300 km, est d'environ 45 million \$. Une installation FACTS peut remplacer la ligne de transmission pour accomplir la même mission et avec un taux d'intérêt de 10%, ce qui est équivalent à 4.5 million \$. Cela signifie qu'au bout de 5 ans, une autre installation FACTS qui coûtera 20 million \$ peut être réalisée économiquement, si l'investissement de la ligne est évité ( $5 \times 4.5 = 22.5$  Mill \$)[4].

En raison des différents avantages qu'ils apportent, les dispositifs FACTS n'ont pas cessé de se développer, et plusieurs dispositifs ont été mis en émergence, comme :

- Les systèmes de transmission d'énergie en courant continu à haute tension (HVDC ou High Voltage Direct Current).
- Les régulateurs de puissance d'interphase (IPC ou Interphase Power Controller)
- Les déphaseurs régulateurs universels (DRU) qui ne sont qu'une autre dénomination des UPFC.

Plusieurs modèles distincts de dispositifs FACTS ont été proposés dans la littérature. Dans notre étude, nous nous sommes intéressés aux plus importants et les plus utilisés actuellement, soit les SVC, TCSC, STATCOM, et UPFC.

## II.1 Introduction

Les compensateurs shunt sont des sources de puissance réactive variable, utilisés principalement pour le maintien de la tension aux nœuds d'un réseau de transmission, l'amélioration de sa stabilité et de sa capacité de transfert.

Comme dispositifs FACTS, deux principaux types de compensateurs shunt sont utilisés actuellement : les SVC et les STATCOM.

Un SVC est une réactance et/ou une capacitance variable contrôlées par des thyristors. Un STATCOM, plus récent et plus élaboré, est une source de tension variable contrôlée en amplitude et en phase. Ces deux dispositifs sont très différents du point de vue construction, commande, et fonctionnement, mais leurs fonctions, et leurs apports aux réseaux électriques sont sensiblement les mêmes.

Le principe de fonctionnement d'un compensateur shunt se base sur la notion du couplage  $Q, |V|$  [5]. Un compensateur shunt peut contrôler la tension en un nœud d'un réseau électrique en injectant ou en absorbant de la puissance réactive en ce nœud.

*Dans ce travail, nous adopterons la convention suivante : l'injection de la puissance réactive au nœud correspond à l'injection de la puissance réactive capacitive alors que l'absorption concerne l'injection de puissance réactive inductive. Aussi, nous parlerons de courant capacitif positif et de courant inductif négatif.*

## II.2 Principales fonctions des compensateurs shunt

Les principales fonctions d'un compensateur shunt sont :

### II.2.1 Contrôle de la tension

La fonction principale d'un compensateur shunt est le maintien de la tension en un nœud dans les limites imposées ( $\pm 5\%$ ). La tension en un nœud de réseau est fonction de la puissance injectée en ce nœud. Une chute ou une surtension excessive peut survenir si aucun soutien de tension n'est assuré.

L'installation d'un compensateur shunt maintient la tension dans les limites imposées, s'il est adéquat et suffisant. L'injection de puissance réactive en un nœud fait augmenter sa tension, alors que l'absorption de puissance réactive en ce nœud la fait baisser. C'est la caractéristique des compensateurs shunt.

Maintenir le niveau de tension est très important pour assurer un bon fonctionnement du réseau et avoir la satisfaction des clients. Les chutes de tension causent des dégradations des performances de certains types de charge (moteurs à induction, éclairage). Les surtensions peuvent causer la saturation magnétique des transformateurs et des moteurs, ainsi que le risque de pannes d'équipements dus au claquage des isolations.

Mais la fonction la plus importante d'un compensateur est de contrecarrer toute éventualité d'effondrement de tension (voltage collapse), par exemple lors des pics de charge, où beaucoup de lignes du réseau sont surchargées. Si un défaut majeur apparaît en ce moment précis, le risque d'effondrement devient grand et peut conduire à un black-out. Ce risque est efficacement contrecarré par une injection rapide de puissance réactive aux nœuds de charge les plus vulnérables.

## II.2.2 Augmentation de la capacité de transfert

Considérant l'exemple simple d'un modèle de générateur connecté en un nœud par une réactance de la ligne (Figure II.1),

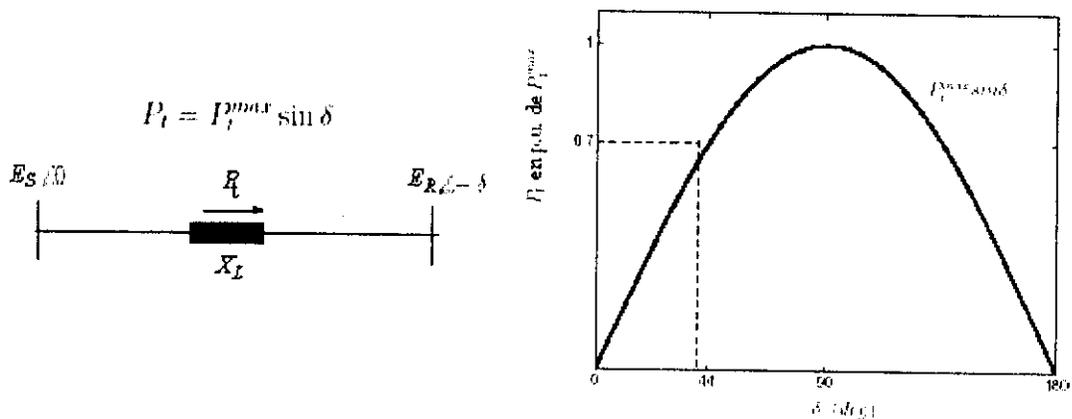


Fig.II.1 Variation de la puissance transmise  $P_t$  en fonction de l'angle de transmission  $\delta$

La puissance de transfert est donnée par l'équation :

$$P_t = P_t^{\max} \sin \delta \quad (II.1)$$

où  $P_t^{\max} = \frac{E_R E_S}{X_L}$  la puissance maximum de transfert à l'état permanent obtenu pour  $\delta = 90^\circ$

$E_S$  est la tension au nœud de génération,

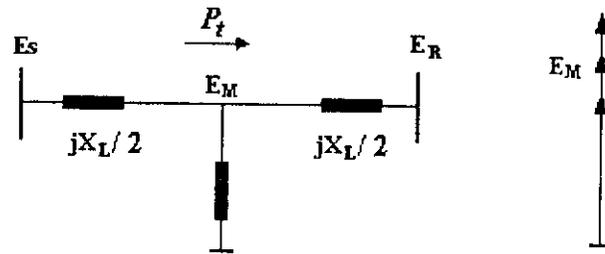
$E_R$  est la tension au nœud de charge,

$X_L$  la réactance de la ligne de transmission,

$\delta$  l'angle de transmission,

Si un condensateur idéal est connecté au point milieu de la ligne de transmission (Figure II.2) et l'excitation est contrôlée pour garder l'amplitude de la tension à ce point égale à celle des points de départ et d'arrivée, alors l'équation  $P_t(\delta)$  précédentes peut être appliquée à chaque moitié de la ligne, ce qui donne :

$$P_t = 2 \cdot \frac{E_S E_R}{X_L} \sin \frac{\delta}{2} \quad (II.2)$$

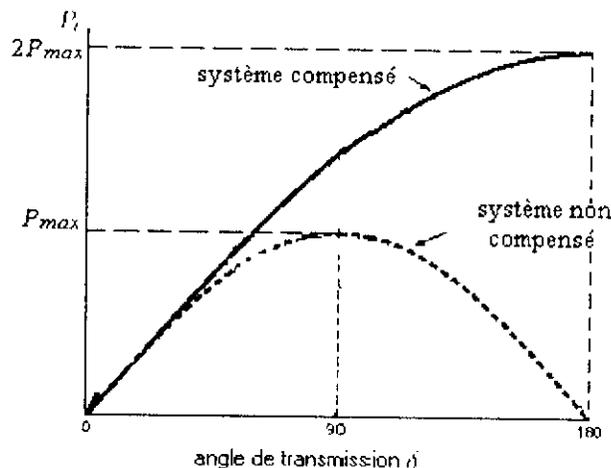


**Fig.II.2** Système de puissance simple à deux machines avec point milieu

Si on dispose le long d'une ligne de transmission de  $n$  compensateurs contrôlés, la puissance transmissible et la puissance maximale transmissible sont données par :

$$P_t = \frac{E_R E_S}{X_L/n} \sin \frac{\delta}{n} \quad (II.3)$$

Ce qui donne une puissance de transfert maximum  $P_{\max} = \frac{nE_R E_S}{X_L}$ , soit  $n$  fois la puissance permanente limite du cas non compensé.



**Fig.II.3** Caractéristique  $P(\delta)$  dans le cas compensé et non compensé

Donc, pour améliorer le transfert de puissance à travers des lignes importantes, il faut disposer de compensateurs shunt installés de façon appropriée. Cependant, généralement les compensateurs shunt ne sont pas utilisés pour cette fonction qui est plutôt une fonction mieux satisfaite par les compensateurs série qui produisent le même résultat pour un coût meilleur.

### II.2.3 Amélioration de la stabilité

Le terme stabilité dynamique veut dire qu'un système peut trouver un régime de fonctionnement normal à la suite d'une perturbation mineure. En d'autres termes, un système de puissance dynamiquement stable a un amortissement positif.

Le terme stabilité transitoire signifie qu'un réseau électrique retrouve son fonctionnement stable à la suite d'une perturbation majeure de faible durée comme un défaut, perte de générateur ou d'une ligne importante.

Les considérations de stabilité, en général, servent à déterminer la puissance de transfert dans un système donné. Les compensateurs statiques peuvent être appliqués effectivement pour améliorer la stabilité transitoire et dynamique d'un réseau électrique.

L'amélioration de la stabilité dynamique, se fait par le contrôle de la puissance réactive qu'injecte le compensateur shunt, de façon à faire varier la tension proportionnellement au taux de variation de l'angle rotorique, donc proportionnellement à la fréquence du système [6], alors que l'amélioration de la stabilité transitoire peut se faire avec un compensateur shunt en augmentant la limite de stabilité permanente [6] (Figure II.3).

#### II.2.4 Amortissement des résonances hyposynchrones

Lorsque des condensateurs séries sont utilisés pour compenser les inductances des longues lignes de transmission, le phénomène de résonance hyposynchrone (SSR) peut apparaître.

Ce phénomène survient lorsqu'un condensateur série entre en résonance avec l'inductance équivalente du générateur et de la ligne de transmission, pour une fréquence inférieure à celle du synchronisme. Sous de telles conditions, l'impédance mécanique de l'arbre du générateur peut avoir un amortissement négatif pour un mode de torsion particulier [6]. Cela entraîne des oscillations de torsion spontanées, dont l'amplitude augmente jusqu'à ce que l'arbre du groupe alternateur casse. L'installation d'un compensateur shunt élimine cette résonance.

#### II.2.5 Equilibrage de charge

Les charges industrielles sont souvent des charges monophasées ou dissymétriques, qui peuvent affecter la tension, particulièrement dans les réseaux faibles, causant ainsi des déséquilibres de tension, des surcharges des composants du réseau, une génération de pertes supplémentaires dans les machines tournantes, ainsi qu'une dégradation de leurs propriétés dynamiques.

Des éléments appropriés de compensateurs shunts disposés en ponts monophasés sont ajoutés pour équilibrer les charges, maintenir les tensions des nœuds et corriger le facteur de puissance [6].

### II.3 Emplacements optimaux des compensateurs shunts

Pour qu'un compensateur shunt fonctionne correctement, il faut qu'il soit judicieusement installé dans le réseau. Trois emplacements sont favorables pour l'installation d'un compensateur shunt [7] : le plus près possible d'une grande concentration de charge (grands centres urbains), les nœuds critiques et finalement à l'alimentation de grandes installations industrielles ou charges de traction.

### II.3.1 Nœuds de concentration de charges

La raison principale pour installer un compensateur shunt près d'une concentration de charge est d'atténuer l'effet des fluctuations du réseau sur les charges sensibles, localisées assez loin des centrales électriques. Ces fluctuations peuvent être des courts-circuits ou des pertes des lignes importantes.

Si un court-circuit apparaît dans le réseau, ces charges peuvent subir une baisse considérable de tension. Un compensateur peut détecter ce défaut par la diminution de la tension au nœud de connexion et agit en augmentant la puissance réactive injectée pour restaurer la tension en ce nœud et aux nœuds proches.

De même, si une surtension apparaît après l'élimination du court circuit, par exemple, le compensateur absorbe de la puissance réactive au nœud de connexion ce qui fait diminuer la tension en ce nœud (et aux nœuds proches). On peut donc dire qu'un compensateur shunt isole la charge des effets des défauts qui apparaissent dans le réseau. De plus, le compensateur shunt joue un rôle important dans la régulation journalière de la tension, qui peut fluctuer avec la charge si aucune mesure d'action correctrice n'est prise.

### II.3.2 Nœuds critiques du réseau

Un compensateur shunt installé et commandé de façon appropriée peut contribuer à un amortissement considérable des oscillations de puissance, en évitant des surtensions ou des baisses de tension excessives [7].

L'amortissement des oscillations de puissance, permet d'augmenter la charge des lignes sans subir une détérioration de tension.

### II.3.3 Grandes charges industrielles et de traction

Les compensateurs shunt peuvent être placés aux points d'alimentation des grandes charges industrielles. Par exemple, dans les usines d'acier, pour assurer que les nœuds du réseau ne subissent pas une détérioration de tension à cause des fourneaux à arc.

Les charges industrielles sensibles comme des usines de fabrication et montage de matériel informatique ou électronique, ne supportent pas les perturbations de tension. Un compensateur shunt de puissance suffisant permet d'éliminer ces perturbations.

Les grands moteurs de traction, dont les charges sont souvent monophasées ou dissymétriques et constamment variables, peuvent affecter la tension, particulièrement dans les réseaux faibles [6], causant ainsi des dissymétries de tension, et une génération de pertes supplémentaires dans le réseau à cause de la surcharge de ces composants. L'ajout de compensateurs shunts appropriés, permet d'équilibrer ces charges, ce qui fait diminuer les pertes dans le réseau.

## II.4 Compensateurs statiques de puissance réactive (SVC)

Le développement technologique de l'électronique de puissance ainsi que les méthodes de contrôle électronique, a permis de réaliser des implémentations de SVCs dès le début des années 1970. De nos jours, il existe plusieurs types de SVCs, ces dispositifs étant caractérisés par une réponse rapide, une large marge de manœuvre, et une grande rentabilité.

Tous les types de SVCs existants ont les mêmes éléments de base : une inductance ou/et un condensateur commandé par une valve de thyristors (deux thyristors en antiparallèle). Ces éléments sont disposés de telle façon à créer une source de puissance réactive variable dans les limites de la tension du nœud de connexion.

Un SVC est généralement construit en groupant plusieurs compensateurs statiques élémentaires, pour une plus grande efficacité. Nous noterons plusieurs types de compensateurs élémentaires :

### II.4.1 Compensateurs à réglage d'inductance

Ces dispositifs utilisent des thyristors pour commander une inductance.

#### II.4.1.1 Réactance contrôlée par thyristors (TCR)

Un TCR est constitué d'une inductance fixe mise en série avec une valve bidirectionnelle de thyristors (Figure II.4). En pratique, plusieurs thyristors (de 10 à 40) sont connectés en série pour supporter la tension de blocage. L'application simultanée d'impulsions aux gâchettes des thyristors de la valve cause la conduction de celle-ci. La valve se bloque à l'annulation du courant à travers l'inductance (en négligeant le courant de maintien).

Le courant du TCR est principalement réactif, en retard de  $90^\circ$  par rapport à la tension entre ces bornes. La composante active du courant est très faible et les pertes sont de l'ordre de 0.5% à 2% de la puissance réactive injecté au nœud de connexion.

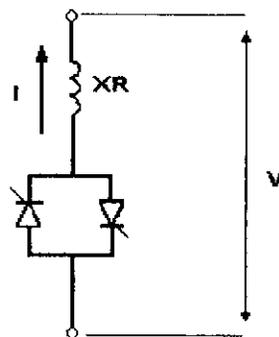


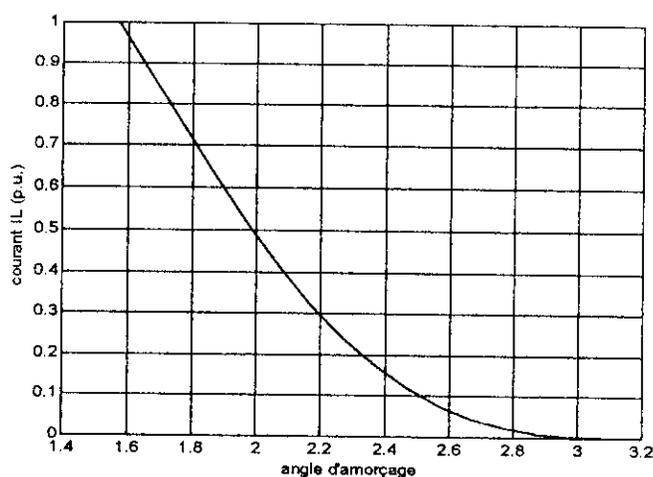
Fig.II.4 Schéma d'un TCR

Les thyristors sont amorcés symétriquement, de ce fait l'angle d'amorçage maximal possible est de  $180^\circ$ . Une conduction complète est obtenue pour un angle d'amorçage de  $90^\circ$ . Une conduction partielle est obtenue pour des angles entre  $90^\circ$  et  $180^\circ$ , et un courant nul à  $180^\circ$ . Des angles d'amorçage inférieurs de  $90^\circ$  ne sont pas autorisés, ils produisent un courant asymétrique avec une forte composante directe.

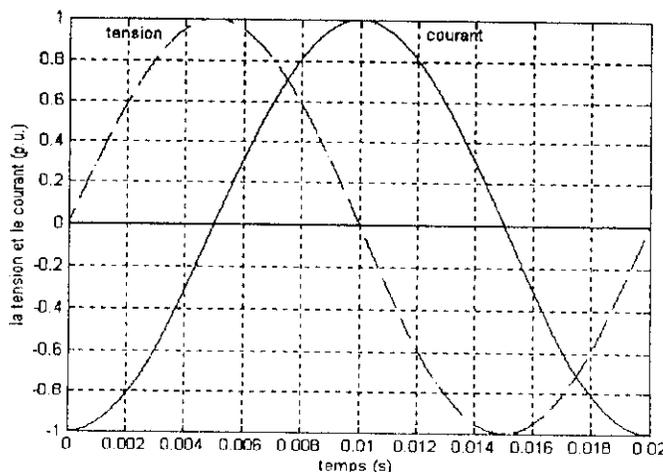
La valeur fondamentale du courant diminue si l'angle d'amorçage augmente (Figure II.5), ce qui est équivalent à une augmentation de l'impédance du dispositif, réduisant le courant ainsi que la puissance réactive injectée au nœud de connexion.

La figure II.6, montre la tension et le courant à travers l'inductance de TCR, avec une conduction complète pour un angle d'amorçage  $\alpha = 90^\circ$ , le courant est déphasé de  $90^\circ$  par rapport à la tension, et il est parfaitement sinusoïdal.

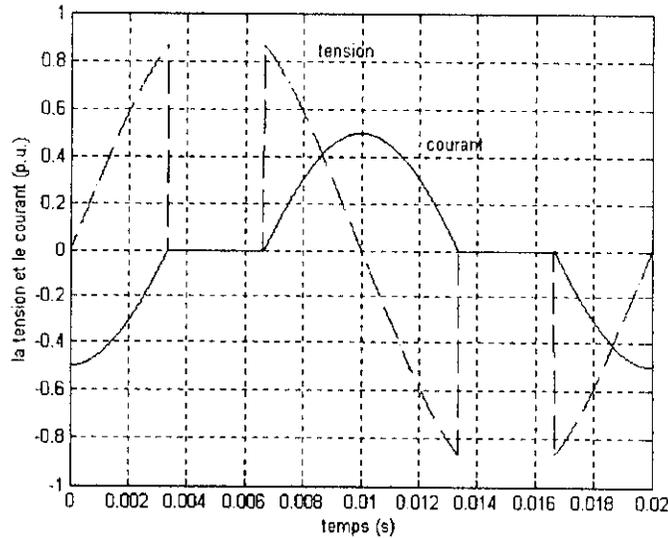
La figure II.7, décrit les allures du courant et de la tension pour un angle d'amorçage  $\alpha = 120^\circ$ , on remarque que une partie seulement de tension est appliqué aux bornes de l'inductance, le courant et la tension ne sont plus sinusoïdaux, la fondamentale de courant est inférieure à celle trouvé pour  $\alpha = 90^\circ$ .



**Fig.II.5** Variation du courant du TCR en fonction de l'angle d'amorçage

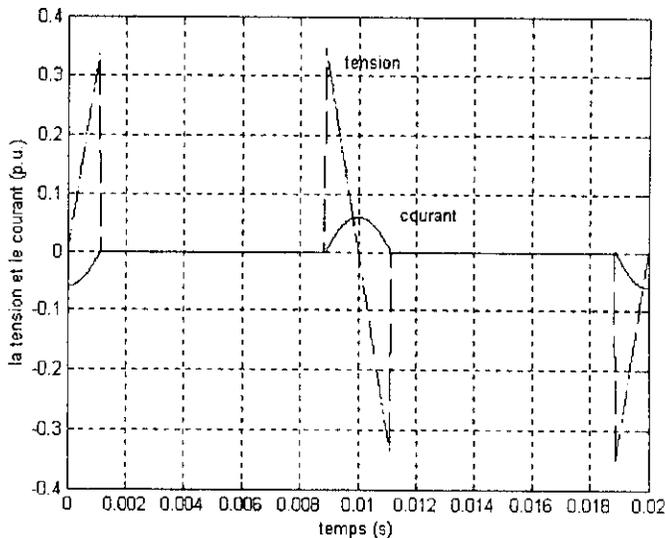


**Fig.II.6** Forme de la tension et du courant pour  $\alpha = 90^\circ$



**Fig.II.7** Forme de la tension et du courant pour  $\alpha = 120^\circ$

La figure II.8, montre les formes de courant et de tension pour  $\alpha = 160^\circ$ , la composante fondamentale de courant est très faible.



**Fig.II.8** Forme de la tension et du courant pour  $\alpha = 160^\circ$

La forme de la tension aux bornes de l'inductance en état permanent est donné par :

$$V_L(\omega t) = \begin{cases} V_M \sin \omega t, \dots \text{pour } 0 \leq \omega t \leq \pi - \alpha, \dots \alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha, \dots \pi + \alpha \leq \omega t \leq 2\pi \\ 0, \dots \text{pour } \pi - \alpha \leq \omega t \leq \alpha, \dots 2\pi - \alpha \leq \omega t \leq \pi + \alpha. \end{cases} \quad (II.4)$$

La relation entre la tension et le courant à travers une inductance est :

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (II.5)$$

Le courant à travers l'inductance est donné par :

$$i_L(\alpha, \omega t) = \begin{cases} I_M(-\cos \alpha - \cos \omega t) \dots \text{pour } 0 \leq \omega t \leq \pi - \alpha, \pi + \alpha \leq \omega t \leq 2\pi \\ I_M(\cos \alpha - \cos \omega t) \dots \text{pour } \alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha, \\ 0 \dots \dots \dots \text{pour } \pi - \alpha \leq \omega t \leq \alpha, 2\pi - \alpha \leq \omega t \leq \pi + \alpha \end{cases} \quad (II.6)$$

avec :  $I_m = V_m/X_L$  valeur maximale du courant à travers l'inductance.  
 $\omega = 2\pi f$  où  $f$  est la fréquence fondamentale du réseau.

Considérant la forme analytique du courant à travers l'inductance, et posant  $\theta = \omega t$ , le courant instantané du TCR est symétrique. Sa décomposition en série de Fourier donne les coefficients  $A_n$ ;  $n=1, 2, \dots$ , avec les coefficients  $B_n$  nuls.

Pour le modèle en régime permanent, seul le fondamental est considérée:

$$A_1 = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i_L(\theta) \cos(\theta) d\theta \quad (II.7)$$

En remplaçant la valeur de  $i_L$  on trouve :

$$A_1 = \frac{I_M}{\pi} \left( -\cos \alpha \left( \int_0^{\pi-\alpha} \cos \theta d\theta - \int_{\alpha}^{2\pi-\alpha} \cos \theta d\theta + \int_{\pi+\alpha}^{2\pi} \cos \theta d\theta \right) - \int_0^{\pi-\alpha} \cos^2 \theta d\theta - \int_{\alpha}^{2\pi-\alpha} \cos^2 \theta d\theta - \int_{\pi+\alpha}^{2\pi} \cos^2 \theta d\theta \right) \quad (II.8)$$

Après calcul :

$$A_1 = -\frac{I_M}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (II.9)$$

Le fondamental du courant est en retard de  $\pi/2$  par rapport à la tension, et peut être écrire :

$$i_L(\omega t) = I_M \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (II.10)$$

En remplaçant  $I_M$  par sa valeur, on obtient :

$$i_L(\omega t) = -\frac{V_M}{X_V} \cos \omega t \quad (II.11)$$

A partir de la décomposition en série de Fourier et l'équation (II.9), la valeur de la réactance contrôlé s'écrit:

$$X_V = X_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \quad (II.12)$$

Le courant résultant est non sinusoïdal, ce qui fait que le TCR génère des harmoniques.

Les demi-cycles positif et négatif du courant sont identiques (allumage symétrique des thyristors). Seuls les harmoniques impairs sont générés. Les amplitudes de ces harmoniques sont fonctions de  $\alpha$  et donnés par l'expression suivante :

$$I_{Ln} = \frac{V}{X_L} \frac{4}{\pi} \left[ \frac{\sin \alpha \cos(n\alpha) - n \cos \alpha \sin(n\alpha)}{n(n^2 - 1)} \right] \quad (II.13)$$

où  $n = 2k+1$ ,  $k = 1, 2, 3, \dots$

Dans les systèmes triphasés, généralement, trois ponts TCR sont connectés en montage triangle équilibré. Sous les conditions d'équilibre, les harmoniques impairs multiples de 3 (3, 9, 15...) ne s'injectent pas dans le réseau.

Les amplitudes des autres harmoniques peuvent être réduits par diverses méthodes. Par exemple, on dispose les ponts TCR de telle façon à avoir un montage à 12 impulsions ou plus, ou bien on installe des filtres pour filtrer les harmoniques.

L'inconvénient majeur d'un TCR est qu'il est un élément moyenne tension. Pour des raisons de technologie, il peut supporter jusqu'à 50 kV [8, 9], ce qui nécessite un transformateur pour son raccordement au réseau HT, et augmente donc son coût global.

#### II.4.1.2 Transformateur d'impédance commandé par thyristors (TCT)

Les réactances contrôlées par thyristors (TCR) sont normalement conçues pour des tensions basses. Un transformateur élévateur est nécessaire pour leur branchement au réseau haute tension.

Dans le compensateur transformateur d'impédance élevée commandé par thyristors (TCT), le transformateur est utilisé à la place de la réactance linéaire ce qui permet d'avoir un dispositif plus compact.

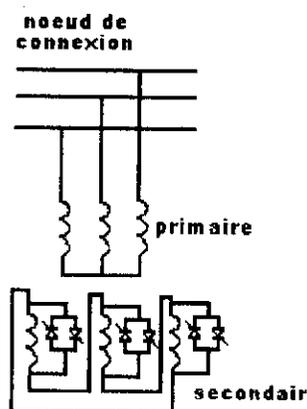


Fig.II.9 Arrangement d'un compensateur TCT

Pour le cas triphasé, c'est un type spécial de TCT à 6 impulsions. C'est un transformateur avec 100% de réactance de fuite, dont les enroulements sont connectés en Y- $\Delta$ , avec des paires de thyristors en antiparallèle placées à travers les enroulements secondaires (Figure II.9). Un enroulement tertiaire branché en triangle peut être introduit pour supprimer les harmoniques d'ordre  $3n$ .

Un des aspects les plus importants du TCT est le fait que sa caractéristique est pratiquement linéaire, tant en marche à vide qu'à pleine charge. Par conséquent, en cas de surtension prolongée, il n'apparaîtra pratiquement aucun harmonique engendré par la saturation.

Le concept de TCT a été développé pour réduire le coût de réacteur/transformateur complexes et les défauts de courant secondaires. Comme il n'y a pas de barre secondaire, toute capacité shunt doit être connectée à la tension primaire ou à travers un transformateur abaisseur.

### II.4.1.3 Réactance commutée par thyristors (TSR)

L'élément de base de ce dispositif est une inductance en série avec deux thyristors en antiparallèle, comme pour le TCR. La différence qui existe entre les deux dispositifs réside dans la méthode de contrôle, le rôle des thyristors et la connexion ou déconnexion de l'inductance pendant un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. L'avantage de ces dispositifs est qu'il n'engendre pas d'harmoniques.

Le fonctionnement d'un TSR est identique à ce lui d'un TSC (voir plus loin) mais dans la zone inductive.

## II.4.2 Compensateurs à réglage de capacité

### II.4.2.1 Capacité à réglage mécanique (MSC)

Le schéma de base consiste en un condensateur unique ou un banc de condensateurs, connecté au réseau par des disjoncteurs, directement ou à travers des transformateurs. Généralement, une réactance est disposée en série avec chaque condensateur pour amortir les courants transitoires, et réduire les harmoniques.

Généralement on ne connecte les MSCs que pendant une période limitée, au cours des pics de charge par exemple, ou en cas de défauts. Une connexion fréquente au réseau n'est possible que dans le cas où on assure une décharge des condensateurs.

### II.4.2.2 Capacités réglées par thyristors (TSC)

Les éléments de base d'un compensateur TSC sont : un condensateur en série avec une paire de thyristors bidirectionnelle, et une petite inductance (Figure II.10). L'inductance sert à limiter les courants d'enclenchement transitoires, à amortir les courants d'appel et former un filtre pour les harmoniques provenant du reste du réseau, ou d'autres compensateurs parallèles. Elle peut également servir à éviter des résonances avec l'impédance du système pour des fréquences particulières. Le rôle des thyristors est de connecter, ou déconnecter le condensateur pendant un nombre entier de demi-cycles de la tension d'alimentation.

En régime permanent, la branche du TSC est connectée à une source de tension sinusoïdale,  $v = V \sin \omega t$ , le courant dans la branche étant donné par [6] :

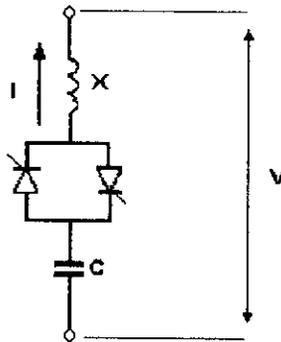
$$I = V \frac{n^2}{n^2 - 1} \omega C \cos \omega t \quad (II.14)$$

avec

$$n = \frac{I}{\sqrt{\omega^2 LC}} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (II.15)$$

L'amplitude de la tension entre les bornes du condensateur s'écrit :

$$V_C = \frac{n^2}{n^2 - 1} V \quad (II.16)$$



**Fig.II.10** Eléments d'une branche TSC

La caractéristique  $V-I$  d'un compensateur TSC est discontinue et déterminée par les valeurs nominales et le nombre d'unités placées en parallèle. Ainsi, la source de puissance réactive injectée est contrôlable par pas discrets.

### II.4.3 Différentes configurations d'un SVC

Une implémentation pratique d'un SVC comprend un ou plusieurs dispositifs décrits précédemment, les configurations les plus utilisées étant :

#### II.4.3.1 SVC à base de TCR

Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour pouvoir compenser la puissance réactive dans un réseau, car il ne dispose pas de source de puissance réactive. Généralement on dispose avec un TCR des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive, et le TCR contrôle cette source de puissance réactive.

Deux types de SVC basés sur les TCRs sont généralement utilisés:

**FC-TCR** : un ou plusieurs condensateurs à capacité fixe sont connectés en parallèle avec le TCR, les condensateurs étant calculés pour que le dispositif puisse assurer toutes ses fonctions.

**FC-MS-C-TCR** : le TCR est connecté avec un condensateur fixe et un MSC. Le MSC est connecté en cas des problèmes majeurs tels que les défaut et les pics de charge (Figure II.11).

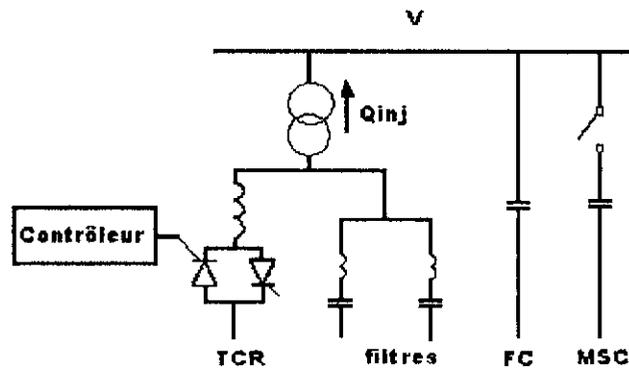


Fig.II.11 Disposition d'un FC-MSC-TCR

II.4.3.2 SVC à base de TSC et TSR

Les fonctions de ces deux dispositifs sont complémentaires, car l'un opère dans la zone capacitive alors que l'autre agit dans la zone inductive. L'avantage d'un tel dispositif est l'absence d'harmoniques, donc pas besoin de filtrage ou de connexions complexes.

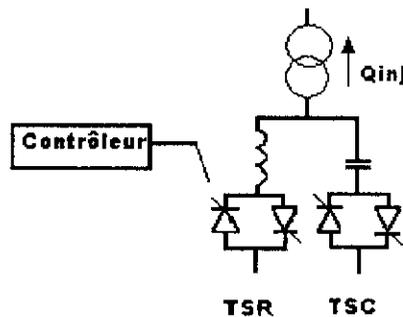


Fig.II.12 Schéma d'une disposition TSC - TSR

II.4.3.3 SVC à base de TSC - TCR

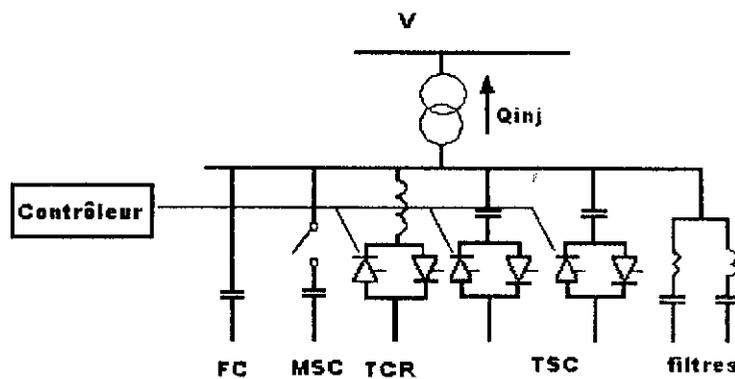


Fig.II.13 SVC de type TSC-TCR-MSC-FC

Le schéma de base d'un compensateur (TCR-TSC) consiste en des bancs d'unités TSC identiques connectés en parallèle avec un ou plusieurs unités TCR. On peut ajouter un condensateur fixes FC ou (MSC) et un filtre si nécessaire (Figure II.13).

#### II.4.4 Comparaison des compensateurs statiques

Plusieurs facteurs affectent la performance et donc l'application de différents types de SVCs pour résoudre des problèmes spécifiques de systèmes de puissance. Le tableau II.1 résume cette comparaison [6, 10] :

Tableau.II.1

	SR-FC	FC-TCR FC-TCT	TCR-TSC-FC	TSC -TSR
<b>Mode de réglage</b>	Inductive et capacitive	Inductive et capacitive	Inductive et capacitive	Inductive et capacitive
<b>Ajustement de susceptance</b>	Continu inhérent	Continu actif	Continu actif	Continu actif
<b>- Ajustabilité de contrôle</b>	Mauvaise	Bonne	Bonne	Bonne
<b>-Contrôle de tension</b>	Limité	Oui	Oui	Oui
<b>-Signaux de stabilisation</b>	Non	Oui	Oui	Oui
<b>-Equilibre de phase</b>	Non	Oui	Oui	Oui
<b>Temps de réponse</b>	Rapide, système et filtre by-pass dépendants	Rapide, système/contrôle dépendant	Rapide, système dépendant	Très rapide, contrôle dépendant
<b>Génération d'harmoniques</b>	Très faible	Faible, filtre exigé	Très faible, filtre exigé	non
<b>Limitation de surtension et capacité de surcharge</b>	Très bonne	Bonne	Limitée	Limitée
<b>Sensitivité de tension et déviations de fréquence</b>	Oui	Non	Non	Non
<b>Pertes</b>	Modérées	Moyennes, augmentent avec courant en retard	Faibles, moyennes dépendamment du montage	Faibles

## II.5 Etude de compensateur statique FC-TCR

Nous avons choisi d'étudier un FC-TCR, qui est un SVC très utilisé, et le plus étudié.

Dans toute notre étude, nous considérons que  $X_L$  est la réactance, et  $X_C$  la capacitance du dispositif.

### II.5.1 Contrôle et limite d'un FC-TCR

La puissance réactive injectée ou absorbée par le dispositif est contrôlée par l'angle d'amorçage des thyristors. Cet angle est calculé pour que le courant suit la caractéristique  $V-I$  du dispositif.

Cette caractéristique est donnée par l'équation suivante :

$$V = V_{ref} + X_{SL}I \quad (II.17)$$

Avec :  $V_{ref}$  est la tension de référence, généralement 1 p.u.  
 $X_{SL}$  la pente de la caractéristique.

Le FC-TCR doit garder la tension au nœud de connexion autour de sa valeur de référence. En régime permanent, la tension au nœud de connexion ne doit pas chuter ou s'élever de plus de 5% de la tension de référence. Un FC-TCR est commandé de la façon suivante.:

Soit :  $V$  la tension au nœud de connexion,  
 $Q_{SVC}$  la puissance réactive injectée ou absorbée par le dispositif,  
 $\alpha$  l'angle d'amorçage des thyristors,

- Si  $V = 1$  p.u. le dispositif ne doit ni injecter, ni absorber de la puissance réactive. L'angle  $\alpha = \alpha_0$  est l'angle pour lequel  $Q_{SVC} = 0$ .
- Si la tension au nœud de connexion atteint ces limites ( $V = 0.95$  p.u. ou  $V = 1.05$  p.u), le dispositif doit injecter, ou absorber, sa puissance réactive maximale donc ( $Q_{SVC} = Q_{maxC}$ ,  $Q_{SVC} = Q_{maxL}$ , respectivement), avec les limites de puissance réactive et du courant données par :

$$\alpha = \alpha_{max}, \quad Q_{MaxC} = \frac{V_{Min}^2}{X_C}, \quad I_{Min} = \frac{Q_{MaxC}}{V_{Min}} \quad (II.18)$$

$$\alpha = \alpha_{min}, \quad Q_{MaxL} = \frac{V_{Max}^2}{X_L} - \frac{V_{Max}^2}{X_C}, \quad I_{Max} = \frac{Q_{MinL}}{V_{Max}} \quad (II.19)$$

- Si la tension  $V$  est inférieure (resp. supérieure) de la tension limite 0.95p.u (resp. 1.05p.u), le dispositif ne devient plus contrôlable, et sera considéré comme une capacitance (resp. réactance) shunt.

- Dans la zone contrôlable ( $0.95 < V < 1.05 \text{ p.u}$ ) le courant injecté par le dispositif suit une droite de pente  $X_{SL}$ . Dans cette zone, la puissance réactive injectée (resp. absorbée) par le FC-TCR est fonction de la tension  $V$  avec :

$$Q_{SVC} = \frac{V^2}{X_V} - \frac{V^2}{X_C} \quad (II.20)$$

où  $X_V$  est la réactance équivalente du TCR, calculée par l'équation (II. 12)

### II.5.2 Choix des paramètres du SVC

Une fois l'emplacement optimal du compensateur choisi, il reste à déterminer ses paramètres soit :  $X_L$  et  $X_C$ .

Il est demandé qu'après l'installation du dispositif, le profil de la tension, ainsi que la marge de surcharge du nœud de connexion soient améliorés.

La puissance maximale que le dispositif doit injecter, dépend des caractéristiques du nœud où le dispositif doit être connecté. Elle est généralement déterminée en considérant le cas de charge le plus défavorable, où la chute de tension est la plus grande. La puissance injectée au nœud par le dispositif doit être suffisante pour garder la tension sous la limite de 5% autorisée, et pour éviter un éventuel effondrement de tension.

Cette puissance est généralement déterminée après une étude technico-économique, une installation de SVC d'une grande puissance étant très coûteuse. C'est pourquoi la puissance du SVC doit être suffisante pour que le dispositif puisse remplir ces fonction, et doit être en même temps rentable à moyen terme.

Une fois cette puissance déterminée, la capacitance du condensateur peut être trouver par

$$X_C [p.u] = \frac{0.95^2}{Q_{MAXC} [p.u]} \quad (II.21)$$

La puissance réactive inductive maximale absorbée par le compensateur (donc la réactance du TCR) peut être trouvée de plusieurs manières :

- On pose la puissance réactive maximale absorbée par le SVC égale à la puissance capacitive maximale générée, ce qui nous donne [11]:

$$X_L = 0.55 X_C \quad (II.22)$$

$$\alpha_{min} = 90^\circ \quad \alpha_0 = 111,18^\circ \quad \alpha_{max} = 145^\circ \quad (II.23)$$

- On pose :  $I_{max} = -I_{min}$  [11]:

$$X_L = 0.52 X_C \quad (II.24)$$

$$\alpha_{min}=90^\circ \quad \alpha_0=112.23^\circ \quad \alpha_{max}=152^\circ \quad (II.25)$$

- On peut déterminer la limite inductive de façon similaire à celle de la limite capacitive, en considérant le cas de charge le plus défavorable (cas de surtensions). Un calcul d'écoulement de puissance permet de déterminer la puissance réactive que le dispositif doit absorber pour corriger la tension.

Une fois tous les paramètres du FC-TCR déterminés, on peut tracer la caractéristique V-I du dispositif.

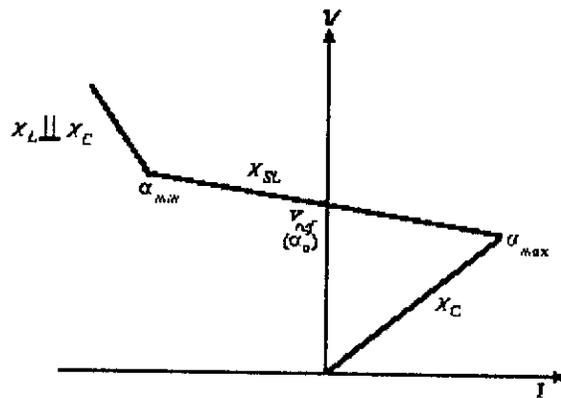


Fig. II.14 Caractéristique V-I du SVC

### II.5.3 Commande du FC-TCR

La commande d'un FC-TCR est relativement simple, le dispositif doit être commandé pour qu'il suive la caractéristique V-I déjà déterminée.

L'implémentation pratique de la commande se fait selon le schéma suivant :

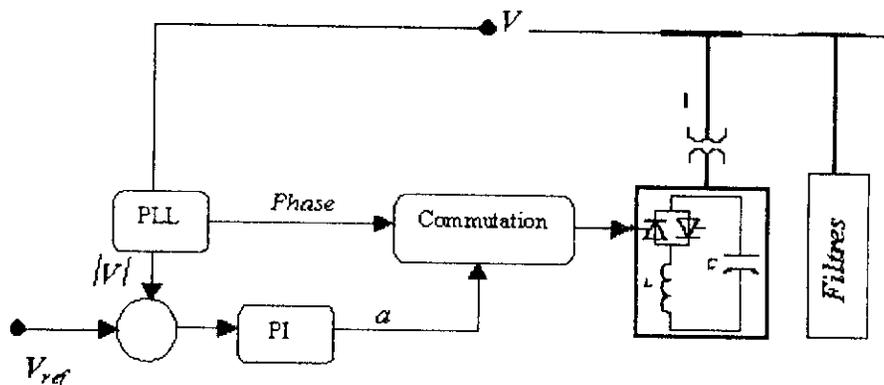


Fig. II.15 Système de commande d'un FC-TCR

Ce schéma est représenté par trois principaux blocs :

- Un bloc PLL qui donne l'amplitude, et la phase de la tension au nœud de connexion.

- Un régulateur PI avec limiteur, donnant en fonction de l'écart entre l'amplitude de la tension au nœud et de sa référence, l'écart  $\Delta\alpha$  qu'il faut ajouter à  $\alpha_0$  (l'angle de référence correspondant à  $Q_{SVC}=0$ ) pour avoir l'angle d'amorçage  $\alpha$  (Figure II.14). Le limiteur assure que l'angle d'amorçage ne dépasse pas les limites établies.
- Un bloc contrôleur de commutation, qui amorce les deux thyristors symétriquement en fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$ , et la phase de la tension

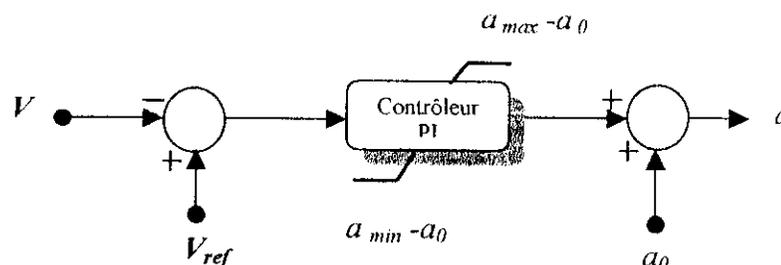


Fig. II.16 Contrôleur de l'angle d'amorçage

## II.6 Inconvénients du SVC

Nous avons vu que les composants ainsi que la commande d'un SVC est relativement simple ce qui a permis de réaliser des installations SVC depuis des années, demeurant de loin le dispositif FACTS le plus utilisé, mais il reste que ces dispositifs comportent plusieurs inconvénients :

- une teneur élevée en harmoniques, ce qui exige l'utilisation de filtres contribuant à l'augmentation du coût du dispositif.
- un SVC demande de très grands bancs de condensateurs et de réactances, ce qui est à la fois, encombrant et coûteux.

Avec l'essor technologique que connaît l'électronique de puissance, d'autres dispositifs aussi performants et moins chers que les SVC ont été développés, ce qui a permis l'apparition du STATCOM.

## II.7 Compensateur Statique Synchronique (STATCOM)

Le STATCOM est l'un des compensateurs shunt les plus récents, élaboré principalement pour améliorer les performances des SVCs.

On peut considérer un STATCOM comme un compensateur synchronique idéal. C'est une source de tension contrôlée en amplitude et en phase, opérant à la fréquence fondamentale du réseau. L'absence de composants dynamiques le transforme en dispositif statique avec des réponses rapides qui ne perturbent pas le réseau.

Un STATCOM est composé d'éléments suivants [12] (Figure II.17):

- une source de tension synchronique (SVS), générée par un convertisseur statique à base de VSI (GTO, IGBT ...).
- Un banc de condensateur dans son côté continu.
- Des transformateurs de couplages.

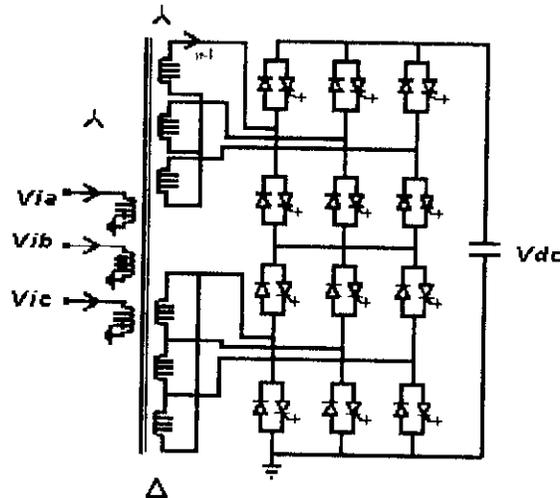


Fig. II.17 Unité de base d'un STATCOM

Soit  $V_i$  la tension de sortie du STATCOM,  $V_{dc}$  la tension continue aux bornes du condensateur. On a toujours  $V_i = k V_{dc}$  où  $k$  est déterminé selon la technique de commutation utilisée.

Comme pour les SVCs, le STATCOM peut contrôler l'écoulement de puissance active, réguler la tension, et augmenter la stabilité dynamique du système de transmission, en contrôlant l'injection de la puissance réactive dans son nœud de connexion.

### II.7.1 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'un STATCOM est relativement simple, mais l'absence de VSI à tension, et à puissance élevée a retardé sa mise en pratique.

Le STATCOM peut contrôler la puissance réactive à injecter ou à absorber au nœud de connexion avec le réseau, en contrôlant l'amplitude et la phase de sa source de tension.

La figure II.18 montre un circuit simplifié où  $V_s$  représente la tension du système et  $V_i$  celle générée par le STATCOM,  $X_L$  étant la réactance équivalente entre ces deux sources de tension (réactance des transformateurs).

L'écoulement des puissances active et réactive, entre ces deux sources de tensions est donné par [13] :

$$P = \frac{V_s V_i}{X_L} \sin \delta \tag{II.26}$$

$$Q = \frac{V_s}{X_L} (V_s - V_i \cos \delta) \tag{II.27}$$

A partir des équations II.26 et II.27, on peut noter que lorsque les deux tensions sont en phase  $\delta=0$ , il n'y a qu'un écoulement de puissance réactive, la valeur de la puissance échangée ne dépendant que de l'amplitudes des deux tensions  $V_s$  et  $V_i$ .

On peut envisager trois cas possibles (en considérant toujours que  $\delta = 0$ ) :

- $V_s = V_i$  : pas de génération ni d'absorption de puissance réactive  $Q=0$ .
- $V_s > V_i$  : un courant de circulation  $I$  s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance  $X_L$  (Figure II.16.a) en retard de  $90^\circ$  par rapport à  $V_s$ , et le STATCOM absorbe de la puissance réactive du nœud de connexion ce qui fait diminuer la tension en ce nœud.
- $V_s < V_i$  : le courant de circulation est en avance de  $90^\circ$  par rapport à  $V_s$  (Figure II.16.b), ce qui fait que le STATCOM injecte de la puissance réactive au nœud de connexion et augmente ainsi la tension en ce nœud.

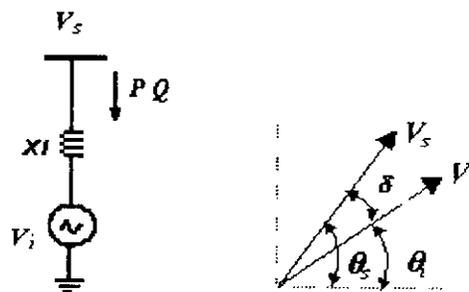


Fig.II.18 Connexion d'un STATCOM au nœud d'un réseau

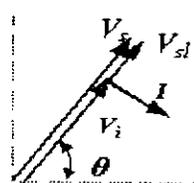


Fig.II.19.a

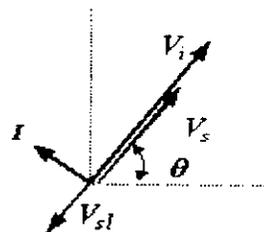


Fig.II.19.b

## II.7.2 Différents types de STATCOM

Nous présenterons deux types de STATCOM différenciés par la technique de commutation qu'ils utilisent : le STATCOM dit conventionnel et le STATCOM à MLI

### II.7.2.1 STATCOM conventionnel

Ce STATCOM est dit conventionnel à cause de la technique de commutation qu'il utilise à savoir la technique pleine onde.

Ce modèle de STATCOM est le premier à être proposé. Au début des années 1990, seuls les GTOs étaient suffisamment puissants pour être utilisés avec des dispositifs de forte puissance. Les GTOs sont très lents et ne permettent pas une fréquence de commutation élevée, c'est pourquoi seules des méthodes conventionnelles de commutation sont utilisables.

L'amplitude de la tension de sortie  $V_i$  du STATCOM, est directement proportionnelle à l'amplitude de tension continue aux bornes du condensateur  $V_{dc}$ . Pour pouvoir varier  $V_i$ , on doit varier  $V_{dc}$  [13, 14].

La tension aux bornes d'un condensateur est fonction de l'énergie emmagasinée dans celui-ci, en créant un déphasage  $\delta$  entre la tension du STATCOM et celle du nœud de connexion. Un écoulement de puissance active s'établit à travers le STATCOM, qui fait charger ou décharger le condensateur ce qui permet de varier la tension  $V_{dc}$ , et  $V_i$  en même temps.

Donc pour contrôler la puissance réactive absorbée ou injectée au nœud de connexion, l'angle de déphasage  $\delta$  entre les deux tension  $V_i$  et  $V_S$  est contrôlé, ce qui donne trois cas possibles :

- Si  $\delta$  est positif: la tension  $V_i$  est en avance par rapport  $V_S$ , un écoulement de puissance active s'établit, ce qui fait charger le condensateur, l'amplitude de la tension au bornes du condensateurs augmente, l'amplitude de la tension du STATCOM augmente. Si  $V_i > V_S$  la puissance réactive injectée au nœud de connexion augmente, mais si  $V_i < V_S$  la puissance réactive absorbée du nœud diminue.
- Si  $\delta = 0$  :  $V_i$  et  $V_S$  sont en phase, donc pas d'écoulement de puissance active. La tension aux bornes du condensateur ne change pas, de même que la tension  $V_i$  ainsi que la puissance réactive injectée ou absorbée au nœud de connexion.
- Si  $\delta$  est négative: l'écoulement de la puissance active qui s'établit fait décharger le condensateur, ce qui fait diminuer la tension  $V_i$ , donc diminuer la puissance réactive injectée au nœud si  $V_i > V_S$ , ou augmenter la puissance réactive absorber du nœud si  $V_i < V_S$ .
- **Contrôle du STATCOM conventionnel**

Traisons un modèle présenté par la figure (II.20), qui se base sur un mode de contrôle réactif [13, 14].

comportement en charge du nœud de connexion. Et le rôle du compensateur est d'injecter (ou absorber) la puissance manquante.

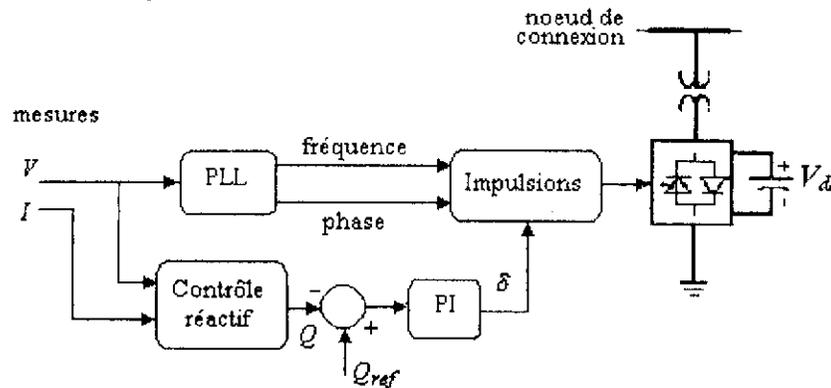


Fig.II.20 Schéma de contrôle du STATCOM

Ce schéma dispose de quatre blocs :

- Un bloc de contrôle réactif : calcule la puissance réactive présente au nœud de connexion en mesurant les courants et les tensions réels, puis détermine leurs composantes pour pouvoir estimer la puissance réactive au nœud[13].

Pour cela on utilise la transformée de Clarke :

$$Q = q(t) = v_{\beta}(t)i_{\alpha}(t) - v_{\alpha}(t)i_{\beta}(t) \quad (II.28)$$

où les tensions  $v_{\alpha}$ ,  $v_{\beta}$ , et les courants  $i_{\alpha}$ ,  $i_{\beta}$ , sont données par la transformée de Clark :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (II.29)$$

- Un bloc PLL qui donne la fréquence et la phase de tension au nœud de connexion.
- Un régulateur PI avec limiteur, qui utilise comme entrée la différence entre la puissance réactive au nœud et sa référence, sa sortie étant un signal correspondant à l'angle  $\delta$ . Le limiteur fait que l'angle  $\delta$  ne dépasse pas une certaine limite donnée par le courant maximal qui peut traverser les commutateurs (GTO).
- Le contrôleur de commutation utilise ces données (la fréquence et la phase de la tension au nœud, et l'angle  $\delta$ ) pour générer les impulsions nécessaires à la commutation des GTO, ce qui produit une tension de la même fréquence que celle du nœud de connexion et déphasée avec elle d'un angle  $\delta$ .

La tension du STATCOM est une onde qui approche la sinusoïde. Pour avoir une faible teneur en harmoniques, inférieure aux normes imposées, sans avoir à filtrer la tension, ce type

de STATCOM doit disposer, généralement, d'une connexion assez complexe de ponts de convertisseurs, et de transformateurs de couplage.

Par exemple, la figure (II.21) montre un STATCOM disposant de huit ponts de convertisseurs couplés avec des transformateurs Y- $\Delta$ , de telle façon à avoir un montage à 48 impulsions [14].

On peut toujours envisager des dispositions plus complexes pour une tension mieux affinée mais avec un prix plus élevé, et cela est l'inconvénient majeur d'un STATCOM conventionnel.

C'est pourquoi ce type de STATCOM n'est pas pratiquement envisageable. Pour remédier à cette situation un type plus élaboré de STATCOM est développé.

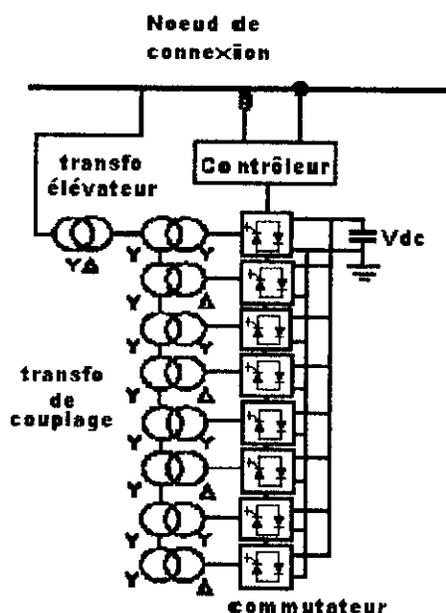


Fig.II.21 STATCOM à 48 impulsions

### II.7.2.2 STATCOM à MLI

Ce type de STATCOM ne diffère du STATCOM conventionnel que par la méthode de contrôle et de commutation. Comme son nom l'indique ce dispositif utilise la technique MLI qui assume une fréquence élevée de commutation, mais garde le même principe de fonctionnement.

Le développement d'interrupteurs comme les IGBTs et IGCTs qui peuvent commuter une fortes puissances avec une fréquence élevée à permis d'envisager de tels dispositifs.

- **STATCOM à MLI avec contrôle automatique de tension**

Pour un tel mode de contrôle, la technique MLI avec une modulation triangulo-sinusoïdale a été choisie. Cette technique permet d'avoir une tension  $V_i$  d'amplitude et de phase variable sans avoir à varier l'amplitude de la tension aux bornes du condensateur (au contraire cette tension doit être gardée constante).

La puissance réactive absorbée ou injectée au nœud est fonction de l'amplitude de tension  $V_i$  du STATCOM. Le mode de contrôle automatique de tension compare la tension au nœud avec une référence, à la différence de la méthode de contrôle réactive. Comme, ni la valeur de la puissance réactive présente au nœud, ni celle qui y doit être injectée ne sont connues, une caractéristique V-I (Figure II.14) est utilisée.

La technique MLI, qui assume une fréquence de commutation élevée, engendre des pertes par commutation non négligeables, en plus des pertes dans les transformateurs. Pour cela la tension  $V_{dc}$  tend à diminuer et pour garder cette tension constante on doit contrôler l'angle de déphasage  $\delta$ .

La STATCOM peut livrer une puissance réactive dans la limite du courant qui peut traverser ces composants.

La caractéristique V-I est construite de la façon suivante :

- Si  $V_S = V_{ref}$  : le STATCOM ne doit ni absorber ni générer de la puissance réactive. Pour cela les valeurs  $m_0$ , et  $\delta_0$ , doivent être déterminées pour qu'il n'y ait ni absorption, ni génération de la puissance réactive [8] :

$$\delta_0 = 0 \quad (II.30)$$

$$m_0 = \sqrt{\frac{8}{3}} k_0 \quad k_0 = \frac{V_{ref}}{V_{dcref}} \quad (II.31)$$

- Si la tension  $V_S$  atteint ces limites, le dispositif doit injecter ou absorber sa puissance réactive maximale, correspondante au courant maximal qui peut traverser les composants du STATCOM.

- $\delta$  doit être calculé numériquement en fonction des pertes actives dans le système qui s'écrivent [8] :

$$P = \frac{V_{dcref}^2}{R_C} + RI^2 \quad (II.32)$$

- où  $P$  la somme des pertes actives,  
 $R_C$  la résistance interne du condensateur, et  
 $R$  résistance équivalente aux pertes dans les transformateurs et des VSI.

- Les valeurs limites de  $m$  sont calculées de la façon suivante [8] :

$$m_{max} = \sqrt{\frac{8}{3}} k_{max} \quad k_{max} = \frac{V_{ref} - X_{SL} I_{max}}{V_{dcref}} \quad (II.33)$$

$$m_{\min} = \sqrt{\frac{8}{3}} k_{\min} \quad k_{\min} = \frac{V_{ref} - X_{sl} I_{\min}}{V_{dcref}} \quad (II.34)$$

- Si  $0.95 \text{ p.u} < V_S < 1.05 \text{ p.u}$  : le courant doit suivre la caractéristique  $V-I$ .
- Si  $V_S < 0.95 \text{ p.u}$  ou  $V_S > 1.05 \text{ p.u}$  le dispositif doit garder son courant constant. La manière la plus simple est de changer la référence  $V_{ref}$  de la façon suivante :

Comme  $V_i = k V_{dc}$  et l'angle  $\delta$  doit être tel que  $V_{dc} = V_{dcref}$

- Si  $V_S > 1.05 \text{ p.u}$  on augmente la valeur de  $V_{dcref}$  ce qui fait augmenter  $V_{dc}$  et  $V_i$ , de telle façon à ce que le courant reste sensiblement constant.
- Si  $V_S < 0.95 \text{ p.u}$  on diminue  $V_{dcref}$  ce qui fait diminuer  $V_i$  de telle façon à garder  $I$  constant.

Cette boucle de contrôle doit être assez rapide car un tel fonctionnement est essentiellement envisagé en cas de régime transitoire.

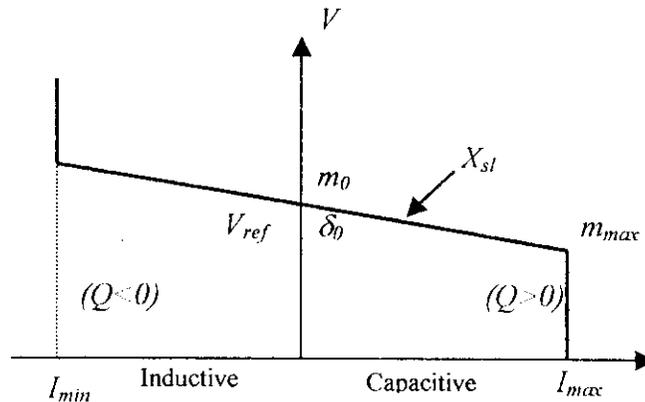


Fig.II.22 Caractéristique  $V-I$  du STATCOM

Le schéma suivant permet de réaliser une telle commande [6, 7] :

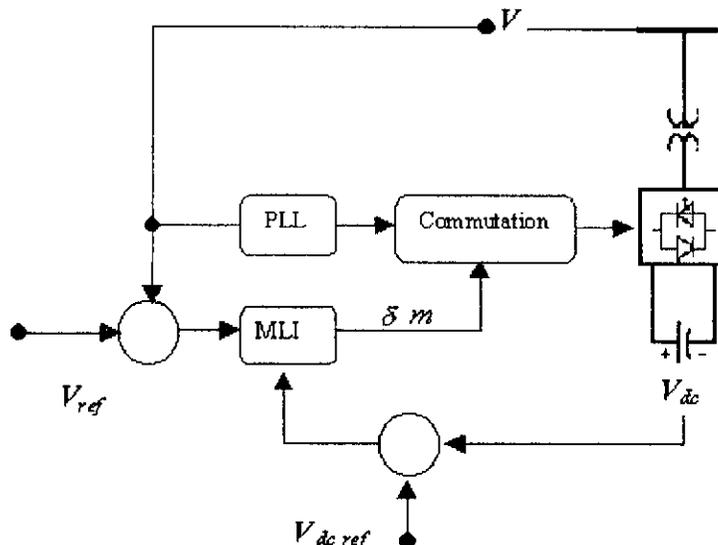


Fig. II.23 Schéma de contrôle

Ce modèle comporte trois blocs :

- Un bloc PLL : qui fournit la fréquence, et la phase de la tension au nœud de connexion au bloc de commutation
- Un bloc de contrôle MLI constitué de deux régulateurs PI :
  - Un régulateur PI qui donne l'indice de modulation  $m$  en fonction de la différence entre la tension du nœud et sa référence (Figure.II.21)
  - Un régulateur PI qui donne le déphasage  $\delta$  entre la tension du STATCOM et celle du nœud, en fonction de l'écart entre la tension aux bornes du condensateur et sa référence (Figure.II.22).
  - Les deux régulateurs sont munis d'un limiteur qui garantit les valeurs de  $m$ , et de  $\delta$ , de ne pas dépasser leurs valeurs limites déterminées précédemment
- Un bloc contrôleur de commutation qui génère les impulsions nécessaires à la commutation des VSI pour générer la tension du STATCOM avec l'amplitude et la phase qu'il faut.

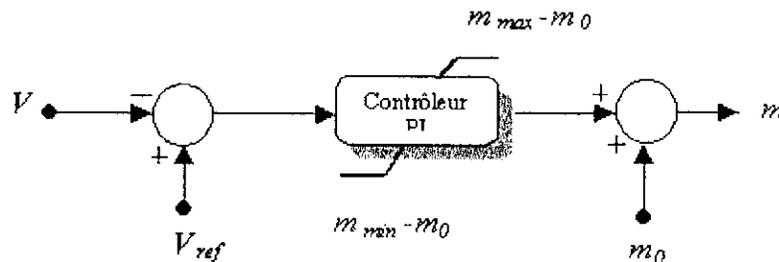


Fig.II.24 Indice de modulation  $m$

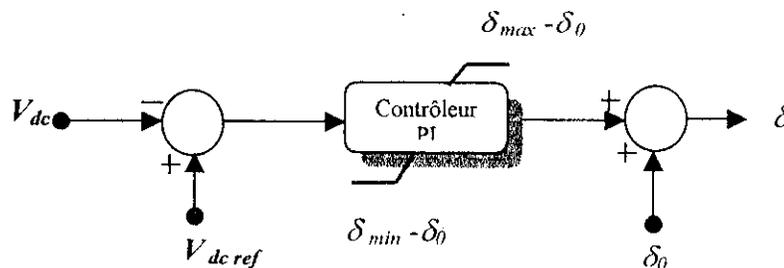


Fig.II.25 Déphasage  $\delta$

L'utilisation des techniques MLI permet d'améliorer ce type de dispositifs. Il n'est pas exigé de disposer d'un grand nombre de commutateurs avec une connexion complexe de transformateurs pour avoir une source de tension propre, ce qui permet d'économiser sur le prix d'investissement, et sur l'encombrement.

### II.7.3 Conclusions

Les caractéristiques V-I, d'un STATCOM et celle du FC-TCR, sont presque semblables. L'influence de ces deux dispositifs installés en un nœud du réseau est presque la même. Mais le STATCOM a l'avantage du prix, une moindre teneur en harmoniques, et une réponse plus rapide.

Les qualités du STATCOM attirent de plus en plus les opérateurs des réseaux électriques, l'augmentation continue de la puissance et de la rapidité des IGBTs et IGCTs. Leur moindre coût et pertes font que les STATCOMs remplaceront les SVC dans quelques années, et des constructeurs de matériels électriques, comme ABB, Siemens, EPRI, proposent déjà des dispositifs STATCOM d'une puissance allant jusqu'à 500 MVar [2, 15, 16].

### III.1 Introduction

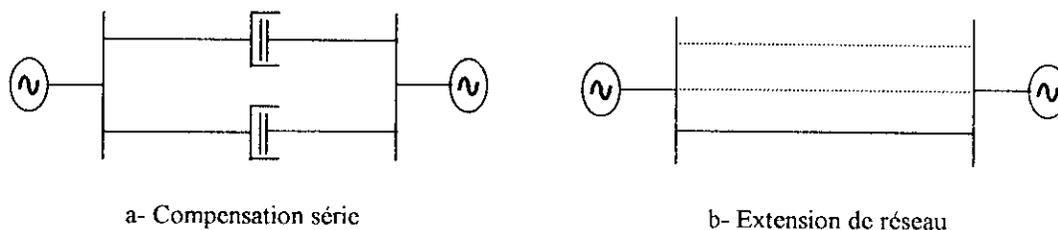
L'utilisation des condensateurs série pour compenser les réactances des lignes à longue distance, est la méthode la plus efficace et la plus économique pour améliorer le transfert de puissance. Les deux raisons principales pour incorporer des condensateurs série dans un système de transmissions sont:

- l'augmentation de la capacité de transfert des lignes comme résultat de l'augmentation des limites des stabilités permanent et transitoire.
- la réduction des pertes dans le système en optimisant la répartition de la puissance active entre les lignes parallèles

Avec le développement de l'électronique de puissance, les Capacités Séries Contrôlées (CSC Controlled Series Capacitor), offrent un moyen puissant pour améliorer les performances des systèmes de transmission d'énergie électrique. Les CSC permettent aux opérateurs de contrôler le niveau d'écoulement de puissance, et d'amortir les oscillations du courant.

Les bancs de condensateurs en série doivent être conçus pour donner au moins la même efficacité de transport des lignes, pour pouvoir les intégrer dans le réseau de transmission sans affecter sa stabilité.

L'intégration de la compensation série dans le réseau électrique permet d'améliorer le contrôle de la tension et équilibrer la puissance réactive, puisque la génération de la puissance réactive par les condensateurs série augmente lorsque la puissance transférée augmente. Les condensateurs série sont des dispositifs autorégulateurs.



**Fig.III.1** Augmentation d'une même puissance transmissible mais avec une réduction de 90% de coût d'investissement en utilisant la compensation série

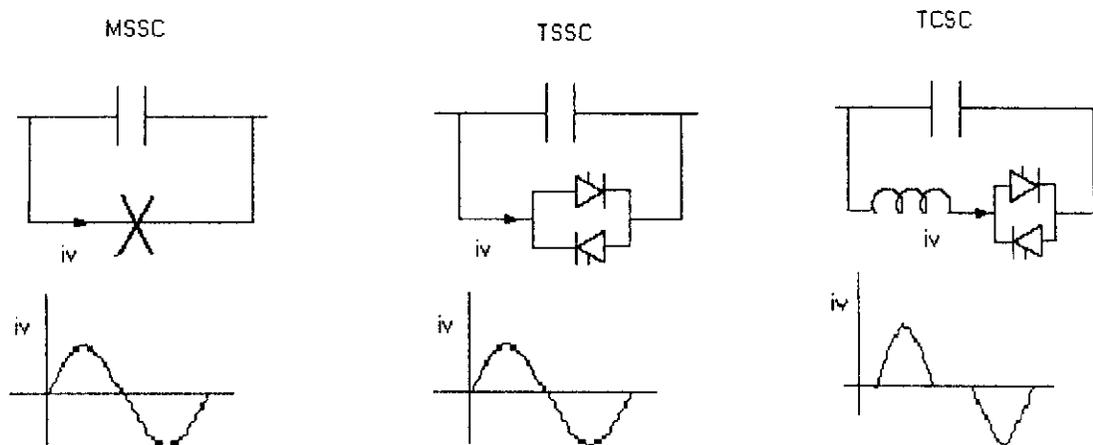
La configuration du réseau de transmission et ses exigences en ce qui concerne le matériel de protection et le temps de réinsertion déterminent le plan de protection qui doit être adopté. Le temps entre l'ouverture de la ligne de défaut et celui de mise en fonctionnement des condensateurs série est le facteur le plus important à prendre en considération.

### III.2 Technologie des CSC

La configuration d'un système d'énergie électrique met en exergue plusieurs défis opérationnels à relever par un choix approprié de la technique de compensation série. Les TCSC (Thyristor controlled Series Capacitors), TSSC (Thyristor Switched Series Capacitors) et MSSC (Mechanically Switched Series Capacitors) sont des dispositifs efficaces qui satisfont les besoins du système de transmission.

Durant 1997, la première installation commerciale TCSC a été commandée pour la sous-station Stde (Suède). Ce TCSC fournit un niveau de compensation élevé sans augmenter le risque de résonance subsynchrone et incorpore des fonctions de contrôle telles que l'amortissement des oscillations de courant[11].

Toutes les installations de compensation série opérationnelles utilisent des batteries de condensateurs passifs comme principale source de puissance réactive. L'addition d'un moyen de contrôle des capacités fixes permet une variation de la réactance capacitive insérée, donc le contrôle du niveau de compensation. Ce moyen de contrôle utilise un équipement de commutation mécanique ou une technologie à semi-conducteurs comme les thyristors de puissance.



**Fig.III.2** Dispositifs CSC

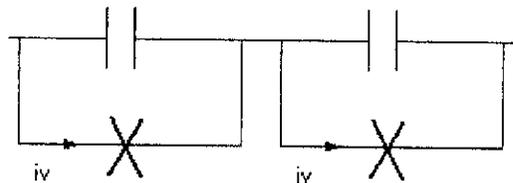
Les caractéristiques des dispositifs CSC se traduisent par :

- le contrôle de l'écoulement de puissance dans une ligne spécifique.
- la minimisation des pertes du système.
- l'amortissement des oscillations du système.
- éviter les résonances subsynchrones.
- l'adaptation du transfert de puissance aux conditions présentes.
- l'augmentation de la stabilité du système.

### III.2.1 Différents dispositifs CSC

#### III.2.1.1 Condensateurs série commutés mécaniquement (MSSC)

L'implémentation des condensateurs série contrôlables est réalisée par un segment commuté mécaniquement. Une sélection rigoureuse de la taille des segments offre une large variation de la réactance capacitive insérée avec une résolution adéquate. Les avantages évidents des MSSCs sont leur faible teneur en harmoniques en fonctionnement continu et leur faible perte de conduction. Le temps de réponse de la commande à l'exécution est de 50 à 100 ms après l'insertion d'un segment. La fréquence de fonctionnement est limitée par les intervalles de maintenance des disjoncteurs mécaniques (breakers).



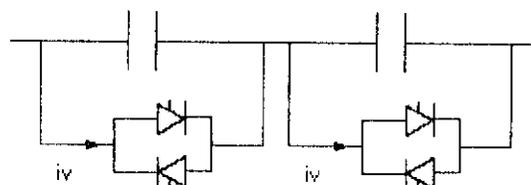
*Fig.III.3 Schéma d'un MSSC*

Les caractéristiques d'un MSSC sont :

- une conception générale analogue à celle des installations de condensateurs fixes.
- un contrôle adéquat de l'écoulement de puissance en régime permanent.
- une limitation du nombre des ajustements journaliers du degré de compensation

#### III.2.1.2 Condensateurs série commutés par thyristors (TSSC)

Le TSSC est une extension des MSSCs où les commutateurs mécaniques sont remplacés par des thyristors de puissance. Ces thyristors sont en conduction ou en blocage pour un nombre désiré de demi-cycles. La réponse de la réactance insérée suit la commande en dessous d'un demi-cycle de la fréquence fondamentale des thyristors. Les séquences de variation de la réactance peuvent se faire durant n'importe quelle période de temps. De plus, un nombre d'opérations illimité peut être fait sans aucune assistance. De plus, il n'y a pas de génération harmonique à cause du mode de commutation des thyristors.



*Fig.III.4 Schéma d'un TSSC*

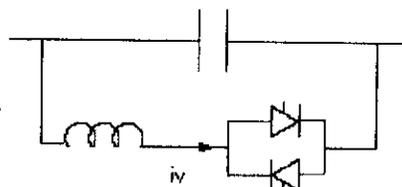
Les TSSCs se caractérisent principalement par :

- une conception générale semblable à celle des installations de condensateurs série fixes.
- un système de contrôle simple sans avoir besoin de capteurs dans le circuit principal HT.
- un nombre de séquences et d'opérations sans restriction.
- un ajustement fréquent du degré de compensation pour le contrôle de capacité de charge et l'amortissement des oscillations électromécaniques.

### III.2.1.3 Condensateurs série contrôlés par thyristors (TCSC)

Le banc de condensateurs est monté avec un TCR qui fait circuler des impulsions de courant en phase avec le courant de la ligne. Ceci augmente la tension des condensateurs au delà de la tension qui peut être obtenue par le courant de ligne tout seul. Chaque thyristor est amorcé une fois par cycle et avec un temps de conduction inférieur à un demi-cycle de la fréquence fondamentale appliquée.

Si la tension ajoutée, créée par la circulation des impulsions de courant, est contrôlée pour être proportionnelle au courant de ligne, le réseau électrique voit le TCSC comme une réactance qui augmente au-delà de la réactance physique des condensateurs. A cause des intervalles de conduction des thyristors, des harmoniques de courant seront injectés dans les condensateurs. Les harmoniques de courant augmentent avec l'augmentation du degré de surtension.



*Fig.III.5 Schéma d'un TCSC*

Les caractéristiques d'un TCSC sont:

- la conception matérielle est adaptée à la tension maximale qui doit être supportée.
- le débit MVar du banc de condensateurs est proportionnel à la tension maximale produite et le courant maximal correspondant.
- un contrôle avancé, particulièrement pour le mode atténuation des résonances subsynchrones (SSR).
- un nombre sans restriction d'opérations et de séquences.
- une configuration précise du degré de compensation.
- un ajustement fréquent du degré de compensation pour l'atténuation des SSRs et de l'amortissement des oscillations de courant.

### III.2.2 Applications des CSC:

La compensation série est la meilleure technique actuellement connue pour accroître la capacité de transfert de puissance des lignes de transmission. Les condensateurs série fonctionnent en insérant une source de tension en série avec la ligne de transmission avec une polarité inverse à celle de la chute de tension à travers la ligne. L'effet apparent est la diminution de la réactance apparente de la ligne de transmission. Les différents modes de contrôle des condensateurs série peuvent être des solutions appropriées pour les objectifs suivants :

- **Un degré élevé de compensation série :**

Les condensateurs série augmentent la capacité de transfert des lignes de transmission. Le degré de compensation maximum dans un réseau de transmission est limité par le risque potentiel d'interaction entre les condensateurs série et les turboalternateurs les plus proches. Ce phénomène est connu sous le terme de la résonance subsynchrone (SSR).

Considérant l'exemple traité dans le chapitre II (§.II.2.2), si un condensateur de réactance  $X_C$  est monté en série avec la ligne de transmission (Figure III.6), l'impédance de cette dernière devient  $(X_L - X_C)$ . Alors la puissance transmise à travers cette ligne est donné par :

$$P_t = \frac{E_S E_R}{X_L - X_C} \sin \delta \quad (III.1)$$

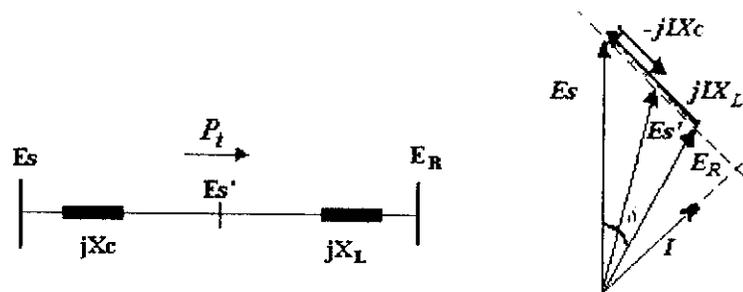
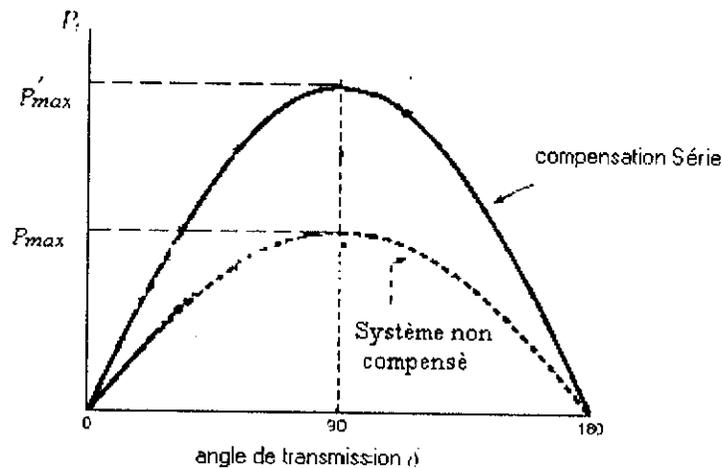


Fig.III.6 Compensation série

La puissance maximale transmise est augmentée avec  $(X_L / X_C - X_L)$  par rapport celle de la ligne non compensé, si le condensateur est muni d'un dispositif de contrôle, le rapport  $(X_L / X_C - X_L)$  devient variable, est donc la puissance transféré serait contrôlable.



**Fig.III.7** Effet de la compensation sur la puissance transmise

- **Amortissement des oscillations de puissance**

Plusieurs oscillations de courant non amorties avec des fréquences allant de 0.2 à 2.0Hz apparaissent pour des niveaux de puissance élevés dans les longues lignes de transmission. Les CSCs peuvent amortir ces oscillations et permettre ainsi un transfert à haut niveau de puissance sur de longues distances. De plus, les CSCs peuvent offrir un support important pour le réseau en cas de défauts importants en lui faisant retrouver son fonctionnement synchrone.

- **Interconnexions**

Deux ou plusieurs réseaux électriques sont souvent interconnectés pour permettre un transfert économique de puissance entre eux, partager leur réserve en cas de besoin et augmenter leur rentabilité et fiabilité. Les CSCs sont un moyen efficace d'interconnexion pour profiter d'un échange de puissance économique régulier lorsque les points d'interconnexions sont électriquement faibles.

- **Contrôle de l'écoulement de puissance**

Les CSCs permettent aux opérateurs de mieux gérer l'écoulement de puissance à travers une ligne de transmission. Ceci est utile spécialement lorsqu'une distribution irrégulière de puissance entre différents circuits de transmission conduit à une surcharge et force l'opérateur à réduire la capacité d'usage de certaines lignes.

- **Contrôle de capacité de chargement des lignes de transmission**

Les CSCs sont un moyen efficace pour améliorer la capacité de transfert des lignes de transmission. Le degré de compensation peut être contrôlé pour minimiser les pertes du système durant son fonctionnement normal.

### III.3 Etude d'un TCSC

Dans un fonctionnement typique des systèmes électriques, les amplitudes de tensions des jeux de barres sont généralement contrôlées, pour rester dans les limites permises, et éviter les changements subits aux nœuds de charges. Pour certains systèmes de puissance, qui sont caractérisés par des paramètres fixes, le degré de contrôle d'écoulement de puissance avec l'ajustement de tension est limité, car dans ces types de systèmes, on peut avoir un contrôle de la puissance injectée aux nœuds de génération, mais pas sur le déphasage entre les tensions des nœuds de génération et de charge. Bien plus, ce type de contrôle s'accompagne souvent d'un changement relatif de l'angle rotorique des alternateurs, dû au changement de la puissance mécanique transmise à son arbre, et pour des considérations de stabilité dynamique, cet angle rotorique est limité, ce qui limite aussi la puissance transmise.

Nous avons présenté précédemment, des dispositifs de compensation shunt comme les SVCs qui ont un contrôle assez flexible de la tension.

Une autre approche qui améliore les limites de stabilité et augmente la capacité de transfert de la ligne est la compensation série. La puissance transmise à travers la ligne est inversement proportionnelle à son impédance de transfert, donc l'augmentation des limites de transfert se fait par la compensation de la ligne. On peut mentionner, à titre d'exemple que 50% de compensation série (c-à-d réduire l'impédance de la ligne de moitié) permet approximativement de doubler la puissance transmise dans un fonctionnement stable, alors que 75% de compensation série peut augmenter la puissance transmise jusqu'à quatre fois sa valeur originale.

Bien que la puissance de transfert à travers les lignes puisse être nettement améliorée, les hauts niveaux de compensation ne sont pas utilisés, car pour de petits changements de la tension finale, il peut y avoir des variations incontrôlables dans l'écoulement de puissance, ainsi que de grands courants et tensions transitoires dans le cas de régimes de résonance série. En pratique, la limite supérieure de compensation série est d'environ 70% .

Pour tenir compte des petites variations de l'impédance série en régime permanent, le composant TCR, déjà présenté précédemment, est connecté en parallèle avec un condensateur série conventionnel. Le schéma obtenu est appelé TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).

En fait, le TCSC est le premier contrôleur série développé dans les systèmes FACTS. Ce type de dispositifs a été installé pour la première fois dans la sous-station de Kayenta par Western Area Power Administration (WAPA) au début de l'année 1992[11].

L'organe essentiel de commande du TCSC est le TCR qui est un contrôleur statique utilisant une interface d'électronique de puissance pour fournir un contrôle rapide de l'énergie réactive. Le principal composant contrôlable est une réactance inductive connectée en série avec un thyristor bipolaire de commande.

La variation de l'angle d'amorçage des thyristors, permet de varier la valeur de la réactance inductive, qui cause un échange rapide de l'énergie réactive entre le TCR et le système.

Selon les conditions de fonctionnement du réseau électrique, un échange de l'énergie réactive peut être exigé entre le dispositif et le système de transmission. Pour satisfaire cette exigence, la réactance inductive est souvent connectée en parallèle avec une capacité fixe, cet ensemble étant protégé à l'aide de varistances d'oxyde du métal (Metal Oxide Varistors ou MOV), comme l'indique le schéma suivant

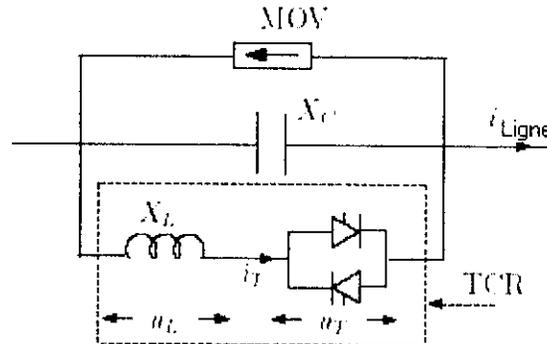


Fig.III.8 Schéma d'un TCSC

La structure d'un TCSC est ainsi équivalente à un SVC de type FC-TCR, la différence étant que le TCSC est connecté en série avec la ligne de transmission, alors que le SVC est connecté en shunt à un nœud préalablement sélectionné. Une autre différence, est que le TCSC est connecté directement à la ligne alors que le SVC exige un transformateur de liaison.

Le principe de base du TCSC est l'ajustement optimal et rapide de l'impédance de la ligne à laquelle il est connecté. En contrôlant la réactance du TCSC, l'impédance de la ligne est compensée, et donc l'écoulement de puissance à travers la ligne est augmenté.

Les compensateurs séries conventionnels étaient commandés par des mécanismes mécaniques, ce qui veut dire un contrôle lent et moins rigoureux. L'utilisation des thyristors offre un moyen de contrôle rapide et rigoureux, surtout dans le réglage d'écoulement de puissance.

### III.3.1 Analyse du circuit d'un TCSC et ses principales fonctionnalités

Comme les composantes fondamentales de la tension et du courant sont contrôlés, le TCSC devient analogue à une impédance contrôlable, qui est le résultat de la mise en parallèle de la réactance équivalente d'un composant TCR et une capacité.

Notons par :

$$Z_{TCSC} = jX_{TCSC} \quad (III-2) \quad \text{l'impédance équivalente du TCSC.}$$

$$Z_{TCR} = jX_{TCR} = j \frac{X_L \pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \quad (III-3) \quad \text{l'impédance équivalente du TCR.}$$

$$Z_C = -jX_C \quad (III-4) \quad \text{l'impédance de la capacité}$$

On peut écrire :

$$Z_{TCSC} = Z_C // Z_{TCR} = \frac{-jX_C \cdot jX_{TCR}}{-jX_C + jX_{TCR}} = j \frac{X_C X_{TCR}}{X_C - X_{TCR}} = j \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi(2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha)} - X_L}$$

$$\text{d'où} \quad X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi(2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha)} - X_L} \quad (III-5)$$

Dans l'équation (III-5) le signe de l'impédance peut être négatif ou positif. Certaines valeurs d'angle d'amorçage  $\alpha$  causent un état de résonance. Ces valeurs dépendent du rapport  $X_C / X_L$ .

Posons  $\rho = X_C / X_L$ . La figure (III.9) représente les résultats analytiques en p.u. de l'impédance fondamentale de TCSC en fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$  pour deux valeurs différentes de  $\rho$ .

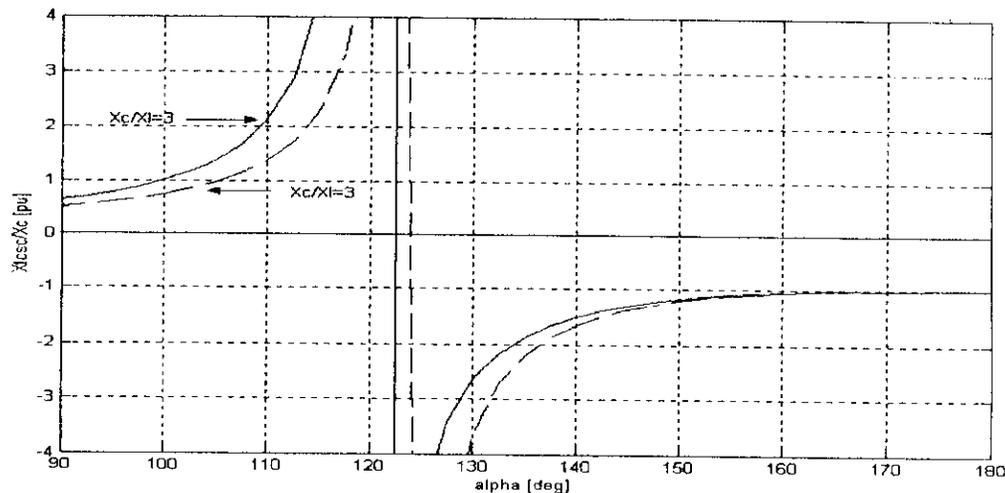


Fig. III.9 Variation de l'impédance équivalente du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage

Il est facile d'identifier les deux zones de fonctionnement, capacitive et inductive, et même la zone de résonance où la réactance du TCR qui, pour certaines valeurs de l'angle d'amorçage des thyristors  $\alpha$ , est égale à la réactance capacitive. Pour certaines valeurs de  $\rho$ , il peut y avoir plus qu'une zone de résonance.

La figure III.10 représente les allures de la tension aux bornes de la capacité et le courant dans le TCR pour des angles d'amorçage  $\alpha = 120^\circ$  (fonctionnement inductif),  $\alpha = 155^\circ$  et  $\alpha = 170^\circ$  (fonctionnement capacitif). Pour  $\alpha > 90^\circ$ , le courant dans le TCR n'est pas purement sinusoïdal, et plus  $\alpha$  augmente plus son amplitude diminue.

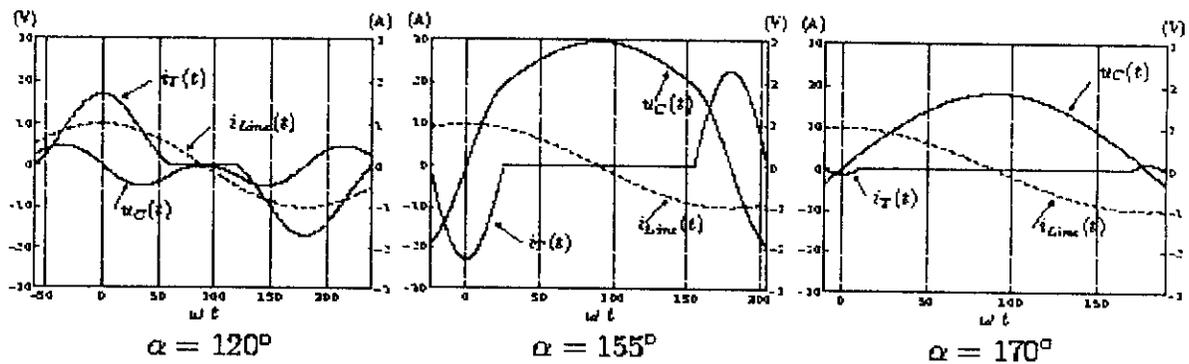


Fig.III.10 Variation de la tension aux bornes de la capacité et le courant de TCR pour différentes valeurs d'angle d'amorçage  $\alpha$

III.3.2 Les limites de fonctionnement

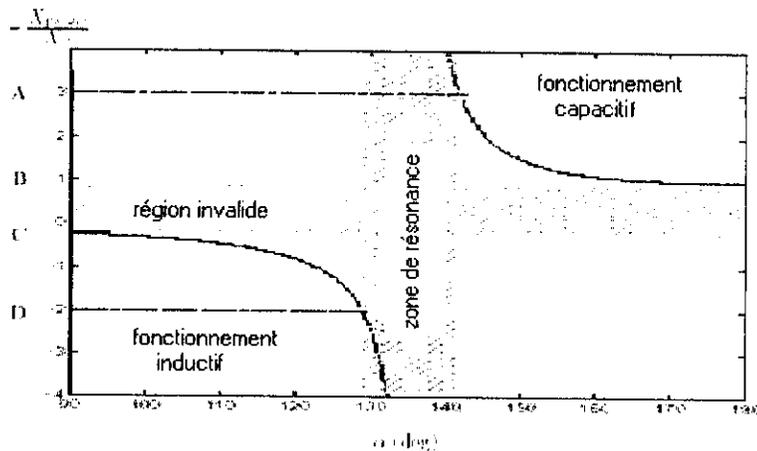
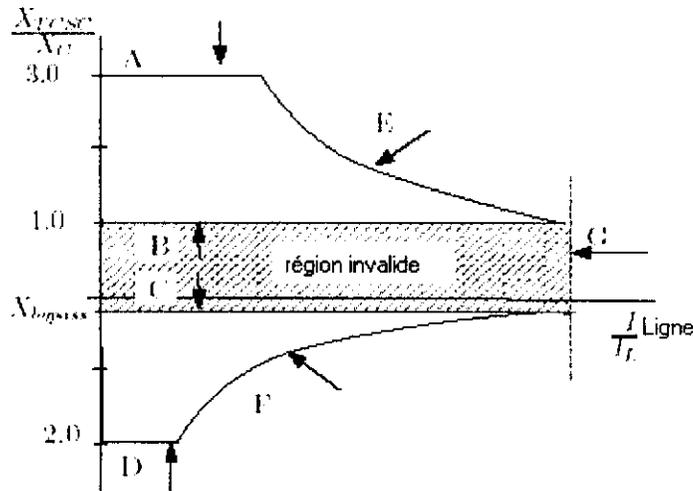


Fig.III.11 Caractéristique  $X_{TCSC} / X_C$  en fonction de l'angle d'amorçage

La figure (III.11) représente l'état permanent de la réactance équivalente du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$  avec un rapport cyclique  $\rho = 2.06$ . Pour une conduction continue des thyristors ( $\alpha = 90^\circ$ ), le TCSC fonctionne en mode bidirectionnel (mode court-circuité) où l'impédance est presque égale à la réactance inductive ( $|X_L| \ll |X_C|$ ). Pour  $\alpha = 180^\circ$ , les thyristors sont bloqués (mode bloqué) et la réactance effective est celle de la capacité. Le dispositif peut être continuellement contrôlé dans la zone inductive ( $90^\circ \leq \alpha \leq 129^\circ$ ) et la zone capacitive ( $142^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ ), tout en évitant la zone de résonance. En fonctionnement capacitif,  $X_{TCSC}$  a pour valeur  $1.0 X_C \leq X_{TCSC} \leq 3.0 X_C$  alors qu'en fonctionnement inductif nous avons  $-2.0 X_C \leq X_{TCSC} \leq 0$ .

Pour un système avec un seul dispositif TCSC, la réactance  $X_{TCSC}$  ne peut pas prendre les valeurs comprises entre 0 et  $X_C$



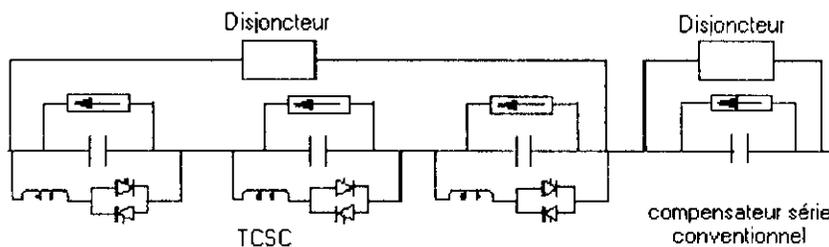
**Fig.III.12** Caractéristique  $X_{TCSC} / X_C$  en fonction du courant de la ligne  $I_{ligne}$

La figure (III.12) représente l'état stable de la réactance équivalente d'un TCSC en fonction de courant de la ligne, où toutes les contraintes et limitations de fonctionnement sont définis comme suit :

- A , D : limitation de la zone de résonance.
- B : limitation d'angle d'amorçage ( $\alpha = 180^\circ$ , thyristors en mode bloqué).
- C : limitation d'angle d'amorçage ( $\alpha = 90^\circ$ , thyristors en mode de court-circuit).
- E , F : limites supérieures de la tension pour le fonctionnement inductif et capacitif.
- G : courant maximum permettant la conduction continue.

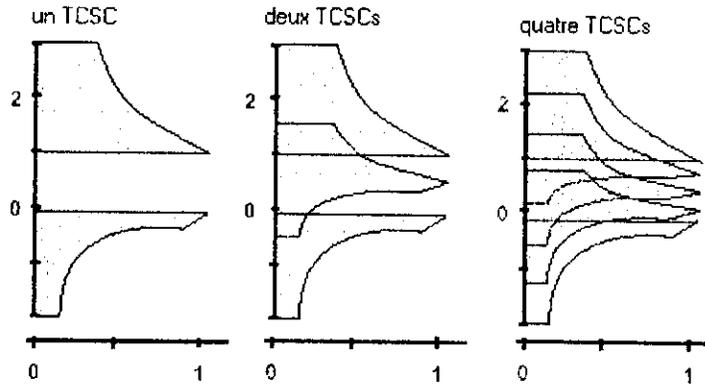
### III.3.3 Implémentation pratique

ans l'implémentation pratique, on trouve plusieurs compensateurs en série. Pour des raisons économiques, on utilise deux montages mixtes : l'un constitué de plusieurs TCSCs en série et l'autre de compensateurs conventionnels[18].



**Fig.III.13** Implémentation pratique du TCSC

L'avantage de connecter plusieurs TCSCs en série, est que la réactance effective totale donne lieu à une gamme plus large de valeurs, puisque l'intervalle de contrôle restreint dans le cas d'un système avec un seul contrôleur TCSC s'élargit (Figure III.14).



FigIII.14 Caractéristique  $X_{TCSC}$  -vs-I en fonction du nombre de TCSCs en séries

### III.3.4 Implémentation des TCSCs dans la gestion de l'écoulement de puissance

Supposons qu'un dispositif TCSC est placé entre deux nœuds  $k$  et  $m$  (Figure III.15). Si on néglige les pertes, la puissance  $P$  injectée dans le TCSC à partir du nœud de génération  $k$  est égale à celle injectée par le TCSC au nœud de charge  $m$ . Le modèle du TCSC représenté par la figure III.15 est décrit par le système d'équations (III-7) :

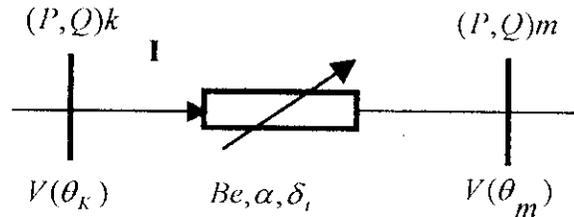


Fig.III.15 Modèle du TCSC dans un écoulement de puissance

$$\begin{aligned}
 P &= -V_k V_m B_c \sin(\theta_k - \theta_m) \\
 Q_k &= V_k V_m B_c \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k^2 B_c \\
 Q_m &= V_k V_m B_c \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m^2 B_c \\
 B_c &= \frac{1}{X_c} - \frac{(2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha)}{\pi X_L} \quad \text{où } B_c = \frac{1}{X_c} \\
 \sqrt{P^2 + Q^2} &= I V_k \\
 \theta_k &= \theta_m + \delta_t
 \end{aligned} \tag{III-7}$$

### III.3.5 Modélisation et stratégies de commande

La puissance transmise à travers une ligne de transmission est fonction des valeurs des amplitudes de tension des deux extrémités  $V_1$  et  $V_2$ , ainsi que leur déphasage  $\theta_{12}$ .

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta_{12} \quad (III-8)$$

$X$  : étant la réactance équivalente de la ligne.

Une des lois de commande d'un TCSC est sa réactance de modulation, par exemple pour un niveau de compensation égal à 70% est donnée par :

$$X_{TCSC} = 0.7 X_{\text{ligne}} \quad (III-9)$$

#### Stratégie de puissance de modulation

A partir de l'équation (III-8), il est clair que pour contrôler la puissance de transfert par le biais de la réactance, il faut supposer constants tous les autres paramètres. Puisque le TCSC injecte une certaine puissance réactive dans la ligne de transmission, la tension au nœud de réception et l'angle de transmission seront affectés. Cependant, la puissance transmise varie selon la variation de ces paramètres. En raison de cette variation, la stratégie de contrôle de la puissance transmise se base sur l'équation suivante :

$$P_{TCSC} = P \quad (III-10)$$

#### Stratégie de courant de modulation

Cette stratégie de commande permet au système de transmission de fonctionner dans une marge spécifique d'écoulement de puissance. Une autre stratégie de commande similaire est le courant de modulation, ce qui permet aux dispositifs de fonctionner près de leurs limites thermique, puisque le paramètre contrôlé est le courant :

$$I_{\text{ligne}} = I \quad (III-11)$$

#### Stratégie d'angle de transmission de modulation

Le déphasage de tension des lignes peut aussi être contrôlé pour augmenter la stabilité du système, par son maintien dans une marge de valeurs permises.

$$\theta_{12} = \theta \quad (III-12)$$

Les limites de contrôle des dispositifs dépendent de l'angle d'amorçage des thyristors.

Pour un fonctionnement inductif, non utilisé en régime permanent du réseau électrique, les valeurs limites de l'angle d'amorçage sont  $\alpha_{\min}$  et  $\alpha_{\max}$

où  $\alpha_{\min L} = 90^\circ$  et  $\alpha_{\max L} < \alpha_{\text{res}}$

$\alpha_{\text{res}}$  étant l'angle du cas de résonance déterminé graphiquement en fonction de rapport  $X_C / X_L$  (Figure III.11).

Le fonctionnement capacitif est limité par  $\alpha_{\min C}$  et  $\alpha_{\max C}$  avec  $\alpha_{\min C} > \alpha_{\text{res}}$  et  $\alpha_{\max C} = 180^\circ$ , où  $\alpha_{\text{res}}$  est aussi déterminé graphiquement en fonction de rapport  $X_C / X_L$  (Figure III.11).

### III.3.5.1 Contrôle par modulation du courant

Une des lois de commande utilisée dans les TCSCs est représentée par :

$$I_{\text{ligne}} = I_{\text{ref}}$$

Cette stratégie permet de maintenir la ligne de transmission à un niveau référentiel de courant en dessous de la limite thermique de la ligne.

Pour se faire, on compare le courant mesuré avec un courant de référence. L'erreur introduite passe par un régulateur PI avec limiteur de courant. Le signal de sortie correspond à l'angle d'amorçage des thyristors qui ajustent l'impédance équivalente de la ligne.

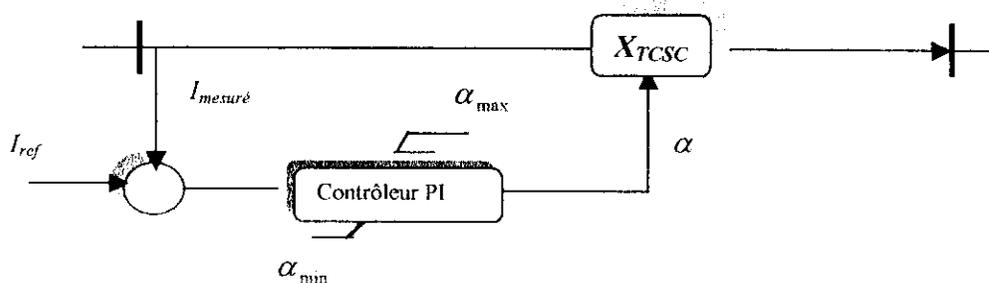


Fig.III.16 Réglage par un courant de référence

L'implémentation pratique est illustrée par la figure suivante :

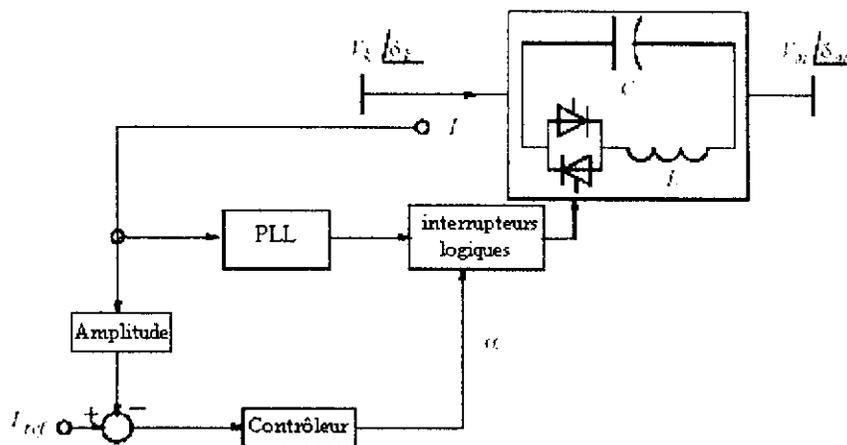


Fig.III.17

### III.3.6 Dimensionnement d'un TCSC

Les caractéristiques d'un TCSC dépendent essentiellement de la zone de résonance en fonctionnement normal, qui dépend généralement du rapport  $\rho = X_C / X_L$ . En général, la valeur de  $\rho$  est prise égale à 10, ce qui détermine le point de résonance à  $\alpha_{res} = 143^\circ$ . Cette valeur est typique dans plusieurs fonctionnements de TCSC [11].

La réactance équivalente du TCSC est contrôlée généralement dans la région capacitive, entre la valeur minimale de  $X_{TCSC} = X_C$ , et la valeur maximale qui correspond à un niveau de compensation de la ligne égale à 100%.

Pour une impédance donnée de la ligne, la valeur maximale de  $X_{TCSC}$  (100 % de compensation) est donnée par  $X_{max} = 3 X_C$ . Cette valeur est déterminée à partir de la caractéristique du TCSC représenté par la figure III.18 Pour éviter au maximum la zone de résonance, on prévoit des marges de sécurité dans le choix des valeurs limites de l'angle d'amorçage  $\alpha_{min}$  et  $\alpha_{max}$ , à partir de la figure III.18 On prend  $\alpha_{min} = 148^\circ$  et  $\alpha_{max} = 175^\circ$ .

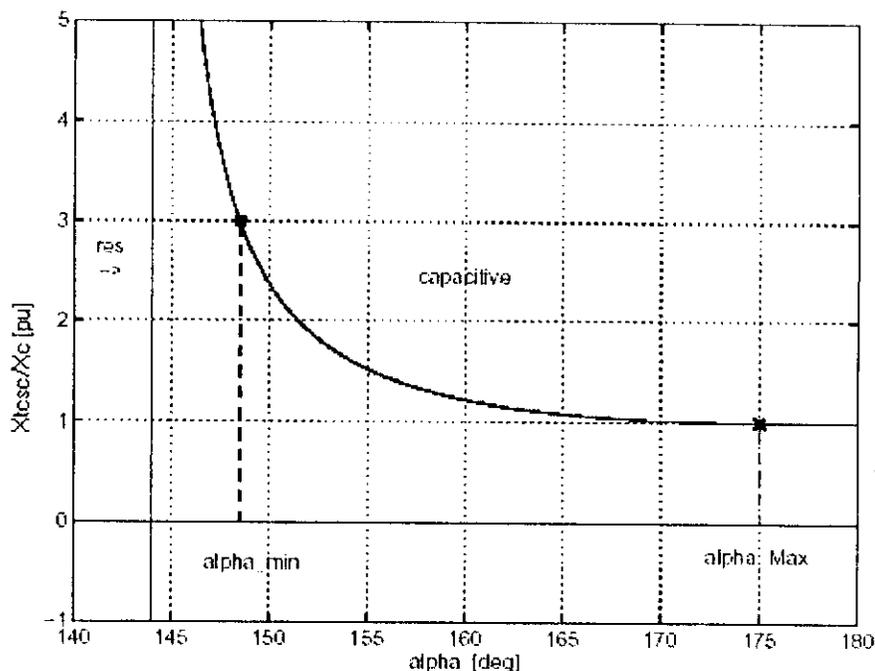


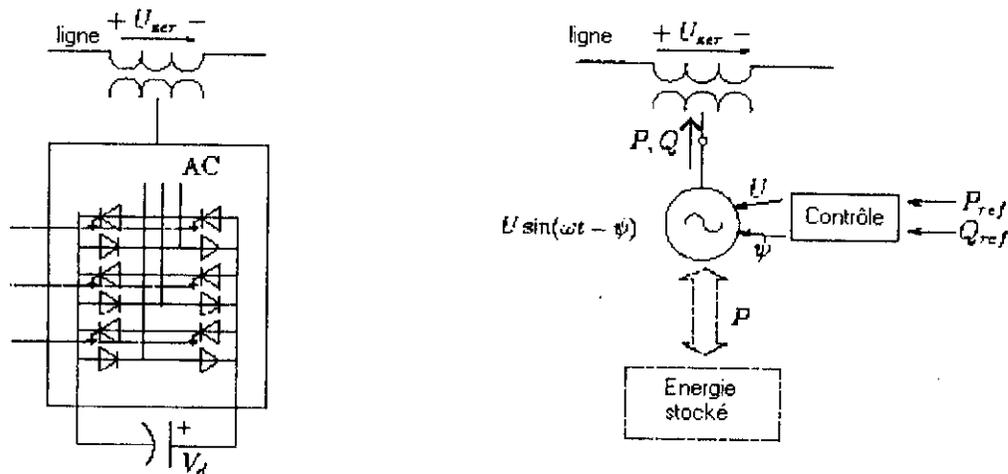
Fig. III.18 Caractéristique de fonctionnement du TCSC avec  $\rho = 10$

### III.4 Etude d'un UPFC

Le contrôleur universel d'écoulement de puissance (UPFC) est le contrôleur le plus sophistiqué des dispositifs FACTS jusqu'à présent. Il représente une implémentation transistorisée avec toutes les fonctions de contrôle d'écoulement de puissance. Le principal composant de base est une source de tension synchronisée (SVS ou Synchronized Voltage Source). Un SVS est alimenté par un convertisseur utilisant des GTOs, et est considéré comme étant un générateur synchrone idéal produisant un système de tension triphasée équilibrée, avec une fréquence fondamentale, et une amplitude et une phase de tension réglables.

Cette machine idéale :

- peut échanger de l'énergie active (si elle est couplée à une source d'énergie) indépendamment de l'énergie réactive générée.
- ne présente aucun inertie mécanique.
- est caractérisée par une réponse très rapide.



a. SVS avec six commutateurs

b. Source de tension synchrone SVS

Fig.III.19 Une source de tension synchrone (SVS) fonctionnant en compensation série

#### III.4.1 Structure de base et principe de fonctionnement

La structure de base d'un UPFC est représentée par la figure (III.20). Elle consiste en deux convertisseurs SVS, l'un connecté en parallèle avec la ligne (convertisseur 1) par le biais d'un transformateur, et l'autre en série avec la ligne (convertisseur 2) à travers un deuxième transformateur. Les deux convertisseurs fonctionnent avec une borne continue commune, fournie par un condensateur de stockage.

Le convertisseur série est contrôlé de façon à ce qu'il injecte une tension triphasée symétrique à amplitude et phase de tension bien déterminées. Cela se traduit par le fait que le convertisseur série contrôle la puissance active et réactive qui s'écoulent dans la ligne de transmission. La puissance réactive peut être produite de façon indépendante à partir du deuxième convertisseur, alors que la puissance active impliquée dans l'injection série est prise à partir de la ligne de transmission.

Le convertisseur shunt a principalement deux fonctions fondamentales. La première correspond à la fourniture de la puissance demandée par le convertisseur série, la deuxième est celle de fournir ou d'absorber la puissance réactive nécessaire à la régulation de la tension générée par le transformateur shunt.

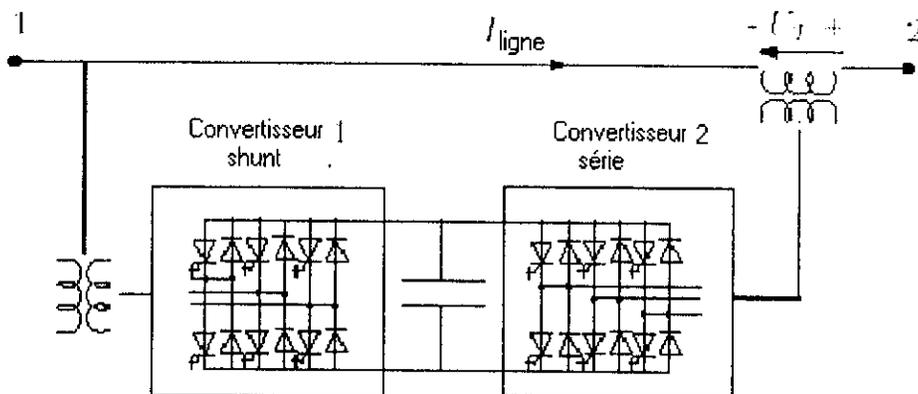


Fig.III.20 Implémentation d'un UPFC

Les deux SVS peuvent fonctionner indépendamment l'un par rapport à l'autre. Le SVS parallèle fonctionne comme un STATCOM et le SVS série comme un SSSC (le SSSC est un STATCOM en série avec la ligne). Cela signifie que le nouveau contrôleur FACTS qui est l'UPFC est un assemblage combiné de deux autres dispositifs FACTS, le STATCOM et le SSSC, implémentés dans la pratique comme deux sources de tension, l'une en série avec la ligne et l'autre en parallèle.

### III.4.2 Modélisation d'un UPFC et modes de contrôle

La puissance qui s'écoule à travers une ligne de transmission à courant alternatif, située entre deux nœuds 1 et 2, est déterminée par :

- les amplitudes des extrémités de la ligne  $V_1$  et  $V_2$ .
- Les phases de tension  $\theta_1$  et  $\theta_2$ .
- l'impédance équivalente de la ligne,  $Z_{eq} = R_{eq} + j X_{eq}$  ou son admittance équivalente  $Y_{eq} = G_{eq} + j B_{eq}$ .

Si on néglige la résistance de la ligne, qui est généralement le cas typique des moyennes et longues lignes, la puissance transmise peut être représentée par l'expression suivante :

$$\begin{cases} P = \frac{V_1 V_2}{X_{eq}} \sin(\theta_1 - \theta_2) \\ Q = \frac{V_1 V_2}{X_{eq}} \cos(\theta_1 - \theta_2) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} P = V_1 V_2 B_{eq} \sin(\theta_1 - \theta_2) \\ Q = V_1 V_2 B_{eq} \cos(\theta_1 - \theta_2) \end{cases} \quad (III-13)$$

avec  $Y_{eq} = \frac{1}{Z_{eq}} = G_{eq} + j \cdot B_{eq}$ .

En termes de courant, l'expression précédente devient :

$$\begin{aligned} P &= V_1 I_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) \\ Q &= V_1 I_2 \sin(\theta_1 - \theta_2) \end{aligned} \quad (III-14)$$

### III.4.3 Stratégies de commande

Les stratégies de commande utilisées sont appliquées à tous les contrôleurs des systèmes FACTS étudiés à travers ce mémoire. Les modes de contrôle des différentes parties de l'UPFC peuvent varier d'une stratégie à une autre, selon le paramètre que l'on désire contrôler. Nous pouvons ainsi citer :

#### 1. Stratégie de puissances de modulation

$$P_{upfc} = P_{ref} \quad (III-15)$$

Cette stratégie permet au système de transmission d'opérer à un niveau référentiel de puissance.

#### 2. Stratégie de courant de modulation

$$I_{ligne} = I_{ref} \quad (III-16)$$

Cette stratégie de commande est utilisée si le paramètre à contrôler est le courant de la ligne, permettant au système de fonctionner près des limites de la ligne.

#### 3. Stratégie d'angle de transmission de modulation

$$\theta_{12} = \theta_{ref} \quad (III-17)$$

Elle est utilisée pour augmenter la stabilité du système en maintenant la phase de tension dans la marge permise.

#### 4. Stratégie de réactance de modulation

$$X_{upfc} = X_{ref} \quad (III-18)$$

Elle exige une valeur limite de la réactance équivalente du contrôleur.

Le dispositif UPFC possède plusieurs modes de fonctionnement et de contrôle du fait de sa structure en deux parties (shunt et série) .

Le SVS shunt est généralement destiné à contrôler le courant  $I_{sh}$  injecté dans la ligne de transmission[19]. Si l'on choisit un système de coordonnées orthogonales d-q, le courant  $I_{sh}$  se compose en deux composantes :

$$I_{sh} = I_{shd} + j I_{shq} \quad (III-19)$$

où  $I_{shd}$  est la composante réelle (ou directe) en opposition de phase avec la tension de la ligne  
 $I_{shq}$  est la composante réactive (ou quadrature) en quadrature de phase avec la tension de la ligne.

La composante directe  $I_{shd}$  est automatiquement déterminée par la puissance active exigée par le convertisseur série, alors que la composante réactive  $I_{shq}$  peut être déterminée indépendamment en choisissant un niveau référentiel désiré. Cependant, deux modes possibles pour la composante shunt existent :

- mode de commande réactive : la référence est une puissance réactive (capacitive ou inductive).
- mode de commande automatique de la tension de la ligne : son but est de maintenir la tension de la ligne de transmission à un niveau référentiel bien désiré.

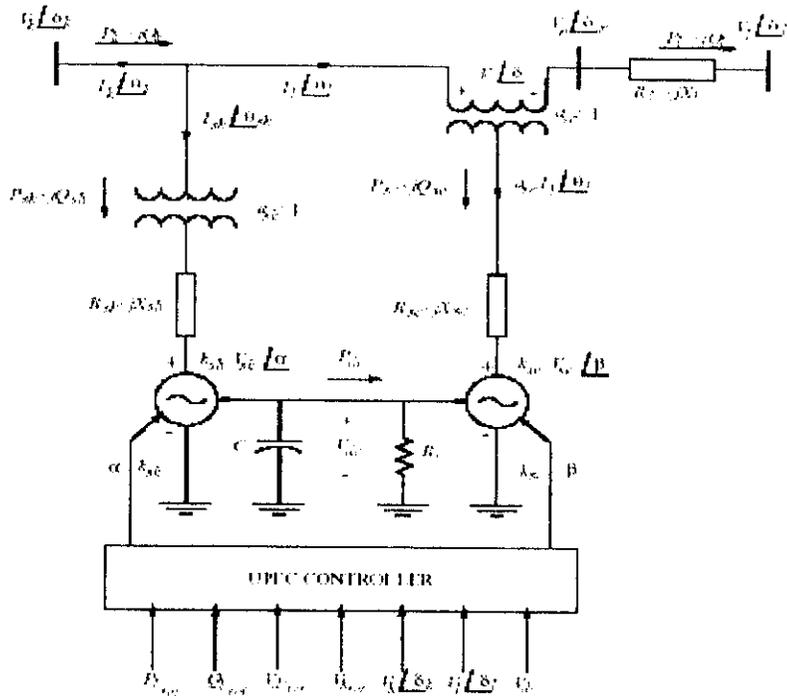
De manière analogue, le convertisseur série est généralement destiné à contrôler l'amplitude et la phase de tension. Cette tension peut être déterminé par différentes modes :

- mode d'injection directe de la tension : l'entrée référentielle est directement la tension série.
- mode de simulation de l'impédance de la ligne : dans ce cas, l'entrée référentielle est une impédance à ajouter en série avec celle de la ligne.
- mode de commande automatique de l'écoulement de puissance : les entrées référentielles sont les puissances  $P$  et  $Q$  à maintenir dans la ligne de transmission.

En général, le SVS shunt est contrôlé en utilisant le mode de commande automatique de la tension, et le SVS série utilise le mode de commande automatique de l'écoulement de puissance.

**III.4.4 Modèle de commande d'un UPFC**

Soit le schéma fonctionnel illustré par la figure (III.21).



**Fig.III.21** Modèle de fonctionnement d'un UPFC

Le système d'équations décrivant les différentes écoulements de puissances sont :

convertisseur shunt :

$$\begin{aligned}
 P_{sh} &= V_k I_{sh} \cos(\delta_k - \theta_{sh}) \\
 Q_{sh} &= V_k I_{sh} \sin(\delta_k - \theta_{sh})
 \end{aligned}
 \tag{III-20}$$

convertisseur série :

$$\begin{aligned}
 P_{se} &= a_{se} V_m I_l \cos(\delta_m - \theta_l) \\
 Q_{se} &= a_{se} V_k I_l \sin(\delta_m - \theta_l)
 \end{aligned}
 \tag{III-21}$$

**III.4.4.1 Modélisation des puissances instantanées délivrées par les SVSs au système de transmission**

Un convertisseur connecté à un système électrique et capable d'échanger de la puissance peut être représenté par une source de tension sinusoïdale symétrique :

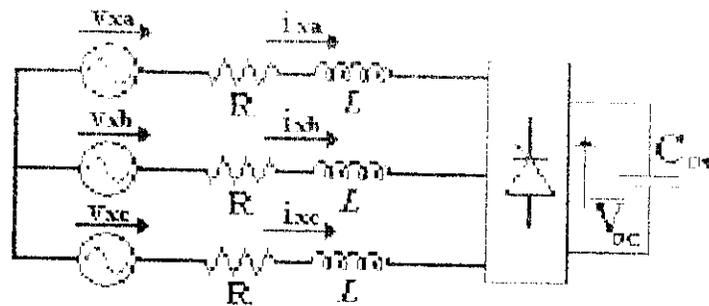


Fig.III.22 Modélisation d'un SVS

En utilisant les transformations de Park, le système triphasé symétrique  $(V_a, V_b, V_c)$  peut être transformé en un système dans le référentiel d-q  $(V_d, V_q)$ :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ 0 \end{bmatrix} = [P(\theta)] \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{III-22}$$

où  $\theta$  est l'angle entre le référentiel de Park d-q et le référentiel normal abc.

**Hypothèses :**

- les pertes de transformateurs sont négligées.
- nous supposons que les conditions d'équilibre sont satisfaites.
- une condition de découplage en choisissant un référentiel qui donne :  $\begin{cases} V_d = |V_a| \\ V_q = 0. \end{cases}$

Les puissances instantanées s'écrivent ainsi :

$$\begin{cases} P(t) = \frac{3}{2} V_d \cdot i_d \\ Q(t) = \frac{3}{2} V_d \cdot i_q \end{cases} \tag{III-23}$$

**III.4.4.2 Contrôle des convertisseurs shunt et série**

Modélisons un dispositif UPFC par deux SVSs idéaux, connectés respectivement en série et en parallèle avec la ligne de transmission comme illustré par la figure suivante:

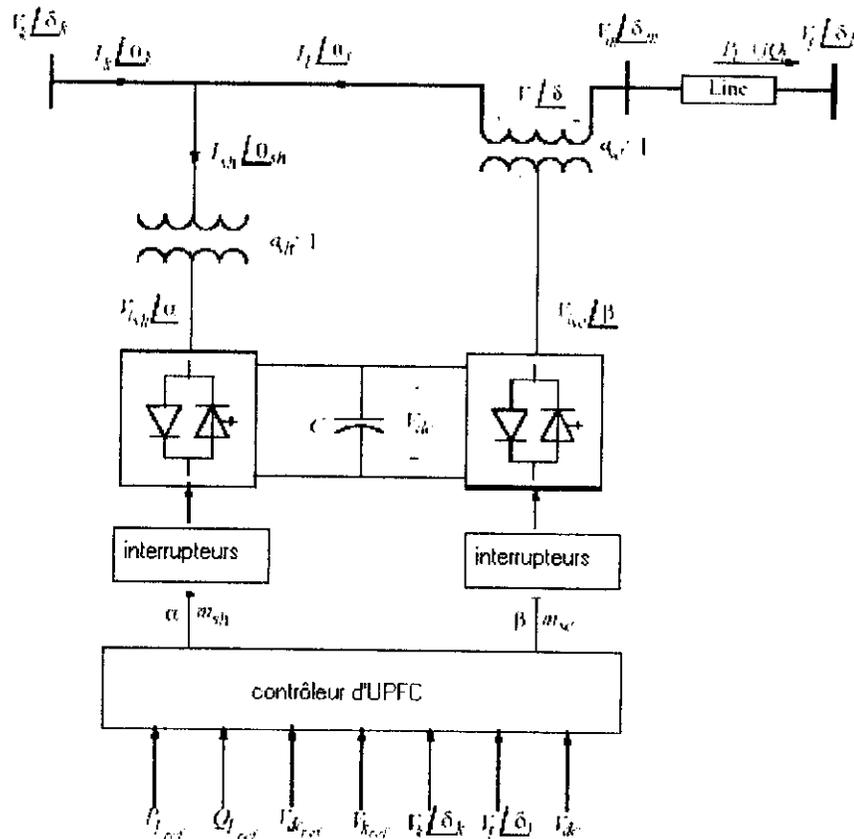


Fig.III.23 Modèle d'un UPFC avec bloc de contrôle

Cependant, les systèmes de contrôle de l'UPFC doivent être développés pour évaluer l'amplitude et l'angle de phase des deux sources de tension. Pour cela, on considère que le convertisseur shunt est contrôlé par le mode de commande automatique de tension, et le convertisseur série en mode de commande automatique d'écoulement de puissance.

D'après le système d'équations (III-23), les puissances instantanées pour les conditions suivantes s'écrivent :

$$\begin{cases} V_d = |V_a| \\ V_q = 0. \end{cases} \quad \text{ce qui implique} \Rightarrow \begin{cases} P_l(t) = \frac{3}{2} V_{ld} \cdot i_{dligne} \\ Q_l(t) = \frac{3}{2} V_{ld} \cdot i_{qligne} \end{cases} \quad (III-24)$$

où  $i_{dligne}$  et  $i_{qligne}$  sont les composantes orthogonales du courant de la ligne.

A partir de l'équation (III-24), on calcule les composantes référentielles du courant de ligne :

$$\begin{cases} i_{dligne}^* = \frac{2 P_l^*}{3 V_{ld}} \\ i_{qligne}^* = \frac{2 Q_l^*}{3 V_{ld}} \end{cases} \quad (III-25)$$

où  $P_l^*$  et  $Q_l^*$  sont les puissances exigées au nœud d'arrivée.

De manière analogue, les puissances instantanées active et réactive fournies par le convertisseur shunt au point de connexion sont :

$$\begin{cases} P_{sh}(t) = \frac{3}{2} V_{1d} \cdot i_{dsh} \\ Q_{sh}(t) = \frac{3}{2} V_{1d} \cdot i_{qsh} \end{cases} \quad (III-26)$$

où  $V_{1d}$  est égale à la tension de départ  $V_1$  et  $V_{1q} = 0$  et  $i_{shq}$  et  $i_{shd}$  sont les composantes orthogonales de courant injecté par le convertisseur shunt.

Les courants de référence pour le convertisseur shunt sont :

$$\begin{cases} i_{dsh}^* = \frac{2 P_{sh}^*}{3 V_{1d}} \\ i_{qsh}^* = \frac{2 Q_{sh}^*}{3 V_{1d}} \end{cases} \quad (III-27)$$

où  $P_{sh}^*$  et  $Q_{sh}^*$  sont les puissances exigées pour le convertisseur shunt.

A l'aide des équations présentées ci-dessus et en utilisant le système de coordonnées orthogonales, on obtient le schéma bloc de contrôle à travers la figure (III-24) :

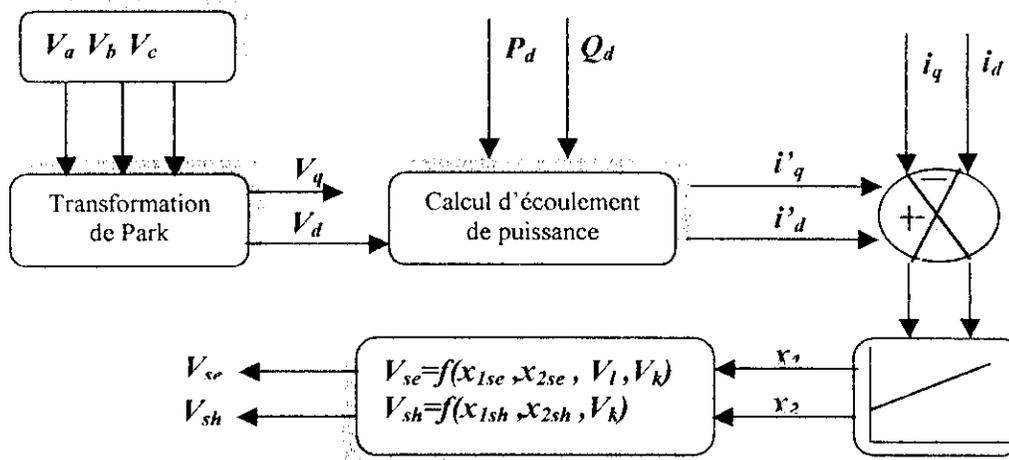


Fig.III.24 Contrôle de la tension aux bornes d'un SVC avec la mode automatique de puissance

### III.4.4.3 Convertisseur série

Les variables d'entrée pour le contrôle de la puissance active et réactive au nœud d'arrivée  $l$  sont :

- les valeurs instantanées des tension et courant au nœud d'arrivée  $\begin{bmatrix} i_{la} \\ i_{lb} \\ i_{lc} \end{bmatrix}$  et  $\begin{bmatrix} V_{la} \\ V_{lb} \\ V_{lc} \end{bmatrix}$ .
- les valeurs référentielles des puissances au nœud d'arrivée  $\begin{bmatrix} P_l^* \\ Q_l^* \end{bmatrix}$ .

Les variables de sortie  $\begin{bmatrix} x_{1se} \\ x_{2se} \end{bmatrix}$  sont des variables intermédiaires du système, utilisées pour évaluer les composantes de la tension série injectée par le SVS série.

Dans le système orthogonal d-q, les composantes  $V_{sed}$  et  $V_{seq}$  sont déterminées comme suit :

$$\begin{aligned} V_{sed} &= (V_{kd} - V_{ld}) - \frac{X_T}{\omega} x_{1se} \\ V_{seq} &= (V_{kq} - V_{lq}) - \frac{X_T}{\omega} x_{2se} \end{aligned} \quad (III-28)$$

avec  $X_T = X_l + X_{se}$

D'où la valeur de la tension série :

$$|V_{se}| = \sqrt{V_{sed}^2 + V_{seq}^2}, \alpha_{se} = \arctan \frac{V_{sed}}{V_{seq}} \quad (III-29)$$

A partir de cette tension, on peut déduire les puissances active  $P_{se}$  et réactive  $Q_{se}$  que doit échanger le convertisseur série avec le système de transmission.

### III.4.4.4 Convertisseur shunt

Les variables d'entrée du convertisseur pour contrôler l'écoulement de puissance sont :

- les valeurs instantanées des tensions au nœud de départ  $k$   $\begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kc} \end{bmatrix}$ .
- les valeurs instantanées des courants injectés par le convertisseur vers la ligne de transmission  $\begin{bmatrix} i_{sha} \\ i_{shb} \\ i_{shc} \end{bmatrix}$ .
- les valeurs référentielles des puissances à injecter  $\begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix}$ .

Comme pour le convertisseur série, les variables de sortie  $\begin{bmatrix} x_{1,sh} \\ x_{2,sh} \end{bmatrix}$  associées au bloc de contrôle sont utilisées pour évaluer la tension que doit injecter le convertisseur shunt  $V_{shd}$  et  $V_{shq}$  tel que :

$$V_{shd} = V_{kd} - \frac{X_T}{\omega} x_{1,sh} \tag{III-30}$$

$$V_{shq} = V_{kq} - \frac{X_T}{\omega} x_{2,sh}$$

D'où 
$$|V_{sh}| = \sqrt{V_{shd}^2 + V_{shq}^2}, \alpha_{sh} = \arctan \frac{V_{shd}}{V_{shq}} \tag{III-31}$$

Finalement, on déduit les puissances active et réactive  $P_{sh}$  et  $Q_{sh}$  que doit échanger le convertisseur shunt avec la ligne de transmission.

Le schéma bloc de contrôle est décrit par la figure (III.25). Les différentes constantes du régulateur PI sont définies comme suit :

$$K_{pse} = \frac{1}{T} \quad K_{pse} = \frac{R_{se} + R_{ligne}}{X_{se} + X_{ligne}} \frac{\omega^2}{T}$$

$$K_{psh} = \frac{1}{T} \quad K_{psh} = \frac{R_{sh}}{X_{sh}} \frac{\omega^2}{T}$$

où  $T$  dépend des caractéristiques de convertisseur (généralement  $T \leq 0.05ms$ ).

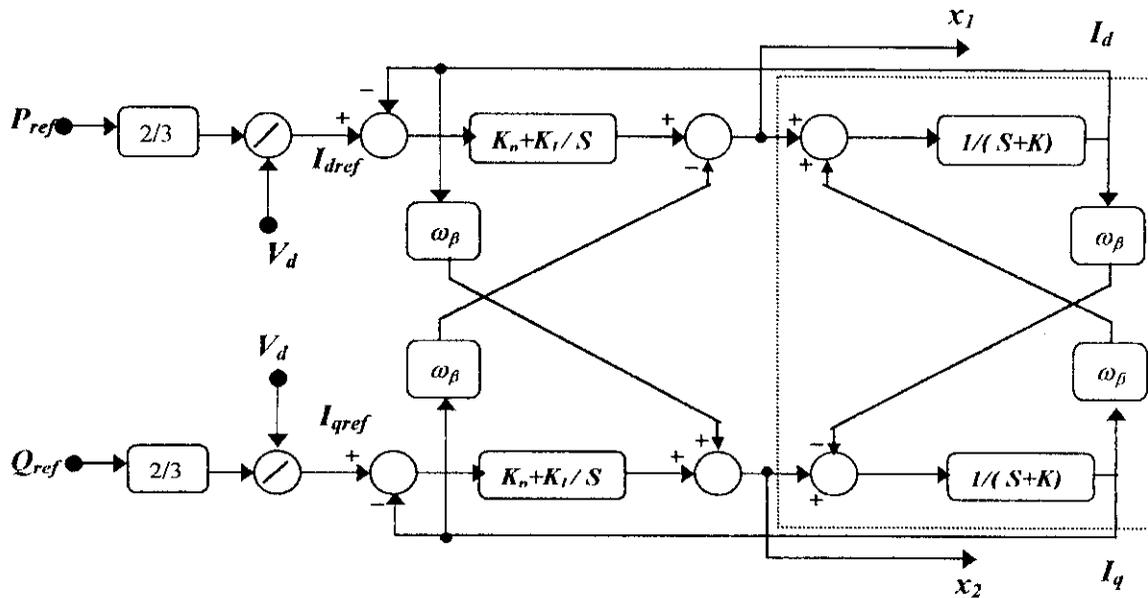


Fig.III.25 Bloc de contrôle

### III.4.4.5 Techniques de contrôle des convertisseurs

Il existe deux stratégies de commande qui peuvent être utilisées pour contrôler les GTOs des convertisseurs. Dans notre étude, nous évoquons la stratégie la plus utilisée, soit la Technique de Modulation de Largeur d'impulsion ou MLI.

Dans ce cas, les trois phases de tension de sortie du convertisseur se résultent par :

$$\begin{aligned} V_{ya} &= \frac{2}{3} m_y V_{dc} \sin(\omega t + \alpha_y + \theta) \\ V_{yb} &= \frac{2}{3} m_y V_{dc} \sin(\omega t + \alpha_y + \theta - \frac{4}{3} \pi) \\ V_{yc} &= \frac{2}{3} m_y V_{dc} \sin(\omega t + \alpha_y + \theta - \frac{4}{3} \pi) \end{aligned} \quad (III-33)$$

où

$y$  est l'indice équivalent respectivement aux indices « se » représentant le convertisseur série, et « sh » pour le convertisseur shunt,  
 $m_y$  le facteur de modulation des GTO,  
 $\alpha_y$  représente le déphasage par rapport à  $V_k$  dans le cas de convertisseur shunt, et par rapport à  $V_k - V_l$  dans le cas de convertisseur série, et  
 $V_{dc}$  représente la tension de condensateur de stockage.

Le facteur de modulation  $m_y$  et l'angle  $\alpha_y$  sont définis par :

$$m_y = 2\sqrt{2} \frac{\sqrt{V_{yd}^2 + V_{yq}^2}}{V_{dc}} \quad \text{et} \quad \alpha_y = \tan^{-1} \left( \frac{V_{yq}}{V_{yd}} \right) \quad (III-34)$$

où  $V_{yd}$  et  $V_{yq}$  sont calculés pour les convertisseurs série et shunt.

Une autre technique MLI consiste à comparer la tension des nœuds avec celle de la référence. L'écart introduit entre dans le régulateur limiteur. La sortie du régulateur est une valeur à ajouter ou à soustraire de la modulante de référence, ce qui donne le nouveau facteur de modulation à appliquer au convertisseur.

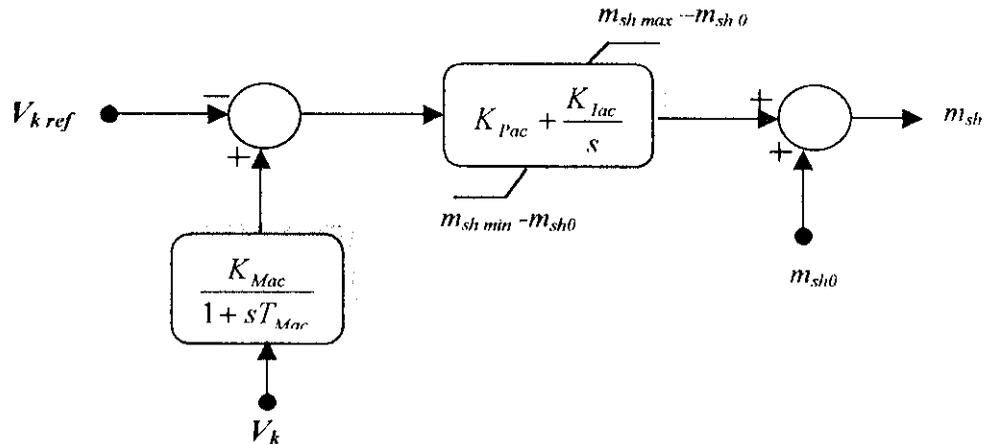


Fig.III.26 Commande des convertisseurs par la technique à MLI

La même technique est utilisée pour contrôler l'angle de phase de la tension de sortie du SVS.

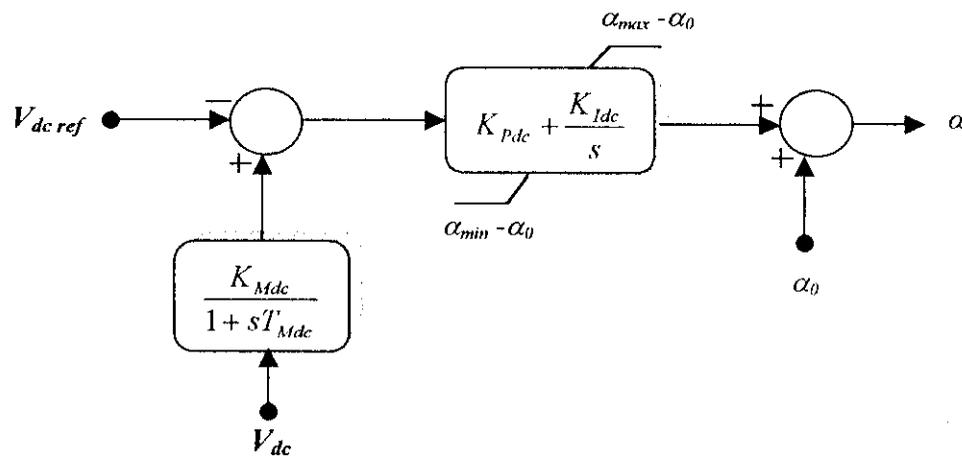


Fig.III.27 Commande de l'angle de phase des tensions des SVS par la technique MLI

#### III.4.4.6 Contrôle de la partie de conduction continue

A partir des deux opérations des SVS dans le contrôleur UPFC, la tension aux bornes du condensateur  $C_{dc}$  doit être maintenue constante. Ceci traduit que la puissance active échangée entre l'UPFC et le système de transmission est égale à zéro dans le fonctionnement stable :

$$P_{se} + P_{sh} = 0 \tag{III-35}$$

Ceci signifie que la puissance active  $P_{sh}$  délivrée par le convertisseur shunt est égale à la puissance  $P_{se}$  échangée entre le convertisseur série et le système de transmission.

Ainsi le système de contrôle peut maintenir la tension  $V_{dc}$  constante, en comparant la tension actuelle par rapport à une tension de référence  $V_{dc}^*$ . L'erreur de la différence passe par un régulateur proportionnel intégrateur qui sera ajouté à une valeur pré-évaluée.

A partir de la puissance échangée entre le convertisseur série et la ligne de transmission,  $P_{se}^*$  est évaluée dans la base d-q. Cependant,  $P_{se}^*$  est calculé comme suit :

$$P_{se}^* = 3 |V_{se}^*| * |V_k - V_l| / X_{se} \sin(\alpha_{se}) \quad (III-36)$$

avec  $|V_{se}^*| = \sqrt{V_{sed}^{*2} + V_{seq}^{*2}}$  et  $\alpha_{se} = \arctan \frac{V_{sed}^*}{V_{seq}^*}$

$$\begin{aligned} V_{sed}^* &= V_{kd} - V_{ld} - (R_{kse} + R_{ligne}) i_{dligne}^* + (X_{kse} + X_{ligne}) i_{qligne}^* \\ V_{seq}^* &= V_{kl} - (R_{kse} + R_{ligne}) i_{dligne}^* - (X_{kse} + X_{ligne}) i_{qligne}^* \end{aligned} \quad (III-37)$$

Le signal de sortie du système de contrôle est la puissance de référence  $P_{sh}^*$  qui doit être fournie par le convertisseur shunt. Bien plus, on utilise l'équation (III-36), et on calcule la puissance  $P_{se}$  à l'aide de l'équation (III-35), mais avec les nouvelles valeurs de  $I_{dligne}$ ,  $I_{qligne}$  et  $P_{sh}$  calculés par :

$$P_{sh}^* = 3 |V_{sh}^*| * |V_k| / X_{sh} \sin(\alpha_{sh}) \quad (III-38)$$

Si on néglige les pertes des convertisseurs, la nouvelle tension du condensateur est donnée par :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{P_{se} + P_{sh}}{C_{dc} V_{dc}} \quad (III-39)$$

le contrôleur universel d'écoulement de puissance UPFC, demeure le plus sophistiqué des dispositifs FACTS, Cela est dû essentiellement aux différentes techniques de commandes que nous avons exposées, et qui lui donnent le caractère de flexibilité, lors d'une perturbation quelconque, en agissant par un effet de compensation de type série ou parallèle.

## IV.1 Calcul d'écoulement de puissance

### IV.1.1 Modélisation et analyse de réseau électrique

L'analyse d'un réseau électrique moyennant sa modélisation et autres outils de calcul numérique, nous permet d'avoir un aperçu sur le comportement général de ce réseau ainsi que ses différents composants. Ce qui nous permet de suivre ses évolution au cours de ces différents états.

L'utilisation de procédés numériques facilite grandement cette analyse, car un réseau électrique de par sa topologie est un système complexe, dont la modélisation aboutit généralement à des systèmes d'équations linéaires et non linéaires ainsi qu'à des systèmes d'équations différentielles nécessitant absolument des outils de programmation pour leur résolution.

### IV.1.2 Méthode de Newton Raphson

Cette méthode est la plus connue pour résoudre les systèmes non linéaires. Elle est basée sur l'algorithme :

$$X^{k+1} = X^k - J^{-1}(X^k) * F(X^k)$$

Pour appliquer cette méthode dans un réseau électrique à  $n$  nœuds, des changements appropriés sont effectués sur les formulations de base pour faire apparaître des systèmes de fonction non linéaires :

$$Y_i = G_i + jB_i$$

$$V_i = e_i + jf_i$$

$$P_i^k = \sum e_i^k (e_j^k G_{ij} + f_j^k B_{ij}) + f_i^k (f_j^k G_{ij} - e_j^k B_{ij})$$

$$Q_i^k = \sum f_i^k (e_j^k G_{ij} + f_j^k B_{ij}) - e_i^k (f_j^k G_{ij} - e_j^k B_{ij})$$

$$V_i^2 = e_i^2 + f_i^2$$

$$i=1,n$$

Les  $Q$  calculés sont les puissances réactives des nœuds PV, les puissances réactives des nœuds PQ étant connues, alors que les  $V$  sont les tensions des nœuds PQ, les tensions des nœuds PV étant connues.

La méthode de Newton Raphson est appliquée au système d'équation :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \\ \Delta V^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^k & J_2^k \\ h_1^k & h_2^k \\ T_1^k & T_2^k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta e^k \\ \Delta f^k \end{bmatrix}$$

La convergence est atteinte lorsque des mismatches appréciables sont obtenus, ce qui est dans notre cas :

$$\max(\Delta P) < 0.001$$

$$\max(\Delta Q) < 0.01$$

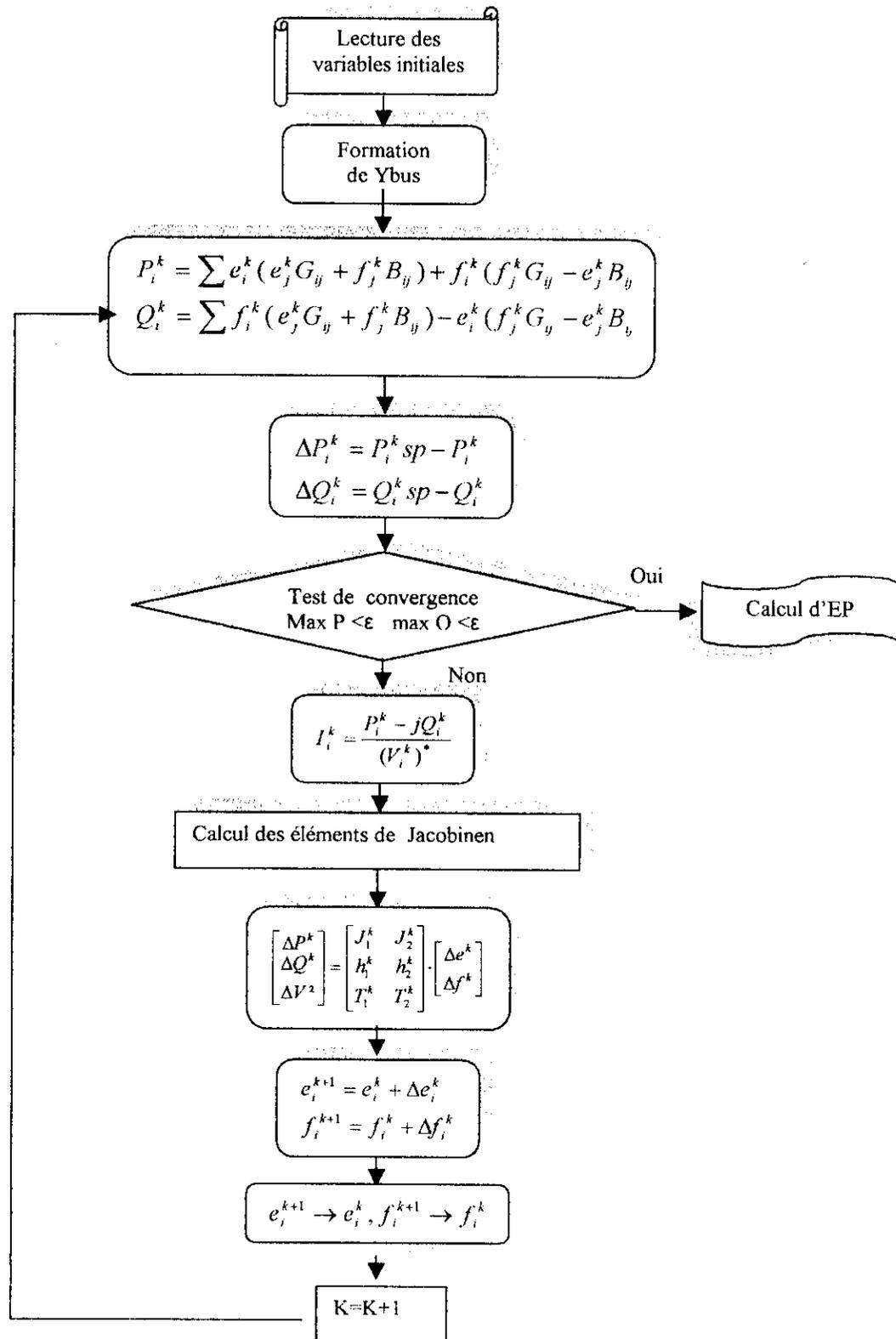
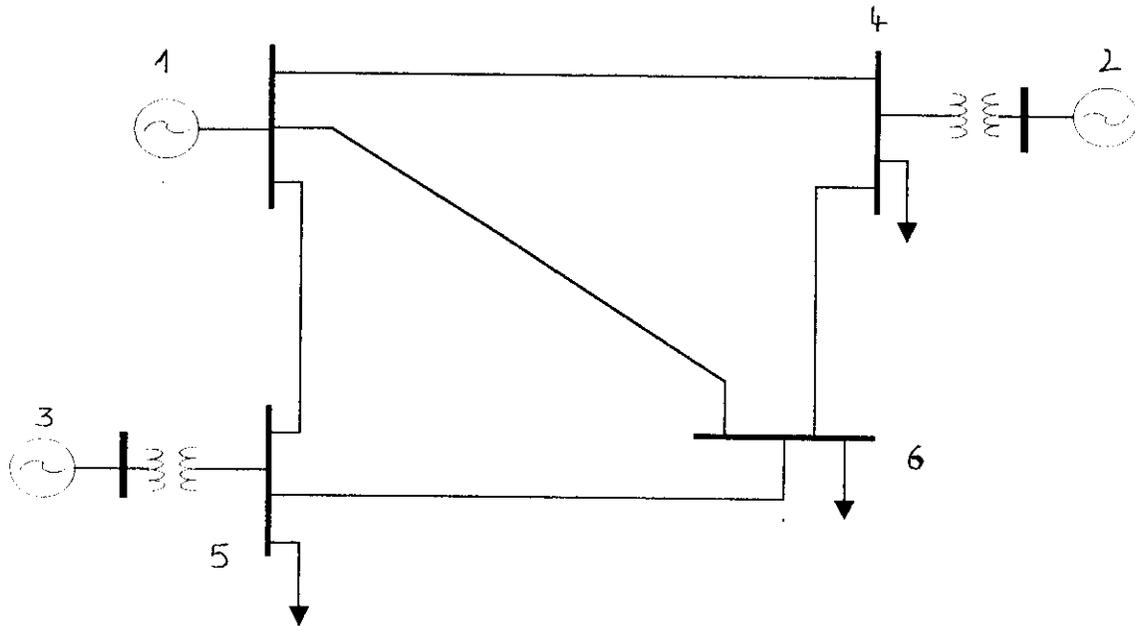


Fig.IV.1 Algorithme de Newton Raphson pour le calcul d'écoulement de puissance

## IV.2 Exemple d'application dans un réseau à 6 nœuds

Pour bien illustrer certains apports des dispositifs FACTS, appliquons quelques modèles étudiés au réseau électrique suivant :



*Fig.IV.2 Réseau électrique à 6 nœuds*

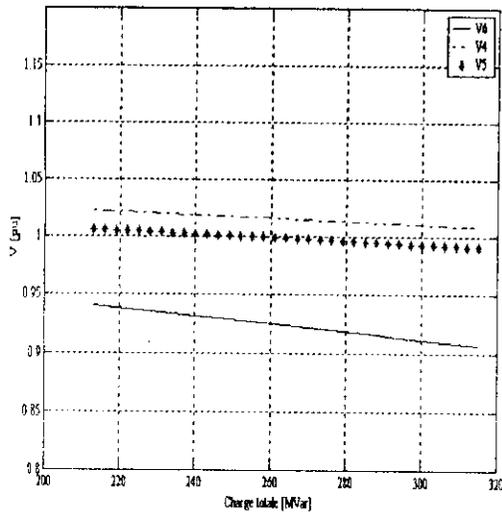
## IV.3 Analyse du réseau sans dispositifs FACTS

L'analyse de notre réseau est réalisée avec un programme que nous avons développé sous MATLAB 5.3. Ce programme nous permet de suivre l'évolution de chaque paramètre du réseau par le biais du calcul d'écoulement de puissance. Il inclut aussi les sous-programmes de fonctionnement et de commande des dispositifs FACTS comme définis dans les chapitres II et III. Ainsi l'organigramme générale qui décrit le programme élaboré, est illustré dans l'annexe 3.

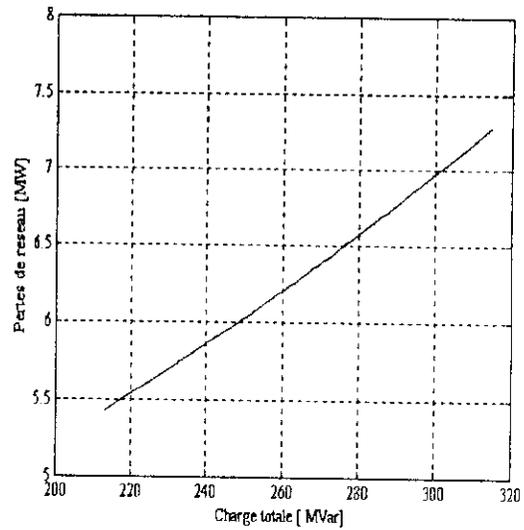
### IV.3.1 Influence de la puissance active et réactive sur le réseau électrique

Pour étudier l'influence de la puissance active et réactive sur le comportement du réseau, appliquons une fois une charge purement réactive, puis une autre fois une charge active, toutes deux distribuées équitablement entre les différents nœuds de charge. Puis traçons les graphes représentant la variation des amplitudes de tension et les pertes totales dans le réseau, en fonction de la charge.

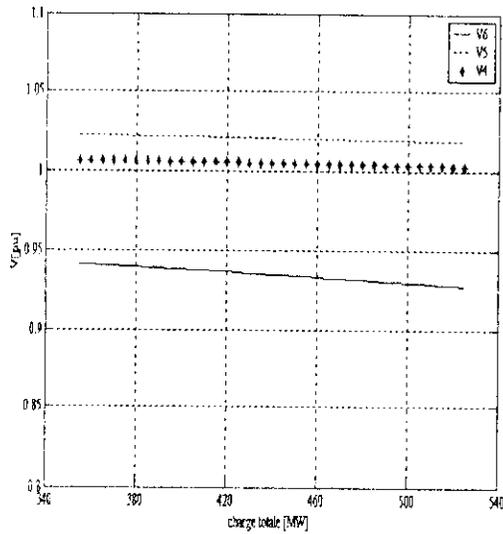
Les figures *IV.3*, *IV.4*, *IV.5* et *IV.6* donnent les différentes caractéristiques de ce réseau en fonction de la charge.



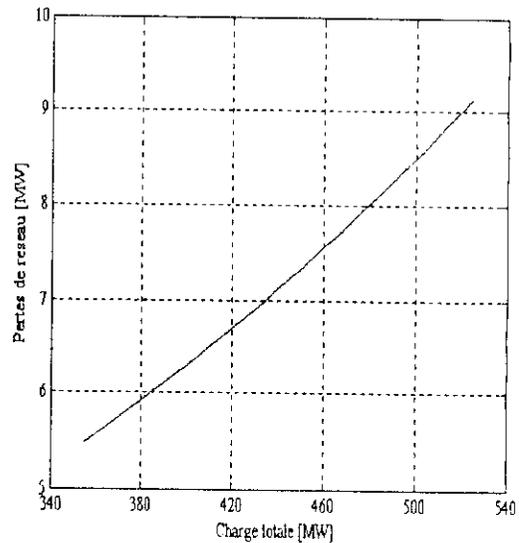
**Fig.IV.3** Variation des tensions aux nœuds de charge en fonction d'une demande Purement réactive



**Fig.IV.4** Variation des pertes totales de réseau en fonction de la charge



**Fig.IV.5** Variation des tensions aux nœuds de charge en fonction d'une demande Purement active



**Fig.IV.6** Variation des pertes totales de réseau en fonction de la charge

**Interprétations :**

Dans la figure IV.3, nous remarquons que l'amplitude des différentes tensions aux nœuds décroît rapidement avec l'augmentation de la charge réactive (couplage entre Q et V). La tension du nœud 6 subit des chutes plus importantes en comparaison aux autres nœuds, et cela pour un même niveau de charge, ceci étant dû essentiellement au fait qu'au nœud 6, il n'existe aucun support de tension, et qu'il est éloigné de tous les nœuds de génération.

Dans la figure IV.4, les pertes du réseau augmentent avec l'augmentation de la charge, bien que celle-ci soit purement réactive.

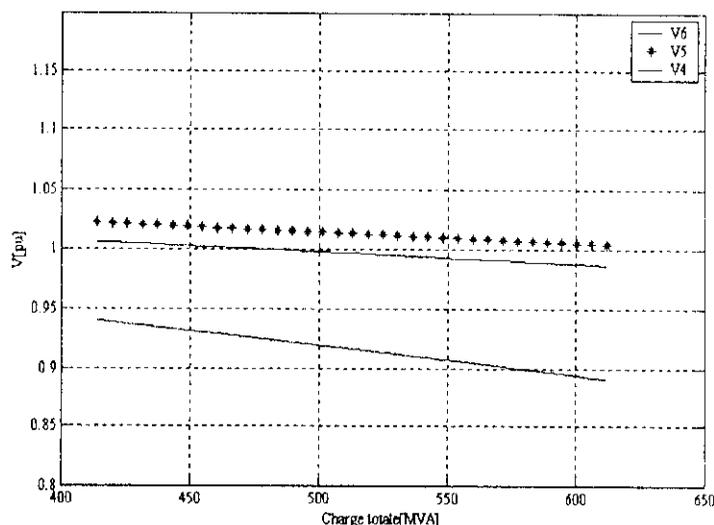
Nous remarquons dans la figure IV.5, que la tension diminue avec l'augmentation de la charge mais de façon moins forte que si la charge était réactive (découplage entre  $P$  et  $|V|$ ). Mais l'augmentation excessive de la charge peut faire tendre la tension vers l'effondrement. Nous remarquons toujours que le nœud 6 est le plus fragile, sa tension diminuant fortement par rapport aux autres nœuds.

Dans la figure IV.6, les pertes du réseau sont plus importantes avec la circulation de la puissance active. Ces pertes ont une grande influence sur le rendement total du réseau électrique.

## Conclusions

La circulation des puissances active et réactive provoque des pertes actives et des chutes de tension dans les conducteurs. Les pertes actives réduisent le rendement global des réseaux et les chutes de tension sont néfastes au maintien d'une bonne tension. Ainsi il est donc préférable sur le plan technique de les produire le plus près possible des lieux de consommation.

Dans la suite de notre application, nous appliquons une charge inductive (cas pratique dans les réseaux électriques), et à l'aide du programme que nous avons élaboré, nous suivons les variations des paramètres de réseau (tensions, écoulement de puissance et pertes) une fois sans dispositifs FACTS, puis avec dispositifs FACTS.



**Fig. IV.7** Variation d'amplitudes de tensions du réseau en fonction de la charge

Les amplitudes des tensions des nœuds de charge diminuent avec l'augmentation de la charge, et les pertes dans le réseau augmentent, ce qui est prévisible.

Le diagramme S-V représenté dans la figure IV.7 est utilisé pour montrer le profil des tensions aux trois nœuds de charge qui subissent des chutes vis à vis de la demande des consommateurs.

On remarque que le nœud 6 est un nœud très sensible, du fait qu'il a subi une forte chute de tension à cause de son emplacement dans le réseau par rapport aux autres nœuds (loin des générateurs, et proche de toutes les charges). La charge de base pour le système est  $S_{base} = 400$  MVA. Cette charge augmente de façon graduelle, pour atteindre  $S_{max} = 620$  MVA, soit une augmentation de 55% de la charge de base. Cette marge d'augmentation, rarement atteinte dans la pratique, sera utilisée pour toutes les applications.

#### IV.4 Effet de dispositif FACTS shunt sur la chute de tension

D'après la figure IV.7 le dispositif FACTS sera localisé au nœud le plus touché : 6.

##### IV.4.1 implémentation d'un SVC au nœud 6 pour différents dimensionnement

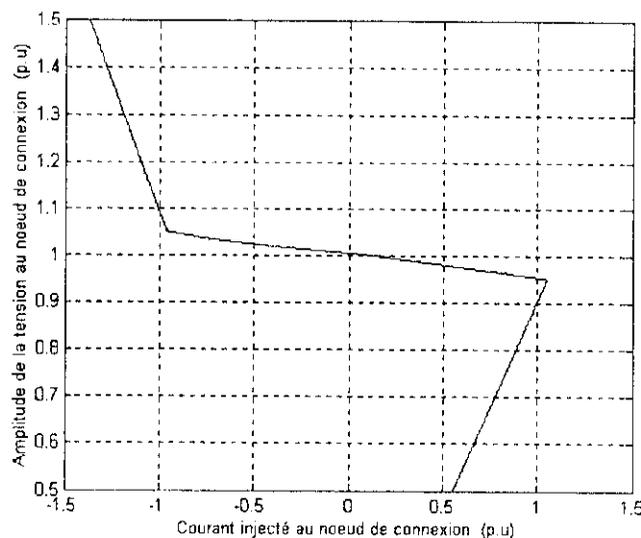
Choisissons un FC-TCR dont la puissance réactive inductive maximale est égale à la puissance réactive capacitive maximale, ce qui donne les caractéristiques suivantes :

$$Q_{maxC} = - Q_{maxL}$$

$$Q_{maxC} = 1 \text{ p.u.}$$

$$\alpha_0 = 111,2^\circ; \quad \alpha_{min} = 90^\circ; \quad \alpha_{max} = 145,4^\circ$$

La caractéristique V-I de ce dispositif est donnée par la figure suivante :



**Fig.IV.8** Caractéristique V-I d'un SVC ( $\Delta V = \pm 5\%$ )

Les figures suivantes donnent l'évolution du réseau avec implémentation du dispositif FACTS.

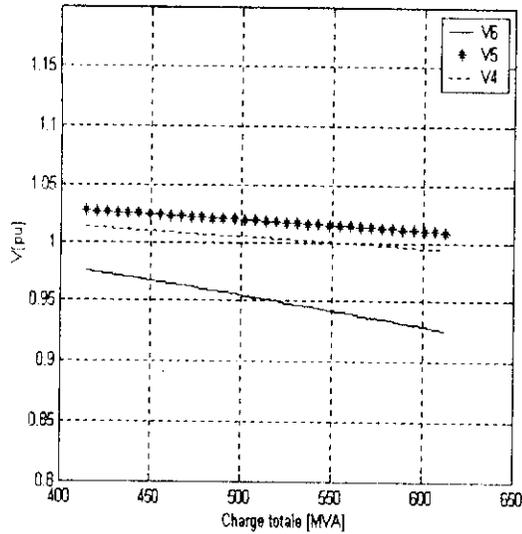


Fig. IV.9 Variation des tensions de réseau après implémentation d'un SVC au nœud 6

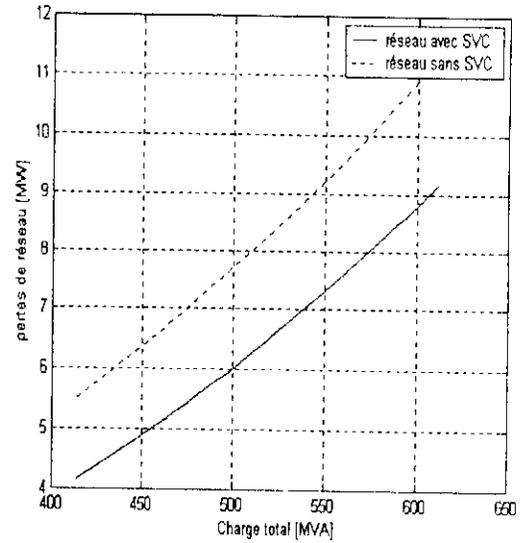


Fig. IV.10 Effet du SVC sur les pertes totales de réseau

( $Q_{SVC}=50\text{MVar}, \Delta V = \pm 5\%$  )

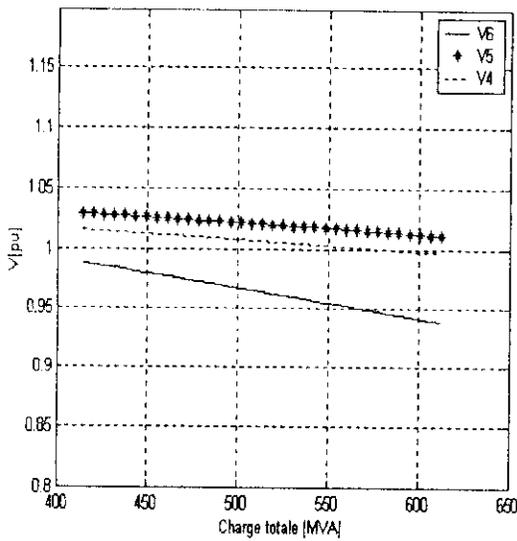


Fig. IV.11 Variation des tensions de réseau après implémentation d'un SVC au nœud 6

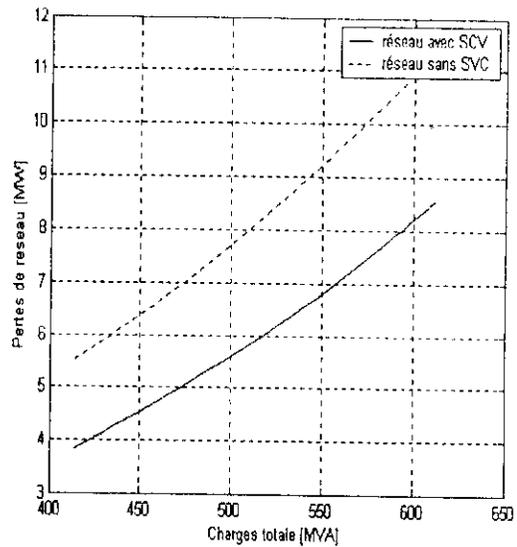


Fig. IV.12 Effet du SVC sur les pertes totales de réseau

( $Q_{SVC}=75\text{MVar}, \Delta V = \pm 5\%$  )

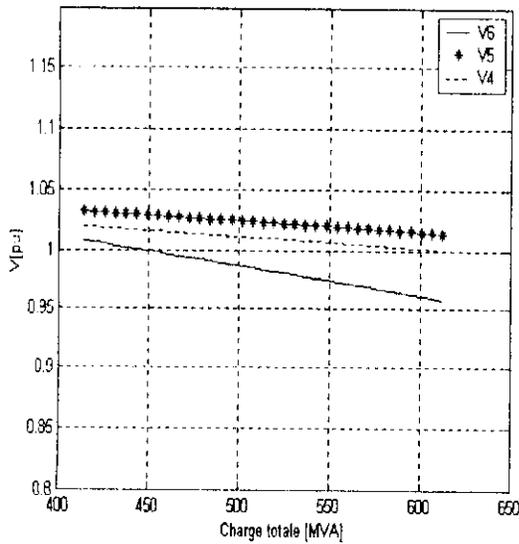


Fig. IV.13 Variation des tensions de réseau après implémentation d'un SVC au nœud 6

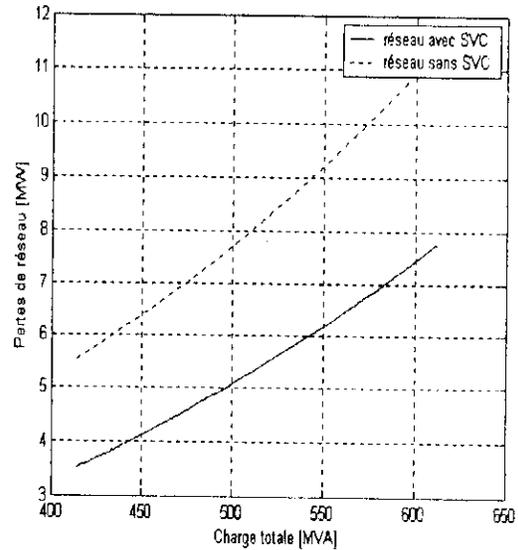


Fig. IV.14 Effet du SVC sur les pertes totales de réseau

$(Q_{SVC}=100MVar, \Delta V = \pm 5\%)$

**Interprétations :**

Les figures IV.9-14 montrent l'effet d'un SVC sur les chutes de tension et les pertes du réseau, lorsqu'il est placé au nœud 6 pour différents dimensionnements. On remarque que la tension au nœud 6 est améliorée tout au long de la variation de la charge, ainsi que les tensions aux nœuds (nœud 4, nœud 5). Définissons par :

- $S_{base}$  la charge de base ( $S_{base} = 400 MVA$ )
- $S_{limite}$  le maximum de charge, pour laquelle la tension atteint la limite de stabilité
- $S_{max}$  la charge maximale de réseau ( $S_{max} = 620 MVA$ )

Les résultats des figures précédentes sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.1**

		V6 [pu]	V5 [pu]	V4 [pu]	Pertes [MW]
Réseau Sans SVC	$S_{limite} < S_{base}$	/	/	/	/
	$S_{base}$	0.94	1.025	1.100	5.500
	$S_{pic}$	0.880	1.000	0.980	11.300
SVC 50MVar	$S_{base}$	0.980	1.030	1.015	4.200
	$S_{limite}=515MVA$	0.950	1.020	1.005	6.350
	$S_{pic}$	0.930	1.010	0.990	9.150
SVC 75MVar	$S_{base}$	0.985	1.030	1.020	3.800
	$S_{limite}=570MVA$	0.950	1.020	1.005	7.200
	$S_{pic}$	0.940	1.015	1.000	8.600
SVC 100MVar	$S_{base}$	1.010	1.035	1.020	3.500
	$S_{pic}$	0.96	1.020	1.000	7.800
	$S_{limite} > S_{pic}$	/	/	/	/

D'après les résultats du tableau IV.1, nous remarquons que le réseau avec un SVC de 50 MVar permet de délivrer une puissance additionnelle de 115 MVA, soit une augmentation de 28.75% de la charge de base. A partir de ce niveau de charge, la tension du nœud 6 subit des chutes importantes, où elle atteint 0.93 p.u. pour le pic de charge. L'installation d'un SVC de 75 MVar permet d'élargir la marge de stabilité de la tension, le réseau étant capable de fournir une puissance additionnelle de 170 MVA soit 42.5% en plus de la charge de base, alors qu'un SVC de 100 MVar permet de maintenir la tension tout au long de la variation de la charge en dessous de la limite de 5%. Pour ce qui est des pertes totales du réseau, on remarque qu'elles diminuent avec la capacité du SVC installé.

#### IV.4.2 Implémentation d'un STATCOM

Soit une application d'implémentation d'un STATCOM à contrôle automatique de tension, avec comme limite de courant  $I_{maxC} = 1 \text{ p.u.}$  Ce dispositif étant utilisé en régime permanent, sa variation de la puissance en fonction de temps est très lente. Aussi, nous considérerons que la boucle de contrôle de l'angle  $\alpha$  est très rapide, ce qui fait que  $V_{dc} = V_{dref}$ .

Les caractéristiques de ce dispositif sont données par :

$$Q_{maxC} = 1.1 \text{ pu} ; Q_{maxL} = -1.1 \text{ pu}$$

$$k_0 = 1 ; k_{max} = 0.95 ; k_{min} = 1.05$$

Ce dispositif est connecté à travers un transformateur avec une inductance  $X = 0.1 \text{ p.u.}$  et une résistance négligeable.

La caractéristique V-I de ce dispositif est illustrée par la figure suivante :

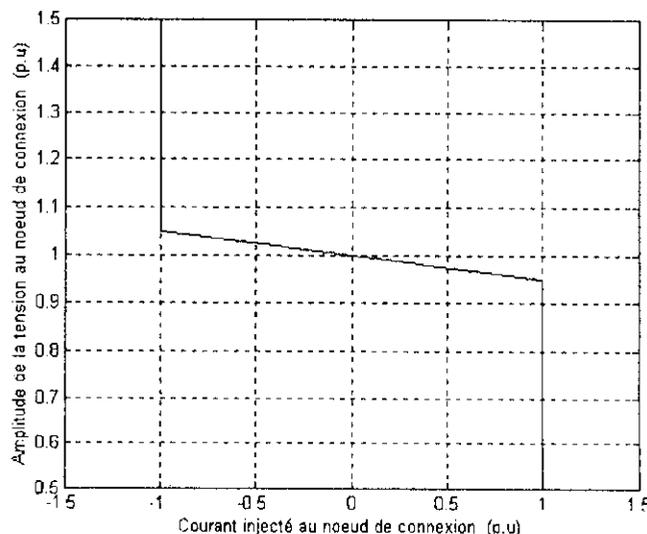
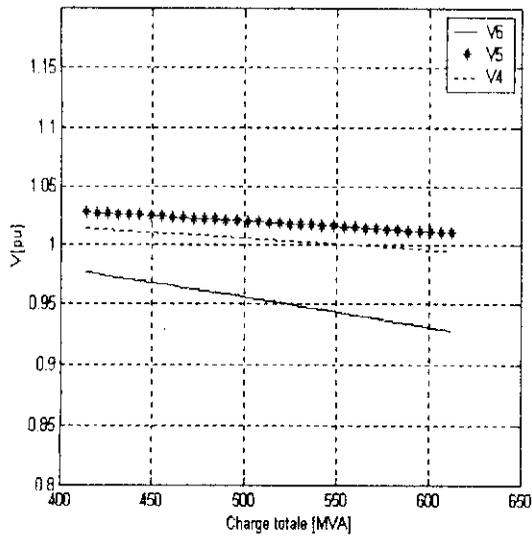
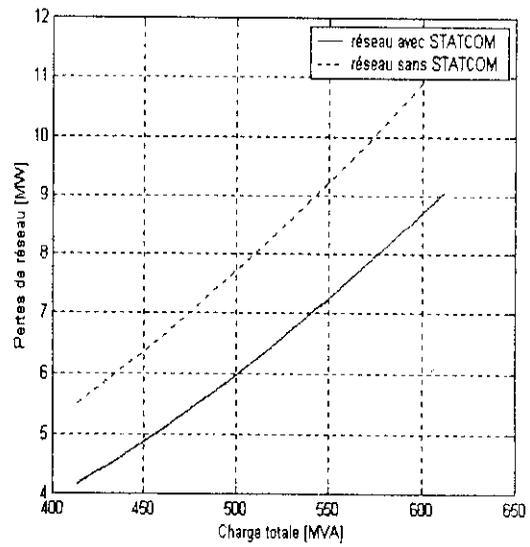


Fig.IV.15 Caractéristique V-I d'un STATCOM

L'implémentation de ce dispositif au nœud 6 donne les résultats des figures suivantes :

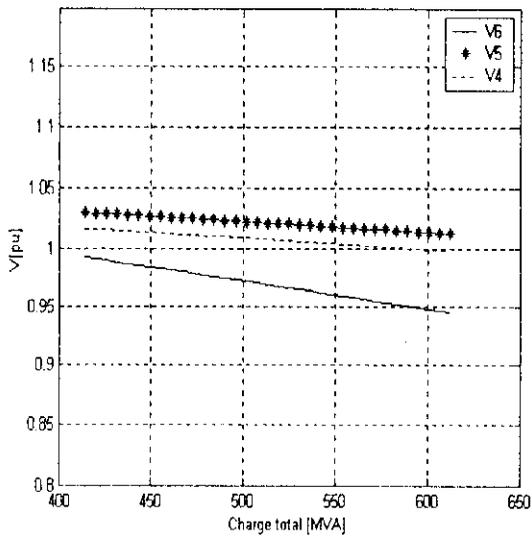


**Fig.IV.16** Effet du STATCOM sur les tensions de réseau

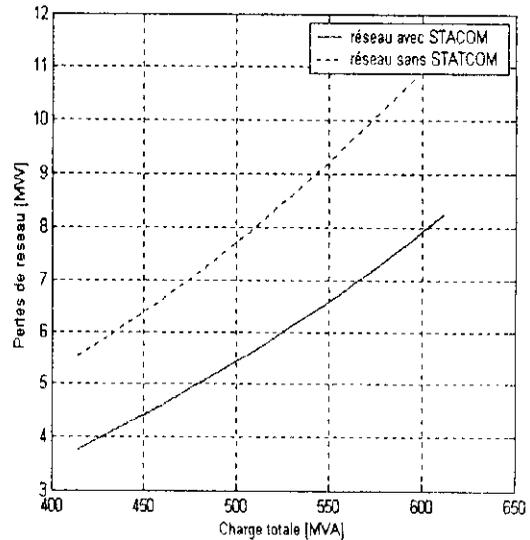


**Fig.IV.17** Effet du STATCOM sur les pertes totales de réseau

**STATCOM 50MVar,  $\Delta V = \pm 5\%$**



**Fig.IV.18** Effet du STATCOM sur les tensions de réseau



**Fig.IV.19** Effet du STATCOM sur les pertes totales de réseau

**STATCOM 75MVar,  $\Delta V = \pm 5\%$**

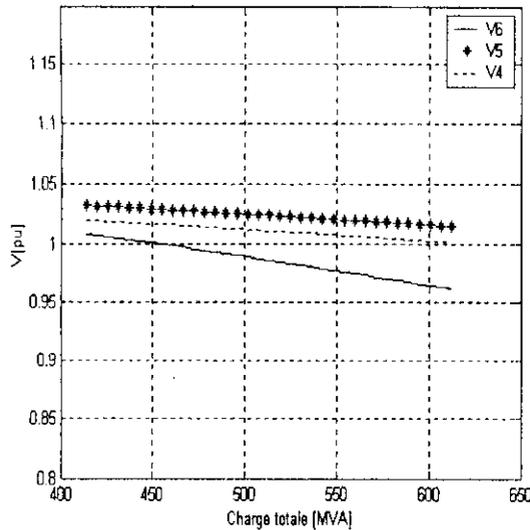


Fig.IV.20 Effet du STATCOM sur les tensions de réseau

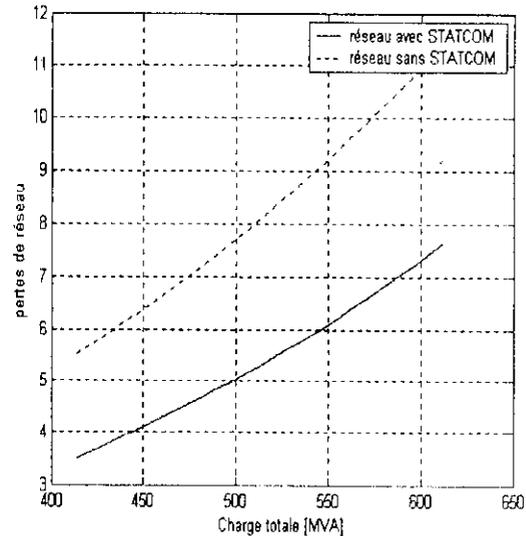


Fig.IV.21 Effet du STATCOM sur les pertes totales de réseau

**STATCOM 100MVar,  $\Delta V = \pm 5\%$**

Comme pour le SVC, le tableau IV.2 résume les différents résultats des figures IV.16–21 :

Tableau IV.2

		V6 [pu]	V5 [pu]	V4 [pu]	Pertes [MW]
Réseau Sans STATCOM	$S_{base}$	0.94	1.025	1.100	4.500
	$S_{limite} < S_{base}$	/	/	/	/
	$S_{pic}$	0.880	1.000	0.980	11.300
STATCOM 50MVar	$S_{base}$	0.975	1.030	1.015	4.100
	$S_{limite}=520MVA$	0.950	1.020	1.005	6.300
	$S_{pic}$	0.930	1.010	0.990	9.000
STATCOM 75MVar	$S_{base}$	0.985	1.030	1.020	3.800
	$S_{limite}=570MVA$	0.950	1.020	1.005	7.600
	$S_{pic}$	0.940	1.015	1.000	8.200
STATCOM 100MVar	$S_{base}$	1.010	1.035	1.020	3.500
	$S_{pic}$	0.965	1.020	1.000	7.700
	$S_{limite} > S_{pic}$	/	/	/	/

Les résultats obtenus pour une compensation avec un STATCOM sont presque identiques à ceux obtenus pour le FC-TCR, leur puissance étant les mêmes. Il existe cependant une légère différence en dessous de la limite de la tension. Le STATCOM permet au réseau de délivrer une puissance additionnelle un peu plus grande que celle du FC-TCR, à cause du fait que le STATCOM est considéré comme une source de courant qui fournissant une puissance réactive assez considérable alors que le FC-TCR est un condensateur shunt de capacité constante.

### IV.4.3 Conclusions

Les dispositifs FACTS shunt sont très avantageux pour les grands réseaux électriques. Ils permettent de maintenir la tension dans les limites de stabilité pour une large plage de variation de la charge, d'autant plus qu'ils diminuent les pertes totales due réseau de transmission.

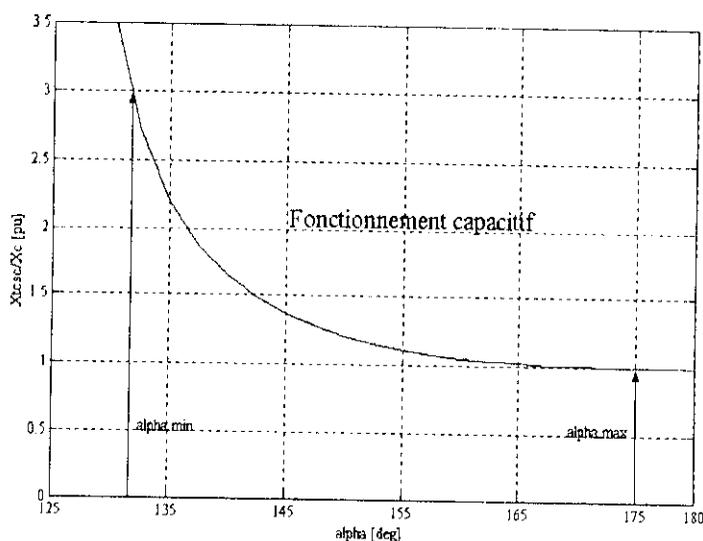
Les améliorations qu'apportent un SVC ou un STATCOM sont presque identiques, le facteur le plus décisif dans le choix de l'un des deux demeurant le coût d'installation, la teneur en harmoniques et le temps de réponse.

Une implémentation optimale des compensateurs shunts, fait améliorer le rendement économique du réseau qui rend le prix du kWh moins cher, en diminuant les pertes dans le réseau, et en améliorant sa stabilité.

En régime permanent, il n'y a pas de grande différence entre l'implémentation d'un SVC (FC-TCR) et un STATCOM. Leurs caractéristiques sont identiques dans la zone contrôlée ( $0.95 < V < 1.05$  p.u). La différence se situe dans la zone non contrôlée, où la puissance injectée (ou absorbée) par le STATCOM, est supérieure à celle injectée (ou absorbée) par le FC-TCR.

### IV.5 Applications avec TCSC

La figure IV.22 représente la caractéristique de fonctionnement de notre TCSC avec  $X_c / X_l = 10$ .



**Fig. IV.22** Caractéristique d'un TCSC dimensionné avec  $\rho = \frac{X_c}{X_l} = 10$

A partir de la figure IV.22, on détermine les limites de contrôle de dispositifs FACTS qui sont :

$$X_{TCSC(max)} = 3X_c \Rightarrow \alpha_{min} = 132^\circ$$

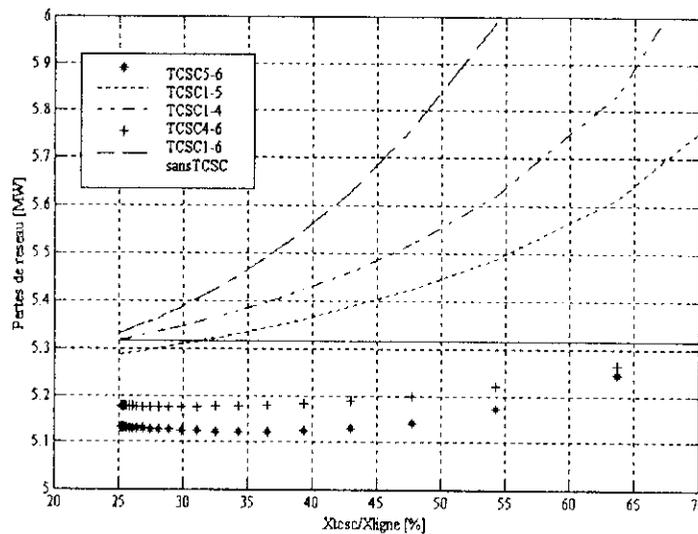
$$X_{TCSC(min)} = X_c \Rightarrow \alpha_{max} = 175^\circ$$

Le TCSC ainsi dimensionné, sera utilisé pour les différentes applications développées. On choisit la stratégie de commande de TCSC par modulation de réactance. Et pour cela on prend  $X_{TCSC(max)} = 0.7 X_{Ligne}$ .

#### IV.5.1 Réduction des pertes dans le système en optimisant le choix d'emplacement du TCSC

En effet, parmi les problèmes inhérents aux systèmes de transmission électrique, l'incapacité de gérer le chemin d'écoulement de puissance, peut causer des surcharges et des pertes considérables dans le réseau. Les dispositifs FACTS séries (TCSC) permettent de réduire au minimum les pertes dans le système par un emplacement optimal.

La figure IV.23, représente la variation des pertes totales du réseau en fonction du niveau de compensation de TCSC pour différents emplacements.



**Fig. IV.23** Variation des pertes totales en fonction de degré de compensation de la ligne pour différents emplacements du TCSC

D'après ces courbes, on remarque que selon l'emplacement du TCSC, les systèmes compensés peuvent provoquer plus ou moins de pertes par rapport aux cas de non compensation. Ces pertes sont réduites avec un emplacement optimal du TCSC, qui sont d'après nos résultats, relatifs aux branches 4-6 et 5-6.

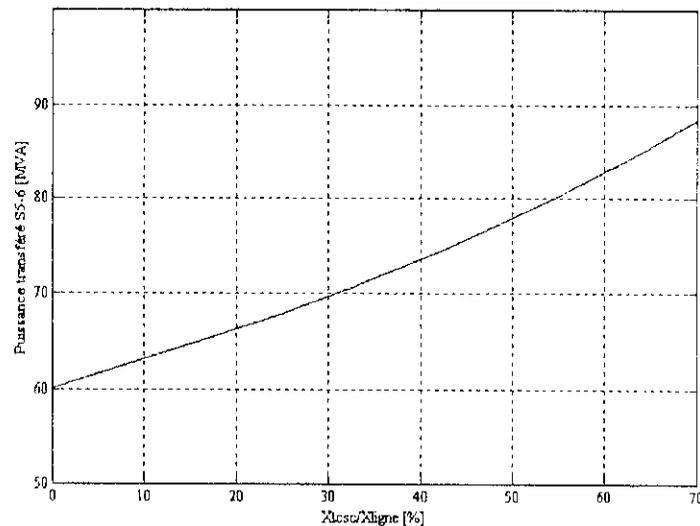
En effet, pour un niveau de compensation de 25%, les pertes totales du réseau décrits par la figure IV.23 sont réduites de 4% pour la ligne 5-6 et de 2.8% pour la ligne 4-6.

Par contre, l'emplacement du TCSC dans les autres branches du réseau, génère plus de pertes active. Pour cette raison, il est préférable de placer le TCSC à travers la branche 5-6.

### IV.5.2 Augmentation de l'écoulement de puissance dans une branche de réseau

Après avoir choisi l'emplacement optimal du TCSC, l'écoulement de puissance dans un réseau électrique se répartit le long de système de transmission selon les caractéristiques des lignes.

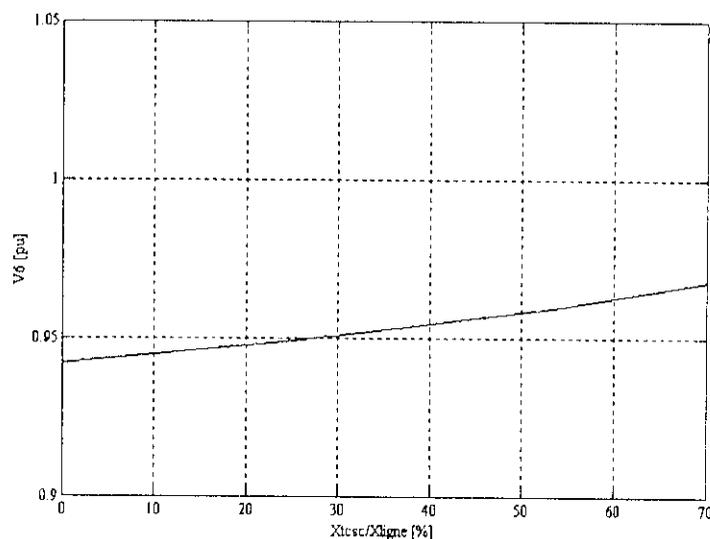
Le but de cette application est de contrôler le chemin d'écoulement de puissance, en augmentant le transfert de celle-ci dans une branche de réseau (branche 5-6).



**Fig.IV.24** Variation de la puissance transmise S5-6 en fonction de la compensation de la ligne avec un TCSC

Dans la figure IV.24, on remarque que la puissance de transfert dans la branche 4-6 augmente au fur et à mesure que l'on augmente le degré de compensation de la ligne avec le TCSC. La puissance initiale s'écoulant à travers la ligne 5-6, qui était initialement de 50 MVA, devient 90 MVA avec 70% de compensation.

De même, nous remarquons dans la figure IV.25 que le TCSC influe sur la tension au nœud 6. Celle-ci qui était de 0.935 [pu] sans TCSC, a été améliorée pour devenir 0.97p.u. avec une compensation de 70%.



*Fig.IV.25 Influence du TCSC sur la tension*

### **IV.5.3 Conclusion**

Le dispositif FACTS série (TCSC) est d'autant plus utilisé dans les réseaux électrique pour accomplir les objectifs suivants :

- augmenter le transfert de puissance dans le réseau électrique .
- diminuer les pertes totales de réseau de transmission, on optimisant le choix de l'emplacement du TCSC.
- améliorer la stabilité de la tension.

## Conclusion générale

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

Cette thèse présente et explique un nouveau concept utilisé dans le domaine des réseaux électriques, appelé FACTS (Flexible AC Transmission Systems) et dont les systèmes sont mis en exergue pour permettre aux systèmes de production et de transport d'énergie électrique une meilleure adaptation à ce nouvel environnement en offrant une plus grande flexibilité et une possibilité de prise en charge rapide et efficace de la demande ou du fonctionnement de ces systèmes d'énergie en général.

Ce travail permet à tout un chacun d'avoir une idée et une information actualisée sur différents schémas et dispositifs rentrant dans le cadre de ce concept FACTS. Il faut noter que ces dispositifs prennent de plus en plus de l'importance dans la conduite et le contrôle des réseaux électriques et contribuent à atténuer de manière significative les effets d'un certain nombre de problèmes qui nuisent à la stabilité des systèmes (ou leur marge de stabilité), la tension, la capacité de transfert d'énergie à travers les lignes, etc. Les points les plus importants traités dans cette thèse sont :

- les principes de fonctionnement, les méthodes et stratégies de commande ainsi que les modèles de conception, les limites d'utilisation et le contrôle des dispositifs FACTS les plus utilisés à savoir le SVC, le TCSC, le STATCOM et l'UPFC.
- la représentation des méthodes d'emplacement et de dimensionnement de ces dispositifs FACTS, dans les systèmes de puissance.
- l'élaboration d'un programme général d'écoulement de puissance, qui prend en considération l'implication de certains de ces dispositifs FACTS comme le TCSC lié aux capacités de transferts de puissance dans les lignes.

En termes d'applications, le programme d'écoulement de puissance nous a permis d'évaluer l'effet d'une installation de différents dispositifs FACTS dans un réseau électrique à 6 nœuds, et de mettre en évidence les améliorations qu'apporte chaque dispositif. Les résultats obtenus, permettent de conclure que parmi les apports positifs des dispositifs FACTS, nous pouvons citer

a) du point de vue économique :

- l'installation de compensateurs shunt permet de diminuer le risque de baisse excessive de tension et d'augmenter la marge de stabilité.
- l'insertion d'un compensateur série (comme le TCSC) permet au réseau de transporter plus d'énergie, avec un coût un peu plus réduit que dans le cas d'un réseau non

compensé, puisque l'acheminement d'une plus grande quantité d'énergie se fait avec moins de pertes.

b) du point de vue environnemental :

- les systèmes FACTS permettent un transfert d'énergie électrique sur de longues distances avec moins d'impacts négatifs en référence aux normes environnementales. Par exemple, la diminution des pertes d'énergie entraîne une baisse relative de la génération de puissance, ce qui a évidemment une certaine incidence sur le degré de pollution, la quantité de gaz émise, etc.

En fait, le choix approprié et l'installation adéquate d'un dispositif FACTS, dépend du type d'améliorations que l'on veut apporter à un réseau électrique, ce qui nécessite des études préalables particulières pour analyser du point de vue technico-économique les solutions réalisables les plus optimales.

Finalement, les différents avantages qu'apportent les dispositifs FACTS laissent espérer les consommateurs à disposer d'une énergie électrique de meilleure qualité, plus fiable et plus sécuritaire, que ce soit à partir du système de puissance local ou à partir de systèmes d'énergie électrique interconnectés.

Enfin, nous oserons dire que les systèmes FACTS découlent d'un concept qui a tendance à élargir son champ d'intervention, et donc à impliquer d'autres dispositifs pour une meilleure conduite et contrôle des réseaux électriques, ce qui pourrait concerner par exemple les systèmes de régulation et de commande de puissance, de vitesse ou encore de tension des générateurs.

---

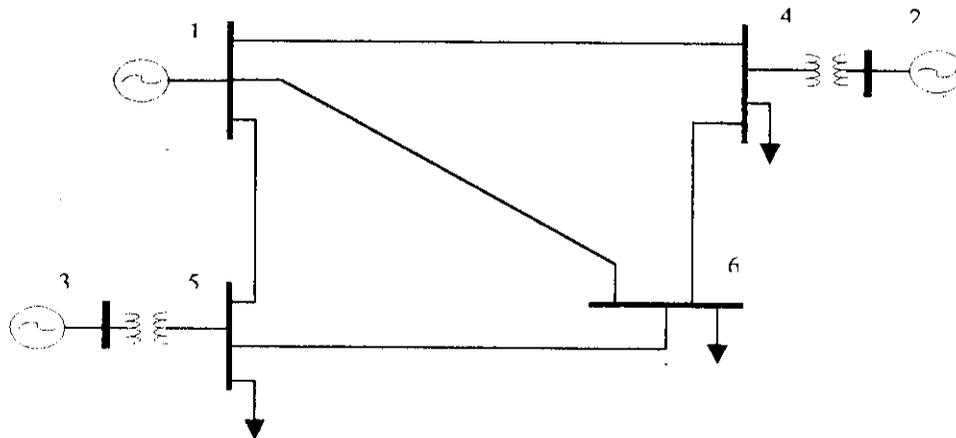
## Bibliographie

- [1]- K. Stahlkopf, “*New Technologies to Increase Transmission Capacity*”, Electric Power Research Institute, 1999.
- [2]- G. G. Karady, “*New Technologies in FACTS and Distribution Engineering*”, Future Research Directions for Complex Interactive Electric Networks NFS/DOE/EPRI Sponsored Workshop, November 2000.
- [3]- R. Grünbaum, “*FACTS – a Powerful Means for Increasing the Availability of Electric Power*”, ABB Power Systems AB, Sweden, 2001.
- [4]- K. Habur, D. O’Leary, “*FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy*”, Siemens, 2001.
- [5]- Dr A. HELLAL, “*Cours Modélisation des réseaux électriques 5ème année électrotechnique*”, Ecole Nationale Polytechnique, Hassen-Badi, El Harrach, 2002
- [6]- Dr A. HELLAL, “*Extension de stabilité à la compensation statique*”, Projet de recherche N° 01/93.
- [7]- R. Grünbaum, “*FACTS: a Powerful Means for Increasing the Availability of Electric Power*”, ABB Power Systems AB, Sweden, 2001.
- [8]- C. A. Canizares, “*Modelling of TCR and VSI Based FACTS Controllers*”, University of Waterloo Department of Electrical & Computer Engineering, Waterloo, Canada, Internal Report for ENEL and POLIMI, September, 1999.
- [9]- C. A. Canizares, S. Corsi, M. Pozzi, “*Modeling and Implementation of TCR and VSI Based FACTS Controllers*”, ENEL, 1999.
- [10]- “*Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*”, Siemens Power Transmission & Distribution, FACTS & Power Quality Division, 2000.
- [11]- Z.T. Faur, “*Effects of FACTS devices on Static Voltage Collapse Phenomena.*”, thesis requirement for the degree of Master of Applied Science in Electrical Engineering, Waterloo, Ontario, Canada, 1996
- [12]- I.T. Fernando, W.T. Kwasnicki A.M. Gole, “*Modelling of conventional and advanced static var compensation in an electromagnetic transients simulation program*”, Manitoba HVDC Research Centre, University of Manitoba, Winnipeg MB., CANADA, 1996.
- [13]- C. A. C. Cavaliere, E. H. Watanabe, M. Aredes, “*Comparison Between the Conventional STATCOM and the PWM STATCOM*”, UFRJ, Rio de Janeiro, 1999.
- [14]- C. A. C. Cavaliere, E. H. Watanabe, M. Aredes, “*Analysis and Operation of STATCOM in Unbalanced Systems*”, UFRJ, Rio de Janeiro, 1999.

- [15]- *"Flexible AC Transmission Systems: Voltage-sourced converter-based solutions for advanced energy delivery"*, Siemens Power Transmission & Distribution, 2000.
- [16]- R. Grünbaum, B. Halvarsson, A. Wilk-Wilczynski, *"FACTS and HVDC Light For Power System Interconnections"*, ABB Power Systems AB, Presented a Power Delivery Conference, Madrid, Spain, September 1999.
- [18]- T. Orfanogiannia, *"A flexible software environment for steady-state power flow optimization with series"*, for the degree of doctor of technical sciences, Swiss federal institute of technology, Zurich, 2000.
- [19]- D. Menniti, A. Pinnarelli, U. De Martinis, A. Andreotti, *"Modelling of Unified Power Flow Controller into Power Systems using P-Spice"*, 2001.

## Annexe 1

Réseau électrique à 6 nœuds :



*Réseau électrique à 6 nœuds*

Données de lignes :

Ligne	$R$ [pu]	$X$ [pu]	$B$ [pu]
1 - 4	0.035	0.225	0.0065
1 - 5	0.025	0.105	0.0045
1 - 6	0.040	0.215	0.0055
2 - 4	0.000	0.035	0.0000
3 - 5	0.000	0.042	0.0000
4 - 6	0.028	0.125	0.0035
5 - 6	0.026	0.175	0.0300

Données de nœuds :

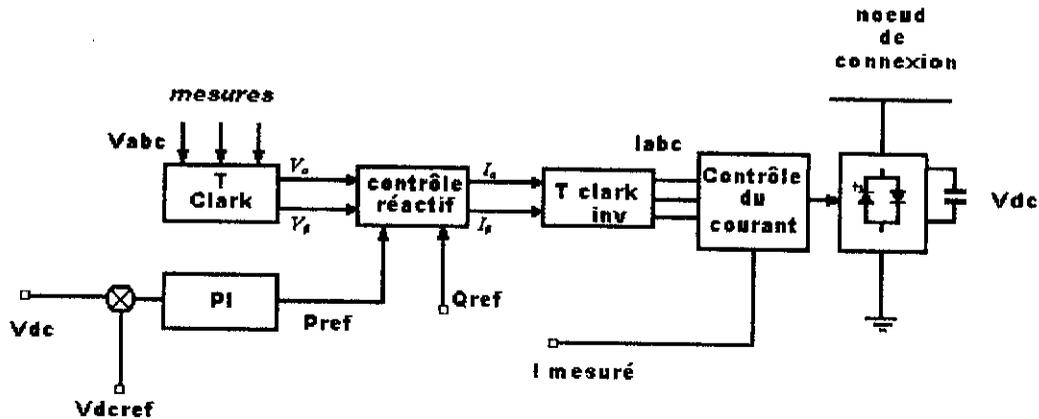
Nœud	V [pu]	Phase de tension [deg]	Charge		Génération	
			MW	MVar	MW	Mvar
1	1.06	0.0	00.00	00.00	00.00	00.00
2	1.04	0.0	00.00	00.00	150.00	00.00
3	1.03	0.0	00.00	00.00	100.00	00.00
4	1.00	0.0	100.00	70.00	00.00	00.00
5	1.00	0.0	90.00	30.00	00.00	00.00
6	1.00	0.0	160.00	110.00	00.00	00.00

## Annexe 2

### STATCOM à MLI avec contrôle réactif

Ce modèle de STATCOM utilise le mode de contrôle réactive, avec une technique MLI à hystérésis.

Le schéma bloc de ce dispositif est :



*Schéma bloc du STATCOM*

- Un dispositif de mesure, qui mesure la tension au nœud de connexion.
- Le bloc de contrôle réactif calcule les courants  $i_\alpha$ ,  $i_\beta$  à l'aide des composantes  $\alpha\beta$  de la tension, et les puissances de références:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_r \\ Q_r \end{bmatrix}$$

Les courants ainsi calculés, sont transformés en composantes réelles.

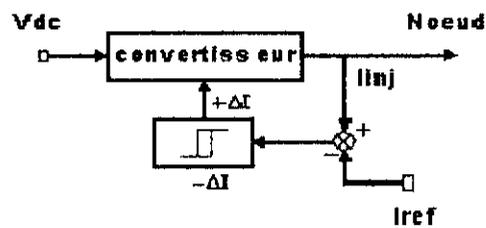
- Un bloc de contrôle du courant utilisant la technique MLI à hystérésis pour générer les impulsions nécessaires à la commutation.

Le courant généré  $I$  est donné par :

$$I = I_{max} \text{ si } I > I_{max} \quad I = I_{min} \text{ si } I < I_{min}$$

$$\text{Avec } I_{max} = I_{ref} + \frac{\Delta I}{2} \text{ et } I_{min} = I_{ref} - \frac{\Delta I}{2}$$

Si la valeur de  $\Delta I$  est petite la teneur en harmonique des courants générés est très faible, mais la fréquence de commutation est très élevée, donc ça valeur est déterminée selon la fréquence de commutation qu'on peut atteindre, qui est pratiquement de l'ordre de 500Hz à 2.5 kHz.



### *Technique MLI avec hystérésis*

Ce STATCOM se comporte comme un générateur de courant en série avec la réactance des transformateurs. Le courant généré est calculé pour maintenir la valeur de la puissance réactive dans le nœud de connexion proche de ça valeur de référence, et dans la limite de la puissance de dispositif.

La référence de la puissance active est calculée, pour garder la tension continue, aux bornes du condensateur, constante.

## Annexe 4

### **Exemples d'installations de dispositifs FACTS**

#### ***1-SVC***

##### **Interconnexion entre Sud Afrique et le Zimbabwe [3]**

Depuis 1995, un SVC a entré en fonctionnement dans une ligne d'interconnexion de 405km à 600MW entre Matimba et Insukamini, entre la Sud Afrique et le zimbabwe.

Cette interconnexion est relativement faible, car sans des mesures adéquates des oscillation de puissance active à faible fréquences ( $<0.5\text{Hz}$ ) peuvent apparaître. Le SVC est installé pour amortir ces oscillations. Après son installation les marges de stabilité et de transfert de puissance sont augmentés de 150MW.

#### ***2-TCSC***

##### **Interconnexion nord-sud en Brésil [3]**

Dans ce pays il existe deux principaux réseaux un au nord et l'autre au sud. Pour interconnecter ces deux réseau deux solutions se présentent, une ligne à courant alternatif ou un HVDC. L'option d'une ligne alternatif 500 kV, de plus de 1000 km avec une compensation série a été choisie. Elle a été mise en opération au début de 1999.

Un totale de six condensateurs série à 500 kV, cinq sont des condensateurs fixe et un TCSC, le tout est d'une puissance de 1100MVar, ont été réparties le long de cette ligne.

Le TCSC a pour rôle d'amortir les oscillations de puissance entre les deux systèmes, ces oscillations (0.2 Hz) peuvent altérer la stabilité du système interconnecté.

Le TCSC a les caractéristiques suivantes :

- Tension maximale 550 kV.
- Puissance réactive nominale 107 MVar.
- Courant nominale 1500 A.

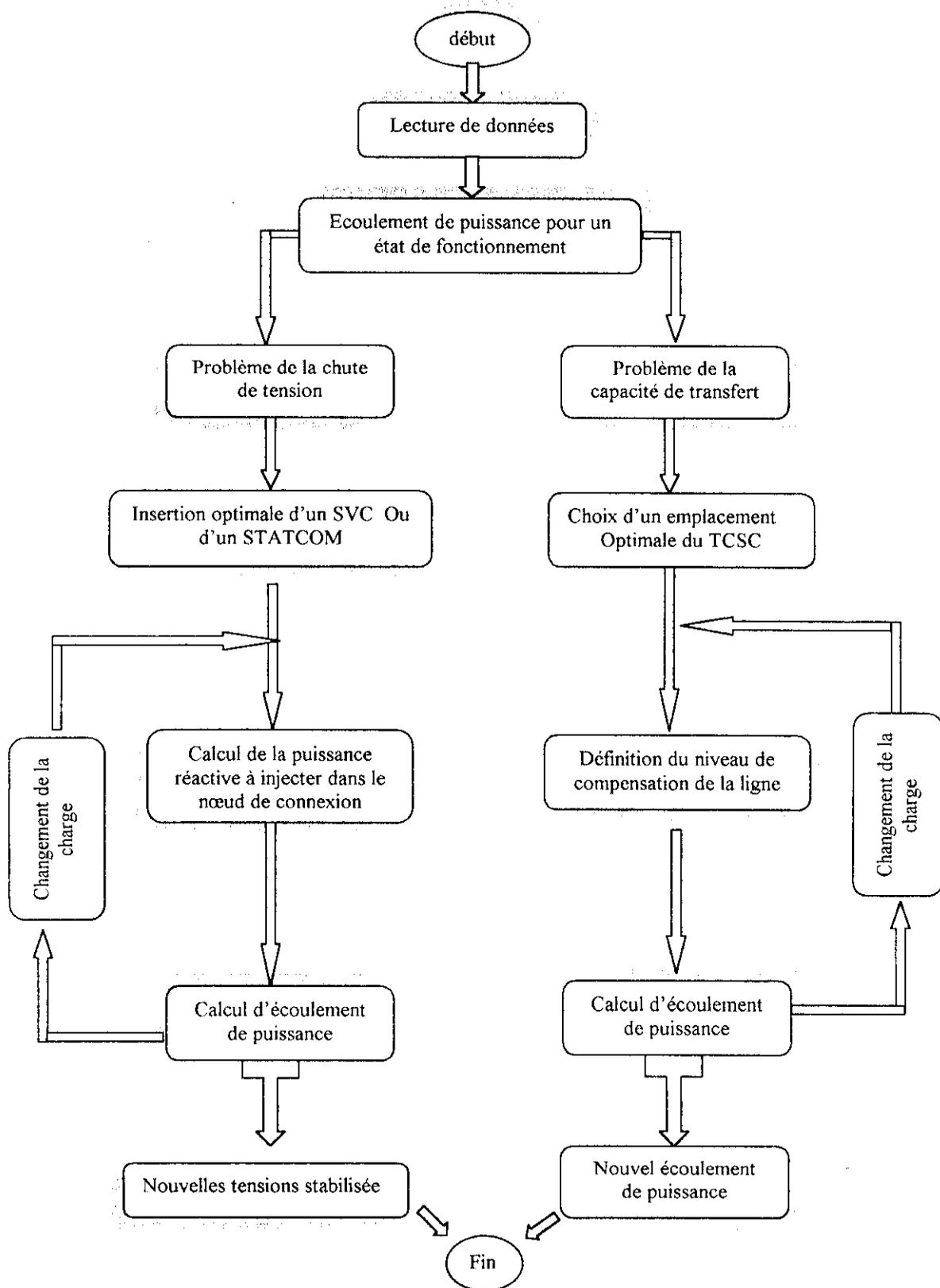
#### ***3-STATCOM***

Le premier STATCOM est mis en service en 1995 à la sous station de Sullivan Tennessee, USA, par EPRI et Siemens, le STATCOM de  $\pm 100$  MVar peut maintenir la tension à un nœud de 500kV et amortir les oscillations de puissance [15].

#### ***4-UPFC***

Le premier UPFC était installé à la sous station de AEP's en Kentucky, USA. Cet UPFC de  $\pm 160$  MVar constitué de deux SVS l'un est connecté en shunt, l'autre peut être connecté en série ou en parallèle. Ce dispositif peut contrôler la tension, et l'écoulement de puissance active et réactive [15].

### Annexe 3



*Organigramme générale de calcul d'écoulement de puissance avec les dispositifs FACTS*