

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'AUTOMATIQUE

## Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : **Sciences et Technologies**  
Filière : **Génie Electrique**

Spécialité : **commande des systèmes**

**Présenté par**  
ILLOUL Ramdane  
ZENIA Massyle  
SELLAH Yazid

### Thème

## **Stabilisation d'un système SMIB par SVC et TCSC.**

*Mémoire soutenu publiquement le 30 / 09 / 2015 devant le jury composé de :*

**M. Rabah MELLAH**

MCB, UMMTO, Examinateur

**M. Mohand Outahar BENSIDHOUM**

MCA, UMMTO, Encadreur

**Mme. Ouiza BOUKENDOUR**

MAB, UMMTO, Examinatrice

**M. Mohand Achour TOUAT**

MCB, UMMTO, President

2014/2015

# Remerciements

*Nous remercions d'abord DIEU le tout puissant pour la santé, le courage et la foi qu'il nous a donné pour arriver à ce jour.*

*Nous tenons à remercier notre encadreur M. Amar HAMACHE pour son aide, ses précieux conseils, et sa patience tout au long de ce travail.*

*Nous remercions les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'examiner notre travail.*

*Nos remerciements les plus chaleureux vont à nos chers parents pour leurs encouragements, leur patience, et leur grand soutien durant toutes ces années d'études.*

*Nos sincères remerciements à tous ceux qui ont participé de près et de loin à l'achèvement de ce travail.*

;

# Dédicasses



*Je dédiée ce travail à :*



*Ma Mère ;*



*A mon Père ;*



*A a toute la famille Zenia ;*



*A mes frères : rayane, anis ;*



*Et à tous mes Amis.*

**MASSYLE**



;

# Dédicasses



*Je dédie ce travail à :*



*Ma Mère ;*



*A mon Père ;*



*A a toute la famille ILLOUL ;*



*A mes frères et sœurs*



*Et à tous mes Amis.*

**RAMDANE**



# Dédicasses



Je dédiée ce travail à :



*Ma Mère ;*



*A mon Père ;*



*A a toute la famille SELLAH ;*



*A mes frères :Hicham, Mohamed, Karim;*



*Et à tous mes Amis.*

**YAZID**



## Sommaire

<b>Introduction générale.....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Réseaux Electriques et Systèmes FACTS</b>	
I.1. Introduction.....	2
I.2. Réseau électrique .....	2
I.2.1. Rôle du réseau électrique .....	2
I.2.2. Exploitation d'un réseau électrique.....	3
I.2.3. Structure générale des réseaux électrique .....	4
I.2.4. Défauts dans les réseaux électriques HT.....	6
I.2.5. Phénomènes liés au fonctionnement des réseaux électriques .....	7
I.2.5.1. Puissances maximale transmissible .....	7
I.2.5.2. Couplage «fréquence /puissance .....	8
I.2.6. Stabilité des systèmes électriques .....	9
I.2.7. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.....	11
I.2.7.1. Compensation dans un système électrique.....	11
I.2.7.2. Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension .....	11
I.2.7.3. Moyens modernes .....	13
I.3. Concepts de base et définitions des FACTS .....	13
I.4. Nécessité des dispositifs FACTS .....	13
I.5. Classification des systèmes FACTS .....	14
I.5.1. Compensateurs séries.....	14
I.5.1.1. Condensateurs séries contrôlés par thyristors TCSC .....	14
I.5.1.2. Compensateur réactif contrôlé par thyristor TCSR .....	15
I.5.1.3. Compensateur synchrone statique série SSSC.....	15
I.5.2. Compensateurs shunts.....	16
I.5.2.1. Condensateur commuté par thyristor(TSC).....	16
I.5.2.2. Inductance contrôler par thyristor(TCR).....	17

I.5.2.3. Compensateur statique de l'énergie réactive SVC.....	18
I.5.2.4. Compensateur synchrone statique (STATCOM).....	18
I.5.3. Compensateurs série-shunt (hybrides).....	19
I.5.3.1. Régulateur d'angle de phase contrôlé par thyristor (TCPAR).....	19
I.5.3.2. Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance (UPFC) .....	20
I.5.3.3. contrôleur de flux de puissance d'interligne (IPFC).....	22
I.6. Apports et avantages des dispositifs FACTS.....	22
I.7. Comparaison des FACTS les plus utilisés .....	24
I.8. le rôle des FACT.....	24
I.9. Applications pratiques des dispositifs FACTS .....	25
I.10. Coût des dispositifs FACTS.....	26
I.11. Conclusion .....	26
 <b>Chapitre II : Modalisation du Système</b>	
II.1. Introduction .....	28
II.2. Compensateur statique de puissance réactive.....	28
II.2.1. Principe de fonctionnement .....	29
II. 3. Le Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (TCSC) .....	30
II.3.1. Principe de fonctionnement .....	31
II.4. Schéma équivalent du SMIB .....	31
II.5. Modélisation du système .....	32
II.6. Conclusion .....	36
 <b>Chapitre III : Commande du système</b>	
III .1. Introduction .....	37
III .2. Objectif de la commande et cahier des charges .....	37
III .3. Synthèse de la commande par la technique des modes glissants .....	39
III .4. Simulation et interprétation .....	41
III .5. Conclusion.....	43
Conclusion générale .....	44

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure (I.1) :</b> Puissance transitée entre deux réseaux .....	3
<b>Figure (I.2) :</b> Réseau électrique simplifié .....	5
<b>Figure(I.3) :</b> Différentes types de défauts.....	6
<b>Figure (I.4) :</b> Caractéristique de puissance maximale Transmissible.....	8
<b>Figure (I.5) :</b> Alternateur débitant sur une charge .....	9
<b>Figure (I.6) :</b> (a) Structure du TCSC (b) Représentation par une susceptance variable .....	14
<b>Figure (I.7) :</b> Structure du TCSR .....	15
<b>Figure (I.8):</b> Static Synchronous Series Compensator (SSSC) .....	16
<b>Figure I.9:</b> Thyristor Switched Capacitor (TSC).....	17
<b>Figure( I.10):</b> Thyristor Controlled Reactor (TCR).....	17
<b>Figure (I.11):</b> Structure d'un SVC, schéma équivalent .....	18
<b>Figure (I.12):</b> Structure du STATCOM.....	19
<b>Figure (I.13):</b> Structure du TCPAR .....	20
<b>Figure (I.14):</b> Structure de l'UPFC.....	21
<b>Figure (I.15):</b> Schéma de principe d'un IPFC .....	22
<b>Figure (II.1):</b> Insertion du SVC dans la ligne.....	29
<b>Figure (II.2):</b> présentation d'un Compensateur SVC.....	29
<b>Figure (II. 3):</b> Fonctionnement du Compensateur SVC .....	30
<b>Figure (II. 4):</b> Insertion d'un TCSC sur une ligne.....	31
<b>Figure (II.5):</b> Schéma unifilaire du système SMIB .....	32
<b>Figure (II.6):</b> Circuit unifilaire du système SMIB.....	32
<b>Figure (II.7):</b> Circuit unifilaire du système SMIB-TCSC .....	34
<b>Figure (II.8):</b> Circuit unifilaire du système SMIB-SVC .....	34

<b>Figure (III.5.b):</b> Réponse du système équipé du SVC pour le test 2 .....	37
<b>Figure (III.2):</b> Evolution de l'angle interne en situation 1 .....	38
<b>Figure (III.3):</b> Evolution de l'angle interne en situation 2.....	38
<b>Figure (III.4) :</b> Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase .....	40
<b>Figure (III.4.a):</b> Réponse du système équipé du TCSC pour le test 1 .....	42
<b>Figure ( III.4.b):</b> Réponse du système équipé du SVC pour le test 1 .....	43
<b>Figure ( III.5.a):</b> Réponse du système équipé du TCSC pour le test 2 .....	43
<b>Figure (III.5.b):</b> Réponse du système équipé du SVC pour le test 2 .....	44

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1.</b> Domaines d'applications des dispositifs FACTS .....	24
<b>Tableau 1.2.</b> La correction via les FACTS .....	25
<b>Tableau 1.3.</b> Dispositifs FACTS installes dans le monde et leurs puissances totales .....	26
<b>Tableau III.1:</b> Relevé des indices de performance.....	44

## Liste des Acronymes et symboles

*HT*: haute tension

BT : basse tension

MT : moyenne tension

*SMIB*: Single Machine Infinite Bus

*SVC* : Static Var Compensator

*TCSC* : Thyristor-Controlled Series Capacitor.

*FACTS* : Flexible Alternative Current Transmission System

TCSR : Compensateur réactif contrôlé par thyristor

SSSC : Compensateur synchrone statique série

STATCOM : Compensateur synchrone statique

TCPAR : Régulateur d'angle de phase contrôle par thyristors

UPFC : Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance

*R* : Résistance

*V* : Tension de la charge

*I* : Courant efficace

*K* : Facteur de puissance du récepteur

*J* : Moment d'inertie de générateur [ $kg.m^2$ ]

$C_m$  : Couple mécanique

$C_e$  : Couple électrique *FACTS*

$S$  : La Vitesse angulaire [ $rad/S$ ]

$P_m$  : La puissance mécanique

$P_e$  : La puissance électrique

$P$  : Puissance active

$D$  : Coefficient d'amortissement

$H$  : Constante en fonction de moment d'inertie

$u$  : Angle interne du générateur en [rad]

$X_e$  : Réactance équivalent

$X$  : Réactance de la ligne

$X_d$  : Réactance synchrone

$\omega_s$  : est la pulsation de la tension du réseau aval en [rad/s]

$E$  : Force électromotrice

$V_t$  : Tension au jeux de barres

$X_t$  : Réactance de transformateur

A decorative horizontal scroll-like border with rounded ends and a vertical extension on the left side, containing the title text.

# **Introduction générale**

## Introduction générale

Le développement de l'électronique de puissance a permis d'améliorer la gestion des réseaux électriques en introduisant un nouveau concept dans les systèmes de transport de la puissance électrique à courant alternatif, dénommés FACTS. Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont pressentis pour l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. Le développement des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux soutenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité, la flexibilité et aussi la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques.

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à l'étude de deux dispositifs FACTS : SVC et TCSC. Pour illustrer leurs apports dans l'amortissement des oscillations synchrones d'un réseau électrique. Nous avons commencé par donner quelques généralités sur les réseaux électriques suivies d'une liste de dispositifs de commande conventionnels utilisés par la plus part des compagnies d'électricité pour gérer leurs réseaux. Nous avons parlé d'une part, du fonctionnement global de ces dispositifs et d'autre part, de leurs insuffisances. Ensuite, nous avons présenté les solutions modernes appelées FACTS ainsi que leurs avantages par rapport aux dispositifs conventionnels. Nous avons fait une étude comparative entre l'influence de ces deux dispositifs sur la stabilité transitoire.

Le travail présenté dans ce mémoire a été structuré en trois chapitre :

Dans le premier chapitre, nous avons exposé quelques généralités sur le fonctionnement des réseaux électriques, la stabilité ainsi que sur les moyens permettant d'améliorer, les FACTS en l'occurrence. Quant au deuxième chapitre, il sera consacré à la modélisation du système global englobant la machine et les deux dispositifs FACTS (SVC ou TCSC). Le troisième chapitre traite le problème de commande du système dans le but d'amortir les oscillations électromécaniques apparaissant suite à un défaut. Une loi de commande utilisant les modes glissants sera synthétisée et des simulations seront effectuées dans le cas où cette loi de commande sera appliquée au pilotage du système.

A decorative border resembling a scroll, with rounded corners and a slight shadow effect, framing the chapter title.

**Chapitre I**  
**Réseaux électriques et systèmes**  
**FACTS**

## **I.1. Introduction**

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers. Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [1].

## **I.2. Réseau électrique**

L'électricité, une fois produite par les centrales électriques (hydrauliques, nucléaires...), doit être acheminée vers les consommateurs (industries, domiciles...), par le biais d'un ensemble d'équipements formant un réseau électrique [2].

Une bonne solution classique consiste à transporter l'électricité à haute tension afin d'éviter le maximum de pertes possibles puis à la distribuer sur des niveaux de tension plus bas.

### **I.2.1. Rôle du réseau électrique**

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveaux de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [1].

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

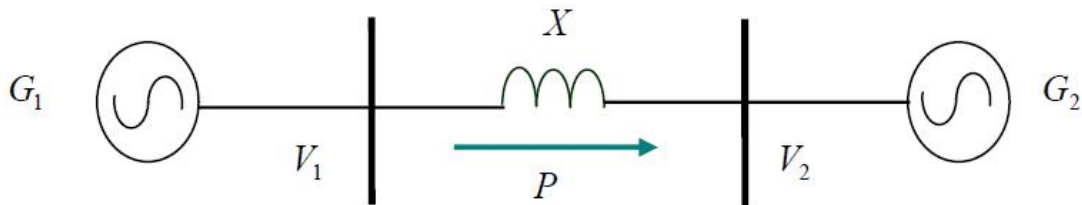
- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leur propagation. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs.

- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur doit tenir en respectant une règle d'égalité c'est à dire une impartialité en conservant une continuité de service maximale [1].
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement.

### I.2.2. Exploitation d'un réseau électrique

La puissance active  $P$  transitée entre deux réseaux de tensions  $V_1$  et  $V_2$  (Figure (I.1)) présentant un angle de transport  $\delta$  (Le déphasage entre  $V_1$  et  $V_2$ ) et connectés par une liaison d'impédance  $X$  est donnée par l'équation suivante:

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



**Figure (I.1) :** Puissance transitée entre deux réseaux.

Où:

$P$  : La puissance transportée;

$V_1$  : Vecteur de tension de la source ( $|V_1| \angle u_1$ );

$V_2$  : Vecteur de tension du récepteur ( $|V_2| \angle u_2$ );

$X$  : La réactance de la ligne;

$u = (u_1 - u_2)$  : L'angle de transport entre les deux systèmes.

L'équation (I.1) montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit:

En maintenant la tension des systèmes;

En augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes;

Ou en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créés par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements [3].

### **I.2.3. Structure générale des réseaux électrique**

De façon très général, un réseau électrique est toujours dissocié en grandes parties:

#### **Production**

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produits sous formes de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de source d'énergie dites "primaires".

#### **Transport**

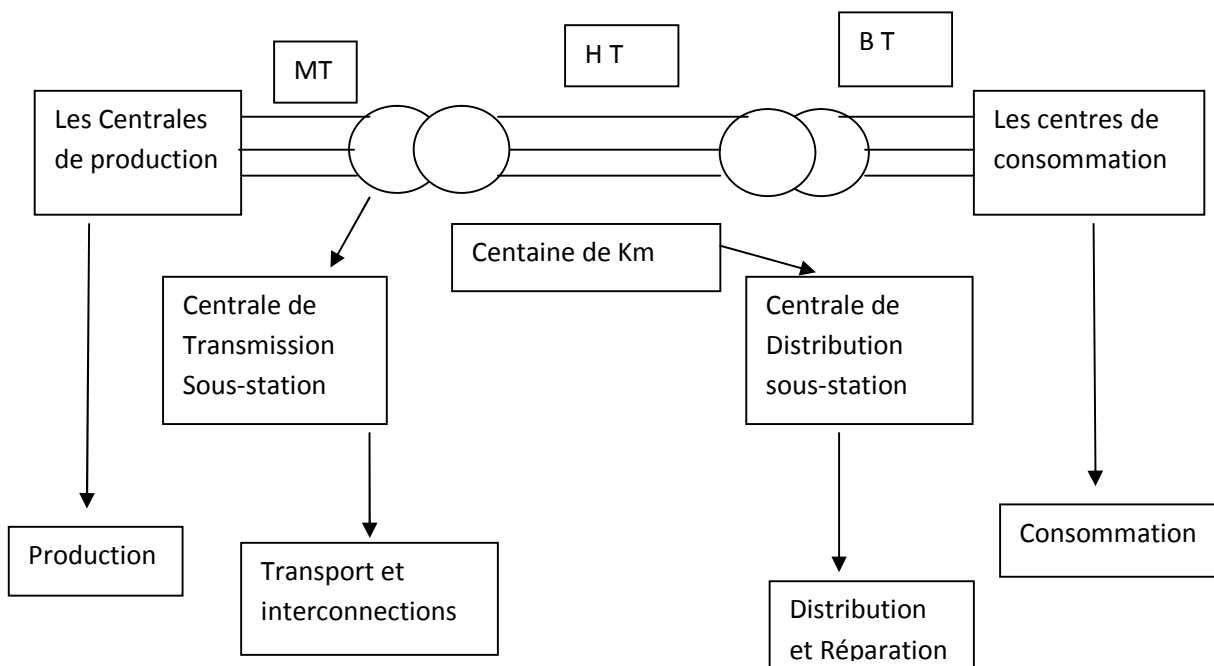
Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en générale groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le grand transport consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autres, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension.

### Distribution

Elle consiste en un maillage fin de territoire permettant à chaque utilisation d'être à proximité d'une liaison au réseau, c'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation.

### Consommation

Chaque récepteur électrique connecté à un réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasé (220 V), certains clients industriels (grosses usines, ferroviaire...etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension. La figure (I.2) représente de façon très synthétique et symbolique la structure d'un réseau et ses grandes composantes.



**Figure(I.2) :** Réseau électrique simplifié.

### I.2.4. Défaits dans les réseaux électriques HT

Le risque d'apparition d'un incident sur les réseaux n'est pas nul car lié à des nombreux paramètres aléatoires, aussi les courts-circuits peuvent avoir diverses origines

#### Electrique

C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, en effet le matériel électrique que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comporte des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits [2].

#### Atmosphérique

Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre [2].

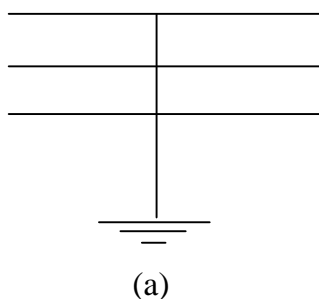
#### Mécanique

C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteur consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

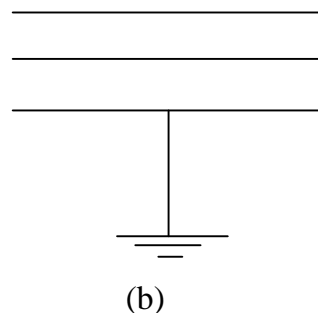
#### Humaines

Ce sont les fausses manœuvres telles que l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

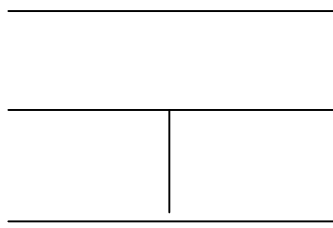
On trouve plusieurs catégories de défaut dans les réseaux HT, ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut, on distingue les types, et caractéristiques dans la figure suivante:



Défaut symétrique de trois phases

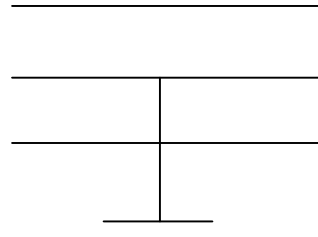


Ligne simple pour rectifier le défaut



(c)

Défaut entre phases



(d)

Double ligne pour rectifier le défaut

**Figure(I.3) :** Différentes types de défauts.

### I.2.5. Phénomènes liés au fonctionnement des réseaux électriques

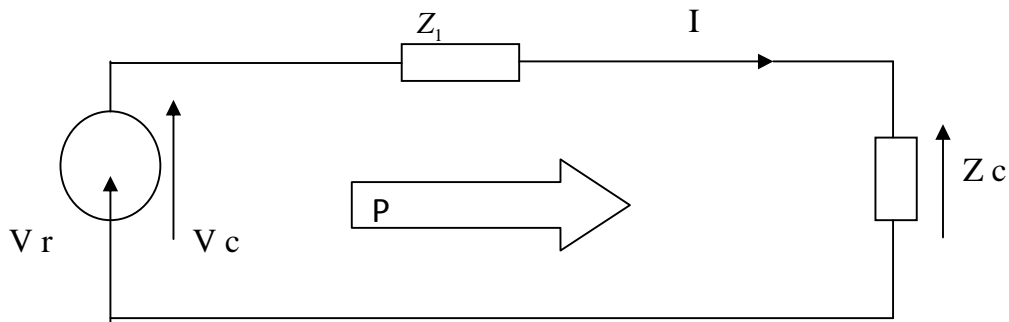
Pour bien comprendre les principes de fonctionnement des réseaux électriques, il est nécessaire de prendre conscience d'un certain nombre de phénomènes qui limitent leurs possibilité, ou mettent en péril leurs sûreté, c'est de la gestion optimisée de ces phénomènes et de leurs conséquences que découlent les grandes stratégies de conduites.

#### I.2.5.1. Puissances maximale transmissible

Toute association « générateur/ récepteur » présente une limite de puissance transmissible de l'un vers l'autre. Tout réseau électrique, dès lors qu'il est globalement équilibré, peut être ramené à une telle association et alors tributaire d'une grandeur importante appelée « puissance maximale transmissible ». La figure (I.4) représente le schéma équivalent monophasé de tout réseau, ou toute partie de réseau, en régime permanent équilibré. Sur ce schéma, la source de tension  $V_r$  la tension à vide des alternateurs, l'impédance  $Z_1$  est équivalente à l'ensemble des lignes et des transformateurs, la charge est représentée par l'impédance  $Z_c$ .

La règle, souvent utilisée en électronique de « l'adaptation d'impédance » décrit le fait que la puissance  $P$  transmise au récepteur est maximale si  $Z_c = Z$  (ce qui implique que  $Z_c = Z_1$ ).

En d'autres termes, la modification de la charge ne permet pas de dépasser une certaine puissance  $P_{\max} = \frac{V_r}{4Z_1}$ . La figure (I-4) représente également l'évolution de  $\frac{P}{P_{\max}}$  et du rendement  $h$  du système en fonction de la résistance de la charge.



**Figure (I.4) :** Caractéristique de puissance maximale Transmissible.

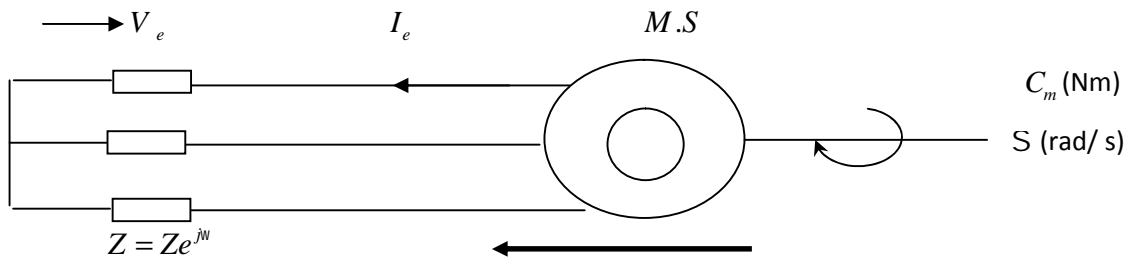
**I.2.5.2. Couplage «fréquence /puissance »**

Tout alternateur, lorsqu’il débite de la puissance vers une charge, est tributaire du principe fondamental de la dynamique d’un solide en rotation (voir Figure (I-5)).

$$\sum couple = C_m - C_a - C_e = J d\check{S}/dt \tag{1.2}$$

En négligeant les pertes associées à l’alternateur, il est possible de relier alors l’évolution de sa vitesse aux puissances générée (puissance mécanique  $P_m$ ) et reçues (puissance électrique  $P_e$ ).

$$C_m - C_e = \frac{P_m}{\check{S}} - \frac{P_e}{\check{S}} = \frac{Jd\check{S}}{dt} \tag{1.3}$$



$$P_m = C_m \check{S}$$

$$P_e = 3VI \cos w$$

**Figure (I.5) :** Alternateur débitant sur une charge.

La fréquence des tensions produites par l'alternateur étant produites à la vitesse rotation, cette équation permet de comprendre l'origine des ses fluctuations a savoir :

- En régime permanent c'est-à-dire a vitesse et fréquence constantes, il ya égalité entre la puissance produite et la puissance consommée.
- Lors d'une évolution à la hausse de la puissance consommée ( $P_e$ ), il ya « freinage » de l'alternateur ( $\frac{d\tilde{S}}{dt} < 0$ ) et diminution de la fréquence.
- Lors d'une évolution à la baisse de la puissance consommée ( $P_e$ ), il ya « accélération » de l'alternateur ( $\frac{d\tilde{S}}{dt} > 0$ ) et augmentation de la fréquence.

Autrement dit, de par la proportionnalité entre vitesse et fréquence, il existe un fort couplage entre la fréquence d'un réseau (qui n'est autre qu'un « regroupement » d'alternateurs) et le bilan des puissances. Le fait de garantir la constance de la fréquence consiste ainsi à adapter en permanence le « niveau de production » à celui de la demande en permettant aux divers appareillages de fonctionner à leur pulsation optimale (c'est-à-dire de ne pas « subir » l'égalité « production=consommation »).

### **I.2.6. Stabilité des systèmes électriques**

Le niveau de sécurité d'un réseau est jugé satisfaisant si, d'une part, il est apte à assurer l'équilibre production-consommation en respectant certaines limites admissibles liées aux transits de puissances dans les lignes, aux tensions en chaque nœud et aux points de fonctionnement des groupes de production et si, d'autre part, il est apte a "survivre" à une perturbation plus ou moins violente [2].

#### **Stabilité statique**

En général, a la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent.

Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau.

Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence.

### **Stabilité dynamique**

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau.

### **Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire d'un réseau est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale.

Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations ; telles que les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines, la perte d'ouvrages, la perte de groupes de production, ... etc.

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

- du type de perturbation,
- de la durée de perturbation,
- du lieu de perturbation,
- de la performance des systèmes de protection (relais, re-enclenchement),
- du point de fonctionnement avant défaut, notamment, le niveau de puissance active, la topologie du réseau et le degré d'excitation des machines tournantes.
- des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau électrique (e.g. des générateurs, des charges et des régulateurs) mises en place dans les stations et des stabilisateurs comme le PSS.

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude de données de sorties [1 2].

## **I.2.7. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire**

### **I.2.7.1. Compensation dans un système électrique**

Pour qu'un réseau électrique soit en état de fonctionnement normal, il faut implanter les systèmes de Compensation de la puissance réactive, et ce dans le but de garder la marge de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées, améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale transmissible, et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques.

En principe, la compensation de la puissance réactive doit modifier l'impédance de charge en agissant sur la capacité et/ou l'inductance de la ligne pour obtenir une impédance de charge virtuelles adaptant aux valeurs de la puissance actuelle transportée par la ligne [1, 2].

### **I.2.7.2. Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension**

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau.

Les dispositifs de compensation de la puissance réactive et de réglage de la tension sont:

- des condensateurs et inductances fixes,
- des compensateurs synchrones,
- des transformateurs à prises variables (en charge ou à vide),
- les groupes générateurs.

L'ajustement rapide et fin de la puissance réactive en HT et le réglage de tension sont assurés par les groupes générateurs (réglage primaire) et les condensateurs des postes de transformation vers le réseau de répartition [1, 2].

#### **a. Condensateurs et inductances fixes**

Ce sont les premiers compensateurs statiques utilisés pour compenser la puissance réactive dans les réseaux car un condensateur en régime alternatif est capable de fournir de la puissance réactive inversement à l'inductance qui en consomme. Ce fut l'idée de base de la conception d'autres compensateurs plus sophistiqués à l'exemple des batteries de condensateurs. Il est vrai que ces derniers tiennent la tête des compensateurs les plus

économiques sur le marché mais hélas, leur manœuvre est assurée à l'aide de disjoncteurs ainsi que d'autres dispositifs électromécaniques à réponse lente et qui provoquent certains phénomènes transitoires de tension. De plus, la puissance réactive produite n'est pas modulable (la puissance réactive injectée est nulle ou maximale) ce qui rend la commande du flux de puissance à travers les lignes très difficile voire impossible [3].

### **b. Groupes de production et compensateurs synchrones**

Le terme synchrone fait référence à l'utilisation d'une machine synchrone destinée à tourner à vide c'est-à-dire ne produisant pas une puissance active, selon le type d'excitation choisi, la machine peut alors se comporter comme un condensateur si elle est surexcitée ou bien comme inductance si elle est sous-excitée [3].

L'avantage avec les machines synchrones est que le contrôle de la puissance réactive injectée au réseau est aisé, puisque il suffirait juste de jouer sur le courant d'excitation, mais elles sont désavantagées par leurs surcoûts de conception ainsi que la limitation de leurs vitesses qui se traduit directement par une limite maximale de la puissance réactive produite [3].

### **c. Transformateurs avec prises réglables en charge**

Un transformateur à régleur en charge modifie le rapport de transformation en augmentant ou diminuant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Il faut prendre garde de ne pas interrompre le courant ni mettre des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de + ou -15% avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond a une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée.

#### **I.2.7.3. Moyens modernes**

La nouvelle technologie défie les contraintes de compensation de l'énergie perdue à cause de plusieurs paramètres. Notamment, les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est l'abréviation, définie comme suit: "une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de

contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance"[1, 2].

### **I.3. Concepts de base et définitions des FACTS**

Le concept de base des dispositifs FACTS est basé sur l'incorporation des dispositifs à base d'électronique de puissance dans les systèmes électro-énergétiques haute tension, afin de les rendre électroniquement contrôlables [2]. L'ère des dispositifs FACTS était déclenchée par le développement de nouveaux dispositifs à semi-conducteurs de commutation électriques (IGCT, GTO...) [1].

La technologie FACTS n'est pas limitée en un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau: tension, impédance, angle ...etc., ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie [1].

La flexibilité de transmission de l'énergie est définie comme étant l'aptitude d'accommoder aux changements du système énergétique et aux conditions de fonctionnement en maintenant l'état stable et de suffisantes marges de stabilité transitoire

### **I.4. Nécessité des dispositifs FACTS**

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes avec un bon contrôle de la puissance active transmise.

Il est reconnu que, la stabilité peut être améliorée, quelque soit son type, si la compensation réactive du système de transmission varie rapidement. Les méthodes de compensation de l'énergie réactive classiques se basent sur les batteries de condensateurs ou les bobines fixes ou commandées mécaniquement. Ces méthodes sont non efficaces dans le contrôle du réseau électrique quand il est sévèrement perturbé [2].

Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT et GTO, le temps de réaction de ces dispositifs est diminué à quelques millisecondes. Il est possible donc de répondre à la demande par l'utilisation d'une compensation rapide en utilisant les dispositifs FACTS [2].

### **I.5. Classification des systèmes FACTS**

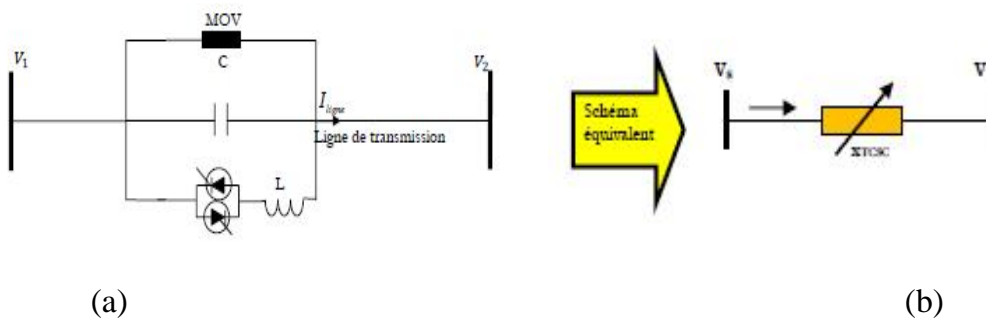
Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories :

### I.5.1. Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci [1].

#### I.5.1.1. Condensateurs séries contrôlés par thyristors TCSC

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est parmi les dispositifs FACTS les plus importants, utilisé pendant plusieurs années pour l'augmentation de la puissance transmise par la ligne, afin de renforcer la stabilité du réseau. Il est constitué d'une inductance en série avec un gradateur (TCR Thyristor Series Reactor) et l'ensemble en parallèle avec une capacité comme l'illustre la Figure(I.6).

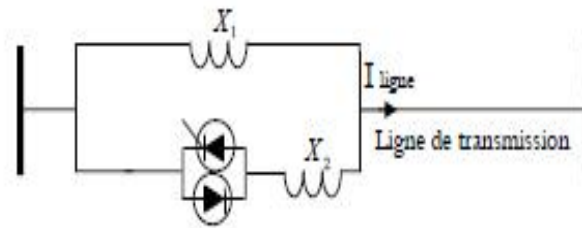


**Figure (I.6) :**(a) Structure du TCSC (b) Représentation par une susceptance variable.

Le TCSC placé en série dans une ligne de transport permet de contrôler le flux de puissances et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors.

#### I.5.1.2. Compensateur réactif contrôlé par thyristor TCSR

Le TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable [1 2].

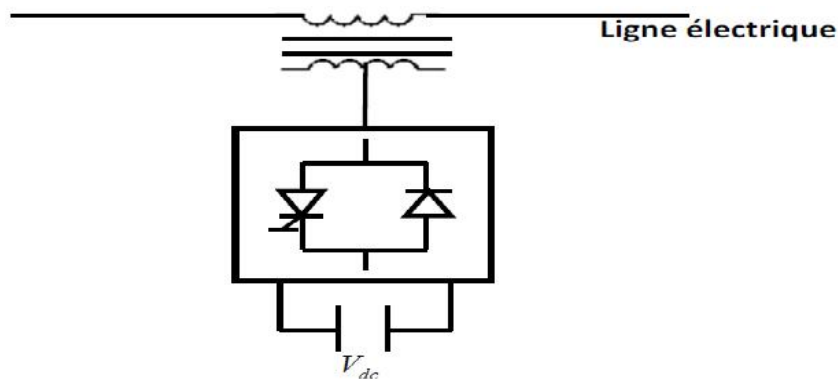


**Figure (I.7) :** Structure du TCSR

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable  $X_1$  agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

### I.5.1.3. Compensateur synchrone statique série SSSC

Le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie, connecté en série avec la ligne de transmission par un transformateur de tension



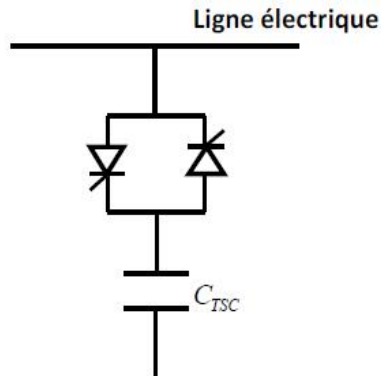
**Figure (I.8):** Static Synchronous Series Compensator (SSSC).

### I.5.2. Compensateurs shunts

Vers la fin des années 60, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [1, 2].

#### I.5.2.1 Condensateur commuté par thyristors TSC

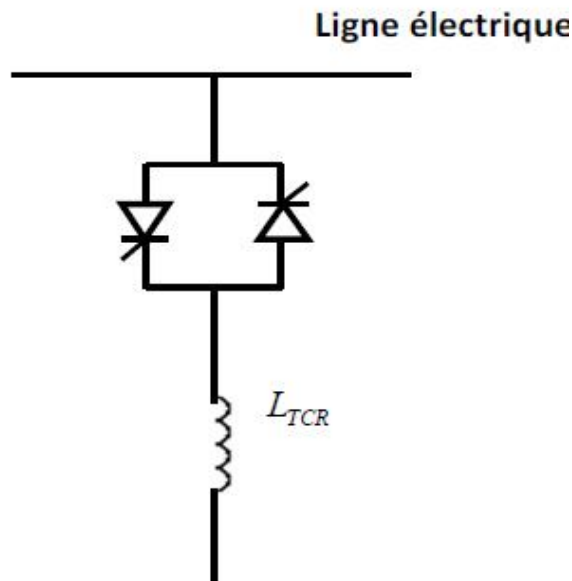
Le TSC (Thyristor-Switched Capacitor) est constitué d'un condensateur commandé par thyristor fonctionnant en plein onde [4]



**Figure (I.9):** Thyristor Switched Capacitor (TSC).

#### I.5.2.2. Inductance contrôlé par thyristors TCR

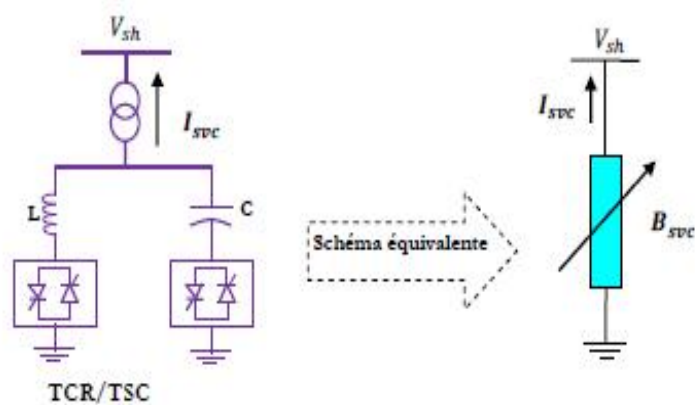
Le TCR (Thyristor Controlled Reactor) est constitué d'une réactance en série avec un gradateur où la valeur de cette réactance est modifiée selon l'angle d'amorçage des thyristors [4].



**Figure (I.10):** Thyristor Controlled Reactor (TCR).

**I.5.2.3. Compensateur statique de l'énergie réactive SVC**

SVC (Static Var Compensator): la structure de base de ce contrôleur est l'association des Dispositifs TCR et TSC en parallèles connectes au réseau a travers un transformateur de couplage.

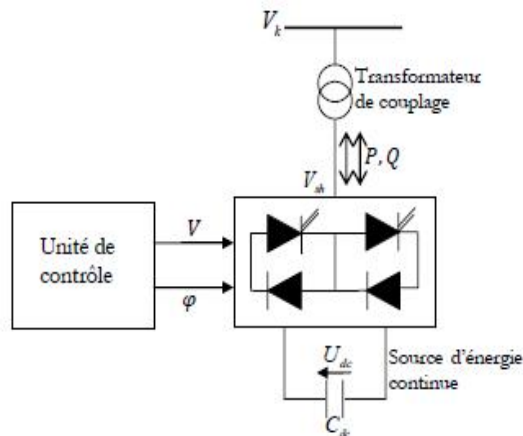


**Figure (I.11):** Structure d'un SVC, schéma équivalent.

- TCR (thyristor controlled reactor) : c'est une réactance en série avec un gradateur, sa valeur est continuellement variable selon l'angle d'amorçage des thyristors.
- TSC (thyristor swithed capacitor) : des capacités commandées par thyristors fonctionnant en plein onde [4].

#### I.5.2.4. Compensateur synchrone statique (STATCOM)

C'est en 1990 que le premier STATCOM a été conçu. C'est un convertisseur de tension à base des thyristors GTO ou IGBT alimenté par des batteries de condensateurs. L'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage. Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [1].



**Figure (I.12):**Structure du STATCOM

### I.5.3. Compensateurs série-shunt (hybrides)

Ces dispositifs constituent une combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ces dispositifs permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport parmi les FACTS hybrides les plus utilisés, on citera.

#### I.5.3.1. Régulateur d'angle de phase contrôle par thyristors TCPAR

Le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) ou bien déphaseur statique, est un transformateur déphaseur à base de thyristors . Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle [5].

Ce dernier possède plusieurs rapports de transformation. Ces deux transformateurs sont liés par un arrangement de thyristors de commutation (figure 1.13). Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec celle de la ligne. Cette tension injectée peut modifier l'angle de phase de la tension de la ligne et aussi le contrôle de l'écoulement de puissance.

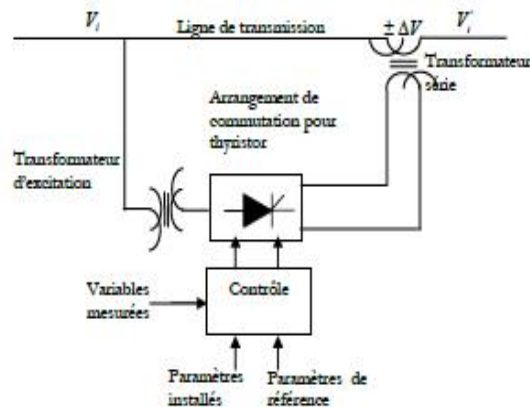


Figure (I.13): Structure du TCPAR

### I.5.3.2. Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance UPFC

#### Unified Power Flow Controller

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique [5]:

La tension.

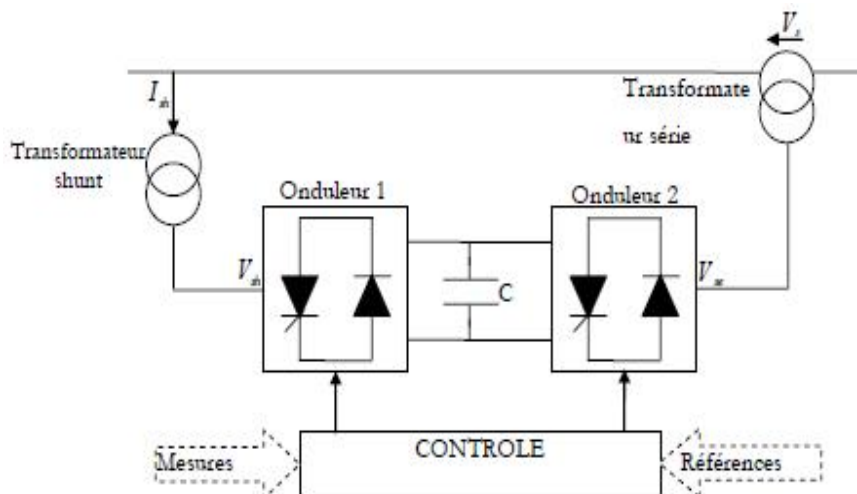
L'impédance de la ligne.

Le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

Comme le TCPAR, l'UPFC est constitué de deux transformateurs, l'un est connecté en série et l'autre en shunt avec la ligne de transmission.

Chaque transformateur est connecté à un onduleur à base des thyristors GTO. Ces derniers sont couplés à travers une liaison continue DC.

Autrement dit, l'UPFC est la combinaison d'un STATCOM et un SSSC couplés à travers une liaison DC commune, pour permettre l'écoulement bidirectionnelle de la puissance active. En effet, l'énergie active peut circuler librement dans les deux directions entre les extrémités AC des deux convertisseurs et chaque convertisseur peut générer ou absorber l'énergie réactive indépendamment. La figure (1.14) montre le schéma de base de l'UPFC :



**Figure (I.14):**Structure de l'UPFC

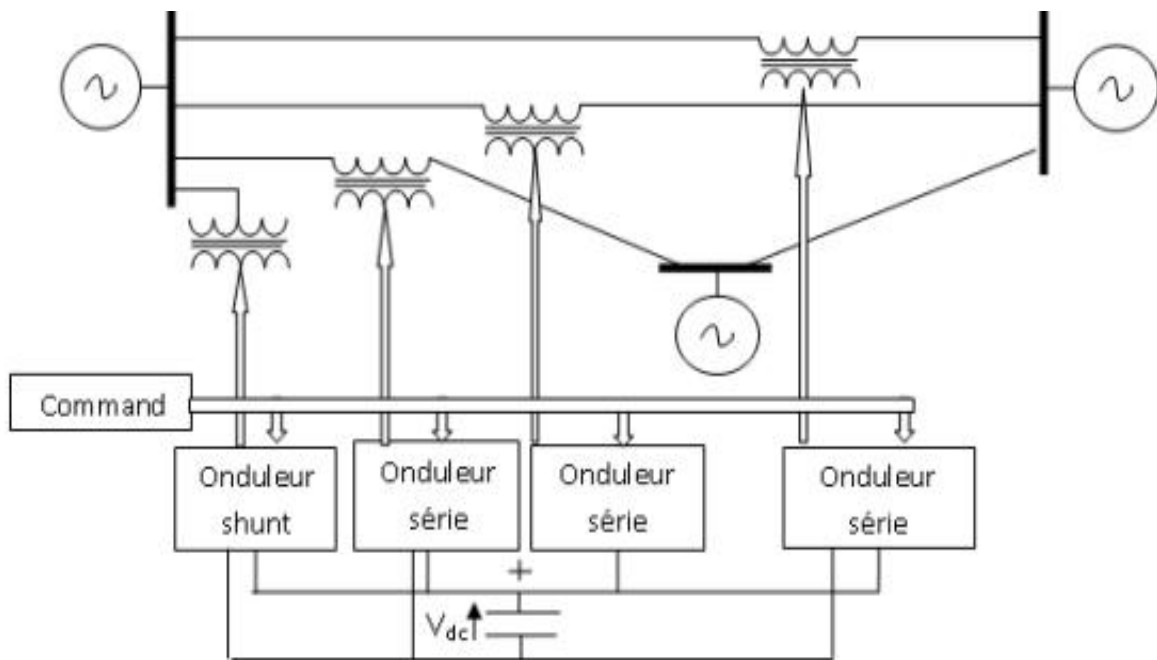
L'onduleur 2 injecte la tension  $V_s$ , qu'est contrôlable en amplitude et en phase. Donc, il peut réaliser la fonction de compensation série de la puissance active et réactive. D'autre part, l'onduleur 1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur 2. Il sert aussi à compenser l'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active, réactive et celui de la tension de ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

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

### **I.5.3.3. Contrôleur de flux de puissance d'interligne (IPFC)**

#### **Interline Power Flow Controller (IPFC)**

L'IPFC a été proposé afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC et peut ajouter le STATCOM.



**Figure (I.15):**Schéma de principe d'un IPFC.

### I.6. Apports et avantages des dispositifs FACTS

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résultent par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant qui gouverne la fonction de transmission de l'énergie dans une ligne telles que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension angle de phase.

Par cette action, les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir [1] :

- Contrôle du flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS, ce contrôle doit être réalisé selon un cahier des charges prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs,
- Améliorer la stabilité dynamique et transitoire du système et atténuer les oscillations de puissances,
- Contrôler des tensions aux jeux de barres,

- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques,
- Contrôler la puissance réactive donc augmenter la puissance active transportée et minimiser les pertes.

### I.7. Comparaison des FACTS les plus utilisés

Le tableau suivant montre les performances qui guident l'utilisateur dans son choix pour chaque compensateur [6].

<b>FACTS</b>	<b>SVC</b>	<b>STATCOM</b>	<b>TCSC</b>	<b>SSSC</b>	<b>UPFC</b>	<b>TCPST</b>
<b>Performance</b>						
<b>Transit de puissance active</b>	+	+	+++	+++	+++	+++
<b>Contrôle de la puissance réactive</b>	+++	+++	/	/	+++	/
<b>Contrôle de la tension</b>	+++	+++	+	+	+++	+
<b>Contrôle de l'angle de transport</b>	/	/	+++	+++	+++	/
<b>Contrôle dynamique de la tension</b>	/	+++	/	/	+++	/
<b>Stabilité</b>	/	+++	++	+++	+++	++
<b>Oscillation de puissance</b>	/	+++	+++	+++	+++	++

**Tableau 1.1.** Domaines d'applications des dispositifs FACTS

### I.8. Le rôle des FACTS

Le tableau 1.2 présente quelques objectifs principaux des systèmes FACTS en présence d'une perturbation (perte d'énergie, un court-circuit...).

Le problème fréquenté		Correction de l'action	Type de FACTS utilisé
les limites de tensions	Faible tension à charge importante.	Fournir de la puissance réactive.	STATCOM, SVC
	Haute tension à faible charge.	Absorbe de la puissance réactive.	STATCOM, SVC, TCR
	Haute tension suit un court circuit.	Absorbe la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC, TCR
	Faible tension suit un court-circuit	Fournir la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC
Les limites thermiques	surcharge	Réduction de surcharge	TCSC, SSSC, UPFC, PS
Pécoulement de puissance	Inversement de sens de l'écoulement de puissance	Fixation de l'angle de phase	IPS, SSSC, UPFC, PS

**Tableau 1.2.** La correction via les FACTS [6]

### I.9. Applications pratiques des dispositifs FACTS

La nouvelle technologie des systèmes FACTS sont habituellement en avance devant d'autres systèmes classiques, dont certaines installations dans le monde, plus particulièrement du SVC depuis 1970 avec une puissance totale installée de 90.000 MVA

Le tableau 1.3 montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installes dans le monde avec les puissances totales installées [7].

Type	Nombre	Puissance installée en MVA
SVC	600	90000
STATCOM	15	1200
TCSC	10	2000
HVDC	41	14000
UPFC	2-3	250

**Tableau 1.3.** Dispositifs FACTS installes dans le monde et leurs puissances totales

### I.10. Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les dispositifs FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif [6]. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un dispositif FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation. Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système et la technologie du semi-conducteur utilisée.

### I.11. Conclusion

L'étude de la stabilité transitoire est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la capacité du réseau à résister aux incidents majeurs qui peuvent surgir en tout moment.

L'une des méthodes techniques d'améliorer la capacité d'un système électrique à résister aux grands incidents est d'intégrer des dispositifs à base d'électronique de puissance (FACTS) dans le réseau de transport.

Le SVC et le TCSC, objet de ce mémoire, seront modélisés et décrit plus en détail dans les chapitres qui suivent.



**Chapitre II**  
**Modélisation du système**

## II.1. Introduction

Ce chapitre présente la modélisation des différents composants du réseau électrique à savoir : le système SMIB et les équipements de compensation d'énergie réactive.

Parmi les compensateurs d'énergie réactive qui sont largement utilisés ces dernières années, on trouve les FACTS.

Dans ce travail, on s'intéressera à deux types à savoir : le SVC et le TCSC. Une représentation détaillée de ces équipements a été présentée dans ce chapitre.

L'établissement du modèle mathématique du système SMIB doit commencer par la proposition d'un schéma équivalent, l'agrégation du réseau aval et la simplification des dynamiques lentes relatives à la machine synchrone.

## II.2. Compensateur statique de puissance réactive

Compensateur Statique de Puissance Réactive (CSPR) (acronyme anglais de **Stat Var Compensator SVC**) est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau. Il permet entre autres la connexion de charges éloignées des centres de production et la diminution des effets des défauts ou des fluctuations de charges.

Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (**CF**) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor **TSC**) et d'un banc de réactances contrôlable (Thyristor controlled Reactor) (**RCT**) et par des réactances commutables (Thyristor Switched Reactor **TSR**), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques. Pour avoir un temps de réponse plus rapide et pour éliminer les parties mécaniques les RCT (Réactances commandés par thyristor) ont fait leur apparition vers la fin des années soixante. Elles sont constituées d'une inductance en série avec un gradateur (deux thyristor tête-bêche). Chaque thyristor conduit pendant moins demi-période de la pulsation du réseau. Le retard à l'amorçage permet de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. (Figure II.1)[8].

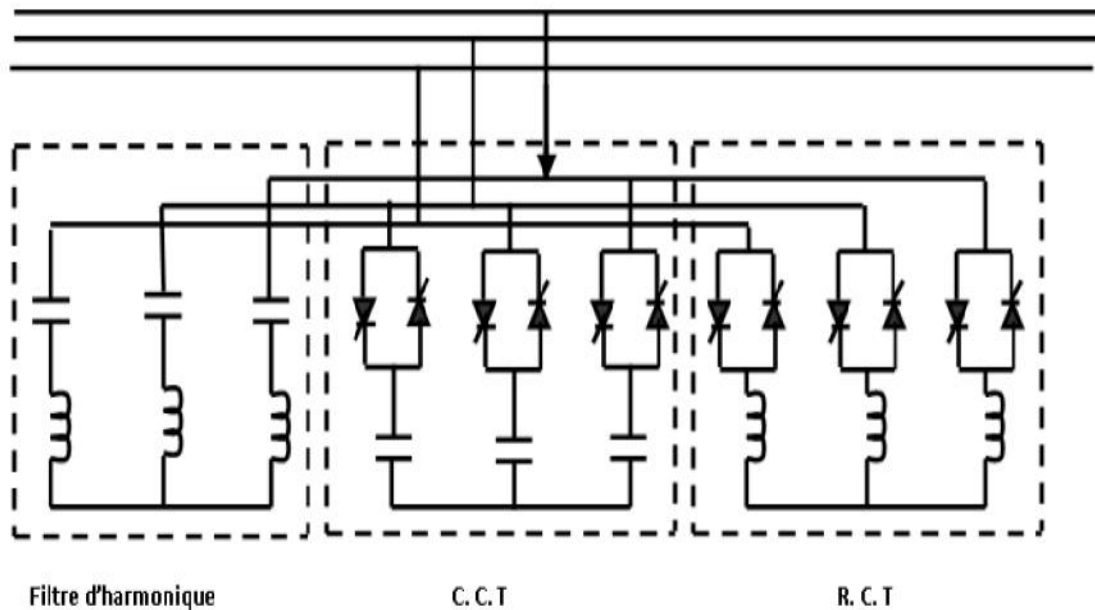


Figure (II.1): Insertion du SVC dans la ligne.

### II.2.1. Principe de fonctionnement

La figure (II.2) donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive et d'une bobine d'inductance avec la réactance. Ce système utilise l'angle d'amorçage des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continu [9].

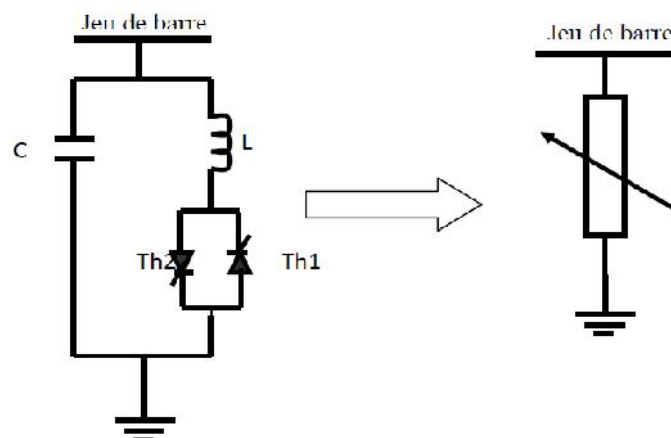


Figure (II.2): présentation d'un Compensateur SVC.

Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'éléments inductifs. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateurs commandés par thyristor (CCT) qui fournissent de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies. Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés sur les harmoniques à éliminer l'association de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif a été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure (II.3) trois zones sont distinctes :

- Pour  $V_{MIN} \leq V \leq V_{MAX}$  : est une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des CCT et RCT .
- Pour  $V > V_{MAX}$  : est une zone où le RCT donne son énergie maximale (butée de réglage). Les condensateurs sont déconnectés.
- Pour  $V < V_{MIN}$  : est une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.

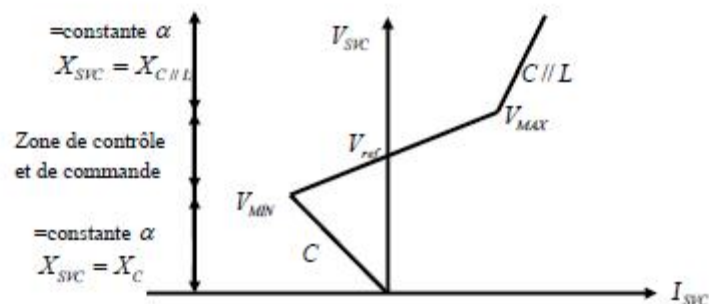


Figure (II. 3): Fonctionnement du Compensateur SVC.

### II. 3. Le Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (TCSC)

Est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur. Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.

### II.3.1. Principe de fonctionnement

Les configurations TCSC comprennent des inductances commandées par thyristors en parallèle avec des sections d'un banc de condensateurs. Cette combinaison permet la régulation douce sur une vaste gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Le banc de condensateurs de chaque phase est monté sur une plate-forme pour assurer l'isolation complète contre la terre. La valve contient une chaîne de thyristors haute puissance branchés en série. La bobine d'inductance est du type sans fer. Une varistance à oxyde métallique est brochée sur le condensateur pour éviter les surtensions.

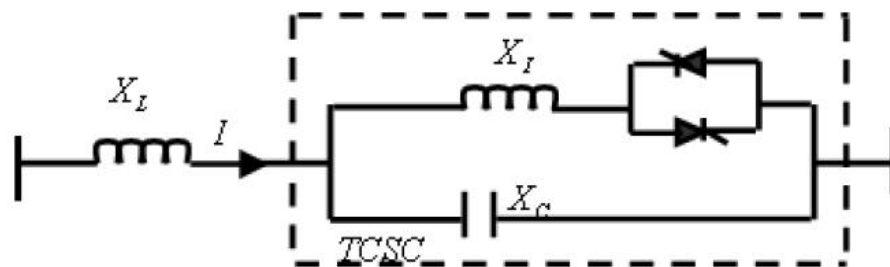


Figure (II. 4): Insertion d'un TCSC sur une ligne.

### II.4. Schéma équivalent du SMIB

L'agrégation du réseau aval suppose que celui-ci soit très stable dans le sens où l'ensemble des machines possèdent des marges de puissance réactive suffisantes, par conséquent, la tension en son nœud est invariable que ce soit en module ou en phase. Celle-ci est notée  $V_\infty \angle 0$  (figure II.5). Le système SMIB est constitué de:

- Un poste d'évacuation composé à son tour des deux lignes  $L_1$  et  $L_2$ , des jeux de barres  $V_f$  et du transformateur élévateur  $T$ ,
- Une machine synchrone  $MS$  qui débite dans le réseau à travers le poste d'évacuation.

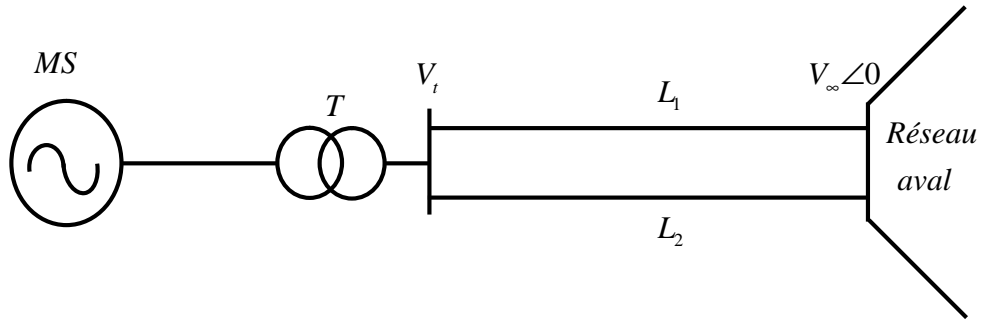


Figure (II.5): Schéma unifilaire du système SMIB.

Si on suppose un régime de fonctionnement statique et sans pertes actives du poste d'évacuation, alors les éléments de celui-ci peuvent être remplacés par des réactances inductives  $X_1$ ,  $X_2$  et  $X_t$ . De même, la machine synchrone peut être remplacée par une simple force électromotrice  $E$  en série avec sa réactance synchrone  $X_d$  [2] (figure II.6).

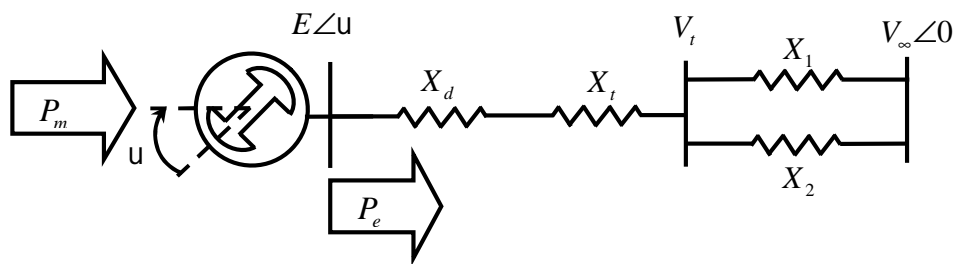


Figure (II.6): Circuit unifilaire du système SMIB.

## II.5. Modélisation du système

Le modèle mathématique du système s'obtient en appliquant la deuxième loi de Newton relative à la dynamique des solides en mouvement de rotation, celle-ci donne [2]:

$$\ddot{\delta} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \tag{II.1}$$

Où:  $\delta$  est l'angle interne de la machine (angle entre le champ tournant et l'axe direct du rotor) en [rad],

$P_m$  est la puissance mécanique fournie à la machine en [s],

$P_e$  est la puissance électrique produite par la machine en [j],

$\omega_s$  est la pulsation de la tension du réseau aval en [rad/s],

$H$  est la constante d'inertie de la machine en [s],

En représentation d'état, le modèle d'ordre deux donné par (II.1) peut se réécrire comme suit:

$$\begin{cases} \dot{\delta} = \omega \\ \dot{\omega} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Où:  $\omega$  est la pulsation de rotation du rotor.

La puissance électrique  $P_e$  est donnée par [10] :

$$P_e = \frac{EV_\infty}{X_{eq}} \sin \delta \quad (\text{II.3})$$

Si on pose:  $x_1 = \delta$  et  $x_2 = \omega$  alors (II.2) s'écrira:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = -\frac{\omega_s EV_\infty}{2H} \sin(x_1) \frac{1}{X_{eq}} + \frac{\omega_s}{2H} P_m \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

Où:  $X_{eq}$  représente la réactance équivalente en série entre la force électromotrice de la machine et le nœud infini.

Pour ce qui est de la modélisation des deux dispositifs FACTS (TCSC et SVC), comme il a été mentionné au chapitre précédent, ils sont modélisés par des réactances dynamiques (variables) en série ou shunt selon le mode de raccordement aux jeux de barres du transformateur (figures II.7 et II.8).

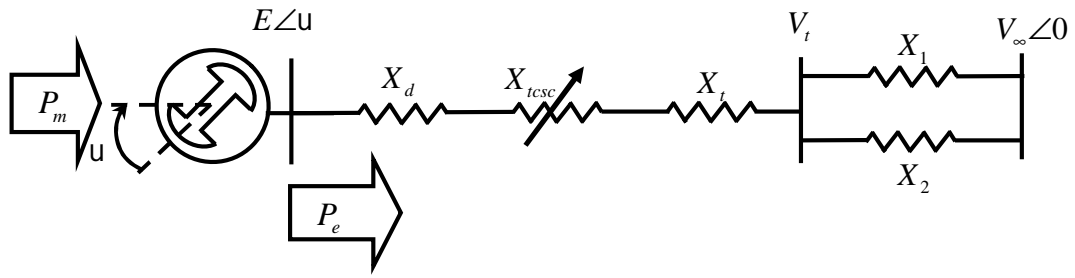


Figure (II.7): Circuit unifilaire du système SMIB-TCSC.

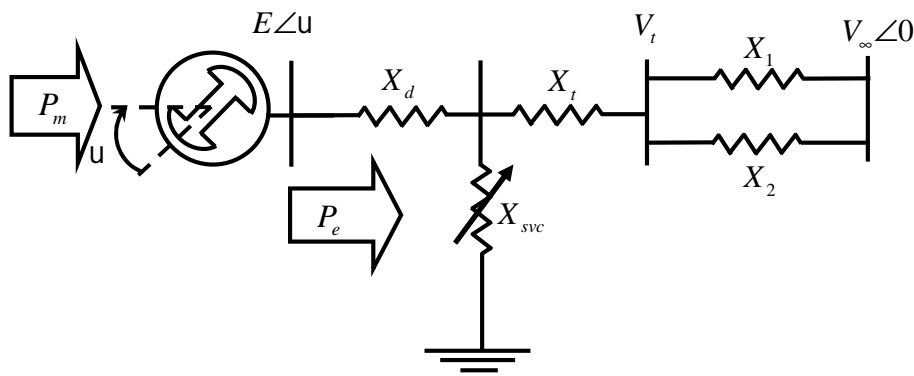


Figure (II.8): Circuit unifilaire du système SMIB-SVC.

Dans (II.4) si on travaille avec des admittances, celle-ci peut se réécrire comme suit:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = -\frac{\omega_s E V_\infty}{2H} \sin(x_1) \cdot u + \frac{\omega_s}{2H} P_m \end{cases} \quad (II.5)$$

Où:  $u$  est l'admittance vue entre la machine et le réseau infini, elle est donnée par:

$$u = \frac{1}{X_{eq}} \quad (II.6)$$

L'équation dynamique (II.5) représente le modèle du système. Ici,  $x_1$  et  $x_2$  sont les variables d'état supposées mesurables,  $u$  représente la commande (grandeur réglante) et  $P_m$  est considéré comme une perturbation.

Pour compléter le présent chapitre, il y a lieu d'exprimer la réactance  $X_{eq}$ , dont dépend la commande, en fonction des différentes réactances mises en jeu dans le système, dans les deux situations: compensation série (TCSC) ou shunt (SVC).

**Cas du TCSC:** en se référant à la figure II.7, il est clair que:

$$X_{eq} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t + X_d + X_{tcsc} \quad (\text{II.7})$$

d'où la valeur de la réactance insérée par le TCSC:

$$X_{tcsc} = X_{eq} - \left( \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t + X_d \right) \quad (\text{II.8})$$

**Cas du SVC:** en se référant à la figure II.8 et en utilisant la transformation de Kennelly étoile-triangle, il est claire que [11]:

$$X_{eq} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t + X_d + \left( \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t \right) \cdot \frac{X_d}{X_{svc}} \quad (\text{II.9})$$

d'où la valeur de la réactance insérée par le SVC:

$$X_{svc} = \left( X_{eq} - \left( \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t + X_d \right) \right) / \left( \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_t \right) \cdot X_d \quad (\text{II.10})$$

## II.6. Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons donné le schéma équivalent du système SMIB ainsi que ses circuits unifilaires quand il incorpore les dispositifs FACTS de types: TCSC et SVC. Ce schéma a servi à l'établissement du modèle dynamique du SMIB, en exploitant la relation fondamentale de la dynamique et les techniques classiques de réduction des circuits électriques.

Le modèle obtenu est non linéaire d'ordre deux à une entrée de commande représenté par l'admittance équivalente et une sortie concrétisée par l'angle interne de la machine.



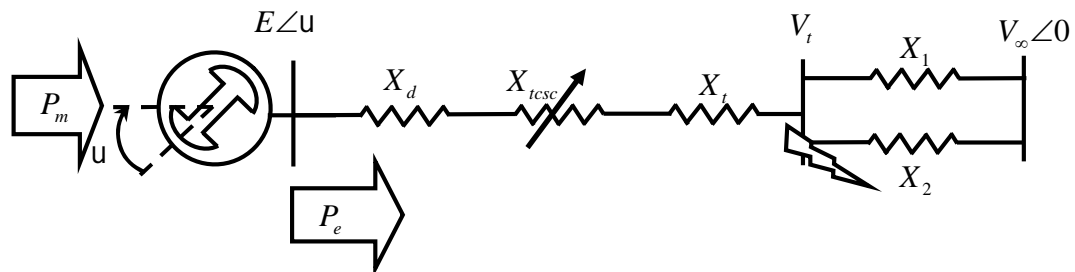
**Chapitre III**  
**Commande du système**

### III .1. Introduction

Dans le premier chapitre, nous avons cité les principales fonctionnalités des FACTS en particulier celle relative à l'amortissement des oscillations électromécaniques des groupes de production (centrales). Ces oscillations, dites aussi hypo-synchrones, peuvent être amorties en faisant varier la réactance du FACTS pour moduler la puissance électrique délivrée par la machine.

### III .2. Objectif de la commande et cahier des charges

Juste après le défaut (voir figure(III.1)), il y a apparition d'oscillations hypo-synchrones dues au déséquilibre entre la puissance mécanique fournie à la machine et la puissance électrique délivrée par celle-ci. Ce phénomène apparait souvent lorsque les jeux de barres d'un transformateur ou les conducteurs d'une ligne se court-circuitent. En effet, dans ce cas, la puissance électrique chute brutalement et la puissance mécanique se maintient momentanément, ce qui provoque un déséquilibre et la différence des puissances (puissance accélératrice) tend à accélérer le rotor par rapport au champ tournant (voir figures III.2 et III.3).



**Figure (III.1):** Circuit unifilaire du système SMIB-TCSC.

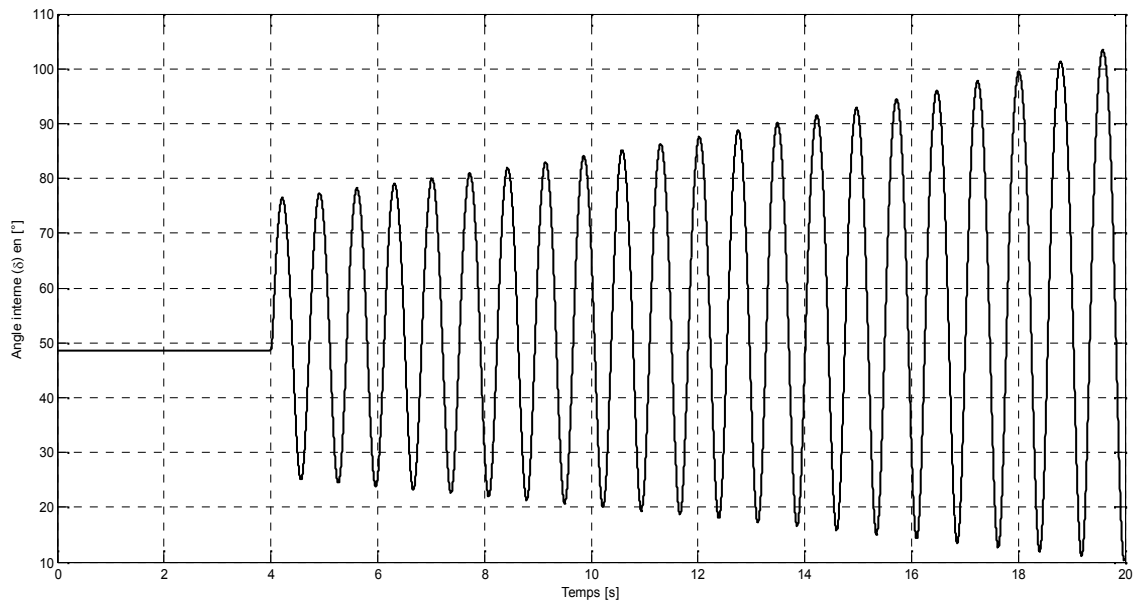
Afin d'illustrer, nous avons simulé la réponse de l'angle interne de la machine dans deux situations différentes:

#### Situation 1:

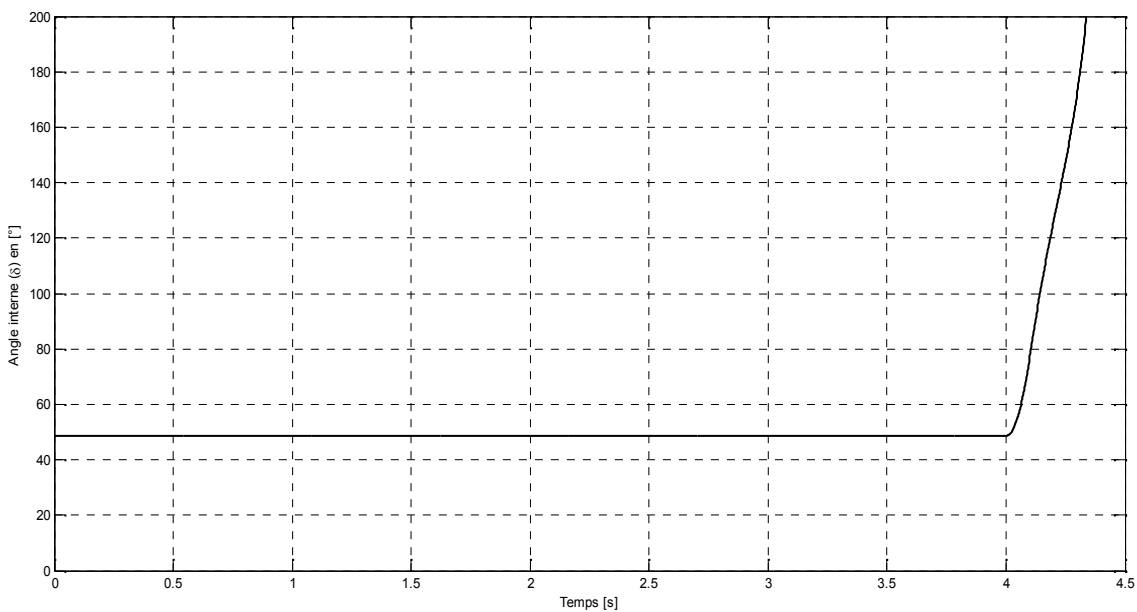
Un défaut triphasé franc apparait aux jeux de barres du transformateur à l'instant  $t = 4$  s et dure 40 ms. L'angle interne de la machine oscille autour de la valeur à l'équilibre  $u_0$  et suit une enveloppe divergente. Le système est donc instable et la machine décroche (figure III.2).

#### Situation 2:

Un défaut triphasé franc apparait aux jeux de barres du transformateur à l'instant  $t = 4$  s et dure 100 ms. L'angle interne de la machine diverge. Le système est donc instable et la machine décroche (figure III.3).



**Figure (III.2):** Evolution de l'angle interne en situation 1.



**Figure (III.3):** Evolution de l'angle interne en situation 2.

Pour pallier ce phénomène, le système doit être équipé d'un dispositif FACTS permettant de moduler la réactance globale  $X_{eq}$  afin de compenser la chute de puissance électrique et rester, par conséquent, proche de l'équilibre.

Le système de commande doit rétablir la valeur initiale de l'angle  $x_1^{ref} = u_0$  et maintenir constante cette valeur et ce, en imposant une vitesse de déviation nulle  $x_2^{ref} = 0$ . Cela se traduit, en terme de consignes, par:

$$\begin{cases} x_1^{ref} = u_0 \\ x_2^{ref} = 0 \end{cases} \quad (III.1)$$

### III .3. Synthèse de la commande par la technique des modes glissants

Les avantages de la commande par mode glissant sont importantes et multiples, la haute précision, la bonne stabilité, la simplicité, l'invariance, la robustesse...etc. Ceci lui permet d'être particulièrement adapté pour le système ayant un modèle imprécis. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur comporte deux parties: une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence.

Cette dernière est importante dans la commande non linéaire car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécisions et des perturbations. La synthèse de commande par modes glissants se fait en trois étapes :

La trajectoire dans le plan de phase est constituée de trois parties distinctes :

#### Mode de convergence « MC »

C'est le mode durant lequel l'état du système se déplace à partir de n'importe quel point initial dans le plan de phase, et tend vers la surface de commutation  $S=0$ .

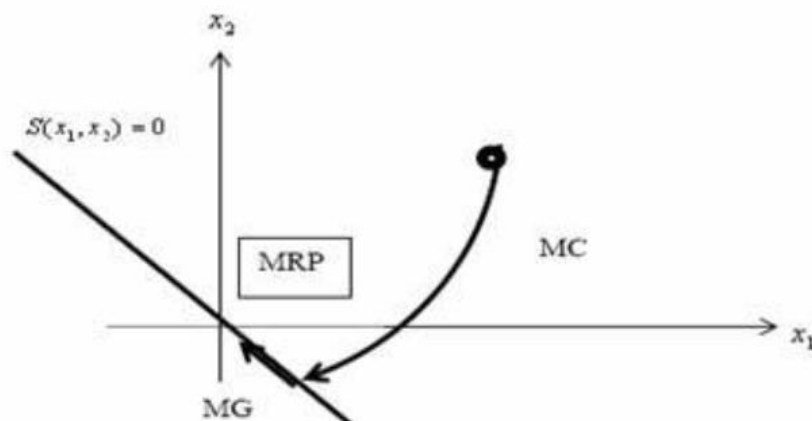
Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.

#### Mode de glissement « MG »

C'est le mode durant lequel la variable d'état a atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique de ce mode est réduite selon la dimension de la surface de glissement.

#### Mode du régime permanent « MRP »

Ce mode est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour de son point d'équilibre (origine du plan de phase), il est caractérisé par la qualité et les performances de la commande.



**Figure (III.4) :** Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase.

Choix de la surface de glissement,

Etablir la condition de convergence,

Déterminer la loi de commande qui permet d'atteindre la surface et d'y demeurer

On définit la surface de glissement  $s$  par:

$$s = \Gamma (x_1^{ref} - x_1) + S (x_2^{ref} - x_2) \quad (III.2)$$

Où:  $\Gamma$  et  $S$  sont deux paramètres de conception strictement positifs.

La condition d'invariance s'exprime par:

$$\dot{s} = -k \cdot \text{sign}(s) \quad (III.3)$$

Où:  $k$  est un paramètre de conception strictement positif.

Les équations (III.2) et (III.3) conduisent à:

$$\Gamma (\dot{x}_1^{ref} - \dot{x}_1) + S (\dot{x}_2^{ref} - \dot{x}_2) = -k \cdot \text{sign}(s) \quad (III.4)$$

Les équations (III.4) et (II.5) conduisent à:

$$-\Gamma x_2 + S \left( -\frac{\check{S}_s EV_\infty}{2H} \sin(x_1) \cdot u - \frac{\check{S}_s}{2H} P_m \right) = -k \cdot \text{sign}(s) \quad (III.5)$$

D'où:

$$u = \frac{2H}{\check{S}_s EV_\infty \sin(x_1)} \left( -\frac{\check{S}_s}{2H} P_m - \frac{\Gamma}{S} x_2 + \frac{k}{S} \cdot \text{sign}(s) \right) \quad (III.6)$$

La puissance  $P_m$  étant une perturbation le plus souvent non mesurable. Pour cela, et afin d'avoir une loi de commande robuste, il y a lieu de choisir le gain  $k$  tel que:

$$k > \frac{S \check{S}_s}{2H} \bar{P}_m \quad (III.7)$$

Avec  $\bar{P}_m$  la valeur maximum de puissance mécanique délivrée par la turbine.

La loi de commande robuste est donc donnée par l'expression suivante:

$$u = \frac{2H}{\check{S}_s EV_\infty \sin(x_1)} \left( -\frac{\Gamma}{S} x_2 + \frac{k}{S} \cdot \text{sign}(s) \right) \quad (III.8)$$

Pour des raisons d'adoucissement de la fonction discontinue  $x \mapsto \text{sign}(x)$ , celle-ci est remplacée par la fonction  $x \mapsto t \text{anh}(x)$ .

### III .4. Simulation et interprétation

Afin de simuler la réponse du système avant, pendant et après le défaut, nous avons élaboré un programme Matlab déroulant l'algorithme de Butcher-Boule pour la résolution de l'équation dynamique.

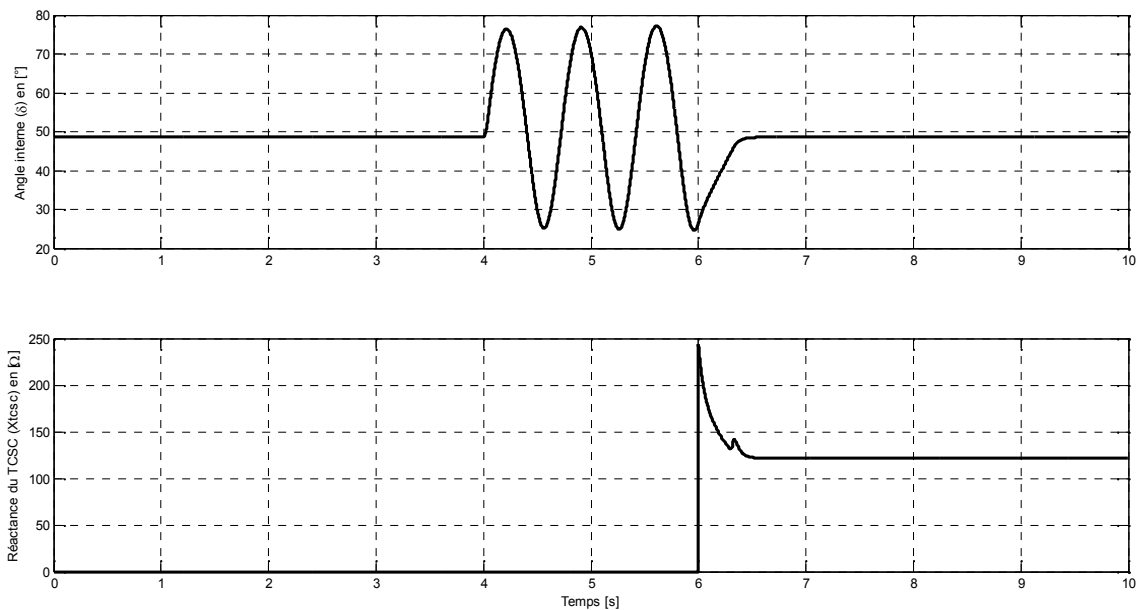
Les paramètres du système sont tels que (les tensions ainsi que les puissances sont exprimées en unité réduite p.u):

$$X_1 = X_2 = 8.00 \Omega, X_d = X_t = 4.00 \Omega, H = 4.0 s, E = 1.00 p.u, V_\infty = 1.22 p.u, P_m = 3.0 p.u.$$

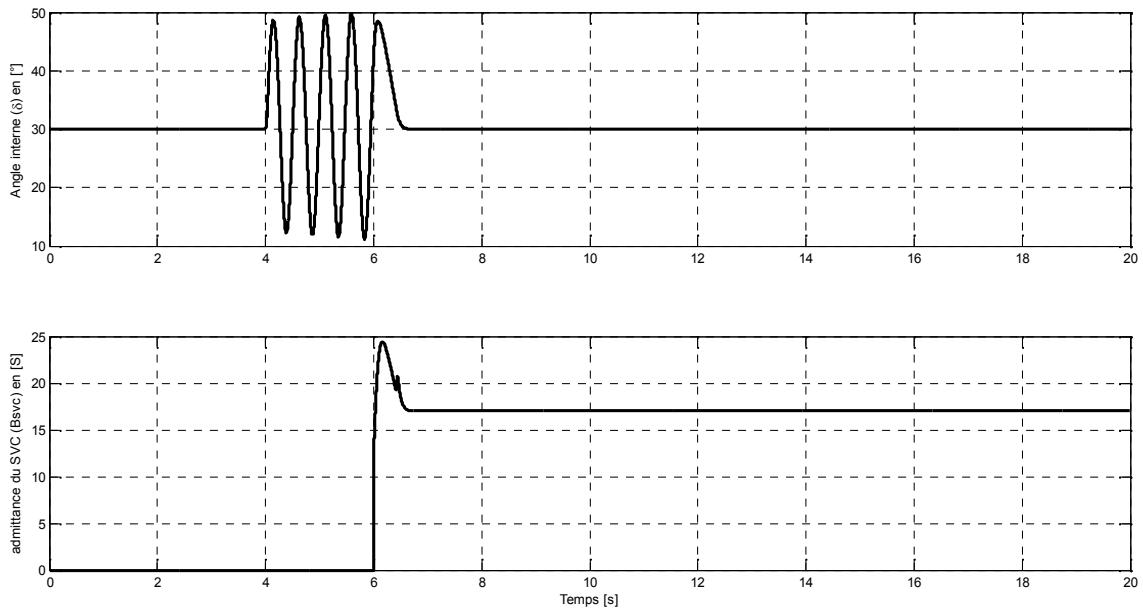
Nous avons effectué les tests suivants:

#### Test 1:

Le système est en équilibre jusqu'à  $t = 4 s$ , instant d'apparition d'un défaut triphasé franc durant  $40 ms$ . A l'instant  $t = 6 s$ , le système de commande détecte l'incident et commence à moduler la puissance électrique en ajustant la réactance équivalente jusqu'à l'élimination de la perturbation (figure III.4).



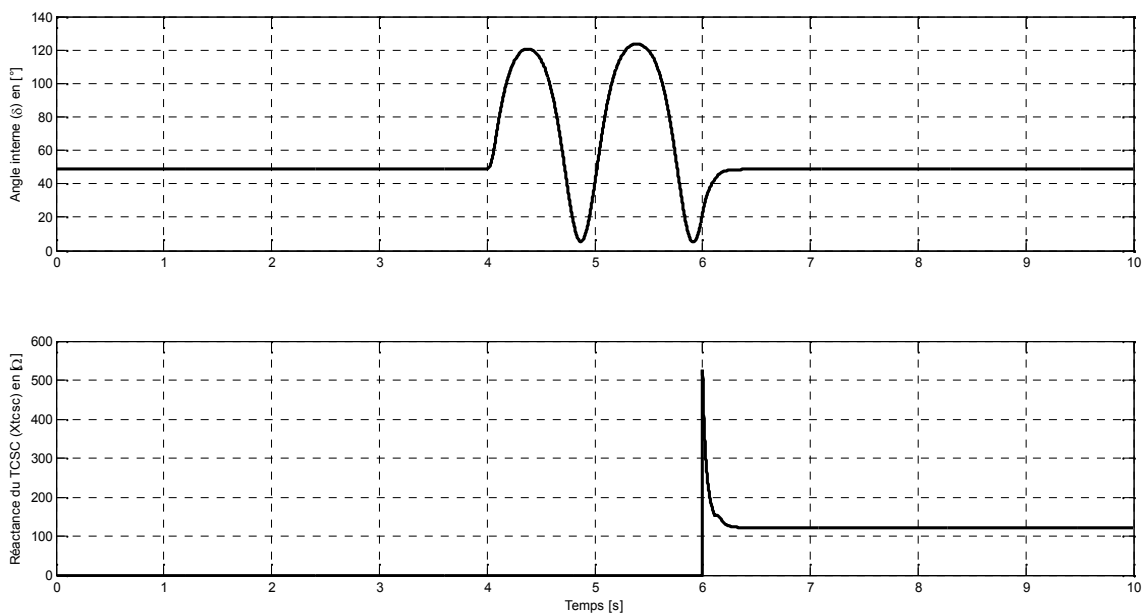
**Figure III.4.a:** Réponse du système équipé du TCSC pour le test 1.



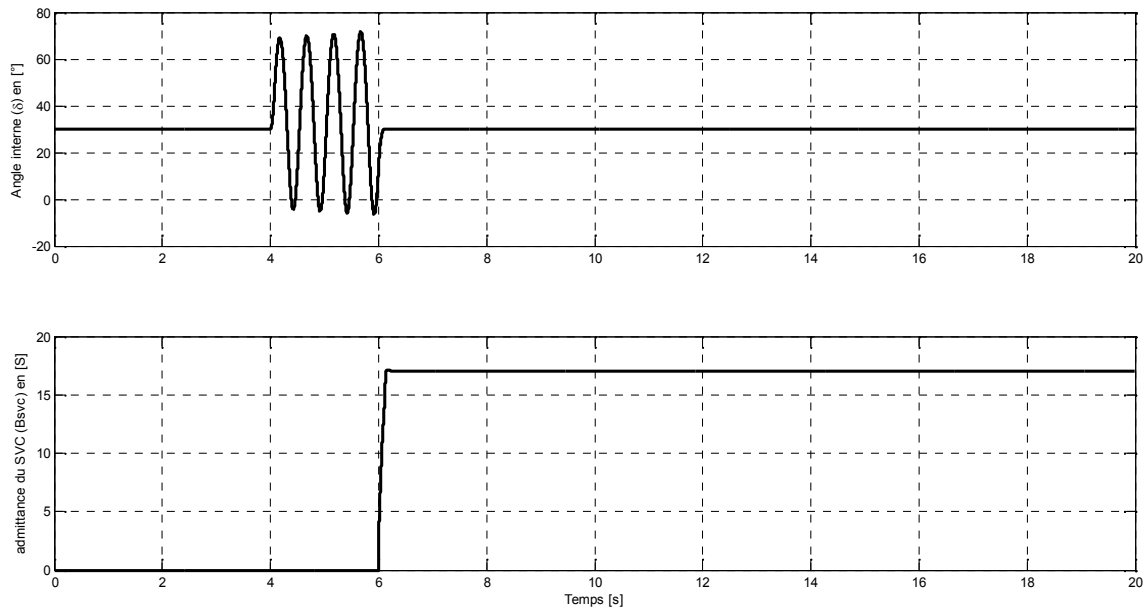
**Figure III.4.b:** Réponse du système équipé du SVC pour le test 1.

**Test 2:**

Le système est en équilibre jusqu'à  $t = 4\text{ s}$ , instant d'apparition d'un défaut triphasé franc durant  $74\text{ ms}$ . A l'instant  $t = 6\text{ s}$ , le système de commande détecte l'incident et commence à moduler la puissance électrique en ajustant la réactance équivalente jusqu'à l'élimination de la perturbation (figure III.5).



**Figure III.5.a:** Réponse du système équipé du TCSC pour le test 2.



**Figure III.5.b:** Réponse du système équipé du SVC pour le test 2.

**Tableau III.1:** Relevé des indices de performance.

	Test 1		Test 2	
	TCSC	SVC	TCSC	SVC
$u_{\max} [^{\circ}]$	78	50	125	67
Nombre d'oscillations	3	4.5	2	4
Pic de commande	$245 \Omega$	$25 S$	$628 \Omega$	$17 S$

L'analyse des résultats de simulation dans les deux situations, montre que les deux dispositifs FACTS ont permis de stabiliser le système tout en injectant une commande admissible. Toutefois, dans la situation 2, l'actionneur TCSC fonctionne près du seuil de saturation, ce qui signifie que la durée  $74ms$  représente le temps critique d'élimination du défaut. En effet, au-delà de ce temps, on assisterait à l'effondrement du système.

### III .5. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la synthèse d'une loi de commande par les modes glissants afin de réaliser le cahier des charges qui se résume à stabiliser l'angle interne de la machine juste après avoir subi un choc dû au défaut.

Aussi, des simulations ont été réalisées dans le cas où le système est équipé d'un dispositif FACTS de type TCSC ou SVC.

Les résultats de simulation dans deux situations différentes ont montré la forte capacité de stabilisation des deux FACTS: TCSC et SVC. Néanmoins, la solution utilisant la compensation shunt (SVC) s'avère la meilleure en termes de performance et admissibilité de la commande.

A decorative horizontal border with a scroll-like appearance, featuring a vertical strip on the left and a small circular element on the right.

## **Conclusion générale**

## Conclusion Générale

Le travail de ce mémoire de Master concerne l'utilisation des dispositifs FACTS de type SVC ou TCSC dans l'amortissement des oscillations électromécaniques des réseaux électriques. En particulier, nous nous sommes intéressés à la synthèse d'une loi de commande dans l'objectif d'imposer un angle interne et une vitesse de déviation angulaire désirés dans une ligne d'évacuation d'électricité et ce dans l'objectif d'améliorer les capacités de transport de celle-ci.

D'abord, les capacités incontestables des dispositifs FACTS dans le réglage des réseaux électriques sont mises en valeur, en citant les avantages de ceux-ci par rapport aux techniques conventionnelles de réglage adoptées par la majorité des sociétés d'électricité à travers le monde. Nous rappelons que ces avantages concernent la flexibilité, le temps de réponse qui est relativement court et la meilleure précision de réglage.

Les deux dispositifs FACTS ont été insérés dans un schéma d'amortisseur actif dans le but d'améliorer la stabilité d'une machine synchrone raccordée à un réseau infini. L'amortisseur utilise le principe de modulation de la puissance afin d'amortir les oscillations électromécaniques causées par des perturbations sévères, en particulier les défauts triphasés francs.

Ensuite, le système global a été modélisé de manière détaillée s'inspirant des principes fondamentaux des circuits électriques et de la dynamique du solide en rotation. Comme première approche et afin de réaliser les objectifs du cahier des charges cités dans le troisième chapitre, le modèle obtenu a servi à la synthèse d'une loi de commande utilisant la technique des modes glissants. Les simulations de fonctionnement du système, piloté par cette loi de commande dans deux scénarii de base ont montré, qu'en termes de performances dynamiques, rejet des perturbations externes et amortissement d'oscillations, le SVC est meilleure.

Comme perspectives à ce travail, il serait intéressant de remplacer le SVC et le TCSC par un STATCOM et un SSSC qui sont leurs homologues dans la nouvelle technologie source de tension (VSC), et de faire l'étude sur un réseau multi-machines pour prendre en compte la dynamique de toutes les machines.



## **Bibliographie**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] M.CRAPP, stabilité et sauvegarde des réseaux électrique, LAVOISIER, Ed. France : Bermes science publication, 2003.
- [2] Cong Duc P.HAM « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de générateur d'énergie dispersée» Thèse de doctorat INPG 2005.
- [3] T. WILDI and G. SYBILLE, Electrotechnique, 4th ed. 2005.
- [4] Narain G.Hingorani,Laszlo Gyugyi, «understanding FACTS,concepts and technology ofFlexible AC Transmission Systems»,New York,IEEE Press,2000.
- [5] E. G. Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseauxélectriques ", thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [6] Stéphane GERBEX, " Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De DispositifsFACTS dans un Réseau Electrique, " thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne,Lausanne 2003.
- [7] Zhang X., Rehtanz C., Pal B. "Flexible AC Transmission systems: Modeling and Control", Ed.Springer 2005.
- [8] Lakdja Fatiha « Contrôle des transits de puissance par dispositif facts» Mémoire de magister en Commande des processus Oran 2005.
- [9] Salhi Abd Alfattah et Mehellou Yuocef «Contrôle de la puissance réactive du système électrique par SVC », université Batna, 2008.
- [10] A.HAMACHE, Investigation sur les modèles de commande d'un UPFC en vue de réguler le flux de puissance dans une interconnexion THT d'un réseau électrique, Thèse de doctorat, ENP, juin 2015.
- [11] R. HAIMOUR « Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique » Mémoire de Magistère, Département de génie électrique, Ecole Normale Supérieure de l'enseignement technologique d'ORAN 2009.

## Résumé :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. L'amortissement du système peut être obtenu par des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems). En particulier, nous nous sommes intéressés à la synthèse d'une loi de commande dans l'objectif d'imposer un angle interne et une vitesse de déviation angulaire désirés dans une ligne d'évacuation d'électricité et ce dans l'objectif d'améliorer les capacités de transport de celle-ci. Dans ce travail, le SVC (Static Var Compensator) et le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) ont été dimensionnés par l'algorithme de Butcher-Boule afin d'améliorer la stabilité transitoire.

## Mots clés :

Réseaux électriques, dispositifs FACTS, stabilité transitoire, SVC, TCSC, système SMIB, algorithme de Butcher-Boule, mode glissant.