



REPOBLIKAN'I MADAGASIKARA
Fitiavana – Tanindrazana – Fandrosoana



**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE D'ANTSIRANANA

ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE POUR L'ENSEIGNEMENT TECHNIQUE

DEPARTEMENT : GENIE ELECTRIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

CONTROLE DES PUISSANCES REACTIVES ET DES TENSIONS PAR DISPOSITIFS FACTS DANS UN RESEAU ELECTRIOUE

Réalisée Par : MAANSOUR Riziki

Encadreur(s) : Mr. MOUSSA Christian

Promotion : **2010- 2011**

REMERCIEMENT

J'adresse mes vifs remerciements à notre DIEU tout puissant qui m'a guidé pendant l'accomplissement de ce mémoire.

Je tiens à remercier mes profonds reconnaissance à Monsieur RAKOTONDRA SOA Honoré Eugene, Directeur de l'école normale supérieure pour l'enseignement technique (ENSET), le chef de département de la filière Génie électrique Madame VIAL Marie Ariane et tous les enseignants de l'ENSET.

Ainsi je suis infiniment reconnaissant à :

Monsieur CHRISTIAN Moussa responsable de ce sujet, grâce à leurs conseils et leurs aides pédagogiques et techniques j'arrive à accomplir cette tâche.

Ma profonde reconnaissance s'adresse également à :

Madame le président et les membres de jury qui vont porter leurs jugements sur ce travail.

Je remercie chaleureusement tous mes camarades qui ont su créer un climat d'attente, un climat de fraternité au sein du campus durant mes études.

Qu'il me soit permis d'adresser ici mes plus vifs et sincères gratitude à tous les personnes physiques et morales qui ont contribué à l'élaboration de ce travail.

En fin, je ne saurais pas oublier sans doute, Monsieur ALSON Jean Luc responsable de la bibliothèque de l'université d'Antsiranana (B.U) sans oublier mes parents, mes frères et sœur qui ont apportés soutien et encouragement durant toutes ces années.

MAANSOUR Riziki

Sujet

Titre : << Contrôle des puissances réactives et tensions par Dispositifs FACTS dans un réseau électrique >>

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre

Entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une Augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel En conséquence, il est aujourd'hui

Important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place. Il est nécessaire de doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences.

Les éléments proposés qui permettent ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System».

Travaux demandés :

- Etudes de puissance réactive et tension d'un réseau d'énergie électrique.
- Etudes de répartition de charges d'un réseau d'énergie électrique.
- Etudes de dispositifs de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System)
- Etude et modélisation du compensateur statique de puissance réactive SVC (Static Var Compensator).
- Application au réseau d'énergie électrique de la JIRAMA

Encadreur : Mr. MOUSSA Christian

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE III

LES NOMS	PAGES
Tableau (3.1) : Modélisation des paramètres du réseau.	36

CHAPITRE IV

LES NOMS	PAGES
Tableau (4.1) : Application des FACTS à la résolution des problèmes dans le réseau	52
Tableau 4.2 : sorties de l'état statique	52
Tableau (4.3) : Sorties de l'état dynamique	54
Tableau (4.4) : Différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/puissance	56
Tableau (4.5): Caractéristiques des générateurs en service	58
Tableau (4.6) : Caractéristiques des transformateurs	59
Tableau (4.7): répartition d'énergie électrique au niveau de la Commune Urbaine de Diego -Suarez	59

CHAPITRE V

LES NOMS	PAGES
Tableau des mesures (1) :	66
Tableau des mesures (2) :	67

NOMENCLATURES

F.C : condensateurs fixes.

TSC : condensateur commutés par des thyristors.

TCR : réactance commandé par thyristor.

TSR : réactance commuté par thyristor.

SVC : compensateur statique de puissance réactive.

SSG : générateur synchrone statique.

BESS : système de stockage par batterie.

SMES : système de stockage d'énergie par aimant supraconducteur.

TCSC : compensateur série contrôlé par thyristor.

TSSC : compensateur série commuté par thyristor.

TCPST : transformateur déphaseur commandé par thyristor.

TSSR : réactance série commuté par thyristor.

SSSC : compensateur synchrone statique série.

UPFC : contrôleur de transit de puissance unifié.

IPFC : contrôleur de transit de puissance entre ligne.

MSC_s : condensateur commuté mécaniquement.

IPC : Contrôleur de puissance de l'interphase.

LTC : Transformateur tap de charge.

NGH : Limiteur Hingorani.

PAR : Régulateur d'angle de phase.

SCCL : Limiteur super conducteur de courant.

SVC : Compensateur VAR statique.

STATCOM : Compensateur synchrone statique.

TCPAR : Régulateur d'angle de phase à thyristors commandés.

TCSC : Thyristor commandé condensateur série.

TCVL : Thyristor commandé limiteur de tension.

TSSC : Thyristor commuté condensateurs série.

UPFC : Contrôleur de l'écoulement de puissance unifié.

BESS : Système de stockage d'énergie par batterie.

SMES : Stockage d'énergie, super conducteur magnétique.

A : Génération éloignée. Lignes radiales.

B : Zones interconnectées.

C : Réseau hermétiquement (solidement) maillé.

D : Réseau vaguement maillé.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : LA CLASSIFICATION DES DIFFERENTS TYPES DE FACTS ET LES TECHNIQUES DE COMPENSATION DE PUISSANCE REACTIVE CLASSIQUE.....	3
I.1 : Introduction.....	3
I.2 : Rôle des dispositifs FACTS.....	3
I.3 : Dispositifs FACTS	4
I.3.1 : Classification des dispositifs FACTS	4
I.3.1.1 : Dispositifs FACTS Shunt.....	5
I.3.1.2 : Dispositifs FACTS séries.....	9
I.3.1.3 : Dispositifs FACTS combinés série-parallèle.....	11
I.4 : Compensation traditionnelle.....	14
I.4.1 : Compensation traditionnelle shunt.....	14
I.4.2 : Compensation traditionnelle série.....	16
I.5 : Conclusion.....	17
CHAPITRE II : ETUDE ET MODELISATION DU COMPENSATEUR STATIQUE DE PUISSANCE REACTIVE SVC.....	18
II.1 : Historique du SVC	18
II.2 : Définition du SVC	18
II.3 : Structure de principe.....	18
II.4 : Constitution du SVC	19
II.4.1 : Condensateur fixe (FC).....	20
II.4.2 : Réactance commandée par thyristor.....	20
II.4.2.1 : Principe de fonctionnement	20
II.4.3 : Condensateur commuté par thyristor (TSC).....	21

II.5 : Les différents types et schémas.....	22
II.5.1 : Différents schéma.....	26
II.6 : Modélisation du dispositif SVC	27
II.6.1 : Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC	27
II.6.2 : SVC placé en un nœud du réseau.....	28
II.6.3 : SVC placé au milieu d'une ligne.....	28
II.6.4 : Valeurs de consigne du dispositif SVC	30
II.6.5 : Incorporation du SVC dans l'étude de la répartition des charges (Méthode de Newton Raphson.....	31
II.7 : Conclusion.....	34
CHAPITRE III : PROBLEME DE LA REPARTITION DES CHARGES.....	35
II.1 : Introduction.....	35
III.2 : Modélisation du système électrique.....	35
III.3 : Classification des variables et des contraintes d'un système.....	38
III.3.1 : Classification des variables.....	38
III.3.2 : Classification des contraintes.....	39
III.3.2.1 : Contraintes sur les variables dépendantes.....	39
III.3.2.2 : Contraintes sur les variables indépendantes.....	40
III.4 : Méthodes de résolution du problème de la répartition des charges.....	41
III.4.1 : Méthode de Gauss-Seidel.....	41
III.4.2 : Méthode de Newton-Raphson.....	41
III.4.3 : Méthode découplée de Newton.....	43
III.4.4 : Méthode découplée rapide (FDLF).....	43
III.5 : Conclusion.....	44

CHAPITRE IV : DIFFERANTES TECHNIQUES DE CONTROLE DE PUISSANCES REACTIVES ET DES TENSIONS.....	45
IV.1 : Introduction.....	45
IV.2 : La puissance réactive.....	45
IV.2.1 : Moyens de compensation de puissance réactive.....	45
IV.2.2 : Les dispositifs conventionnels.....	46
IV.2.2.1 : Les groupes de production (générateurs).....	46
IV.2.2.2 : Les condensateurs.....	46
IV.2.2.3 : Les inductances.....	46
IV.2.2.4 : Les compensateurs synchrones.....	47
IV.2.2.5 : Les compensateurs statiques.....	47
IV.3 : La tension.....	47
IV.3.1 : La qualité de la tension.....	47
IV.3.2 : Dégradation de la qualité de la tension.....	47
IV.3.3 : Variation ou fluctuation de la fréquence.....	48
IV.3.4 : Composante lente des variations de tension.....	48
IV.3.5 : Fluctuation de tension (flicker).....	48
IV.3.6 : Creux de tension.....	48
IV.3.7 : Interruption courte ou coupure brève.....	49
IV.3.8 : Bosse de tension.....	49
IV.3.9 : Chutes de tension.....	49
IV.3.10 : Tension et/ou courant transitoire.....	49
IV.3.11 : Déséquilibre de tension.....	50
V.4 : Exploitation d'un réseau électrique.....	50
V.4.1 : Problèmes et action correctrices dans les réseaux électriques.....	52
V.4.2 : Les contrôles dans le problème tension /puissance réactive.....	55

V.5 : Illustration des dispositifs FACTS au niveau de la JIRMA de Diégo-Suarez.....	56
V.5.1 : Historique de la société JIRAMA.....	57
IV.4 : Conclusion.....	63
CHAPITRE V : IMPLICATION PEDAGOGIQUE DE CE MEMOIRE.....	64
V.1Généralité.....	64
V.2Intérêt pédagogique de ce mémoire.....	64
Thème1 : Les puissances en courant alternatif.....	64
Thème2 : Exercice d'application.....	75
CONCLUSION GENERALE.....	77

INTRODUCTION GENERALE

A notre époque sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement en viséeable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines capables de produire de l'énergie électrique en grande quantité. Dans ce cas, le fait d'exploiter ces grandes usines d'énergie électrique devient de plus en plus difficile du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de ligne d'interconnexion de grande distance. Déjà ces facteurs nous obligent d'exploiter les réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité [1].

Mais durant les dernières années, les usines de l'énergie électrique sont confrontées à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspect de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité [2].

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissances dans les lignes étaient des dispositifs électromécaniques, à savoir les transformateurs avec régulateur en charge, les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permet pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour ; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage et de contrôle des puissances réactives, des tensions et des transits de puissance utilisant l'électronique de puissance à fait ses preuves.

Les éléments proposés qui permettent ce contrôle des systèmes sont les dispositifs FACTS << Flexible Alternating Current Transmission System >>. Les dispositifs FACTS font en général appel à l'électronique de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide et ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent en principe un contrôle plu souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmenter la capacité de transférer de la puissance d'une région à un autre. Ils limitent aussi les effets des défauts des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau [3 ; 4].

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant une branche de réactance commandée par thyristor, tel que le compensateur statique de puissance réactive SVC <<Static Var Compensator>>.

Pour parvenir à cette amélioration, il serait nécessaire de laisser plus de place au contrôle dans les réseaux électriques de sorte à profiter dans la modélisation de ceux-ci. Il est nécessaire aussi de profiter des progrès dans les domaines des télécommunications, du contrôle en temps réel et du traitement des données, dans le but de réduire les temps de réponse de ces dispositifs.

Le compensateur statique SVC est un dispositif qui sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieure de limites désirées. Le SVC injecte ou absorbe de la puissance réactive dans le nœud où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge [5 ; 6].

Pour atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire est organisé en cinq chapitres :

- Le premier chapitre traite la classification des différents types de FACTS et les techniques de compensation de puissance réactive classique.
- Dans le deuxième chapitre est consacré à l'étude et à la modélisation de compensateur statique de puissance réactive SVC.
- Le troisième chapitre nous abordons Le problème de la répartition des charges.
- Le quatrième chapitre rappelle les différentes techniques de contrôle de puissances réactives et des tensions.
- Le cinquième chapitre expose l'implication pédagogique de ce mémoire.

CHAPITRE I :

LA CLASSIFICATION DES DIFFERENTS TYPES DE FACTS ET LES TECHNIQUE DE COMPENSATION DE PUISSANCE REACTIVES

I.1. Introduction

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maitriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- Permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance
- Augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques des celle-ci.

Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place.

I.2. Rôle des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ❖ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- ❖ Le contrôle des transites de puissances de manière à réduire, voire supprimer, les surcharges dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique. Ils permettent en particulier :

- ❖ D'accroître le réserve de stabilité transitoire ;
- ❖ D'amortir les oscillations de puissance ;
- ❖ De supporter de manière dynamique la tension.

Les dispositifs FACTS ont également une action bénéfique sur les niveaux des courants de court circuit ainsi qu'en cas de résonnance hypo synchrone.

I.3. Dispositifs FACTS [7, 8, 9, 10]

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

I.3.1. Classification des dispositifs FACTS

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

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

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

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

Une autre classification des contrôleurs FACTS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes.

1. Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion) ;
2. Selon le mode de commutation ;
- 3 ; Selon la fréquence de Commutation ;
4. Selon le mode de Stockage d'énergie ;
5. Selon le mode de Connexion.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mise en évidence.

- Les dispositifs shunt connecté en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages

I.3.1.1. Dispositifs FACTS Shunt

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

a)-Compensateur statique de puissance réactive SVC [9, 10, 11, 12, 13, 14,]

Compensateur Statique de Puissance Réactive (**CSPR**) est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau (Figure 1.1). 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 (**FC**) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (**TSC**) et d'un banc de réactances contrôlable (**TCR**) et par des réactances commutables (**TSR**), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques.

Si le SVC fonctionne en réglage de tension, le système de contrôle ajust le courant dans le SVC de façon à ce que courant et tension suivent la courbe caractéristique représentée par (Figure 1.2).

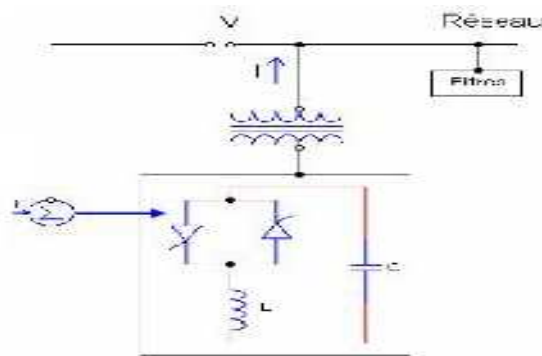


Figure (1.1): Structure de base d'un SVC

La courbe caractéristique est une droite dont la pente et la tension de référence peuvent être ajustées par le système de contrôle.

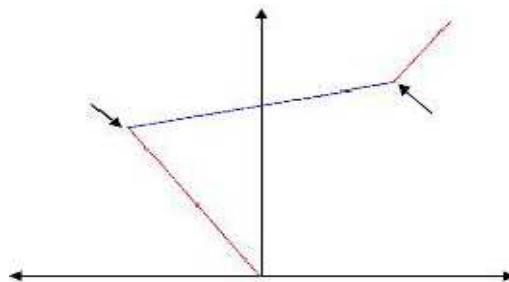


Figure (1.2) : Courbe caractéristique tension-courant du SVC

Le système de contrôle permet un ajustement du courant du SVC en 2-3 cycles et donc de répondre rapidement à des variations de charge.

Le SVC a un seul port avec une connexion parallèle au système de puissance. Les thyristors sont à commutation naturelle, ils commutent à la fréquence du réseau. Il existe deux types de SVC, les SVCs industriels et les SVCs de transmission.

Les SVCs industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour lesquels les fluctuations rapides de puissance réactive limitent les capacitatives de production et provoquent du flicker. Les SVCs de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux moins chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à retrouver sa stabilité après un défaut.

b)-Compensateur statique synchrone STATCOM

Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné par les acronymes SSC et STATCON. Le STATCOM est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé (figure 1.3). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation

dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

Le convertisseur ne fournit ou n'absorbe que de la puissance réactive. Ceci est réalisé en contrôlant les tensions de sortie de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau. De ce fait, la puissance active fournie par la source de tension continue (le condensateur chargé) doit être nulle. De plus, la puissance réactive étant par définition nulle en régime continu (*fréquence égale à zéro*), le condensateur ne joue pas de rôle dans la génération de puissance réactive. En d'autres mots, le convertisseur fait tout simplement l'interconnexion entre les trois phases, de manière à ce que les courants de sortie réactifs puissent circuler librement entre ces dernières. En pratique, les semi-conducteurs utilisés dans les convertisseurs ne sont pas sans pertes. De ce fait, de l'énergie stockée dans le condensateur sera consommée par les pertes internes des thyristors. La puissance réactive nécessaire pour couvrir ces pertes peut être fournie par le réseau en sorte que les tensions à la sortie du convertisseur soient légèrement déphasées par rapport aux tensions du réseau. Dans ce cas, le convertisseur absorbe une faible quantité de puissance active.

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port (Figure 1.3).

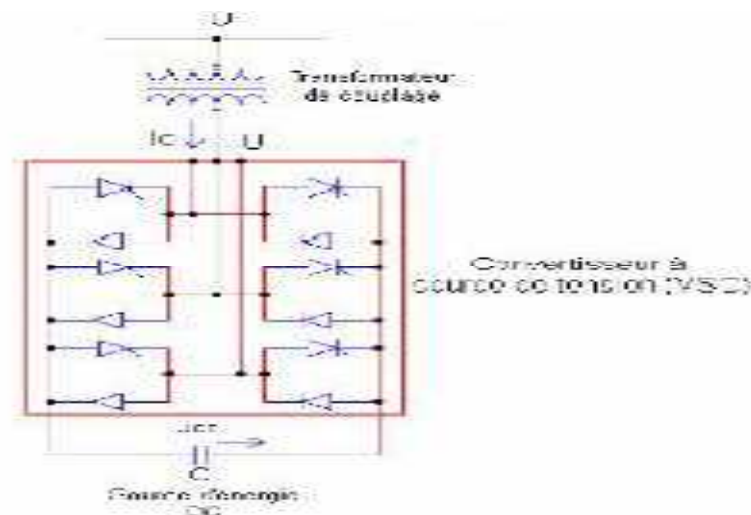


Figure (1.3) : Structure de base d'un STATCOM

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

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

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou

inductif indépendant de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal même pour de faibles valeurs de tensions. Sa capacité à soutenir la tension du réseau est donc meilleure que celle du SVC. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (inductif ou capacitif).

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure (1.4).

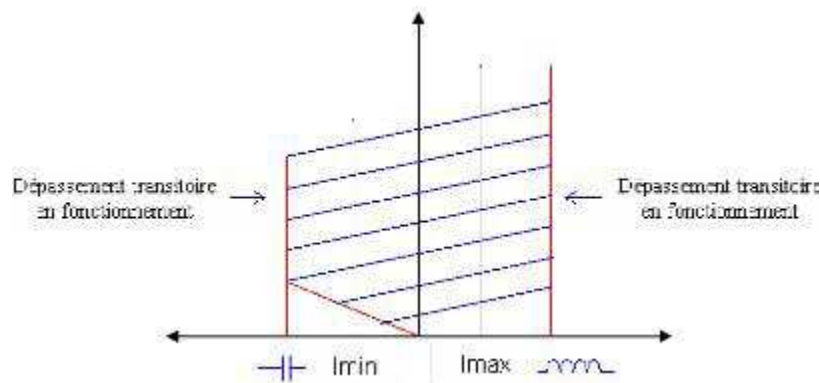


Figure (1.4) : Caractéristique du STATCOM

Le STATCOM est appliqué à l'amélioration de la stabilité des réseaux électrique :

- 1- bonne réponse à faible tension : il est capable de fournir son courant nominale, même lorsque la tension est presque nulle ;
- 2- bonne réponse dynamique : le système répond instantanément.

c)-Générateur synchrone statique SSG

Un générateur synchrone statique (**SSG**) est une combinaison d'un STATCOM et d'une source d'énergie capable de fournir ou d'absorber de la puissance.

Cette source a pour rôle de maintenir la tension aux bornes du condensateur à la valeur désirée. Le terme SSG inclut toutes les sources d'énergie telles que les batteries, volants d'inertie, aimants supraconducteurs, etc. toutefois, deux dispositifs particuliers peuvent être mis en évidence.

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

2. Le système de stockage d'énergie par aimant supraconducteur (**SMES**) est un dispositif permettant d'injecter ou d'absorber de la puissance active et réactive. Le SMES sert principalement au contrôle dynamique des transits de puissance dans le réseau électrique.

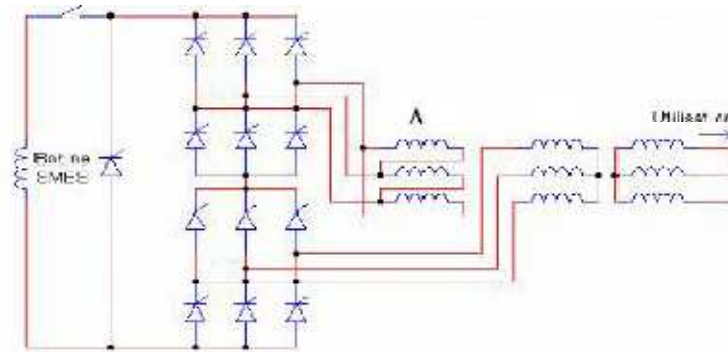


Figure (1.5) : SMES mises en application avec un convertisseur à thyristor

I.2.1.2. Dispositifs FACTS séries [15]

Dans cette catégorie le compensateur série commuté par thyristors (**TCSC**) est un **FACTS** série, utilisé dans le réseau sous forme d'éléments variables, et réglables très rapidement au moyen des thyristors. Il sert surtout à répartir des flux de puissances entre les lignes parallèles et améliorer la stabilité transitoire d'alternateurs, en modifiant la réactance globale de la ligne où il est installé. Le circuit est shunté par un disjoncteur.

Les différents types de compensateurs série utilisés aujourd'hui sont :

a) TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors)

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur.

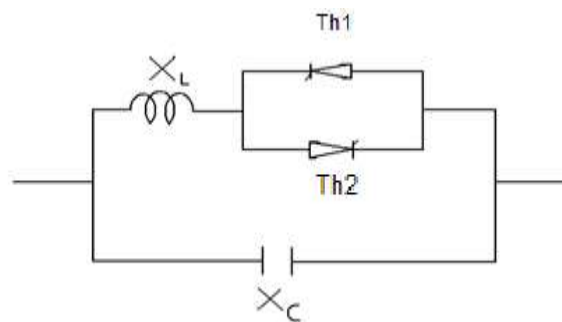


Figure (1.6): Structure du TCSC

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.

b) TSSC (Compensateur séries commute par thyristors)

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° .

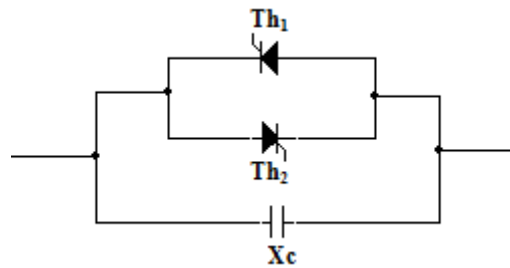


Figure (1.7): Structure du TSSC

c) TCSR (Réactance séries contrôlée par thyristors)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180° , il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_t agit comme un limiteur de courant de défaut.

Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

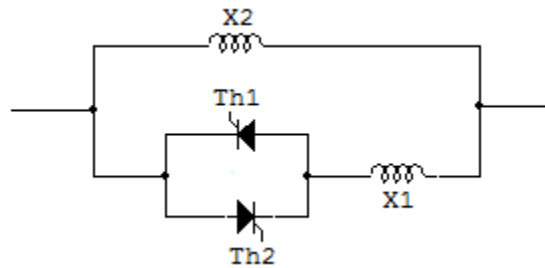


Figure (1.8): Structure du TCSR

d) TSSR (Réactance séries commute par thyristors)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° .

e) SSSC (Compensateur Synchrone Statique Série)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduire dans la ligne.

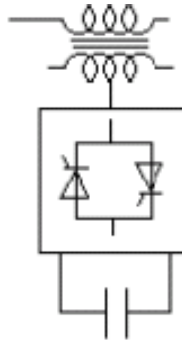


Figure (1.9): Structure du SSSC

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau.

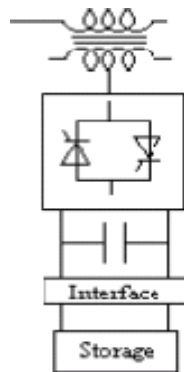


Figure (1.10) : Structure du SSSC avec un système de stockage

I.3.1.3. Dispositifs FACTS combinés série-parallel [16]

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

a) Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC

Le contrôleur de transit de puissance unifié (**UPFC**) est formé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté à la figure (1.11). Le principe de l'UPFC consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne pour le réinjecter avec une phase appropriée. Le convertisseur 1, connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer au convertisseur série (2). Ce dernier génère une tension U_{pq} contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.

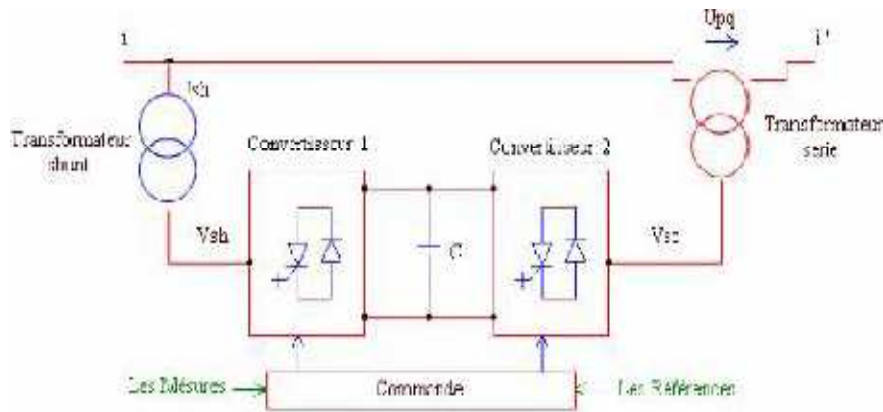


Figure (1.11) : Schéma de base d'un UPFC

Le convertisseur shunt peut également générer de la puissance réactive indépendamment du transfert de puissance active et ainsi contrôler la tension U_i (figure 1.12) et les transits de puissances dans les lignes (tension, impédance et phase). Il peut de ce fait agir à la fois sur les puissances active et réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter dans L'UPFC permet de contrôler simultanément les trois paramètres régissant les différents modes. Le convertisseur shunt règle la tension au nœud k alors que l'autre, branché en série, règle les puissances active et réactive ou la puissance active et la tension au nœud k .

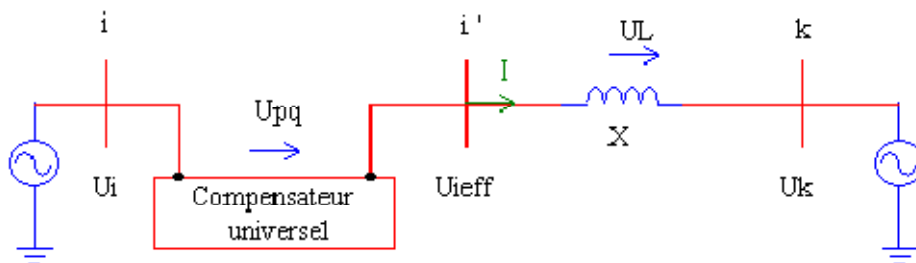


Figure (1.12) : Compensateur universel dans une ligne reliant deux générateurs

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé en particulier pour:

- le réglage de la tension;
- l'amélioration des flux de puissances active et réactive;
- la limitation des courants de court-circuit;
- l'amortissement des oscillations de puissance.

b) Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son principe est illustré à la figure (1.13). L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

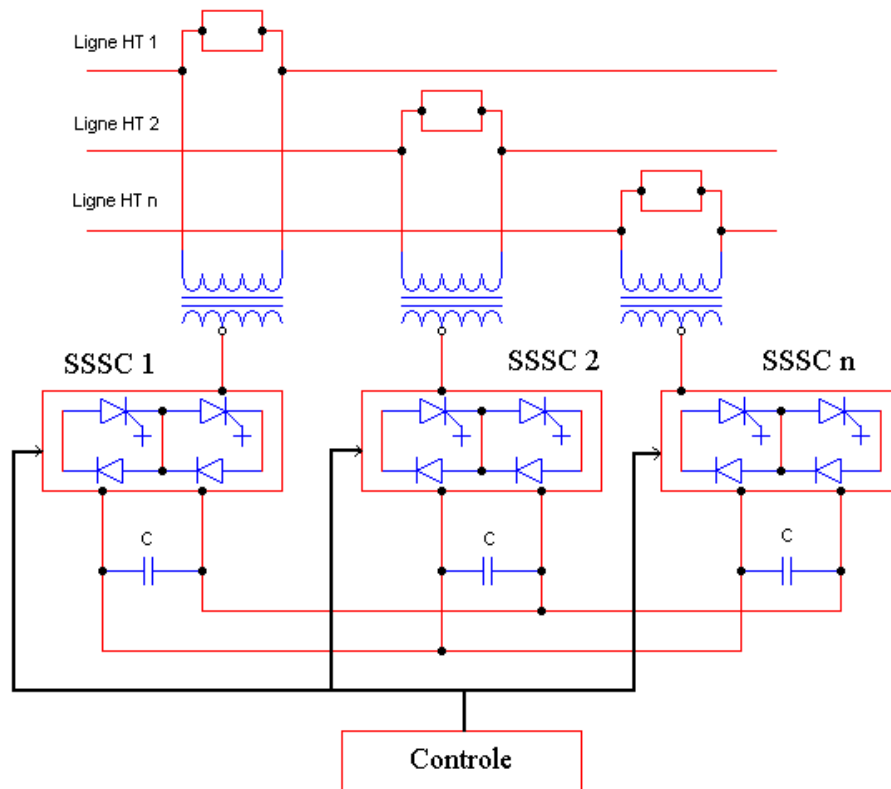


Figure (1.13): Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes

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

c) Régulateur de puissance Interphases IPC

Le régulateur de puissance interphases (IPC) a été développé pour la gestion de la répartition des puissances. Il s'agit d'un dispositif de contrôle qui est composé de deux impédances par phase: l'une inductive et l'autre capacitive, chacune étant directement liée à une unité de déphasage. Les valeurs de ces impédances sont élevées afin de limiter les courants en cas de court-circuit.

Dans le cas particulier où les impédances ont des valeurs complexes conjuguées, chaque branche de l'IPC peut être représentée par une source de courant contrôlée en tension. De cette manière, l'impédance inductive et l'impédance capacitive forment un circuit bouchon à la fréquence fondamentale. La commande de la répartition des puissances actives et réactives à l'aide de l'IPC est obtenue en premier lieu par les angles de déphasage Ψ_1 et Ψ_2 des transformateurs.

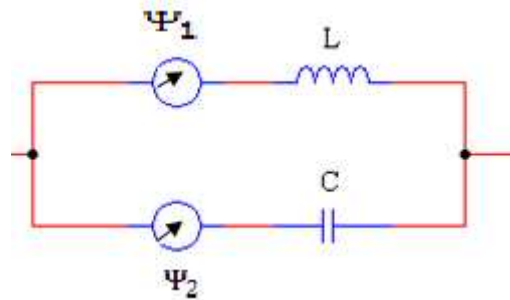


Figure (1.14): Régulateur de puissance Interphases

De par sa conception, l'IPC a les aptitudes suivantes:

- le contrôle des flux de puissance active;
- la limitation des courants de court-circuit;
- le découplage des tensions entre deux nœuds.

Il permet également d'obtenir un contrôle de la puissance réactive indépendant de la puissance active. À l'heure actuelle, l'IPC est le seul moyen pour l'interconnexion des réseaux qui soit en mesure d'empêcher la propagation des perturbations entre les réseaux interconnectés.

I.4. Compensation Traditionnelle

I.4.1. Compensation traditionnelle shunt [16, 17]

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

Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites contractuelles.

Cette technique de compensation est dite passive car elle fonctionne en tout ou rien. C'est-à-dire qu'elle est soit en service, par exemple lorsqu'une inductance shunt est enclenchée, soit complètement hors service lorsque l'inductance est retirée. Lorsqu'elle est en service, aucune modification des inductances ou des condensateurs n'est effectuée pour essayer de contrôler la tension ou l'écoulement de puissance.

D'après la figure (1.15), on voit que ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transitée. La puissance transitée peut être augmentée de 50% pour une compensation au niveau de la charge et de 100% pour une compensation au point milieu.

Une ligne HT peut être modélisée par un schéma en Π , représentée par la figure (1.15).

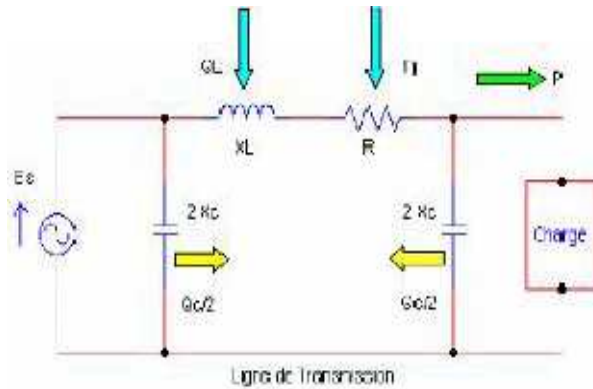


Figure (1.15): Représentation d'une ligne HT

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement (*effet FERRANTI*), cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau. Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, dans ce cas l'impédance de la charge est très faible et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne pour la rendre égale, ou la plus près possible, de l'impédance de la charge. Les réactances shunt deviennent inutiles. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc augmenter la capacité shunt de la Ligne et connecter des condensateurs shunt dans différents postes du réseau selon la charge.

Les batteries de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. De même que les réactances, ces batteries de condensateurs doivent être connectées/déconnectées par des disjoncteurs.

Dans le cas théorique où la compensation est répartie sur toute la longueur de la ligne, le degré de compensation shunt d'une ligne est défini comme étant le rapport de la valeur absolue de la susceptance du compensateur par unité de longueur (B_{sh}) sur la susceptance de capacité de ligne par unité de longueur.

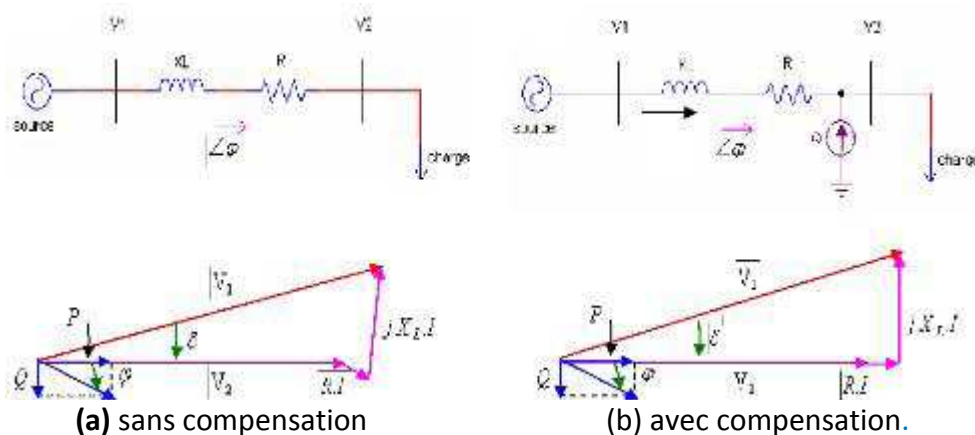


Figure (1.16): Principe de compensation shunt dans un réseau radial

On constate aussi que la longueur électrique de la ligne est également modifiée avec la compensation shunt.

La compensation réactive shunt est un bon moyen pour contrôler l'impédance caractéristique, dans le but de maintenir un niveau de tension acceptable sur les lignes de transport d'électricité. Par contre, elle ne constitue pas un bon moyen pour augmenter la puissance maximale transportable.

En pratique, la compensation shunt passive est utilisée principalement pour maintenir la tension à toutes les barres du réseau à un niveau proche de la tension nominale, et ce pour les différents niveaux de charge du réseau. Il est clair que les équipements de compensation ne sont pas distribués de façon uniforme le long de la ligne comme le sont les inductances et les condensateurs du circuit équivalent d'une ligne. La compensation est localisée dans des postes qui sont répartis à des endroits stratégiques sur la ligne. Puisque la compensation n'est pas répartie d'une façon uniforme, il est impossible de maintenir la tension à sa valeur nominale en tout point de la ligne. Il est donc important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension s'écarte trop de sa valeur nominale.

1.4.2. Compensation traditionnelle série [16, 18]

L'équation (4.1) montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction d'une batterie de condensateurs d'impédance X_c en série avec la ligne.

Les condensateurs ajoutés ont une capacité fixe qui ne varie pas dans le temps. Cette compensation permet d'une part de diminuer Z_0 et d'autre part de diminuer la longueur électrique de la ligne.

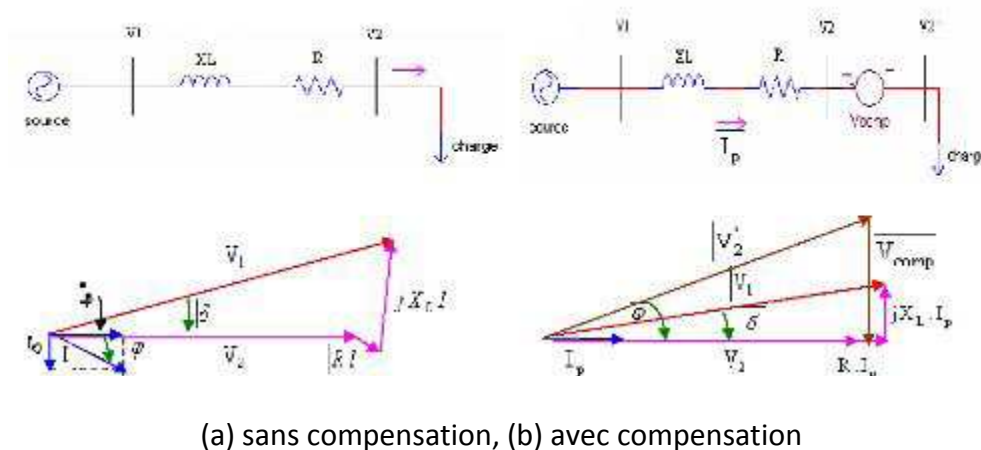


Figure (1.17): Principe de compensation série dans un réseau radial

Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_c)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel illustré sur la figure (1.17).

En pratique, la compensation série est localisée dans des postes situés à des endroits stratégiques sur les lignes. Pour mieux comprendre son influence il est utile de considérer qu'elle est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne. Dans ce cas, le degré de

compensation série se définit comme étant la valeur absolue du rapport de la susceptance inductive série de la ligne par unité de longueur sur la susceptance par unité de longueur de la capacité série qui est ajoutée.

Plus le degré de compensation est élevé plus l'impédance virtuelle est faible, ce qui contribue à augmenter la puissance maximale transportable par la ligne.

Pour transporter la puissance de façon stable il est nécessaire que l'angle de transmission α soit inférieur à 90 degrés, et idéalement assez faible pour prévoir les cas d'un appel de puissance à la suite d'une perturbation sur le réseau. Si le profil de la tension sur la ligne compensée est pratiquement plat, ce qui est le cas lorsque la ligne est bien compensée, la puissance absorbée par la charge est pratiquement égal à la puissance virtuelle de la ligne.

La compensation série augmente la puissance maximale transportable, en diminue angle de transmission de la ligne. Ces deux effets font en sorte qu'elle est un moyen très efficace d'augmenter la limite de stabilité en régime permanent du réseau et par conséquent la stabilité dynamique et transitoire. Cependant du fait du nombre limité d'opérations et des relais d'ouverture/fermeture des disjoncteurs, ces réactances et condensateurs connectés en parallèles ou en séries ne doivent pas être commutés trop souvent et ne peuvent pas être utilisés pour une compensation dynamique des réseaux.

I.5. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, en premier lieu le rôle des dispositifs FACTS, une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le **SVC**, **STATCOM**, **TCSC**, **SSSC**, **UPFC**, **IPFC** ainsi les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt).

Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS.

Une étude profonde concerne la modélisation et l'application du contrôleur SVC dans le *load flow* sera détaillée dans le prochain chapitre

CHAPITRE II

L'ETUDE ET MODELISATION DE COMPENSATEUR STATIQUE DE PUISSANCE REACTIVE SVC

II.1. Historique du SVC

Le compensateur statique de puissance réactive (SVC) est apparu dans les années soixante-dix, le premier SVC est installé dans l'ouest de Nebraska, en Amérique du Nord, pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles que les laminoirs ou les fours à arc. Les SVCs sont des FACTS de la première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage.

Plusieurs conceptions différentes ont été proposées. Toutefois, la plupart des SVCs sont construits à partir des mêmes éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive.

II.2. Définition du SVC

Le compensateur statique de puissance réactive SVC est un dispositif qui sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieur de limites désirées. Le SVC injecte de la puissance réactive dans la barre où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge [3].

II.3. Structure de principe:

La figure 2.1 donne une représentation schématisée monophasée d'un compensateur statique shunt. Il est composé d'un condensateur de réactance " X_C " dont la puissance réactive fournie peut être complètement enclenchée ou complètement déclenchée et d'une bobine d'induction de réactance inductive " X_L " dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés en tête-bêche pour assurer des inversions très rapides du courant.

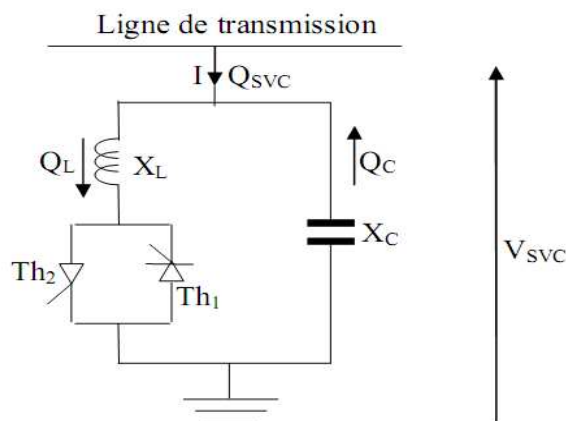


Figure (2.1) : Représentation schématisée monophasée d'un compensateur Statique.

Pour fixer le signe de puissance réactive Q_{svc} , le compensateur est considéré comme un commutateur. La puissance réactive Q_{svc} est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif), le courant d'entrée I est un courant réactif, il est supposé positif lorsqu'il est retardé de 90° par rapport à la tension V_{svc} . Si par contre, le compensateur fournit de la puissance réactive (*comportement capacitif*), cette dernière est considérée comme étant négative, ainsi que le courant I . Ces relations sont prises en compte sur la figure 2.2. Par conséquent, la puissance réactive Q_L est positive alors que la puissance réactive Q_C est négative [11].

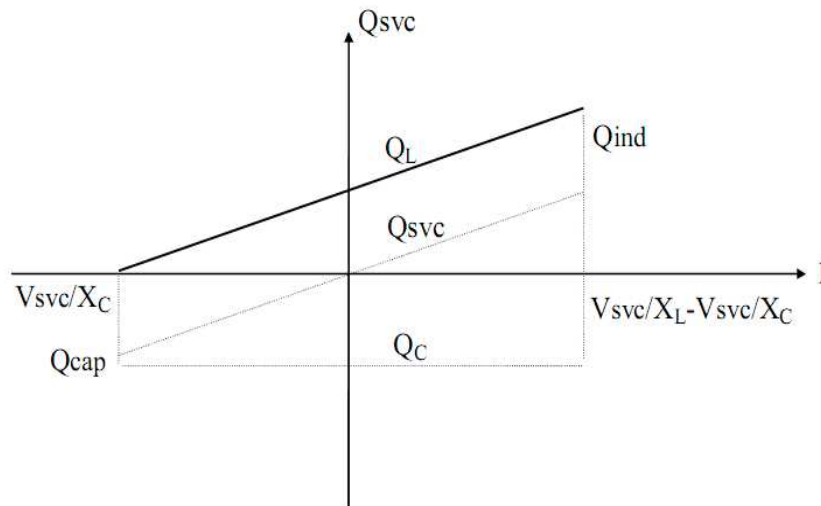


Figure (2.2) : Exigences posées à la puissance réactive.

La puissance réactive Q_{svc} varie entre une valeur inductive " Q_{ind} " et une valeur capacitive " Q_{cap} ", avec:

$$Q_{cap} = \frac{V_{svc}^2}{X_C} \quad (2.1)$$

On obtient alors la réactance capacitive X_C nécessaire pour le condensateur. De la relation suivante, on peut déterminer la réactance X_L de la bobine d'inductance

$$Q_{ind} = \frac{V_{svc}^2}{X_L} - \frac{V_{svc}^2}{X_C} \quad (2.2)$$

Les relations (2-1) et (2-2) se rapportent à une phase du compensateur triphasé

II.4. Constitution du SVC

Le compensateur statique SVC est composé de plusieurs éléments tel que le condensateur fixe (FC), qui est commandé par des éléments mécaniques; d'une réactance commandée par thyristors (TCR), et de condensateurs commutés par des thyristors (TSC), et parfois de réactance commutée par thyristors (TSR), et des filtres d'harmoniques.

II.4.1. Condensateur fixe (FC)

Le condensateur fixe fournit à la barre une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un contrôle pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie à la barre.

II.4.2. Réactance commandée par thyristors (TCR)

II.4.2.1. Principe de fonctionnement

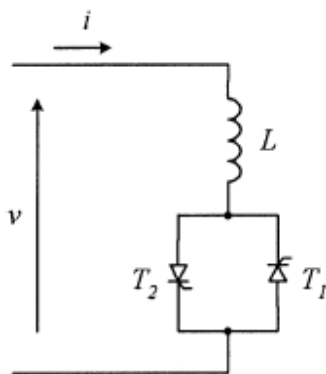
La réactance commandée par thyristors (TCR) possède une bobine d'inductance fixe L branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle montré sur la figure (2.3.a). La réactance contrôlée par thyristors permet un contrôle plus fin de la puissance réactive car elle permet un contrôle continu du courant de compensation.

Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'allumage α et conduisent alternativement sur une demi-période. On définit l'angle d'allumage α à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer. L'angle de conduction σ est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont allumés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande déphase de la valve à thyristors. En pleine conduction ($\alpha = 90^\circ$), le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, et lorsque $\alpha = 180^\circ$, on est en conduction nulle [5].

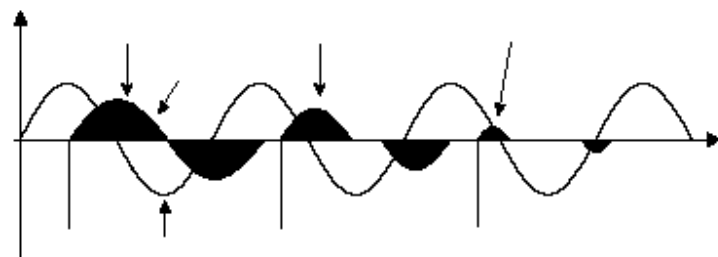
La relation qui lie l'angle d'allumage et angle de conduction en régime permanent est :

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (2.3)$$

Une conduction partielle des thyristors est accomplie avec un angle d'amorçage α compris entre 90° et 180° , a pour effet de réduire la fondamentale du courant (figure. 2.3.b), et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance.



(a) Montage



(b) tension simulé et courant inductif résultant pour un angle d'amorçage donné

Figure (2.3) : Réactance commandée par thyristors

Lorsque l'angle d'allumage (amorçage) est fixe, on parle d'inductance commutée par thyristor TSR. Généralement α vaut 90° . Dans ce cas, les thyristors sont en pleine conduction sur un nombre entier de demi-périodes et le TSR ne génère pas de courants harmoniques. En revanche, la valeur de la susceptance effective n'est pas modulable et il n'y a que deux cas de fonctionnement possibles. Lorsque les thyristors sont enclenchés, le courant réactif I_L absorbé par le TSR est proportionnel à la tension appliquée V . Il est nul lorsque la valve à thyristors reste ouverte. Les valeurs maximales admissibles du courant et de la tension doivent être respectées. Le recours à plusieurs branches TSR connectées en parallèles permet d'obtenir une admittance réactive contrôlable par palier, tout en conservant un courant sinusoïdal [4].

II.4.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC)

Le condensateur commuté par thyristors (TSC) est composé d'un condensateur fixe C branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'inductance d'atténuation L_1 (figure 2.4.a). Le commutateur a pour rôle d'enclencher et de déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est ainsi pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché. L'inductance d'atténuation sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières.

Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale.

L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau (figure 2.4.b).

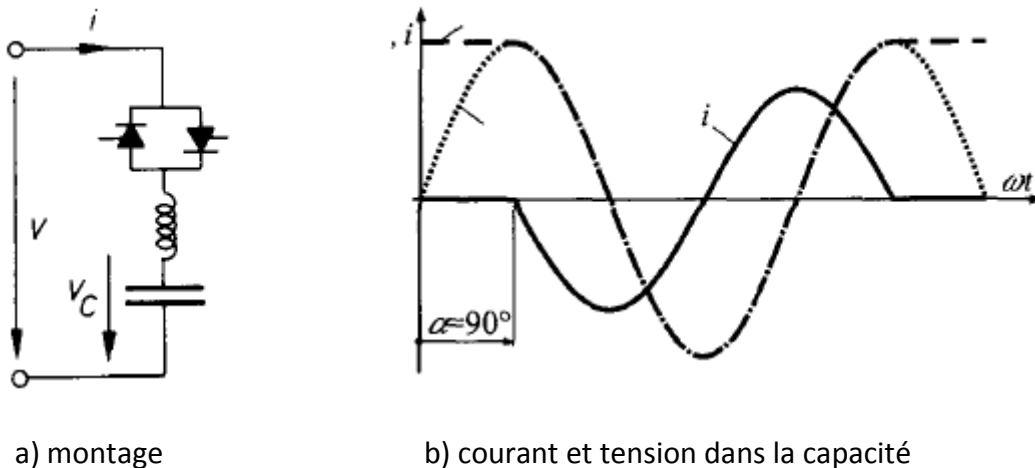


Figure (2.4): Condensateur commuté par thyristors

Le condensateur peut être commuté avec un minimum de transitoire si le thyristor est allumé (état on), au l'instant quand la tension V_C du condensateur et la tension V du réseau ont la même valeur.

La susceptance étant fixe, le courant dans le TSC varie linéairement avec la tension V (qui explique l'absence des harmoniques sur le TSC). La zone de fonctionnement est similaire à celle d'un TSR; elle est illustrée à la figure (2.5.a). Généralement le SVC de type TSC contient n banc de TSC montés en parallèle. La susceptance est ajusté par le contrôle du nombre de condensateurs parallèles en conduction. Chaque condensateur conduit toujours pour un

nombre intégrant de demi-cycle. La relation qui relie le courant de compensation et le nombre de condensateurs en conduction est montrée dans la figure (2.5.b).

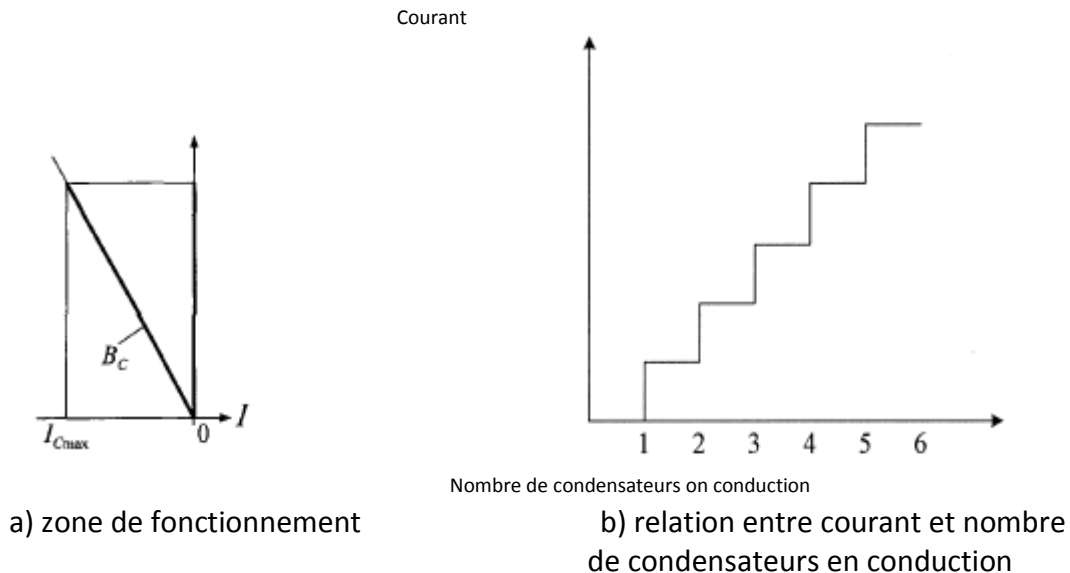


Figure (2.5) : Principe du TSC

Plusieurs TSC de tailles différentes peuvent être mis en parallèle, de façon à former un banc de condensateurs enclenchables et déclenchables par thyristors. Dans certaines installations, les commutations sont parfois réalisables par disjoncteurs. Ce type de dispositif porte le nom de condensateur commuté mécaniquement MSC.

Les MSCs sont des dispositifs conçus pour n'être enclenchés et déclenchés que quelques fois par jour. De ce fait, leur fonction principale est de fournir de la puissance réactive en régime permanent.

II.5. Les différents types et schémas

Les différents types principaux du "SVC" utilisés aujourd'hui sont:

a) Dispositif type "TCR" ou "FC/TCR":

Ce dispositif est principalement constitué d'une batterie de condensateurs et d'un absorbeur réactif (figure 2.6). La batterie de condensateurs est dimensionnée pour fournir une puissance réactive fixe Q_c dont le rôle est de relever le facteur de puissance de l'installation à la valeur désirée. L'absorbeur réactif comprend une inductance alimentée à travers un gradateur constitué de deux thyristors montés en tête bêche, il prélève une puissance réactive variable " Q_l " qui permet de compenser les perturbations causées par la charge " Q_{ch} ".

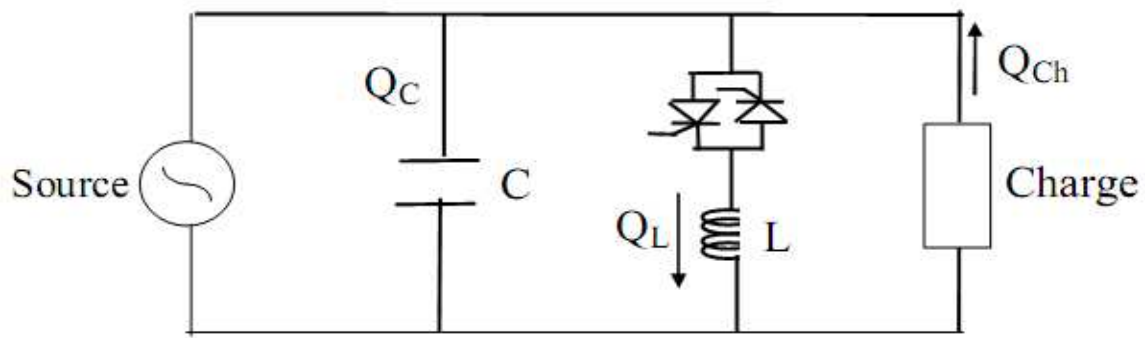


Figure (2.6) : Schéma de principe d'un FC/TCR

Le courant qui circule dans l'inductance est réglé de façon continue par les thyristors. Ce réglage s'effectue en jouant sur l'angle de retard à l'amorçage " α " qui est compris entre 90° (Q_{Lmax}) et 180° (Q_{Lmin}).

La figure (2.7) montre le courant traversant une inductance en fonction de la tension à ses bornes et de la commande du thyristor en série.

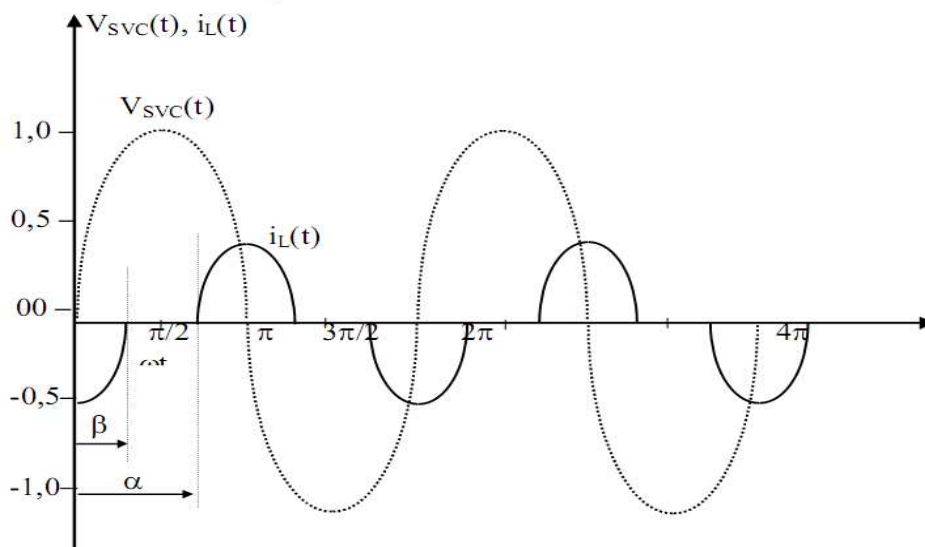


Figure (2.7): Forme du courant d'inductance.

Avec α l'angle de retard à l'amorçage (angle entre le passage par zéro de la tension composée et du courant de l'inductance) et 2β l'angle de conduction donnée par $\beta = \pi - \alpha$ ($0 < \beta < 90^\circ$).

L'inductance "L" est son interrupteur sont alors équivalents à une inductance classique de valeur $L(\beta) = [\pi \cdot L / (2\beta - \sin(2\beta))]$, en exprimant 2β en radians, on aura :

$$B_L(\beta) = (\sin 2\beta - 2\beta) / (\pi L \omega) \quad (2-4)$$

Donc:

$$B_L(\alpha) = (\sin(2\pi - 2\alpha) - (2\pi - 2\alpha)) / (\pi L\omega) \quad (2-5)$$

D'où:

$$B_{L\max} = 1 / (L\omega) \text{ pour } \beta = \pi/2 \text{ (} \alpha = \pi/2 \text{)} \quad (2-6)$$

Et :

$$B_{L\min} = 0 \text{ pour } (\alpha = \pi), \quad (2-7)$$

La puissance réactive du banc d'inductance est:

$$Q_L(\beta) = (3 V_{\text{svc}}^2) / (\omega L(\beta)) = ((2\beta - \sin 2\beta) / \pi) ((3 V_{\text{svc}}^2) / (L\omega)) \quad (2-8)$$

Après calcul, on aura :

$$Q_L(\beta) = ((2\beta - \sin 2\beta) / \pi) Q_{L\max} \quad (2-9)$$

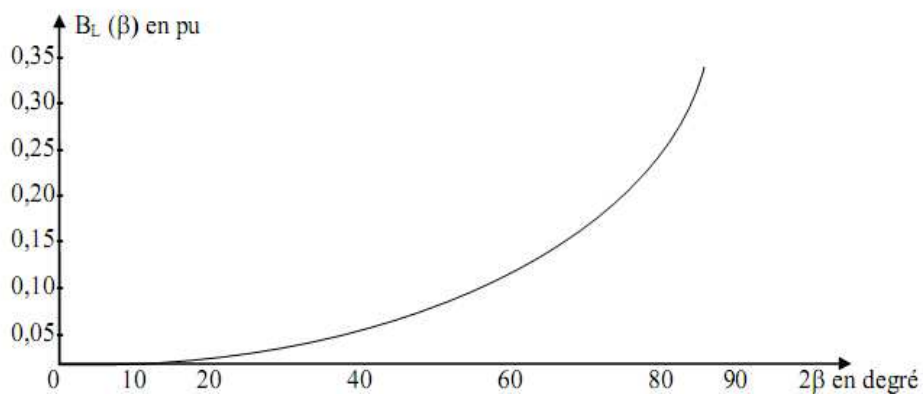


Figure (2.8): Variation de $B_L(\beta)$ en fonction de l'angle de conduction.

b) Dispositif type TCR/TSC:

Ce dispositif est une association de réactance réglable et de condensateurs (figure 2.9) couplés par thyristors.

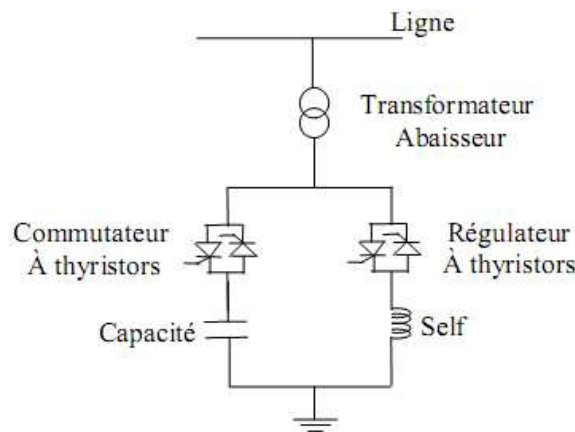


Figure (2.9) : Schéma de principe d'un TCR/TSC

Ce dispositif est apparu pour répondre à des besoins de l'industrie, surtout pour la stabilisation de la tension qui est fortement variable du fait des charges très fluctuantes telle que les fours à arc.

Le principe général consiste à compenser le plus exactement possible les variations de puissance réactive de la charge par une puissance réactive variant dans un sens opposé par une bobine d'inductance dont le courant est réglé par le gradateur.

Un banc de condensateurs complète le dispositif et permet d'ajuster le réactif absorbé par l'ensemble: charge et compensateurs [11].

c) Dispositif type TSC/TSR.

C'est un système avec condensateur et inductance enclenchés par thyristors. Les dispositifs avec condensateur enclenché par thyristor TSC servent normalement à bloquer immédiatement le compensateur en cas d'apparition d'effondrement brusque de tension, leur application dans les réseaux à haute tension exige un transformateur abaisseur pour l'adaptation aux caractéristiques électriques optimisées des thyristors. Généralement l'installation sur les réseaux de transport s'effectue par le biais de tertiaire d'un transformateur [11].

d) Dispositif mobile type TSC

On a retenu une exécution avec des condensateurs connectés par thyristors constituée de modules transportables sur des véhicules routiers. La gamme de réglage dynamique totale de compensateur s'étale de 0 à 60 MVAR, elle est fournie par trois bancs de condensateurs commutés par thyristors. Bien que les condensateurs commutés par thyristors ne produisent eux mêmes pas d'harmoniques, on a installé des réactances afin d'éviter l'amplification des harmoniques existantes dans le réseau (figure 2.6) [10].

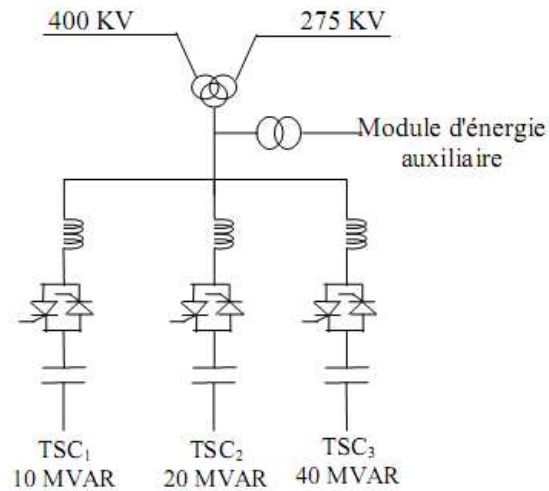
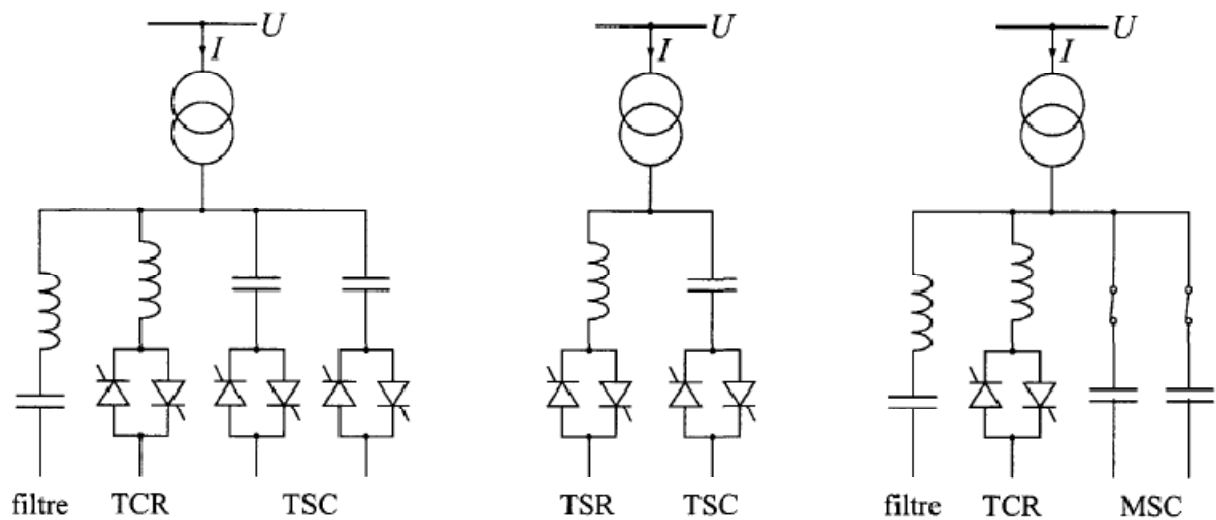


Figure (2.10): Schéma monofilaire d'un compensateur mobile "TSC".

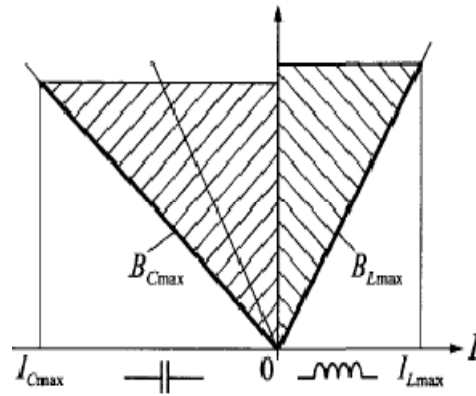
II.5.1. Différents schémas

La figure (2.10), présente différentes configurations possibles de SVC. Lorsque le dispositif comporte une anche de type TCR, un filtre permettant de réduire les harmoniques est rajouté.

La zone de fonctionnement équivalente du SVC est obtenue par la combinaison des zones de toutes les branches. Un exemple est donné à la figure (2.11.b).



a) schémas



b) zone de fonctionnement

Figure (2.11) : Compensateur statique de puissance réactive

II.6. Modélisation du dispositif SVC

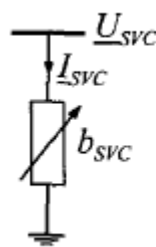
Les dispositifs FACTS shunt modélisés sont des compensateurs statiques de puissances réactives tels que le SVC et autres dérivés (TCR, TSC). Bien qu'ils présentent des performances moins bonnes que le compensateur statique synchrone, elles ne sont guère importantes en régime permanent. Dans cette situation, le SVC et le STATCOM présentent des caractéristiques semblables [7].

II.6.1. Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC

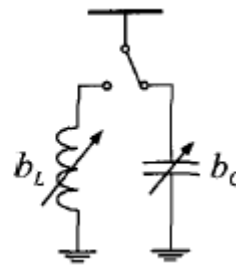
Le dispositif SVC est modélisé par une admittance shunt y_{SVC} variable (figure 2.12.a). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire:

$$\underline{y}_{SVC} = j b_{SVC} \quad (2.10)$$

La susceptance B_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin respectivement de fournir ou d'absorber, de la puissance réactive Q_{SVC} (figure 2.12.b).



a) symbole



b) modèle

Figure (2.12) : Modélisation du SVC

Les valeurs des SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive Q_{SVC} absorbée à la tension nominale U_n . La correspondance avec la susceptance b_{SVC} est donnée par la relation

$$B_{SVC} = -U_n^2 \cdot b_{SVC} = -U_n^2 \cdot \frac{X_C [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] - \pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (2.11)$$

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

$$Q_{SVC} = -\frac{U^2}{U_n} B_{SVC} \quad (2.12)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. Les installations FACTS sont généralement situées à des postes déjà existants. Toutefois, les deux cas sont en considérations ; à savoir lorsque le SVC est placé en un nœud et lorsqu'il est situé au milieu de la ligne.

II.6.2. SVC placé en un nœud du réseau

Lorsqu'ils sont connectés aux nœuds du réseau, les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importants ou variant fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où le générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré [19].

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

$$\underline{Y}'_{ii} = \underline{Y}_{ii} + \underline{y}_{SVC} \quad (2.13)$$

La figure (2.13) illustre le cas d'un SVC placé en un nœud i constituant une des extrémités d'une ligne.

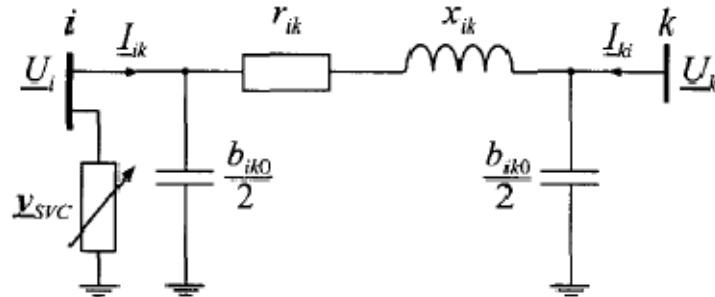


Figure (2.13): SVC placé en un nœud.

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante:

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC} & -\underline{y}_{ik} \\ -\underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

II.6.3. SVC placé au milieu d'une ligne

Lorsque le compensateur statique est inséré au milieu d'une ligne, cette dernière est divisée en deux tronçons identiques. Le SVC est relié au nœud médian additionnel m , tel qu'illustré sur la figure (2.14).

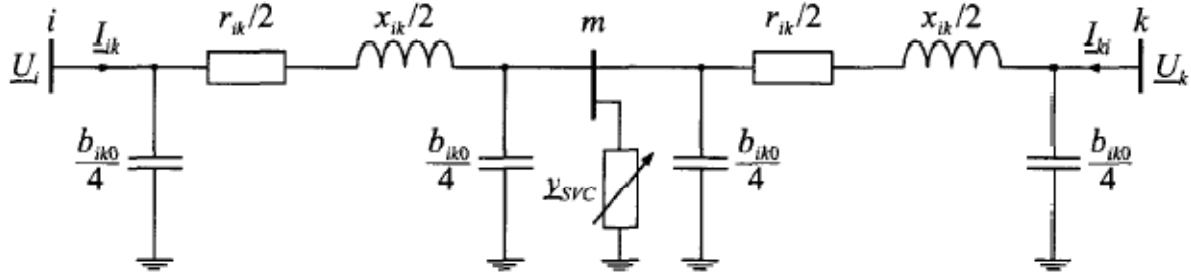


Figure (2.14): SVC placé au milieu d'une ligne.

Afin de prendre en compte ce nouveau nœud, une ligne et une colonne supplémentaires devraient être ajoutées à la matrice d'admittance nodale. Pour éviter à changer le nombre de nœuds du réseau et donc la taille de la matrice d'admittance, une transformation étoile-triangle permet de réduire le système en supprimant le nœud m et en calculant les paramètres d'une ligne équivalente. La figure (2.15), illustre les étapes pour obtenir cette ligne équivalente.

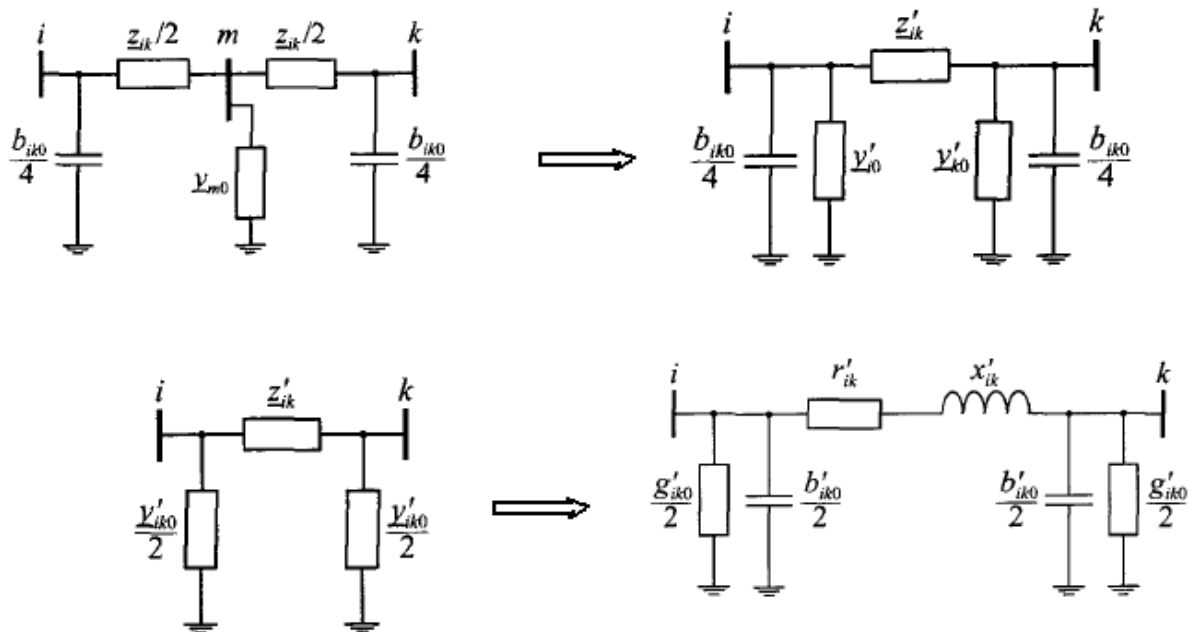


Figure (2.15): Transformation en une ligne équivalente avec un SVC en son milieu.

Tous les éléments de la matrice d'admittance d'une ligne avec un SVC en son milieu sont modifiés:

$$\underline{Y}_{mod} = \begin{pmatrix} \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}'_{ik0}}{2} & -\underline{y}'_{ik} \\ -\underline{y}'_{ik} & \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}'_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

Les valeurs effectives des éléments de la ligne équivalentes sont obtenues en posant:

$$\underline{y}_{mo} = \frac{\underline{y}_{iko}}{2} + \underline{y}_{SVC} \quad (2.16)$$

Il vient alors pour l'impédance longitudinale:

$$\underline{Z}'_{ik} = \frac{4 \underline{y}_{ik} + \underline{y}_{mo}}{4 \underline{y}_{ik}^2} = \frac{1}{\underline{y}_{ik}} + \frac{\underline{y}_{mo}}{4 \underline{y}_{ik}^2} = \underline{Z}_{ik} + \frac{1}{4} \underline{Z}_{ik}^2 \left(\frac{\underline{y}_{iko}}{2} + \underline{y}_{SVC} \right) \quad (2.17)$$

$$r'_{ik} = r_{ik} - \frac{1}{2} r_{ik} \cdot r_{ik} \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right) \quad (2.18)$$

$$x'_{ik} = x_{ik} - \frac{1}{4} (r_{ik}^2 - x_{ik}^2) \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right) \quad (2.9)$$

Et pour les admittances transversales effectives

$$\frac{\underline{y}'_{iko}}{2} = \frac{\underline{y}_{iko}}{4} + \frac{2 \underline{y}_{ik} \cdot \underline{y}_{mo}}{4 \underline{y}_{ik} + \underline{y}_{mo}} = \frac{\underline{y}_{iko}}{4} + \frac{\frac{\underline{y}_{iko} + \underline{y}_{SVC}}{2}}{2 + \frac{1}{2} \underline{Z}_{ik} \left(\frac{\underline{y}_{iko}}{2} + \underline{y}_{SVC} \right)} \quad (2.20)$$

$$\frac{\dot{g}_{iko}}{2} = \frac{\frac{1}{2} \cdot r_{ik} \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4} (r_{ik}^2 - x_{ik}^2) \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right)^2} \quad (2.21)$$

$$\frac{b'_{iko}}{2} = \frac{b_{iko}}{4} + \frac{2 \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right) - \frac{1}{2} \cdot r_{ik} \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4} (r_{ik}^2 - x_{ik}^2) \cdot \left(\frac{b_{iko}}{2} + b_{SVC} \right)^2} \quad (2.22)$$

La variation des paramètres d'une ligne équivalente munie d'un SVC en fonction de la valeur de ce dernier, met en évidence que la susceptance shunt b_{iko} est l'élément qui est le plus affecté par la présence du compensateur. Sa valeur, exprimée en pu, est pratiquement égale à celle du SVC. En d'autres termes, un SVC placé en milieu de ligne a pratiquement le même effet que deux SVC positionnés aux deux extrémités de la ligne [19].

La valeur de \dot{g}_{iko} étant très faible, elle peut être négligée et le modèle de la ligne équivalente est semblable à celui utilisé pour les lignes sans SVC.

II.6.4. Valeurs de consigne du dispositif SVC

Les valeurs du compensateur statique de puissance réactive sont exprimées sous forme de puissances réactive injectées à une tension de 1p.u. Une valeur positive indique que le dispositif fournit de la puissance réactive au système alors qu'il en absorbe lorsque Q_{SVC} est négative. Un SVC peut prendre n valeurs discrètes compris dans l'intervalle:

$$-Q_{Lmax} \leq Q_{SVC} \leq Q_{Cmax} \quad (2.23)$$

Si le compensateur statique est de type condensateur commuté par thyristor (TSC), seule une injection de puissance réactive est possible et $Q_{Lmax} = 0$. La puissance réactive au réseau est limitée par :

$$0 \leq Q_{TSC} \leq Q_{Cmax} \quad (2.24)$$

Dans le cas d'une inductance contrôlée par thyristor (TCR ou TSR), la puissance réactive peut uniquement être absorbée et $Q_{Cmax} = 0$. Exprimée sous forme d'injection, la puissance réactive du TCR peut prendre des valeurs entre :

$$0 \geq Q_{TCR} \geq Q_{Lmax} \quad (2.25)$$

À l'heure actuelle, il existe des dispositifs shunt dont la puissance réactive maximale peut atteindre 500 MVar. Pour l'optimisation, les valeurs limites des SVC ne sont pas fixées, mais sont adaptées en fonction du réseau dans lequel les FACTS sont à placer.

II.6.5. Incorporation du SVC dans l'étude de la répartition des charges (Méthode de Newton Raphson)

Le compensateur statique SVC, (modélisation mentionné auparavant), peut être représenté comme suit :

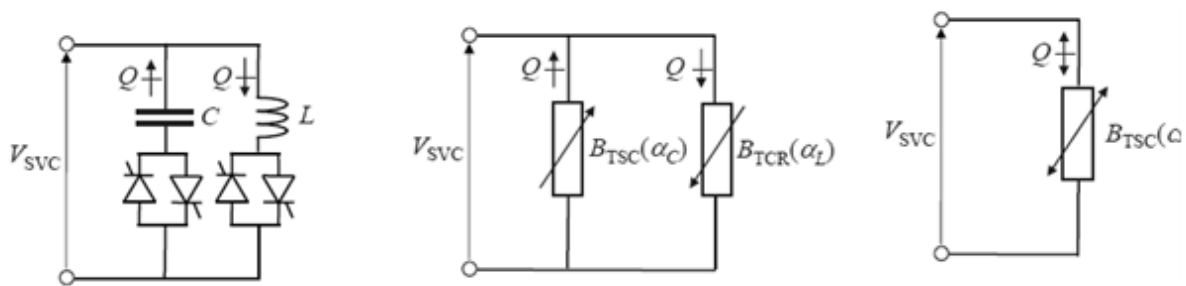


Figure (2.16) : Le compensateur statique SVC

$$B_{SVC} = B_{TCR} - B_{TCR} = \frac{X_L - [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \frac{X_C}{\pi}}{X_C X_L} \quad (2.26)$$

$$\text{D'où : } X_C = \frac{1}{\omega C} \quad ; \quad X_L = \omega L \quad (2.27)$$

Le modèle du SVC peut être étendu en incluant la représentation explicite d'un transformateur abaisseur.

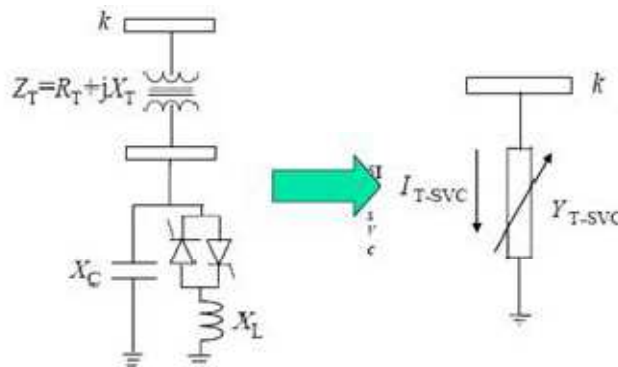


Figure (2.17) : la représentation explicite d'un transformateur abaisseur

$$G_{T.SVC} = \frac{R_T}{R_T^2 + X_{Eq}^2} \quad (2.28)$$

$$B_{T.SVC} = -\frac{X_{Eq}}{R_T^2 + X_{Eq}^2} \quad (2.29)$$

$$X_{Eq} = X_T + X_{SVC} \quad (2.30)$$

$$X_{SVC} = \frac{X_c \cdot X_{TCR}}{X_c - X_{TCR}} \quad (2.31)$$

$$X_{TCR} = \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})} \quad (2.31)$$

$$Y_{T-SVC}(\alpha_{SVC}) = \frac{Y_T \cdot Y_{SVC}}{Y_T + Y_{SVC}} = G_{T-SVC} + jB_{T-SVC} \quad (2.33)$$

Dans les premiers modèles SVC pour analyser la répartition des charges, on a considéré les SVC comme « générateurs » derrière une réactance, la réactance faisant office de régulateur de tension. Mais ce modèle donne des résultats peut précis. Cette représentation SVC est très directe mais, peut ne pas être valide pour une utilisation en dehors des limites prévues. Dans de tels cas, il devient nécessaire de changer la représentation du SVC par une réactance fixe donnée par :

$$B_{SVC} = -\frac{Q_{lim}}{V_{SVC}^2} \quad (2-34)$$

Où :

V_{SVC} est la nouvelle tension due à la limite Q_{lim} de puissance qui est dépassée. La représentation de la combinaison « générateur-susceptance » donne des résultats précis.

En pratique un SVC peut être considéré comme une réactance ajustable (variable) avec, soit des angles d'amorçage ou simplement des limites de réactance. Le circuit équivalent montré ci-dessous est utilisé pour dériver l'équation non linéaire de puissance et les équations alinéarisées requises par la méthode de Newton Raphson :

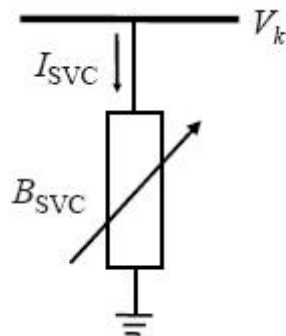


Figure (2.18) : Modèle d'un SVC

En se référant à ce schéma la valeur du courant tirée par le SVC est :

$$I_{SVC} = j B_{SVC} V_K \quad (4-35)$$

Et la puissance réactive tirée par le SVC qui est également la puissance réactive injectée au nœud k est :

$$Q_{SVC} = Q_K = - V_K^2 B_{SVC} \quad (2-36)$$

L'équation linéarisée, où la susceptance équivalente B_{SVC} est considérée comme variable d'état :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_K \\ \Delta Q_K \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_K \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_K \\ \frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.37)$$

À la fin de l'itération (i), le nouveau shunt variable de la susceptance B_{SVC} est obtenu selon la formule suivante :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(i)} B_{SVC}^{(i-1)} \quad (2-38)$$

Un autre modèle alternatif de SVC qui inclut le processus itératif additionnel consiste à prendre l'angle d'amorçage α du TCR, comme une variable d'état dans la formulation du problème de la répartition des puissances. La variable α sera désignée comme α_{SVC} pour la différencier de l'angle d'amorçage α utilisé dans le modèle TCSC.

La séquence positive de susceptance du SVC est :

$$Q_K = - V_K^2 \left[\frac{X_L - [2 (\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})] \frac{X_C}{\pi}}{X_C X_L} \right] \quad (2-39)$$

L'équation linéarisée du SVC est donnée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_K \\ \Delta Q_K \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_K \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_K^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha_{SVC}) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.40)$$

À la fin de l'itération (i) la nouvelle variable de l'angle d'amorçage α_{SVC} est comme suit :

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta \alpha_{SVC}^{(i)} \quad (2.41)$$

Le nœud de connexion SVC est un nœud à tension contrôlée (*PV bus*) où l'amplitude de tension et les puissances active et réactive sont spécifiées alors que, soit l'angle d'amorçage

α_{svc} soit la susceptance équivalente B_{svc} sont prisent comme variables d'état. Ce nœud est défini comme étant de type PVB.

Si α_{svc} ou B_{svc} sont dans leurs limites, l'amplitude de tension spécifiée est atteinte et le nœud contrôlé demeure PV. Cependant si α_{svc} et B_{svc} vont en dehors de leurs limites, alors les variables seront fixées à la limite dépassée et leur nœud devient alors PQ.

II.7. Conclusion

Dans cette partie, on c'est intéressé au contrôleur SVC. Nous avons cité les différents types, le principe de fonctionnement, la modélisation et l'incorporation du SVC dans l'étude de la répartition des charges par la méthode de Newton Raphson.

Le problème de la répartition des charges dans les réseaux électriques fera l'objet du chapitre III.

CHAPITRE III

PROBLEME DE LA REPARTITION DES CHARGES

III.1. Introduction

La répartition des charges (load flow ou power flow) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques.

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

III.2. Modélisation du système électrique

Pour un réseau à n nœuds, les équations reliant les tensions nodales et les courants injectés, sont :

$$I = Y \cdot V$$

$$I = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (3.1)$$

$i = 1, \dots, n$

En pratique, le système est connu par les puissances apparentes injectées. Les n équations complexes se décomposent en $2n$ équations réelles :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \quad (2.2)$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (3.3)$$

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.4)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.5)$$

Ou, en exprimant les tensions en forme cartésienne

$$P_i = e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_i) + f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_i + B_{ij}e_j) \quad (3.6)$$

$$Q_i = f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_i) - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_i + B_{ij}e_j) \quad (3.7)$$

Avec :

V_i, θ_i : Le module et la phase de la tension au nœud i .

P_i, Q_i : Les puissances active et réactive injectées au nœud i .

$G_{ij} + jB_{ij}$: L'élément complexe Y_{ij} de la matrice des admittances.

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: La différence des phases entre les nœuds i et j .

e_i, f_i : La partie réelle et imaginaire de la tension au nœud i .

Chaque nœud est caractérisé par quatre variables : P_i, Q_i, V_i, θ_i . Si on connaît deux des quatre variables en chaque nœud, les équations (3.4) et (3.5) nous permettent de déterminer les deux autres. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela il faut classer les nœuds du système comme suit :

- *Nœuds P-V*. Pour ce type de nœuds, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.


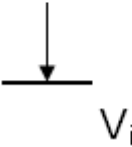
- *Nœuds P-Q*. Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension.


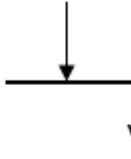
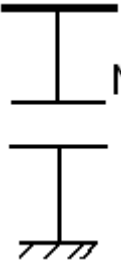
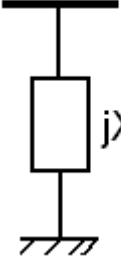
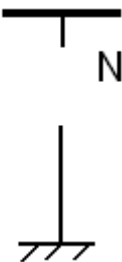
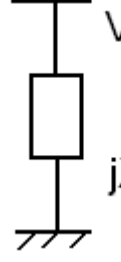
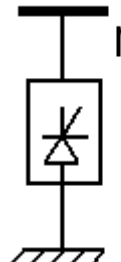
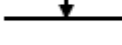
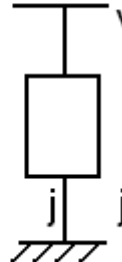
- *Nœuds V- θ* . Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante.

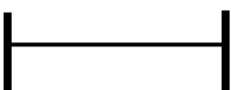
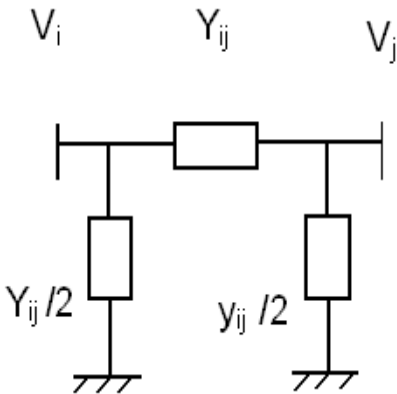
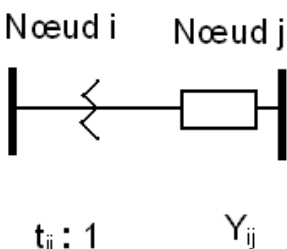
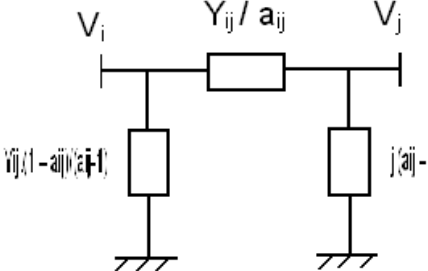
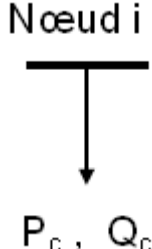
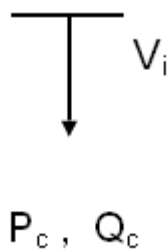
Dans un nœud k (*nœud de référence ou slack bus*), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

Dans notre travail la modélisation des différents paramètres du réseau est représentée dans le tableau (3.1).

Tableau (3.1): Modélisation des paramètres du réseau.

Composants	Symbole	Représentation	Observation
Générateurs	 Nœud i	P_{gi}, Q_{gi}  V_i	Puissances actives et Réactives générées

Compensateurs Synchrones	 Nœud i	$P_{gi} = 0, Q_{gi}$  V_i	Puissance réactive générée
Capacités shunts	 Nœud i	 V_i jX_c	Considérées comme impédance capacitive constante au nœud i, où comme puissance réactive injectée.
Self shunt (réactance)	 Nœud i	 V_i jX_L	Considérée comme impédance inductive constante
Compensateurs statiques (svc)	 Nœud i	Q_g  Ou  V_i V_i jX	La puissance réactive des compensateurs statiques (SVC), peut être calculée, à tension fixe au nœud i.

Ligne du réseau			
Transformateur avec régulateur en charge (taps)			
La charge			Les puissances actives et réactives, sont fixes.

III.3. Classification des variables et des contraintes d'un système [19]

La complexité du système électrique est directement proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de faciliter les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, il faut classer les différentes variables et contraintes.

III.3.1. Classification des variables

Généralement le fonctionnement du système électrique peut être décrit en fonction de six variables pour chaque nœud considéré :

P_{ci}, Q_{ci} : Puissances active et réactive consommées au nœud i .

P_{gi}, Q_{gi} Puissances active et réactive générées au nœud i .

V_i : Module de la tension au nœud i .

θ_i : Angle de phase au nœud i .

Ces variables sont généralement divisées en trois groupes :

- Les variables incontrôlables : Ce sont les puissances actives et réactive liées à la consommation. Ses variables sont représentées par un vecteur **P**.
- Les variables indépendantes ou de contrôle : Ce sont généralement les puissances actives et réactive générées. On peut aussi, selon des cas, considérer des tensions aux nœuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régulateur en charge, comme variable de contrôle. Ses variables sont représentées par un vecteur **U**.
- Les variables dépendantes ou d'état : Les tensions en module et en phase représentant l'état du système. Ses variables sont représentées par un vecteur **X**.

III.3.2. Classification des contraintes

Contrairement aux objectifs, les contraintes sont faciles à définir, parce qu'elles sont liées à la nature physique des éléments du réseau. On distingue les contraintes sur les variables dépendantes, dites contraintes de sécurité et limites sur les variables indépendantes. Lors d'une répartition des charges ou une optimisation, les contraintes doivent être vérifiées exactement, ce qui constitue un avantage dans la plupart des résultats obtenus.

III.3.2.1. Contraintes sur les variables dépendantes

Les contraintes liées à la sécurité des réseaux sont :

- Contraintes d'équilibre entre la production et la consommation :

En régime normal, et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assurée, soit :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{gi} - \sum_{i=1}^{n_c} P_{ci} - P_L = 0 \quad (3.8)$$

$$\sum_{i=1}^{n_g} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{n_c} Q_{ci} - Q_L = 0 \quad (3.9)$$

P_L : Pertes actives totales

Q_L : Pertes réactives totales.

n_c : Nombre de nœuds de consommation.

n_g : Nombre de nœuds de génération.

Toute atteinte à cet équilibre se répercute sur la valeur de la fréquence et les tensions du réseau.

- Contraintes sur les modules de la tension :

Les conditions d'exploitation des réseaux fixent les limites :

- des tensions maximales par la tenue diélectrique du matériel et la saturation des transformateurs.
- des tensions minimales par l'augmentation des pertes et le maintien de la stabilité des alternateurs. On aura pour tous les nœuds, la condition suffisante et nécessaire à savoir :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.10)$$

$i=1, \dots, n$

Avec :

V_i : Module de la tension au nœud i .

V_{imin}, V_{imax} : Respectivement limites minimale et maximale de la tension.

Le respect des contraintes de tension est d'une importance primordiale pour la sécurité d'exploitation et du matériel. Une violation de la limite supérieure que l'on observe parfois en faible charge peut constituer un danger pour l'isolation du matériel. Par ailleurs, des tensions trop basses nuisent à l'exploitation rationnelle du réseau, et peuvent conduire à son effondrement.

- Contraintes sur la capacité de transit de la ligne :

La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas, dépasser la limite maximale,

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (3.11)$$

Avec :

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (3.12)$$

S_{ij} : Puissance apparente transitée dans la ligne i - j.

S_{ij}^{\max} : Puissance apparente maximale transitée dans la ligne i - j.

P_{ij} : Puissance active transitée dans la ligne i - j.

Q_{ij} : Puissance réactive transitée dans la ligne i - j.

En général, à partir des contraintes des puissances transitées, nous déterminons les contraintes de courant correspondant aux lignes et aux transformateurs. On limite les courants transités pour des raisons de surcharge et de stabilité

III.3.2.2. Contraintes sur les variables indépendantes

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau, soit :

- **Contraintes sur la production :**

La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine. Pour tous les nœuds de production, les contraintes active et réactive sont :

$$P_i^{g,\min} \leq P_i^g \leq P_i^{g,\max} \quad (3.13)$$

$$Q_i^{g,\min} \leq Q_i^g \leq Q_i^{g,\max} \quad (3.14)$$

$i=1, \dots, n_g$

- **Contraintes sur les rapports de transformation :**

Le rapport de transformation des transformateurs avec régulateur en charge, peut varier selon la position du régulateur. Ce dernier doit être limité entre deux bornes, minimale et maximale, soit :

$$a_i^{g,\min} \leq a_k \leq a_i^{g,\max} \quad (3.15)$$

$k=1, \dots, n_t$

n_t : nombre de transformateur.

III.4. Méthodes de résolution du problème de la répartition des charges

Dans ce sous chapitre, nous présentons les différentes méthodes permettant la résolution du problème de la répartition des charges.

III.4.1. Méthode de Gauss-Seidel [20]

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions. En général, on calcule le vecteur x qui satisfait le système non linéaire :

$$f(x) = 0 \quad (3.16)$$

On peut formuler l'équation (3.10), comme le problème du point fixe, d'où :

$$x = f(x) \quad (3.17)$$

La solution est obtenue itérativement, à partir d'une valeur initiale x^0 :

$$x^{k+1} = f(x^k) \quad (3.18)$$

Pour le cas concret de la répartition des charges, la résolution de l'équation nodale (3.1), est tel que :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i + jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \right] \quad (3.19)$$

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right] \quad (3.20)$$

Le processus itératif est obtenu quand l'expression suivante est satisfaite :

$$\max |V_i^{k+1} - V_i^*| \leq \varepsilon \quad (3.21)$$

Le processus peut être accéléré, en diminuant le nombre d'itérations, par l'introduction d'un facteur d'accélération α :

$$V_{i,accl}^{k+1} = V_i^k + \alpha (V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (3.22)$$

III.4.2. Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode se base sur le développement en série de Taylor de l'équation (2.16). Cette dernière s'obtient successivement à partir des approximations du premier ordre

$$f(x) = f(x^k) + f'(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (3.23)$$

Où $f' = \frac{\partial f}{\partial x}$ est le Jacobien de $f(x)$. A partir d'une valeur initiale x^0 , on obtient les corrections Δx^k en résolvant le système linéaire :

$$-f'(x^k) \cdot \Delta x^k = f(x^k) \quad (3.24)$$

Et les nouvelles valeurs x^{k+1} de :

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (3.25)$$

Dans le réseau, on corrige l'angle et le module de la tension qui sont donnés par les deux équations :

$$\Delta P_i = P_i^{spe} - P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.26)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spe} - Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.27)$$

Avec cette notation et en divisons le Jacobien en sous matrices, l'expression (2.18) appliqué au problème de la répartition des charges, se convertit, en un système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \quad (3.28)$$

La variable ΔV peut être divisée par V :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}^k \quad (3.29)$$

Et l'expression (3.19) en système matriciel est :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (3.30)$$

Avec :

$$H_{ij} = \frac{dP_i}{d\theta_j}, M_{ij} = \frac{dQ_i}{d\theta_j}, N_{ij} = \frac{dP_i}{dV_j} \cdot V_i, L_{ij} = \frac{dQ_i}{dV_j} \cdot V_j$$

La matrice du Jacobien a comme éléments :

Pour $i = j$:

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.31)$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.32)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.33)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (3.34)$$

Pour $i \neq j$:

$$H_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.35)$$

$$N_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.36)$$

$$L_{ij} = H_{ij} \quad (3.37)$$

$$M_{ij} = -N_{ij} \quad (3.38)$$

Pour chaque itération, on calcule $\left[\Delta \theta, \frac{\Delta V}{V} \right]$, en résolvant le système (3.29).

Le processus s'arrêtera pour $|\Delta P| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q| \leq \varepsilon$.

III.4.3. Méthode découplée de Newton

Si, on observe la valeur numérique des éléments du Jacobien utilisé dans plusieurs systèmes, on découvre que les éléments de H et L sont invariablement beaucoup plus grands que ceux de M et N . Et, en se basant sur les découplés $P \theta$ et QV , on peut supposer $N \approx 0$ et $M \approx 0$. A partir de cela, on peut avoir deux systèmes d'équations linéaires indépendantes pour chaque itération. Ce qui réduit l'expression (3.29) :

$$\Delta P^k = H^k \cdot \Delta \theta \quad (3.39)$$

$$\Delta Q^k = L^h \cdot \left(\frac{\Delta V}{V} \right)^h \quad (3.40)$$

III.4.4. Méthode découplée rapide (FDLF)

La méthode découplée rapide est une simplification de la méthode découplée, par une série d'approximations sur les équations (3.39), (3.40). Les éléments des Jacobiens $[H]$ et $[L]$ sont obtenus après certaines approximations successives :

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx 0$$

$$G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \ll B_{ij}$$

$$Q_i \ll B_{ii} \cdot V_i^2$$

A partir des approximations précédentes, les Jacobiens H et L s'écrivent comme suit :

$$H_{ij} = L_{IJ} = -V_i V_j \cdot B_{ij} \quad (3.41)$$

$$H_{ii} = L_{II} = -V_i^2 B_{ii} \quad (3.42)$$

Comme conséquence des simplifications antérieures, les équations (3.39) et (3.40) en les divisant par V , et en posant $V_j \approx 1$ peuvent être de la forme suivante :

$$\left(\frac{\Delta P}{V} \right)^K = B' \cdot \Delta \theta^K \quad (3.43)$$

$$\left(\frac{\Delta Q}{V} \right)^h = B'' \cdot \Delta V^h \quad (3.44)$$

Avec :

$$B'_{ij} = \frac{-1}{X_{IJ}} \quad (3.45)$$

$$B'_{ii} = - \sum_{j \in i} \frac{1}{X_{IJ}} B''_{ij} = -B_{ij} \quad (3.46)$$

$$B''_{ii} = -B_{ii}$$

III.5. Conclusion

L'importance de l'étude de la répartition des charges est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de résolution, on a choisit la méthode de Newton-Raphson. Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux avec et sans incorporation des dispositifs FACTS.

CHAPITRE IV

DIFFERENTES TECHNIQUES DE CONTROLE DE PUISSANCES REACTIVES ET DES TENSIONS

IV.1. Introduction

L'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion de grande longueur, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques.

Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité. Les situations de pays à forte croissance de consommation accroissent encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité [1].

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, *dont la puissance réactive et le niveau de tension*: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes.

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'il maintient à leurs bornes. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernant l'exploitation des réseaux électriques [2].

IV.2. La puissance réactive :

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène flicker [5], et une meilleure marge pour la stabilité.

Actuellement, avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existants ou en période creuse, par les lignes de transport. Afin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

IV.1.2. Moyens de compensation de la puissance réactive

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel. Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des

pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension.

L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de dispositifs aux caractéristiques très différentes :

- le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyen dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux.
- le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques.

IV.2.2. Les dispositifs conventionnels

Le réseau en lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt d'autres moyens de compensation, qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive.

IV.2.2.1. Les groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

IV.2.2.2. Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

1. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
2. Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

IV.2.2.3. Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par la ligne à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

IV.2.2.4. Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

IV.2.2.5. Les compensateurs statiques

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors.

IV.3. La tension

IV.3.1. La qualité de la tension :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales :

- ▶ Fréquence.
- ▶ amplitude.
- ▶ forme d'onde.
- ▶ symétrie.

La valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de 50 Hz ± 1 %.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de ± 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger).

IV.3.2. Dégradation de la qualité de la tension [2, 3]

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

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :
 - court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
 - causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
 - matérielles (vieillesse d'isolants...).
 - humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).
- Installations perturbatrices :
 - fours à arc.
 - Soudeuses.

- variateurs de vitesse.
- toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

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

IV.3.3. Variation ou fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

IV.3.4. Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10\%$ de la tension nominale.

IV.3.5. Fluctuation de tension (flicker) [2, 5]

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires, sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10% .

IV.3.6. Creux de tension

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle. Seules les chutes de tension supérieures à 10% sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des "fluctuations de tension"). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en $0.1 - 0.2 \text{ s}$ en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT) [5].

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

IV.3.7. Interruption courte ou coupure brève

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de $1/2$ cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u [3].

Le dégagement du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

IV.3.8. Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 pu pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

IV.3.9. Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

IV.3.10. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (4.1) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde [2]. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

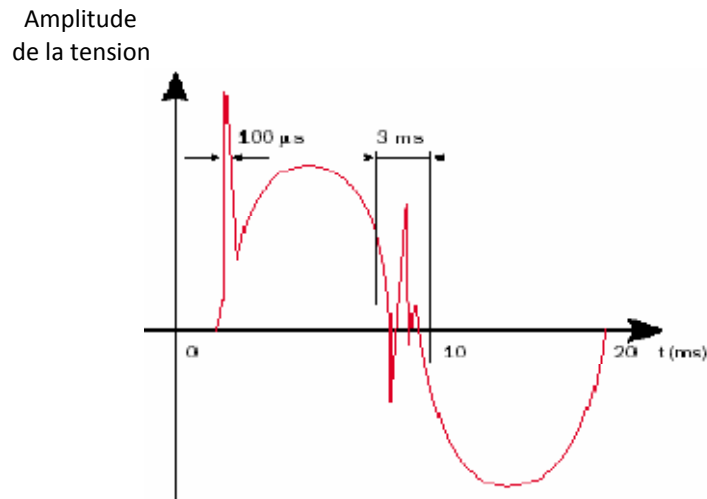


Figure (4.1) : Exemple de cas de surtensions transitoires

IV.3.11. Déséquilibre de tension

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

IV.4. Exploitation d'un réseau électrique

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

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin \delta \quad (4.1)$$

Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements. Dans le cas où le contrôle du réseau nécessite des commutations nombreuses et/ou rapides, on fera appel à des dispositifs FACTS.

Les différents dispositifs FACTS peuvent activement influencer un ou plusieurs de ces paramètres pour la commande du flux de puissance et l'amélioration de la stabilité de

tension aux nœuds de l'interconnexion. Selon la configuration du système, les tâches des FACTS peuvent être résumées comme suit :

- Systèmes maillés : commande des transits de puissance.
- Systèmes radiaux et lignes parallèles : commande de l'impédance.
- Systèmes faiblement connectés ; commande de la tension.

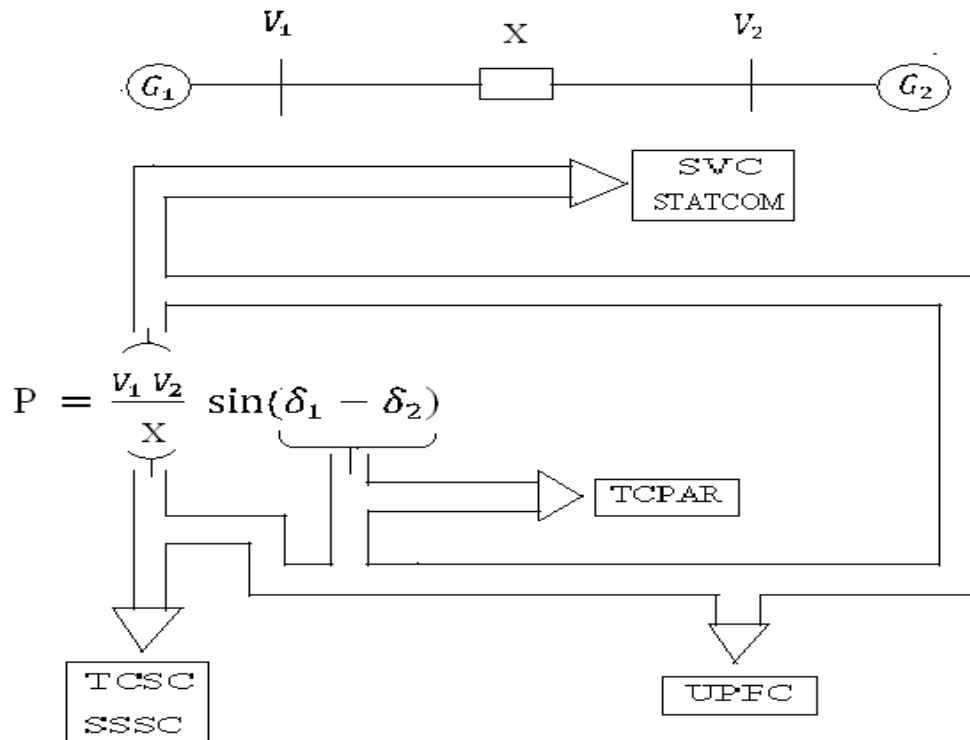


Figure (4.2) : Diagramme schématisant les applications des FACTS dans les réseaux

Le tableau ci dessous résume d'une manière simple l'impact de l'utilisation de chaque FACTS, à la résolution des différents problèmes qui entravent le bon fonctionnement du réseau électrique.

Tableau (4.1) : Application des FACTS à la résolution des problèmes dans le réseau

Contrôle du Transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique	Dispositif
+	+++	+	++	SVC
+	+++	++	++	STATCOM
++	+	+++	++	TCSC
++	+	+++	++	SSSC
+++	+	++	++	TCPST
+++	+++	+++	+++	UPFC
+++	+	+++	++	IPFC

Influence : Petite + , Moyenne ++ , Fort +++

IV.4.1. Problèmes et action correctrices dans le réseau électrique

Le développement des dispositifs *FACTS* économiquement optimisés représente actuellement l'objectif principal de projet de recherche et de développement. L'Unified Power Flow Controller (UPFC), qui permet un réglage indépendant de la puissance active, de la puissance réactive et de la tension est considérée comme un modèle de référence.

Les solutions conventionnelles et les solutions utilisant les *FACTS* présentées dans les tableaux (4.2) pour les sorties de l'état statique et tableau (4.3) pour les sorties de l'état dynamique, sont actuellement les meilleures solutions de point de vue économique et technique.

Tableau (4.2) : sorties de l'état statique

Sorties	Problèmes	Action corrective	Solution conventionnelle	Nouveaux équipements
Limites de tension	Baisse tension lors de charges importantes	Addition de puissance réactive	Condensateurs shunt, SVC, condensateurs séries	TCSC, STATCOM
	Augmente la tension lors de faibles charges	Supprimer la puissance réactive fournie	Brancher la ligne EHV ou/et le condensateur shunt	TCSC, YCR
		Absorption de la puissance réactive	Brancher le condensateur shunt, générateur, SVC	TCR, STATCOM
	Augmente la tension après une coupure	Absorption de la puissance réactive	Ajout d'un groupe de production	TCR
		Equipement de protection	Ajout d'un groupe de production	TCVL

	Baisse tension après une coupure	Addition de puissance réactive	Brancher le condensateur shunt, générateur, SVC, condensateurs séries	STATCOM, TCSC
		Empêcher la surcharge	Générateur série PAR	IPC, TCPAR, TCSC
	Baisse tension et surcharge	Ajouter la puissance réactive et limiter la surcharge	Grouper deux ou plusieurs équipements	IPC, TCSC, UPFC STATCOM
Limites thermiques	Surcharge d'une ligne ou d'un transformateur	Réduire la surcharge	Ajout d'une ligne ou d'un transformateur	TCSC TCPAR UPFC
			Ajout de générateur série	TCR, IPC
	Chute de puissance d'un circuit parallèle	Limiter la surcharge du circuit	Ajout de réactance série, condensateurs PAR	UPC, UPFC, TCR
Débits en boucles	Charge d'une ligne parallèle commune	Régler les réactances séries	Ajouter des condensateurs séries/réacteurs	IPC, UPFC, TCSC
		Régler l'angle de charge	Ajouter PAR	TCPAR
	Faute commune après incident	Réajuster le réseau ou utiliser les actions des limites thermiques	PAR, condensateurs séries ou réacteurs	YPC, TCSC, UPFC, TCR, TCPAR
	Inversion de la direction du débit	Régler l'angle de charge	PAR	IPC, TCPAR, UPFC
Niveaux de court-circuit	Coupure importante de courant	Limiter le courant de court-circuit	Ajouter des condensateurs séries, coupe-circuit, disjoncteurs	TCR IPC SCCL UPFC
		Changer le disjoncteur	Ajouter de nouveaux disjoncteurs	
		Réaménager le réseau	<< Split bus >>	IPC
Résonance synchrone	Détérioration de l'arbre du générateur	Réduire les oscillations	Limiter les compensateurs séries, filtres, ou SVC, au niveau des générateurs	NGH, TCSC

Tableau (4.3): Sorties de l'état dynamique

Sorties	Type du système	Action corrective	Solution conventionnelle	Equipements nouveaux, solution de contrôle
Stabilité transitoire	A, B, D	Augmentation du couple de synchronisation	Excitatrice à réponse élevée, capacités en séries	TCSC, TSSC UPFC
	A, D	Absorption de l'énergie cinétique	Résistance de freinage	TGBR, SMES, BESS
	B, C, D	Contrôle de l'écoulement dynamique	HVDC	IPC*, TCPAR UPFC, TCSC
Amortissement	A,	Amortir les oscillations de 1HZ	Excitatrice stabilisatrice, SVC	TCSC, STATCOM
	B, D	Amortir les oscillations basses fréquence	SVC	IPC*, TCPAR UPFC, NGH, TCSC, STATCOM
Contrôle de la tension	A, B, D	Renforcer la tension dynamique	SVC	STATCOM, UPFC, IPC*
		Contrôle de l'écoulement dynamique	SVC	UPFC, IPC*, TCPAR
		Renforcer la tension dynamique et contrôler l'écoulement	SVC	IPC*, UPFC, TCSC
	A, B, C, D	Réduire l'impact des "contingence"	SVC	TCSC, STATCOM, IPC, UPFC

Stabilité de la tension	B, C, D	Renfort réactif	SVC, capacités shunt	STATCOM, UPFC
		Action de contrôle du ressue	LTC, refermeture, contrôles HVDC	UPFC, IPC, TCSC, STATCOM
		Contrôle de l production	Excitatrice haute réponse	
		Contrôle de la charge	Maintient de la charge sous tension inférieure	Gestion des programmes côté demande

Légende :

IPC : Contrôleur de puissance de l'interphase.

LTC : Transformateur tap de charge.

NGH : Limiteur Hingorani.

PAR : Régulateur d'angle de phase.

SCCL : Limiteur super conducteur de courant.

SVC : Compensateur VAR statique.

STATCOM : Compensateur synchrone statique.

TCPAR : Régulateur d'angle de phase à thyristors commandés.

TCSC : Thyristor commandé condensateur série.

TCVL : Thyristor commandé limiteur de tension.

TSBR : Thyristor commuté résistance de freinage.

TSSC : Thyristor commuté condensateurs série.

UPFC : Contrôleur de l'écoulement de puissance unifié.

BESS : Système de stockage d'énergie par batterie.

SMES : Stockage d'énergie, super conducteur magnétique.

A : Génération éloignée. Lignes radiales.

B : Zones interconnectées.

C : Réseau hermétiquement (solidement) maillé.

D : Réseau vaguement maillé.

IV.4.2. Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive

Dans les réseaux électriques, la tension et la fréquence sont les principaux indicateurs de la bonne exploitation technique et économique du système de production et de transport.

Techniquement, on situe les contrôles, *fréquence/puissance active et tension/puissance réactive*. Si la fréquence a une grande dépendance avec les variations de la puissance active générée, transportée et consommée, les modules de la tension seront affectés principalement par les variations de la puissance réactive. Le problème du contrôle de la fréquence est très limité. Actuellement les systèmes de puissance sont équipés d'une large gamme de dispositifs dont leur action affecte principalement la puissance réactive. La sélection du type de contrôle automatique ou manuel du problème *tension/puissance réactive* est généralement conditionnée par le niveau des tensions du sous-système à contrôler. Dans le tableau (1.1), on peut regrouper les différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème *tension/puissance réactive*, et leurs principales caractéristiques.

Tableau (4.4): Différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/puissance

Contrôles par génération de la puissance réactive					
	Ajustable en continu	Capacitive	Inductive	Réponse rapide	Contrôle local
Générateurs synchrones	Oui	Oui	Oui	Oui, dépend du système d'excitation	Oui
Condensateurs synchrones	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Batteries de condensateurs	Non, plusieurs gradins. (direct)	Oui	Non	Dépend de l'automatisation	Oui
Réactances	Non, (direct) généralement une ou deux unités par ligne	Non	Oui	Dépend de l'automatisation	—
Ouverture des lignes	—	—	—	—	Décision de l'opérateur
Délestage de charge	Uniquement dans l'état d'urgence. Fonctionnement à petit pas.	Non	Oui	Dépend de l'automatisation	Dépend de l'automatisation
Réduction de tensions	Oui	Oui	Non	Dépend de l'automatisation	Dépend de l'automatisation

Contrôles qui modifient la circulation de la puissance réactive					
Transformateurs avec prises dans le réseau de transport	Discret	—	—	Non Une prise par action	Non
Transformateurs avec prises de transport/distribution	Discret	—	—	—	Oui

IV.5. Illustration de dispositif FACTS au niveau du réseau électrique d'Antsiranana.

Nous allons procéder à l'implantation de dispositif SVC dans le réseau électrique d'Antsiranana, mais le choix de dispositif FACTS approprié est donc essentiel et dépend des objectifs à atteindre. nous faisons d'abord l'historique de la société JIRAMA, étude techniques de la production d'électricité de la société et aussi voir la répartition d'énergie électrique au niveau de la commune Urbaine de Diego-Suarez. Ce qui nous permettra de

bien choisir le départ qui support beaucoup de charge à fin d'installer un compensateur statique de puissance réactive SVC pour améliorer la stabilité du réseau.

IV.5.1. Historique de la société JIRAMA [21]

La société JIRO sy RANO MALAGASY (JIRAMA) est une société d'état semi-privée. Cette société est née en 1975 par la fusion de trois sociétés d'électricité et de l'eau qui sont :

- La société d'énergie de Madagascar (S.E.M) ;
- La société d'énergie et eau de Madagascar (E.E.M) ;
- Compagnie des eaux de Madagascar (C.E.M), qui donne naissance à la société JIRAMA.

V.5.2. Etudes techniques de production d'électricité de la société Cette société (JIRAMA) se nomme centrale thermique à base de gas-oil. Elle est classée parmi la centrale thermique classique qui utilise le pétrole comme son énergie primaire. Cette centrale possède des groupes électrogènes, dommage leurs fonctionnements ou leurs exploitations actuelles sont anormales.

V.5.2.1. Description du réseau électrique d'Antsiranana [22]

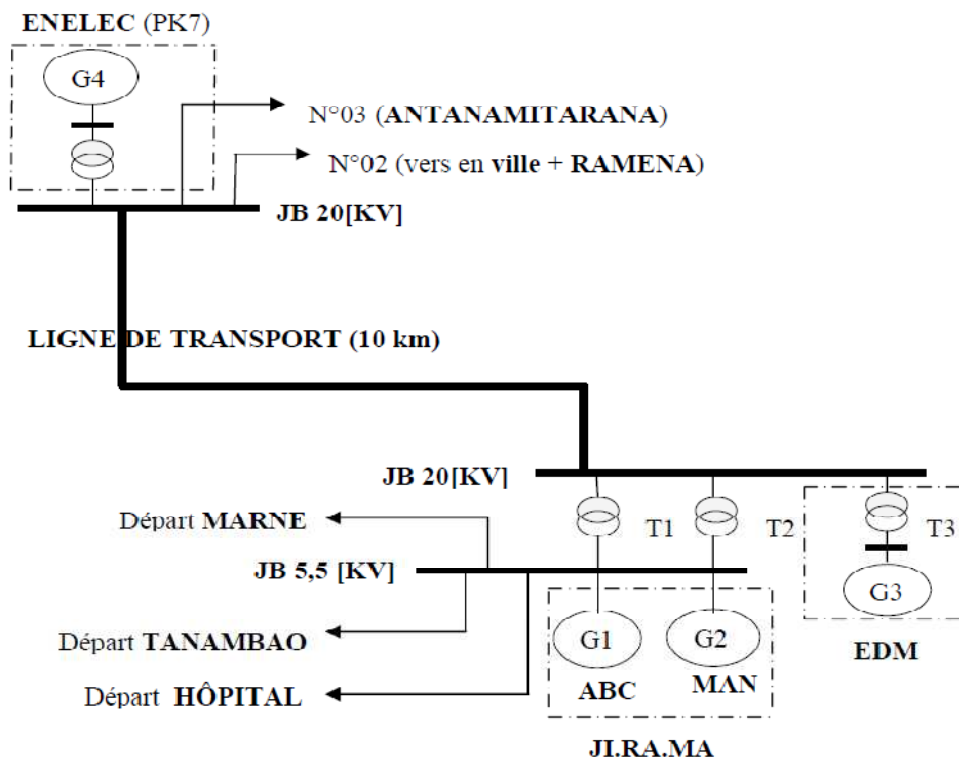


Figure (4.3) : Schéma simplifié du réseau électrique d'Antsiranana.

IV.5.2.2. Situation de l'exploitation actuelle

Actuellement, il y'a trois centrales thermiques interconnectées qui produisent l'énergie électrique ici à Antsiranana, qui sont la société :

- Centrale thermique ENELEC (Energie d'Electricité);
- Centrale thermique EDM (Énergie De Madagascar);
- Centrale thermique JI.RA.MA. (Jiro sy Rani MALagasy).

Cette dernière possède 6 groupes électrogènes. Parmi ces 6 groupes, il n'y a que 3 seulement qui fonctionnent encore de plus, ils fonctionnent mal. La société EDM a 3 groupes, mais les deux sont indisponibles. Ainsi, la plupart de charge de Diego est supportée par la nouvelle centrale thermique à base de gas-oil nommée ENELEC P.K7 qui possède 5 groupes électrogènes de mêmes caractéristiques ainsi que de mêmes puissances.

La société JIRAMA ne fait que distribuer l'énergie. C'est à dire cette société n'arrive plus à répondre le besoin de ville de Diego Suarez en énergie électrique. C'est pour cela que cette société loue les groupes de la société EDM et achète l'énergie produite par la société ENELEC .PK7. Malgré l'existence de ces trois sociétés, le problème de délestage touche encore quelques quartiers ici à Diego. Cela veut dire que la charge demandée par les clients est beaucoup plus élevée que la puissance exploitée.

IV.5.2.3. Fonctionnement des groupes :

Les trois centrales qui assurent le fonctionnement et la distribution de l'énergie électrique d'ANTSIRANANA. L'exploitation de la centrale se repose sur ses huit (08) groupes :

- Cinq groupes(5) ENELEC ;
- deux groupes (2) JIRAMA ;
- un seul pour (1) EDM.

Ces groupes peuvent être connectés sur un jeu de barres 20 KV. Une source (EDM) 0,4 KV débite sur le jeu de barre 20KV par un transformateur 0,4/20 KV. Deux machines identiques (JI.RA.MA) alimentent en 5,5KV aux travers de transformateurs 5,5/20 KV connectés sur le réseau 20 KV. Le nombre de groupes mise en service dépend du temps de la journée. En heure de pointe, tous les groupes fonctionnent pour alimenter les consommateurs de différents départs. Pendant les heures creuses, seuls les groupes d'ENELEC suffisent à distribuer de l'énergie électrique de la zone de Diego-Suarez.

IV.5.2.4. Caractéristiques des générateurs et transformateurs en service

- Caractéristiques des générateurs

Tableau 4.5: Caractéristiques des générateurs en service

Nom du groupe	Puissance apparente [KVA]	Tension nominale [V]	Facteur de puissance	Puissance installé [KW]	Puissance disponible [KW]
G1 MAN (JIRAMA)	2000	5500	0,8	1600	1200
G2 ABC (JIRAMA)	2000	5500	0,8	1600	1200
G3 (EDM)	1265	400	0,8	1012	750

G4 5WARISILLA (ENELEC)	10000	5500	0,8	7500	6500
----------------------------------	-------	------	-----	------	------

• **Caractéristiques des transformateurs**

Tableau 4.6 : Caractéristiques des transformateurs [22]

Repère sur la figure	Puissance nominale [KVA]	Couplage	Courant de défaut [A]	Tension nominale [V]	Tension de u cc [%]	Resistance de r cc
T1 et T2	2500	YNd11	MT : 72,17	20000	5,5	1,32
			BT : 262,4	5500		
T3	1250	Dyn11	MT : 34,4	400	5	1,2
			BT : 608,6	21000		

IV.5.2.5. Répartition d'énergie électrique au niveau de la Commune Urbaine de Diego – Suarez [22].

Selon le schéma simplifié du réseau électrique de Diégo Suarez, il existe :

- deux lignes de répartition qui partent de la centrale ENELEC (départ Ville et départ ANTANAMITARANA).
- Trois lignes de répartition qui partent de la centrale JIRAMA (départ TANAMBAO, départ Hôpital et départ Marne).

D'après le tableau ci-dessous, le départ qui supporte beaucoup de charge c'est les départs Ville et d'Antanamitarana (ici nous pouvons installer le compensateur statique de puissance réactive SVC), car ils alimentent RAMENA (les sources d'énergie électriques se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactives très difficile à cause des pertes réactives très élevées) et l'usine Brasseries STAR (il y'a des charges très fluctuantes, ces charges peuvent provoquer des perturbations brusque au niveau du réseau) qui est l'une des grandes sociétés installées à Diego-Suarez. Et d'autre part, le départ HÔPITAL 5.5 [KV] délivre l'énergie souscrite à la grande société P.F.O.I. (Pêche et Froid de l'Océan Indien).

Tableau 4.7: répartition d'énergie électrique au niveau de la Commune Urbaine de Diego-Suarez

Départs	Hôpital 5,5[KV]	Marne 5,5 [KV]	TANAMBAO 5,5 [KV]	VILLE 20 [KV]	ANTANAMIT ARANA 20 [KV]
	Place KABARY	Place KABARY	Lazaret préfet	Station Pk7	ARRACHART
	PFOI				
	VOAGASY	TANAMBAO III	Lazaret CUR	Route RAMENA	MAHATSARA

Nom des quartiers		TANAMABAO IV	SIM	Route d'AMBILOBE	Route D'ANAMAKIA
		BAZARY KELY	MORAFENO	SCAMA	STAR
		MAHATSARA	AMBALAKA ZARA	RAMENA	ANTANAMITA RANA

• Lignes et postes des transformateurs sur les différents départs

Le réseau électrique d'Antsiranana est constitué par des lignes aériennes et les postes des transformateurs sur les différents départs, sont en cabines et sur poteaux. Les câbles sont constitués d'un conducteur en Aluminium, Almélec et Cuivre (pour MT et BT). Ce conducteur est entouré d'une gaine isolante polyéthylène qui assure l'étanchéité et l'anticorrosion du câble.

Selon la convention internationale, pour le bon déroulement de la production d'énergie électrique, la puissance garantie réelle doit être supérieure ou égale à 1,2 fois de la puissance appelée par le réseau.

Grâce à ces trois sociétés, la puissance actuelle qui alimente la ville de Diego est environ 7,5MW. Malgré ces puissances, elles restent encore insuffisantes.

Pour des raisons économiques, il est impossible d'installer des équipements FACTS à chaque nœud et ligne dans le réseau électrique d'Antsiranana. Le choix du site dépend de plusieurs paramètres à savoir : le type d'équipement et sa fonctionnalité.

Voici, un réseau électrique de tension est de 500 KV et de fréquence 50 Hz, associé à un SVC, on montrera la performance du SVC à l'état statique et dynamique à l'aide d'une simulation qu'on va effectuer sous l'environnement MATLAB.

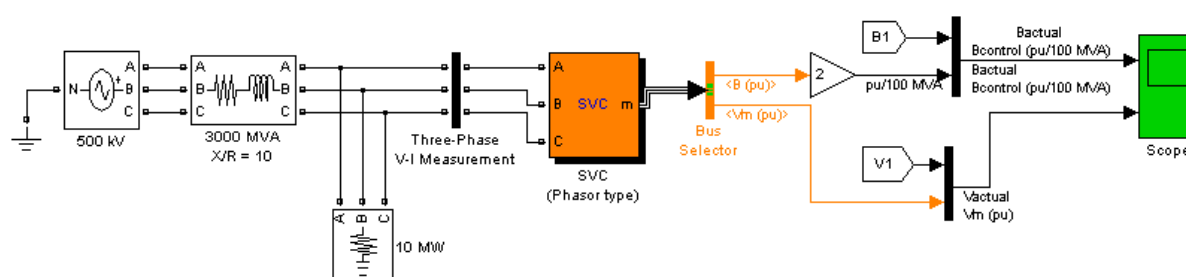


Figure. (4.4) : Schéma électrique du réseau étudié

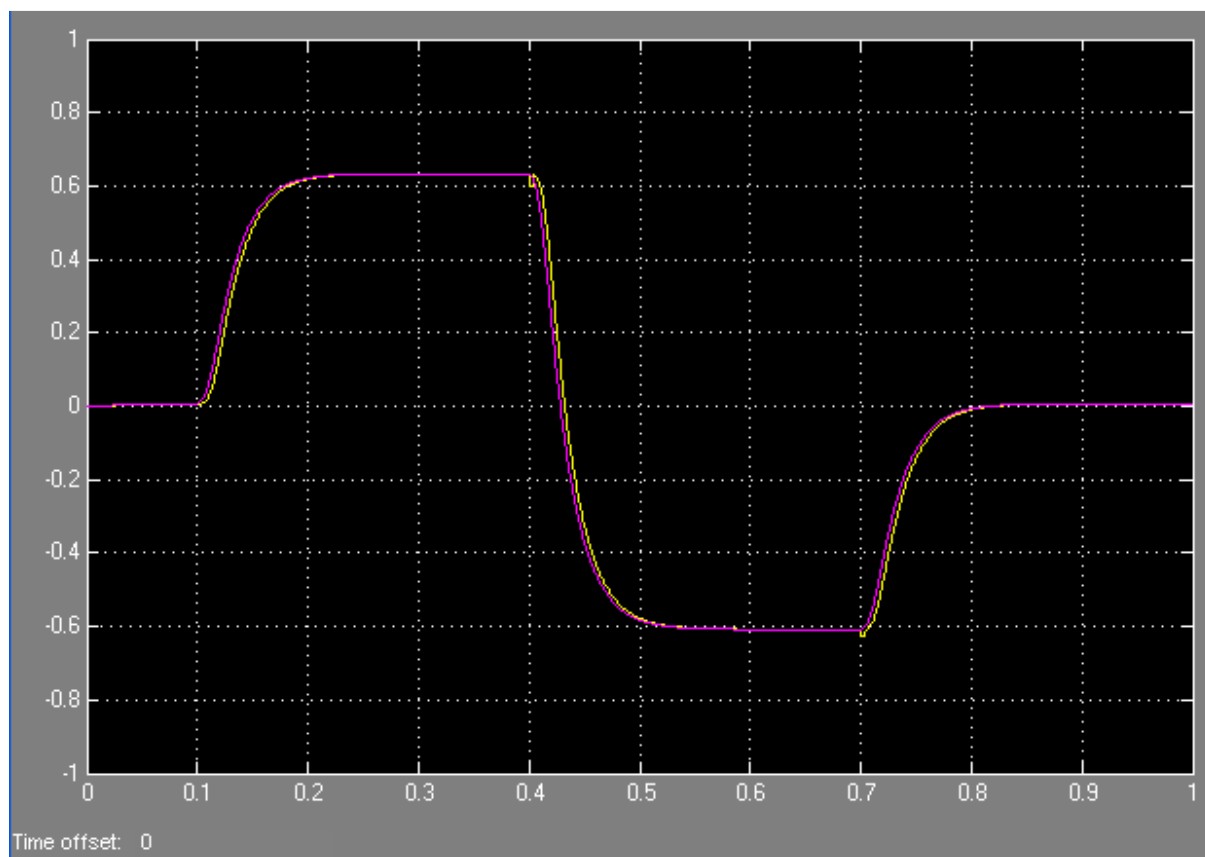


Figure (4.5) : La réponse du SVC

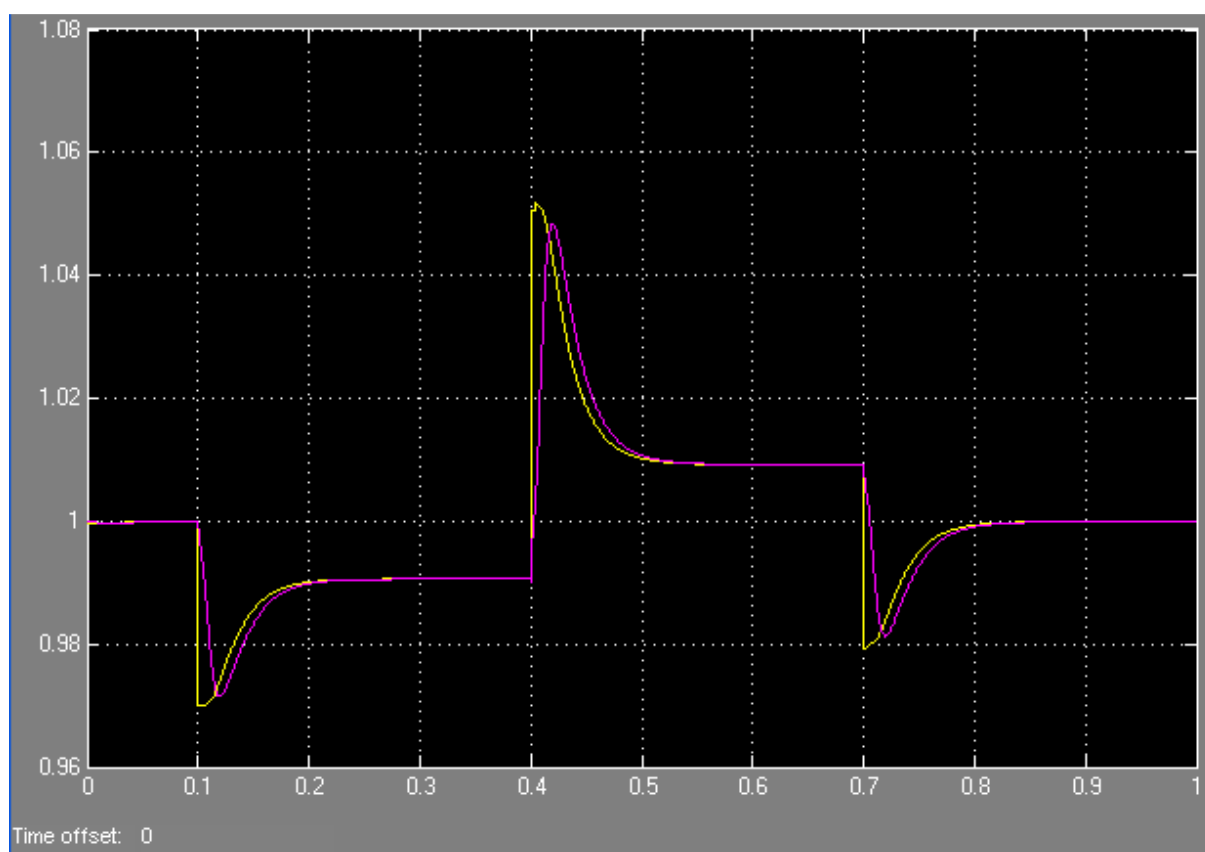


Figure (4.6) : La réponse de tension du SVC

Cette fois ci, on est en régime permanent quelconque correspondant à un point de fonctionnement normal, puis on va provoquer une perturbation par la variation des grandeurs de la charge et on va déduire le comportement des dérivés (TCR, TSC1, TSC2, TSC3) branché sur la ligne de transport d'énergie électrique.

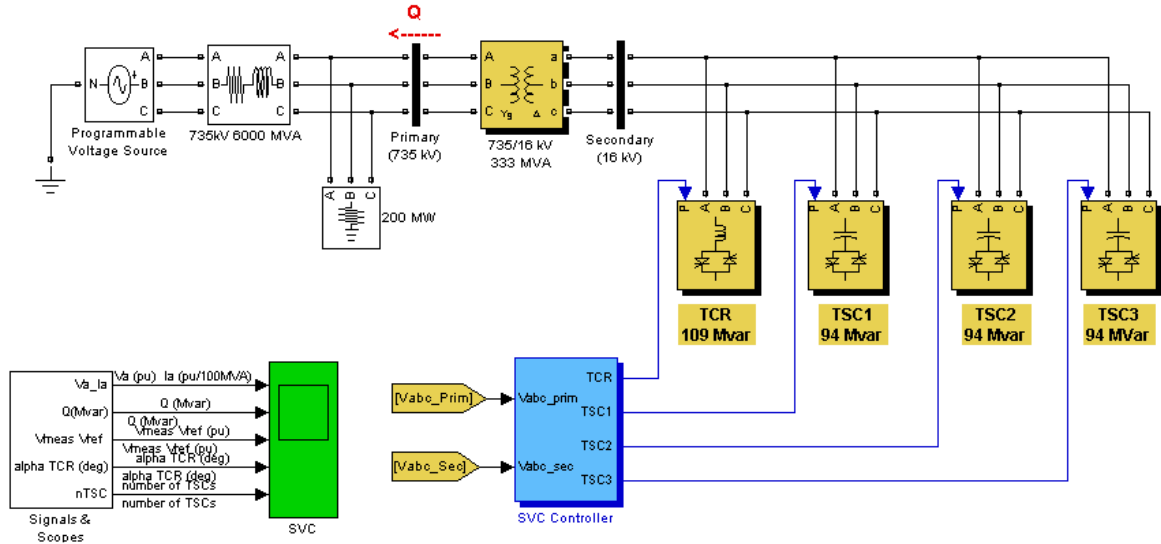
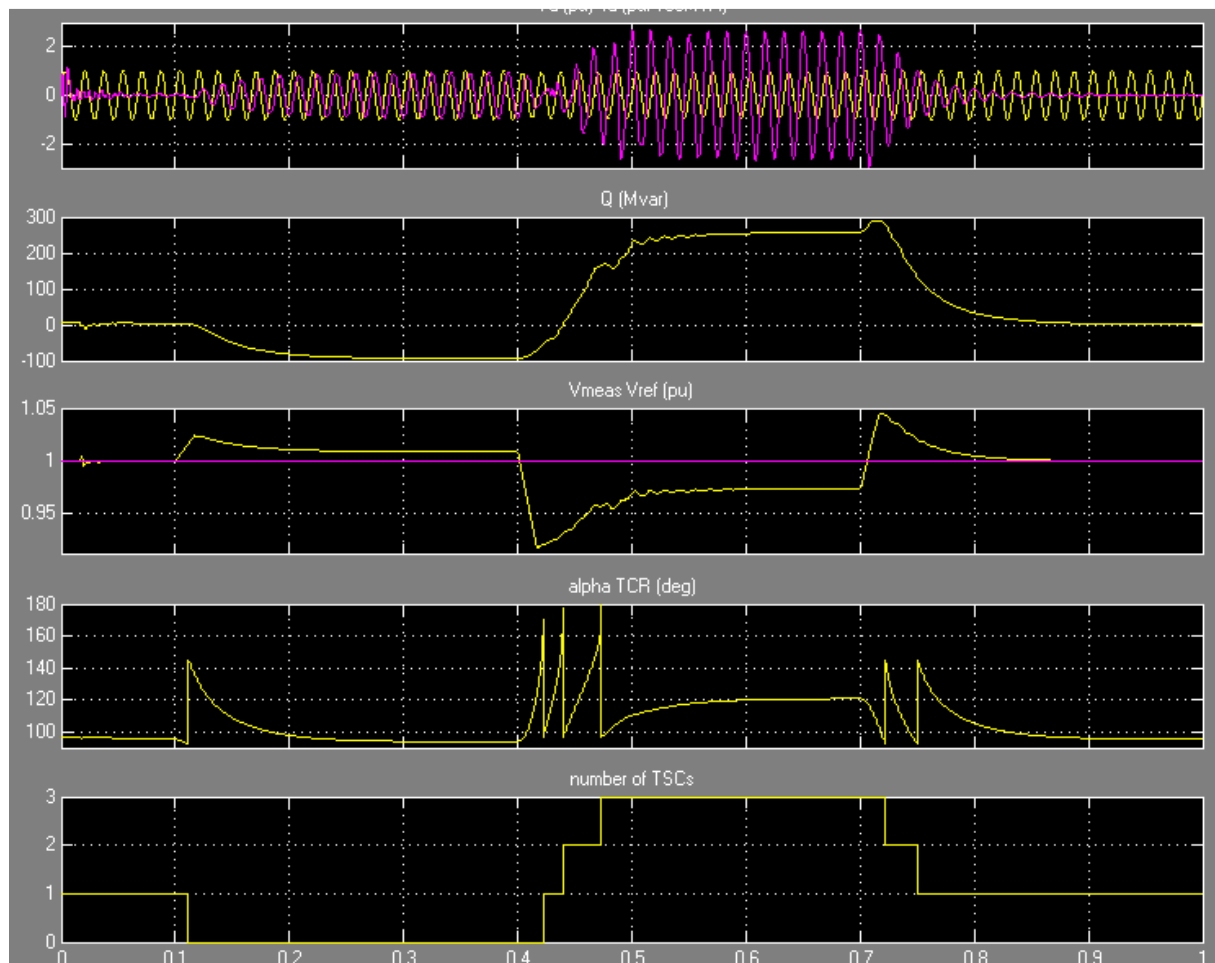


Figure (4.7) : Schéma électrique du réseau étudié



Figures (4.8) : Les réponses des TCR et TSC

V.6. Conclusion :

Le contrôle de la tension/puissance réactive a pour objectif de maintenir un profil adéquat dans le réseau de transport d'énergie électrique. En plus, il doit maintenir des réserves de puissance réactive dans les différentes zones du système pour faire face aux incidents de tension. On doit tenir en compte que les problèmes de tension doivent être corrigés localement, étant donné, que la majorité des moyens qu'on peut prendre pour résoudre ces problèmes ont une étendue fondamentalement locale.

La complexité du contrôle des tensions et de la puissance réactive en temps réel, oblige la décomposition géographique et temporaire du problème, en définissant une structure hiérarchique du contrôle *tension/puissance réactive*. La décomposition géographique peut être ajustée localement du problème réactif et la propre topologie du système électrique. D'autre part la décomposition temporaire, est imposée par les temps caractéristiques associés par rapport aux contrôles rencontrés dans chaque niveau hiérarchique.

CHAPITRE V

IMPLICATION PEDAGOGIQUE

V.1 Généralité

L'application pédagogique a pour but de montrer aux élèves des lycées techniques et professionnel, l'une des méthodes pédagogiques sur le déroulement logique de la leçon à proposer

V.2. Intérêt pédagogique de ce mémoire

C'est très évident qu'un réseau électrique, avant d'être mise en exploitation, passe par plusieurs étapes d'élaboration :

- dimensionnement du réseau de l'énergie électrique d'abord ;
- évaluation de l'énergie dont, le réseau pourra transporter vers les utilisateurs ;
- les moyens permettant de contrôler les puissances réactives et les tensions au niveau du réseau;
- en suite, élaboration du réseau de l'énergie électrique ;
- en fin, essais divers (l'alimentation permanente de l'énergie électrique au niveau du réseau).

Ces étapes constituent déjà une multitude de base des sujets qui peuvent être proposés aux élèves des lycées techniques. Nous ne développerons qu'un seul et deux exercices d'application thèmes :

Calculs des puissances en courant alternatif et exercices d'application

Thème 1 : Calcul des puissances en courant alternatif

Spécialité : électrotechnique

Matière : étude d'équipement

Durée : 4 heures

Niveau : 3^{ème} année

Moyen : tableau, la craie, écran, ordinateurs... etc.

Objectif : à la fin de ce chapitre, les élèves devront être capable de :

-savoir qu'un récepteur de courant alternatif est caractérisé par trois puissances :

- la puissance active (P) en watt ;
- la puissance réactive (Q) en var ;
- la puissance apparente (S) en voltampère.

-connaître aussi que la puissance réactive (Q) dépend de la réaction du récepteur à la variation de tension.

Prés-requis :

Notions : -sur les calculs des puissances en courant continu et alternatif ;

-sur les circuits électriques comprenant un récepteur quelconque ;

- sur les comportements d'un récepteur quelconque parcouru par un courant continu ou courant alternatif.

PLAN :

- I. Introduction
- II. Le récepteur est une résistance pure
- III. Le circuit comprend un récepteur quelconque
- IV. Les trois puissances en courant alternatif
- V. Que faut-il entendre par récepteur quelconque ?
- VI. conclusion

Déroulement de la leçon :**I. Introduction**

Le calcul des puissances sont sans aucun doute le calcul le plus fréquemment effectué dans les réseaux d'énergie électrique.

En termes simples, son objectif de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions à tous les nœuds, les transits de puissance dans toutes les branches, les pertes, etc.... à partir des consommations et des productions spécifiées en ses nœuds.

II. Le récepteur est une résistance pure [23]

Rappelons que, dans une résistance pure, l'énergie électrique est uniquement transformée en énergie calorifique. Une telle résistance ne présente en aucun cas des phénomènes d'auto-induction.

Expérience : prenons une lampe à filament de carbone. Son élément chauffant, enroulé en seule spire est une résistance pure.

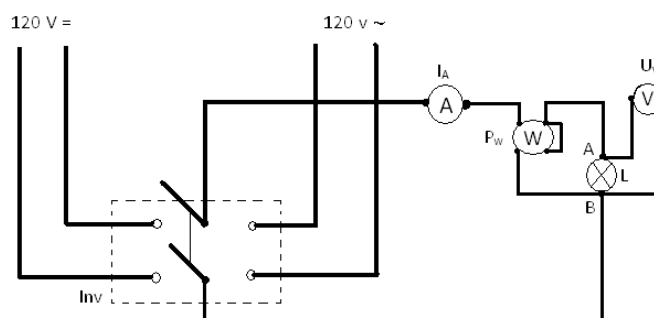


Figure (1): Mesure de la puissance dépensée par une résistance pure :

La lampe à filament de carbone L.

Plaçons dans le montage les appareils nécessaires pour mesurer l'intensité, la différence de potentiel à ses bornes (voltmètre), et la puissance (wattmètre). A l'aide d'un inverseur, alimentons successivement ce récepteur en courant alternatif.

Comparons, dans les deux cas, l'indication donnée par le wattmètre (Pen watt) au produit UI .

Nous obtenons les résultats suivants :

Tableau des mesures(1) :

	Voltmètre U(V)	Ampèremètre I(A)	Calcul U . I	Wattmètre P(W)
Courant continu	120 [V]	0,6 [A]	$120 \times 0,6 = 72$	≈ 72 [W]
Courant alternatif	120 [V]	0,6 [A]	$120 \times 0,6 = 72$	≈ 72 [W]

Nous constatons que, en courant alternatif, la puissance dissipée l'est uniquement sous forme de chaleur et elle se calcule comme en courant continu.

Soit :

$$P = U I \quad (1) \quad \text{ou} \quad P = R I^2 \quad (2)$$

Unités : W V A W Ω A

Rappelons que U et I sont des valeurs efficaces.

II.2 Explication : Une résistance pure ne présente pas de réactance, c'est-à-dire que, si l'on maintient à ses bornes une tension variable, par exemple une tension alternative.

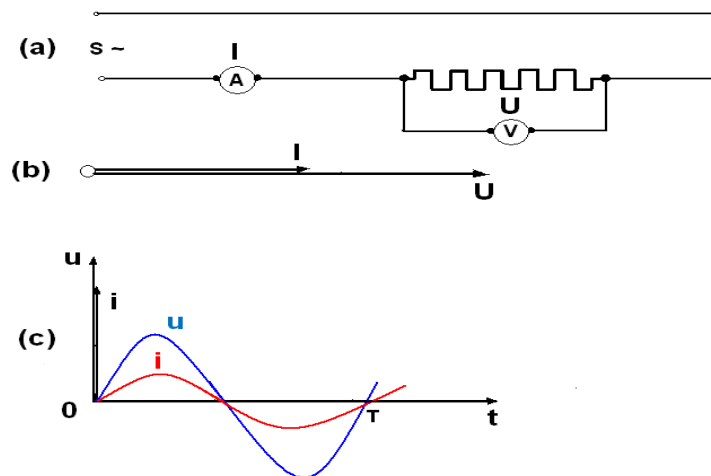


Figure (2) : (a) mesure ; (b) valeurs efficaces ; (c) courbe des valeurs instantanées

L'intensité dans la résistance varie comme la tension : les deux grandeurs sont simultanément maximal ou nulles. On dit alors que U et I sont en phase.

III. Circuit comprend un récepteur quelconque :

Reprenons le montage de la figure 1 et plaçons entre les points A et B un récepteur constitué par une lampe L et un électro-aimant E.a.

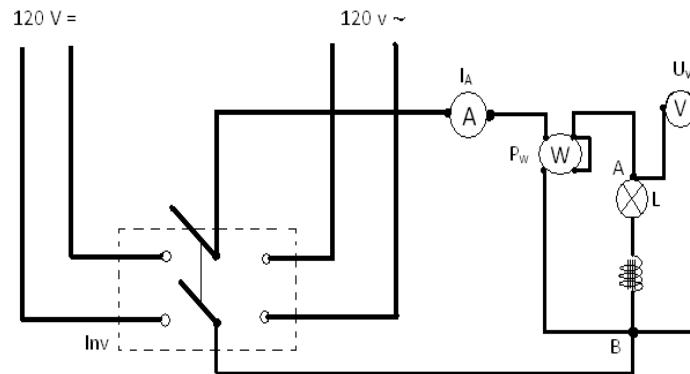


Figure (3) : Le récepteur quelconque est constitué par une lampe et un électro-aimant en série.

Dans ce cas, l'énergie électrique ne sera pas seulement transformée en énergie calorifique. L'ensemble constitue un récepteur quelconque.

Nous pourrions mettre de même entre A et B un moteur (apparition d'énergie mécanique). En opérant comme précédemment, les mesures donnent, par exemples, les résultats suivants :

Tableau des mesures (2):

	Voltmètre U(V)	Ampèremètre I(A)	Calcul U.I	Wattmètre P(W)
Courant continu	100 [V]	1,5 [A]	$100 \times 1,5 = 150$	150 [W]
Courant alternatif	100 [V]	0,8 [A]	$100 \times 0,8 = 80$	45 [W]

Nous constatons :-en courant continu, la puissance absorbée par le récepteur est encore telle que $P = U I$;

- en courant alternatif, le produit $U I$ ne correspond plus à la puissance indiquée par le wattmètre, donc $P \neq U I$ (\neq lire différent).

III.1. Le facteur de puissance :

Nécessité : puisque P est différent du produit $U I$,

Posons :

$$P = U I \cdot K \quad \text{soit} \quad \frac{P}{UI} = K \quad (3)$$

Nous pouvons donc poser $K = \cos \varphi$

$$\text{Ou, d'une façon générale} \quad \frac{P}{S} = \cos \varphi \quad (3')$$

-Que représente l'angle phi φ ?

Un récepteur quelconque réagit aux variations de la tension alternative à laquelle il est soumis. C'est le cas d'une bobine inductive par exemple.

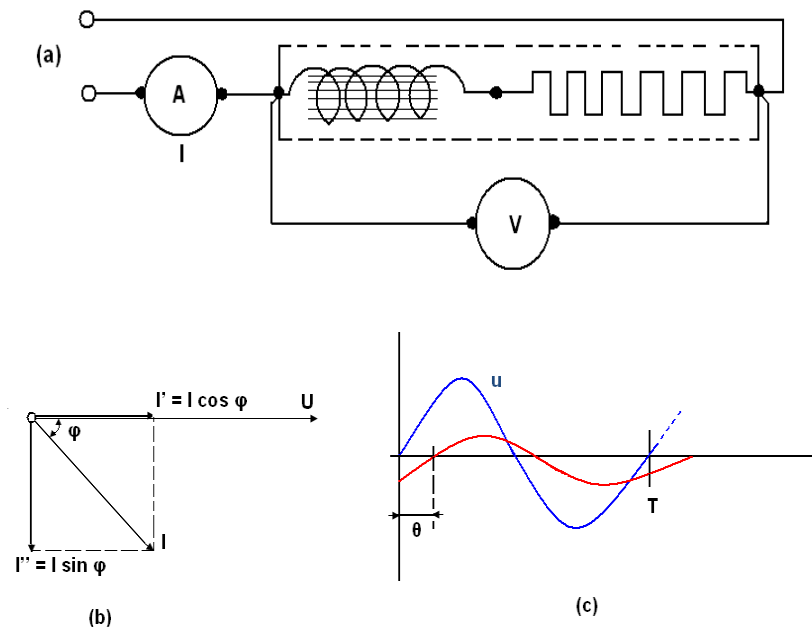


Figure (4): U et I dans un récepteur quelconque :

(a) mesure ; (b) valeurs efficaces déphasées de φ ; (c) courbes des valeurs instantanées u et i avec décalage θ seconde correspondant au déphasage.

L'intensité qui circule dans le récepteur n'est plus en phase avec la tension. Nous pouvons représenter les valeurs efficaces U et I par des vecteurs faisant entre eux un angle φ correspondant au déphasage de I sur U .

Le vecteur \vec{I} peut être considéré comme la résultante de deux vecteurs : \vec{I}

\vec{I}' de même direction que \vec{U} ,

\vec{I}'' Perpendiculaire à \vec{U} (figure 4)

On définit ainsi :

-l'intensité wattée d'expression $I' = I \cos \varphi$, en phase avec la tension et qui donne la puissance active.

$$P = U I' \quad \text{soit} \quad P = U I \cos \varphi \quad (4)$$

-l'intensité déwattée ou magnétisante d'expression $I'' = I \sin \varphi$, en quadrature de phase avec la tension.

Elle ne donne pas de puissance utilisable (d'où déwattée), mais correspond à la <<réaction magnétique>> du récepteur (d'où magnétisante).

A cette intensité correspond aussi une puissance dite : **puissance réactive**

Symboles : usuel P_r ; normalisé : Q

Expression : $Q = P_r = U I \sin \varphi$ (5)

Unité : le voltampère réactif (var).

Conséquence : que représente $U I$?

Nous appellerons :

-puissance active : (symbole : P , unité : le watt) , la puissance réellement transformée par le récepteur pour donner de l'énergie sous une forme nouvelle récupérable (par exemple, calorifique et mécanique ; calorifique et chimique). Elle est indiquée par le WATTMETRE.

-puissance apparente : celle dont la mesure serait obtenu par le produit $U I$.

D'où l'unité : le VOLTAMPERE (V.A).

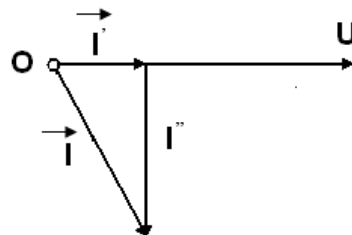
Symboles : usuel P_a , normalisé S

Expressions $= P_a = U I$ (6)

D'après ce qui précède, la puissance apparente n'est pas transformée en une forme récupérable d'énergie.

IV. Les trois puissances en courant alternatif [23]:

Nous venons de définir trois intensités, qui se composent vectoriellement : $\vec{I} = \vec{I}' + \vec{I}''$

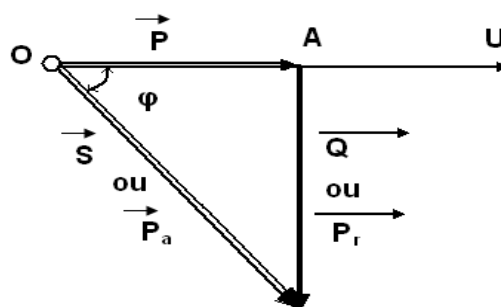


(a)

Figure (5): Composante vectorielle des courants

Il y correspond trois puissances qui se composent vectoriellement :

$$\vec{S} = \vec{P} + \vec{Q} \text{ ou } \vec{P}_a = \vec{P} + \vec{P}_r$$



(b)

Figure (6) : Composante vectorielle des puissances

L'angle φ est le déphasage entre la tension maintenue aux bornes du récepteur et l'intensité du courant qui y passe.

IV.1. Puissances apparente : S ou P_a

Mesure de U : avec un VOLTMETRE ;

Mesure de I : avec un AMPEREMETRE.

$$\text{Soit : } S = P_a = U I \quad (7)$$

Unité : VA V A

IV.2. Puissance active : P

Mesurée avec le WATTMETRE.

$$\text{Soit : } P = U I \cos \varphi \quad (8)$$

Unité : V A ou V A

IV.3. Puissance réactive Q ou P_r

Peut se mesurer avec un montage spécial du wattmètre mais, en générale, se calcule :

$$Q = P_r = U I \sin \varphi \quad (9)$$

Unités : Var ou V A

IV.4. Relation entre les trois puissances :

Le triangle OAB (figure 5 b) permet d'établir :

$$S^2 = P^2 + Q^2 \text{ soit : } S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (10) \tan \varphi = \frac{Q}{P} \text{ soit : } Q = P \tan \varphi \quad (10)$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \text{ soit : } \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (11)$$

Remarque :

-Dans tout ce qui suit, nous adopterons les symboles normalisés des puissances dont l'usage est maintenant généralisé. Le lecteur fera facilement la transposition si, lisant des ouvrages anciens ou de vulgarisation, il trouve les symboles usuels rappelés plus haut.

-Les formules ci-dessus, en particulier cette formule $P = U I \cos \varphi$ et

$Q = U I \sin \varphi$ sont générales et s'appliquent aussi dans le cas où le récepteur est une résistance pure.

En effet U et I sont en phase ($\varphi=0$) soit :

$$P = U I. 1 = U I \quad \text{et} \quad Q = U I. 0 = 0$$

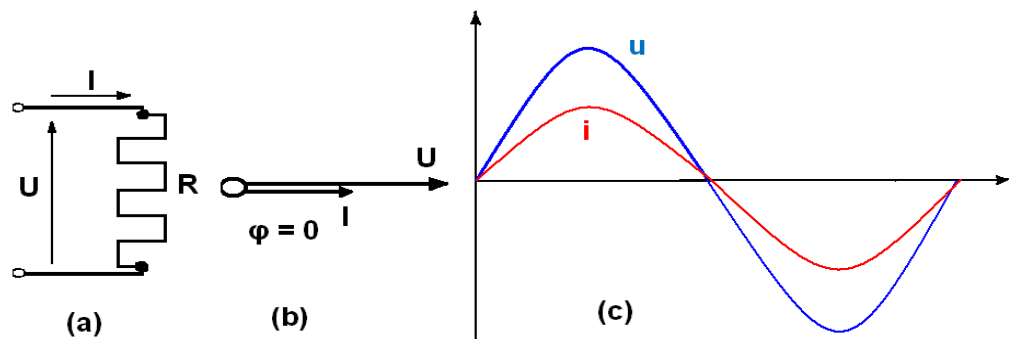
V. Que faut-il entendre par récepteur quelconque ?

Dans tout circuit électrique on peut distinguer trois éléments simples seulement. Il est donc intéressant de savoir comment chacun d'eux se comporte lorsqu'il est soumis à une tension alternative, pour comprendre les résultats relatifs à un <<récepteur quelconque>>.

Il s'agit : -de la **résistance pure**,
 -de l'**inductance pure**,
 -de la **capacité pure**.

V.1. La résistance pure :

C'est par exemple un fil rectiligne dans lequel se manifeste l'effet joule quand un courant le parcourt.



Figure(7): Resistance pure

Rappelons seulement les résultats obtenus :

-tension et intensité sont en phase ($\varphi = 0$)

-la loi d'ohm s'écrit comme en courant continu :

$$\frac{U}{I} = R \quad (12)$$

Avec U en volt ; I en ampère et R en ohm ce sont des valeurs efficaces.

$$\text{En conséquence : } P = U I = R I^2 \quad (13)$$

$$Q = 0 \quad (14)$$

V.2. L'inductance pure :

Une bobine réalisée à spire jointives présentait une inductance L (henry). Nous avons montré que, alimentée en courant continu, nous mesurons la résistance

$$R = \frac{U(\text{continu})}{I(\text{continu})}.$$

Alimentée en courant alternatif, U et I étant des valeurs efficaces, le rapport $\frac{U}{I}$ donnait un résultat supérieur à la résistance pure dite **résistance ohmique**.

Par définition, la résistance apparente de la bobine, en courant alternatif est dite **impédance (Z)** exprimée en ohm.

Soit :
$$Z = \frac{U(\text{altern})}{I(\text{altern})} . \quad (15)$$

Avec U en volt et I en ampère sont des valeurs efficaces, Z en ohm.

Supposons une bobine dont la résistance ohmique serait négligeable. Elle constitue une inductance pure.

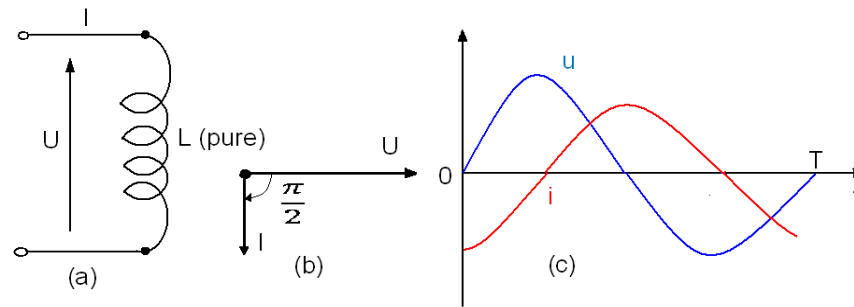


Figure (8) : Inductance pure

Une étude à l'oscillographe bivoie permet d'observer les courbes de la tension et de l'intensité (figure 7). Quand on place l'inductance sous une tension alternative sinusoïdale de fréquence f (Hz) donc, de pulsation $\omega = 2\pi f$ (en rad/s).

On constate alors :

- que l'intensité est déphasée d'un angle $\varphi = \frac{\pi}{2}$ radian (90°) en arrière de la tension ;
- en mesurant U et I, que la loi d'ohm pour une inductance pure s'écrit :

$$\frac{U}{I} = L \omega$$

Avec U en volt et I en ampère sont des valeurs efficaces ;

(L ω) en ohm; Len henry ; ω en rad/s.

Le produit (L ω) est une caractéristique de la bobine en courant alternatif. C'est la **réactance** de la bobine (X_a). Par analogie avec $\frac{U}{I} = R$, la résistance s'exprime en ohms

$$X_a = L \omega$$

En conséquence :

- puissance active dépensée ($\cos \frac{\pi}{2} = 0$).

$$P = U I \cos \varphi \text{ soit } P = 0 \quad (16)$$

- puissance réactive dépensée : ($\sin \frac{\pi}{2} = 1$)

$$Q = U I \text{ ou } Q = L \omega I \text{ soit } Q = \frac{U^2}{L \omega} \quad (17)$$

Avec $I = \frac{U}{L \omega}$

Unités : Q en var ; V en volt ; ($L \omega$) en ohm.

V.3. La capacité pure :

Qu'est-ce-qu'un condensateur ? – Un condensateur (figure 8) est un ensemble formé de deux plaques conductrices (armatures) séparées par un isolant (diélectrique).

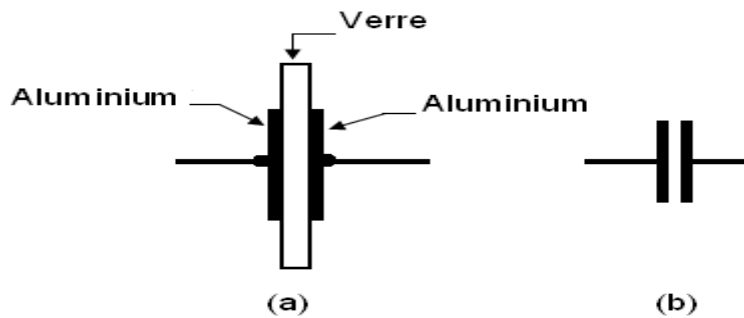


Figure (9) : (a) un condensateur plan. Les deux armatures sont des plaques d'aluminium ; le diélectrique est une plaque de verre ; (b) symbole graphique.

On caractérise un condensateur par sa **capacité**.

Symbole : C.

Unité : le FARAD (F), sous-multiple : le microfarad (μF) : $1F = 10^4 \mu F$

Noté bien : un condensateur arrête un courant continu mais laisse passer un courant alternatif.

La capacité d'un condensateur est le quotient de la charge Q qu'il reçoit par la tension U appliquée à ses armatures.

$$C = \frac{Q}{U} \quad \text{d'où} \quad Q = C U \quad (18)$$

Unités : C en farad ; Q en coulomb ; U en volt.

- **Condensateur parfait en courant alternatif.**

Supposons un condensateur parfait ou capacité pure alimenté en courant alternatif de pulsation (rad/s).

On constate alors :

-que l'intensité est déphasée en avance de la tension d'un angle $\varphi = \frac{\pi}{2}$ radians (90°) ;

-en mesurant U et I, que la loi d'ohm pour une capacité pure s'écrit :

$$\frac{U}{I} = \frac{1}{C\omega} \quad (19)$$

U en volt et I en ampère sont des valeurs efficaces ; C en farad ; en rad/s.

Le rapport $\left(\frac{1}{C\omega}\right)$ est une caractéristique du condensateur en courant alternatif. C'est la REACTANCE de capacité (X_C). Par analogie avec $\frac{U}{I} = R$, elle s'exprime en ohms :

$$X_C = \frac{1}{C\omega}$$

En conséquence :

-puissance active dépensée ($\cos \frac{\pi}{2} = 0$)

$$P = U I \cos \varphi \quad \text{soit} \quad P = 0 \quad (20)$$

-puissance réactive FOURNIE par le condensateur ($\sin \frac{\pi}{2} = 1$)

$$Q = UI \quad \text{ou} \quad Q = C \omega U^2 \quad \text{soit} \quad Q = \frac{I^2}{C\omega} \quad (21)$$

Unités : Q en var ; I en ampère ; $\frac{1}{C\omega}$ en ohm.

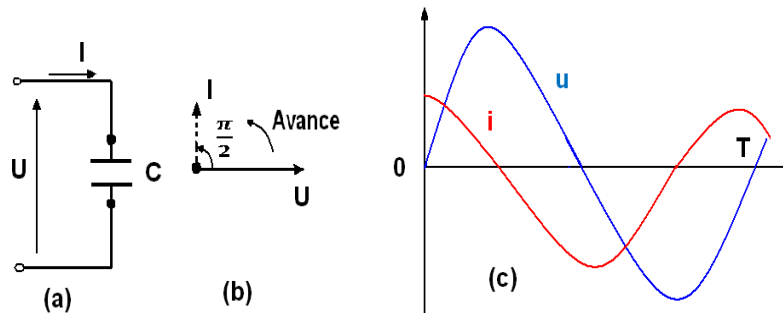


Figure (10): Capacité pure

VI. Conclusion :

Nous avons dit : puissance réactive FOURNIE par la capacité. En effet, la bobine inductive qui dépense une puissance réactive produit un déphasage ARRIERE de l'intensité sur la tension. Comme le condensateur produit un déphasage AVANT de I sur U , sa puissance réactive est de sens contraire à celle de la bobine inductive, donc donnée au circuit.

Le condensateur est un générateur de puissance réactive.

Nous verrons que cette propriété du condensateur a pour conséquence son utilisation, dans les installations industrielles, pour relever le $\cos \varphi$.

Thème 2 : Exercices d'applications et correctionsExercice 01 :

Un récepteur est alimenté par une tension alternative sinusoïdale de fréquence 50 Hz et de tension efficace 120 V. Sur la ligne d'alimentation, on place :

- Un wattmètre qui indique 240 unités ;
- un ampèremètre qui marque 3 A.

Déterminer :

- sa puissance active ;
- sa puissance apparente ;
- sa puissance réactive et son $\cos \varphi$

Solution01

Données :

$f = 50 \text{ Hz}$, $U = 120 \text{ V}$, $P = 240 \text{ W}$, $I = 3 \text{ A}$

Déterminons:

-Puissance active : indiquée par le wattmètre soit $P = 240 \text{ W}$

-Puissance apparente : $S = U I = 120 \times 3 = 360 \text{ V A}$

-Puissance réactive : $Q = \sqrt{S^2 - P^2} \approx 268 \text{ Var.}$

$-\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{240}{360} \approx 0,66.$

On pouvait calculer d'abord $\cos \varphi$ puis $Q = P \tan \varphi$.

On lit $\tan \varphi = 1,12$ dans une table,

Soit $Q = 240 \times 1,12 \approx 268 \text{ Var.}$

Exercice 02 :

Une lampe à incandescence est branchée sur une prise de courant alternatif $f = 50 \text{ Hz}$, $U = 127 \text{ V}$. Un wattmètre indique la puissance consommée par la lampe soit 60 W ; un ampèremètre donne le courant dans la lampe $0,48 \text{ A}$.

Déterminer :

- sa puissance réactive
- son $\cos \varphi$

Solution02**Données :**

$f = 50 \text{ Hz}$, $U = 127 \text{ V}$, $I = 0,48 \text{ A}$

On constate que $P = U I \cos \varphi$ et il s'agit d'une résistance pure la tension et l'intensité sont en phase ($= 0$) donc

-Puissance réactive : $Q = U I \sin \varphi = 127 \times 0,48 \times \sin 0 = 0$

-et $\cos \varphi = 1$

Conclusion générale

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

Ce mémoire présente et explique le contrôle des puissances réactive et des tensions par un dispositif FACTS dans un réseau électrique, le dispositif choisis pour ce contrôle est le compensateur statique de puissance réactive SVC.

Nous avons traité le problème de la répartition des puissances réactives et le contrôle des tensions des réseaux d'énergie électrique en incorporant les dispositifs SVC. Une étude sur les dispositifs FACTS a été réalisé et en plus une étude détaillée sur les dispositifs SVC (définition, modélisation).

Dans notre travail, nous avons essayé d'illustrer l'utilité, l'efficacité et la rapidité de contrôle des tensions par l'insertion du contrôleur SVC.

Les résultats obtenus montrent que le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions des différents nœuds.

Enfin si les systèmes SVC sont surtout destinés au réseau de transport, des applications en réseau à moindre tension sont envisageables pour résoudre des problèmes liés notamment aux nouvelles contraintes nées de la production décentralisée.

En perspective, nous suggérons une continuité dans les domaines suivants :

- Etude de l'impact des autres dispositifs FACTS sur les réseaux d'énergie électriques.
- L'optimisation des puissances réactives et le contrôle des tensions avec l'incorporation des dispositifs FACTS.

Bibliographie

[1] : Henri Persoz, Gérard Santucci, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet « La planification des réseaux électriques » Editions EYROLLES 1984.

[2] : Michel Crappe « Commande et régulation des réseaux électriques » Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.

[3] : HaneneKouara « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de Batna 28/02/2006.

[4] : De Vre R, Jacquet B « Perturbations dans les installations électriques et électroniques Problèmes et solutions» Note d'information.

[5] : Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4 315.

[6] : Philippe Ferracci « La Qualité de l'énergie électrique » Cahier Technique n° 199.

[7]:T. Gönen « Electric Power System Engineering: Analysis and Design » John Wiley & Sons, 1988.

[8]: Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Université degli Studi di Cassino, Italie.

[9] :B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean« Stabilité dynamiques des réseaux électriques Industriels» Cahier Technique n° 185.

[10]: KUNDUR.P « Power System Stability and Control » IEEE Transactions on Power System 1994.

[11]: Richard Gagnon << Etude de la Ferrorésonance dans les réseaux compensées séries et shunt >> thèse doctorat université de LAVAL, QUEBEC. Canada Mai 1997.

[12] : SAMI . Repo << On-line Voltage Stability Assessment of Power system- An Approach of Back-box Modelling>> these doctorat université de Tampere 2001.

[13]: CHOKRI Ben Salah Belhadj ahmed << Contribution à l'analyse de la stabilité statique de la tension >> these de doctorat, Ecole Polytechnique de MONTREAL juin 1996.

[14] : J.D. Glover, M. Sarma << Power System Analysis and Design >> PWS Publisher Company, 1994.

[15] : Haibaoui ; Taybi << Etude Modélisation et Application des dispositifs –FACTS- dans les réseaux d'énergie électriques >> Mémoire de d'étude 2006/2007.

[16] : Lakdja Fatiha <<Contrôle des transites de puissance par dispositif FACTS >> Mémoire de magister en Commande des procssus Oran 2005.

[17]: R.L Hauth, T. Human, R.J. Newell, << Application of a static VAR Compeensator in Westem Nebraska>>, IEEE Transactins. On PAS, PAS-97, NO 5, 1978, PP. 1955-1964.

[18] L. Gérin-Lajole, G .Scott, S. Breault, E. V. Larsen, D. H. Baker and A. F. Imece, Hydro-Québec «*Multiple SVC Application Control Stability Study* », IEEE Transactions On Power Delivery, Vol.5, No 3, July 1990, pp.1543-1551

[19]: Nelson David Epp << A Self-Tuning Filter for the Mitigation of Power System Harmonics >> Mémoire de master en science, université de Alberta, Edmontron 2000.

[20] Khat Mounir <<Répartition optimal des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous certaines contrainetes de securities>> these de doctorat d'état Oran 2003.

[21]: RABENANDRASANA Julien << Etude de faisabilité de production d'électricité par un système hybride central thermique, central éolienne >> Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de C.A.P.E.N, université d'Antsiranana 2007.

[22] FENONJATOVO Hajaray <<simulation du réseau électrique d'Antsiranana>> Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de C.A.P.E.N, université d'Antsiranana 2009.

[23] J-M. Fouchet <<Electricité pratique préparation aux C.A.P – B.E.P des métiers de l'électricité >>Troisième édition, BORDAS, PARIS, 1984.

RESUME :

Les dispositifs FACTS peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Ils regroupent l'ensemble des dispositifs, basés sur l'électronique de puissance, qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique. Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans les domaines de semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et thyristor GTO. Ces éléments jouent le rôle d'interrupteur très rapide, ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. Ils se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissances utilisés. Depuis les premiers compensateurs trois générations des dispositifs FACTS ont vu le jour :

-la première génération est basée sur les thyristors classique : SVC, TCSC ;

-la deuxième génération est basée sur les thyristors GTO : STATCOM, SSSC ;

-la troisième génération utilisant des compensateurs hybrides : UPFC.

Dans notre travail, nous avons traité le contrôle des puissances réactives et des tensions en incorporant les dispositifs SVC. Le SVC joue un rôle très important dans un réseau électrique, il est utilisé pour contrôler les niveaux des tensions désirés lorsque les conditions du système de l'énergie changent.

Il existe deux types de SVC :

—les SVC_s : Industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour les quels les fluctuations rapide de puissance réactive limitent les capacitatives de production et provoquent du flicker.

—les SVC_s : de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux moins chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension du réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à retrouver sa stabilité après un défaut.