

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES

DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux Electriques et Haute Tension

THÈME

**Présentation et Simulation d'un système FACTS
pour l'amélioration de la qualité d'énergie**

Préparé par : Mr, BENFADEL abd el djebbar

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
Mr, M .CHAALAL	MAA	Président
Mme, M.BEDOUI	MAA	Examinatrice
Mme K. BELHACEL	MAA	Encadreur
Mme C. OGAB	MCB	Co-Encadreur

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

- *Mes chers parents.*
- *Mes frères et sœurs*
- *A tous mes amis.*

Remerciements

*Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que
J'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour
L'accomplissement de ce mémoire.*

*Je remercie, en deuxième position, ma chère mère et mon cher père, mes frères et
mes sœurs.*

*Egalement, je remercie M^{me} K. BELHACHEL et C. OGAB, pour leur aide et leurs
orientations durant toute la durée de ce travail.*

Je remercie aussi les membres de jury qui ont bien voulu examiné ce travail.

*Je remercie toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation
de ce travail.*

*On n'exclue pas de ces remerciements, la promotion2016 réseaux électrique et haute
tension.*

BENFADEL ABD EL DJEBBAR

Sommaire

Sommaire

Remerciements

Introduction générale.....1

Chapitre I Etat de l'art : Stabilité des réseaux d'énergie électrique

I.1 Introduction	4
I.2 Qualité de l'énergie électrique	4
I.2.1 La qualité de tension	4
I.2.2 Dégradation de la qualité de tension	5
I.3 Classification de la stabilité des réseaux électriques	5
I.3.1 Stabilité angulaire	5
I.3.2.1 Stabilités angulaire aux petites perturbations	6
I.3.2 Stabilité transitoire	6
I.3.3 Stabilité de fréquence	6
I.4 Stabilité de tension	6
I.4.1 Stabilité de tension vis-à-vis de petite perturbation	7
I.4.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations	7
I.5 Niveau de tension	7
I.5.1 Creux de tension	7
I.5.2 Bosses de tension	8
I.5.3 Baisses de tension	8
I.5.4 Chutes de tension	8
I.5.5 écroulement de tension	9
I.5.6 Blackout	10
I.6 Recommandations pour la prévention des blackouts	11
I.7 Analyse de la stabilité de tension	13
I.7.1 Analyse statique	13
I.7.2 Analyse dynamique	14
I.9 Moyens conventionnels de stabilisation du réseau	14

I.9.1 Système régulé en tension (AVR)	14
I.9.2 Système régulé en vitesse (PSS)	15
I.10 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive:	15
I.11 Conclusion	17

Chapitre II: La compensation de l'énergie réactive

II.1 Introduction.....	19
II.2 La compensation de l'énergie réactive.....	19
II.2.1. définition.....	19
II.2.2. Pourquoi la compensation.....	19
II.2.3. Circulation de l'énergie réactive.....	20
II.2.4 Matériel de compensation d'énergie réactive.....	21
II.3. la puissance réactive.....	22
II.3.1. Importance de la puissance réactive.....	22
II.3.2. Principes fondamentaux de la compensation de la puissance réactive.....	22
II.4. Puissance transmise par une ligne électrique.....	23
II.5.Chute de Tension et Compensation Réactive.....	25
II.6. Ligne Electrique Non Compensée.....	27
II.6.1Equation des tensions et courants d'une ligne électrique.....	27
II.6.2 ligne électrique non compensée avec charge.....	26
II.7. La compensation.....	29
II.7.1. Principe de la compensation shunts.....	29
II.7.2. Principe de la compensation séries.....	30
II.7.3. Principe de la compensation par déphasage.....	31
II-8- La Compensation de la puissance réactive.....	31
II-8-1- Les Condensateurs et les inductances fixes	32
II-8-2- Les groupes de production (générateurs)	33
II-8-3- Les compensateurs synchrones.....	33
II.8.4 Compensateurs statiques de puissance réactive	34
II.8.5 Contrôles du problème tension / puissance réactive	34

II.9. Conclusion.....	35
Chapitre III: Généralités sur les systèmes FACTS	
III.1. Introduction.....	37
III.2. Les systèmes FACTS.....	37
III.2.1. Concepts de base et définitions.....	37
III.2.2. Nécessité des systèmes FACTS.....	38
III.2.3. Classification des systèmes FACTS.....	38
III.2.4. Différentes Catégories des F.A.C.T.S.....	39
III.3. Dispositif F.A.C.T.S.....	40
III.3.1. Compensateurs parallèles (shunt)	40
III.3.1.1. Compensateur parallèle à base de thyristor.....	41
III.3.1.1.1. Compensateur statique de l'énergie réactive(SVC)	41
III.3.1.1.2. Résistance de freinage contrôlé par thyristor (TCBR)	42
III.3.1.2. Compensateur parallèle à base de GTO thyristor.....	43
III.3.1.2.1. Compensateur statique (STATCOM)	43
III.3.1.2.2. Générateur synchrone statique (SSG)	46
III.3.2. Compensateurs série.....	46
III.3.2.1. Compensateur série à base de thyristor.....	47
III.3.2.1.1. Thyristor controlled series capacitor (TCSC)	47
III.3.2.1.2. Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)	48
III.3.2.1.3. Thyristor Switched Series Reactor (TSSR).....	48
III.3.2.1.4. Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR).....	48
III.3.2.2. Compensateur série à base de GTO thyristor.....	49
III.3.2.2.1. Compensateur statique synchrone série(SSSC).....	49
III.3.3. Compensateurs hybrides ou combinés série-parallèle	49
III.3.3.1. Compensateur hybrides à base de thyristor.....	49
III.3.3.1.1. Régulateur d'angle de phase contrôlé par thyristor(TCPAR).....	49
III.3.3.1.2. Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR).....	50
III.3.3.1.3. Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST).....	50

III.3.3.1.4.Static Phase Shifter (SPS)	50
III.3.3.2. Compensateur hybrides à base de GTO thyristor	51
III.3.3.2.1. Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance(IPFC)	51
III.3.3.2.2. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)	51
III.4. Propriétés des dispositifs FACTS.....	53
III.4.1. Les contraintes des dispositifs FACTS.....	53
III.4.2. Apports et avantages des dispositifs FACTS.....	53
III.4.3. Comparaison des performances des différents FACTS.....	54
III.4.4. Coût des dispositifs FACTS.	54
III.4.5. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électrique.....	55
III.5. Conclusion.....	56

Chapitre IV: simulation et analyse des résultats

IV.1 Introduction	58
IV.2. Réseau de transport	58
IV.2.1. Modélisation d'une ligne de transport	58
IV.2.2. Modélisation Des Transformateurs	59
IV.2.3. Modélisation d'une charge.....	59
IV.3. Outils de simulation	60
IV.3.1 Utilisation de PSAT	60
IV.3.2 Réseau test	61
IV.4. Simulation.....	61
IV.4.1. Première cas : Analyse de la stabilité sans intégration des dispositifs FACTS.....	61
IV.4.1.1 Pendant défaut:	62
IV.4.1.2 Discussion de résultat.....	63
IV.4.2. Deuxième cas : Amélioration de la stabilité avec l'intégration des FACTS (première Génération)	64
IV.4.2.1 Avec insertion du SVC	64
IV.4.2.2 Avec insertion du TCSC.....	65
IV.4.2.3 Discussion de résultat.....	67

IV.4.3. Troisième cas : Amélioration de la stabilité avec l'intégration des FACTS (deuxième Génération)	67
IV.4.3.1 Avec insertion du STATCOM.....	67
IV.4.3.2 Avec insertion du SSSC.....	68
IV.4.3.3 Discussion de résultat	70
IV.5. Conclusion	70
Conclusion Générale	72
Bibliographie	74
Annexes	77
Liste des Tableaux	
Liste des Figures	
Listes des Symboles et Acronymes	

Introduction

Générale

Introduction générale :

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés conçu :

- pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.
- pour transformer l'énergie électrique sous différentes tensions soumises à des contraintes bien déterminées.
- Pour assurer la fourniture de l'énergie électrique aux consommateurs avec une meilleure continuité de service et une bonne qualité de service.

Pour un consommateur, le réseau devrait idéalement vu, de l'endroit où il prend son énergie électrique, comme une source de tension alternative parfaite: c'est-à-dire une source dont l'amplitude de la tension et la fréquence sont constantes quelle que soit la charge qu'il connecte.

Pour satisfaire la clientèle, les compagnies d'électricité doivent donc s'efforcer de maintenir l'amplitude de la tension et la fréquence le plus près possible de leur valeur nominale sur l'ensemble du réseau d'énergie électrique. [41]

De nos jours, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes complexes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique.

Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignant, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La principale difficulté est de maintenir un profil de tension acceptable. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées en régime de fonctionnement normal.

La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des tensions et de la circulation des puissances des réseaux de transport d'énergie électrique. Il est nécessaire de doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences.

De nouveaux dispositifs appelés FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System » ont apparus récemment permettant le contrôle amélioré des systèmes électriques de puissance.

Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de

puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide qui donnent en principe un contrôle plus 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 en augmentant la capacité de transfert de la puissance d'une région à une autre. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement et stabilisent le comportement du réseau. [14]

L'objectif de notre travail est d'améliorer la qualité d'énergie par un système FACTS dans le réseau de transport d'énergie électrique, à partir de cela son organisation est donnée comme suit :

Au premier chapitre, nous avons présenté la qualité de l'énergie électrique et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence). Nous avons aussi présenté les moyens conventionnels de stabilisation du réseau (AVR). Système régulé en tension et (PSS) Système régulé en vitesse. Enfin, Dans la dernière étape, nous avons présenté la Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive

Au second chapitre, nous avons décrit d'une façon générale les différentes techniques de contrôle des puissances réactives.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude théorique des dispositifs FACTS dont nous présenterons les différentes classifications ainsi que les propriétés et les contraintes de ces dispositifs et leurs Application dans les réseaux électrique.

Au quatrième chapitre, nous étudions le comportement des réseaux électriques face au défaut de surcharge, avec et sans intégrations des dispositifs FACTS (SVC, TCSC, STATCOM, SSSC). Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques (histogramme) ont été obtenus par le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Enfin, on terminera ce mémoire par une conclusion générale et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Chapitre I:Etat de l'art

Stabilité des

Réseaux d'énergie

Électrique

I.1.Introduction

Aujourd'hui, l'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion très longues, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité. Les situations des pays à forte consommation augmentent encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité. Pour éviter ce phénomène, l'étude de stabilité de tension est proposée dans ce chapitre. Cette étude est un outil très important pour déterminer la possibilité de transfert de puissance électrique le long de ligne sans problème.

Parmi lesquels nous mentionnerons ; le niveau de tension qui doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. Cependant, la tension peut localement être dégradée, par exemple dans les jours de forte consommation, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque la chute de tension. [02], [03]

I.2.Qualité de l'énergie électrique

I.2.1. La qualité de 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 :

*La fréquence. *L'amplitude. * La forme d'onde. * La symétrie

Pour le réseau algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$.

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

* les creux de tension et les coupures brèves.

* les variations rapides de la tension.

* les surtensions temporaires ou transitoires.

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

I.2.2. Dégradation de la qualité de tension

Les perturbations dégradant la qualité de tension peuvent résulter de :

* Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :

1- court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc

2- causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).

3- matérielles (vieillesse des isolants...).

4- humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

* Installations perturbatrices :

1- fours à arc.

2- Soudeuses.

3- variateurs de vitesse.

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

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de tension lorsque celle-ci est présente sont brièvement décrits ci-après.[38]

I. 3. Classification de la stabilité des réseaux électriques

I.3.1 Stabilité angulaire

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques [12]. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbation ou de la stabilité transitoire.

I.3.2.1. Stabilités angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

I.3.2. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

I.3.3. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

I.4. Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à

fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

I.4.1 Stabilité de tension vis-à-vis de petite perturbation

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc.

I.4.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production. [17] La figure I.1 donne la Classification des types de stabilité des réseaux électriques ;

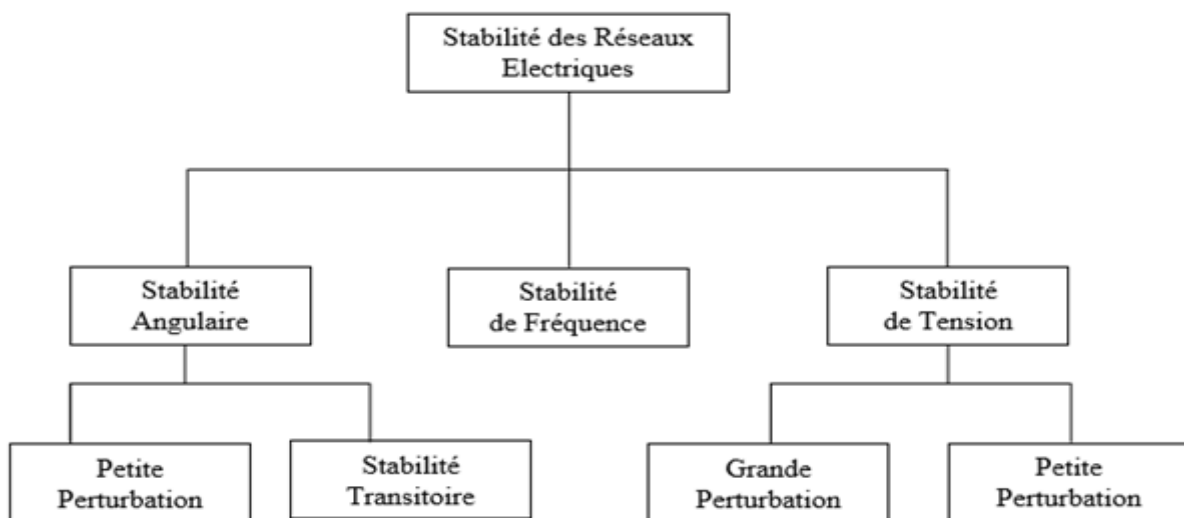


Figure I.1 : Classification des types de stabilité des réseaux électriques

I.5. Niveau de tensions

I.5.1 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 (figure I.2). 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 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT). [6]

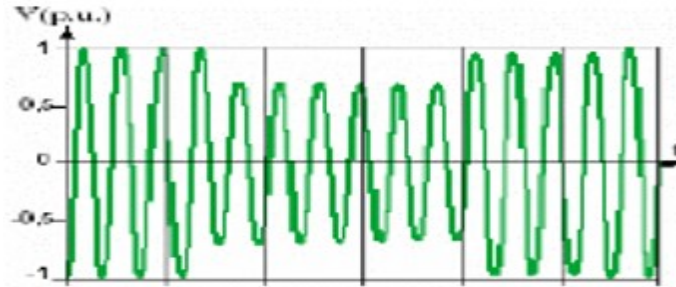


Figure I.2 : Creux de tension

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...). [6],[2]

I.5.2 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 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. [4]

I.5.3 Baisses de tension

Les baisses de tension sont une réduction de la tension d'une durée plus longue et sont dans la plupart du temps dues à une diminution volontaire de la tension par le fournisseur afin de réduire la puissance aux moments où la demande est maximale. Lorsque la puissance est anormalement faible par rapport à celle requise par la charge on parle également de sags.

I.5.4 Chutes de tension

Une chute de tension est une brève diminution ou bien une disparition complète de la tension. Elle se caractérise par sa durée et par la tension résiduelle, généralement exprimée en pourcentage

de la valeur RMS de la tension, au point le plus bas pendant la chute de tension. Lors d'une chute de tension la charge ne reçoit pas toute l'énergie nécessaire à son fonctionnement, ce qui peut bien évidemment avoir de graves conséquences selon le type d'appareil concerné. [5] Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. [4]

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la 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. [4]

I.5.5 écoulement de tension

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements qui accompagnent l'instabilité de tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du système électrique .

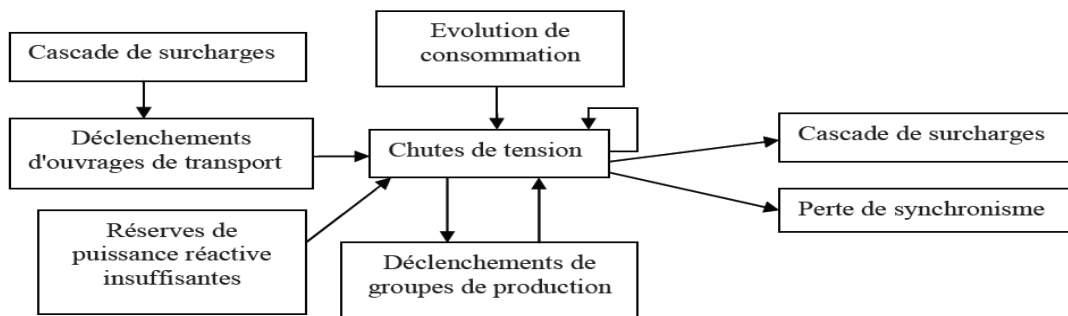


Figure 1.3 Mécanisme d'écroulement de tension

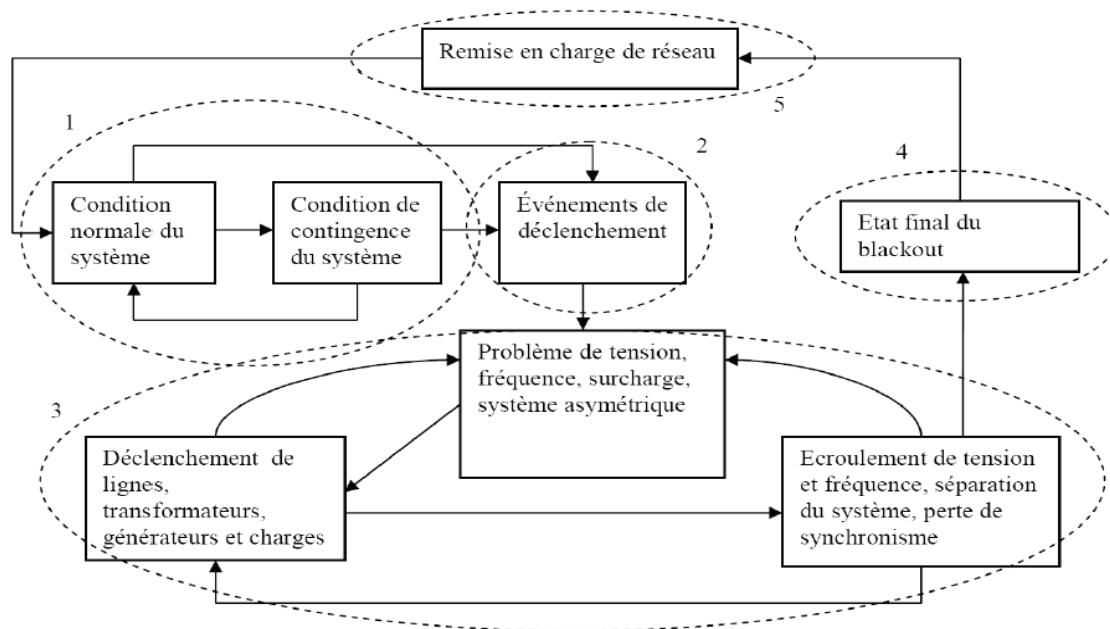
Un scénario typique d'écroulement de tension est décrit ci-dessous:

Avant l'écroulement de tension, le plan de tension est bas à cause d'une consommation importante, une ligne proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation et/ou une insuffisance de moyens de compensation. Les pertes réactives du réseau sont en augmentation. Si la consommation augmente encore, une ligne ou un transformateur peuvent déclencher à cause de la surcharge. Les pertes réactives du réseau augmentent encore, et le plan de tension continue de baisser. Les prises des régleurs en charge des transformateurs et les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs augmentent pour élever la tension. Les pertes réactives du réseau augmentent continûment. Et de plus en plus de lignes sont en surcharge et déclenchent. Quand les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs et/ou les prises des régleurs arrivent à leurs limites, la tension baisse rapidement et l'écroulement de tension se

produit. La dynamique observée d'un effondrement de tension est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. [01]

I.5.6 Blackout

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système. Normalement, le système peut revenir à la condition normale par ses protections et le système de contrôle. Mais parfois, le système ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et de nouveaux événements peuvent déclencher des incidents en cascade, qui pourront avoir une action réciproque et aggraver rapidement la situation. Nous décrivons le mécanisme général des blackouts dans la Figure.I.4.



- précondition
- évènements initiaux
- cascades d'évènements
- état finale
- restauration

Figure I.4 Mécanisme des Blackouts

I.6. Recommandations pour la prévention des blackouts

Après la description des phases et du mécanisme des blackouts des paragraphes précédents, les incidences majeures de chaque phase de blackout sont présentées et des solutions possibles sont proposées dans le tableau 2

Tableau 1 : incidences majeures de chaque phase de blackout et les solutions possibles

Phase	Prècondition	Evènements initiaux	Progression quasi-statique	Evènements de déclenchement	Cascade rapide	Etat final et restauration
Temps	Mins~ hrs	Ms	Mins~ hrs	Ms	Sconds~ mins	Mins~jours
Incidents	Forte charge	oscillation	Cascade surcharge, séparation de système	Oscillation	Ecroulement de tension, écroulement de fréquence, perte de synchronisme	restauration
Solution	FACTS, réserve de puissance	FACTS, PSS	FACTS, PSS, délestage de charge ou de générateur	FACTS, PSS, délestage	Déleste de charge ou de générateur, séparation du système	Plan de restauration

PSS (Power System Stabilizer en anglais): boucles d'amortissement des oscillations de puissance.

FACTS (Flexible AC Transmission System en anglais): actionneurs de réseau à base de convertisseurs d'électronique de puissance.

Certaines des nouvelles technologies de surveillance et de contrôle du système sont devenues de plus en plus matures au cours des dernières années. Pour réaliser un contrôle en temps réel des systèmes électriques, le délai du temps du système de mesure en général doit être limité aux alentours de 100 ~ 200 ms. Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition en anglais), qui est traditionnellement utilisé dans les systèmes électriques, fournit des mesures à des intervalles de 1 à 5 secondes, mais cela n'est pas suffisant pour le contrôle en temps réel, car certains incidents

peuvent conduire à des problèmes graves en quelques centaines de millisecondes. Le WAMS (Wide-Area Measurement System en anglais), qui est basé sur les dispositifs de mesure PMU (Phasor Measurement Unit en anglais) synchronisés par GPS (Global Positioning System en anglais), peut fournir des informations en temps réel plus efficaces et plus rapides aux opérateurs du système et peut réaliser des contrôles en temps réel. De plus en plus de nouveaux systèmes et méthodes de contrôle dérivés des WAMS, comme le WACS (Wide-Area stability and voltage Control System en anglais) et le WAMC (Wide-Area Monitoring and Control System en anglais), ont été appliqués avec succès. Outre le système de contrôle en temps réel, les systèmes FACTS qui peuvent être utilisés pour contrôler la tension et les transits de puissance, peuvent rendre le système électrique plus stable et flexible. L'application de ces techniques dans les systèmes électriques peut diminuer l'incidence des blackouts.

Les nouvelles techniques combinées avec les techniques traditionnelles peuvent être appliquées dans les différentes phases des blackouts.

1) Précondition

Dans la période de précondition, la marge de sécurité du système est souvent limitée. Le WAMS peut être utilisé pour détecter l'état du système. Lorsque le système se rapproche de sa limite de sécurité, l'opérateur du système doit prendre rapidement des actions efficaces afin maintenir le système dans un état de sécurité. Il peut ajuster la puissance réactive de sortie des générateurs, réévaluer le plan de production, délester des charges et utiliser des FACTS pour prévenir les baisses de tension et éviter les surcharges dans certaines lignes critiques.

2) Evénements initiaux

Les événements initiaux des blackouts sont généralement des courts-circuits, déclenchements de ligne et de générateur, etc. Ils peuvent conduire à des oscillations de puissance dans le réseau électrique. Les boucles d'amortissement des oscillations de puissance de type PSS, les dispositifs FACTS peuvent être utilisés pour réduire ces oscillations et prévenir les réactions inappropriées du système de protection.

3) Progression quasi-statique

La période de la progression quasi-statique est d'environ 10 minutes à 1,5 heures. La cascade de surcharge est l'événement majeur qui se produit dans cette période. Les opérateurs de réseau peuvent changer la topologie du réseau électrique (reconfiguration), utiliser la modification des consignes de puissance des générateurs, le délestage et les FACTS pour éviter les cascades de surcharges dans cette période.

4) Evénements de déclenchement

Les événements déclencheurs des cascades rapides sont généralement des court-circuités,

déclenchements de ligne et de générateurs importants, etc. Ces événements de déclenchement peuvent mener à de grandes oscillations transitoires qui peuvent provoquer la réaction du système de protection, et de plus en plus de lignes et des générateurs déclenchent et deviennent hors service. Les boucles PSS et les FACTS peuvent être utilisés pour amortir les oscillations transitoires, et le système de protection peut scinder le réseau et isoler les oscillations transitoires pour assurer la sécurité des parties saines du réseau.

La période qui précède les événements de déclenchement est une période critique. Dans ces périodes, l'opérateur peut effectuer des actions pour faire revenir le système dans une situation de sécurité. Lorsque les événements de déclenchement se produisent, il est difficile de stopper la dégradation rapide de la condition du système, et le blackout devient inévitable.

5) Cascade rapide

Dans la période de la cascade rapide, de nombreuses lignes et générateurs se déclenchent en quelques minutes ou quelques secondes. Quand le système entre dans cette période, il est trop tard pour prendre des actions curatives manuelles pour stopper les blackouts. Dans cette période, le délestage peut être un moyen de réduire l'impact du blackout.

6) Etat final et restauration

Lorsque les blackouts se produisent, l'opérateur du réseau doit redémarrer le système le plus rapidement possible. [01]

I.7. Analyse de la stabilité de tension

Généralement, il y a deux types d'analyse de la stabilité de tension : dynamique et statique. L'analyse dynamique se base sur des simulations dans le temps afin de résoudre des équations non linéaires différentielles/algébriques du système. Par contre, l'analyse statique est basée sur la solution des équations conventionnelles ou modifiées du problème d'écoulement de puissance [8].

I.7.1. Analyse statique

A l'inverse de l'analyse dynamique, l'analyse statique de la stabilité de tension implique seulement la solution des équations algébriques du problème d'écoulement de puissance. De ce fait, du point de vue calcul, elle est beaucoup plus efficace que l'analyse dynamique. L'analyse statique est idéale pour la majeure partie des études dans lesquelles des limites de stabilité de tension pour des pré-contingences et des post-contingences doivent être déterminées [8].

Généralement, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée afin de vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable, évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement et identifier le point d'effondrement de tension [13].

I.7.2. Analyse dynamique

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable [8]. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge.[8][9]

I.8. Moyens conventionnels de stabilisation du réseau

La structure du système de contrôle du générateur est décrite à la figure I. 5, Chaque générateur est muni d'un système de régulation de tension (AVR-Automatic Voltage Regulator).Deplus, le stabilisateur de puissance (PSS) ou le régulateur de vitesse peuvent être utilisés.

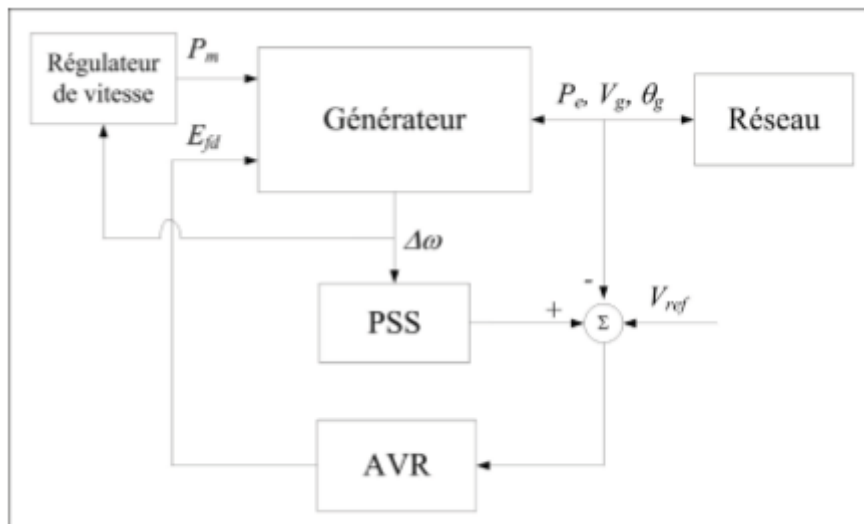


Figure I.5 Système de contrôle du générateur

I.8.1. Système régulé en tension (AVR)

Nous utilisons dans cette thèse modèle du régulateur de tension décrit un régulateur utilisant des circuits de commande par Thyristor (système d'excitation statique).Ce type d'AVR est similaire au modèle AC4A (IEEE,1992),et est caractérisé par un gain élevé et une faible constante de temps (figure I.6).

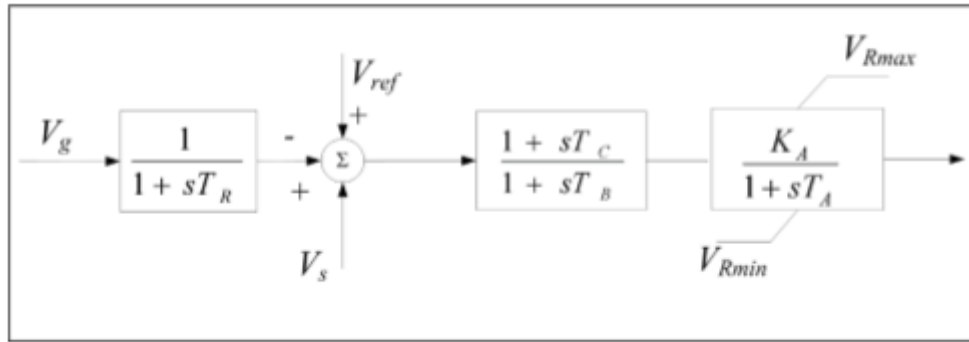


Figure I.6 Système d'excitation statique

I.8.2 Système régulé en vitesse (PSS)

Le stabilisateur de puissance (PSS) a pour but d'améliorer l'amortissement des oscillations électromécanique. La structure d'un PSS conventionnel est montrée à la figure I.7. Un filtre passe-haut est utilisé pour réduire l'action du PSS à des changements en régime permanent. La compensation de phase est réalisée par deux blocs d'avance- retard en ajustant les constantes T_1, \dots, T_4 .

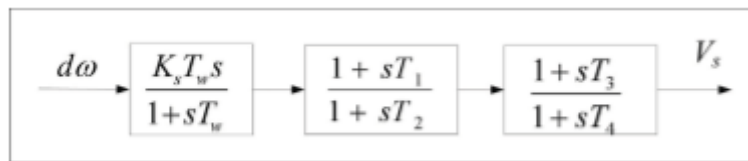


Figure I.7 Modèle du stabilisateur de puissance.

I.9. Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive

Dans un réseau à courant alternatif, la puissance a deux composants : la puissance active P et la puissance réactive Q liées par le déphasage ϕ entre le courant et la tension :

$$S = P + jQ \tag{I-1}$$

$$S = VI (\cos \phi + j \sin \phi) \tag{I-2}$$

Seule la puissance active reçue par la charge peut être transformée en énergie mécanique, thermique et électrique.

Quant à la puissance réactive, elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes.

On considère deux nœuds connectés par une impédance Z ($X \gg R$), l'un comme générateur d'une tension V_S et un angle de phase δ et l'autre comme un nœud de puissance infinie d'une tension V_R et un angle de phase fixé à 0° .

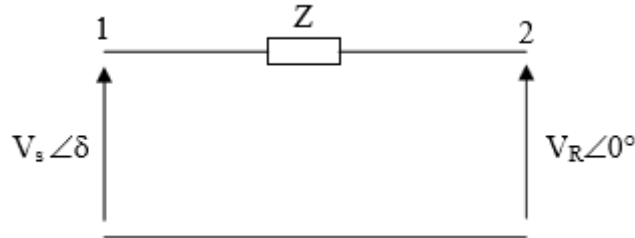


Figure I.8. Modèle considéré

Les expressions de puissances active et réactive sont données par :

$$P = \frac{|V_S| |V_R|}{|X|} \sin \delta \quad (I-3)$$

$$Q = \frac{|V_S| |V_R|}{|X|} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (I-4)$$

Les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler l'écoulement de puissance sont :

- ❖ Les amplitudes de tensions aux extrémités de la ligne,
- ❖ L'angle de phase entre ces deux tensions,
- ❖ La réactance de la ligne de transmission.

Le transit des puissances active et réactive à travers cet élément produit des chutes de tension données par l'expression :

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (I-5)$$

En pratique un système de transmission n'est jamais autorisé à fonctionner près de sa limite de régime permanent, une certaine marge doit être prévue dans la réserve de puissance afin que le système supporte les perturbations telles que les variations de charge, les défauts et les manœuvres de coupure.

Les expressions (I-3) et (I-4) montrent qu'il est souhaitable d'avoir un plan de tension V (tension à chaque point du réseau) aussi élevé que possible et de réduire le transport de la puissance réactive en la produisant le plus près possible des lieux de consommation.

Les critères justifiant la compensation des lignes sont essentiellement des critères de régime permanent : maintien de la tension en régime permanent à une valeur acceptable et augmentation de la puissance transportable de façon stable. Cependant, l'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt inductive est très importante pour avoir une qualité d'énergie transportée le long de la ligne.[02]

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la qualité de l'énergie électrique et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence). Nous avons aussi présenté les moyens conventionnels de stabilisation du réseau (AVR). Système régulé en tension et (PSS) Système régulé en vitesse.

Enfin, Dans la dernière étape, nous avons présenté la Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive.

Chapitre II:

La compensation de l'énergie réactive

II.1 Introduction

Le stockage massif de l'énergie électrique sous une forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible. Le problème majeur des exploitant est donc de maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre disponible et les demandes potentielles, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire de fonctionnement du système production-transport- consommation, appelé souvent système électrique plutôt que réseau. Pour des raisons économiques et techniques les unités de production sont souvent géographiquement concentrées. Par contre la consommation est beaucoup plus dispersée. Les réseaux de transport et d'interconnexion assurent l'acheminement de l'énergie depuis ces unités vers les lieux de consommation à travers des lignes électriques (aériennes/ou souterraine).

Nous allons présenter dans ce chapitre la Puissance transmise par une ligne électrique, Chute de Tension et Compensation Réactive ainsi que les différents types de compensation Dans la dernière partie de ce chapitre, nous étudierons les caractéristiques de la compensation de l'énergie réactive.

II.2 La compensation de l'énergie réactive

II.2.1 Définition

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension. L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active"

La partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite. Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète.

II.2.2 Pourquoi la compensation

La compensation est utilisée pour contrôler la tension, augmenter les capacités de transit de puissance, ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité. Il s'agit généralement de fournir ou de consommer dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau.

Ceci a pour effet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible [33].

II.2.3 Circulation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a, par conséquent, des incidences économiques.

En effet, pour une même puissance active P utilisée, la figure .II.1. Montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ($S_2 > S_1$) que le $\cos(\varphi)$ est faible, c'est-à-dire que l'angle (φ) est élevé.

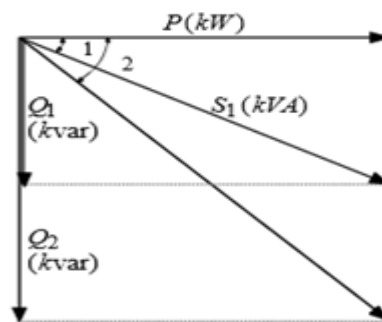


Figure.II.1. influence du (φ) sur la valeur de la puissance apparente

De façon identique (voir figure.II.2.), pour un même courant actif utilisé I_a (pour une tension constante U du réseau), il faut fournir d'autant plus de courant apparent ($I_2 > I_1$) que le $\cos(\varphi)$ est faible (l'angle φ élevé).

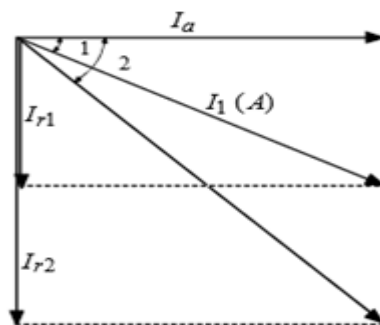


Figure.II.2. influence du $\cos(\varphi)$ sur la valeur du courant apparent

Ainsi, en raison de l'augmentation du courant apparent, la circulation d'énergie réactive provoque :

* des surcharges et des échauffements supplémentaires dans les transformateurs et les câbles qui ont pour conséquence des pertes d'énergie active

* des chutes de tension. Les conséquences de la circulation d'énergie réactive conduisent donc au surdimensionnement des équipements électriques du réseau. Pour éviter la circulation de cette énergie réactive dans le réseau, il faut la produire au plus près des consommateurs.

De façon pratique, on installe des condensateurs qui fournissent l'énergie réactive demandée par les matériels inductifs. Ainsi, cette énergie réactive ne circule qu'entre les condensateurs et les consommateurs d'énergie réactive. Il est alors évident que plus les condensateurs seront proches des consommateurs, moins les conséquences de la circulation d'énergie réactives seront importantes.

Pour éviter les conséquences d'une circulation d'énergie importante sur leur réseau, les distributeurs facturent généralement l'énergie réactive au-delà d'un certain seuil ; cela incite les utilisateurs à compenser l'énergie réactive qu'ils consomment.[20]

II.2.4 Matériel de compensation d'énergie réactive

La compensation peut être réalisée avec deux familles de produits :

- les condensateurs de valeurs fixes ou batterie fixe
- les batteries de condensateurs en gradins avec régulateur (ou batteries automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

*** Batteries fixes**

La batterie de condensateurs a une puissance constante. Elles sont utilisées de préférence:

- aux bornes des récepteurs
- sur les jeux de barres dont la fluctuation de charge est faible.

*** batteries de condensateurs en gradins avec régulation automatique**

Ce type d'équipement permet d'ajuster la puissance réactive fournie aux variations de consommation, et ainsi de maintenir le $\cos(\varphi)$ à la valeur désirée.

Il est utilisé dans les cas où la puissance réactive consommée est forte vis-à-vis de la puissance du transformateur et varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT
- sur les départs de puissance importante.[20]

II.3 La Puissance Réactive

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent l'énergie apparente qui correspond à la puissance (ou puissance appelée). Cette énergie se décompose en deux formes d'énergie:

- * L'énergie active: transformée en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- * L'énergie réactive: utilisée pour créer des champs magnétiques. Les consommateurs de puissance réactive sont les moteurs asynchrones, les transformateurs, les inductances (ballasts de tubes fluorescents) et les convertisseurs statiques (redresseurs).

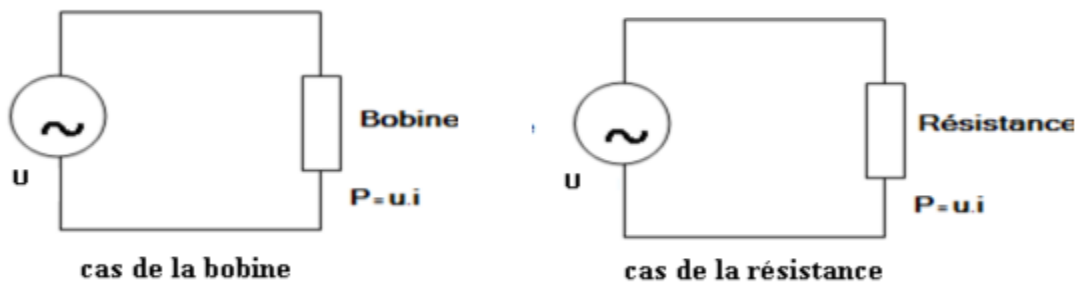


Figure.II.3. principe de la puissance active et réactive

II.3.1 Importance de la puissance réactive

L'énergie réactive est un facteur très important qui influe sur la stabilité et l'équilibre du réseau électrique, ainsi que son fonctionnement. Les effets secondaires de ce facteur se résument dans les points suivants:

- a) La chute de tension dans les lignes et les postes de transformation.
- b) Les pertes supplémentaires actives dans les lignes, les transformateurs et les générateurs.
- c) Les variations de tension du réseau sont étroitement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production.[24]

II.3.2 Principes fondamentaux de la compensation de la puissance réactive:

Dans cette section nous définissons certains symboles et termes utilisés dans ce mémoire, dans le but de décrire les principes fondamentaux de la compensation de la puissance réactive. L'inductance ou le condensateur connecté à un nœud du réseau est traité comme une charge (Figure. II.4.). La puissance est définie comme suit:

$$VI^* = P + jQ \quad (\text{II-1})$$

Ou V: Tension au jeu de barres, I: le courant de charge.



Figure.II.4. les Principes fondamentaux de la compensation de la puissance réactive. L'inductance ou le condensateur Avec l'équation (II.1), les puissances active et réactive consommées par une inductance pure et un condensateur pur sont exprimées respectivement comme suit:

Inductance:

$$P_L + jQ_L = j \frac{V^2}{\omega L} \quad (\text{II-2})$$

Condensateur:

$$P_C + jQ_C = -j\omega C V^2 \quad (\text{II-3})$$

$$P_C = 0 ; jQ_C = -j\omega C V^2 \quad (\text{II-4})$$

Où L : l'inductance; C : le condensateur; $\omega = 2\pi f$, f : la fréquence fondamentale du réseau.

Si ($Q > 0$), alors la charge aura des caractéristiques inductives. Elle absorbe la puissance réactive du système, et si la charge aura des caractéristiques capacitatives, elle fournit la puissance réactive au système. Quand, ($Q > 0$) la source d'énergie fournit la puissance réactive, quand ($Q < 0$) elle absorbe la puissance réactive du système. Afin d'éviter la confusion possible des concepts discutés ci-dessus,

dans cette section nous définirons, que la réactance consomme la puissance réactive, et le condensateur produit la puissance réactive. Cependant, dans une équation, les signes (positif ou négatif) de la puissance réactive dans le modèle d'un dispositif dépendront du cas si la réactance est traitée comme charge ou comme source [26].

II.4 Puissance transmise par une ligne électrique

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge. Les puissances transmises par une électrique radiale sont données par les formule qui suivent: [19]

Considérant la figure figII.5. qui représente une ligne électrique alimentant une charge ($P + jQ$) en admettant que la résistance de la ligne est très faible vis-à-vis sa la réactance l'impédance donc:

$$Z_s = jX_s$$

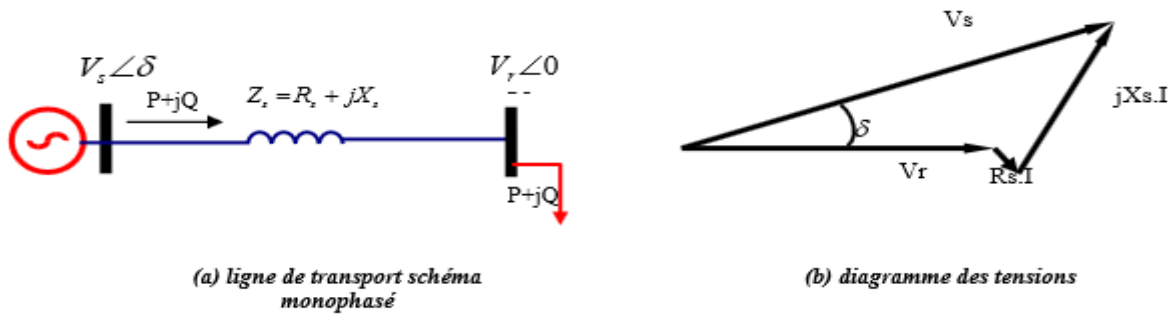


Figure.II.5. ligne électrique alimentant une charge

En prenant la tension au borne de la charge comme référence des phases fig II.5.b et en négligeant la résistance R_s , le courant sera en phase avec V_r , La puissance demandé par la charge sera donnée par les équations qui suivent:

$$S_r = V_r I r^* = P + jQ \tag{II-5}$$

$$P = \frac{|V_s| |V_r|}{|X_s|} \sin \delta \tag{II-6}$$

$$Q = \frac{|V_s| |V_r|}{|X_s|} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \tag{II-7}$$

La relation entre la tension au jeu de barre de charge et le courant de charge I est décrite par la droite de la figure II.6.appelée ligne de charge du système qui est définie par l'équation d'une droite qui passe par V_s et de pente $-Z_s$: $V_s - V_r = Z_s * I$, $V_r = -Z_s * I + V_s$

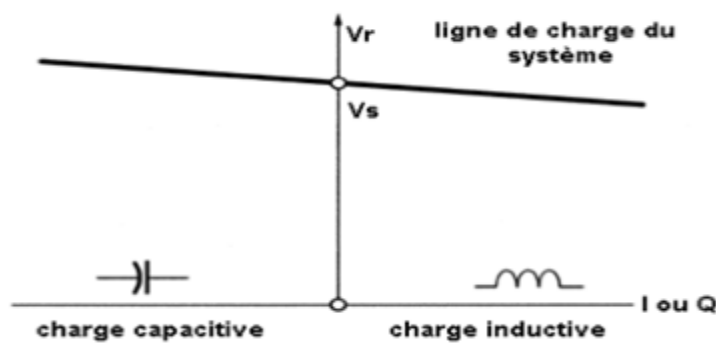


Figure.II.6.ligne de charge du système

On peut démontrer facilement le besoin du maintien de la tension aux bornes de la charge pour permettre un maximum de puissance à transmettre: Si la charge varie et aucune précaution n'est prise pour maintenir la tension V_r égale à V_s alors depuis le diagramme de phase de la figure. II.7.(b): $V_r = V_s \cos \delta$

En remplaçant dans (II.6) en aura:

$$P = \frac{V_s^2}{X_s} \sin \delta \cdot \cos \delta = \frac{V_s^2}{X_s} \sin 2\delta \quad (II-8)$$

Dans ce cas on ne peut transporter qu'une puissance maximale pour un angle $\delta=45^\circ$ égale à:

$$P_{max} = \frac{V_s^2}{2X_s}$$

Dans le cas où on maintient la tension V_r égale à V_s on peut avoir, depuis l'équation (II.6.), une

puissance maximale: $P_{max} = \frac{V_s^2}{X_s}$

II.5 Chute de Tension et Compensation Réactive:

En considérant la ligne électrique de la figure II.7 sans tenir en compte le compensateur, la représentation du diagramme des tensions est donnée sur la figure Fig II.7(b). Lorsque la charge appelle un courant I à partir de la source V_s , la tension V_r chute au dessous de la valeur V_s . [17]

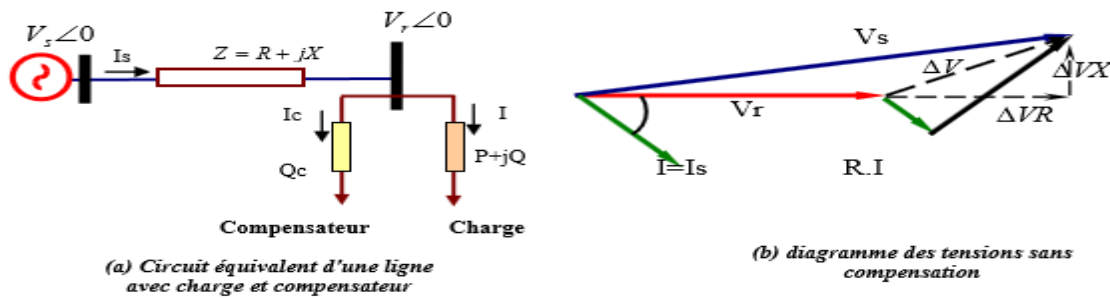


Figure.II.7.ligne électrique avec compensation

La chute de tension ΔV , à partir du schéma équivalent et du diagramme des tensions de la figure (II.7.(b)) est donnée par la formulation qui suit:

$$\Delta V = V - V_r = Z_s * I \quad (II-9)$$

Avec I le courant de charge il est donnée en fonction des puissances P et Q de la charge par

$$l'équation : I = \frac{P - jQ}{V_r} \quad (II-10)$$

En tenant la tension V_r comme référence des phases donc $V_r = V_r + j0$, on peut écrire alors:

$$\Delta V = (R_s + jX_s) \left(\frac{P - jQ}{V_r} \right) = \frac{R_s.P + X_s.Q}{V_r} + \frac{X_s.P - R_s.Q}{V_r} = \Delta VR + j \quad (II-11)$$

La chute de tension possède donc deux composantes ΔVR en phase avec la tension V_r et une composante ΔVX en quadrature avec V_r . D'après l'équation (II.11) la chute ΔVR dépend de la

puissance active et réactive de la charge. En connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle avec la charge, il sera possible de maintenir la tension V_r égale en module à la tension V_s . La puissance réactive totale connectée au jeu de barre de charge sera remplacée par $Q_s = Q + Q_s$, où Q_s est la puissance réactive injectée par le compensateur et qui sera ajustée pour faire tourner le vecteur ΔV jusqu'à ce que le module de tension V sera égale à la module de tension V_s comme le montre la figure II.8

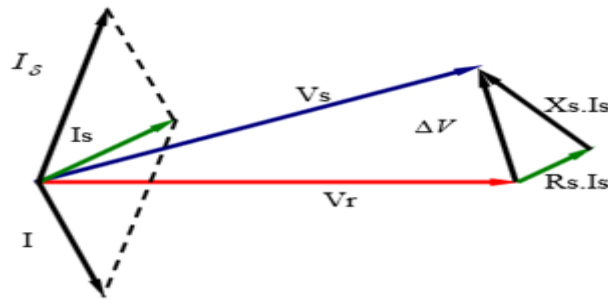


Figure.II.8.diagramme des tensions pour une ligne compensée(tension constant)

A partir des équations (6) et (8) nous avons:

$$[V_s]^2 = V_r + \left[\frac{R_s.P + X_s.Q}{V_r} \right]^2 + \left[\frac{X_s.P - R_s.Q}{V_r} \right]^2 \quad \text{II(12)}$$

La valeur de Q_s nécessaire pour maintenir la tension V_r constante. Est obtenue en résolvant l'équation (II.12) pour Q_s en considérant $V_r = \text{module de } V_s$, puis $Q_s = Q_s - Q$, Pratiquement cette valeur est obtenue automatiquement par une boucle de contrôle fermée de $V_r = V_{ref} = V_s$. [17]

*Remarque importante: Si on veut par la compensation réactive améliorer le facteur de puissance

($\cos\phi=1$), c.à.d. que : $Q_s=0$, donc ce cas $Q_s=Q$

$$\text{Alors: } V = \frac{R_s.P + X_s.Q}{V_r} = (R_s + jX_s) \cdot \frac{P}{V_r} \quad \text{II(13)}$$

Cette équation est indépendante de Q donc elle n'est plus sous contrôle du compensateur, et par conséquent on perd le contrôle de la tension. [17][25].

II.6 Ligne Electrique Non Compensée

II.6.1 Equation des tensions et courants d'une ligne électrique:

La figure II.9.représente une ligne de transport électrique d'une inductance et capacité régulièrement distribuées le long de la ligne de longueur ' a '. La tension et le courant, en un point distant de ' x ' de la source Es, obéissent à l'équation différentielle de propagation suivante:[17][18]

$$\frac{d^2V}{dx^2} = r^2V \quad , \quad \frac{d^2I}{dx^2} = r^2I \quad (II-11)$$

Avec $r = \sqrt{(R + jL\omega)(G + jC\omega)}$

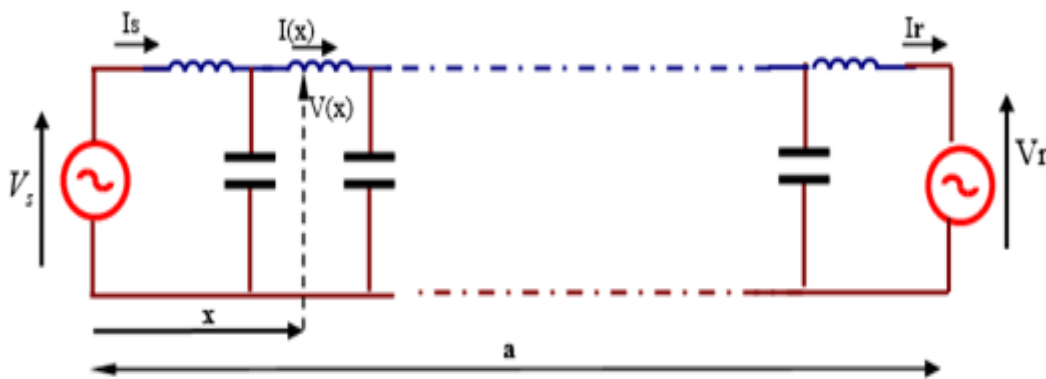


Figure.II.9.ligne électrique avec inductance série et capacité shunt distribuées

R: la résistance de la ligne par unité de longueur ohm/m; L:son inductance en serie avec R; G la conductance shunt de ligne.

Si R et G son très petits et négligeable, alors:

La solution des équations (II.14.) pour une ligne sans pertes est:

$$V(x) = Vr \cos \beta(a-x) + ZIr \sin \beta(a-x)$$

$$I(x) = j (Vr / Z) \sin \beta(a-x) + Ir \cos \beta(a-x) \quad (II-15)$$

$Z = \sqrt{\left(\frac{L}{C}\right)}$ est l'impédance caractéristique de charge de la ligne en [ohm]

$\theta = \beta a$ (pour $x = 0$), Représent l'angle électrique de la ligne ;

II.6.2 ligne électrique non compensée ave charge:

Soit la ligne électrique de la figure II.9.alimentant une charge quelconque $L=P+jQ$; le courant absorbé par cette charge est donné par la relation suivante:

$$I_r = \frac{p-jQ}{V_r^*} \quad (\text{II-16})$$

Les tensions des extrémités de la ligne sont reliées par l'équation (II.17.) qui suit, en injectant l'équation(II.16.) dans (II.15): $V_s = V_r \cos \theta + Z \left(\frac{p-jQ}{V_r^*} \right)$ (II-17)

La solution de cette équation pour V_r , représentée dans la figure II.10.montre la variation de la tension V_r en fonction de la charge P , et pour des différentes valeurs du facteur de puissance, en considérant la tension de départ constante.

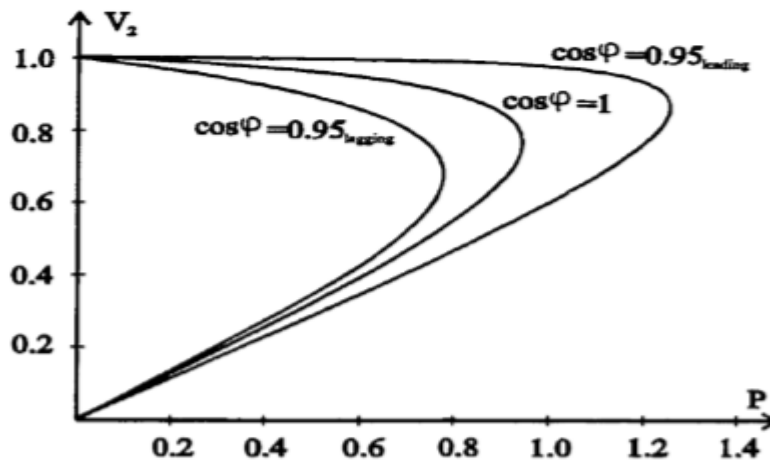


Figure.II.10.variation de V_r en fonction de P avec plusieursfacteur de puissance

Pour toute valeur de $P < P_{max}$ nous avons deux solutions pour V_r , puisque l'équation (II.17) est quadratique, le point de fonctionnement normale est pour les grandes valeurs de V_r autour de 1 pu. Le facteur de puissance de la charge à une grande influence sur la tension V_r à l'extrémité réceptrice de la ligne; les charges ayant un facteur de puissance en retard (inductive) tendent à réduire V_r , par contre ceux qui sont en avance (capacitive) augmente de la valeur de la tension V_r . [17]

II.7 La compensation

Les réseaux électriques à pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S à deux composantes : la puissance P et la puissance Q liées par le déphasage.

$$S = P + jQ = UI[\cos\varphi + j \sin\varphi] \quad (\text{II-18})$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (\text{II-19})$$

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS) [21].

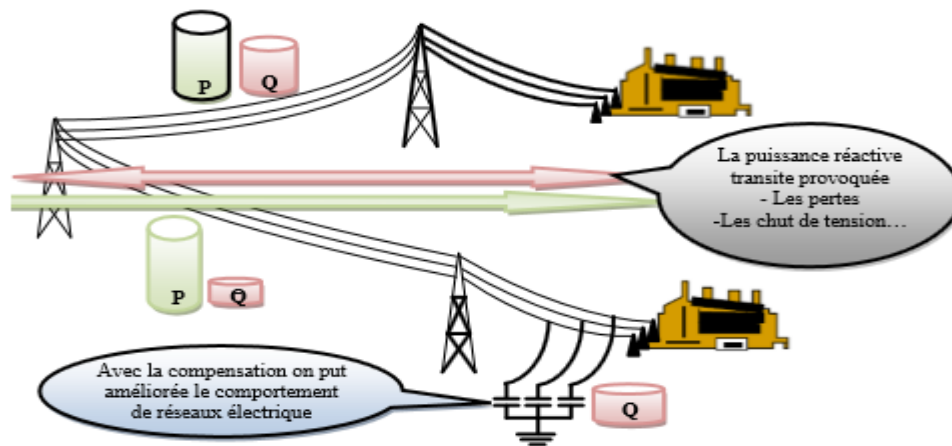


Figure.II.11. diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation

II.7.1 Principe de la compensation shunts

On insère maintenant au milieu de la ligne un compensateur d'énergie réactive idéal. Ce dispositif permet de maintenir la tension V_m à la tension V_s , en contrôlant le flux de puissance réactive (Figure.II.12). En effet, la chute de la tension à travers une ligne est donnée par la relation en négligeant le terme résistif de la ligne

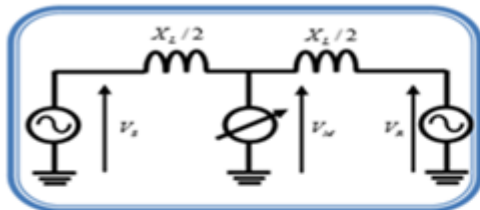


Figure .II.12.principe de compensation shunts

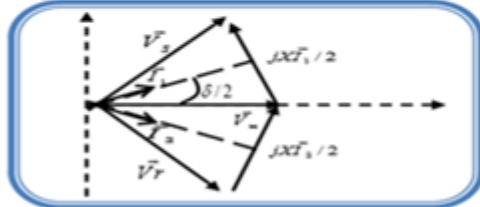


Figure .II.13.diagramme vectoriel de compensation shunt

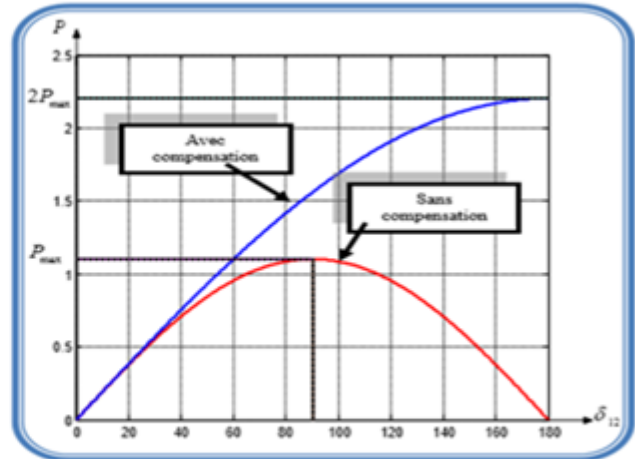


Figure .II.14.courbe de puissance avec et sans compensation de l'angle de transmission

L'équation (II.19.) donne l'expression de la puissance transmise par la ligne compensée. On remarque que la puissance maximale transitée est doublée et est obtenue pour un déphasage $\delta_{12} = 180$ degré (Figure.II.14). Une compensation shunts permet de doubler le transit de puissance maximal d'une ligne par la formule:

$$P = \frac{2V_s^2}{XL} \sin \delta \frac{\delta_{12}}{2} \tag{II-20}$$

II.7.2 Principe de la compensation séries

Cette compensation a pour principe d'insérer une réactance capacitive sur la ligne toujours dans le but d'en augmenter la puissance transmissible. La ligne étant modélisée par une réactance de type inductive, on comprend aisément que l'on diminue cette réactance en ajoutant une réactance de type capacitive .En conservant le même modèle de ligne. On obtient la compensation série donnée par la (Figure.II.15)

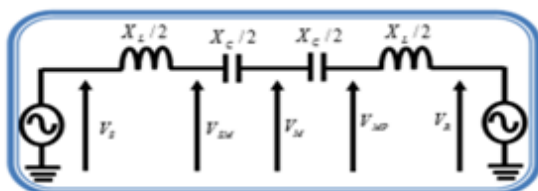


Figure .II.15.principe de compensation série

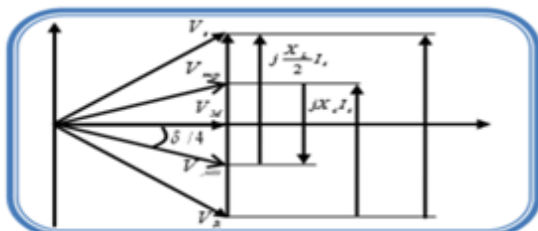


Figure .II.16.diagramme vectoriel de compensation série

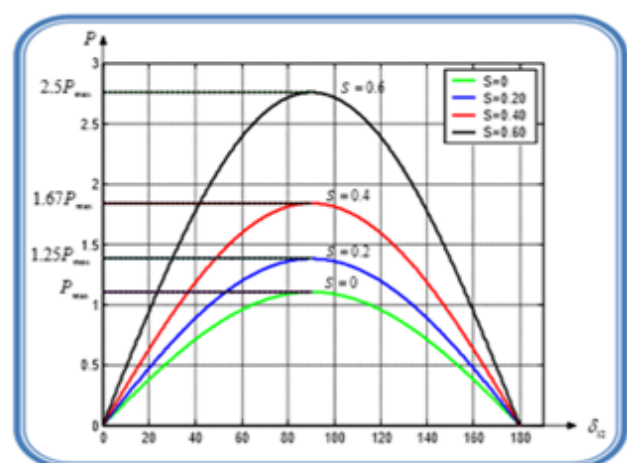


Figure .II.17.courbe de puissance avec et sans compensation de l'angle de transmission

Une modification de X_l augmentera ou diminuera le flux de puissance active pour un angle de phase fixe. De même, la puissance réactive sera modifiée suite à une modification de X_l . La réactance introduite aura la valeur X_c , donnée par l'équation : $X_c = S X_l$

S : est le degré de compensation γ compris entre $0 \leq S \leq 1$. Avec ce type de compensation, les condensateurs doivent échanger de l'énergie réactive en quantité importante. Les propriétés sont similaires à celles des compensateurs d'énergie réactive [22].

II.7.3 Principe de la compensation par déphasage

Le principe de cette compensation est basé sur l'insertion d'un déphaseur sur la ligne. Ce dispositif est modélisé par une source de tension, d'amplitude et de phase variables. On peut alors avoir à la sortie du déphaseur une tension V_s de même amplitude qu'à l'entrée V_g mais déphasée d'un angle α (Figure. II.18.).

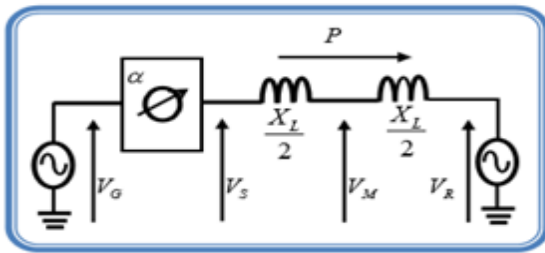


Figure .II.18. principe de compensation par déphasage

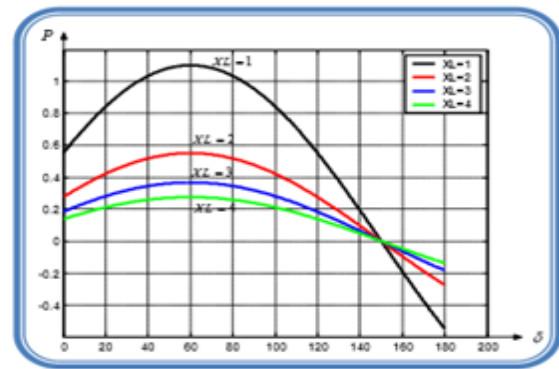


Figure .II.19.compensation par déphasage $\alpha=\pi/6$

La puissance transmissible est alors fonction de l'angle de déphasage $P = V^2 \sin(\delta + \alpha) / X_l$. Pour ce type de compensation, la puissance maximale n'est pas augmentée, mais le réglage de α permet de régler l'acheminement de puissance. Ce dispositif fonctionne finalement comme une vanne électronique.

II.8 La Compensation de la puissance réactive

Le transport de la puissance réactive sur de longue distance présente plusieurs inconvénients tels que les chutes de tension considérables, les pertes par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

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. [31]

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont:

- ❖ Les condensateurs et inductances fixes ;
- ❖ Les compensateurs synchrones ;
- ❖ Les compensateurs statiques ;
- ❖ Les transformateurs à prises variables (en charge ou à vide) ;
- ❖ Les groupes générateurs ;

L'ajustement rapide et fin de l'énergie réactive en HT et le réglage de tension sont assurés par les groupes générateurs (boucles de réglage de tension) et les condensateurs des postes de transformation vers le réseau de répartition [31], [24].

En distribution, la compensation du réactif se fait au niveau des consommateurs par la tarification qui pénalise un mauvais $\cos(\varphi)$, l'ajustement de la tension se réalisant par les prises en charge des transformateurs au niveau des postes.

II.8.1 Condensateurs et inductances fixes

Les bancs de condensateurs installés en dérivation peuvent atteindre quelques Mvar fractionnables par gradins de 2 à 4 Mvar, voire 10 Mvar. Ils sont utilisés pour améliorer le facteur de puissance au niveau de charges inductives mais ayant certains inconvénients Parmi lesquels:

- 1) la puissance réactive produite diminue lorsque la tension diminue; Alors qu'elle devrait augmenter;
- 2) Surtensions et surintensités à l'enclenchement.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et accroît la vitesse de réponse), commandés par relais Var métrique qui mesure l'erreur entre valeur de consigne et puissance fournie.

Des bancs de condensateurs peuvent être insérés en série avec les conducteurs d'une ligne afin de diminuer sa réactance. On diminue aussi la chute de tension entre la source et la charge comme indiquée sur la figure (II.20). On voit que ce type de compensation [24] [16]:

- ❖ diminue l'angle de transport « θ » et agit donc aussi sur le transit de puissance active
- ❖ augmente la limite de puissance transmissible
- ❖ Améliore de la stabilité du réseau.

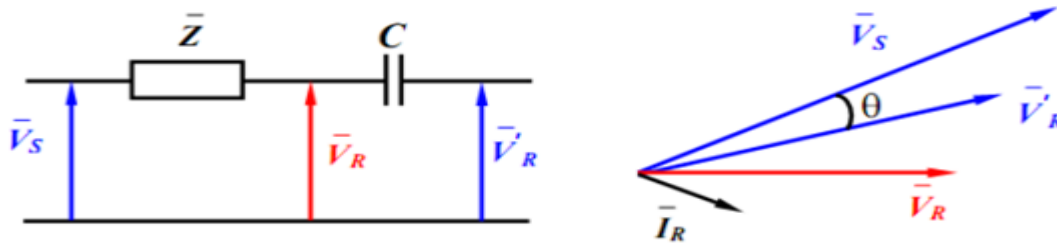


Figure .II.20.principe de la compensation série

Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par les lignes longues à très haute tension à faible charge ou des réseaux de câbles. Elles sont généralement raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 Mvar (via un transformateur à trois enroulements) à 400 Mvar en raccordement direct sur des lignes de très haute tension. [31], [04].

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. [04]

II.8.2 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 leurs 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.

II.8.3 Compensateurs synchrones

Les groupes de production sont les sources de tension du réseau et peuvent produire ou consommer de l'énergie réactive : une machine synchrone surexcitée fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance.

Vu l'éloignement électrique entre centres de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges mais peuvent faire face aux besoins en réactif du réseau. [04]

La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximum et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension.

Un compensateur synchrone était une machine synchrone sans charge, spécifiquement conçue pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant l'excitation. Les limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. Des valeurs typiques vont de 20 à 60 Mvar en fourniture et de 10 à 30 Mvar en absorption. Ils sont branchés le plus souvent au tertiaire d'un transformateur.

Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est élevé tant en investissement qu'en maintenance [31]

II.8.4 Compensateurs statiques de puissance réactive

Les compensateurs statiques de puissance réactive, ou FACTS (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes. [39]

II.8.5 Contrôles du 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 II.1,[04] on peut regrouper les différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/ puissance réactive, et leurs principales caractéristiques

Tableau.II.1. Différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/puissance réactive

Contrôles par génération de la puissance réactive					
	Ajustable en continu	Capacitive	Inductive	Réponse rapide	Control 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. (discret)	Oui	Non	Dépend de l'automatisation	Oui
Réactances	Non, (discret) 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

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la compensation de l'énergie réactive, la Puissance transmise par une ligne électrique et L'importance de la puissance réactive

Les lignes longues ont un impact significatif sur la régulation de la tension et la performance du réseau. En outre, il est démontré qu'il est nécessaire de compenser ces lignes pour respecter les deux contraintes fondamentales du transport d'énergie électrique.

L'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt inductive est très importante pour avoir une qualité d'énergie transportée le long de la ligne, enfin on a présenté les différents moyens classiques de compensation d'énergie réactive.

Cependant une nouvelle solution, basée sur les systèmes FACTS de transmission à courant flexible utilisant l'électronique de puissance pour contrôler le flux d'énergie sur le réseau électrique est aujourd'hui utilisée. Ces dispositifs seront traités en détail dans le troisième chapitre.

Chapitre III:
Généralités sur les système
FACTS

III.1. Introduction

Tenant compte de l'évolution récente des réseaux de transport d'énergie électrique, et devant les problèmes de transit de puissance, il sera de plus en plus difficile d'assurer dans l'avenir un contrôle fiable des transferts d'énergie dans les réseaux fortement interconnectés en utilisant des dispositifs de réglage classique à faible fréquence de manœuvre, et a risque de vieillissement accéléré tel que les transformateurs déphaseurs, les transformateurs à prises variables en charge, et les compensateurs de types série et shunt. [31]

La compagnie américaine EPRI (Electric power research institue) a lancé en 1988 un projet d'étude d'une nouvelle génération de dispositif de contrôle rangés sous l'appellation FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) qui met en relief les nouvelles possibilités de l'électronique de puissance dans la commande, et le contrôle du transport d'énergie électrique en courant alternatif afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques[30] [31]

Ce chapitre est consacré à l'étude théorique générale des dispositifs FACTS dont les différentes classifications ainsi que les propriétés de ces dispositifs seront présentées.

III.2. Les systèmes FACTS

III.2.1. Concepts de base et définitions

Le concept FACTS « Flexible Alternative Currents Transmission Systems » c'est un terme générique qui caractérise l'ensemble des équipements mettant en jeu de l'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT.....)

Ces équipements permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique c'est-à-dire les différents paramètres du réseau électrique tension, impédance, la phase du réseau etc. ... La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, ils peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux. [33]

Les objectifs du projet FACTS sont de pouvoir contrôler les transits de puissance dans les réseaux et d'augmenter leur capacité de charge jusqu'à leur limite thermique maximale. Pour fixer les idées, nous pouvons prendre un exemple simple :

* Pour une ligne inductive alimentant une charge résistive



$$P_a = P_b = \frac{V_A \cdot V_B}{X} \sin \delta$$

Figure III.1. une ligne inductive alimentant une charge résistive

VA: Réglage de l'excitation des rotors des alternateurs ;

VB: Réglage de plan de tension ;

X : Contrôle de l'impédance de ligne ;

δ : Contrôle de l'angle de transport ;

Cette équation montre que la puissance transmissible par une ligne est limitée par les paramètres énoncés ci-dessus et pas forcément par sa limite thermique. De plus, il découle de cette équation que si l'on peut régler un, deux, voire les trois paramètres, on contrôle alors le transit de puissance dans la ligne

*Le réglage du plan de tension est assuré par des compensateurs de puissance réactive placés en différents points du réseau. Ce sont des compensateurs parallèles.

* Ce sont des transformateurs déphaseurs qui maintiennent l'angle de transport dans la plage de stabilité.

*Le contrôle de l'impédance de ligne est effectué par des compensateurs séries.[30] ,[48]

III.2.2. Nécessités des systèmes FACTS

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes avec un bon contrôle de la puissance active transmise. Il est reconnu que, la stabilité peut être améliorée, quel que soit son type, si la compensation réactive du système de transmission varie rapidement. Les méthodes de compensation de l'énergie réactive classiques se basent sur les batteries de condensateurs ou les bobines fixes ou commandées mécaniquement. Ces méthodes sont non efficaces dans le contrôle du réseau électrique quand il est sévèrement perturbé

Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT et GTO, le temps de réaction de ces dispositifs est diminué à quelques milli secondes. Il est possible donc de répondre à la demande par l'utilisation d'une compensation rapide en utilisant les dispositifs FACTS [34]

III.2.3. Classification des systèmes 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 .

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur les quatre caractéristiques indépendantes

Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion)

- * Selon le mode de Commutation
- * Selon la Fréquences de Commutation
- * Selon le mode de Stockage d'énergie
- * Selon le mode de Connexion au Port DC

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence:

- * les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- * Les dispositifs séries insérées en série avec les lignes de transport.
- * Les dispositifs combines série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages [33],[35],[36]

III.2.4. Différentes Catégories des F.A.C.T.S

Les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques sont présentées dans la figure.III.2; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitués de composants de base R.L.C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe ou variable) commandés par des interrupteur mécaniques. Les dispositifs F.A.C.T.S contiennent également les mêmes composants mais rapidement commandés avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance

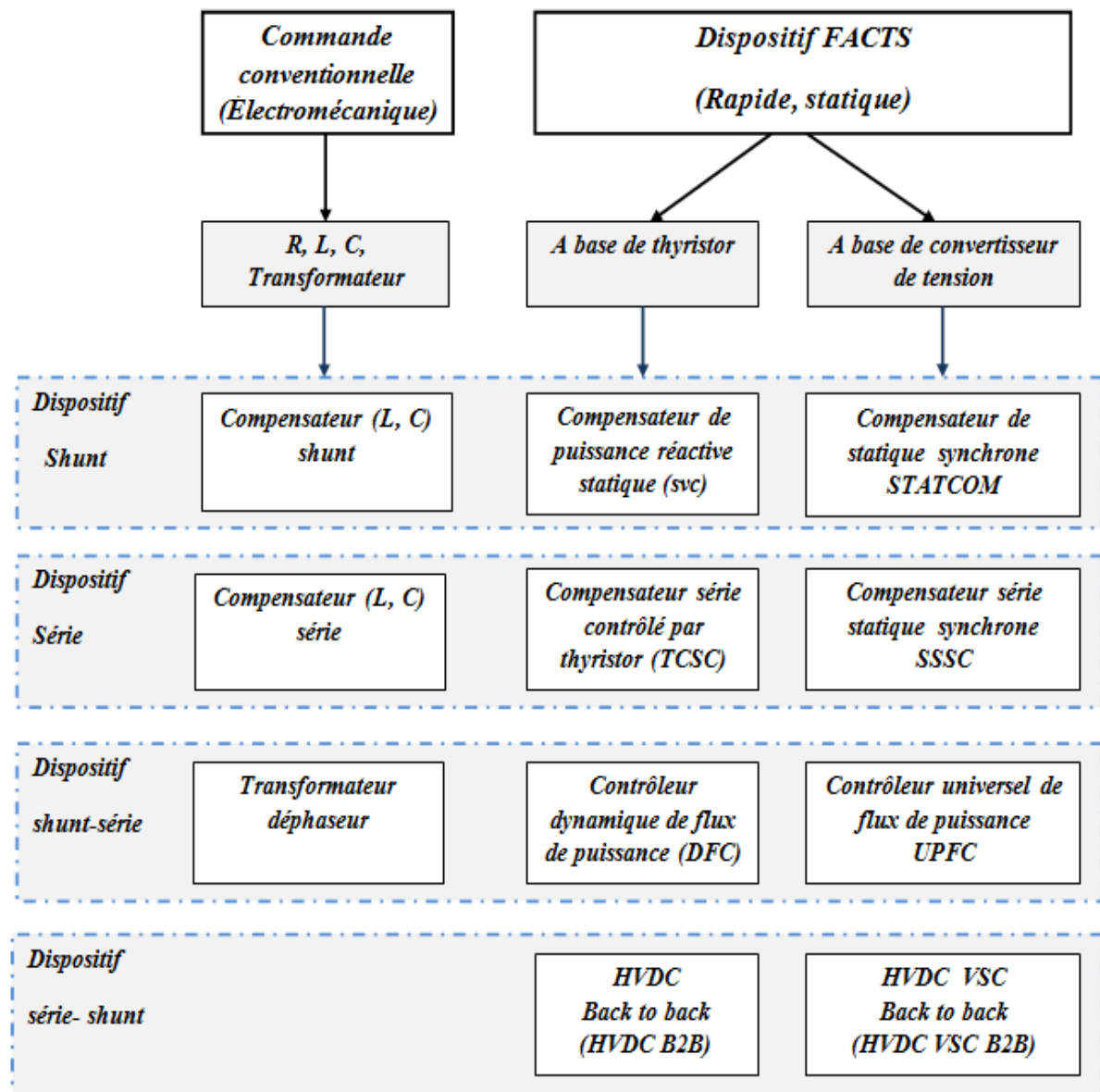


Figure. III.2. Principaux Dispositifs F.A.C.T.S.

III.3. Dispositif F.A.C.T.S

III.3.1. Compensateurs parallèle (shunt)

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent. Des réactances fixes ou mécaniquement commutées sont appliquées pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge et des condensateurs shunt fixes ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge. Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une impédance réactive shunt, variable qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport. Les commutateurs mécaniques avaient commencé à être remplacés par les commutateurs statiques à base de thyristors vers la fin des années 70. Actuellement, les compensateurs shunts et notamment le SVC sont largement répandus dans les réseaux électriques [37].

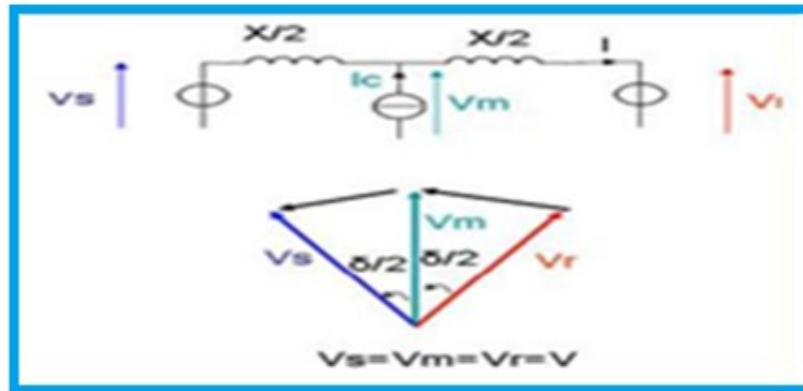


Figure III.3. Compensateur shunt

III.3.1.1. Compensateur parallèle à base de thyristor

III.3.1.1.1. Compensateur statique de l'énergie réactive (SVC)

SVC (Static Var Compensator): Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique [39] la structure de base de ce contrôleur est l'association des dispositifs TCR et TSC en parallèles connectés au réseau à travers un transformateur de couplage (figure.III.4).

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

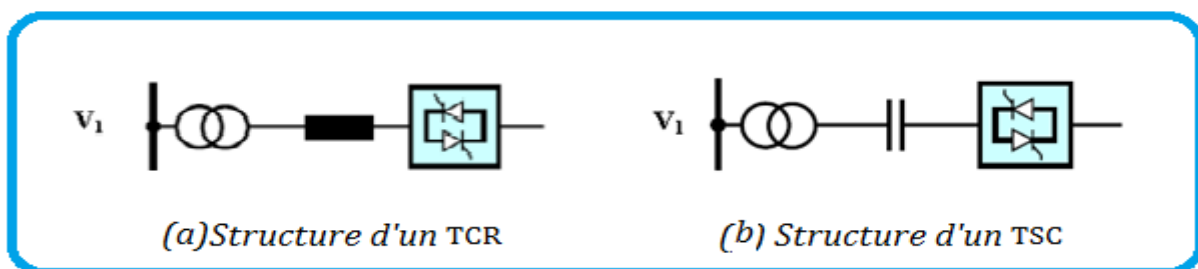


Figure III.4. (a) structure d'un TCR, (b) structure d'un TSC

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont Le premier SVC installé sur une ligne de transport d'énergie était en 1979 en Afrique Du sud ,La caractéristique statique est donnée sur la figure (III.5).

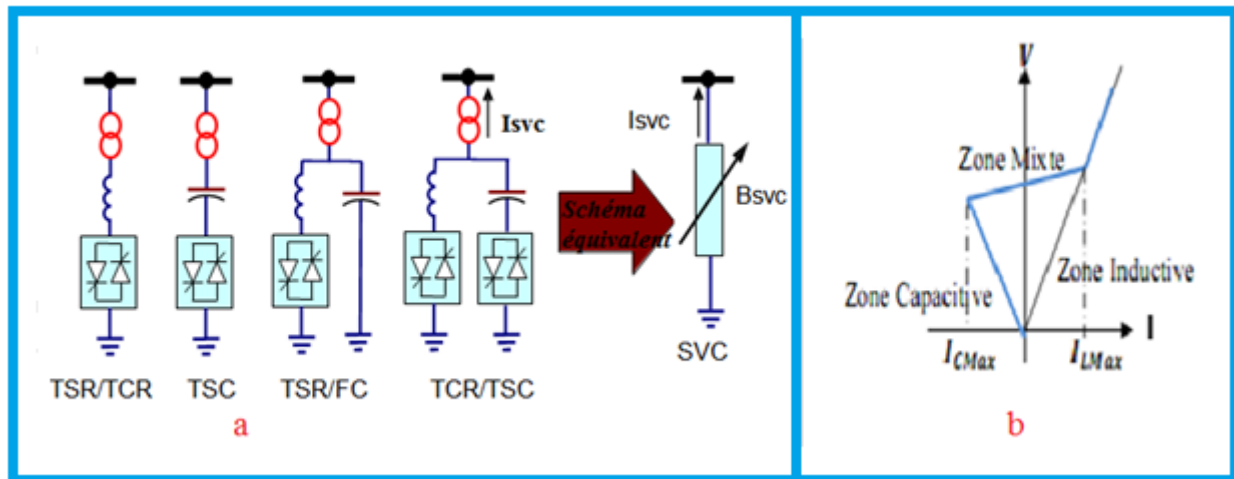


Figure III .5. (a) structure d'un SVC, schéma équivalent (b) : Caractéristique d'un SVC

La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure. (III.5.b) trois zone sont distinctes :

$V < V_{min}$: est une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.

$V_{min} \leq V \leq V_{max}$ est une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.

$V > V_{max}$ est une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés [35], [39],

Donc Le SVC présente plusieurs avantages :

- * Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- * Réduire les pertes de transmission.
- * Augmenter la capacité de transmission.
- * Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- * augmenter la limite de stabilité
- * Atténuer les oscillations de puissance [39].

III.3.1.1.2. Résistance de freinage contrôlé par thyristor (TCBR)

Ce type de compensateur TCBR (résistance de freinage contrôlée par thyristors) ; connecté en parallèle et utilisé pour améliorer la stabilité du réseau ou pour diminuer l'accélération des générateurs en cas de la présence des perturbations. La figure (III.6) représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique .

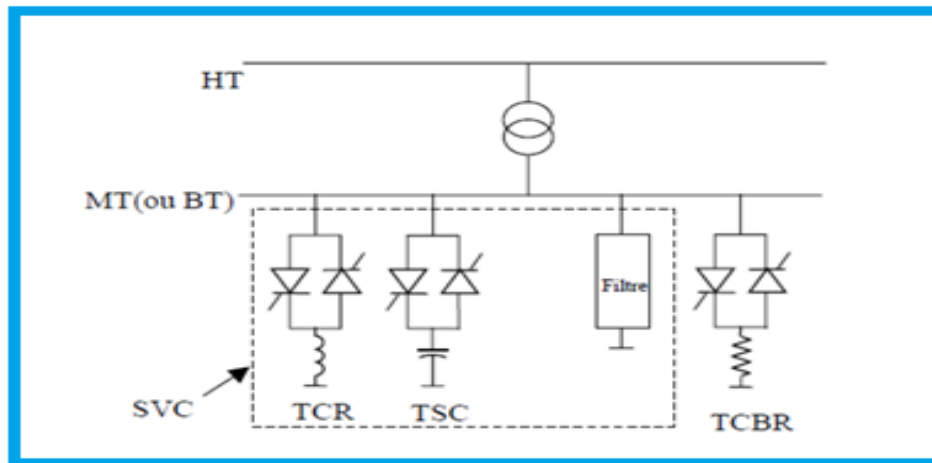


Figure III.6. Structure du TCBR.

III.3.1.2. Compensateur parallèle à base de GTO thyristor

III.3.1.2.1. Compensateur statique (STATCOM)

IEEE définit le STATCOM (Static Synchronous Compensator) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau. Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS. 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 de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [37], il s'agit du STATCOM (Static Compensator) qui a connu jusqu'à présents différents appellations :

- * ASVC (Advanced Static Var Compensator)
- * STATCON (Static Condenser)
- * SVG (Static Var Generator)
- * SVC light
- * SVC plus

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [40]

Les dispositifs STATCOM sont de purs systèmes d'électronique de puissance réalisés avec des convertisseurs à base d'IGBT, IGCT ou GTO. Ils sont raccordés au réseau à travers un filtre inductif

et injectent un courant contrôlé dans le système afin de régler la tension au nœud de raccordement et/ou de compenser la puissance réactive d'une charge/générateur.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- * bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
 - * bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
 - * L'étendue de la plage d'opération est plus large qu'un SVC classique.
 - * Les performances dynamiques sont plus élevées qu'avec un SVC classique.
 - * Il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau.
 - * Un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
 - * Une flexibilité opérationnelle maximale est obtenue par la disponibilité de cabines relocalisables
 - * Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissance.
- [31]

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres. La Figure.III.7.représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [40]

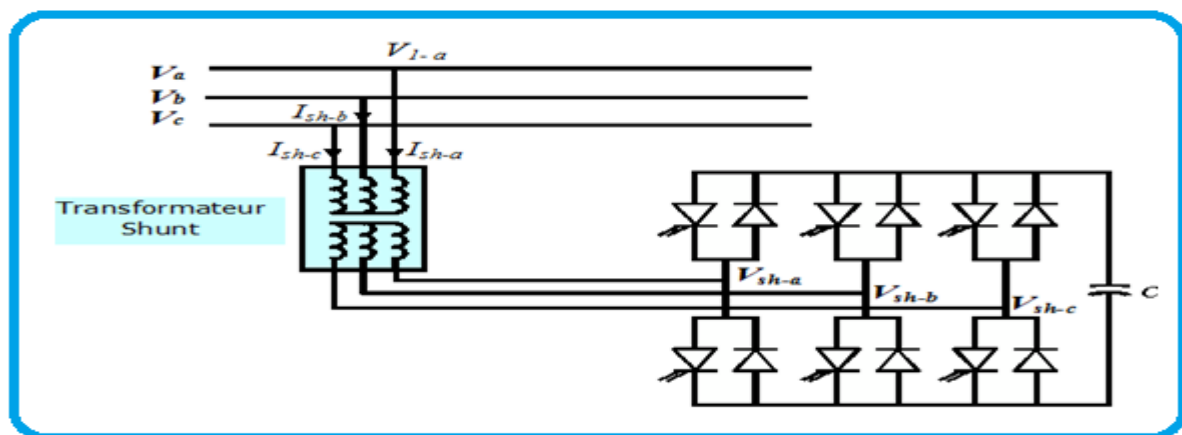


Figure.III.7. schéma de base d'un STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de l'onduleur V_{sh} , qui est en phase avec la tension du jeu de barre là où le STATCOM est connecté V_1 . Le fonctionnement peut être décrit comme suit :

L'écoulement des puissances active et réactive, entre ces deux sources de tension est donné par :

$$P = \frac{V_1 \cdot V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \quad (\text{III-1})$$

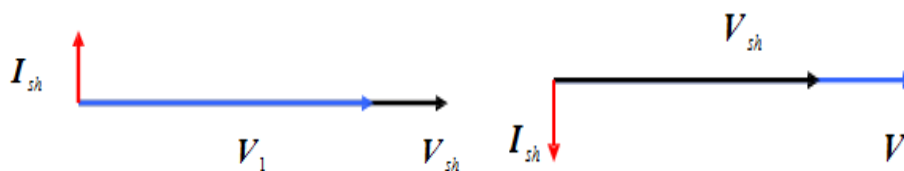
$$Q = \frac{V_1}{X_{sh}} (V_1 - V_{sh} \cos \delta) \quad (\text{III-2})$$

A partir des équations (II.1) et (II.2), on peut constater que lorsque les deux tensions sont en phase ($\delta = 0$), il n'y a qu'un écoulement de puissance réactive, la valeur de la puissance échangée ne dépendant que de l'amplitude des deux tensions V_1 et V_{sh} . On peut envisager trois cas possibles en considérant toujours ($\delta = 0$)

Si $V_1 = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive.

Si $V_1 > V_{sh}$: un courant inductif I_{sh} s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance X_{sh} , ce courant est en retard de 90 degrés par rapport à V_1 , Figure (III.8.a), le STATCOM absorbe de la puissance réactive du nœud de connexion par conséquent la tension du nœud V_1 diminue.

Si $V_1 < V_{sh}$: le courant capacitif I_{sh} qui circule à travers la réactance est en avance de 90 degrés par rapport à la tension du nœud, figure (III.8.b), le STATCOM génère de la puissance réactive au nœud de connexion, c'est-à-dire la tension de ce dernier augmente.



a) Courant inductif

b) Courant capacitif

Figure (III.8.) Diagramme vectoriel d'un STATCOM

Nous considérons dans ce cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_s est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

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. III.9. Ce dispositif a

l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V_s diminue

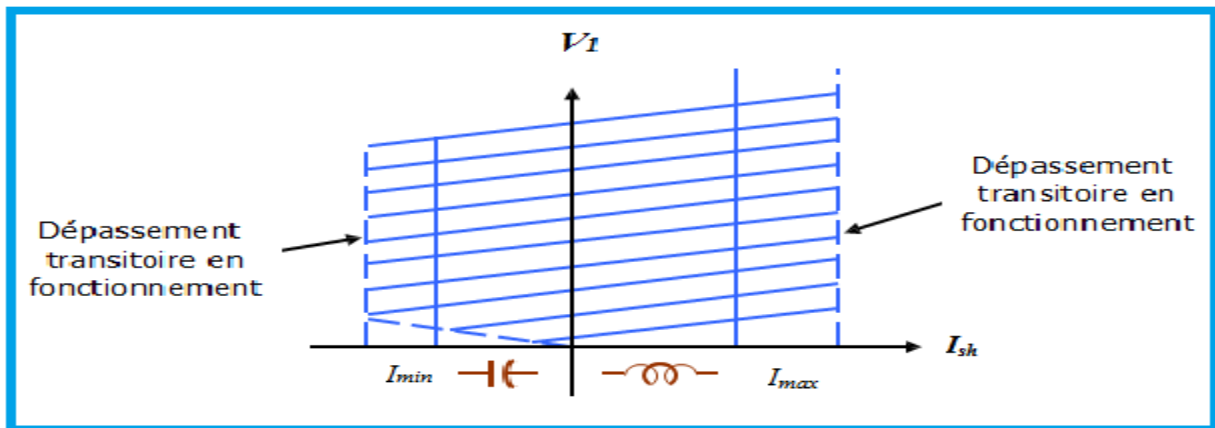


Figure III.9 : Caractéristique statique d'un STATCOM

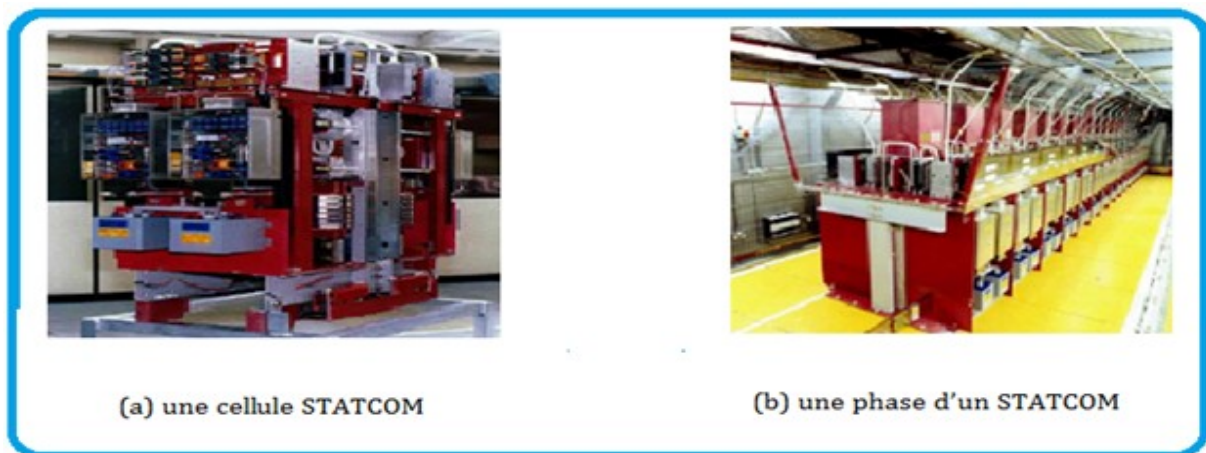


Figure.III.10 : une cellule et une phase d'un STATCOM.

III.3.1.2.2. Générateur synchrone statique (SSG)

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

Cette source a pour rôle de maintenir la tension aux bornes du condensateur à la valeur désirée. Le terme SSG inclut toutes les sources d'énergie telles que les batteries, volants d'inertie, aimants supraconducteurs, etc. toutefois, deux dispositifs particuliers peuvent être mis en évidence. [36]

III.3.2. Compensateurs série

Des condensateurs série ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les aptitudes de charge de réseaux de transport haute tension. Ils travaillent par l'insertion de tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes, c'est-à-dire qu'ils réduisent la réactance effective des lignes de transport. Figure III.11.

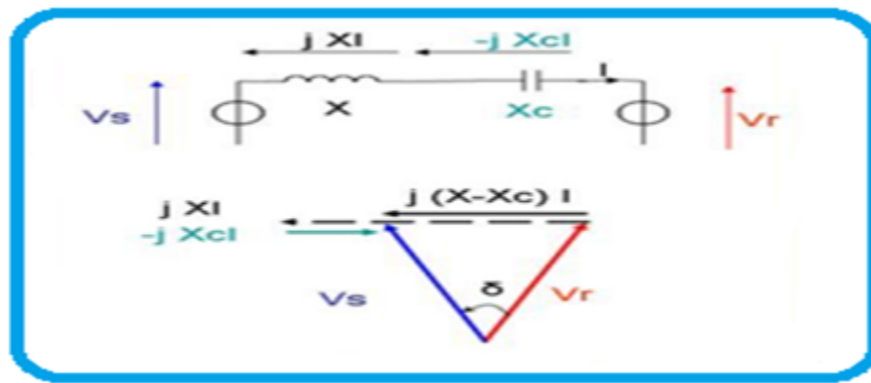


Figure III.11. Compensation série

III.3.2.1. Compensateur série à base de thyristor

III.3.2.1.1. Thyristor controlled series capacitor (TCSC)

Est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur. Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance, Figure III.12.

Les configurations TCSC comprennent des inductances commandées par thyristors en parallèle avec des sections d'un banc de condensateurs. Cette combinaison permet la régulation douce sur une vaste gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Le banc de condensateurs de chaque phase est monté sur une plate-forme pour assurer l'isolation complète contre la terre. La valve contient une chaîne de thyristors haute puissance branchés en série. La bobine d'inductance est du type sans fer. Une varistance à oxyde métallique est brochée sur le condensateur pour éviter les surtensions [38]. Ce système permet:

- a) Accroître la longueur électrique d'une ligne de transmission à courant alternatif;
- b) L'amortissement des oscillations de puissance;
- c) La stabilité de la tension;
- d) L'équilibrage des flux de charge dans les réseaux de transmission;
- e) Une grande plage de variation de l'impédance équivalente capacitive et inductive;
- f) La réduction des problèmes dus aux phénomènes de résonance sub-synchrone.[32]



Figure III.12. : Exemple réel d'un TCSC.

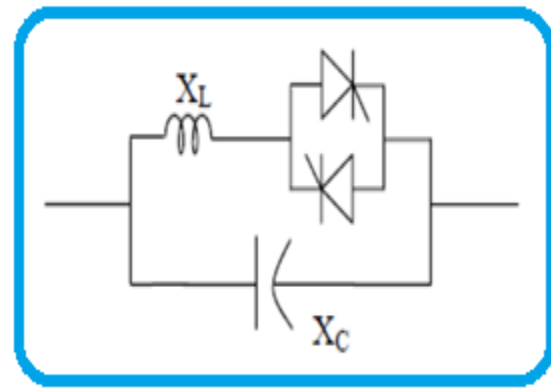


Figure III.13. Structure du TCSC

III.3.2.1.2. Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)

Le compensateur série commuté par thyristor TSSC est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. La différence entre le (TSSC) et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de "90" soit de "180".

III.3.2.1.3. Thyristor Switched Series Reactor TSSR

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de "90" soit de "180". [38]

III.3.2.1.4. Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)

Le TCSR (Figure III.14.) est un compensateur inductif placé en série avec la ligne de transmission, qui se compose d'une inductance X_1 en parallèle avec une autre inductance X_2 commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandée par thyristor est de 180° , le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_{ind1} agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue au-dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances [41].

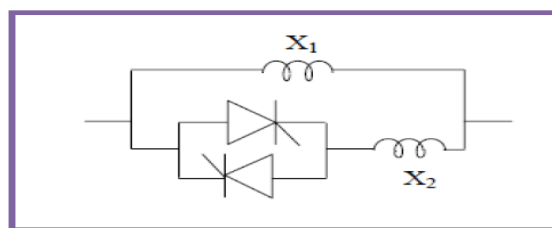


Figure III.14. Structure d'un TCSR

III.3.2.2 Compensateur série à base de GTO thyristor

III.3.2.2.1. Compensateur statique synchrone série(SSSC)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure.15.).

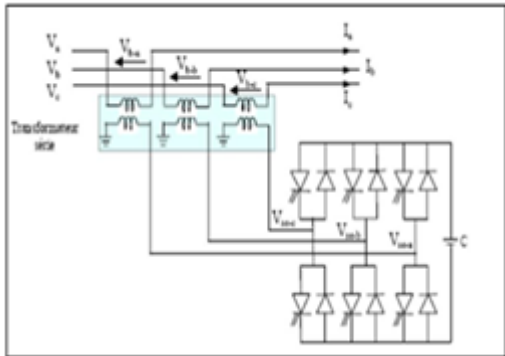


Figure III .15. Schéma de base du SSSC

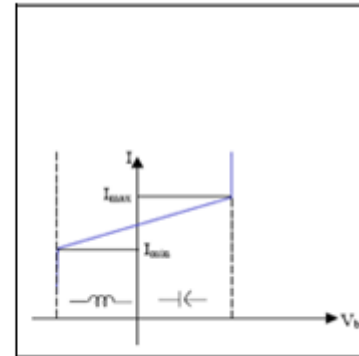


Figure III.16. Caractéristique statique du SSSC

La caractéristique statique d'un Compensateur Synchrone Statique Série est donnée sur la figure ci-dessus.

III.3.3. Compensateurs hybrides ou combinés série-parallel

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonné afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie [45].

III.3.3.1. Compensateur hybrides à base de thyristor

III.3.3.1.1. Régulateur d'angle de phase contrôlé par thyristor(TCPAR)

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à régulateur en charge (LTC : Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement, il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1 , n_2 , n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire de thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord-ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est

nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre jusqu'à 27 valeurs différentes,

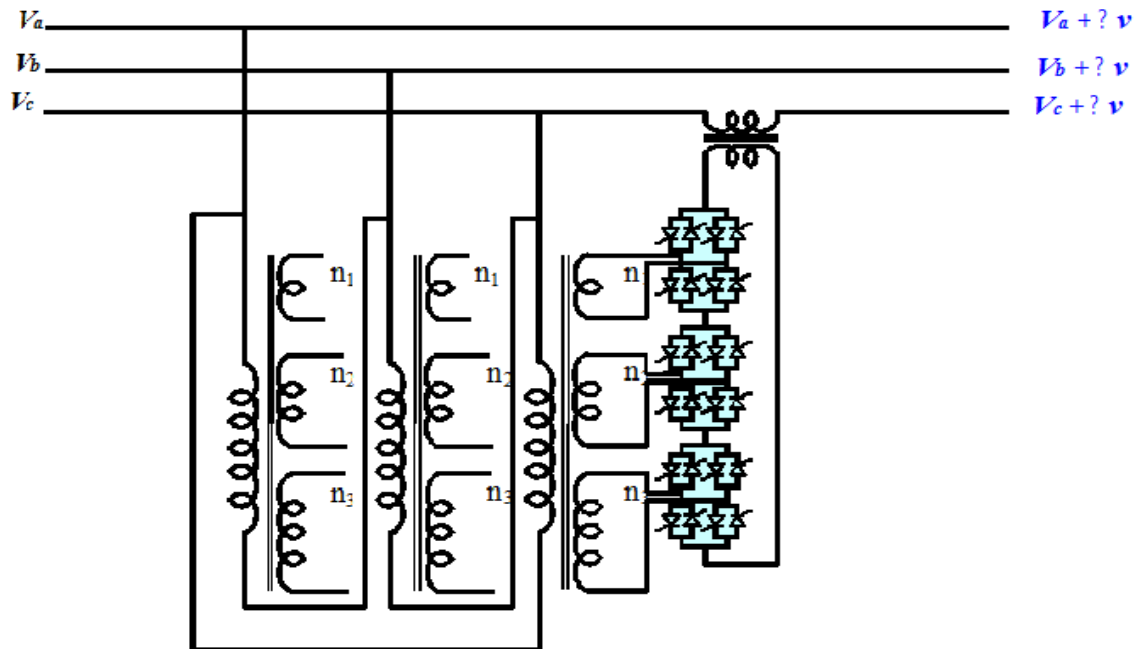


Figure (III.17) : Schéma de base d'un TCPAR

III.3.3.1.2. Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR)

IEEE définit le TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue.

Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive. [37]

III.3.3.1.3. Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST)

IEEE définit le TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) comme étant un transformateur déphaseur ajusté par thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable [45].

III.3.3.1.4. Static Phase Shifter (SPS)

le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, la figure III.18. donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent. [47]



figure III.18. (a) structure du SPS (b) schéma équivalent du SPS

Ce dispositif varie l'angle de phase de la tension aux extrémités de la ligne; son principe est basé sur l'injection d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne à déphaser. Cet équipement permet aussi un contrôle rapide du flux de la puissance active. La variable de contrôle de ce dispositif est l'angle de phase de la tension injectée qui est ajusté en utilisant l'algorithme de Newton pour satisfaire un flux de puissance active spécifié. [47]

III.3.3.2. Compensateur hybrides à base de GTO thyristor

III.3.3.2.1. Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance (IPFC)

La fonction principale pour laquelle à été conçu le compensateur hybride connu sous le nom IPFC est la compensation d'un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station, il utilise des convertisseurs DC-AC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC. Il est utilisé également afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau. La première proposition de l'IPFC est faite en 1998 par Gyugyi, Sen et Schuder. La figure (III.19) représente le schéma de base d'un IPFC. [31]

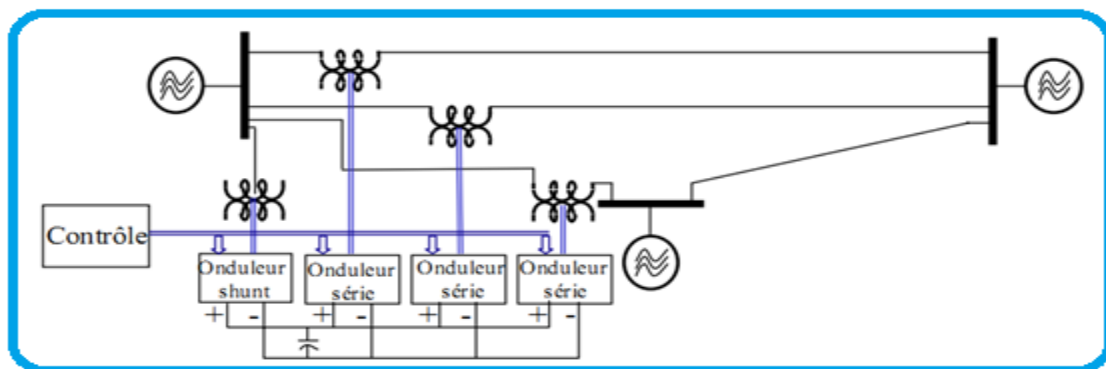


Figure III.19. Schéma de base d'un IPFC

III.3.3.2.2. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)

IEEE définit l'UPFC comme étant une combinaison entre un STATCOM et un SSSC couplés via une liaison à courant continu, pour permettre un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM.

L'UPFC permet le contrôle de la tension, de l'impédance, et de l'angle ou d'écoulement de la

puissance active et réactive de la ligne. Figure.III.20.

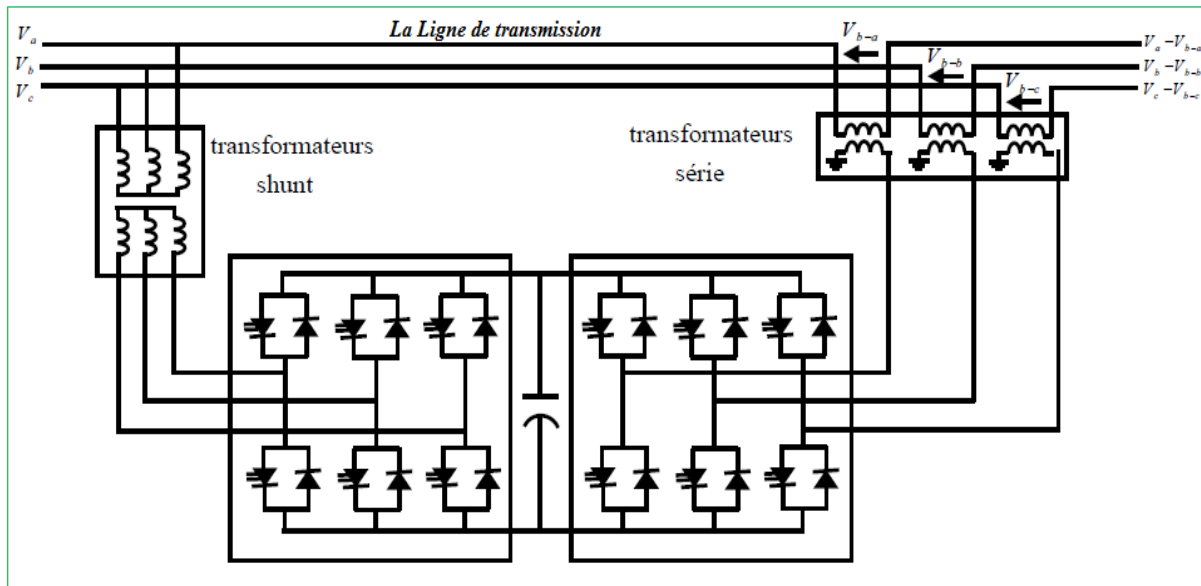


Figure. III.20 : Schéma de base de l'UPFC.

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

- ◆ Réglage de la tension
- ◆ Contrôle de flux de puissance active et réactive
- ◆ Amélioration de la stabilité
- ◆ Limitation des courants de court-circuit
- ◆ Amortissement des oscillations de puissance. [37]

Dans la figure. (III.21) l'onduleur (2) injecte la tension V_s , qu'est contrôlable en amplitude et en phase, donc il peut réaliser la fonction de compensation série de la puissance active et réactive. D'autre part, l'onduleur (1) est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur (2). Il sert aussi à compenser l'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne [32]

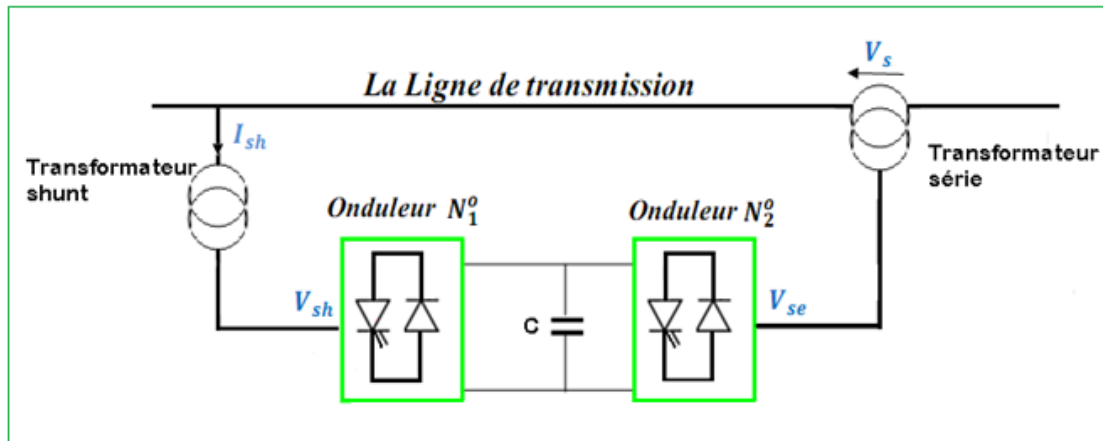


Figure.III.21: Installation de l'UPFC dans une ligne de transmission électrique.

III.4. Propriétés des dispositifs FACTS

III.4.1. Les contraintes des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables

- *Le choix du FACTS ;
- * Le choix du modèle du FACTS ;
- * Choix de la localisation des FACTS ;
- * Protection pour les FACTS et pour le réseau ;
- *Interactions entre les dispositifs FACTS et les autres éléments.

III.4.2. Apports et avantages des dispositifs FACTS

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résultent par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (1.1), qui gouverne la fonction de transmission de l'énergie dans une ligne telles que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension angle de phase. Par cette action, les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir

-Contrôle du flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS.

Ce contrôle doit être réalisé selon un cahier des charges prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs ;

- * Améliorer la stabilité dynamique et transitoire du système et atténuer les oscillations de puissances ;
- * Contrôler des tensions aux jeux de barres ;

- * Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques ;
- * Contrôler la puissance réactive donc augmenter la puissance active transportée ET minimiser les pertes;
- * Améliorer de la qualité de l'énergie. [34]

III.4.3. Comparaison des performances des différents FACTS

Le tableau résume les différentes opérations effectuées par les dispositifs FACTS en évaluant l'efficacité de dispositif sur chacun des paramètres par le nombre de +, [42]

Tableau III.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	Type
+	+++	+	++	SVC	Parallèle
+	+++	++	++	STATCOM	Parallèle
++	+	+++	++	TCSC	Série
++	+	+++	++	SSSC	Série
+++	+++	+++	+++	UPEC	Hybride
+++	+	+++	++	IPFC	Hybride

Influence:

Petite +. Moyenne ++. Forte +++.

III.4.4. Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé. [23]

III.4.5. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électrique

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure (III.23). La figure(III.22) montre un diagramme schématique de deux réseaux électriques connectés par une ligne de transmission en courant alternatif. [36]

L'équation de la figure (II.23), définit la puissance transmise entre les deux systèmes. V_s et V_r sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, $(\delta_1 - \delta_2)$ est l'angle de phase entre les deux systèmes. Il est clair que les trois paramètres tension, impédance, et angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes. Comme il est illustré sur la figure (III.22). Chaque dispositif FACTS peut influencer un des trois paramètres, et par conséquent le contrôle de l'écoulement de puissance ;

Selon la configuration du système, les tâches des FACTS peuvent être résumées comme suit:

- 1 Systèmes maillés: Commande du transit de puissance
- 2 Systèmes radiaux et lignes parallèles: commande de l'impédance.
- 3 Systèmes faiblement connectés: commande de la tension [36],[42]

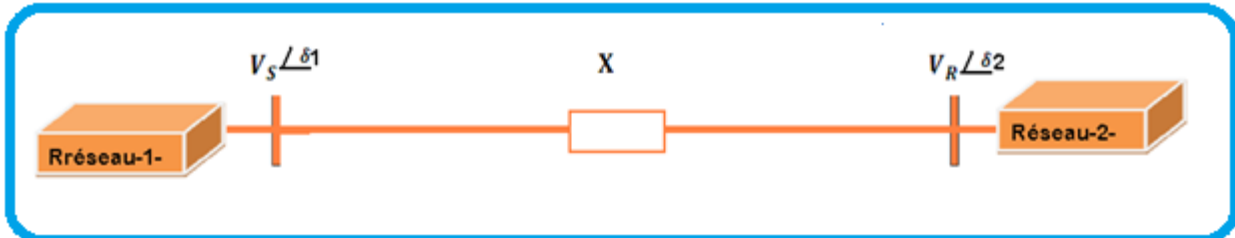


Figure (III.22) : Schéma de deux réseaux connectés

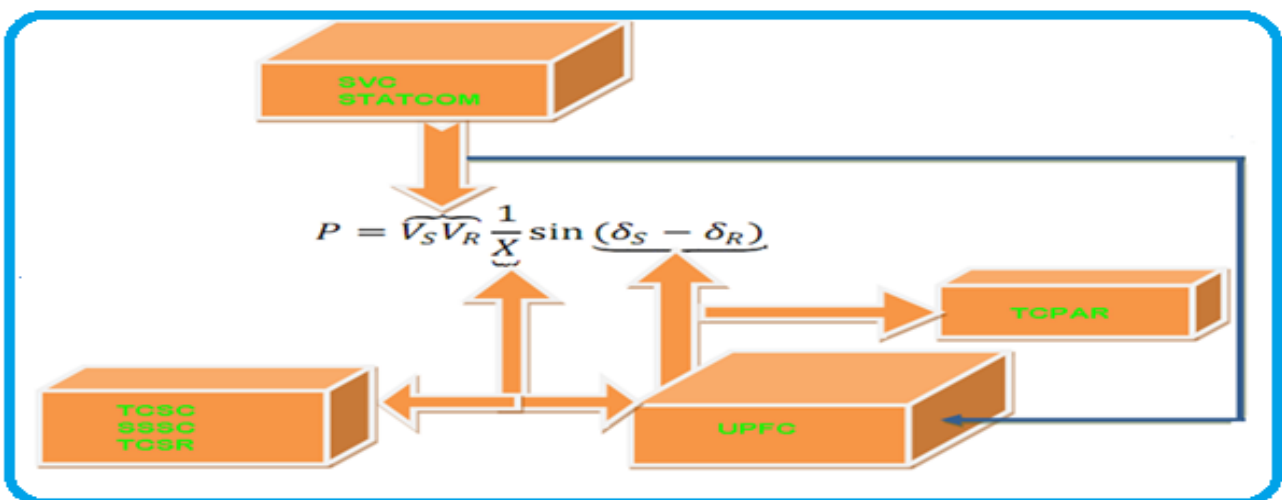


Figure (II.23.) : Diagramme schématique pour l'application des FACTS

III.5. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique.

Nous avons choisi d'étudier le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC comme dispositifs FACTS dans la dernière partie pour contrôler et améliorer la tension et la puissance réactive dans un réseau 9 nœuds 3 machines et crée un défaut de surcharge dans le nœud 5.

Chapitre IV:

Simulation et analyse des résultats

IV.1 Introduction

Les Systèmes Electro Energétiques sont souvent sujettes à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission. Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système. L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assurés [29]

Dans le présent chapitre, nous étudions le comportement des réseaux électriques face au défaut de surcharge, avec et sans intégrations des dispositifs FACTS tels que SVC, TCSC, STATCOM, et SSSC.

IV.2 Réseau de transport

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs. Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés : des condensateurs en série, des réactances shunts et des systèmes de compensation, des systèmes de protection..., [15]. Pour la modélisation de notre système de puissance, nous nous intéressons à établir le modèle de transformateurs et le modèle de lignes de transmission et le modèle d'une charge.

IV.2.1 Modélisation d'une ligne de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [43]. Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la Figure IV.1 [46]

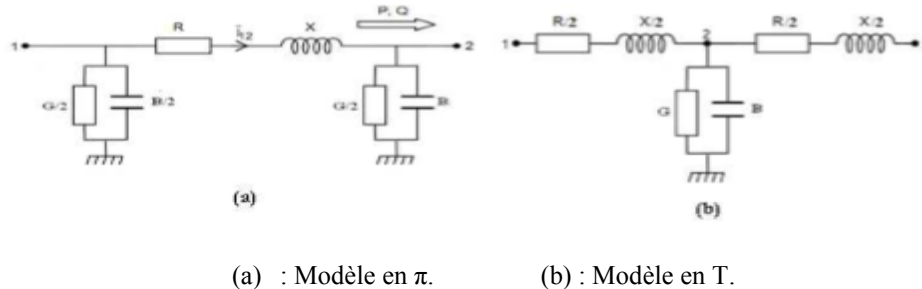


Figure IV.1 Schéma équivalent d'une ligne de transport

Où R : résistance de la ligne, X : réactance de la ligne;
 G : conductance de la ligne; B : réactance capacitive de la ligne.

IV.2.2 Modélisation Des Transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la Figure IV.2.



Figure IV.2. Représentation d'un transformateur.

Donc le transformateur peut être considéré comme une ligne, tel que:

$$Z_{Tik} = R_{Tik} + jX_{Tik} \quad (IV-1)$$

$$Y_{Tik} = \frac{1}{R_{Tik} + jX_{Tik}} \quad (IV-2)$$

Avec Z_{Tik} : L'impédance du transformateur ; Y_{Tik} : L'admittance du transformateur.

IV.2.3 Modélisation d'une charge

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une impédance Z :

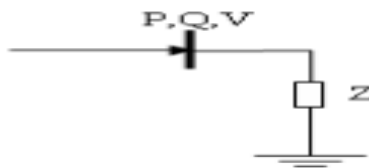


Figure IV.3. Schéma équivalent d'une charge

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

$$Z = Y^{-1} = \frac{(P - jQ)}{(V)^2} \quad (IV-3)$$

Avec : V : Tension aux bornes de la charge;

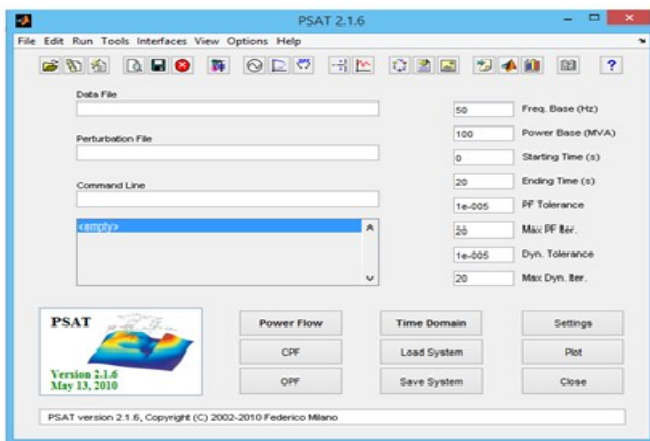
P, Q : puissances active et réactive consommées par la charge;

Z : impédance de la charge

IV.3 Outils de simulation

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés pour l'analyse de la stabilité transitoire tels que (Matlab, EMTP, Etap, PowerWorld, PSAT,... etc). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et à simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Ces derniers utilisent les mêmes concepts. Dans le présent travail, on a choisi PSAT comme outil de simulation.

Développé, en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab. IL est dédié pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des réseaux électriques.. Le PSAT inclut [27] L'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON-RAPHSON,, L'écoulement de puissance optimal et la stabilité de tension ... ;



(a) fenêtre principale.



(b) Bibliothèque de simulink

Figure IV.4 Interface de PSAT :

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- * La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur, comme montre la Figure IV.4(a).
- * La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier ; en utilisant une bibliothèque de Simulink qui contient de nombreux modèles unifilaires (Figure IV.4 b).ci-dessous

IV.3.1 Utilisation de PSAT

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :

- * Ouvrir un nouveau fichier ;
- * construire le réseau à étudier ;
- * Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation ;
- * Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos,

FACTS...) ; * Exécuter l'écoulement de puissances ; * Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

IV.3.2 Réseau test

Le réseau test, montré dans la Figure IV.5, comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de trois charges A, B et C reliées respectivement aux nœuds 5, 6 et 8. Les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexe

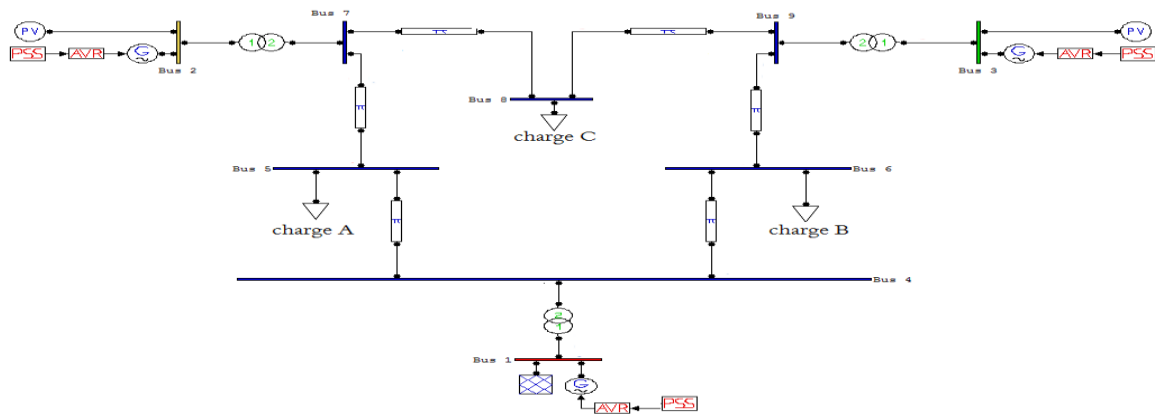


Figure IV.5 Structure de réseau test.

IV.4 Simulation

IV.4.1 Première cas: Analyse du réseau test avant défaut

Calcul de l'écoulement de puissance du réseau 3 machines 9 nœuds sans défaut, et le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous ;

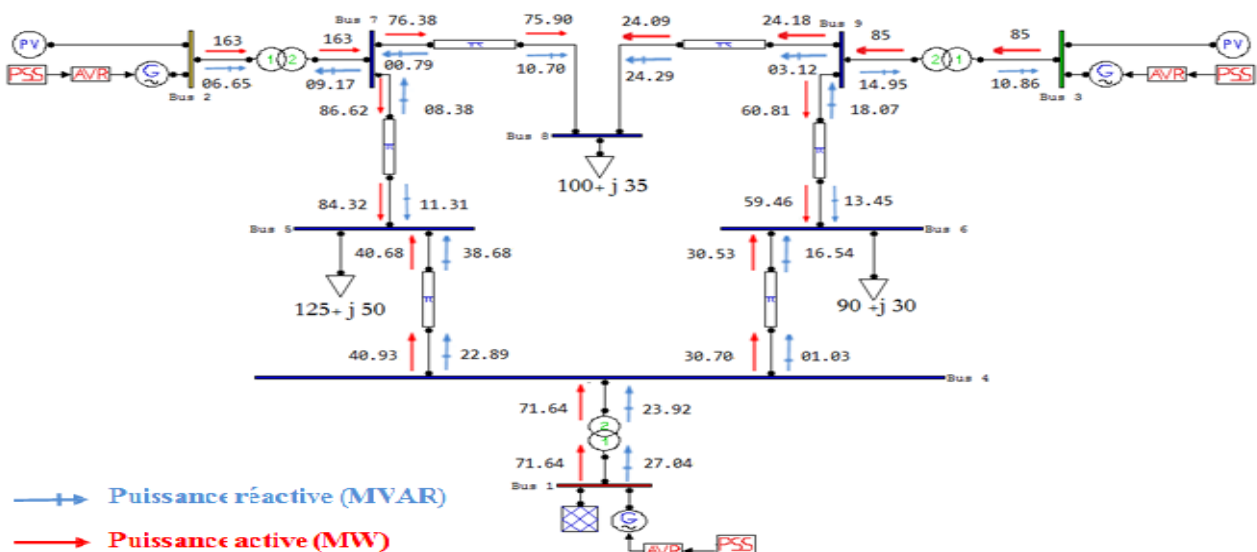


Figure IV.6 Circulation de puissances

Les pertes de puissance active et réactive sont:

Pertes actives = 04.64 MW

Pertes réactives = -92.16 MVAR

le plan de tension du réseau avant défaut (en module et en phase) obtenu est celui du tableau (IV.1)

Tableau (IV.1) plan de tension du réseau : Avant défaut

Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8	9
V (p.u)	1.04	1.025	1.025	1.0258	0.99563	1.0127	1.0258	1.0159	1.0324
Phase (rad)	0	0.161	0.081	-0.038	-0.069	-0.0643	0.0649	0.012	0.034

IV.4.1.1 Pendant défaut

Le défaut appliqué sur réseau 3 machines 9 nœuds est la variation de la charge on considère le point le plus contraignant sur le nœud 5, le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous ;

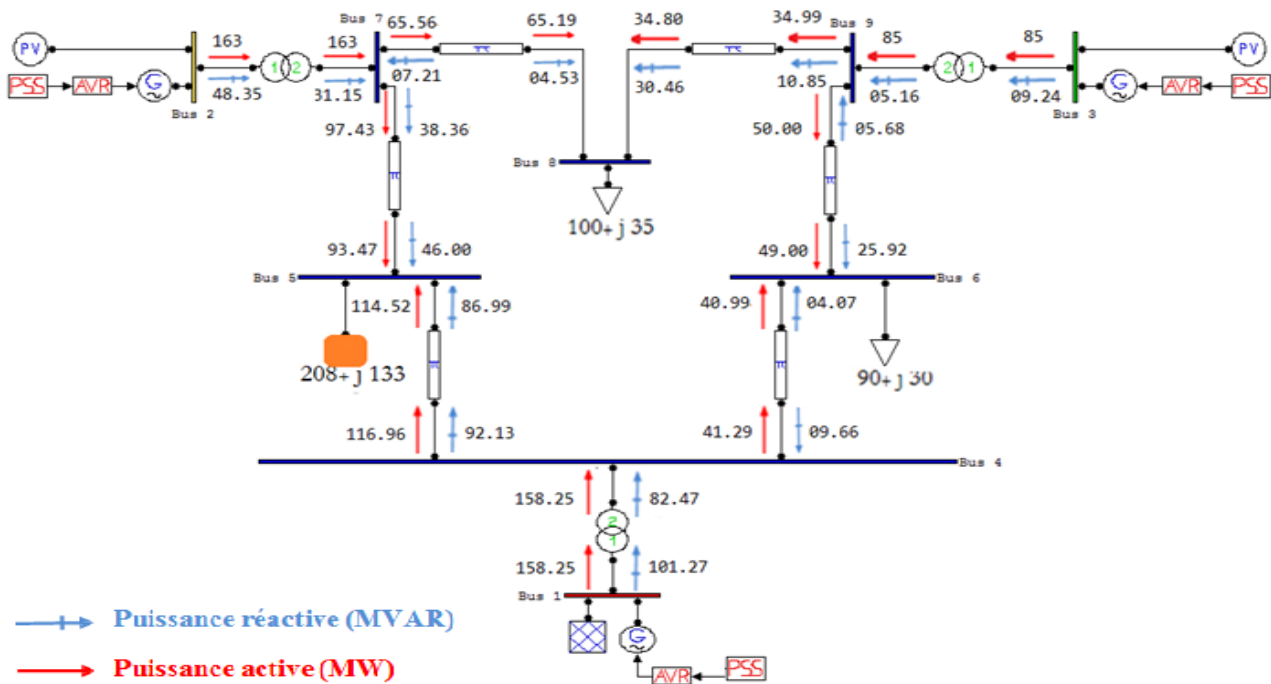


Figure IV.7 Circulation de puissances avec défaut de surcharge

Les pertes de puissance active et réactive sont:

Perte actives = 8.2534 MW

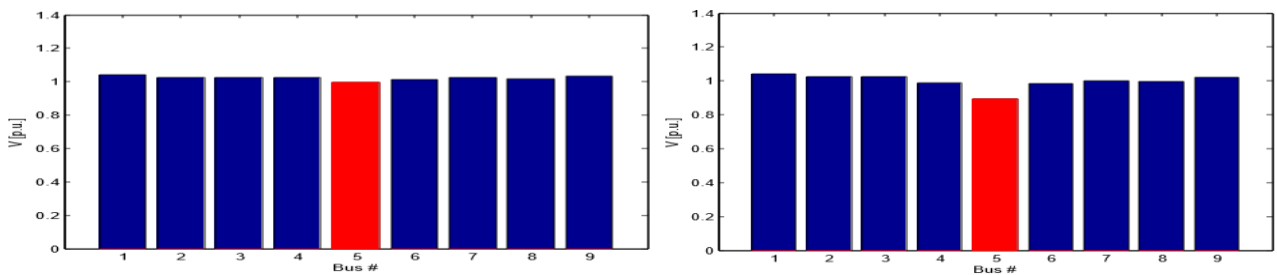
Perte réactive = -39.1344 MVAR

Le plan de tension du réseau : avec défaut (en module et en phase) obtenu est celui du tableau (IV.2) ;

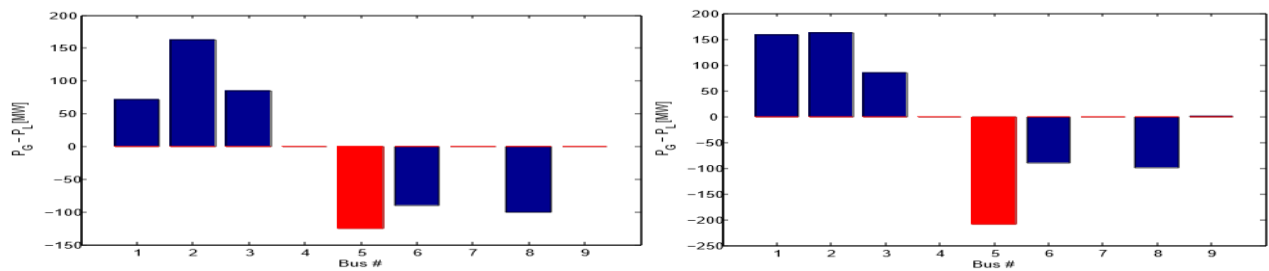
Tableau (IV.2) plan de tension du réseau avec défaut

Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8	9
V (p.u)	1.04	1.025	1.025	0.987	0.893	0.983	1.00	0.99	1.02
Phase (rad)	0	0.066	-0.0009	-0.088	-0.190	-0.128	0.033	0.080	0.048

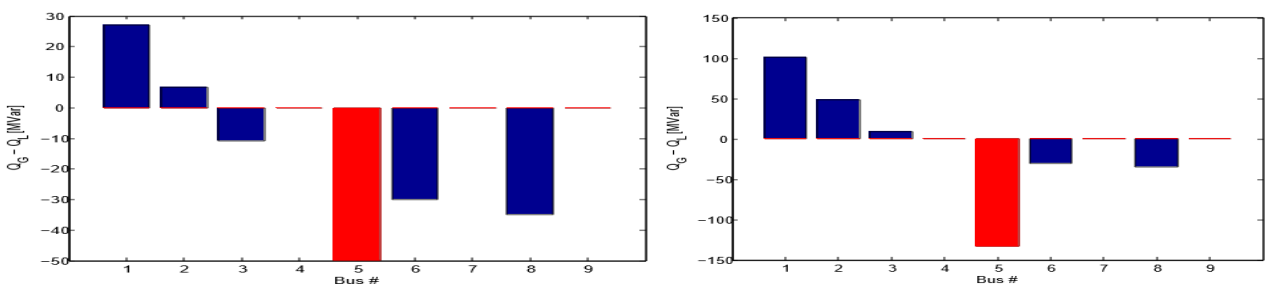
Après avoir simuler le réseau 3 machines 9 noeud nous avons présenté l'influence de défaut sur le système,les résultats sont induqués sur la figure IV.8.



(a) : les tensions des noeuds



(b) : les puissances générées active en chaque noeud



(c) : les puissances générées réactive en chaque noeud

Cas avant la variation de la charge
 $S=1.25+0.50j$ pu

Cas pendant la variation de la charge
 $S=2.08+1.33j$ pu

Figure IV.8 Résultats de la simulation

IV.4.1.2 Discussion sur les résultats

Nous avons remarqué après la simulation du réseau avec un défaut (surcharge) au nœud 5 que les pertes totales augmentent et qu'il y a une modification dans les angles et la tension ou

nœud 5 égale 0.89389pu <0.9 pu.

- Pour les pertes actives étaient (04.64 MW sans défaut) puis elles deviennent après avoir chargé la ligne au nœud 5 les pertes sont (8.2534 MW avec défaut).
- Pour les pertes réactives sont (-92.16 MVAR sans défaut) puis elles deviennent (-39.134 MVAR avec défaut).

Donc, on constate chute de tension qui répercute sur la stabilité du système d'où l'effondrement du réseau électrique ; pour palier à cet état de fait nous avons ajouté l'un des systèmes FACTS ; Lors d'une chute de tension on remarque qu'il y a un manque en puissance réactive ce qui nous compense cette énergie, nous validons parmi les systèmes FACTS un qui puisse rendre la stabilité au réseau en basant sur le principe de la compensation de la puissance réactive

IV.4.2 Deuxième cas: Amélioration de la stabilité avec l'intégration de la (première génération) des FACTS (SVC, TCSC)

IV.4.2.1 Avec insertion du SVC

On considère le même réseau. L'objectif est d'examiner les performances de contrôle et de maintien de la tension dans le réseau par le SVC. Pour ce faire le SVC est placé au nœud 5 où il doit maintenir la tension à 1.1 p.u <V<0.9 p.u, Le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous

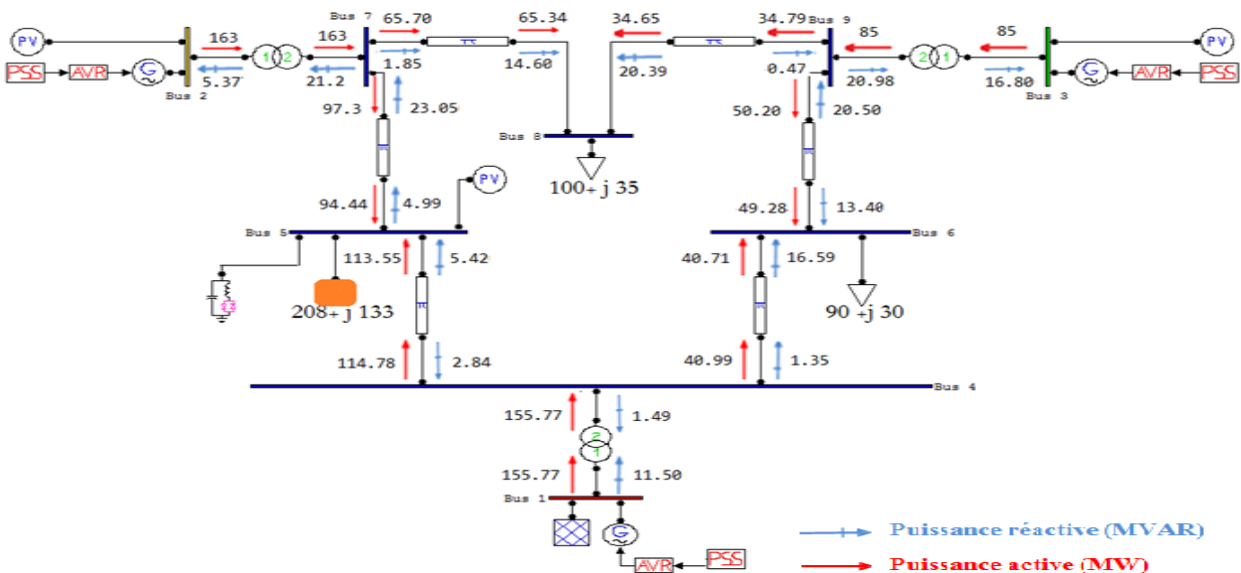


Figure IV.9 Circulation de puissances avec SVC

Les pertes de puissance active et réactive sont:

Perte active = 5.7772 MW

Perte réactive = -76.0982 MVAR

• **Interprétation des résultats**

Le SVC injecte 132.57 MVAR dans le nœud 5 pour maintenir l'amplitude de la tension à 1.025 p.u. L'action du SVC conduit à une amélioration de l'ensemble du profil de tension du réseau. L'insertion du SVC permet aussi la diminution des pertes de puissance actives qui passent de 8.2534 MW à 5.7772 MW. Les pertes de puissance réactives sont toujours négatives et égales à -76.0982 MVAR, ceci indique que le réseau est dans un cas de sous charge.

IV.4.2.2 Avec insertion du TCSC:

Nous avons installé le TCSC entre les deux nœuds 5 et 7 afin d'équilibrer le transit de puissance du réseau électrique, Le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous

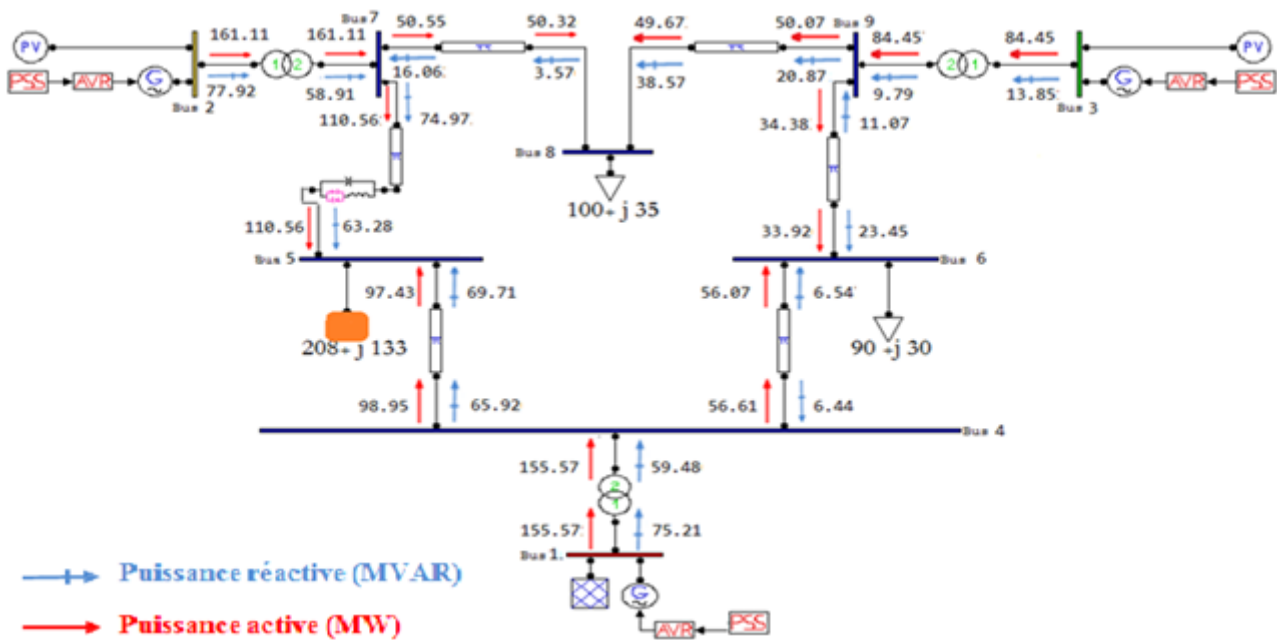


Figure IV.10 Circulation de puissances avec modèle du TCSC

Les pertes de puissances actives et réactives sont:

Pertes actives = 4.2331 MW Pertes réactives = -9.2983 MVAR

le plan de tension du réseau: avec svc et avec tcsc (en module et en phase) obtenu est celui du tableau (IV.3)

Tableau (IV.3) : plan de tension du réseau avec svc et avec tcsc

	Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Avec SVC	V (p.u)	1.04	1.025	1.025	1.0372	1.0225	1.0224	1.0331	1.0218	1.0358
	Phase (rad)	0	0.072	0.010	-0.083	-0.174	-0.117	-0.024	-0.068	-0.036
AvecTCSC	V (p.u)	1.0456	1.026	1.0292	1.0078	0.9378	0.9980	0.9834	0.9863	1.0224
	Phase (rad)	12.53	12.54	12.50	12.45	12.37	12.40	12.44	12.40	12.45

• **Interprétation sur les résultats**

Le TCSC injecte 133 MVAR dans le nœud 5 et maintien l'amplitude de la tension à 0.937 p.u. le TCSC a permis d'augmenter la puissance de transit entre le nœud 5 et le nœud 7

L'insertion du TCSC permet aussi la diminution des pertes de puissance actives qui passent de 8.2534 MW à 4.2331MW. le TCSC n'entraîne pas la modification de la circulation et de l'absorption de puissance réactive d'une façon remarquable. Le réseau est dans un état de sous charge car les pertes de puissance réactives sont négatives, égales à -9.2983MVAR ;

Les Figures A, B et C représente respectivement les tension des noeuds, la puissance générées active et la puissance générées réactive. dans le cas de défaut avec svc et avec tcsc sont indiquées sur la figure ci-dessous

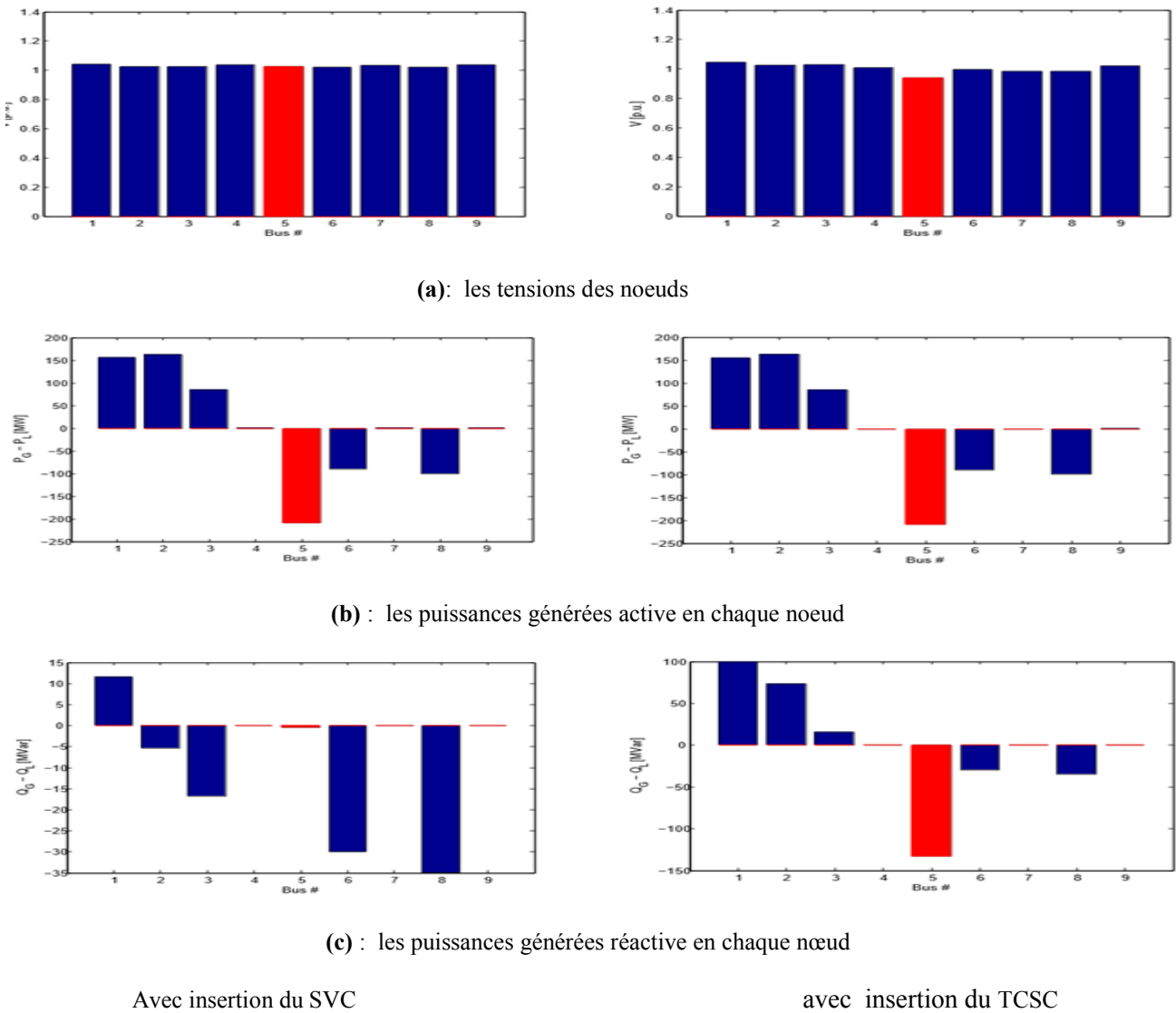


Figure. IV.11 Résultats dans le cas défaut avec SVC et avec TCSC

IV.4.2.3 Discussion sur les résultats

Parmi les résultats obtenus, par l'insertion des dispositifs FACTS (SVC et TCSC), on remarque que chaque dispositif à son propre fonctionnement c'est à dire le SVC fournit un meilleur profile de tension par rapport aux autres quand au TCSC, il permet de commander le transit de puissances sur une ligne donnée. En Comparant le SVC et le TCSC, on constate que le SVC améliore mieux le profile de tension.

Les résultats de la simulation montrent clairement que, les pertes réactives sont plus faibles dans le cas du SVC par contre dans le cas du TCSC qu'il n'a aucun influence sur les pertes réactives. Concernant les pertes actives, on voit que le TCSC induit des pertes actives plus élevées par rapport au SVC.

Le principe de fonctionnement d'un SVC est surtout le contrôle de la tension.

Le principe de fonctionnement d'un TCSC est surtout le contrôle de la puissance de transit.

IV.4.3 Troisième cas: Amélioration de la stabilité avec l'intégration de la deuxième génération des FACTS (STATCOM et SSSC)

IV.4.3.1 Avec insertion du STATCOM

Nous avons installé le STATCOM dans le jeu de barre 5 afin d'équilibrer le transit de puissance du réseau électrique, Le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous ;

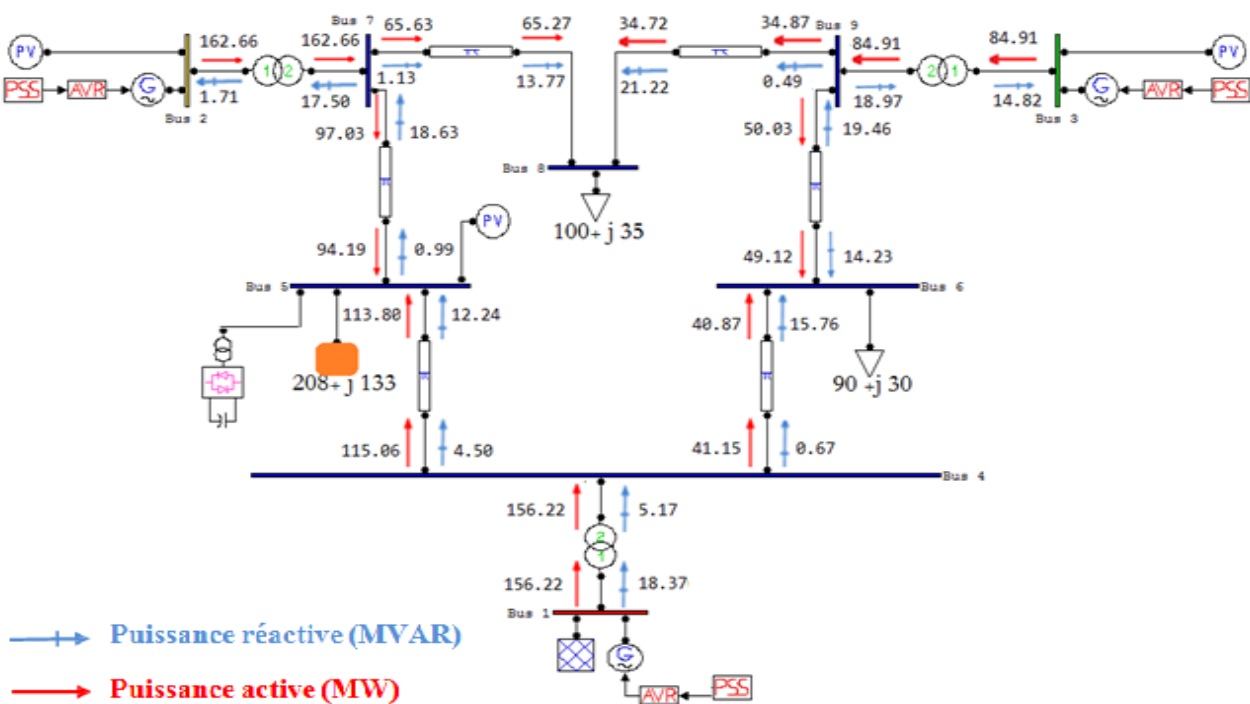


Figure IV.12 Circulation de puissance avec modèle de STATCOM

Les pertes de puissance active et réactive sont:

Pertes actives = 5.7772 MW Pertes réactives = -76.0982 MVAR

• **Interprétation sur les résultats**

Le STATCOM injecte 133 MVAR dans le nœud 5 et maintien l’amplitude de sa tension à 1.014 p.u. L’action du STATCOM conduit à une amélioration de l’ensemble du profil de tension du réseau.

L’insertion du STATCOM permet aussi la diminution des pertes de puissance actives qui passent de 8.2534 MW à 5.7772 MW. Les pertes de puissance réactives sont toujours négatives et égales à -76.0982 MVAR, ceci indique que le réseau est dans un cas de sous charge.

IV.4.3.2 Avec insertion du SSSC

Nous avons installé le SSSC entre les deux nœuds 5 et 7 afin d’équilibrer le transit de puissance du réseau électrique, Le transit des puissances sont indiquées sur la figure ci-dessous

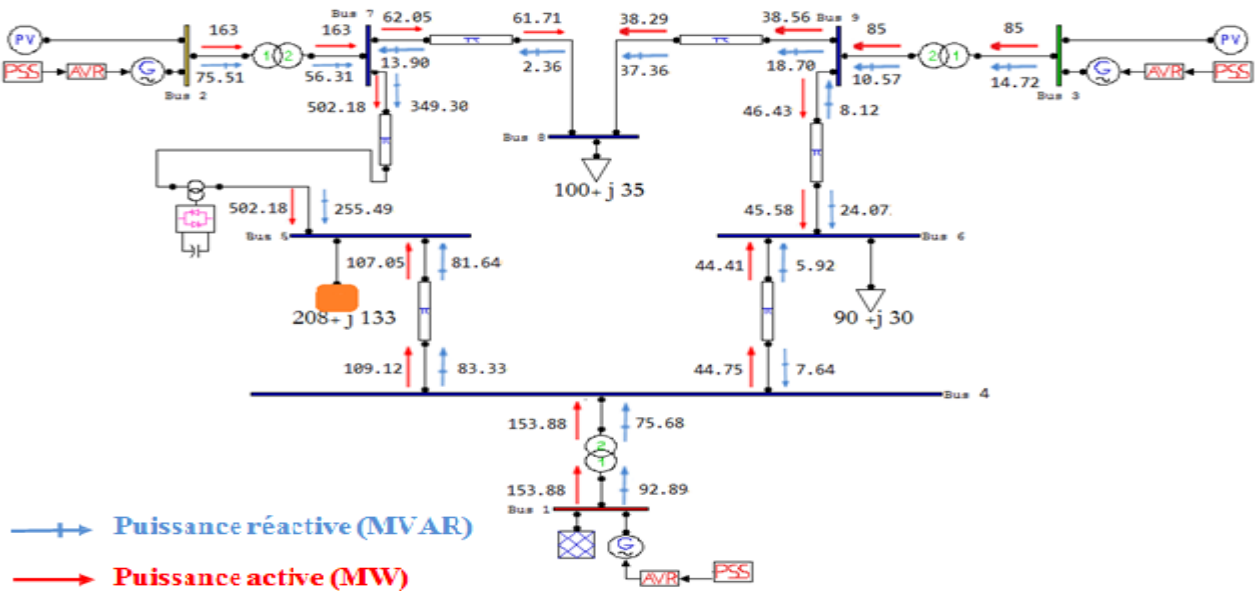


Figure IV.13 Circulation de puissance avec modèle de SSSC

Les pertes de puissances actives et réactives sont:

Pertes actives = 3.881 MW Pertes réactives = -14.8658 MVAR

Le plan de tension du réseaux: avec statcom et avec sssc (en module et en phase) obtenu est celui du tableau (IV.4):

Tableau (IV.4) plan de tension du réseau avec statcom et avec sssc

	Nœud	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Avec STATCOM	V (p.u)	1.039	1.023	1.023	1.032	1.014	1.018	1.029	1.018	1.033
	Phase (rad)	-0.55	-0.47	-0.54	-0.63	-0.72	-0.66	-0.57	-0.62	-0.58
Avec SSSC	V (p.u)	1.04	1.025	1.025	1.99	0.9906	0.985	0.983	0.984	1.017
	Phase (rad)	0	0.05	-0.005	-0.08	-0.17	-0.12	-0.04	-0.08	-0.05

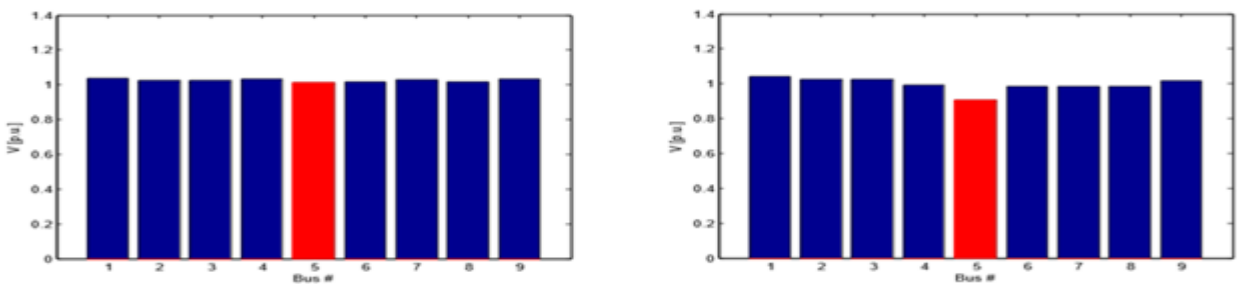
• **Interprétation sur les résultats**

après la simulation du réseau avec insertion du SSSC Nous avons remarqué que les pertes totales diminuent et qu'il y a une amélioration de la tension et la déphasage dans les angles et corrigé la tension au nœud 5 mais les autres modules de tension sont presque les mêmes ou sont modifiées légèrement.

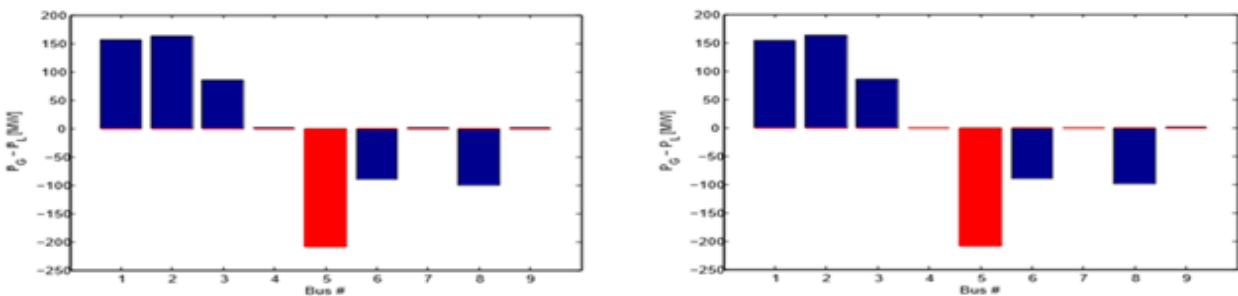
➤ Pour les pertes actives (8.2534 MW sans SSSC) puis devient (3.881 MW avec SSSC).

➤ Pour les pertes réactives (-39.134MVAR sans SSSC) puis deviant (-14.8658 MVAR avec SSSC).

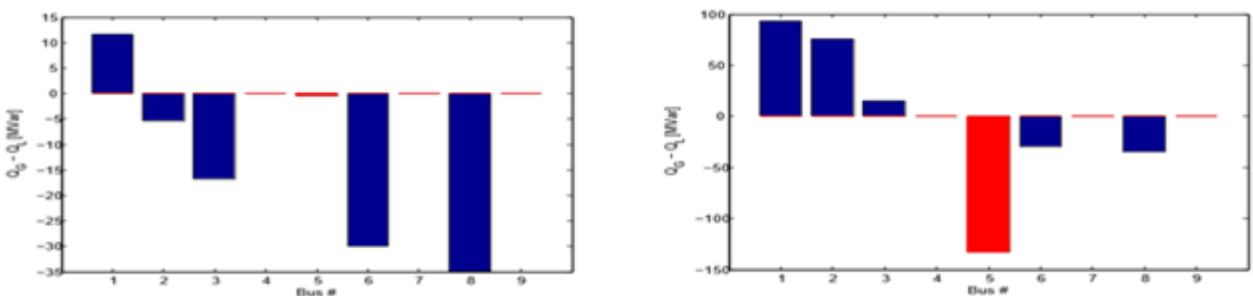
Les Figures A, B et C représente respectivement les tension des noeuds, la puissance générée active et la puissance générée réactive. dans le cas de défaut avec statcom et avec sssc sont indiquées sur la figure ci-dessous ;



(a): les tensions des noeuds



(b) : les puissances générées active en chaque noeud



(c) : les puissances générées réactive en chaque nœud

Avec insertion du STATCOM

Avec insertion du SSSC

Figure .IV.14 Résultats dans le cas Avec STATCOOM et Avec SSSC

IV.4.3.3 Discussion sur les résultats

D'après la simulation effectuée des deux compensateurs shunt(SVC et STATCOM), on a obtenue un temps de réponse de l'ordre de ($t=0,018\text{sec}$) pour le STATCOM, et ($t=0,023\text{sec}$) pour le SVC avec une différence de l'ordre de ($0,005\text{sec}$).On déduit alors que le STATCOM est plus rapide que l'SVC.

Tant que le STATCOM et le SVC sont utilisés dans un même réseau ayant la même puissance d'installation et le même niveau de tension, il n'y a qu'à dire que la structure et la constitution du STATCOM qui utilise un composant de l'électronique de puissance moderne et très avancé (GTO) avec la nature excellente du semi conducteur de ce dernier par rapport aux thyristors simple du SVC, ainsi que la commande compliqué du STATCOM qui exige beaucoup de matérielle, sont les grandes critères économiques qui impose que le STATCOM est plus cher que l'SVC

IV.5 Conclusion

Dans se chapitre nous avons présenté les résultats de la simulation des dispositifs (SVC et STATCOM) fournissent un meilleur profile de tension,et que les dispositifs (TCSC et SSSC)permettent de commander la transit de puissance sur une linge donné .

Conclusion

Générale

Conclusion générale

Le travail effectué dans ce mémoire porte sur la présentation et la simulation d'un système FACTS pour l'amélioration de la qualité d'énergie

L'objectif de ce travail consiste à effectuer le contrôle des tensions dans le réseau test 3 machine 9 nœuds, par la simulation des transits de puissance respectifs avec nœuds contrôlés en tension en l'absence et en présence des dispositifs FACTS.

Dans la première partie du travail nous avons effectué une bonne synthèse bibliographique sur les travaux concernant la stabilité, la compensation de l'énergie réactive et les dispositifs FACTS.

Les résultats obtenus, dans la dernière partie, montrent que les dispositifs FACTS peuvent jouer un rôle très important, dans le domaine de la répartition des puissances et le contrôle des tensions des différents nœuds et dans la compensation de l'énergie réactive.

La comparaison entre le (TCSC, SSSC), et le (SVC, STATCOM) a permis de régler la tension dans les limites désirées tout en réduisant les pertes de puissances actives et réactives.

À travers cette étude on arrive à la conclusion suivante :

- La principale fonction d'un SVC et STATCOM est le contrôle de la tension du réseau électrique.
- La principale fonction d'un TCSC et SSSC est le contrôle de la puissance de transit du réseau électrique.

Il reste encore beaucoup de voie à explorer il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur :

- L'interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques.
- Etude de la stabilité des réseaux multi machines.

Bibliographie

Références Bibliographies

- [01] **Bèlabbes Meriem** « Méthode préventive de la stabilité et de la sécurité de tension », mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme de master spécialité réseau électrique et haute tension Université de Tiaret Année universitaire : 2011-2012
- [02] **Zaida tahar et Bekhouche karim** “ Contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS(SVC) ” ingénieur d'état en genie électrique, universite ibn khaldoune de tiaret ,2008/2009
- [03] **Henri Persoz, Gérard Santucci, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet** « La planification des réseaux électriques » Editions EYROLLES 1984.
- [04] **Haimour Rachida**, « contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique », mémoire de magister en électrotechnique, option identification modélisation et commande numérique des processus, école normale supérieure de l'enseignement technologique d'Oran, année universitaire 2008-2009.
- [05] **David Chapman**, « variation de tension », european copper institute, juillet 2002.
- [06] **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 4315.
- [07] **huy nguyen duc** thèse doctorat « amélioration de l'amortissement des oscillations de puissance du réseau électrique avec les dispositifs facts et les mesures à distae » montréal, le 24 janvier 2011
- [08] **B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean** « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels » Cahier Technique n° 185.
- [09] **P. Kundur** « Power System Stability and Control » IEEE Transactions on Power System 1994.
- [10] **Richard Gagnon** « Étude de la Ferrorésonance dans les réseaux compensées séries et shunt » thèse doctorat université de LAVAL, QUEBEC. Canada, Mai 1997.
- [11] **P. Kundur, et al.** “Definition and Classification of Power System Stability,” IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004.
- [12] **Yanfeng Gong**, “Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement.” PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005.
- [13] **Talpasai Lakkaraju**, “Selection of Pilot Buses for VAR Support and Voltage Stability Risk Analysis”, Master of science thesis, Lane Department of Computer Science and Electrical Engineering Morgantown, West Virginia, USA, 2006
- [14] **Djaad m'hamed et Alioui youcef** mémoire de master «le controle du transit des flux de puissance dans un réseau de transport d'énergie électrique» université ibn khaldoun – tiaret
- [15] **Moudjahed M.**, «Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice », Thèse de Doctorat, Université De Franche Comté, Octobre 1996.
- [16] **P.M.Anderson et A.A.Fouad** « Power control and stability » British library lending dividing, 2002.

- [17] **E.Acha, V.G. Agelidis**, O. Anaya-Lara, T.J.E. Miller, "Power electronic control in electrical systems", Newnes 2002.
- [18] **C.L.Wadhwa**, "Electrical Power systems", Wiley Eastern Limited 1983.
- [19] **Pierre Bornard, Michel Pavard**, "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement", Technique de l'ingénieur traité génie électrique D 4090.
- [20] **T & D** "La compensation de l'énergie réactive " Guide de conception des réseaux électriques industriels 6 883 427/A
- [21] **Martin Hennebel**, 'valorisation des services système sur un réseau de transport d'électricité en environnement concurrentiel thèse de doctorat de l'université paris 11 2009
- [22] **Mancer N, Aggouni Y**' modélisation et integration des dispositifs de compensation dynamique FACT', Mémoire de l'ingénieur d'état Juin 2007
- [23] **ZENDAGUI Fatima Zohra**, Mémoire de master, Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique , 06 Juin 2013 Université Mohamed Khider Biskra
- [24] **Gilbert Droun** « compensateur statique de puissance réactive» Technique de l'ingénieur D4315.2001.
- [25] **Michel Grappe**, "Commande et Régulation des Réseaux Electriques", Lavoisier, 2003.
- [26] **Qian lu Yuanzhang sun Shengwei Mei**, "Nonlinear Control and power system dynamics " book, cluwer academic publishers 2001
- [27] Hingorani N.G. , Gyugyi L., "Understanding FACTS", IEEE Press., NewYork, 2000.
- [28] **H.Nasi Aghdam** , «analysis of static synchronous series compensators(sssc) ,on congestion management and voltage profile in power system by PSAT Toolbox »islmic azad university, Ahar,Iran ,June15,2011
- [29] **Bésanger Y.** « Vers L'amélioration De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance » Habilitation à Diriger des Recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble04 Décembre 2006
- [30] **Jean-Christophe Passelergue**, Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques , <https://tel.archives-ouvertes.fr/> May 2013
- [31] **delendi louardi** thème controle de l'écoulement de puissance active par systeme facts, Magister en Electrotechnique, universite de batna Soutenu le, 25/06/ 2009
- [32] **GUESSAB Hamza, ABDESSELAM Ibrahim**«Analyse et étude du dispatching économique» these de Master Réseaux Électrique et Haute Tension,tiaaret ,2015.
- [33] **Eskandar Gholipour Shahraki**, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique soutenu le 13 Octobre 2003
- [34] **M.HAMADOU Zakaria**,Thème ,Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique, Mémoire de Magistère, universite de setif 1, Soutenu le 20 Juin 2012
- [35] **BOUTABA_Samia** , memoire de magister , Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC , Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, le 09/06/2009
- [36] **Ay Abdelouahab** Thème « Modélisation et Analyse d'Un Compensateur Statique ; SVC»Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université de Batna, le 02 /05/2013

- [37] **Rabah BENABID** thème, Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques, Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'Université de Jijel Soutenu le 04/09/2007
- [38] **SEKHANE Hocine** «l'optimisation de la puissance reactive et le controle de tention à travers l'incorporation des dispositifs facts »these de Ingénieur d'état en électrotechnique de l'université de Constantine 1,2013
- [39] **Nabil MANCER**, Mémoire de Magister, Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), Ingénieur d'Etat en Electrotechnique le 28 / 01 / 2012
- [40] **Berrahal Khoukha**, Mémoire de Magister , Modélisation et simulation d'un système FACTS : UPFC , Ingénieur d'Etat en Electrotechnique,Soutenu le: 29-01-2009
- [41] **Belguidoum Hocine** Thème Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandés , Magister En Electrotechnique, universite ferhat abbas ,setif ufas (algerie) le 01/03/2012
- [42] **Lamia KARTOBI** Thème «Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques» these de Ingénieur d'Etat en Electrotechnique à l'USTHB, 29 Novembre 2006
- [43] **Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R.**, Power system dynamics and stability, West Sussex, London, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [44] **MAMMERI OUSSAMA** Mémoire de Magister , differentes methodes de calcul de la puissance reactive dans une nœud a charge non lineaire en presence d'un systeme de compensation de l'energie , 2011/2012
- [45] **SAIHI MOURAD** , thème, Optimisation Mono Et Multi Objectif De L'écoulement De Puissance Avec Intégration De STATCOM Dans Le Réseau Electrique, mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra ,05Juin 2013
- [46] **Bornard P., Pavard M. et Testud G.**, Réseaux d'Interconnexion et de Transport : Réglages et Stabilité, Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4-092, 2005.
- [47] **Abdelaàli ALIBI** , Mémoire de Magister ,Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) , Ingénieur d'Etat en Electrotechnique ,le 13/06/2009
- [48] **Revue ABB**, FACTS : les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie.Mai1999.
<http://www.abb.fr/cawp/abbzh254/699bd5d4cb7e7706c1256dab003085da.aspx>

AnnexesLes paramètres de réseau d'étude

Tableau 1: Caractéristiques des noeuds

BUS no :	Voltage (KV)
1	16.5
2	18
3	13.8
4	230
5	230
6	230
7	230
8	230
9	230
10	69

Tableau 2: Caractéristiques des lignes

Line no :	Puissance (MVA)	Voltage (KV)	Resistance	Réactance	Susceptance
1	100	230	0.0119	0.1008	0.1045*2
2	100	230	0.0085	0.0720	0.0745*2
3	100	230	0.0390	0.1700	0.179*2
4	100	230	0.0320	0.1610	0.153*2
5	100	230	0.0100	0.0850	0.088*2
6	100	230	0.0170	0.0920	0.079*2
7	100	69	0.0100	0.0850	0.088*2

Tableau 3: Caractéristiques des charges

Load no :	Puissance (MVA)	Voltage (KV)	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
1	100	230	1.25	0.5
2	100	230	0.9	0.3
3	100	230	1.0	0.35

Tableau 4: caractéristiques des transformateurs

Transformateur No :	Puissance (MVA)	Primaire Voltage (KV)	Secondaire Voltage (KV)	Résistance	Réactance
In line 7	100	18	230	0	0.0625
In line 8	100	13.8	230	0	0.0586
In line 9	100	16.5	230	0	0.0576

Tableau 5: les données des machines

machine	bus 1	bus 2	bus 3
Power rate	100	100	100
Voltage rate	16.5	18	13.8
Ra	0	0	0
Xl	0	0	0
Xd	0.146	0.8958	1.3125
X'd	0.0608	0.1198	0.1813
X''d	0	0	0
T'do	8.96	6	5.89
T''do	0	0	0
Xq	0.0969	0.8645	1.2578
X'q	0.0969	0.1969	0.25
X''q	0	0	0
T'qo	0.310	0.5350	0.6
T''qo	0	0	0
M = 2H	2*23.64	12.80	6.02

Tableau 7: Caractéristique du noeud bilan:

Slack bus connecté to bus 1	Puissance (MVA)	Voltage (KV)	Voltage magnitude de (pu)	Référence phase (rad)	Qmax (pu)	Qmin (pu)	Vmax (pu)	Vmin (pu)	Puissance active guess (pu)
1	100	16.5	1.04	0	99	-99	1.1	0.9	0.8

Tableau 6: Caractéristiques des noeuds PV:

PV bus	Connecte à bus 2	Connecte à bus 3	Connecte à bus 10
Puissance de base (MVA)	100	100	60
Voltage (KV)	18	13.8	69
Puissance active	1.63	0.85	0.94
Voltage magnitude	1.025	1.025	1.025
Qmax (pu)	99	99	99
Qmin (pu)	-99	-99	-99
V max (pu)	1.1	1.1	1.1
V min (pu)	0.9	0.9	0.9

listes des Tableaux

Tableau (I.1) Incidences majeures de chaque phase de blackout et les solutions possibles.....	11
Tableau (II.1) Différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/puissance réactive.....	35
Tableau (III.1) Application des FACTS à la résolution des problèmes dans le réseau.....	54
Tableau (IV.1) plan de tension du réseau sans défaut.....	62
Tableau (IV.2) plan de tension du réseau avec défaut.....	63
Tableau (IV.3) plan de tension du réseau avec svc et avec tcsc.....	65
Tableau (IV.4) plan de tension du réseau avec statcom et avec sssc.....	68

Listes des figures

Figure I.1 : Classification des types de stabilité des réseaux électriques.....	7
Figure I.2 : Creux de tension.....	8
Figure I.3 : Mécanisme d'écroulement de tension.....	9
Figure I.4 : Mécanisme des Blackouts.....	10
Figure I.5 : Système de contrôle du générateur.....	14
Figure I.6 : Système d'excitation statique.....	15
Figure I.7 : Modèle du stabilisateur de puissance.....	15
Figure I.8 : Modèle considéré.....	16
Figure II.1 : influence du $\cos j$ sur la valeur de la puissance apparente.....	20
Figure II.2 : influence du $\cos j$ sur la valeur de courant apparente.....	20
Figure II.3 : principe de la puissance active et réactive.....	22
Figure II.4 : les Principes fondamentaux de la compensation de la puissance Réactive. L'inductance ou le condensateur.....	23
Figure II.5 : ligne électrique alimentant une charge.....	24
Figure II.6 : ligne de charge du système.....	24
Figure II.7 : ligne électrique avec compensation.....	25
Figure II.8 : diagramme des tensions pour une ligne compensée(tension constant).....	26
Figure II.9 : ligne électrique avec inductance série et capacité shunt distribuées.....	27
Figure II.10 : variation de V_r en fonction de P avec plusieurs facteur de puissance.....	28
Figure II.11 : diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation.....	29
Figure II.12 : principe de compensation shunts.....	30
Figure II.13 : diagramme vectoriel de compensation shunt.....	30
Figure II.14 : courbe de puissance avec et sans compensation de l'angle de transmission.....	30
Figure II.15 : principe de compensation série.....	30
Figure II.16 : diagramme vectoriel de compensation série.....	30
Figure II.17 : courbe de puissance avec et sans compensation de l'angle de transmission.....	30
Figure II.18 : principe de compensation par déphasage.....	31

Figure II.19 : compensation par déphasage $\alpha=\pi/6$	31
Figure II.20 : principe de la compensation série.....	33
Figure III.1 : Une ligne inductive alimentant une charge résistive.....	37
Figure III.2 : Principaux Dispositifs F.A.C.T.S.	40
Figure III.3 : Compensateur shunt.....	41
Figure III.4 : (a) structure d'un TCR,(b) structure d'un TSC.....	41
Figure III.5 : (a) structure d'un SVC, schéma équivalent (b): Caractéristique d'un SVC.....	42
Figure III.6 : Structure du TCBR.....	43
Figure III.7 : schéma de base d'un STATCOM.....	44
Figure III.8 : Diagramme vectoriel d'un STATCOM.....	45
Figure III.9 : Caractéristique statique d'un STATCOM.....	46
Figure III.10 : une cellule et une phase d'un STATCOM.....	46
Figure III.11 : Compensation série.....	47
Figure III.12 : Exemple réel d'un TCSC.....	48
Figure III.13 : Structure du TCSC.....	48
Figure III.14 : Structure d'un TCSR.....	48
Figure III.15 : Schéma de base du SSSC.....	49
Figure III.16 : Caractéristique statique du SSSC.....	49
Figure III.17 : Schéma de base d'un TCPAR.....	50
Figure III.18 : (a) structure du SPS (b) schéma équivalent du SPS.....	51
Figure III.19 : Schéma de base d'un IPFC.....	51
Figure III.20 : Schéma de base de l'UPFC.....	52
Figure III.21 : Installation de l'UPFC dans une ligne de transmission électrique.....	53
Figure III.22 : Schéma de deux réseaux connectés.....	55
Figure III.23: Diagramme schématique pour l'application des FACTS.....	55
Figure IV.1 : Schéma équivalent d'une ligne de transport.....	58
Figure IV.2 : Représentation d'un transformateur.....	59
Figure IV.3 : Schéma équivalent d'une charge.....	59

Figure IV.4 : Interface de PSAT.....	60
Figure IV.5 : Structure de réseau test.....	61
Figure IV.6 : Circulation de puissances sans défaut.....	61
Figure IV.7 : Circulation de puissances avec défaut de surcharge.....	62
Figure IV.8 : résultats dans le cas sans et avec défaut.....	63
Figure IV.9 : Circulation de puissances avec modèle de l'angle d'amorçage du SVC.....	64
Figure IV.10 : Circulation de puissances avec modèle de l'angle d'amorçage du TCSC.....	65
Figure IV.11 : Résultats dans le cas défaut avec svc et avec tesc.....	66
Figure IV.12 : Circulation de puissance avec modèle de STATCOM.....	67
Figure IV.13 : Circulation de puissance avec modèle de SSSC.....	68
Figure IV.14 : résultats dans le cas Avec STATCOOM et Avec SSSC.....	79

Listes des Symboles et Acronymes

EPRI	: Electric power research institue
SEE	: Systèmes Electro Energétiques
GTO	: Gâte Turn off thyristor
IGBT	: Insulated Gâté Bipolaire Transistor
FACTS	:Flexible Alternating Current Transmission Systems
STATCOM	: Static Synchronous compensator
SSSC	: Static Synchronous Series Compensator
UPFC	: Unified Power Fllow Controller
SVC	: Static VAR Compensator
TCSC	: Thyristor Controlled Series Capacitor
X _{TCSC}	: Réactance du TCSC
TCPAR	: Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
AVR	: Automatic Voltage Regulator
PSS	: Power System Stabilizer
PV	: Nœud de deuxième type (Nœud contrôlé en tension)
P L	: Les pertes de puissance active
Q L	: Les pertes de puissance réactive

ملخص:

تتناول هذه الأطروحة مشكلة توزيع قوة رد الفعل ومراقبة الجهد في أنظمة الطاقة الكهربائية، مع وبدون إدراج أجهزة الحقائق FACTS وقد قمنا بدراسة تفصيلية لأجهزة SVC، STATCOM، SSSC و TCSC وتأثيرها على الشبكة الكهربائية ومدى تحسينها لنوعية الطاقة والهدف من عملنا هو السيطرة على التوتر وتداول السلطة من خلال تطبيق حقائق الأجهزة في شبكة الطاقة الكهربائية لتوزيع أفضل في مجال تدفق الطاقة على خطوط ووسائل النقل المختلفة. و تحسين الطاقة والتقليل من الخسائر في مولدات القدرة الكهربائية والعمل على تحقيق نوعية مقبولة من الطاقة في توزيع الشبكة الكهربائية (تسعة عقد) مع مشكلة في العقدة 5. والنتائج المكتسبة تبين تحسين مرور التيار الكهربائي والاستطاعة الفعالة والردية في هذه الشبكة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية FACTS , STATCOM , SSSC , TCSC ، SVC ، الاستطاعة الفعالة، الاستطاعة الردية

Résumé:

Dans ce mémoire nous avons présenté l'impact du SVC, STATOM, SSSC et le TCSC sur le comportement de réseau électrique et sur l'amélioration de la qualité d'énergie.

Nous avons effectué une application pour le contrôle du transit de flux de puissance dans un réseau de transport d'énergie électrique 9 nœuds 3 machine, le défaut considère dans cette étude est la variation de la charge sans et avec insertion des dispositifs FACTS. Les résultats obtenus sont satisfaisants et montrent que le profil des tensions s'est amélioré ainsi que le transit des puissances active et réactive dans le réseau électrique.

Mots clés - FACTS, SVC, TCSC, STATCOM, SSSC, puissances, actives et réactives,