

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMET DE GENIE ELECTRIQUE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES



Mémoire de Fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master II

en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

THEME

Amélioration des performances de la tension et la stabilité d'un réseau électrique par la compensation de la puissance réactive

Réalisé par :

Mr : IDRI SAID

Mr : KHALDI FAOUZI

Encadré par :

Mr : A. BOUZIDI

Année universitaire : 2017/2018



Remerciements



*Nous remercions en premier lieu « Allah » pour nous
Avoir donné la force, le courage et la volonté
Nécessaire pour réaliser ce travail.*

*Nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos
respects pour nos très chers parents, qui nous ont éduqués,
encadré et soutenu par tous les moyens, jours après jours,
depuis notre naissance jusqu'à ce jour-là.*

*Nos sincères remerciements pour notre promoteur **Mr**
A. BOUZIDI pour ses précieux conseils et ses aides durant
toute la période du travail.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury
pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant
d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs
recommandations.*

*Nos remerciements vont également à tous les
Personnes qui de loin ou de près ont contribué
A la réalisation de ce modeste travail.*



Faouzi et Saïd





DEDICACES



Avec l'aide de dieu tout puissant est enfin achevé ce travail, lequel je dédie à toutes les personnes qui me sont chères :

À ma chère mère qui a veillé sur mon épanouissement et partagé mes maux et mes angoisses.

À mon cher père qui m'a orienté vers la lueur du savoir et de la connaissance

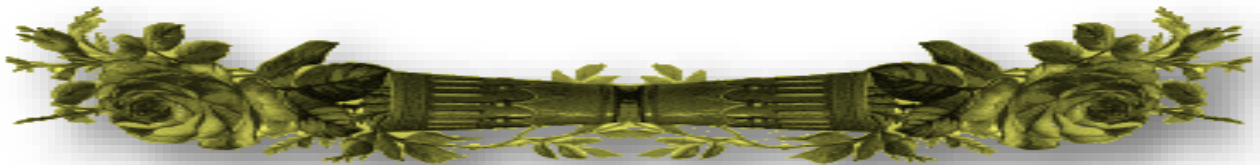
À mes frères, mes cousins, mes oncle

À toute ma grande famille KHALDI

À mes chers amis(es)

Tous ceux qui ont contribué de près et de loin à l'aboutissement de ce travail

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme



*Khaldi
Faouzi*



DEDICACES



Avec l'aide de dieu tout puissant est enfin achevé ce travail, lequel je dédie à toutes les personnes qui me sont chères :

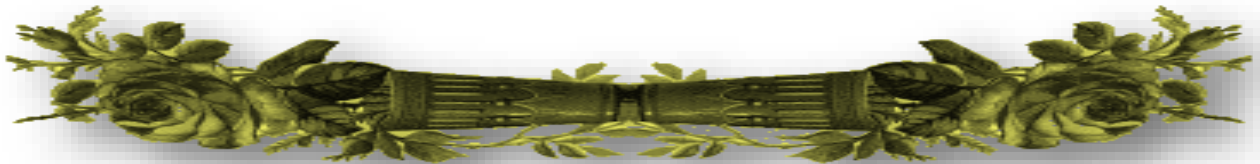
A ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils et leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voire atteindre ce but

A mes frères, mes cousins, mes oncle

A toute ma grande famille IDRJI

A mes chers amis(es)

A la fin je dédier très chaleureusement ce mémoire à mon binôme



*Idri
Saïd*

Table des matières

Table des matières

| | |
|--|----|
| Introduction générale..... | 1 |
| Chapire I : Profile de la tension et paramètres de contrôle de la tension | |
| I.1 Introduction..... | 4 |
| I.2 Qualité de la tension..... | 4 |
| I.2.1 Amplitude..... | 4 |
| I.2.2 Fréquence | 5 |
| I.2.3 Forme d'onde | 5 |
| I.2.4 Symétrie | 5 |
| I.3 Les réglages de tension | 5 |
| I.3.1 Le réglage primaire de tension | 6 |
| I.3.2 Le réglage secondaire de la tension..... | 6 |
| I.3.3 Le réglage tertiaire de tension | 6 |
| I.4 Dégradation de la qualité de la tension | 7 |
| I.4.1 Variation ou fluctuation de la fréquence | 8 |
| I.4.2 Fluctuation de tension (flicker) | 8 |
| I.4.3 Creux de tension..... | 8 |
| I.4.4 Interruption courte ou coupure brève | 9 |
| I.4.5 Bosses de tension | 9 |
| I.4.6 Chutes de tension | 10 |
| I.4.7 Tension et/ou courant transitoire :..... | 11 |
| I.4.8 Déséquilibre de tension | 12 |
| I.4.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques..... | 12 |
| I.5 Analyse de la stabilité de tension..... | 13 |
| I.5.1 Analyse dynamique | 13 |
| I.5.2 Analyse statique | 13 |

Table des matières

| | |
|--|----|
| I.6 Stabilité de tension | 13 |
| I.6.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations..... | 14 |
| I.6.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations..... | 14 |
| I.7 Instabilité de la tension | 14 |
| I.7.1 Causes de l'instabilité de la tension | 14 |
| I.7.2 Importance et incidents | 14 |
| I.7.3 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension..... | 15 |
| I.7.4 Facteurs d'influence liés à la stabilité de la tension..... | 16 |
| I.8 Conclusion | 17 |

Chapitre II : Source de puissance réactive statique et dynamique

| | |
|---|----|
| II.1 Introduction | 18 |
| II.2 Compensation de la puissance réactive | 18 |
| II.3 Importance de la puissance réactive | 18 |
| II.4 Principe général de la compensation | 19 |
| II.5 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive..... | 20 |
| II.5.1 Structure hiérarchique du contrôle tension/puissance réactive..... | 21 |
| II.6 Moyens de compensation de la puissance réactive | 21 |
| II.6.1 Les dispositifs conventionnels | 21 |
| II.6.1.1 Les condensateurs | 22 |
| II.6.1.2 Les inductances | 22 |
| II.6.1.3 Les groupes de production (générateurs) | 23 |
| II.6.1.4 Les compensateurs synchrones | 23 |
| II.6.2 Les dispositifs FACTS..... | 23 |
| II.6.2.1 Définition | 23 |
| II.6.2.2 Rôles des dispositifs FACTS..... | 23 |
| II.6.2.3 Classification des dispositifs FACTS..... | 24 |
| II.6.2.4 Les principaux dispositifs FACTS | 24 |

Table des matières

| | |
|---|----|
| II.6.3 Dispositifs de compensation dynamique série | 24 |
| II.6.3.1 TCSC (Thyristor controlled series capacitor) | 25 |
| II.6.3.2 TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) | 26 |
| II.6.3.3 Compensateur statique série synchrone (SSSC) | 26 |
| II.6.4 Dispositifs de compensation dynamique shunts | 27 |
| II.6.4.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC) | 28 |
| II.6.4.2 TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor) | 28 |
| II.6.4.3 Le STATCOM (Static Compensator)..... | 29 |
| II.6.5 Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle" | 30 |
| II.6.5.1 Unified Power Flow Controller (UPFC) | 30 |
| II.6.5.2 Interline Power Flow Controller (IPFC) | 31 |
| II.6.5.3 Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR)..... | 31 |
| II.7 Coût des dispositifs FACTS | 32 |
| II.8 Les avantages et les Inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS | 32 |
| II.8.1 Avantage | 32 |
| II.8.2 Inconvénients | 33 |
| II.9 Conclusion | 33 |

Chapitre III : Ecoulement de puissance

| | |
|---|----|
| III.1 Introduction | 34 |
| III.2 Concept général de l'écoulement de puissance | 34 |
| III.3 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance | 34 |
| III.3.1 Définition de l'état du réseau..... | 34 |
| III.3.2 Calcul des flux de courant | 35 |
| III.3.3 Calcul des pertes en ligne | 35 |
| III.3.4 Etablir une stratégie d'adaptation et de contrôle | 35 |
| III.3.5 Optimisation de la capacité de transit de puissance | 35 |
| III.4 Problème de l'écoulement de puissance..... | 35 |

Table des matières

| | |
|---|----|
| III.4.1 Nœud de charge (PQ) | 36 |
| III.4.2 Nœud générateur (PV)..... | 36 |
| III.4.3 Accès bilan (Slack bus) | 36 |
| III.5 Description et modélisation des éléments de puissance du réseau..... | 36 |
| III.5.1 Modèle de l'alternateur..... | 36 |
| III.5.2 Modèle de la ligne de transport | 37 |
| III.5.3 Les charge..... | 37 |
| III.5.4 Les compensateurs synchrones..... | 38 |
| III.5.5 Les compensateurs statiques..... | 38 |
| III.5.6 Les transformateurs | 38 |
| III.6 Classification des variables de l'écoulement de puissance | 39 |
| III.6.1 Les variables de perturbation ou non contrôlables | 39 |
| III.6.2 Les variables contrôlables (de contrôle et d'état)..... | 39 |
| III.6.2.1 Variables d'état | 39 |
| III.6.2.2 Variables de contrôle | 40 |
| III.7 Matrice d'admittances | 40 |
| III.7.1 Formation de [<i>Ynodale</i>] à partir des admittances des éléments du réseau | 41 |
| III.7.1.1 Dérivation de la matrice nodale | 41 |
| III.8 Equations de l'écoulement de puissance | 43 |
| III.8.1 Equations générales de la puissance | 43 |
| III.8.2 Puissances écoulées dans les lignes | 43 |
| III.8.3 Calcul des pertes totales dans le réseau | 45 |
| III.8.4 Méthodes de calcul de l'Écoulement des puissances | 46 |
| III.9 la méthode de Newton-Raphson..... | 46 |
| III.9.1 Principe de la méthode de Newton Raphson | 46 |
| III.9.2 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson..... | 47 |
| III.9.3 Formulation des équations de la méthode de Newton Raphson | 48 |

Table des matières

| | |
|---|----|
| III.9.4 Système d'équation à résoudre | 49 |
| III.9.5 Calcul des éléments du Jacobien | 50 |
| III.9.5.1 Eléments de J1 | 50 |
| III.9.5.2 Eléments de J2 | 50 |
| III.9.5.3 Eléments de J3 | 50 |
| III.9.5.4 Eléments de J4 | 51 |
| III.10 Conclusion..... | 51 |
| Chapitre IV : Profile de la tension stabilisation du réseau et planification de l'énergie réactive | |
| IV.1 introduction | 52 |
| IV.2 Performance de la tension d'un système | 52 |
| IV.2.1 Profil de tension..... | 52 |
| IV.2.2 Stabilité de la tension | 53 |
| IV.2.3 Paramètres de contrôle de la performance de la tension | 55 |
| IV.3 Management de puissance réactive | 56 |
| IV.3.1 Planification de la puissance réactive..... | 56 |
| IV.3.2 Planification du fonctionnement du système..... | 56 |
| IV.3.3 Répartition et contrôle de la puissance réactive | 56 |
| IV.3.4 Ressources de puissance réactive statique versus dynamique..... | 57 |
| IV.4 Planification de la puissance réactive | 57 |
| IV.4.1 Allocation et dimensionnement des ressources réactives statiques..... | 58 |
| IV.4.1.1 Profil de la tension | 58 |
| IV.4.1.2 Stabilité de la tension..... | 58 |
| IV.4.1.3 Pertes du système..... | 58 |
| IV.4.1.4 Coût des ressources d'énergie réactive | 58 |
| IV.4.1.5 Fonction d'évaluation globale | 59 |
| IV.5 Les contraintes | 60 |
| IV.5.1 Contraintes paramétriques | 60 |

Table des matières

| | |
|---|----|
| IV.5.2 Contraintes dures | 60 |
| IV.5.3 Contraintes de fonctionnement..... | 61 |
| IV.6 Conclusion | 62 |
| Chapitre V : Application et résultats | |
| V.1 Introduction | 63 |
| V.2 Topologie du réseau étudié..... | 63 |
| V.3 Description du problème | 66 |
| V.4 Le programme | 67 |
| V.5 Allocation et dimensionnement des ressources réactives dynamiques | 67 |
| V.6 Calcul de l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité..... | 68 |
| V.6.1 Conditions normales | 68 |
| V.6.2 La condition (N-1) sans compensation dynamique | 70 |
| V.6.3 La condition N-1 avec compensation dynamique à l'accès (42) | 70 |
| V.7 Conclusion..... | 74 |
| Conclusion générale | 75 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure I.1 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension | 7 |
| Figure I.2 : Variation rapide de la tension..... | 8 |
| Figure I.3 : Forme d'onde d'un Creux de tension | 9 |
| Figure I.4 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale..... | 10 |
| Figure I.5 : Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale | 10 |
| Figure I.6 : Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales..... | 11 |
| Figure I.7 : Exemple de cas de surtensions transitoires | 12 |
| Figure I.8 : Déséquilibre de tension | 12 |
| Figure I.9 : Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)..... | 13 |
| Figure I.10 : Exemple d'un réseau radial..... | 15 |
| Figure I.11 : Caractéristiques P-V du réseau radial | 16 |
| Figure II.1 : Diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation | 20 |
| Figure II.2 : Composition vectorielle des différents courants, et l'effet de la compensation | 20 |
| Figure II.3 : Représentation d'un gradin d'une batterie de condensateur | 22 |
| Figure II.4 : Compensation série | 25 |
| Figure II.5 : Structure du TCSC | 26 |
| Figure II.6 : Structure du TCSR | 26 |
| Figure II.7 : Structure du SSSC..... | 27 |
| Figure II.8 : Compensateur shunt en ligne | 27 |
| Figure II.9 : Structure du SVC | 28 |
| Figure II.10 : Structure du TCBR..... | 29 |
| Figure II.11 : Schéma de base du STATCOM | 30 |
| Figure II.12 : Structure de l'UPFC | 31 |
| Figure II.13 : Structure de l'IPFC | 31 |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure II.14 : Schéma de base d'un TCPAR..... | 32 |
| Figure III. 1 : Symbole d'un générateur..... | 36 |
| Figure III. 2 : Modèle en π d'une ligne électrique et le symbole..... | 37 |
| Figure III. 3 : Symbole d'une charge..... | 37 |
| Figure III. 4 : Symbole d'un compensateur synchrone..... | 38 |
| Figure III. 5 : Symbole d'un compensateur statique..... | 38 |
| Figure III. 6 : Symbol d'un transformateur..... | 39 |
| Figure III. 7 : Schéma équivalent d'une ligne en Π | 41 |
| Figure IV.1 : Courbe P-V..... | 54 |
| Figure IV.2 : Courbe Q-V..... | 55 |
| Figure V.1 : Architecture du réseau étudié..... | 64 |
| Figure V.2 : Allure de la stabilité de la tension..... | 70 |
| Figure V.3 : La stabilité de la tension avec l'augmentation de la puissance active de (± 0.5 p. u)..... | 72 |
| Figure V.4 : La stabilité de la tension avec l'augmentation de la puissance active de (± 1 p. u)..... | 73 |

Introduction générale

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, 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 difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. 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 dans le fonctionnement normale.

Les éléments qui permettent le contrôle et l'amélioration des systèmes électrique sont les dispositifs conventionnels et les dispositifs FACTS « *Flexible Alternating Current Transmission System* ». Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils 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, et augmentent la capacité de transférer 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.

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Elles permettent aussi de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. Généralement, l'écoulement optimal de puissance réactive vise comme principaux objectifs, la réduction des coûts de production, l'amélioration de la qualité et la fiabilité du système en maintenant les tensions dans leurs limites permises ainsi que l'augmentation de la marge de sécurité du système. Durant les deux dernières décennies, beaucoup d'efforts ont été consacrés au développement des méthodes mathématiques pour la résolution du problème d'optimisation de la puissance réactive. [1]

La planification de la puissance réactive est une fonction intégrante du management de la puissance réactive. L'objectif de la planification de la puissance réactive est de minimiser le coût d'investissement dans les équipements de puissance réactive nécessaire pour permettre au réseau de fonctionner d'une manière acceptable, dans les conditions futures [2]. Il est clair que pour n'importe quel moyen de planification d'énergie réactive, il serait utile d'avoir un bon module (programme) de fonctionnement du réseau d'énergie électrique. Ce module serait capable d'évaluer l'impact des éléments de contrôle réactif (génération, régulateur en charge et compensateurs shunt capacitifs ou inductifs) sur l'économie et la sécurité du système d'énergie électrique.

Nous nous limiterons dans ce projet à l'amélioration du profil de tension et de la stabilité du réseau électrique, vue la complexité et le volume de travail demandé par cette dernière. L'aspect planification pourra être abordé ultérieurement.

Le travail sera développé sur cinq chapitres :

Dans le premier chapitre nous avons présenté la tenue de la tension dans les réseaux électriques et les paramètres de contrôle de la tension, ainsi que les différentes perturbations qui gênent leur fonctionnement. La stabilité de la tension et les réglages de tension existants sur ces réseaux seront également développés dans ce chapitre.

Le deuxième chapitre est une présentation générale de la compensation de la puissance réactive, ainsi que les moyens de compensation de la puissance réactive. Une classification des différents types de moyen de compensation est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Le troisième chapitre a été consacré à l'étude de l'écoulement de puissance qui est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Nous nous sommes limités pour les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson. Un programme de cette méthode a été réalisé.

Dans le quatrième chapitre nous avons parlé sur la planification de la puissance réactive dans un réseau électrique ainsi que le modèle d'optimisation nous permettant le calcul.

Dans le cinquième chapitre on a étudié un réseau électrique à huit accès et dix lignes avec deux conditions, les conditions normales et la condition N-1. On a fait de la compensation de la puissance réactive dans un accès et on a vu l'efficacité de la compensation la puissance réactive dans

l'amélioration de la performance de la tension et la stabilité d'un réseau électrique. Un programme a été fait t sur le logiciel MATLAB. Puis on a analysé les résultats obtenue par le logiciel.

Chapire I : Profile de la tension et paramètres de contrôle de la tension

I.1 Introduction

La tension est un des paramètres les plus importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, cette grandeur est le garant du bon fonctionnement de l'exploitation du réseau du point de vu du consommateur puisque certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences et de tensions fixes du point de vue de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garantit une bonne qualité de tension et une bonne continuité de service. [3]

Les variations des puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme ; la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommations ? (tertiaires, industriels ou résidentiels). Ce déséquilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension et de la fréquence. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation, plus la tension et la fréquence serrent a élevée et inversement.

I.2 Qualité de la tension

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie. [5]

I.2.1 Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude, on distingue deux grandes familles de perturbations :

- Les creux de tension, coupures et surtensions : Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.

- Les variations de tension : Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau. [4][5]

I.2.2 Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions des phases sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Ces variations sont en général très faibles et doivent être maintenues dans l'intervalle $\pm 1\%$ un dépassement de cet intervalle peut provoquer une des fonctionnements de certains équipement électrique ou électroniques et peut même conduire au décrochage de certains groupes de production et conduire au blackout.

I.2.3 Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être composée d'une onde harmonique fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, appelés bruits. [5][6]

I.2.4 Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre. Le déséquilibre conduit au disfonctionnement de certains équipements et conduit à une élévation du potentiel de neutre.

I.3 Les réglages de tension

Le réglage de la tension en régime normal dans les réseaux électrique de transfert et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant et pour hériter des actions qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sureté du réseau.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de la tension sont alors de trois types : primaire , secondaire et tertiaire.

I.3.1 Le réglage primaire de tension

Le réglage primaire de la tension est réalisé de manière automatique agissent rapidement en quelques seconde. Le réglage primaire de la tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur, les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation de l'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité, celui-ci va produire de la puissance réactive. Ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur, celui-ci va absorber de la puissance réactive et faut donc diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. [7]. Le réglage primaire de la tension peut être l'un des trois types suivants :

Type 1 : réglage de puissance réactive constante au point livraison.

Type 2 : réglage de tension au point de livraison.

Type 3 : réglage de la tension aux bornes du stator des groupes selon une consigne.

I.3.2 Le réglage secondaire de la tension

Les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et d'éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent. C'est le rôle du réglage secondaire de tension.

Ce réglage de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur cette zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension. Le principe est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au réglage secondaire de tension qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote. [7]

I.3.3 Le réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution, le contrôle se fait localement à l'aide de

systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

La (figure I.1) donne une synthèse sur les déférente réglages de la tension du réglage primaire jusqu'à au réglage tertiaire. [7]

Le réglage tertiaire et effectuer selon les critères techno-économique : dont les principaux sont les suivant :

- Exploiter le réseau électrique au niveau de sa sureté.
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels.
- Minimiser les pertes et les couts de production.
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

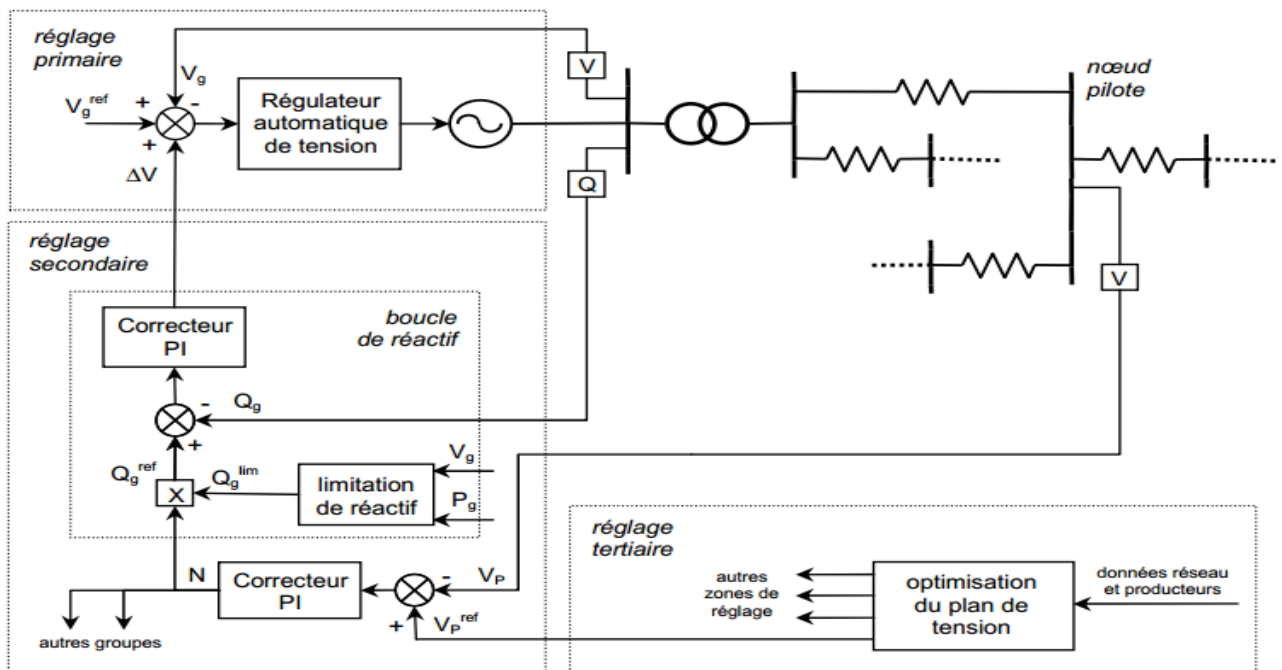


Figure I.1 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension

I.4 Dégradation de la qualité de la tension

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

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc. Ces défauts peuvent résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...). [8]
- Installations perturbatrices : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

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

I.4.1 Variation ou fluctuation de la fréquence

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

I.4.2 Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.2), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc. [9][10]

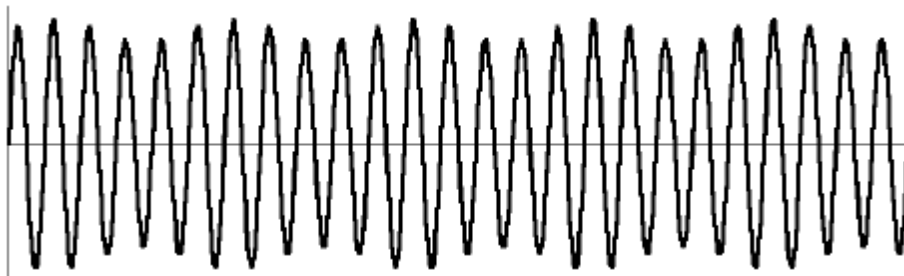


Figure I.2 : Variation rapide de la tension

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

I.4.3 Creux de tension

Les creux de tension sont produits en général par des court-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure I.3). 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). [10]

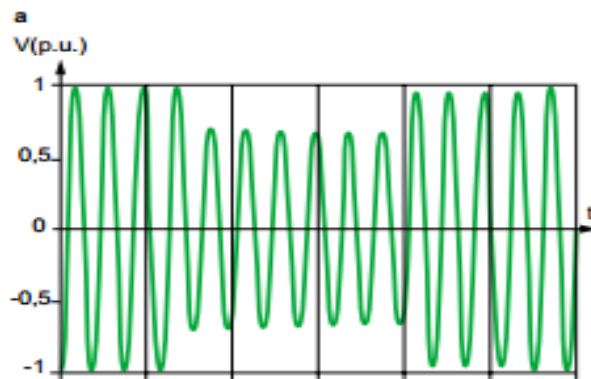


Figure I.3 : Forme d'onde d'un Creux de tension

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

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...).

I.4.4 Interruption courte ou coupure brève

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation des charges diminue à moins de 0.1 p.u. [11]

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

I.4.5 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 p.u 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.

I.4.6 Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure I.4). 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.

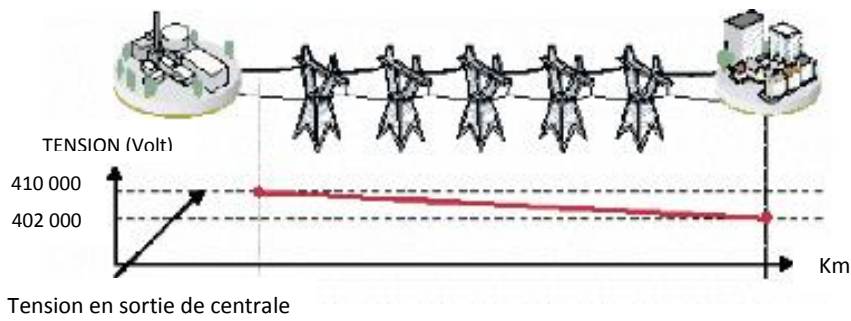


Figure I.4 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Si la consommation double, la chute de tension double.

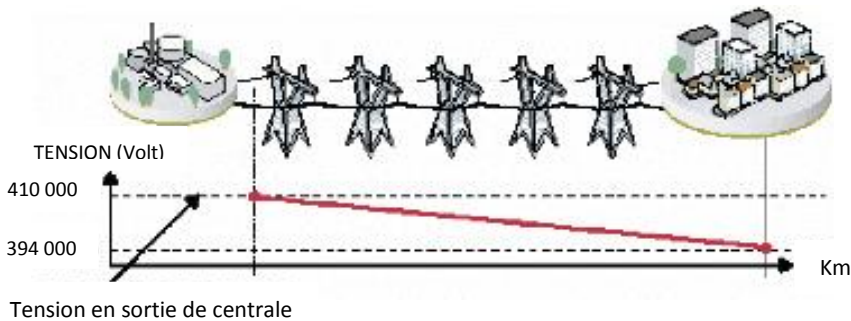


Figure I.5 : Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure I.6). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

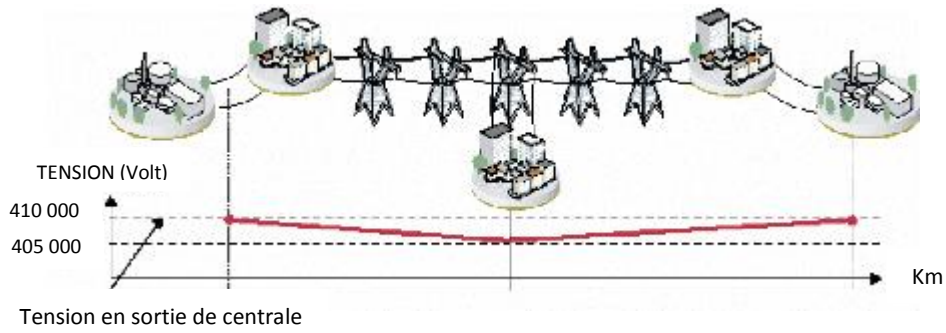


Figure I.6 : Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales

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

Les figures (I.4) (I.5) (I.6) sont valables pour un instant donné, à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue. Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau à tout moment est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison à tout instant.

I.4.7 Tension et/ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (I.7) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires. [9] [12]

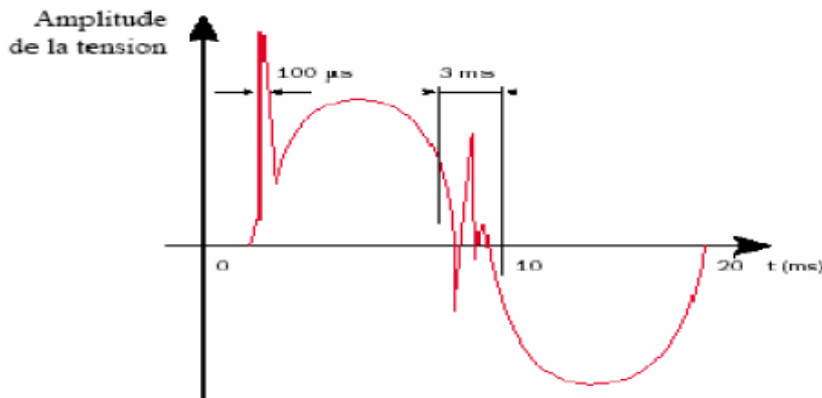


Figure I.7 : Exemple de cas de surtensions transitoires

I.4.8 Déséquilibre de tension

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.8). Ceci est fréquent pour les récepteurs monophasés basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des niveaux de tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire. [12]

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

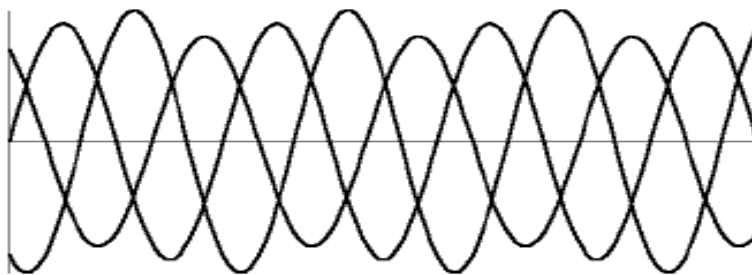


Figure I.8 : Déséquilibre de tension

I.4.9 Perturbations harmonique et inter harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure I.9), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc. [9] [13]

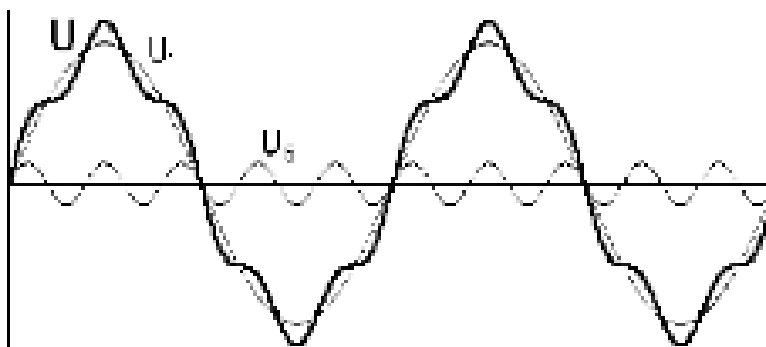


Figure I.9 : Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements, par exemple de condensateurs ou de machines tournantes, et peuvent perturber le fonctionnement de systèmes électroniques.

I.5 Analyse de la stabilité de tension

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. [14]

I.5.1 Analyse dynamique

L'analyse dynamique fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post-perturbation et la coordination de la protection et de la commande. Cependant, l'analyse dynamique consomme beaucoup de temps en termes de calculs et de traitement des résultats. En outre, l'analyse dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de la tension, ce qui la rend impraticable pour l'analyse de certaines conditions du fonctionnement du système ou pour déterminer les limites de stabilité de la tension. [14]

I.5.2 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.

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. [14]

I.6 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.6.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

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.6.2 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, le court-circuit,...etc.

I.7 Instabilité de la tension

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension. [15]

I.7.1 Causes de l'instabilité de la tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive. [16]

I.7.2 Importance et incidents

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont

survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

I.7.3 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance Reçue P_R et la tension à l'extrémité réceptrice V_R . Le texte qui suit présente une discussion de cette caractéristique associée à un réseau radial simple, soit celui de la Figure (I.10).

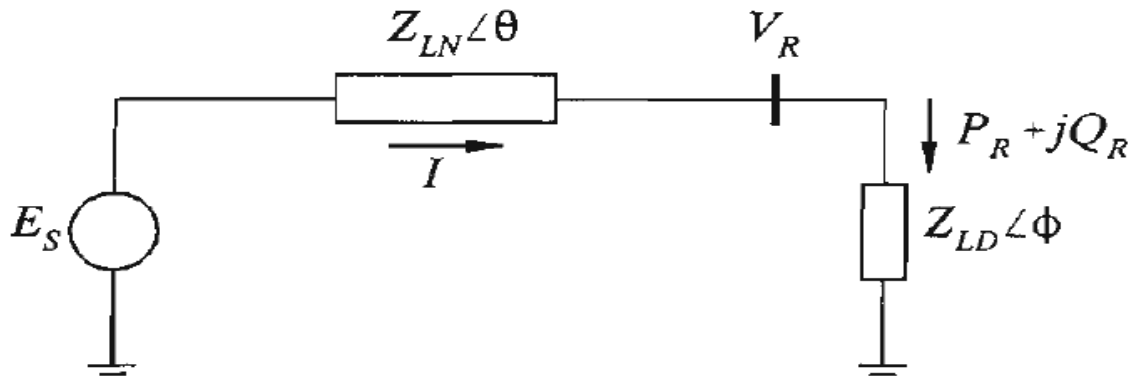


Figure I.10 : Exemple d'un réseau radial

Ou :

E_S : La tension de la source.

Z_{LN} : L'impédance de la ligne de transmission.

V_R : La tension absorbée.

Z_{LD} : L'impédance de la charge.

P_R : La puissance absorbée

Les réseaux réels comportant un grand nombre de génératrices et de barres de consommation, ils montrent également une relation semblable entre le transfert de puissance active et la tension de la barre de charge.

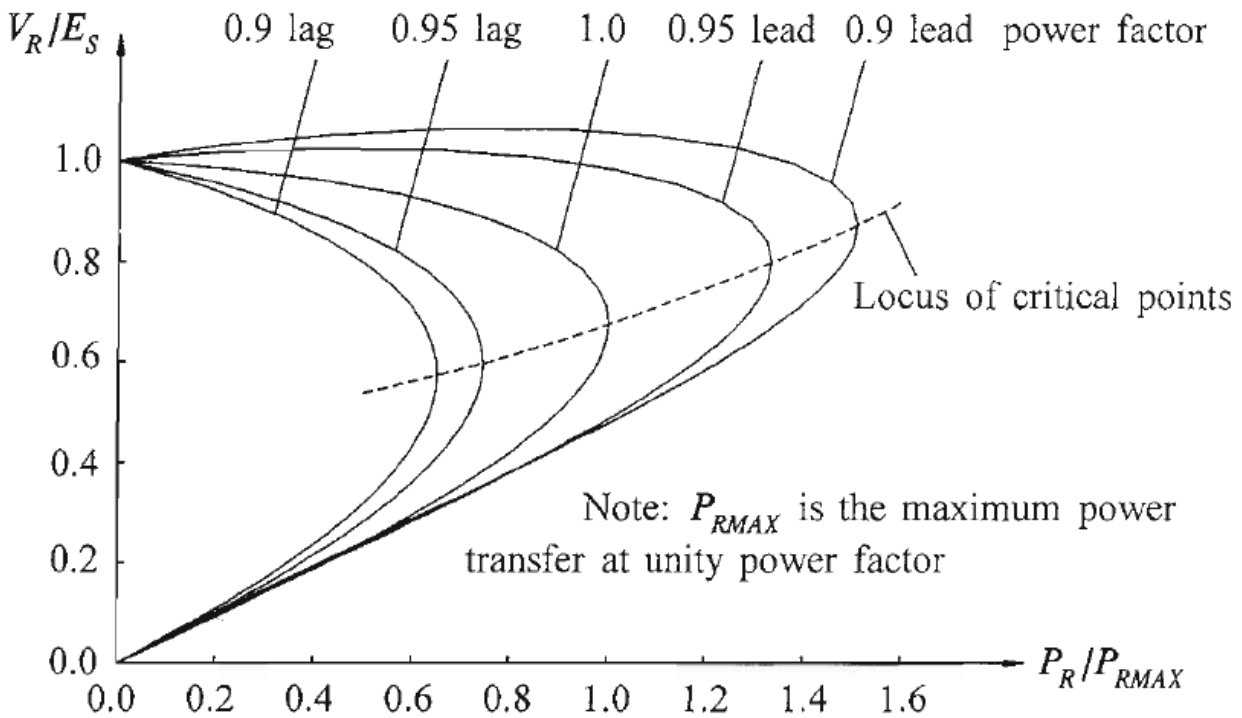


Figure I.11 : Caractéristiques P-V du réseau radial

Le réseau est instable en tension pour une demande de puissance de consommation supérieure à la puissance maximale indiquée à la figure (I.11) par le lieu des points critiques. Le facteur de puissance de consommation exerce un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension dans le réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation. La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension. [16]

I.7.4 Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de Tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- les changeurs de prises en charge (OLTC) et les transformateurs fixes.
- les relais de protection.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport : plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible. Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices. [17]

I.8 Conclusion

Dans un réseau électrique, l'asymétrie (déséquilibre) de tension, les harmoniques, les fluctuations de tension, les surtensions, et les creux de tension ont des effets néfastes sur les équipements électriques. Ces perturbations empêchent les réseaux électriques de fonctionner dans les diapasos et les normes connues de la qualité d'énergie électrique, ainsi qu'à la stabilité du système énergétique.

Ce chapitre a traité les différents phénomènes perturbateurs qui influent sur la qualité de la tension, ainsi on a présenté une étude détaillée concernant les profils de la tension, les paramètres de contrôle de la tension et aussi comment ce fait les réglages de la tension et la stabilité de la tension dans un réseau électrique.

Chapitre II : Source de puissance réactive statique et dynamique

II.1 Introduction

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 existante telle que les dispositifs conventionnels (série et shunt) les machines synchrones et les dispositifs FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, TCSR, SSSC, TCBR, UPFC, IPFC et le TCPAR avec une classification adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique.

Le concept FACTS est né pour répondre aux différentes difficultés croissantes de transmission dans les réseaux et surtout la maîtrise de transit de puissance (compensateur de puissance réactive, variateur de charge universel,...) ces dispositifs peuvent améliorer le comportement dynamique des réseaux électriques

II.2 Compensation de la puissance réactive

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

Le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande partie de l'ajustement peut être donc réalisée aux moyens dont l'action est discontinue et avec un temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur le réseau. [18]

Le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyen dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production, les compensateurs synchrones, les compensateurs statiques et les dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

II.3 Importance de la puissance réactive

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

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène flicker, et une meilleure marge pour la stabilité. Actuellement, avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existants ou en période creuse, par les lignes de transport.

Afin de garantir une bonne qualité d'énergie, il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre-demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

II.4 Principe général de la compensation

Le principe de compensation avec des condensateurs peut être représenté par les deux figures ci-après. La figure(II.1) illustre l'échange local d'énergie réactive entre le récepteur et le condensateur. Le courant total fourni par le réseau I_{t2} est réduit, le rendement de l'installation se trouve donc amélioré puisque les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant. [19]

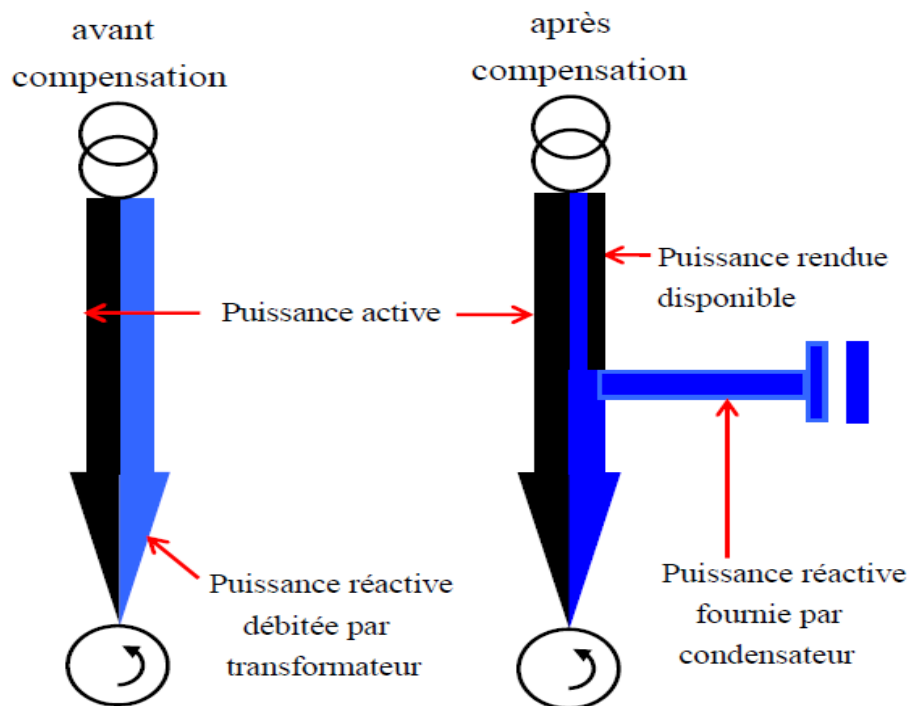


Figure II.1 : Diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation

La figure ci-dessous présente la composition vectorielle des différents courants et pour un courant actif donné, la réduction du courant total dans les conducteurs.

I_a = courant actif consommé

I_{t_1} = courant total avant compensation

I_{r_1} = courant réactif fourni au travers du transformateur avant compensation

I_{t_2} = courant total après compensation

I_{r_c} = courant réactif fourni par le condensateur

I_{r_2} = courant réactif fourni par le transformateur après compensation. ($I_{r_2} = I_{r_1} - I_{r_c}$).

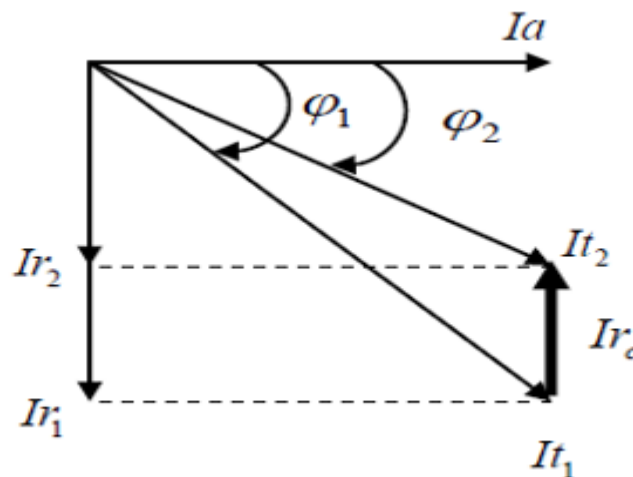


Figure II.2 : Composition vectorielle des différents courants, et l'effet de la compensation

II.5 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive

Dans les réseaux électriques, la tension et la fréquence sont les principaux indicateurs de la bonne exploitation technique 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. [20]

II.5.1 Structure hiérarchique du contrôle tension/puissance réactive

Le contrôle de la tension en tout point du réseau électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct du matériel, garantir le bon fonctionnement global du réseau et éviter l'apparition de phénomène du type écroulement de tension.

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

La tension est réglée à partir des sources de puissance réactive, réparties sur le réseau, en s'appuyant de façon privilégiée sur le contrôle primaire et le contrôle secondaire de la tension. Le contrôle primaire similaire à l'action automatique instantanée locale exercée au niveau des groupes de production par les régulateurs AGC (Automatic Generation controls) des générateurs selon la fréquence et la puissance active, est réalisé par les régulateurs automatiques de tension des groupes AVR (Automatic voltage regulators), et par les régleurs en charge des transformateurs OLTC (On-load tap-changers), également automatiques. Son objectif est la correction des perturbations qui affectent les tensions, à maintenir en ordre un profil adéquat de tension avant les changements des puissances active et réactive demandées.

II.6 Moyens de compensation de la puissance réactive

Il y a deux types de moyens de compensation de la puissance réactive et de réglage de la tension qui sont les dispositifs conventionnels et les dispositifs FACTS.

II.6.1 Les dispositifs conventionnels

En dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres moyens de compensation qui peuvent être aussi moins consommateurs que producteur d'énergie réactive. [21]

II.6.1.1 Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. En règle générale, une batterie de condensateur est composée de trois gradins dont chacun est composé de 6 éléments (Figure II.3).

On distingue deux types de batteries de condensateurs :

1. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.

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

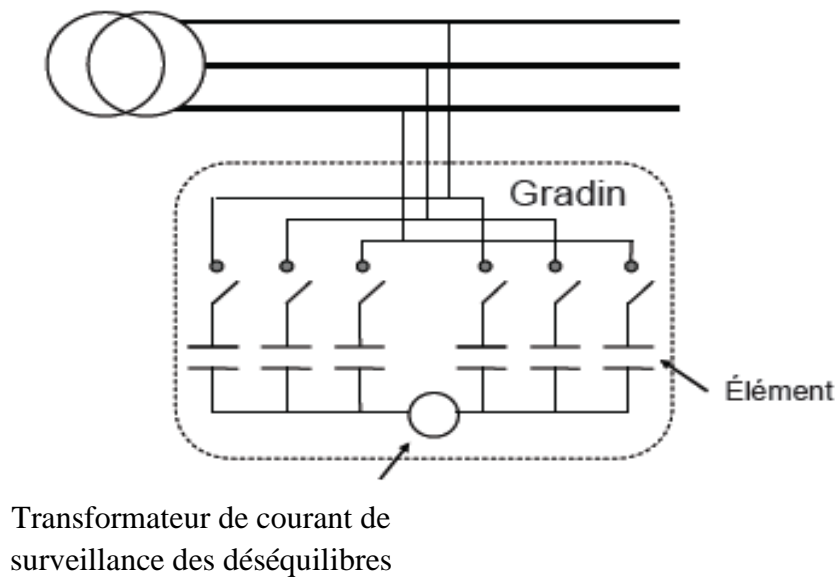


Figure II.3 : Représentation d'un gradin d'une batterie de condensateur

II.6.1.2 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont, soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent de limiter les surtensions dans le réseau. [21]

II.6.1.3 Les groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux. [21]

II.6.1.4 Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui peuvent, suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive sans mettre en jeu de la puissance active. [21]

II.6.2 Les dispositifs FACTS

II.6.2.1 Définition

Les dispositifs FACTS sont des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant le transit de puissance. [22]

II.6.2.2 Rôles des dispositifs FACTS

Les FACTS sont utilisés dans les réseaux dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et la tension est trop basse. Alors qu'à l'inverse, ils en absorbent si la tension est trop élevée.
- Le contrôle des transits de puissance de manière à réduire les surcharges dans les lignes ou les transformateurs. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

II.6.2.3 Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Ils 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 les transformateurs pour le couplage avec le réseau. [18][23]

II.6.2.4 Les principaux dispositifs FACTS

La famille des dispositifs FACTS est grande. Parmi ceux-ci, on peut distinguer :

- Compensateurs séries
- Compensateurs shunts
- Compensateurs hybrides (série-parallèle)

II.6.3 Dispositifs de compensation dynamique série

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission. [24][25]

Les FACTS dans la compensation série modifient l'impédance de la ligne : la réactance (X) de la ligne diminue, donc la puissance active transmissible augmente. Cependant la puissance réactive doit être plus fournie. [23][26]

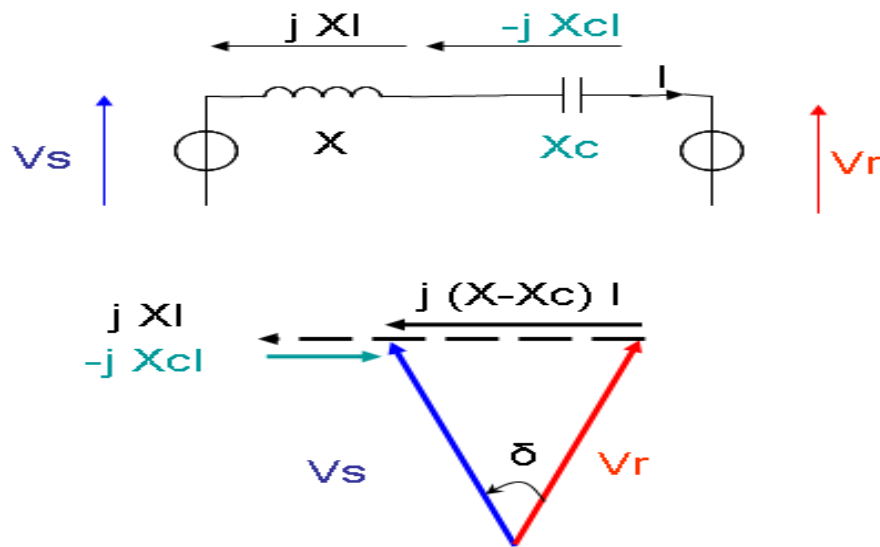


Figure II.4 : Compensation série

II.6.3.1 TCSC (Thyristor controlled series capacitor)

Le compensateur série commandé par thyristor TCSC (Thyristor controlled series capacitor) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur. [27][28]

Pour augmenter la puissance transitée par une ligne triphasée, on doit ajouter un condensateur de capacité fixe en série dans chaque phase de la ligne. Ce qui a pour effet de réduire la réactance inductive de celle-ci. Le condensateur série commandé par thyristors permet de faire varier le transit de la puissance en agissant sur la nouvelle valeur de la réactance de la ligne.

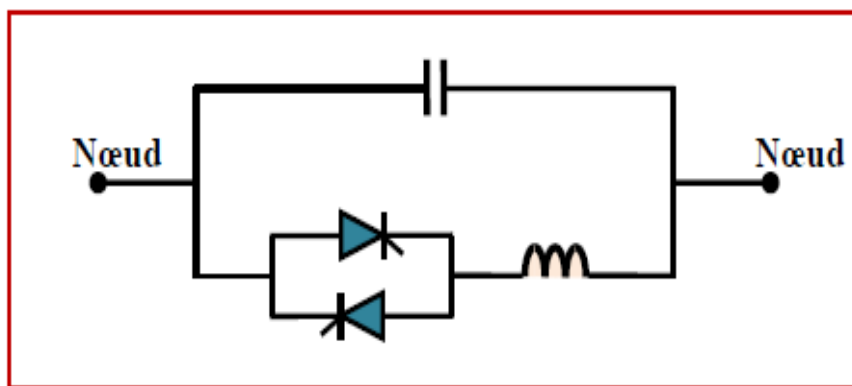


Figure II.5 : Structure du TCSC

II.6.3.2 TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable. La figure (Figure II.6) représente la structure du TCSR. [23][28]

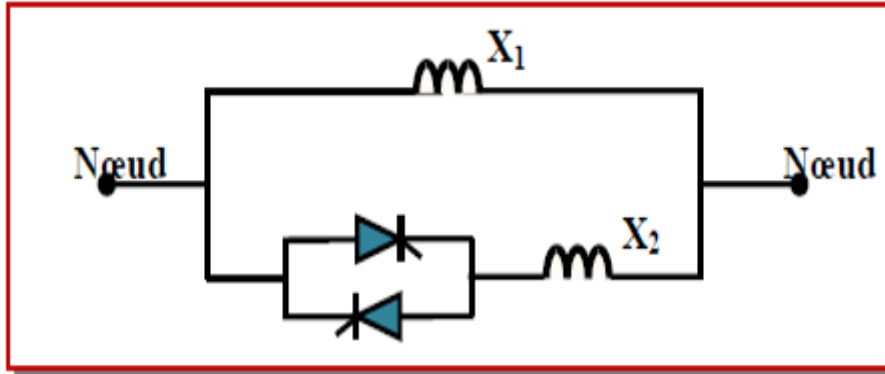


Figure II.6 : Structure du TCSR

II.6.3.3 Compensateur statique série synchrone (SSSC)

Le compensateur série synchrone (Static Synchronous Series Compensator) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduire dans la ligne. [18][23]

Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tel que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants. La figure (Figure II.7) représente la structure du SSSC. [24]

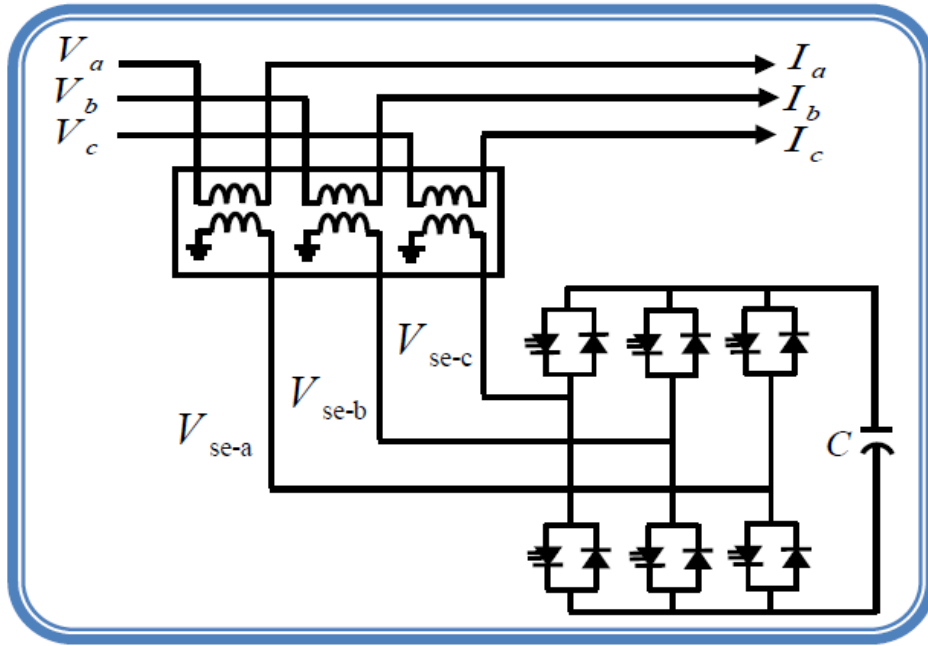


Figure II.7 : Structure du SSSC

II.6.4 Dispositifs de compensation dynamique shunts

Ils consistent en une impédance variable et une source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement conçus pour la compensation de la puissance réactive et par conséquent ils contrôlent les tensions des nœuds. [23]

Le courant réactif est injecté dans la ligne pour maintenir la magnitude du voltage. La puissance active transmissible est augmentée mais la puissance réactive sera plus fournie. [26]

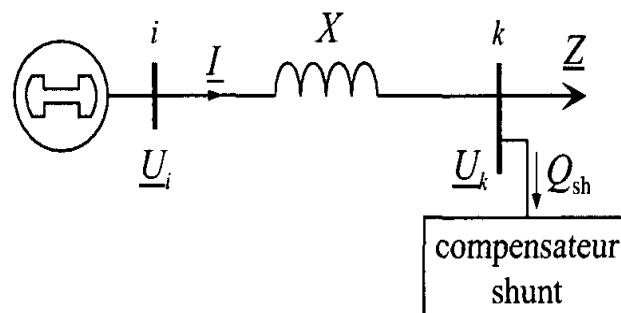


Figure II.8 : Compensateur shunt en ligne

II.6.4.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique de puissance réactive) (CSPR). [23][27]

Pour augmenter ou diminuer la tension d'une ligne de transport, on peut brancher un condensateur ou une inductance shunt qui génère ou absorbe de la puissance réactive. Cette manœuvre peut se faire automatiquement en utilisant un compensateur statique. La figure (Figure II.9) représente la structure du SVC.

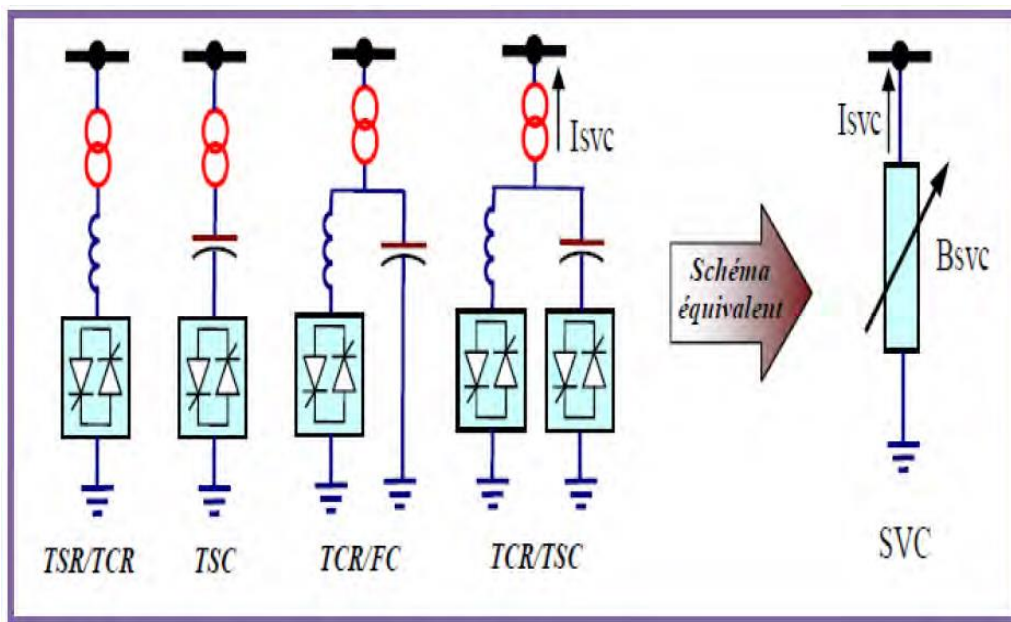


Figure II.9 : Structure du SVC

II.6.4.2 TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur TCBR (résistance de freinage contrôlée par thyristors) connecté en parallèle et utilisée pour améliorer la stabilité du réseau ou pour diminuer l'accélération des générateurs en cas de la présence des perturbations. La figure (II.10) représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique.

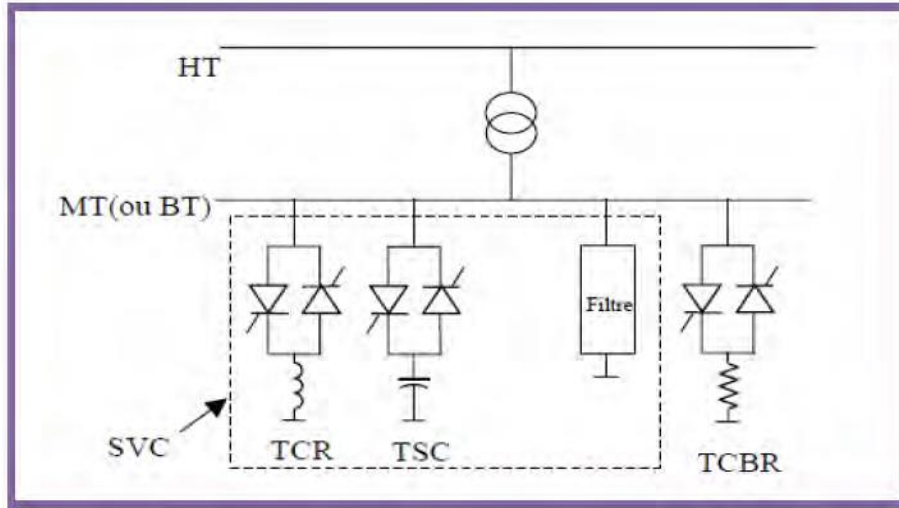


Figure II.10 : Structure du TCBR

II.6.4.3 Le STATCOM (Static Compensator)

Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations, CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé). ASVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) et STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension.

La figure (II.11) représente le schéma de base d'un STATCOM, où les cellules de commutation sont bidirectionnelles formées de GTO et de diodes en antiparallèle. [29]

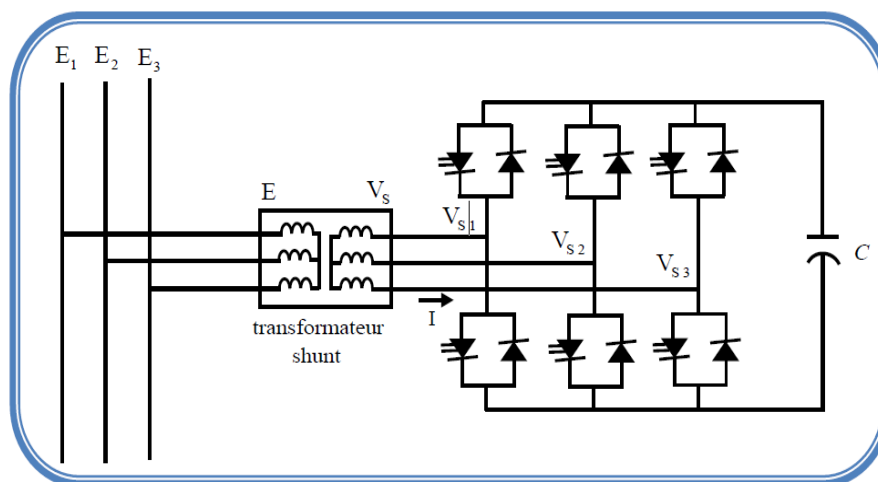


Figure II.11 : Schéma de base du STATCOM

II.6.5 Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle"

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

II.6.5.1 Unified Power Flow Controller (UPFC)

L'UPFC (Unified Power Flow Controller), appelé aussi Déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance. [29]

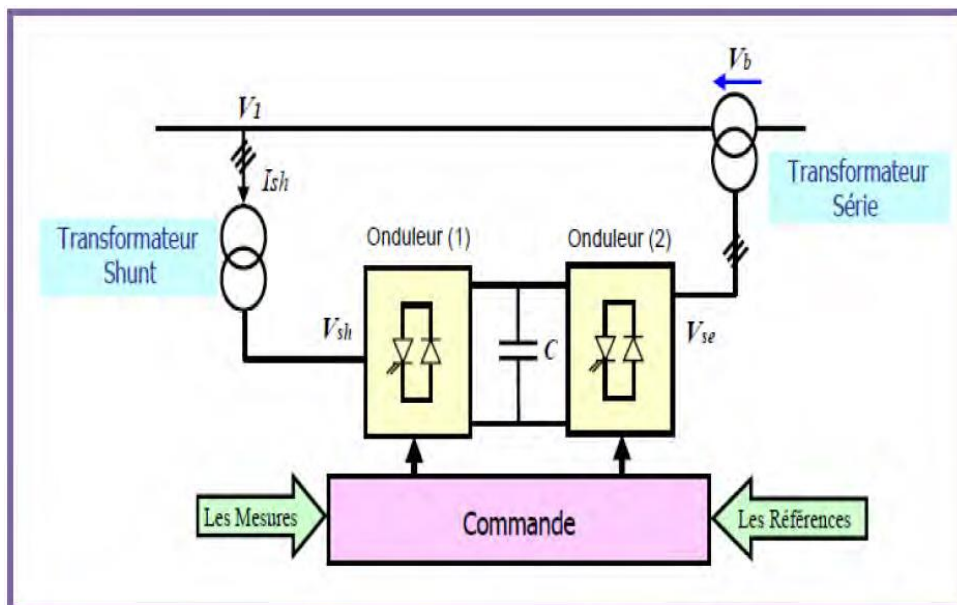


Figure II.12 : Structure de l'UPFC

II.6.5.2 Interline Power Flow Controller (IPFC)

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son principe est illustré à la figure (II.13), il est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du coté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. [18][23]

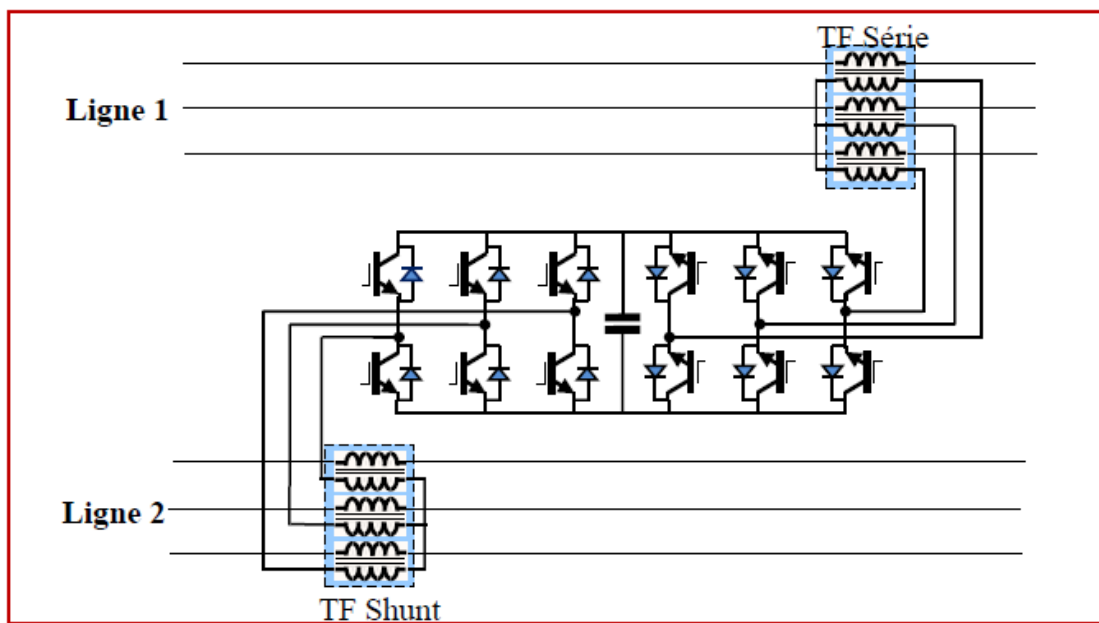


Figure II.13 : Structure de l'IPFC

II.6.5.3 Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR)

IEEE définit le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator), comme étant un transformateur déphaseur qui permet le contrôle du déphasage entre ses tensions terminales tout en gardant leurs amplitudes invariables.

Le régulateur d'angle de phase commandé par thyristor TCPAR, contrairement au TCPST, est capable de fournir (ou d'absorber) l'énergie réactive au réseau. Le schéma de base d'un TCPAR est représenté dans la figure (II.14).

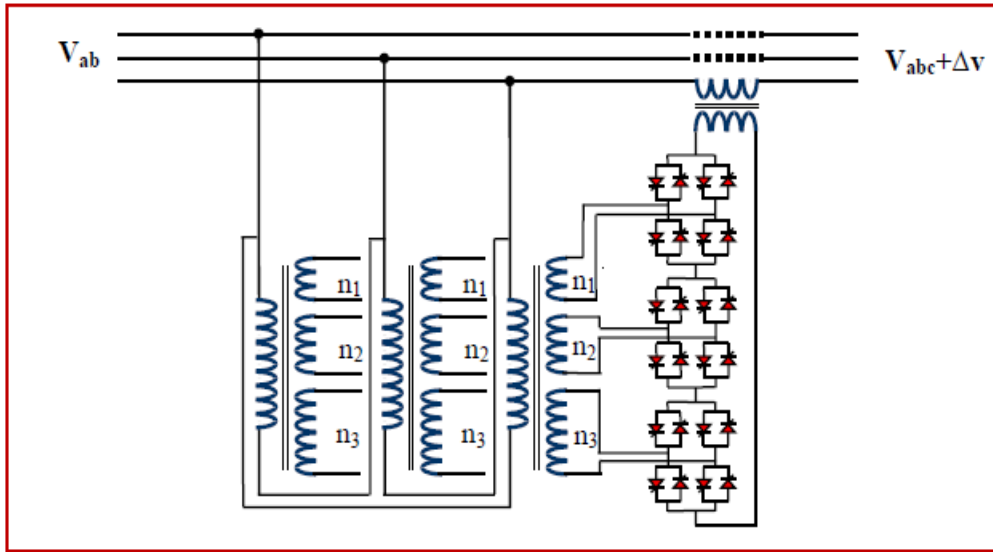


Figure II.14 : Schéma de base d'un TCPAR

II.7 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

II.8 Les avantages et les Inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS

II.8.1 Avantage

- Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...).
- Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.
- Optimise les puissances générées, donc réduire le coût de production de l'énergie.

II.8.2 Inconvénients

L'introduction des harmoniques du réseau électrique ce qui le rend pollué, c'est-à-dire le signal sera tendu et non sinusoïdale. Il rend le réseau vulnérable au sur tension dues aux commutations répétitives.

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'importance de la puissance réactive ainsi que les dispositifs conventionnels et les dispositifs FACTS qui peuvent assurer la compensation de l'énergie réactive et les avantages de la technologie des dispositifs FACTS. C'est pour cette raison, qu'une optimisation des puissances réactives a été établie tout en introduisant les dispositifs de compensation et en respectant les limites permises de la tension.

Enfin Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font en général appel à de l'électronique de puissance. Ces dispositifs joue un rôle important dans le contrôle des transits de puissance et dans le maintien de conditions d'exploitation sûres du réseau de transport.

Chapitre III : Ecoulement de puissance

III.1 Introduction

Le dimensionnement d'un système de compensation d'énergie réactive d'une installation industrielle nécessite l'élaboration d'un bilan de puissance afin de déterminer les puissances actives et réactives réellement consommées par l'installation, ce qui nous permet de déduire le facteur de puissance de l'installation.

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Ainsi elles permettent aussi de planifier la construction, l'extension des réseaux électriques, la conduite, et le contrôle de ces réseaux.

III.2 Concept général de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance est résolu pour la détermination en régime permanent des tensions complexes au niveau des jeux barres du réseau, à partir desquelles les transits des puissances actives et réactives dans chaque ligne et transformateur sont calculés. L'ensemble des équations représente le réseau électrique est de nature non linéaire.

Pratiquement, par les méthodes de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements, pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. D'autre part les trois phases du système triphasés du réseau électrique sont en parfaite symétrie.

III.3 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance est réalisé dans le but de : définir l'état du réseau, Calcul des flux de courant, Calcul des pertes en ligne, Etablir une stratégie d'adaptation et de contrôle et l'Optimisation de la capacité de transit de puissance.

III.3.1 Définition de l'état du réseau

L'objectif du calcul d'écoulement de puissance dans un réseau est de déterminer l'état du réseau selon les charges connectées et leur répartition sur tous les accès du réseau. Le calcul fournit une image précise du flux de puissance active et réactive dans chaque élément du réseau

de transport, ainsi que les niveaux de tension en chaque nœud. Ce calcul est basé sur l'hypothèse que le réseau fonctionne à l'état d'équilibre et que les générateurs fournissent de l'énergie sous forme de courant alternatif (CA) sinusoïdale et de tensions triphasées équilibrées. [30]

III.3.2 Calcul des flux de courant

La valeur du courant circulant à travers chaque élément du réseau (ligne, un câble ou un transformateur) ne doit pas dépasser les valeurs limites de courant de ces composants. Le calcul du flux de courant ne doit pas dépasser ces valeurs. Des valeurs excessives du courant peuvent conduire à une surchauffe des composants et même à une rupture. [30]

III.3.3 Calcul des pertes en ligne

Le calcul d'écoulement de puissance permet à travers les flux de courant une évaluation des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs. Des Pertes excessives peuvent conduire à la reconfiguration du réseau afin de minimiser ces dernières sur l'ensemble du réseau.

III.3.4 Etablir une stratégie d'adaptation et de contrôle

La détermination des tensions aux nœuds et de la puissance active et réactive que chaque générateur doit fournir pour assurer la livraison de puissance à chaque charge, permet de définir les instructions de commande pour la régulation de chaque machine connectée au réseau. Ce calcul est également utilisé dans l'analyse de stabilité.

III.3.5 Optimisation de la capacité de transit de puissance

Enfin, il est possible d'optimiser le flux de puissance afin d'augmenter la capacité de transfert de puissance disponible dans le réseau en utilisant des algorithmes basés sur le concept de contraintes et de fonction objectif. [30]

III.4 Problème de l'écoulement de puissance

Le calcul de répartition des puissances (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système : les puissances active et réactive ainsi que le module et la phase de la tension. Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul. Trois combinaisons, définissent trois types de nœuds que sont généralement utilisés :

III.4.1 Nœud de charge (PQ)

C'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

III.4.2 Nœud générateur (PV)

C'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_{gmin} et Q_{gmax} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ).

III.4.3 Accès bilan (Slack bus)

C'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus. [31]

III.5 Description et modélisation des éléments de puissance du réseau

Dans cette partie nous allons présenter les différents composants du réseau électrique à savoir : les générateurs d'énergie électriques, les lignes, les équipements de compensation d'énergie réactive, les transformateurs et les charges électriques.

III.5.1 Modèle de l'alternateur

Le groupe turbo-alternateur, représenté dans Figure III. 1, est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans notre cas, le groupe turbo-alternateur est modélisé par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_g et réactive Q_g . [32]

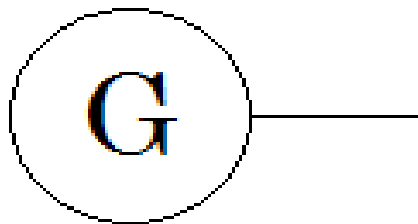


Figure III. 1 : Symbole d'un générateur

III.5.2 Modèle de la ligne de transport

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui est composé d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir la Figure III. 2. [32]

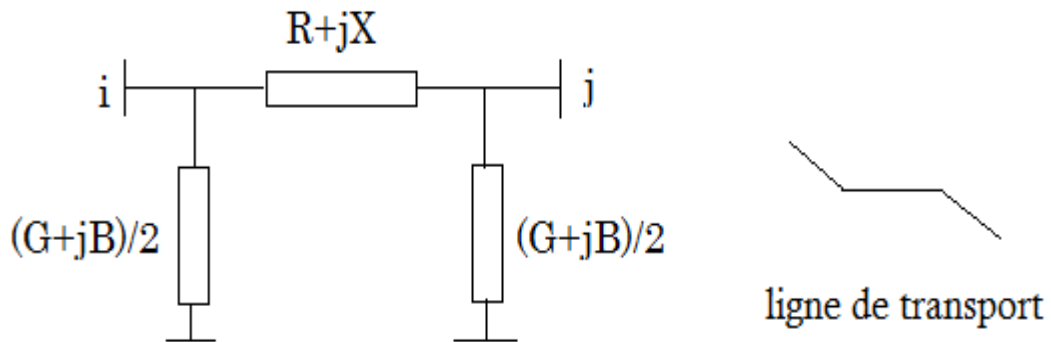


Figure III. 2 : Modèle en π d'une ligne électrique et le symbole

R : C'est la résistance de la ligne.

X : C'est la réactance inductive de la ligne.

B : C'est l'admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive.

G : C'est une conductance d'isolation.

III.5.3 Les charge

Une charge est modélisée par une impédance qui consomme une puissance active constante P_L et une puissance réactive constante Q_L voir la Figure III.3. [33]

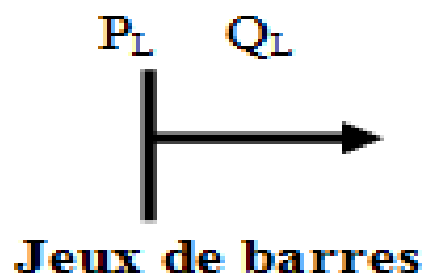


Figure III. 3 : Symbole d'une charge

III.5.4 Les compensateurs synchrones

Un compensateur synchrone est un générateur de puissance réactive, il est représenté par un générateur avec $P_g=0$ voir la Figure III. 4. [29]

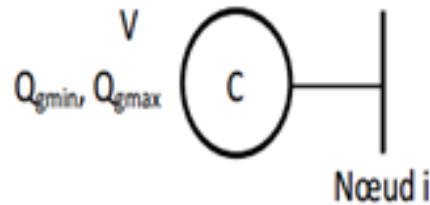


Figure III. 4 : Symbole d'un compensateur synchrone

III.5.5 Les compensateurs statiques

Le compensateur statique simple est modélisé par un condensateur shunt dont l'admittance est égale à $jB_c=jC\omega$ voir la Figure III. 5. [33]

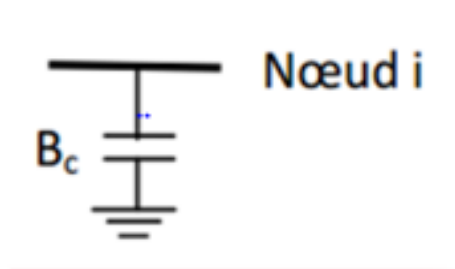


Figure III. 5 : Symbole d'un compensateur statique

III.5.6 Les transformateurs

Les transformateurs sont représentés par leur matrice admittance.

Les grandeurs associées sont : [33]

- Le rapport de transformation qui peut être complexe ou réel.
- L'impédance de fuite $Z=R+jX$.
- La puissance maximale de transit.

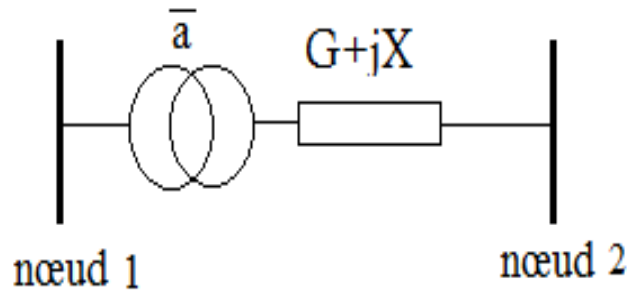


Figure III. 6 : Symbol d'un transformateur

III.6 Classification des variables de l'écoulement de puissance

On peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent à déterminer l'état électrique de réseau en quatre variables : la puissance active (P), la puissance réactive (Q), le module de tension et l'angle θ . La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature.

III.6.1 Les variables de perturbation ou non contrôlables

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge) P_D et Q_D qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbateur P. [34]

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ P_{n+1} \\ P_{n+1} \\ \vdots \\ P_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ \vdots \\ P_{Dn} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \\ \vdots \\ Q_{Dn} \end{bmatrix}$$

III.6.2 Les variables contrôlables (de contrôle et d'état)

Les variables contrôlables peuvent d'être regrouper en deux catégories : les variables de contrôle et les variables d'état.

III.6.2.1 Variables d'état

Ce sont l'amplitude $|V_i|$ et l'angle δ_i de la tension au niveau de jeux de barres elles sont qualifiés d'état suite à leur valeur, elles déterminent l'état de réseau. Elles sont représentés par le vecteur d'état X.

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \\ X_{n+1} \\ X_{n+2} \\ \vdots \\ X_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \\ |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix}$$

n: nombre de jeux de barres de tout le réseau.

III.6.2.2 Variables de contrôle

Les puissances générés à savoir P_G ou Q_G (actives ou réactives) sont des variables de contrôles représentées par le vecteur de contrôle U .

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ U_{n+1} \\ U_{n+2} \\ \vdots \\ U_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \\ \vdots \\ Q_{Gn} \end{bmatrix}$$

III.7 Matrice d'admittances

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittances dans un réseau électrique.

Il existe trois méthodes pour la détermination de la matrice $[Y_{nodale}]$, à savoir :

- Par inversion de la matrice impédance nodale. (sans prise en compte des impédances des générateurs).
- à partir des admittances des éléments du réseau.
- à partir des admittances des éléments du réseau et la matrice d'incidence (topologique).

On utilise dans notre cas la deuxième méthode.

III.7.1 Formation de $[Y_{nodale}]$ à partir des admittances des éléments du réseau

Cette méthode est la plus simple et la plus commode car elle nécessite moins d'opérations que les autres méthodes et surtout dans le cas où le réseau ne présente pas de couplage mutuel entre ses éléments. [30]

III.7.1.1 Dérivation de la matrice nodale

Soit un réseau à n accès indépendant et un accès $(n+1)$ représentant l'accès de référence. Considérons un accès i parmi les n accès différents de celui de référence. Pour cet accès on a (Figure III. 7) :

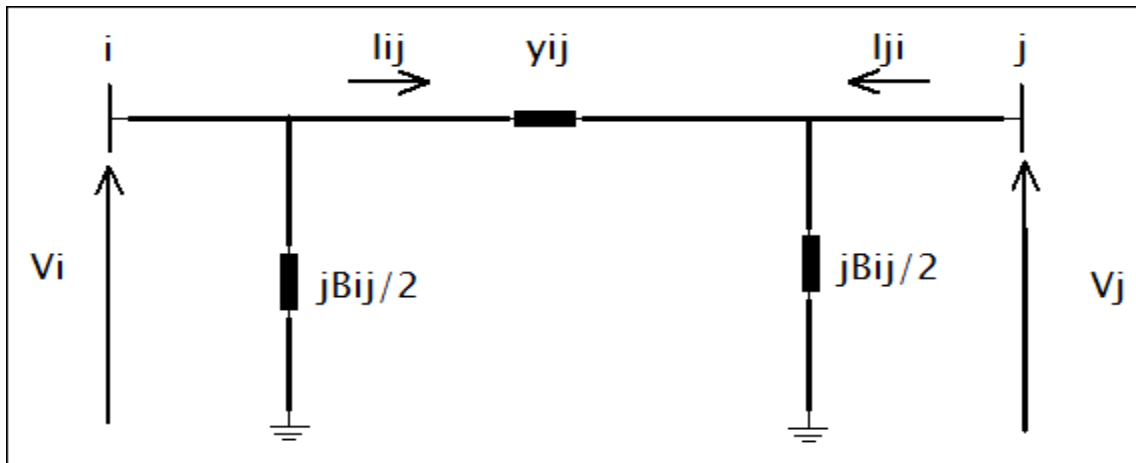


Figure III. 7 : Schéma équivalent d'une ligne en Π

$$I_i \sum_{i=1}^n I_{ij} \tag{III.1}$$

Avec

I_i : Le courant injecté à l'accès i par une source extérieure.

I_{ij} : Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche $(i-j)$.

On a aussi :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot Y_{ij} + V_i y_{k0} \tag{III.2}$$

Tel que :

V_i et V_j : Sont respectivement les tensions aux accès i et j .

Y_{ij} : L'admittance propre de la branche ($i-j$).

y_{k0} : L'admittance shunt de la ligne.

On aura alors :

$$I_i = \sum_{j=1}^n (V_i - V_j) \cdot Y_{ij} + (\sum_{k=1}^{nLi} y_{i0}) (V_i - V_0) \quad \text{III.3}$$

nLi : Nombre de ligne lier a l'accès i .

Tel que : $V_0 = 0$ et i allant de 1 à n

$$Y_{i0} = \sum_{k=0}^{nLi} y_{k0}$$

Y_{i0} : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i .

$$I_i = V_i [Y_{i0} + \sum_{j=1}^n Y_{ij}] - Y_{i1} V_1 - Y_{i2} V_2 - \dots - Y_{in} V_n; \quad i = 1 \dots n \quad \text{III.4}$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots & \dots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & Y_{in} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad \text{III.5}$$

Tel que :

$$Y_{ii} = Y_{i0} + \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} \quad \text{III.6}$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad \text{III.7}$$

$$y_{k0} = \frac{y_{pij}}{2}$$

y_{pij} : Admittance shunt de la ligne.

$[Y_{nodale}]$: La matrice nodale des admittances carrée d'ordre $(n \times n)$.

III.8 Equations de l'écoulement de puissance

III.8.1 Equations générales de la puissance

La puissance complexe $S_i = P_i + jQ_i$ injecté au nœud i , en fonction des tensions aux nœuds et les éléments de la matrice admittance nodale Y_{bus} , en tenant compte de l'expression du courant injecté I_i au nœud i , est donnée par la relation suivante : [30]

$$\bar{S}_i = \bar{P}_i + j\bar{Q}_i = \bar{V}_i \cdot I_i^* = \bar{V}_i \cdot \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j \quad (\text{III.8})$$

L'expression de la puissance complexe conjuguée s'écrit

$$\begin{aligned} \bar{S}_i^* &= \bar{P}_i - j\bar{Q}_i = \bar{V}_i^* \cdot (\bar{Y}_{ii} \cdot \bar{V}_i + \sum_{j \neq i} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j) \\ \bar{S}_i^* &= \bar{Y}_{ii} \cdot \bar{V}_i^* \cdot \bar{V}_i + \bar{V}_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

En exprimant la tension sous sa forme polaire en module $|\bar{V}_i|$ et argument θ_i , l'expression de la puissance complexe devient :

$$\bar{S}_i^* = \bar{Y}_{ii} \cdot |\bar{V}_i|^2 + |\bar{V}_i| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \bar{Y}_{ij} \cdot |\bar{V}_j| \quad (\text{III.10})$$

$$P_i = \text{Réal}(\bar{S}_i^*) = \text{Réal} \{ \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \} \quad (\text{III.11})$$

$$Q_i = -\text{Imag}(\bar{S}_i^*) = -\text{Imag} \{ \bar{V}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \} \quad (\text{III.12})$$

III.8.2 Puissances écoulees dans les lignes

Pour calculer la puissance qui s'écoule dans la branche reliant les accès i et j , le courant qui circule entre les accès i et j a pour expression :

$$I_{ij} = y_{ij}(V_i - V_j) + Y_{i0}V_i \quad (\text{III.13})$$

Et la puissance apparente :

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \bar{I}_{ij}^*$$

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i \cdot [\bar{Y}_{ij} \cdot (\bar{V}_i - \bar{V}_j) + \bar{Y}_{i0} \cdot \bar{V}_i]^*$$

$$\bar{S}_{ij} = |\bar{V}_i|^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_i \cdot \bar{V}_j^* \cdot \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_i|^2 \cdot \bar{Y}_{i0}^* \quad \text{(III.14)}$$

De même la puissance apparente qui s'écoule de l'accès j vers l'accès i vaut :

$$\bar{S}_{ji} = |\bar{V}_j|^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i^* \cdot \bar{Y}_{ij}^* + |\bar{V}_j|^2 \cdot \bar{Y}_{j0}^* \quad \text{(III.15)}$$

Considérant un transformateur régulateur dont sa matrice admittance est :

$$[Y] = \begin{bmatrix} \frac{Y_{ij}}{a^2} & \frac{-Y_{ij}}{a} \\ \frac{-Y_{ij}}{a} & Y_{ij} \end{bmatrix} \quad \text{(III.16)}$$

Le courant qui circule entre les accès i et j est donné comme suit :

$$\bar{I}_{ij} = \frac{Y_{ij}}{a^2} \cdot \bar{V}_i - \frac{Y_{ij}}{a} \cdot \bar{V}_j = \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} \left(\frac{1}{a} \bar{V}_i - \bar{V}_j \right) \quad \text{(III.17)}$$

Et la puissance \bar{S}_i^* a pour valeur :

$$\bar{S}_{ij} = \frac{1}{a^2} (\bar{V}_i)^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j^* \cdot \bar{V}_i \quad \text{(III.18)}$$

D'autre part le courant qui circule de l'accès j vers l'accès i :

$$\bar{I}_{ji} = \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij} (\bar{V}_j - \frac{1}{a} \bar{V}_i) \quad \text{(III.19)}$$

$$\bar{S}_{ji} = \frac{1}{a^2} (\bar{V}_j)^2 \cdot \bar{Y}_{ij}^* - \frac{1}{a} \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j^* \cdot \bar{V}_i \quad \text{(III.20)}$$

III.8.3 Calcul des pertes totales dans le réseau

Pour un élément du réseau reliant deux accès i et j on a :

$$\bar{S}_{Lossi j} = \bar{S}_{ij} + \bar{S}_{ji} \quad (\text{III.21})$$

Tel que

$\bar{S}_{Lossi j}$: Puissance apparente perdue dans la branche ($i-j$).

\bar{S}_{ij} : Puissance apparente qui transite de l'accès i vers l'accès j .

\bar{S}_{ji} : Puissance apparente qui transite de l'accès j vers l'accès i .

D'où

$$\bar{P}_{Lossi j} = \text{Réal}\{\bar{S}_{Lossi j}\} \quad (\text{III.22})$$

$$\bar{Q}_{Lossi j} = \text{Imag}\{\bar{S}_{Lossi j}\} \quad (\text{III.23})$$

$\bar{P}_{Lossi j}$: Puissance active perdue dans la branche ($i-j$)

$\bar{Q}_{Lossi j}$: Puissance réactive perdue dans la branche ($i-j$)

La puissance totale perdue dans le réseau est égale à la somme des puissances perdues dans toutes les branches du réseau.

$$\bar{S}_{Loss} = \sum \bar{S}_{lossi j} \quad (\text{III.24})$$

$$\bar{P}_{Loss} = \text{Réal} \{ \sum \bar{S}_{lossi j} \} \quad (\text{III.25})$$

$$\bar{Q}_{Loss} = \text{Imag} \{ \sum \bar{S}_{lossi j} \} \quad (\text{III.26})$$

III.8.4 Méthodes de calcul de l'Écoulement des puissances

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance ; on a recours à plusieurs méthodes,

- Méthode de Gauss-Seidel.
- Méthode de Newton-Raphson.
- Méthode découplée de Newton.
- Méthode découplée rapide de Newton.

Dans notre travail, on s'est intéressé à la méthode de Newton-Raphson.

III.9 la méthode de Newton-Raphson

III.9.1 Principe de la méthode de Newton Raphson

Soit le système d'équation non linéaire suivant :

$$\begin{cases} Y_1 = f_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ Y_2 = f_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\ \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \\ Y_n = f_n(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \end{cases} \quad \text{(III.27)}$$

Si on suppose que les solutions initiales du système sont :

$$(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0)$$

Les erreurs :

$$(\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \Delta x_3^0, \dots, \Delta x_n^0)$$

Donc :

$$(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, x_3^0 + \Delta x_3^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0)$$

En appliquant le développement en série de Taylor d'ordre (1) aux points $(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0)$ on aura :

$$Y_1 = f_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) + \Delta x_1^0 \frac{\partial f_1}{\partial x_1} + \Delta x_2^0 \frac{\partial f_1}{\partial x_2} + \Delta x_3^0 \frac{\partial f_1}{\partial x_3} + C_i \quad \text{(III.28)}$$

En négligeant les termes d'ordre supérieur posant : C1, C2, C3, ...Cn, on aura le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 - f_1^0 \\ Y_2 - f_2^0 \\ \vdots \\ Y_n - f_n^0 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta Y_1^0 \\ \Delta Y_2^0 \\ \vdots \\ \Delta Y_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \frac{\partial f_n}{\partial x_3} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad \text{(III.29)}$$

Ou sous forme matricielle :

$$[\Delta Y] = [J] \cdot [\Delta X]$$

Avec :

[J] : Matrice Jacobien.

La méthode de Newton-Raphson consiste à calculer les éléments du vecteur X, à la K^{ime+1} itération par :

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \Delta x_i^k \quad i = 1, 2 \dots n \quad \text{(III.30)}$$

Ce vecteur servira pour le nouveau jacobien J afin de déterminer les nouvelles valeurs de x_i en résolvant le système d'équations par la méthode adéquate de résolution de système linéaires. Ce processus de calcul est répété jusqu'à l'obtention de la précision désirée, et on arrête le processus d'itération une fois que $|x_i^{k+1} - x_i^k| \leq \varepsilon$ pour $i=1,2,\dots,n$. □

III.9.2 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson

L'équation permettant de calculer la puissance apparente □□

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot (\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j)^*$$

La méthode de Newton Raphson à plusieurs variantes selon que l'on exprime les éléments de la matrice admittance nodale et tensions aux accès en coordonnées cartésiennes, polaires ou hybrides. Nous nous intéresserons dans notre travail à la forme hybride.

On a

$$\bar{V}_i = |\bar{V}_i| e^{j\theta_i} \quad \text{(III.31)}$$

Et

$$\bar{Y}_{ij} = |\bar{Y}_{ij}| e^{j\varphi_{ij}} = G_{ij} + jB_{ij} \quad \text{(III.32)}$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire on aura :

$$\begin{cases} P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| [-G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{cases} \quad \text{(III.33)}$$

Ou bien

$$\begin{cases} P_i = F(\theta, |\bar{V}|) \\ Q_i = G(\theta, |\bar{V}|) \end{cases} \quad \text{Pour } i = 1, n \quad \text{(III.34)}$$

III.9.3 Formulation des équations de la méthode de Newton Raphson

Le système d'équations (III.34) est formé donc de deux équations permettant de calculer P et Q avec deux inconnus θ et $|\bar{V}|$. [30]

En différenciant les équations (III.26) par rapport à (θ) et $(|\bar{V}|)$ on aura ;

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \quad \text{(III.35)}$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \quad \text{(III.36)}$$

Physiquement, les ΔP_i et ΔQ_i représentent la différence entre les valeurs spécifiées et celles calculées des puissances actives $P_{spéc}$ et réactives $Q_{spéc}$ qui peuvent être calculées comme suit :

$$\begin{Bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{Bmatrix} * \begin{Bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta |\bar{V}_1| \\ \vdots \\ \Delta |\bar{V}_n| \end{Bmatrix} \quad (\text{III.37})$$

Avec,

$$[J_1] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad [J_2] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{bmatrix}$$

$$[J_3] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad [J_4] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{bmatrix}$$

III.9.4 Système d'équation à résoudre

Le système d'équation sous forme matriciel à résoudre s'écrit comme suit :

$$\begin{Bmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{Bmatrix}^k = [J] \cdot \begin{Bmatrix} \{\Delta \theta\} \\ \{\Delta |\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^k \quad (\text{III.38})$$

Avec,

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{III.39})$$

$$\begin{Bmatrix} \{\Delta \theta\} \\ \{\Delta |\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^{k+1} = \begin{Bmatrix} \{\theta\} \\ \{|\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^k + X \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1k} \cdot \begin{Bmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{Bmatrix}^k$$

(III.40)

$$\left\{ \begin{array}{l} |\bar{V}_i|^{k+1} = |\bar{V}_i|^k + \Delta|\bar{V}_i|^k \\ \theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \end{array} \right\} \quad i = 1, n \quad (\text{III.41})$$

III.9.5 Calcul des éléments du Jacobien

Les éléments du Jacobien peuvent être calculés à partir des équations (Equ III.33), et ce en les dérivant par rapport aux modules des tensions et aux angles de phases. [30]

III.9.5.1 Eléments de J1

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot [B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.42})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|\bar{V}_i| \cdot |\bar{V}_k| \cdot [-B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.43})$$

III.9.5.2 Eléments de J2

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot [B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] + 2|\bar{V}_i| G_{ii} \quad (\text{III.44})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| \cdot [B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.45})$$

III.9.5.3 Eléments de J3

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot [B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{III.46})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = |\bar{V}_i| \cdot |\bar{V}_k| \cdot [-B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.47})$$

III.9.5.4 Eléments de J4

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot [-B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] - 2|\bar{V}_i| B_{ii} \quad (\text{III.48})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| \cdot [-B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{III.49})$$

Pour un accès k générateur ($P, /V /$) où l'amplitude de la tension $|V_k|$ est spécifiée et reste constante, alors $\Delta|V_k| = 0$. Il est donc nécessaire de supprimer la ligne et la colonne correspondant à k dans la matrice $J4$ tant que $\Delta|V_k| = 0$. Cela doit être appliqué pour tous les accès générateurs. Par conséquent, les puissances réactives injectées en ces accès peuvent être calculées directement par l'équation III.32. Il est alors nécessaire de vérifier que la puissance réactive calculée à chaque accès générateur « i » est dans les limites de puissance réactive spécifiées ($Q_{imin} Q_{imax}$).

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre en a présenté le concept général, l'objectif et le problème de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique. Nous avons présenté aussi la description et la modélisation des éléments de puissance du réseau et les notions essentielles de l'écoulement de puissance.

L'importance de l'étude de l'écoulement de puissance est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique, pour chaque nœud dont : La Puissance (Active et Réactive) la tension (Module et Angle), Parmi les méthodes de résolution, on a choisi la méthode de Newton Raphson, nous avons présenté le principe, les étapes et l'algorithme de cette méthode.

Chapitre IV : Profile de la tension stabilisation du réseau et planification de l'énergie réactive

IV.1 introduction

La planification des réseaux désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité. Les objectifs à atteindre sont difficiles à concilier : le développement des réseaux doit satisfaire des exigences de qualité et de sécurité auprès des utilisateurs tout en minimisant l'impact environnemental et le coût pour la société. [35]

Augmenter la puissance produite et transmise à travers le réseau n'est pas le seul souci des opérateurs, l'amélioration de la qualité et la réduction des coûts de fonctionnement tout en respectant les contraintes de sécurité du réseau, sont considérés comme des objectifs majeurs. Ces objectifs ne peuvent être atteints si l'impact des deux contraintes majeures dans un réseau électrique n'est pas atténué, soient la limite de stabilité et le profil de la tension.

Nous nous limitons dans ce travail à l'amélioration des profils de tension et de la stabilité du réseau, l'aspect planification de l'énergie réactive sera abordé mais il ne sera pas traité.

IV.2 Performance de la tension d'un système

Au fil des années, les performances de tension d'un système d'alimentation ont retenu l'attention à la fois du point de vue de l'analyse et de l'amélioration. Bien que les amplitudes de tension soient, normalement, d'une grande importance, au cours des deux dernières décennies, la stabilité de la tension est également considérée dans la littérature. Dans cette partie, nous essayons de faire une brève distinction entre ces deux aspects de la performance de tension d'un système électrique. Après cela, nous passons en revue certains des indices qui peuvent être utilisés pour chaque cas.

IV.2.1 Profil de tension

Le terme caractérisant les amplitudes de la tension acceptables d'un accès du réseau et que le profil de la tension. Une amplitude de tension de 1,0 p.u. est considéré comme favorable. Pour les accès charges PQ, dans des conditions pratiques, les tensions ne peuvent pas être strictement maintenues à cette valeur. Une marge de tension entre 0,95-1,05 p.u peut être

acceptable. Un accès générateur (accès PV), est considéré comme un accès à tension contrôlée et sa tension est définie par les opérateurs. La puissance réactive d'une unité de production est contrôlée en changeant son point de consigne de référence.

Un indice appelé indice de performance de la tension est calculé pour montrer une performance acceptable pour le profil de la tension par les somme des différences quadratiques des tensions aux accès V_i par rapport à la tension de référence V_i^{set} . [36]

$$P_{prof} = \sum_{i=1}^N (V_i - V_i^{set})^2 \tag{VI.1}$$

$$V_{i,set} = \begin{cases} 1.0 & i \in PQ \text{ accès} \\ V_{set \text{ point}} & i \in PV \text{ accès} \end{cases}$$

Où :

P_{prof} : Est l'indice de performance de la tension.

V_i : Est la grandeur de tension de l'accès i .

V_i^{set} : Est la tension de référence de l'accès i .

N : Est le nombre d'accès du système.

La somme peut être calculée pour tous les accès PV et PQ. En d'autres termes, si toutes les amplitudes des tensions des accès charges PQ sont de 1,0 p.u et les tensions des accès générateurs PV sont maintenus à leurs points de consigne respectifs, l'indice serait de zéro. En outre, les amplitudes de la tension sont éloignées à partir de leurs points de consigne, plus l'indice serait élevé. En conséquence, un indice P_{prof} inférieur est considéré comme favorable. Cet indice peut être facilement calculé par un programme de calcul d'écoulement de puissance.

IV.2.2 Stabilité de la tension

Pour un réseau électrique typique, si on suppose que l'amplitude de la tension d'un accès spécifique est de 1,0 pu, pour une puissance apparente de l'accès de $2,0 + j1,0$ p.u. Si on suppose que la charge (à la fois P et Q) augmente de 20% à $2,4 + j1,2$ p.u, le calcul d'écoulement de puissance par le programme (PTStab) nous donne une tension de l'accès réduite à 0,95 p.u. Si nous continuons à augmenter la charge, la tension continue à augmenter et suit une trajectoire simple comme le montre la Figure. IV.1. Après un certain point (point A), aucune solution ne peut être trouvée en exécutant le programme (PTStab). Le système est considéré comme étant

instable en tension pour toute charge supérieure à S_A . Cette courbe est communément appelée courbe S-V.

Des courbes S_i en fonction de P et Q courbes (Q-V ou P-V) peuvent être générées. La performance de la tension peut être établie en termes de Q ou P. De plus, au lieu d'augmenter la charge d'un accès spécifique, la charge totale de l'ensemble du système peut être augmentée. Ces aspects sont normalement étudiés dans l'analyse de la stabilité statique de la tension (par opposition au type dynamique). Le terme statique est utilisé comme l'approche suivie de la courbes V de génération de la charge qui est basée sur l'équation algébrique de flux. Le type dynamique est basé sur des équations différentielles. [36]

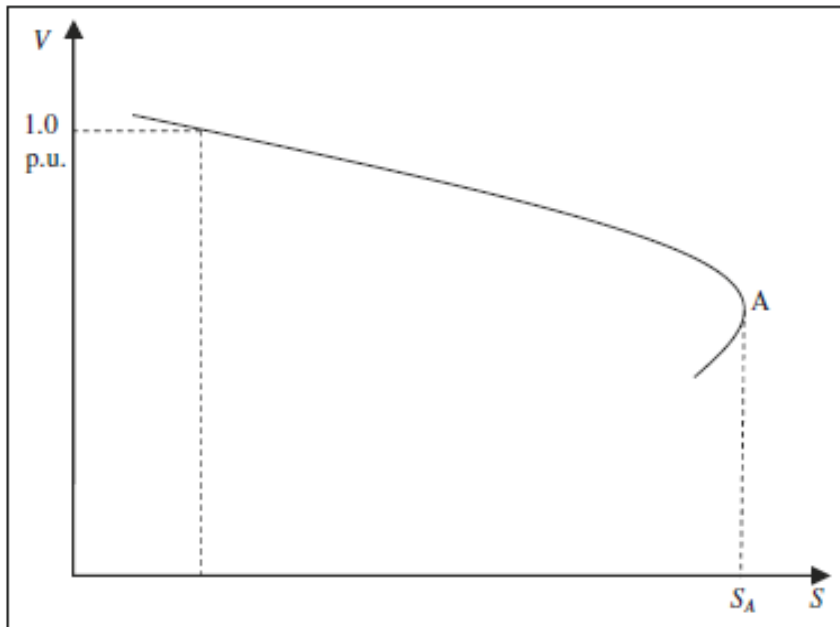


Figure IV.1 : Courbe P-V

On considère maintenant deux cas typique de la courbe Q-V (figure VI.2). La tension du point de fonctionnement dans les deux cas est de 1,0 p.u, les profils des tensions sont considérés comme identiques et acceptables. Cependant, dans le cas I la distance au point d'instabilité alors est plus faible, la performance de la stabilité de la tension du cas II est meilleure. Cette distance peut être considérée comme le mérite relatif de la performance de la stabilité de la tension, noté P_{stab} . Pour trouver P_{stab} pour l'ensemble du réseau, on augmente les charges de la puissance réactive de tous les accès proportionnellement jusqu'à ce que le point d'instabilité soit atteint pour l'accès le plus faible. La puissance réactive totale est considérée comme P_{stab} .

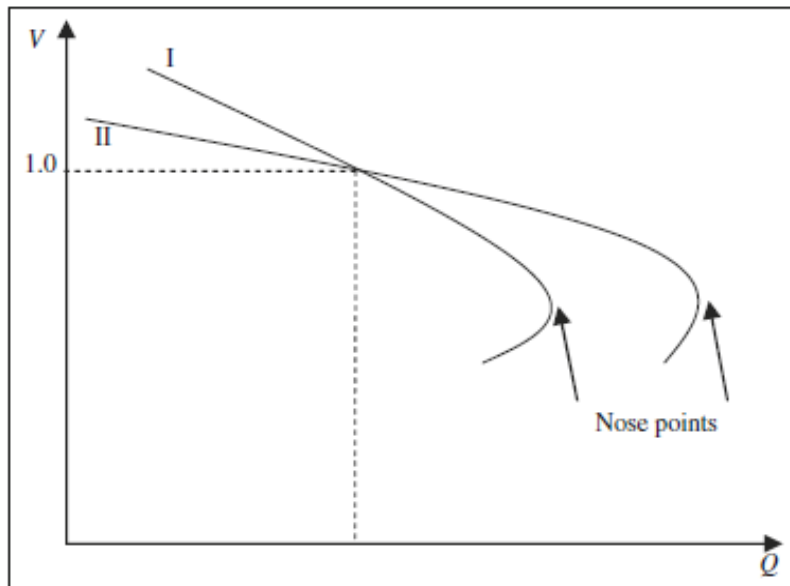


Figure IV.2 : Courbe Q-V

IV.2.3 Paramètres de contrôle de la performance de la tension

Les actions suivantes peuvent affecter les performances de la tension (à la fois le profil et la stabilité) d'un système :

- Changer les gradins des transformateurs à changement de prise,
- Modification des points de consigne de tension des accès à régulation de tension (accès PV),
- Connecter ou déconnecter des condensateurs et / ou des réactances, ou de toute ressource de puissance réactive.

Ces options peuvent être utilisées par l'opérateur du système pour améliorer la performance de la tension dans diverses conditions de fonctionnement. Nous allons nous concentrer principalement sur la troisième option, et laisser les deux premiers inchangés pour les performances opérationnelles. Plus tard, un problème d'optimisation dans lequel les ressources de puissance réactive peuvent être allouées et dimensionnées. [37]

IV.3 Management de puissance réactive

Pour qu'un dispositif de compensation améliore le fonctionnement du réseau, il doit être correctement dimensionné et correctement installé. La gestion des différentes sources de puissance réactive dans un réseau fait appel au management de la puissance réactive.

Le management de la puissance réactive peut être défini comme étant le contrôle des tensions des générateurs, des prises variables des transformateurs, des différents compensateurs existants, ainsi que la disposition de nouvelles sources de puissance réactive de manière à améliorer le fonctionnement du réseau, en termes de coût et de profil de tension.

Le management de la puissance réactive en régime permanent et dans les conditions dynamiques, peut être divisé comme suit : [38]

IV.3.1 Planification de la puissance réactive

La planification de la puissance réactive concerne l'installation et la suppression des équipements de puissance réactive dans le réseau, afin d'améliorer son fonctionnement. Cet effort est effectué pour les conditions futures du système à court, moyen ou long terme.

IV.3.2 Planification du fonctionnement du système

La planification du fonctionnement du système concerne l'amélioration du fonctionnement des équipements de puissance réactive existants. Cette planification est exécutée pour les conditions des systèmes anticipés de plusieurs jours jusqu'à une année

IV.3.3 Répartition et contrôle de la puissance réactive

Elle détermine le fonctionnement des équipements, et la quantité de puissance réactive à injecter dans le réseau en temps réel. Ces équipements sont les compensateurs ainsi que les équipements de contrôle et de communications requises pour permettre un contrôle en temps réel.

Les équipements de compensation de la puissance réactive qui doivent être installés, supprimés ou contrôlés incluent : les condensateurs shunt commutables, les réactances shunt, les compensateurs statiques, les alternateurs ainsi que les prises des transformateurs.

Les équipements secondaires incluent : les appareillages de mesure, les relais de protection, le contrôle automatique, les sectionneurs et les disjoncteurs, ainsi que les équipements de communication.

IV.3.4 Ressources de puissance réactive statique versus dynamique

Un condensateur peut générer une puissance réactive tandis qu'une réactance absorbe la puissance réactive. La puissance réactive générée / absorbée par un condensateur / réactance est égale à V^2 / X . Sa valeur est fixe et proportionnelle à X , mais la tension de son accès de connexion ne peut pas être directement contrôlée. En d'autres termes, un accès avec un condensateur / réactance est un accès charge PQ, sa génération d'énergie réactive ne peut pas être modifiée instantanément. Ces types de ressources de puissance réactive sont des ressources statiques. [39]

Dans le cas d'un accès générateur PV dans lequel la tension peut être maintenue fixe à une valeur spécifiée, un générateur de compensateur synchrone avec une puissance active nul. A partir d'une analyse de l'écoulement de puissance, la génération de puissance réactive, Q , est déterminée. Elle est générée / absorbée par le générateur à condition qu'elle soit dans la capacité de la ressource, elle peut être générée / absorbée, instantanément, alors que sa valeur est dictée par les conditions du système et non fixée. Ces types de ressources de puissance réactive sont considérés de type dynamique. Un autre type de ressource dynamique est le SVC avec une réponse presque instantanée et une caractéristique (V-I) montrée à la Fig. IV.2. Dans sa plage de capacité de puissance réactive (Q_{min} et Q_{max}), sa tension est fixe. En dehors de la plage, il se comporte soit comme un condensateur ($> Q_{max}$) soit comme une réactance ($< Q_{min}$).

IV.4 Planification de la puissance réactive

Le but de la planification de la puissance réactive est d'attribuer et de déterminer les tailles des ressources de puissance réactive. Les ressources réactives statiques, à savoir, condensateurs et les réactances sont attribuées et dimensionnés pour des conditions d'exploitation normales. Les compensateurs réactifs Dynamiques (RPC) sont correctement placés et dimensionnés de sorte que le fonctionnement et la sécurité du réseau de transport d'énergie réactive soient garantis à la suite de toute défaillance, d'un transformateur de ligne électrique et de centrale électrique. Pour allouer correctement et dimensionner les ressources statiques précitées, un problème d'optimisation multi objectif est proposé en tenant compte de diverses contraintes qui doivent être vérifiées. [36][39]

IV.4.1 Allocation et dimensionnement des ressources réactives statiques

Les ressources réactives statiques affectent le profil de la tension et la stabilité de la tension alors qu'en même temps, ils affectent les pertes du système. Un problème d'optimisation quatre-objectif (à savoir, le profil de la tension, la stabilité de la tension, les pertes et le coût des ressources énergétiques réactives) est proposé. Le problème de la planification de l'énergie réactive pour l'optimisation n'est pas traité dans ce travail.

IV.4.1.1 Profil de la tension

La performance du profil de la tension est évaluée sur la base de l'indice défini précédemment. Cependant, les tensions sont soumises aux contraintes d'être dans les limites V_{\min} et V_{\max} , l'indice de profile de la tension P_{prof} est calculé sur la base de l'équation (IV.1),

IV.4.1.2 Stabilité de la tension

La performance de la stabilité de la tension est évaluée sur la base de l'indice de stabilité P_{stab} défini plus tôt.

IV.4.1.3 Pertes du système

La minimisation des pertes actives peut être considérée comme une autre fonction objective.

Cet indice est décrit comme suit :

$$P_{\text{loss}} = \sum_{m=1}^{Nb} g_m [(V_m^s)^2 + (V_m^r)^2 - 2V_m^s * V_m^r \cos \theta_m] \quad (\text{IV.2})$$

Où :

P_{loss} : C'est les pertes du système.

V_m^s et V_m^r : sont les grandeurs de tension d'émission et de réception de la ligne m.

g_m : C'est la conductance.

θ_m : Est la différence d'angle de phase de la ligne m.

Nb : Est le nombre de lignes.

IV.4.1.4 Coût des ressources d'énergie réactive

Le coût engendré par l'installation des ressources énergétiques réactives devrait être minimisé. Cet indice peut être décrit comme suit :

$$P_{cost} = \sum_{i=1}^{N_c} (C_{fi} + C_{vi} Q_i) \quad (IV.3)$$

Où :

P_{cost} : C'est le coût engendré par l'installation des ressources énergétiques réactives

C_{fi} : Est le coût d'installation fixe de la ressource de la puissance réactive de l'accès i.

C_{vi} : Est le coût variable (par kVAr) de la ressource de la puissance réactive de l'accès i (le coût d'investissement).

Q_i : Est la capacité de la ressource de la puissance réactive de l'accès i.

N_c : Est le nombre total de points d'allocation de ces ressources.

IV.4.1.5 Fonction d'évaluation globale

Le problème d'optimisation multi-objectif résultant décrit comme

- Min. P_{prof}
- Max. P_{stab}
- Min. P_{loss}
- Min. P_{cost}

Sous réserve de $H = 0$ (équations de flux de charge) et $G \leq 0$ (contraintes d'inégalité telles que les limites sur les amplitudes de la tension, les puissances actives (réactives) des générations de puissance planifiées, etc.) peuvent être résolus par une méthode d'optimisation. Comme les termes de la fonction objectif ne sont pas de même unité, une procédure de normalisation doit être utilisée et une fonction de forme telle que décrite en (IV.4) sera utilisée.

$$F_e = -\alpha_1 \frac{P_{prof,e}}{P_{prof}} + \alpha_2 \frac{P_{stab,e}}{\overline{P_{stab}}} - \alpha_3 \frac{P_{loss,e}}{P_{loss}} - \alpha_4 \frac{P_{cost,e}}{\overline{P_{cost}}} \quad (IV.4)$$

\underline{P}_{prof} : L'indice de performance minimale.

\overline{P}_{stab} : L'indice de stabilité maximale.

\underline{P}_{loss} : Les pertes du système minimale.

\overline{P}_{cost} : Les Coût des ressources d'énergie réactive maximale.

Les notations de signe utilisées sont dues au fait que si l'indice de stabilité doit être maximisé, les autres doivent être minimisés. De plus, puisqu'ils sont normalisés près de un, ils peuvent être ajoutés ensemble, P_{cost} est normalisé en fonction de sa valeur maximale. Toute autre procédure de normalisation peut être employée le choix $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ et α_4 n'est pas unique pour chaque fonction objective. $P_{obj,e}$, $obj \in \{\text{prof, stab, perte, coût}\}$ est la valeur de chaque fonction objective.

IV.5 Les contraintes

Les contraintes du système peuvent être classées en :

IV.5.1 Contraintes paramétriques

Les contraintes paramétriques sont définies par l'ensemble des paramètres auxquels un contrôle direct existe, c'est-à-dire les limites de la génération des puissances actives, les limites des volumes des compensateurs, les limites sur les réglages des transformateurs, ainsi que les limites des tensions aux nœuds de génération et aux nœuds de régulation.

Les contraintes paramétriques définissent les limites de l'espace de recherche, une formulation explicite de ces contraintes par une fonction de pénalité n'est pas nécessaire.

L'ensemble des contraintes paramétriques est comme suit : [40]

$$\underline{P_{gi}} \leq P_{gi} \leq \overline{P_{gi}}$$

$$\underline{Q_{ci}} \leq Q_{ci} \leq \overline{Q_{ci}}$$

$$\underline{Q_{li}} \leq Q_{li} \leq \overline{Q_{li}}$$

$$\underline{V_{gi}} \leq V_{gi} \leq \overline{V_{gi}}$$

$$\underline{Q_{min}} \leq V_{gi} \leq \overline{Q_{max}}$$

IV.5.2 Contraintes dures

Les contraintes dures enveloppent l'ensemble des paramètres du réseau auxquels aucun contrôle direct n'existe représentées par les tensions des nœuds de charges comme principales contraintes dures dans le réseau, influencées principalement par l'écoulement de puissance réactive dans le réseau et formulées par :

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i$$

Ainsi que les contraintes sur les limites thermiques des lignes et des transformateurs

$$S(i, j) \leq \underline{S}(i, j)$$

Ces contraintes peuvent être formulées comme suit :

$$g_u(i) = (V_i - \overline{V}_i) \leq 0$$

$$g_d(i) = (\underline{V}_i - V_i) \leq 0$$

$$g_L(i) = \overline{S}(i, j) - S(i, j) \leq 0$$

Avec

V_i : Tension au nœud de la charge i .

\underline{V}_i : Limite inférieure.

\overline{V}_i : Limite supérieure.

Et

$S(i, j)$: Puissance transmise dans la branche i, j .

$\underline{S}(i, j)$: Limite thermique de la branche i, j .

Et comme il n'existe aucun contrôle directe sur ces paramètres, nous assurerons la pleine satisfaction de ces contraintes soit en introduisant des fonctions de pénalités, soit en formulant des fonctions de qualité introduites comme des fonctions objectives supplémentaires.

IV.5.3 Contraintes de fonctionnement

Les contraintes de fonctionnement sont définies par les équations d'écoulement de puissance, correspondant à un point de fonctionnement du réseau, pour une configuration de charge et de génération donnée :

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n V_j \cdot [-G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n V_j \cdot [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

Les contraintes de fonctionnement sont traitées par la procédure du calcul d'écoulement de puissance, pour un niveau de charge et une configuration de compensateurs données, ce qui nous permet d'avoir l'ensemble des paramètres du réseau.

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté comment améliorer le profil de la tension ainsi que l'indice la stabilité d'un réseau électrique, les contraintes du réseau électrique et les paramètres de contrôle de la tension

Ainsi ce problème nécessite la détermination de l'installation optimale des équipements qui satisferaient les différentes contraintes imposées au réseau. Ainsi avec la compensation de la puissance réactive le problème de la performance de la tension et la stabilité de la tension et améliorer.

Chapitre V : Application et résultats

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons effectuer un calcul de l'écoulement de puissance à partir de la méthode de Newton Raphson appliquée sur un réseau à huit jeux accès et dix lignes. Les différents grandeurs obtenues (indice de performance de la tension et indice de stabilité) du développement et de l'implantation sous MATLAB de cette méthode, seront présentées et discutées.

Nous allons injecter par la suite à ce même réseau une puissance réactive dont le but de voir le comportement du réseau vis-à-vis de son injection, et d'évaluer ainsi les tensions aux jeux de barres, l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension.

Finalement, nous allons intégrer dans le réseau un dispositif de compensation statique ou dynamique dont le but est d'améliorer l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension.

V.2 Topologie du réseau étudié

Le réseau étudié est celui présenté sur la figure V.1. Il est constitué de :

- Huit (8) accès notés (12, 14, 22, 24, 32, 34, 42 et 54).
- L'accès (14) représente l'accès bilan.
- Les accès (12, 24, 34, 42 et 54) sont des accès charges.
- Les accès (22 et 32) sont des accès générateur.
- Dix (10) lignes.
- Trois (3) générateurs.

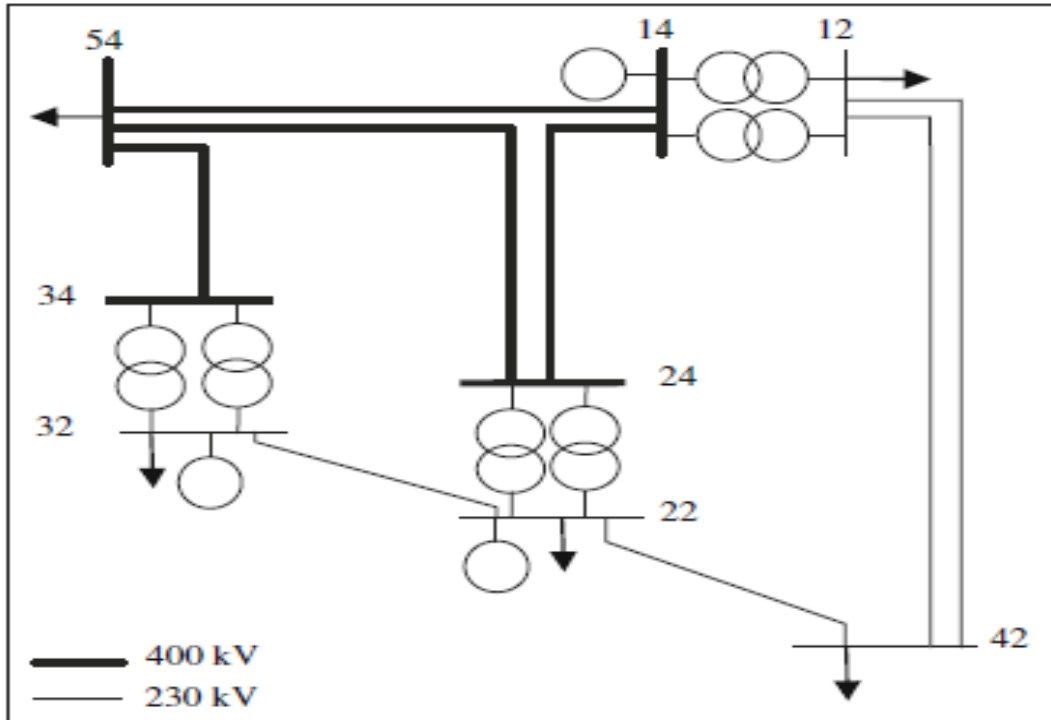


Figure V.1 : Architecture du réseau étudié

Les paramètres des lignes et des charges sont données dans les tableaux ci-dessous :

Tableau V.1 : Les données des lignes

| Nl | Nr | R (pu/Km) | X (pu/Km) | L (Km) |
|----|----|-----------|-----------|--------|
| 12 | 42 | 0.000125 | 0.00050 | 600.0 |
| 14 | 54 | 0.000150 | 0.00025 | 200.0 |
| 22 | 32 | 0.000250 | 0.00100 | 200.0 |
| 22 | 42 | 0.000250 | 0.00100 | 400.0 |
| 34 | 54 | 0.000015 | 0.00025 | 200.0 |
| 14 | 12 | 0.013000 | 0.25700 | 0.000 |
| 32 | 34 | 0.013000 | 0.25700 | 0.000 |
| 22 | 24 | 0.013000 | 0.25700 | 0.000 |
| 14 | 24 | 0.000015 | 0.00025 | 400.0 |
| 24 | 54 | 0.000015 | 0.00025 | 310.0 |

D'où

Nl : C'est l'accès départ.

Nr : C'est l'accès final.

R : C'est la résistance de la ligne.

X : C'est la réactance de la ligne.

L : C'est la longueur de la ligne.

Tableau V.2 : Les données des accès

| Na | Ta | V (pu) | Angle (rad) | PLi (MW) | QLi (MVar) | Pgi (MW) | Qgi (MVar) | Qimin (MVar) | Qimax (MVar) | Qinj (MVar) |
|----|----|-----------|----------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-----------------|-----------------|----------------|
| 14 | 1 | 1.000 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | -500.0 | 500 | 0.000 |
| 12 | 3 | 1.000 | 0.000 | 52.000 | 25.200 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 35.00 |
| 22 | 2 | 1.000 | 0.000 | 156.00 | 75.500 | 50.00 | 18.70 | -40.00 | 40.00 | 40.00 |
| 24 | 3 | 1.000 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 70.00 |
| 32 | 2 | 1.000 | 0.000 | 26.000 | 12.600 | 65.00 | 39.30 | -45.00 | 45.00 | 0.000 |
| 34 | 3 | 1.000 | 0.000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 42 | 3 | 1.000 | 0.000 | 104.00 | 50.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 60.00 |
| 54 | 3 | 1.000 | 0.000 | 156.00 | 75.500 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 110.0 |

D'où

Na : Numéro de l'accès.

Ta : Type de l'accès.

- **1** : Accès bilan.
- **2** : Accès générateur
- **3** : Accès charge.

V : La tension des accès.

Angle : Le déphasage de la tension.

P_{li} : La puissance active de la charge à l'accès i.

Q_{li} : La puissance réactive de la charge à l'accès i.

P_{gi} : La puissance active des générateurs à l'accès i

Q_{gi} : La puissance réactive des générateurs à l'accès i.

Q_{imin} : La puissance réactive minimale à l'accès i.

Q_{max} : La puissance réactive maximale à l'accès i.

Q_{inj} : La puissance réactive injecté à l'accès i.

On a

S_b : La puissance de base et de 100 MVA.

M_{iter} : Itération maximale et de 100 itération.

Acc : C'est l'accélération et de 10^{-3} accélération.

V_{min} : C'est la tension minimale.

V_{max} : C'est la tension maximale.

V.3 Description du problème

Notre problème consiste à faire le calcul de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton Raphson afin de déterminer l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension dans des conditions normales et la condition (N-1) c'est-à-dire qu'à chaque calcul en élimine une ligne et en fait les calculs.

V.4 Le programme

Le programme réaliser sous MATLAB calcul l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité du réseau électrique dans les conditions normales et dans les conditions de contingence (N-1). Il est composé d'un programme principale (PTStab) et de trois sous-programme. Un programme (Ybus) pour le calcul de la matrice admittance, un programme (NREP) pour le calcul de l'écoulement de puissance et un programme (Résult) qui affiche les résultats obtenus.

V.5 Allocation et dimensionnement des ressources réactives dynamiques

Comme déjà noté, un compensateur dynamique (RPC) est utilisé pour améliorer la sécurité de la tension du système en réponse à une éventualité unique de l'élément de transmission. Le système est considéré comme sécurisé si le flux de charge converge et en plus de satisfaire les limites de débit de la puissance, toutes les tensions sont, disons, de 0,95-1,05 p.u. En réponse à une éventualité unique, les conditions suivantes peuvent survenir. Toutes les ressources réactives statiques déjà allouées en partie (IV.4.1), sont supposés être en service :

- a) Le flux de charge converge et le système montre une condition acceptable en termes de magnitudes de la tension. Aucune autre action n'est nécessaire.
- b) Le flux de la charge ne converge pas en raison d'une condition d'îlotage suivant la contingence. Aucun RPC ne peut résoudre le problème.
- c) Le flux de charge ne converge pas, mais pas en raison d'une condition d'îlotage. Plus loin une action est nécessaire pour résoudre le problème.
- d) Le flux de charge converge mais certaines des tensions sont hors de portée $0.95 \text{ p.u.} \leq V_i \leq 1.05 \text{ p.u.}$ D'autres actions sont requises.

Dans les études menées, les tailles et les emplacements optimaux des RPC sont constituer pour résoudre (c) et (d) ci-dessus. Pour toute éventualité, un seul RPC est vérifié pour résoudre le problème. Les capacités de la puissance réactive maximale et minimale d'un RPC sont considérées égales.

V.6 Calcul de l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité

V.6.1 Conditions normales

Dans les conditions normales on va calculer P_{prof} et P_{stab} , basé sur la procédure discutée dans la section (VI.4). Avec $V = 0,95$ pu et $V = 1,05$ p.u ; $P_{\text{prof}} = 0,004$. Pour calculer P_{stab} , nous augmentons progressivement les puissances actives de tous les accès charge (PV) jusqu'à ce que le flux de charge diverge. Ce faisant, nous augmentons les charges réactives des accès de manière à ce que les facteurs restent inchangés. De plus, nous supposons que la puissance active augmente sont compensés par l'accès (14). De cette façon, P_{stab} est trouvé à 1,42 et V_{prof} est trouvé à 0.004 ce qui montre que si la charge totale du système augmente de 42%, le système rencontre des difficultés, en termes de stabilité de tension.

Tableau V.3 : La performance de la tension

| Na | V (pu) | Angle (rad) |
|----|--------|-------------|
| 14 | 1.000 | 0.000 |
| 12 | 0.996 | -0.051 |
| 22 | 1.000 | -0.139 |
| 24 | 1.016 | -0.096 |
| 32 | 1.000 | -0.074 |
| 34 | 1.004 | -0.078 |
| 42 | 0.934 | -0.282 |
| 54 | 1.009 | -0.083 |

Tableau V.4 : Les puissances qui transite dans les lignes

| Nl | Nr | P (pu) | Q (pu) |
|----|----|--------|--------|
| 14 | 12 | 1.261 | 0.072 |
| 14 | 24 | 0.959 | -0.167 |
| 14 | 54 | 1.651 | -0.213 |
| 12 | 42 | 0.738 | 0.103 |
| 22 | 24 | -1.117 | -0.310 |
| 22 | 32 | -0.301 | 0.086 |
| 22 | 42 | 0.358 | 0.099 |
| 24 | 54 | 0.166 | -0.052 |
| 32 | 34 | 0.084 | -0.106 |
| 34 | 54 | 0.084 | -0.106 |

Les tableaux (V.3) et (V.4) représente consécutivement la performance de la tension et les puissances qui transite dans les lignes.

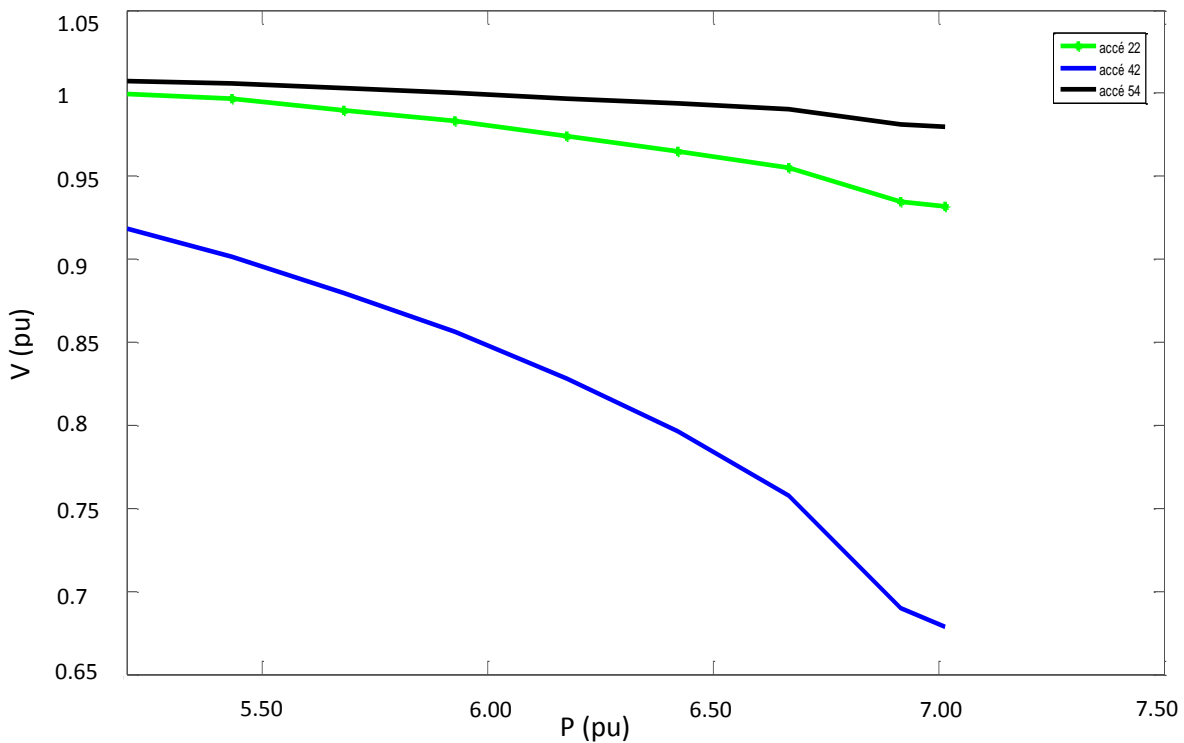


Figure V.2 : Allure de la stabilité de la tension

Dans les conditions normales la stabilité de la tension dans l'accès (42) n'est pas stable.

V.6.2 La condition (N-1) sans compensation dynamique

La condition N-1 veut dire qu'à chaque calcul on élimine une ligne.

On a répété les mêmes tests que dans les conditions normales mais cette fois avec une seule éventualité dans chaque Cas. Un résumé des résultats est fourni dans le tableau (V.5). On a quatre éventualités du programme (PTStab) qui ne convergent pas du tout. Pour l'accès 14-54 l'indice de performance de stabilité de la tension est le pire pour la contingence avec $P_{stab} = 1,200$.

Tableau V.5 : Résultats pour le cas de référence

| Elimination des lignes | Pprof | Pstab (%) |
|------------------------|--------|-----------|
| 12 – 42 | -1 | 0 |
| 14 – 54 | 0.0061 | 20 |
| 22 – 32 | 0.0048 | 39 |
| 22 – 42 | -1 | 0 |
| 34 – 54 | 0.0048 | 42 |
| 14 – 12 | -1 | 0 |
| 32 – 34 | 0.0049 | 42 |
| 22 – 24 | -1 | 0 |
| 14 – 24 | 0.0054 | 33 |
| 24 – 54 | 0.0048 | 40.5 |

(-1) : Veut dire qu'il n'y a pas de convergence

V.6.3 La condition N-1 avec compensation dynamique à l'accès (42)

Dans ce cas on ajoute une ressource de puissance réactive dynamique (RPC) sur l'accès 42, évaluée à $\pm 0,5$ p.u comme un condensateur synchrone (qui est en fait un générateur synchrone avec $P = 0,0$. Il est modélisé comme un accès PV), avec $V = 1,0$ p.u. Les résultats présentés au tableau (V.6) démontrent que une divergence arrive encore cette fois Le profil de la tension

est cependant amélioré par rapport à celui montré dans le tableau (V.5) et Pstab est globalement amélioré et les résultats sont montrés dans le tableau V6.

Tableau V.6 : Résultats d'addition de compensateur de la puissance réactive avec un ± 0.5 pu

| Elimination des lignes | Pprof | Pstab (%) |
|------------------------|--------|-----------|
| 12 – 42 | 0.000 | 11.5 |
| 14 – 54 | 0.000 | 27.5 |
| 22 – 32 | 0.000 | 43 |
| 22 – 42 | 0.000 | 20 |
| 34 – 54 | 0.000 | 45.5 |
| 14 – 12 | -1 | 0 |
| 32 – 34 | 0.000 | 45.5 |
| 22 – 24 | 0.0032 | 15.5 |
| 14 – 24 | 0.000 | 40 |
| 24 – 54 | 0.000 | 45 |

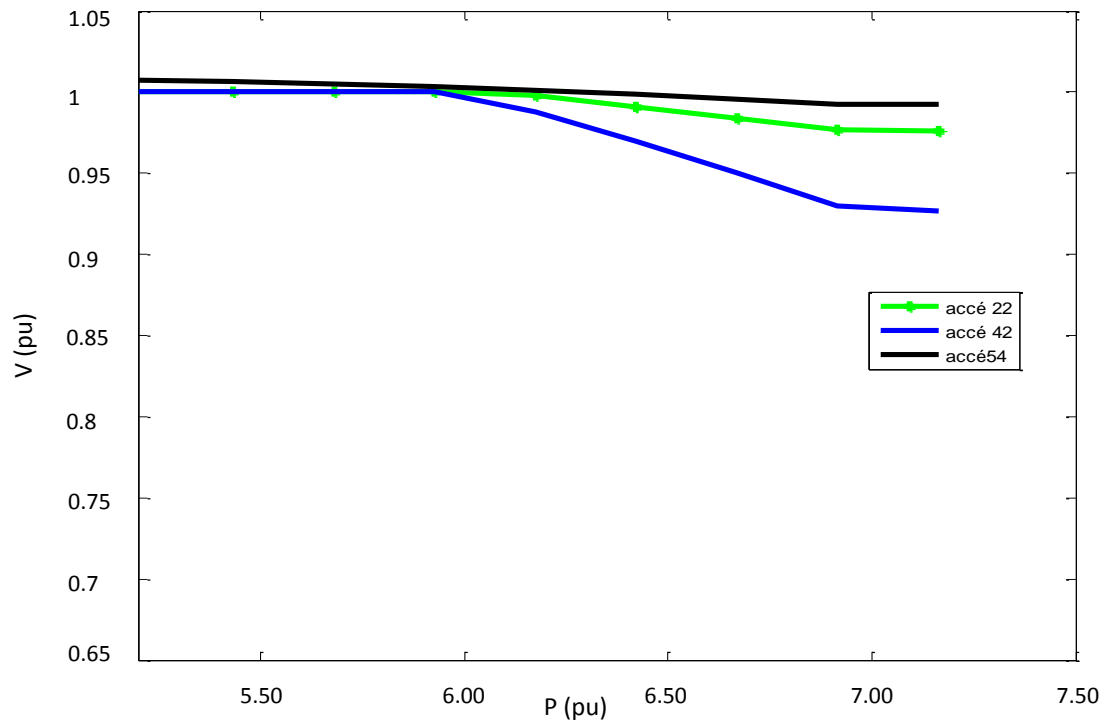


Figure V.3 : La stabilité de la tension avec l'augmentation de la puissance active de (± 0.5 p.u)

Dans la condition N-1 avec l'augmentation de la puissance active (± 0.5 p.u) la stabilité de la tension est améliorée dans l'accès (42).

Dans ce cas on va répéter les tests avec un ± 1.0 p.u et on a ajouté un compensateur de puissance réactive à l'accès 42 (au lieu de $\pm 0,5$ p.u.), nous remarquons dans le tableau (V.7) que les difficultés sont résolues. L'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension et mieux amélioré que dans le tableau (V.6) et les résultats sont montrés dans le tableau V.7.

Tableau V.7 : Résultats d'addition de compensateur de la puissance réactive avec un ± 1 pu

| Elimination des lignes | Pprof | Pstab (%) |
|------------------------|--------|-----------|
| 12 – 42 | 0.000 | 25.5 |
| 14 – 54 | 0.000 | 35 |
| 22 – 32 | 0.000 | 71.5 |
| 22 – 42 | 0.000 | 49 |
| 34 – 54 | 0.000 | 74.5 |
| 14 – 12 | 0 | 0 |
| 32 – 34 | 0.000 | 74.5 |
| 22 – 24 | 0.0032 | 25.5 |
| 14 – 24 | 0.000 | 58 |
| 24 – 54 | 0.000 | 72 |

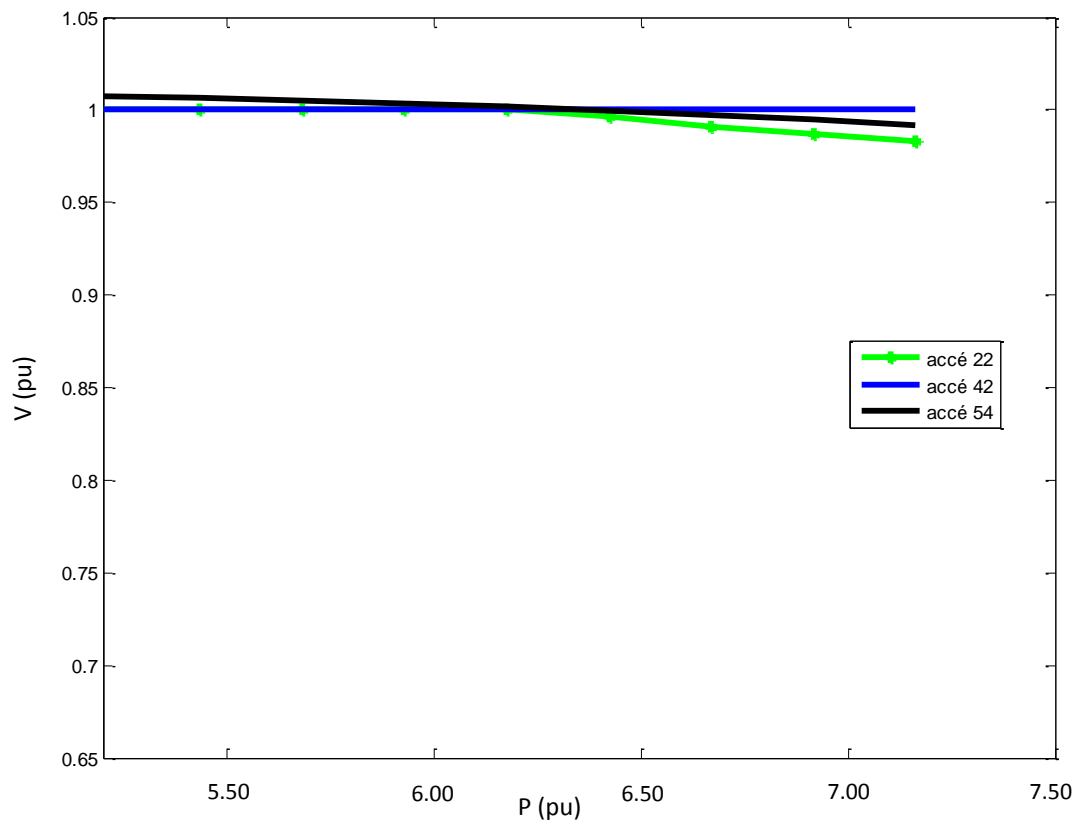


Figure V.4 : La stabilité de la tension avec l'augmentation de la puissance active de (± 1 p.u)

Dans la condition N-1 avec l'augmentation de la puissance active de (± 1 p.u) la stabilité de la tension dans l'accès (42) est mieux améliorée par rapport à l'augmentation de la puissance active de (± 0.5 p.u)

V.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié un réseau à deux états, à savoir, les conditions normales et l'état avec la condition N-1. Nous avons fait un programme pour le calcul d'écoulement de puissances par la méthode de Newton Raphson afin de voir l'évaluation de l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension et de la puissance vis-à-vis de ses états.

Les résultats du programme obtenus ont montré l'efficacité de la compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique. Cette compensation nous a permis d'améliorer l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension.

Conclusion générale

La demande d'énergie électrique, dans notre pays ne cesse de croître et les structures existantes parviennent à peine à la combler. La construction de nouvelles centrales de production, de nouvelles lignes de transport s'impose. Mais, ceci nécessite un gros investissement et une politique à long terme qui demande beaucoup de moyens pour y faire face.

Actuellement, c'est l'un des principaux soucis qui se pose aux gestionnaires de la production et du transport de l'énergie électrique. Une des solutions de ce problème est le contrôle des puissances réactives et des tensions afin de minimiser les pertes actives du système électrique permettant des gains considérables en énergie qui ont pour conséquence la diminution du coût de l'énergie électrique.

Avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production et le contrôle de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Ainsi, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt à d'autres moyens de compensation tels que les dispositifs conventionnels (les batteries de condensateurs, les selfs des compensateurs statiques) et les dispositifs FACTS (SVC, STATCOM, TCSC, TCPAR, UPFC, etc....) qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive.

Notre étude est portée sur l'étude de la performance de la tension et la stabilité de la tension dans un réseau électrique. Nous avons fait un calcul d'écoulement de puissance sur un réseau à huit accès et dix lignes dans ces deux états : les conditions normales et la condition N-1. Nous avons représenté les amplitudes des tensions et les déphasages au niveau de chaque accès, les puissances actives et réactives transitées dans les lignes. L'intégration des dispositifs de compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique

Afin d'améliorer l'indice de performance de la tension et l'indice de stabilité de la tension, un dispositif de compensation de la puissance réactive a été inséré, ce dispositif a montré son efficacité pour l'amélioration de la performance de la tension et la stabilité du réseau étudié.

Références bibliographiques

- [1] J. Barras “ Repatition des Puissances et Analyse de Securité des Réseaux Electriques par les Méthodes de Flot dans les Graphes“ Thèse de doctorat, soutenu en 1988 à l’EPF de Lausanne.
- [2] LADJICI Ahmed Amine « Calcul Evolutionnaire Application sur l’Optimisation de la Planification de la Puissance Réactive » Mémoire de magister, Ecole nationale polytechnique d’Alger, soutenue en juin 2005.
- [3] G. Rami « Contrôle De Tension Auto Adaptatif Pour Des Productions Décentralisées D’énergies Au Réseau Electrique De Distribution » Thèse de Doctorat d’Etat soutenus en 2006 à L’INP Grenoble.
- [4] I. Noui, « Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC », Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2012.
- [5] V. Ignatova, « Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie Électrique Application aux creux de tension et à la pollution harmonique », Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier - Grenoble I, 2006.
- [6] C. Apraez, « Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire », Mémoire présenté à l’école de technologie supérieure université de Québec ,2012.
- [7] B.Crappe, “Commande et régulation des réseaux électriques “, Hermes sciences 2003.
- [8] Michel Crappe : « Commande et régulation des réseaux électriques » Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [9] 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.
- [10] H. Kouara : « Application d’un filtre actif série au contrôle de la tension d’un réseau basse tension » mémoire de magister, université de Batna 28/02/2006.
- [11] H.Akagi, Y.Kanazawa and A.Nabae: « Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components », IEEE transaction on Industry Application, vol.Ia-20, N°3, May/Juin 1984.
-

Références bibliographiques

- [12] Philippe Sarrand et Jean Verseille : « Compensation de l'énergie réactive et tenue de tension dans les réseaux publics », Technique de l'ingénieur, D 4305, pp-1-10.
- [13] B. Ha Lee and K. Y. Lee, "A Study on Voltage Collapse Mechanism in Electric Power System." IEEE Trans. PS, Vol.6No.3, pp.966-974, August 1991.
- [14] T. Van Cutsem and R. Mailhot « Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System," IEEE Trans. Power Systems, vol. 12, pp. 282–292, Feb. 1997 ».
- [15] J. D. Ainsworth, A. Gavrilovic, « and H. L. Thanawala, "Static and synchronous compensators for HVDC transmission convertors connected to weak AC systems," 28th Session CIGRE, 1980, Paper 31–01 ».
- [16] CIGRE Working Group 14.05 Report, « Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Locations Having Low Short-Circuit Capacities Part I: AC/DC Interaction Phenomena, CIGRE Guide No. 95, 1992 »
- [17] S. Lemidani « Importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution à la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension » mémoire de magistère, soutenue en juin 2010.
- [18] Techniques de l'ingénieur, Réseaux Electriques "Planification et Exploitation "
- [19] Georges Thomasset, "la conception des réseaux industriels en haute tension"
- [20] Khat Mounir « Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous certaines contraintes de sécurité » Thèse de doctorat d'état .Oran 2003.
- [21] S. Chettih « Optimisation des Puissances Réactives en tenant compte des Méthodes Heuristiques d'un Système Electrique Complexe - Application au Réseau Algérien » Thèse Doctorat en Electrotechnique, option réseau électrique, Université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed BOUDIAF, année universitaire 2008-2009.
-

Références bibliographiques

- [22] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, « Toward the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems » IEEE Trans. Power Systems, vol. 11, pp. 1314–1324, Aug. 1996.
- [23] M. Mezaache «analyse et traitement de la qualité d'énergie électrique en utilisant des dispositifs de contrôle des réseaux électriques à UPFC dans le cas de stabilité de la tension », mémoire de magister, option réseaux électriques, université de Batna, soutenu le 24/11/2011.
- [24] A. Alibi, « contrôle des réseaux électriques par les systèmes FACTS », mémoire de magistère, option : électricité industrielle, université de Batna, soutenue le 13/06/2009.
- [25] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, " FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [26] Site internet:en.wikipedia.org/wiki/flexible_AC_transmission_system.
- [27] J. C. Passelergue, rapport de thèse "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques" LEGIINPG, Novembre 1998.
- [28] L. Kartobi « Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques », mémoire de magistère, option réseaux électriques et haute tension, école nationale polytechnique Alger, Soutenu le 29 Novembre 2006.
- [29] N. Merzougui « Gestion de congestion dans les réseaux électriques » mémoire de master, Filière : électrotechnique, Option : réseaux électrique, Université Mohamed Khider Biskra, Soutenu le : 03 Juin 2014.
- [30] A. Bouzidi, «Modélisation et simulation des réseaux électriques », Cours de master I, Université de Bejaia, 2015/2016.
- [31] N.MANCER «Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique FACTS », Mémoire de magister, Université Mohamed Khider, Biskra, 2012.
-

Références bibliographiques

- [32] R. Benabid « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Électriques » Thèse de Magister. Université Amar Telidji, Laghouat. 04/09/2007.
- [33] L. Baghli « Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Électriques» Projet de fin d'Etudes, Diplôme d'ingénieur d'Etat en Génie Electrique, Option : Electrotechnique, Promotion Juin 1994.
- [34] Arthur R. Bergen et Vijay Vittal, Power System Analysis, 2000.
- [35] H. DUTRIEUX « Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes » Thèse Doctorat, Spécialité : Génie Electrique, école centrale de Lille, Soutenue le 03 novembre 2015.
- [36] Saadat H (1999) Power systems analysis. McGraw-Hill, New York.
- [37] Miller THE (ed) (1982) Reactive power control in electric systems. Wiley, New York.
- [38] T.J.E MILLER, "Reactive Power Control in Electric System", Ed John Wiley & sons, 1982. pp 353-355.
- [39] Zhang W, Li Tolbert LM (2007) Review of reactive power planning: objectives, constraints, and algorithms. IEEE Trans Power Syst 22(4):2177–2186.
- [40] S. Arif A. Hellal A. Bensnoui, " Méthode de décomposition de type Benders pour une localisation optimale de la compensation dans un réseau électrique", Proc of the 2nd CEA, Alger, 1994.
-