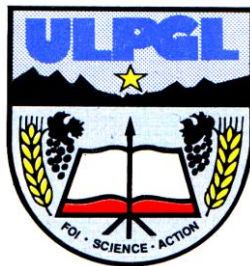


**UNIVERSITÉ LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS**  
**FACULTÉ DE SCIENCES ET TECHNOLOGIES**  
**APPLIQUÉES**

**DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET INFORMATIQUE**



BP. 368 GOMA

[www.ulpgl.net](http://www.ulpgl.net)

**EMPLACEMENT OPTIMAL DES**  
**DISPOSITIFS FACTS DANS LE RÉSEAU DE**  
**TRANSPORT, Cas de réseau de transport EST.**

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme  
d'ingénieur civil en génie électrique.  
Option : Electro-énergétique.

**Par : APOTA SADIKI Jean-Baptiste Prosper**

**Directeur : Prof. Dr. Ir. BARAKA MUSHAGE Olivier**

**Encadreur : Msc. Ir. MUSONGYA BISIMWA Dieudonné**

**ANNEE ACADEMIQUE 2021 - 2022**

# ÉPIGRAPHE

« L'énergie est notre avenir, économisons là ! ».

**Slogan Edf**

# DÉDICACE

A mes très chères mères SITALA Alphonsine et AZIZA Gisèle

APOTA SADIKI Jean-Baptiste Prosper

## REMERCIEMENTS

Nous remercions avant tout, Dieu le Tout-Puissant, source de toute vie, miséricorde et grâce, Lui qui nous permet de voir ce beau jour historique de notre parcours.

Notre profonde gratitude va droit à l'égard du Professeur BARAKA MUSHAGE Olivier et du Master Ir. MUSONGYA BISIMWA Dieudonné, respectivement directeur et encadreur de ce mémoire, pour les efforts consentis dans l'orientation de ce travail malgré leurs multiples occupations.

Mes remerciements s'adressent également aux autorités académiques de l'Université Libre des Pays des Grands Lacs à Goma, particulièrement celles de la faculté des Sciences et Technologies Appliquées, pour la qualité de l'enseignement offert et le soutien de l'équipe administrative.

À ma famille, frères et sœurs, Damas MWENYEMALI, KASIANO APOTA, SADIKI MWENYEMALI, Aziza MWENYEMALI, Annie YOHALI, Jeanne, Sifa MWENYEMALI et Véronique et, à mon fils Chrispros APOTA SADIKI, votre amour et soutien inconditionnels ont produit ce fruit.

Recevez notre sentiment de reconnaissance pour votre soutien, conseil et prière : Couple Papa Olivier BAHATI et Maman Micheline BAUMA, Ir civile Eleuthère BITINGO, Éric ANKOKWA, Elvis, Alexandre et Aristote NASIBU.

À toute la promotion Tech 2 d'Électro-énergétique de l'année académique 2021-2022 pour l'affection, amour et soutien mutuel.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes que nous ne citons pas ici, qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin pour accomplir ce travail

APOTA SADIKI Jean-Baptiste Prosper

## RÉSUMÉ DU TRAVAIL

La croissance démographique exponentielle des villes de Bukavu et de Goma, leurs évolutions économiques via la naissance des sociétés et industries augmentent les demandes en énergie électrique. Cependant, les constructions de nouvelles centrales et lignes de transports sont butées à des contraintes et difficultés ; ce qui souvent entraîne l'utilisation des lignes de transport de l'énergie électrique existantes au plus proche de leurs limites thermiques bien que cela va impacter négativement sur les performances et la sécurité de système. Cela étant, dans ce travail, pour préserver des bonnes performances et la sécurité de ces infrastructures, il est question de déterminer l'emplacement optimal de dispositif de compensation pour réduire les pertes en ligne et augmenter le transit de puissance active.

Après avoir présenté le réseau de transport EST, nous avons calculé par la méthode de Newton-Raphson pour un fonctionnement nominal des charges, les niveaux de tensions nodales, les puissances demandées et générées ainsi que les pertes en ligne. En utilisant la méthode statistique d'optimisation, nous avons déterminé l'emplacement optimal et la taille maximale de compensateur statique shunt de type SVC qui, une fois inséré dans le réseau nous a permis de réduire la perte totale de 57.48% et, la chute de tension maximale de 34.6% à 3.9%, une marge admissible pour une ligne haute tension.

**Mots clés :** Emplacement optimal, FACTS, Réseau de transport

## **ABSTRACT**

The exponential demographic growth of the cities of Bukavu and Goma, their economic evolution through the emergence of companies and industries increases the demand of the electrical energy. However, the construction of new power plants and transmission lines are faced with constraints and difficulties; this often leads to the use of existing power transmission lines as close to their thermal limits as possible although this will negatively impact on system performance and security. However, in this work, in order to preserve the good performance and safety of these infrastructures, it is necessary to determine the optimal location of compensation devices to reduce line losses and increase active power transit.

After presenting the EST transmission network, we calculated by the Newton-Raphson method for nominal load operation, nodal voltage levels, demanded and generated power and line losses. Using the statistical optimisation method, we determined the optimal location and maximum size of the static shunt compensator type SVC which, once inserted in the network, allowed us to reduce the total loss by 57.48% and the maximum voltage drop from 34.6% to 3.9%, an acceptable margin for a high voltage line.

**Keywords :** Optimal location, FACTS, transport network.

# TABLE DES MATIÈRES

|                                                           |     |
|-----------------------------------------------------------|-----|
| ÉPIGRAPHE.....                                            | i   |
| DÉDICACE .....                                            | ii  |
| REMERCIEMENTS.....                                        | iii |
| RÉSUMÉ DU TRAVAIL.....                                    | iv  |
| TABLE DES MATIÈRES .....                                  | vi  |
| LISTE DES ABREVIATIONS .....                              | ix  |
| LISTE DES TABLEAUX .....                                  | x   |
| LISTE DES FIGURES .....                                   | xi  |
| 0. INTRODUCTION GÉNÉRALE .....                            | 1   |
| 0.1. Contexte .....                                       | 1   |
| 0.2. Identification et formulation du problème .....      | 2   |
| 0.3. Formulation des hypothèses .....                     | 3   |
| 0.4. Justification du choix du sujet et motivations ..... | 3   |
| 0.5. Enoncé des objectifs de recherche .....              | 4   |
| 0.5.1. L'objectif général .....                           | 4   |
| 0.6. Méthodologies et techniques du travail.....          | 4   |
| 0.7. Subdivision du travail.....                          | 5   |
| Chapitre 1 : CONCEPTS DE BASE DE SYSTÈMES FACTS .....     | 6   |
| 1.1 Introduction .....                                    | 6   |
| 1.2 Définition et intérêts de FACTS.....                  | 7   |
| 1.3 Classification des FACTS .....                        | 8   |
| 1.4 Dispositifs FACTS shunts.....                         | 9   |

|                                                                                                          |                                                                                       |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1.4.1                                                                                                    | SVC, Static Var Compensator. ....                                                     | 9         |
| 1.4.2                                                                                                    | STATCOM .....                                                                         | 13        |
| 1.5                                                                                                      | Dispositifs FACTS série.....                                                          | 16        |
| 1.5.1                                                                                                    | Compensateurs séries à base de thyristors TCSC.....                                   | 17        |
| 1.5.2                                                                                                    | Compensation statique série synchrone.....                                            | 18        |
| 1.6                                                                                                      | Dispositifs FACTS combinés (série-parallèle). ....                                    | 19        |
| 1.6.1                                                                                                    | Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC.....                                   | 19        |
| 1.7                                                                                                      | Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques .....                  | 21        |
| 1.8                                                                                                      | Conclusion partielle.....                                                             | 22        |
| <br><b>Chapitre 2 : MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU RÉSEAU ET RÉPARTITION DES CHARGES .....</b>             |                                                                                       | <b>23</b> |
| 2.1                                                                                                      | Introduction .....                                                                    | 23        |
| 2.2                                                                                                      | Présentation de la structure des réseaux électriques.....                             | 24        |
| 2.3                                                                                                      | Modélisation des éléments du réseau .....                                             | 27        |
| 2.3.1                                                                                                    | Modèles des générateurs .....                                                         | 27        |
| 2.3.2                                                                                                    | Les transformateurs.....                                                              | 28        |
| 2.3.3                                                                                                    | Les lignes de transmission [14].....                                                  | 30        |
| 2.3.4                                                                                                    | Les charges.....                                                                      | 31        |
| 2.4                                                                                                      | Répartition des charges .....                                                         | 32        |
| 2.4.1                                                                                                    | Classification de jeu de barres (nœuds) .....                                         | 33        |
| 2.4.2                                                                                                    | Résolution du problème de l'écoulement .....                                          | 34        |
| 2.5                                                                                                      | Conclusion partielle.....                                                             | 48        |
| <br><b>Chapitre 3 : SIMULATION ET DÉTERMINATION DE L'EMPLACEMENT OPTIMAL DES DISPOSITIFS FACTS .....</b> |                                                                                       | <b>49</b> |
| 3.1                                                                                                      | Introduction .....                                                                    | 49        |
| 3.2                                                                                                      | Études analytiques des pertes dans le réseau de transport de la SNEL/Ruzizi 1&2 ..... | 50        |
| 3.2.1                                                                                                    | Présentation de réseau de transport EST.....                                          | 50        |
| 3.2.2                                                                                                    | Détermination de l'écoulement de puissance sans dispositifs de compensation.....      | 54        |

|                           |                                                            |    |
|---------------------------|------------------------------------------------------------|----|
| 3.2.3                     | Choix de dispositif de compensation.....                   | 58 |
| 3.2.4                     | Emplacement optimal du dispositif de compensation SVC..... | 59 |
| 3.3                       | Conclusion partielle.....                                  | 68 |
| CONCLUSION GÉNÉRALE ..... |                                                            | 69 |
| BIBLIOGRAPHIE.....        |                                                            | 70 |
| ANNEXES .....             |                                                            | 72 |

## LISTE DES ABBREVIATIONS

|                |                                                      |
|----------------|------------------------------------------------------|
| <b>BCBV</b>    | : Branch Current Bus Voltage.                        |
| <b>BIBC</b>    | : Bus Injection Branch Current.                      |
| <b>BT</b>      | : Basse tension.                                     |
| <b>FACTS</b>   | : Flexible Alternative Current Transmission Systems. |
| <b>GRD</b>     | : Gestionnaire de réseau de distribution.            |
| <b>GRT</b>     | : Gestionnaire de réseau de transport.               |
| <b>GTO</b>     | : Thyristors à Ouverture par Gâchette.               |
| <b>HT</b>      | : Haute tension.                                     |
| <b>HTA</b>     | : Haute Tension catégorie A.                         |
| <b>HTB</b>     | : Haute Tension catégorie B.                         |
| <b>IEEE</b>    | : Institute of Electrical and Electronic Engineers.  |
| <b>JB</b>      | : Jeu de barre.                                      |
| <b>MT</b>      | : Moyenne tension.                                   |
| <b>p.u</b>     | : Système de valeur relative ou réduite (Per unit).  |
| <b>SNEL</b>    | : Société nationale de l'électricité.                |
| <b>SSSC</b>    | : Static Serie Synchronous Compensator.              |
| <b>STATCOM</b> | : Static Synchronous Compensator.                    |
| <b>SVC</b>     | : Static Var compensator.                            |
| <b>TCR</b>     | : Thyristor controlled Reactor.                      |
| <b>TCSC</b>    | : Thyristor-Controlled Series Compensator.           |
| <b>TCSR</b>    | : Thyristor Controlled Series Reactor.               |
| <b>TSC</b>     | : Thyristor Switched Capacitor.                      |
| <b>TSR</b>     | : Thyristor Switched Reactor.                        |
| <b>TSSC</b>    | : Thyristor Switched Series Capacitor.               |
| <b>UPFC</b>    | : Unified Power Flow Controller.                     |

## LISTE DES TABLEAUX

|                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 1 : Le rôle des différents dispositifs FACTS [8] .....                            | 21 |
| Tableau 2 : Bénéfices techniques de dispositifs FACTS [2] [8].....                        | 21 |
| Tableau 3 : Fonctionnement historique des réseaux HTB, HTA et BT [11] .....               | 26 |
| Tableau 4 : Les types de nœuds (ou Jeux de barres).....                                   | 34 |
| Tableau 5 : Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson [2]. .....        | 48 |
| Tableau 6 : Différents postes de la ligne.....                                            | 51 |
| Tableau 7 : Paramètres des branches de la ligne Bukavu-Goma .....                         | 52 |
| Tableau 8 : Données des impédances des lignes en pu.....                                  | 53 |
| Tableau 9 : Données des jeux de barres et leurs types.....                                | 54 |
| Tableau 10 : Resultat de l'écoulement de puissance par rapport au JB .....                | 55 |
| Tableau 11 : Resultat de l'écoulement de puissance dans les branches .....                | 57 |
| Tableau 12 : Résultats des chutes de tension, pertes et sensibilité .....                 | 62 |
| Tableau 13 : Résultats des chutes de tension et pertes pour les puissances injectées..... | 63 |
| Tableau 14 : Resultat de l'écoulement de puissance après insertion d'un SVC .....         | 64 |

## LISTE DES FIGURES

|                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <i>Figure 1.1 : Classification de dispositifs FACTS [8] [4].</i>                          | 8  |
| <i>Figure 1.2 : TCR basique et l'angle de retard à l'amorçage [2].</i>                    | 11 |
| <i>Figure 1.3 : TCS basique et la forme d'onde [2].</i>                                   | 12 |
| <i>Figure 1.4 : Schéma du SVC et sa caractéristique de sortie [2].</i>                    | 12 |
| <i>Figure 1.5 : Structure de base d'un STATCOM et son schéma équivalent [4].</i>          | 14 |
| <i>Figure 1.6 : Diagramme vectoriel de STATCOM [4].</i>                                   | 15 |
| <i>Figure 1.7 : Schéma de base d'un TCSC [4].</i>                                         | 17 |
| <i>Figure 1.8 : SSSC (a) structure de base ; (b) schéma équivalent [8].</i>               | 18 |
| <i>Figure 1.9 : Schéma de base d'un UPFC [4].</i>                                         | 20 |
| <i>Figure 2.1 : Vue globale de Réseau électrique [11].</i>                                | 25 |
| <i>Figure 2.2 : Génératrice synchrone [10].</i>                                           | 28 |
| <i>Figure 2.3 : Schéma monophasé équivalent ramené au secondaire [13].</i>                | 29 |
| <i>Figure 2.4 : Modèle d'une ligne par un schéma en <math>\Pi</math> équivalent [14].</i> | 31 |
| <i>Figure 2.5 : Modèle d'une charge [2].</i>                                              | 31 |
| <i>Figure 2.6 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial [9].</i>             | 42 |
| <i>Figure 2.7: Représentation de deux jeux de barre [9].</i>                              | 43 |
| <i>Figure 2.8: Réseau de distribution simple [9].</i>                                     | 45 |
| <i>Figure 3.1 : Réseau HT de la SNEL/Ligne BUKAVU-GOMA.</i>                               | 51 |
| <i>Figure 3.2 : Model d'une ligne courte</i>                                              | 52 |
| <i>Figure 3.3 : Profil des tensions de la ligne Bukavu-Goma.</i>                          | 56 |
| <i>Figure 3.4 : Profil des pertes dans les branches de la ligne Bukavu-Goma</i>           | 58 |
| <i>Figure 3.6 : Profil de tension après insetion d'un SVC.</i>                            | 65 |
| <i>Figure 3.7 ; Évolution des tensions nodales avant et après compensation</i>            | 66 |
| <i>Figure 3.8 : Les pertes actives avant et après compensation</i>                        | 67 |
| <i>Figure 3.9 : Les pertes réactives avant et après compensation.</i>                     | 67 |

## 0. INTRODUCTION GÉNÉRALE

### 0.1. Contexte

Le développement et l'évolution de toutes sociétés humaines actuelles n'échappent en aucun cas à l'énergie électrique, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles vu qu'elle s'impose comme vecteur privilégié de l'énergie dans la quasi-totalité des domaines domestiques et industriels et, surtout qu'elle peut être convertie facilement presque en toute autre forme de l'énergie [1]. Cependant, les difficultés de stockage de l'électricité imposent la nécessité d'équilibrer à chaque instant l'offre à la demande. L'acheminement de l'énergie électrique depuis les centrales de productions jusqu'aux consommateurs exige un réseau de transport qui, ses limitations thermiques rendent impossible un flux illimité du courant [2].

Les coûts élevés, les respects des règles environnementale en vigueur et la difficulté de l'obtention des droits de bâtir restreignent les constructions de nouvelles lignes et centrales [3].

Cette situation oblige les gestionnaires de réseau dont le rôle est de garantir une bonne exploitation du système en assurant, à chaque instant, d'une part, la fourniture de l'énergie demandée, et d'autre part, le maintien des tensions de nœuds et la fréquence du système dans les limites admissibles de faire fonctionner le système de puissance existant à proximité de ses limites thermiques tout en sachant qu'une ligne fonctionnant proche de ces limites voit la sécurité de son système ne plus être garantie. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension : la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation (dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau de transport sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante, dans ce cas la compensation par les moyens existants est indispensables, afin

d'éviter l'écroulement de la tension du réseau. Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer d'un moyen permettant de contrôler la tension et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible [4].

Une meilleure utilisation des ressources existantes du système de puissance avec un coût économique est devenue essentielle. Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) pourraient être un moyen pour mener à bien cette fonction sans les inconvénients des dispositifs électromécaniques tels que lenteur et l'usure.

## **0.2. Identification et formulation du problème**

La démographie des villes de Bukavu et de Goma ne cesse d'augmenter d'une manière exponentielle, durant ces deux décennies ; donc de l'an 2002 à 2022 elle est passée de 425.000 à 1.190.000 Habitants pour la ville de Bukavu et, de 222.000 à 707.000 Habitants pour la ville de Goma [5] [6].

En effet, la naissance de nouveaux quartiers, territoires, usines et diverses structures imposent l'extension des installations électriques. Les anciennes industries aussi demandent des ajouts aux puissances qui leur sont fournies, tel que le poste de Bralima qui en ce jours voit le 4MVA lui fournies sur le 10MVA installées insuffisantes et en veut le double voire le max. Si les puissances demandées ne peuvent être couvertes par les centrale hydro-électriques de RUZIZI 1 et 2, un projet de construction des centrales RUZIZI 3 et 4 et, d'un centre de dispatching régional de Kamanyola [7] et d'interconnexion sont les pistes de solution pour répondre à cette hausse de demande énergétique, cela engendrera donc l'augmentation de flux des puissances transitant le réseau de transport existant causant ainsi des chutes de tensions selon les cas de la période de la journée, des saisons, assez considérables au niveau de nœud des charges.

Ces contraintes imposent aux gestionnaires de réseaux de transport d'énergie à penser à l'installation des compensateurs des puissances réactives supplémentaires, en plus de générateurs et transformateurs, avant que la situation ne s'aggrave d'avantage et que les limites inadmissibles de tension soient atteintes.

A cet effet, nous allons nous poser quelques questions telles que :

- ✓ Serait-il possible de transporter une grande quantité de l'énergie électrique sans passer par la construction de nouvelles lignes ?
- ✓ Qu'est-ce qui améliorerait le transit de puissance et contrôlerait la tension en assurant la stabilité dynamique dans le réseau électrique ?
- ✓ Comment arriverait-on à améliorer ce transit de puissance pour satisfaire la croissance de la demande en énergie électrique ?

### **0.3. Formulation des hypothèses**

Au regard de toutes les questions formulées dans notre problématique, nous nous fixons les hypothèses suivantes :

- ✓ Il serait possible de transporter un flux suffisant d'énergie électrique sans construire d'autres lignes en exploitant celles qui existent dans des conditions proches de leurs limites thermiques et dynamiques.
- ✓ Etant donné que le réseau électrique ferait face aux multiples problèmes impactant ainsi négativement sur la transmission des puissances, les dispositifs FACTS seraient la solution pour contrôler et maximiser l'écoulement des puissances et, assurer des très bonnes tenues des tensions ; ce qui permettrait d'augmenter la marge de stabilité ou de rester dans les limites thermiques.
- ✓ Les FACTS bien positionnés produiraient ou consommeraient à chaque fois, selon le besoin, de la puissance réactive pour améliorer le transit de puissance active nécessaire.

### **0.4. Justification du choix du sujet et motivations**

Les réseaux de transport d'énergie étant souvent de longueur importante, il peut y apparaître des pertes énergétiques et des variations de tension ainsi que tant d'autres problèmes qu'il est important d'étudier afin de les éviter.

La motivation qui nous a conduit sur ce sujet est son intérêt sur le plan :

- ✓ Scientifique et technique, car il propose des moyens pour réduire les pertes en lignes dans un réseau de transport et l'exploiter d'une manière rationnelle en faisant transiter un flux nécessaire de puissance active.

- ✓ Économique, car les pertes en lignes réduites seront utiles pour les consommateurs moyennant un payement qui augmente la recette nette annuelle de l'entreprise.
- ✓ Social, car si le transport du flux énergétique se fait avec moins de pertes, sa distribution aux consommateurs se fait à un prix abordable (réduit) et la satisfaction en fourniture énergie électrique pour la population sera améliorée.

## **0.5. Énoncé des objectifs de recherche**

### **0.5.1. L'objectif général**

Dans le présent travail, il est question de déterminer un emplacement optimal de dispositifs FACTS dans le réseau de transport EST afin de réduire, sans l'idée de les éliminer, les pertes en ligne et augmenter le transit de puissance active.

### **0.5.2. Les objectifs opérationnels/spécifiques**

Pour atteindre notre fin dans ce travail, nous allons :

- ✓ Déterminer les paramètres de chaque ligne de notre réseau d'étude (résistances, inductances et capacités linéiques)
- ✓ Déterminer la puissance moyenne qui transite les lignes
- ✓ Calculer les pertes qu'occasionne chaque poste dans le réseau.
- ✓ Déterminer une méthode ou technique pouvant amener à l'optimisation de réseau.

## **0.6. Méthodologies et techniques du travail**

Comme toute recherche est menée avec des méthodes et techniques pour arriver aux résultats escomptés, nous n'en avons pas fait exception. Les méthodes numériques d'écoulement de puissance qui sont de nos jours des outils puissants et précis pour l'analyse des réseaux électriques nous ont permis en utilisant le logiciel de calcul MATLAB dans notre cas, de déterminer les tensions nodales et pertes en ligne grâce aux différentes simulations. La technique documentaire nous a permis de passer en revue les livres, travaux et articles ayant trait à notre thématique pour faire assoir la compréhension de notre sujet et, la technique d'interview nous a permis un échange verbal avec Monsieur MAROY HWABA, le chef de

transport du réseau de transport EST de la SNEL/Sud-Kivu, chez qui, nous avons eu tous les éléments nécessaires concernant la ligne Bukavu-Goma ainsi que le schéma unifilaire et avons connu la perspective de l'interconnexion de la RD Congo avec douze autres pays.

## **0.7. Subdivision du travail**

Hormis l'introduction et la conclusion générales, ce travail est subdivisé en trois chapitres, à savoir :

- Premier chapitre : **CONCEPTS DE BASE DE SYSTÈMES FACTS** : Dans lequel nous développons les dispositifs FACTS les plus usuels tout en les classifiant selon les composants électroniques de puissance ou les générations et selon la fonction à assurer
- Deuxième chapitre : **MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU RÉSEAU ET REPARTITION DES CHARGES** : Dans cette partie, nous présentons la structure de réseau électrique puis les modèles de ses différents éléments et enfin parlons des méthodes d'écoulement de puissance les plus utilisées.
- Troisième chapitre : **SIMULATION ET DÉTERMINATION DE L'EMPLACEMENT OPTIMAL DES DISPOSITIFS FACTS** : Ici, nous présentons le réseau de notre étude en suite simulons son écoulement de puissance et optimisation afin, une interprétation de ces résultats est donnée.

# Chapitre 1: CONCEPTS DE BASE DE SYSTÈMES FACTS

## 1.1 Introduction

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la Cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement. Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible. Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques à savoir les transformateurs avec régleur en charge, les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permettent pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour ; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage et de contrôle des puissances réactives, des tensions et des transits de puissance utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves. La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place. Il est nécessaire de doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences [4].

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

Dans ce chapitre nous allons illustrer de façon claire et détaillée les caractéristiques et le potentiel des dispositifs FACTS développés à ce jour.

## 1.2 Définition et intérêts de FACTS

Selon L'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert du réseau de puissance [2].

Au regard des inconvénients des systèmes électromécaniques classiques, les FACTS disposent des vitesses de commande très élevées et ne connaissent pas de problèmes d'usure. Cela leur confère une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants [2] :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages. Les dispositifs FACTS peuvent aussi être utilisés pour la segmentation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité.

De par leurs temps de réponse, trop faibles, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régimes dynamiques. Ils permettent en particulier :

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

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

Il est donc indispensable de souligner que les FACTS ne peuvent ni augmenter la capacité thermique des lignes de transport ni remplacer leurs nouvelles constructions. Mais alors, ils permettent d'utiliser plus efficacement les lignes existantes, c'est-à-dire plus proches de cette limite thermique en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité [2].

### 1.3 Classification des FACTS

Dans la technologie de FACTS utilisant l'électronique de puissance, ils peuvent être classés soit selon le mode de raccordement ou fonctionnement ou les générations (plus particulièrement des systèmes à thyristors ou TOG (Thyristors à Ouverture par Gâchette - GTO en Anglais)), soit selon la manière de leur raccordement aux réseaux ou fonction à assurer comme indique la figure 1.1

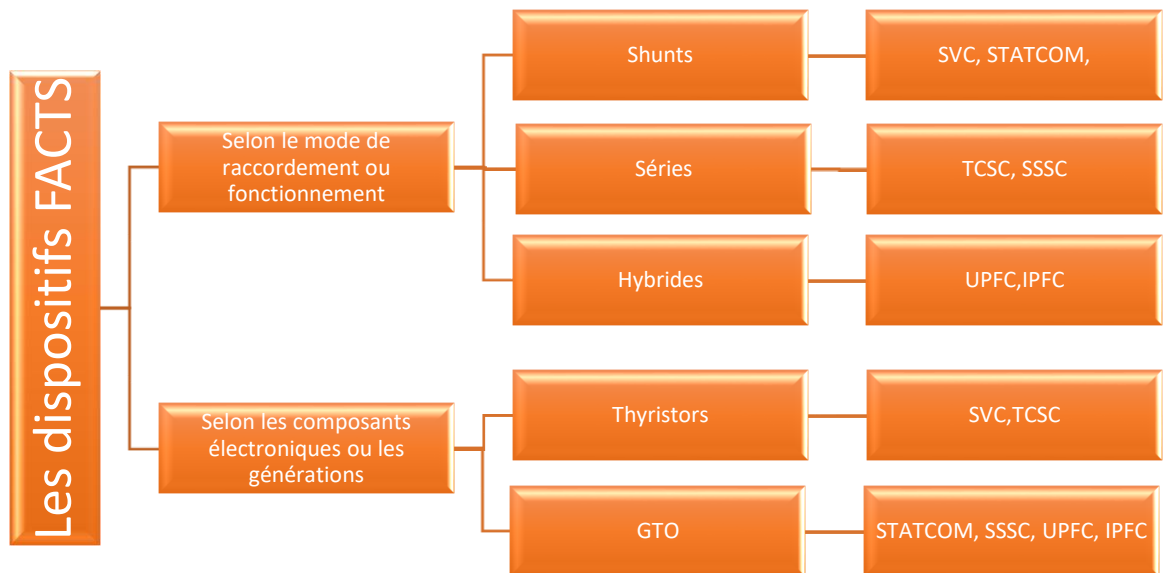


Figure 1.1 : Classification de dispositifs FACTS [8] [4].

## 1.4 Dispositifs FACTS shunts

Les compensateurs shunts injectent du courant au réseau via le point de leur raccordement.

Leur principe est basé sur une impédance variable connectée en parallèle sur le réseau, qui consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [8].

Ces réactances shunts minimisent les surtensions pour les lignes en cas de faibles charges, cependant, les gradins (capacités) sont appliqués pour augmenter le niveau de tension en cas de fortes charges. Dans le réseau de transport la compensation shunt augmente la puissance transmissible et la stabilité du système [2].

### 1.4.1 SVC, Static Var Compensator.

Il est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau. Il permet entre autres la connexion de charges éloignées des centres de production et la diminution des effets des défauts ou des fluctuations de charges. Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (CF) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor TSC) et d'un banc de réactances contrôlable (Thyristor controlled Reactor TCR) et ou bien par des réactances commutables (Thyristor Switched Reactor TSR), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques [8].

Un SVC est donc, une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut.

➤ TCR (Thyristor Controlled Reactor) ou TSR (Thyristor Switched Reactor) : Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé, et la tension à ses bornes est positive, il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Un dispositif

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

Le courant dans la réactance peut être contrôlé entre son maximum et zéro par le contrôle de l'angle de retard à l'amorçage de thyristor  $\alpha$  ( $0 \leq \alpha \leq \pi/2$ ) et, peut-être exprimé par la relation suivante :

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} v(t) dt = \frac{V}{\omega L} (\cos \omega t - \sin \alpha), \quad (1.1)$$

Avec,  $(v(t) = V \cos \omega t)$ .

Partant de fonctionnement de thyristor, la formule (1.1) n'est valable que dans l'intervalle  $\alpha \leq \omega t \leq \pi - \alpha$ .

La fermeture du thyristor est retardée par rapport à la crête de la tension appliquée à ses bornes, et donc la durée de l'intervalle de conduction du courant est contrôlée. Cette méthode de contrôle est illustrée séparément pour le demi-cycle positif et le demi-cycle négatif dans la figure 1.2 (b), où  $V$  est la tension appliquée et  $I_L(\alpha)$  est le courant dans la réactance. À l'instant 0 le thyristor est bloqué et amorcé à un angle de retard à l'amorçage arbitraire  $\alpha$ , comme c'est illustré. Quand  $\alpha = 0$ , le thyristor est fermé à la crête de la tension, il est évident que le courant résultant serait le même obtenu dans le cas d'une fermeture permanente du thyristor. Ainsi, l'augmentation de l'angle d'amorçage  $\alpha$  conduit à la diminution de temps de conduction de thyristor  $\sigma$  ( $\sigma = \pi - 2\alpha$ ), et par conséquent la diminution de courant dans la réactance

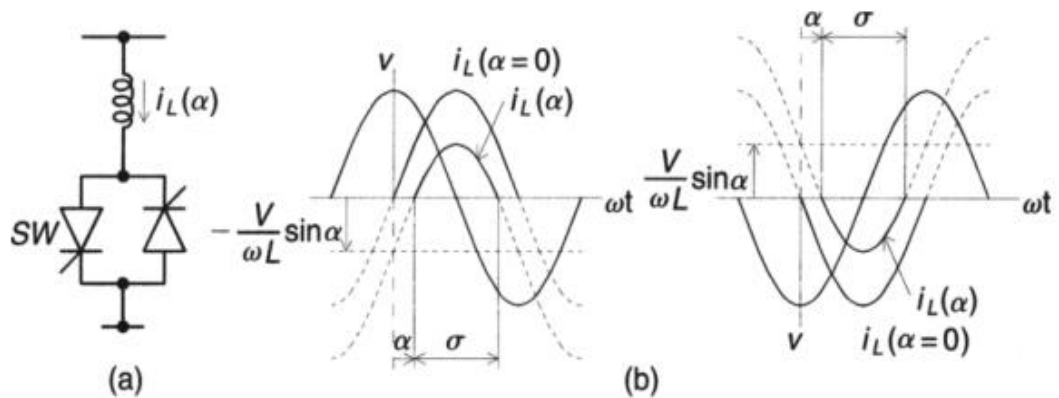


Figure 1.2 : TCR basique et l'angle de retard à l'amorçage [2].

Si l'angle de retard à l'amorçage du TCR est fixé à une valeur fixe (très souvent  $\alpha = 0$ ) alors il devient un TSR (Thyristor-Switched reactor).

➤ TSC (Thyristor Switched Capacitor) : Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, pour un TSC, les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

Sous des conditions de régime permanent, quand le thyristor est fermé, la branche TSC devient connectée à une source de tension sinusoïdale,  $v(t) = V \sin \omega t$ , le courant de cette maille est donné par la relation (1.2) suivante :

$$i(\omega t) = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1} \cdot \omega C \cdot \cos \omega t \quad (1.2)$$

Avec,

$$n = \frac{1}{\sqrt{\omega^2 LC}} = \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \quad (1.3)$$

Et l'amplitude de tension aux bornes de thyristor est :

$$V_c = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (1.4)$$

La branche TSC peut être déconnectée à n'importe quel passage du courant à zéro par élimination préalable des impulsions sur la gâchette du thyristor. Quand le courant passe à zéro, la tension aux bornes de la capacité est à sa valeur de pic de la formule (1.4) ; déconnectée, elle reste chargée par cette tension, et par conséquent la tension aux bornes du thyristor bloqué varie entre zéro et la valeur de pic de la tension alternative appliquée, comme illustré dans la figure 1.3 (b).

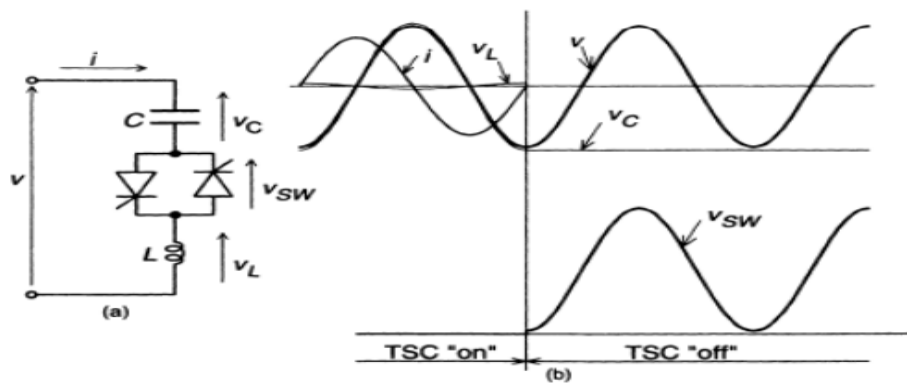


Figure 1.3 : TCS basique et la forme d'onde [2].

Alors, de la combinaison de TCR et FC (Thyristor Controlled Reactor or Fixed Capacitors/Thyristor - Controlled Reactor), nous avons le SVC dont la représentation est montrée à la figure 1.4 :

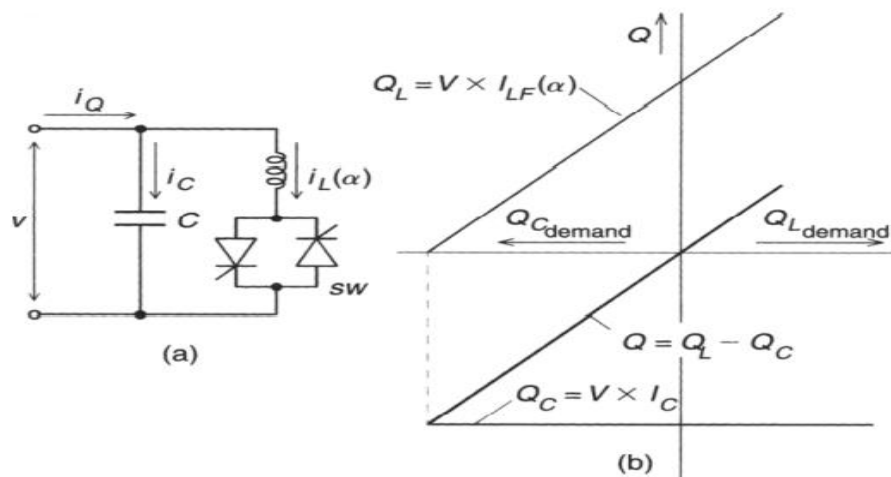


Figure 1.4 : Schéma du SVC et sa caractéristique de sortie [2].

Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves.

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Stabiliser la tension dans les systèmes faibles ;
- Réduire les pertes de transmission ;
- Augmenter la capacité de transmission ;
- Augmenter la limite de stabilité ;
- Améliorer la commande et la stabilité de tension ;
- Atténuer les oscillations de puissance.

#### **1.4.2 STATCOM**

C'est en 1990 que le premier STATCOM a été conçu, c'est un convertisseur de tension à base de GTO ou de IGBT alimenté par des batteries de condensateur, l'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage comme indique la figure 1.5. Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone mais, les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'être créées par un groupe tournant. Alors ses meilleures caractéristiques telles que sa dynamique rapide, son faible coût d'installation et de sa maintenance lui permet d'être devant les compensateurs synchrones.

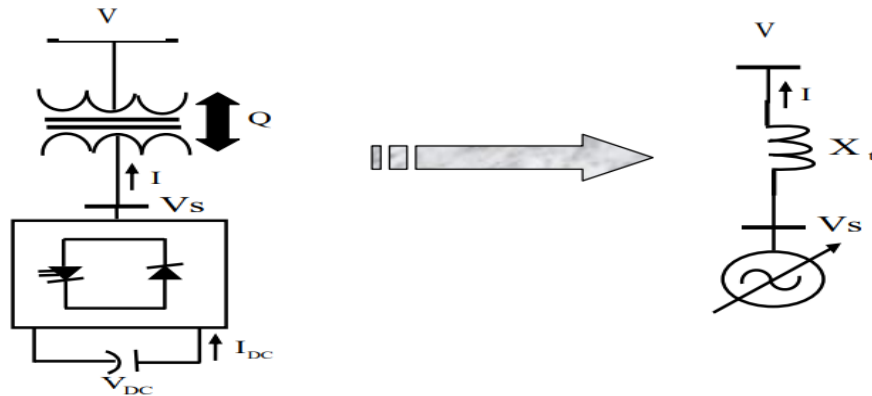


Figure 1.5 : Structure de base d'un STATCOM et son schéma équivalent [4].

Le rôle de STATCOM est d'échanger d'énergie réactive avec le réseau. L'échange d'énergie réactive se fait par le control de la tension de sortie de l'onduleur  $V_s$ , laquelle est en phase avec la tension du réseau  $V$ .

Pour un STATCOM idéal, n'ayant pas des pertes actives, l'équation décrivant le transfert de puissance réactive dans le réseau électrique est :

$$Q_s = \frac{|V|^2 - |V||V_s|}{X_s} \cos(\theta - \theta_s) = \frac{|V|^2 - |V||V_s|}{X_s} \quad (1.5)$$

Et le courant :

$$I = \frac{V - V_s}{X_s} \quad (1.6)$$

Son fonctionnement peut être décrit de façon suivante :

- Pour  $|V| > |V_s|$ ,  $Q_s$  est positive et, le STATCOM absorbe de la puissance réactive, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $+\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$  et le courant est capacitif.

- Pour  $|V| < |V_s|$ ,  $Q_s$  est négative et, le STATCOM fournit de la puissance réactive, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $-\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$  et le courant est inductif.
- Pour  $|V| = |V_s|$ , pas d'échange d'énergie réactive car aucun courant ne circule dans l'inductance.

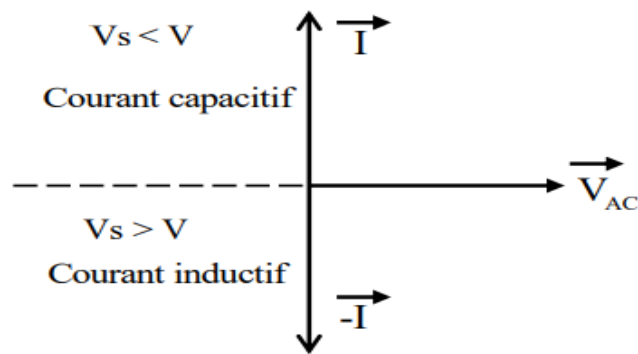


Figure 1.6 : Diagramme vectoriel de STATCOM [4].

Le STATCOM présente plusieurs avantages à savoir :

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

## 1.5 Dispositifs FACTS série.

La réactance des lignes est une des principales limitations de la transmission d'énergie en courant alternatif. Alors l'insertion d'une tension capacitive en série sur la ligne de transport permet de compenser cette chute de tension inductive et modifiant ainsi sa réactance effective. La tension insérée est proportionnelle et perpendiculaire au courant circulant dans la ligne [2] La compensation série permettent de remplir plusieurs fonctions dans un réseau électrique telles que :

- La régulation de la tension en régime permanent et la prévention des chutes de tension par compensation de la chute de tension sur une ligne de transport due à l'inductance série ;
- L'accroissement de la zone de stabilité de la tension en diminuant la réactance de la ligne ;
- Le contrôle des flux de puissance en régime permanent dans un réseau de transport (Lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, en contrôlant les réactances des lignes, il est possible de forcer la puissance à circuler dans des lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proches de leurs limites thermiques)

Tout comme les dispositifs FACTS shunts, les dispositifs de compensation série ont des effets bénéfiques sur la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissances. Ils agissent également en modulant de manière dynamique l'impédance de la ligne. Les dispositifs de compensation série peuvent être formés d'impédances variables (capacités, inductances, etc.) ou de sources variables.

Lorsqu'ils sont utilisés pour le contrôle des transits de puissance et l'amortissement des oscillations, les dispositifs séries doivent être dimensionnés pour des puissances beaucoup plus élevées que les dispositifs shunt.

En pratique, il existe deux modes de contrôle de la compensation série :

- ✓ Le contrôle de la tension dans lequel le dispositif maintient une valeur de tension fixe malgré les variations de courant dans la ligne ;
- ✓ Le contrôle de la réactance où c'est la valeur de la réactance effective du dispositif qui est maintenue à la valeur désirée.

### 1.5.1 Compensateurs séries à base de thyristors TCSC.

Le TCSC (Thyristors Controlled Séries Condensateur) est constitué d'une inductance en série avec un gradateur, l'ensemble monté en parallèle avec une capacité ; placé en série dans une ligne de transport selon la figure 1.7, permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance  $X_{TCSC}$  qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors  $\alpha$  donné par la formule :

$$X_{TCSC(\alpha)} = \frac{X_C X_{L(\alpha)}}{X_C + X_{L(\alpha)}} = \frac{jL\omega}{\frac{\pi}{2} \left( \pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2} \right) - LC\omega^2}, \quad (1.7)$$

Avec

$$X_{L(\alpha)} = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha} \quad (1.8)$$

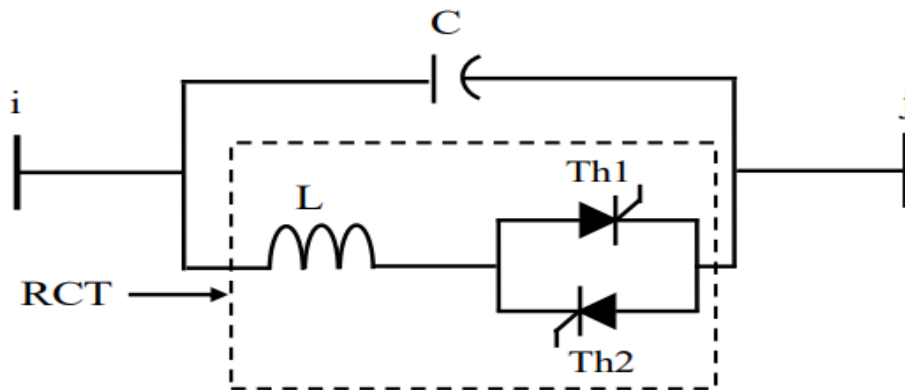


Figure 1.7 : Schéma de base d'un TCSC [4].

En contrôlant la circulation de courant dans l'inductance au moyen de la valve de thyristor, trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués :

- ✓ Les thyristors sont bloqués : le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.
- ✓ Les thyristors sont en pleine conduction : l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.

✓ Les thyristors sont commandés en conduction partielle.

La puissance transmise entre deux jeux de barres du réseau est donnée par l'équation :

$$P_{ij} = \frac{|V_i||V_j|}{X_{TCSC}} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (1.9)$$

Au-delà des fonctions énumérées pour les compensateurs série, le TCSC est aussi utilisé pour la réduction de courant de défaut et l'atténuation des résonances hypo synchrones.

### 1.5.2 Compensation statique série synchrone.

C'est l'un des plus important dispositifs FACTS ; similaire à un STATCOM mais avec une tension de sortie (capacitive ou inductive) injectée en série dans la ligne comme illustré dans la figure 1.8. Son comportement peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable.

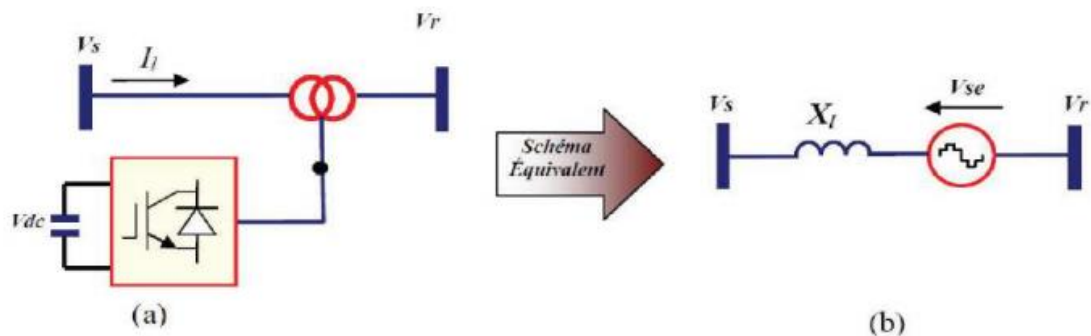


Figure 1.8 : SSSC (a) structure de base ; (b) schéma équivalent [8].

Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne, voire d'en inverser le sens.

Ils présentent des avantages tels que :

Le maintien de la valeur de la tension insérée constante, indépendamment du courant.

Ils n'insèrent pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hypo-synchrone.

Sa taille est réduite en comparaison avec celle d'un TCSC. Par contre, sa commande est plus complexe.

Les particularités de SSSC sont :

- ✓ Les commandes statiques et dynamiques des flux de puissances ;
- ✓ L'amélioration de la stabilité angulaire ;
- ✓ L'atténuation des oscillations électromagnétiques.

Il est à faire remarquer que les SSSC ont un coût élevé par rapport à celui des condensateurs série réglables dû au transformateur haute-tension.

La puissance active transite dans la ligne avec le compensateur série entre deux nœuds  $i$  et  $j$  de tensions maintenues à une valeur  $U_i = U_j = U$  vaut :

$$P_{ij} = \frac{U^2}{X} \sin \delta + \frac{U}{X} U_q \cos \frac{\delta}{2} \quad (1.10)$$

## 1.6 Dispositifs FACTS combinés (série-parallèle).

Appelé souvent « dispositifs FACTS hybrides », c'est une combinaison de des deux types de dispositifs (shunt et série) qui permet une contrôlabilité de tous les paramètres déterminant la puissance transmissible dans une ligne électrique (tension, impédance et angle).

### 1.6.1 Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC

Ce dispositif est l'union de deux compensateurs ; l'un est un compensateur série et l'autre est un compensateur parallèle comme l'illustre la figure 1.9. Le concept de ce dispositif a été présenté en 1990 par L. Gyugyi. Il possède à la fois la fonctionnalité de trois compensateurs (série, parallèle et déphaseur). Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive. Il est constitué de deux onduleurs de tension triphasés ; l'un est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur (un STATCOM) et l'autre est connecté en série à travers un deuxième transformateur (un SSSC). Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par le condensateur sur la figure 1.9.

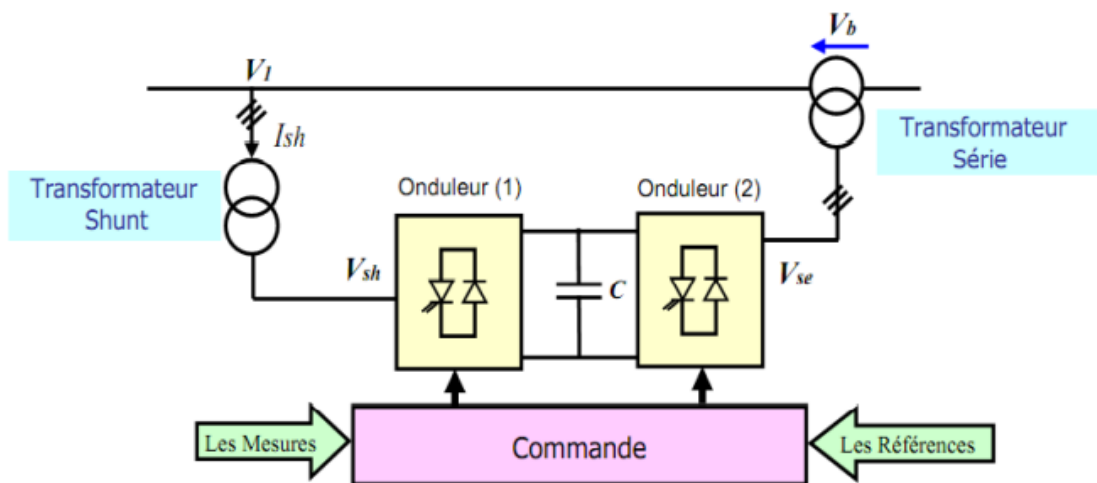


Figure 1.9 : Schéma de base d'un UPFC [4].

L'onduleur (1), connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer à l'onduleur série (2). Ce dernier génère une tension  $U_{pq}$ , contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.

Le convertisseur shunt peut également générer de la puissance réactive indépendamment du transfert de puissance active et ainsi contrôler la tension  $V_i$ . En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter dans différents modes. Le convertisseur shunt règle la tension au nœud i, alors que l'autre branché en série règle les puissances active et réactive ou la puissance active et la tension au nœud j. De plus, il peut basculer de l'un à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs ; ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions.

Dans le cas d'une ligne munie d'un UPFC et dont la tension est maintenue constante aux deux extrémités, la puissance active transmise est donnée par :

$$P_{ij} = \frac{U^2}{X} \sin \delta - \frac{U}{X} U_{pq} \cos \left( \frac{\delta}{2} + \theta \right) \quad (1.11)$$

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS.

Il peut être utilisé en particulier pour :

- ✓ Le réglage de la tension ;
- ✓ Le contrôle des flux de puissance active et réactive ;
- ✓ L'amélioration de la stabilité ;
- ✓ La limitation des courants de court-circuit ;
- ✓ L'amortissement des oscillations de puissance.

## 1.7 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Le rôle de chacun de dispositifs FACTS ainsi que leurs capacités de contribution pour les différentes applications dans les réseaux électriques peuvent être synthétisés dans les tableaux 1 et 2 suivants :

Tableau 1 : Le rôle des différents dispositifs FACTS [8]

|                           | <b>Problème</b>                        | <b>Action à mener</b>                          | <b>Solutions conventionnel</b>     | <b>Dispositifs FACTS</b> |
|---------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| Limite de la Tension      | Baisse ou hausse de tension            | Fourniture ou absorption de l'énergie réactive | Condensateurs séries et shunts     | SVC, STATCOM             |
| Limites thermiques        | Surcharge des lignes                   | Réduction des charges                          | Création de nouvelles lignes       | TCSC, UPFC ,SVC          |
| Courants de boucles       | Répartition de la Puissance transférée | Réajustement de la réactance de ligne          | Ajouter des Condensateurs en série | TCSC, UPFC, SVC          |
| Niveaux de Court-circuit  | Courant de court-circuit très élevé    | Limitation du courant de court-circuit         | Ajouter des Condensateurs en série | TCSC, UPFC               |
| Résonances sub-synchrones | Emballement des générateurs            | Atténuation des oscillations                   | Compensation série                 | TCSC                     |

Tableau 2 : Bénéfices techniques de dispositifs FACTS [2] [8]

| Mode de raccordement | Dispositifs FACTS | <b>Contrôle de transit de puissance</b> | <b>Contrôle de tension</b> | <b>Stabilité transitoire</b> | <b>Stabilité dynamique</b> |
|----------------------|-------------------|-----------------------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Shunts               | SVC               | +                                       | +++                        | +                            | ++                         |

|          |          |     |     |     |     |
|----------|----------|-----|-----|-----|-----|
|          | STATCO M | +   | +++ | ++  | ++  |
| Série    | TCSC     | ++  | +   | +++ | ++  |
|          | SSSC     | ++  | +   | +++ | ++  |
| Hybrides | UPFC     | +++ | +++ | +++ | +++ |
|          | IPFC     | +++ | +   | +++ | ++  |

## 1.8 Conclusion partielle.

Dans ce chapitre, nous avons parlé de différents types de FACTS les plus usuels tout en donnant les critères de leurs classifications, leur mode de fonctionnement et la performance de chacun en régime permanent, transitoire et dynamique afin d'opérer un bon jugement dans leurs choix selon le but visé.

## **Chapitre 2 : MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU RÉSEAU ET RÉPARTITION DES CHARGES**

### **2.1 Introduction**

L'énergie électrique étant le moteur de développement presque dans tous les secteurs de la vie, elle doit être desservie aux usagers aux moyens des infrastructures pouvant transporter cette énergie, de sa production jusqu'aux lieux de consommation. Ces infrastructures forment donc un réseau électrique.

Le premier réseau électrique a vu le jour aux Etats Unis en 1882 et a été conçu par Thomas Edison. C'était un réseau local à courant continu sous 110V qui servait à l'éclairage dans la ville de New York. Elle était constituée d'une dynamo, de câbles souterrains, de fusibles, de compteurs d'énergie et uniquement des lampes à incandescence comme charges électriques. Ce réseau alimentait 59 utilisateurs et s'étendait sur un rayon de 1,5 km [9] [10].

L'exploitation d'un réseau électrique doit viser fondamentalement à garantir simultanément et équitablement les trois critères suivants [10] :

- ✓ Sa performance économique,
- ✓ La qualité de sa fourniture, et
- ✓ La sûreté de son fonctionnement.

L'obtention des performances attendues d'un réseau électrique implique une organisation hiérarchisée de ce dernier. Cette organisation est basée sur quatre principes fondamentaux qui sont les suivants [10] :

- ✓ Le principe des moindres pertes de transmission
- ✓ Le principe de séparation des fonctions spécifiques : Structure des réseaux classiques
- ✓ Le principe du moindre coût des infrastructures de transmission
- ✓ Le principe de la sûreté de fonctionnement du système de transmission

L'objectif du moindre coût des infrastructures de transport et de distribution de l'énergie électrique et l'objectif de sûreté de fonctionnement de ces infrastructures sont généralement contradictoires. En effet, en raison de nombreuses causes éventuelles d'interruption du transit des puissances dans les réseaux électriques (rupture de conducteurs, panne de transformateurs,

etc.), la sûreté de fonctionnement pour une continuité de service d'un réseau électrique peut être améliorée considérablement en multipliant les circuits des lignes et les transformateurs des postes de transformation. Ces mesures se traduisent dans les réseaux de transport par la pose de deux ou trois circuits en parallèles pour une ligne électrique, et l'installation des deux transformateurs d'énergie électrique en parallèles dans un poste de transformation HT/MT. Dans les réseaux de transport d'énergie électrique, l'exigence de sûreté de fonctionnement conduit les opérateurs de réseaux à établir des interconnexions avec d'autres réseaux électriques voisins, dans le but de se secourir mutuellement et éviter une interruption de fourniture d'énergie électrique consécutive à un déséquilibre entre production et consommation, et d'assurer le maintien du plan de tension [10].

Ainsi, pour bien mener l'étude sur les réseaux électriques, il faut modéliser ses composantes ; d'où l'objet de ce chapitre.

## 2.2 Présentation de la structure des réseaux électriques

La structure globale d'un réseau électrique est donnée à la Figure 2.1. Le réseau est divisé en trois parties : la partie haute tension de type B – HTB (la tension nominale  $U_n > 50$  kV), la partie haute tension de type A, appelée aussi moyenne tension – HTA ( $1 \text{ kV} < U_n \leq 50$  kV) et la partie basse tension – BT ( $50 \leq U_n \leq 1$  kV). Le réseau HTB fait le lien entre les grosses centrales de production, les grands sites industriels HTB concentrant une part importante de la consommation, assure les interconnexions avec les autres pays et le réseau de distribution HTA. Les réseaux HTA et BT font le lien entre les réseaux HTB et les usagers de taille moyenne ou petite [11].

D'après la loi n°14/011 du 17 Juin 2014, pour la RD Congo :

TMT (Très Haute Tension) :  $U_n > 250 \text{ kV}$

HT (Haute Tension) :  $36 \text{ kV} < U_n \leq 250 \text{ kV}$

MT (Moyenne Tension) :  $1 \text{ kV} < U_n \leq 36 \text{ kV}$

BT (Basse Tension) :  $U_n \leq 1 \text{ kV}$

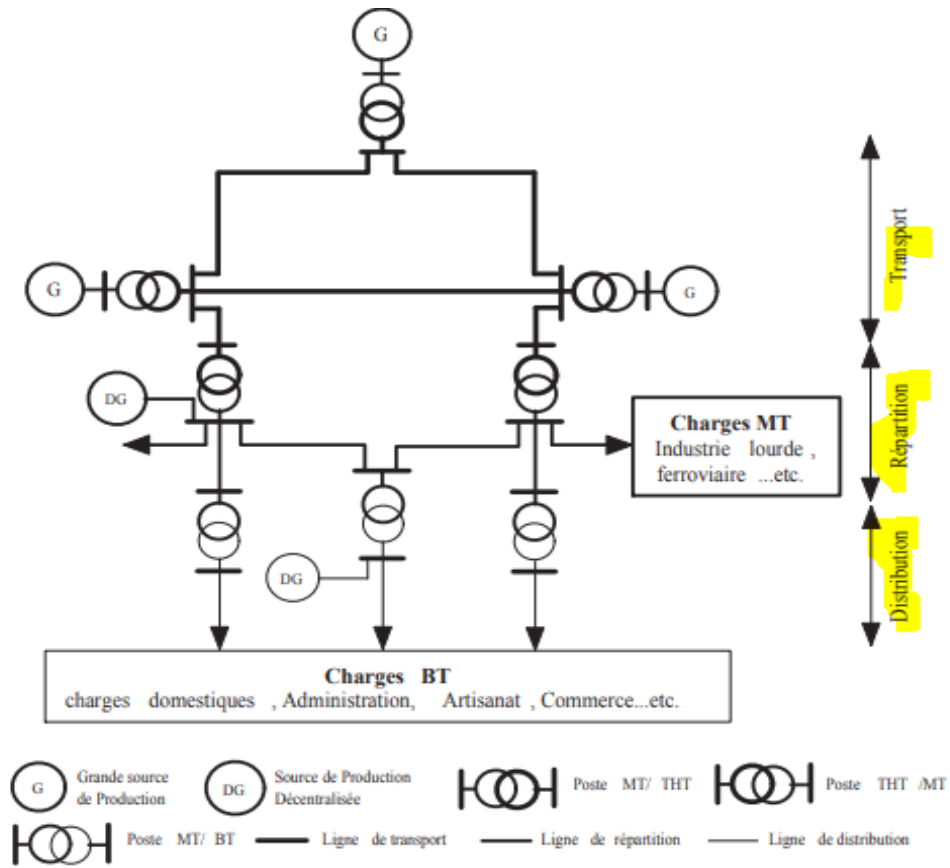


Figure 2.1 : Vue globale de Réseau électrique [12].

Historiquement, les réseaux les plus critiques étaient les réseaux HTB, puisque c'est à ce niveau que se faisait à l'échelle européenne l'équilibrage entre la production et la demande d'électricité. L'indicateur qui permet d'observer cet équilibre est la fréquence du réseau (50 Hz dans le cas européen). Comme un nombre important de capteurs sont présents sur ce réseau, le gestionnaire de réseau de transport « GRT » parvient à obtenir une vision très précise de l'état réel de son réseau. Il connaît alors à chaque instant la fréquence du réseau, mais aussi les tronçons du réseau sous contraintes. Pour maintenir l'équilibre et donc la fréquence, les GRT peuvent s'appuyer sur les différents types de réserves (primaire, secondaire et tertiaire). En actionnant ces réserves, l'équilibre revient et la fréquence reprend sa valeur nominale. Viennent ensuite les réseaux HTA, dont l'objectif est de fournir une électricité de qualité en termes de tension à une échelle plus locale, en intégrant la production décentralisée. Les gestionnaires de réseau doivent gérer des contraintes de tension et courant : une production locale fait monter la tension,

tandis qu'une consommation locale la fait baisser. L'augmentation de la production locale rend plus complexe la gestion du plan de tension par les opérateurs, avec potentiellement des contraintes de tension haute et basse sur le même réseau. Le réseau HTA dispose historiquement de moins de capteurs que le réseau HTB. Pour remédier à ce problème, les gestionnaires de réseau de distribution « GRD » ont développé des profils de consommation et de production pour chaque type de client HTA ou de poste HTA/BT. Grâce au foisonnement, ces modèles permettent d'identifier les zones de tension critique en planification. En temps réel, grâce aux régulateurs en charge, les GRD peuvent faire varier la tension du réseau pour qu'elle se maintienne dans les limites de la norme EN 50160. Enfin, les réseaux BT sont traditionnellement des réseaux qui servent uniquement à raccorder les consommateurs. Jusqu'à une période récente, aucun instrument de mesure n'était présent sur le réseau ; mais la situation est en train de changer avec le déploiement des compteurs Linky, lancé à la fin de l'année 2015. Les règles de planification et de développement des réseaux BT s'appuient sur des méthodologies statistiques reposant sur des techniques de profilage des clients et des installations de production. Ces règles, qui sont encore en partie utilisées aujourd'hui, définissent les caractéristiques des ouvrages électriques (transformateurs HTA/BT, lignes et câbles) pour couvrir les situations jugées dimensionnantes par le GRD, dans une logique d'investissement. Celles-ci ont permis au GRD de garantir une très bonne qualité de fourniture sans observabilité sur les parties terminales de son réseau [11].

Tableau 3 : Fonctionnement historique des réseaux HTB, HTA et BT [11]

|                                                 | Réseau HTB                                                    | Réseau HTA                                       | Réseau BT                                         |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Rôle du réseau                                  | Équilibrage production/demande au niveau européen             | Fourniture d'une électricité de qualité en HTA   | Raccordement des clients BT (peu de foisonnement) |
| Grandeurs à réguler                             | Fréquence, flux et tension                                    | Tension et flux                                  | Tension et flux                                   |
| Capteurs disponibles                            | Presque à tous les nœuds du réseau                            | Peu de nœuds équipés de capteurs                 | Aucun                                             |
| Leviers pour la gestion du réseau en temps réel | Régulateurs en charge Réserve primaire, secondaire, tertiaire | Régulateurs en charge Batteries de condensateurs | Aucun                                             |

|                               |                                         |                                         |                                                         |
|-------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Leviers pour la planification | Scénarios de production et consommation | Profils des clients HTA et poste HTA/BT | Profilage des clients<br>Surdimensionnement des réseaux |
|-------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------|

## 2.3 Modélisation des éléments du réseau

Les réseaux électriques sont constitués de composants tels que les générateurs, les transformateurs d'énergie, les lignes électriques et les charges électriques.

La modélisation des composants du réseau en fonctionnement triphasé équilibré repose sur les hypothèses suivantes [10] :

- ✓ Symétrie des éléments, permettant une représentation d'ordre direct monophasé équivalent ;
- ✓ Influences magnétiques entre composants négligées ;
- ✓ Lignes électriques représentées par un schéma de quadripôles équivalents à paramètres concentrés ;
- ✓ Courants de magnétisation des transformateurs négligés devant les courants débités.

### 2.3.1 Modèles des générateurs

Les générateurs sont les éléments aptes à fournir de la puissance à notre réseau. Ils peuvent produire, mais aussi consommer de l'énergie réactive de telle sorte à maintenir la tension à un certain niveau.

De nos jours, les machines synchrones sont les machines électriques les plus importantes pour la production de l'énergie électrique à grande échelle, et constituent ainsi le noyau de certaines centrales de production d'énergie électrique en courant alternatif. Ce sont des convertisseurs électromécaniques, et comme toutes machines électriques tournantes, elles sont réversibles : elles peuvent fonctionner soit en génératrices soit en moteurs. Lorsqu'elles fonctionnent en génératrices, elles fournissent une ou des tension(s) alternative(s) et prennent alors le nom d'alternateurs ; elles convertissent l'énergie mécanique fournie par un moteur ou une turbine, en énergie électrique monophasée ou triphasée [9]. Le modèle de la génératrice synchrone utilisée pour la production d'énergie électrique dans les centrales électriques est celui de la

réactance synchrone (machine synchrone à pôles lisses). La saturation est négligée ; la f.é.m induite dans un enroulement d'induit  $E_{p,ph}$  est due au flux magnétique coupé de la roue polaire. Ce flux magnétique est créé par le courant continu. Il y a également la f.é.m d'auto-induction induite par le seul flux de la RMI créé par le courant d'induit, qui est modélisé par la réactance synchrone. Le symbole normalisé et le schéma monophasé équivalent de la génératrice synchrone triphasée sont donnés par la figure 2.2.

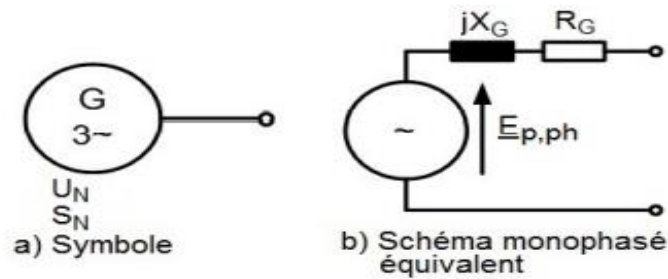


Figure 2.2 : Génératrice synchrone [10].

L'impédance complexe interne est :

$$\underline{Z} = R_g + jX_g \quad (2.1)$$

La relation tension-courant aux bornes d'une phase de l'alternateur triphasé est :

$$\underline{V} = \underline{E}_{p,ph} - (R_g + jX_g) \cdot \underline{I} \quad (2.2)$$

Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$\begin{aligned} P_{gi.min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi.max} \\ Q_{gi.min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi.max} \end{aligned} \quad (2.3)$$

### 2.3.2 Les transformateurs

Le second composant essentiel des réseaux électriques est le transformateur. Il permet le transfert de puissance avec un rendement élevé d'un niveau de tension vers un autre. La puissance transmise au secondaire est à peu près celle du primaire et en conséquence le produit tension-courant au secondaire est approximativement égal à celui du primaire. Ainsi, dans un transformateur élévateur, toute élévation de tension au secondaire, s'accompagne d'une diminution dans le même rapport, du courant au secondaire, ce qui entraîne la diminution des

perdes dans les lignes et rend possible l'acheminement de l'énergie électrique sur de longues distances. Des contraintes d'isolation, ainsi que d'autres liées à des problèmes techniques de conception ne permettent pas pour l'heure actuelle de générer au niveau des alternateurs, des tensions supérieures à 30 kV. Ainsi, un transformateur élévateur est nécessaire pour pouvoir transporter l'énergie électrique. Aux extrémités réceptrices des lignes, un transformateur abaisseur est utilisé pour ramener la tension à un niveau acceptable pour la distribution et l'utilisation [9]. Pour tenir compte de la charge et de l'impédance interne du transformateur dans le calcul de l'écoulement de puissance du réseau amont, le modèle monophasé équivalent du transformateur doit être établi comme illustre la figure 2.3.

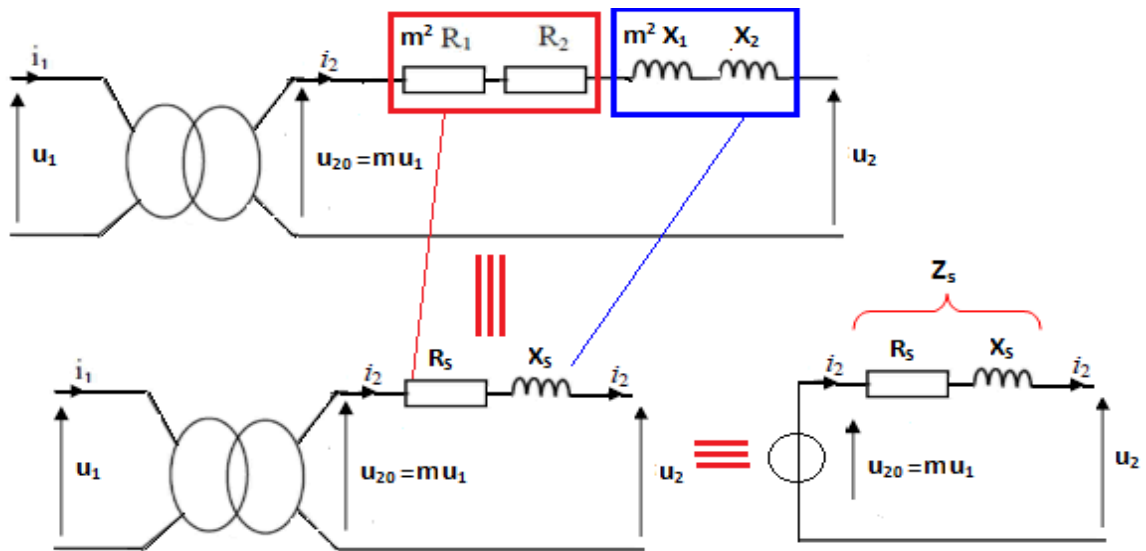


Figure 2.3 : Schéma monophasé équivalent ramené au secondaire [13]

La résistance et la réactance internes du transformateur ramené au primaire sont déterminées à partir de :

$$Z_p = u_{cc} (\%) \cdot \frac{U_{1N}^2}{S_N} \quad (2.4)$$

comme suit, avec le facteur de puissance de court-circuit  $\cos\varphi$  :

$$\begin{aligned}
R_p &= Z_p \cdot \cos \varphi_{cc} = u_{cc}(\%) \cdot \frac{U_{1N}^2}{S_N} \cdot \cos \varphi_{cc} = \frac{U_{1N}^2}{S_N} \cdot u_{cc,r}(\%) \\
X_p &= Z_p \cdot \sin \varphi_{cc} = u_{cc}(\%) \cdot \frac{U_{1N}^2}{S_N} \cdot \sin \varphi_{cc} = \frac{U_{1N}^2}{S_N} \cdot u_{cc,x}(\%)
\end{aligned}
\tag{2.5}$$

où  $u_{cc,r}(\%)$  et  $u_{cc,x}(\%)$  les composantes active et réactive de la tension relative de court-circuit.

La résistance et la réactance internes du transformateur ramené au secondaire sont déduites de la résistance et la réactance internes du transformateur ramenées au primaire comme suit :

$$\begin{aligned}
R_s &= m^2 \cdot R_p \\
X_s &= m^2 \cdot X_p
\end{aligned}
\tag{2.6}$$

Et la tension et le courant au secondaire sont donnés par :

$$\begin{aligned}
\underline{V}_s &= m \cdot \underline{V}_p \\
\underline{I}_s &= \frac{1}{m} \cdot \underline{I}_p
\end{aligned}
\tag{2.7}$$

### 2.3.3 Les lignes de transmission [14]

La ligne de transport est modélisée par le schéma unifilaire en  $\pi$  à paramètres distribués illustrée à la figure 2.4. Ces paramètres dépendent de la nature du conducteur et de leurs géométries :

- ✓ Des paramètres linéaires série par phase :
  - r : résistance linéique ou série ( $\Omega/\text{km}$ ).
  - x : réactance linéique ou série ( $\Omega/\text{km}$ ).
- ✓ Des paramètres shunt par phase :
  - b : susceptance shunt ( $1/\Omega.\text{km}$ ).
  - g : conductance shunt ( $1/\Omega.\text{km}$ ).

Dans la plupart des cas, la conductance shunt est négligeable ( $g \approx 0$ ).

Les lignes électriques peuvent être classées suivant plusieurs critères :

- ✓ Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles).
- ✓ Classe de tension : lignes à basse tension ( $\leq 1\text{kV}$ ) et ligne à haute tension ( $> 1\text{kV}$ ).

- ✓ Suivant la longueur : ligne courte ( $L < 80 \text{ km}$ ) ; Ligne moyenne ( $80 \text{ km} < L < 240 \text{ km}$ ) et ligne longue ( $L > 240 \text{ km}$ )

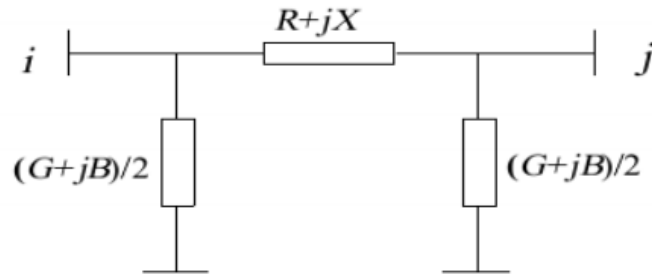


Figure 2.4 : Modèle d'une ligne par un schéma en  $\Pi$  équivalent [14].

### 2.3.4 Les charges

La charge représente aussi bien les récepteurs passifs que les récepteurs actifs, les consommateurs connectés au réseau. Elles ne peuvent être modélisées individuellement, chaque nœud représente un groupement de consommateurs. En régime permanent les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$\underline{S}_i = P_{Li} + jQ_{Li} \quad (2.8)$$

Où  $\underline{S}_i$  est la puissance complexe de la charge,  $P_{Li}$  la puissance active et  $Q_{Li}$  la puissance réactive. La puissance réactive  $Q_{Li}$ , qui peut être positive ou négative, correspond respectivement à des charges de nature inductive ou capacitive [15].

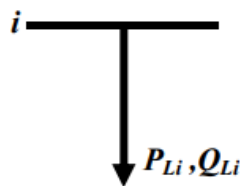


Figure 2.5 : Modèle d'une charge [2].

## 2.4 Répartition des charges

Le programme de calcul de l'écoulement de puissance (appelé aussi écoulement de charges) est l'outil basique pour vérifier les exigences (le respect des contraintes) d'exploitation d'un réseau électrique [1].

On distingue cinq types de ces contraintes [3] :

1. **Contrainte sur la capacité de transit de la ligne** : La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas, dépasser la limite maximale, soit :

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (2.9)$$

Avec,

$$S_{ij} = (P_{ij} + Q_{ij})^{\frac{1}{2}} \quad (2.10)$$

Où :

- ❖  $S_{ij}$  : Puissance apparente transitée dans la ligne i-j
- ❖  $S_{ij}^{\max}$  : Puissance apparente maximale transitée dans la ligne i-j
- ❖  $P_{ij}$  : Puissance active transitée dans la ligne i-j
- ❖  $Q_{ij}$  : Puissance réactive transitée dans la ligne i-j

2. **Contrainte d'équilibre entre la production et la consommation** : L'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assuré, soit :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - \sum_{i=1}^{nc} P_{ci} - P_L &= 0 \\ \sum_{i=1}^{ng} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{nc} Q_{ci} - Q_L &= 0 \end{aligned} \quad (2.11)$$

Où :

- ❖  $P_L$  : Perte active totale
- ❖  $Q_L$  : Perte réactive de consommation
- ❖ nc: Nombre de nœuds de consommation

❖  $n_g$ : Nombre de nœuds de génération

3. **Contrainte sur les modules de la tension** : Les conditions d'exploitation des réseaux fixent les limites des tensions maximales par la tenue diélectrique du matériel et la saturation des transformateurs et les limites minimales par l'augmentation des pertes et le maintien de la stabilité des alternateurs.

Pour tous les nœuds, la condition suffisante et nécessaire à savoir :

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}; i = 1, 2, 3, 4, \dots \quad (2.12)$$

Avec :

❖  $V_i$  : Module de la tension au nœud  $i$

❖  $V_i^{\min}$  : Limite minimale de la tension.

❖  $V_i^{\max}$  : Limite maximale de la tension.

4. **Contrainte sur la production** : La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine.

Pour tous les nœuds de production, les contraintes actives et réactives sont :

$$\begin{aligned} P_{gi}^{\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Avec,  $i=1, 2, 3, \dots, n_g$ .

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

$$a_k^{\min} \leq a_k \leq a_k^{\max}; k = 1, 2, 3, \dots, nt \quad (2.14)$$

#### 2.4.1 Classification de jeu de barres (nœuds)

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barre  $k$  du réseau, à savoir le module de la tension  $V_k$ , la phase de la tension  $\delta_k$ , la puissance active injectée  $P_k$  et la puissance réactive injectée  $Q_k$ . Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées

au préalable et les deux autres sont à calculer comme précise le tableau 4. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories [1].

- Les jeux de barres de référence (**Slack bus ou Swing bus**) : C'est un élément fictif créé pour l'étude de la répartition de puissance, il a pour rôle de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celle-ci ne sont pas connues d'avance. D'une façon générale et par convention, il est identifié par le jeu de barre N° 0 connecté à une source de tension d'où le module  $V$  et la phase  $\delta$  de la tension sont connus (généralement  $V = 1\text{pu}$  et  $\delta = 0^\circ$ ).

- Les jeux de barres générateurs ou les jeux de barres à Tension-Contrôlée (**Voltage Controlled Bus**) : A ce type de jeux de barres, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive. Les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour avoir ces types de jeux de barres.

- Les jeux de barres Charges (**Load Bus : Jeux de barres PQ**) : A ce type de jeu de barre, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation de puissances active et réactive. On peut aussi y associer des générateurs avec des puissances actives et réactives fixées.

Tableau 4 : Les types de nœuds (ou Jeux de barres)

| Types de jeux de barres      | Grandeurs connues | Grandeurs inconnues |
|------------------------------|-------------------|---------------------|
| Jeux de barres de génération | $P$ et $ V $      | $Q$ et $\delta$     |
| Jeux de barres charges       | $P$ et $Q$        | $ V $ et $\delta$   |
| Jeux de barre de référence   | $ V $ et $\delta$ | $P$ et $Q$          |

#### 2.4.2 Résolution du problème de l'écoulement

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement donné. Ce que nous permettrons de calculer les puissance transitées et générées

et les pertes [14]. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

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

Le résultat d'un problème de flux de puissance indique à l'opérateur ou à un planificateur d'un système de puissance, les charges dans les lignes, les tensions aux différents bus, la puissance générée et les pertes et là où les limites sont dépassées. Aujourd'hui, ce problème de calcul du Load Flow peut être efficacement traité sur l'ordinateur pour pratiquement n'importe quelle taille de système [2].

Les premières méthodes numériques utilisées pour la résolution du problème d'écoulement de puissance étaient les méthodes itératives de Gauss-Seidel, elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire, mais elles demandent un grand nombre d'itérations pour les grands réseaux avec un temps de convergence très grand. Ce qui amena les chercheurs à développer d'autres méthodes telles que celle de Newton-Raphson. Cette dernière nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, mais elle ne demande que quelques itérations pour trouver une solution, même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage importantes [15].

#### **2.4.2.1 Méthode de Gauss Seidel**

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une de plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance ou généralement pour la résolution d'un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds. Pour un système à plusieurs variables, la méthode de Gauss-Seidel utilise à chaque itération, la valeur la plus récente calculée [9].

Le courant parcourant un bus est représenté par l'équation suivante [2].

$$I = Y_{bus} \cdot V \text{ et } S_k = P_k + jQ_k = V_k \cdot I_k^* \quad (2.15)$$

Où I est le courant, V est la tension et Y est la matrice d'admission de bus. Le k<sup>ème</sup> (de N) courant nodale est :

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_k \\ \dots \\ I_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2k} & \dots & Y_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \dots & Y_{kk} & \dots & Y_{kN} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{Nk} & \dots & Y_{NN} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_k \\ \dots \\ V_N \end{pmatrix}; \quad I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \quad (2.16)$$

Qui peut être étendu dans le formulaire ci-dessous :

$$I_k = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{n=1 \\ k \neq n}}^N Y_{kn} V_n \quad (2.17)$$

De l'équation (2.17) tirons  $V_k$  :

$$V_k = \frac{I_k}{Y_{kk}} - \frac{1}{Y_{kk}} \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.18)$$

Avec la puissance complexe au nœud donnée, l'équation (2.18) deviendra :

$$\underline{V}_k = \frac{1}{\underline{Y}_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{\underline{V}_k^*} - \sum_{n=1}^N \underline{Y}_{kn} \underline{V}_n \right) \quad (2.19)$$

Puisque la méthode de Gauss-Seidel est une procédure itérative, l'équation (2.19) donne le résultat suivant :

$$\underline{V}_k^{(i+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{\underline{V}_k^{*(i)}} - \sum_{n=1}^N \underline{Y}_{kn} \underline{V}_n^{(i)} \right) \quad (2.20)$$

$i$  étant le numéro de l'itération.

**Algorithme de Gauss Seidel** [9]

**1<sup>ère</sup> Etape** : Formation de la matrice [Y]

**2<sup>e</sup> Etape :** Estimation des valeurs initiales des tensions nodales  $V_k(0) = 0$  avec  $k = 1, 2, \dots, N$

**3<sup>e</sup> Etape :** Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation (2.20). On calcule aussi l'écart entre les valeurs d'une même tension trouvées aux itérations suivantes par la relation :

$$\Delta \underline{V}_k^{(i+1)} = \underline{V}_k^{(i)} - \underline{V}_k^{(i-1)} \quad (2.21)$$

**4<sup>e</sup> Etape :** Une fois le test de convergence est vérifié ( $\text{Max } |\Delta \underline{V}_k^{(i+1)}| \leq \varepsilon$ ), les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues. Ainsi, on calcule :

- Les puissances transitées :

$$\underline{S}_{kn}^* = \underline{V}_k^* (\underline{V}_k - \underline{V}_n) \underline{Y}_{kn} + \underline{V}_k^* \underline{V}_k \frac{\underline{Y}_{kn}}{2} \quad (2.22)$$

- Les pertes dans les différents tronçons de la ligne :

$$\underline{S}_{Lkn} = \underline{S}_{kn} + \underline{S}_{nk} \quad (2.23)$$

- Les pertes totales :

$$\underline{S}_L = \sum_{k=1}^N \underline{S}_{Lkn} \quad (2.24)$$

Si non aller à l'étape 3.

#### 2.4.2.2 Méthode de Newton-Raphson [1]

La méthode Newton Raphson est la plus sophistiquée et la plus importante méthode pour la résolution des études du Load flow particulièrement pour les réseaux de puissance complexes. La méthode de Newton Raphson est basée sur les séries de Taylor (la linéarisation séquentielle) et les dérivées partielles.

Un ensemble des équations algébriques sous format matriciel est donné par :

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_N(x) \end{bmatrix} = y \quad (2.25)$$

Avec  $x$  et  $y$  des vecteurs colonnes  $N \times 1$ .

Connaissant  $f(x)$  et  $y$ , on cherche alors  $x$ .

L'équation (2.25) peut s'écrire :

$$0 = y - f(x) \quad (2.26)$$

En ajoutant de deux côtés  $Dx$  puis divisant par  $D$ , on a :

$$Dx = Dx + y - f(x) \quad \text{et} \quad x = x + D^{-1}[y - f(x)] \quad (2.27)$$

Ainsi, la nouvelle valeur de  $x(i+1)$  peut être calculée à partir de l'ancienne valeur  $x(i)$  par:

$$x(i+1) = x(i) + D^{-1}\{y - f[x(i)]\} \quad (2.28)$$

La méthode de Newton-Raphson étant basée sur les séries de Taylor spécifique  $D$  :

$$y = x_0 + \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} (x - x_0) + \left. \frac{d^2f}{dx^2} \right|_{x=x_0} (x - x_0)^2 + \dots \quad (2.29)$$

En négligeant les ordres élevés et résolvant par rapport à  $x$ , on a :

$$x = x_0 + \left[ \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} \right]^{-1} [y - f(x_0)] \quad (2.30)$$

La méthode de Newton-Raphson remplace l'ancienne valeur  $x_0$  par  $x(i)$  et la nouvelle  $x$  par  $x(i+1)$  et, au sens de  $D$ , on a :

$$x(i+1) = x(i) + J^{-1}(i)\{y - f[x(i)]\} \quad (2.31)$$

Où  $J$  est la matrice Jacobienne définie par :

$$J(i) = \frac{df}{dx} \Big|_{x=x_i} = \begin{bmatrix} \frac{\delta f_1}{\delta x_1} & \frac{\delta f_1}{\delta x_2} & \dots & \frac{\delta f_1}{\delta x_N} \\ \frac{\delta f_2}{\delta x_1} & \frac{\delta f_2}{\delta x_2} & \dots & \frac{\delta f_2}{\delta x_N} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\delta f_N}{\delta x_1} & \frac{\delta f_N}{\delta x_2} & \dots & \frac{\delta f_N}{\delta x_N} \end{bmatrix}_{x=x_i} \quad (2.32)$$

En utilisant les équations de l'écoulement de puissance (2.15) et (2.16), on a :

$$\underline{S}_k = P_k + jQ_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})} \quad (2.33)$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire, on a :

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (2.34)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$$

Avec,  $k=2, 3, 4, \dots$

Le programme de Power Flow par la méthode de Newton-Raphson étant basé sur les équations non linéaires (2.34), par analogie à des équations algébriques non-linéaires donne :

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_N \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix}; y = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_N \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_N \end{bmatrix}; f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2(x) \\ \vdots \\ P_N(x) \\ Q_2(x) \\ \vdots \\ Q_N(x) \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Ainsi, d'une manière générale la formulation de problème est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

$$\Delta \delta_k^{(i)} = \delta_k^{(i+1)} - \delta_k^{(i)} \text{ et } \Delta |V_k|^{(i)} = |V_k|^{(i+1)} - |V_k|^{(i)}$$

D'où, l'équation (2.31) devient :

$$\begin{bmatrix} \delta_k^{(i+1)} \\ |V_k|^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_k^{(i)} \\ |V_k|^{(i)} \end{bmatrix} + [J^{(i)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(i)} \\ \Delta Q^{(i)} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

La matrice Jacobienne a la forme :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$\text{Où : } J_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} \end{bmatrix}; J_2 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}; \quad J_3 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} \end{bmatrix} \quad \text{et}$$

$$J_4 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}$$

Les éléments de la matrice pour :

- $k \neq n$  sont :

$$\begin{aligned} J_{1kn} &= \frac{\partial P_k}{\partial \delta_n} = V_k Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ J_{2kn} &= \frac{\partial P_k}{\partial V_n} = V_k Y_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ J_{3kn} &= \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_n} = -V_k Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ J_{4kn} &= \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} = V_k Y_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \end{aligned} \quad (2.39)$$

- $k = n$  sont :

$$\begin{aligned}
J_{1kk} &= \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = -V_k \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\
J_{2kk} &= \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k Y_{kk} \cos \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\
J_{3kn} &= \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = V_k \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\
J_{4kn} &= \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k Y_{kk} \sin \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})
\end{aligned} \tag{2.40}$$

Avec  $k = 2, 3, \dots$

### Algorithme de Newton-Raphson [15]

**1<sup>ère</sup> Étape :** Préparation des données du réseau qui incluent : les données des lignes, des nœuds, des générateurs, des transformateurs, des charges, et l'erreur tolérable.

**2<sup>e</sup> Étape :** Calcul de la matrice admittance Y du réseau.

**3<sup>e</sup> Étape :** Choisir les valeurs initiales des grandeurs tension et déphasages  $V^0$  et  $\delta^0$ , avec  $k = 2, 3, \dots, N$ . Sauf pour le nœud de référence.

**4<sup>e</sup> Étape :** Utilisez les estimations  $V^0$  et  $\delta^0$  pour calculer la puissance active et réactive pour tous les nœuds  $P^0$  et  $Q^0$  utilisant les équations (2.34)

**5<sup>e</sup> Étape :** Calcul d'erreur entre la valeur spécifiée et la valeur calculée de la puissance active et réactive pour les nœuds de charges et seulement de la puissance active pour les nœuds contrôlés.

**6<sup>e</sup> Étape :** Utiliser les estimations  $V^0$  et  $\delta^0$  pour formuler la matrice Jacobienne J.

**7<sup>e</sup> Étape :** Calcul de l'incrément de l'amplitude et de l'angle de la tension pour les nœuds sauf le nœud de référence :

$$\delta_k^{(i+1)} = \delta_k^{(i)} + \Delta \delta_k^{(i)} \text{ et } |V_k|^{(i+1)} = |V_k|^{(i)} + \Delta |V_k|^{(i)} \tag{2.41}$$

Si  $\Delta \delta_k^{(i)} \leq \varepsilon$  et  $\Delta |V_k|^{(i)} \leq \varepsilon$ , l'algorithme convergé, Si non allez à la 4<sup>e</sup> étape.

### 2.4.2.3 Méthode de Backward/Forward Sweep

Cette méthode comprend deux étapes : le balayage vers l'arrière et le balayage vers l'avant. Dans le balayage vers l'arrière, la tension et le courant sont calculés en utilisant la loi de Kirchhoff des tensions et celle des courants à partir du nœud le plus éloigné du nœud source. Dans le balayage vers l'avant, la tension avale est calculée à partir du nœud source. Les données d'entrée de cet algorithme sont tirées de propriétés des différents nœuds. Les données de base requises sont les puissances actives et réactives, la nomenclature des nœuds d'émission et de réception, un modèle d'impédance de séquence positive pour toutes les branches.

#### ❖ Formulation mathématique

Considérons un réseau de distribution avec une configuration radiale constituée d'un certain nombre de branches, comme présenté à la figure 2.6. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure.

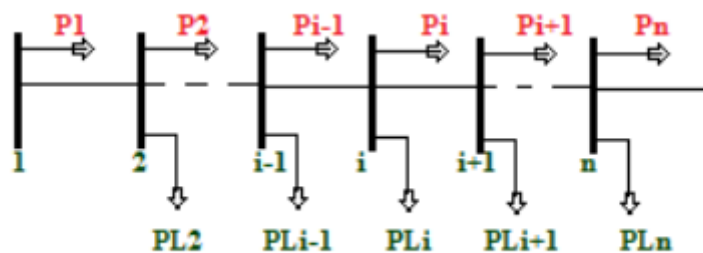


Figure 2.6 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial [9]

L'impédance d'une branche  $i$  quelconque de ce réseau s'écrit comme sur la figure 2.7.

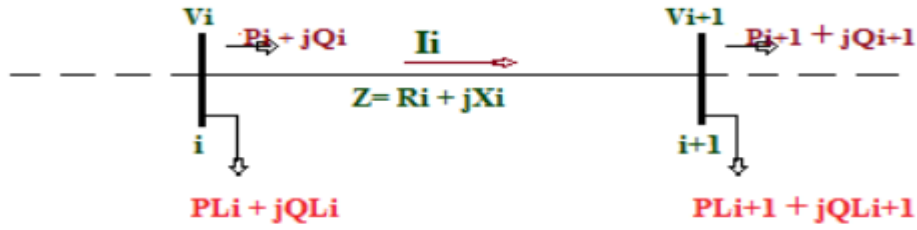


Figure 2.7: Représentation de deux jeux de barre [9]

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barre  $i$  au jeu de barre  $i+1$  peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}'^2} \text{ et } Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}'^2} \quad (2.42)$$

Avec  $P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1}$  et  $Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1}$

$P_{Li+1}$  et  $Q_{Li+1}$  : sont les puissances active et réactive de la charge au niveau du jeu de barre  $i+1$ .

$P_i$  et  $Q_i$  : sont les puissances active et réactive sortant du jeu de barre  $i$ .

Le courant traversant la branche  $i$  s'écrit comme suit :

$$\bar{I}_i = \frac{(V_i \angle \delta_i + V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (2.43)$$

#### ❖ Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barre

D'après la Figure 2.7, le courant dans la branche  $i-i+1$  peut s'écrire de deux façons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ \bar{I}_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \end{array} \right. \quad (2.44)$$

En utilisant la méthode de comparaison au système d'équation (2.44), on trouve une expression dont les parties réelles et imaginaires sont :

$$\begin{cases} V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \\ V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i + P_i X_i \end{cases} \quad (2.45)$$

En élevant au carré les deux équations du système (2.45) puis additionner membre à membre, on a :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(R_i P_i + X_i Q_i) + \frac{[(R_i P_i)^2 + (X_i Q_i)^2 + (R_i Q_i)^2 + (X_i P_i)^2]}{V_i^2}$$

Finalemnt l'équation de l'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barre du réseau de distribution radial est donnée par l'équation :

$$V_{i+1} = \left[ V_i^2 - 2(R_i P_i + X_i Q_i) + \frac{[(R_i P_i)^2 + (X_i Q_i)^2 + (R_i Q_i)^2 + (X_i P_i)^2]}{V_i^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.46)$$

Et si on divise membre à membre les deux équations du système (2.45), on trouve de tension que nous écrivons :

$$\begin{aligned} \tan(\delta_{i+1} - \delta_i) &= \frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \\ \delta_{i+1} &= \delta_i + \tan^{-1} \left( \frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \end{aligned} \quad (2.47)$$

#### ❖ Pertes de puissance active et réactive

Les pertes de puissance active et réactive au niveau d'une branche  $i$  de la figure 2.6 s'écrivent comme suit :

$$P_{Li} = R_i I_i^2 \text{ et } Q_{Li} = X_i I_i^2 \quad (2.48)$$

Et les pertes totales respectivement active et réactive pour toutes les branches du réseau donnent :

$$P_{TLi} = \sum_{i=1}^N P_{Li} \text{ et } Q_{TLi} = \sum_{i=1}^N Q_{Li} \quad (2.49)$$

#### ❖ Construction des matrices BIBC et BCBV du réseau de distribution

La méthode repose sur deux matrices dérivées de la topologie du réseau, la matrice BIBC (en anglais Bus Injection Branch Current) et la matrice BCBV (en anglais Branch Current Bus Voltage).

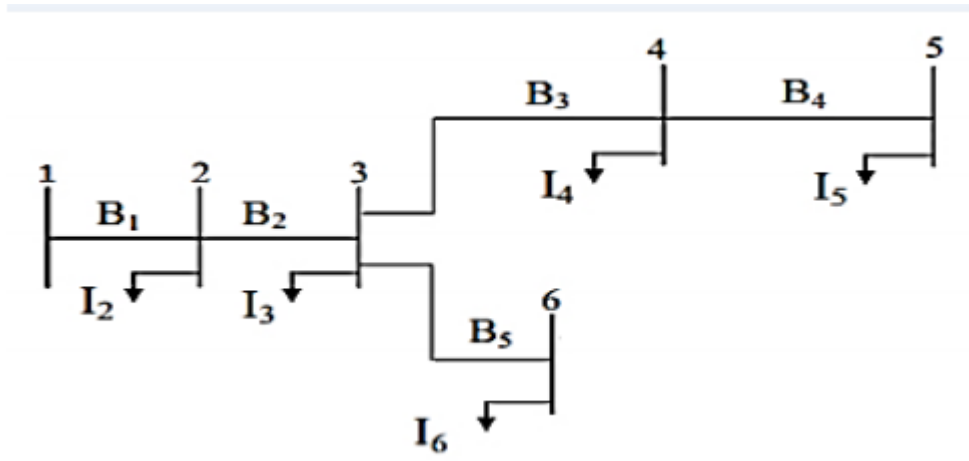


Figure 2.8: Réseau de distribution simple [9]

Par phase, l'injection de courant à l'itération k est déduite de la puissance consommée sur le nœud i qui est exprimée par :

$$S_i = (P_i + jQ_i), \text{ avec } i = 1, 2, 3, \dots \quad (2.50)$$

$$I_i^k = \left( \frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2.51)$$

Où :  $S_i$  est la puissance apparente consommée par la charge de l'une de trois phases (a, b ou c) composée ;  $P_i$  et  $Q_i$  qui sont respectivement les puissances active et réactive de la charge par phase ; N est le nombre de charges ;  $V_i^k$  et  $I_i^k$  respectivement la tension du nœud et l'équivalent du courant injecté au nœud pour une phase à l'itération k.

Les courants de branche du réseau peuvent être exprimés en fonction des courants de charge comme suit :

$$\begin{aligned}
B_1 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\
B_2 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\
B_3 &= I_4 + I_5 \\
B_4 &= I_5 \\
B_5 &= I_6
\end{aligned} \tag{2.52}$$

Ces équations expriment la relation entre les injections de courant de nœud et les courants de branche et sont obtenues par la loi de nœud ou de courant de Kirchhoff. Les courants de branches peuvent alors être formulés en fonction des différents courants injectés aux nœuds ; ce qui aboutit à la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \Rightarrow [B] = [BIBC][I] \tag{2.53}$$

Où BIBC est la matrice qui exprime la relation entre le courant injecté au nœud et le courant de branche.

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courants de branche, des paramètres de ligne, et de la tension de référence au niveau du poste HT/MT. La relation entre les courants de branche et les tensions de nœud, de la Figure (2.7) est établie par les équations (2.54) :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \Rightarrow [\Delta V] = [BCBV][B] \tag{2.54}$$

Où [BCBV] est la matrice qui représente la relation entre les courants de branche et la tension de nœud,  $V_i$  ( $i = 2,3, \dots,6$ ) est la tension de nœud  $i$  et  $Z_{im}$  est l'impédance de ligne entre le nœud  $i$  et le nœud  $m$ .

Les matrices [BIBC] et [BCBV] sont élaborées en fonction de la structure du réseau de distribution. En combinant les équations (2.52) et (2.53), nous pouvons écrire la relation suivante :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \quad (2.55)$$

La solution du calcul de répartition de charge est obtenue par une résolution itérative de l'équation (2.50). La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (2.51) et suivant le critère d'arrêt de l'équation (2.57).

$$V^{K+1} = V^0 + \Delta V^{K+1} \quad (2.56)$$

$$\text{Max}(V^{K+1} - V^k) < \varepsilon \quad (2.57)$$

#### ❖ Algorithme de la méthode Backward/Forward

1<sup>ère</sup> Etape : Lire les données du réseau ;

2<sup>e</sup> Etape : Identifier les types de nœuds ;

3<sup>e</sup> Etape : Initialiser les tensions de tous les jeux de barres (nœuds) à 1 pu ;

4<sup>e</sup> Etape : Détermination de la matrice [BIBC] et [BCBV] ;

5<sup>e</sup> Etape : Calcul des courants injectés [I] en appliquant l'équation (2.51) ;

6<sup>e</sup> Etape : Calcul des courants traversant les branches en appliquant l'équation (2.53) ;

7<sup>e</sup> Etape : Calcul des modules de nouvelles tensions et les phases au niveau de tous les jeux de barre en appliquant l'équation (2.54) ;

8<sup>e</sup> Etape : Une fois le test de convergence vérifié, les valeurs de tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule alors :

- Les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche par les relations (2.48)
- Les pertes active et réactive totales par les équations (2.49) ;

Sinon retour à l'étape 5

#### 2.4.2.4 Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson.

Chaque méthode d'écoulement de puissance a ses avantages et ses inconvénients l'une par rapport à l'autre comme nous précise le tableau 5.

Tableau 5 : Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson [2].

|                | Avantages                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Inconvénients                                                                                                                                                                                                                                                                |
|----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gauss-Seidel   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simplicité de la technique ;</li> <li>• Petit besoin en mémoire de l'ordinateur ;</li> <li>• Moins de temps de calcul par itération</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lenteur de la convergence résultant d'un plus grand nombre d'itérations ;</li> <li>• Augmentation du nombre d'itération avec l'augmentation du nombre de bus.</li> </ul>                                                            |
| Newton-Raphson | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nécessite moins de nombre d'itérations pour atteindre la convergence, et prend moins de temps de calcul.</li> <li>• Plus précis et pas sensible aux facteurs tels que la sélection de bus slack, la régulation, les transformateurs, etc.</li> <li>• le nombre d'itérations nécessaires à cette méthode est presque indépendant de la taille du système.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nécessite plus de calculs impliqués dans chaque itération et exige un grand temps de calcul par itération et une grande mémoire de l'ordinateur.</li> <li>• Technique de la solution difficile (programmation difficile)</li> </ul> |

## 2.5 Conclusion partielle.

Vu l'impératif d'acheminer de l'énergie électrique de la production jusqu'aux consommateurs, dans ce chapitre, nous avons énuméré et modélisé les éléments des réseaux électriques qui, grâce aux calculs de l'écoulement de charge permet de les faire fonctionner dans leurs exigences contraignantes d'inégalité et d'égalité. Deux des méthodes les plus usuelles des problèmes de répartition de charge étaient détaillées tout en précisant l'avantage et l'inconvénient de l'une par rapport à l'autre et une troisième utilisée souvent pour des réseaux radiaux.

## **Chapitre 3 : SIMULATION ET DÉTERMINATION DE L'EMPLACEMENT OPTIMAL DES DISPOSITIFS FACTS**

### **3.1 Introduction**

Le principal problème rencontré lors de la phase de l'étude d'installation d'un compensateur de puissance réactive est le choix de son lieu d'emplacement optimal.

Il convient donc d'utiliser, parmi les outils de résolution de ce problème, les méthodes statistiques, qui consistent à faire des simulations servant à la détermination des nœuds présentant les points les plus faibles du réseau. Néanmoins, l'utilisation de ces méthodes est limitée pour les réseaux comprenant plusieurs dizaines, voire des centaines, de nœuds et de branches. Donc, à ce jour, il n'existe pas une méthode analytique capable de résoudre ce genre de problème. On s'oriente, plutôt vers les méthodes heuristiques.

De par la nature combinatoire du problème, les techniques heuristiques basées, entre autres, sur l'expérience des exploitants des réseaux ainsi que le calcul des facteurs de sensibilité, semblent être les plus appropriées.

En effet, le calcul des facteurs de sensibilité sert, non seulement, à la détermination des actions à effectuer sur les tensions de générateurs pour corriger les tensions des nœuds affectés, mais aussi à la limitation et la détermination d'un groupe de nœud les plus faible et sensible aux variations des puissances des charges.

Dès lors, les questions qui se posent sont :

- ✓ Comment déterminer un groupe de nœuds cible par le calcul des facteurs de sensibilité ?
- ✓ Comment utiliser les techniques heuristiques ou la technique d'injection manuelle et observation pour déterminer l'emplacement optimal d'un compensateur de puissance réactive ainsi que sa taille.

Les éléments de réponses à ces questions vont être illustrés au cours de chapitre.

## **3.2 Études analytiques des pertes dans le réseau de transport de la SNEL/Ruzizi 1&2**

Ce présent sous point expose les différents résultats de calculs de l'écoulement de puissance du réseau de transport de la SNEL/Ruzizi1&2, effectués au moyen de la méthode numérique de Newton-Raphson. L'analyse est faite afin de relever : la tension et le déphasage aux niveaux des jeux de barres, la chute de tension entre le point de départ et le dernier poste et, les pertes de puissances actives et réactives sur les tronçons.

### **3.2.1 Présentation de réseau de transport EST**

Le réseau de transport EST est celui qui dessert le Nord et Sud Kivu en énergie électrique. Il constitué de deux centrales hydroélectriques dont Ruzizi1 et Ruzizi2 toutes situées au Sud-Kivu/Bukavu.

La centrale de Ruzizi1 comprend deux groupes turbo-alternateurs de 6.3MW chacun et deux autres de 8.6MW chacun. Donc, elle a une puissance installée de 29.8MW. C'est une propriété privée de la Snel/RD. Congo par contre, la centrale de Ruzizi2 est une propriété commune des pays de grand-lacs dont RD. Congo, Burundi et Rwanda et, elle est gérée par la Sinelac qui est une entreprise constituée par la représentativité de ces trois pays. Elle comprend trois groupes turbo-alternateurs de 15MW chacun.

Comme nous pouvons constater sur le schéma unifilaire de réseau de transport EST à l'Annexe1, ce réseau, dans sa partie haute tension de valeur nominale ( $U_n$ ) égale à 70KV, une structure HT de type B, du côté Ruzizi1, il y a deux lignes dont l'une pour la RDC/Snel et l'autre pour la BURUNDI/Régideso. Du côté Ruzizi2, il y a trois lignes respectivement pour les trois pays susmentionnés. Alors les deux lignes de la RDC sont fusionnées au niveau de BUJA pour constituer la ligne de transport haute tension Bukavu-Goma, à laquelle cette étude s'intéresse. Nous signalons que ce réseau a la possibilité d'échanger de l'énergie avec la ligne de BURUNDI du côté Ruzizi 1. Du schéma unifilaire de réseau de transport EST, nous récupérons notre partie d'étude et, grâce au logiciel PSAT, nous le schématisons comme l'illustre la figure 3.1.

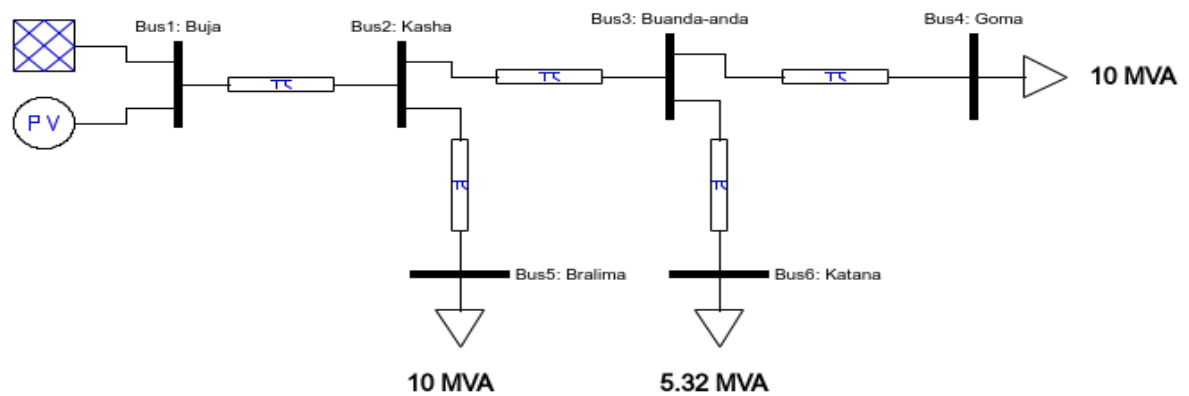


Figure 3.1 : Réseau HT de la SNEL/Ligne BUKAVU-GOMA

On peut voir sur la figure 3.1 que la ligne, sujet de ce travail est un réseau radial constitué de trois postes de transformation HT/MT et de deux postes de sectionnement comme l'indique le tableau 6.

Tableau 6 : Différents postes de la ligne

| N° jeu de barre | Désignation          | Nature de poste               |
|-----------------|----------------------|-------------------------------|
| 1               | Poste de BUJA        | Poste de départ HT            |
| 2               | Poste de KASHA       | Poste de sectionnement        |
| 3               | Poste de BUANDA-ANDA | Poste de sectionnement        |
| 4               | Poste de GOMA        | Poste de transformation HT/MT |
| 5               | Poste de BRALIMA     | Poste de transformation HT/MT |
| 6               | Poste de KATANA      | Poste de transformation HT/MT |

Etant un réseau radial, pour des raisons d'ordre économique, toutes les branches (distance entre ces postes) n'auront pas la même section comme nous montre le tableau 7.

Tableau 7 : Paramètres des branches de la ligne Bukavu-Goma<sup>1</sup>

| N° Branche | Désignation        | Section des conducteurs | Nature des conducteurs et mode de pose | Longueur des branches |
|------------|--------------------|-------------------------|----------------------------------------|-----------------------|
| 1          | Buja-Kasha         | 157mm <sup>2</sup>      | Analac/aérienne                        | 7Km                   |
| 2          | Kasha-Buanda-anda  | 157mm <sup>2</sup>      | Analac/aérienne                        | 32,7Km                |
| 3          | Buanda-anda-Goma   | 165mm <sup>2</sup>      | Analac/aérienne                        | 103Km                 |
| 4          | Kasha-Bralima      | 50mm <sup>2</sup>       | Analac/aérienne                        | 3Km                   |
| 5          | Buanda-anda-Katana | 157mm <sup>2</sup>      | Analac/aérienne                        | 3Km                   |

Tenant compte du fait que toutes les branches sont de longueurs inférieures à 80km, sauf la branche Buanda-Anda-Goma, nous considérons que chacune de ces branches peut être modélisé comme une ligne courte dont le modèle est montré sur la figure ci-dessous où l'effet capacitif de la ligne est négligeable.

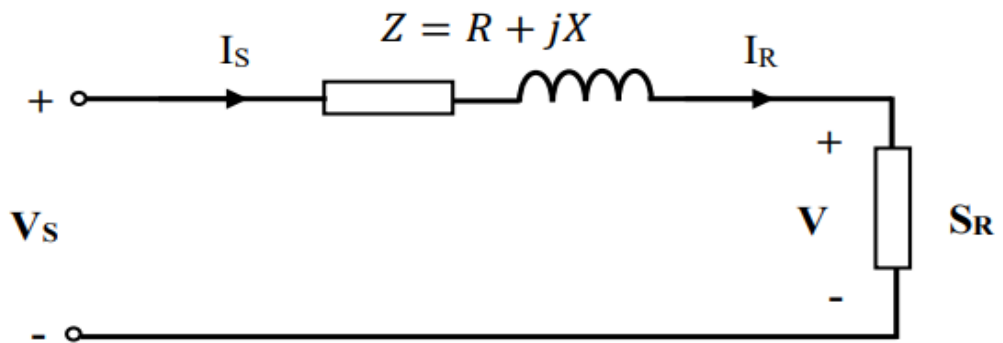


Figure 3.2 : Model d'une ligne courte

<sup>1</sup> Données récoltées lors de notre interview de 53minutes avec Monsieur MAROY HWABA, le chef de transport de réseau de transport EST à Bukavu en date du 15 Novembre 2022.

Ainsi, les données des lignes en pu sont déterminées dans le tableau 8, avec comme grandeurs de base une tension de 70 kV, et une puissance apparente de 100MVA.

✓ **Formule des résistance, inductance et impédance**

$$R = (ro * l(n)) / s : \text{formule de la résistance}$$

$$L = (mi / pi) * (1/4 + \log(D/r)) * l(n) : \text{formule de l'inductance}$$

$$Z_R = R : \text{Impédance résistive}$$

$$Z_X = L * w : \text{Impédance inductive}$$

$$Z = (Z_R + i * Z_X) : \text{Impédance complexe en ohm}$$

$$Z = (Z_R + i * Z_X) / Z_{ref} : \text{Impédance complexe en pu}$$

Avec :

$ro$  : résistivité de conducteur ( $ro = 2.78 * 10^{-8}$  ohmmètre pour l'ANALAC).

$l(n)$  : longueur de conducteur en km.

$s$  : section de conducteur en  $mm^2$ .

$mi$  : perméabilité de l'air ( $mi = 4 * pi * 1e-7$ ).

$D$  : distance entre conducteurs.

$r$  : rayon des conducteurs.

Tableau 8 : Données des impédances des lignes en pu<sup>2</sup>

| De             | A              | Résistance | Inductance |
|----------------|----------------|------------|------------|
| 1. Buja        | 2. Kasha       | 0.0253     | 0.1223     |
| 2. Kasha       | 3. Buanda-anda | 0.1182     | 0.5712     |
| 3. Buanda-anda | 4. Goma        | 0.3542     | 1.7927     |
| 4. Kasha       | 5. Bralima     | 0.0340     | 0.0568     |
| 3. Buanda-anda | 6. Katana      | 0.0108     | 0.0524     |

<sup>2</sup> Calculées à partir des données du tableau 7 avec les formules et codes MATLAB se trouvant en Annexe2.

Tous les transformateurs fonctionnent avec un  $\text{arc cos } \varphi = \frac{31\pi}{180}$  radian. Les puissances au jeux de barres respectivement active et réactive demandées aux jeux de barre sont déterminées dans le tableau 9 :

Tableau 9 : Données des jeux de barres et leurs types

| N° JB | Pd en MW | Qd en MVar | $V \angle 0^\circ$   | Types          |
|-------|----------|------------|----------------------|----------------|
| 1     | 0.0000   | 0.0000     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. Balancier  |
| 2     | 0.0000   | 0.0000     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. PQ(charge) |
| 3     | 0.0000   | 0.0000     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. PQ(charge) |
| 4     | 8.5717   | 5.1504     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. PQ(charge) |
| 5     | 8.5717   | 5.1504     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. PQ(charge) |
| 6     | 4.5601   | 2.7400     | 1.0 $\angle 0^\circ$ | Jb. PQ(charge) |

### 3.2.2 Détermination de l'écoulement de puissance sans dispositifs de compensation

Afin d'étudier l'écoulement de puissance dans le réseau, nous avons utilisé l'algorithme de calcul de Newton-Raphson implémentée dans MATLAB avec le code source **Copyright (c) 1998 by H. Saadat** mentionné dans l'annexe2, qui nous a donné les résultats présentés ci-dessous.

#### 3.2.2.1 Résultats de l'écoulement statique des charges aux jeux de barres et interprétations

La simulation est faite pour une tension de base pour chaque jeu de barres à 70 kV, la puissance apparente de base de 100MVA.

Les résultats de l'écoulement statique des charges pour un fonctionnement nominal des charges par la méthode itérative de Newton-Raphson sans dispositif de compensation sont donnés dans les tableaux 10 et 11 :

Tableau 10 : Resultat de l'écoulement de puissance par rapport au JB

Nombre d'itération = 4

| N°<br>JBs | Tension<br>en pu | Angle en<br>degré | Puissance demandée |                  | Puissance générée |                  | Injection        |  |
|-----------|------------------|-------------------|--------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|--|
|           |                  |                   | Pd<br>en<br>(MW)   | Qg<br>en<br>MVAr | Pg<br>en<br>MW    | Qg<br>en<br>MVAr | Qi<br>en<br>MVAr |  |
| 1         | 1.000            | 0.000             | 0.000              | 0.000            | 23.313            | 20.886           | 0.000            |  |
| 2         | 0.969            | -1.374            | 0.000              | 0.000            | 0.000             | 0.000            | 0.000            |  |
| 3         | 0.867            | -5.846            | 0.000              | 0.000            | 0.000             | 0.000            | 0.000            |  |
| 4         | 0.654            | -19.657           | 8.572              | 5.150            | 0.000             | 0.000            | 0.000            |  |
| 5         | 0.962            | -1.566            | 8.572              | 5.150            | 0.000             | 0.000            | 0.000            |  |
| 6         | 0.865            | -6.006            | 4.560              | 2.740            | 0.000             | 0.000            | 0.000            |  |
| TOTAL     |                  |                   | <b>21.703</b>      | <b>13.041</b>    | <b>23.313</b>     | <b>20.886</b>    | <b>0.000</b>     |  |

Pour un régime de fonctionnement nominal (tous les postes fonctionnent plus ou moins à leurs puissances nominales), les puissances actives et réactives demandées sont respectivement de 21.703MW et 13.041MVAr soit une puissance apparente de 25.32MVA ; et les puissances respectivement active et réactive générées sont de 23.313MW et 20.886MVAr, soit une puissance apparente générée de 31.30MVA.

D'autres parts, comme on peut le voir sur la figure 3.3, la chute de tension maximale se situe au niveau du poste de Goma (le quatrième jeu de barre) et elle vaut **24.22 kV**, soit 34.6% de la tension nominale qui est de 70kV.

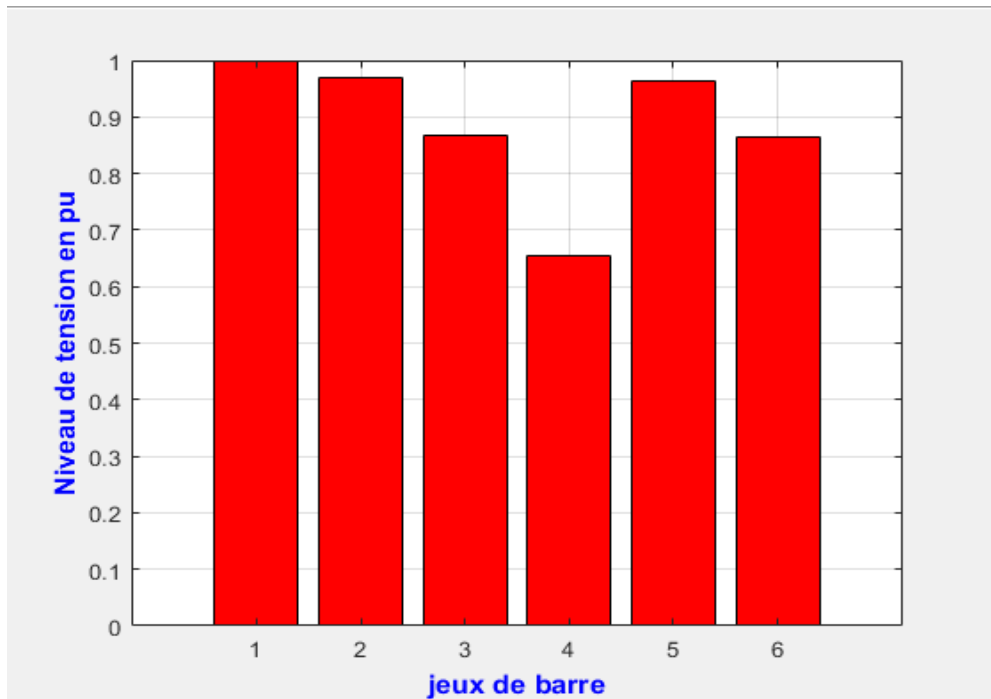


Figure 3.3 : Profil des tensions de la ligne Bukavu-Goma

### 3.2.2.2 Résultats de l'écoulement de puissance dans les branches

Les pertes des puissances en lignes enregistrées lors de l'écoulement statique des charges pour un fonctionnement nominal des postes sont données dans le tableau 11.

Tableau 11 : Resultat de l'écoulement de puissance dans les branches

| De N° JB     | à N° JB | P <sub>L</sub> en (MW) | Q <sub>L</sub> en MVAr |
|--------------|---------|------------------------|------------------------|
| <b>1</b>     | 2       | 0.251                  | 1.213                  |
| <b>2</b>     | 3       | 0.537                  | 2.594                  |
| <b>3</b>     | 4       | 0.827                  | 4.186                  |
| <b>2</b>     | 5       | 0.037                  | 0.061                  |
| <b>3</b>     | 6       | 0.004                  | 0.020                  |
| <b>TOTAL</b> |         | <b>1.656</b>           | <b>8.074</b>           |

La puissance apparente perdue dans les branches est de **8.242 MVA**, soit 26.33% de la puissance nominale générée au départ de ligne à BUJA, jeu de barre1 qui vaut 31.30MVA. Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement **1.656 MW** et **8.074 MVAr** ; ce qui correspond respectivement à 20.09% et 97.96% des pertes totales de la ligne. Les pertes maximales respectivement actives et réactives de 0.827MW et 4.186MVAr se situent au niveau de la 3<sup>e</sup> branche telle que l'indique la figure 3.4.

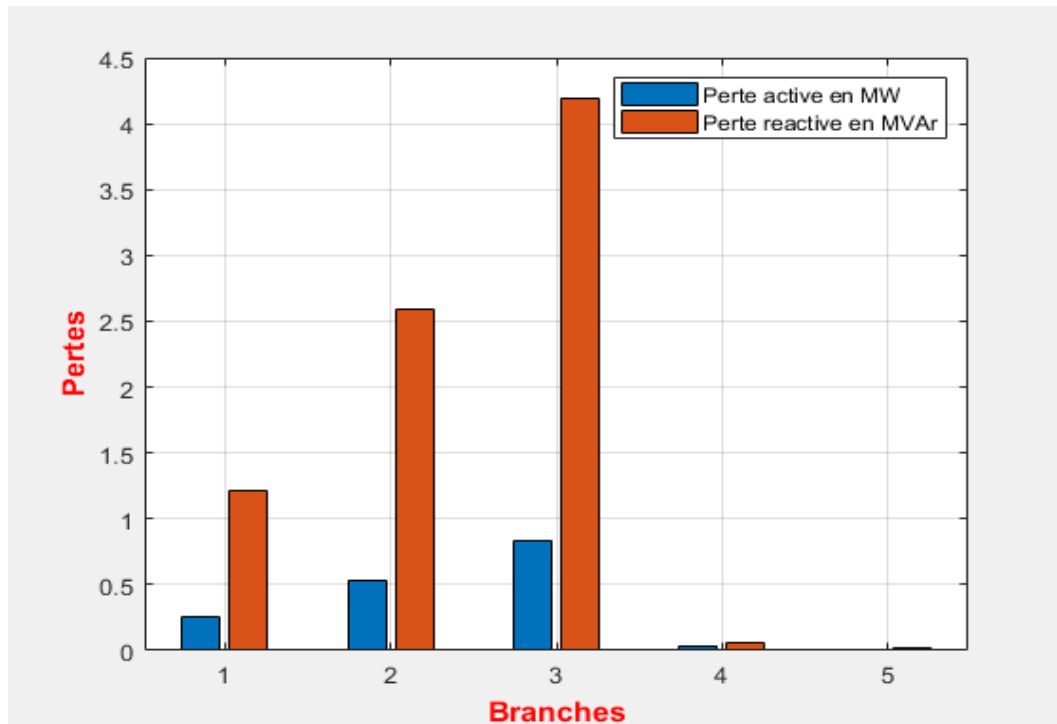


Figure 3.4 : Profil des pertes dans les branches de la ligne Bukavu-Goma

Nous voyons que dans notre réseau, la perte de la puissance réactive est beaucoup plus élevée que celle de la puissance active et, c'est presque 4.98 fois cette dernière d'après le tableau 11.

### 3.2.3 Choix de dispositif de compensation.

Les gestionnaires de réseau de transport dont le rôle est de maintenir à chaque fois l'équilibre entre la demande et la production doivent réguler à tout moment la fréquence, la tension et le flux. En alternatif, les lignes électriques ne transportent pas seulement de la puissance active mais aussi de la puissance réactive.

De nos résultats de l'écoulement de puissance trouvés dans le point 3.2.2, nous constatons les problèmes suivants :

- Une perte élevée de puissance de 8.242 MVA due à grande partie à la circulation importante de puissance réactive dans le réseau.
- Une chute de tension trop importante de 34.6% dépassant largement la limite admissible dans une ligne moyenne, haute ou très haute tension qui est de l'ordre de 3 à 5% [16].

Face à ces problèmes, nous optons pour le dispositif shunt SVC, Static Var Compensator dont l'objectif principal est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour la rendre plus compatibles avec la charge. Il offre un avantage de stabiliser la tension dans les systèmes ; réduire les pertes de transmission.

En régime transitoire, il permet un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension.

Il est facile à implanter (connecter) dans les postes du réseau.

### 3.2.4 Emplacement optimal du dispositif de compensation SVC

Pour les compensateurs FACTS type shunt, plusieurs indices ont été proposés pour le choix optimal de l'emplacement de ces compensateurs ; dans cette étude, le facteur de sensibilité des nœuds sera notre boussole.

Le critère choisi est la minimisation des pertes actives totales sous contraintes spécifiés. Le problème peut être posé de la manière suivante :

$$\text{Minimiser : } P_L = \sum_{i=1}^N P_i$$

$$\text{Sous contraintes : } y_{SVC}^{\min} \leq y_{SVC} \leq y_{SVC}^{\max} \text{ et } V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max}; k = 1, 2, \dots, N$$

Où :

$N$  : est le nombre total des nœuds.

$P_L$  : est les pertes totales du réseau.

$y_{SVC}^{\max}$  : La valeur maximale d'admittance du SVC.

$y_{SVC}^{\min}$  : La valeur minimale d'admittance du SVC.

$V_k^{\max}$  : La valeur maximale de tension du nœud  $k$ .

$V_k^{\min}$  : La valeur minimale de tension du nœud  $k$ .

L'étude du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) dans un réseau est représentée par les changements dans les paramètres des lignes, la sensibilité à la modification

dans la matrice d'admittance, et ce par, variation du paramètre de contrôle des SVC et en observant les changements sur les tensions des nœuds et la puissance transitée dans les lignes. [17]

Le problème tel qu'il est formulé paraissait difficile à résoudre du fait de la présence, de deux vecteurs de contrôle pour la satisfaction de critère. Il s'agit du vecteur emplacement et du vecteur puissance ou taille des SVC. Pour rendre le problème plus simple et facile à résoudre, nous avons découpé le problème de la détermination des emplacements des SVC de celui de la détermination de leurs tailles. En plus comme l'installation des compensateurs shunts sur un réseau ont pour effet d'augmenter la tension, la seule limite de tension dont il faut tenir compte est la limite supérieure. Une fois cette limite dépassée, on parle de réseau ou branche surcompensée et donc la composante réactive ( $I_{ri}$ ) du courant de branche devient positive. Pour éviter toute surcompensation, on impose à cette composante du courant d'être toujours inférieure ou égale à zéro c'est-à-dire qu'en tout point du réseau, la tension soit inférieure ou égale à la valeur maximale admissible.

En compensant de manière optimale l'énergie réactive, nous nous attendons à ce que les emplacements des SVC soient des jeux de barres du réseau. Aussi nous nous attendons à ce que la réduction des pertes soient positives et qu'il n'y ait pas surcompensation.

Vu que notre réseau a moins de jeux de barre nécessaire pouvant recevoir le compensateur shunt, nous avons opté pour la méthode énumérative qui, dans un espace de recherche fini, ou infini mais discrétisé, un algorithme énumératif évalue la valeur de la fonction à optimiser en chaque point de l'espace solution [17]. L'utilisation d'un tel algorithme est intéressant lorsque le nombre de points n'est pas très important. Mais en pratique beaucoup d'espaces de recherche sont trop vastes pour que l'on puisse explorer toutes les solutions une par une et tirer une information utilisable. Ces méthodes présentent deux inconvénients majeurs à savoir :

- ✓ Elles sont inadaptées aux problèmes de grande dimension ;
- ✓ Elles ne sont pas guidées par un raisonnement ou un processus intelligent, qui conduit la recherche vers des sous-espaces, susceptible de contenir une bonne solution, sans balayer tout l'espace des solutions.

Parmi ces méthodes on peut citer : la méthode de simplexe, la méthode statistique, la programmation dynamique, ... [17]. Avec la technique d'injection manuelle et observation de puissance réactive dont le déroulement était le suivant :

- ✓ Lecture des données caractéristiques du problème (réseau) ;
- ✓ Calcul de l'écoulement statique des charges, qui nous a permis de déterminer, les tensions nodales et leurs déphasages, les puissances générées et consommées et les pertes totales de notre réseau.
- ✓ Injection d'une même valeur de puissance réactive sur tous les jeux de barre l'un après l'autre, excepté le jeu de barre balancier, ce qui modifie la valeur de l'admittance du nœud où l'injection est faite et donc, la matrice d'admittance. Pour chaque injection, un calcul de l'écoulement statique des charges était fait. De tous ces résultats enregistrés, on regarde lequel des jeux de barre a sensiblement amélioré les tensions nodales et diminué les pertes pour en faire l'emplacement optimal.
- ✓ A cet emplacement optimal, on varie la valeur de la puissance réactive injectée jusqu'à trouver la taille maximale.

### 3.2.4.1 Analyse de sensibilité et emplacement optimal de SVC

La sensibilité pour un nœud donné est définie comme étant la réduction des pertes actives de la ligne due à l'annulation du courant réactif de charge en ce nœud. Cette réduction des pertes pour un nœud  $i$  est la différence entre les pertes de puissance active avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud  $k$  et après l'annulation de ce dernier. Le nœud le plus sensible est celui dont l'annulation du courant réactif de charge produit la plus grande réduction des pertes. Il aura alors le rang 1 et recevra en premier l'admittance shunt de taille optimale.

La réduction de perte active et réactive est donnée par :

$$\Delta P_k = P_k^{av} - P_k^{ap} \text{ et } \Delta Q_k = Q_k^{av} - Q_k^{ap} \quad (3.1)$$

Où :

- $P_k^{av}$  , sont les pertes de puissance active sur la ligne avant compensation.
- $P_k^{ap}$  , sont les pertes de puissance active sur la ligne après compensation.

- $Q_k^{av}$  , sont les pertes de puissance réactive sur la ligne avant compensation.
- $Q_k^{ap}$  , sont les pertes de puissance réactive sur la ligne après compensation.

D'après le principe énoncé ci-haut en son troisième point, nous injectons une puissance réactive de 5MVar sur tous les jeux de barre l'un après l'autre et les résultats sont indiqués dans le tableau 12 :

Tableau 12 : Résultats des chutes de tension, pertes et sensibilité

| N°<br>JBs | $\Delta V_{max}$<br>en kV | $P_k^{ap}$ en MW | $Q_k^{ap}$ en<br>MVar | $\Delta P_k$ en MW | $\Delta Q_k$ en<br>MVar | $\Delta S_k$ en MVA |
|-----------|---------------------------|------------------|-----------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 2         | 23.17                     | 1.547            | 7.545                 | 0.109              | 0.529                   | 0.5401              |
| 3         | 18.83                     | 1.207            | 5.870                 | 0.449              | 2.204                   | 2.2493              |
| 4         | 8.61                      | 0.818            | 3.919                 | 0.838              | 4.155                   | 4.2387              |
| 5         | 23.17                     | 1.537            | 7.526                 | 0.119              | 0.548                   | 0.5608              |
| 6         | 18.83                     | 1.206            | 5.868                 | 0.45               | 2.206                   | 2.2514              |

De ces résultats, nous constatons que les valeurs trouvées au jeu de barre 4 sont meilleurs que les autres, ce qui signifie qu'il est très sensible que les autres.

Ainsi, cette sensibilité fait que c'est le jeu de barre 4 le lieu optimal pouvant recevoir le dispositif de compensation shunt de type SVC de taille optimale.

### 3.2.4.2 Puissance optimale de SVC

Pour déterminer la taille maximale de dispositif de compensation, nous varions la puissance réactive injectée sur le jeu de barre 4, lieu optimal jusqu'à trouver les plus faibles des pertes sans pour autant surcompenser le réseau, c'est-à-dire sans que la tension aux autres jeux de barres charges ne dépassent celle du jeu de barre balancier.

Pour un pas de variation croissante de puissance réactive de 1MVar à partir de 5MVar, les résultats de recherche de la taille maximale de dispositif de compensation sont présentés dans le tableau 13 :

Tableau 13 : Résultats des chutes de tension et pertes pour les puissances injectées

| Puissance réactive injectée en MVar | Tension max en pu | $\Delta V_{max}$ en % | PL en MW | QL en MVar |
|-------------------------------------|-------------------|-----------------------|----------|------------|
| 5                                   | 0.980             | 12.3                  | 0.818    | 3.919      |
| 6                                   | 0.981             | 9.3                   | 0.774    | 3.701      |
| 7                                   | 0.983             | 6.5                   | 0.747    | 3.569      |
| 8                                   | 0.984             | 4.6                   | 0.734    | 3.507      |
| 9                                   | 0.987             | 3.9                   | 0.732    | 3.504      |
| 10                                  | 1.010             | 3.3                   | 0.742    | 3.552      |
| 9.5                                 | 0.999             | 3.6                   | 0.736    | 3.522      |

Les résultats montrent que les différentes injections allant de 5 à 9MVar ont diminué les pertes et amélioré les chutes de tension sans aucune surcompensation possible dans le réseau. Mais pour une injection de 10MVar, bien qu'il ait une amélioration de chute de tension, le réseau est surcompensé et les pertes ont augmenté par rapport à celles trouvées avec une injection de 9MVar.

Une analyse particulière était faite avec une injection de 9.5MVar et, les résultats montrent une amélioration de chute de tension sans remarquer une quelconque surcompensation mais, les pertes sont supérieures par rapport à celles enregistrées avec une injection de 9MVar.

De ces résultats enregistrés et interprétés, nous comprenons clairement que la taille maximale de notre dispositif de compensation, SVC est de 9MVar.

### 3.2.4.3 Résultats après insertion d'un SVC

Pour l'insertion d'un seul SVC, le choix optimal de l'emplacement est le jeu de barre N°4 qui représente le poste de Goma pour une puissance maximale de 9 MVar.

L'injection de cette puissance réactive dans le réseau nous donne les résultats illustrés dans le tableau 14 :

Tableau 14 : Resultat de l'écoulement de puissance après insertion d'un SVC

| Résultats de tension sur les JBs |               |                | Résultats de pertes en lignes de transmission |         |              |              |
|----------------------------------|---------------|----------------|-----------------------------------------------|---------|--------------|--------------|
| N° JBs                           | Tension en pu | Angle en degré | De N° JB                                      | A N° JB | PL en MW     | QL en MVar   |
| 1                                | 1.000         | 0.000          | 1                                             | 2       | 0.142        | 0.685        |
| 2                                | 0.985         | -1.485         | 2                                             | 3       | 0.231        | 1.118        |
| 3                                | 0.963         | -6.094         | 3                                             | 4       | 0.321        | 1.626        |
| 4                                | 0.987         | -16.240        | 2                                             | 5       | 0.035        | 0.059        |
| 5                                | 0.979         | -1.670         | 3                                             | 6       | 0.003        | 0.016        |
| 6                                | 0.961         | -6.224         | <b>TOTAL</b>                                  |         | <b>0.732</b> | <b>3.504</b> |

De ce résultat, nous constatons que la chute de tension qui était de **24.22 kV**, soit 34.6% au jeu de barre 4 est passée à **2.73kV**. Au niveau du jeu de barre N°6 la chute de tension est passée à 3.9%, qui représente le poste de KATANA comme l'illustré à la figure 3.5.



*Figure 3.5 : Profil de tension après insetion d'un SVC*

L'insertion du compensateur shunt du type SVC dans le réseau a sensiblement amélioré le profil des tensions comme illustré à la figure 3.6.

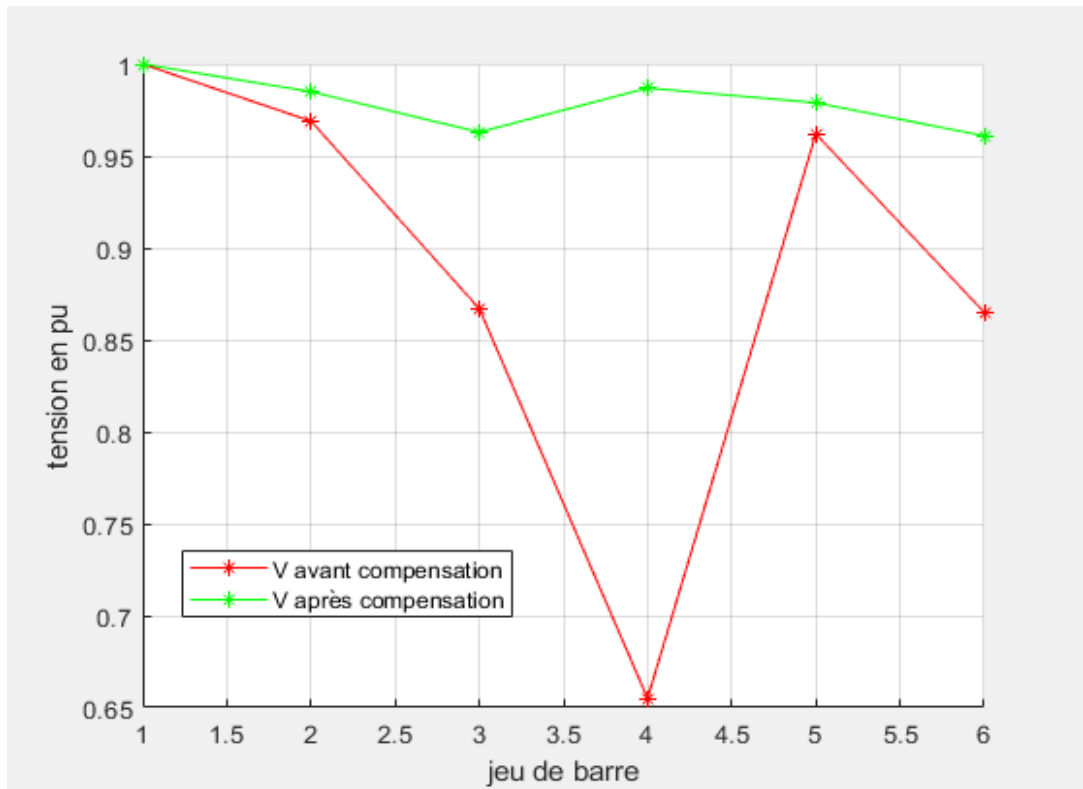


Figure 3.6 ; Évolution des tensions nodales avant et après compensation

Quant aux pertes, comme illustré aux figures 3.7 et 3.8, la perte active passe de 1.656MW à 0.732MW soit une réduction de 55.79%, et la perte réactive passe de 8.074MVar à 3.504MVar, soit une réduction de 56.60% ; et, la puissance apparente après l'insertion vaut 3.5048MVA, soit une réduction de 57.48% par rapport à la perte de 8.242MVA d'avant l'insertion de SVC.

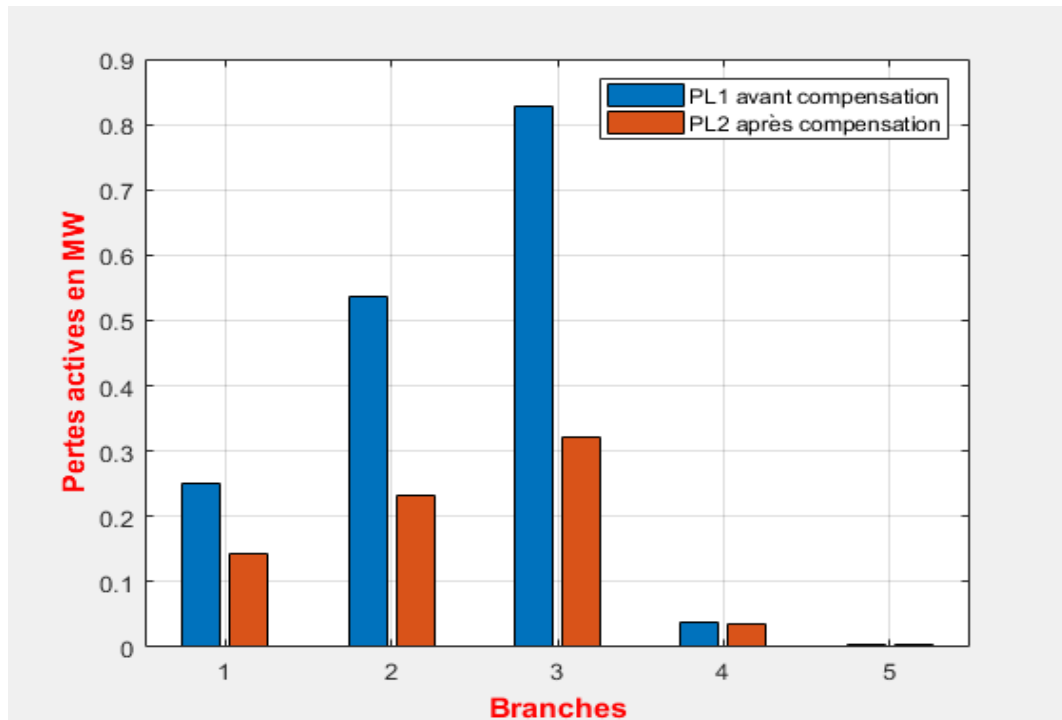


Figure 3.7 : Les pertes actives avant et après compensation

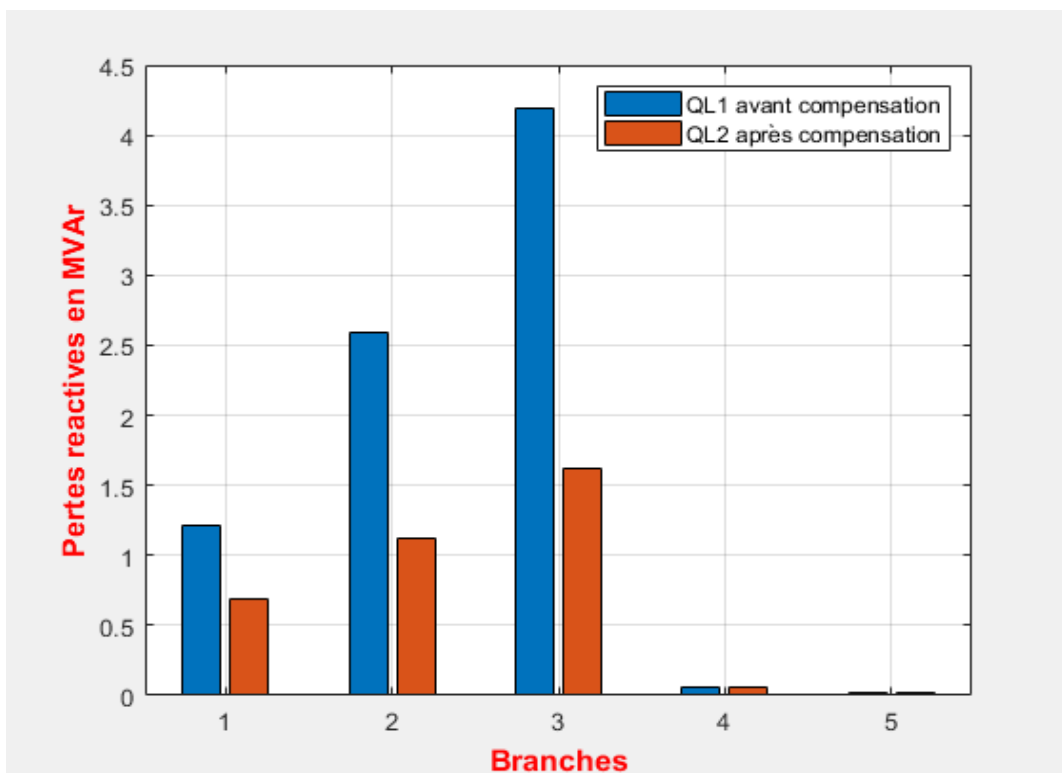


Figure 3.8 : Les pertes réactives avant et après compensation

### **3.3 Conclusion partielle.**

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'une manière succincte notre réseau d'étude et par le calcul de l'écoulement de puissance avec la méthode de Newton-Raphson, nous avons déterminé pour un fonctionnement nominal des charges les niveaux de tensions nodales, les puissances demandées et générées ainsi que les pertes en ligne.

Par la méthode énumérative d'optimisation, nous avons déterminé l'emplacement optimal au jeu de barre 4 et la taille maximale de compensateur statique shunt de type SVC de 9MVar qui, une fois inséré dans le réseau, nous a permis de réduire respectivement les pertes actives et réactives de 55.79% et 56.60% et, une amélioration très remarquable de profil de tension sur les jeux de barre a fait passer la chute de tension maximale de 34.6% à 3.9%, une chute de tension admissible pour une ligne haute tension.

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans ce travail, il était question de déterminer un emplacement optimal de dispositifs FACTS dans le réseau de transport EST afin de réduire les pertes en ligne et augmenter le transit de puissance active.

La méthode de Newton-Raphson a permis de déterminer la perte totale à réduire dont la valeur était de 8.242 MVA, soit 26.33% de la puissance apparente générée de 31.30MVA pour un fonctionnement nominal des charges et, la chute de tension maximale à améliorer élevée à 24.22 KV, soit 34.6% de la tension nominale qui est de 70kV et, nous avons aussi trouvé un déficit d'une puissance de 6.3MVA par rapport à ce qu'on injecte sur la ligne.

La méthode statistique d'optimisation et l'analyse de sensibilité nous ont montré que le lieu optimal pouvant recevoir un compensateur shunt de type SVC est le poste de Goma pour une taille maximale de 9MVAr.

Les résultats de l'écoulement de puissance après l'insertion de cette puissance réactive en son lieu optimal ont montré une réduction de pertes totale de 3.5048 MVA, soit une baisse de 57.48% par rapport à la perte d'avant l'insertion de SVC, et une amélioration de chute de tension maximale de 34.6% à 3.9% (soit 2.73KV) au poste de Katana, une valeur admissible pour la chute de tension dans une ligne ou réseau haute tension ; ce qui nous permet de confirmer nos hypothèses.

L'emplacement optimal du dispositif de compensation n'étant pas le seul moyen d'optimiser un réseau de transport, loin de nous la prétention de croire avoir vidé les questions sur la réduction de pertes sur le réseau de transport EST. Cela étant, nous encourageons donc d'autres chercheurs d'aborder la thématique dans le contexte économique et d'augmentation de tension surtout que, les transformateurs de deux sur ces trois postes peuvent fonctionner jusqu'à une tension nominale de 110kV.

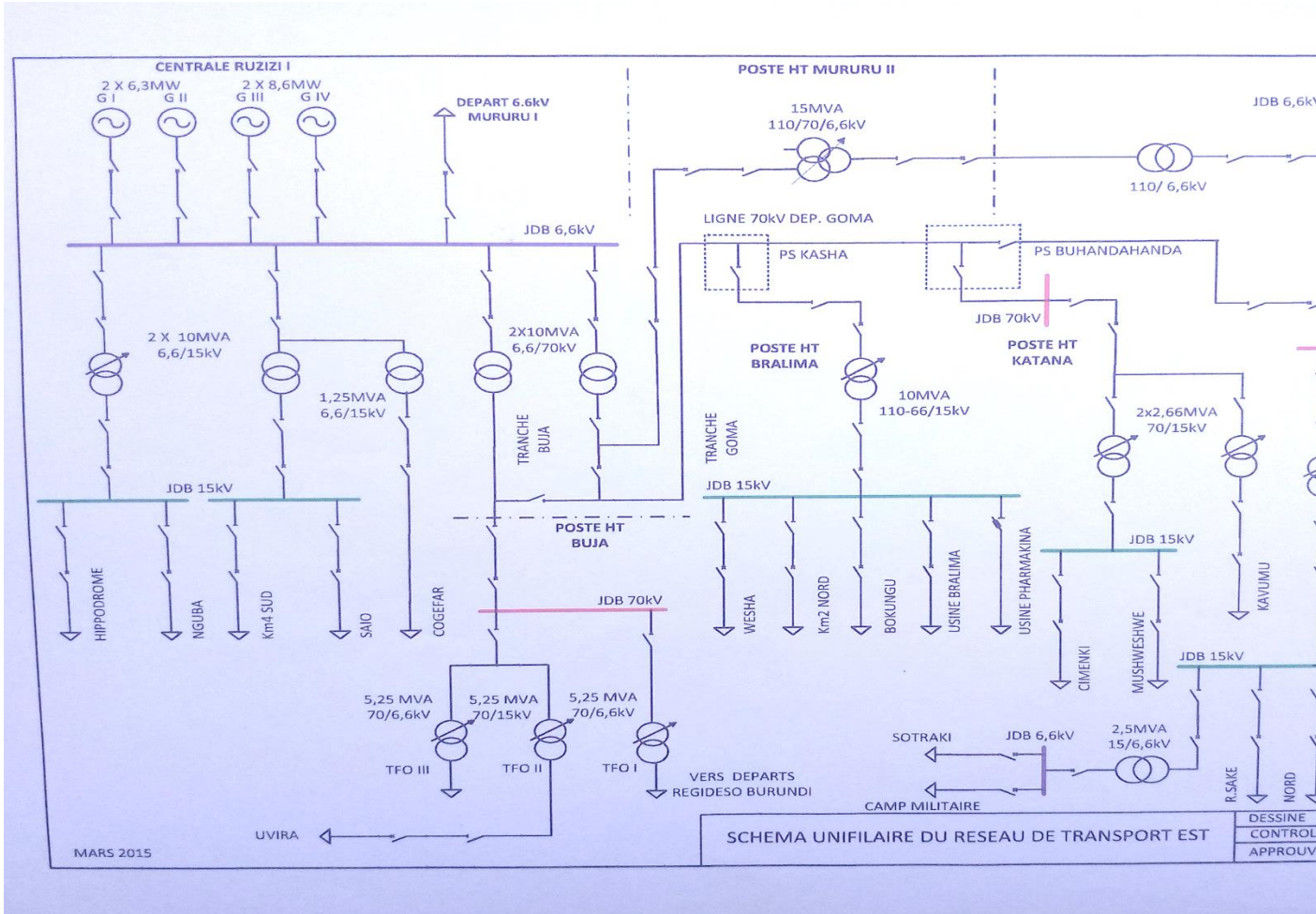
## BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. Kamundala, Economie de l'énergie (Note de cours), Goma: Université libre des pays de grands lacs, 2022.
- [2] M. Youness, Placement optimal de dispositif FACTs dans un réseau, Maroc: Conservation Nationale des Arts et Métiers, 2014.
- [3] T. Mohamed, UTILISATION DES HEURISTIQUES POUR LA DETERMINATION DU LIEU D'IMPLANTATION DES DISPOSITIFS DE COMPENSATION DE PUISSANCE REACTIVE DANS UN RESEAU DE TRANSPORT ET D'INTERCONNEXION, Algérie: Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2015.
- [4] N. Issam, Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC, Biskra, Algérie: Université Mohamed Khider Biskra.
- [5] [En ligne]. Available: <https://populationstat.com/democratic-republic-ofthecongo/bukavu>. [Accès le 13 Septembre 2022].
- [6] [En ligne]. Available: <https://www.macrotrends.net/cities/205453/goma/population>. [Accès le 13 Septembre 2022].
- [7] [En ligne]. Available: [content://com.android.providers.downloads.documents/document/821](https://content.com.android.providers.downloads.documents/document/821). [Accès le 13 Septembre 2022].
- [8] L. Yahia et M. Ammar, Amélioration de la qualité de l'énergie dans un réseau électrique par le dispositif STATCOM, Algérie: UNIVERSITE AHMED DRAIA – ADRAR, 2017.
- [9] M. B. Japhet, ETUDE ANALYTIQUE ET ECONOMIQUE DES PERTES SUR LES LIGNES D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION MT (Cas de la SNEL/Goma), Goma: UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS, 2018.
- [10] J. H. TSOCHOUNIE, INTRODUCTION AUX RESEAUX ELECTRIQUES (Note de cours), Goma: Université libre des pays de grands lacs, 2021.

- [11] F. BINOT, Modélisation et estimation de paramètres des réseaux de distribution basse tension, Paris: Université Paris-Saclay, 1er octobre 2020.
- [12] [Enligne]. Available: [https://www.google.com/search?q=vue+globale+de+reseau+%C3%A9lectrique&client=msandroidtranssiontecnorev1&prmd=insv&sxsrf=ALiCzsYo7s\\_NXTxzTC1oAaSGVWQqSIV1ZA:1667809160085&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwjVzaik0Zv7AhVdhc4BHekRDecQ\\_AUoAXoECAEQAQ&biw](https://www.google.com/search?q=vue+globale+de+reseau+%C3%A9lectrique&client=msandroidtranssiontecnorev1&prmd=insv&sxsrf=ALiCzsYo7s_NXTxzTC1oAaSGVWQqSIV1ZA:1667809160085&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwjVzaik0Zv7AhVdhc4BHekRDecQ_AUoAXoECAEQAQ&biw). [Accès le 20 Octobre 2022].
- [13] [Enligne]. Available: <https://www.coursuniversel.com/wpcontent/uploads/2021/10/model-ramener-secondairexxx.png>. [Accès le 20 Octobre 2022].
- [14] F. Zinedine et T. M. Elhadi, Application des algorithmes génétiques à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique, Algérienne: Université d'EL-Oued Faculté des Sciences et de Technologies, 2014.
- [15] A. Youcef, Optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de transport et de distribution, ALGERIE: UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE « HOUARI BOUMEDIENE », 2014.
- [16] A. NEJMI, Réalisateur, *Réseau électrique: Transit de puissance et chute de tension*. [Film]. Youtube, 23 Septembre 2021.
- [17] B. Abdelkarim, Placement optimal d'un SVC dans un réseau d'énergie électrique par un algorithme génétique, ALGERIE: UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE « Mohamed Boudiaf » ORAN, 27 Avril 2011.
- [18] JUnit.org. [En ligne]. Available: <http://www.junit.org>. [Accès le 2 Janvier 2023].

# ANNEXES

## Annexe 1 : SNEL/Schéma unifilaire de réseau de transport EST



## Annexe 2 : CODE MATLAB POUR NOS CALCULS

### 1°) Code MATLAB pour les calculs des paramètres des lignes:

```
clear all; close all; clc

ro=2.78e-8; % résistivité
D=5; % distance entre conducteurs
% d = sqrt((4*s)/pi); % diamètre de conducteur
mi = 4*pi*1e-7; % perméabilité de l'air
f=50; % fréquence
w=2*pi*f; % pulsation
Uref= 70000; Sref= 100*1e6; Zref=(Uref^2)/Sref; Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);
% r=d/2 ou r = sqrt(s/pi) % rayon des conducteurs
l=[7; 32.7; 103; 3; 3]*1e3; % longueurs des tronçons

% Vu que tous les tronçons n'ont pas la même section et même rayon, nous
% les définissons comme suit :

s1=157e-6; s3=165e-6; s4=50e-6;
r1=sqrt(s1/pi); r3=sqrt(s3/pi); r4=sqrt(s4/pi);

% Calcul des impédances complexes des tronçons en ohm

z1=(7*1e3)*((ro/s1)+i*(mi*w/pi)*(1/4+ log(D/r1)))
z2=(32.7*1e3)*((ro/s1)+i*(mi*w/pi)*(1/4+ log(D/r1)))
z3=(103*1e3)*((ro/s3)+i*(mi*w/pi)*(1/4+ log(D/r3)))
z4=(3*1e3)*((ro/s4)+i*(mi*w/pi)*(1/4+ log(D/r4)))
z5=(3*1e3)*((ro/s1)+i*(mi*w/pi)*(1/4+ log(D/r1)))

% Calcul des impédances complexes des tronçons en pu

Z = [z1;z2;z3;z4;z5]/Zref
```

### 2°) Code MATLAB pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance :

```
clc;
clear all;
basemva=100;
acceleration=1.8;
accuracy=0.001;
maxiter=10;

busdata=[1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
         2 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
         3 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
         4 0 1 0 8.5717 5.1504 0 0 0 0 0;
         5 0 1 0 8.5717 5.1504 0 0 0 0 0;
```

```

        6 0 1 0 4.5601 2.7400 0 0 0 0 0];

linedata=[1 2 0.0253 0.1223 0 1;
          2 3 0.1182 0.5712 0 1;
          3 4 0.3542 1.7927 0 1;
          2 5 0.0340 0.0568 0 1;
          3 6 0.0108 0.0524 0 1];

lfybus
lfnewton
busout
lineflow
X=1:6;
bar(X,abs(V) , 'r', 'linewidth', 0.1)

xlabel('jeux de barre', 'FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Niveau de tension en
pu', 'FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on

```

### Fonction lfybus :

```

% This program obtains th Bus Admittance Matrix for power flow solution
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

```

```

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z;          %branch admittance
for n = 1:nbr
if a(n) <= 0 a(n) = 1; else end
Ybus=zeros(nbus,nbus);          % initialize Ybus to zero
          % formation of the off diagonal elements
for k=1:nbr;
    Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
end
          % formation of the diagonal elements
for n=1:nbus
for k=1:nbr
if nl(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
elseif nr(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
else, end
end
end
clear Pgg

```

### Fonction lfnewton :

```

% Power flow solution by Newton-Raphson method
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat
ns=0; ng=0; Vm=0; delta=0; yload=0; deltad=0;
nbus = length(busdata(:,1));
for k=1:nbus
n=busdata(k,1);
kb(n)=busdata(k,2); Vm(n)=busdata(k,3); delta(n)=busdata(k,4);
Pd(n)=busdata(k,5); Qd(n)=busdata(k,6); Pg(n)=busdata(k,7); Qg(n) =
busdata(k,8);
Qmin(n)=busdata(k,9); Qmax(n)=busdata(k,10);
Qsh(n)=busdata(k,11);
    if Vm(n) <= 0 Vm(n) = 1.0; V(n) = 1 + j*0;
    else delta(n) = pi/180*delta(n);
        V(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
        P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
        Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
        S(n) = P(n) + j*Q(n);
    end
end
for k=1:nbus
if kb(k) == 1, ns = ns+1; else, end
if kb(k) == 2 ng = ng+1; else, end
ngs(k) = ng;
nss(k) = ns;
end
Ym=abs(Ybus); t = angle(Ybus);
m=2*nbus-ng-2*ns;
maxerror = 1; converge=1;
iter = 0;
% Start of iterations
clear A DC J DX
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter % Test for max. power mismatch
for i=1:m
for k=1:m
    A(i,k)=0; %Initializing Jacobian matrix
end, end
iter = iter+1;
for n=1:nbus
nn=n-nss(n);
lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
J11=0; J22=0; J33=0; J44=0;
    for i=1:nbr
        if nl(i) == n | nr(i) == n
            if nl(i) == n, l = nr(i); end
            if nr(i) == n, l = nl(i); end
            J11=J11+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
            J33=J33+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
            if kb(n)~=1
                J22=J22+ Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
                J44=J44+ Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
            else, end
            if kb(n) ~= 1 & kb(l) ~=1
                lk = nbus+l-ngs(l)-nss(l)-ns;
            end
        end
    end
end

```

```

    ll = l -nss(1);
    % off diagonalelements of J1
    A(nn, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
        if kb(l) == 0 % off diagonal elements of J2
            A(nn, lk) =Vm(n)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));end
        if kb(n) == 0 % off diagonal elements of J3
            A(lm, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)-
delta(n)+delta(l)); end
        if kb(n) == 0 & kb(l) == 0 % off diagonal elements of J4
            A(lm, lk) =-Vm(n)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) +
delta(l));end
    else end
    else , end
end
Pk = Vm(n)^2*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J33;
Qk = -Vm(n)^2*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J11;
if kb(n) == 1 P(n)=Pk; Q(n) = Qk; end % Swing bus P
    if kb(n) == 2 Q(n)=Qk;
        if Qmax(n) ~= 0
            Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
            if iter <= 7 % Between the 2th & 6th iterations
                if iter > 2 % the Mvar of generator buses are
                    if Qgc < Qmin(n), % tested. If not within limits Vm(n)
                        Vm(n) = Vm(n) + 0.01; % is changed in steps of 0.01 pu to
                    elseif Qgc > Qmax(n), % bring the generator Mvar within
                        Vm(n) = Vm(n) - 0.01;end % the specified limits.
                    else, end
                else,end
            else,end
        end
    if kb(n) ~= 1
        A(nn,nn) = J11; %diagonal elements of J1
        DC(nn) = P(n)-Pk;
    end
    if kb(n) == 0
        A(nn,lm) = 2*Vm(n)*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J22; %diagonal elements of J2
        A(lm,nn)= J33; %diagonal elements of J3
        A(lm,lm) =-2*Vm(n)*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J44;%diagonal of elements of J4
        DC(lm) = Q(n)-Qk;
    end
end
end
DX=A\DC';
for n=1:nbus
    nn=n-nss(n);
    lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
    if kb(n) ~= 1
        delta(n) = delta(n)+DX(nn); end
    if kb(n) == 0
        Vm(n)=Vm(n)+DX(lm); end
end
maxerror=max(abs(DC));
    if iter == maxiter & maxerror > accuracy
        fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converged after ')

```

```

    fprintf('%g', iter), fprintf(' iterations.\n\n')
    fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the results
\n')
    converge = 0; pause, else, end

end

if converge ~= 1
    tech= ('                ITERATIVE SOLUTION DID NOT CONVERGE');
else,
    tech=('                Power Flow Solution by Newton-Raphson
Method');
end
V = Vm.*cos(delta)+j*Vm.*sin(delta);
deltad=180/pi*delta;
i=sqrt(-1);
k=0;
for n = 1:nbus
    if kb(n) == 1
        k=k+1;
        S(n)= P(n)+j*Q(n);
        Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);           %june 97
    elseif kb(n) ==2
        k=k+1;
        S(n)=P(n)+j*Q(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);         % June 1997
    end
yload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n))/(basemva*Vm(n)^2);
end
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);

%clear A DC DX  J11 J22 J33 J44 Qk delta lk ll lm
%clear A DC DX  J11 J22 J33  Qk delta lk ll lm
Function busout :

% This program prints the power flow solution in a tabulated form
% on the screen.
%
% Copyright (C) 1998 by H. Saadat.

%clc
disp(tech)
fprintf('                Maximum Power Mismatch = %g \n', maxerror)
fprintf('                No. of Iterations = %g \n\n', iter)

```

```

head =['      Bus Voltage Angle      -----Load-----      ---Generation---
Injected'
      '      No. Mag.      Degree      MW      Mvar      MW      Mvar
Mvar '
      '
'];
disp(head)
for n=1:nbus
    fprintf(' %5g', n), fprintf(' %7.3f', Vm(n)),
    fprintf(' %8.3f', deltad(n)), fprintf(' %9.3f', Pd(n)),
    fprintf(' %9.3f', Qd(n)), fprintf(' %9.3f', Pg(n)),
    fprintf(' %9.3f ', Qg(n)), fprintf(' %8.3f\n', Qsh(n))
end
    fprintf('          \n'), fprintf('      Total          ')
    fprintf(' %9.3f', Pdt), fprintf(' %9.3f', Qdt),
    fprintf(' %9.3f', Pgt), fprintf(' %9.3f', Qgt), fprintf(' %9.3f\n\n',
Qsht)

```

### Fonction lineflow :

```

% This program is used in conjunction with lfgauss or lf Newton
% for the computation of line flow and line losses.
%
% Copyright (c) 1998 H. Saadat
SLT = 0;
fprintf('\n')
fprintf('
                                Line Flow and Losses \n\n')
fprintf('      --Line-- Power at bus & line flow      --Line loss--
Transformer\n')
fprintf('      from to      MW      Mvar      MVA      MW      Mvar
tap\n')

for n = 1:nbus
busprt = 0;
    for L = 1:nbr;
        if busprt == 0
            fprintf('      \n'), fprintf('%6g', n), fprintf('      %9.3f',
P(n)*basemva)
            fprintf('%9.3f', Q(n)*basemva), fprintf('%9.3f\n',
abs(S(n)*basemva))

            busprt = 1;
        else, end
        if nl(L)==n      k = nr(L);
            In = (V(n) - a(L)*V(k))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(n);
            Ik = (V(k) - V(n)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(k);
            Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
            Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
            SL = Snk + Skn;
            SLT = SLT + SL;
        elseif nr(L)==n      k = nl(L);
            In = (V(n) - V(k)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(n);
            Ik = (V(k) - a(L)*V(n))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(k);

```

```

Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
else, end
    if nl(L)==n | nr(L)==n
        fprintf('%12g', k),
        fprintf('%9.3f', real(Snk)), fprintf('%9.3f', imag(Snk))
        fprintf('%9.3f', abs(Snk)),
        fprintf('%9.3f', real(SL)),
            if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
                fprintf('%9.3f', imag(SL)), fprintf('%9.3f\n', a(L))
            else, fprintf('%9.3f\n', imag(SL))
            end
        else, end
    end
end
SLT = SLT/2;
fprintf(' \n'), fprintf('    Total loss                ')
fprintf('%9.3f', real(SLT)), fprintf('%9.3f\n', imag(SLT))
clear Ik In SL SLT Skn Snk

```