

UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS
"ULPGL/GOMA"



B.P: 368 GOMA NORD-KIVU

FACULTE DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES APPLIQUEES

**ETUDE ANALYTIQUE ET ECONOMIQUE DES
PERTES SUR LES LIGNES D'UN RESEAU DE
DISTRIBUTION MT (Cas de la SNEL/Goma)**

Présenté par : MUSHAGASHA BERTILLE Japhet

**Mémoire présenté en vue de l'obtention du
diplôme d'ingénieur en génie électrique.**

Option : Electro-énergétique.

Directeur : Prof. Dr. BARAKA MUSHAGE Olivier

Encadreur: Ass.Ir. IRENGE BAGUMA Raoul

ANNEE ACADEMIQUE : 2017-2018

EPIGRAPHE

“ Ce qui trouble les hommes, ce ne sont pas les choses mais les opinions qu’ils en ont ”

Epictète.

DEDICACE

A nos très chers parents

A nos frères et sœurs

REMERCIEMENTS

Nous rendons gloire à Notre Dieu, le tout puissant créateur du ciel et de la terre pour le souffle de vie qu'il nous a accordé tout au long de cette année académique.

Les plus sincères remerciements au personnel administratif de la Faculté des Sciences et Technologies Appliquées (FSTA) de l'ULPGL/Goma qui font tout leur possible pour aiguïser notre personnalité.

Nous exprimons notre profonde gratitude à l'égard de notre Directeur le Professeur BARAKA MUSHAGE Olivier, sans oublier notre encadreur l'Assistant Ir IRENGE BAGUMA Raoul pour les efforts qu'ils n'ont cessés de fournir afin d'orienter ce travail malgré leurs multiples occupations.

Nous pensons à nos parents BIZIMUNGU MUKANISA Charles, BATASEMA Clotilde et KARUME Françoise qui n'ont cessé de nous prodiguer des conseils utiles tout au long de notre parcours académique. Qu'ils retrouvent ici l'expression de notre gratitude.

A mes frères et sœurs, MUSHAGASHA N'simire, MUSHAGASHA Agnès, MAOMBI Brigitte, MUSHAGASHA Patrick, RIZIKI Nadège, MUSHAGASHA Natasha, MUSHAGASHA Esperance, MUKANISA Josué, BIZIMUNGU Salomon et RUTIKANGA Elysée pour leur amour et soutien moral.

Enfin, que nos frères et amis que nous n'avons pas cité par leurs noms, reçoivent nos remerciements les plus sincères.

Mushagasha Bertille

RESUME DU TRAVAIL

Cette étude analytique et économique des pertes sur les lignes d'un réseau de distribution MT trouve sa motivation dans le fait que notre pays la RDC, en général, et notre ville de Goma en particulier font l'objet d'une croissance démographique qui entraîne leur industrialisation progressive. Les réseaux électriques sont des infrastructures incontournables dans cette démarche puisque ce sont eux qui acheminent l'énergie nécessaire, avec un certain rendement (étant donnée les pertes que ce transit occasionne), à ces industries pour leur fonctionnement. La première partie de ce travail (constituée de deux premiers chapitres) décrit d'une façon succincte les éléments constitutifs d'un réseau électrique et donne quelques approches numériques pour le calcul des pertes dans les réseaux de distribution MT avec l'écoulement de puissance. De toutes les méthodes d'écoulement de puissance, nous avons utilisé dite de " Backward/Forward " étant donné sa simplicité et le fait qu'elle s'adapte mieux au réseau de notre ville. La seconde partie (constituée de deux derniers chapitres) s'intéresse à l'étude analytique et économique des pertes sur le réseau de distribution MT de la Ville de Goma. Les données utilisées ont été récoltées au prêt du département des statistiques (AEVT) de la SNEL/Goma en Février 2018. Pour les analyser, nous avons fait recours au logiciel MATLAB qui nous a permis, grâce à un programme développé, de déterminer les différentes pertes (actives et réactives) en régime nominal. Nous avons aussi présenté une approche de compensation optimale de l'énergie réactive ; tenant en compte le facteur économique, pour réduire les pertes de puissance et les chutes de tension sur les feeders où elles sont assez élevées. Après implémentation de l'algorithme de compensation optimale dans MATLAB, nous avons pu déterminer les tailles optimales des batteries de condensateur, leurs emplacements sur les feeders ainsi que la réduction du coût qu'elles occasionnent.

ABSTRACT

This economical and analytical study of line losses of a medium voltage (MV) network is motivated by the fact that our country DRC in general and our town Goma in particular is subject to a demographic growth which is as well leading to a progressive industrialization. Electrical networks are infrastructures that are unavoidable in this gait because they are the ones that are used to carry the needed energy ; whith a certain efficiency (given the losses that are occasioned by this transition), to these industries and their operation. The first part of this work (that covers the first two chapters) succinctly describes the constituting elements of an electrical network and some numeral approaches for the calculation of losses in a medium

voltage distribution through the power flow method. Of all the power flow methods, the one we use is the Backward/Forward because of its simplicity and the fact that it is more applicable to our town distribution network. The second part (which covers the last two chapters) is more interested in the analytical and economical study of the losses in a medium voltage (MV) distribution network in the town of Goma. The data that was used was gathered from the the statistical departement (AEVT) of the National Electricity Society (SNEL)/Goma in February 2018. For the analysis, we used the software MATLAB, which allowed us, through one of its features, to determine the different losses (active and reactive) in a nominal regime. We as well presented an optimum compensation method for the reactive energy ; taking into account the economic factor, to reduce the power loss, and voltage drop on feeders where they are too high. After the implementation of the optimum compensation algorithm in MATLAB, we were able to determine the optimum size of capacitor batteries, their location on feeders as well as the cost reduction they occasion.

SIGLES ET ABBREVIATIONS

ALAC : Alliage de l'aluminium et de l'acier

BT : Basse tension.

DNK : Direction du Nord-Kivu.

ΔP_k : Réduction des pertes de puissance active due à la batterie k.

ΔQ_k : Réduction des pertes de puissance réactive due à la batterie k.

ΔS_k : Réduction du coût due à la batterie k.

F.cj : facteur de charge journalier.

k_p : Prix de revient du kW produit.

k_{ck} : Prix de revient du kVAr installé pour la batterie k.

k_{cm} : Prix de revient du kVAr produit.

l : Longueur.

L' : Inductance linéique.

MATLAB : Matrix laboratory

MONUSCO : Mission de l'organisation des nations unies au Congo.

MT : Moyenne tension

P_i : Puissance active au nœud i.

Q_i : Puissance réactive au nœud i.

R' : résistance linéique.

R_p : résistance totale du transformateur ramenée au niveau de tension primaire.

X_p : réactance totale du transformateur ramenée au niveau de tension primaire.

R_s : résistance totale du transformateur ramenée au niveau de tension secondaire.

\bar{S}_i^* : conjugué de la puissance complexe \bar{S} du nœud i.

SNEL : Société nationale d'électricité.

TI : transformateur de courant.

TP : transformateur de potentiel.

\bar{V}_i^* : conjugué de la tension complexe \bar{V} du nœud i.

X_s : réactance totale du transformateur ramenée au niveau de tension secondaire.

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1. Parties d'un réseau électrique	7
Figure I. 2. Disposition générale d'une centrale électrique.....	8
Figure I. 3. Exemple de courbe de charge	10
Figure I. 4. Modèle et diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles lisses	12
Figure I. 5. Rotor et diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles saillants	13
Figure I. 6. Diagramme vectoriel et modèle du transfo ramené au niveau de tension primaire	14
Figure I. 7. Diagramme vectoriel et modèle du transfo ramené au niveau de tension primaire	15
Figure I. 8. Câbles électriques	17
Figure I. 9. Schéma simplifié d'une ligne de transmission aérienne	18
Figure I. 10. Quelques types d'isolateurs utilisés dans le réseau de transmission	19
Figure I. 11. Portion élémentaire d'une ligne de transmission	22
Figure I. 12. Ligne triphasée avec conducteur disposées en triangle.....	23
Figure I. 13. Ligne triphasée avec conducteurs disposés en nappe	24
Figure II. 1. Schéma d'un poste de distribution	26
Figure II. 2. Schéma de distribution en antenne.....	28
Figure II. 3. Schéma de distribution en coupure d'artère	28
Figure II. 4. Schéma de distribution en double dérivation	29
Figure II. 5. Classification de pertes selon l'origine	31
Figure II. 6. Classification des pertes selon l'enregistrement.....	32
Figure II. 7. Paramètres d'une ligne	33
Figure II. 8. Modèle d'une charge	33
Figure II. 9. Réseau de distribution à n nœuds	35
Figure II. 10. Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial	38
Figure II. 11. Représentation de deux jeux de barre	39
Figure II. 12. Réseau de distribution simple	41
Figure III. 1. Schéma unifilaire du poste HT/MT de la SNEL	47
Figure III. 2. Réseau de distribution MT de la ville de Goma.....	48

Figure III. 3. Schéma unifilaire du feeder Sotraki	49
Figure III. 4. Profile des tensions des jeux de barre du feeder Sotraki	49
Figure III. 5. Profil des pertes dans les branches du feeder Sotraki.....	51
Figure III. 6. Profil du courant dans les branches du feeder Sotraki	51
Figure III. 7. Schéma unifilaire du feeder Centre	52
Figure III. 8. Niveau de tension des jeux de barres du feeder Centre.....	53
Figure III. 9. Profil des pertes du feeder Centre	54
Figure III. 10. Profil du courant dans les branches du feeder centre	55
Figure III. 11. Schéma unifilaire du feeder Nord.....	56
Figure III. 12. Profil des tensions des jeux de barres du feeder Nord.....	56
Figure III. 13. Profil des pertes du feeder Nord	57
Figure III. 14. Profil du courant dans les branches pour le feeder Nord.....	58
Figure III. 15. Schéma unifilaire du feeder Sud.....	59
Figure III. 16. Profile des tensions des jeux de barre du feeder Sud.	59
Figure III. 17. Profil des pertes dans les branches du feeder Sud.....	61
Figure III. 18. Profil du courant dans les branches du feeder Sud.....	61
Figure III. 19. Schéma unifilaire du feeder route Sake.....	63
Figure III. 20. Profile des tensions des jeux de barre du feeder route Sake.....	63
Figure III. 21. Profil des pertes dans les branches du feeder route Sake	65
Figure III. 22. Profil du courant dans les branches du feeder route Sake	66
Figure IV. 1. Réseau ramifié avec une batterie au nœud $k=6$	72
Figure IV. 2. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder Sotraki.....	77
Figure IV. 3. Pertes actives avant et après compensation du feeder Sotraki	78
Figure IV. 4. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder route Sake.....	80
Figure IV. 5. Pertes actives avant et après compensation du feeder route Sake.....	80
Figure IV. 1. Réseau ramifié avec une batterie au nœud $k=6$	72
Figure IV. 2. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder Sotraki	77
Figure IV. 3. Pertes actives avant et après compensation du feeder Sotraki	78

Figure IV. 4. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder route Sake.....	80
Figure IV. 5. Pertes actives avant et après compensation du feeder route Sake.....	80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I. 1. Niveau de transmission économique pour les lignes aériennes.....	18
Tableau I. 2. Appareils de coupure selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure	20
Tableau II. 1. Les types de nœuds.....	34
Tableau III. 1. Caractéristiques des jeux de barres du poste HT	45
Tableau III. 2. Caractéristiques des disjoncteurs du postes HT	45
Tableau III. 3. Section et nature des conducteurs des feeders	46
Tableau III. 4. Quelques paramètres d'entrée du programme d'écoulement de puissance.....	46
Tableau III. 5. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Sotraki	50
Tableau III. 6. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Centre	53
Tableau III. 7. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Nord	57
Tableau III. 8. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Sud	60
Tableau III. 9. Solution de l'écoulement de puissance pour le feeder route Sake	64
Tableau IV. 1. Coût de production du kW produit selon le type de centrale	76
Tableau IV. 2. Prix des batteries de condensateur selon la taille	76
Tableau IV. 3. Résultats après compensation optimale du feeder Sotraki.....	77
Tableau IV. 4. Résultats après compensation optimale du feeder route Sake	79
Tableau IV. 5. Rentabilité du projet de compensation.....	82

Table des matières

EPIGRAPHE.....	i
DEDICACE	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME DU TRAVAIL.....	iv
ABSTRACT.....	iv
SIGLES ET ABREVIATIONS.....	vi
LISTE DES FIGURES	vii
LISTE DES TABLEAUX.....	ix
Chap 0 : INTRODUCTION GENERALE.....	1
0.1. Problématique.....	2
0.2. Hypothèses de travail	3
0.3. Objectif global.....	3
0.3.1. Objectifs spécifiques.....	3
0.4. Méthodologie et délimitation du travail	4
0.5. Subdivision du travail	4
Chap. I. GENERALITES.....	6
I.1 Introduction.....	6
I.2. Description d'un réseau électrique.....	7
I.2.1 La production	8
I.2.2. Le transport et la répartition	9
I.2.3. La distribution	9
I.2.4. Les charges.....	9
I.3. Les éléments d'un réseau électrique	11
I.3.1.Les générateurs.....	11
I.3.2. Les transformateurs	13
I.3.3. Les lignes de transmission.....	16

I.3.4. Les protections (l'appareillage électrique).....	19
I.3.5. Paramètres des lignes de transmission	21
I.4 Conclusion	24
Chap. II. LE RESEAU DE DISTRIBUTION ET ORIGINE DE PERTES.....	25
II.1 Introduction	25
II.2 Le réseau de distribution de l'énergie électrique.....	25
II.2.1. Définition	25
II.2.2. Sous-stations de distribution	25
II.2.2. Les principaux schémas de réseaux de distribution.....	27
II.3. Les pertes dans le réseau électrique.....	29
II.3.1 Classification des pertes d'énergie électrique.....	29
II.3 Calcul des pertes avec les méthodes d'écoulement de puissance.....	32
II.3.1 Modèle des éléments du réseau.....	33
II.3.2. Les équations de l'écoulement de puissance	34
II.3.3 Résolution des équations de l'écoulement de puissance.....	36
II.4 Conclusion	43
Chap III. L'ETUDE ANALYTIQUE DES PERTES DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION MT DE LA VILLE DE GOMA.....	44
III.1. Introduction	44
III.2. Présentation du réseau MT de la SNEL/Goma	44
III.2.1. Poste de transformation HT/MT	44
III.3 Feeder Sotraki	49
III.3.1 Présentation du feeder	49
III.3.2. Résultats et interprétations.....	49
III.4. Feeder Centre	52
III.4.1. Présentation du feeder	52
III.4.2. Résultats et interprétations.....	52
III.4. Feeder Nord.....	55

III.4.1. Présentation du feeder	55
III.4.2. Résultats et interprétations.....	56
III.5. Feeder Sud.....	58
III.5.1 Présentation du feeder	58
III.5.2. Résultats et interprétations.....	59
III.6. Feeder route Sake	62
III.6.1. Présentation du feeder	62
III.6.1 Présentation du feeder	63
III.7. Conclusion.....	67
Chap. IV. ETUDE ECONOMIQUE DES PERTES SUR LES FEEDERS DU RESEAU	68
IV.1. Introduction.....	68
IV.2. Optimisation de la compensation de l'énergie réactive	69
IV.2.1. Formulation du problème	69
IV.2.2. Réduction des pertes de puissance active et réactive.	71
IV.2.3. Puissance et emplacement optimaux des batteries	72
IV.2.4. Algorithme de calcul	75
IV.3. Résultats après compensation	76
IV.3.1. Feeder Sotraki.....	76
IV.3.2. Feeder route Sake	78
IV.5. Aspect économiques de l'énergie perdue sur les lignes.....	81
IV.4. Conclusion	82
CONCLUSION GENERALE.....	83
Bibliographie.....	84
ANNEXES	85
Annexe 1	85
Annexe 2	86
Annexe 3	87

Annexe 4	88
Annexe 5	89
Annexe 6	90
Annexe 7	91

Chap 0 : INTRODUCTION GENERALE

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir des petits réseaux formés dans la première moitié du XXème siècle jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui. Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure « verticalement intégrée » ; c'est-à-dire que la puissance est produite par des grandes centrales électriques potentiellement très éloignées des centres de consommation. Le réseau a ainsi été conçu pour fonctionner avec des réserves suffisantes afin de fournir l'énergie électrique à la demande d'une manière économique et fiable. La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires utilisant l'énergie des atomes d'uranium, les centrales hydro-électriques utilisant l'énergie potentielle de l'eau, etc. [1]

Les machines utilisées dans ces centrales sont de grande taille et sont développées à grande échelle. La diversité des sources permet un contrôle de la production d'énergie en fonction des critères de sécurité et d'économie.

Le réseau est exploité de sorte que des événements sévères ne provoquent pas la perte totale du système ou la propagation des défaillances sur les réseaux voisins. Il doit aussi permettre la reprise de la portion du réseau électrique affecté par des événements majeurs.

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau qui est hiérarchique, de la très haute tension HTB ($U_n > 33\text{Kv}$), à la moyenne tension HTA ($5\text{KV} < U_n < 33\text{Kv}$) puis à la basse tension BT ($U_n < 1\text{kV}$). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. [1]

Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement passifs avec une configuration exploitée en structure radiale (un seul chemin vers le réseau amont) qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes.

La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnelle de la production vers la consommation. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant égale à la puissance consommée. Le transport de l'énergie s'accompagne des pertes qui doivent être contrôlées afin d'assurer une exploitation optimale du réseau électrique.

0.1. Problématique

L'énergie électrique est un facteur essentiel dans le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou celui du développement des activités industrielles. Le système de puissance qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance des générateurs, topologie du réseau.

Du fait que pour que cette énergie soit utilisée, elle doit être transportée, le réseau électrique s'avère donc vitale et stratégique pour notre société qui est en mutation continue. Sa structure varie donc en permanence depuis quelques temps.

En effet, la croissance démographique (qui est à l'origine de l'expansion et de l'industrialisation) fait à ce que la ville de Goma voit depuis peu sa demande en énergie électrique croître. Les sociétés en voie de développement ont besoin d'une offre toujours croissante et continue d'énergie électrique. Cette énergie demandée par une multitude de personnes et d'entreprises est produite à partir des centrales et doit être acheminée vers ces points de consommation à travers un réseau de transport. A ce réseau est connecté, par l'intermédiaire d'un poste de transformation, un réseau de distribution.

Le réseau de distribution, étant vaste avec une impédance quelconque, est sujet à des pertes qui, si elles ne sont pas bien suivies, occasionnent un surdimensionnement de la ligne et des manques à gagner considérables pour l'entreprise en charge de la distribution. De nos jours, la SNEL ne dispose pas des appareils de mesure et de comptage dans ses cabines MT/BT pour lui permettre une bonne maîtrise des pertes. Pourtant, quoique certains feeders du réseau fonctionnent très en deçà de leurs puissances installées (ce qui rend l'impact des pertes moins visible), le réseau subit une extension progressive. Si la SNEL disposait de suffisamment d'énergie pour alimenter la ville de Goma, le contrôle du réseau et le problème du suivi des pertes seraient des défis majeurs auxquels elle ferait face, étant donné l'inexistence des appareils de mesure et de comptage dans les cabines et la non utilisation de l'écoulement de charge dans la conduite de leur réseau.

Ce qui précède, suscite les questions suivantes :

- Peut-on déterminer les pertes dans le réseau de distribution de Goma, en cas de fonctionnement à puissance nominale du réseau?
- Si oui, peut-on les réduire? Quelle méthode s'adapte le mieux ?

0.2. Hypothèses de travail

Le réseau de distribution a pour but de fournir de la puissance électrique aux différents centres de consommation ; cette énergie distribuée doit transiter sur des lignes électriques jusqu'à l'endroit de consommation.

Nous estimons que les méthodes numériques d'écoulement de puissance seraient de nos jours des outils puissants et précis pour l'analyse des réseaux électriques et pourraient fournir, en utilisant des logiciels de calcul numérique (MATLAB dans notre cas), une estimation précise des pertes.

Nous pensons que les techniques suivantes seraient essentielles pour optimiser la puissance transmise aux abonnées :

- L'amélioration du facteur de puissance (augmentation du $\cos - \phi$) et/ou la diminution du courant réactif transité par les lignes MT, par une installation optimale (qui tient compte du facteur économique) des batteries de condensateur shunt.
- L'élévation du niveau de tension : pour une puissance distribuée identique, si on augmente la tension, l'intensité du courant électrique diminue et les pertes dues au passage du courant dans le fil seront réduites proportionnellement au carré de l'intensité. Mais cette démarche nécessite un investissement non négligeable car elle peut conduire à la construction de nouvelles lignes.

0.3. Objectif global

Dans le présent travail, il sera question d'analyser les pertes dans le réseau de distribution de la ville de Goma afin d'avoir une idée générale sur leur proportion par rapport à la puissance qui y est injectée et pouvoir ainsi apprécier les techniques à mettre en œuvre pour réduire ces pertes.

0.3.1. Objectifs spécifiques

Il s'agit de :

- identifier les causes des pertes
- déterminer les paramètres de chaque feeder (résistances linéiques, inductances linéiques),
- déterminer la charge moyenne qui transite par chaque feeder,
- déterminer les pertes qu'occasionne chaque feeder dans le réseau.

- apporter quelques pistes de solution pour réduire les pertes sur ces feeders.
- déterminer les pertes économiques que cela engendre à la société de distribution tout en estimant le gain que la réduction de ces dernières engendrerait en cas de leur mise en œuvre.

0.4. Méthodologie et délimitation du travail

Pour parvenir aux résultats escomptés, nous avons utilisé les méthodes et techniques suivantes :

- les descentes sur terrain ont permis de récolter les données relatives au réseau de distribution de la ville de Goma.
- la technique documentaire : grâce aux livres et articles consultés, cette technique nous a permis d'avoir des informations nécessaires pour l'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique mais aussi d'asseoir notre base théorique.
- la méthode de calcul numérique Backward/Forward : par elle nous avons pu déterminer les pertes du réseau de distribution de la SNEL/Goma.
- le logiciel MATLAB : grâce à ce logiciel, nous avons pu implémenter les différents algorithmes de calcul.

Nous tenons à signaler que dans le cadre de notre travail, nous nous sommes limités à la partie MT du réseau de distribution.

0.5. Subdivision du travail

Hormis l'introduction générale et la conclusion, notre travail est subdivisé en quatre chapitres à savoir :

- le premier chapitre : il présente les généralités sur les réseaux électriques. Dans ce chapitre, nous faisons un bref descriptif des types de réseaux et présentons de manière succincte ses différents éléments constitutifs.
- le deuxième, consacré au réseau de distribution et origine des pertes donne un bref aperçu sur les différents schémas d'une distribution en MT avant d'aborder la notion de calcul des pertes par l'écoulement de puissance.

- le troisième est consacré à l'étude analytique des pertes sur le réseau de distribution de la ville de Goma. Après une présentation sommaire du réseau, nous présentons les résultats d'analyse (effectuée grâce au logiciel MATLAB).
- le quatrième présente une étude économique des pertes.

Chap. I. GENERALITES

I.1 Introduction

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répandue car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer de l'énergie électrique à partir des centres de production vers les consommateurs d'électricité (charge). 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 et servait à assurer l'éclairage de la région de Manhattan. La distribution de l'énergie était assurée par des câbles souterrains. Avec l'invention du transformateur par William Stanley en 1885 et celle du moteur à courant alternatif par Nikola Tesla en 1888, les réseaux à courant alternatif commencèrent à prendre le pas sur les réseaux à courant continu du fait qu'il était devenu possible d'acheminer plus de puissance, sur de plus grandes distances, grâce à des niveaux de tension plus élevés. Un autre avantage non négligeable du courant alternatif est la suppression du collecteur, donc des problèmes de commutation dans les alternateurs ce qui a permis de construire des alternateurs de grande puissance à moyenne tension. Les réseaux étaient d'abord monophasés, puis triphasés (2.3 kV en 1893) et à différentes fréquences (28Hz à 133Hz). Progressivement, la nécessité de mise en fonctionnement en parallèle et d'interconnexion des différents réseaux a conduit à la standardisation de la fréquence. [2]

- 60 Hz aux Etats Unis et au Canada.
- 50 Hz pour la majorité des pays en Afrique, Asie et Europe.

Les niveaux de tensions ont eux aussi évolué graduellement jusqu'à atteindre aujourd'hui l'Ultra Haute tension 765 kV en service aux Etats Unis depuis 1969. Le transport d'énergie électrique sur de très grandes distances, est devenu plus avantageux en courant continu qu'en alternatif et ce, grâce au développement de l'électronique de puissance. Ainsi, il est plus économique de convertir la THT ou UHT de l'alternateur au continu, de transporter l'énergie électrique à l'aide de deux fils et de la reconvertir à l'autre extrémité. Des études ont montré qu'il était avantageux de recourir au courant continu lorsqu'il s'agissait de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures ou égales à 500 km [2]. Les lignes à courant continu n'ayant pas de réactance, sont donc capables de faire transiter plus de puissance que des lignes à courant alternatif avec des conducteurs de même section. L'utilisation du

Le courant continu est particulièrement avantageuse, lorsqu'il s'agit d'interconnecter deux grands réseaux assez distants l'un de l'autre ou de traverser des cours d'eau ou mer (entre îles). La liaison en courant continu, agit alors, comme un lien asynchrone entre deux systèmes rigides, éliminant ainsi, les problèmes d'instabilité inhérents aux interconnexions réalisées en courant alternatif. L'inconvénient majeur de la liaison en courant continu, est la production d'harmoniques qui nécessite un filtrage robuste et un système de compensation d'énergie réactive important, aux deux extrémités de la ligne. Ce chapitre traitera essentiellement des différents concepts et organes fondamentaux d'un réseau électrique.

I.2. Description d'un réseau électrique

Comme indiqué à la figure I.1, le réseau électrique peut être subdivisé en quatre parties essentielles : la production d'énergie électrique, le transport et la répartition, la distribution, les charges.

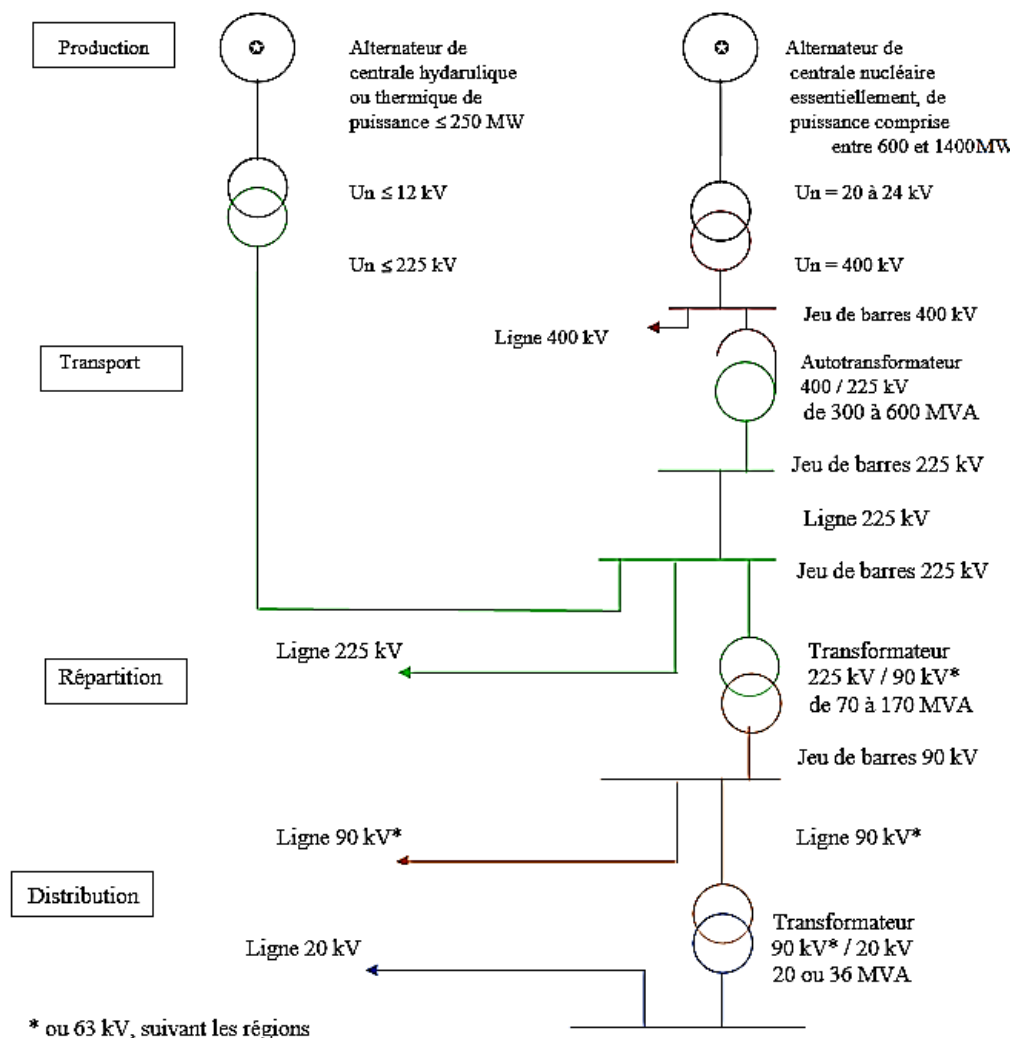


Figure I. 1. Parties d'un réseau électrique [2]

I.2.1 La production

L'électricité est généralement produite dans des usines appelées centrales électriques. Celles-ci transforment l'énergie primaire (thermique, nucléaire, hydraulique, éolien,..) en énergie électrique. Les différentes centrales électriques et les formes d'énergie primaires utilisées sont :

- Centrale nucléaire (par fission de l'uranium ou du plutonium) ;
- Centrale hydroélectrique (l'eau) ;
- Centrale thermique (le charbon ou le pétrole) ;
- Les éoliennes ou aérogénérateurs (le vent) ;
- Les autres (le solaire photovoltaïque utilisant le rayonnement solaire, le géothermique utilisant la chaleur du noyau terrestre en fusion et la technologie utilisant les chaudières à biomasse (bois, tourteaux, déchets ménagers, etc.).

Les générateurs utilisés sont les machines asynchrones et synchrones pour la conversion mécanique-électrique. Les premiers s'utilisent exclusivement sur les éoliennes et les hydrauliques. Ces alternateurs sont entraînés par les diverses turbines (turbines hydrauliques, turbines à vapeur, turbines à gaz, les éoliennes, etc.). La disposition générale d'une centrale électrique est la suivante :

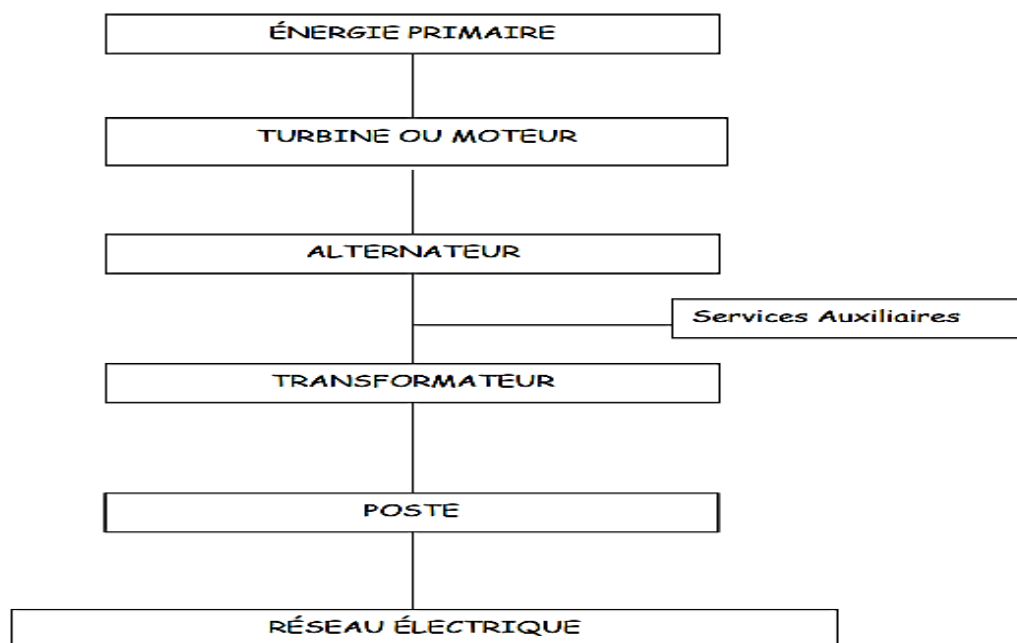


Figure I. 2. Disposition générale d'une centrale électrique [3]

I.2.2. Le transport et la répartition

Le rôle du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales situées à différents endroits du territoire jusqu'au réseau de distribution qui en dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles-mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert inter-régional de l'énergie, dans les situations d'urgence. Les niveaux de tension utilisés pour le transport diffèrent d'un pays à un autre, mais une tendance à une normalisation existe. Font partie du réseau de transport toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 60 kV. Les lignes de transport aboutissent toutes à des sources dites de répartition. Ces dernières permettent d'assurer la commutation des lignes d'une part, et d'abaisser la tension à des niveaux permettant la répartition de l'énergie électrique d'autre part. Il est à noter que de très grands centres de consommation industriels sont directement alimentés à partir du réseau de transport. [2]

I.2.3. La distribution

Le réseau de distribution est la partie du réseau reliant les postes sources de distribution aux postes de consommateurs. Les lignes du réseau primaire de distribution sont d'un niveau de tension compris entre 5 kV et 33 kV et alimentent les charges d'une zone géographique bien précise.

I.2.4. Les charges

Les charges sont à caractère industriel, commercial et résidentiel. Si de très grandes charges industrielles peuvent être directement alimentées par le réseau de transport, les petites charges le sont par le réseau primaire de distribution. Les charges industrielles sont des charges composées où les moteurs représentent la plus grande part. Ces charges composées nécessitent pour leur bon fonctionnement une constance de la fréquence et de la tension et constituent la majeure partie de la charge totale d'un réseau électrique. Les charges à caractère commercial et résidentiel sont celles liées essentiellement à l'éclairage, au chauffage et à la climatisation [2]. La puissance active fournie à la charge s'exprime en kilowatts ou en mégawatts. L'amplitude de la puissance totale fournie, varie durant une journée et doit être à chaque instant, adaptée à la demande du consommateur. Le diagramme journalier de l'évolution de la

charge, étant la sommation des consommations, exprimées par différents types de consommateurs pendant 24 heures, renseigne sur les habitudes de consommation de ces derniers. La figure I.3 donne un exemple d'un tel diagramme. La plus grande valeur de la charge durant 24 heures est dite « pointe de charge » ou « pic de charge ». Les plages horaires durant lesquelles elle est atteinte sont dites « heures de pointe ». De petites centrales à démarrage rapide sont utilisées en appoint pour faire face à la demande pendant ces quelques heures. Dans le but d'estimer le degré d'utilisation ou d'exploitation d'une centrale électrique, un indice ou facteur de charge est défini comme étant le rapport de la valeur moyenne de la charge pendant une période déterminée par la valeur de pointe de cette même période. Le facteur de charge journalier ($F.Cj$) est :

$$F.Cj = \frac{\text{charge moyenne}}{\text{charge de pointe}} \quad (\text{I.1})$$

En multipliant le numérateur et le dénominateur par 24 heures, nous obtenons :

$$F.Cj = \frac{\text{puissance absorbée en 24 hrs}}{\text{charge de pointe} \times 24 \text{ hrs}} \quad (\text{I.2})$$

Pour qu'une centrale soit exploitée de manière économique, il faudrait que son facteur de charge global soit élevé. Aujourd'hui, cet objectif est atteint lorsqu'il est compris entre 55 et 70%. Il existe d'autres ratios de gestion, permettant au producteur de l'énergie électrique, d'apprécier entre autres le degré d'utilisation et d'exploitation des capacités installées.

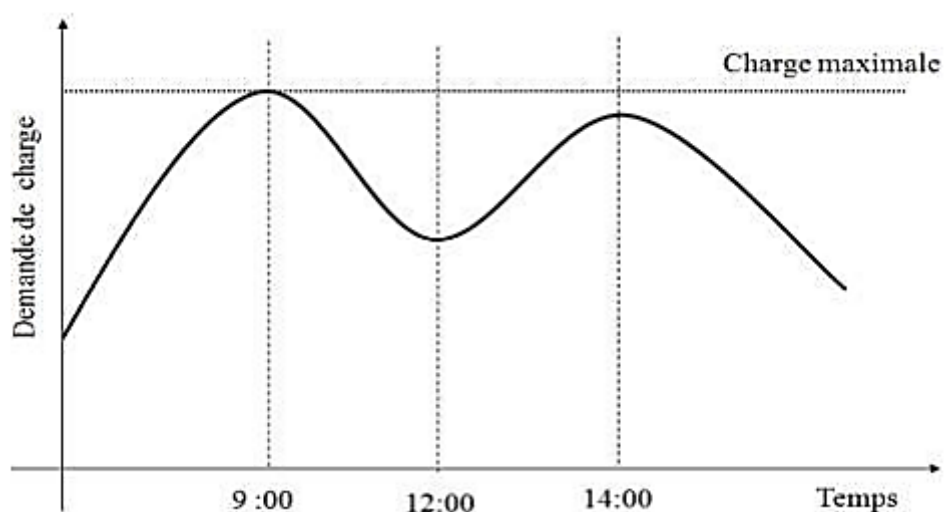


Figure I. 3. Exemple de courbe de charge [1]

I.3. Les éléments d'un réseau électrique

Les composantes de base du réseau électrique sont : les générateurs, les transformateurs, les lignes de transmission, les protections (disjoncteur, sectionneur,...), les charges.

I.3.1. Les générateurs

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.

Pour les machines à grandes vitesses périphériques (turboalternateurs des centrales thermiques), le rotor est formé d'une seule pièce d'acier forgé appelé rotor à pôles lisses. Le bobinage à courant continu est logé dans des encoches fraisées sur 2/3 de la surface du rotor. Ce mode de construction qui assure une grande robustesse mécanique, est systématiquement adopté pour les machines de forte puissance dont la vitesse de rotation est élevée (1500tr/ min ou 3000tr/min). La largeur de l'entrefer est constante. Par la répartition des encoches et leur remplissage, on essaye d'approcher une onde d'induction sinusoïdale dans l'entrefer.

Pour les machines à faible vitesse périphérique (alternateurs des centrales hydroélectriques), le rotor porte $2p$ pièces polaires vissées sur lui (rotor à pôles saillants). Autour des noyaux de ces pièces polaires sont réalisées les bobines de l'enroulement inducteur à courant continu. Ces bobines, associées convenablement en série, permettent d'obtenir des pôles nord et sud intercalés. Ce mode de construction, plus simple que le précédent, n'autorise pas de grandes vitesses périphériques. En revanche, il permet d'installer un grand nombre de pôles sur le rotor et facilite ainsi la construction de machines synchrones tournant à faible vitesse. La largeur de l'entrefer n'est pas constante. [3]

L'alternateur débitant sur un réseau dynamique, la tension à ses bornes n'est pas toujours constante et l'étude de sa stabilité n'est possible que si l'on connaît son schéma équivalent.

a. Modèle de l'alternateur à pôles lisses

La figure I.4 donne le modèle monophasé et le diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles lisses.

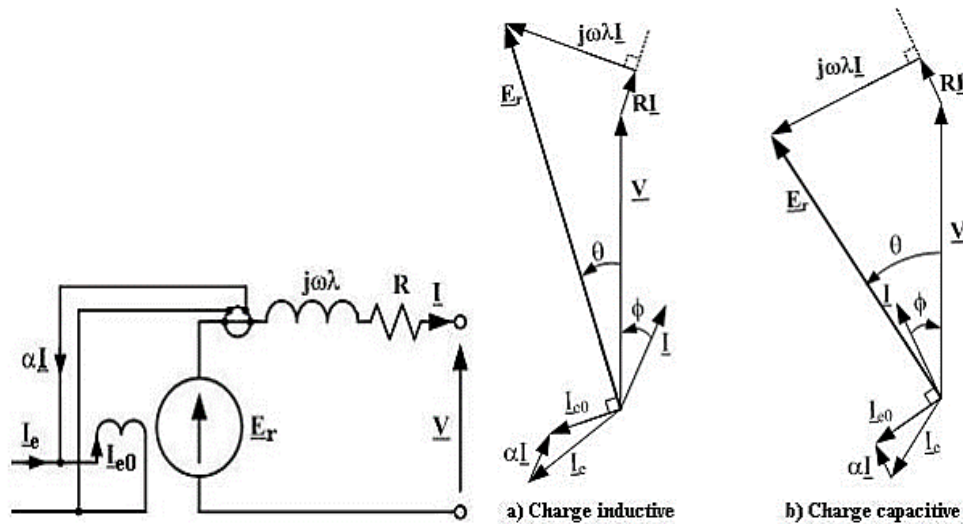


Figure I. 4. Modèle et diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles lisses [3]

L'alternateur, lorsqu'il est traversé par un courant, la chute de tension à ses bornes est donnée dans la convention des sens générateurs (CSG) par le symbole complexe des valeurs efficaces suivant :

$$\bar{V} = \bar{E}_r - (R + j\omega\lambda) \times \bar{I} \quad (\text{I.3})$$

Où :

- λ est l'inductance de fuite de l'enroulement induit,
- ω la pulsation,
- \bar{I} le courant débité par l'alternateur
- R la résistance de l'enroulement
- \bar{E}_r la fém induite dans l'induit.

b. Modèle de l'alternateur à pôles saillants

Dans un alternateur à pôles saillants, la réluctance de l'entrefer est différente selon qu'on est sous les pôles ou hors des pôles. Elle varie lorsque le rotor tourne ; elle dépend de la position du rotor. Pour l'évaluer, on définit un axe longitudinal d confondu avec l'axe polaire, et un axe transversal q confondu avec l'axe inter-polaire. L'axe q est en quadrature avance sur l'axe d. La figure I.5 donne le modèle monophasé et le diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles saillants.

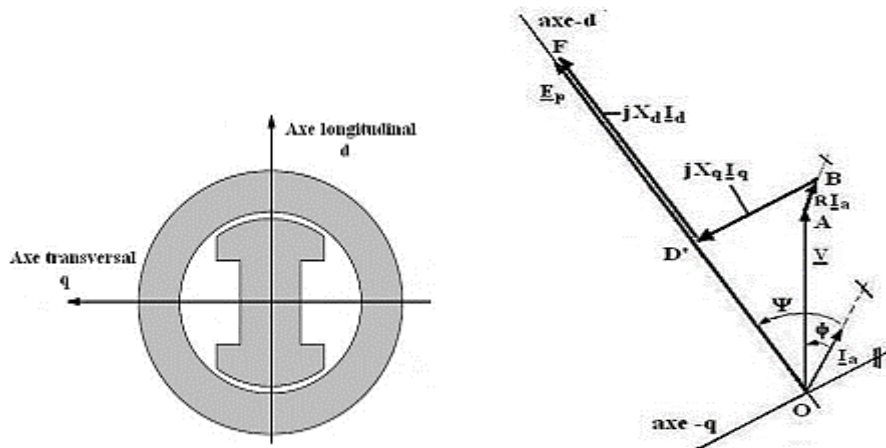


Figure 1. 5. Rotor et diagramme vectoriel de l'alternateur à pôles saillants [4]

La force électromotrice fournie par l'alternateur en charge est donnée par l'expression :

$$\bar{E}_p = \bar{V} + R \bar{I}_a + j(\omega\lambda + k'\alpha) \cdot \bar{I}_q + j(\omega\lambda + k\alpha) \cdot \bar{I}_d \quad (\text{I.4})$$

Avec :

$$\begin{cases} \omega\lambda + k\alpha = X_d \\ \omega\lambda + k'\alpha = X_q \end{cases} \quad (\text{I.5a,b})$$

Où :

- X_d est la réactance synchrone longitudinale,
- X_q est la réactance synchrone transversale,
- α est le coefficient d'équivalence entre ampères-tours alternatifs et ampères-tours continus,
- λ est le coefficient d'auto-induction de fuite de l'enroulement induit,
- k' et k sont des coefficients de proportionnalité entre les courants d'excitation et les forces électromotrices qu'elles créent.

I.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 pertes 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 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. [2]. 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.

a. Schéma monophasé équivalent ramené au niveau de tension primaire

La figure I.6 donne le modèle monophasé et le diagramme vectoriel du transformateur ramené au niveau de tension primaire.

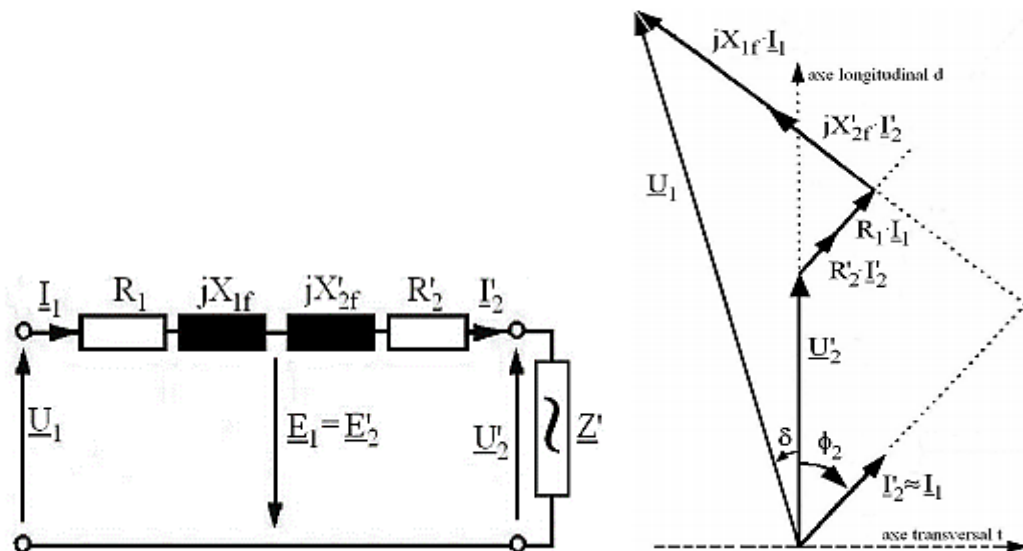


Figure I. 6. Diagramme vectoriel et modèle du transfo ramené au niveau de tension primaire [3]

Tout se passe comme si l'enroulement secondaire de résistance fictive $R'_2 = R_2/m^2$ et de réactance de fuites fictive $X'_{2f} = X_{2f}/m^2$ est directement inséré dans la maille primaire, et comme si la charge d'impédance complexe fictive $\bar{Z}' = \bar{Z}/m^2$ est reliée directement aux bornes de la source d'alimentation : le transformateur parfait est un adaptateur d'impédance.

La résistance totale du transformateur ramenée au primaire est :

$$R_p = R_1 + R'_2 \quad (\text{I.6})$$

La réactance totale du transformateur ramenée au primaire est :

$$X_p = X_1 + X'_2 \quad (\text{I.7})$$

Avec :

- R_1 et R_2 respectivement les résistances du primaire et du secondaire
- X_1 et X_2 respectivement les réactances primaire et secondaire
- m le rapport de transformation du transformateur

b. Schéma monophasé équivalent ramené au niveau de tension secondaire

La figure I.7 donne le modèle monophasé et le diagramme vectoriel du transformateur ramené qu niveau de tension secondaire.

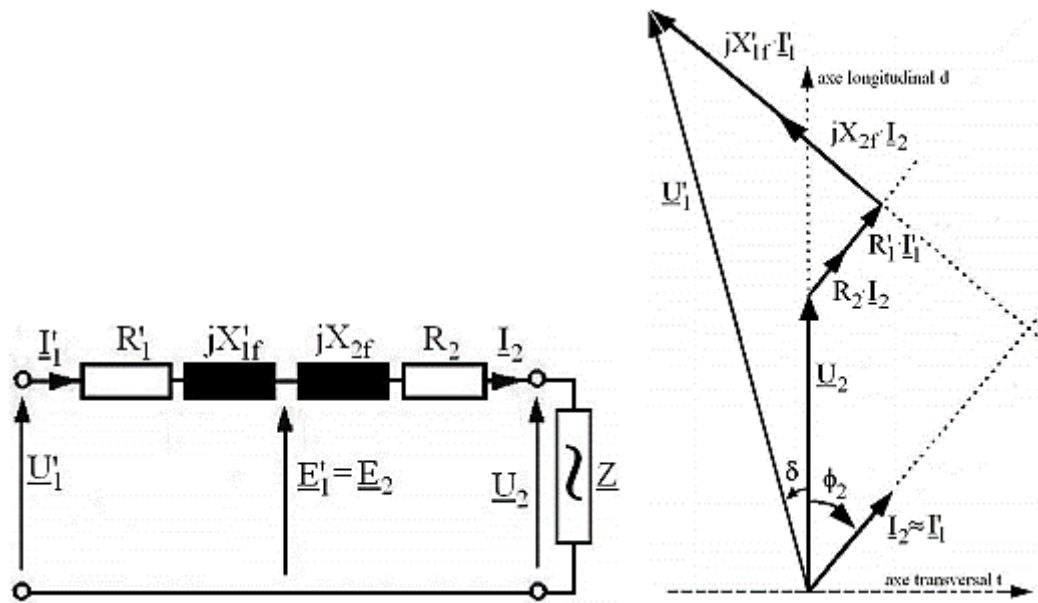


Figure I. 7. Diagramme vectoriel et modèle du transfo ramené au niveau de tension primaire [3]

La réactance totale du transformateur ramené au secondaire est :

$$R_s = m^2 R_1 + R_2 = R'_1 + R_2 \quad (\text{I.8})$$

La réactance totale du transformateur ramené au secondaire est :

$$X_s = m^2 X_1 + X_2 = X'_1 + X_2 \quad (\text{I.9})$$

L'impédance interne du transformateur ramené au secondaire est :

$$\bar{Z}_s = R_s + jX_s \quad (\text{I.10})$$

Pour la charge, le transformateur avec le réseau d'alimentation est l'équivalent à un générateur de f.é.m. \bar{U}'_1 et d'impédance complexe interne \bar{Z}_s . En charge, la chute interne vectorielle de tension est :

$$\Delta \bar{U}_2 = (R_s + jX_s) \bar{I}_2 \quad (\text{I.10})$$

I.3.3. Les lignes de transmission

Les lignes ou canalisations électriques sont les éléments essentiels pour le transport de l'énergie, de la production jusqu'à la consommation. La distribution de l'énergie électrique nécessite des canalisations électriques de plus en plus importantes qui doivent emprunter toutes sortes de chemins, à l'intérieur ou à l'extérieur des locaux, à l'air libre ou dans le sol, parfois même immergés. Une canalisation électrique regroupe les conducteurs électriques isolés et ses matériels de fixation et de protection mécanique, les conduits électriques. On distingue deux types de canalisations à savoir :

- Les canalisations souterraines,
- Les canalisations aériennes.

a. Les canalisations souterraines

Elles sont utilisées en MT, pour des tensions supérieures à 1000V. Le passage des canalisations en souterrain s'impose en particulier dans les villes, à proximité des aéroports et chaque fois que des conditions de sécurité, d'esthétique ou environnementales (protection de la faune) s'imposent. Une canalisation souterraine est posée en dessous de la surface du sol, dans une tranchée creusée dans le sol. On distingue trois modes de pose différents des câbles mono ou multiconducteurs :

- dans les conduits ou dans les profilés enterrés ;
- enterrés sans protection mécanique, pour les câbles comportant un revêtement métallique ;
- enterrés avec protection mécanique, pour les câbles ne comportant pas de revêtement métallique.

Les canalisations enterrées sont disposées à une profondeur de 0,6 m sous le sol, et à 1 m sous les voies de circulation. Elles doivent être surmontées d'un dispositif avertisseur. Une distance de 0,02 m sépare deux canalisations dans une même tranchée. [5].

On rencontre pour ces canalisations les câbles monoconducteurs et les câbles multiconducteurs. L'âme des conducteurs peut être massive ou câblée. La forme courante de la section des âmes des câbles est soit circulaire soit sectorale. Le revêtement extérieur des câbles est constitué d'une isolation appelée gaine d'étanchéité, qui peut être métallique ou synthétique, et qui assure la protection de l'enveloppe contre l'humidité et les agents corrosifs. Dans les câbles multiconducteurs, entre l'enveloppe isolante et la gaine d'étanchéité, il y a éventuellement une gaine de bourrage qui sert à remplir les interstices entre les conducteurs et

à donner à l'ensemble une forme généralement arrondie. Le revêtement extérieur éventuel qui sert de blindage mécanique ou chimique, est généralement formé d'une gaine en produit synthétique. La figure I.8 montre la constitution générale d'un câble.

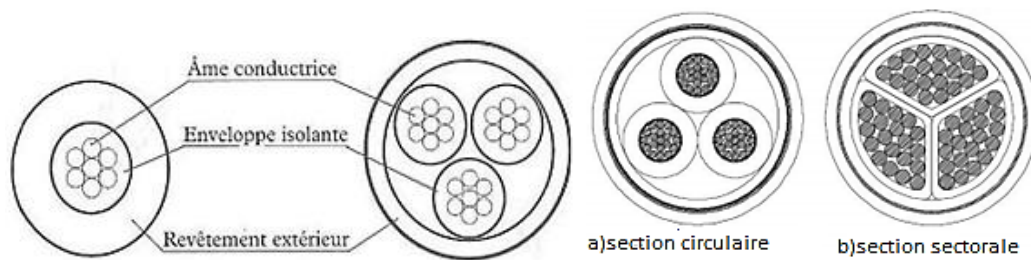


Figure I. 8. Câbles électriques [5]

b. Les canalisations aériennes

Les canalisations aériennes sont beaucoup plus économiques que les canalisations souterraines ; elles sont très utilisées pour la distribution MT et BT ; pour le transport en HT et THT (surtout pour les longues distances). En distribution MT, on utilise des conducteurs nus sans neutre, et en distribution BT on utilise des conducteurs isolés et en faisceaux torsadés avec neutre porteur. Les conducteurs sont supportés par des poteaux qui assurent le dégagement du sol et l'inaccessibilité des personnes. La pose des conducteurs nus se fait individuellement, tendus sur poteaux, et exige la mise en œuvre d'un armement de support qui est habituellement l'ensemble constitué par les ferrures et les isolateurs avec les vis de fixation. Les supports sont en bois, en béton armé ou métalliques (pylônes ou profilés en I) ; leur hauteur doit assurer une distance minimale au sol des conducteurs de 6m ($U \leq 45\text{kV}$) ou 8m ($U > 45\text{kV}$). La pose des conducteurs isolés se fait également en faisceaux tendus sur poteaux et exige la mise en œuvre de crochets et de pinces. Les dérivations s'effectuent sans couper les conducteurs, avec des accessoires (raccords ou mors) qui perforent l'isolant. La plus part des fils aériens en MT sont constitué d'un noyau en acier autour du quel est torsadé les fils en aluminium afin d'accroître sa résistance mécanique. [5]. La figure I.9 représente une canalisation aérienne simplifiée. Le tableau I.7 donne la capacité de transmission des lignes électriques aériennes.

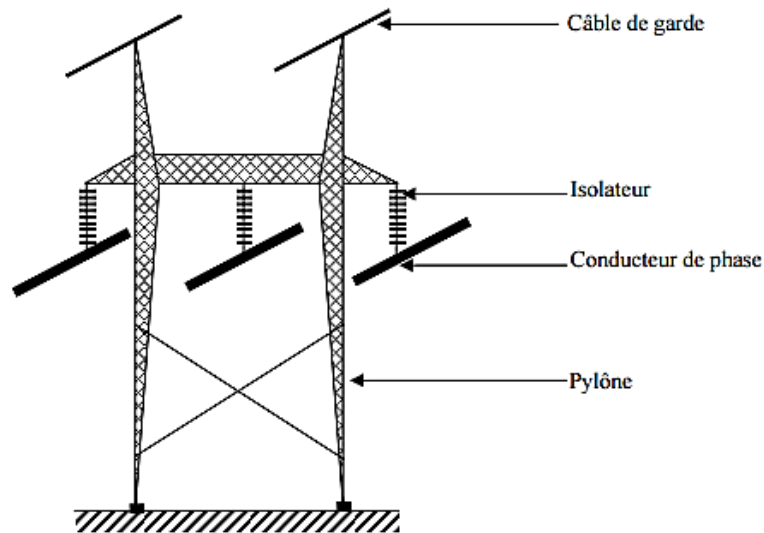


Figure I. 9. Schéma simplifié d'une ligne de transmission aérienne [7]

On rencontre aussi différents types d'armements :

- Armement en nappe ;
- Armement en quinconce ;
- Armement en drapeau ;
- Etc.

Tableau I. 1. Niveau de transmission économique pour les lignes aériennes [7]

Niveau de tension de la ligne (kV)	Capacité de transmission (MW)	Longueur maximale (km)
20	3 – 10	1 – 20
110	30 – 40	30 – 150
220	100 – 200	150 – 250
400	400 – 700	300 – 500
750	1800 – 2400	1200 – 2000
1150	4000 – 6000	2500 – 3000

c. Les isolateurs

Le diélectrique principal utilisé sur des lignes aériennes à haute tension est l'air. L'air entourant les conducteurs, est un bon isolant, à condition que le potentiel électrique soit tenu au-dessous du seuil d'ionisation. Il est, cependant, nécessaire d'attacher les conducteurs à certains points sur les bras mutuels des pylônes. Le problème de la suspension efficace des conducteurs des lignes de transmission de tension existe depuis longtemps. La tâche est en

particulier complexe, et cela est dû à la combinaison de multiples contraintes : mécanique, électrique et environnemental. [6]. Les isolateurs à haute tension se sont développés rapidement, commençant par des isolateurs en porcelaine. Aujourd'hui, des isolants modernes en polymères sont employés, ainsi que divers matériaux. Les isolateurs représentent des éléments essentiels au bon fonctionnement des réseaux dans la mesure où leur fonction duale est de relier les conducteurs sous tension aux supports et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux parties constitutives de la ligne. Ils accompagnent les lignes aériennes de transport d'énergie électrique, et traversent en général des régions très différentes de par leur relief (topographie du terrain, altitude, etc.), leur climat (température, pression, vent, etc.), leur environnement (zones industrielles, régions côtières, etc.). En plus de l'accumulation de glace, certaines lignes de transport et de distribution peuvent être sujettes à un environnement où les isolateurs peuvent être contaminés par une pollution d'origine naturelle ou industrielle ou encore par une pollution de source variée durant les périodes hivernales. La figure I.10 présente quelques types d'isolateurs utilisés dans les réseaux électriques.

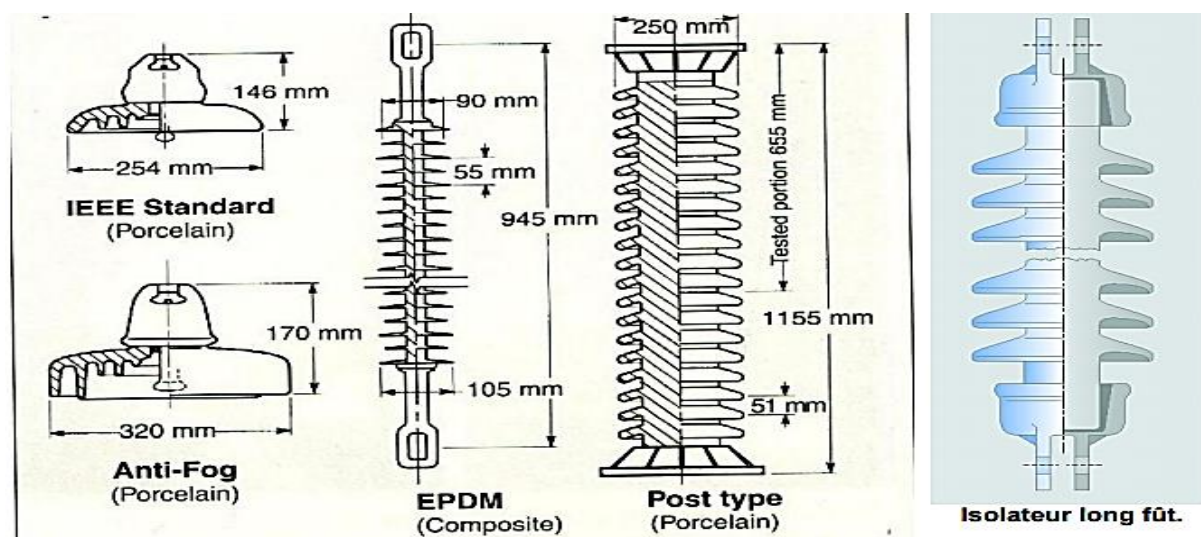


Figure I. 10. Quelques types d'isolateurs utilisés dans le réseau de transmission [6]

I.3.4. Les protections (l'appareillage électrique)

L'appareillage électrique est l'ensemble des éléments qui permettent d'obtenir la protection et l'exploitation sûre et ininterrompue d'un réseau électrique. Son rôle est d'assurer en priorité la protection automatique des circuits électriques contre tous les incidents susceptibles d'en perturber le fonctionnement, mais aussi d'effectuer sur commande les différentes opérations qui permettent de modifier la configuration du réseau dans les conditions normales de service. Les équipements de contrôle associés à ces éléments ainsi que les relais de protection sont installés dans des salles de contrôle.

Tableau I. 2. Appareils de coupure selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure [7]

Appareil de coupure	Sigle	Pouvoir de coupure en kA	
		MT	HT
Niveau de tension		MT	HT
Sectionneur de ligne	Sl	≈ 0	≈ 0
Sectionneur de terre	St	≈ 0	≈ 0
Sectionneur d'aiguillage	Sa	≈ 0	≈ 0
Interrupteur	I	0,6	2
Disjoncteur	D	60	60
Fusible	F	≈ ∞	40

L'appareillage électrique est principalement constitué de :

- **Les Sectionneurs** sont des appareils destinés à interrompre la continuité d'un conducteur ou à l'isoler d'autres conducteurs seulement lorsque le courant qui le parcourt est très faible ou nul. Ils servent principalement à isoler les éléments du circuit entre eux pour permettre d'y effectuer des interventions manuelles (dépannage, entretien,...). Leur pouvoir de coupure est pratiquement nul, si bien qu'ils ne doivent jamais être manœuvrés sous charge, ni pour enclencher, ni pour déclencher (risque de soudage des contacts, de fusion ou d'explosion). Ils sont dépourvus des dispositifs d'élimination de l'arc électrique. A cet effet, on prévoit des verrouillages empêchant la manœuvre lorsqu'un courant passe.
- **L'interrupteur** est un appareil capable d'établir, de supporter et de couper des courants de service ou de changer les connexions d'un circuit. Commandé à la main ou par un relais, l'interrupteur a un pouvoir de coupure correspondant au courant nominal assigné (et à la puissance nominale assignée) de la machine ou de l'appareil qu'il relie au réseau.
- **Le disjoncteur** est un appareil capable d'établir, de supporter et de couper des courants de service ou d'établir et de couper automatiquement, dans des conditions prédéterminées, des courants anormalement élevés (surcharge et court-circuit). Tous les types de relais de système de protection peuvent lui être associés afin d'assurer dans les meilleures conditions l'élimination des défauts survenant dans les circuits qu'ils contrôlent ainsi que la remise en service automatique de ces circuits, lorsque les défauts présentent un caractère fugitif ou ont été éliminés par un autre appareil. Le disjoncteur constitue l'appareil de

protection par excellence doué d'une totale capacité d'intervention. Il est généralement prévu pour fonctionner peu fréquemment.

- **Le coupe-circuit à fusible** est un appareil dont la fonction est de couper, par la fusion d'un de ses éléments appelés conducteur fusible, le circuit dans lequel il est inséré, lorsque le courant qui parcourt l'élément dépasse une certaine limite qui dépend de la durée. Le conducteur fusible est généralement en Plomb ou en Argent placé dans du sable fin. Lors de très forts courants de court-circuit, le fusible se volatilise avant même que le courant ait pu atteindre sa valeur maximum. C'est pour cela que l'on dit un peu abusivement, que le fusible a un pouvoir de coupure infinie. Il ne peut fonctionner qu'une fois.

I.3.5. Paramètres des lignes de transmission

Une ligne de transmission possède quatre paramètres qui affectent son habileté à accomplir sa fonction en tant qu'élément du système de puissance : la résistance, l'inductance, la capacitance et la conductance. Le quatrième paramètre qui est la conductance, existe entre conducteurs ou entre conducteurs et terre et sera négligé dans notre étude. Une raison justifiant la négligence de la conductance est qu'étant assez variable, il n'y a pas de possibilité réelle pour en tenir compte. Les fuites le long des isolateurs, principales sources de conductances, changent de façon appréciable avec les conditions atmosphériques ainsi qu'avec les propriétés de conduction de poussières accumulées sur l'isolateur. Les effets « couronnes » qui résultent de fuites entre lignes sont aussi variables avec les conditions atmosphériques. Toutes ces raisons justifient la négligence de l'effet de conductance dans les admittances shunt des lignes. [6].

Dans la suite, nous ne tiendrons compte que de la résistance et de l'inductance linéique étant donné que le réseau de distribution (qui fait l'objet de notre étude) comprend généralement des lignes courtes pour lesquelles la capacité est négligeable.

A. Notion de constantes linéiques pour une ligne courte

Isolons un élément de longueur dx de la ligne bifilaire considérée à la figure I.11. Intéressons-nous au courant circulant dans les conducteurs et à la tension entre ces deux conducteurs (la fréquence des signaux appliqués est assez faible pour qu'il soit possible de définir la notion de tension électrique entre ces deux points).

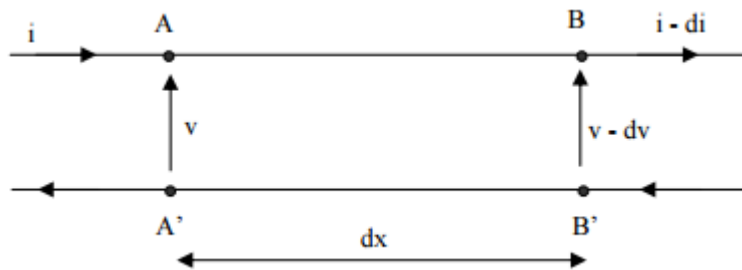


Figure I. 11. Portion élémentaire d'une ligne de transmission [6]

Tout élément de longueur dx est le siège d'une chute de tension longitudinale. Pour l'élément dx , on définit :

- une inductance propre dl
- une résistance propre série dr

Si la ligne est homogène, les éléments précédents sont uniformément répartis, ce qui permet de définir les constantes linéiques (par unité de longueur) :

- inductance linéique $L' = dl/dx$,
- résistance linéique $R' = dr/dx$ (I.11a et b)

L' matérialise l'énergie magnétique emmagasinée par unité de longueur, R' les pertes longitudinales par effet Joules.

B. Calcul de la résistance d'une ligne

La résistance est la capacité d'un matériau à s'opposer au passage des électrons. Elle dépend du matériau et de ses dimensions (longueur et section). La relation donnant la résistance linéique R' d'un cylindre de section constante (mais de forme quelconque) est la suivante [8]:

$$R' = \frac{\rho}{S} \quad (\text{I.12})$$

ρ est la résistivité du matériaux considéré et S sa section. La résistance de la ligne aura donc comme expression :

$$R = R' * l \quad (\text{I.13})$$

C. Calcul de l'Inductance linéique d'une ligne

Considérons un système triphasé équilibré avec les conducteurs de phases ayant la configuration de la figure I.12.

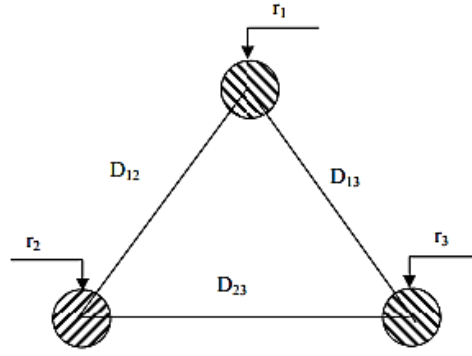


Figure I. 12. Ligne triphasée avec conducteurs disposés en triangle [8]

En négligeant les résistances, on peut écrire :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V}_1 = j\omega(L'_{11}\bar{I}_1 + L'_{12}\bar{I}_2 + L'_{13}\bar{I}_3) \\ \overline{\Delta V}_2 = j\omega(L'_{12}\bar{I}_1 + L'_{22}\bar{I}_2 + L'_{23}\bar{I}_3) \\ \overline{\Delta V}_3 = j\omega(L'_{13}\bar{I}_1 + L'_{23}\bar{I}_2 + L'_{33}\bar{I}_3) \end{cases} \quad (\text{I.14})$$

Où : les L'_{ii} ($i=1, 2,3$) sont les inductances propres des conducteurs et les L'_{ij} ($i \neq j$) sont les inductances mutuelles entre conducteurs

Les expressions générales des inductances sont les suivantes :

$$L'_{ii} = 2 \cdot 10^{-7} \ln\left(\frac{1}{r'_i}\right) \text{ et } L'_{ij} = 2 \cdot 10^{-7} \ln\left(\frac{1}{D_{ij}}\right) \quad (\text{I.15a et b})$$

r'_i et D_{ij} sont respectivement le rayon géométrique moyen du conducteur i et la distance entre le conducteur i et le conducteur j . Le rayon géométrique moyen correspond au rayon d'un conducteur fictif de section creuse produisant un flux magnétique identique à celui d'un conducteur cylindrique de section pleine. En substituant les équations I.15a et b dans I.14 obtenons :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V}'_1 = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_1 \ln\left(\frac{1}{r'_1}\right) + \bar{I}_2 \ln\left(\frac{1}{D_{12}}\right) + \bar{I}_3 \ln\left(\frac{1}{D_{13}}\right) \right] \\ \overline{\Delta V}'_2 = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_2 \ln\left(\frac{1}{r'_2}\right) + \bar{I}_1 \ln\left(\frac{1}{D_{12}}\right) + \bar{I}_3 \ln\left(\frac{1}{D_{23}}\right) \right] \\ \overline{\Delta V}'_3 = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_3 \ln\left(\frac{1}{r'_3}\right) + \bar{I}_1 \ln\left(\frac{1}{D_{13}}\right) + \bar{I}_2 \ln\left(\frac{1}{D_{23}}\right) \right] \end{cases} \quad (\text{I.16})$$

On voit que la chute de tension dans la phase 1 par exemple dépend du courant dans la phase 2. Les chutes de tensions pourront donc ne pas être équilibrées. Ceci est bien entendu une situation indésirable. Considérons alors un système en triangle équilatérale (disposition symétrique) tel que $D_{12} = D_{13} = D_{23} = D$ et $r'_1 = r'_2 = r'_3 = r'$. Le système étant équilibré on peut écrire : $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$

$$(\text{I.17})$$

Nous avons alors :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V_1'} = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \bar{I}_1 \ln\left(\frac{D}{r_1}\right) \\ \overline{\Delta V_2'} = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \bar{I}_2 \ln\left(\frac{D}{r_1}\right) \\ \overline{\Delta V_3'} = j\omega (2 \cdot 10^{-7}) \bar{I}_3 \ln\left(\frac{D}{r_1}\right) \end{cases} \quad (\text{I.18}) \quad \text{Les}$$

chutes de tension sont dans ce cas équilibrées.

Dans le cas d'une disposition dissymétrique ($D_{12} \neq D_{13} \neq D_{23}$) on procède à une transposition des lignes afin d'équilibrer les inductances mutuelles. C'est une rotation physique des conducteurs de telle sorte qu'ils soient déplacés pour occuper des positions suivantes dans une séquence régulière. Chacun des 3 conducteurs occupe successivement les diverses positions comme l'indique la figure I.13.

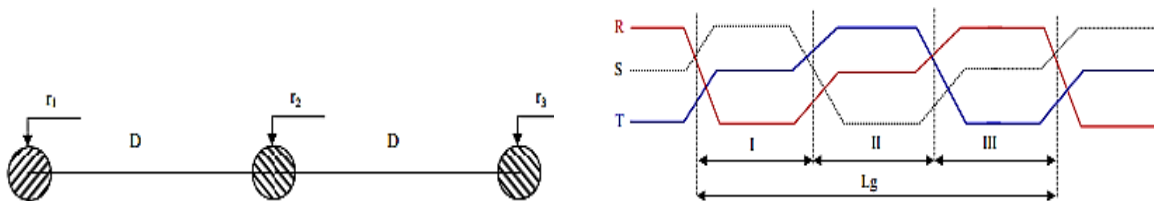


Figure I. 13. Ligne triphasée avec conducteurs disposés en nappe [8]

La ligne est dite complètement transposée si les tronçons I, II, III sont égaux et valent chacun $Lg/3$. En faisant une transposition complète, le terme d'inductance mutuelle disparaît, les chutes de tensions ne sont seulement que dépendant du courant de la phase concernée.

$$L' = 2 \cdot 10^{-7} \ln\left(\frac{D\sqrt[3]{2}}{r'}\right) \quad (\text{I.19})$$

Si la ligne n'a pas subi une transposition (cas du réseau de la SNEL/Goma), l'inductance linéique est :

$$L' = 4 \cdot 10^{-7} \ln\left(\ln \frac{D}{r'}\right) \quad \text{Avec } r' = \frac{r}{e^{1/4}} \quad (\text{I.20})$$

La réactance linéique d'une telle ligne est : $X' = \omega L'$ (I.21)

I.4 Conclusion

Le réseau électrique est un système très complexe. Il comprend des milliers de composants dont les plus importants ont été décrits d'une façon sommaire dans ce chapitre. Parmi ces composants, les lignes électriques occupent une place de choix, étant donné que dans la plupart des cas, les points de consommations sont éloignés des points de production. Ce chapitre nous a donc permis d'identifier ou de déterminer les paramètres de la ligne qui influencent le transfert de puissance.

Chap. II. LE RESEAU DE DISTRIBUTION ET ORIGINE DE PERTES

II.1 Introduction

La conception et le fonctionnement d'un réseau électrique, nécessitent que soient effectuées différentes analyses de son comportement, aussi bien en situation normale, qu'en situation anormale, l'objectif étant d'assurer un haut niveau de sécurité, de fiabilité et un coût de production optimal [9]. Pour ce faire, une simulation du fonctionnement du réseau est réalisée et ce, par la modélisation de chacun de ses différents composants et la mise en œuvre de méthode d'analyse. Parmi ces analyses nous citerons :

- L'évaluation des paramètres des lignes
- L'analyse des pertes
- Les performances des lignes et des compensations
- L'écoulement d'énergie

Dans ce chapitre nous aborderons les trois derniers points. Nous présentons aussi deux méthodes utilisées pour la résolution du problème d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques.

II.2 Le réseau de distribution de l'énergie électrique

II.2.1. Définition

Le réseau de distribution commence généralement avec le poste de distribution ; il est alimenté par une ou plusieurs lignes de transmission ou de répartition. Chaque sous-station de distribution (poste MT) desservira un ou plusieurs feeders primaires. Ils comportent des transformateurs HT/MT à partir desquels la MT est distribuée en triphasé sans neutre et entre 5 et 33kV.

II.2.2. Sous-stations de distribution

Le schéma d'une sous-station de distribution alimentée par une ligne très simple est représenté par la Figure II.1. Bien que cette figure montre la sous-station de distribution la plus simple, elle illustre les principaux composants qui seront trouvés dans toutes les sous-stations.

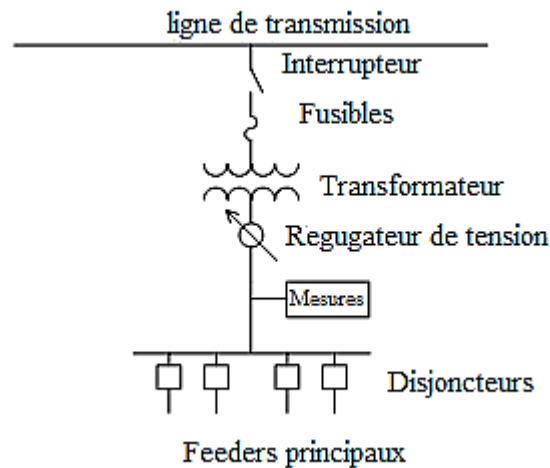


Figure II. 1. Schéma d'un poste de distribution [10]

A. Coupes circuits (haute et moyenne tension)

Pour le cas de la Figure II.1, la coupure de la haute tension se fait avec un simple interrupteur. Des sous-stations plus étendues peuvent utiliser des disjoncteurs à haute tension suivant la variété du niveau de tension des lignes. La coupure en moyenne tension est réalisée avec des disjoncteurs commandés par relais. Dans de nombreux cas, les réenclencheurs seront utilisés à la place de la combinaison relais/disjoncteur.

B. Transformateur de tension

La fonction principale d'une sous-station de distribution est de réduire la tension au niveau de la distribution pour l'adapter à celle demandée par les consommateurs. Sur la figure II.1, un seul transformateur est représenté. Dans d'autres postes, les concepteurs feront appel à deux ou plusieurs transformateurs triphasés. Les transformateurs de sous-stations peuvent être des unités triphasées ou des unités monophasées connectées dans une connexion standard. Il y a beaucoup de Niveaux de tension de distribution "standard". Quelques-uns des plus communs sont de 34,5 kV ; 23,9 kV ; 14,4 kV ; 13,2 kV ; 12,47kV ; 6,6kV.

C. Régulation de tension:

Lorsque la charge sur les départs varie, la chute de tension entre la sous-station et l'utilisateur varie aussi. Afin de maintenir la tension de l'utilisateur dans une plage acceptable, la tension à la sous-station doit aussi varier au fur et à mesure que la charge change. Sur la Figure II.1, la tension est régulée par un régulateur "à gradins" qui modifie la tension de plus ou moins 10% sur le jeu de barre MT. Parfois cette fonction est accomplie avec un transformateur « à changement de prise en charge » (Transformateur à prises multiples). Le

transformateur à prises multiples change les prises sur les enroulements moyenne tension du transformateur quand la charge varie.

D. Protection

La sous-station doit être protégée contre l'occurrence des court-circuits. Dans la conception simple de la Figure II.1, les seuls organes automatiques de protection contre les court-circuits à l'intérieur de la sous-station sont des fusibles haute tension placés sur le transformateur. Tandis que ceux protégeant la sous-station contre les court-circuits qui se produisent à l'extérieur sont des disjoncteurs ou réenclencheurs.

E. Comptage

Chaque poste dispose d'une certaine forme de comptage. Ceci peut être aussi simple qu'un ampèremètre analogique affichant la valeur actuelle du courant de la sous-station, ainsi que les courants minimum et maximum qui ont eu lieu au cours d'une période donnée. Les compteurs enregistreurs numériques sont de plus en plus utilisés. Ces compteurs enregistrent au minimum, les valeurs moyennes et maximales du courant, de la tension, de la puissance, le facteur de puissance, etc. sur une plage de temps spécifiée. Les gammes de temps typiques sont 15 minutes, 30 minutes et 1 heure. Les compteurs numériques peuvent surveiller la sortie de chaque transformateur de la sous-station et/ou la sortie de chaque conducteur.

II.2.2. Les principaux schémas de réseaux de distribution

A partir des feeders du poste MT, on réalise différents schémas selon les besoins de continuité de service et les contraintes de coût. Les configurations les plus utilisées sont les suivantes :

- Structure en antenne ou simple dérivation
- Structure en boucle ou coupure d'artère
- Structure en double dérivation

A. Distribution en antenne ou simple dérivation

Elle est généralement utilisée dans les zones rurales, en réseau aérien. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation. La figure II.2 donne un schéma d'une distribution en antenne.

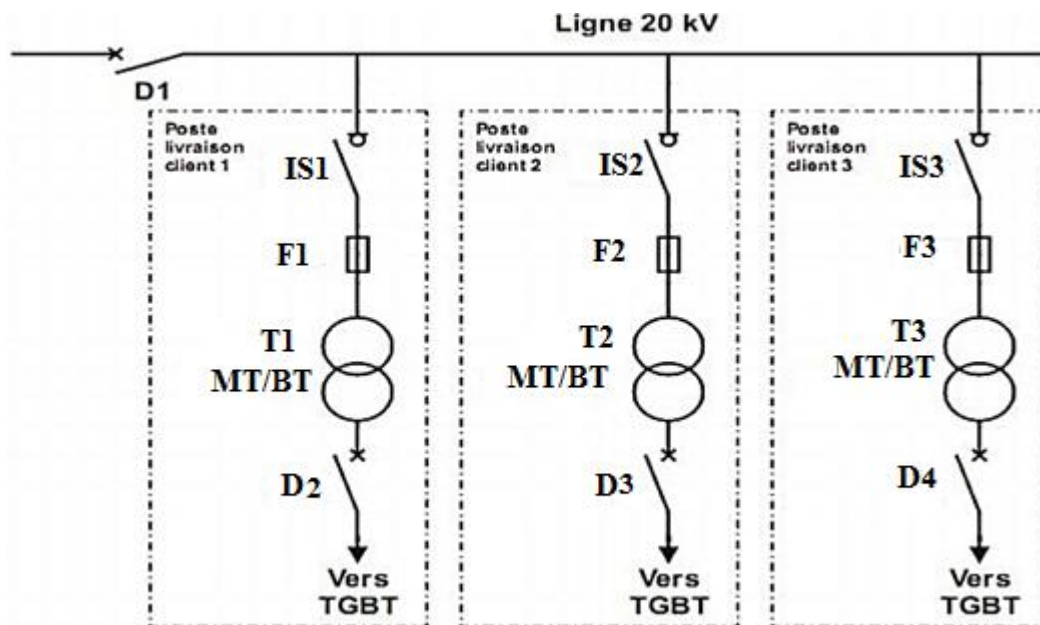


Figure II. 2. Schéma de distribution en antenne [11]

B. Distribution en coupure d'artère ou en boucle

Elle est utilisée en zone urbaine. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, on isole le tronçon en défaut par l'ouverture de 2 appareils de protection ou de sectionnement qui l'encadrent et on réalimente la boucle en refermant le disjoncteur. La figure II.3 donne un schéma d'une distribution en coupure d'artère.

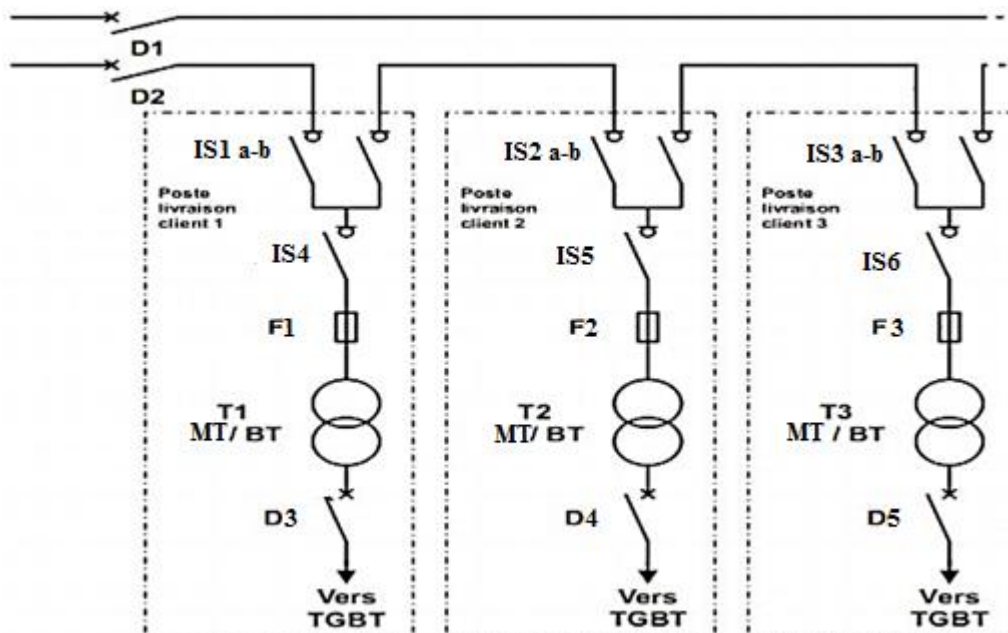


Figure II. 3. Schéma de distribution en coupure d'artère [11]

C. Distribution en double dérivation

Elle est utilisée pour assurer une continuité de service optimale. En cas de défaut sur l'une de ligne, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde. Les deux arrivées sont différentes mais peuvent être issues du même poste source. On ne peut se connecter sur les deux arrivées en même temps grâce au verrouillage mécanique présent sur les sectionneurs d'aiguillage qui y sont branchés. Il est possible que la seconde arrivée (ou la troisième) soit un groupe électrogène (diesel, gaz, autre).

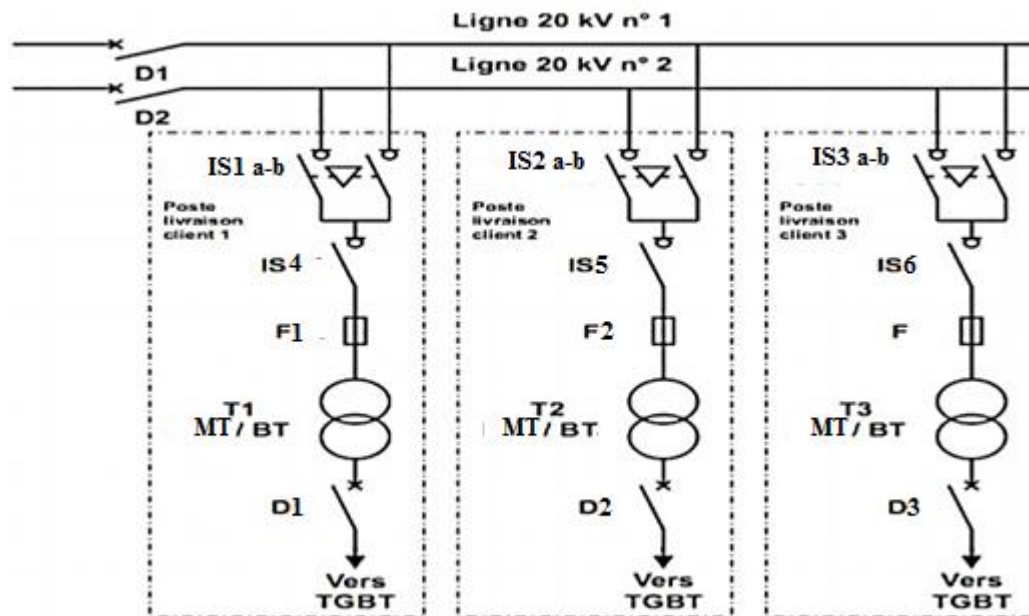


Figure II. 4. Schéma de distribution en double dérivation [11]

II.3. Les pertes dans le réseau électrique

Les pertes dans les réseaux électriques sont inévitables, elles proviennent généralement de la production et du transit sur le réseau. Celles qui proviennent de la production sont liées aux moyens de production et aux auxiliaires. L'amélioration de l'efficacité d'exploitation des outils de production permet de réduire ces pertes. Tandis que les pertes de transport et de distribution proviennent du transit sur le réseau. Elles sont liées à un mauvais rendement du réseau suite au déséquilibre des charges, aux pertes actives et réactives, à un mauvais facteur de puissance, etc... [12]

II.3.1 Classification des pertes d'énergie électrique

Il est connu du principe théorique de l'électrotechnique que le procédé de transfert de l'énergie électrique s'accompagne des pertes. Lors de ce transfert, une partie de la quantité d'énergie à transporter est dissipée dans les conducteurs par effet joule, c'est juste ici

qu'apparaît le sens physique de la notion des « pertes d'énergie électrique ». Les pertes d'énergie ont lieu dans tous les éléments du système électrique à savoir :

- Génératrices ;
- Transformateurs ;
- Lignes électriques ;
- Consommateurs d'énergie (moteurs électriques, installations thermiques, Etc.)

Pour l'ensemble du système électrique, de la production à la distribution, le seuil des pertes globales (pertes nominales augmentées des pertes supplémentaires) considéré comme acceptable par les experts internationaux varient entre 15 et 16%. Ce pourcentage inclut les pertes techniques et les pertes non techniques.

a. Classification des pertes d'énergie électrique selon l'origine

La classification des pertes d'énergie selon l'origine montre que les pertes totales sont une composante sommaire des pertes nominales et des pertes supplémentaires tel qu'indiqué sur la figure II.5. La première composante engendre l'ensemble des pertes en projet, ces pertes sont inévitables, tandis que la seconde composante est considérable, se manifeste et croît dès qu'il apparaît le dérèglement dans le système.

b. Classification des pertes d'énergie électrique selon l'enregistrement

La figure II.6 donne une classification des pertes électriques selon l'enregistrement. On distingue ainsi :

❖ Pertes techniques

Ces pertes sont évaluées en faisant la différence entre les injections et les soutirages entre les différents niveaux.

Elles représentent 5% à 10% maxi (distribution) et 3% (transport) des pertes totales.

❖ Les pertes non techniques

L'énergie consommée non enregistrée constitue la composante principale des pertes non techniques. S'il paraît aisé d'en estimer le niveau par réduction des pertes globales ou par la différence entre l'énergie injectée au réseau de distribution et l'énergie effectivement facturée, les origines de ces pertes ne sont pas toujours évidentes et ne peuvent être mesurées avec précision. Elles ne sont estimées que dans certains pays en développement.

Les pertes de nature non technique peuvent atteindre 50% de la quantité totale d'électricité injectée dans le réseau! Des facteurs endogènes (mauvaise maîtrise de la facturation, agents malhonnêtes, etc.) et exogènes (utilisation frauduleuse de l'énergie, etc.)

aux sociétés de distribution sont considérés. Aussi, les moyens de les combattre et de les réduire sont à imaginer. Des mesures et des contrôles sur le terrain sont parmi ces moyens. Ce sont des opérations relativement difficiles et complexes qui nécessitent de l'organisation et de la méthode.

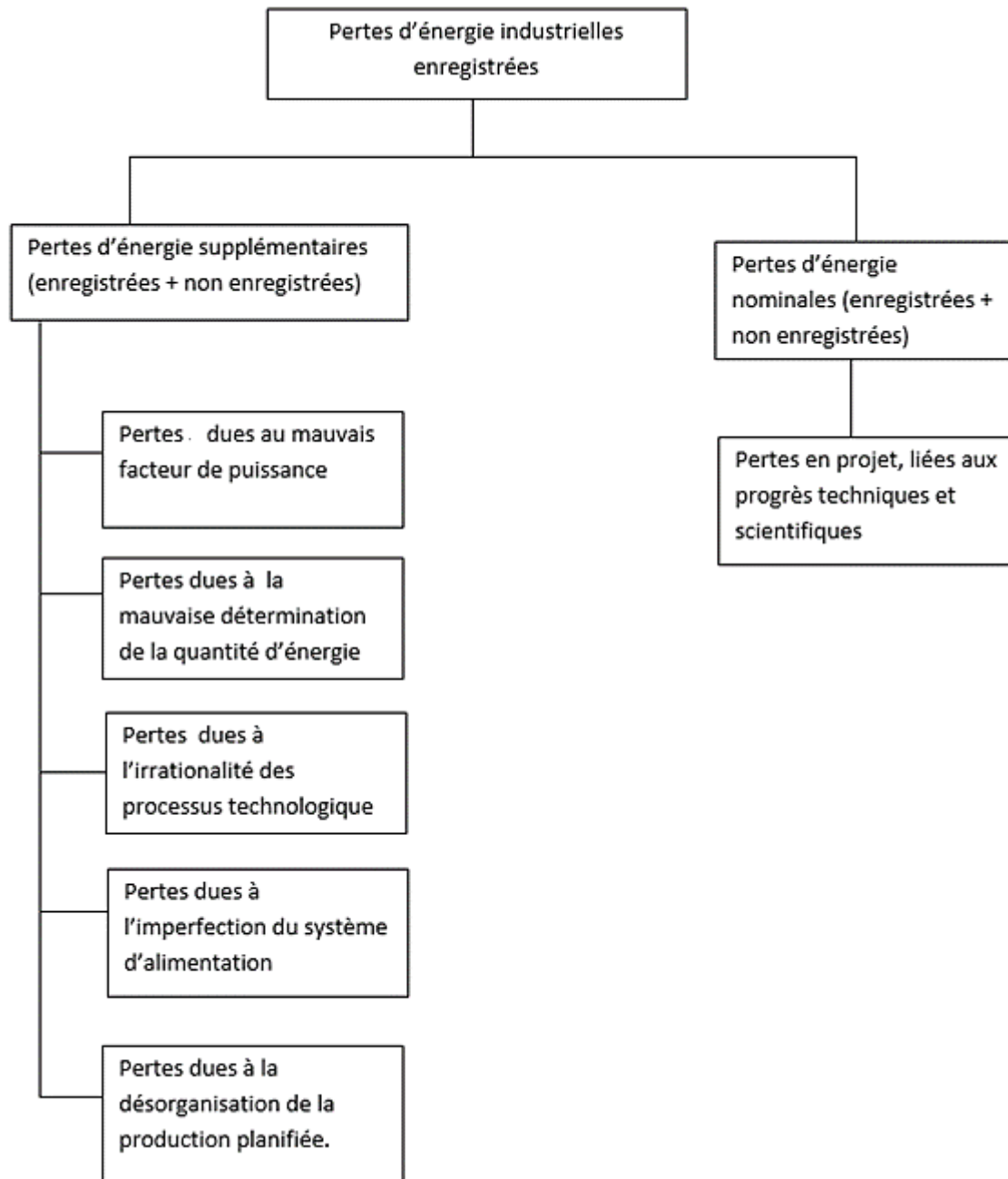


Figure II. 5. Classification de pertes selon l'origine [12]

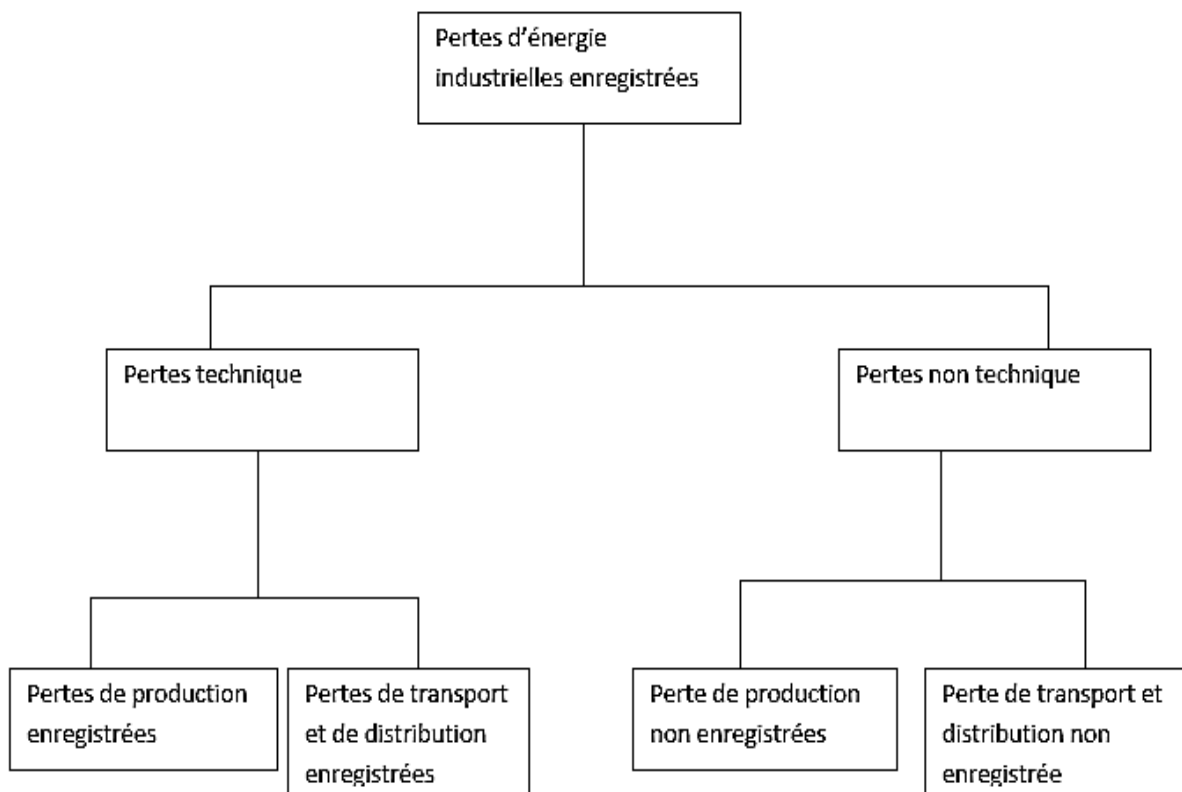


Figure II. 6. Classification des pertes selon l'enregistrement [12]

II.3 Calcul des pertes avec les méthodes d'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance est l'outil de base pour déterminer l'état du réseau en régime statique. Le problème est de déterminer l'angle et l'amplitude de la tension sur chaque nœud du réseau pour ensuite déduire l'écoulement de puissance sur les lignes en fonction des différentes puissances consommées par les clients ou injectées par les générateurs. Les équations du calcul de l'écoulement de puissance sont non-linéaires de sorte qu'il est nécessaire d'utiliser des méthodes itératives pour résoudre numériquement ces équations et trouver les différents paramètres comme [11]:

- Le courant dans chaque branche
- La puissance transitée dans chaque branche
- Les pertes totales de puissance actives et réactives dans le réseau
- La tension de chaque jeu de barre.

II.3.1 Modèle des éléments du réseau

A. Modèle des lignes

Au point I.3.5 nous avons vu qu'une ligne de distribution étant courte, elle peut être modélisée par son impédance série uniquement comme le montre la figure II.7.

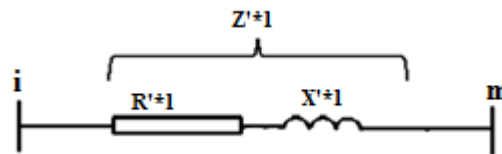


Figure II. 7. Paramètres d'une ligne [1]

B. Modèle de charge

Les charges représentent les consommations connectées au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds. Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale. Le modèle d'une charge est repris par la figure II.8.

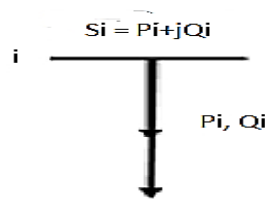


Figure II. 8. Modèle d'une charge [1]

C. Classification de jeu de barres (nœuds)

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barre i du réseau, à savoir le module de la tension V_i , la phase de la tension δ_i , la puissance active injectée P_i et la puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories comme indiqué dans le tableau II.1. [11] :

❖ Les jeux de barres de référence

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 $N^{\circ} 0$ connecté à une source de tension d'où le module V et la phase δ de la tension sont connues (généralement $V = 1\text{pu}$ et $\delta = 0^{\circ}$).

❖ Les jeux de barres de contrôle

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.

❖ Jeux de barres de charge

Appelés aussi 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 II. 1. Les types de nœuds

Types de nœuds	Données	Inconnus
Nœuds producteurs	P et $ V $	Q et δ
Nœuds consommateurs	P et Q	$ V $ et δ
Nœud de bilan	$ V $ et δ	P et Q

II.3.2. Les équations de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Une description totale de la topologie du système en utilisant leurs impédances (admittances) est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissance.

La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et de sa topologie. Considérons donc le schéma représentatif du réseau de la figure II.9.

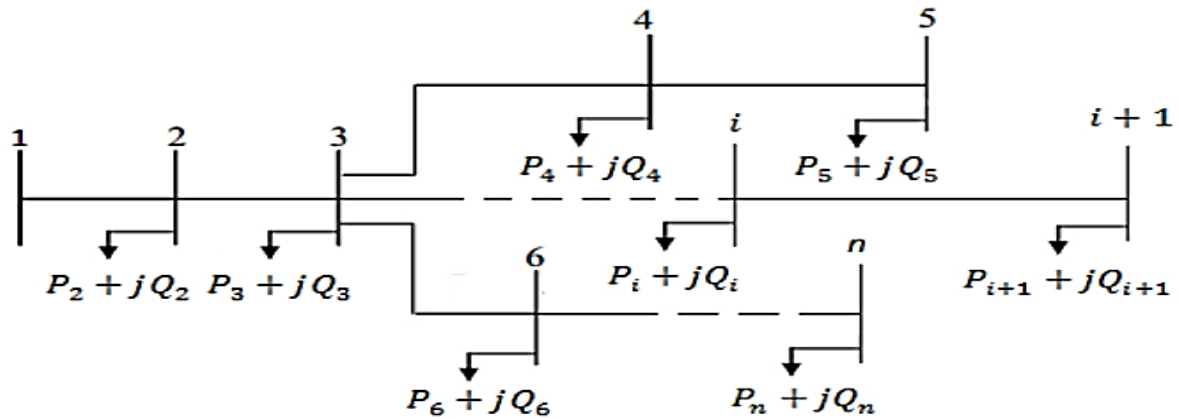


Figure II. 9. Réseau de distribution à n nœuds [1]

Le conjugué de la puissance apparente au nœud i est donnée par la relation suivante :

$$\bar{S}_i^* = \bar{I}_i * \bar{V}_i^* \quad (\text{II.1})$$

\bar{I}_i et \bar{V}_i^* sont respectivement le courant et le conjugué de la tension au nœud i

L'expression de la tension au nœud i sous la forme trigonométrique est :

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (\text{II.2})$$

δ_i étant l'angle de la tension du nœud i

Le courant au nœud i est la somme du produit de ses admittances mutuelles avec les autres nœuds et la tension en ce nœud :

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im}) \quad (\text{II.3})$$

Y_{im} et θ_{im} sont respectivement le module et l'angle de l'admittance de la branche i - m

L'admittance de la branche i - m est donnée par l'expression

$$\bar{Y}_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (\text{II.4})$$

ρ_{im} et β_{im} sont respectivement la conductance et la susceptance de la branche i - m

En remplaçant l'expression du courant, l'équation (II.1) peut s'écrire :

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = V_i \angle -\delta_i * [\sum_{m=1}^N \bar{Y}_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im})] \quad (\text{II.5})$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire de l'équation (II.5) on a l'équation (II.6) des puissances actives et l'équation (II.7) des puissances réactives au jeu de barre i .

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (\text{II.6})$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (\text{II.7})$$

Ce sont des équations non linéaires qui ne peuvent être résolues par des méthodes analytiques. La solution est obtenue par des méthodes numériques. Les équations de circulation de puissance relient tension et puissance au lieu de tension et courant.

Si P_{Gm} et Q_{Gm} désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud m , et si P_{Dm} et Q_{Dm} désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par le nœud m , les pertes de puissance actives P_L et les pertes de puissance réactive Q_L sont définies comme suit :

$$P_L = \sum_{i \neq m}^N [(P_{Gi} + P_{Gm}) - (P_{Di} + P_{Dm})] \quad (\text{II.8})$$

$$Q_L = \sum_{i \neq m}^N [(Q_{Gi} + Q_{Gm}) - (Q_{Di} + Q_{Dm})] \quad (\text{II.9})$$

II.3.3 Résolution des équations de l'écoulement de puissance

A. 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. [8]

Pour un système à plusieurs variables, la méthode de Gauss-Seidel utilise à chaque itération, la valeur la plus récente calculée.

\bar{Y}_{ii} : l'élément diagonal de la matrice admittance relatif au nœud i , et est égale à la somme de toutes les admittances élémentaires et shunt aboutissant à ce nœud.

\bar{Y}_{im} : est l'élément non diagonale de la matrice admittance, relative à la liaison i - m , et est égal à l'admittance élémentaire de cette liaison précédée du signe moins.

y''_{im} : Susceptance.

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{i \neq m}^N y_{im} + \sum_{m=1}^N \frac{y''_{im}}{2} \quad (\text{II.10})$$

$$\bar{Y}_{im} = -\bar{Y}_{mi} \quad m \neq i \quad (\text{II.11})$$

D'où le processus de Gauss-Seidel :

$$\bar{V}_i^{(k+1)} = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left[\frac{(P_i - jQ_i)}{\bar{V}_i^{*(k)}} + \sum_{\substack{i=1 \\ m \neq i}}^{i-1} \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} + \sum_{m=i+1}^N \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} \right] \quad (\text{II.12})$$

k étant le numéro de l'itération.

Les expressions des puissances actives et réactives sont calculées à partir des expressions suivantes :

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left[\bar{V}_i^{*(k)} \left[\bar{V}_i^{(k)} \bar{Y}_{ii} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^{i-1} \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} + \sum_{m=i+1}^N \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{II.13})$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left[\bar{V}_i^{*(k)} \left[\bar{V}_i^{(k)} \bar{Y}_{ii} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^{i-1} \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} + \sum_{m=i+1}^N \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{II.14})$$

\Re et \Im symbolisent respectivement la partie réelle et la partie imaginaire d'un nombre complexe.

B. Méthode de Gauss Seidel avec accélération

La méthode de Gauss-Seidel avec accélération utilise le même processus que celle de Gauss-Seidel sans accélération sauf que la valeur calculée sera accélérée avant d'être introduite dans le calcul de la valeur suivante. La valeur accélérée est calculée à partir de l'expression suivante :

$$\bar{V}_i^{(k+1)} = \bar{V}_i^{(k)} + \alpha \times \Delta \bar{V}_i^{(k+1)} \quad (\text{II.15})$$

On calcule $\Delta \bar{V}_i^{(k+1)}$ après chaque itération en utilisant l'expression suivante :

$$\Delta \bar{V}_i^{(k+1)} = \bar{V}_i^{(k)} - \bar{V}_i^{(k-1)} \quad (\text{II.16})$$

Les calculs s'arrêtent lorsque la condition suivante est vérifiée :

$$\left| \Delta \bar{V}_i^{(k+1)} \right| \leq \varepsilon \quad (\text{II.18})$$

Le coefficient α est dit "coefficient d'accélération de convergence", et prend généralement la valeur 1,7.

C. Algorithme de Gauss Seidel :

1^{ère} Etape :

Formation de la matrice [Y]

2^e Etape :

Estimation des valeurs initiales des tensions nodales $V_i^{(0)} = 0$ avec $i = 1, \dots, N$

3^e Etape :

Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation (II.12). On calcule aussi l'écart entre les valeurs d'une même tension trouvées aux itérations suivantes par la relation (II.16). On introduit le facteur d'accélération α pour réduire le nombre d'itération de la relation (II.15).

4^e Etape :

Une fois le test de convergence est vérifié ($\text{Max } |\Delta V_i^{(k+1)}| \leq \varepsilon$) les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule :

- i. Les puissances transitées :

$$\bar{S}_{im}^* = \bar{V}_i^* (\bar{V}_i - \bar{V}_m) \bar{Y}_{im} + \bar{V}_i^* \bar{V}_i \frac{\bar{Y}_{im}}{2} \quad (\text{II.18})$$

- ii. Les pertes dans les différents tronçons de la ligne :

$$\bar{S}_{Lim} = \bar{S}_{im} + \bar{S}_{mi} \quad (\text{II.19})$$

- iii. Les pertes totales : $\bar{S}_L = \sum_{i=1}^N \bar{S}_{Lim}$ (II.20)

Si non aller à l'étape 3. [11]

D. 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. [11]

1^o Formulation mathématique

Considérons un réseau de distribution avec une configuration radiale constituée d'un certain nombre de branches, comme présenté à la figure II.10. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure. [11]

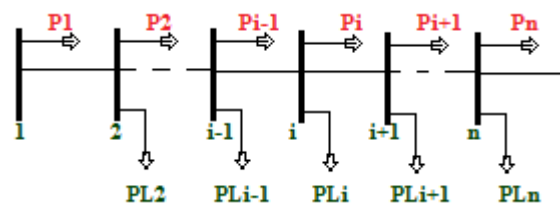


Figure II. 10. Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

L'impédance d'une branche i quelconque de ce réseau s'écrit comme sur la figure II.11.

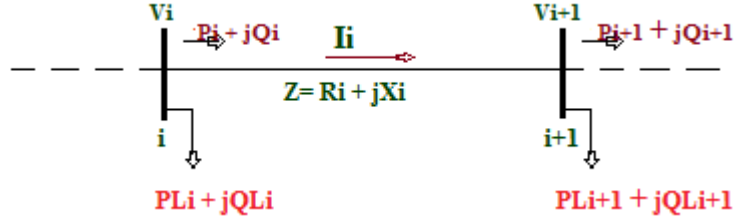


Figure II. 11. Représentation de deux jeux de barre

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

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}'^2} \quad (\text{II.21})$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}'^2} \quad (\text{II.22})$$

$$\text{Avec : } P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1} \quad \text{et} \quad Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1} \quad (\text{II.22a,b})$$

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 :

$$\bar{I}_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j X_i} \quad (\text{II.23})$$

2^o Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barre

D'après la Figure II.11, le courant dans la branche $i-i+1$ peut s'écrire de deux façons :

$$\begin{cases} \bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ \bar{I}_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j X_i} \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

En égalisant les deux expressions de (II.24), on obtient :

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j X_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (\text{II.25})$$

En développant (II.25) et en séparant la partie réelle de la partie imaginaire, nous obtenons les équations :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + j X_i) \quad (\text{II.26})$$

$$\begin{cases} V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \\ V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i - P_i X_i \end{cases} \quad (\text{II.27})$$

En élevant les deux membres des équations (II.27) au carré on obtient :

$$\begin{cases} (V_i V_{i+1})^2 \cos^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 \sin^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{cases} \quad (\text{II.28})$$

En additionnant les deux équations de (II.28) membre en membre, nous obtenons après développement une nouvelle équation.

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{[(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2]}{V_i^2} \quad (\text{II.29})$$

Finalement 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 :

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \right]^{1/2} \quad (\text{II.30})$$

Toujours à partir de (II.27) divisons membre en membre les deux les équations, ainsi l'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \quad (\text{II.31})$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \tan^{-1} \left(\frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \quad (\text{II.32})$$

3⁰ Pertes de puissance active et réactive

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche i de la Figure II.11 s'écrivent comme suit :

$$P_{perdu,i} = R_i I_i^2 \quad (\text{II.33})$$

Les pertes joules totales dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (II.33).

$$P_{Tperdu} = \sum_{i=1}^N P_{perdu,i} \quad (\text{II.34})$$

Les pertes de puissance réactives au niveau d'une branche i s'écrivent comme suit :

$$Q_{perdu,i} = X_i I_i^2 \quad (\text{II.35})$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (II.35).

$$Q_{Tperdu} = \sum_{i=1}^N Q_{perdu,i} \quad (\text{II.36})$$

4^o 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). [1]

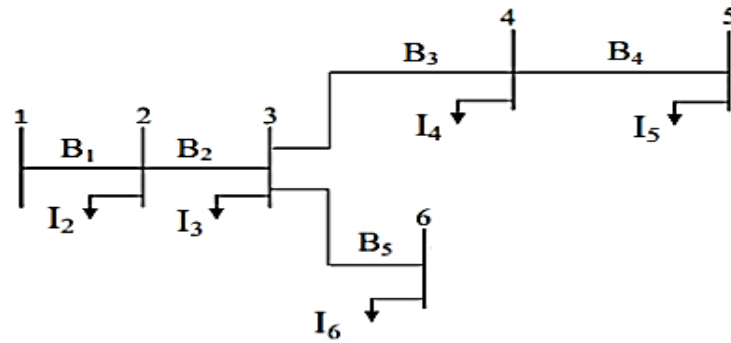


Figure II. 12. Réseau de distribution simple [11]

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

$$S_i = (P_i + jQ_i), \quad i = 1, \dots, N \quad (\text{II.37})$$

$$I_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (\text{II.38})$$

Où S_i est la puissance apparente consommée par la charge de l'une de trois phases (a,b ou c), composée de P_i et Q_i qui sont respectivement les puissances active et réactive de la charge par phase, N 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 :

$$\begin{aligned} B_1 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ B_2 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ B_3 &= I_4 + I_5 \\ B_4 &= I_5 \\ B_5 &= I_6 \end{aligned} \quad (\text{II.39})$$

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 :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \Rightarrow [B] = [BIBC][I] \quad (\text{II.40})$$

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 II.12 est établie par les équations (II.41) et (II.42)

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (\text{II.41})$$

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \quad (\text{II.42})$$

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 (II.40) et (II.42), nous pouvons écrire la relation suivante : $[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I]$ (II.43)

La solution du calcul de répartition de charge est obtenue par une résolution itérative de l'équation (II.37). La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (II.38) et suivant le critère d'arrêt de l'équation (II.45).

$$[V^{k+1}] = [V^0] + [\Delta V^{k+1}] \quad (\text{II.44})$$

$$\text{Max}([V^{k+1}] - [V^k]) < \varepsilon \quad (\text{II.45})$$

E. Algorithme de la methode Backward/Forward.

1^{ere} Etape :

Lire les données du réseau

2^e Etape :

Identifier les types de nœuds

3^e Etape :

Initialiser les tensions de tous les jeux de barres (nœuds) a 1 pu.

4^e Etape :

Détermination de la matrice [BIBC] et [BCBV]

5^e Etape :

Calcul des courants injectés [I] en appliquant l'équation **(II.38)**

6^e Etape :

Calcul des courants traversant les branches en appliquant l'équation **(II.40)**

7^e Etape :

Calcul des modules de nouvelles tensions et les phases au niveau de tous les jeux de barre en appliquant l'équation **(II.42)**.

8^e 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 **(II.33)** et **(II.35)**.
- Les pertes active et réactive totales par les équations **(II.34)** et **(II.36)**

Si non retour à l'étape 5. [11]

II.4 Conclusion

Le réseau de distribution est la dernière hiérarchie de réseau reliant le producteur au consommateur. Il doit ainsi transiter la puissance du poste de distribution avec le moins de pertes possibles mais aussi être fiable et assurer la continuité de service. Différentes structures sont mis au point pour garantir cette dernière exigence. Les pertes quant à elles dépendent non seulement de la structure du réseau mais aussi des différents paramètres évoqués dans ce chapitre. Pour évaluer les pertes dues à la structure du réseau, le calcul de l'écoulement de puissance est l'un des outils de base. Plusieurs algorithmes ont été développés pour résoudre les équations de l'écoulement de puissances dont deux ont été présentés. Le réseau de distribution de la SNEL/Goma est radial et la méthode Backward/Forward est la mieux adaptée pour son calcul. En outre, c'est un algorithme simple à mettre en œuvre et rapide.

Chap III. L'ETUDE ANALYTIQUE DES PERTES DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION MT DE LA VILLE DE GOMA

III.1. Introduction

Le présent chapitre expose les différents résultats de calculs de l'écoulement de puissance du réseau de distribution MT de la SNEL/Goma, effectués au moyen de la méthode numérique Backward/Forward. L'analyse est faite feeder par feeder afin de relever pour chacun d'eux : la tension aux niveaux des jeux de barres, la chute de tension entre le point de départ et la dernière cabine, les courants de transit et les pertes de puissances actives et réactives pour chaque tronçon du feeder.

III.2. Présentation du réseau MT de la SNEL/Goma

III.2.1. Poste de transformation HT/MT

Construit dans les années 1982-1983, il est alimenté par une ligne HT de 70kV venant des centrales hydroélectriques de Ruzizi (I et II). Il sert à alimenter le réseau de distribution MT de la ville sous des tensions de 6,6 et 15kV. Il comprend :

- *Une salle de commande* : où sont les équipements de commande à distance des disjoncteurs, des sectionneurs côté 70kV, du régulateur de tension côté HT et des appareils de mesure (voltmètres, ampèremètres, fréquencemètre, compteurs électronique d'énergie active et réactive).
- *Une salle de dispatching* : où sont placés les équipements moyenne tension (15KV et 6,6KV) tel que les disjoncteurs MT et les jeux de barres 15kV et 6,6kV.
- *Une salle des batteries* : Cette salle est équipée des batteries assurant les services auxiliaires du poste (communication avec la centrale de Ruzizi, éclairage, ...) et l'enclenchement des disjoncteurs côté HT à partir de leurs moteurs de commande.

Les principaux éléments qui constituent le poste sont :

A. Transformateurs

Le poste HT/MT a deux transformateurs de puissance à faible volume d'huile ayant chacun les caractéristiques suivantes :

- Couplage: Yd
- S_n : 10MVA
- U_1/U_2 : 110kV, 70kV/15kV
- I_n : 385A (15kV)
- U_{cc} : 10,6 kV

Les auxiliaires du poste sont alimentés par deux transformateurs, chacun directement branchés sur un de deux premiers transformateurs de puissance. Leurs caractéristiques sont les suivantes :

- Couplage: ZNyn11
- P_n : 160kVA
- U_1/U_2 : 15/0.4kV

B. Jeu de barres

Selon le matériau, les dimensions et le niveau de tension, trois types de jeux de barre sont présents au poste. Le tableau III.1 en donne un aperçu.

Tableau III. 1. Caractéristiques des jeux de barres du poste HT (Source : SNEL DNK)

Désignation	Dimensions	Matériau
Jeu de barres 70kV	150mm ² (câble)	Allu-Acier
Jeu de barres 15kV	4x40mm ² (méplat)	Cuivre
Jeu de barres 6,6kV	8x20mm ²	Cuivre

C. Disjoncteurs :

Les disjoncteurs coté HT sont commandés à partir de la salle de commande. Les caractéristiques des différents disjoncteurs sont reprises dans le tableau III.2.

Tableau III. 2. Caractéristiques des disjoncteurs du postes HT (Source : SNEL DNK)

Désignation	Diélectrique utilisé pour la coupure de l'arc	Un	In	Pouvoir de coupure
Disj. Jeu de barres 70kV	Bain d'huile	123kV	1250A	165kA
Disj. Transfo 1 et 2	Bain d'huile	145kV	3150A	10kA

Disj. De couplage barres 15kV	SF ₆	17,5kV	800A	-
Disj. Feeders S/st, RS, S, C, N	SF ₆	24kV	800A	-

D. Feeders

Ils sont au nombre de 7 dont 4 partent du jeu de barres 15kV et 2 du jeu de barre 6,6kV. La section et la nature de chaque ligne MT est repris dans le tableau III.3. Les feeders MONUSCO et Camps militaire ne feront pas l'objet de nos calculs suite à l'insuffisance des données les concernant. En outre, ils ne représentent que 2,6% de toute la puissance installée du réseau.

Tableau III. 3. Section et nature des conducteurs des feeders (Source : SNEL DNK)

Désignation de la ligne	Section et nature	Mode de pose	Un
Feeder Sud	50mm ² Allu-Acier	Aérienne	15kV
Feeder Centre	50mm ² Allu-Acier	Aérienne	15kV
Feeder Nord	50mm ² Allu-Acier	Aérienne	15kV
Feeder Route Sake	70mm ² Allu-Acier	Aérienne	15kV
Feeder SOTRAKI	50mm ² Allu-Acier	Aérienne	6,6kV
Feeder Camps militaire	95mm ² Cuivre	Souterraine	6,6kV
Feeder MONUSCO	50mm ² Allu-Acier	Aérienne	15kV

E. Schéma unifilaire du poste et du réseau de distribution MT de la ville de Goma

Le Schéma unifilaire du poste est donné à la figure III.1 et celui du réseau de distribution à la figure III.2.

F. Quelques paramètres d'entrée du programme d'écoulement de puissance

Tableau III. 4. Quelques paramètres d'entrée du programme d'écoulement de puissance

Fréquence	50Hz
Résistivité	$2,7 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$
Prix du kilowattheure	0,108 \$

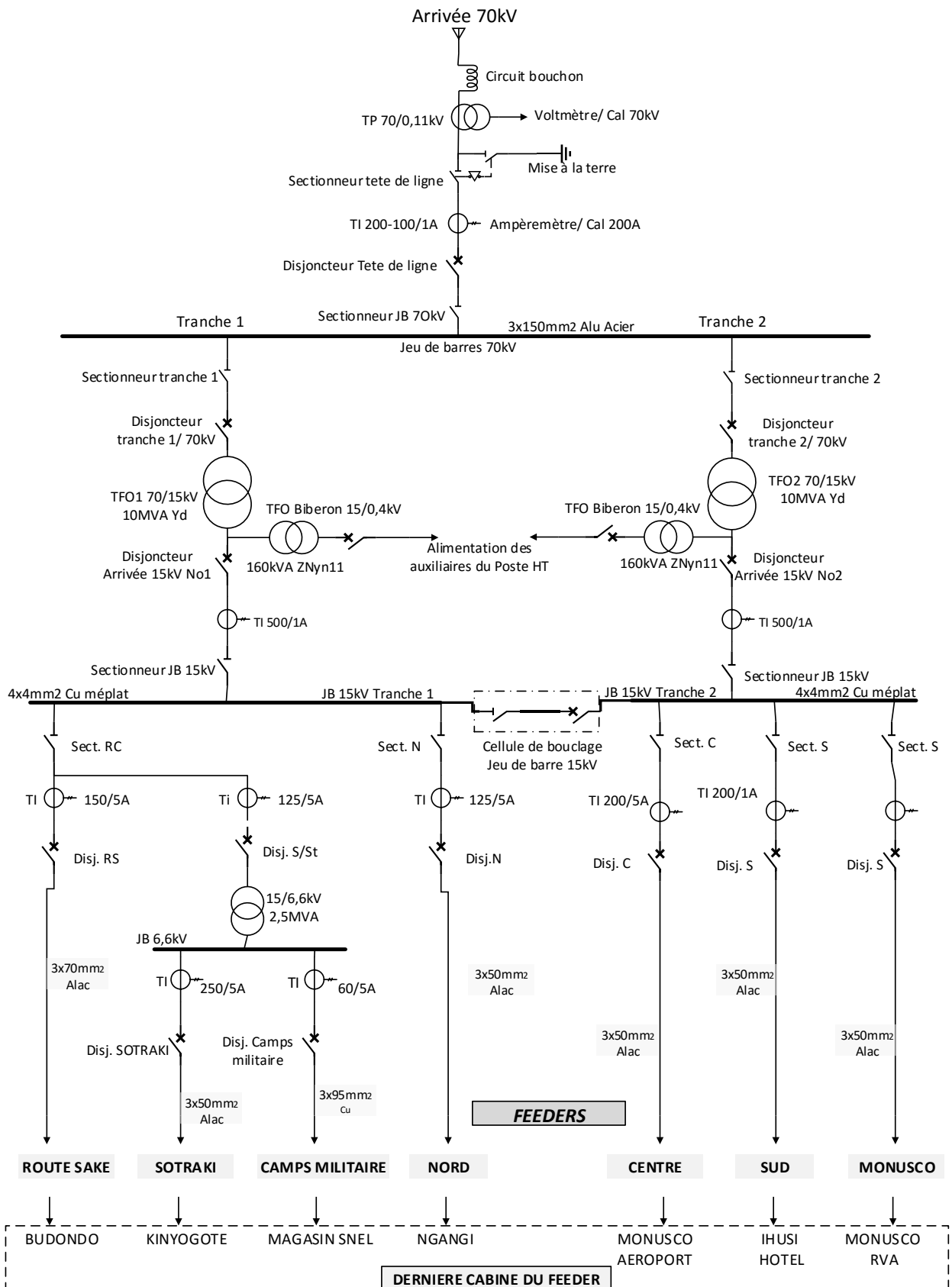


Figure III. 1. Schéma unifilaire du poste HT/MT de la SNEL (Source : SNEL DNK)

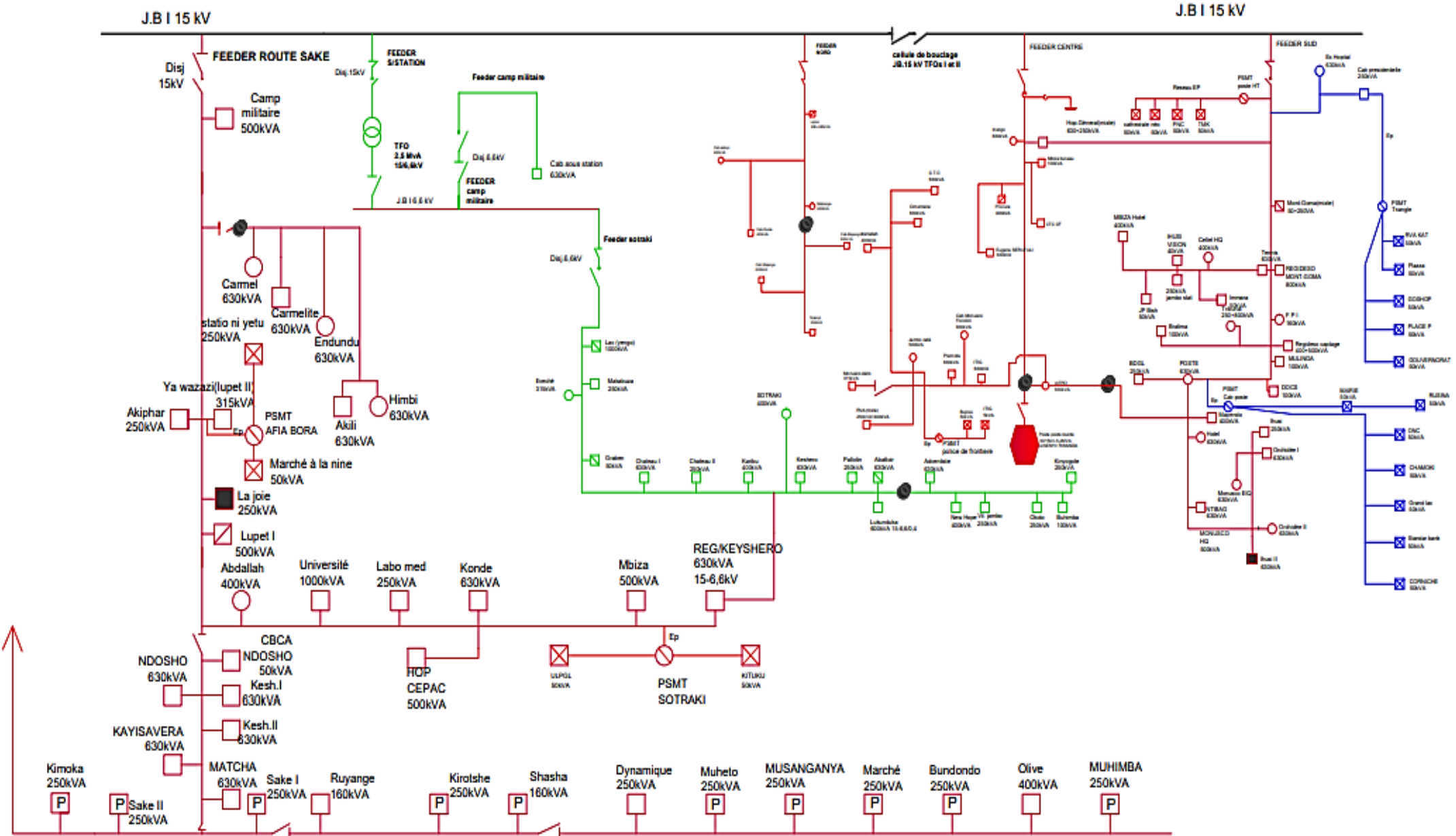


Figure III. 2. Réseau de distribution MT de la ville de Goma (Source : SNEL DNK)

III.3 Feeder Sotraki

III.3.1 Présentation du feeder

La structure de ce feeder ainsi que ses caractéristiques (qui sont données à l'annexe 1, longueurs des tronçons comprises), ont permis d'aboutir à la représentation globale de la figure III.3

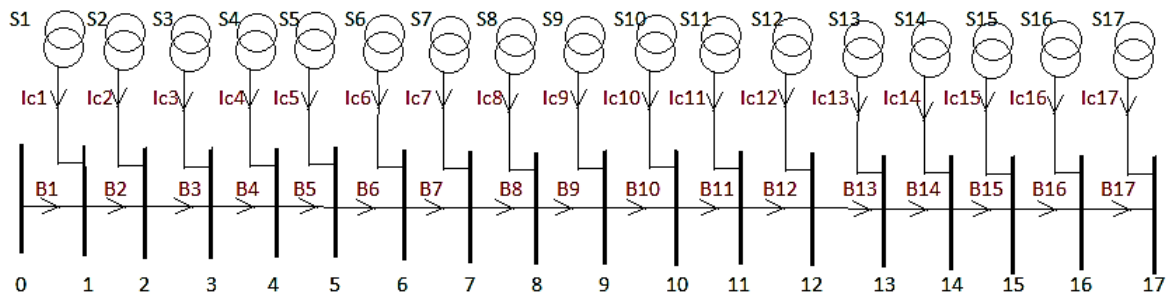


Figure III. 3. Schéma unifilaire du feeder Sotraki

- Nombre de jeux de barre : 18
- Nombre de branches : 17. Le jeu de barre pris comme référence est le numéro 0
- Tension de base : 6,6 kV. Puissance de base : 1000 kVA

III.3.2. Résultats et interprétations

Le nombre d'itérations nécessaires à l'algorithme pour atteindre les résultats avec une erreur de 10^{-8} est de 8 itérations pour un temps de calcul de 1,04 seconde. Les chutes de tension ont été initialisées à 0 pu.

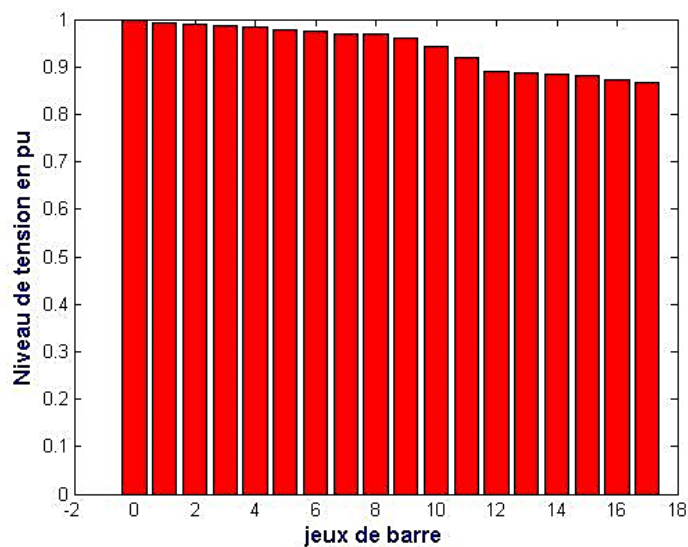


Figure III. 4. Profile des tensions des jeux de barre du feeder Sotraki

Tableau III. 5. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Sotraki

JDB	Tension (pu)	Angle (degré)	Branches	Courant actif (pu)	Courant réactif (pu)	Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVAr)
0	1	0					
1	0.9917	-0.1762	1	5.9771	-3.4340	39.4242	46.8981
2	0.9898	-0.2164	2	5.1255	-2.9258	7.5580	8.9908
3	0.9865	-0.2871	3	4.9129	-2.7992	12.6508	15.0491
4	0.9841	-0.3414	4	4.6457	-2.6404	9.1117	10.8391
5	0.9771	-0.4959	5	4.6034	-2.6153	25.4029	30.2186
6	0.9741	-0.5643	6	4.0729	-2.3025	9.7791	11.6330
7	0.9704	-0.6484	7	3.8629	-2.1789	11.2979	13.4397
8	0.9689	-0.6828	8	3.5278	-1.9824	4.1804	4.9729
9	0.9600	-0.8899	9	3.1931	-1.7864	22.3848	26.6284
10	0.9418	-1.3347	10	2.6696	-1.4819	38.6738	46.0054
11	0.9186	-1.9302	11	2.4647	-1.3645	45.5868	54.2289
12	0.8895	-2.7331	12	1.4743	-0.8074	34.2607	40.7557
13	0.8888	-2.7534	13	0.9780	-0.5344	0.5549	0.6601
14	0.8837	-2.9022	14	0.6631	-0.3612	2.7294	3.2468
15	0.8809	-2.9856	15	0.4671	-0.2539	1.0640	1.2658
16	0.8715	-3.2675	16	0.2714	-0.1469	2.0535	2.4427
17	0.8674	-3.3910	17	0.1937	-0.1048	0.6314	0.7510
Pertes Totales	267.34 kW 318.02 kVAr						
ΔU JDB N° 17	875.04 V						

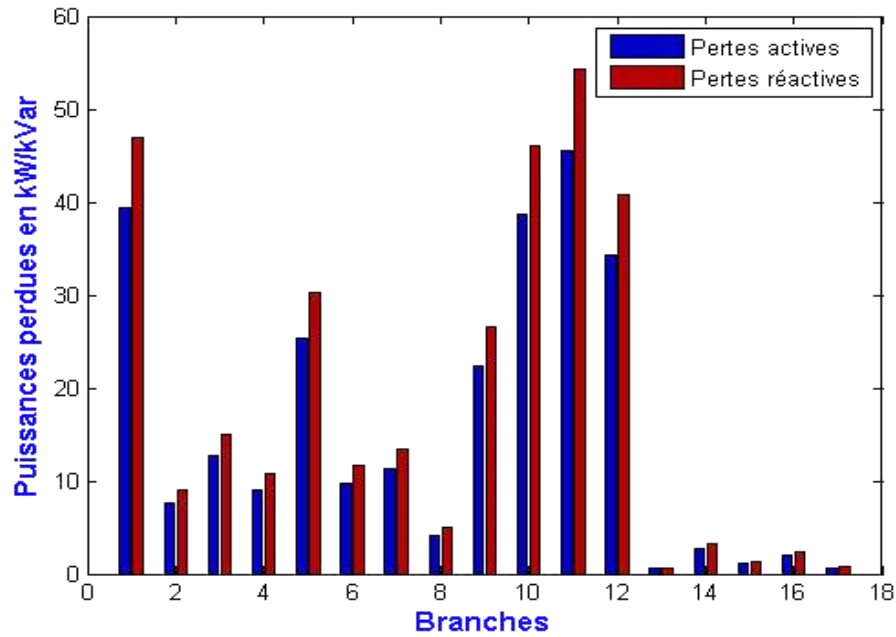


Figure III. 5. Profil des pertes dans les branches du feeder Sotraki

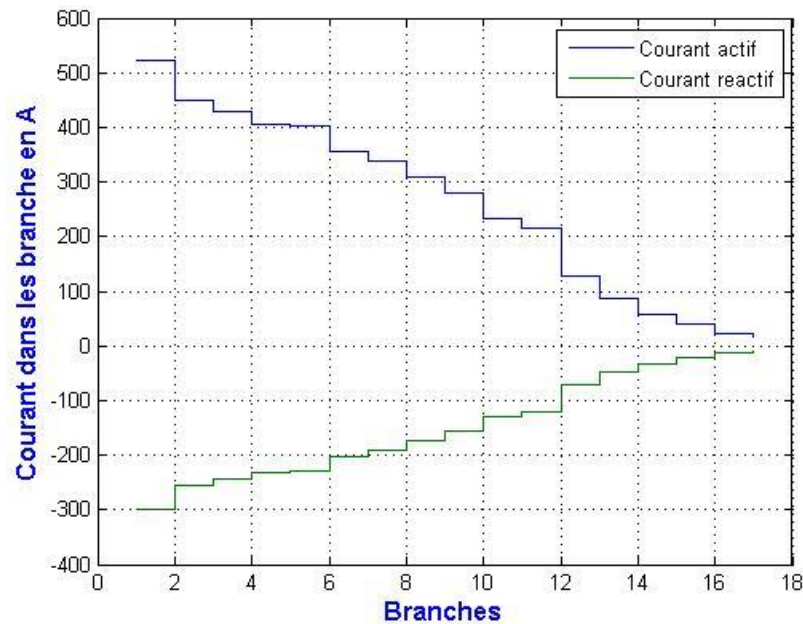


Figure III. 6. Profil du courant dans les branches du feeder Sotraki

Le tableau III.4 et la figure III.4 donnent le niveau de tension de jeux de barre, leurs phases (angles) ainsi que les courants, les pertes dans les branches, résultats obtenus grâce à l'étude de l'écoulement de puissance du feeder Sotraki. Pour un régime de fonctionnement nominal (toutes les cabines fonctionnant plus ou moins à leur puissance nominale), la chute de tension maximale se situe au niveau du dernier jeu de barre et vaut 875V, soit 13,25% de la tension nominale (qui vaut 6,6kV). La puissance apparente perdue est de 415,46 kVA, soit 6%

de la puissance nominale du feeder (qui vaut 6,89 MVA). Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement 267,34 kW et 318,02 kVAr ce qui correspond respectivement à 64,3% et 76,5% des pertes totales du feeder. Les pertes maximales se situent au niveau de la 11^e branche telle que l'indique la figure III.5. La figure III.6 donne le profil du courant des branches. En outre, cet écoulement de puissance nous a ainsi permis d'évaluer à 6,89 MVA la demande nominale en énergie de ce feeder pour une puissance installée d'environ 7,3 MVA.

III.4. Feeder Centre

III.4.1. Présentation du feeder

Le schéma unifilaire du feeder est donné à la figure III.6, il résulte des données repris à l'annexe 2.

- Nombre de jeux de barre : 19. Le jeu de barre pris comme référence est le numéro 0
- Nombre de branches : 19
- Tension de base : 15 kV. Puissance de base : 1150 kVA.

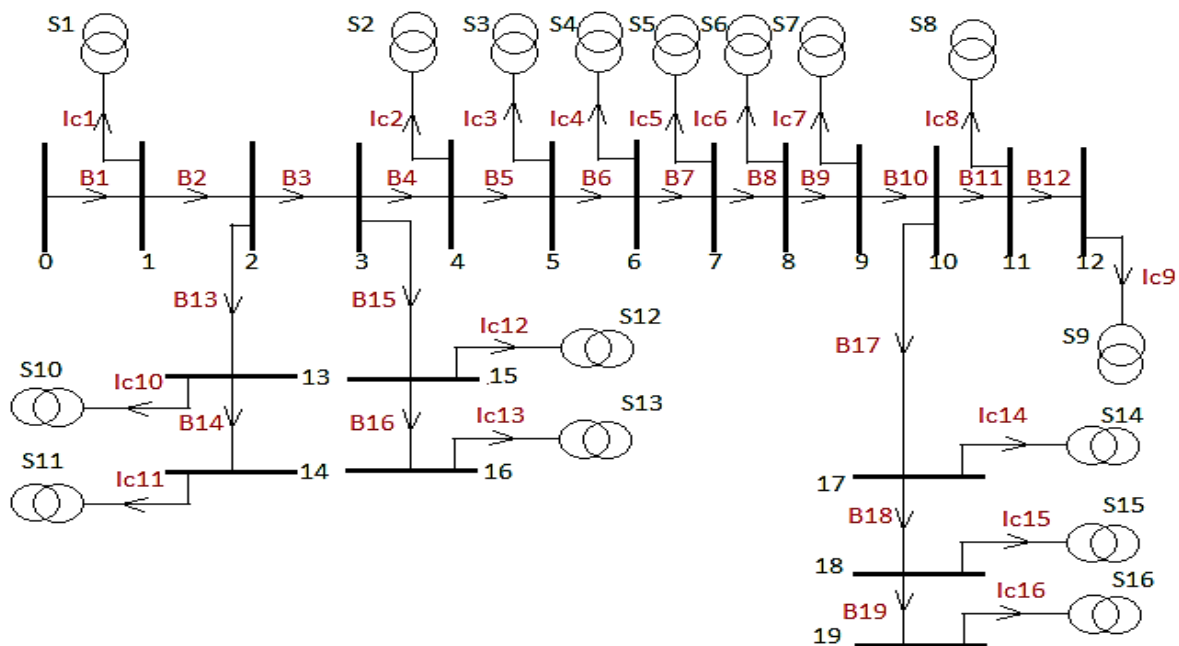


Figure III. 7. Schéma unifilaire du feeder Centre

III.4.2. Résultats et interprétations

Le nombre d'itérations nécessaires à l'algorithme pour atteindre les résultats avec une erreur de 10^{-9} est de 7 itérations pour un temps de calcul de 0,99 seconde. Les chutes de tensions ont été initialisées à 0 pu.



Figure III. 8. Niveau de tension des jeux de barres du feeder Centre

Tableau III. 6. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Centre

JDB	Tension (pu)	Angle (degré)	Branches	Courant actif (pu)	Courant réactif (pu)	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
0	1.0000	0					
1	0.9859	-0.2858	1	5.8039	-3.3945	74.9325	87.8735
2	0.9730	-0.5564	2	5.3395	-3.1185	63.3758	74.3209
3	0.9705	-0.6098	3	5.1960	-3.0355	12.0048	14.0780
4	0.9640	-0.7486	4	4.4495	-2.5990	26.4077	30.9684
5	0.9563	-0.9170	5	3.9898	-2.3285	28.2986	33.1858
6	0.9554	-0.9358	6	3.5311	-2.0591	2.7694	3.2477
7	0.9540	-0.9686	7	3.0746	-1.7923	4.1987	4.9238
8	0.9528	-0.9950	8	2.8945	-1.6877	3.1634	3.7098
9	0.9518	-1.0160	9	2.4411	-1.4244	2.1184	2.4843
10	0.9513	-1.0281	10	2.2614	-1.3201	1.1365	1.3328

11	0.9508	-1.0395	11	1.0520	-0.6096	0.4901	0.5748
12	0.9507	-1.0407	12	0.2261	-0.1309	0.0113	0.0133
13	0.9729	-0.5580	13	0.1435	-0.0830	0.0027	0.0032
14	0.9729	-0.5583	14	0.0717	-0.0415	0.0009	0.0011
15	0.9704	-0.6114	15	0.7465	-0.4364	0.0496	0.0581
16	0.9703	-0.6126	16	0.4597	-0.2705	0.0236	0.0276
17	0.9509	-1.0359	17	1.2093	-0.7105	0.3913	0.4589
18	0.9508	-1.0398	18	0.9175	-0.5388	0.1501	0.1760
19	0.9507	-1.0420	19	0.4587	-0.2694	0.0422	0.0495
Pertes totales	219.6 kW 257.5 kVAr						
ΔU JDB N° 19	738.6 V						

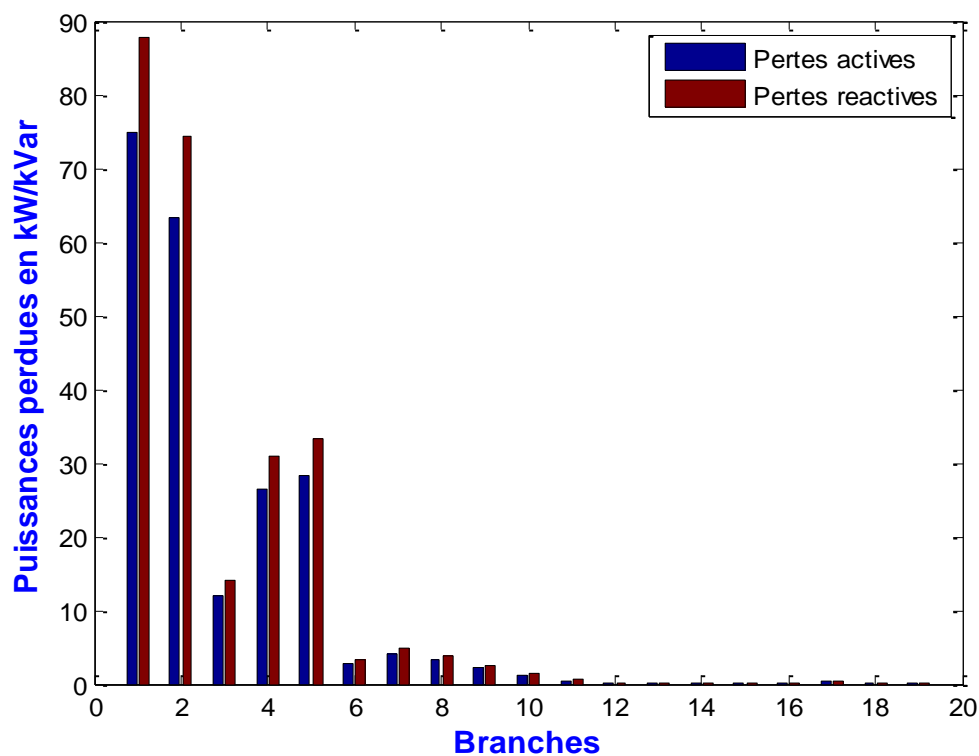


Figure III. 9. Profil des pertes du feeder Centre

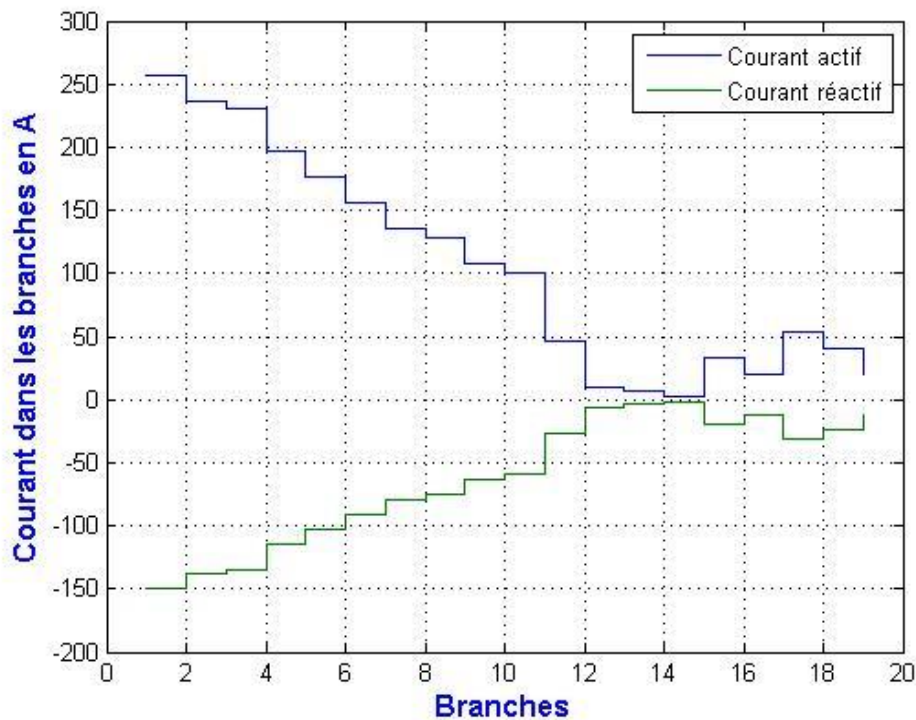


Figure III. 10. Profil du courant dans les branches du feeder centre

Le tableau III.5 et la figure III.8 donnent le niveau de tension de jeux de barre, leurs phases (angles) ainsi que les courants, les pertes dans les branches ; résultats obtenus grâce à l'étude de l'écoulement de puissance du feeder centre. Pour un régime de fonctionnement nominal (toutes les cabines fonctionnant plus ou moins à leur puissance nominale), la chute de tension maximale se situe au niveau du 19^e jeu de barre et vaut 738,6V, soit 4,9% de la tension nominale (qui vaut 15kV). La puissance apparente perdue est de 352,3 kVA, soit 4,5% de la puissance nominale du feeder (qui vaut 7,73 MVA). Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement 219,6 kW et 275,5 kVAr ce qui correspond à 62,3% et 78,2% des pertes totales du feeder. Les pertes maximales se situent au niveau de la 1^{ère} branche telle que l'indique la figure III.9. La figure III.10 donne le profil du courant des branches. En outre, cet écoulement de puissance nous a ainsi permis d'évaluer à 7,73 MVA la demande nominale en énergie de ce feeder pour une puissance installée d'environ 8 MVA.

III.4. Feeder Nord

III.4.1. Présentation du feeder

Ce feeder n'alimente que 7 cabines, il est le moins long et son schéma unifilaire résultant des données à l'annexe 3 est présenté à la figure III.11.

- Nombre de jeux de barre : 9. Le jeu de barre pris comme référence est le numéro 0
- Nombre de branches : 8.
- Tension de base : 15 kV. Puissance de base : 1030 kVA

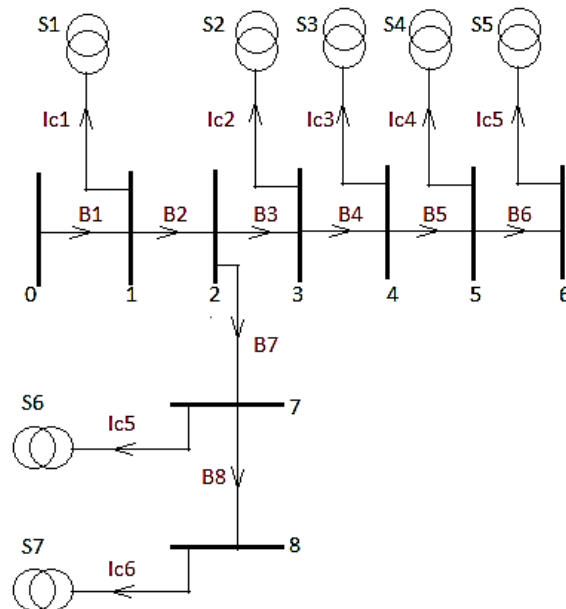


Figure III. 11. Schéma unifilaire du feeder Nord

III.4.2. Résultats et interprétations

Le nombre d'itérations nécessaires à l'algorithme pour atteindre les résultats avec une erreur de 10^{-9} est de 5 itérations pour un temps de calcul de 0,93 seconde. Les chutes de tensions ont été initialisées à 0 pu.

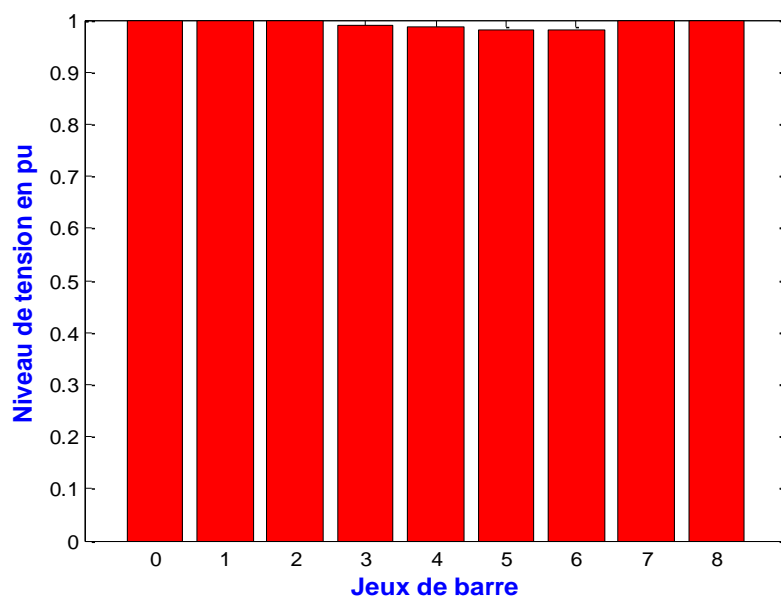


Figure III. 12. Profil des tensions des jeux de barres du feeder Nord.

Tableau III. 7. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Nord

JDB	Tension (pu)	Angle (degré)	Branches	Courant actif (pu)	Courant réactif (pu)	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
0	1.0000	0					
1	0.9994	-0.0112	1	3.2849	-1.9630	1.5578	1.8268
2	0.9988	-0.0236	2	2.4282	-1.4485	1.2755	1.4958
3	0.9910	-0.1758	3	1.7677	-1.0546	11.2676	13.2135
4	0.9854	-0.2879	4	1.2439	-0.7402	5.7391	6.7302
5	0.9821	-0.3551	5	0.7234	-0.4295	1.9763	2.3176
6	0.9811	-0.3752	6	0.2051	-0.1216	0.1663	0.1950
7	0.9987	-0.0259	7	0.6605	-0.3938	0.0629	0.0738
8	0.9983	-0.0332	8	0.3325	-0.1996	0.1040	0.1220
Pertes totales	22.15 kW 25.97 kVAr						
ΔU JDB N° 6	283.24 V						

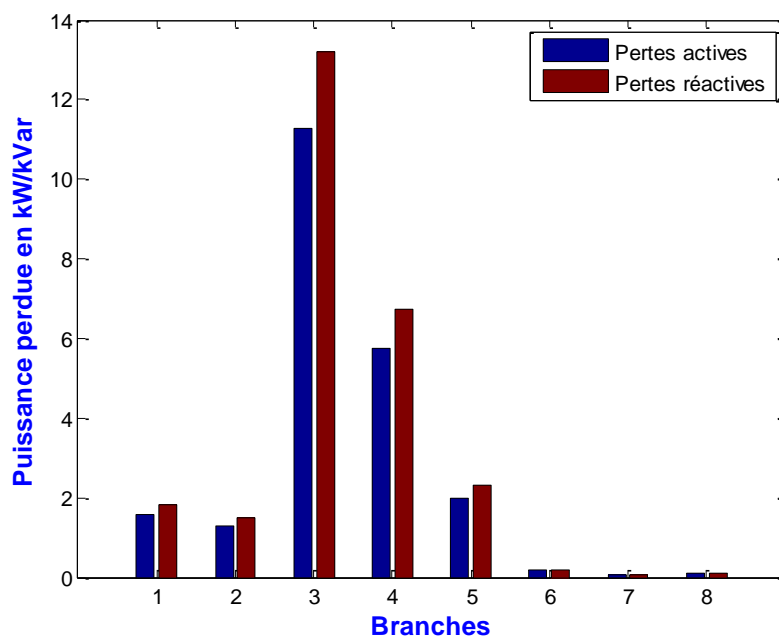


Figure III. 13. Profil des pertes du feeder Nord

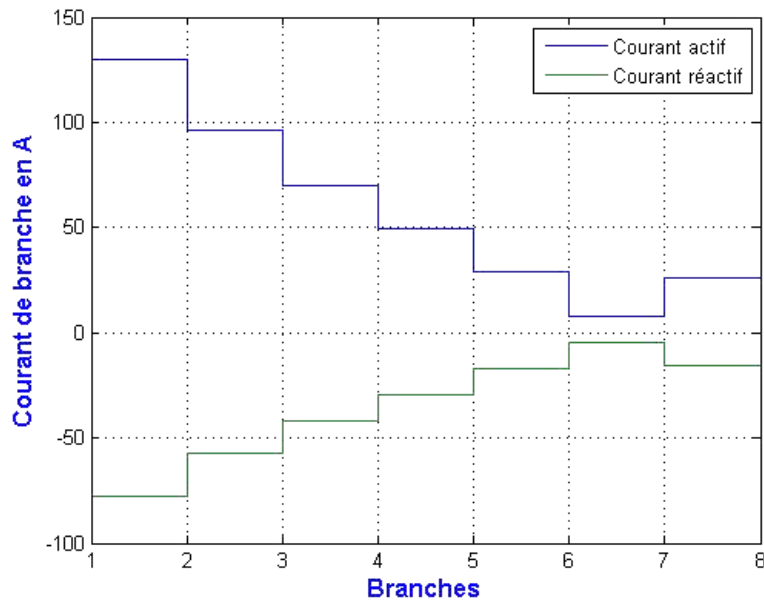


Figure III. 14. Profil du courant dans les branches pour le feeder Nord

Le tableau III.6 et la figure III.12 donnent le niveau de tension de jeux de barre, leurs phases (angles) ainsi que les courants, les pertes dans les branches obtenus grâce à l'étude de l'écoulement de puissance du feeder nord. Pour un régime de fonctionnement nominal (toutes les cabines fonctionnant plus ou moins à leur puissance nominale), la chute de tension maximale se situe au niveau du 6^e jeu de barre et vaut 283,24V, soit 1,88% de la tension nominale (qui vaut 15kV). La puissance apparente perdue est de 34,13 kVA, soit 0.86% de la puissance nominale du feeder (qui vaut 3,94 MVA). Les pertes de puissance actives et réactives sont respectivement 22,15 kW et 25,97 kVA ce qui correspond à 64,8% et 76,1% des pertes totales du feeder. Les pertes maximales se situent au niveau de la 3^e branche telle que l'indique la figure III.13. La figure III.14 donne le profil du courant des branches. En outre, cet écoulement de puissance nous a ainsi permis d'évaluer à 3,94 MVA la demande nominale en énergie de ce feeder pour une puissance installée d'environ 3,97 MVA.

III.5. Feeder Sud

III.5.1 Présentation du feeder

C'est le feeder qui alimente la majeure partie du centre-ville où il y a le plus d'activités commerciales et industrielles. Sa description, reprise à l'annexe 4, aboutit au schéma unifilaire de la figure III.15.

- Nombre de jeux de barre : 24. Le jeu de barre pris comme référence est le numéro 0

- Nombre de branches : 23
- Tension de base : 15 kV. Puissance de base : 1500 kVA

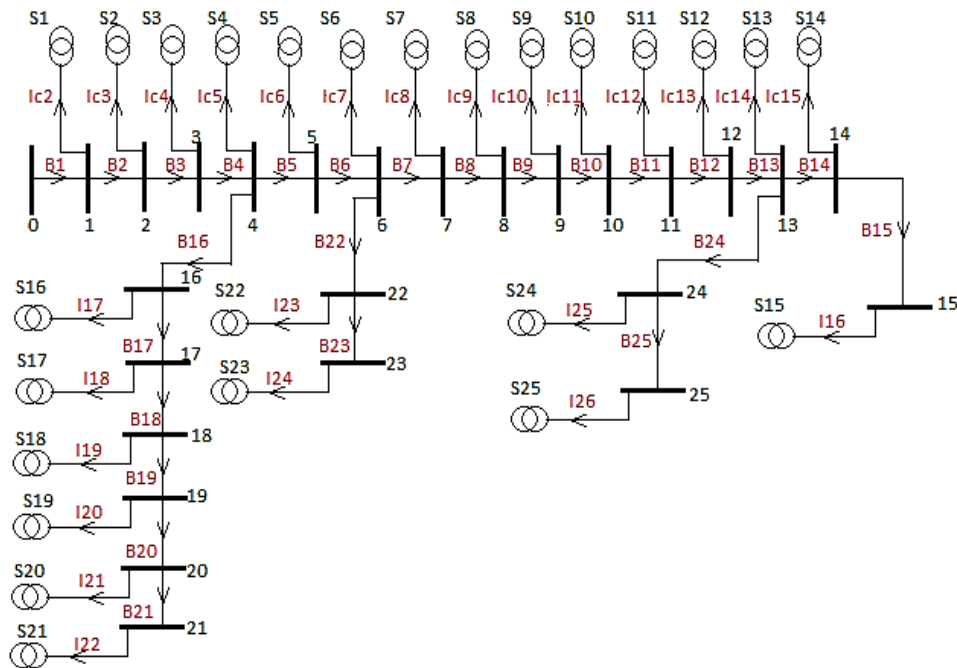


Figure III. 15. Schéma unifilaire du feeder Sud

III.5.2. Résultats et interprétations

Le nombre d'itérations nécessaires à l'algorithme pour atteindre les résultats avec une erreur de 10^{-9} est de 6 itérations pour un temps de calcul de 1 seconde. Les chutes de tension ont été initialisées à 0 pu.

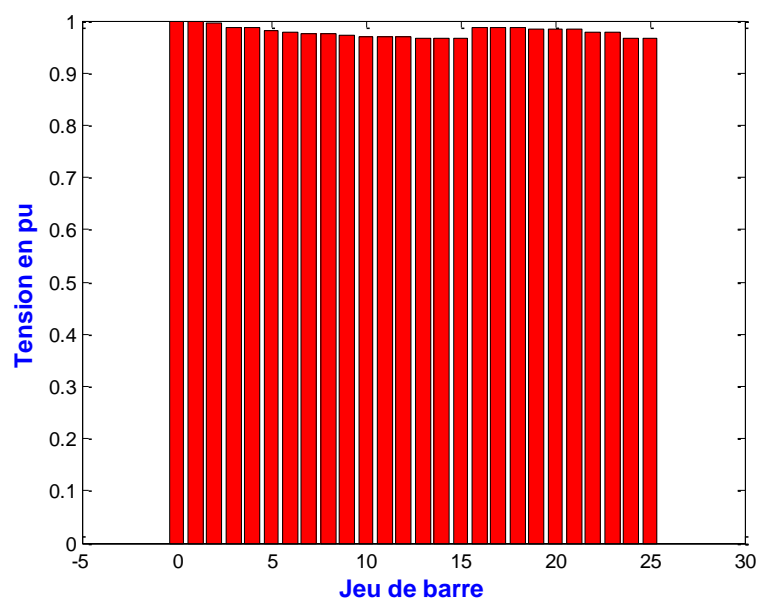


Figure III. 16. Profil des tensions des jeux de barre du feeder Sud.

Tableau III. 8. Solution de l'écoulement de puissance du feeder Sud

JDB	Tension (pu)	Angle (degré)	Branches	Courant actif (pu)	Courant réactif (pu)	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
0	1.0000	0					
1	0.9978	-0.0433	1	6.8917	-4.0724	18.0707	21.1915
2	0.9946	-0.1079	2	6.3897	-3.7713	24.8392	29.1289
3	0.9871	-0.2587	3	5.8890	-3.4717	52.7153	61.8193
4	0.9860	-0.2808	4	5.7193	-3.3708	7.4571	8.7450
5	0.9820	-0.3636	5	4.2390	-2.4910	20.4516	23.9836
6	0.9767	-0.4726	6	4.1489	-2.4376	26.1190	30.6298
7	0.9752	-0.5044	7	2.9988	-1.7589	5.4535	6.3953
8	0.9739	-0.5318	8	2.9428	-1.7259	4.5949	5.3885
9	0.9711	-0.5896	9	2.8868	-1.6929	9.4748	11.1111
10	0.9698	-0.6186	10	2.3953	-1.4040	3.9128	4.5886
11	0.9687	-0.6419	11	2.1721	-1.2730	2.8599	3.3538
12	0.9680	-0.6567	12	1.8208	-1.0669	1.5072	1.7675
13	0.9673	-0.6715	13	1.4698	-0.8611	1.2275	1.4395
14	0.9668	-0.6815	14	0.4899	-0.2870	0.2727	0.3198
15	0.9667	-0.6834	15	0.1392	-0.0815	0.0147	0.0172
16	0.9859	-0.2834	16	1.0282	-0.6110	0.1614	0.1892
17	0.9856	-0.2878	17	0.6722	-0.3994	0.1724	0.2022
18	0.9854	-0.2918	18	0.4462	-0.2651	0.1064	0.1247
19	0.9854	-0.2934	19	0.4180	-0.2483	0.0400	0.0469
20	0.9853	-0.2944	20	0.2542	-0.1510	0.0148	0.0173
21	0.9853	-0.2949	21	0.2259	-0.1342	0.0078	0.0091
22	0.9766	-0.4743	22	0.6451	-0.3807	0.0633	0.0742
23	0.9766	-0.4745	23	0.0561	-0.0331	0.0005	0.0006
24	0.9670	-0.6788	24	0.6291	-0.3685	0.2548	0.2988
25	0.9668	-0.6814	25	0.3507	-0.2055	0.0512	0.0601
Pertes totales	179.8 kW 210.9 kVAr						
ΔU JDB N° 15	499 V						

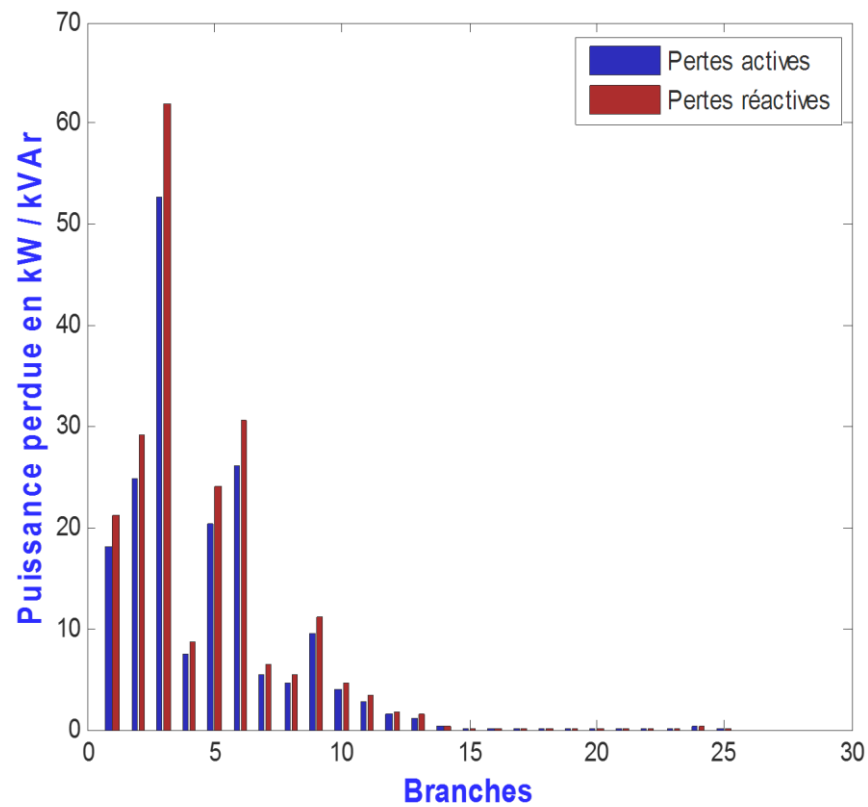


Figure III. 17. Profil des pertes dans les branches du feeder Sud

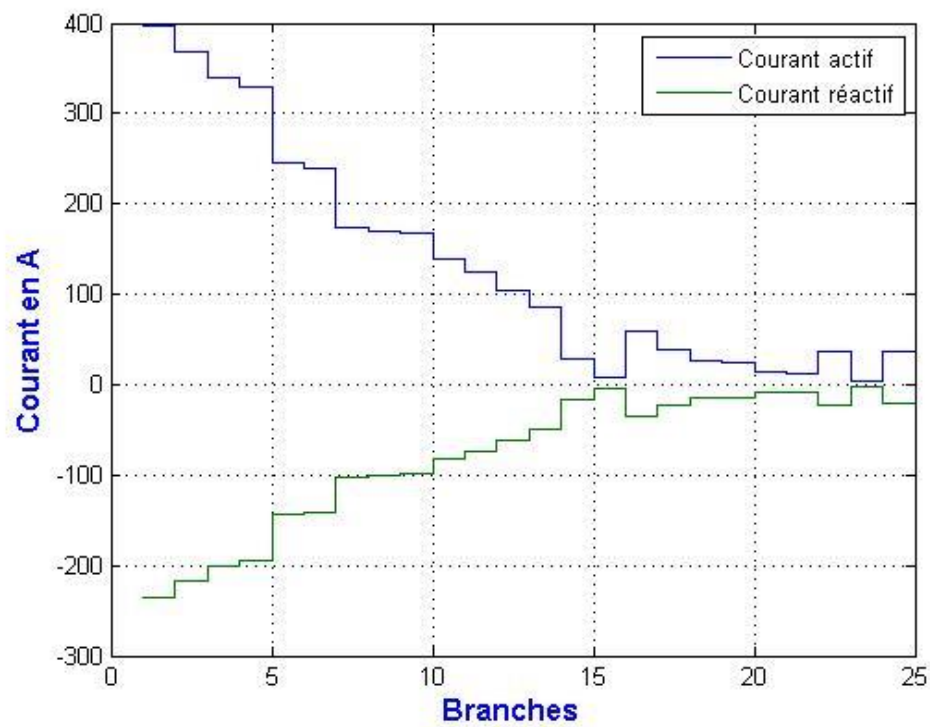


Figure III. 18. Profil du courant dans les branches du feeder Sud

Le tableau III.7 et la figure III.16 donnent le niveau de tension de jeux de barre, leurs phases (angles) ainsi que les courants, les pertes dans les branches obtenus grâce à l'étude de l'écoulement de puissance du feeder sud. Pour un régime de fonctionnement nominal (toutes les cabines fonctionnant plus ou moins à leur puissance nominale), la chute de tension maximale se situe au niveau du 15^e jeu de barre et vaut 499V, soit 3,33% de la tension nominale (qui vaut 15kV). La puissance apparente perdue est de 277,14 KVA soit, 2,3% de la puissance nominale du feeder (qui vaut 12MVA). Les pertes de puissance actives et réactives sont respectivement 179,8 kW et 210,9 kVAr ce qui correspond à 64,8% et 76,1% des pertes totales du feeder. Les pertes maximales se situent au niveau de la 3^e branche telle que l'indique la figure III.17. La figure III.18 donne le profil du courant des branches. En outre, cet écoulement de puissance nous a ainsi permis d'évaluer à 12 MVA la demande nominale en énergie de ce feeder pour une puissance installée d'environ 12.27 MVA.

III.6. Feeder route Sake

III.6.1. Présentation du feeder

Le feeder route Sake est celui qui longe la route qui porte son nom. Il est le plus large. La figure III.19 donne son schéma unifilaire, les informations supplémentaires de ce feeder étant données à l'annexe 5.

- Nombre de jeux de barre : 41. Le jeu de barre pris comme référence est le numéro 0
- Nombre de branches : 40
- Tension de base : 15 kV. Puissance de base : 1500 kVA.

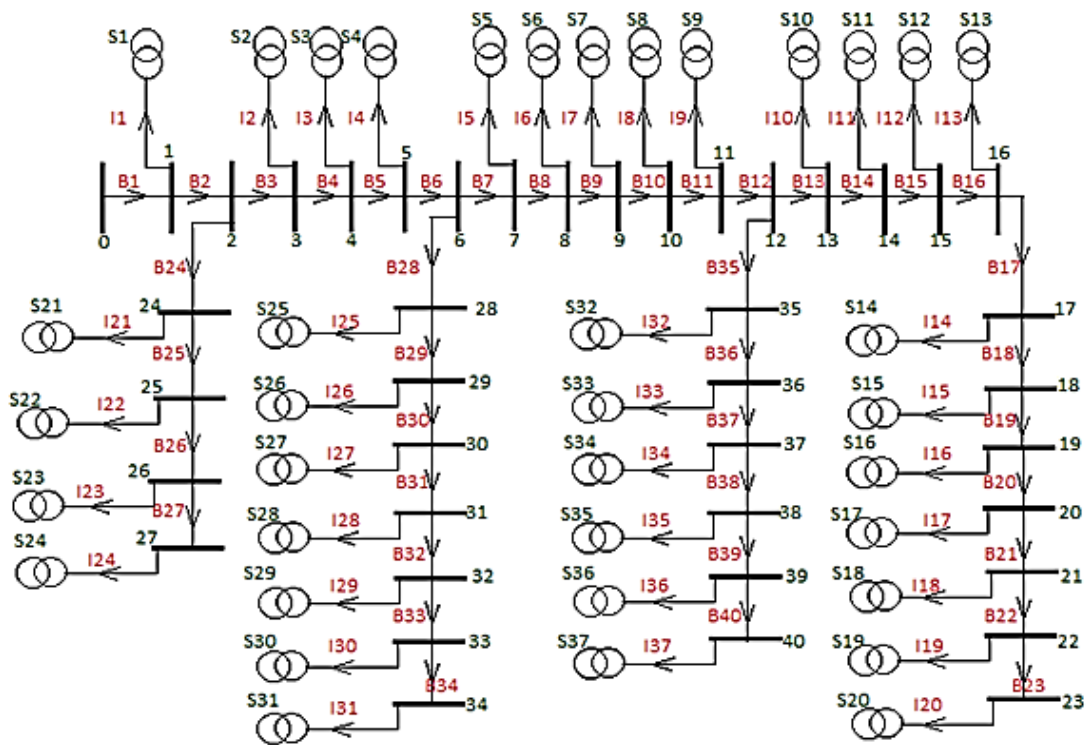


Figure III. 19. Schéma unifilaire du feeder route Sake

III.6.1 Présentation du feeder

Le nombre d'itérations nécessaires à l'algorithme pour atteindre les résultats avec une erreur de 10^{-8} est de 8 itérations pour un temps de calcul de 1,07 seconde. Nous avons initialisé les chutes de tension à 0 pu.

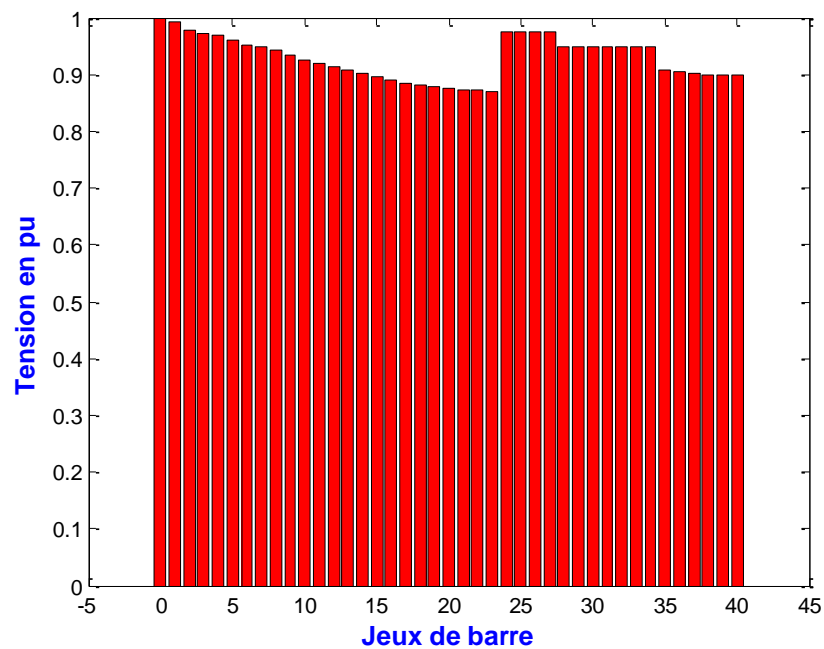


Figure III. 20. Profile des tensions des jeux de barre du feeder route Sake.

Tableau III. 9. Solution de l'écoulement de puissance pour le feeder route Sake

JDB	Tension (pu)	Angle (degré)	Branches	Courant actif (pu)	Courant réactif (pu)	Pertes actives (kW)	Pertes réactives (kVAr)
0	1.0000	0					
1	0.9913	-0.2762	1	9.0822	-5.0705	82.8165	131.6206
2	0.9772	-0.7400	2	7.0274	-3.8690	103.7002	164.8111
3	0.9736	-0.8616	3	7.0274	-3.8690	26.7028	42.4389
4	0.9702	-0.9753	4	6.7102	-3.6845	23.6086	37.5212
5	0.9604	-1.3140	5	6.5702	-3.6034	67.8641	107.8567
6	0.9511	-1.6452	6	6.2921	-3.4442	62.1842	98.8296
7	0.9481	-1.7549	7	4.0786	-2.1942	12.9617	20.6001
8	0.9421	-1.9748	8	4.0510	-2.1787	25.5702	40.6388
9	0.9348	-2.2532	9	3.3589	-1.7911	26.2684	41.7485
10	0.9267	-2.5700	10	3.0145	-1.6001	26.2768	41.7619
11	0.9206	-2.8098	11	2.6721	-1.4119	17.2943	27.4859
12	0.9123	-3.1496	12	2.3312	-1.2260	20.9607	33.3129
13	0.9065	-3.3910	13	1.4336	-0.7471	8.9491	14.2228
14	0.9007	-3.6390	14	1.2996	-0.6753	8.2095	13.0473
15	0.8950	-3.8862	15	1.2142	-0.6298	7.5377	11.9797
16	0.8898	-4.1160	16	1.0813	-0.5596	6.1513	9.7762
17	0.8853	-4.3136	17	0.9966	-0.5151	4.8165	7.6549
18	0.8812	-4.4995	18	0.8646	-0.4461	3.8896	6.1817
19	0.8778	-4.6554	19	0.7330	-0.3777	2.7392	4.3534
20	0.8756	-4.7598	20	0.6017	-0.3097	1.4944	2.3751
21	0.8733	-4.8672	21	0.4706	-0.2420	1.1960	1.9008
22	0.8717	-4.9421	22	0.3398	-0.1746	0.5991	0.9522
23	0.8711	-4.9705	23	0.1307	-0.0671	0.0869	0.1381
24	0.9765	-0.7630	24	1.7707	-1.0327	1.3543	2.1523
25	0.9761	-0.7745	25	1.4164	-0.8259	0.5415	0.8606
26	0.9756	-0.7892	26	1.0622	-0.6192	0.5176	0.8227
27	0.9753	-0.8008	27	0.7081	-0.4127	0.2706	0.4301
28	0.9502	-1.6762	28	2.2135	-1.2500	2.0826	3.3098
29	0.9498	-1.6884	29	1.9925	-1.1251	0.7383	1.1733
30	0.9495	-1.6997	30	1.4403	-0.8129	0.4959	0.7881
31	0.9489	-1.7202	31	1.3022	-0.7350	0.8107	1.2884
32	0.9487	-1.7268	32	1.2470	-0.7038	0.2478	0.3938
33	0.9486	-1.7334	33	0.6235	-0.3518	0.1239	0.1969

34	0.9485	-1.7364	34	0.3476	-0.1961	0.0321	0.0510
35	0.9088	-3.2901	35	0.8976	-0.4789	3.3354	5.3009
36	0.9056	-3.4256	36	0.7634	-0.4067	2.7125	4.3110
37	0.9025	-3.5507	37	0.6295	-0.3350	2.0484	3.2556
38	0.8997	-3.6698	38	0.4959	-0.2637	1.5249	2.4236
39	0.8990	-3.7003	39	0.1599	-0.0850	0.1255	0.1995
40	0.8989	-3.7026	40	0.1333	-0.0708	0.0078	0.0124
Pertes totales	558,8kW 888,2kVar						
ΔU JDB N° 24	1,93kV						

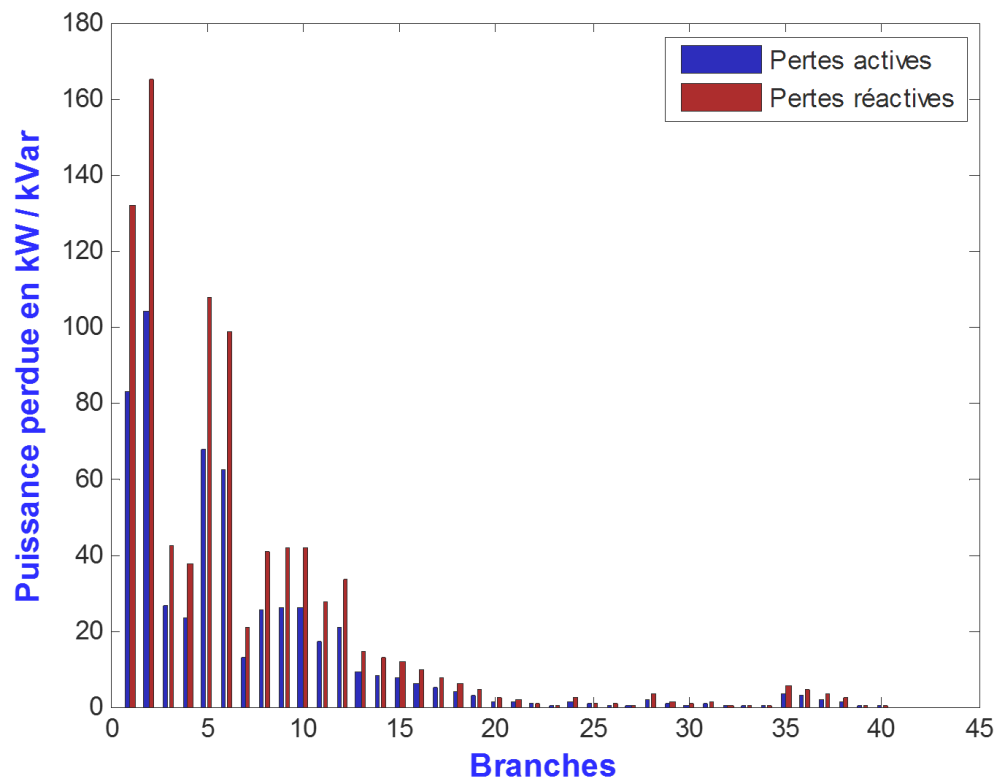


Figure III. 21. Profil des pertes dans les branches du feeder route Sake

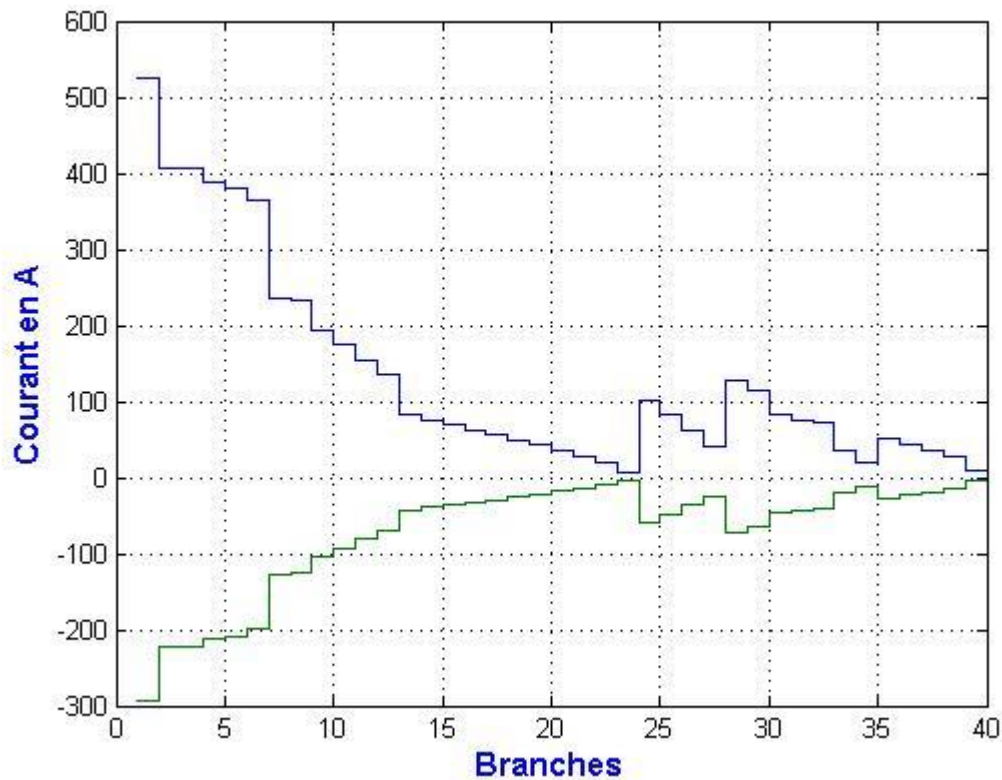


Figure III. 22. Profil du courant dans les branches du feeder route Sake

Le tableau III.8 et la figure III.20 donnent le niveau de tension de jeux de barre, leurs phases (angles) ainsi que les courants, les pertes dans les branches; résultats obtenus grâce à l'étude de l'écoulement de puissance du feeder route Sake. Pour un régime de fonctionnement nominal (toutes les cabines fonctionnant plus ou moins à leur puissance nominale), la chute de tension maximale se situe au niveau du 23^e jeu de barre et vaut 1,93 kV, soit 12,9% de la tension nominale (qui est de 15kV). La puissance apparente perdue est de 1,049 MVA, soit 6,7% de la puissance nominale du feeder (qui est de 15,6 MVA). Les pertes de puissance actives et réactives sont respectivement 558,8 kW et 888,2 kVAr ce qui correspond 53,2% et 84,7% des pertes totales du feeder. Les pertes maximales se situent au niveau de la 3^e branche telle que l'indique la figure III.21. La figure III.21 donne le profil des courants de branches. En outre, cet écoulement de puissance nous a ainsi permis d'évaluer à 15,6 MVA la demande nominale en énergie de ce feeder pour une puissance installée d'environ 16.57 MVA.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons, pour un fonctionnement nominal, déterminé l'écoulement de charge de chaque feeder du réseau de distribution MT de la ville de Goma. En outre, pour une puissance installée totale de 48,11 MVA, les pertes actives totales s'élèvent à 1,25 MW et les pertes réactives à 1,7 MVar. Ces dernières représentent respectivement 2,59% et 3,53% de la puissance totale. Les pertes réactives sont prédominantes dans le réseau, ce qui se traduit par des chutes de tension assez remarquables (surtout pour le feeder Route-Sake qui est le plus large de tous). Les pertes les plus élevées sont sur les feeders Sotraki et route Sake. Sur le feeder Sotraki elles représentent à elles seules 21,4% de pertes actives totales et 18,7% de pertes réactives totales. Celles du feeder route Sake représentent 44,7% de pertes actives totales et 52,3% de pertes réactives totales. Les chutes de tensions sur ces deux feeders dépassent largement les 10%. Le chapitre suivant traitera des moyens pour la réduction des pertes et des chutes de tensions de sur ces feeders afin que ces chutes de tension rentrent dans une marge qui soit inférieure ou égale à la norme de $\pm 10\%$.

Chap. IV. ETUDE ECONOMIQUE DES PERTES SUR LES FEEDERS DU RESEAU

IV.1. Introduction

Le chapitre précédent nous a permis d'avoir un aperçu du niveau des pertes sur le réseau de distribution de la SNEL/Goma. Deux feeders (Sotraki et Route-Sake) ont un taux de chute de tension et de pertes élevés et/ou en dehors des normes. Les réseaux de distributions sont souvent sujets à cette situation à cause du transit des fortes composantes réactives du courant de ligne. Le niveau de ces pertes conjugué à l'orientation portant régulation du marché de l'électricité ont poussé plusieurs compagnie de distribution à accorder un sérieux intérêt au problème de pertes dans les réseaux de distribution afin d'augmenter la capacité de transmission de puissance de ces derniers avant de penser à investir dans la construction de nouvelles lignes [13]. Ce qui n'est pas le cas de la SNEL étant donné le faible taux d'électrification de la ville. Pour une configuration de ligne donnée et étant donné le caractère incompressible de la puissance active, la réduction des chutes de tension et celle de pertes de puissance ne peuvent se faire que par la diminution du transit de la composante réactive du courant de ligne. Dans ce but, la compensation de l'énergie réactive est recommandée; et pour ce faire l'un de moyens le plus indiqué est l'installation de batteries de condensateurs shunts. Cependant, il ne suffit pas de placer des batteries de condensateurs pour dire que le problème posé (circulation de forts courants réactifs) est résolu, il faudrait que cette compensation soit optimale. Par optimisation de la compensation on sous-entend le choix des puissances des batteries de condensateurs, leurs emplacements et même le temps durant lequel elles resteront connectées. Toutefois, ces choix doivent être faits de sorte que l'on ait le moins de pertes de puissance et une amélioration du profil de la tension en ayant un retour économique positif. L'approche choisie dans le présent chapitre est développée par Tebani Wissame dans son livre sur la compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution, à la référence [13]. Nous l'appliquons aussi aux feeders Sotraki et Route-Sake.

IV.2. Optimisation de la compensation de l'énergie réactive

IV.2.1. Formulation du problème

Les pertes de puissance, le faible facteur de puissance et la dégradation du profil de la tension sont la conséquence du fort transit de courant dans les réseaux électriques. Ces phénomènes sont plus accentués dans les réseaux de distribution où les courants de branche sont plus forts comparés à ceux circulant dans les réseaux de transport. La limitation des courants de branches se fait par l'installation des batteries de condensateurs shunts si une reconfiguration du réseau n'est pas envisageable ou hors de prix. Leur installation doit être faite de manière rationnelle, c'est-à-dire de sorte que la qualité de l'énergie soit améliorée sans pour autant consentir de grands investissements. Le problème est donc de déterminer le nombre de batterie, leurs puissances et leurs emplacements qui rendraient une fonction objective $\ll F \gg$ maximale. Cet objectif fait donc du problème de la compensation de l'énergie réactive un problème d'optimisation. Cependant et du fait de la nature discrète des tailles des batteries et de leurs emplacements, ce problème est non-linéaire avec des contraintes. Il est généralement modélisé de manière suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max F(x, u). \text{ sujet à} \\ x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ u_{\min} \leq u \leq u_{\max} \\ g(x) \geq 0 \end{array} \right. \quad (\text{IV.1})$$

Où :

- F : est la fonction objective à maximiser
- g : est la contrainte d'égalité. C'est l'ensemble des équations de l'écoulement de puissance
- x : est le vecteur variable d'état
- u : est le vecteur variable de contrôle

Le choix de la fonction objective est dicté par le souci de prendre en compte à la fois l'aspect économique et l'aspect électrique du problème. La fonction objective sur laquelle ont travaillé la plus part des auteurs ayant traité sur le problème d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est la fonction dite $\ll \text{retour économique} \gg$ ou réduction du coût notée $\ll \Delta S \gg$. Elle est définie par l'expression suivante [13] :

$$\Delta S = k_p \Delta P - \sum_{i=1}^{nc} k_{ci} Q_{ci} \quad (\text{IV.2})$$

Où :

- n_c est le nombre de batteries installées
- k_p est le prix de revient du kW produit (en \$/kW)
- k_{ci} est le prix annuel du kVAr installé, amortissement et durée de vie comprise.
- Q_{ci} est la taille de la batterie installée au nœud k
- ΔP est la réduction des pertes de puissance active.

Les batteries étant installées les unes à la suite des autres, la fonction objective pour le nœud k concerné par l'installation ne dépend que de l'état juste avant. Cette particularité de la fonction objective a permis aux auteurs ayant traité le sujet de définir la fonction objective pour une batterie à installer. Pour la batterie $\langle\langle k \rangle\rangle$ donnée (état k), la fonction objective est définie par :

$$\Delta S_k = k_p \Delta P_k - k_{ck} Q_{ck} \quad (\text{IV.3})$$

Où :

- ΔP_k est la réduction des pertes de puissance due à la batterie k
- k_{ck} est le prix de revient du kVAr installé pour la batterie k .
- Q_{ck} est la puissance optimale de la batterie k .

La réduction totale du coût est alors donnée par :

$$\Delta S = \sum_{k=1}^{n_c} \Delta S_k \quad (\text{IV.4})$$

Cependant l'installation d'une batterie de condensateur réduit non seulement les pertes actives mais aussi les pertes réactives [13]. Prenant en compte ce constat dans le problème, la fonction objective (que nous devons maximiser) devient :

$$\Delta S_k = k_p \Delta P_k + k_{cm} \Delta Q_k - k_{ck} Q_{ck} \quad (\text{IV.5})$$

Où :

- k_{cm} : est le prix de revient du kVAr produit (en \$/kVAr). Du fait que les centrales de production ont pour vocation de produire de la puissance active, et que de nos jours seules les batteries de condensateur et les moteurs synchrones (qui n'entrent pas dans le cadre de notre étude) produisent de l'énergie réactive, ce coefficient est prix comme étant la moyenne des prix des batteries standards disponibles sur le marché.
- ΔQ_k est la réduction des pertes de puissance réactive due à la batterie k .

IV.2.2. Réduction des pertes de puissance active et réactive.

La réduction des pertes de puissance active et/ou réactive due à la batterie <<k>> est égale à la différence des pertes actives et/ou réactives dans le réseau avant et après l'installation de la batterie de condensateurs.

$$\Delta P_k = P_k^{av} - P_k^{ap} \quad (\text{IV.6})$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{av} - Q_k^{ap} \quad (\text{IV.7})$$

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.

Les pertes actives et/ou réactives pour une branche du réseau sont données par les équations II.33 et/ou II.35. Ainsi pour un réseau constitué de N branches, les pertes actives et/ou réactives totales s'écrivent :

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^N R_i I_i^2 \quad (\text{IV.8})$$

$$Q_k^{av} = \sum_{i=1}^N X_i I_i^2 \quad (\text{IV.9})$$

Les courants de branche I_i sont obtenus à partir de la solution de l'écoulement de puissance. Leurs décompositions en composantes active et réactive permettent d'écrire les pertes actives et/ou réactives comme suit :

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^N R_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^N R_i I_{ri}^2 \quad (\text{IV.10})$$

$$Q_k^{av} = \sum_{i=1}^N X_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^N X_i I_{ri}^2 \quad (\text{IV.11})$$

Où :

- I_{ai} est la composante active du courant de la branche i.
- I_{ri} est la composante réactive du courant de la branche i.
- N le nombre de branche du réseau.

En plaçant une batterie en un nœud " k " donné du réseau de distribution de la figure IV.1, les pertes de puissance active et/ou réactive deviennent :

$$P_k^{ap} = \sum_{i=1}^N R_i I_{ai}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k R_i (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^N R_i I_{ri}^2 \quad (\text{IV.12})$$

$$Q_k^{ap} = \sum_{i=1}^N X_i I_{ai}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k X_i (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^N X_i I_{ri}^2 \quad (\text{IV.13})$$

Où :

- I_{crk} est le courant réactif généré par la batterie <<k>>.
- S_k est l'ensemble des branches situées entre le nœud k et le nœud source. C'est le plus court chemin entre la source et le nœud k.

Ainsi, la réduction des pertes de puissance active et/ou réactive est alors :

$$\Delta P_k = 2I_{crk} \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k R_i I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k R_i \quad (\text{IV.14})$$

$$\Delta Q_k = 2I_{crk} \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k X_i I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k X_i \quad (\text{IV.15})$$

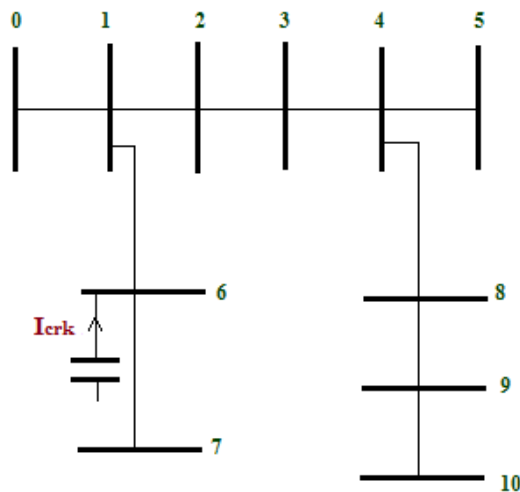


Figure IV. 1. Réseau ramifié avec une batterie au nœud k=6 [13]

IV.2.3. Puissance et emplacement optimaux des batteries

Pour déterminer la puissance optimale des batteries, il faut résoudre l'équation IV.1. La fonction objective F à maximiser est substituée par ΔS qui est donnée par les équations IV.4 et IV.5. Une contrainte supplémentaire, celle de l'emplacement des batteries, s'ajoute au problème. Cette contrainte prend en compte le fait que l'emplacement des batteries ne peut être que les nœuds du réseau. Le modèle du problème est donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \Delta S_k(Q_{ck}, h_k) \text{ sujet à :} \\ g(Q_{ck}, h_k) = 0 \\ h_k \in n \\ Q_{cmin} \leq Q_{ck} \leq Q_{cmax} \\ V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{IV.16})$$

Où :

- $\Delta S_k(Q_{ck}, h_k)$ est la fonction objective qui dépend des tailles et des emplacements des batteries
- $g(Q_{ck}, h_k) = 0$ sont les équations de l'écoulement de charge.
- n est le nombre des nœuds du réseau.
- $h_k \in n$ est la contrainte des emplacements qui ne doivent être que des nœuds du réseau.
- V_i sont les tensions des nœuds qui ne doivent pas dépasser les limites autorisées.

Le problème tel qu'il est formulé est difficile à résoudre du fait de la présence, dans la fonction objective de deux vecteurs de contrôle. Il s'agit du vecteur emplacement des batteries et du vecteur puissance ou taille des batteries. Pour rendre le problème plus simple et facile à résoudre, nous devons découpler le problème de la détermination des emplacements des batteries de celui de la détermination de leurs tailles. En plus comme l'installation des condensateurs shunts sur un réseau de distribution a pour effet d'augmenter la tension, la seule limite de tension dont il faut tenir compte est la limite supérieure. 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. Découplant le problème des emplacements de la fonction objective et en substituant la contrainte sur la tension par celle basée sur le courant, le modèle mathématique du problème d'optimisation devient :

$$\begin{cases} \max \Delta S_k(Q_{ck}) \text{ sujet à :} \\ g(Q_{ck}) = 0 \\ Q_{cmin} \leq Q_{ck} \leq Q_{cmax} \\ I_{ri} \leq 0 \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{(IV.17)}$$

Emplacement optimaux des batteries

Pour déterminer les emplacements optimaux des batteries on utilise la sensibilité des nœuds. 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 k 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. Elle s'écrit :

$$\Delta P_k^S = 2I_{lrk} \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri} - I_{lrk}^2 \sum_{i \in S_k}^k R_i \quad \text{(IV.18)}$$

Où I_{lrk} est le courant réactif de la charge connectée au nœud k

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 une batterie de condensateur de taille optimale.

Détermination des tailles optimales des batteries de condensateur

Pour calculer les tailles optimales des batteries de condensateurs, la détermination des courants qu'elles génèrent est nécessaire. Ce courant est calculé de sorte à rendre la fonction objective << réduction du coût >> ΔS_k maximale. Ce courant est obtenu en résolvant l'équation suivante :

$$\frac{\partial \Delta S_k}{\partial I_{crk}} = 0 \quad (\text{IV.19})$$

L'expression du courant est alors donnée par :

$$I_{crk} = \frac{2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck}}{2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i} \quad (\text{IV.20})$$

La puissance optimale initiale est calculée par l'expression suivante :

$$Q_{ck} = V_{ck} I_{ck} \quad (\text{IV.21})$$

La valeur maximale de la réduction du coût dans ce cas est :

$$\Delta S_{k \max} = \frac{\left(2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck} \right)^2}{4 \left(k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i + k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i \right)} \quad (\text{IV.22})$$

La valeur de la réduction des pertes de puissance correspondante est donnée par :

$$\Delta P_{k \max} = \frac{\left(2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck} \right) \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri}}{2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i} - \frac{\left(2k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck} \right)^2 \sum_{i \in S_k}^k R_i}{\left(k_p \sum_{i \in S_k}^k R_i + k_{cm} \sum_{i \in S_k}^k X_i \right)^2}$$

(IV.23)

En compensant de manière optimale l'énergie réactive, nous nous attendons à ce que les emplacements des batteries soient des jeux de barres du réseau et que les puissances optimales soient disponibles dans les catalogues des constructeurs ou leurs multiples (pour

permettre un couplage en parallèle). Aussi nous nous attendons à ce que la réduction du coût et la réduction des pertes soient positives et qu'il n'y ait pas surcompensation.

IV.2.4. Algorithme de calcul

Etape 1 : lire les données du réseau.

Etape 2 : effectuer le programme de l'écoulement de puissance avant compensation afin de déterminer les pertes de puissance actives et réactives, les courants de branche, les tensions des nœuds et leurs phases.

Etape 3 : Initialiser la réduction des pertes de puissance et du coût.

Etape 4 : Tant que les réductions des pertes de puissance et du coût sont positives :

Etape 4.1 : déterminer les sensibilités des nœuds selon (IV.18) et les classer dans ordre décroissant.

Etape 4.2 : si le nœud le plus sensible considéré a déjà reçu une batterie, l'ignorer. Et chercher celui qui n'en a pas encore eu.

Etape 4.3 : calculer la valeur initiale de la taille optimale de la batterie à y placer, la réduction des pertes de puissance et la réduction du coût.

Etape 4.4 : exécuter l'écoulement de charge pour la mise à jour des grandeurs électriques (tension, courant, puissances).

Etape 4.5 : ajuster la taille optimale de la batterie.

Etape 4.6 : si la taille de la batterie est négative, inférieure à la plus petite batterie standard ou supérieure à la taille totale que peut permettre un couplage en parallèle et que la réduction des pertes est négative alors :

Etape 4.6.1 : retirer la batterie.

Etape 4.6.2 : donner aux tensions leurs phases à l'origine et aux courants de branche les valeurs d'avant la batterie.

Etape 4.7 : sinon, prendre comme taille optimale de la batterie, la batterie standard de taille inférieure ou supérieure donnant la plus grande réduction du coût.

Etape 4.8 : calculer à nouveau l'écoulement de charge.

Etape 4.9 : si la batterie produit une surcompensation $I_r > 0$ alors :

Etape 4.9.1 : remplacer la batterie standard par une autre de taille inférieure qui ne produit pas de surcompensation.

Etape 4.9.2 : tester si la batterie n'est pas inférieure à la plus petite batterie standard.

Etape 4.9.3 : effectuer l'écoulement de charge et calculer la réduction des pertes de puissance et du coût sur la base de la puissance réelle du kVAr installé.

Etape 4.9.4 : vérifier que la réduction des pertes de puissance et la réduction du coût sont positives.

Etape 4.10 : si oui, aller à l'étape 4.

Etape 4.11 : sinon, fin tant que.

Etape 5 : afficher les résultats. [13]

IV.3. Résultats après compensation

Par manque de donnée sur le prix de revient du kW produit par la SNEL, celui que nous avons considéré lors des calculs est la moyenne de deux prix extrêmes proposés par les standards internationaux (tableau IV.1) pour une centrale hydroélectrique. Les batteries de condensateurs standards utilisées dans le programme sont celles proposées par le constructeur CIRCUTOR.SA dont les prix sont donnés dans le tableau IV.2 et le catalogue à l'annexe 6. Pour les deux feeders, nous avons initialisé la réduction de cout à 0 \$ et la réduction de pertes à 0 pu.

Tableau IV. 1. Coût de production du kW produit selon le type de centrale [14].

	Hydroélectrique	Charbon	Gaz	Nucléaire	Eolienne à terre	Eolienne en mer	Photo voltaïque
Coût (en \$/kW)	600 – 5000	1000 – 2000	500 – 1000	3000 – 4000	≈ 1000	3000 – 4000	1500 – 4000

Tableau IV. 2. Prix des batteries de condensateur selon la taille [13].

Tailles (en kVAr)	150	300	450	600	750
Prix (\$/kVAr)	1,5	1,05	0,75	0,66	0,6

IV.3.1. Feeder Sotraki

Quatre batteries de condensateur ont été nécessaires pour la compensation optimale du feeder. La taille et les emplacements de ces batteries sont donnés par le tableau IV.3. La

réduction de coût réalisée est de 54 804\$, la réduction des pertes de puissance active est de 53,21 kW et celle de perte de puissance réactive de 63,29 kVAr. La chute de tension max est passée de 875,04V (soit 13,25%) à 628,8V (soit 9,5%). Quant aux pertes actives, elles sont passées de 267,34 kW à 214,13kW. Pour les pertes réactives, elles passent de 318,02kVAr à 254,23 kVAr. La puissance apparente perdue qui était de 6% est réduite à 4,8% (332,4 kVA) après compensation. La figure IV.2 montre l'allure de la tension des jeux de barres et du courant réactif des branches avant et après compensation. Quant à l'allure des pertes dans les branches, elle est donnée par la figure IV.3.

Tableau IV. 3. Résultats après compensation optimale du feeder Sotraki

Emplacement des batteries (jeux de barre N ⁰)	Taille de batteries (kVAr)	ΔP (kW)	ΔQ (kVAr)	ΔS (\$)
5	242	4,268	5,352	3 943,7
9	500	5,975	6,049	6 025,2
11	750	30,446	41,185	31 812,8
12	600	12,52	10,703	13 023
Total	2 092	53,209	63,289	54 804

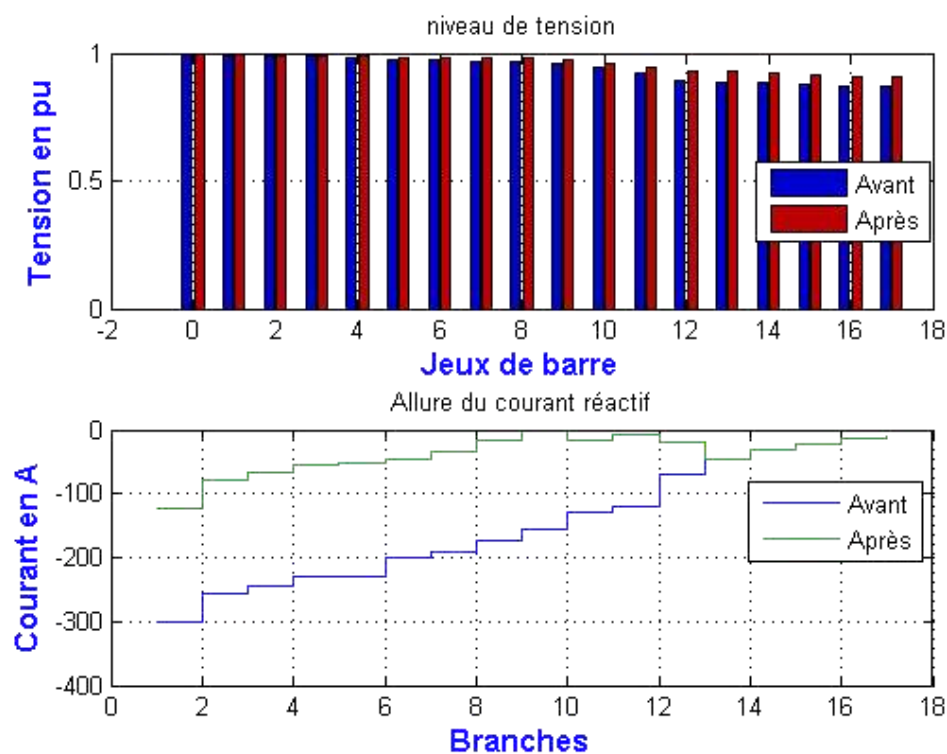


Figure IV. 2. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder Sotraki

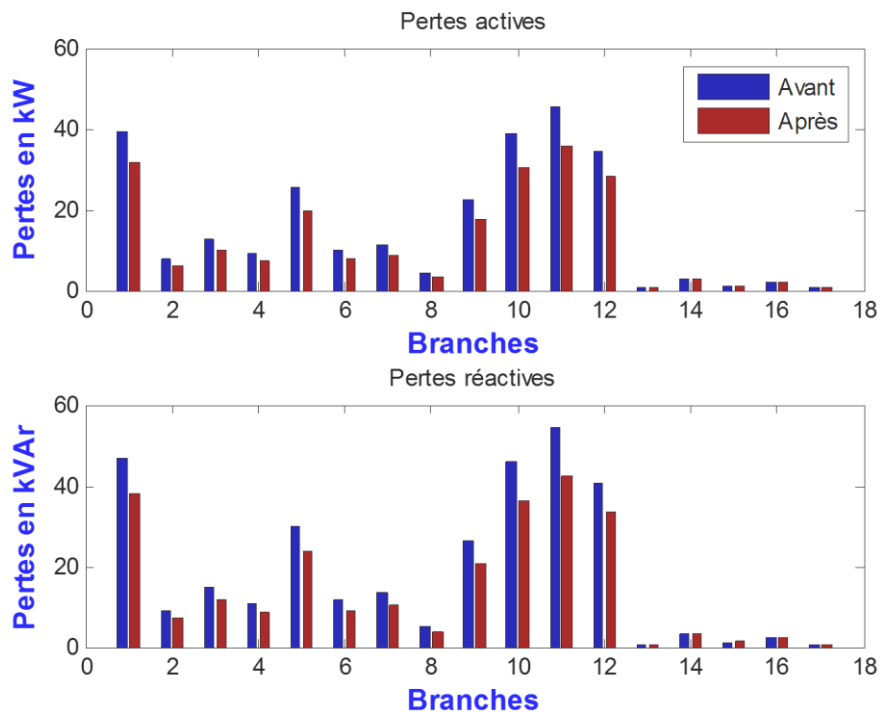


Figure IV. 3. Pertes actives avant et après compensation du feeder Sotraki

IV.3.2. Feeder route Sake

Douze batteries de condensateur ont été nécessaires pour la compensation optimale du feeder. La taille et les emplacements de ces batteries sont donnés par le tableau IV.4. La réduction de coût réalisée est de 292 503\$, la réduction des pertes de puissance active est de 100,65 kW et celle de perte de puissance réactive de 187,95 kVAR. La chute de tension max est passée de 1,93 kV (soit 12.9%) à 1,21kV (soit 8%). Quant aux pertes actives, elles sont passées de 558,8 kW à 458,15 kW. Pour les pertes actives, elles passent de 888,2 kVAR à 700,25kVAR. La puissance apparente perdue qui était de 6,7% est réduite à 5,3% (836,8 kVA) après compensation. La figure IV.3 montre l'allure de la tension des jeux de barres et du courant réactif des branches avant et après compensation. Quant à l'allure des pertes dans les branches, elle est donnée par la figure IV.4.

Tableau IV. 4. Résultats après compensation optimale du feeder route Sake

Emplacement des batteries (jeux de barre N ⁰)	Taille de batteries (kVAr)	ΔP (kW)	ΔQ (kVAr)	ΔS (\$)
8	900	13,05	36,6	38 182,05
10	750	2,7	3,9	7 500,6
11	900	8,4	19,5	24 561
20	75	7,65	2,25	21 650,85
21	121	8,85	4,8	25 568,25
22	250	21,6	38,4	64 210,2
24	300	1,2	1,95	2 828,55
27	600	1,5	2,7	3 897,15
29	750	4,5	9,75	12 961,5
32	900	9	23,7	25 987,95
34	75	1,8	2,1	4 434,45
38	400	20,4	42,3	60 720,45
Total	6 021	100,65	187,95	292 503

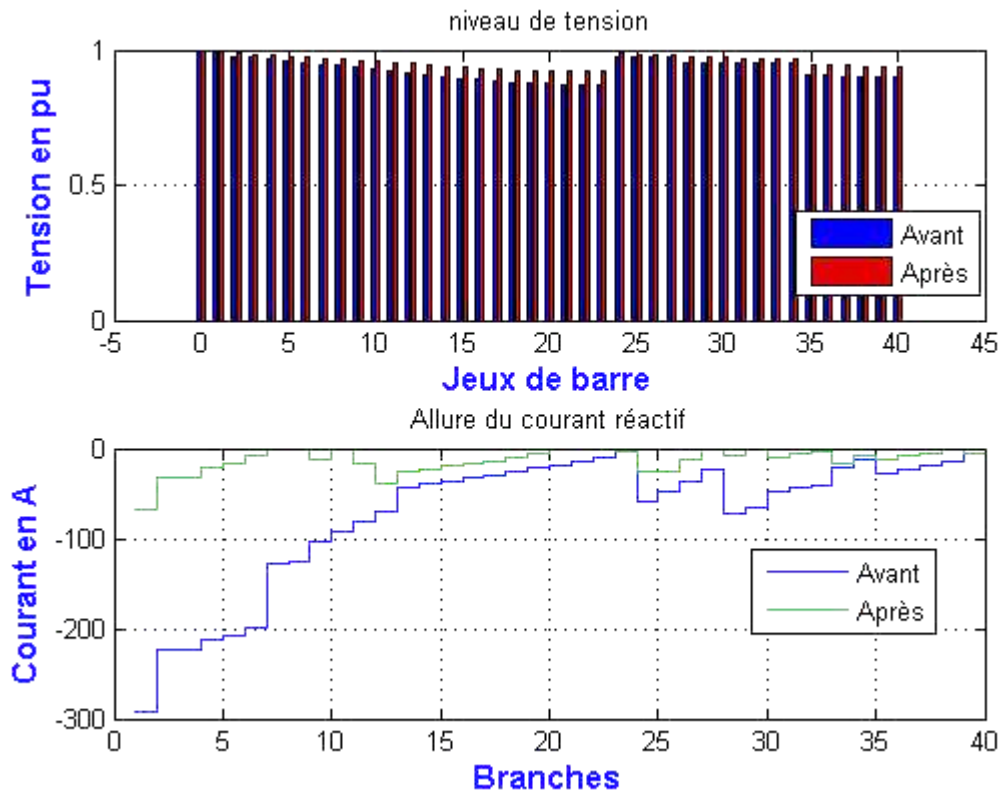


Figure IV. 4. Allure de la tension et du courant réactif avant et après compensation du feeder route Sake

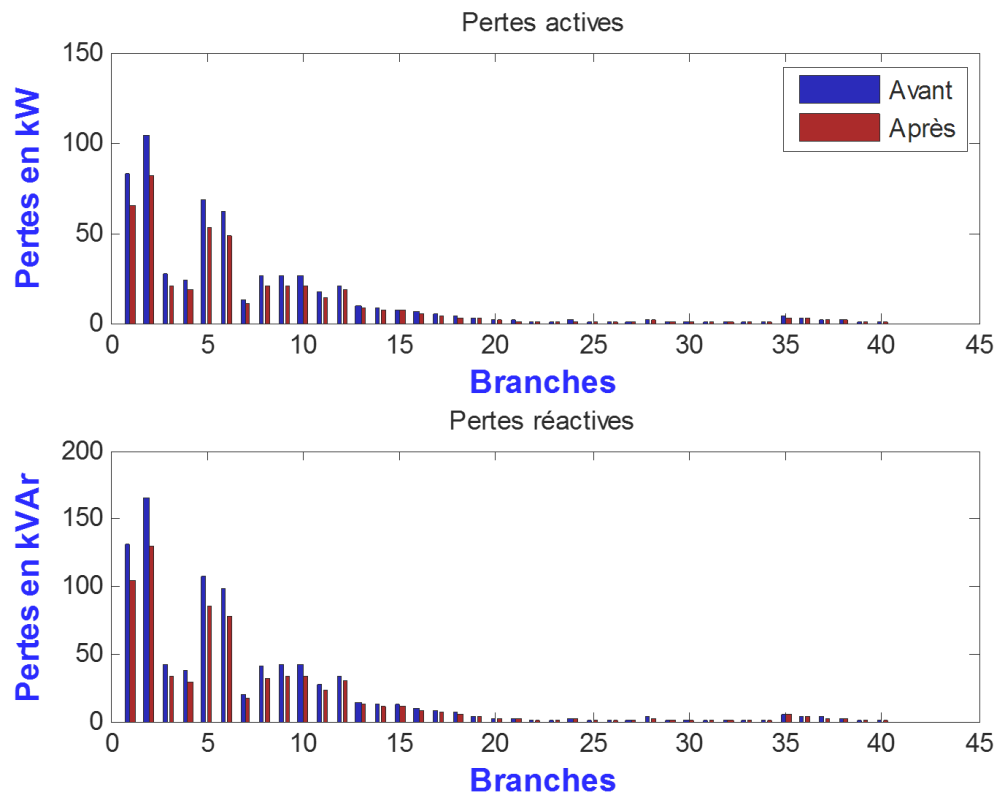


Figure IV. 5. Pertes actives avant et après compensation du feeder route Sake

IV.5. Aspect économiques de l'énergie perdue sur les lignes

Pour évaluer l'impact économique que représentent les pertes de puissance sur les deux feeders qui sont sujets à un taux élevé de perte, nous avons déterminé l'énergie perdue que ces pertes de puissance engendrent sur le réseau. Etant donné que les pertes calculées dans troisième chapitre tiennent compte du fonctionnement nominal des feeders (assimilable à la pointe de charge), l'impact économique sera étudié pour un fonctionnement nominal des feeders. La durée pendant laquelle les feeders fonctionnent à la charge nominale sur chaque feeder s'avère donc nécessaire.

L'auteur William H. KERTING dans son livre sur l'analyse et la modélisation du réseau de distribution montre que la durée minimale de la pointe est de deux heures par jour pour un réseau de distribution. Par manque de cette donnée à la SNEL, nous avons adopté cette dernière dans nos calculs. Le tarif du kWh (toute taxe comprise) à la SNEL/Goma est de 0,108\$. Les pertes actives nominales (267,34 kW) occasionnent donc une perte d'énergie de 195 160 kWh/an ce qui représente 21 077\$/an de perdu pour le feeder Sotraki. Pour le feeder route Sake, les pertes actives nominales (558,8 kW) occasionnent une perte d'énergie de 407 960 kWh/an ce qui représente 44 060\$ de perdu par an.

Après compensation de l'énergie réactive, la réduction des pertes actives engendre un cash-flow (qui est ici la réduction des pertes d'énergie, car elle peut ainsi être commercialisée) de 4 195\$/an sur le feeder Sotraki et de 8 705,5\$/an pour le feeder route Sake. Pour évaluer la rentabilité du projet de compensation, nous avons utilisé le critère de la VAN qui donne l'avantage absolu susceptible d'être retiré d'un projet. Le projet est rentable si sa VAN donnée par la formule IV.24 est positive.

$$VAN = CF \left[\frac{1-(1+a)^{-n}}{a} \right] - I_o \quad \text{(IV.24)}$$

Où :

- CF est le cash-flow
- a est le taux d'actualisation (il est de 8% en RDC)
- n est la durée de vie économique de l'investissement (10ans pour les batteries de condensateur)
- I_o est l'investissement.

Tableau IV. 5. Rentabilité du projet de compensation

Feeders	Investissement (en \$)	Cash-flow par an (en \$)	VAN (en \$)
Sotraki	1 430,1	4 195,1	26 720
Route Sake	5 293,1	8 705,5	53 121

Les deux feeders ont donc des VAN largement positives montrant ainsi que le projet de compensation est bien rentable.

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, une méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive des lignes MT (qui tient compte du facteur économique) a été présentée. Pour le feeder Sotraki, cette méthode nous a permis de réduire de 24,2% les pertes actives et de 24,5% les pertes réactives par rapport à leurs valeurs d'avant la compensation. Concernant le feeder route Sake, nous avons obtenu une réduction de 18% pour les pertes actives et de 21,1% pour les pertes réactives. L'installation des batteries de condensateur a aussi l'avantage de réduire les chutes de tensions. Pour les deux feeders cibles, les chutes de tensions ont ainsi été ramenées dans la limite admissible (qui est de $\pm 10\%$). Aussi par le critère de la VAN, nous avons pu démontrer que le projet de compensation est rentable.

CONCLUSION GENERALE

Dans notre travail portant sur l'étude analytique et économique des pertes sur les lignes MT d'un réseau de distribution, nous nous sommes fixé comme objectif d'évaluer les pertes sur le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma en régime nominal et d'étudier une possibilité pour leur réduction (en tenant compte du facteur économique), si elles s'avéraient assez élevées. L'écoulement de puissance a été un atout important pour atteindre de ce double objectif. Nous avons ainsi présenté la méthode Backward/Forward qui est une méthode numérique permettant de résoudre le problème d'écoulement de puissance. Nous avons aussi écrit un programme qui implémente cette méthode afin de l'appliquer sur le réseau MT de la SNEL.

Les résultats obtenus ont révélé que les pertes et les chutes de tensions sur les feeders Nord, Centre et Sud sont admissibles (les chutes de tensions sur ces feeders sont bien en dessous de 10%). Tandis que sur les feeders Sotraki et route Sake, les chutes de tensions sont de 13,25% et 12,9% (au-dessus de 10%) ; ce qui s'explique par leur largeur. En effet, ce sont les feeders les plus larges du réseau. Ces résultats nous ont emmenés à étudier une approche de compensation optimale de l'énergie réactive qui vise à maximiser la réduction du coût liée à l'installation des batteries de condensateurs. Cette approche a non seulement permis de réduire les pertes sur ces feeder, mais aussi d'abaisser les chutes de tension de 246,24V (soit 3,7% de la tension nominale) sur le feeder Sotraki et de 720V (soit 4,8% de la tension nominale) sur le feeder route Sake. Les pertes de puissance sur ces deux feeders occasionnent des pertes énergétiques considérables et nous avons pu en estimer leur retombé économique (soit 21 077\$ de perdu par an sur le feeder Sotraki et 44 060\$ de perdu par an sur le feeder route Sake).

Nous recommandons à la SNEL d'envisager une compensation de ces deux feeders car si elle disposait de l'énergie suffisante pour desservir la charge nominale de la ville de Goma (ce qui n'est pas loin d'arriver), les cabines les plus éloignées de ces deux feeders seraient sous voltées. Ce qui détériorerait la qualité de l'énergie chez les abonnés connectés sur ces cabines.

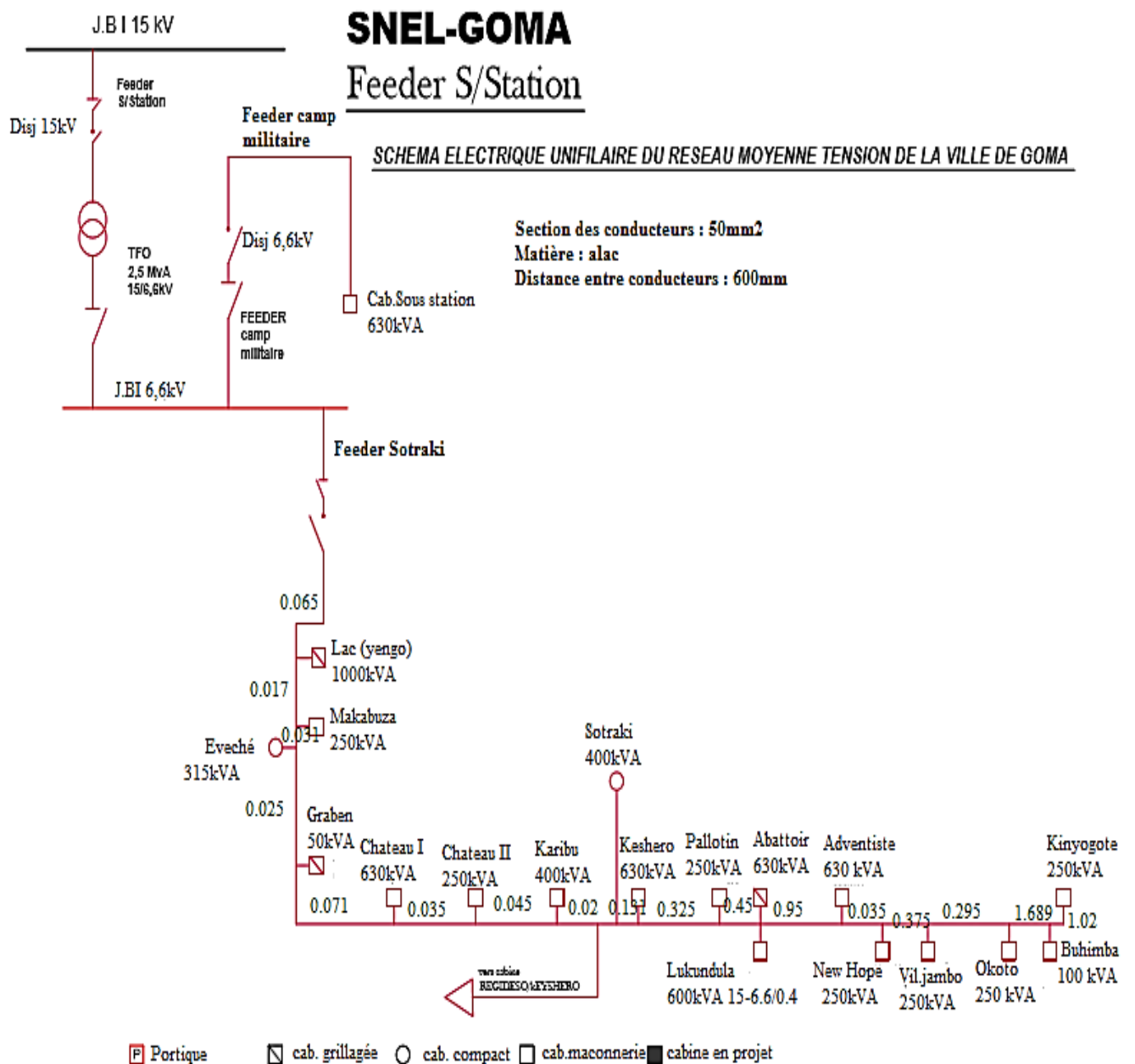
Nous ne prétendons pas avoir épuisé la question sur l'étude des pertes et des moyens possibles pour leur réduction. Nous encourageons donc d'autres chercheurs de s'étendre sur la question notamment en étudiant la possibilité de commander les condensateurs shunts étant donné que la charge n'est pas constante à tous les instants de la journée.

Bibliographie

- [1] W. C. B. VICENTE, *Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes*, Grenoble: Université de Grenoble, 2012.
- [2] F. BEAUMON, *Réseaux électriques*, Londres: CRC Presse, 2006.
- [3] J. H. TSOCHOUNIE, *Machines électriques (Notes de cours)*, Goma: ULPGL, 2014.
- [4] J. H. TSOCHOUNIE, *Complément des machines électriques (Notes de cours)*, Goma: ULPGL, 2016.
- [5] J. H. TSOCHOUNIE, *Installations électriques (Notes de cours)*, Goma: ULPGL, 2017.
- [6] I. FOFANA, *Transport et exploitation de l'énergie électrique*, Québec: Université du Québec, 2010.
- [7] B. N. NKAKA, *Appareillage des réseaux électriques*, Goma: ULPGL, 2016.
- [8] J. B. SUMAILI, *Cours de réseaux électriques*, Goma: ULPGL, 2016.
- [9] M. MARTY, *Protection et surveillance des réseaux*, Paris: Dunod, 2000.
- [10] W. H. KERTING, *Distribution System Modeling and analysis*, Las Cruces: CRC Press, 2002.
- [11] B. ABDELMOUDJIB et B. ABDELMOUDJIB, *L'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution*, Ouargla: Université KASDI MERBAH OUARGLA, 2016.
- [12] J. M. TESSERON, *Les pertes des réseaux électriques : estimations et achats*, Paris: ACTU SEE, 2006.
- [13] W. TEBANI, *Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution*, Université Ferhat Abbas-Sétif, 2012.
- [14] JANCOVICI, «*jancovici.com*,» 01 Aout 2013. [En ligne]. Available: <https://jancovici.com/transition-energetique/electricite/quel-est-le-vrai-cout-de-lelectricite/>. [Accès le 06 Juillet 2018].
- [15] N. B. NDAYE, *Centrale et réseaux électriques*, Goma: ULPGL, 2015.

ANNEXES

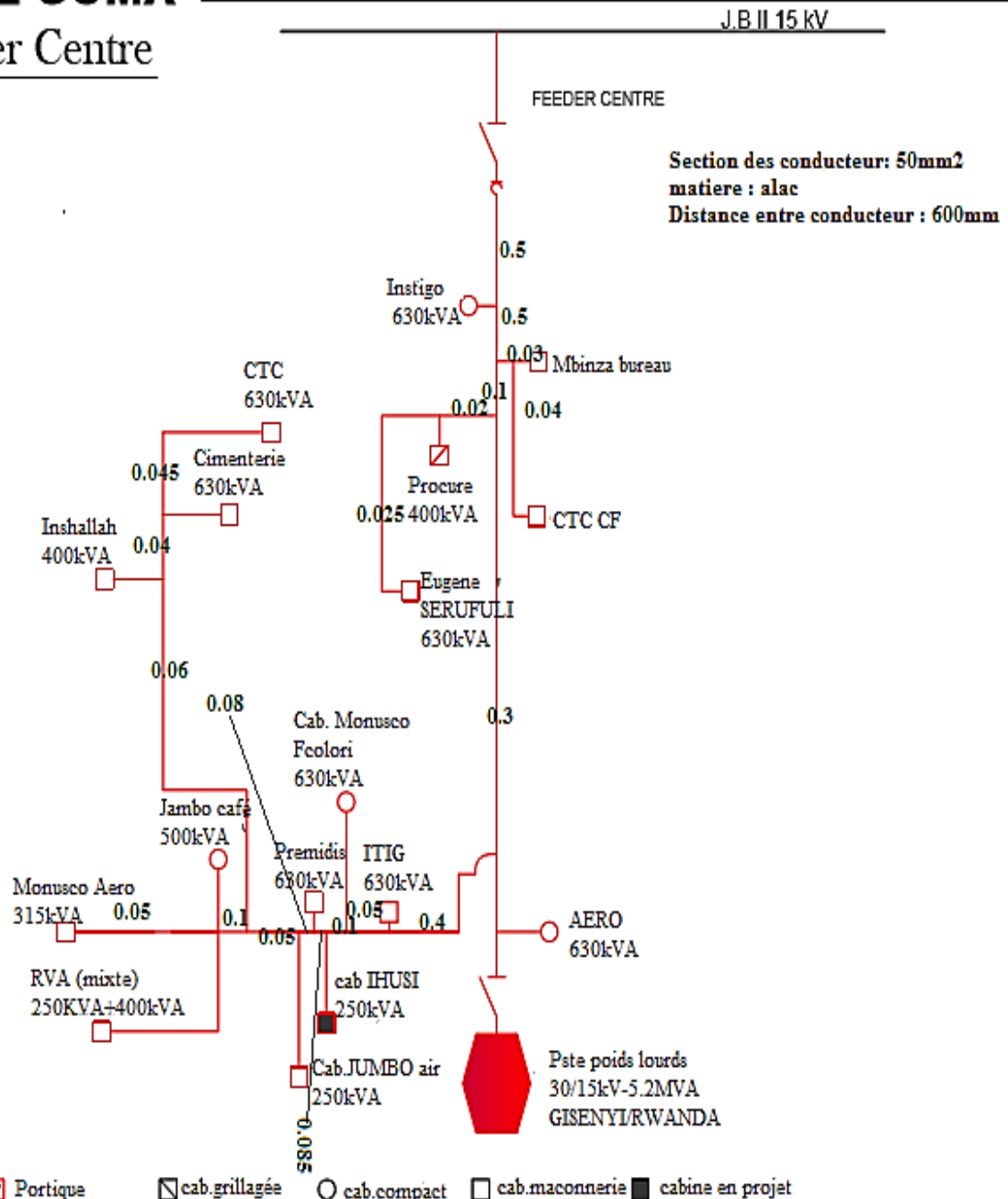
Annexe 1



Annexe 2

SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMA

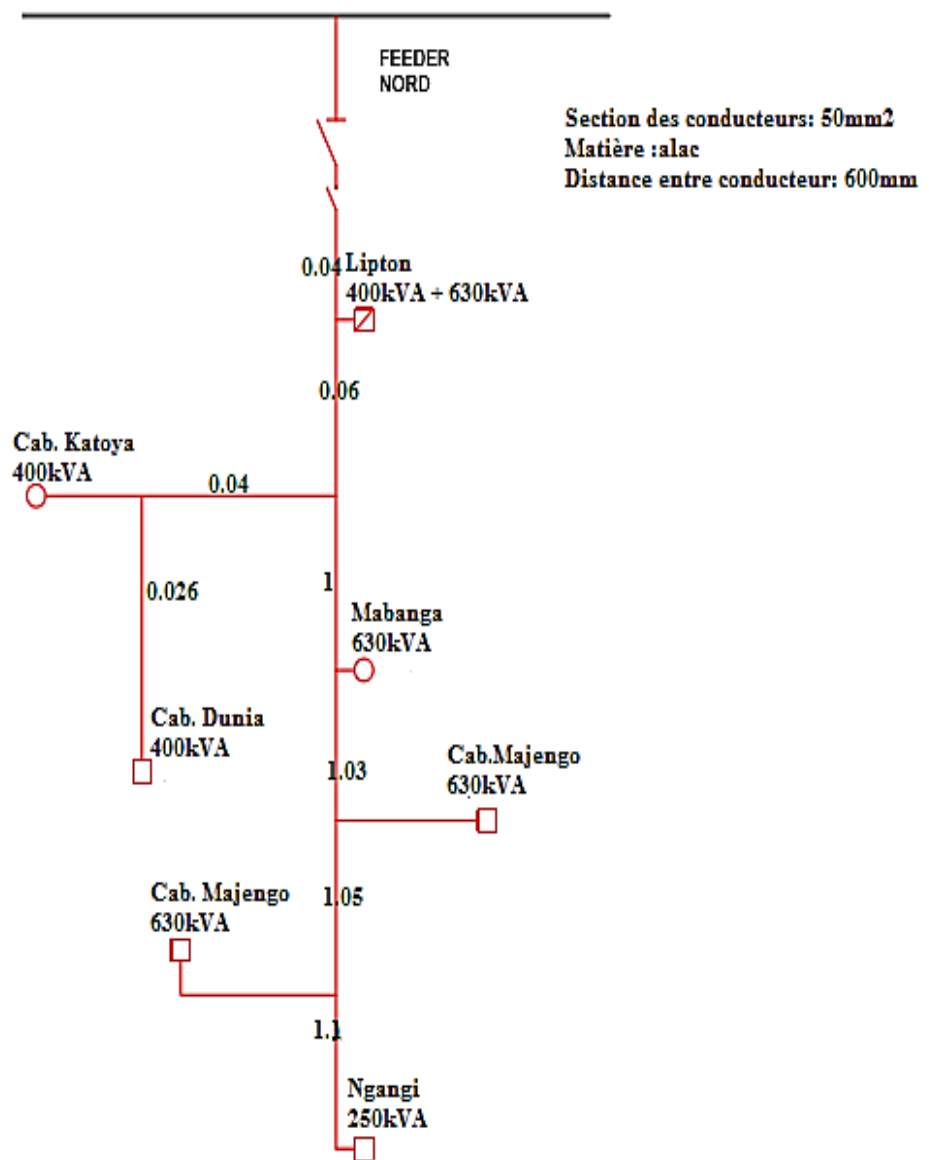
Feeder Centre



Annexe 3

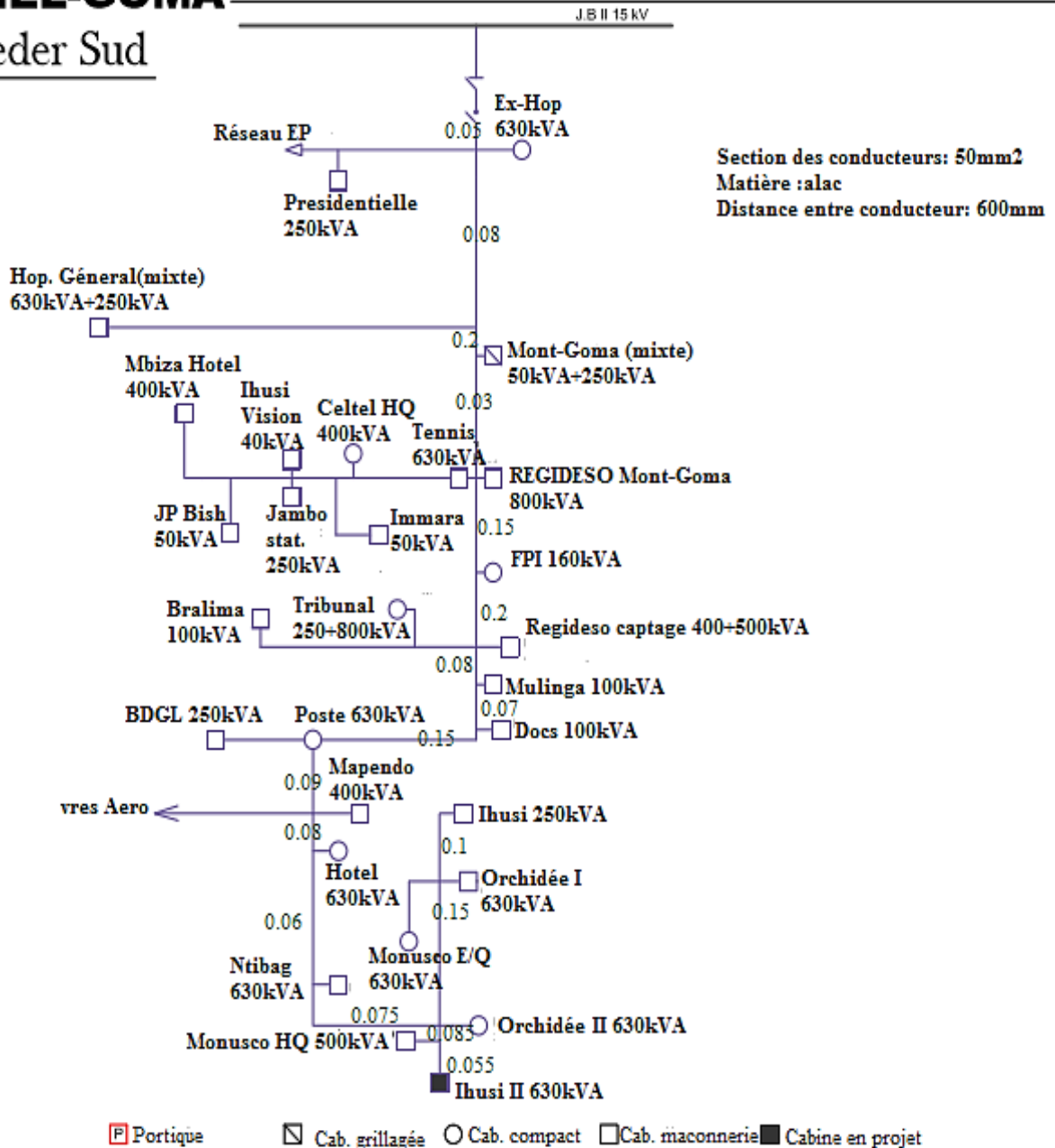
SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMAFeederNord

J.B I 15 KV

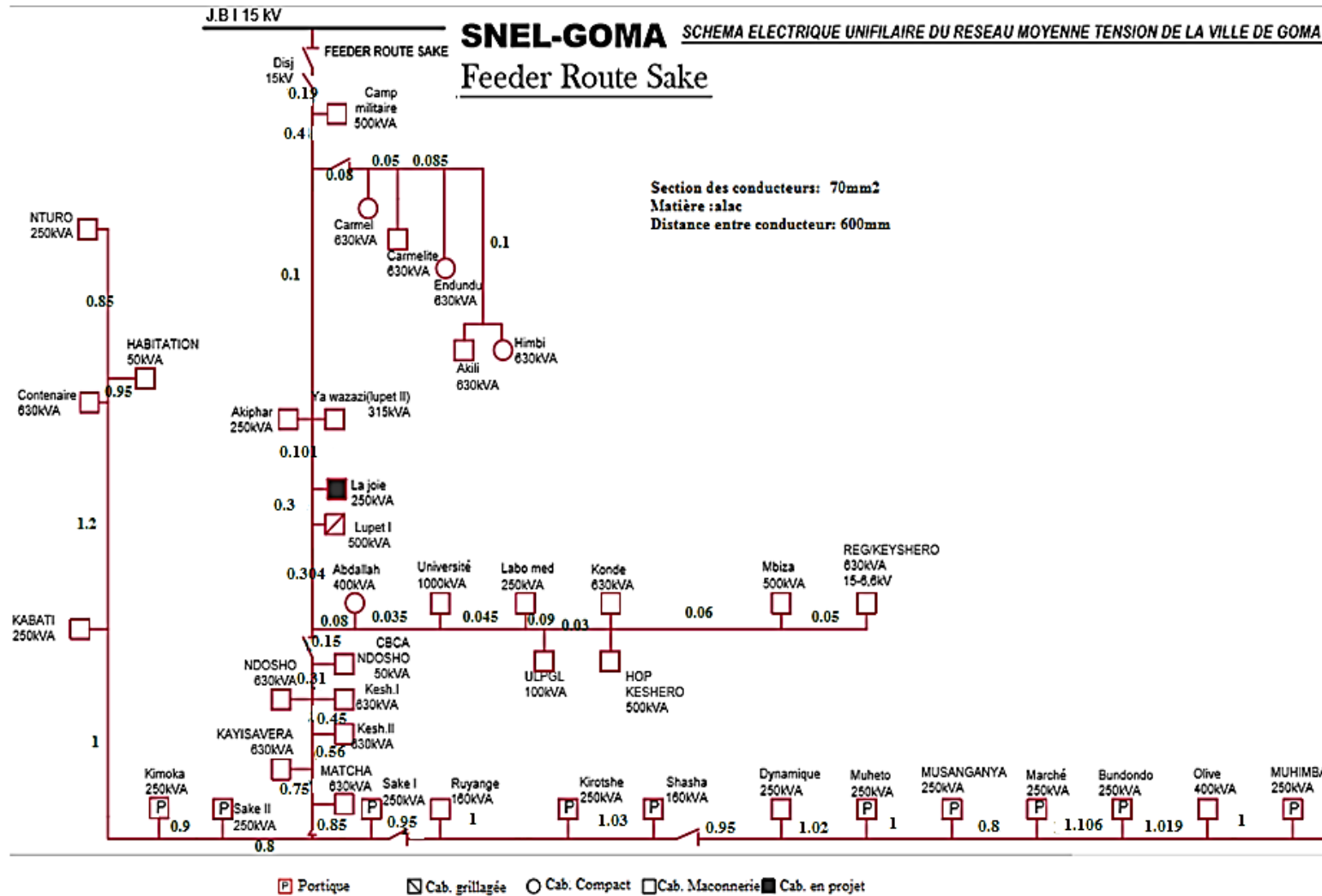


P Portique
 ▣ Cab. grillagée
 ○ Cab. Compact
 □ Cab. Maçonnerie
 ■ Cab. en projet

Annexe 4

SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMAFeeder Sud

Annexe 5



Annexe 6

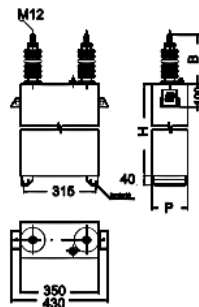
Condensateurs

Gamme complète de condensateurs MT

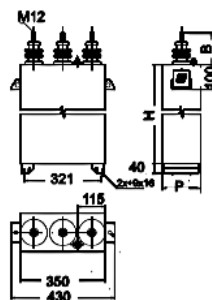


Références pour CHV-T
Condensateurs triphasés pour Moyenne Tension
 Utilisation intérieure ou extérieure, avec des fusibles
 et résistance de décharge, internes

Dimensions
CHV-M



Dimensions
CHV-T



BIL 20/60 kV (50 Hz) - 3,3 kV

Type	Code	kvar	Poids	Dimens. (mm) lx h x p
CHV-T 50/3,3 *	R8K0500003300	50	18,8 kg	350 x 422 x 160
CHV-T 75/3,3 *	R8K0750003300	75	22,4 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 100/3,3	R8K1000003300	100	22,8 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 121/3,3	R8K1210003300	121	26,3 kg	350 x 522 x 160
CHV-T 150/3,3	R8K1500003300	150	30,0 kg	350 x 572 x 160
CHV-T 200/3,3	R8K2000003300	200	34,4 kg	350 x 632 x 160
CHV-T 242/3,3	R8K2420003300	242	45,6 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 250/3,3	R8K2500003300	250	45,7 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 300/3,3	R8K3000003300	300	46,7 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 363/3,3	R8K3630003300	363	55,6 kg	350 x 862 x 175
CHV-T 400/3,3	R8K4000003300	400	58,3 kg	350 x 892 x 175
CHV-T 484/3,3	R8K4840003300	484	67,2 kg	350 x 1002 x 175
CHV-T 500/3,3	R8K5000003300	500	69,4 kg	350 x 1032 x 175
CHV-T 600/3,3	R8K6000003300	600	81,2 kg	350 x 1182 x 175
CHV-T 750/3,3	R8K7500003300	750	97,3 kg	350 x 1252 x 200

BIL 20/60 kvar (50 Hz) - 6,6 kV

CHV-T 50/6,6 *	R8K0500006600	50	19,2 kg	350 x 422 x 160
CHV-T 75/6,6 *	R8K0750006600	75	22,6 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 100/6,6 *	R8K1000006600	100	23,0 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 121/6,6 *	R8K1210006600	121	26,5 kg	350 x 522 x 160
CHV-T 150/6,6 *	R8K1500006600	150	30,2 kg	350 x 572 x 160
CHV-T 200/6,6	R8K2000006600	200	38,3 kg	350 x 692 x 160
CHV-T 242/6,6	R8K2420006600	242	45,8 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 250/6,6	R8K2500006600	250	45,9 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 300/6,6	R8K3000006600	300	46,9 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 363/6,6	R8K3630006600	363	55,9 kg	350 x 862 x 175
CHV-T 400/6,6	R8K4000006600	400	58,6 kg	350 x 892 x 175
CHV-T 484/6,6	R8K4840006600	484	67,4 kg	350 x 1002 x 175
CHV-T 500/6,6	R8K5000006600	500	69,7 kg	350 x 1032 x 175
CHV-T 600/6,6	R8K6000006600	600	81,2 kg	350 x 1182 x 175
CHV-T 750/6,6	R8K7500006600	750	97,6 kg	350 x 1252 x 200

BIL 28/75 kvar (50 Hz) - 11 kV

CHV-T 50/11 *	R8L0500011000	50	19,3 kg	350 x 422 x 160
CHV-T 75/11 *	R8L0750011000	75	22,7 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 100/11 *	R8L1000011000	100	23,0 kg	350 x 472 x 160
CHV-T 121/11 *	R8L1210011000	121	26,4 kg	350 x 522 x 160
CHV-T 150/11 *	R8L1500011000	150	30,1 kg	350 x 572 x 160
CHV-T 200/11 *	R8L2000011000	200	34,4 kg	350 x 632 x 160
CHV-T 242/11	R8L2420011000	242	45,6 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 250/11	R8L2500011000	250	45,7 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 300/11	R8L3000011000	300	46,5 kg	350 x 802 x 160
CHV-T 363/11	R8L3630011000	363	53,0 kg	350 x 892 x 175
CHV-T 400/11	R8L4000011000	400	56,1 kg	350 x 862 x 175
CHV-T 484/11	R8L4840011000	484	66,8 kg	350 x 1002 x 175
CHV-T 500/11	R8L5000011000	500	67,0 kg	350 x 1002 x 175
CHV-T 600/11	R8L6000011000	600	80,7 kg	350 x 1182 x 175
CHV-T 750/11	R8L7500011000	750	92,1 kg	350 x 1192 x 200

(*) Ne portent pas de fusibles internes
 Autres puissances, consulter

Annexe 7

Code MATLAB pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance et de la compensation optimale du feeder Sotaki :

```

tic
%methode de backward forward
clear all; close all; clc
%calcul des impedances de la ligne
ro=2.78e-8;%resistivite
D=60e-2; %distance entre conducteurs
s=50e-6;%section
d=sqrt((4*s)/pi);%diametre
mi = 4*pi*1e-7;%permeabilite de l'air
f=50;% frequence
w=2*pi*f; %pulsation
Uref= 6600; Sref= 1000*1e3; Zref=(Uref^2)/Sref; Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);
r=d/2;% rayon des conducteurs;
l=[0.065; 0.017; 0.031; 0.025; 0.071; 0.035; 0.045; 0.02; 0.131; 0.325;
0.450; 0.95; 0.035; 0.375; 0.295; 1.689; 1.02]*1e3;%longueurs des troncons.
N=17;%nombre de branches Nci=N; %nombre d'injection de courant
R=zeros(N,1); L=zeros(N,1);
for n=1:1:N
    R(n,1)=(ro*l(n))/s; %formule de la resistance
    L(n,1)=(mi/pi)*(1/4+ log(D/r))*l(n);%formule de l'inductance
end
R2=R; X2=L*w; Z = (R2+ X2*1i)/Zref;
% determination de la matrice BIBC
BIBC=zeros(N,N);
for n=1:1:N
    for o=1:1:N
        if o==n || o>=n+1
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
BIBC;
% formation de la matrice BCBV
BCBV=zeros(N,N);
for n=1:1:N
    for o=1:1:N
        if o==n || o<=n-1
            BCBV(n,o)= Z(o,1);
        end
    end
end
BCBV; Ni=8; % Nombre d'iterations
phi=31*pi/180; S1=[1000 250 315 50 630 250 400 400 630 250 1230 630 400 250
250 100 250]*1e3/Sref; P=S1*cos(phi); Q=S1*sin(phi);
% calcul de l'ecoulement de puissance
[DV, V, B, I] = loadflow(N, Ni, Nci, BIBC, BCBV, Q, P);
B1=B(1:N,Ni-1)*Iref; Ia=real(B1);
Ir=imag(B1); DV4= abs(DV(1:N,Ni-1));Iapu=real(B(1:N,Ni-1));
Irupu=imag(B(1:N,Ni-1));Sinj=abs(V(1,Ni)*conj(B(1,Ni-1))*Sref);
V1=V(1,Ni)-(DV(1:N+1,Ni-1));V2=abs(V1);Teta= angle(V1)*180/pi;
DVav=(abs(V(1,Ni))-abs(V1(N+1)))*Uref;
%verification de l'erreur epsilon
Epsi= abs(V(17,Ni))-abs(V(17,Ni-1))

```

```

%affichage du niveau des tension
X=0:17;
bar(X,abs(V1),'r','linewidth',0.1)
% title ('Niveau de tension des jeux de barre pour le freeder sous
station')
xlabel('jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Niveau de tension en
pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
Y=[Ia, Ir];b=1:1:N;
stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Courant dans les branche en
A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on
%calcul de pertes de puissance
Slos=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slos(n,1)=Z(n,1)*abs(B(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slos;Plos=real(Slos)/1e3;Qlos=imag(Slos)/1e3;Plosto=0; Qlosto=0;
for n=1:N
    Plosto=Plosto+Plos(n,1);
end
for n=1:N
    Qlosto=Qlosto+Qlos(n,1);
end
U=[V2, Teta];PertesTo=[Plosto, Qlosto];Pertes=[Plos, Qlos];
bar(b,Pertes)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Puissances perdues en kW/kVar',
'FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
toc

%compasation optimale

Vp=zeros(N+1,N);
Ip=zeros(Nci,N);
Bp=zeros(N,N);
DPto=zeros(Nci,1); DQto=zeros(Nci,1); Ick=zeros(Nci,1); Qck=zeros(Nci,1);
DP=zeros(Nci,1); DSto=zeros(Nci,1);k=1; p=0 ;
%resultats de la premiere ecoulement de puissance
Vp(:,1)=V1;
Ip(:,1)=I(:,Ni-1);
Bp(:,1)=B(:,Ni-1);
Qp=Q;
Batstan=zeros(N,1);
Qchoix=0; u=1;
while DPto(u,1)>=0&&DSto(u,1)>=0
    % determination de la sensibilite des noeuds et classement
    [Clas]=sensibiliteRS( Bp(:,k), Ip(:,k), Z, Nci, N );
    % recherche d'un noeud plus sensible et non compense
    l=1;
    if Batstan(Clas(l,2),1)==0
        l=1;
    else
        while Batstan(Clas(l,2),1)~=0
            l=l+1;
        end
    end
end
%expression du courant

```

```

        [Icom]=courantcompRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Batstan(Clas(1,2),1)*1000 );
        Ick(Clas(1,2),1)=Icom;
        %expression de la puissance optimale de la batterie de condensateur
        Qck(Clas(1,2),1)= abs(Vp(Clas(1,2), k))*Ick(Clas(1,2),1);
        %reduction max du cout
        [ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1000 );DSto(Clas(1,2),1)=ds;
        %reduction des pertes de puissance
        [dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1000 );DPto(Clas(1,2),1)=dp;
        [dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k), Qck(Clas(1,2),1)*1000
);
        DQto(Clas(1,2),1)=dq;
        %execution de l'ecoulement de puissance
        Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qck(Clas(1,2),1);
        [DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
        Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));
        %reajustage de la taille de la batterie
        [Icom]=courantcompRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1000 );Ick(Clas(1,2),1)=Icom;
        Qck(Clas(1,2),1)=abs(Vp(Clas(1,2), k+1))*Ick(Clas(1,2),1);

        %teste
        [bit]=teste1(Qck(Clas(1,2),1), DPto(Clas(1,2),1), Sref);
        if bit~=0
            Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));Vp(:,k+1)=Vp(:,k);
            DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
            Batstan(Clas(1,2),1)=0;DSto(Clas(1,2),1)=0;DPto(Clas(1,2),1)=dp;
            DQto(Clas(1,2),1)=0;
        end
        %choix de la batterie standard
        if bit==0
            [Qopti]=choix1(Qck(Clas(1,2)), Sref);
            Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qopti;
            [DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
            Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));
            %teste de surcompensation
            [bit1]=teste2( Bp(:,k+1), N );
            if bit1==0
                Batstan(Clas(1,2))=Qopti;
                %reduction max du cout
                [ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qopti*1000 );
                DSto(Clas(1,2),1)=ds;
                %reduction des pertes de puissance
                [dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qopti*1000 );DPto(Clas(1,2),1)=dp;
                [dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1), Qopti*1000
);
                DQto(Clas(1,2),1)=dq;
            else
                while bit1~=0
                    [Qstan]=choix2(Qopti, Sref);
                    if Qstan==Qopti
                        if l==13
                            Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));
                            Vp(:,k+1)=Vp(:,k);DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);
                            Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
                            Batstan(Clas(1,2),1)=-1;DSto(Clas(1,2),1)=-1;
                            DPto(Clas(1,2),1)=-1; DQto(Clas(1,2),1)=0;bit1=0;

```

```

else
    Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));
    Vp(:,k+1)=Vp(:,k);DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);
    Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
    Batstan(Clas(1,2),1)=-1;DSto(Clas(1,2),1)=0;
    DPto(Clas(1,2),1)=0;DQto(Clas(1,2),1)=0;bit1=0;
end
else
    Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qstan;
    [DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
    Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);
    Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));Batstan(Clas(1,2))=Qstan;
    Qopti=Qstan;
    %reduction max du cout
    [ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1000 ); DSto(Clas(1,2),1)=ds;
    %reduction des pertes de puissance
    [dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1000 ); DPto(Clas(1,2),1)=dp;
    [dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1000 );DQto(Clas(1,2),1)=dq;
    [bit1]=teste2( Bp(:,k+1), N );
end
end
end
end
u=(Clas(1,2));k=k+1;
end
%affichage des resultats
for n=1:length(Batstan)
    if Batstan(n,1)<0
        Batstan(n,1)=0;
    end
end
for n=1:length(DPto)
    if DPto(n,1)<0
        DPto(n,1)=0;
    end
    if DSto(n,1)<0
        DSto(n,1)=0;
    end
end
Batstan=Batstan*1000 %en kVAr
DPto=DPto*2800 % en kW
DSto=DPto*1000 % en $
DQto= DQto*2359 % en kVAr

Y=[Ir , imag(Bp(:,k)*Iref)];
compTension=[abs(V1) , abs(Vp(1:N+1,k))];
figure, subplot(2,1,1), bar(X,compTension)
xlabel('Jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
ylabel('Tension en pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('niveau de tension')
grid on
subplot(2,1,2),stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
ylabel('Courant en A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Allure du courant réactif')
grid on
Slosap=zeros(N,1);
for n=1:N

```

```

        Slosap(n,1)=Z(n,1)*abs(Bp(n,k))^2*Sref;
end
Slosap;Plosap=real(Slosap)/1e3;Qlosap=imag(Slosap)/1e3;
Plostoap=0; Qlostoap=0;
for n=1:N
    Plostoap=Plostoap+Plosap(n,1);
end

for n=1:N
    Qlostoap=Qlostoap+Qlosap(n,1);
end
PertesToap=[Plostoap, Qlostoap] %pertes apres compasation

Actives = [Plos , Plosap];Reactives = [Qlos , Qlosap];
figure, subplot(2,1,1),bar(b,Actives)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Pertes en kW','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Pertes actives')
subplot(2,1,2), bar(b,Reactives)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Pertes en kVar','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Pertes réactives')
DVap=(abs(V(1,Ni))-abs(Vp(N+1,k)))*Uref;
%Etude economique du feeder
durjr= 2; % duree journaliere de la pointe de charge
%energie perdue par jour pendant les heures de pointe
ckw=0.108; % prix du kWh
Wm=durjr*Plosto; % Energie perdue par jour
Pecom=Wm*ckw; % Pertes economiques par jour duent aux pertes
Pan=Pecom*365;
Condensateurs=Batstan;
[prixbat]=coutbat( Condensateurs );
%energie economisee apres compasation
Dpc=PertesTo(1)-PertesToap(1);
Weco=durjr*Dpc; % energie journaliere economisee due a la compasation
Econ=Weco*ckw; %valeur economique de la reduction des pertes actives
Ean=Econ*365;
%calcul des cash flow actualisees
tb=10; % duree de vie de la batterie de condensateur
a=8/100; %taux d'actualisation
Cashflow= Ean;
VAN=(Cashflow*(1-(1+a)^(-tb)))/a-prixbat;

```

Fonction loadflow :

```

function [ DV, V, B, I ] = loadflow( N, Ni, Nci, BIBC, BCBV, Q, P )

V=zeros(N+1,Ni);% initialisation de la matrice pour les N noeuds aux Ni
iterations.
% C'est une matrice à N lignes et Ni colonnes
V(1:N+1,1:Ni)=1;DV=zeros(N+1,Ni);I=zeros(Nci,Ni);B=zeros(N,Ni);
for k=1:Ni-1
    for j=1:Nci
        I(j,k)= conj((P(1,j)+Q(1,j)*1i)/(V(j+1,k)));
    end
    for l=1:N
        B(l,k)=BIBC(l,:)*I(:,k);
    end
    for n=2:N+1
        DV(n,k)=BCBV(n-1,:)*B(:,k);
    end
end

```

```

    end
    for o=2:N+1
        V(o,k+1)=V(1, Ni)+DV(o,k);
    end
end
end

```

Fonction sensibiliteRS :

```

function [ Clas ] = sensibiliteRS( Bp, Ip, Z, NCi, N )
DP=zeros(NCi,1);
for n=1:NCi
    Som1=0;Som2=0;
    if n<=23
        for o=1:n
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        DP(n,1)= 2* (-imag(Ip(n,1)))*Som1- (-imag(Ip(n,1)))^2*Som2;
    end
    if n>=24 && n<=27
        for o=1:2
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        for o=24:27
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        DP(n,1)= 2* (-imag(Ip(n,1)))*Som1- (-imag(Ip(n,1)))^2*Som2;
    end
    if n>=28 && n<=34
        for o=1:6
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        for o=28:34
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        DP(n,1)= 2* (-imag(Ip(n,1)))*Som1- (-imag(Ip(n,1)))^2*Som2;
    end
    if n>=35 && n<=N
        for o=1:12
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        for o=35:N
            Som1= Som1+real(Z(o,1))*(-imag(Bp(o,1)));
            Som2= Som2+real(Z(o,1));
        end
        DP(n,1)= 2* (-imag(Ip(n,1)))*Som1- (-imag(Ip(n,1)))^2*Som2;
    end
end
end
%classement des noeuds selon la sensibilite
Clas = zeros(NCi,2);index=0;
for n=1:NCi
    compar=0;
    for o=1:NCi
        if DP(o,1)>=compar && o~=index

```

```

        compar=DP(o,1);index=o;
    end
end
    Clas(n,1)=compar;Clas(n,2)=index;DP(index,1)=-1;
end
end

```

Fonction courantcompRS :

```

function [ Ick ] = courantcompRS( Clas, B, Z, V, Qck )
kp=3000;
if Qck<=150
    kck=1.5;
elseif Qck>150 && Qck<=300
    kck=1.05;
elseif Qck>300 && Qck<=450
    kck=0.75;
elseif Qck>450 && Qck<=600
    kck=0.66;
elseif Qck>600 && Qck<=750
    kck=0.6;
elseif Qck>750 && Qck<=900
    kck=1.05;
elseif Qck>900 && Qck<=1050
    kck=0.75;
elseif Qck>1050
    kck=0.66;
end
    kcm=(1.5+1.05+0.75+0.66+0.6)/5;
%expression du courant
    som1=0;som2=0;som3=0; som4=0;
    if Clas>=1 && Clas<=23
        for n=1:Clas
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));som3=som2+real(Z(n,1));
            som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ick= (2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))/(2*kp*som3+2*kcm*som4);
    end
    if Clas>=24 && Clas<=27
        for n=1:2
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=24:27
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ick= (2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))/(2*kp*som3+2*kcm*som4);
    end
    if Clas>=28 && Clas<=34
        for n=1:6
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=28:34

```

```

        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    Ick= (2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))/(2*kp*som3+2*kcm*som4);
    end
    if Clas>=35 && Clas<=40
        for n=1:12
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=35:40
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ick= (2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))/(2*kp*som3+2*kcm*som4);
    end
end

```

Fonction reductioncoutRS :

```

function [ Ds ] = reductioncoutRS( Clas, B, Z, V, Qck )
kp=3000;
if Qck<=150
    kck=1.5;
elseif Qck>150 && Qck<=300
    kck=1.05;
elseif Qck>300 && Qck<=450
    kck=0.75;
elseif Qck>450 && Qck<=600
    kck=0.66;
elseif Qck>600 && Qck<=750
    kck=0.6;
elseif Qck>750 && Qck<=900
    kck=1.05;
elseif Qck>900 && Qck<=1050
    kck=0.75;
elseif Qck>1050
    kck=0.66;
end
kcm=(1.5+1.05+0.75+0.66+0.6)/5;som1=0;som2=0;som3=0; som4=0;
    if Clas>=1 && Clas<=23
        for n=1:Clas
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ds= ((2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(4*kp*som3+4*kcm*som4);
    end
    if Clas>=24 && Clas<=27
        for n=1:2
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=24:27

```

```

        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    Ds= ((2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(4*kp*som3+4*kcm*som4);
    end
    if Clas>=28 && Clas<=34
        for n=1:6
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=28:34
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ds= ((2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(4*kp*som3+4*kcm*som4);
    end
    if Clas>=35 && Clas<=40
        for n=1:12
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=35:40
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Ds= ((2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(4*kp*som3+4*kcm*som4);
    end
end
end

```

Fonction reductionperteRS :

```

function [ Dp ] = reductionperteRS(Clas, B, Z, V, Qck )
kp=3000;
if Qck<=150
    kck=1.5;
elseif Qck>150 && Qck<=300
    kck=1.05;
elseif Qck>300 && Qck<=450
    kck=0.75;
elseif Qck>450 && Qck<=600
    kck=0.66;
elseif Qck>600 && Qck<=750
    kck=0.6;
elseif Qck>750 && Qck<=900
    kck=1.05;
elseif Qck>900 && Qck<=1050
    kck=0.75;
elseif Qck>1050
    kck=0.66;
end
kcm=(1.5+1.05+0.75+0.66+0.6)/5;
som1=0;som2=0;som3=0; som4=0;
    if Clas>=1 && Clas<=23

```

```

for n=1:Clas
    som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
    som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
    som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
end
    Dp=((som1*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som3*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
end
if Clas>=24 && Clas<=27
    for n=1:2
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    for n=24:27
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    Dp=((som1*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som3*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
end
if Clas>=28 && Clas<=34
    for n=1:6
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    for n=28:34
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    Dp=((som1*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som3*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
end
if Clas>=35 && Clas<=40
    for n=1:12
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    for n=35:40
        som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
        som3=som2+real(Z(n,1)); som4=som4+imag(Z(n,1));
    end
    Dp=((som1*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som3*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
end
end
end

```

FonctionreductionQRs :

```

function [ Dq ] = reductionQRs( Clas, B, Z, V, Qck )
kp=3000;
if Qck<=150
    kck=1.5;
elseif Qck>150 && Qck<=300
    kck=1.05;
elseif Qck>300 && Qck<=450
    kck=0.75;
elseif Qck>450 && Qck<=600
    kck=0.66;
elseif Qck>600 && Qck<=750
    kck=0.6;
elseif Qck>750 && Qck<=900
    kck=1.05;
elseif Qck>900 && Qck<=1050
    kck=0.75;
elseif Qck>1050
    kck=0.66;
end
kcm=(1.5+1.05+0.75+0.66+0.6)/5;
som1=0;som2=0;som3=0; som4=0;
    if Clas>=1 && Clas<=23
        for n=1:Clas
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Dq=((som2*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som4*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
    end
    if Clas>=24 && Clas<=27
        for n=1:2
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=24:27
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Dq=((som2*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som4*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
    end
    if Clas>=28 && Clas<=34
        for n=1:6
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=28:34
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
    end
end

```

```

        Dq=((som2*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som4*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
    end
    if Clas>=35 && Clas<=40
        for n=1:12
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        for n=35:40
            som1=som1+real(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som2=som2+imag(Z(n,1))*(-imag(B(n,1)));
            som3=som2+real(Z(n,1));som4=som4+imag(Z(n,1));
        end
        Dq=((som2*(4*kp*som1+4*kcm*som2-
2*kck*abs(V(Clas,1))))/(2*kp*som3+2*kcm*som4))-
((som4*(2*kp*som1+2*kcm*som2-
kck*abs(V(Clas,1)))^2)/(2*kp*som3+2*kcm*som4)^2);
    end
end

```

Fonction choix1 :

```

function [ Qopti ] = choix1( Qck, Sref )
Bat=[50; 75; 100; 121; 150; 200; 242; 250; 300;363; 400; 484; 500; 600;
750;900;1050;1200;1350;1500;1650;1800;1950;2100;2250;2400;2550;2700;2850;
3000; 3150; 3300;3450;3600;3750;3900;4050]*1e3/Sref;
dif=Bat(1:length(Bat),1)-Qck;
for n=1:length(Bat)
    if dif(n,1)<0
        dif(n,1)=-dif(n,1);
    end
end
[Y, I]=min(dif);Qopti=Bat(I);
end

```

Fonction testel1 :

```

function [ bit ] = testel1( Qck, Dpto, Sref )
Bat=[50; 75; 100; 121; 150; 200; 242; 250; 300;363; 400; 484; 500; 600;
750;900;1050;1200;1350;1500;1650;1800;1950;2100;2250;2400;2550;2700;2850;
3000; 3150; 3300;3450;3600;3750;3900;4050]*1e3/Sref;
bit=0;
if Qck<=0
    bit=bit+1;
elseif Qck<min(Bat)
    bit=bit+1;
elseif Qck>5*max(Bat)
    bit=bit+1;
elseif Dpto<0
    bit=bit+1;
else bit=0;
end
end

```

Fonction teste2

```

function [ bit1 ] = teste2( B, N )
bit1=0;

```

```

for n=1:N
    q=imag(B(n));
    if q>0
        bit1=bit1+1;
    end
end
end

```

Fonction choix2

```

function [ Qstan ] = choix2( Qopti, Sref )
Bat=[50; 75; 100; 121; 150; 200; 242; 250; 300;363; 400; 484; 500; 600;
750;900;1050;1200;1350;1500;1650;1800;1950;2100;2250;2400;2550;2700;2850;
3000; 3150; 3300;3450;3600;3750;3900;4050]*1e3/Sref;
if Qopti<=min(Bat)
    Qstan=Qopti;
else
    dif=Bat(1:length(Bat),1)-Qopti;
    for n=1:length(Bat)
        if dif(n,1)>=0
            dif(n,1)=-max(Bat);
        end
    end
    [Y, I]=max(dif);Qstan=Bat(I);
end
end

```

Fonction coutbat

```

function [ prix ] = coutbat( Batstan )
kck=0;prix=0;
for j=1:length( Batstan )
    if Batstan<=150
        kck=1.5;
    elseif Batstan(j)>150 && Batstan(j)<=300
        kck=1.05;
    elseif Batstan(j)>300 && Batstan(j)<=450
        kck=0.75;
    elseif Batstan(j)>450 && Batstan(j)<=600
        kck=0.66;
    elseif Batstan(j)>600 && Batstan(j)<=750
        kck=0.6;
    elseif Batstan(j)>750 && Batstan(j)<=900
        kck=1.05;
    elseif Batstan(j)>900 && Batstan(j)<=1050
        kck=0.75;
    elseif Batstan(j)>1050
        kck=0.66;
    end
    prix=prix+(Batstan(j)*kck);
end
end

```

Code MATLAB pour la résolution du problème d'écoulement de puissance du feeder Centre :

```

tic
%methode de backward forward
clear all; close all; clc
%calcul des impedances de la ligne

```

```

ro=2.78e-8;%resistivite
D=60e-2; %distance entre conducteurs
s=50e-6;%section
d=sqrt((4*s)/pi);%diametre
mi = 4*pi*1e-7;%permeabilite de l'air
f=50;% frequence
w=2*pi*f; %pulsation
Uref= 15000;Sref= 1150*1e3;Zref=(Uref^2)/Sref;Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);
r=d/2;% rayon des conducteurs;
l=[0.5; 0.5; 0.1; 0.3; 0.4; 0.05; 0.1; 0.085; 0.08; 0.05; 0.1; 0.05; 0.03;
0.04; 0.02; 0.025; 0.06; 0.04; 0.045]*1e3;%longueurs des troncons.
N=19;%nombre de branches
NCi=N-3;R=zeros(N,1);L=zeros(N,1);
for n=1:1:N
    R(n,1)=(ro*l(n))/s; %formule de la resistance
    L(n,1)=(mi/pi)*(1/4+ log(D/r))*l(n);%formule de l'inductance
end
R2=R;X2=L*w;Z = (R2+ X2*1i)/Zref
% determination de la matrice BIBC
BIBC=zeros(N,N-3);
for n=1:N
    if n<=2
        for o=1:N-3
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
    if n>=3 && n<=4
        for o=2:9
            BIBC(n,o)=1;
        end
        for o=12:16
            if (o~=12 || n~=4)&& (o~=13 || n~=4)
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
    if n>=5 && n<=10
        for o=1:9
            if o>=n-2
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
        for o=14:16
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=11 && n<=16
        for o= 8:13
            if o==n-3
                BIBC(n,o)=1;
            end
            if o==n-2 && n ~=12 && n~=14 && n~=16
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
    if n>=17
        for o=14:16
            if o>=n-3

```

```

        BIBC(n,o)=1;
    end
end
end
BIBC
BCBV=zeros(N,N);
for n=1:N
    if n>=1 && n<=12
        for o=1:12
            if o>=n
                BCBV(o,n)=Z(n,1);
            end
        end
    end
    if n>=12 && n<=14
        for o=1:2
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=13:14
            if o>=n
                BCBV(o,n)=Z(n,1);
            end
        end
    end
    if n>=15 && n<=16
        for o=1:3
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=15:16
            if o>=n
                BCBV(o,n)=Z(n,1);
            end
        end
    end
    if n>=17 && n<=19
        for o=1:10
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=17:19
            if o>=n
                BCBV(o,n)=Z(n,1);
            end
        end
    end
end
BCBV
Ni=7; % Nombre d'iterations
phi=31*pi/180; S1=[630 630 630 630 250 630 250 1150 315 100 100 400 630 400
630 630]*1e3/Sref;P=S1*cos(phi);Q=S1*sin(phi);
[DV, V, B] = loadflow(N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Q, P);
B1=B(1:N,Ni-1)*Iref
Ia=real(B1)
Ir=imag(B1)
Sinj=abs(V(1,Ni)*conj(B(1,Ni-1)))*Sref)
Iapu=real(B(1:N,Ni-1))
Irupu=imag(B(1:N,Ni-1))
V1=V(1,Ni)-(DV(1:N+1,Ni-1))
Teta= angle(V1)*180/pi
V2=abs(V1)
DV=(abs(V(1,Ni))-abs(V1(N)))*Uref

```

```

%verification de l'erreur epsilone
Epsi= abs(V(N,Ni))-abs(V(N,Ni-1))
%affichage des graphes
X=0:19;
bar(X,abs(V1),'r','linewidth',0.3)
% title ('Niveau de tension des jeux de barre pour le feeder centre')
xlabel('Jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Niveau de tension en
pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
Y=[Ia, Ir];b=1:N;
stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Courant dans les branches en
A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on
%calcul de pertes de puissance
Slos=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slos(n,1)=Z(n,1)*abs(B(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slos
Plos=real(Slos)/1e3
Qlos=imag(Slos)/1e3
Plosto=0; Qlosto=0;
for n=1:N
    Plosto=Plosto+Plos(n,1);
end
for n=1:N
    Qlosto=Qlosto+Qlos(n,1);
end
U=[V2, Teta];
PertesTo=[Plosto, Qlosto]
Pertes=[Plos, Qlos]
bar(b,Pertes)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Puissances perdues en
kW/kVar','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
toc

```

Code MATLAB pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance du feeder Nord :

```

tic
%methode de backward forward
clear all; close all; clc
%calcul des impedances de la ligne
ro=2.78e-8;%resistivite
D=60e-2; %distance entre conducteurs
s=50e-6;%section
d=sqrt((4*s)/pi);%diametre
mi = 4*pi*1e-7;%permeabilite de l'air
f=50;% frequence
w=2*pi*f; %pulsation
Uref= 15000;Sref= 1030*1e3;Zref=(Uref^2)/Sref;Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);
r=d/2;% rayon des conducteurs;
l=[0.04; 0.06; 1; 1.03; 1.05; 1.1; 0.04; 0.26]*1e3;%longueurs des troncons.
N=8;%nombre de branches
NCi=N-1;R=zeros(N,1);L=zeros(N,1);
for n=1:1:N
    R(n,1)= (ro*l(n))/s; %formule de la resistance
    L(n,1)=(mi/pi)*(1/4+ log(D/r))*l(n);%formule de l'inductance

```

```

end
R2=R;
X2=L*w;
Z = (R2+ X2*1i)/Zref
% determination de la matrice BIBC
BIBC=zeros(N,N-1);
for n=1:2
    for o=1:7
        if o>=n
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
for n=3:6
    for o=2:5
        if o>=n-1
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
for n=7:8
    for o=6:7
        if o>=n-1
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
BIBC
BCBV=zeros(N,N);
for n=1:6
    for o=1:1:N
        if o==n || o<=n-1
            BCBV(n,o)= Z(o,1);
        end
    end
end
for n=7:8
    for o=1:2
        BCBV(n,o)=Z(o,1);
    end
end
for n=7:8
    for o=7:8
        if o==n || o<=n-1
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
    end
end
BCBV
Ni=5; % Nombre d'iterations
phi=31*pi/180;
S1=[1030 630 630 630 250 400 400]*1e3/Sref; P=S1*cos(phi);Q=S1*sin(phi)
[DV, V, B] = loadflow(N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Q, P);
B1=B(1:N,Ni-1)*Iref
Ia=real(B1)
Ir=imag(B1)
Sinj=abs(V(1,Ni)*conj(B(1,Ni-1)))*Sref)
Iapu=real(B(1:N,Ni-1))
Irupu=imag(B(1:N,Ni-1))

V1=V(1,Ni)-(DV(1:N+1,Ni-1))

```

```

V2=abs(V1)
Teta= angle(V1)*180/pi
DV=(abs(V(1,Ni))-abs(V1(N-1)))*Uref
%verification de l'erreur epsilone
Epsi= abs(V(N,Ni))-abs(V(N,Ni-1))
% affichage des graphes
X=0:8;
bar(X,abs(V1),'r','linewidth',0.1)
% title ('Niveau de tension des jeux de barre pour le freeder sous
station')
xlabel('Jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Niveau de tension en
pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
Y=[Ia, Ir];
b=1:1:N;
stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Courant de branche en
A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on
%calcul de pertes de puissance
Slos=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slos(n,1)=Z(n,1)*abs(B(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slos
Plos=real(Slos)/1e3
Qlos=imag(Slos)/1e3
Plosto=0; Qlosto=0;
for n=1:N
    Plosto=Plosto+Plos(n,1);
end
for n=1:N
    Qlosto=Qlosto+Qlos(n,1);
end
U=[V2, Teta];
PertesTo=[Plosto, Qlosto]
Pertes=[Plos, Qlos]
bar(b,Pertes)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Puissance perdue en
kW/kVar','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
toc

```

Code MATLAB pour la résolution du problème d'écoulement de puissance du feeder Sud :

```

tic
%methode de backward forward
clear all; close all; clc
%calcul des impedances de la ligne
ro=2.78e-8;%resistivite
D=60e-2; %distance entre conducteurs
s=50e-6;%section
d=sqrt((4*s)/pi);%diametre
mi = 4*pi*1e-7;%permeabilite de l'air
f=50;% frequence
w=2*pi*f; %pulsation
Uref= 15000;Sref= 1500*1e3;Zref=(Uref^2)/Sref;
Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);r=d/2;% rayon des conducteurs;

```

```

l=[0.05; 0.08; 0.2; 0.03; 0.15; 0.2; 0.08; 0.07; 0.15; 0.09; 0.08; 0.06;
0.075; 0.15; 0.1; 0.02; 0.05; 0.07; 0.03; 0.03; 0.02; 0.02; 0.02; 0.085;
0.055]*1e3;%longueurs des troncons.
N=25;%nombre de branches
NCi=N;R=zeros(N,1);L=zeros(N,1);
for n=1:1:N
    R(n,1)=(ro*l(n))/s; %formule de la resistance
    L(n,1)=(mi/pi)*(1/4+ log(D/r))*l(n);%formule de l'inductance
end
R2=R;X2=L*w;Z = (R2+ X2*1i)/Zref
% determination de la matrice BIBC
BIBC=zeros(N,N);
for n=1:N
    for o=1:15
        if o>=n
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=1 && n<=4
        for o=16:25
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=5 && n<=6
        for o=22:25
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=7 && n<=13
        for o=24:25
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=16 && n<=21
        for o=16:21
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
    if n>=22 && n<=23
        for o=22:23
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
    if n>=24 && n<=25
        for o=24:25
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
end
BIBC
BCBV=zeros(N,N);
for n=1:N
    for o=1:15
        if o>=n
            BCBV(o,n)=Z(n,1);
        end
    end
end

```

```

        end
    end

    if n>=1 && n<=4
        for o=16:25
            BCBV(o,n)=Z(n,1);
        end
    end
end
if n>=5 && n<=6
    for o=22:25
        BCBV(o,n)=Z(n,1);
    end
end
if n>=7 && n<=13
    for o=24:25
        BCBV(o,n)=Z(n,1);
    end
end

if n>=16 && n<=21
    for o=16:21
        if o>=n
            BCBV(o,n)=Z(n,1);
        end
    end
end
if n>=22 && n<=23
    for o=22:23
        if o>=n
            BCBV(o,n)=Z(n,1);
        end
    end
end
if n>=24 && n<=25
    for o=24:25
        if o>=n
            BCBV(o,n)=Z(n,1);
        end
    end
end
end
BCBV
Ni=6; % Nombre d'iterations
phi=31*pi/180;
S1=[880 880 300 800 160 900 100 100 880 400 630 630 630 630 250 630 400 50
290 50 400 1050 100 500 630]*1e3/Sref;
P=S1*cos(phi);Q=S1*sin(phi);
[DV, V, B, I] = loadflow(N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Q, P);
B1=B(1:N,Ni-1)*Iref
Ia=real(B1)
Ir=imag(B1)
Iapu=real(B(1:N,Ni-1))
Irupu=imag(B(1:N,Ni-1))
Sinj=abs(V(1,Ni)*conj(B(1,Ni-1)))*Sref)
V1=V(1,Ni)-(DV(1:N+1,Ni-1))
V2=abs(V1)
Teta= angle(V1)*180/pi
DV=(abs(V(1,Ni))-abs(V1(16)))*Uref

```

```

%verification de l'erreur epsilone
Epsi= abs(V(17,Ni))-abs(V(17,Ni-1))
%trace des graphes
X=0:25;
bar(X,abs(V1),'r','linewidth',0.1)
% title ('Niveau de tension des jeux de barre pour le freeder sous
station')
xlabel('Jeu de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Tension en pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
Y=[Ia, Ir];
b=1:1:N;
stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Courant en A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on
%calcul de pertes de puissance
Slos=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slos(n,1)=Z(n,1)*abs(B(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slos
Plos=real(Slos)/1e3
Qlos=imag(Slos)/1e3
Plosto=0; Qlosto=0;
for n=1:N
    Plosto=Plosto+Plos(n,1);
end
for n=1:N
    Qlosto=Qlosto+Qlos(n,1);
end
U=[V2, Teta];
PertesTo=[Plosto, Qlosto]
Pertes=[Plos, Qlos]
bar(b,Pertes)
Slosex=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slosex(n,1)=Z(n,1)*abs(B2(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slosex
Plosex=real(Slosex)/1e3
Qlosex=imag(Slosex)/1e3

Plostoex=0; Qlostoex=0;
for n=1:N
    Plostoex=Plostoex+Plosex(n,1);
end
for n=1:N
    Qlostoex=Qlostoex+Qlosex(n,1);
end
Uex=[Vex, Teta];
PertesToex=[Plostoex, Qlostoex]
Pertesex=[Plosex, Qlosex]
bar(b,Pertesex)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Puissance perdue en kW /
kVAr','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
Vlex=V(1,Ni)-(DV2(1:N+1,Ni-1))
bar(X,abs(Vlex),'r','linewidth',0.1)
xlabel('Jeu de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Tension en pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')

```

toc

Code MATLAB pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance et de la compensation optimale du feeder route Sake :

```

tic
%methode de backward forward
clear all; close all; clc
%calcul des impedances de la ligne
ro=2.78e-8;%resistivite
D=60e-2; %distance entre conducteurs
s=70e-6;%section
d=sqrt((4*s)/pi);%diametre
mi = 4*pi*1e-7;%permeabilite de l'air
f=50;% frequence
w=2*pi*f; %pulsation
Uref= 15000;Sref= 1500*1e3;Zref=(Uref^2)/Sref;Iref= Sref/(sqrt(3)*Uref);
r=d/2;% rayon des conducteurs;
l=[0.19; 0.4; 0.103; 0.1; 0.3; 0.3; 0.15; 0.3; 0.45; 0.56;
    0.47; 0.75; 0.85; 0.95; 1; 1.03; 0.95; 1.02; 1; 0.81; 1.06; 1.019;
    1; 0.08; 0.05; 0.085; 0.1; 0.08; 0.035; 0.045; 0.09; 0.03;
    0.06; 0.05; 0.8; 0.9; 1; 1.2; 0.95; 0.085]*1e3;%longueurs des troncons.
N=40;%nombre de branches
NCi=N;R=zeros(N,1);L=zeros(N,1);
for n=1:1:N
    R(n,1)=(ro*l(n))/s; %formule de la resistance
    L(n,1)=(mi/pi)*(1/4+ log(D/r))*l(n);%formule de l'inductance
end
R2=R;X2=L*w;Z = (R2+ X2*1i)/Zref;
% determination de la matrice BIBC
BIBC=zeros(N,N);
for n=1:N
    if n<2
        for o=1:N
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=2 && n<=6
        for o=2:23
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
        for o=28:N
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=7 && n<=12
        for o=7:23
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
        for o=35:N
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
    if n>=13 && n<=23
        for o= 13:23
            if o>=n
                BIBC(n,o)=1;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end
if n>=24 && n<=27
    for o=24:27
        if o>=n
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
if n>=28 && n<=34
    for o=28:34
        if o>=n
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
if n>=35
    for o=35:N
        if o>=n
            BIBC(n,o)=1;
        end
    end
end
BIBC;BCBV=zeros(N,N);
for n=1:N
    if n<=23
        for o=1:23
            if o<=n
                BCBV(n,o)=Z(o,1);
            end
        end
    end
    if n>=24 && n<=27
        for o=1:2
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=24:27
            if o<=n
                BCBV(n,o)=Z(o,1);
            end
        end
    end
    if n>=28 && n<=34
        for o=1:6
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=28:34
            if o<=n
                BCBV(n,o)=Z(o,1);
            end
        end
    end
    if n>=35 && n<=40
        for o=1:12
            BCBV(n,o)=Z(o,1);
        end
        for o=35:40
            if o<=n
                BCBV(n,o)=Z(o,1);
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end
BCBV;Ni=8; % Nombre d'iterations
phi=31*pi/180;
S1=[500 0 565 250 500 0 50 1260 630 630 630 0 250 160 250 160 250 250 250
250 250 400 250 630 630 630 1260 400 1000 250 100 1130 500 630 250 250 250
630 50 250]*1e3/Sref;P=S1*cos(phi);Q=S1*sin(phi);
[DV, V, B, I] = loadflow (N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Q, P);
B1=B(1:N,Ni-1)*Iref;Ia=real(B1);Ir=imag(B1);
Sinj=abs(V(1,Ni))*conj(B(1,Ni-1))*Sref;
Iapu=real(B(1:N,Ni-1))
Irupu=imag(B(1:N,Ni-1))
V1=V(1,Ni)-(DV(1:N+1,Ni-1))
Teta= angle(V1)*180/pi
DVav=(abs(V(1,Ni))-abs(V1(24)))*Uref;
%verification de l'erreur epsilone
Epsi= abs(V(17,Ni))-abs(V(17,Ni-1))
%tracee des graphes
X=0:40;
bar(X,abs(V1),'r','linewidth',0.1)
xlabel('Jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Tension en pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
Y=[Ia, Ir];b=1:N;
stairs(b,Y)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Courant en A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
grid on
%calcul de pertes de puissance
Slos=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slos(n,1)=Z(n,1)*abs(B(n,Ni-1))^2*Sref;
end
Slos;
Plos=real(Slos)/1e3;Qlos=imag(Slos)/1e3;
Plosto=0; Qlosto=0;
for n=1:N
    Plosto=Plosto+Plos(n,1);
end
for n=1:N
    Qlosto=Qlosto+Qlos(n,1);
end
Pertesto=[Plosto, Qlosto];Pertes=[Plos, Qlos];
bar(b,Pertes,'linewidth',1)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Puissance perdue en kW /
kVar','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
toc
%compasation optimale
Vp=zeros(N+1,N);Ip=zeros(NCi,N);Bp=zeros(N,N);
DPto=zeros(NCi,1);DQto=zeros(NCi,1);DS=0;Ick=zeros(NCi,1);
Qck=zeros(NCi,1);DP=zeros(NCi,1);DSto=zeros(NCi,1);k=1;p=0;kp=168;
kck=0.350;kcm=150;
%resultats de la premiere ecoulement de puissance
Vp(:,1)=V1;Ip(:,1)=I(:,Ni-1);Bp(:,1)=B(:,Ni-1);Qp=Q;Batstan=zeros(N,1);
Qchoix=0;u=1;
while DPto(u,1)>=0&&DSto(u,1)>=0
    % determination de la sensibilite des noeuds et classement
    [Clas]=sensibiliterS(Bp(:,k),Ip(:,k),Z,NCi,N);
    % recherche d'un noeud plus sensible et non compense

```

```

l=1;
if Batstan(Clas(1,2),1)==0
    l=1;
else
    while Batstan(Clas(1,2),1)~=0
        l=l+1;
    end
end
%expression du courant
[Icom]=courantcompRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Batstan(Clas(1,2),1)*1500 );
Ick(Clas(1,2),1)=Icom;
%expression de la puissance optimale de la batterie de condensateur
Qck(Clas(1,2),1)= abs(Vp(Clas(1,2), k))*Ick(Clas(1,2),1);
%reduction max du cout
[ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1500 );DSto(Clas(1,2),1)=ds;
%reduction des pertes de puissance
[dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1500 );DPto(Clas(1,2),1)=dp;
[dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k), Qck(Clas(1,2),1)*1500
);DQto(Clas(1,2),1)=dq;
%execution de l'ecoulement de puissance
Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qck(Clas(1,2),1);
[DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));
%reajustage de la taille de la batterie
[Icom]=courantcompRS( Clas(1,2), Bp(:,k), Z, Vp(:,k),
Qck(Clas(1,2),1)*1500 );Ick(Clas(1,2),1)=Icom;
Qck(Clas(1,2),1)=abs(Vp(Clas(1,2), k+1))*Ick(Clas(1,2),1);
%teste
[bit]=teste1(Qck(Clas(1,2),1), DPto(Clas(1,2),1), Sref);
if bit~=0
    Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));Vp(:,k+1)=Vp(:,k);
    DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
    Batstan(Clas(1,2),1)=0;DSto(Clas(1,2),1)=0;DPto(Clas(1,2),1)=dp;
    DQto(Clas(1,2),1)=0;
end
%choix de la batterie standard
if bit==0
    [Qopti]=choix1(Qck(Clas(1,2)), Sref);
    Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qopti;
    [DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
    Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));
    %teste de surcompensation
    [bit1]=teste2( Bp(:,k+1), N );
    if bit1==0
        Batstan(Clas(1,2))=Qopti;
        %reduction max du cout
        [ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qopti*1500 );DSto(Clas(1,2),1)=ds;
        %reduction des pertes de puissance
        [dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qopti*1500 );DPto(Clas(1,2),1)=dp;
        [dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1), Qopti*1500
);
        DQto(Clas(1,2),1)=dq;
    else
        while bit1~=0
            [Qstan]=choix2(Qopti, Sref);

```

```

if Qstan==Qopti
    if l==30
        Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));
        Vp(:,k+1)=Vp(:,k);DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);
        Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
        Batstan(Clas(1,2),1)=-1;DSto(Clas(1,2),1)=-1;
        DPto(Clas(1,2),1)=-1;DQto(Clas(1,2),1)=0;bit1=0;
    else
        Qck(Clas(1,2),1)=0;Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2));
        Vp(:,k+1)=Vp(:,k);DV(:,Ni-1)= V(1,Ni)-Vp(:,k);
        Bp(:,k+1)=Bp(:,k);Ip(:,k+1)=Ip(:,k);
        Batstan(Clas(1,2),1)=-1;DSto(Clas(1,2),1)=0;
        DPto(Clas(1,2),1)=0;DQto(Clas(1,2),1)=0;bit1=0;
    end
end
else
    Qp(1,Clas(1,2))=Q(1,Clas(1,2))-Qstan;
    [DV ,V, TB, TI] = loadflow( N, Ni, NCi, BIBC, BCBV, Qp, P );
    Bp(:,k+1)=TB(:,Ni-1);Ip(:,k+1)=TI(:,Ni-1);
    Vp(:,k+1)=V(1,Ni)-(DV(:,Ni-1));Batstan(Clas(1,2))=Qstan;
    Qopti=Qstan;
    %reduction max du cout
    [ds]=reductioncoutRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1500 ); DSto(Clas(1,2),1)=ds;
    %reduction des pertes de puissance
    [dp]=reductionperteRS( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1500 ); DPto(Clas(1,2),1)=dp;
    [dq]=reductionQRs( Clas(1,2), Bp(:,k+1), Z, Vp(:,k+1),
Qstan*1500 ); DQto(Clas(1,2),1)=dq;[bit1]=teste2( Bp(:,k+1), N );
end
end
end
end
end
    u=(Clas(1,2)); k=k+1;
end
%affichage des resultats
for n=1:length(Batstan)
    if Batstan(n,1)<0
        Batstan(n,1)=0;
    end
end
for n=1:length(DPto)
    if DPto(n,1)<0
        DPto(n,1)=0;
    end
    if DSto(n,1)<0
        DSto(n,1)=0;
    end
end
end
Batstan= Batstan*1500
DPto= DPto*1500
DSto= DSto*1500
compTension=[abs(V1) , abs(Vp(1:N+1,k))];G=[Ir , imag(Bp(:,k)*Iref)];
figure, subplot(2,1,1), bar(X,compTension)
xlabel('Jeux de barre','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
ylabel('Tension en pu','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('niveau de tension')
grid on
subplot(2,1,2),stairs(b,G)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
ylabel('Courant en A','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Allure du courant réactif')

```

```

grid on
Slosap=zeros(N,1);
for n=1:N
    Slosap(n,1)=Z(n,1)*abs(Bp(n,k))^2*Sref;
end
Slosap;
Plosap=real(Slosap)/1e3;Qlosap=imag(Slosap)/1e3;
Plostoap=0; Qlostoap=0;
for n=1:N
    Plostoap=Plostoap+Plosap(n,1);
end
for n=1:N
    Qlostoap=Qlostoap+Qlosap(n,1);
end
PertesToap=[Plostoap, Qlostoap];
Actives = [Plos , Plosap];
Reactives = [Qlos , Qlosap];
figure, subplot(2,1,1),bar(b,Actives)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Pertes en kW','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Pertes actives')
subplot(2,1,2), bar(b,Reactives)
xlabel('Branches','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b');
ylabel('Pertes en kVAR','FontSize',12,'FontWeight','bold','color','b')
title('Pertes réactives')
%Etude economique du feeder
durjr= 2; % duree journaliere de la pointe de charge
%energie perdue par jour pendant les heures de pointe
ckw=0.108; % prix du kWh
Wm=durjr*Plosto; % Energie perdue par jour
Pecom=Wm*ckw; % Pertes economiques par jour duent aux pertes
Pan=Pecom*365;
Condensateurs=Batstan;
[prixbat]=coutbat( Condensateurs );
%energie economisee apres compasation
Dpc=PertesTo(1)-PertesToap(1);
Weco=durjr*Dpc; % energie journaliere economisee due a la compasation
Econ=Weco*ckw; %valeur economique de la reduction des pertes actives
Ean=Econ*365;
%calcul des cash flow actualisees
tb=10; % duree de vie de la batterie de condensateur
a=8/100; %taux d'actualisation
Cashflow= Ean;VAN=(Cashflow*(1-(1+a)^(-tb)))/a-prixbat;

```