

UNIVERSITÉ LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS
FACULTE DE SCIENCES ET TECHNOLOGIES
APPLIQUEES

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE



BP. 368 GOMA

www.ulpgl.net

RECONFIGURATION DU RESEAU DE
DISTRIBUTION DE LA SNEL-GOMA POUR LA
REDUCTION DES PERTES ET
L'AMELIORATION DU PROFIL DE LA
TENSION

Par **YUNASI Nsekuye Emmanuel**

Travail présenté en vue de l'obtention du Diplôme
d'Ingénieur Civil en Génie électrique

Option : Electro-énergétique

Directeur : Prof. Dr. BARAKA MUSHAGE Olivier

Encadreur : CT. Ir. Raoul IRENGE BAGUMA

ANNEE ACADEMIQUE 2023 - 2024

Epigraphe

« Tout le monde est un génie. Mais si vous jugez un poisson sur sa capacité à grimper à un arbre, il vivra toute sa vie en croyant qu'il est stupide. »

Albert Einstein

Dédicace

A tous mes collègues de Tech2 Génie Electrique et Informatique.

Remerciements

À l'Éternel Dieu tout-puissant, qui nous a comblés de sa grâce en nous accordant le don de la vie et les capacités nécessaires pour parvenir jusqu'à la fin de nos études universitaires.

Les plus sincères au Professeur Docteur BARAKA MUSHAGE Olivier et au Chef des Travaux Ingénieur Raoul IRENGE BAGUMA qui, en dépit de leurs multiples occupations, ont accepté de diriger ce travail.

A tout le cadre professoral et administratif de la Faculté des Sciences et Technologies Appliquées en particulier et de toute l'Université Libre des Pays des Grands Lacs en général.

De manière particulière à nos Parents NSEKUYE Daniel et MAPENDO Lugano pour leurs efforts consentis afin que nous devenions utiles pour nous-même et pour la société.

A maman Rehema MURAIRI Raël, pour son affection, amour et aide durant ce parcours universitaire.

A mon grand-père KYANGWI MURAIRI Prosper et à mon Oncle Emmanuel BARAKA pour toute leur affection et sagesse qui nous ont permis d'évoluer en étant capable de surmonter les défis durant ce parcours universitaire.

À mon grand frère, l'Ingénieur Afazali MUHETO, et à son épouse, l'Ingénieure Dorcas MUHETO, dont le soutien inestimable nous a accompagné à de nombreux égards tout au long de notre parcours académique. Au-delà des liens familiaux qui nous unissent, ils sont également des aînés et des mentors scientifiques de référence dans le domaine de l'ingénierie.

A tous nos collègues de Tech 2 génie électrique et informatique et compagnons de lutte pour leurs encouragements, amitié et soutiens durant ce parcours.

Nous ne saurons finir ces paragraphes sans avoir exprimé nos remerciements envers toutes les personnes qui ont contribués de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

YUNASI Nsekuye

Résumé

L'approvisionnement en électricité constitue un enjeu majeur pour le développement économique et social de la ville de Goma. Toutefois, le réseau de distribution exploité par la Société Nationale d'Électricité (SNEL) y est confronté à d'importantes pertes techniques et non techniques, ainsi qu'à une dégradation du profil de tension. Ce travail de mémoire se propose d'analyser les principes et méthodes de reconfiguration du réseau de distribution afin de réduire ces pertes et d'améliorer le profil de la tension. L'étude repose sur une modélisation du réseau actuel, accompagnée d'une évaluation des pertes et des variations de tension à travers un algorithme basé sur la méthode directe à l'aide du logiciel MATLAB. La reconfiguration définie ici comme un problème d'optimisation fait appel alors aux algorithmes d'optimisation pour déterminer la configuration optimale du réseau. Un des algorithmes métaheuristiques est utilisé notamment l'algorithme génétique. Les résultats obtenus montrent que la reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma, en particulier celle du feeder Sotraki et du feeder Route Sake, permet de réduire les pertes de puissance actives de 46% pour Sotraki et de 29% pour Route Sake tout en améliorant la tension minimale de près de 7% pour Sotraki et de 4,5% pour Route Sake. Ces résultats ont aussi pour objectif de guider la SNEL-Goma dans l'implémentation de solutions techniques adaptées aux défis spécifiques de son réseau. Ce travail ouvre également des perspectives pour des études complémentaires, notamment l'intégration des sources d'énergie renouvelable et l'exploitation des technologies de réseaux intelligents (SCADA, FACTS, ...) pour une gestion optimisée de la distribution électrique.

Mots-clés : Reconfiguration du réseau, pertes électriques, profil de tension, SNEL-Goma, optimisation énergétique, MATLAB.

Abstract

The supply of electricity is a major issue for the economic and social development of the city of Goma. However, the distribution network operated by the Société Nationale d'Électricité (SNEL) faces significant technical and non-technical losses, as well as a degradation of the voltage profile. This thesis aims to analyze the principles and methods of distribution network reconfiguration to reduce these losses and improve the voltage profile. The study is based on a modeling of the current network, accompanied by an evaluation of losses and voltage variations using a direct method algorithm implemented in MATLAB. Reconfiguration, defined here as an optimization problem, relies on optimization algorithms to determine the optimal network configuration. One of the metaheuristic algorithms used is the genetic algorithm. The results obtained show that reconfiguring the SNEL-Goma distribution network, particularly the Sotraki feeder and the Route Sake feeder, allows for a reduction in active power losses by 46% for Sotraki and 29% for Route Sake, while improving the minimum voltage by approximately 7% for Sotraki and 4.5% for Route Sake. These results also aim to guide SNEL-Goma in implementing technical solutions adapted to the specific challenges of its network. This work also opens up perspectives for further studies, including the integration of renewable energy sources and the use of smart grid technologies (SCADA, FACTS, etc.) for optimized electricity distribution management.

Keywords: Network reconfiguration, power losses, voltage profile, SNEL-Goma, energy optimization, MATLAB.

Table des matières

Epigraphe	i
Dédicace.....	ii
Remerciements.....	iii
Résumé.....	iv
Abstract	v
Table des matières.....	vi
Liste des abréviations.....	x
Liste des tableaux.....	xi
Liste des figures	xii
0. Introduction générale	1
0.1. Contexte du sujet.....	1
0.2. Problématique du travail	2
0.3. Questions de recherche.....	3
0.4. Formulation des hypothèses	3
0.5. Justification du choix du sujet et motivations	4
0.6. Énoncé des objectifs de recherche	5
0.6.1. L’objectif général.....	5
0.6.2. Les objectifs opérationnels/spécifiques	5
0.7. Méthodologie du travail	5
0.8. Subdivision du travail.....	6
Chapitre 1 Généralités sur les réseaux électriques de distribution	7
1.1. Introduction	7

1.2.	Evolution du réseau électrique	8
1.3.	Fonctionnement des systèmes électriques	9
1.3.1.	Production	10
1.3.2.	Transport et répartition [5]	11
1.3.3.	Distribution	12
1.3.4.	Charges ou Consommation	15
1.4.	Les réseaux électriques de distribution	16
1.4.1.	Poste source HTB/HTA	17
1.4.2.	Quelques éléments du réseau électrique de distribution	18
1.5.	Conclusion partielle.....	25
Chapitre 2 Analyse des pertes dans le réseau de distribution et principes et méthodes de reconfiguration.....		26
2.1.	Paramètres des lignes de transmission	26
2.1.1.	Notion de constantes linéiques [13]	27
2.1.2.	Calcul de la résistance électrique d'une ligne [13]	27
2.1.3.	Calcul de l'Inductance linéique d'une ligne [13]	28
2.2.	Les pertes dans le réseau électrique [7]	30
2.2.1.	Causes des pertes techniques sur les réseaux électriques	31
2.2.2.	Stratégies possibles de réduction des pertes sur les réseaux	32
2.3.	Calcul des pertes avec les méthodes d'écoulement de puissance	32
2.3.1.	Grandeur relative [14]	33
2.3.2.	Classification des jeux de barres [14]	34
2.3.3.	Les équations de l'écoulement de puissance [7]	35
2.3.4.	Méthodes de résolution des équations de l'écoulement de puissance	37
2.4.	La reconfiguration du réseau électrique de distribution.....	44
2.4.1.	Reconfiguration optimale du réseau de distribution [5]	45
2.5.	Formulation du problème d'optimisation.....	46
2.5.1.	Problème d'optimisation mono-objectif [16].....	46
2.5.2.	Problème d'optimisation multi-objectifs [16].....	47

2.5.3. Formulation du problème d'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution	48
2.6. Algorithmes d'optimisation.....	50
2.6.1. Les Métaheuristiques [5].....	50
2.6.2. Algorithmes génétiques	51
2.7. Conclusion partielle.....	54
Chapitre 3 Application de la reconfiguration au réseau de distribution de la SNEL-Goma et discussion des résultats	55
3.1. Introduction	55
3.2. Présentation du poste de transformation HT/MT de la SNEL-Goma [7]	55
3.3. Présentation du réseau de distribution de la SNEL-Goma et détermination de l'écoulement de puissance	59
3.3.1. Feeder Sotraki	61
3.3.2. Feeder Centre	65
3.3.3. Feeder Nord	69
3.3.4. Feeder Sud	72
3.3.5. Feeder Route Sake	77
3.4. Reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma.....	82
3.4.1. Présentation des résultats pour le feeder Sotraki	88
3.4.2. Présentation des résultats pour le feeder Route Sake.....	92
3.5. Présentation des résultats de la réduction des pertes actives et d'amélioration du profil de la tension dans le réseau MT de la SNEL-Goma.	96
3.6. Conclusion partielle.....	97
Conclusion générale.....	98
Bibliographie.....	100
Annexe A	101
Annexe B	102
Annexe C	103

Annexe D	104
Annexe E.....	105
Annexe F	106
Codes Matlab	106
1. Fonction des données de chaque jeu de barre.....	106
2. Fonction des données de chaque branche.....	111
3. Classe Chromosome algorithme Génétique	117
4. Classe population algorithme génétique.....	126
5. Fonction écoulement de puissance sans reconfiguration.....	131
6. Fonction écoulement de puissance avec reconfiguration	134
7. Fonction d'évaluation de la fonction objectif algorithme Génétique	139
8. Fonction objectif algorithme Génétique	139
9. Fonction algorithme Génétique et affichage des résultats.....	143

Liste des abréviations

BT	Basse Tension
MT	Moyenne Tension
HTA	Haute Tension niveau A
HTB	Haute Tension niveau B
RDC	République Démocratique du Congo
SNEL	Société Nationale de l'Electricité
SOCODEE	Société Congolaise de Distribution d'Eau et Electricité
Mt	Mégatonnes
JB	Jeu de Barres
Pu	Per-unit
GA	Genetic Algorithm (Algorithme Génétique)

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Domaines de Tension [9]	16
Tableau 1.2 : Niveau de transmission économique pour les lignes aériennes [7]	21
Tableau 1.3 : Appareils de coupure selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure [7] .	23
Tableau 2.1 : Les Grandeurs connues et inconnues pour chaque type des jeux de barres [14]	35
Tableau 3.1 : Caractéristiques des jeux de barres du poste [7]	58
Tableau 3.2 : Caractéristiques des disjoncteurs du poste HT [7]	58
Tableau 3.3 : Section et nature des conducteurs des feeders [7]	59
Tableau 3.4 : Données du feeder Sotraki [7]	61
Tableau 3.5 : Résumé écoulement de puissance feeder Sotraki	65
Tableau 3.6 : Données du feeder Centre [7]	66
Tableau 3.7 : Résumé écoulement de puissance feeder Centre	68
Tableau 3.8 : Données du feeder Nord [7]	70
Tableau 3.9 : Résultats écoulement de puissance réseau feeder Nord	72
Tableau 3.10 : Données du feeder Sud [7]	73
Tableau 3.11 : Résultats écoulement de puissance feeder Sud	76
Tableau 3.12 : Données du feeder Route Sake [7]	78
Tableau 3.13 : Résultats feeder Route Sake	81
Tableau 3.14 : Exemple d'un chromosome pour un réseau ayant 10 branches	85
Tableau 3.15 : Données des branches ajoutées aux réseaux	87
Tableau 3.16 : Chromosome optimal pour le feeder Sotraki	89
Tableau 3.17 : Résultats de la reconfiguration du réseau feeder Sotraki	91
Tableau 3.18 : Chromosome optimal pour le feeder Route Sake	92
Tableau 3.19 : Résultats de la reconfiguration du réseau feeder Route Sake	95

Liste des figures

Figure 1.1 : Organisation physique générale du réseau électrique [4].....	10
Figure 1.2 : Production d'électricité par source dans le monde en 2023 [8].....	11
Figure 1.3 : Réseau électrique avec distribution en topologie radiale [10].....	13
Figure 1.4 : Schéma simplifié d'un réseau de distribution radiale [10].....	14
Figure 1.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé [10].....	14
Figure 1.6 : Exemple d'une courbe de charge [7].....	16
Figure 1.7 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [5]	18
Figure 1.8 : Câbles électriques [7]	20
Figure 1.9 : Schéma simplifié d'une ligne de transmission aérienne [7].....	21
Figure 1.10 : Transformateur de puissance [4]	22
Figure 2.1 : Portion élémentaire d'une ligne de transmission [13]	27
Figure 2.2 : Ligne triphasée avec conducteur disposées en triangle [13]	28
Figure 2.3 : Principe de la transposition d'une ligne [13]	30
Figure 2.4 : Réseau de distribution radiale de n nœuds [7]	36
Figure 2.5 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution [7].....	39
Figure 2.6 : Réseau de distribution simple [7].....	41
Figure 2.7 : Réseau constitué de trois boucles [5]	46
Figure 2.8 : Optimum local et optimum global [5].....	51
Figure 2.9 : Exemple d'opérateur de croisement [18]	53
Figure 2.10 : Exemple d'opérateur de mutation [18]	54
Figure 3.1 : Schéma unifilaire du poste HT/MT de la SNEL/Goma [7].....	57
Figure 3.2 : Réseau de distribution de la SNEL-Goma [7].....	60
Figure 3.3 : Schéma Unifilaire du feeder Sotraki [7].....	61
Figure 3.4 : Tension en pu réseau feeder Sotraki.....	63
Figure 3.5 : Pertes de puissances dans le réseau du feeder Sotraki	63
Figure 3.6 : Courbe du courant dans les branches du feeder Sotraki.....	64

Figure 3.7 : Schéma unifilaire du feeder Centre [7]	65
Figure 3.8 : Tension en pu réseau feeder Centre	67
Figure 3.9 : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre	68
Figure 3.10 : Schéma d'étude feeder Nord [7]	69
Figure 3.11 : Tension au réseau Feeder Nord	71
Figure 3.12 : Pertes de puissance active Feeder Nord	71
Figure 3.13 : Schéma Unifilaire feeder Sud [7]	73
Figure 3.14 : Tension jeux de barre feeder Sud	75
Figure 3.15 : Pertes de puissance réseau feeder Sud	76
Figure 3.16 : Schéma Unifilaire feeder Route Sake [7]	77
Figure 3.17 : Tension feeder Route Sake	80
Figure 3.18 : Pertes active feeder Route Sake	81
Figure 3.19 : Algorithme implémenté visant à déterminer la configuration optimale du réseau	83
Figure 3.20 : Schéma utilisé pour l'étude du feeder Sotraki.....	86
Figure 3.21 : Schéma utilisé pour l'étude du feeder Route Sake.....	86
Figure 3.22 : Schéma unifilaire du feeder Sotraki reconfiguré.....	89
Figure 3.23 : Tension feeder Sotraki avant et après reconfiguration	90
Figure 3.24 : Pertes de puissance active feeder Sotraki avant et après reconfiguration	91
Figure 3.25 : Schéma unifilaire du feeder Route Sake reconfiguré	93
Figure 3.26 : Tension feeder Route Sake avant et après reconfiguration	94
Figure 3.27 : Pertes de puissance active feeder Route Sake avant et après reconfiguration ...	95

0. Introduction générale

0.1. Contexte du sujet

L'énergie électrique est l'une des formes d'énergie les plus utilisées dans le monde, car elle joue un rôle essentiel dans la vie économique et sociale de chaque pays. Elle contribue significativement à la modernisation, un objectif largement recherché par les sociétés humaines. Cela explique son utilisation massive dans divers secteurs tels que les entreprises, les transports, les services publics et les ménages.

La consommation d'énergie électrique n'a cessé d'augmenter, stimulée par l'industrialisation, la croissance démographique et le développement de l'urbanisation. Cette situation a conduit à l'émergence et au développement des systèmes électro-énergétiques, dont la mission est de produire, transporter et distribuer l'électricité. Ces systèmes visent à fournir aux consommateurs l'énergie électrique nécessaire à tout moment, garantissant ainsi la continuité et la fiabilité du service. La disponibilité permanente de l'électricité constitue une qualité essentielle du service rendu aux utilisateurs.

Cependant, on observe généralement que le développement des infrastructures énergétiques ne suit pas toujours le rythme de la croissance sociale et économique. Dans de nombreux systèmes électro-énergétiques, la hausse de la demande en électricité n'est pas accompagnée d'une augmentation suffisante des capacités de production et de transport. De plus, les contraintes écologiques, notamment la nécessité de préserver l'environnement pour les générations futures, et les préoccupations croissantes liées à l'épuisement des ressources fossiles compliquent la construction de nouvelles infrastructures énergétiques (comme les lignes et centrales électriques). Ces défis rendent difficile la gestion de l'augmentation continue des charges sur les réseaux électriques [1].

Dans ce contexte d'insuffisance et de restriction, les gestionnaires des réseaux se voient donc obligé d'exploiter et de conduire les systèmes électriques existants jusqu'aux limites de stabilité et de tenue thermique. Ce régime constitue alors l'une des causes qui peut

hypothéquer la sûreté de fonctionnement des réseaux. L'exploitation des réseaux électriques de distribution et de transport dans ces conditions engendre des problèmes tels que des pertes excessives, les surcharges sur les équipements installés (lignes et transformateurs), des difficultés de maintien de profil de tension et de plan de stabilité dans les plages permises. Ces insuffisances sont parfois à l'origine de la dégradation des services offerts à la clientèle.

0.2. Problématique du travail

Dans la plupart des pays en développement, les systèmes électriques sont confrontés à des défis importants tels que des difficultés d'approvisionnement en électricité, des coupures fréquentes, des baisses de tension, une mauvaise implantation des transformateurs de distribution par rapport au centre de gravité des charges, ainsi qu'une inadéquation des sections des lignes par rapport à leur capacité, pour ne citer que quelques insuffisances [1].

En République Démocratique du Congo (RDC), le secteur de l'énergie a été libéralisé depuis l'adoption de la loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité. Depuis lors, plusieurs entreprises d'électricité fournissent des services à la population. Cependant, malgré cette libéralisation, le taux d'électrification reste inférieur à 20 % au niveau national et à moins de 5 % dans les provinces. Dans la ville de Goma, où la demande est estimée entre 50 MW et 80 MW, seulement environ 14 MW sont fournis par les opérateurs locaux : Virunga Énergies et SOCODEE (8 MW), Nuru (1,2 MW) et SNEL (4 MW). Ainsi, moins de 30 % de la population ont accès à l'électricité (17,5 % pour une demande de 80 MW et 28 % pour une demande de 50 MW) [2].

Face à ces défis, les entreprises d'électricité doivent optimiser la performance de leurs réseaux pour maximiser les ressources disponibles, réduire les pertes et améliorer les profils de tension. Dans cette étude, nous nous concentrons sur la Snel-Goma et plus particulièrement sur son réseau de distribution en moyenne tension.

Autrefois, la gestion des réseaux de distribution se limitait principalement à maintenir l'état de fonctionnement et à garder les paramètres techniques dans les limites fixées pour satisfaire la demande des consommateurs. Mais avec l'ouverture du marché de l'électricité, ces objectifs sont désormais insuffisants, car les distributeurs évoluent dans un contexte concurrentiel où les aspects économiques sont cruciaux. L'électricité devient une marchandise dont le prix est

déterminé par l'offre et la demande. Chaque distributeur vise donc un bilan financier positif et la rentabilité, en s'efforçant de maintenir les coûts de production, de transport et de distribution inférieurs aux revenus générés par la vente d'électricité sur une période donnée [3].

À la lumière de ces éléments, il est évident que les performances d'un réseau influencent non seulement les aspects techniques, mais aussi économiques d'une entreprise d'électricité. Des solutions adaptées sont donc nécessaires. L'automatisation de la distribution joue ici un rôle important, notamment dans la reconfiguration des réseaux. La reconfiguration d'un réseau de distribution consiste à modifier la configuration d'exploitation en ajustant l'état topologique de certaines branches (par ouverture ou fermeture d'interrupteurs). Cette opération vise à améliorer la compétitivité des réseaux en équilibrant les charges, en optimisant les profils de tension, et en réduisant les pertes.

0.3. Questions de recherche

Nous avons formulé les questions suivantes pour orienter notre recherche :

1. En quoi la reconfiguration du réseau de distribution pourrait-elle contribuer à réduire les pertes techniques du réseau de la SNEL-Goma ?
2. Dans quelle mesure la reconfiguration du réseau de distribution pourrait-elle constituer une solution pour améliorer les profils de tension dans les différentes zones desservies par la SNEL-Goma ?
3. Quelles méthodes métaheuristiques pourraient être efficaces pour identifier des configurations optimales du réseau de distribution ?

0.4. Formulation des hypothèses

Eu égard à ce qui précède, les hypothèses suivantes guideront les analyses et expérimentations nécessaires pour évaluer l'impact de la reconfiguration du réseau sur les performances techniques et économiques du réseau de distribution de la SNEL-Goma.

1. La reconfiguration du réseau de distribution pourrait contribuer à réduire les pertes techniques du réseau de la SNEL-Goma en optimisant le flux de puissance et en limitant les surcharges sur certaines branches.

2. La reconfiguration du réseau de distribution pourrait améliorer les profils de tension dans les différentes zones desservies par la SNEL-Goma en assurant une meilleure répartition des charges et en réduisant les chutes de tension aux points les plus éloignés.
3. Certaines méthodes métaheuristiques, comme les algorithmes génétiques ou les algorithmes à colonie de fourmis, pourraient être particulièrement efficaces pour identifier des configurations optimales du réseau de distribution en explorant un large espace de solutions tout en respectant les contraintes du système.

0.5. Justification du choix du sujet et motivations

Le choix de ce sujet se justifie par l'importance cruciale des réseaux de distribution électrique dans le développement socio-économique d'une région. La ville de Goma connaît une croissance démographique rapide et une urbanisation en pleine expansion, ce qui entraîne une augmentation significative de la demande en énergie. Cependant, le réseau de distribution de la SNEL dans cette zone fait face à des défis majeurs qui nuisent à la qualité et à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

Les pertes techniques et non techniques représentent un problème majeur, avec des conséquences directes sur les performances financières de la SNEL et la disponibilité de l'électricité pour les usagers. En outre, les fluctuations du profil de la tension affectent les équipements domestiques, industriels et institutionnels, générant de nombreuses plaintes des consommateurs et des coûts de maintenance élevés.

Dans ce contexte, la reconfiguration du réseau devient une option pertinente pour réduire ces pertes et améliorer la stabilité de l'approvisionnement en électricité. Cette solution permettrait de :

- ✓ **Optimiser la gestion des charges** dans le réseau, réduisant ainsi les pertes d'énergie et les surcharges sur certaines lignes.
- ✓ **Stabiliser le profil de la tension**, évitant les baisses et surtensions qui affectent les équipements électriques.
- ✓ **Améliorer la fiabilité et la résilience du réseau**, notamment face aux pannes et aux interruptions fréquentes.

Le sujet est également justifié par le fait que peu d'études approfondies ont été réalisées spécifiquement sur la reconfiguration du réseau de distribution de Goma. L'état actuel du réseau nécessite une attention urgente, et ce travail de recherche contribuera à proposer des solutions adaptées aux réalités locales, tout en prenant en compte les innovations technologiques dans la gestion et la reconfiguration des réseaux électriques.

0.6. Énoncé des objectifs de recherche

0.6.1. L'objectif général

L'objectif global poursuivi par ce travail est de proposer une reconfiguration du réseau électrique de distribution de la SNEL-Goma pour une meilleure réduction des pertes et l'amélioration du profil de la tension.

0.6.2. Les objectifs opérationnels/spécifiques

Les objectifs spécifiques pour ce travail sont :

1. Analyser les pertes techniques actuelles
2. Évaluer l'impact de différentes configurations du réseau
3. Développer et tester des algorithmes de reconfiguration
4. Proposer des recommandations pratiques

0.7. Méthodologie du travail

Pour atteindre nos objectifs, nous envisageons utiliser des méthodes et techniques ci-après :

- ✚ La **méthode d'analyse et de collecte des données** : cette méthode nous a aidé à recueillir les informations nécessaires à partir des documents existants sur l'état actuel du réseau de la SNEL-Goma et savoir aussi comment ce réseau est géré.
- ✚ La **technique documentaire** qui va nous permettre d'approfondir nos connaissances en fréquentant les bibliothèques pour la lecture des livres, des travaux de nos prédécesseurs et en consultant la documentation sur internet afin de voir ce qui existe déjà et ce qui a déjà été fait en rapport avec notre sujet.

- ✚ La **méthode expérimentale** qui va nous permettre grâce aux logiciels de simulation de trouver la configuration optimale pour notre réseau de distribution. Mais aussi les descentes sur terrain au poste HT/MT de la SNEL-Goma permettront de nous imprégner des données nécessaires pour notre travail.

0.8. Subdivision du travail

Hormis l'introduction et la conclusion, notre travail s'étend sur trois chapitres :

- ✚ Le premier donne les généralités sur les réseaux électriques de distribution
- ✚ Le deuxième donne une analyse sur les pertes dans le réseau de distribution et traite sur les principes et méthodes de reconfiguration : Ici nous voyons d'abord les types des pertes, leurs origines ou causes ainsi que leurs impacts sur les réseaux électriques en les quantifiant à l'aide des méthodes de calcul d'écoulement de puissance, ensuite nous abordons les principes de base de la reconfiguration et enfin nous présentons aussi les méthodes de reconfiguration à l'aide des algorithmes d'optimisation.
- ✚ Le troisième se base sur l'application de la reconfiguration au réseau de la SNEL-Goma et discute les résultats : ici nous faisons une modélisation du réseau, ensuite nous faisons des simulations et analyses en comparant les configurations et enfin nous discutons les résultats obtenus.

Chapitre 1 Généralités sur les réseaux électriques de distribution

1.1. Introduction

L'énergie électrique est devenue, à l'échelle mondiale, un bien de consommation indispensable, tant pour les besoins quotidiens que pour le bon fonctionnement de l'économie des pays. Le moindre dysfonctionnement d'origine électrique peut fortement impacter la continuité des activités économiques et sociales. Ainsi, disposer de réseaux électriques fiables, économiques et performants, capables d'assurer une continuité de service et une qualité optimale d'énergie, est désormais essentiel pour soutenir le développement des sociétés modernes.

L'énergie électrique est généralement produite sur des sites éloignés des zones urbaines et des centres industriels, là où elle est destinée à être consommée. Par conséquent, il est nécessaire de produire et de transporter cette énergie jusqu'aux lieux et moments de consommation, ce qui met en évidence le rôle crucial des réseaux de transport. Une fois l'électricité acheminée vers les lieux de consommation, elle est prise en charge par le réseau de distribution, qui se charge de la répartir en gros et au détail entre les différents consommateurs.

Le système de puissance regroupe ainsi l'ensemble des composantes permettant de fournir l'énergie électrique aux utilisateurs. Il comprend trois segments principaux : la production, le transport et la distribution. Ce système électrique, à la base de la production et de la fourniture d'électricité, constitue une industrie vaste et extrêmement complexe, dont la difficulté de gestion augmente à mesure que la consommation croît. Cette complexité s'explique par la multiplicité des composants qui le constituent, tels que les transformateurs, les appareils de sectionnement, les alternateurs et les lignes de transport, entre autres. Elle résulte également de la nécessité absolue de maintenir, à chaque instant, un équilibre parfait entre la puissance produite et celle consommée, en tenant compte des pertes inhérentes au processus [1].

Ce chapitre va présenter, d'une manière sommaire, les différents concepts et organes fondamentaux d'un réseau électrique. Nous débutons par une présentation de l'évolution du réseau électrique, suivie d'une explication du fonctionnement de ce dernier. Ensuite, nous détaillons les caractéristiques et le rôle des réseaux de distribution. Enfin, nous concluons ce chapitre par une synthèse partielle des points abordés.

1.2. Evolution du réseau électrique

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir premièrement de petits réseaux formés jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui.

En 1882, est mise en place à New-York, par Edison, la première centrale de génération d'énergie électrique à courant continu d'environ 33 kW. A la même époque, à Londres (Royaume Uni) apparaît une centrale de distribution d'énergie électrique de 60kW fonctionnant à courant continu sous une tension de 100 V. Ce mode de génération d'énergie électrique à courant continu a l'inconvénient de ne pas permettre la transmission de l'énergie sur de grandes distances car celle-ci ne peut être générée et utilisée qu'à des tensions basses pour des raisons de sécurité et d'isolation. D'où l'idée de construire des stations de génération près des centres de consommation, ce qui a entraîné la multiplicité de mini-réseaux. L'invention du transformateur en 1885, va ouvrir une nouvelle ère dans la transmission de l'énergie à courant alternatif (C.A) et en systèmes polyphasés. En 1890, une première ligne de transmission d'énergie électrique à C.A 3300V et de longueur 22 km était mis en service dans l'Oregon (U.S.A.). En 1894, un poste de génération biphasé et quatre postes de génération triphasés existent déjà aux Etats-Unis. Les niveaux de tension de transport vont progressivement croître à partir de 3,3 kV en 1890 atteindre 100kV au début du siècle précédent. Actuellement des niveaux de 1000 kV existent [4].

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la Très Haute Tension HTB ($U_n > 50 \text{ kV}$), à la moyenne tension HTA ($1\text{kV} < U_n < 50 \text{ kV}$) 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. Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement passifs sans éléments actifs de

production de puissance ni charges actives avec une configuration exploitée en structure radiale qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes. La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnel, de la production vers la consommation.

La libéralisation du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur ces réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive des productions décentralisées. L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure dans laquelle, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué verticalement de la haute tension à la basse tension, mais aussi horizontalement, avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs [5].

1.3. Fonctionnement des systèmes électriques

Le système électrique est un ensemble d'installations connectées électriquement qui transfère l'énergie électrique des producteurs aux consommateurs via des lignes. Cette énergie peut être produite à partir des sources les plus diverses : hydraulique, combustibles fossiles, fission nucléaire, éolienne et solaire, ... [6]

Du point de vue physique, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. Figure 1.1 illustre l'organisation physique générale des réseaux électriques [5].

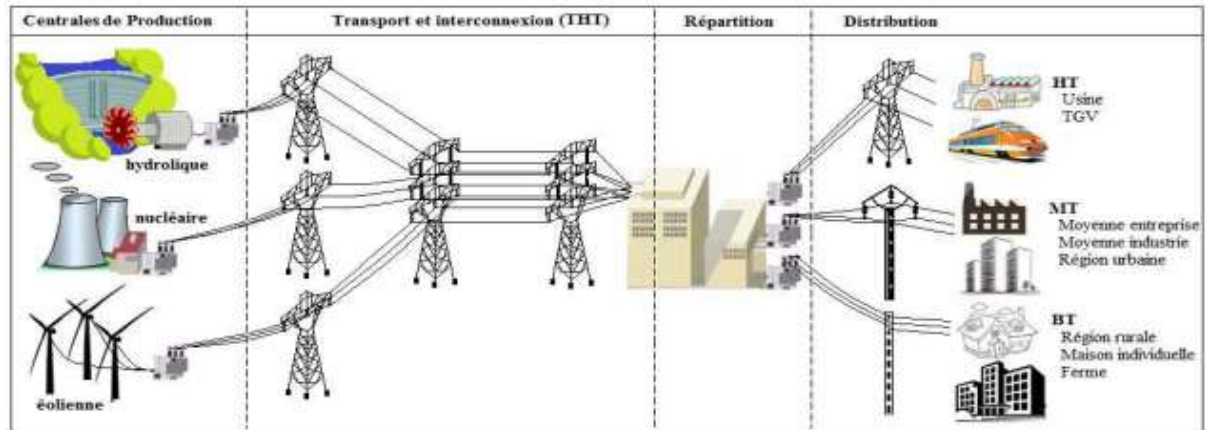


Figure 1.1 : Organisation physique générale du réseau électrique [4]

1.3.1. 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 secondaire. 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.) [7].

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité. [5] La répartition des modes de production dans le monde est illustrée par la Figure 1.2.

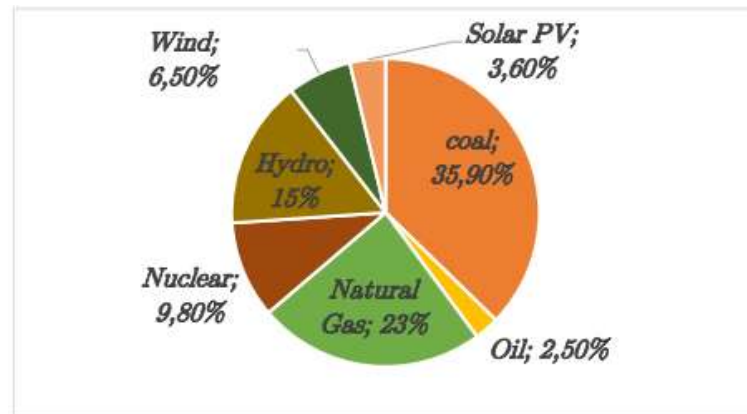


Figure 1.2 : Production d'électricité par source dans le monde en 2023 [8]

La production d'électricité est de nos jours essentiellement assuré par l'exploitation du charbon (Coal) qui à lui seul regroupe 35,90% de la production, suivi du gaz naturel (natural gas) avec 23% de la production totale, vient ensuite l'hydroélectricité, le nucléaire, l'éolien et enfin le solaire photovoltaïque avec respectivement 15%, 9,8%, 6,5%, 3,6% tels qu'illustré à la Figure 1.2. La production de l'électricité grâce à l'usage du charbon a été responsable en 2021 d'une émission de CO₂ allant jusqu'à 10657 Mt en 2021 ce qui représente à lui seul 72,8% des émissions de CO₂ due à la production de l'électricité dans le monde ; pour contrer cette avancée fatale pour notre environnement plusieurs pays sont entrés dans une phase de transition énergétique en favorisant d'avantage des énergies propres et vertes à l'instar du solaire PV et de l'éolien pour la production de l'électricité [8].

1.3.2. Transport et répartition [5]

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autres, les pertes joules sur les lignes, ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est en revanche complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

1.3.3. Distribution

Le réseau électrique de distribution a une tension nominale comprise entre 1 kV et 36 kV selon la loi 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité en RDC [9] et permet d'acheminer l'énergie électrique du point d'alimentation jusqu'à l'utilisation finale qui est souvent alimenté en BT soit 400V grâce à des postes de transformation MT/BT.

Il existe deux principales topologies pour définir la configuration d'un réseau de distribution : la topologie radiale et la topologie en maillage.

Le système radial est une topologie en forme d'arbre où il n'y a que des boucles ouvertes ; Cela signifie que l'énergie part d'un point du réseau (bus) et est distribuée au suivant sans possibilité de retourner au point d'origine, sauf si l'énergie est renvoyée en sens inverse par une génération distribuée ; ce type de topologie est le plus simple et le moins cher pour un réseau électrique, mais il n'est pas fiable car si une ligne principale est déconnectée pour une raison quelconque, toutes les autres lignes secondaires en aval perdent également l'alimentation électrique. Dans la topologie en maillage, il est impossible de trouver des boucles ouvertes car l'énergie est distribuée à travers plusieurs lignes connectées les unes aux autres, formant ainsi un réseau maillé ; ce type de topologie présente moins de pertes (plus fiable), mais cela nécessite des investissements plus importants [10]. La Figure 1.3 illustre un réseau de distribution à topologie radiale.

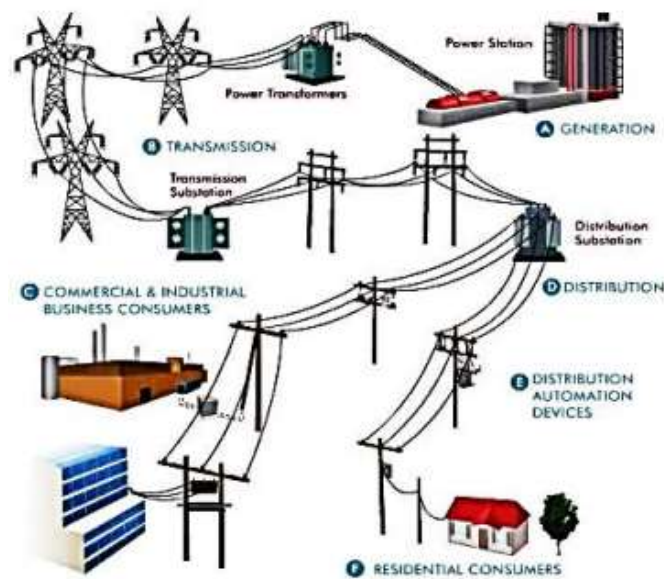


Figure 1.3 : Réseau électrique avec distribution en topologie radiale [10]

Les systèmes de distribution radiaux, illustrés à la Figure 1.4, sont utilisés pour deux principales raisons : ils sont moins coûteux que la topologie en anneau ou en maillage et ils sont moins complexes à exploiter, à concevoir, à planifier et à entretenir. Cependant, ils ont généralement une fiabilité inférieure, une chute de tension excessive et des pertes de puissance de ligne plus importantes que les autres solutions. La plus grande partie des systèmes de distribution dans le monde fonctionnent de manière radiale, l'objectif étant qu'en cas de panne, ils n'affectent pas l'ensemble du système électrique [10].

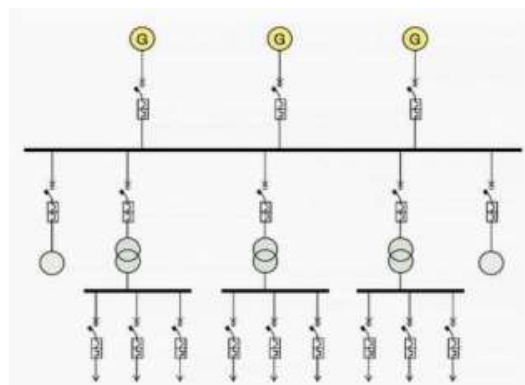


Figure 1.4 : Schéma simplifié d'un réseau de distribution radiale [10]

Le système de distribution en maillage (anneau ou boucle) se compose d'un ou plusieurs départs avec deux ou plusieurs transformateurs de distribution formant un anneau ou une boucle. L'anneau, ou boucle, commence à la sous-station de distribution et est encerclé ou connecté à une zone desservant un ou plusieurs centres de distribution ou transformateurs de distribution.

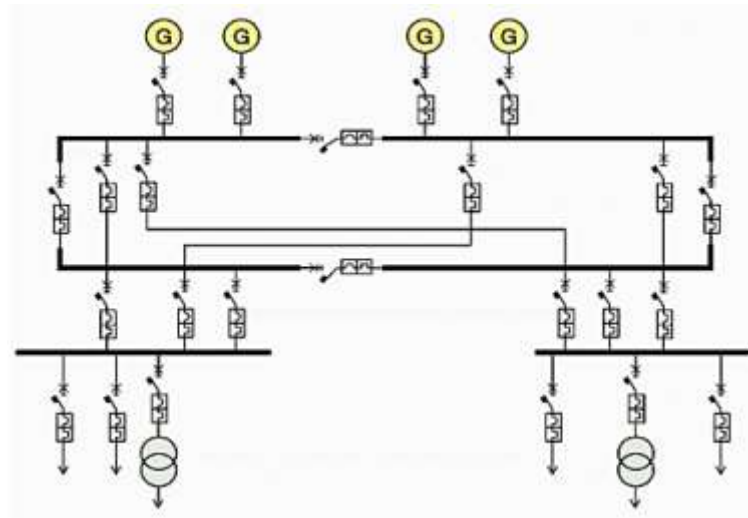


Figure 1.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé [10]

La ligne du système de distribution retourne aux mêmes sous-stations comme illustré à la Figure 1.5. Chaque boucle primaire fonctionne de telle sorte que l'un des commutateurs de sectionnement de boucle soit maintenu ouvert pour éviter le fonctionnement parallèle des sources.

La structure maillée est généralement utilisée sous haute ou moyenne tension et dans une zone à densité de population élevée tandis que le radial est utilisé sous moyenne et basse tension dans les zones urbaines ou à moindre densité de population ; La structure maillée est plus coûteuse à construire que le type radial, mais elle est plus fiable et présente moins de fluctuations de tension au terminal de l'utilisateur final [10].

1.3.4. Charges ou Consommation

Les trois usages classiques de l'énergie électrique sont la production d'énergie thermique (chauffage), lumineuse (éclairage) et mécanique (moteurs électriques). Ces trois applications se retrouvent aussi bien chez les consommateurs résidentiels qu'industriels. Dans les réseaux,

les consommateurs sont appelés charges. Ces charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées ou produites. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances de pointe (puissance maximale) et moyennes. Pour connaître l'évolution des charges au cours du temps, des études statistiques sont menées sur les réseaux. En mesurant les courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation temporelle sont calculées. Ces courbes sont appelées courbes de charge. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autres, de définir les plans prévisionnels de production [11].

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 1.6 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 [7]:

$$F. Cj = \frac{\text{Charge moyenne}}{\text{Charge de pointe}} \quad (1.1)$$

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

$$F. Cj = \frac{\text{Puissance absorbée en 24 hrs}}{\text{Charge de pointe} \times 24 \text{hrs}} \quad (1.2)$$

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 [7].

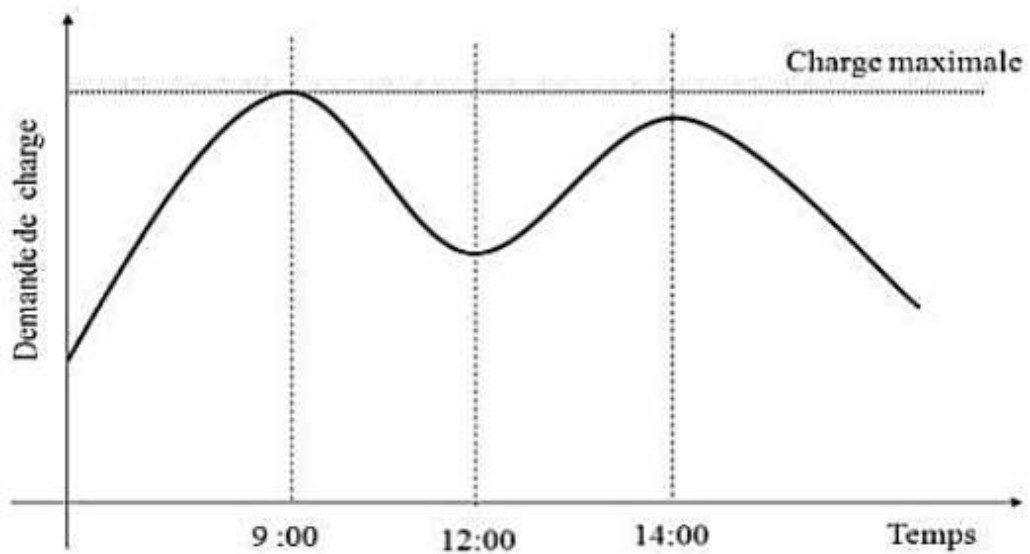


Figure 1.6 : Exemple d'une courbe de charge [7]

1.4. Les réseaux électriques de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 36 kV en RDC [9], soit le domaine de la HTA (Moyenne tension) et de la Basse Tension (BT). Le Tableau 1.1 illustre les domaines de tension en usage dans un système électrique.

Tableau 1.1 : Domaines de Tension [9]

Domaine de tension		Valeur de la tension nominale	
		En courant Alternatif	En courant continu
Très Basse Tension (TBT)		$Un \leq 50V$	$Un \leq 120V$
Basse Tension (BT)		$50V < Un < 1000V$	$120V < Un < 1.5kV$
Haute Tension (HT)	HTA (Moyenne Tension)	$1kV < Un \leq 36kV$	$1.5kV < Un \leq 75kV$

	HTB (Très Haute Tension)	$36kV < U_n < 250 kV$	$75kV < U_n$
--	--------------------------	---	-----------------------------------

1.4.1. Poste source HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (Figure 1.7.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (Figure 1.7.b). Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "*garantie ligne*". En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (Figure 1.7.c). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés [5].

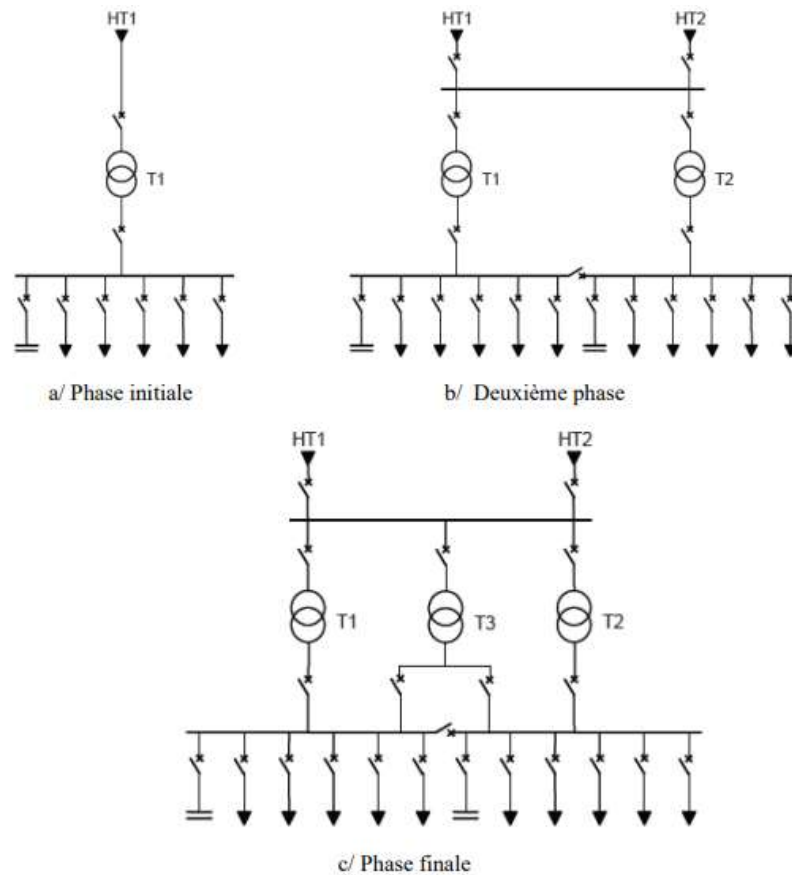


Figure 1.7 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [5]

1.4.2. Quelques éléments du réseau électrique de distribution

1. Lignes électriques [7]

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 et 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.

On rencontre pour ces canalisations les câbles mono-conducteurs 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 sectorielle. 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 1.8 montre la constitution générale d'un câble.

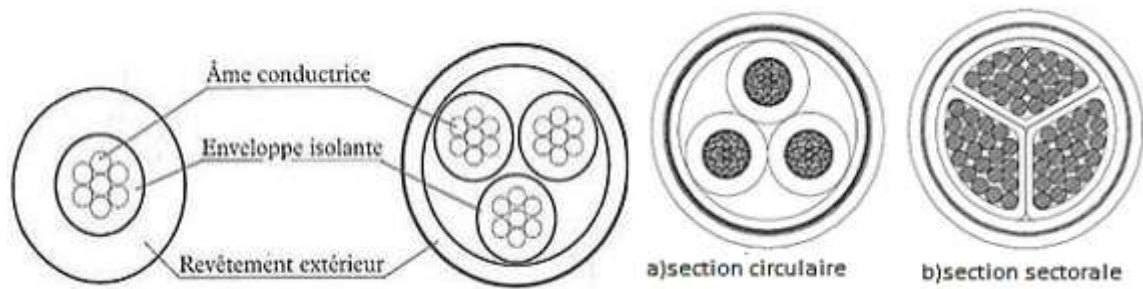


Figure 1.8 : Câbles électriques [7]

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 plupart des fils aériens en MT sont constitués d'un noyau en acier autour duquel est torsadé les fils en aluminium afin d'accroître sa résistance mécanique. La Figure 1.9 représente une canalisation aérienne simplifiée. Le Tableau 1.2 donne la capacité de transmission des lignes électriques aériennes.

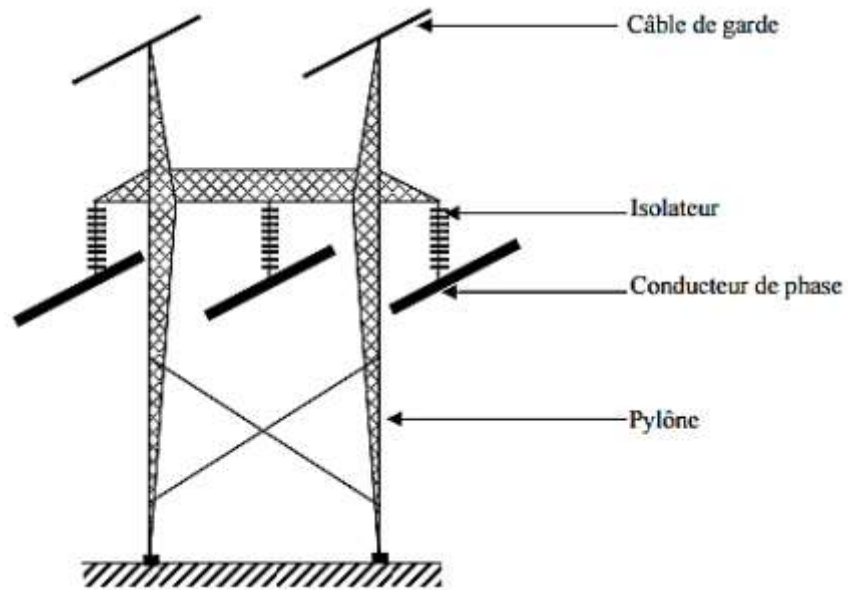


Figure 1.9 : Schéma simplifié d'une ligne de transmission aérienne [7]

On rencontre aussi différents types d'armements :

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

Tableau 1.2 : Niveau de transmission économique pour les lignes aériennes [7]

Niveau de la 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

2. Transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique. Il contient deux parties essentielles à savoir le primaire et le secondaire.

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 [7]. La Figure 1.10 montre l'image d'un transformateur de puissance avec ses quelques parties.

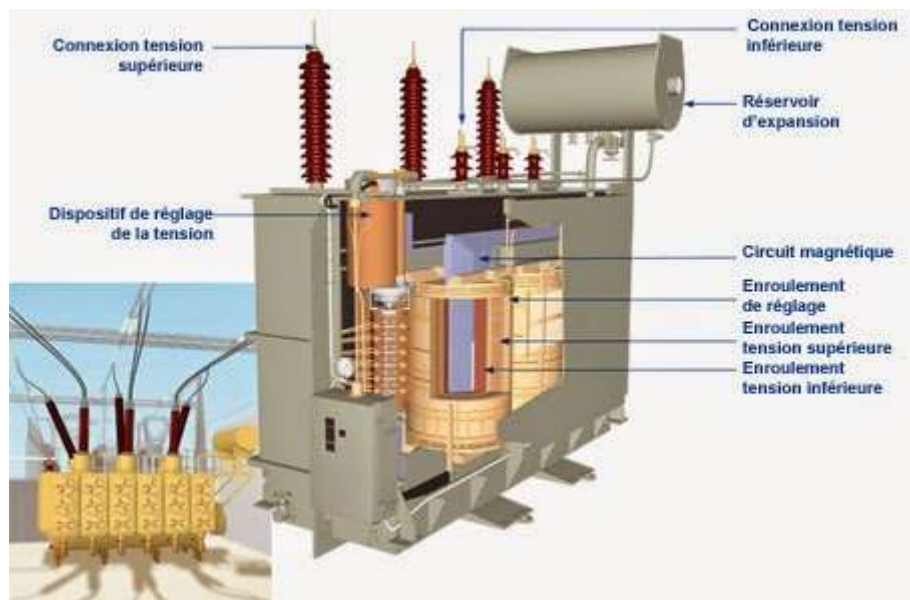


Figure 1.10 : Transformateur de puissance [4]

3. Jeux des barres

Les jeux de barre sont généralement des barres plates ou des tubes creux en cuivre ou en aluminium. En haute tension les jeux de barres peuvent être « posés » sur des isolants, dans ce cas se sont des tubes. Ils peuvent être « tendus », c'est-à-dire que les jeux de barre sont flexibles et suspendus par des chaines isolantes à des structures métalliques. Les jeux de barres permettent de relier les différentes composantes d'un poste électrique, ce qui les rend très important mais aussi très fragiles. En effet, si un jeu de barres est soumis à un court-circuit, c'est le poste entier qui est mis hors tension. Généralement, plusieurs jeux de barres connectés en parallèle permettant d'empêcher ce problème et permet de faire la maintenance d'un jeu de barres sans mettre le poste entier hors service [4].

4. Appareillages de la distribution moyenne tension [7]

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. Le Tableau 1.3 nous donne quelques appareils de coupure et protection selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure.

Tableau 1.3 : 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			
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	$\approx \infty$	40

L'appareillage électrique est principalement constitué des éléments ci-après :

- a. Les **Sectionneurs** sont des appareils destinés à interrompre la continuité d'un conducteur ou à 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.
- b. 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.
- c. 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.

- d. 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.

1.5. Conclusion partielle

En résumé, ce chapitre a permis d'établir une base solide pour comprendre les réseaux électriques, leur évolution et leur fonctionnement. Nous avons examiné l'historique du réseau électrique, depuis ses débuts modestes jusqu'aux configurations actuelles, en insistant sur l'importance d'une gestion optimale pour répondre à la demande croissante en énergie. Par ailleurs, nous avons mis en lumière les spécificités du réseau de distribution, maillon essentiel qui assure la transmission de l'énergie jusqu'aux utilisateurs finaux.

Chapitre 2 Analyse des pertes dans le réseau de distribution et principes et méthodes de reconfiguration

Dans ce chapitre, nous analysons les pertes dans un réseau de distribution en identifiant d'abord leur origine. Nous aborderons ensuite l'écoulement de puissance, un ensemble de calculs permettant notamment de quantifier ces pertes. Enfin, nous présenterons les principes et méthodes de reconfiguration d'un réseau de distribution en nous appuyant sur des algorithmes d'optimisation, afin de réduire les pertes et d'améliorer le profil de tension du réseau.

2.1. 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 [12].

Dans la présente étude 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.

2.1.1. Notion de constantes linéiques [12]

Isolons un élément de longueur dx de la ligne bifilaire considérée à la Figure 2.1. 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).

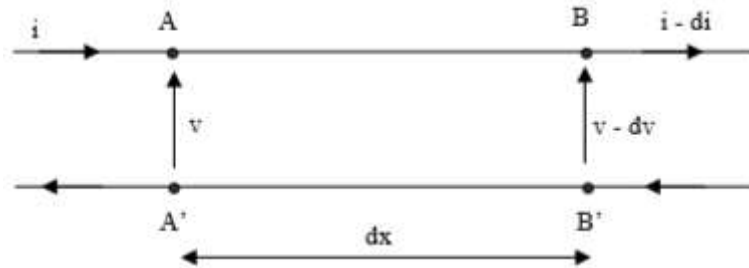


Figure 2.1 : Portion élémentaire d'une ligne de transmission [12]

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) :

- ✓ L'inductance linéique $L' = \frac{dl}{dx}$
- ✓ La résistance linéique $R' = \frac{dr}{dx}$ (2.1a et b)

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

2.1.2. Calcul de la résistance électrique d'une ligne [12]

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' en ohm/mètre (Ω/m) d'un matériau de résistivité ρ en ohm-mètre (Ωm) et de section S en mètre carré m^2 est la suivante :

$$R' = \frac{\rho}{S} \quad (2.2)$$

La résistance totale R en ohm de la ligne de longueur L en mètre aura donc comme expression :

$$R = R' \cdot L \quad (2.3)$$

2.1.3. Calcul de l'Inductance linéique d'une ligne [12]

Considérons un système triphasé équilibré avec les conducteurs de phases ayant la configuration de la Figure 2.2.

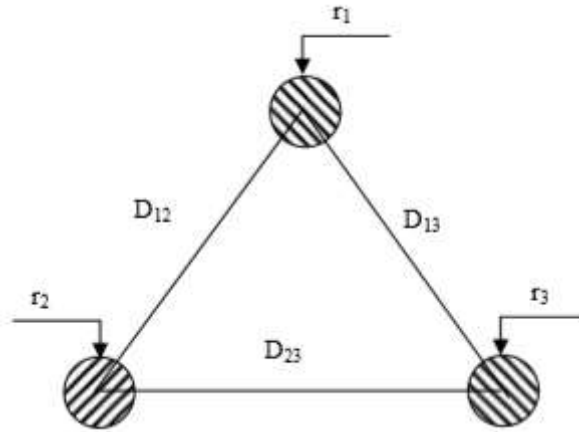


Figure 2.2 : Ligne triphasée avec conducteur disposées en triangle [12]

En négligeant les résistances, on peut écrire :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V}_1 = j\omega(L'_{11}\bar{I}_1 + L'_{12}\bar{I}_2 + L'_{13}\bar{I}_3) \\ \overline{\Delta V}_2 = j\omega(L'_{12}\bar{I}_1 + L'_{22}\bar{I}_2 + L'_{23}\bar{I}_3) \\ \overline{\Delta V}_3 = j\omega(L'_{13}\bar{I}_1 + L'_{23}\bar{I}_2 + L'_{33}\bar{I}_3) \end{cases} \quad (2.4)$$

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 :

$$L'_{ii} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{1}{r'_{ii}} \right) \text{ Et } L'_{ij} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) \quad (2.5a \text{ et } b)$$

r'_{ii} 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 (2.5a et b) dans (2.4) nous obtenons :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V_1}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_1 \ln \left(\frac{1}{r'_{11}} \right) + \bar{I}_2 \ln \left(\frac{1}{D_{12}} \right) + \bar{I}_3 \ln \left(\frac{1}{D_{13}} \right) \right] \\ \overline{\Delta V_2}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_2 \ln \left(\frac{1}{r'_{22}} \right) + \bar{I}_1 \ln \left(\frac{1}{D_{12}} \right) + \bar{I}_3 \ln \left(\frac{1}{D_{23}} \right) \right] \\ \overline{\Delta V_3}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \left[\bar{I}_3 \ln \left(\frac{1}{r'_{33}} \right) + \bar{I}_1 \ln \left(\frac{1}{D_{13}} \right) + \bar{I}_2 \ln \left(\frac{1}{D_{23}} \right) \right] \end{cases} \quad (2.6)$$

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 :

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0 \quad (2.7)$$

Nous avons alors :

$$\begin{cases} \overline{\Delta V_1}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \cdot \bar{I}_1 \ln \left(\frac{D}{r'} \right) \\ \overline{\Delta V_2}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \cdot \bar{I}_2 \ln \left(\frac{D}{r'} \right) \\ \overline{\Delta V_3}' = j\omega(2 \cdot 10^{-7}) \cdot \bar{I}_3 \ln \left(\frac{D}{r'} \right) \end{cases} \quad (2.8)$$

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 2.3.

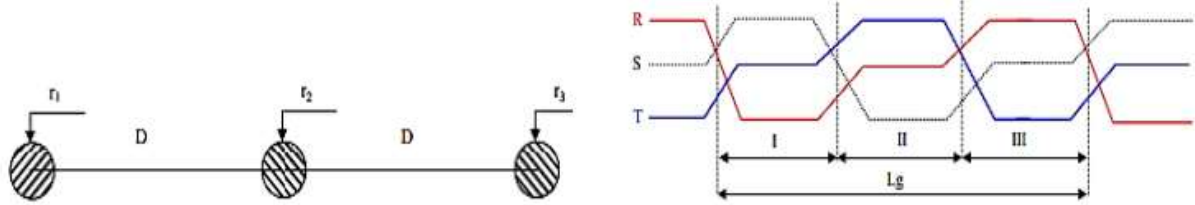


Figure 2.3 : Principe de la transposition d'une ligne [12]

La ligne est dite complètement transposée si les tronçons I, II, III sont égaux et valent chacun le tiers de la longueur ($Lg/3$). 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.

$$L' = 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{D \sqrt[3]{2}}{r'} \right) \quad (2.9)$$

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

$$L' = 4 \cdot 10^{-7} \ln \left(\ln \frac{D}{r'} \right) \quad \text{Avec } r' = \frac{r}{e^{1/4}} \quad (2.10)$$

La réactance linéique d'une telle ligne est : $X' = \omega L'$

2.2. Les pertes dans le réseau électrique [7]

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. Il est connu du principe théorique de l'électrotechnique que le procédé de transfert de l'énergie électrique s'accompagne des pertes. En effet lors du transfert de l'énergie une partie est dissipée sous forme de chaleur par la résistance que compose les lignes de transmission. Les pertes d'énergie ont lieu dans tous les éléments du système électrique allant des génératrices en passant par les transformateurs

suivi des lignes jusqu'aux consommateurs finaux d'énergie. Pratiquement on distingue *les pertes techniques* et *les pertes non techniques*.

Les pertes techniques sont évaluées en faisant la différence entre les injections et les soutirages entre les différents niveaux ; Elles représentent 5% à 10% maximum (distribution) et 3% (transport) des pertes totales. Les pertes non techniques représentent l'énergie consommée sur le réseau non enregistrée s'il est aisé de déterminer les pertes techniques, la détermination des pertes non technique est un challenge. En effet des facteurs endogènes tel que la mauvaise maîtrise de la facturation, agents malhonnêtes, ... combiné à des facteurs exogènes tel que l'utilisation frauduleuse de l'énergie sont les principaux composants des pertes non techniques ; Il est estimé que dans les pays en développement ces pertes peuvent atteindre 50% de la quantité totale d'électricité injectée dans le réseau. Les moyens de les combattre et de les réduire sont à imaginer. Des mesures et des contrôles sur le terrain sont parmi ces moyens ; cependant ceux-ci constituent des opérations relativement difficiles et complexes qui nécessitent de l'organisation et de la méthode.

2.2.1. Causes des pertes techniques sur les réseaux électriques

A l'échelle d'un pays, ces pertes représentent une quantité d'énergie non négligeable. Elles sont généralement dues [1] :

- ✚ Aux lignes de distribution trop longues ;
- ✚ A l'inadéquation de certaines sections de câbles par rapport au transit ;
- ✚ Aux surcharges de certains transformateurs de distribution qui se trouvent dans les grandes villes ;
- ✚ Au mauvais facteur de puissance ;
- ✚ À l'utilisation des équipements de mauvaise qualité et peu efficaces ;
- ✚ Au mauvais positionnement des transformateurs de distribution par rapport au centre de gravité des charges ;
- ✚ À la baisse de tension apparaissant sur les transformateurs et chez les clients finaux ;

- ✚ Aux pertes dans les transformateurs ;
- ✚ À la sous exploitation des transformateurs.

2.2.2. Stratégies possibles de réduction des pertes sur les réseaux

Pour réduire les pertes et améliorer l'efficacité des réseaux de distribution, plusieurs techniques sont développées mais nous en citons ici quelques-unes [1] :

- ✓ Un changement de topologie de réseau ;
- ✓ Un pilotage de charges ;
- ✓ Une reconfiguration automatique des réseaux ;
- ✓ Un placement des FACTS ;
- ✓ Une technique combinée de placement et de reconfiguration ;
- ✓ Une compensation de l'énergie réactive ;
- ✓ Une utilisation du système de distribution haute tension HVDS (High Voltage Distribution System) ;
- ✓ Une exploitation des transformateurs à haute efficacité.

2.3. 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 [7]:

- 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.

2.3.1. Grandeur relative [13]

Le système unité relative (per unit) est un système de grandeurs réduites qui permet d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des niveaux de tension et de puissance. Ce système associe, à une variable quelconque A , une valeur de base A_{base} et la compare à sa valeur A_{vrai} de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en pourcentage de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus. L'utilisation du système de grandeur réduite (per unit) permet lors d'un bon choix des grandeurs de base de s'affranchir des transformateurs idéaux, ce qui est très avantageux pour l'analyse d'un réseau pouvant être constitué de plusieurs transformateurs, l'expression (2.11) illustre la formule du calcul général d'une grandeur en per unit.

$$\text{Valeur en pu} = \frac{\text{Valeur réelle}}{\text{Valeur de base}} \quad (2.11)$$

En général, la tension simple $V_{base_{LN}}$ et la puissance apparente $S_{base_{1\phi}}$ sont sélectionnées comme grandeur de base soit pour un circuit monophasé, soit pour une phase d'un circuit triphasé. Ensuite, pour que les lois électriques soient valables dans le système par unité, les relations de l'expression 2.10 doivent être utilisées pour d'autres valeurs de base.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{base_{1\phi}} = Q_{base_{1\phi}} = S_{base_{1\phi}}; P_{base_{3\phi}} = Q_{base_{3\phi}} = S_{base_{3\phi}} \\ I_{base_{1\phi}} = \frac{S_{base_{1\phi}}}{V_{base_{LN}}} = \frac{S_{base_{3\phi}}}{\sqrt{3} \cdot V_{base_{LN}}} \\ Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base_{LN}}}{I_{base_{1\phi}}} = \frac{V_{base_{LN}}^2}{S_{base_{1\phi}}} = \frac{V_{base_{LL}}^2}{S_{base_{3\phi}}} \end{array} \right. \quad (2.12)$$

Noter que lors de l'analyse d'un réseau la puissance de base reste la même tout le long du réseau tandis que les tensions de base peuvent changer d'une zone à une autre suivant la présence d'un transformateur qui à chaque apparition divise le réseau en deux zones ; l'expression (2.13) illustre l'équivalence entre le rapport de tension V_{base_1} et V_{base_2}

respectivement tension de base de la zone 1 et zone 2, et le rapport de tension V_{nom_1} et V_{nom_2} respectivement tension nominale de l'enroulement du transformateur situé dans la zone 1 celui situé dans la zone 2.

$$\frac{V_{base_1}}{V_{base_2}} = \frac{V_{nom_1}}{V_{nom_2}} \quad (2.13)$$

2.3.2. Classification des jeux de barres [13]

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 2.1 :

a. Les jeux de barres de référence (SLACK BUS)

On l'appelle aussi le jeu de barres balancier ou swing bus, c'est un élément fictif créé pour l'étude de la répartition de la puissance, il a pour rôle de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. D'une façon générale et par convention ce jeu de barres est identifié par le jeu de barres $N^\circ = 1$ connecté à une source de tension d'où le module (V) et la phase (δ) de la tension sont connus, (généralement $|V| = 1pu$ et $\delta = 0^\circ$). Les puissances active (P) et réactive (Q) sont donc inconnues et doivent être calculées après avoir résolu le problème de l'écoulement de puissance.

b. Les jeux de barres de contrôle (CONTROL BUS)

Pour 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 ce type de jeu de barre.

c. Les jeux de barres de charge (LOAD BUS)

Appelés aussi les jeux de barres (P, Q) Pour ce type de jeux de barre, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension. Ces jeux de barres sont utilisés dans les réseaux de distribution. Pour simplifier les calculs de l'écoulement de puissance, il est commode de représenter les charges par leur puissance active et réactives ; les autres variantes qui permettent de les déterminer sont aussi valables (facteur de puissance, courant... etc.)

Tableau 2.1 : Les Grandeurs connues et inconnues pour chaque type des jeux de barres [13]

Type de jeu de barres	Grandeurs connues	Grandeurs inconnues
J-B de Référence	$ V , \delta$	P, Q
J-B de contrôle	$P, V $	Q, δ
J-B de charge	P, Q	$ V , \delta$

2.3.3. Les équations de l'écoulement de puissance [7]

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 2.4.

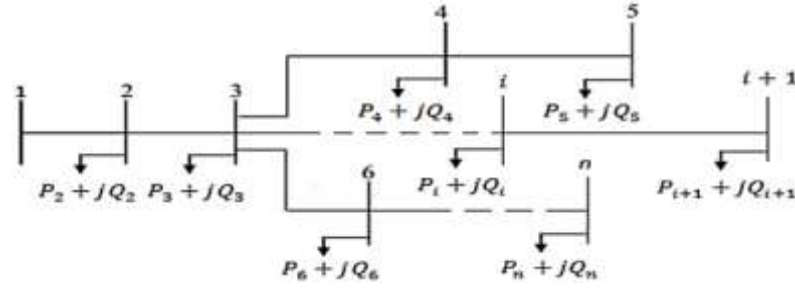


Figure 2.4 : Réseau de distribution radiale de n nœuds [7]

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

$$\bar{S}_i^* = \bar{I}_i * \bar{V}_i^* \quad (2.14)$$

$\bar{I}_i$ 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 :

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (2.15)$$

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 :

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im}) \quad (2.16)$$

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 :

$$\bar{Y}_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (2.17)$$

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

En remplaçant l'expression (2.16) du courant dans l'équation (2.14) on peut écrire :

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = V_i \angle -\delta_i * [\sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im})] \quad (2.18)$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire de l'équation (2.18) on a l'équation (2.19) des puissances actives et l'équation (2.20) des puissances réactives au jeu de barre i .

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (2.19)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (2.20)$$

Ce sont des équations non linéaires qui ne peuvent être résolues par des méthodes analytiques. La solution est obtenue par des méthodes numériques. 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 au nœud m , les pertes de puissance actives P_L et les pertes de puissance réactive Q_L dans toute les branches $i-m$ sont définies comme suit :

$$P_L = \sum_{i \neq m}^N [(P_{Gi} + P_{Gm}) - (P_{Di} + P_{Dm})] \quad (2.21)$$

$$Q_L = \sum_{i \neq m}^N [(Q_{Gi} + Q_{Gm}) - (Q_{Di} + Q_{Dm})] \quad (2.22)$$

2.3.4. Méthodes de résolution des équations de l'écoulement de puissance

A. Méthode de Gauss Seidel [7]

La méthode de Gauss-Seidel est l'une de plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance ou généralement pour la résolution d'un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds. Pour le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Gauss Seidel il est primordial de déterminer la matrice admittance du réseau Y_{bus} dont la formulation des éléments est telle que :

Y_{ii} : est l'élément diagonal de la matrice admittance relatif au nœud i , il est égal à la somme de toutes les admittances élémentaires et shunt aboutissant à ce nœud.

Y_{im} : est l'élément non diagonal de la matrice admittance relatif à la liaison $i-m$, il est égal à – (somme des admittances connectées entre deux nœuds différents i et m du réseau)

L'expression (2.23) illustre la formule pour la détermination par la méthode de Gauss Seidel

de la tension et son angle à chaque nœud i d'un réseau composé de N nœuds pour l'itération k .

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{m=1}^{i-1} Y_{im} V_m^{k+1} - \sum_{m=i+1}^N Y_{im} V_m^k \right] \quad (2.23)$$

L'expression (2.23) illustre le critère de convergence de la méthode de Gauss Seidel pour le calcul d'écoulement de puissance ; en effet lorsque la variation de tension ΔV à chaque nœud du réseau i est inférieure à une certaine valeur ϵ qui définit la précision voulue on dira que l'algorithme a atteint la précision voulue. La convergence correspond à une situation telle que le paramètre ϵ décroît après chaque itération.

$$\Delta V = |V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \epsilon \quad (2.24)$$

L'algorithme de Gauss Seidel se regroupe en différentes étapes comme suit :

1^{ère} étape :

Formation de la matrice $[Y]$

2^{ème} étape :

Initialisation des valeurs nodales de tensions à 1 pu ($V_i^0 = 1pu$) avec $i = 1 \dots N$

3^{ème} étape :

Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation (2.23). Ainsi que l'écart des tensions y afférant suivant la relation (2.24).

4^{ème} étape :

Une fois le test de convergence illustré à l'expression (2.24) est vérifié les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues.

B. Méthode de Backward/Forward Sweep

Les méthodes classiques de calcul de l'écoulement de puissance des réseaux de transport à savoir Gauss-Seidel, Newton-Raphson et découplée rapides sont souvent inappropriées et inefficaces dans l'étude des réseaux de distribution. Cela à cause des caractéristiques

spécifiques de ces réseaux qui sont entre autres le rapport entre la résistance et la réactance de lignes R/X très élevé ainsi qu'une configuration radiale [1].

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 aval 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 [7].

1) Formulation mathématique

Considérons un réseau de distribution avec une configuration radiale constituée d'un certain nombre de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance R_i en série avec une inductance pure de réactance X_i telle qu'illustrée à la Figure 2.5.

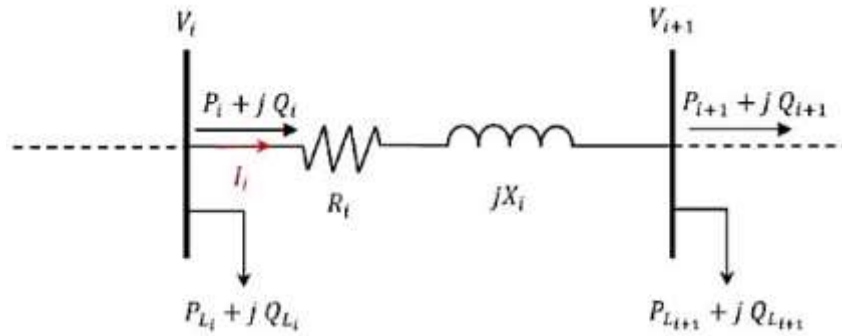


Figure 2.5 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution [7]

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

$$P_i = (P_{i+1} + P_{Li+1}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{Li+1})^2 + (Q_{i+1} + Q_{Li+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (2.25)$$

$$Q_i = (Q_{i+1} + Q_{Li+1}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{Li+1})^2 + (Q_{i+1} + Q_{Li+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (2.26)$$

P_i , Q_i , P_{Li+1} et Q_{Li+1} représentent respectivement la puissance active transitée au nœud i, la puissance réactive transitée au nœud i, la puissance active de la charge connectée au nœud

$i+1$ ainsi que la puissance réactive connectée au nœud $i+1$. On note que la puissance transitée par le nœud i équivaut à la puissance transitée $i+1$ ajoutée de la puissance demandée par la charge y connectée ainsi que les pertes de puissances respectives dues au transit du nœud i vers le nœud $i+1$.

A partir de la différence de potentiel entre les jeux de barres i et $i+1$; l'expression (2.27) ci-dessous illustre le courant qui circule dans la branche i :

$$I_i = \frac{V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1}}{R_i + jX_i} \quad (2.27)$$

A partir de la puissance transitée au jeu de barre i ; le courant dans la branche i peut être aussi déterminé par :

$$I_i = \frac{P_i + jQ_i}{V_i \angle \delta_i} \quad (2.28)$$

En égalisant l'expression (2.27) et l'expression (2.28) et en effectuant un développement on obtient :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle (\delta_i + \delta_{i+1}) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.29)$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de l'expression (2.29) et en effectuant la somme de carrée de ces deux parties on obtient :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \quad (2.30)$$

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 :

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.31)$$

L'argument de cette tension équivaut à :

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \tan^{-1} \left(\frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \quad (2.32)$$

Les expressions (2.31) et (2.32) illustrent respectivement la tension et son angle à chaque nœud du réseau. Le balayage de la source nous permet de déterminer les tensions à chaque nœud ; ensuite un balayage vers l'avant permettra de déterminer le courant dans chaque branche. Les pertes de puissance active au niveau d'une branche i de la Figure 2.4 : Réseau de distribution radiale de n nœuds s'écrivent comme suit :

$$P_{perdue,i} = R_i * I_i^2 \quad (2.33)$$

Les pertes joules totales dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches comme suit :

$$P_{Tperdue,i} = \sum_{i=1}^N P_{perdue,i} \quad (2.34)$$

Les pertes de puissance réactives sont déterminées par :

$$Q_{Tperdue,i} = \sum_{i=1}^N X_i * I_i^2 \quad (2.35)$$

C. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance [7]

La méthode directe de calcul d'écoulement de puissance de l'anglais Direct Load Flow est basée sur la méthode du balayage avant et arrière pour effectuer le calcul d'écoulement de puissance. L'algorithme est basé sur la construction de deux matrices dérivées entre autres :

- ❖ La matrice BIBC de l'anglais Bus Injection Branch Current ;
- ❖ La matrice BCBV de l'anglais Branch Current Bus Voltage.

Pour illustrer cette méthode, nous avons utilisé le réseau de distribution simple, représenté sur la Figure 2.6.

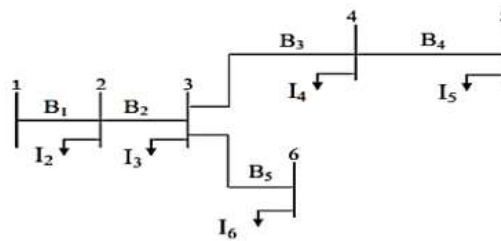


Figure 2.6 : Réseau de distribution simple [7]

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

$$S_i = (P_i + jQ_i), i = 1, \dots, N \quad (2.36)$$

$$I_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2.37)$$

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 :

$$\begin{cases} B_1 = I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ B_2 = I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ B_3 = I_4 + I_5 \\ B_4 = I_5 \\ B_5 = I_6 \end{cases} \quad (2.38)$$

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 :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \Rightarrow [B] = [BIBC][I] \quad (2.39)$$

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

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courants de branche, des paramètres de ligne, et de la tension de référence au niveau du poste HT/MT. La relation

entre les courants de branche et les tensions de nœud, de la Figure 2.6 est établie par les équations (2.40) et (2.41).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \quad (2.41)$$

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 remplaçant l'expression (2.39) du courant dans l'expression (2.41), nous pouvons écrire la relation suivante :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \quad (2.42)$$

Ainsi, à chaque itération k , la tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (2.43) soumis au critère d'arrêt de l'inéquation (2.44).

$$[V^{k+1}] = [V^k] + [\Delta V^{k+1}] \quad (2.43)$$

$$\text{Max}([V^{k+1}] - [V^k]) < \epsilon \quad (2.44)$$

La méthode directe de calcul d'écoulement de puissance peut être regroupée en une suite d'étapes dont :

1^{ère} étape :

Lire les données du réseau entre autres la résistance et réactance des lignes du réseau ainsi que les données de chaque jeu de barre du réseau.

2^{ème} étape :

Convertir toutes les données en valeurs réduite (per unit) suivant l'expression (2.9).

3^{ème} étape :

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

4^{ème} étape :

Détermination de la matrice [BIBC] et [BCBV] suivant les expressions (2.39) et (2.41).

5^{ème} étape :

Calcul des courants au niveau de chaque nœud en appliquant l'équation (2.37).

6^{ème} étape :

Calcul des courants traversant les branches en appliquant l'équation (2.39).

7^{ème} étape :

Calcul des modules de nouvelles tensions et les phases au niveau de tous les jeux de barre en appliquant l'équation (2.43).

8^{ème} étape :

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 dans chaque branche par la relation (2.33).
- ✓ Les pertes active et réactive totales par les équations (2.34) et (2.35).

Si non retour à l'étape 5.

2.4. La reconfiguration du réseau électrique de distribution

De nombreux procédés ont été utilisés pour réduire les pertes de puissance active et réactive dans les réseaux électriques comme détaillé au point 2.2.2. La reconfiguration du réseau est l'un de ces procédés, qui fait objet de notre étude.

La reconfiguration d'un système physique quelconque consiste à modifier la configuration courante par le changement des liaisons fonctionnelles entre les éléments composants, dans le but d'améliorer le régime de fonctionnement pour les indicateurs de performance du système. Pour le cas particulier des réseaux électriques de distribution, la reconfiguration concerne le

changement de configuration d'exploitation par la modification de l'état topologique (en service ou hors service) de certaines branches du réseau [14].

La solution exacte pour le problème de la reconfiguration implique la sélection, dans toutes les configurations possibles, de celle qui génère le minimum des pertes de puissance. Trouver la solution exacte est pratiquement impossible, en raison de la croissance exponentielle, en fonction du nombre et de l'emplacement des interrupteurs du système, du nombre des configurations possibles générées. Ceci est appelé **explosion combinatoire**.

2.4.1. Reconfiguration optimale du réseau de distribution [5]

Deux types d'interrupteur sont généralement connus dans le système électrique destinés pour la protection et la configuration du réseau. Les premiers sont les interrupteurs normalement fermés (*sectionalizing switches*) et les deuxièmes normalement ouverts (*tie switches*). Par le changement de l'état de ces interrupteurs, la configuration du réseau de distribution est changée et les charges sont transférées entre les lignes tant que la configuration radiale d'alimentation électrique reste maintenue. Cette implémentation est connue sous le nom de reconfiguration du système d'alimentation.

La fermeture de tous les interrupteurs dans le réseau de distribution radial va créer des boucles au sein du réseau déterminant les possibles éléments qui doivent être ouverts. Donc l'application de la structure radiale du réseau de distribution est faite par l'identification de ces boucles et s'assurer qu'un seul segment de ligne commutable soit toujours ouvert, ce qui ne permet que la génération de topologies admissibles délimitant ainsi l'espace de recherche à évaluer dans le processus de configuration.

Donc, chaque boucle identifiée détermine parmi tous ses éléments, l'élément à déconnecter pour former un réseau radial. La Figure 2.7 représente un réseau constitué de trois boucles où les composants de chacune d'elles sont déterminés comme suit :

Boucle 1= [L2 L4 L5]

Boucle 2= [L1 L3 L4]

Boucle 3= [L5 L6 L7]

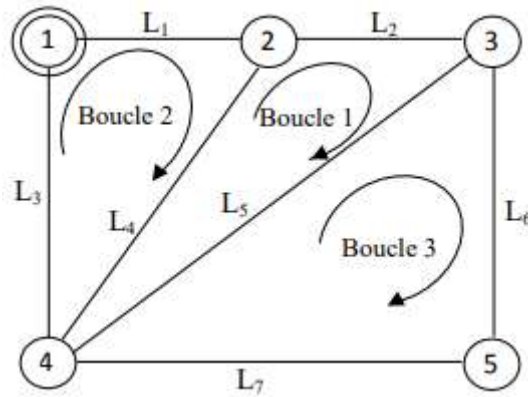


Figure 2.7 : Réseau constitué de trois boucles [5]

Ainsi, pour construire une topologie radiale faisable, les éléments qui vont être déconnectés doivent être élus de l'ensemble de vecteurs sans éléments communs de boucles fondamentales. Les combinaisons qui peuvent être obtenues à partir de ces vecteurs donnent toutes les configurations possibles du système.

2.5. Formulation du problème d'optimisation

L'optimisation est une branche des mathématiques, cherchant à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble, au sens d'un critère quantitatif donné. Ce mot vient du latin *optimum* qui signifie le meilleur. Elle peut être aussi définie comme le processus de recherche des conditions donnant la valeur maximale ou minimale d'une fonction objectif, tout en satisfaisant un certain nombre de contraintes d'égalité et d'inégalité sur ses variables de décision. La plupart des méthodes d'optimisation se sont focalisées sur la résolution de problèmes mono-objectif. Cependant, des nombreuses applications exigent une optimisation simultanée de plusieurs objectifs (multi-objectifs) qui sont souvent contradictoires [15].

2.5.1. Problème d'optimisation mono-objectif [15]

Ce type d'optimisation consiste à optimiser une seule fonction objectif, dont la forme générale peut être définie par la relation (2.45).

$$\begin{cases} \min f(x), \\ g(x) = 0, \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad 2.45$$

Où $f(x)$ est la fonction objectif, $g(x)$ et $h(x)$ sont respectivement les contraintes d'égalité et d'inégalité.

2.5.2. Problème d'optimisation multi-objectifs [15]

L'optimisation multi-objectifs est souvent divisée en deux catégories principales : les méthodes d'optimisation basées sur Pareto et les méthodes basées sur la somme pondérée.

a. Optimum de Pareto

La dominance au sens de Pareto pour résoudre les problèmes d'optimisation multi-objectifs, a été proposée par le mathématicien Italien Vilfredo Pareto. Plusieurs méthodes ont été développées pour résoudre un problème d'optimisation multi-objectifs. La plupart de ces méthodes génèrent essentiellement un ensemble de solutions optimales de Pareto et utilisent un critère ou une règle supplémentaire pour sélectionner une solution optimale de Pareto particulière comme solution du problème d'optimisation multi-objectifs. La forme mathématique est donnée par l'équation (2.46) :

$$\begin{cases} \min F(x) = [f_1(x), f_2(x) \dots f_n(x)] \\ g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad 2.46$$

Où $F(x)$ est le vecteur des fonctions objectifs.

b. Méthode de la somme pondérée

Cette méthode pour l'optimisation multi-objectifs continue d'être largement utilisée non seulement pour fournir plusieurs points de solution en faisant varier les poids de manière cohérente, mais aussi pour fournir un point de solution unique, où les poids indiquent l'importance relative de chaque fonction. Elle a été proposée par Zadeh et al. en 1963, dont l'idée principale consiste dans la transformation du problème multi-objectifs en un problème mono-objectif en multipliant chaque objectif par un facteur pondéré positivement approprié,

en fonction de la priorité de chaque objectif et des préférences du décideur. Ces poids vont de 0 à 1, et la somme totale doit être égale à 1. Sa forme générale est donnée par :

$$\begin{cases} \min F(x) = [\omega_1 f_1(x), \omega_2 f_2(x) \dots \omega_n f_n(x)] \\ g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.47)$$

Où

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1 \quad \text{et} \quad \omega_i > 0 \quad (2.48)$$

2.5.3. Formulation du problème d'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution

La méthodologie proposée vise à optimiser la reconfiguration du réseau de distribution en minimisant les pertes de puissance, tout en maximisant la stabilité de la tension et en améliorant son profil dans un réseau de distribution radial donné. L'objectif est de faire converger ces trois fonctions objectifs en une seule, en utilisant les coefficients de pénalité (voir la Méthode de somme pondérées). Les fonctions objectifs n'ont pas d'unités et elles seront qualifiées de ratios. Nous avons donc affaire à un problème unidimensionnel.

A. Formulation de la fonction objectif

Mathématiquement la fonction objectif est illustrée par :

$$f = (\min(\omega_1 f_1 + \omega_2 f_2 + \omega_3 f_3) + \beta_1 \sum_{i=1}^N [\max(V_i - V_i^{max}, 0) + \max(V_i^{min} - V_i, 0)] + \beta_2 \sum_{i=1}^N \max(|SI_i| - |SI_i|^{max}, 0)) \quad (2.49)$$

Où

- ❖ f_1 représente les pertes de puissances actives dans le réseau tel que défini à l'expression (2.34).
- ❖ f_2 représente la fonction objectif permettant d'améliorer le profil de la tension le long du réseau . Avec une tension optimale $V_{optimale}$ souhaitée pour chaque jeu de barre i du réseau de tension V_i ; la fonction f_2 est définie par :

$$f_2 = \sum_{i=1}^N (V_i - V_{optimale})^2 \quad (2.50)$$

- ❖ SI_i représente l'indice de stabilité de la tension défini pour un jeu de barre i du réseau ayant une charge de puissance active P_{Li} et réactive Q_{Li} qui y est connectée et alimentée par la puissance transitée du nœud $i-1$. Plus l'indice SI_i est élevé plus la tension au nœud i est stable. L'expression (2.51) illustre la relation proposée par Charkravorty et Das pour déterminer l'indice SI_i [16].

$$SI_i = |V_{i-1}|^4 - 4[P_i R_i + Q_i X_i] |V_{i-1}|^2 - 4[P_i R_i + Q_i X_i]^2 \quad (2.51)$$

- ❖ f_3 représente la fonction permettant d'améliorer l'indice de stabilité de la tension le long du réseau, elle est donnée par :

$$f_3 = \frac{1}{SI_i} \quad (2.52)$$

- ❖ $\omega_1, \omega_2, \beta_1, \beta_2$ représentent les coefficients pondérés respectivement à la fonction objectif auquel ils sont associés.

B. Les contraintes imposées [3]

Pendant la reconfiguration du réseau, les trois conditions suivantes doivent être toujours satisfaites :

1) La structure du réseau doit être radiale

Cette contrainte est relative aux variables de décision du problème d'optimisation. Elle indique la conservation de l'arborescence du schéma d'exploitation recherché et, pour des raisons de protection contre les surintensités de courant dans branches, n'admet aucune tolérance, c'est-à-dire aucune maille dans ce schéma. Dans un arbre avec A nœuds et B branches, l'équation suivante doit être toujours vérifiée :

$$A = B + 1 \quad (2.53)$$

Si nous avons 20 nœuds cela veut dire que nous devons avoir toujours 21 branches, cette condition est nécessaire mais elle n'est pas suffisante pour dire que le réseau est radial.

Pour la condition suffisante, il faut que chaque nœud soit alimenté par un seul nœud source, si nous trouvons qu'il est alimenté par un autre nœud cela veut dire qu'il y a une boucle quelque part.

2) Tous les consommateurs doivent être alimentés

Parmi les objectifs du fournisseur de l'électricité l'assurance de la continuité du service c.-à-d. tous les consommateurs doivent être alimentés à tout moment et ne pas isoler une charge donnée, pour vérifier cette condition il faut juste s'assurer que l'équation (2.53) soit vérifiée. Si la contrainte d'arborescence est respectée cette seconde contrainte sera implicitement respectée.

3) Le profil de tension doit être admissible

Par ailleurs, les exploitants doivent, pour des raisons qualitatives de l'énergie délivrée, garantir une tension aussi proche que possible de la tension nominale en chaque point de consommation soit en chaque nœud du réseau. L'écart maximal toléré peut varier d'une entreprise à une autre selon les moyens de compensations disponibles (condensateurs, autotransformateur survolteur-dévolteur, ...). En général, la valeur absolue de cet écart varie entre 5 et 10% selon le régime de fonctionnement normal ou défaillant du réseau.

2.6. Algorithmes d'optimisation

2.6.1. Les Métaheuristiques [5]

Les métaheuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis, des sauts de grenouilles, des lucioles ou de l'optimisation par essaims de particules).

Le principe des métaheuristiques est de minimiser ou de maximiser une fonction objectif. Leur avantage est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local comme la Figure 2.8 nous le montre :

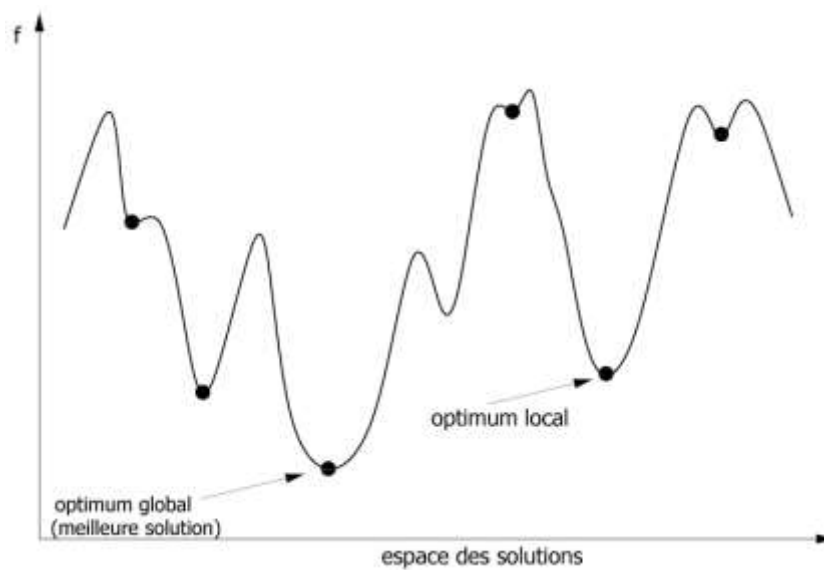


Figure 2.8 : Optimum local et optimum global [5]

Les méthodes métaheuristiques sont ainsi des méthodes à population de solutions : à chaque itération, elles manipulent un ensemble de solutions en parallèle et elles appliquent le même schéma de recherche plusieurs fois au cours de l'optimisation.

Ces méthodes sont aussi considérées comme des méthodes d'optimisation globale : elles visent la détermination de l'optimum global de la fonction objectif du problème, en évitant le "piégeage" dans l'un de ses optima locaux, soit en acceptant une dégradation de la fonction objectif le long de leur progression en fonction des informations collectées au cours de l'exploration, soit en utilisant une population de points comme méthode de recherche, l'idée étant toujours de « s'échapper » d'un minimum local, pour avoir davantage de chance de trouver l'optimal.

2.6.2. Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) sont des méthodes basées sur les mécanismes biologiques et simulent le processus d'évolution d'une population. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas de méthode exacte (ou que la solution est inconnue) pour le résoudre en un temps raisonnable. Les algorithmes génétiques utilisent la notion de sélection naturelle et l'appliquent à une population de solutions potentielles au problème donné. La solution est approchée par « bonds » successifs, comme

dans une procédure de séparation et évaluation. Les approches évolutionnaires s'appuient toutes sur un modèle commun présenté dont les étapes sont résumées comme suit [17]:

1^{ère} étape

Initialisation de la population de μ individus

2^{ème} étape

Évaluation des μ individus

3^{ème} étape

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint **faire**

Sélection de λ individus en vue de la phase de reproduction

Croisement des λ individus sélectionnés

Mutation des λ individus sélectionnés

Évaluation des λ' enfants obtenus

Sélection pour le remplacement

Fin Tant que

Les individus soumis à l'évolution sont des solutions possibles du problème posé. L'ensemble de ces individus constitue une population. Cette population évolue durant une succession d'itérations, appelées générations. Au cours de chaque génération, une succession d'opérateurs est appliquée aux individus de la population pour engendrer une nouvelle population, en vue de la génération suivante. Chaque opérateur utilise un ou plusieurs individus de la population appelé(s) *parent(s)* pour engendrer de nouveaux individus, appelés *enfants*. A la fin de chaque génération, un certain nombre d'individus de la population sont remplacés par des enfants créés durant la génération [17].

Un algorithme évolutionnaire dispose donc de trois opérateurs principaux : un opérateur de sélection, un opérateur de croisement et un opérateur de mutation.

L'opérateur de sélection permet de favoriser la propagation des meilleures solutions dans la population, tout en maintenant la diversité génétique de celle-ci. Il existe différentes techniques de sélection entre autres [17] :

- ✚ La sélection par rang : Cette technique de sélection choisit toujours les individus possédant les meilleurs scores d'adaptation, le hasard n'entre donc pas dans ce mode de sélection. En fait, si n individus constituent la population, la sélection appliquée consiste à conserver les k meilleurs individus suivant une probabilité qui dépend du rang (et pas de la fonction d'évaluation).
- ✚ Sélection par tournoi : Cette technique utilise la sélection proportionnelle sur des paires d'individus, puis choisit parmi ces paires l'individu qui a le meilleur score d'adaptation (au sens de la fonction d'évaluation).
- ✚ Sélection uniforme : La sélection se fait aléatoirement, uniformément et sans intervention de la valeur d'adaptation. Chaque individu a donc une probabilité $1/P$ d'être sélectionné, où P est le nombre total d'individus dans la population.

L'opérateur de croisement est mis en œuvre lors de la phase de création des enfants. Le but de cet opérateur est d'échanger les gènes des différents parents pour créer les enfants. La Figure 2.9 présente l'exemple d'un croisement simple pour des individus codés en représentation binaire.

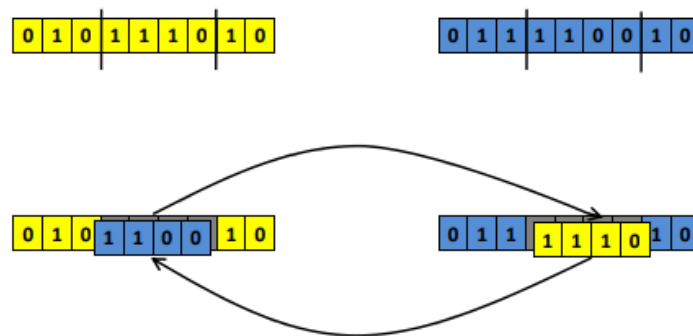


Figure 2.9 : Exemple d'opérateur de croisement [17]

L'opérateur de mutation consiste à tirer aléatoirement une composante de l'individu parent et à la remplacer par une valeur aléatoire. L'opérateur de mutation apporte un caractère aléatoire à la création de la descendance, qui permet de maintenir une certaine diversité dans la population. La Figure 2.10 montre un exemple de mutation pour un individu codé en représentation binaire.

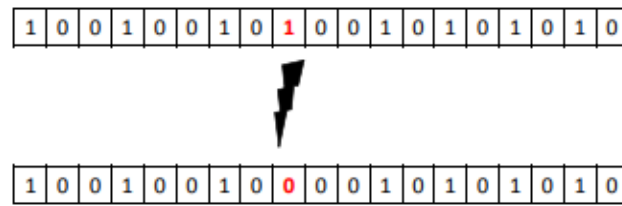


Figure 2.10 : Exemple d'opérateur de mutation [17]

2.7. Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous avons procédé à une analyse des pertes dans le réseau de distribution électrique, tout en explorant les principes et méthodes de reconfiguration. Nous avons d'abord étudié les paramètres des lignes de transmission, qui jouent un rôle central dans le fonctionnement et les performances du réseau. Nous avons ensuite mis en lumière les différentes formes de pertes dans le réseau, en identifiant leurs causes et leur impact sur l'efficacité globale.

Pour mieux comprendre ces phénomènes, les méthodes d'écoulement de puissance ont été abordées comme des outils essentiels pour modéliser et analyser les flux d'énergie. Par ailleurs, la reconfiguration du réseau de distribution a été présentée comme une solution stratégique pour réduire ces pertes tout en améliorant le profil de tension. Nous avons également formulé le problème d'optimisation en fixant des objectifs clairs et des contraintes spécifiques, afin de guider la recherche des solutions les plus adaptées. Enfin, nous avons exploré les algorithmes d'optimisation, avec une attention particulière aux algorithmes génétiques, qui se distinguent par leur capacité à résoudre efficacement les problèmes complexes de reconfiguration. Ces derniers seront employés dans la suite de notre étude pour atteindre les objectifs visés.

Ces éléments théoriques et méthodologiques constituent une base solide pour la suite de notre travail. Dans le chapitre suivant, nous passerons à l'application concrète de ces concepts au réseau de distribution de la SNEL-Goma. Nous allons analyser les résultats obtenus après simulation et évaluer leur pertinence en termes de réduction des pertes et d'amélioration du profil de tension, afin de valider les approches proposées.

Chapitre 3 Application de la reconfiguration au réseau de distribution de la SNEL-Goma et discussion des résultats

3.1. Introduction

Ce chapitre décrit le réseau de distribution de la SNEL-Goma et présente les résultats des calculs d'écoulement de puissance, notamment les tensions, les angles de phase, les puissances à chaque nœud du réseau, ainsi que les courants dans chaque branche et chaque départ (feeder). Notre objectif étant de réduire les pertes actives et améliorer le profil de la tension dudit réseau, une reconfiguration de celui-ci est présentée comme solution. Dans cette perspective, il se pose un problème d'optimisation pour trouver une configuration optimale, c'est ainsi que nous recourons à l'algorithme génétique pour y arriver. Enfin une discussion des résultats est présentée.

3.2. Présentation du poste de transformation HT/MT de la SNEL-Goma [7]

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 6,6kV et 15kV. Il comprend :

- ✓ **Une salle de commande** : où sont placés les équipements de commande à distance, des disjoncteurs, des sectionneurs côté HT (70kV), des régulateurs de tension côté HT et des appareils de mesure (voltmètres, ampèremètres, fréquencemètre, compteurs électroniques 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.

La Figure 3.1 illustre le schéma du poste de transformation. On note sur cette figure que les éléments principaux constituant le poste sont :

1. **Les transformateurs** : Le poste HT/MT a deux transformateurs de puissance à faible volume d'huile ayant chacun les caractéristiques suivantes :
 - ❖ Couplage : Yd (étoile triangle)
 - ❖ Puissance apparente S_n : 10MVA
 - ❖ Rapport de tension U_1/U_2 : 110kV, 70kV/15kV
 - ❖ Courant nominal I_n : 385A (15kV)
 - ❖ Tension de court-circuit U_{cc} : 10,6 kV

Les auxiliaires du poste sont alimentés par deux transformateurs appelés « transformateurs biberons », chacun directement branché sur un de deux premiers transformateurs de puissance. Les deux fonctionnent en alternance, leurs caractéristiques sont les suivantes :

- ❖ Couplage : ZNyn11 (Zigzag étoile avec neutre connectée de deux cotée indice horaire 11)
- ❖ Puissance apparente S_n : 160kVA
- ❖ Rapport de tension U_1/U_2 : 15/0.4kV

- 2. Les Jeux de barres :** Selon le matériau, les dimensions et le niveau de tension, trois types de jeu de barres sont présents au poste. Le Tableau 3.1 en donne un aperçu.

Tableau 3.1 : Caractéristiques des jeux de barres du poste [7]

Désignation	Dimension	Matériaux
Jeu de barres 70kV	150mm ² (câble)	Aluminium-Acier
Jeu de barres 15kV	4x40 mm ² (méplat)	Cuivre
Jeu de barres 6,6kV	8x20mm ²	Cuivre

- 3. Disjoncteurs :** Les disjoncteurs coté HT sont commandés à partir de la salle de commande. Les caractéristiques des différents disjoncteurs sont reprises dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Caractéristiques des disjoncteurs du poste HT [7]

Désignation	Système d'extinction d'arc	Tension Nominale Un	Courant Nominal In	Pouvoir de Coupure
Disj. Jeu de barres 70kV	Bain d'huile	123kV	1250A	165A
Disj. Transfo 1 et 2	Bain d'huile	145kV	3150A	10A
Disj. De couplage barres 15kV	SF ₆	17,5kV	800A	-
Disj. Feeders	SF ₆	24kV	800A	-

- 4. Feeder (départ) :** Ils sont au nombre de 7 dont 5 partent du jeu de barres 15kV et 2 du jeu de barres 6,6kV. La section et la nature de chaque ligne MT est repris dans le Tableau 3.3.

Tableau 3.3 : Section et nature des conducteurs des feeders [7]

Désignation de la ligne	Section	Type de canalisation/ composition câble	Tension Nominale Un	Distance entre conducteurs
Feeder Sud	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Centre	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Nord	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Route Sake	70mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder SOTRAKI	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	6,6kV	600mm
Feeder Camp militaire	95mm ²	Souterraine / Cuivre	6,6kV	-
Feeder MONUSCO	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm

3.3. Présentation du réseau de distribution de la SNEL-Goma et détermination de l'écoulement de puissance

Le réseau de distribution de la SNEL-Goma est composé de 7 feeders tel qu'illustré précédemment dans le Tableau 3.3. Dans ce travail, sur les sept feeders, seuls cinq sont étudiés. Les feeders MONUSCO et CAMP MILITAIRE sont exclus de l'analyse, car ils sont considérés davantage comme des clients en MT que comme de véritables réseaux de distribution. D'autre part, la précarité des données concernant ces feeders présente un frein concernant leur étude. Cependant, les deux feeders ne représentent que 2,6% de la puissance installée sur le réseau ; leur exclusion ne présente pas de problème quant aux résultats de ce travail. La Figure 3.2 nous présente le réseau de distribution de la SNEL-Goma.

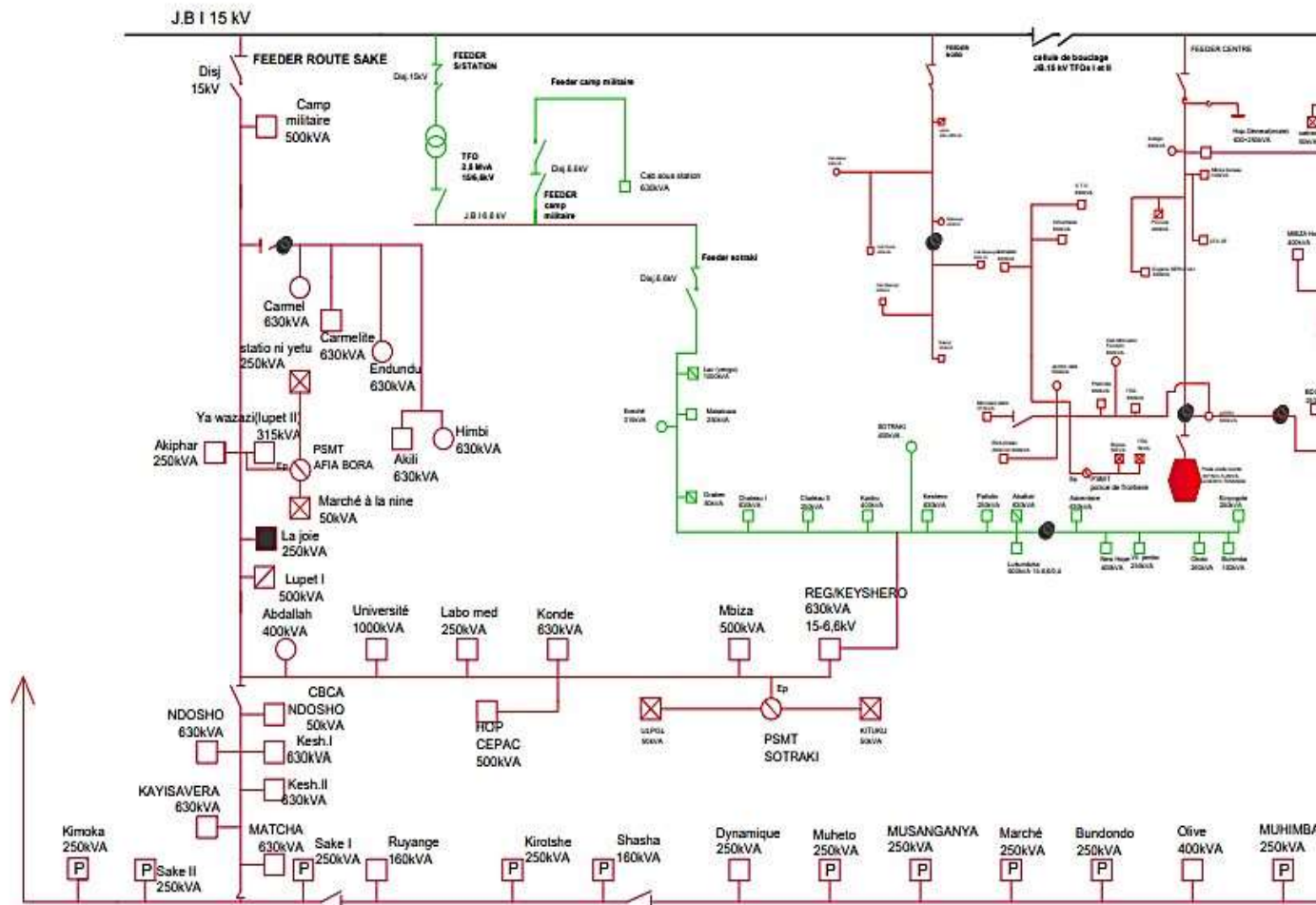


Figure 3.2 : Réseau de distribution de la SNEL-Goma [7]

La Figure 3.2 représente le schéma du réseau de distribution de la SNEL-Goma. Afin d'effectuer la reconfiguration de ce réseau, il est impératif d'effectuer les calculs d'écoulement de puissance qui permettront de quantifier les pertes de puissance active. Pour ce faire, nous réalisons ces calculs avec la méthode directe présentée au point 2.3.4, pour chaque feeder individuellement, afin de pouvoir déterminer une reconfiguration optimale.

3.3.1. Feeder Sotraki

La Figure 3.3 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Sotraki. Le schéma de configuration de ce réseau est donné en annexe A.

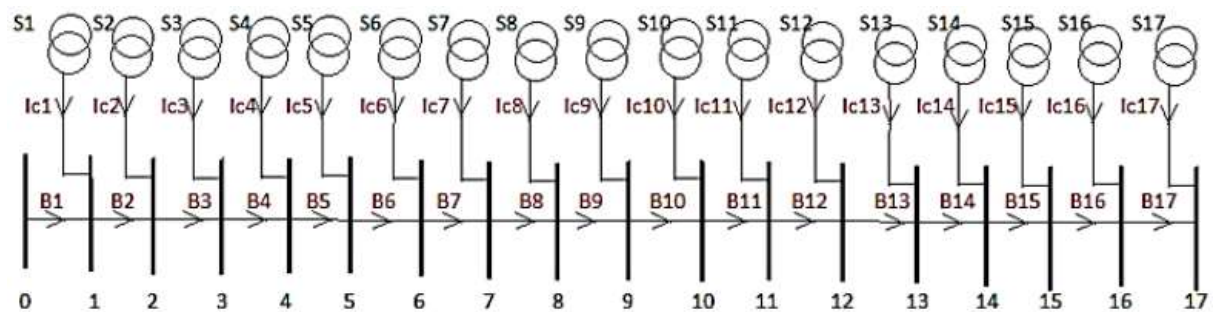


Figure 3.3 : Schéma Unifilaire du feeder Sotraki [7]

Le feeder est composé de 18 nœuds regroupés de manière à former un réseau radial dont les données de chaque branche et puissance installée à chaque jeu de barre sont regroupées dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 : Données du feeder Sotraki [7]

Numéro de Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (kVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	65
1	1000	2	17
2	250	3	31

3	315	4	25
4	50	5	71
5	630	6	35
6	250	7	45
7	400	8	20
8	400	9	131
9	630	10	325
10	250	11	450
11	1230	12	950
12	630	13	35
13	400	14	375
14	250	15	295
15	250	16	1689
16	100	17	1020
17	250	-	-

Pour déterminer la tension et l'angle à chaque jeu de barres ainsi que la puissance dans chaque branche, l'algorithme de la méthode directe de calcul d'écoulement de puissance, présenté au point 2.3, est implémenté. Les données illustrées dans les Tableau 3.3 et Tableau 3.4 combinées aux expressions 2.2 et 2.9 permettent de déterminer la résistance et l'inductance pouvant modéliser chaque branche du réseau. La Figure 3.4 illustre la tension en per unit aux différents jeux de barre avec comme grandeurs de base $S=100\text{MVA}$ et $U=6.6\text{kV}$.

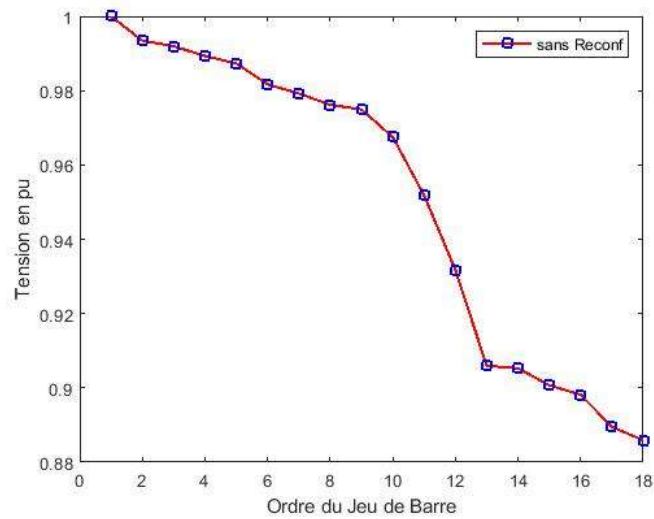


Figure 3.4 : Tension en pu réseau feeder Sotraki

On note que la tension la plus basse se situe au 18ème jeu de barre. Sa valeur y est de 0.8859 pu ; ce qui s'écarte sensiblement de la norme. En effet, la réglementation exige que, pour une bonne exploitation du réseau, la tension au niveau de chaque jeu barre soit dans la marge de $\pm 5\%$ de la tension de référence (1pu) [4]. La Figure 3.5 illustre la courbe des pertes de puissances actives dans le réseau du feeder Sotraki.

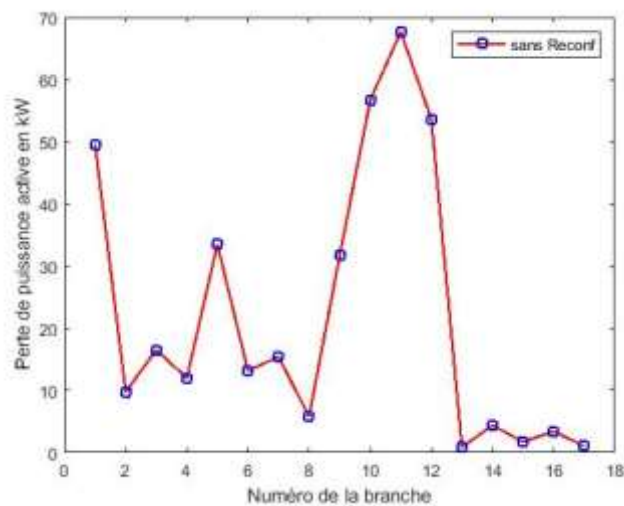


Figure 3.5 : Pertes de puissances dans le réseau du feeder Sotraki

On remarque sur la Figure 3.5 que les pertes de puissances actives dans le réseau du feeder Sotraki sont d'autant plus importantes que la longueur de la branche est élevée ainsi que la puissance en bout de la branche est importante.

En effet, la 11ème branche, selon le Tableau 3.4, est connectée à la plus grande charge de 1230 kVA, avec une longueur de ligne de 950m. Cela entraîne la plus importante perte de puissance active, évaluée à 67,66 kW.

La Figure 3.6 présente la courbe du courant dans chaque branche du réseau pour le feeder Sotraki.

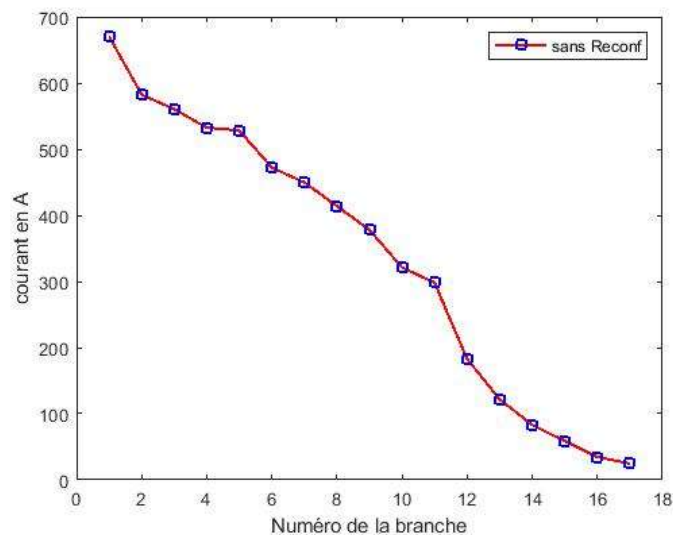


Figure 3.6 : Courbe du courant dans les branches du feeder Sotraki

La courbe du courant est bien conforme à celle d'un réseau radial avec le maximum de courant en début du réseau jusqu'à atteindre son minimum en fin du réseau. Le Tableau 3.5 résume les résultats du calcul d'écoulement de puissance pour le feeder Sotraki.

Tableau 3.5 : Résumé écoulement de puissance feeder Sotraki

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Maximale $V_{max}(pu)$	Tensions Minimale $V_{min}(pu)$
Valeurs	7285	376,6833	219,9624	1 au 1 ^{er} JB	0,8859 au 18 ^{ème} JB

La perte de puissance équivaut à 436,2038kVA ; ce qui représente 5,987% de la puissance installée pour ce feeder. Pour une bonne exploitation du réseau de distribution, les pertes y afférant ne doivent pas dépasser le 5% de la puissance totale du réseau [18]. Ainsi, le feeder Sotraki une fois exploitée à sa puissance maximale présentera un défaut d'exploitation. De surcroit, la tension la plus basse de ce feeder est aussi hors-norme.

3.3.2. Feeder Centre

La Figure 3.7 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Centre. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe B.

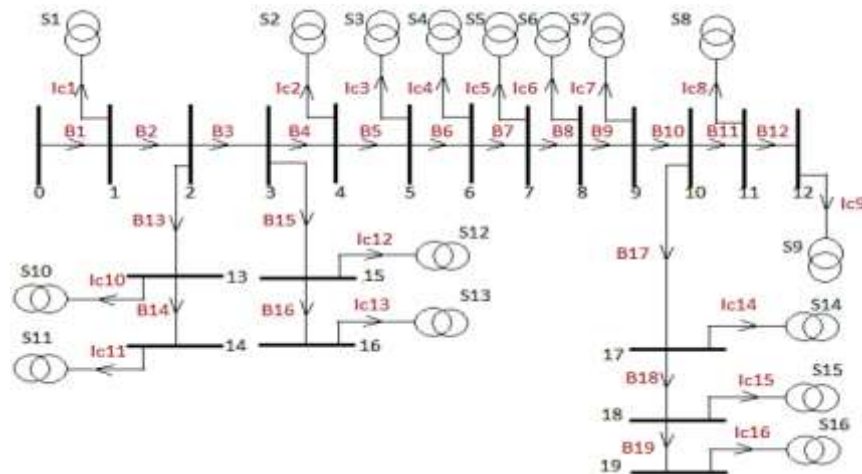


Figure 3.7 : Schéma unifilaire du feeder Centre [7]

Ce feeder est composé de 20 nœuds regroupés de manière à former un réseau radial. Les données de chaque branche et la puissance installée pour ce feeder à chaque jeu de barre sont regroupées dans le Tableau 3.6.

Tableau 3.6 : Données du feeder Centre [7]

Numéro de Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (kVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	500
1	630	2	500
2	0	3	100
3	0	4	300
4	630	5	400
5	630	6	50
6	630	7	100
7	250	8	85
8	630	9	80
9	250	10	50
10	0	11	100
11	1150	12	50
12	315	-	-
2	0	13	30
13	100	14	40
14	400	-	-

3	0	15	20
15	630	16	25
16	400	-	-
10	0	17	40
17	630	18	45
18	630	19	500
19	630	20	500

En reproduisant les calculs d'écoulement de puissance précédemment réalisé pour le feeder Sotraki, et en tenant compte des données du Tableau 3.6 pour le feeder Centre avec une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 15 kV, la Figure 3.8 présente la courbe de la tension en pu à chaque nœud du réseau.

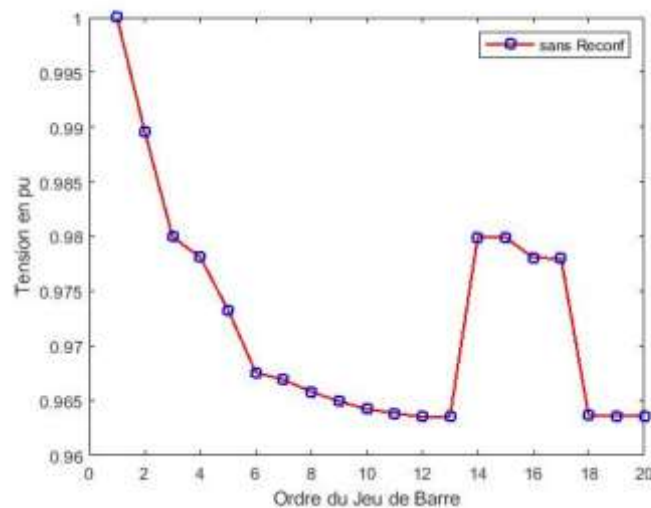


Figure 3.8 : Tension en pu réseau feeder Centre

On note que la tension la plus basse se situe au 12^{ème} jeu de barre, sa valeur y est de 0.9635 per-unit ; ce qui représente une bonne valeur par rapport à la pratique règlementaire.

La perte de puissance active dans le réseau du feeder Centre est illustrée par la courbe de la Figure 3.9.

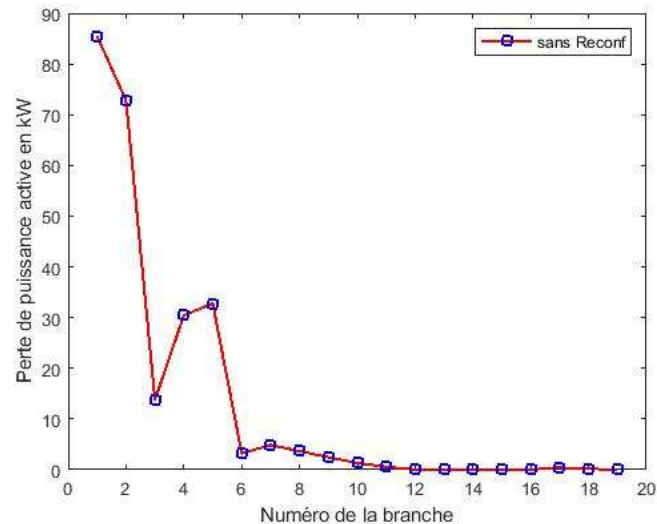


Figure 3.9 : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre

La Figure 3.9 nous renseigne que la perte de puissance active dans le réseau du feeder Centre atteint son maximum de 85.4648 kW dans la première branche et son minimum d'environ 10W dans la branche 14. Le Tableau 3.7 donne un résumé des résultats des calculs d'écoulement de puissance pour le feeder Centre.

Tableau 3.7 : Résumé écoulement de puissance feeder Centre

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Maximale $V_{max}(pu)$	Tensions Minimale $V_{min}(pu)$
Valeurs	8005	252,1687	147,3847	1 au 1 ^{er} JB	0,9635 au 12 ^{ème} JB

La perte de puissance équivaut à 292,0810kVA, ce qui représente 3,65% de la puissance installée. Pour une bonne exploitation du réseau de distribution, les pertes y afférant ne

doivent pas dépasser le 5% de la puissance totale du réseau. Ainsi, le réseau du feeder Centre une fois exploité à sa puissance maximale ne présentera aucun défaut sérieux d'exploitation. De surcroît la tension la plus basse de ce réseau est aussi dans la marge spécifiée comme normale pour un réseau (0.95 per Unit).

3.3.3. Feeder Nord

La Figure 3.10 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Nord. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe C.

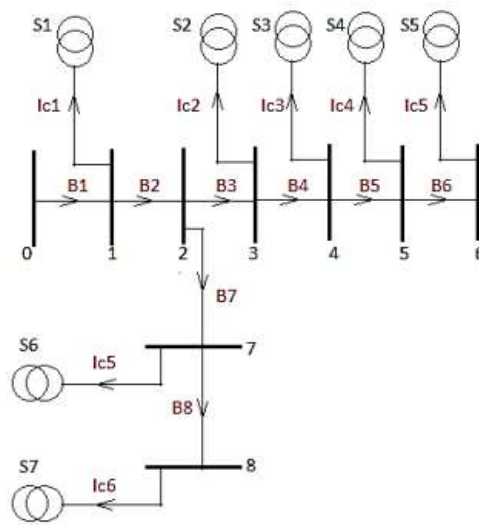


Figure 3.10 : Schéma d'étude feeder Nord [7]

Ce feeder est le moins long, il ne compte que 8 branches dont les données sont regroupées dans le Tableau 3.8.

Tableau 3.8 : Données du feeder Nord [7]

Numéro de Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (kVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	40
1	1030	2	60

2	0	3	1000
3	630	4	1030
4	630	5	1050
5	630	6	1100
6	250	-	-
2	0	7	40
7	400	8	260

En effectuant les calculs d'écoulement de puissance tel qu'effectué au point 3.3.1 pour le feeder Sotraki, en considérant les données du Tableau 3.8 avec les grandeurs de base pour la puissance 100MVA et pour la tension de base 15kV.

La Figure 3.11 illustre la tension aux différents jeux de barre du réseau du feeder Nord.

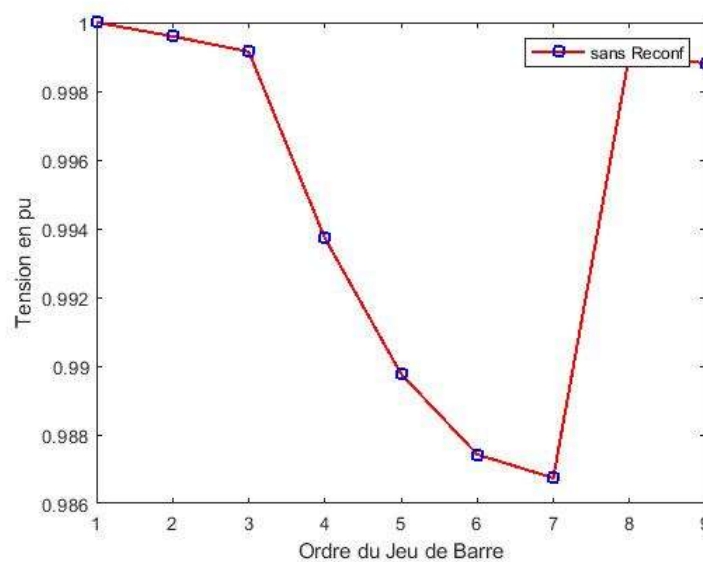


Figure 3.11 : Tension au réseau Feeder Nord

On note que la tension la plus basse du feeder Nord est de 0,9867 au 7^{ème} jeu de barre ; ce qui est dans la marge recommandée pour les réseaux de distribution.

La Figure 3.12 illustre la courbe des pertes de puissance active.

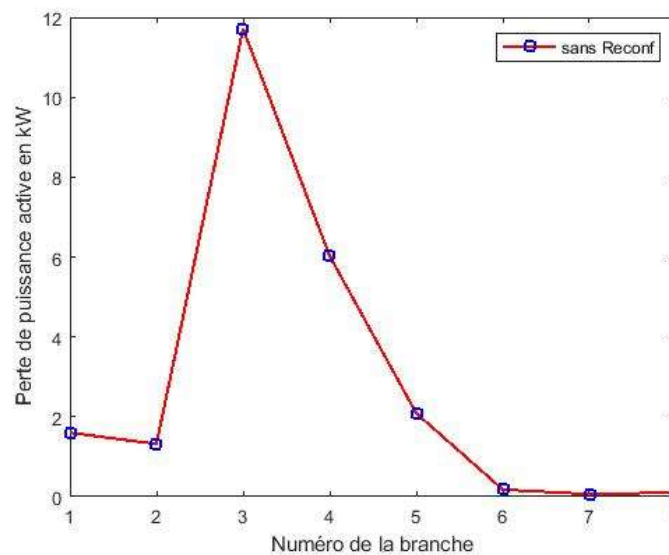


Figure 3.12 : Pertes de puissance active Feeder Nord

Composée d'un faible nombre de jeu de barre, le feeder Nord ne présente pas des pertes de puissance active considérable. On note que la plus grande perte se situe dans la 3^{ème} branche où la perte de puissance active est de 11,7152kW. Le Tableau 3.9 regroupe les résultats de l'écoulement de puissance.

Tableau 3.9 : Résultats écoulement de puissance réseau feeder Nord

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Maximale $V_{max}(pu)$	Tensions Minimale $V_{min}(pu)$
Valeurs	3970	23,0993	13,4973	1 au 1 ^{er} JB	0,9867 au 7 ^{ème} JB

Les pertes de puissance sont estimées à 26,7536 kVA, soit 0,6738 % de la puissance installée. De plus, la tension minimale du réseau se situe dans la marge admissible, ce qui indique que le feeder Nord peut être exploité sans problème jusqu'à une puissance proche ou égale à la puissance maximale. Par conséquent, son extension est recommandée.

3.3.4. Feeder Sud

La Figure 3.13 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Sud. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe D.

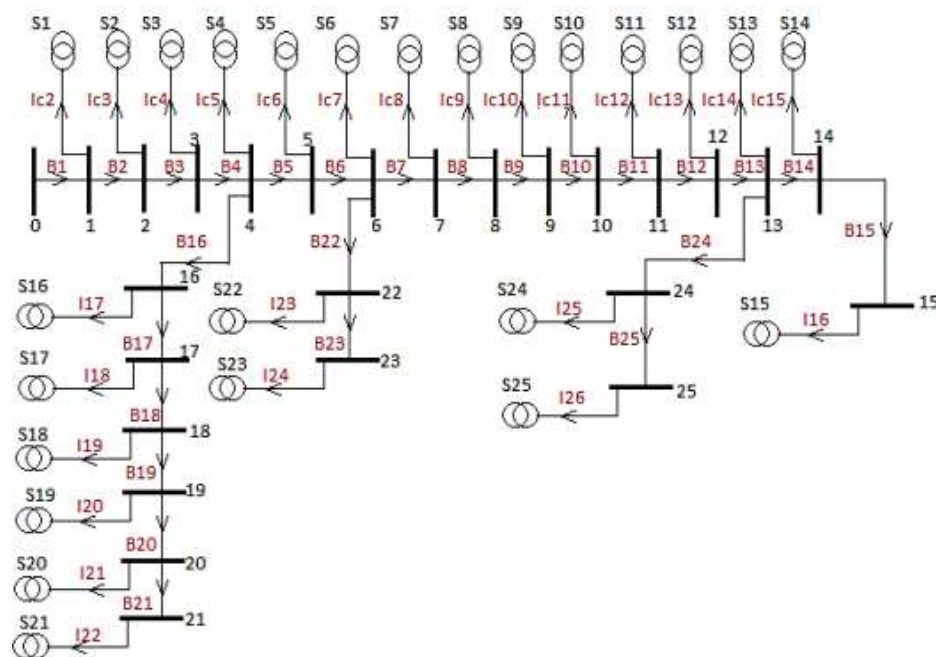


Figure 3.13 : Schéma Unifilaire feeder Sud [7]

Le feeder est constitué de 25 jeux de barres organisés de manière à former un réseau radial. Les données relatives à chaque branche ainsi que la puissance installée à chaque jeu de barres sont regroupées dans le Tableau 3.10.

Tableau 3.10 : Données du feeder Sud [7]

Numéro de Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (kVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	50
1	880	2	80
2	880	3	200
3	300	4	30
4	800	5	150
5	160	6	200
6	900	7	80
7	100	8	70
8	100	9	150
9	880	10	90
10	400	11	80
11	630	12	60
12	630	-	75
13	630	14	150
14	630	15	100
15	250	-	-
4	800	16	20
16	630	17	50
17	400	18	70

18	50	19	30
19	290	20	30
20	50	21	20
21	400	-	-
6	900	22	20
22	1050	23	20
23	100	-	-
13	630	24	85
24	500	25	55
25	630	-	-

La Figure 3.14 illustre la courbe de la tension en per unit aux différents jeux de barre du feeder Sud.

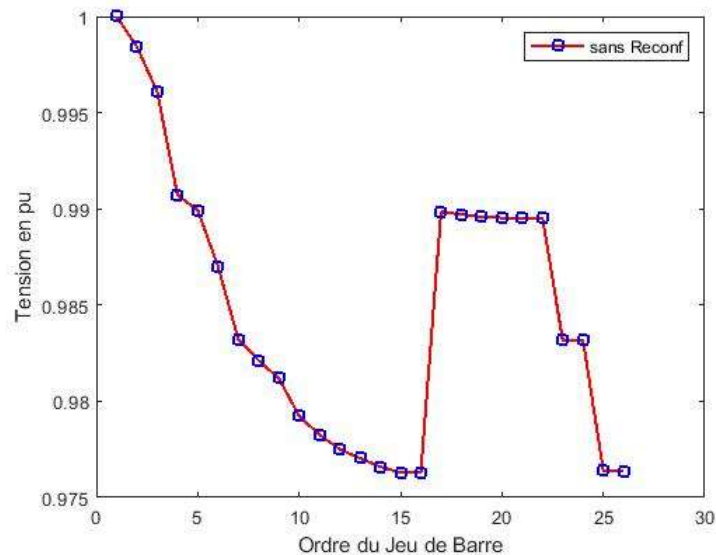


Figure 3.14 : Tension jeux de barre feeder Sud

La plus basse tension du réseau se situe au niveau du 16^{ème} jeu de barre et possède une tension de 0,9763 per unit ; ce qui est dans une marge acceptable. Les pertes de puissances actives dans chaque branche du réseau sont représentées à la Figure 3.15.

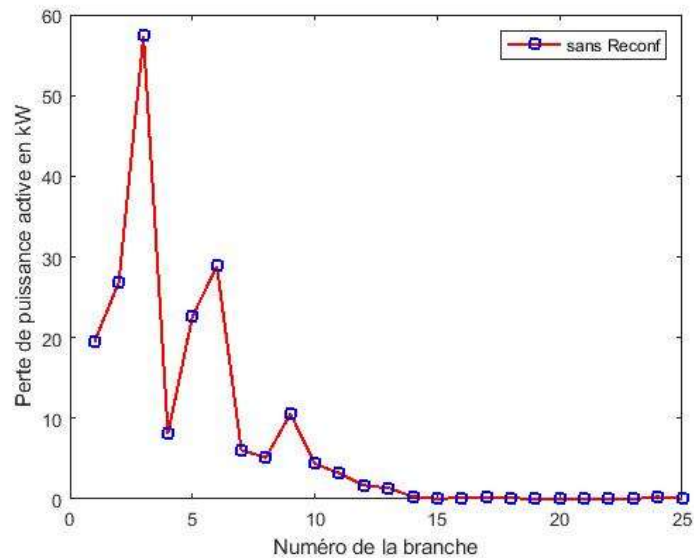


Figure 3.15 : Pertes de puissance réseau feeder Sud

La troisième branche du feeder sud a la plus grande perte de puissance active chiffrée à une valeur de 57,4088kW. Les pertes minimales, presque nulles, se trouvent au niveau de la branche 23, qui alimente une charge de 100 kVA placée à une distance de 20 mètres. Le Tableau 3.11 résume les résultats de l'écoulement de puissance pour le réseau feeder Sud.

Tableau 3.11 : Résultats écoulement de puissance feeder Sud

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Maximale $V_{max}(pu)$	Tensions Minimale $V_{min}(pu)$
Valeurs	12270	197,0204	115,1724	1 au 1 ^{er} JB	0,9763 au 16 ^{ème} JB

La perte de puissance totale est évaluée à 228,2142kVA, ce qui représente 1,8599% de la puissance totale installée. Exploité à une puissance proche de la puissance maximale permissible, le feeder Sud garanti d'excellentes conditions d'exploitation. Les pertes sont minimales dans ce réseau car la plupart des branches composants ce réseau ont une longueur relativement courte ; ce qui diminue de manière considérable les différentes résistances linéiques et ainsi conduisent à des pertes minimales.

3.3.5. Feeder Route Sake

Le feeder Route Sake est celui qui longe la route qui porte son nom, la Figure 3.16 illustre son schéma d'étude. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe E.

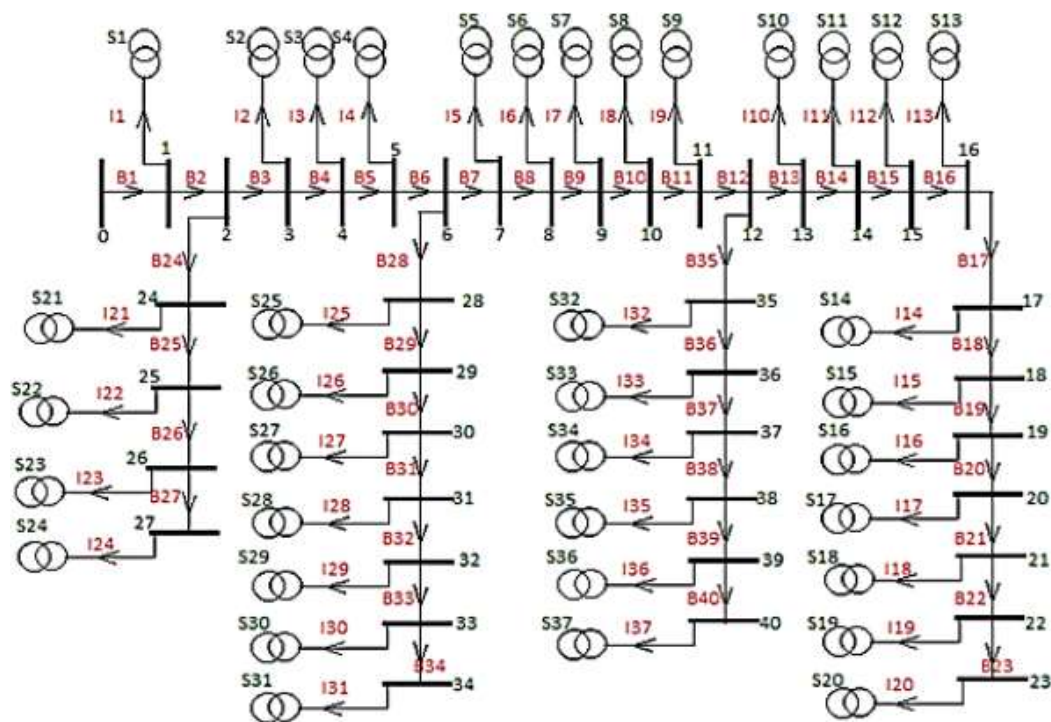


Figure 3.16 : Schéma Unifilaire feeder Route Sake [7]

Le réseau de la ligne de distribution Route Sake est constitué de 40 jeux de barres disposés pour former un réseau radial. Les données relatives à chaque branche ainsi que la puissance installée pour chaque jeu de barres sont regroupées dans le Tableau 3.12.

Tableau 3.12 : Données du feeder Route Sake [7]

Numéro de Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (kVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	190
1	500	2	400
2	0	3	103
3	565	4	100
4	250	5	300
5	500	6	300
6	0	7	150
7	50	8	300
8	1260	9	450
9	630	10	560
10	630	11	470
11	630	12	750
12	0	13	850
13	250	14	950
14	160	15	1000
15	250	16	1030
16	160	17	950
17	250	18	1020
18	250	19	1000

19	250	20	810
20	250	21	1060
21	250	22	1019
22	400	23	1000
23	250	-	-
2	0	24	80
24	630	25	50
25	630	26	85
26	630	27	100
27	1270	-	-
6	0	28	80
28	400	29	35
29	1000	30	45
30	250	31	90
31	100	32	30
32	1130	33	60
33	500	34	50
34	630	-	-
12	630	35	800
35	250	36	900
36	250	37	1000
37	250	38	1200

38	630	39	950
39	50	40	85
40	250	-	-

En réalisant les calculs de l'écoulement de puissance à l'aide de la méthode directe, avec une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 15 kV, la Figure 3.17 illustre la courbe de la tension en per unit aux différents jeux de barre du feeder Route Sake.

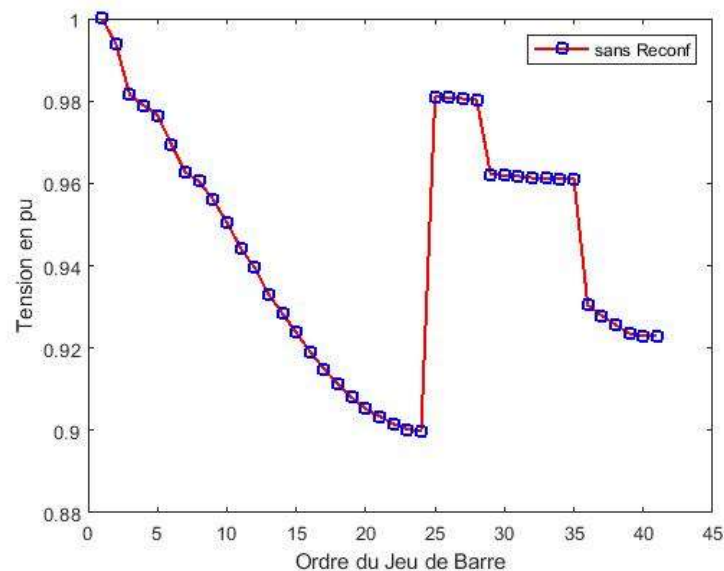


Figure 3.17 : Tension feeder Route Sake

La tension la plus basse du feeder Route Sake se retrouve au 24ème jeu de barre avec une tension de 0,8999 per unit. L'écart entre cette tension minimum et celle recommandée pour une exploitation normale du réseau (1 per unit) est d'environ 10%. Cette différence est non négligeable et ne garantit pas les conditions d'exploitation sûres.

Les pertes de puissances actives dans chaque branche du réseau sont représentées à la Figure 3.18.

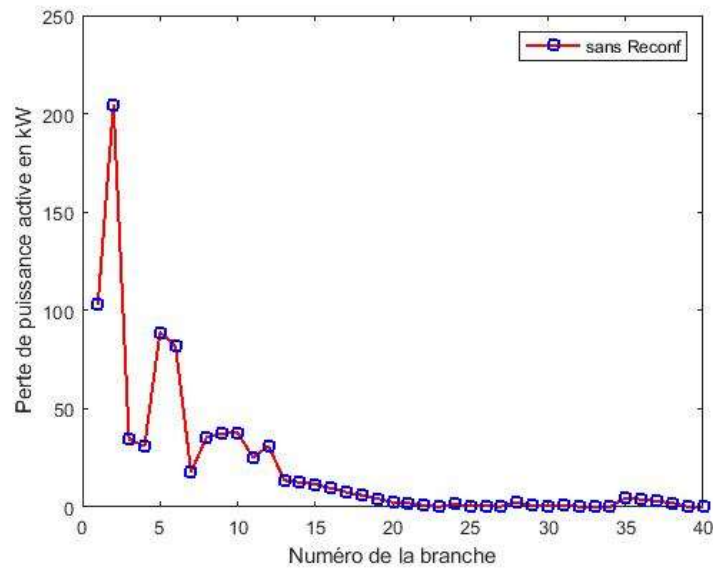


Figure 3.18 : Pertes active feeder Route Sake

La perte de puissance dans le feeder Route Sake atteint son maximum dans la deuxième branche avec une valeur de 204,6247 kW. La perte de puissance pour ce réseau est concentrée dans les dix premières branches du réseau pour enfin atteindre la valeur minimale dans les branches restantes. Ceci est prévisible pour les réseaux à distribution radiale.

Le Tableau 3.13 donne le résumé des résultats de calculs de l'écoulement de puissance.

Tableau 3.13 : Résultats feeder Route Sake

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Maximale $V_{max}(pu)$	Tensions Minimale $V_{min}(pu)$
Valeurs	16575	821,5926	650,5749	1 au 1 ^{er} JB	0,8999 au 24 ^{ème} JB

La perte de puissance totale est évaluée à une valeur de 1047,98kVA, ce qui représente 6,3226% de la puissance totale installée. Cette différence est non négligeable et les conditions d'exploitation sûres ne sont pas assurées.

3.4. Reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma

Les calculs d'écoulement de puissance effectué au point 3.3 pour le réseau de distribution de la SNEL-Goma ont permis de chiffrer les pertes de puissance dans chaque départ du réseau. Deux feeders, respectivement feeder Sotraki et feeder Route Sake, présentent des conditions d'exploitation hors normes. En effet, la tension minimale du feeder Sake est de 0,8859pu tandis que celle du feeder Sotraki est de 0,8999pu. Ces deux valeurs sont outre la norme qui fixe la tension minimale sur un jeu de barre dans un réseau de distribution entre 0,95pu et 1.05pu [4]. La perte en puissance dans le feeder Sotraki s'élève à 5,97% de la puissance totale installée sur ce feeder et à 6,3226% pour le réseau du feeder Route Sake. Ces deux valeurs sont outre la recommandation qui fixe les pertes à 5% [18]. Au vu de ces résultats, il est nécessaire de reconfigurer ces réseaux en vue de limiter les pertes tout en améliorant le profil de la tension.

La reconfiguration d'un réseau de distribution, étant un processus qui consiste à changer la configuration d'exploitation par la modification de l'état topologique (en service ou hors service) de certaines branches du réseau, il sied de déterminer la configuration qui optimise notre fonction objectif. Pour résoudre ce problème de reconfiguration, il est impératif de le formuler comme un problème d'optimisation. L'algorithme d'optimisation, à savoir l'algorithme génétique, présenté au point 2.6 va nous permettre de déterminer la configuration optimale du dit réseau.

En considérant spécifiquement la théorie présentée au point 2.6.2 ; la Figure 3.19 donne un algorithme implémenté dans Matlab visant à résoudre le problème formulé.

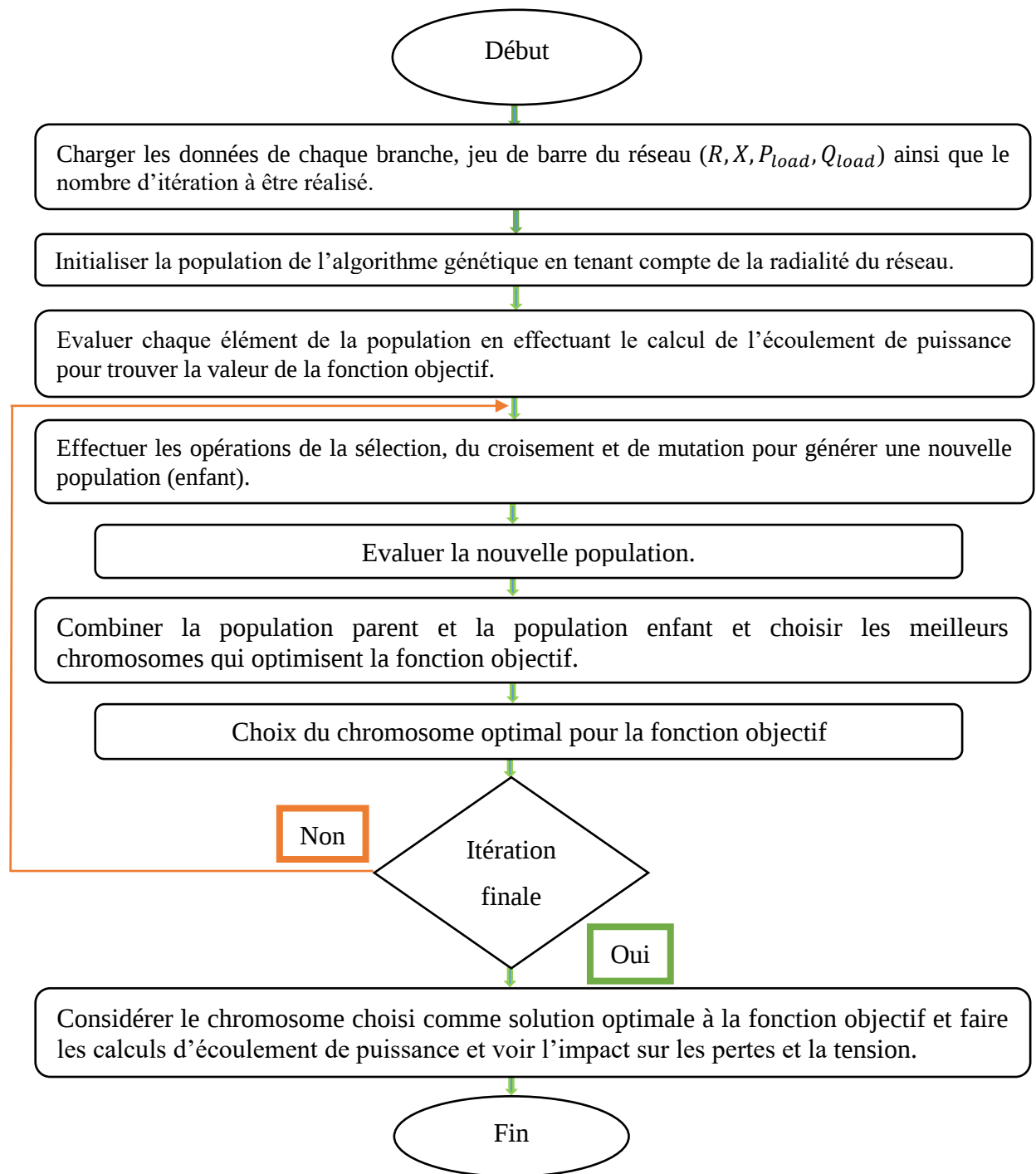


Figure 3.19 : Algorithme implémenté visant à déterminer la configuration optimale du réseau

L'algorithme génétique est utilisé pour déterminer la configuration optimale du réseau. Le choix de cet algorithme repose sur son adéquation avec la nature du problème. Voici quelques justifications qui expliquent cette sélection :

1. Capacité à gérer des problèmes combinatoires complexes

La reconfiguration d'un réseau de distribution électrique est un problème d'optimisation combinatoire où il faut explorer un grand espace de solutions pour minimiser les pertes et améliorer le profil de la tension. Les AG sont bien adaptés à ce type de problème, car ils explorent simultanément plusieurs solutions et évitent de rester bloqués dans des optima locaux [19] [3].

2. Exploration efficace de l'espace des solutions

Contrairement aux algorithmes gloutons ou aux méthodes de recherche locale (comme la recherche taboue ou le recuit simulé), les AG utilisent une population de solutions et des opérateurs évolutifs (sélection, croisement, mutation), ce qui permet d'avoir une exploration diversifiée et efficace de l'espace de recherche [20].

3. Adaptabilité aux contraintes du réseau

L'AG peut facilement intégrer des contraintes spécifiques du réseau, comme les limites de tension et de charge des lignes.

Il est possible de définir une fonction qui prend en compte plusieurs critères : minimisation des pertes techniques, amélioration du profil de tension et respect des contraintes topologiques du réseau [3].

4. Robustesse face aux conditions dynamiques du réseau

Le réseau de distribution de la SNEL-Goma subit des variations en termes de demande et d'état des équipements. L'AG est flexible et peut être utilisé pour une optimisation dynamique en fonction des conditions réelles du réseau [3].

5. Comparaison avec quelques autres métaheuristiques [6]

- **Recuit simulé (SA)** : Bonne exploration locale mais risque de convergence lente sur des grands réseaux.
- **Optimisation par essais particuliers (PSO)** : Bonne performance sur des problèmes continus, mais moins efficace pour des structures combinatoires complexes comme la reconfiguration de réseau.

- **Recherche tabou (TS)** : Performante sur certains problèmes combinatoires, mais peut se bloquer facilement dans des optima locaux.

L'algorithme génétique est un bon choix car il combine exploration efficace, robustesse, et adaptabilité aux contraintes spécifiques du réseau SNEL-Goma. Il offre la particularité de générer un espace discret des solutions appelées *population*, au problème donné qui en évoluant vont tendre vers une valeur optimale. La reconfiguration étant une valeur discrète, l'espace de solutions générées par l'algorithme génétique s'adapte ainsi au mieux.

La population étant un ensemble des chromosomes, ces derniers sont des solutions potentielles du problème sous une forme codée, dans notre cas cette solution est codée sous forme binaire. Le Tableau 3.14 nous donne un exemple d'un chromosome pour un réseau ayant 10 branches.

Tableau 3.14 : Exemple d'un chromosome pour un réseau ayant 10 branches

B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10
1	1	1	1	0	1	1	1	1	0

Notons ici que les chiffres binaires 1 et 0 représentent l'état de la branche (interrupteur) pour déterminer si elle est en service (1) ou hors service (0). Il est primordial de noter que pour le problème de reconfiguration, les solutions doivent être prises dans l'intervalle du nombre des jeux de barre du réseau considéré, moins le jeu de barre de référence. De surcroit la longueur (taille) de chaque élément de la population (chromosome) doit être égale à la longueur de la chaîne binaire du nombre de jeux de barres du réseau en étude.

Pour faire notre étude de reconfiguration du réseau de la SNEL-Goma, nous avons considéré juste les deux feeders (Sotraki et Route Sake) qui présentent des situations hors normes telles que décrites aux points 3.3.1 et 3.3.5. Conformément à ce qui a été présenté au point 2.4.1, nous avons ajouté quelques segments des lignes (branches) commutables qui sont ouverts à l'état initial.

La Figure 3.20 et la Figure 3.21 illustrent les schémas d'étude qui ont été utilisés pour les deux feeders dans l'algorithme présenté à la Figure 3.19.

d'interrupteurs normalement ouverts, appelés *tie-switches*. Le Tableau 3.15 nous présente les données de ces branches (tie-switches) qui ont été ajoutées.

Tableau 3.15 : Données des branches ajoutées aux réseaux

Nom du feeder	Numéro de la branche	JB de départ (n ^{ième})	JB d'arrivée (n ^{ième})	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$
Feeder Sotraki	18	5	12	1.1032	0.6445
	19	9	15	1.3705	0.8007
	20	6	13	1.1032	0.6445
	21	8	17	2.4083	1.4070
Feeder Route Sake	41	2	29	0.5169	0.4093
	42	3	7	0.3236	0.2562
	43	8	13	1.0192	0.8069
	44	9	37	1.5832	1.2534
	45	15	20	2.0143	1.5946
	46	14	22	3.1503	2.4940
	47	6	11	0.3136	0.1832
	48	12	17	1.8450	1.4607

Ce tableau nous donne le rang des jeux de barres où ont été connecté les tie-switches. Par exemple pour le feeder Sotraki, la branche n°18 a été connectée entre le 5^{ème} JB et le 12^{ème} JB. Les valeurs de la résistance et de la réactance sont les sommes des valeurs de la résistance et de la réactance des branches qui se trouvent dans l'intervalle du JB de départ jusqu'au JB d'arrivée de la branche (tie-switch). Il sied de souligner que l'intervalle est choisi de manière à minimiser la distance entre les deux JB où est connecté le tie-switch. Mais aussi le choix a été guidé en voyant le profil de la tension, afin de choisir les branches de manière à l'améliorer (ou le relever), donc il fallait choisir le JB où la chute n'est pas encore trop grande par rapport aux JB suivants. Ainsi l'analyse du profil de la tension des Figure 3.4 et Figure 3.17 nous a guidé.

La stratégie qui est utilisée pour reconfigurer notre réseau en étude consiste à considérer que toutes les branches dans la configuration initiale se trouvent dans l'état « en service ».

En effet, l'ajout de ces tie-switches, tel qu'expliqué au point 2.4.1 nous permet premièrement de créer des boucles une fois tous les interrupteurs du réseau sont fermés pour avoir un espace bien défini des solutions et deuxièmement permet au GA d'identifier la branche à déconnecter pour éliminer la boucle (voir les contraintes au point 2.5.3) et ainsi chercher la configuration optimale.

Dans de ce travail, la technique de sélection pour la population de l'algorithme génétique est la sélection par tournoi. Pour effectuer le croisement entre deux chromosomes, la position de croisement est choisie de manière aléatoire dans l'intervalle de 1 à la longueur de la chaîne de croisement des éléments à croiser. La mutation est réalisée en générant un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 pour chaque bit du chromosome à muter. Si ce nombre est inférieur à la probabilité de mutation (ici 0,5), le bit est muté ; sinon, le chromosome reste inchangé. La fonction objectif donnée par l'expression 2.49 est implémentée en considérant la minimisation des pertes de puissance et l'amélioration du profil de la tension.

3.4.1. Présentation des résultats pour le feeder Sotraki

L'implémentation de l'algorithme proposée à la Figure 3.19 sous Matlab pour le feeder Sotraki permet une reconfiguration de ce feeder en améliorant le profil de la tension tout en minimisant les pertes. L'algorithme converge quand toute la population a le même chromosome. C'est avec une population de 60 chromosomes évoluant pendant 40 itérations que l'algorithme génétique a convergé vers le chromosome optimal. Le chromosome optimal obtenu pour la reconfiguration de ce réseau est donné au Tableau 3.16.

Tableau 3.16 : Chromosome optimal pour le feeder Sotraki

B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
B15	B16	B17	B18	B19	B20	B21							
1	0	1	1	1	1	1							

Rappelons que chaque bit correspond à l'état (en service ou hors service) de la branche correspondante. Avec la configuration initiale seules les branches (tie-switches) 18, 19, 20 et 21 étaient ouvertes ; ensuite avec l'exécution de l'algorithme une nouvelle topologie optimale du réseau a été obtenue avec des nouvelles branches ouvertes notamment 11, 12, 14 et 16. La Figure 3.22 illustre le schéma unifilaire du réseau du feeder Sotraki reconfiguré, on remarque que tous les tie-switches ont été retenus et sont désormais en service, comme nous le voyons aussi dans le chromosome optimal. Dans ce cas, pour garder la logique de numérotation les tie-switches, 18, 19, 20 et 21 sont renommés en 11, 12, 14 et 16.

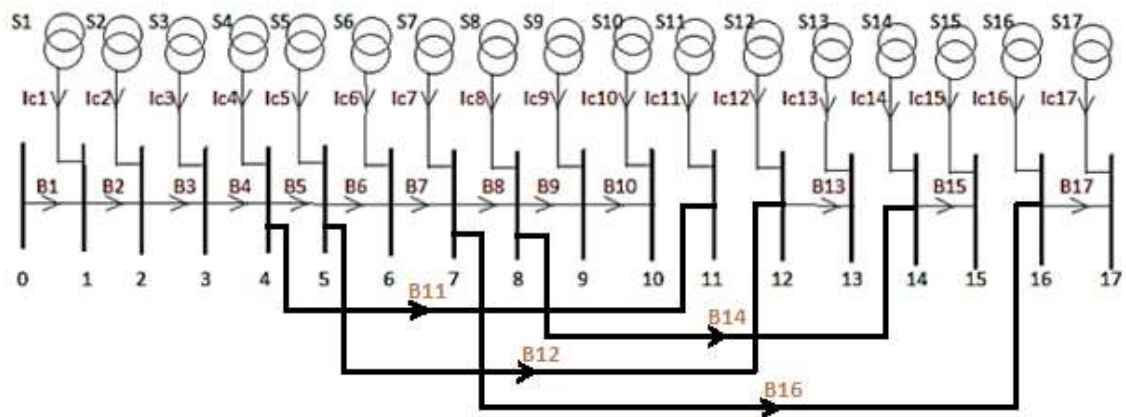


Figure 3.22 : Schéma unifilaire du feeder Sotraki reconfiguré

La Figure 3.23 illustre la courbe de la tension avant et après reconfiguration du feeder Sotraki. On note que la tension la plus basse qui se situait au niveau du 18^{ème} JB avec une

valeur de 0,8859 pu, passe à une valeur de 0,9572 pu ce qui correspond à une amélioration d'environ 8% comparativement à l'état initial (sans reconfiguration), cette valeur se trouve déjà dans la norme. Soulignons aussi que toutes les valeurs de la tension tout au long de ce réseau son dorénavant dans la norme.

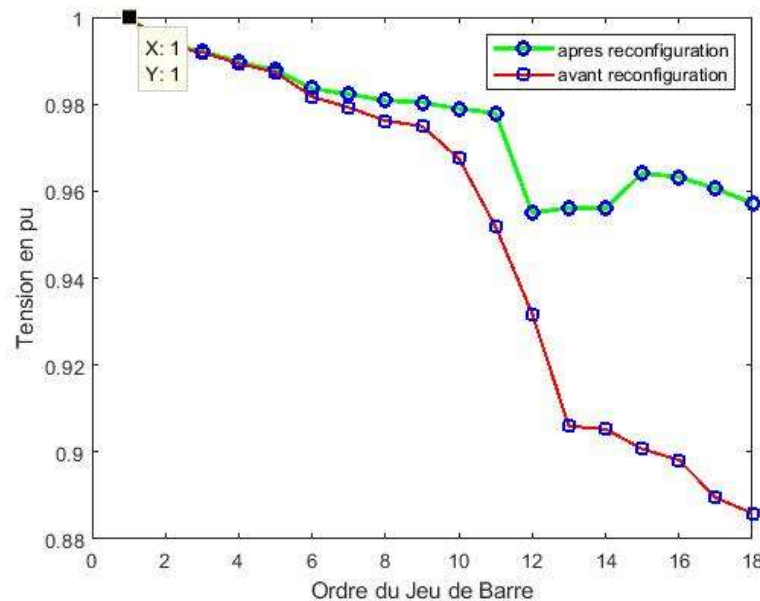


Figure 3.23 : Tension feeder Sotraki avant et après reconfiguration

La Figure 3.24 illustre la courbe des pertes actives dans chaque branche de ce réseau avant et après reconfiguration. On note que grâce à la reconfiguration les pertes actives sont réduites. La 11^{ème} branche où est connectée la plus grande charge selon le Tableau 3.4 avec une longueur de ligne de 950m, enregistrait la plus importante perte active évaluée à 67,66 kW, alors après la reconfiguration, sa perte de puissance initiale a été réduite à 0.07916 kW. Il sied de souligner qu'après la reconfiguration la plus grande perte de tout le feeder se situe maintenant à la première branche, ce qui est normale vu qu'à ce niveau la tension est bonne.

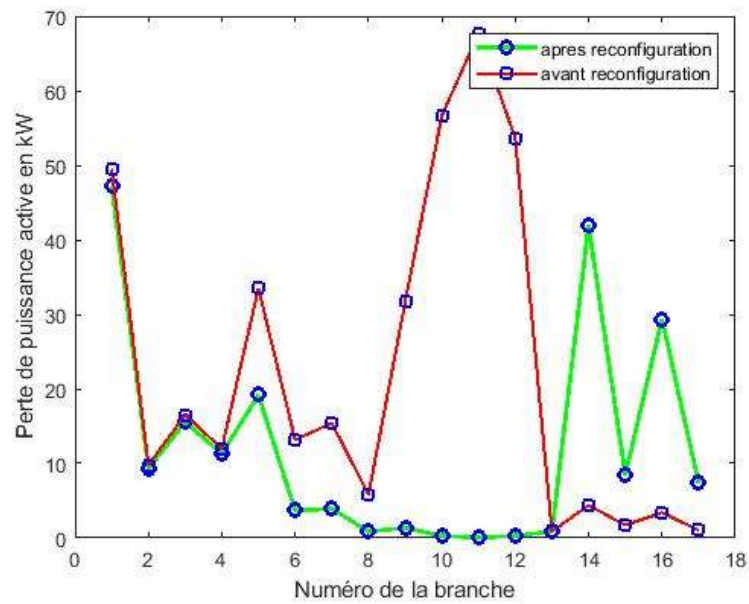


Figure 3.24 : Pertes de puissance active feeder Sotraki avant et après reconfiguration

Le Tableau 3.17 résume les résultats obtenus lors de la reconfiguration du feeder Sotraki.

Tableau 3.17 : Résultats de la reconfiguration du réseau feeder Sotraki

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Minimale V_{min} (pu)
Avant reconfiguration	7285	376,6833	219,9624	0,8859 au 18 ^{ème} JB
Après reconfiguration	7285	201,1264	117,3970	0,955 au 12 ^{ème} JB
Taux réduction (%)		46,6059	46,6286	-7,7999

La reconfiguration du réseau feeder Sotraki conduit à une réduction d'environ 46% des pertes actives et réactives. Au vu des résultats du Tableau 3.17, on peut affirmer que la

reconfiguration du réseau du feeder Sotraki permet de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension le long du réseau.

3.4.2. Présentation des résultats pour le feeder Route Sake

L'implémentation de l'algorithme proposée à la Figure 3.19 sous Matlab pour le feeder Route Sake permet une reconfiguration de ce feeder en améliorant le profil de la tension tout en minimisant les pertes. C'est avec une population de 100 chromosomes évoluant pendant 60 itérations que l'algorithme génétique a convergé vers le chromosome optimal. Le chromosome optimal obtenu pour la reconfiguration de ce réseau est donné au Tableau 3.18.

Tableau 3.18 : Chromosome optimal pour le feeder Route Sake

B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14
1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
B15	B16	B17	B18	B19	B20	B21	B22	B23	B24	B25	B26	B27	B28
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B29	B30	B31	B32	B33	B34	B35	B36	B37	B38	B39	B40	B41	B42
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
B43	B44	B45	B46	B47	B48								
0	0	0	0	1	0								

Avec la configuration initiale seules les branches (tie-switches) 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47 et 48 étaient ouvertes ; ensuite avec l'exécution de l'algorithme une nouvelle topologie optimale du réseau a été obtenue avec des nouvelles branches ouvertes notamment 6, 10, 41, 43, 44, 45, 46 et 48. La Figure 3.25 illustre le schéma unifilaire du réseau du feeder Route Sake reconfiguré. Les branches (tie-switches) qui sont restées ouvertes après reconfiguration ne

seront plus reprises dans le nouveau schéma du réseau reconfiguré. Pour ce cas du réseau feeder Route Sake, ce sont les tie-switches numéro 41, 43, 44, 45, 46 et 48 qui seront supprimés et nous allons retenir le numéro 42 et 47 qui seront renommés respectivement en 6 et 10 pour garder la logique de numérotation. Notons que les tie-switches qui sont retenus sont désormais en service comme nous le voyons dans le chromosome optimal.

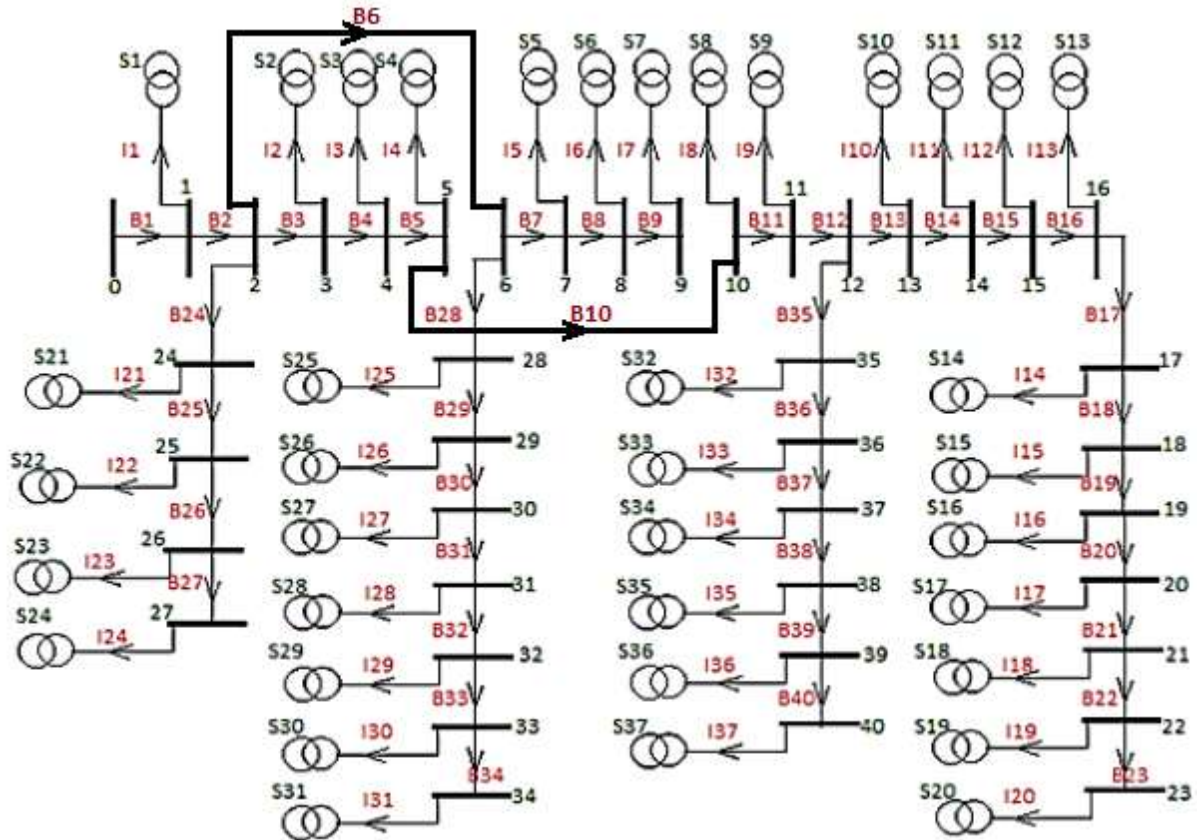


Figure 3.25 : Schéma unifilaire du feeder Route Sake reconfiguré

La Figure 3.26 illustre la courbe de la tension avant et après reconfiguration du feeder Route Sake. On note que la tension la plus basse qui se situait au niveau du 24^{ème} JB avec une valeur de 0,8999 pu, passe à une valeur de 0,9475 pu ce qui correspond à une amélioration de 5,289 % comparativement à l'état initial (sans reconfiguration), ainsi la nouvelle petite tension se trouve maintenant au 20^{ème} JB, et elle est de 0.9408 pu. Ces résultats ont été obtenu après plusieurs simulations sous différents scenarios, ainsi nous concluons que pour un feeder aussi

long comme celui-ci, sa reconfiguration au travers l'algorithme génétique, ne peut nous donner mieux que cela. Notons quand même que ces valeurs se rapprochent sensiblement de la norme (0.95 pu), ce qui nous permet de dire qu'il y a eu une amélioration du profil de la tension pour ce feeder.

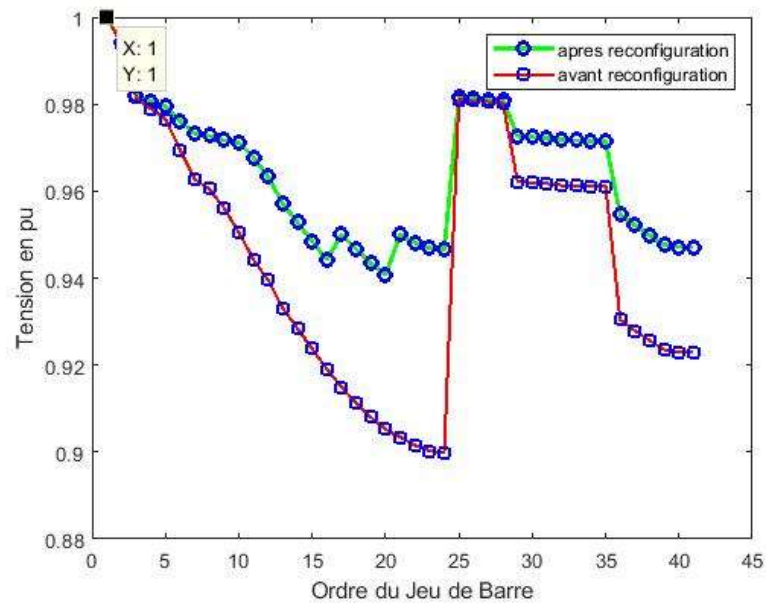


Figure 3.26 : Tension feeder Route Sake avant et après reconfiguration

La Figure 3.27 illustre la courbe des pertes actives dans chaque branche du feeder Route Sake avant et après reconfiguration. On note que grâce à la reconfiguration les pertes actives sont réduites. Pour ce feeder, nous avons vu par le calcul d'écoulement de puissance que la perte de puissance pour ce réseau est concentrée dans les dix premières branches du réseau pour enfin atteindre la valeur minimale dans les branches restantes, ce qui est prévisible pour ces réseaux à distribution radiale. Toutefois après reconfiguration nous pouvons remarquer qu'à partir du jeu de barre 3 il y a réduction des pertes.

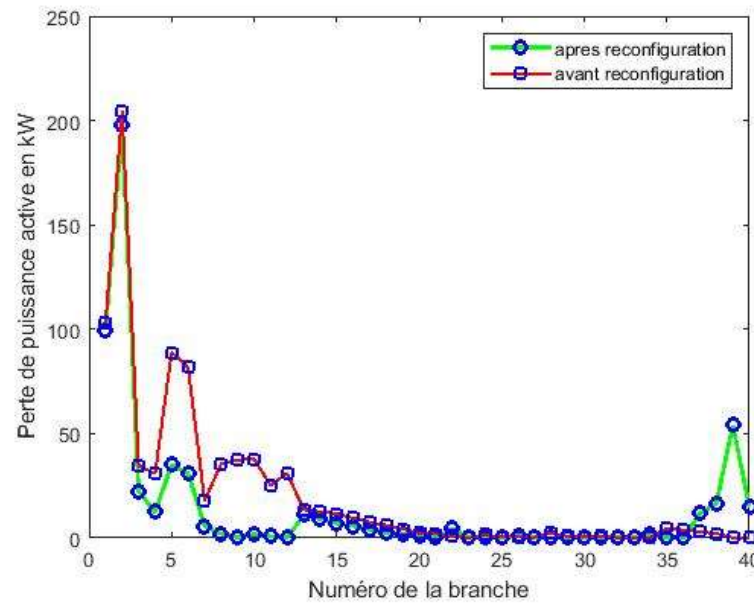


Figure 3.27 : Pertes de puissance active feeder Route Sake avant et après reconfiguration

Le Tableau 3.19 résume les résultats obtenus lors de la reconfiguration du feeder Route Sake.

Tableau 3.19 : Résultats de la reconfiguration du réseau feeder Route Sake

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tensions Minimale V_{min} (pu)
Avant reconfiguration	16575	821,5926	650,5749	0,8999 au 24 ^{ème} JB
Après reconfiguration	16575	583,0396	451,5015	0,9408 au 20 ^{ème} JB
Taux réduction (%)		29,0354	30.5996	-4.544

La reconfiguration du réseau feeder Route Sake conduit à une réduction d'environ 29% des pertes actives. Au vu des résultats du Tableau 3.19, on peut affirmer que la reconfiguration du réseau du feeder Route Sake permet de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension le long du réseau.

3.5. Présentation des résultats de la réduction des pertes actives et d'amélioration du profil de la tension dans le réseau MT de la SNEL-Goma.

Le calcul d'écoulement de puissance réalisé au point 3.3 nous permet de chiffrer les pertes actives totales de ce réseau à 1,6706 MW.

Les pertes actives du feeder Route Sake ont été chiffrée à 821,5926kW représentant à elles seuls un peu plus de 49,18% des pertes totales actives du réseau de la SNEL-Goma. Celles du feeder Sotraki ont été évaluées à 376,833kW ce qui représente 22,56% des pertes totales du réseau. Ainsi les deux feeders représentent 71,74% des pertes actives totale du réseau, c'est pourquoi notre étude de reconfiguration s'est penchée seulement sur ces deux feeders.

Afin de minimiser les pertes et améliorer le profil de la tension dans le réseau MT de la SNEL-Goma, une reconfiguration du réseau a été effectuée respectivement aux feeder Sotraki et Route Sake au point 3.4 les résultats nous renseignent ce qui suit :

1. En reconfigurant le feeder Sotraki, les pertes actives sont passées de 367,6833 kW à 201,1264 kW, soit une réduction de près de 46% par rapport à l'état initial. Nous remarquons aussi qu'il y a eu amélioration du profil de la tension dans le sens où la tension minimale qui se situait au 18^{ème} JB est passée de 0,8859 pu à 0,9572 pu, ainsi la tension minimale se situe maintenant au 12^{ème} JB et elle est de 0,955 pu soit un taux d'amélioration globale de près 7% par rapport à l'état initial.
2. En reconfigurant le feeder Route Sake, les pertes actives sont passées de 821,5926 kW à 583,0396 kW, soit une réduction de près de 29% par rapport à l'état initial. Nous remarquons aussi qu'il y a eu amélioration du profil de la tension dans le sens où la tension minimale qui se situait au 24^{ème} JB est passée de 0,8999 pu à 0,9475 pu, ainsi la tension minimale se situe maintenant au 20^{ème} JB et elle est de 0,9408 pu soit un taux d'amélioration globale de 4,5% par rapport à l'état initial.

Après reconfiguration, nous remarquons ainsi que ces deux feeders qui représentaient à eux-seuls 71,72% des pertes totales du réseau MT de la SNEL-Goma ne représentent d'emblée que 46,93% de ces pertes. Avec ces résultats on peut affirmer que la reconfiguration du

réseau de distribution permet de réduire les pertes de puissance actives en améliorant aussi le profil de la tension.

3.6. Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous avons présenté le réseau électrique moyenne tension de la SNEL/Goma et nous avons remarqué qu'il est composé de sept feeders ou départs. Le calcul d'écoulement de puissance par la méthode directe nous a permis d'évaluer les pertes de puissance à 1,6706 MW. La reconfiguration du réseau électrique de distribution, a été présentée ici comme un problème d'optimisation, ainsi un algorithme d'optimisation a été implémenté pour déterminer la configuration optimale pour ce réseau de la SNEL-Goma. Deux feeders parmi les sept ont été reconfiguré, à savoir le feeder Sotraki et le feeder Route Sake qui présentent respectivement des pertes actives de 367,6833 kW et 821,5926 kW. La reconfiguration nous a permis d'obtenir un taux de réduction de 46% pour le feeder Sotraki et de 29% pour le feeder Route Sake. L'amélioration de la tension a été effective car la tension la plus faible du feeder Sotraki est passée de 0,8859 pu à 0,9572 pu et de 0,8999 pu à 0,9475 pu pour le feeder Route Sake.

Conclusion générale

Dans le cadre de cette étude consacrée à la reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma, nous avons poursuivi l'objectif de déterminer une configuration optimale permettant de minimiser les pertes de puissance active tout en améliorant le profil de la tension. Nous avons formulé les questions suivantes pour orienter notre recherche :

- Comment la reconfiguration du réseau de distribution peut-elle contribuer à réduire les pertes techniques du réseau de la SNEL-Goma ?
- En quoi la reconfiguration du réseau de distribution constitue-t-elle une solution pour améliorer les profils de tension dans les différentes zones desservies par la SNEL-Goma ?
- Quelles méthodes métaheuristiques sont-elles efficaces pour identifier des configurations optimales du réseau de distribution ?

Pour évaluer les pertes dans ce réseau, nous avons implémenté un algorithme de la méthode directe de calcul d'écoulement de puissance à l'aide du logiciel MATLAB, appliqué à l'ensemble des feeders du réseau hormis les feeders Monusco et Camp Militaire. Les résultats obtenus ont permis d'estimer les pertes actives dans le réseau MT de la SNEL à environ 1,67 MW. L'analyse a révélé que deux feeders, en l'occurrence le feeder Sotraki et le feeder Route Sake, concentrent à eux seuls 71,72 % de ces pertes, mettant en évidence la nécessité d'une reconfiguration ciblée.

Afin de réduire ces pertes, nous avons implémenté un algorithme génétique dans MATLAB, permettant de déterminer la configuration optimale de chacun de ces deux feeders. L'analyse comparative avant et après reconfiguration a conduit à des résultats significatifs. Pour le feeder Sotraki, les pertes actives ont été réduites de 367,6833 kW à 201,1264 kW, soit une réduction d'environ 46%. De plus, une amélioration du profil de la tension a été observée : la tension minimale, initialement de 0,8859 pu au 18^{ème} JB, a été relevée à 0,9572 pu, ainsi la tension minimale se situe maintenant au 12^{ème} JB et elle est de 0,955 pu, soit un taux d'amélioration globale de près de 7% par rapport à l'état initial. Quant au feeder Route Sake,

les pertes actives ont été réduites de 821,5926 kW à 583,0396 kW, soit une réduction d'environ 29%. L'amélioration du profil de la tension s'est également manifestée, avec une tension minimale passant de 0,8999 pu à 0,9475 pu au 24^{ème} JB, ainsi la tension minimale se situe maintenant au 20^{ème} JB et elle est de 0,9408 pu soit un taux d'amélioration globale de 4,5% par rapport à l'état initial.

Ces résultats nous permettent d'affirmer ce qui suit :

- ✓ La reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma permet effectivement de réduire les pertes techniques ; ceci confirme notre premier hypothèse.
- ✓ La reconfiguration du réseau de distribution de la SNEL-Goma contribue à améliorer le profil de tension le long du réseau ; ceci confirme notre deuxième hypothèse.
- ✓ L'usage de l'algorithme génétique constitue une approche efficace pour identifier une configuration optimale du réseau, réduisant les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension ; ceci confirme notre troisième et dernier hypothèse.

Pour assurer la mise en œuvre effective de ces solutions, il est essentiel d'évaluer leur faisabilité économique. Une analyse de rentabilité permettrait de déterminer si les gains en efficacité énergétique justifient les investissements nécessaires à la reconfiguration du réseau. Par ailleurs, étant donné que la reconfiguration du réseau est un problème d'optimisation combinatoire, il serait pertinent d'explorer d'autres algorithmes d'optimisation, tels que la programmation linéaire, la colonie de fourmis ou encore l'optimisation par essaim de particules. Une comparaison des performances de ces différentes approches permettrait d'affiner les résultats obtenus et d'identifier la méthode la plus efficace pour ce type de réseau.

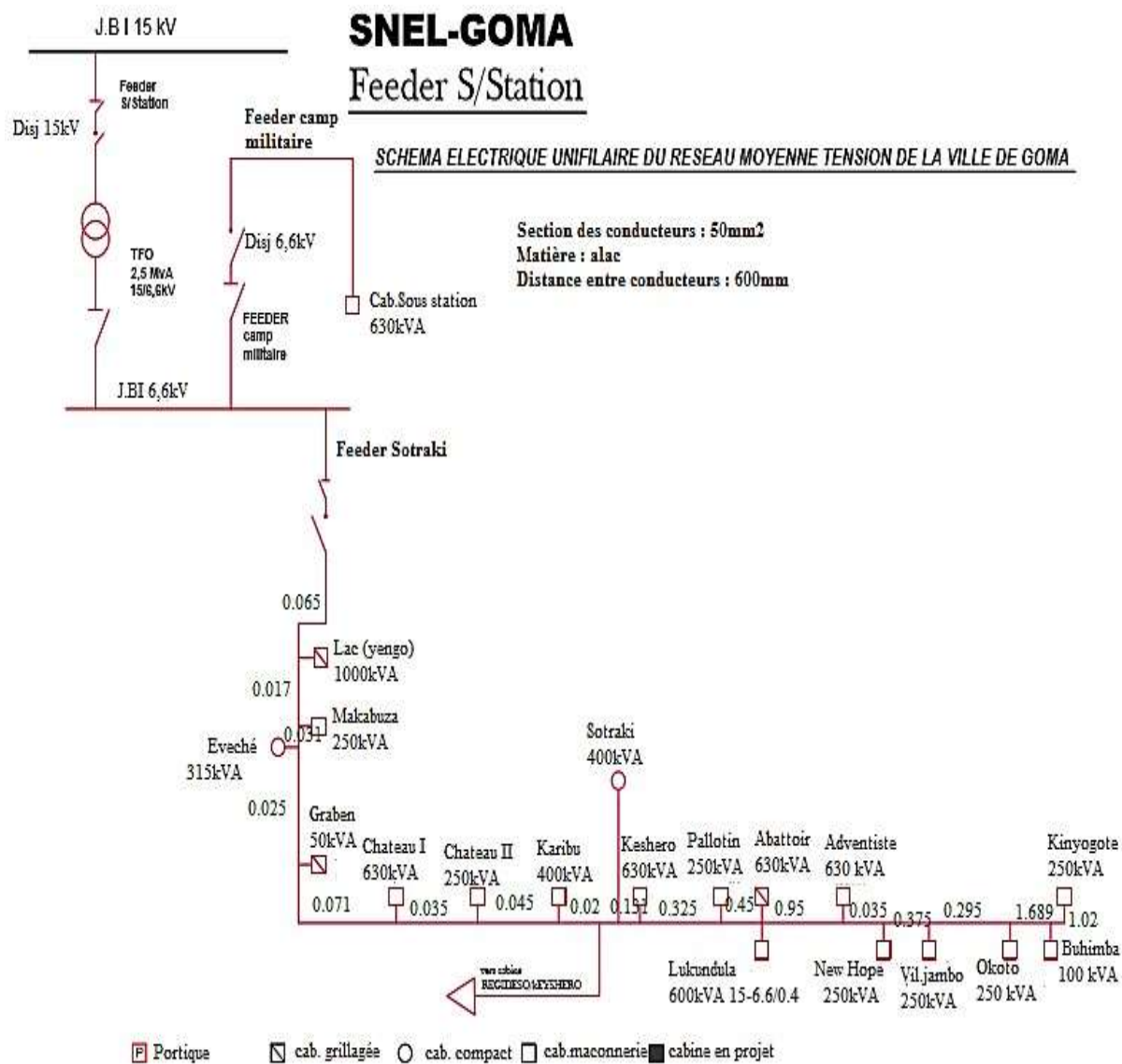
Ainsi, cette étude constitue une avancée significative dans l'amélioration des performances des réseau de distribution électrique de la ville de Goma. Elle contribue à l'ouverture de la voie à des recherches futures visant à renforcer la fiabilité et l'efficacité énergétique du réseau, tout en intégrant des considérations économiques et technologiques pour garantir une mise en œuvre optimale des solutions proposées.

Bibliographie

- [1] A. OLOULADE, Contribution à l'optimisation multicritère du fonctionnement d'un réseau électrique de distribution par le placement optimal de dispositifs FACTS et la reconfiguration de sa topologie, Cotonou: Thèse de doctorat de l'Université d'Abomey-Calavi (UAC), 2019.
- [2] N. NYIRABIHOGO, «Quand l'arrivée des concurrents de la société d'électricité de la RDC devient source d'accès fiable des habitants et des commerces à l'électricité,» *Global Press Journal*, vol. 1, n° 111, p. 3, 2022.
- [3] A. & B. A. Hamioud, Etude de la reconfiguration des réseaux électriques de distribution, Alger: Ecole Nationale Polytechnique, 2015.
- [4] D. S. KOUADRIA, Polycopié de cours UEF 311: Réseaux Électriques, Université IBN KHALDOUN – Tiaret, 2023-2024.
- [5] N. KETFI, Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée, Thèse de doctorat de l'université de Batna, 2014.
- [6] D. IMENE, Optimisation des performances du réseau électrique de distribution par des méthodes évolutionnaires, Thèse de doctorat de l'Université Mohamed Khider Biskra, 2022-2023.
- [7] B.-J. MUSHAGASHA, Etude analytique et économique des pertes sur les lignes d'un réseau de distribution MT (Cas de la SNEL/Goma), Goma: ULPGL-Goma, 2018.
- [8] International Energy Agency, [En ligne]. Available: <https://www.iea.org/>. [Accès le 10 decembre 2024].
- [9] *Loi 14/011 relative au secteur de l'électricité/RDC*, Kinshasa, 17 juin 2017.
- [10] A. A. Ameri, Méthodes analytiques d'étude pour la diminution des pertes de puissance dans les réseaux électriques maillés en utilisant des techniques d'optimisation pour le dimensionnement et l'emplacement des générateurs décentralisés, Normandie: Thèse de doctorat de l'Université du Havre, 2017.
- [11] N. Bersenef, Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur, Thèse de

- doctorat de l'Université de Grenoble, 2010.
- [12] I. Fofana, Transport et exploitation de l'énergie électrique (Notes de cours), Université du Québec, 2010.
- [13] D. IMENE, Optimisation des performances du réseau électrique de distribution par des méthodes évolutionnaires, Thèse de doctorat de l'Université Mohamed Khider Biskra, 2022/2023.
- [14] I. TRISTIU, Reconfiguration des réseaux électriques de distribution urbaine dans le contexte de l'ouverture du marché d'électricité, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2003.
- [15] S. SETTOUL, Stratégies d'Intégration Optimale de Sources des Énergies Renouvelables dans le Réseau de Distribution Électrique en Considérant des Indices Techniques et Économiques, Thèse de doctorat de l'Université des Frères Mentouri - Constantine 1.
- [16] M.-H. & A. M. Moradi, «A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems,» *Elsevier*, pp. 66- 74, 2011.
- [17] Y. Cooren, Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'optimisation par essaim particulière : application en génie médical et en électronique, Thèse de Doctorat de l'Université Paris 12 Val de Marne, 2008.
- [18] S. & E. Y. Debbakh, Minimisation des pertes d'un réseau électrique de distribution en présence d'un générateur d'énergie dispersé par une méthode hybride PSO-Firefly, Memoire de Master de l'Universite Kasdi Merbah Ouargla, 2020/2021.
- [19] I. & L. M. KELLOU, *Optimisation de la reconfiguration d'un réseau de distribution électrique*, Memoire de master de l'Université SAAD DAHLAB de BLIDA, 2017-2018.
- [20] S. Ahmed, Network Reconfiguration for Loss Reduction in Electrical Distribution System Using Genetic Algorithm, AL- AZHAR UNIVERSITY, 2012.

Annexe A



SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMA
Feeder Centre J.B II 15 KV

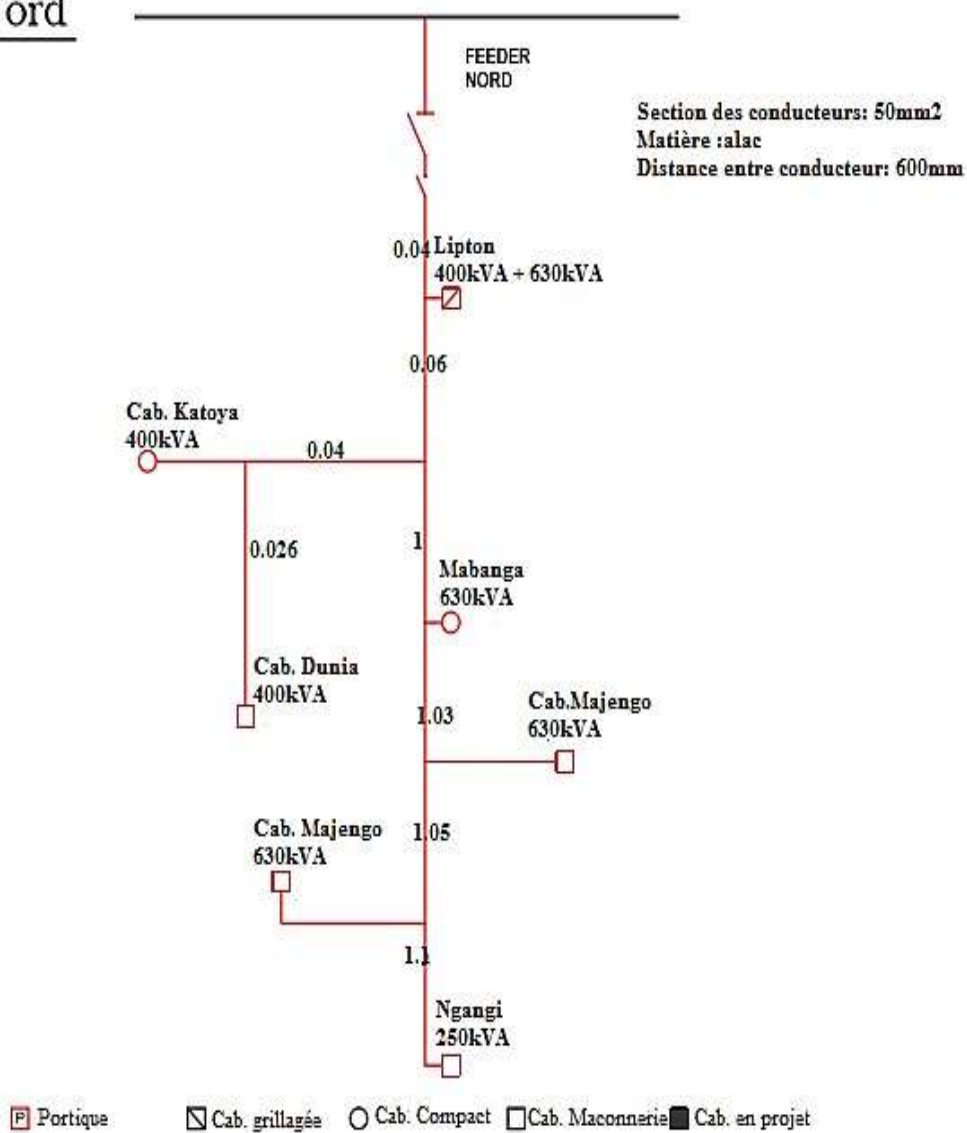


Annexe C

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

FeederNord

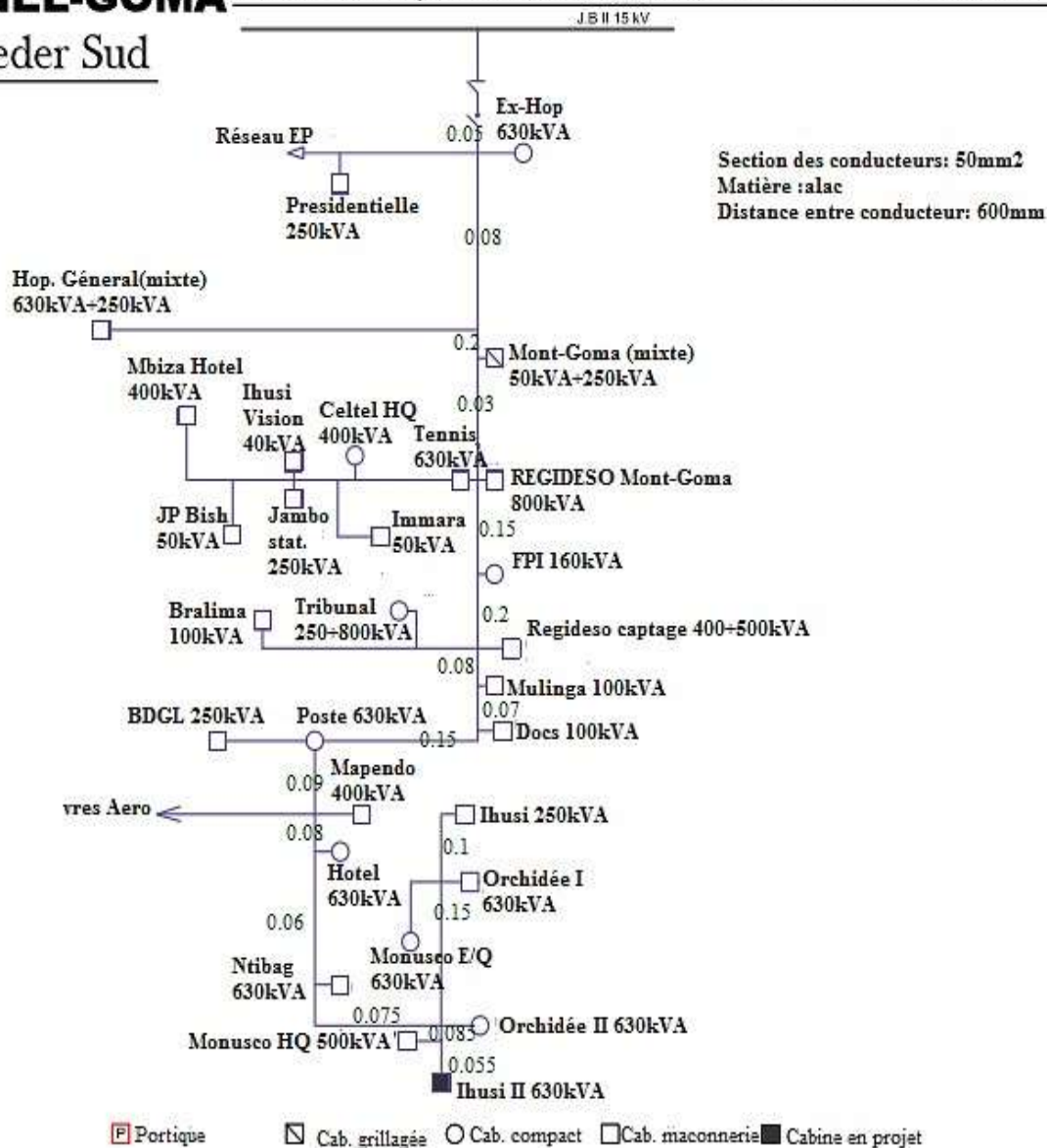
J.B I 15 kV



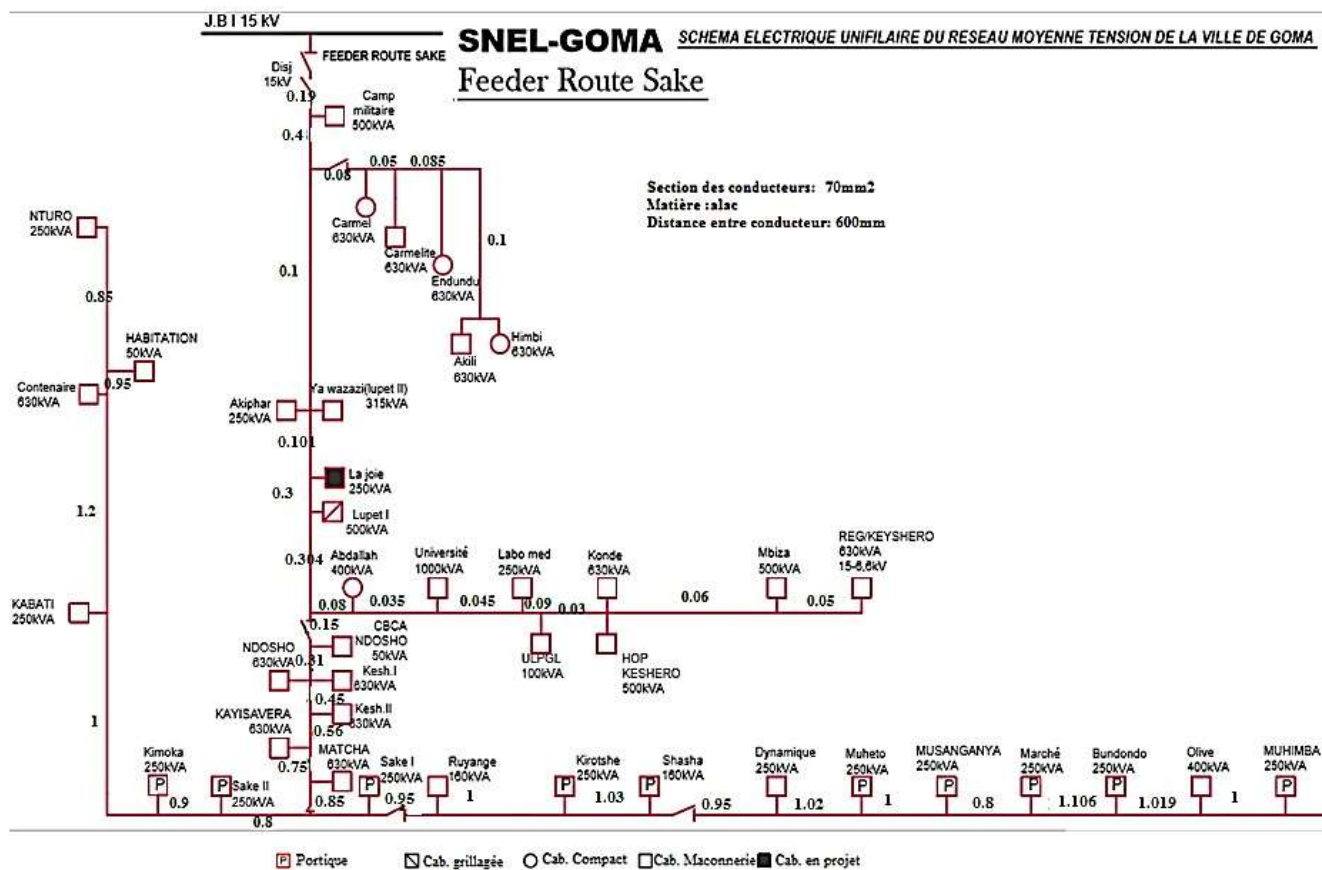
Annexe D

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

Feeder Sud



Annexe E



Annexe F

Codes Matlab

1. Fonction des données de chaque jeu de barre

```
function busdata=busdata_radial_bus(nbus)
busdataSotraki=[
    1      0      0      0      0
    2    1000      0      0      0
    3     250      0      0      0
    4     315      0      0      0
    5      50      0      0      0
    6     630      0      0      0
    7     250      0      0      0
    8     400      0      0      0
    9     400      0      0      0
   10     630      0      0      0
   11     250      0      0      0
   12    1230      0      0      0
   13     630      0      0      0
   14     400      0      0      0
   15     250      0      0      0
   16     250      0      0      0
   17     100      0      0      0
   18     250      0      0      0
];
busdataCentre=[
    1      0      0      0      0
    2     630      0      0      0
    3      0      0      0      0
    4      0      0      0      0
    5     630      0      0      0
    6     630      0      0      0
    7     630      0      0      0
    8     250      0      0      0
    9     630      0      0      0
   10     250      0      0      0
   11      0      0      0      0
   12    1150      0      0      0
   13     315      0      0      0
   14     100      0      0      0
   15     100      0      0      0
   16     400      0      0      0
   17     630      0      0      0
   18     400      0      0      0
   19     630      0      0      0
```

```

    20    630    0    0    0
];
busdataNord=[
    1    0    0    0    0
    2   1030    0    0    0
    3    0    0    0    0
    4    630    0    0    0
    5    630    0    0    0
    6    630    0    0    0
    7    250    0    0    0
    8    400    0    0    0
    9    400    0    0    0
];
busdataSud =[
    1    0    0    0    0
    2   880    0    0    0
    3   880    0    0    0
    4   300    0    0    0
    5   800    0    0    0
    6   160    0    0    0
    7   900    0    0    0
    8   100    0    0    0
    9   100    0    0    0
   10   880    0    0    0
   11   400    0    0    0
   12   630    0    0    0
   13   630    0    0    0
   14   630    0    0    0
   15   630    0    0    0
   16   250    0    0    0
   17   630    0    0    0
   18   400    0    0    0
   19    50    0    0    0
   20   290    0    0    0
   21    50    0    0    0
   22   400    0    0    0
   23  1050    0    0    0
   24   100    0    0    0
   25   500    0    0    0
   26   630    0    0    0];
busdataSake =[
    1    0    0    0    0
    2   500    0    0    0
    3    0    0    0    0
    4   565    0    0    0
    5   250    0    0    0

```

6	500	0	0	0
7	0	0	0	0
8	50	0	0	0
9	1260	0	0	0
10	630	0	0	0
11	630	0	0	0
12	630	0	0	0
13	0	0	0	0
14	250	0	0	0
15	160	0	0	0
16	250	0	0	0
17	160	0	0	0
18	250	0	0	0
19	250	0	0	0
20	250	0	0	0
21	250	0	0	0
22	250	0	0	0
23	400	0	0	0
24	250	0	0	0
25	630	0	0	0
26	630	0	0	0
27	630	0	0	0
28	1260	0	0	0
29	400	0	0	0
30	1000	0	0	0
31	250	0	0	0
32	100	0	0	0
33	1130	0	0	0
34	500	0	0	0
35	630	0	0	0
36	250	0	0	0
37	250	0	0	0
38	250	0	0	0
39	630	0	0	0
40	50	0	0	0
41	250	0	0	0];

```

if(nbus==1)
    busdata=busdataSotraki;
elseif(nbus==2)
    busdata=busdataCentre;
elseif(nbus==3)
    busdata=busdataNord;
elseif(nbus==4)
    busdata=busdataSud;
elseif(nbus==5)
    busdata=busdataSake;
end

```

2. Fonction des données de chaque branche

```
function [linedata]=linedata_radial_bus(nbus)
```

```
linedataSotraki=[
```

```
    1.0000  1.0000  2.0000  0.0367  0.0214
    2.0000  2.0000  3.0000  0.0096  0.0056
    3.0000  3.0000  4.0000  0.0175  0.0102
    4.0000  4.0000  5.0000  0.0141  0.0082
    5.0000  5.0000  6.0000  0.0400  0.0234
    6.0000  6.0000  7.0000  0.0197  0.0115
    7.0000  7.0000  8.0000  0.0254  0.0148
    8.0000  8.0000  9.0000  0.0113  0.0066
    9.0000  9.0000 10.0000  0.0739  0.0432
   10.0000 10.0000 11.0000  0.1833  0.1071
   11.0000 11.0000 12.0000  0.2538  0.1483
   12.0000 12.0000 13.0000  0.5358  0.3130
   13.0000 13.0000 14.0000  0.0197  0.0115
   14.0000 14.0000 15.0000  0.2115  0.1236
   15.0000 15.0000 16.0000  0.1664  0.0972
   16.0000 16.0000 17.0000  0.9526  0.5565
   17.0000 17.0000 18.0000  0.5753  0.3361
   18.0000  5.0000 12.0000  1.1032  0.6445
   19.0000  9.0000 15.0000  1.3705  0.8007
   20.0000  6.0000 13.0000  1.1032  0.6445
   21.0000  8.0000 17.0000  2.4083  1.4070
```

```
];
```

```
linedataSake = [
```

```
    1.0000  1.0000  2.0000  0.0765  0.0606
    2.0000  2.0000  3.0000  0.1611  0.1276
    3.0000  3.0000  4.0000  0.0415  0.0329
    4.0000  4.0000  5.0000  0.0403  0.0319
    5.0000  5.0000  6.0000  0.1209  0.0957
    6.0000  6.0000  7.0000  0.1209  0.0957
    7.0000  7.0000  8.0000  0.0604  0.0478
    8.0000  8.0000  9.0000  0.1209  0.0957
    9.0000  9.0000 10.0000  0.1813  0.1435
   10.0000 10.0000 11.0000  0.2256  0.1786
   11.0000 11.0000 12.0000  0.1893  0.1499
   12.0000 12.0000 13.0000  0.3021  0.2392
   13.0000 13.0000 14.0000  0.3424  0.2711
   14.0000 14.0000 15.0000  0.3827  0.3030
   15.0000 15.0000 16.0000  0.4029  0.3189
   16.0000 16.0000 17.0000  0.4149  0.3285
   17.0000 17.0000 18.0000  0.3827  0.3030
   18.0000 18.0000 19.0000  0.4109  0.3253
```

```

19.0000 19.0000 20.0000 0.4029 0.3189
20.0000 20.0000 21.0000 0.3263 0.2583
21.0000 21.0000 22.0000 0.4270 0.3381
22.0000 22.0000 23.0000 0.4105 0.3250
23.0000 23.0000 24.0000 0.4029 0.3189
24.0000 3.0000 25.0000 0.0322 0.0255
25.0000 25.0000 26.0000 0.0201 0.0159
26.0000 26.0000 27.0000 0.0342 0.0271
27.0000 27.0000 28.0000 0.0403 0.0319
28.0000 7.0000 29.0000 0.0322 0.0255
29.0000 29.0000 30.0000 0.0141 0.0112
30.0000 30.0000 31.0000 0.0181 0.0144
31.0000 31.0000 32.0000 0.0363 0.0287
32.0000 32.0000 33.0000 0.0121 0.0096
33.0000 33.0000 34.0000 0.0242 0.0191
34.0000 34.0000 35.0000 0.0201 0.0159
35.0000 13.0000 36.0000 0.3223 0.2552
36.0000 36.0000 37.0000 0.3626 0.2870
37.0000 37.0000 38.0000 0.4029 0.3189
38.0000 38.0000 39.0000 0.4834 0.3827
39.0000 39.0000 40.0000 0.3827 0.3030
40.0000 40.0000 41.0000 0.0342 0.0271
41.0000 2.0000 29.0000 0.5169 0.4093
42.0000 3.0000 7.0000 0.3236 0.2562
43.0000 8.0000 13.0000 1.0192 0.8069
44.0000 9.0000 37.0000 1.5832 1.2534
44.0000 15.0000 20.0000 2.0143 1.5946
46.0000 14.0000 22.0000 3.1503 2.4940
47.0000 6.0000 11.0000 0.3136 0.1832
48.0000 12.0000 17.0000 1.8450 1.4607
];
linedataCentre=[
1.0000 1.0000 2.0000 0.2820 0.1648
2.0000 2.0000 3.0000 0.2820 0.1648
3.0000 3.0000 4.0000 0.0564 0.0330
4.0000 4.0000 5.0000 0.1692 0.0989
5.0000 5.0000 6.0000 0.2256 0.1318
6.0000 6.0000 7.0000 0.0282 0.0165
7.0000 7.0000 8.0000 0.0564 0.0330
8.0000 8.0000 9.0000 0.0479 0.0280
9.0000 9.0000 10.0000 0.0451 0.0264
10.0000 10.0000 11.0000 0.0282 0.0165
11.0000 11.0000 12.0000 0.0564 0.0330
12.0000 12.0000 13.0000 0.0282 0.0165
13.0000 3.0000 14.0000 0.0169 0.0099
14.0000 14.0000 15.0000 0.0226 0.0132
15.0000 4.0000 16.0000 0.0113 0.0066

```

```

16.0000 16.0000 17.0000 0.0141 0.0082
17.0000 11.0000 18.0000 0.0338 0.0198
18.0000 18.0000 19.0000 0.0226 0.0132
19.0000 19.0000 20.0000 0.0254 0.0148
];
linedataSud=[
1.0000 1.0000 2.0000 0.0282 0.0165
2.0000 2.0000 3.0000 0.0451 0.0264
3.0000 3.0000 4.0000 0.1128 0.0659
4.0000 4.0000 5.0000 0.0169 0.0099
5.0000 5.0000 6.0000 0.0846 0.0494
6.0000 6.0000 7.0000 0.1128 0.0659
7.0000 7.0000 8.0000 0.0451 0.0264
8.0000 8.0000 9.0000 0.0395 0.0231
9.0000 9.0000 10.0000 0.0846 0.0494
10.0000 10.0000 11.0000 0.0508 0.0297
11.0000 11.0000 12.0000 0.0451 0.0264
12.0000 12.0000 13.0000 0.0338 0.0198
13.0000 13.0000 14.0000 0.0423 0.0247
14.0000 14.0000 15.0000 0.0846 0.0494
15.0000 15.0000 16.0000 0.0564 0.0330
16.0000 5.0000 17.0000 0.0113 0.0066
17.0000 17.0000 18.0000 0.0282 0.0165
18.0000 18.0000 19.0000 0.0395 0.0231
19.0000 19.0000 20.0000 0.0169 0.0099
20.0000 20.0000 21.0000 0.0169 0.0099
21.0000 21.0000 22.0000 0.0113 0.0066
22.0000 7.0000 23.0000 0.0113 0.0066
23.0000 23.0000 24.0000 0.0113 0.0066
24.0000 14.0000 25.0000 0.0479 0.0280
25.0000 25.0000 26.0000 0.0310 0.0181];
linedataNord=[
1.0000 1.0000 2.0000 0.0226 0.0132
2.0000 2.0000 3.0000 0.0338 0.0198
3.0000 3.0000 4.0000 0.5640 0.3295
4.0000 4.0000 5.0000 0.5809 0.3394
5.0000 5.0000 6.0000 0.5922 0.3460
6.0000 6.0000 7.0000 0.6204 0.3625
7.0000 3.0000 8.0000 0.0226 0.0132
8.0000 8.0000 9.0000 0.1466 0.0857
];
if(nbus==1)
    linedata=linedataSotraki;
elseif(nbus==2)
    linedata=linedataCentre;
elseif(nbus==3)
    linedata=linedataNord;

```

```
elseif(nbus==4)
    linedata=linedataSud;
elseif(nbus==5)
    linedata=linedataSake;
end
```

3. Classe Chromosome algorithme Génétique

```
classdef chromosomeGA

    properties
        switchStatus;
        Fitness;
    end
    methods
        function chromosome = chromosomeGA(value)
            chromosome.Fitness=0;
            chromosome.switchStatus=zeros(1,value);
        end
        function chromosome= generateChromosome(chromosome,numTieSwitches,
            tieSwitchIndices, sectionalizedIndices, branches, numNodes)
            maxRetries = 50; %
            for retry = 1:maxRetries
                try
                    switchStates = ones(1, size(branches, 1));
                    switchStates(tieSwitchIndices) = 0; % Tie switches initially open
                    numToClose = randi([1, numTieSwitches]);
                    selectedTieSwitches = randsample(tieSwitchIndices, numToClose);
                    for tie = selectedTieSwitches
                        switchStates(tie) = 1; % Close the tie switch
                        adjMatrix = chromosome.convertSwitchStatesToAdjMatrix(switchStates,
branches, numNodes);
                        while ~chromosome.isTree(adjMatrix)
                            % Identify the cycle created
                            cycleEdges = chromosome.findCycle(adjMatrix);
                            % Find sectionalized switches in the cycle
                            cycleSectionalized = intersect(cycleEdges, sectionalizedIndices);
                            if isempty(cycleSectionalized)
                                % No sectionalized switch available to break the cycle
                                error('Cycle detected: Unable to resolve with sectionalized switches.\n');
                            end
                            % Randomly select a sectionalized switch to open
                            toOpen = randsample(cycleSectionalized, 1);
                            % Open the sectionalized switch
                            switchStates(toOpen) = 0;
                            adjMatrix = chromosome.convertSwitchStatesToAdjMatrix(switchStates,
branches, numNodes);
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
end
```

```

        end
        % Step 5: Final validation (ensure all nodes are connected)
        adjMatrix = chromosome.convertSwitchStatesToAdjMatrix(switchStates,
branches, numNodes);
        if ~chromosome.allNodesReachable(adjMatrix, numNodes)
            error('Generated structure is not connected.\n');
        end
        chromosome.switchStatus = switchStates;
        return;
    catch ME
        % Retry upon failure
        %fprintf('Retry %d/%d: %s\n', retry, maxRetries, ME.message);
    end
end
% If maxRetries exceeded, throw an error
error('Failed to generate a valid chromosome after %d retries.\n', maxRetries);
end
function [chromosome]= compareChromosome(firstChromosome,secondChromosome)
    if(firstChromosome.Fitness < secondChromosome.Fitness)
        chromosome = firstChromosome;
    else
        if (firstChromosome.Fitness > secondChromosome.Fitness)
            chromosome = secondChromosome;
        else
            if (rand <= 0.5)
                chromosome = firstChromosome;
            else
                chromosome = secondChromosome;
            end
        end
    end
end
function adjMatrix = convertSwitchStatesToAdjMatrix(~,switchStates, branches,
numNodes)
    % Initialize adjacency matrix
    adjMatrix = zeros(numNodes);
    % Add edges to the adjacency matrix based on switch states
    for i = 1:length(switchStates)
        if switchStates(i) == 1 % If the switch is closed
            branch = branches(i, :);
            adjMatrix(branch(1), branch(2)) = 1;
            adjMatrix(branch(2), branch(1)) = 1; % Ensure undirected graph
        end
    end
end
function cycleEdges = findCycle(~,adjMatrix)
    % Find all edges forming a cycle in the graph represented by adjMatrix

```

```

% Returns a list of edges [node1, node2] that form the cycle

numNodes = size(adjMatrix, 1);
visited = zeros(1, numNodes);
parent = -ones(1, numNodes); % Track parent of each node during DFS
cycleEdges = [];
% Helper function to perform DFS and detect cycles
function hasCycle = dfs(node)
    visited(node) = 1; % Mark the current node as visited
    neighbors = find(adjMatrix(node, :) == 1);
    for neighbor = neighbors
        if ~visited(neighbor)
            % If neighbor is not visited, recurse
            parent(neighbor) = node;
            if dfs(neighbor)
                hasCycle = true;
                return;
            end
        elseif parent(node) ~= neighbor
            % Found a back edge, indicating a cycle
            cycleEdges = extractCycleEdges(node, neighbor, parent);
            hasCycle = true;
            return;
        end
    end
    hasCycle = false;
end
% Perform DFS from the first node
for i = 1:numNodes
    if ~visited(i)
        if dfs(i)
            break; % Stop if a cycle is found
        end
    end
end
% Helper function to extract cycle edges
function edges = extractCycleEdges(startNode, endNode, parent)
    % Trace back from startNode to endNode to form the cycle
    path = [startNode];
    current = startNode;
    while current ~= endNode
        current = parent(current);
        path = [current, path];
    end
    path = [path, startNode]; % Complete the cycle
    % Convert the path to edges
    edges = [];

```

```

    for j = 1:length(path) - 1
        edges = [edges; path(j), path(j + 1)];
    end
end
end
function allPowered = allNodesReachable(~,adjMatrix, numNodes)
    visited = zeros(1, numNodes);
    % Perform BFS starting from node 1
    queue = [1]; % Start BFS from node 1 (generator)
    while ~isempty(queue)
        currentNode = queue(1);
        queue(1) = []; % Dequeue the first element
        if visited(currentNode)
            continue;
        end
        % Mark the current node as visited
        visited(currentNode) = 1;
        % Enqueue all unvisited neighbors
        neighbors = find(adjMatrix(currentNode, :) == 1);
        queue = [queue, neighbors(~visited(neighbors))];
    end
    % Check if all nodes were visited
    allPowered = all(visited);
end
function valid = isTree(~,adjMatrix)
    numNodes = size(adjMatrix, 1); % Number of nodes
    numEdges = sum(sum(adjMatrix)) / 2; % Total number of edges (undirected graph)

    % Condition 1: Check edge count
    if numEdges ~= numNodes - 1
        valid = false;
        return;
    end
    % Condition 2: Check connectivity using BFS or DFS
    visited = zeros(1, numNodes);
    stack = [1]; % Start traversal from node 1
    while ~isempty(stack)
        currentNode = stack(end);
        stack(end) = [];
        if visited(currentNode)
            continue;
        end
        visited(currentNode) = 1;
        neighbors = find(adjMatrix(currentNode, :) == 1);
        stack = [stack, neighbors(~visited(neighbors))];
    end
    if any(visited == 0)

```

```

        valid = false;
        return;
    end
    % All conditions satisfied: it's a tree
    valid = true;
end
function
[chromosomeF,chromosomeS]=crossOverChromosome(chromosomeF,chromosomeS,perfrom
CrossOver)
    totalSizeChromosome =length(chromosomeF.switchStatus);
    if(perfromCrossOver == 1)
        firstChromosome = chromosomeF;
        secondChromosome = chromosomeS;
        offspring1 = firstChromosome.switchStatus;
        offspring2 = secondChromosome.switchStatus;
        crossOverPoint = randi(totalSizeChromosome-1);
        for i=crossOverPoint:totalSizeChromosome
            offspring1(i)=secondChromosome.switchStatus(i);
            offspring2(i)= firstChromosome.switchStatus(i);
        end
        chromosomeF.switchStatus = offspring1;
        chromosomeS.switchStatus = offspring2;
    end
end
function [chromosome] = mutate(chromosome,pm)
    totalSizeChromosome =length(chromosome);
    for i=1:totalSizeChromosome
        if(rand < pm)
            chromosome.switchStatus(i) = 1-chromosome.switchStatus(i);
        end
    end
end
end
end
end

```

4. Classe population algorithme génétique

```
h classdef populationGenetic
```

```

    properties
        populationSize;
        numTieSwitches;
        tieSwitchIndices;
        sectionalizedIndices;
        branches;
        numNodes;
        Chromosomes;
        objectiveFunction;
    end
end

```

```

    variable_Number;
    constraints
    global_best;
    probabilityOfCrossOver;
    probalityOfMutation ;
end
methods
    function    population    =    populationGenetic(populationSize,numTieSwitches,
tieSwitchIndices, sectionalizedIndices, branches, numNodes)
        population.populationSize = populationSize;
        population.objectiveFunction =1;
        population.numTieSwitches = numTieSwitches;
        population.tieSwitchIndices = tieSwitchIndices;
        population.sectionalizedIndices = sectionalizedIndices;
        population.branches = branches;
        population.probabilityOfCrossOver=1;
        population.probalityOfMutation=0.5;
        for i=1:population.populationSize
            populate(i,:) = chromosomeGA(length(branches));
        end
        population.Chromosomes = populate;
        for i=1:population.populationSize
            population.Chromosomes(i)
population.Chromosomes(i).generateChromosome(numTieSwitches, tieSwitchIndices,
sectionalizedIndices, branches, numNodes);
        end
    end
    % Evaluate fitness for all chromosomes
    function newPop = evaluateFitness(population, branches, numNodes)
        for i = 1:length(population.Chromosomes)
            while
~population.Chromosomes(i).isTree(population.Chromosomes(i).convertSwitchStatesToAdj
Matrix(population.Chromosomes(i).switchStatus, branches, numNodes))

population.Chromosomes(i)=population.Chromosomes(i).generateChromosome(population.n
umTieSwitches, population.tieSwitchIndices, population.sectionalizedIndices, branches,
numNodes);
            end
            % Fitness calculation (you can replace with your custom logic)
            population.Chromosomes(i).Fitness =
population.objectiveFunction(population.Chromosomes(i));
            %obj.Chromosomes(i).structure =
obj.objectiveFunctionStructure(obj.Chromosomes(i));
        end
        newPop =population;
    end
end

```

```

function [tournamentSelection] = findTournamentTeam(population)
    numberPopulation = 1:length(population.Chromosomes);
    iteration = round(length(population.Chromosomes)/2);
    tournamentSelection=[];
    for i=1:iteration
        select = randsample(numberPopulation,2);
        numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
        tournamentSelection(i,:) = select;
    end
    numberPopulation = 1:size(population.Chromosomes,1);
    for i=iteration+1:size(population.Chromosomes,1)
        select = randsample(numberPopulation,2);
        numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
        tournamentSelection(i,:) = select;
    end
end
function [population] = selectPopulation(population,teamTournament)
    for i=1:size(teamTournament)
        team = teamTournament(i,:);
        population.Chromosomes(i)=compareChromosome(population.Chromosomes(team(1)),population.Chromosomes(team(2)));
    end
end
function [crossOverSelection] = findCrossOverTeam(population)
    numberPopulation = 1:size(population.Chromosomes);
    iteration = round(size(population.Chromosomes,1)/2);
    crossOverSelection=[];
    for i=1:iteration
        select = randsample(numberPopulation,2);
        numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
        select(3) = rand;
        crossOverSelection(i,:) = select;
    end
end
function [population] = crossOverPopulation(population,crossOverTeam)
    for i=1:length(crossOverTeam)
        team = crossOverTeam(i,:);
        if(population.probabilityOfCrossOver > team(3))
            [offspring1,offspring2]=crossOverChromosome(population.Chromosomes(floor(team(1))),population.Chromosomes(floor(team(2))),1);
            population.Chromosomes(floor(team(1))) = offspring1;
            population.Chromosomes(floor(team(2))) = offspring2;
        else

```

```

[offspring1,offspring2]=crossOverChromosome(population.Chromosomes(floor(team(1))),po
pulation.Chromosomes(floor(team(2))),0);
    population.Chromosomes(floor(team(1))) = offspring1;
    population.Chromosomes(floor(team(2))) = offspring2;
end
end
end
function [population] = mutatePopulation(population)
    for i=1:length(population.Chromosomes)
        pm = rand;
        if(pm < population.probalityOfMutation)
            population.Chromosomes(i)
mutate(population.Chromosomes(i),population.probalityOfMutation);
        end
    end
end
function [valueChromosome] = orderValue(population)
    valueChromosome=[];
    for i=1:length(population.Chromosomes)
        valueChromosome(i)=population.Chromosomes(i).Fitness;
    end
    valueChromosome = sort(valueChromosome);
end
function [populationOrder] = orderPopulate(population,populationMute)
    ordedValue1 = orderValue(population);
    ordedValue2 = orderValue(populationMute);
    ordedPopulation = [ordedValue1,ordedValue2];
    ordedPopulation = sort(ordedPopulation);
    ordedPopulation = ordedPopulation(1:length(population.Chromosomes));
    populationOrder = population;
    for i=1:length(populationOrder.Chromosomes)
        for j=1:length(population.Chromosomes)
            if(population.Chromosomes(j).Fitness == ordedPopulation(i))
                populationOrder.Chromosomes(i) = population.Chromosomes(j);
                continue;
            else
                if(populationMute.Chromosomes(j).Fitness == ordedPopulation(i))
                    populationOrder.Chromosomes(i) = populationMute.Chromosomes(j);
                    continue;
                end
            end
        end
    end
end
end
end
end
end
end
end
end
end

```

5. Fonction écoulement de puissance sans reconfiguration

```

function [Tl] = fblfaWithoutGA()

    nbus=1;%5;%
    LD=linedata_radial_bus_TD(nbus);
    BD=busdata_radial_bus_TD(nbus);
    Sbase=100;          % BASE MVA VALUE
    Vbase=6.6;%15;%     % BASE KV VALUE
    Zbase=(Vbase^2)/Sbase; % BASE IMPEDANCE VALUE
    Ibase = Sbase/(sqrt(3)*Vbase);
    LD(:,4:5)=LD(:,4:5)/Zbase; % PER UNIT VALUES OF LINE R AND X
    BD(:,2:3)=BD(:,2:3)/(1000*Sbase); % PER UNIT VALUES LOADS P AND Q AT EACH
    BUS
    N=max(max(LD(:,2:3)));
    Sload=complex(BD(:,2),BD(:,3)); % COMPLEX LOAD IN PER UNIT VALUES
    V=ones(size(BD,1),1);          % INITIAL VALUE OF VOLTAGES
    Vnew = V;
    n=0;
    PrecisionMatrix = zeros(size(V,1),1);
    precision = 1e-4;
    for i=1:size(V,1)
        PrecisionMatrix(i)=false;
    end
    PrecisionMatrixMatch = not(PrecisionMatrix);
    PrecisionMatrix(1) = true;
    Z=complex(LD(:,4),LD(:,5)); % LINE IMPEDANCE IN PER UNIT VALUES
    Iline=zeros(size(LD,1),1); % LINE CURRENT MATRIX
    Iter=100; % MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS
    % FOR BACKWARD-FORWARD SWEEP ALGORITHM
    for i=1:Iter
        % STARTING WITH BACKWARD SWEEP FOR LINE CURRENT CALCULATIONS
        Iload=conj(Sload./V);
        for j=size(LD,1):-1:1 % STARTING FROM THE END OF THE FEEDER
            c=[];
            e=[];
            [c e]=find(LD(:,2:3)==LD(j,3));
            if size(c,1)==1 % IF SIZE(C,1) IS ONE THAN BUS "J" IS STARTING OR
            ENDING BUS
                Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3));
            else
                if(BD(c(1),4) == 1)
                    Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1))-BD(c(1),5);
                else
                    Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1));
                end
            end
        end
    end
end

```

```

end
% STARTING THE FORWARD SWEEP FOR BUS-VOLTAGE CALCULATION
for j=1:size(LD,1)
    Vnew(LD(j,3))=V(LD(j,2))-Iline(LD(j,1))*Z(j);
    if(abs(Vnew(LD(j,3))-V(LD(j,3))) < precision)
        abs(Vnew(LD(j,3))-V(LD(j,3)));
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = true;
    else
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = false;
    end
end
V = Vnew;
if(isequal(PrecisionMatrix,PrecisionMatrixMatch))
    i;
    break;
end
end
Voltage=abs(V);
Vangle=angle(V);
Ploss=real(Z.*(abs(Iline.^2)));
Qloss=imag(Z.*(abs(Iline.^2)));
Tl=sum(Ploss)*Sbase*1000;
TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;
pertesApparent=(sqrt(Tl^2 + TQl^2));
%TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;
save('powerFlowResutWithoutReconf','Voltage','Vangle','Ploss','Qloss','Iline','Ibase','Tl','pertesApparent','TQl');
end

```

6. Fonction écoulement de puissance avec reconfiguration

```

function [T1] = fblfaPrintSwitch(switchElem)
    nbSwitch = switchElem;
    nbus=1;%5;%
    [m,n] = size(switchElem);
    numberElement = 0;
    for i=1:n
        if(nbSwitch(i) == 1)
            numberElement = numberElement + 1;
        end
    end
    LD_valid=linedata_radial_bus(nbus);
    [m_v,n_v] = size(LD_valid);
    LD = zeros(numberElement,n_v);
    j=1;
    for i=1:m_v
        if(nbSwitch(i) == 1)
            LD(j,:) = LD_valid(i,:);

```

```

        j = j+1;
    end
end
LD(:,1) = transpose(1:numberElement);
BD=busdata_radial_bus(nbus);
Sbase=100;           % BASE MVA VALUE
Vbase=6.6;%15;%      % BASE KV VALUE
Zbase=(Vbase^2)/Sbase; % BASE IMPEDANCE VALUE
Ibase = Sbase/(sqrt(3)*Vbase);
LD(:,4:5)=LD(:,4:5)/Zbase; % PER UNIT VALUES OF LINE R AND X
BD(:,2:3)=BD(:,2:3)/(1000*Sbase); % PER UNIT VALUES LOADS P AND Q AT
EACH BUS
%N=max(max(LD(:,2:3)));
Sload=complex(BD(:,2),BD(:,3)); % COMPLEX LOAD IN PER UNIT VALUES
V=ones(size(BD,1),1); % INITIAL VALUE OF VOLTAGES
Z=complex(LD(:,4),LD(:,5)); % LINE IMPEDANCE IN PER UNIT VALUES
Iline=zeros(size(LD,1),1); % LINE CURRENT MATRIX
Iter=100; % MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS FOR BACKWARD-
FORWARD SWEEP ALGORITHM
Vnew = V;
PrecisionMatrix = zeros(size(V,1),1);
precision = 1e-3;
for i=1:size(V,1)
    PrecisionMatrix(i)=false;
end
PrecisionMatrixMatch = not(PrecisionMatrix);
PrecisionMatrix(1) = true;
for i=1:Iter
    % STARTING WITH BACKWARD SWEEP FOR LINE CURRENT
    CALCULATIONS
    Iload=conj(Sload./V);
    for j=size(LD,1):-1:1 % STARTING FROM THE END OF THE FEEDER
        c=[];
        e=[];
        [c e]=find(LD(:,2:3)==LD(j,3));
        if size(c,1)==1 % IF SIZE(C,1) IS ONE THAN BUS "J" IS STARTING OR
ENDING BUS
            Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3));
        else
            if(BD(c(1),4) == 1)
                Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1))-BD(c(1),5);
            else
                Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1));
            end
        end
    end
end
% STARTING THE FORWARD SWEEP FOR BUS-VOLTAGE CALCULATION

```

```

for j=1:size(LD,1)
    Vnew(LD(j,3))=V(LD(j,2))-Iline(LD(j,1))*Z(j);
    if(Vnew(LD(j,3)) > 1.05)
        Vnew(LD(j,3)) = 1.05;
    else
        if(Vnew(LD(j,3)) < 0.94)
            Vnew(LD(j,3)) = 0.95;
        end
    end
    if(abs(Vnew(LD(j,3)) -V(LD(j,3))) < precision)
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = true;
    else
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = false;
    end
end
V = Vnew;
if(isequal(PrecisionMatrix,PrecisionMatrixMatch))
    %number of iteration
    break;
end
end
Voltage=abs(V);
indexVoltage=Voltage;
for v=1:size(Voltage,1)
    indexVoltage(v) = (1.00 -Voltage(v))^2;
end
%Vangle=angle(V);
%
Ploss=real(Z.*(abs(Iline.^2)));
indexV =(sum(indexVoltage)/size(Voltage,1))*1000;
%Qloss=imag(Z.*(abs(Iline.^2)));
T1=sum(Ploss)*Sbase*1000;
T1 = T1+indexV;
%TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;
%save('powerFlowResut','Voltage','Vangle','Ploss','Qloss','injectedCurent');
%if(withoutPso==0)
    %save('powerFlowResutWithoutPso','Voltage','Vangle','Ploss','Qloss');
%end
%plot(Voltage,'-o')
Voltage=abs(V);
Vangle=angle(V);
Ploss=real(Z.*(abs(Iline.^2)));
Qloss=imag(Z.*(abs(Iline.^2)));
Tl=sum(Ploss)*Sbase*1000;
TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;
pertesApparent=(sqrt(Tl^2 + TQl^2));
%TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;

```

```
save('powerflowReconfigurer','Voltage','Vangle','Ploss','Qloss','Iline','Ibase','Tl','pertesAppere
nt','TQl');
end
```

7. Fonction d'évaluation de la fonction objectif algorithme Génétique

```
function [ fitness ] = ObjectiveFunction(chromosome)%particule and number of variable
```

```
    fitness = fblfa(chromosome.switchStatus);
end
```

8. Fonction objectif algorithme Génétique

```
function [T1] = fblfa(switchElem)
```

```
    nbSwitch = switchElem;
    nbus= 5;%1
    [m,n] = size(switchElem);
    numberElement = 0;
    for i=1:n
        if(nbSwitch(i) == 1)
            numberElement = numberElement + 1;
        end
    end
    LD_valid=linedata_radial_bus(nbus);
    [m_v,n_v] = size(LD_valid);
    LD = zeros(numberElement,n_v);
    j=1;
    for i=1:m_v
        if(nbSwitch(i) == 1)
            LD(j,:) = LD_valid(i,:);
            j = j+1;
        end
    end
    LD(:,1) = transpose(1:numberElement);
    BD=busdata_radial_bus(nbus);
    Sbase=100;           % BASE MVA VALUE
    Vbase=15;%6.6        % BASE KV VALUE
    Zbase=(Vbase^2)/Sbase; % BASE IMPEDANCE VALUE
    LD(:,4:5)=LD(:,4:5)/Zbase; % PER UNIT VALUES OF LINE R AND X
    BD(:,2:3)=BD(:,2:3)/(1000*Sbase); % PER UNIT VALUES LOADS P AND Q AT
    EACH BUS
    %N=max(max(LD(:,2:3)));
    Sload=complex(BD(:,2),BD(:,3)); % COMPLEX LOAD IN PER UNIT VALUES
    V=ones(size(BD,1),1); % INITIAL VALUE OF VOLTAGES
    Z=complex(LD(:,4),LD(:,5)); % LINE IMPEDANCE IN PER UNIT VALUES
    Iline=zeros(size(LD,1),1); % LINE CURRENT MATRIX
    Iter=100; % MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS FOR BACKWARD-
    FORWARD SWEEP ALGORITHM
    Vnew = V;
```

```

PrecisionMatrix = zeros(size(V,1),1);
precision = 1e-3;
for i=1:size(V,1)
    PrecisionMatrix(i)=false;
end
PrecisionMatrixMatch = not(PrecisionMatrix);
PrecisionMatrix(1) = true;
for i=1:Iter
    % STARTING WITH BACKWARD SWEEP FOR LINE CURRENT
    CALCULATIONS
    Iload=conj(Sload./V);
    for j=size(LD,1):-1:1 % STARTING FROM THE END OF THE FEEDER
        c=[];
        e=[];
        [c e]=find(LD(:,2:3)==LD(j,3));
        if size(c,1)==1 % IF SIZE(C,1) IS ONE THAN BUS "J" IS STARTING OR
ENDING BUS
            Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3));
        else
            if(BD(c(1),4) == 1)
                Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1))-BD(c(1),5);
            else
                Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1));
            end
        end
    end
end
% STARTING THE FORWARD SWEEP FOR BUS-VOLTAGE CALCULATION
for j=1:size(LD,1)
    Vnew(LD(j,3))=V(LD(j,2))-Iline(LD(j,1))*Z(j);
    if(Vnew(LD(j,3)) > 1.05)
        Vnew(LD(j,3)) = 1.05;
    else
        if(Vnew(LD(j,3)) < 0.94)
            Vnew(LD(j,3)) = 0.95;
        end
    end
    if(abs(Vnew(LD(j,3)) -V(LD(j,3))) < precision)
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = true;
    else
        PrecisionMatrix(LD(j,3)) = false;
    end
end
V = Vnew;
if(isequal(PrecisionMatrix,PrecisionMatrixMatch))
    %number of iteration
    break;
end

```

```

end
Voltage=abs(V);
indexVoltage=Voltage;
for v=1:size(Voltage,1)
    indexVoltage(v) = (1.00 -Voltage(v))^2;
end
%Vangle=angle(V);
%
Ploss=real(Z.*(abs(Iline.^2)));
indexV =(sum(indexVoltage)/size(Voltage,1))*1000;
%Qloss=imag(Z.*(abs(Iline.^2)));
T1=sum(Ploss)*Sbase*1000;
T1 = T1+indexV;
%TQl=sum(Qloss)*Sbase*1000;
%save('powerFlowResut','Voltage','Vangle','Ploss','Qloss','injectedCurent');
end

```

9. Fonction algorithme Génétique et affichage des résultats

```

clc;
clear;
nbus =1;%5;
line_data = linedata_radial_bus(nbus);%1;
branches = line_data(:,2:3); % Branch connections
numSwitches = size(branches, 1);
numNodes = 18;%41; % Nombre des noueds
numBranches = length(branches); % Total number of branches
% Define sectionalized branches (base radial structure 40 et 17)
sectionalizedBranches = branches(1:17,:);%branches(1:40,:);
% Define tie switches (normally open switches %48:46)
tieSwitches = branches(18:19,:);%branches(41:46,:);%
numTieSwitches = size(tieSwitches, 1); % Total number of tie switches
sectionalizedIndices = 1:size(sectionalizedBranches, 1); % Indices of sectionalized branches
tieSwitchIndices = (size(sectionalizedBranches, 1) + 1):size(branches, 1); % Indices of tie switches
populationSize=60;
population = populationGenetic(populationSize,numTieSwitches, tieSwitchIndices,
sectionalizedIndices, branches, numNodes);
population.objectiveFunction = @ObjectiveFunction;
population = evaluateFitness(population,branches, numNodes);
for i=1:40
    TournamentTeam=findTournamentTeam(population);
    populationAfterSelection = selectPopulation(population,TournamentTeam);
    CrossOverTeam=findCrossOverTeam(populationAfterSelection);
    crosXPopulation
    evaluateFitness(crossOverPopulation(populationAfterSelection,CrossOverTeam),branches,numNodes);
end

```

```

    mutePopulation
evaluateFitness(mutatePopulation(crosXPopulation),branches,numNodes);
    finalPopulation
evaluateFitness(orderPopulate(populationAfterSelection,mutePopulation),branches,numNodes);
    population = finalPopulation;
end
global_best = population.Chromosomes(1).switchStatus;
pertesReconf=fblfaPrintSwitch(global_best);
S=load('powerflowReconfigurer.mat');
pertes=fblfaWithoutGA();
H=load('powerFlowResutWithoutReconf.mat');
figure
plot(S.Voltage,'-og','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','b')
hold on
plot(H.Voltage,'-sr','LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor','b')
legend('apres reconfiguration','avant reconfiguration');
xlabel('Ordre du Jeu de Barre')
ylabel('Tension en pu')
hold off
figure
plot(S.Ploss*100*1000,'-og','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','b') %in Sbase = 100MVA the
value is obtained in kW
hold on
plot(H.Ploss*100*1000,'-sr','LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor','b') %in Sbase = 100MVA
the value is obtained in kW
legend('apres reconfiguration','avant reconfiguration');
xlabel('Numéro de la branche')
ylabel('Perte de puissance active en kW')
hold off
figure
plot(abs(S.Iline)*S.Ibase*1000,'-og','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','b')
hold on
plot(abs(H.Iline)*H.Ibase*1000,'-sr','LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor','b')
legend('apres reconfiguration','avant reconfiguration');
xlabel('Numéro de la branche')
ylabel('courant en A')
hold off

```