

**UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS**  
**FACULTE DE SCIENCES ET TECHNOLOGIES**  
**APPLIQUEES**

**DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE**



BP. 368 GOMA

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

**Etude et conception d'un système de supervision et  
d'acquisition des données SCADA pour un contrôle temps  
réel d'un réseau électrique.**

**Cas du réseau local de la Snel Goma.**

Par Josue CINAMULA

Travail présenté en vue de l'obtention du Diplôme  
d'ingénieur civil en génie électrique.

**Option** : Electro énergétique

**Directeur** : Prof Ing Dr BARAKA MUSHAGE  
Olivier

**Encadreur** : Msc Bertille MUSHAGASHA

**ANNEE ACADEMIQUE 2023 - 2024**

## **Epigraphe**

*La technique est le prolongement de la nature dans l'homme, mais elle est aussi le miroir de sa volonté de puissance.*

**Martin Heidegger**

# Dédicace

*A nos parents Innocent Zihahirwa et Honorate Musaba, je dédie ce travail.*

**JOSUE CINAMULA**

# Remerciements

Nous exprimons avant tout notre profonde gratitude au Dieu Tout-Puissant, source de toute grâce et de tout amour, pour la vie, la santé, et les nombreuses bénédictions dont nous avons bénéficié tout au long de ce parcours académique.

Nous adressons nos remerciements les plus sincères au Professeur Docteur Ingénieur BARAKA MUSHAGE Olivier, directeur de ce travail, dont l'accompagnement intellectuel, les conseils avisés, et le soutien moral constant ont été des piliers essentiels à la réalisation de ce mémoire. Nous sommes également reconnaissants au Msc Ingénieur Bertille MUSHAGASHA, notre encadreur, pour son expertise, ses orientations précieuses et ses encouragements tout au long de ce processus.

Nos remerciements vont également à notre université, l'ULPGL/Goma, pour l'excellence de sa formation et le cadre académique de qualité qu'elle offre. Nous saluons particulièrement le personnel de la faculté des Sciences et Technologies Appliquées, notamment le Master Ingénieur BAGUMA Raoul et le Professeur BARAKA MUSHAGE Olivier, pour leurs enseignements de grande valeur et leur soutien.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à nos parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices, et leur dévouement indéfectible qui ont rendu possible l'accomplissement de cette étape importante de notre vie.

À nos frères et à notre sœur, en particulier AKONKWA Christian, NSHOBOLE Grace, nous adressons nos sincères remerciements pour leur soutien constant, leur compréhension, et leur affection.

Enfin, nous exprimons notre gratitude à tous nos amis, camarades, et proches, dont les noms ne figurent pas ici, mais qui, par leur soutien moral, leurs encouragements, et leur présence, ont contribué, d'une manière ou d'une autre, à la réussite de ce travail. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus profonde.

**JOSUE CINAMULA**

# Résumé

Le présent travail porte sur la conception et la mise en place d'un système de contrôle et de supervision du réseau de distribution électrique de la SNEL/Goma. Ce projet vise à développer un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) pour assurer un contrôle en temps réel du réseau électrique, avec pour objectif d'améliorer la surveillance continue, la détection des anomalies, l'automatisation des tâches, la gestion proactive et l'optimisation des coûts.

Le système SCADA repose sur plusieurs composants clés : une Interface Homme-Machine (HMI) permettant la supervision et le contrôle des processus, un système informatique de supervision pour l'acquisition et la transmission des données, des Unités Terminales Distantes (RTU) pour convertir les signaux en données numériques, ainsi qu'une infrastructure de communication pour interconnecter les différents éléments du réseau. Pour garantir une analyse précise des paramètres du réseau en temps réel et permettre une prise de décision efficace, il est crucial de comprendre le comportement du réseau à l'état normal. À cet effet, une analyse de l'écoulement de puissance a été réalisée à l'aide d'un algorithme développé sur MATLAB. De plus, le contrôle et le monitoring du réseau ont été implémentés via un algorithme conçu dans LABVIEW. Ce dernier assure l'interface homme-machine, qui affiche les données en temps réel sur un écran d'exploitation et transmet les commandes aux équipements électriques tels que les relais, disjoncteurs et automates programmables (PLC). Les informations générées fournissent une vue en temps réel de l'état du réseau. Le projet s'articule autour des étapes suivantes : analyse des besoins, conception technique, installation, tests et validation, ainsi que formation des opérateurs avec documentation complète. Les principaux bénéfices attendus incluent une fiabilité accrue, une meilleure réactivité, une sécurité renforcée et une réduction des coûts de gestion et de maintenance. En somme, ce système vise à rendre la gestion du réseau électrique de la SNEL/Goma plus efficace, fiable et rentable.

**Mots clés :** SCADA ; Contrôle ; Supervision ; réseaux électriques.

## Abstract

The present work focuses on the design and implementation of a control and supervision system for the electrical distribution network of SNEL/Goma. This project aims to develop a SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system to ensure real-time control of the SNEL electrical network, with the objective of improving continuous monitoring, anomaly detection, task automation, proactive management, and cost optimization. The SCADA system is based on several key components: a Human-Machine Interface (HMI) for supervising and controlling processes, a supervisory computer system for data acquisition and transmission, Remote Terminal Units (RTUs) to convert signals into digital data, as well as a communication infrastructure to interconnect the various elements of the network. To guarantee accurate analysis of the network's parameters in real time and enable effective decision-making, it is crucial to understand the network's behavior under normal conditions. For this purpose, a power flow analysis was conducted using an algorithm developed in MATLAB. Furthermore, network control and monitoring were implemented through an algorithm designed in LABVIEW. The latter ensures the human-machine interface, which displays real-time data on an operations screen and transmits commands to electrical equipment such as relays, circuit breakers, and programmable logic controllers (PLCs). The information generated provides a real-time view of the state of the network. The project is structured around the following steps: needs analysis, technical design, installation, testing and validation, as well as operator training with comprehensive documentation. The main expected benefits include increased reliability, better responsiveness, enhanced safety, and reduced management and maintenance costs. In summary, this system aims to make the management of SNEL/Goma's electrical network more efficient, reliable, and cost-effective.

**Key words:** SCADA; Control; Supervision; Electric Grid.

# Table des matières

Epigraphe.....	i
Dédicace .....	ii
Remerciements .....	iii
Résumé .....	iv
Table des matières .....	vi
Liste des abréviations .....	x
Liste des tableaux .....	xi
Liste des figures.....	xii
<b>0. Introduction générale.....</b>	<b>1</b>
0.1. Contexte .....	1
0.2. Problématique et questions de recherche.....	2
0.3. Formulation des hypothèses .....	3
0.4. Justification du choix du sujet et motivations .....	3
0.5. Énoncé des objectifs de recherche .....	4
0.5.1. L'objectif général.....	4
0.5.2. Objectifs spécifiques .....	4
0.6. Méthodologie et délimitation du travail .....	4
0.7. Structure du mémoire .....	5
<b>Chapitre 1 Généralités sur les réseaux électriques et l'optimisation .....</b>	<b>6</b>
1.1 Introduction .....	6
1.2. Description d'un réseau électrique .....	7
1.2.1. Production .....	9
1.1.2 Le transport et la répartition .....	11

1.1.3	La distribution .....	12
1.3.	Les éléments d'un réseau électrique .....	13
1.3.1.	Les générateurs .....	13
1.3.2.	Les transformateurs .....	15
1.3.3.	Les lignes de transmission.....	15
1.3.4.	Les appareils de protection.....	18
1.4.	Les postes électriques .....	20
1.4.1.	Architectures des postes électriques.....	21
1.5.	Introduction à l'automatisation des systèmes électriques.....	34
1.6.	Conclusion partielle .....	37
<b>Chapitre 2 Etat de l'art sur les systèmes de supervision et de surveillance des réseaux de distribution .....</b>		<b>38</b>
2.1	Introduction .....	38
2.2	Système de Gestion de la distribution .....	39
2.3	Objectifs et Fonctionnalités des DMS .....	39
2.4	Le système SCADA.....	40
2.4.1	Historique du système SCADA.....	40
2.4.2	Le système SCADA et la reconfiguration du réseau.....	41
2.4.3	Hiérarchie de contrôle .....	43
2.5	Fonctionnalités d'un système de Supervision .....	46
2.5.1	Commande .....	46
2.5.2	Surveillance .....	46
2.6	Les composants du système SCADA .....	47
2.6.1	SCADA pour l'automatisation et le contrôle .....	47
2.6.2	Archivage des données .....	47
2.6.3	Gestion d'alarmes .....	48
2.6.4	Interface homme-machine IHM .....	48
2.7	Architecture des systèmes SCADA .....	49
2.7.1	Première génération : « monolithique » .....	49
2.7.2	Deuxième génération : « distribué » .....	49



2.7.3	Troisième génération: « en réseau » .....	50
2.7.4	Système SCADA appliquant le principe de l'informatique du nuage .....	51
2.8	Technologie de SCADA .....	52
2.9	Composants pratiques des systèmes SCADA .....	52
2.10	Les protocoles de communication d'un système SCADA.....	55
a.	Modbus .....	55
b.	DNP3 (Distributed Network Protocol) .....	55
c.	IEC 61850.....	56
d.	IEC 60870-5-104 .....	56
e.	PROFIBUS / PROFINET .....	56
f.	TCP/IP .....	56
2.11	Les mesures et applications .....	57
2.11.1	Les mesures .....	57
2.11.2	Équipements de terrain - Analyseurs de puissance .....	57
2.11.3	Le système temps réel .....	58
2.12	Logiciel SCADA.....	59
2.13	Description du logiciel LabVIEW .....	63
2.13.1	Fonctionnalités de LabVIEW dans les systèmes SCADA [14] .....	64
2.13.2	Avantages de LabVIEW pour les systèmes SCADA [14] .....	65
2.13.3	Applications pratiques.....	65
2.14	Conclusion partielle .....	66
<b>Chapitre 3 Analyse du réseau de distribution MT de la Snel/Goma et conception d'un système de contrôle .....</b>		<b>67</b>
3.1	Introduction .....	67
3.2	Présentation du poste de transformation HT/MT de la Snel/Goma.....	68
3.2.1	Les transformateurs .....	70
3.2.2	Jeu de barres .....	70
3.2.3	Disjoncteurs.....	71
3.2.4	Feeder (départ) .....	71
3.3	Présentation du réseau de distribution de la Snel/Goma et analyse .....	72

3.3.1	Analyse spécifique du feeder centre.....	74
3.3.2	Les équations de l'écoulement de puissance.....	76
3.4	Conception du système de surveillance et de supervision.....	86
3.4.1	Implémentation du réseau et reconfiguration des équipements .....	86
3.4.2	Surveillance et supervision sous LabVIEW .....	93
3.4.3	Discussion .....	103
3.5	Conclusion partielle.....	106
	<b>Conclusion générale .....</b>	<b>107</b>
	<b>Bibliographie.....</b>	<b>108</b>
	<b>Annexe A.....</b>	<b>110</b>
	<b>Annexe B.....</b>	<b>111</b>

# Liste des abréviations

**AMI** Infrastructure de comptage avancée

**DG** Production décentralisée

**DMS** Système de gestion de la demande

**EMS** Système de gestion de l'énergie

**HIS** Système d'Information Historique

**CEI** Commission électrotechnique internationale

**IED** Dispositifs électroniques intelligents

**OMS** Système de gestion des pannes

**SCADA** Contrôle de supervision et acquisition de données

**SEP** Système d'alimentation électrique

**SGs** Smart Grids

**SNEL** Société nationale d'électricité

**NI** : National Instruments

**BFS** : Backward forward swepp

# Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Appareils de coupure selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure .....	18
Tableau 2-1 : logiciels de contrôle avancé des processus industriels .....	60
Tableau 3-1 : Caractéristiques des jeux de barres du poste HT .....	70
Tableau 3-2 : Caractéristiques des disjoncteurs du postes HT .....	71
Tableau 3-3 : Section et nature des conducteurs des feeder .....	71
Tableau 3-4 : Illustration des données du feeder Centre .....	75
Tableau 3-5 : Données du réseau feeder Centre .....	81
Tableau 3-6 : Tension en pu du réseau feeder centre avec Matlab .....	82

# Liste des figures

Figure 1-1 : Parties d'un réseau électrique .....	8
Figure 1-2 : Schéma détaillant le principe de fonctionnement d'une centrale thermique .....	10
Figure 1-3 : centrale hydroélectrique de moyenne chute .....	11
Figure 1-4 : schéma simplifié d'un alternateur .....	14
Figure 1-5 : schéma basique d'un transformateur .....	15
Figure 1-6 : Architecture simple antenne .....	21
Figure 1-7 : Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB. ....	22
Figure 1-8 : Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB ....	23
Figure 1-9 : Réseau HTA radial en simple antenne .....	24
Figure 1-10 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage .....	25
Figure 1-11 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage .....	26
Figure 1-12 : Réseau HTA en boucle ouverte .....	27
Figure 1-13 : Réseau HTA en boucle fermée. ....	28
Figure 1-14 : Réseau HTA en double dérivation. ....	29
Figure 1-15 : Poste BT alimenté avec une seule source .....	30
Figure 1-16 : Poste BT alimenté par un double source, sans couplage. ....	31
Figure 1-17 : Poste BT alimenté par un double source, avec couplage. ....	32
Figure 1-18 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage .....	33
Figure 2-1 : Organisation logicielle de superviseur. ....	43
Figure 2-2 : Hiérarchie de contrôle typique des services publics d'électricité .....	44
Figure 2-3 : Architecture monolithique .....	49
Figure 2-4 : Architecture distribuée .....	50
Figure 2-5 : Architecture en réseau .....	51
Figure 2-6 : Architecture en Internet d'objets .....	51
Figure 2-7 : Schéma synoptique du SCADA .....	53
Figure 3-1 : schéma unifilaire du poste HT/MT de la Snel Goma . ....	69
Figure 3-2 : Réseau de distribution de la SNEL GOMA .....	73
Figure 3-3 : schéma unifilaire du feeder centre .....	74

Figure 3-4 : Réseau de distribution radiale de n nœuds .....	76
Figure 3-5 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution .....	78
Figure 3-6 : Tension en pu réseau feeder Centre .....	80
Figure 3-7 : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre .....	81
Figure 3-8 : Analyse du réseau de distribution sous Matlab. ....	84
Figure 3-9 : Présentation du feeder centre reconfiguré sous Simulink .....	85
Figure 3-10 : Réseau de distribution avec les équipements d'amélioration. ....	88
Figure 3-11 : face avant de LabVIEW .....	94
Figure 3-12 : face diagramme du logiciel LabVIEW .....	95
Figure 3-13 : Algorithme de surveillance du réseau de distribution .....	96
Figure 3-14 : bouton affichage .....	97
Figure 3-15 : affichage de la tension et du courant à chaque jeu de barre. ....	98
Figure 3-16 : face diagramme de la surveillance .....	98
Figure 3-17 : Algorithme de commande à distance du réseau. ....	99
Figure 3-18 : les actionneurs sont en position 0 (ouvert). ....	100
Figure 3-19 : Affichage avec breaker 1 actionné. ....	101
Figure 3-20 : face diagramme de la commande à distance. ....	102
Figure 3-21 : Moniteur de surveillance et de supervision de l'opérateur. ....	104
Figure 3-22 : diagramme de programmation graphique du système de contrôle. ....	105

# 0. Introduction générale

## 0.1. Contexte

Dans un monde de plus en plus interconnecté et dépendant des technologies, la gestion efficace des infrastructures critiques est devenue une priorité. Parmi ces infrastructures, le réseau électrique occupe une place prépondérante, étant le pilier de nos sociétés modernes. Le réseau électrique a évolué progressivement, passant des petits réseaux locaux de la première moitié du XXe siècle à l'immense réseau continental actuel. Cette évolution s'est accompagnée d'une intégration verticale, où la production d'électricité est assurée par des centrales souvent situées à grande distance des centres de consommation. Le réseau a été conçu ainsi pour assurer la liaison entre la production et l'échelle de consommation ; cette production est essentiellement basée sur des sources primaires et contrôlables telles que les centrales thermiques, les centrales thermo nucléaires et surtout les centrales hydroélectriques.

La RDC dispose d'un immense potentiel hydroélectrique, estimé à environ 100 000 MW ; la production totale d'électricité en RDC est d'environ 2980,72 MW en 2022 selon le rapport annuel de l'Autorité de Régulation du secteur de l'électricité (ARE en sigle), ce qui reste insuffisant pour couvrir les besoins du pays [1]. La ville de Goma en particulier dispose d'un réseau moyenne tension subdivisé en section selon l'emplacement catégorique des consommateurs.

Les réseaux électriques modernes intègrent un système de téléconduite, une solution efficace et économique pour l'optimisation, la gestion et l'exploitation du réseau. Ce système peut être adapté aux besoins spécifiques du réseau de Goma. En effet, l'utilisation des techniques de téléconduite permet de maîtriser la conduite en temps réel des principaux ouvrages. De plus, la souplesse de l'exploitation que procure un système de téléconduite permet à l'opérateur de prendre rapidement les décisions nécessaires et de les mettre en application. D'où l'intérêt des dispositifs de télésurveillance et de télécommande qui permettent de contrôler l'état des réseaux et d'agir avec rapidité en évitant autant que possible les déplacements coûteux en temps d'intervention.

La complexité croissante des réseaux électriques, accentuée par l'intégration des énergies renouvelables et la demande fluctuante, rend indispensable l'utilisation des systèmes avancés pour

leur supervision et leur contrôle. C'est dans ce cadre que s'inscrit notre étude, dédiée à la conception d'un système de supervision et d'acquisition des données (SCADA) pour un contrôle en temps réel du réseau électrique de Goma [2].

## **0.2. Problématique et questions de recherche**

L'énergie électrique est un facteur essentiel dans le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou celui du développement des activités industrielles. Le système de puissance qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance des générateurs, topologie du réseau. Pour que cette énergie soit utilisée, elle doit être transportée ; le réseau électrique s'avère donc vitale et stratégique pour notre société qui est en mutation continue. Sa structure varie donc en permanence depuis quelques temps. En effet, la croissance démographique (qui est à l'origine de l'expansion et de l'industrialisation) fait à ce que la ville de Goma voit depuis peu sa demande en énergie électrique croître. Les sociétés en voie de développement ont besoin d'une offre toujours croissante et continue d'énergie électrique. Cette énergie demandée par une multitude des personnes et d'entreprises est produite à partir des centrales et doit être acheminée vers ces points de consommation à travers un réseau de transport. A ce réseau est connecté, par l'intermédiaire d'un poste de transformation, un réseau de distribution [3].

Le réseau de distribution, étant vaste avec une impédance quelconque, est sujet à une suite des perturbations qui, si elles ne sont pas bien suivies, occasionnent une marge de travail assez large, cela étant une perte en termes d'efficacité. De nos jours, la SNEL ne dispose pas des capteurs dans ses cabines et réseaux MT/BT pour lui permettre un bon contrôle en temps réel afin d'optimiser la distribution de l'énergie disponible ; Si la SNEL disposait de suffisamment d'énergie pour alimenter la ville de Goma, le contrôle du réseau, le problème de suivi et de supervision seraient un des défis majeurs auxquels elle ferait face, étant donné l'inexistence des capteurs et autres appareils de mesure dans les cabines et surtout sur l'ensemble du réseau. Actuellement, la supervision et l'acquisition des données est un paramètre assez important pour l'optimisation des réseaux électriques [1].

Ce qui précède, suscite les questions suivantes :



- Quelle devrait la procédure suivant un algorithme précis pouvant nous aider à améliorer la distribution de l'énergie électrique en garantissant la continuité sans faille de la fourniture aux derniers consommateurs ?
- Quelle devrait être la technologie de contrôle et de surveillance appropriée pour ce réseau local ?
- Quelle devrait être la méthode de conception efficace et surtout le logiciel disponible pour la conception de ce genre de système ?

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

Eu égard aux questions évoquées ci-haut, nous émettons les hypothèses selon lesquels :

- Il serait possible de concevoir, grâce aux calculs d'écoulement de puissance et l'analyse complète du réseau électrique un système dynamique de contrôle et de supervision du réseau dans le but d'avoir une meilleure gestion de la fourniture d'énergie.
- Il serait approprié et surtout possible de faire usage de la technologie SCADA ; car étant le système efficace dans le domaine de supervision de réseaux électriques.
- Il serait possible grâce à l'usage du logiciel MATLAB pour l'implémentation du réseau et du logiciel LABVIEW pour le monitoring de concevoir un système de contrôle et de supervision. Ces deux logiciels communiquent ainsi grâce aux protocoles de communications standardisés.

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

Le contrôle temps réel des réseaux électriques est un moyen bien efficace de gestion d'infrastructures électriques avec l'intégration croissante des énergies renouvelables et la gestion efficace des ressources humaines dans le milieu hostile du travail

Un système de supervision et d'acquisition de données avancé permettrait une meilleure gestion des flux d'électricité, une détection rapide des défauts, ainsi qu'une optimisation de la production et de la distribution d'électricité.

Cela améliorerait la fiabilité, l'efficacité et la résilience du réseau électrique, bénéficiant ainsi aux fournisseurs d'électricité et aux consommateurs finaux.

Du point de vue scientifique le développement de tels systèmes de supervision implique des défis liés à l'acquisition et au traitement en temps réel de grandes quantités de données, à la modélisation du réseau électrique, et à l'optimisation des algorithmes de contrôle.

Pour la pertinence sociale un système de supervision et d'acquisition de données performant dans la ville de Goma contribuerait à une optimisation efficace et surtout une utilisation à plein potentiel du réseau local existant sous une forme empirique.

Cela permettrait également d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, bénéficiant à l'ensemble de la société et des activités économiques.

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

### **0.5.1. L'objectif général**

L'objectif général est de faire une étude et concevoir un système de supervision et d'acquisition des données pour la supervision et le contrôle temps réel du réseau local moyenne tension de Goma.

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

En vue d'atteindre notre objectif général qui est la proposition d'une architecture idéale pour le contrôle et la supervision temps réel du réseau électrique de Goma afin d'obtenir dans le réseau un supplément de sécurité on se fixe un certain nombre d'objectifs spécifiques à poursuivre :

- Evaluer les paramètres de chaque feeder pour la mise en place des capteurs et autres dispositifs de contrôle et de collectes des données (tension, courant, fréquence, résistance et inductance linéique).
- Déterminer la charge moyenne qui transite par chaque feeder.
- Inventorier l'état de l'ensemble de l'appareillage de protection.
- Concevoir un environnement de gestion des données et d'une interface homme machine permettant une gestion temps réel à distance du réseau local en question.

## **0.6. Méthodologie et délimitation du travail**

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

- **La technique documentaire** : grâce aux livres et articles consultés, cette technique nous a permis d'avoir des informations nécessaires pour l'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique mais aussi d'asseoir notre base théorique.
- **La technique des données** : les descentes sur terrain ont permis de récolter les données relatives au réseau de distribution de la ville de Goma en vue d'élargir notre base.
- **La technique de contrôle** : l'implémentation du système de gestion des données et l'interface homme machine accessible à distance en temps réel. Nous tenons à signaler que dans le cadre de notre travail, nous nous sommes limités au contrôle d'un feeder (feeder Centre) de la partie MT du réseau de distribution.
- **La méthode de simulation** : Dans le but de concevoir un système dynamique et opérationnel nous utilisons le logiciel LABVIEW pour le monitoring et le logiciel MATLAB pour l'implémentation du réseau. Ces deux plateformes communiquent ainsi grâce aux protocoles.

## 0.7. Structure du mémoire

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

- **Généralités sur les réseaux électriques et l'optimisation.**

**Ce premier chapitre** parlera des *généralités* sur les réseaux électriques et la possibilité de contrôle temps réel.

- **Etat de l'art sur les systèmes de supervision et de surveillance des réseaux de distribution.**

**Ce deuxième chapitre** est consacré sur la compréhension du système SCADA, les principaux composants, l'évolution de l'architecture SCADA dans le temps, les protocoles de communication, la revue des logiciels commerciaux dans le marché, ainsi que le choix du logiciel pour le développement de l'application SCADA pour la configuration choisie.

- **Analyse du réseau de distribution MT de la Snel/Goma et conception d'un système de contrôle**

**Ce troisième chapitre** parlera essentiellement de la conception du système SCADA et de l'environnement de gestion temps réel des données.

# Chapitre 1

## Généralités sur les réseaux électriques et l'optimisation

### 1.1 Introduction

Durant la première moitié du XXe siècle, les réseaux d'énergie électrique ont été conçus pour permettre aux personnes qui en faisaient la demande d'accéder à l'énergie électrique. La préoccupation des exploitants allait alors vers la recherche d'un compromis entre les investissements et la sûreté d'approvisionnement. Par la suite, l'évolution des exigences a provoqué une mutation dans la manière de les concevoir et de les exploiter. La continuité de la fourniture, la qualité de l'onde électrique, la sécurité des biens et des personnes ainsi que la préservation de l'environnement ont pris une place importante dans la conception et la réalisation des réseaux d'énergie électrique. [5].

Ainsi dans un monde où l'énergie électrique est le pilier de notre quotidien, maîtriser les réseaux électriques et leur optimisation est crucial. Ce chapitre explore en profondeur la structure et le fonctionnement de ces réseaux, tout en mettant en lumière les défis contemporains. Nous aborderons les techniques d'optimisation comme l'amélioration de la fourniture compte tenu du contexte de gestion et de supervision humaine mettant en valeur la base modeste de notre pays.

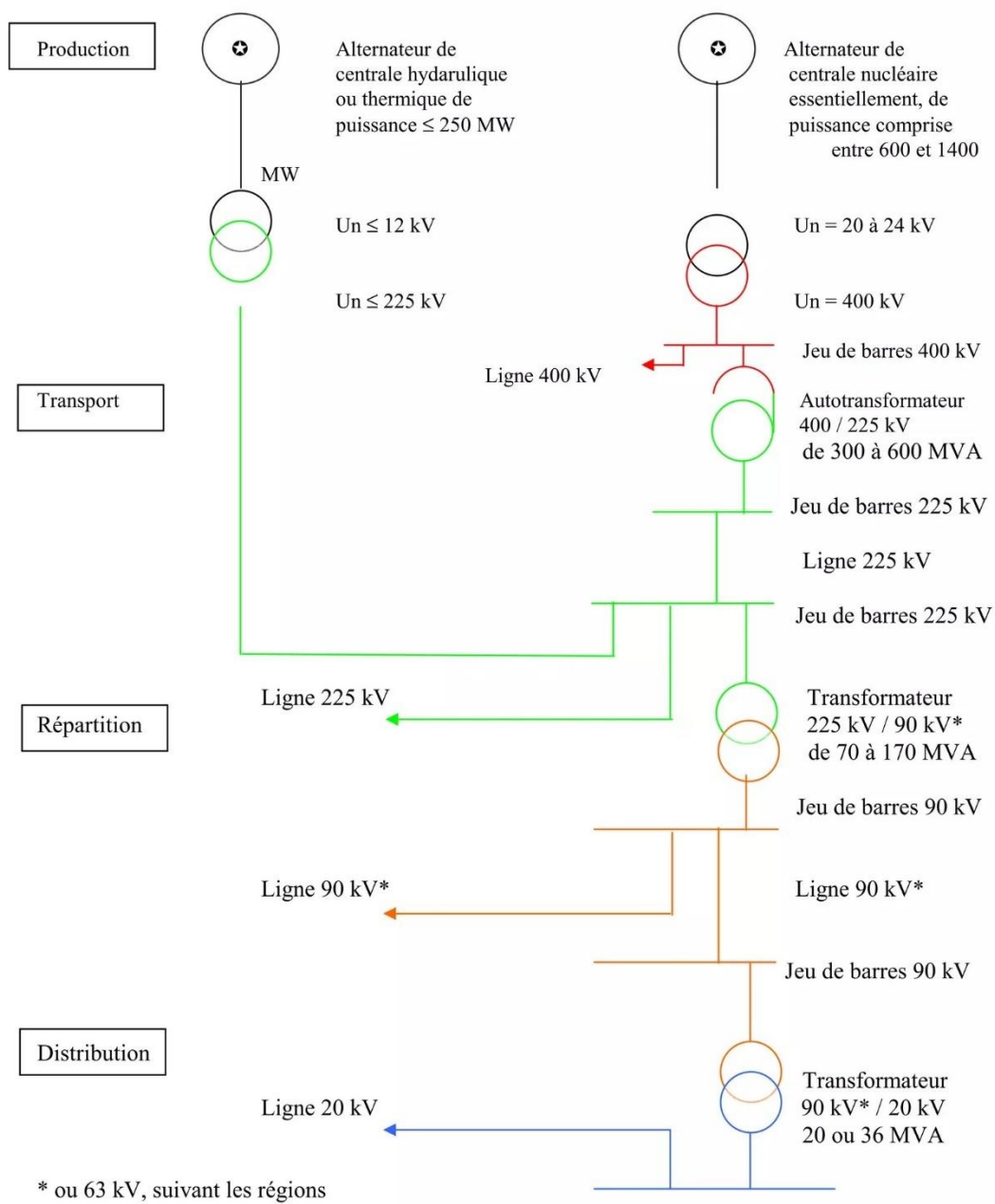
Ce facteur d'optimisation : la télégestion à base du SCADA vise à renforcer l'efficacité et la résilience des réseaux électriques face aux exigences croissantes. Cette introduction pose les fondations nécessaires pour comprendre ces systèmes complexes et les innovations qui les façonnent [4].

## **1.2. Description d'un réseau électrique**

Un réseau électrique c'est l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de production jusqu'aux clients, soit en basse tension (BT), soit en moyenne tension (MT), soit en haute tension (HT).

En général un réseau électrique comprend un certain nombre de parties illustrées à la figure 1.1 partant de la production de l'énergie à son utilisation finale [6].

Nous présentons ainsi en détails ces différentes parties en introduisant la notion de supervision.



**Figure 1-1 : Parties d'un réseau électrique [4]**

### 1.2.1. 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.

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

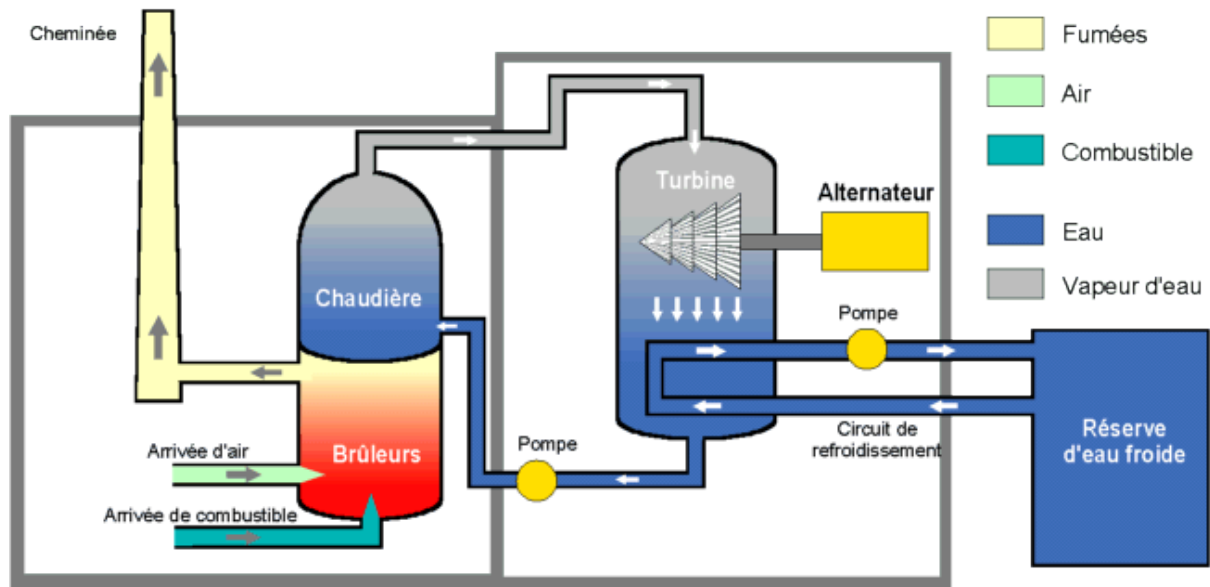
- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques.
- Les centrales nucléaires (par fission de l'uranium ou du plutonium) qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques.
- Les centrales hydroélectriques.
- Les centrales solaires (photovoltaïques, thermique).
- Les centrales éoliennes.

#### 1.1.1.1 La centrale thermique

Une centrale thermique est une centrale électrique qui produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur selon le principe des machines thermiques.

On utilise l'énergie fournie par la combustion d'un combustible (qui dépend du type de la centrale) qui constitue la source de chaleur.

**Le principe de fonctionnement d'une centrale thermique :** La chaleur produite dans la chaudière par la combustion du charbon, gaz ou autre, vaporise de l'eau. Cette vapeur d'eau est alors transportée sous haute pression et sous haute température vers une turbine. Sous la pression, les pales de la turbine se mettent à tourner. L'énergie thermique est donc transformée en énergie mécanique. Celle-ci sera, par la suite, transformée à son tour en énergie électrique via un alternateur. A la sortie de la turbine, la vapeur est retransformée en eau (condensation) au contact de parois froides pour être renvoyée dans la chaudière où le cycle recommence.



**Figure 1-2** : Schéma détaillant le principe de fonctionnement d'une centrale thermique [5]

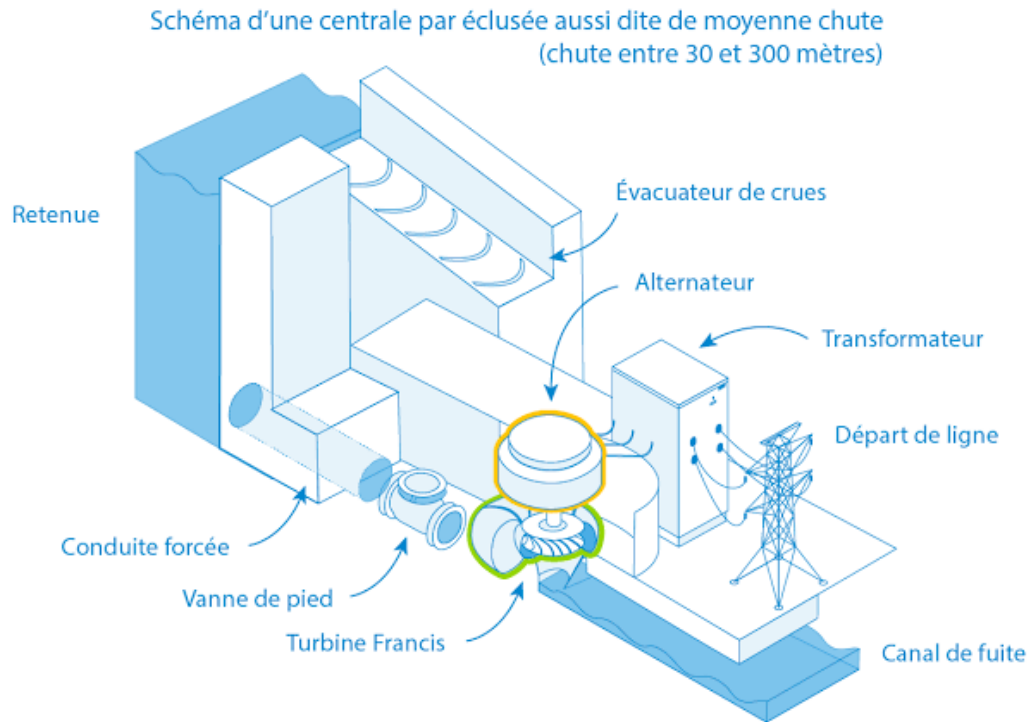
### 1.1.1.2 Les centrales hydroélectriques

La centrale hydroélectrique est une installation qui produit de l'électricité en se servant de la force de l'eau (l'énergie hydraulique) [7].

**Les différents types des centrales hydroélectriques** : suivant la hauteur de chute d'eau on distingue 3 types :

- Les centrales de haute chute ayant une hauteur supérieure à 300 m ; elles utilisent des turbines **Pelton**.
- Les centrales de moyenne chute ayant une hauteur comprise entre 30m et 300 m ; elles utilisent des turbines **Francis**.
- Les centrales de basse chute ou centrales fil d'eau ayant une hauteur inférieure à 30 m ; elles utilisent des turbines **Kaplan**.





**Figure 1-3 :** centrale hydroélectrique de moyenne chute [8]

### 1.1.2 Le transport et la répartition

Le rôle du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales situées à différents endroits du territoire jusqu'au réseau de distribution qui en dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles-mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert inter-régional de l'énergie, dans les situations d'urgence. Les niveaux de tension utilisés pour le transport diffèrent d'un pays à un autre, mais une tendance à une normalisation existe. Font partie du réseau de transport toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 60 kV. Les lignes de transport aboutissent toutes à des sources dites de répartition. Ces dernières permettent d'assurer la commutation des lignes d'une part, et d'abaisser la tension à des niveaux permettant la répartition de l'énergie électrique d'autre part. Il est à noter que de très grands centres de consommation industriels sont directement alimentés à partir du réseau de transport [7].

### **1.1.2.1 Le réseau de transport Haute Tension niveau B (HTB)**

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation. Ces lignes parcourent plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres et il est possible de les considérer comme les artères principales des réseaux.

La finalité de réseau de transport est triple :

- Une fonction de « transport » dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation.
- Une fonction « d'interconnexion nationale » qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande.
- Une fonction « d'interconnexion internationale » pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

### **1.1.3 La distribution**

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

#### **1.1.3.1 Le réseau de distribution Haute Tension niveau A (HTA)**

Les lignes HTA (ou MT) servent à mailler plus finement les gros apports en puissance aux niveaux des diverses régions des territoires. Elles ont des postes de répartition et d'interconnexion d'où partent une multitude de tronçons de plus faible tension et plus faible puissance, en cela elles constituent les artères secondaires des réseaux. Les réseaux HTA (ou MT) aériens sont majoritaires en zone rurale et semi rurale, sont à structure arborescente.

Des automates de réseaux sont installés afin de scinder ou d'isoler des tronçons de réseaux en défauts et d'assurer le bouclage éventuel avec les réseaux limitrophes. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. La valeur normalisée pour la tension des réseaux HTA est 30 kV. Tous ces

réseaux sont alimentés à partir du transport par des postes sources HTB/HTA (HT/MT), généralement, 60kV

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation.

Ces points de consommation sont :

- Soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique HTA/BT.
- Soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation, tels que les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries...etc.

### **1.1.3.2 Le réseau de distribution Basse Tension (BT)**

Les lignes BT enfin représentent le maillage le plus fin permettant au consommateur d'être à proximité d'une source d'énergie électrique. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

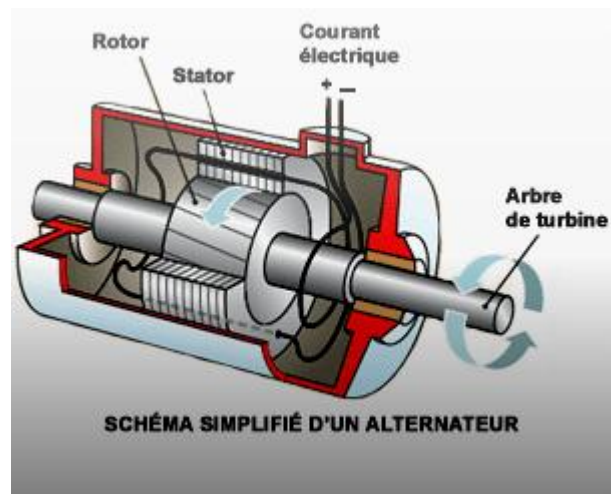
## **1.3. Les éléments d'un réseau électrique**

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

### **1.3.1. Les générateurs**

De nos jours, les machines synchrones sont les machines électriques les plus importantes pour la production de l'énergie électrique à grande échelle, et constituent ainsi le noyau de certaines centrales de production d'énergie électrique en courant alternatif. Ce sont des convertisseurs électromécaniques, et comme toutes machines électriques tournantes, elles sont réversibles : elles peuvent fonctionner soit en génératrices soit en moteurs. Lorsqu'elles fonctionnent en génératrices, elles fournissent une ou des tension(s) alternative(s) et prennent alors le nom d'alternateurs ; elles

convertissent l'énergie mécanique fournie par un moteur ou une turbine, en énergie électrique monophasée ou triphasée. Pour les machines à grandes vitesses périphériques (turboalternateurs des centrales thermiques), le rotor est formé d'une seule pièce d'acier forgé appelé rotor à pôles lisses. Le bobinage à courant continu est logé dans des encoches fraisées sur 2/3 de la surface du rotor. Ce mode de construction qui assure une grande robustesse mécanique, est systématiquement adopté pour les machines de forte puissance dont la vitesse de rotation est élevée (1500tr/ min ou 3000tr/min). La largeur de l'entrefer est constante. Par la répartition des encoches et leur remplissage, on essaye d'approcher une onde d'induction sinusoïdale dans l'entrefer. Pour les machines à faible vitesse périphérique (alternateurs des centrales hydroélectriques), le rotor porte  $2p$  pièces polaires vissées sur lui (rotor à pôles saillants). Autour des noyaux de ces pièces polaires sont réalisées les bobines de l'enroulement inducteur à courant continu. Ces bobines, associées convenablement en série, permettent d'obtenir des pôles nord et sud intercalés. Ce mode de construction, plus simple que le précédent, n'autorise pas de grandes vitesses périphériques. En revanche, il permet d'installer un grand nombre de pôles sur le rotor et facilite ainsi la construction de machines synchrones tournant à faible vitesse. La largeur de l'entrefer n'est pas constante. L'alternateur débitant sur un réseau dynamique, la tension à ses bornes n'est pas toujours constante et l'étude de sa stabilité n'est possible que si l'on connaît son schéma équivalent [7]. La figure qui met en évidence un schéma simplifié d'un alternateur.



**Figure 1-4** : schéma simplifié d'un alternateur [8]

### 1.3.2. Les transformateurs

Le second composant essentiel des réseaux électriques est le transformateur. Il permet le transfert de puissance avec un rendement élevé d'un niveau de tension vers un autre. La puissance transmise au secondaire est à peu près celle du primaire et en conséquence le produit tension-courant au secondaire est approximativement égal à celui du primaire. Ainsi, dans un transformateur élévateur, toute élévation de tension au secondaire, s'accompagne d'une diminution dans le même rapport, du courant au secondaire, ce qui entraîne la diminution des pertes dans les lignes et rend possible l'acheminement de l'énergie électrique sur de longues distances. Des contraintes d'isolation, ainsi que d'autres liées à des problèmes techniques de conception ne permettent pas pour l'heure de générer au niveau des alternateurs, des tensions supérieures à 30 kV. Ainsi, un transformateur élévateur est nécessaire pour pouvoir transporter l'énergie électrique. Aux extrémités réceptrices des lignes, un transformateur abaisseur est utilisé pour ramener la tension à un niveau acceptable pour la distribution et l'utilisation. Pour tenir compte de la charge et de l'impédance interne du transformateur dans le calcul de l'écoulement de puissance du réseau amont, le modèle monophasé équivalent du transformateur doit être établi [7]. La figure qui suit met en évidence le schéma basique d'un transformateur de tension électrique.

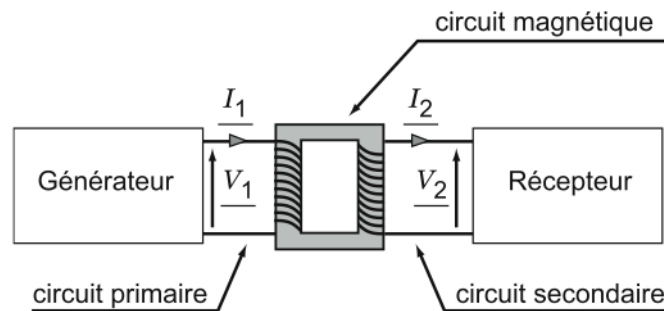


Figure 1-5 : schéma basique d'un transformateur [8]

### 1.3.3. Les lignes de transmission

Les lignes ou canalisations électriques sont les éléments essentiels pour le transport de l'énergie, de la production jusqu'à la consommation. La distribution de l'énergie électrique nécessite des

canalisations électriques de plus en plus importantes qui doivent emprunter toutes sortes de chemins, à l'intérieur ou à l'extérieur des locaux, à l'air libre ou dans le sol, parfois même immergés. Une canalisation électrique regroupe les conducteurs électriques isolés et ses matériels de fixation et de protection mécanique, les conduits électriques. On distingue deux types de canalisations à savoir [9]:

- La canalisation aérienne
- La canalisation souterraine

#### **a. La canalisation aérienne**

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.

#### **b. La canalisation souterraine**

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 mon 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 sectorale. Le revêtement extérieur des câbles est constitué d'une isolation appelée gaine d'étanchéité, qui peut être métallique ou synthétique, et qui assure la protection de l'enveloppe contre l'humidité et les agents corrosifs.

Dans les câbles multiconducteurs, entre l'enveloppe isolante et la gaine d'étanchéité, il y a éventuellement une gaine de bourrage qui sert à remplir les interstices entre les conducteurs et à donner à l'ensemble une forme généralement arrondie. Le revêtement extérieur éventuel qui sert de blindage mécanique ou chimique, est généralement formé d'une gaine en produit synthétique.

Nous pouvons aussi voir **les isolateurs** qui constituent une partie importante de la distribution ; Le diélectrique principal utilisé sur des lignes aériennes à haute tension est **l'air**.

L'air entourant les conducteurs, est un bon isolant, à condition que le potentiel électrique soit tenu au-dessous du seuil d'ionisation. Il est, cependant, nécessaire d'attacher les conducteurs à certains points sur les bras mutuels des pylônes. Le problème de la suspension efficace des conducteurs des lignes de transmission de tension existe depuis longtemps. La tâche est en particulier complexe, et cela est dû à la combinaison de multiples contraintes : *mécanique, électrique et environnemental*.

Les isolateurs à haute tension se sont développés rapidement, commençant par des isolateurs en porcelaine. Aujourd'hui, des isolants modernes en polymères sont employés, ainsi que divers matériels. Les isolateurs représentent des éléments essentiels au bon fonctionnement des réseaux dans la mesure où leur fonction duale est de relier les conducteurs sous tension aux supports et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux parties constitutives de la ligne. Ils accompagnent les lignes aériennes de transport d'énergie électrique, et traversent en général des régions très

différentes de par leur relief (topographie du terrain, altitude, etc.), leur climat (température, pression, vent, etc.), leur environnement (zones industrielles, régions côtières, etc.). En plus de l'accumulation de glace, certaines lignes de transport et de distribution peuvent être sujettes à un environnement où les isolateurs peuvent être contaminés par une pollution d'origine naturelle ou industrielle ou encore par une pollution de source variée durant les périodes hivernales.

### 1.3.4. Les appareils de protection

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 [7].

*Tableau 1-1 : Appareils de coupure selon le niveau de tension et le pouvoir de coupure [7]*

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

L'appareillage électrique est principalement constitué de :

- **Les Sectionneurs** sont des appareils destinés à interrompre la continuité d'un conducteur ou à l'isoler d'autres conducteurs seulement lorsque le courant qui le parcourt est très faible ou nul. Ils servent principalement à isoler les éléments du circuit entre eux pour permettre



d'y effectuer des interventions manuelles (dépannage, entretien, ...). Leur pouvoir de coupure est pratiquement nul, si bien qu'ils ne doivent jamais être manœuvrés sous charge, ni pour enclencher, ni pour déclencher (risque de soudage des contacts, de fusion ou d'explosion). Ils sont dépourvus des dispositifs d'élimination de l'arc électrique. A cet effet, on prévoit des verrouillages empêchant la manœuvre lorsqu'un courant passe.

- **L'interrupteur** est un appareil capable d'établir, de supporter et de couper des courants de service ou de changer les connexions d'un circuit. Commandé à la main ou par un relais, l'interrupteur a un pouvoir de coupure correspondant au courant nominal assigné (et à la puissance nominale assignée) de la machine ou de l'appareil qu'il relie au réseau.
- **Le disjoncteur** est un appareil capable d'établir, de supporter et de couper des courants de service ou d'établir et de couper automatiquement, dans des conditions prédéterminées, des courants anormalement élevés (surcharge et court-circuit). Tous les types de relais de système de protection peuvent lui être associés afin d'assurer dans les meilleures conditions l'élimination des défauts survenant dans les circuits qu'ils contrôlent ainsi que la remise en service automatique de ces circuits, lorsque les défauts présentent un caractère fugitif ou ont été éliminés par un autre appareil. Le disjoncteur constitue l'appareil de protection par excellence doué d'une totale capacité d'intervention. Il est généralement prévu pour fonctionner peu fréquemment.
- **Le coupe-circuit à fusible** est un appareil dont la fonction est de couper, par la fusion d'un de ses éléments appelés conducteur fusible, le circuit dans lequel il est inséré, lorsque le courant qui parcourt l'élément dépasse une certaine limite qui dépend de la durée. Le conducteur fusible est généralement en Plomb ou en Argent placé dans du sable fin. Lors de très forts courants de court-circuit, le fusible se volatilise avant même que le courant ait pu atteindre sa valeur maximum. C'est pour cela que l'on dit un peu abusivement, que le fusible a un pouvoir de coupure infinie. Il ne peut fonctionner qu'une fois.

## 1.4. Les postes électriques

Les postes sont les ouvrages de connexion et d'interconnexion entre les lignes électriques soit à la même tension, soit à des tensions différentes. Ils constituent ainsi des points d'attache des réseaux électriques encore appelés "nœuds" des réseaux.

A la même tension, ils sont des postes de répartition ou d'interconnexion. Ils peuvent comporter des autotransformateurs pour ajuster les tensions, et même des dispositifs de conversion de fréquence lorsqu'il s'agit d'interconnexions entre des Etats aux normes différentes.

A des tensions différentes, ils ont des postes élévateurs ou abaisseurs et dans ce cas, ils sont des postes de transformation [2].

L'on distingue ainsi :

- Les postes élévateurs dans les centrales de production ;
- Les postes de transport à haute tension en réseaux ;
- Les postes abaisseurs proches des points de consommation.

De la Très haute Tension (THT), les postes abaissent jusqu'à la Basse Tension (BT), en passant par la Haute tension (HT) et la Moyenne Tension (MT). Ils sont notés THT/HT, ou HT/MT, ou MT/BT pour deux tensions différentes. Ils peuvent comporter plus de deux tensions.

Les postes abaisseurs peuvent être des postes publics ou des postes privés et dans ce dernier cas, ils sont aussi appelés postes de livraison.

A la différence des lignes et des câbles, les postes sont établis sur des périmètres réduits ; ce qui leur évite des études étendues sur des dizaines et des centaines de kilomètres de sol. L'établissement des postes rencontre par contre d'autres défis mécaniques et électriques que doivent surmonter les professionnels.

## 1.4.1. Architectures des postes électriques

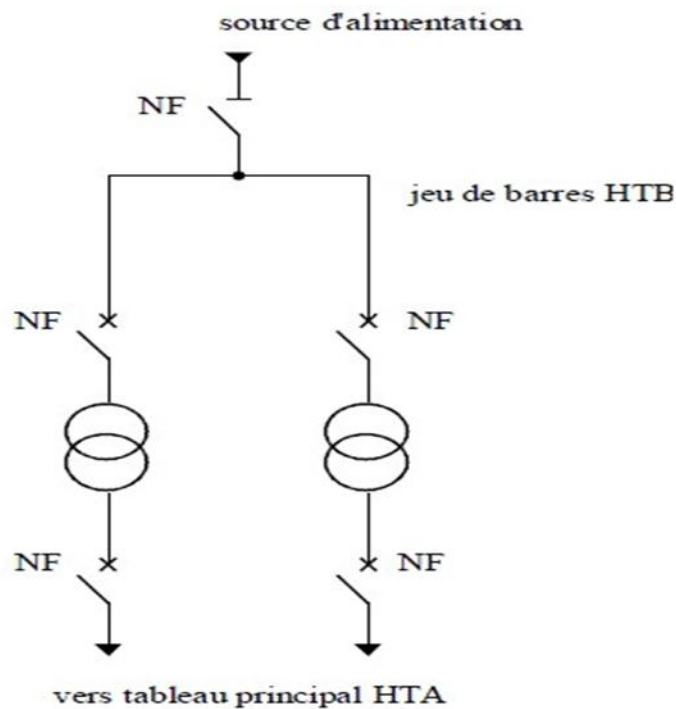
### 1.4.1.1. Les postes de livraison HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB.
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA.

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont :

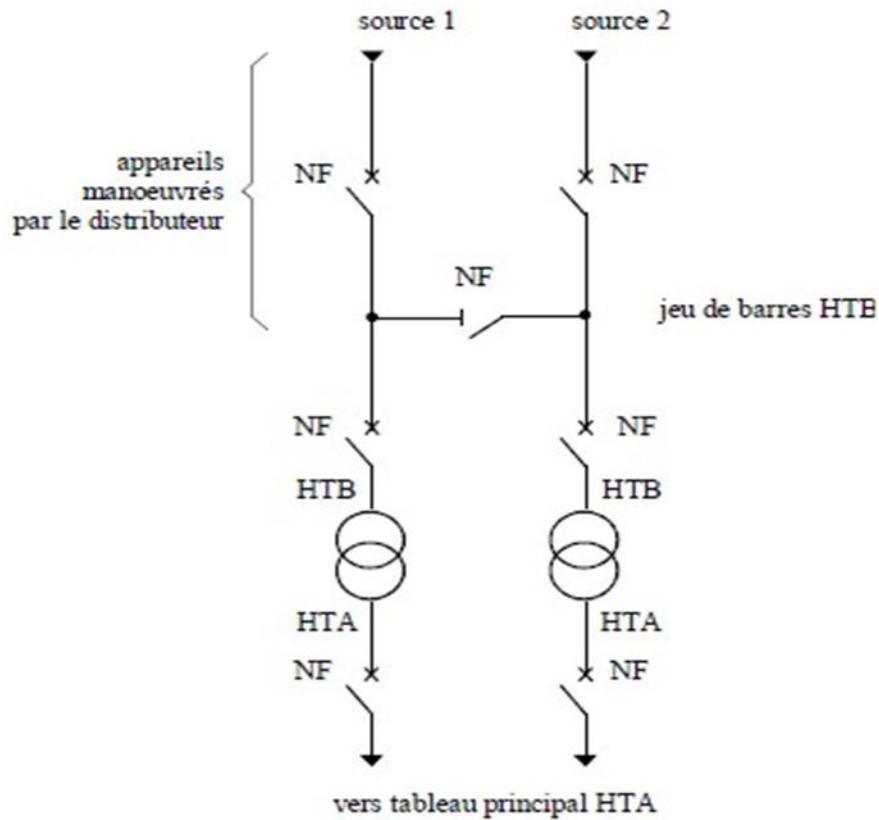
- **Simple antenne** [2]



**Figure 1-6 : Architecture simple antenne**

Une seule arrivée d'énergie (**avantage** : Coût minimal et **inconvénient** : faible disponibilité), les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

- **Double antenne** [2]

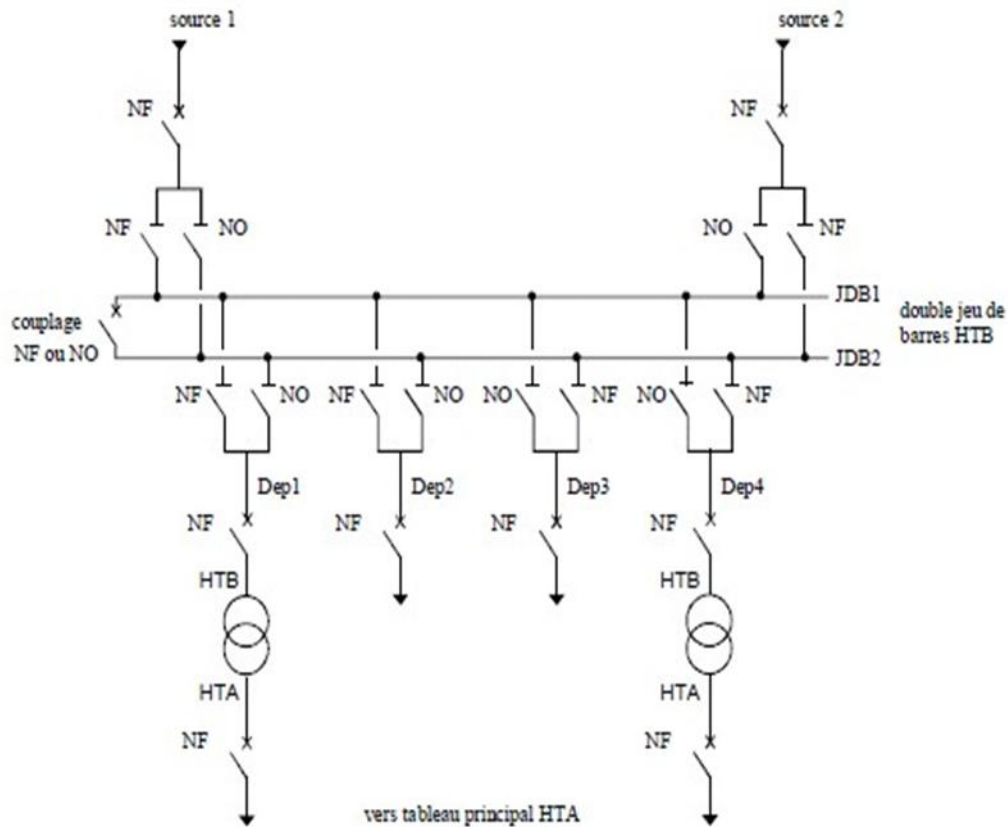


**Figure 1-7 : Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB.**

En mode d'exploitation, si le système est :

- **Normal** : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- **Perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

- **Double antenne - double jeu de barres**



**Figure 1-8 : Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison [2]**  
**HTB**

En mode d'exploitation, si le système est :

**Normal** : La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep 2. La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4. Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

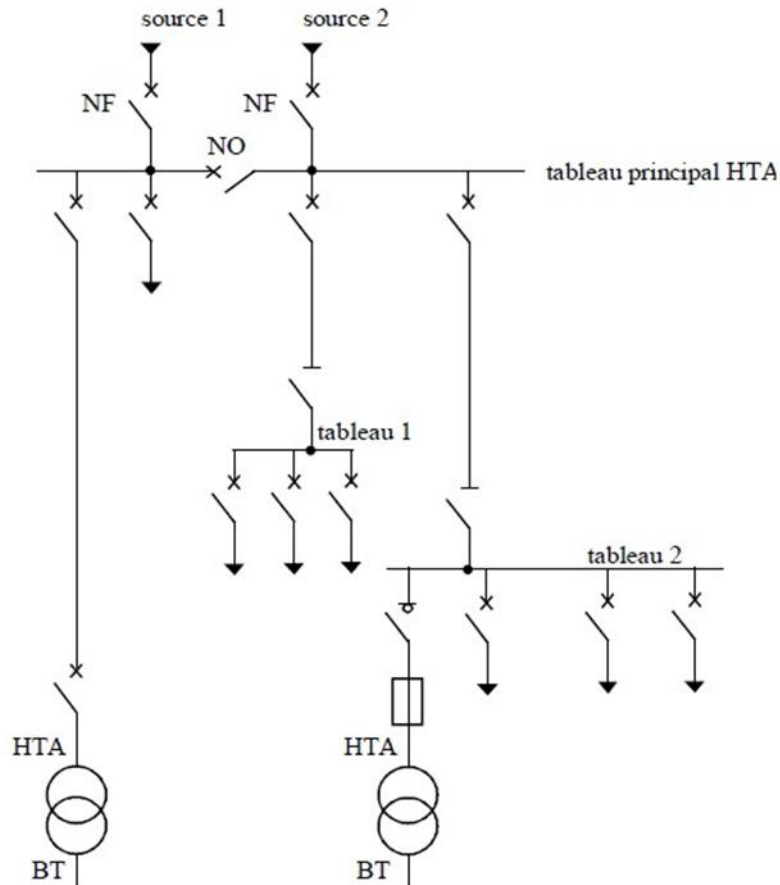
**Perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation. En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

### 1.4.1.2. Structure des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures des réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

- **Radial en simple antenne** [2]



**Figure 1-9 : Réseau HTA radial en simple antenne**

- Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage
- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

- Radial en double antenne sans couplage

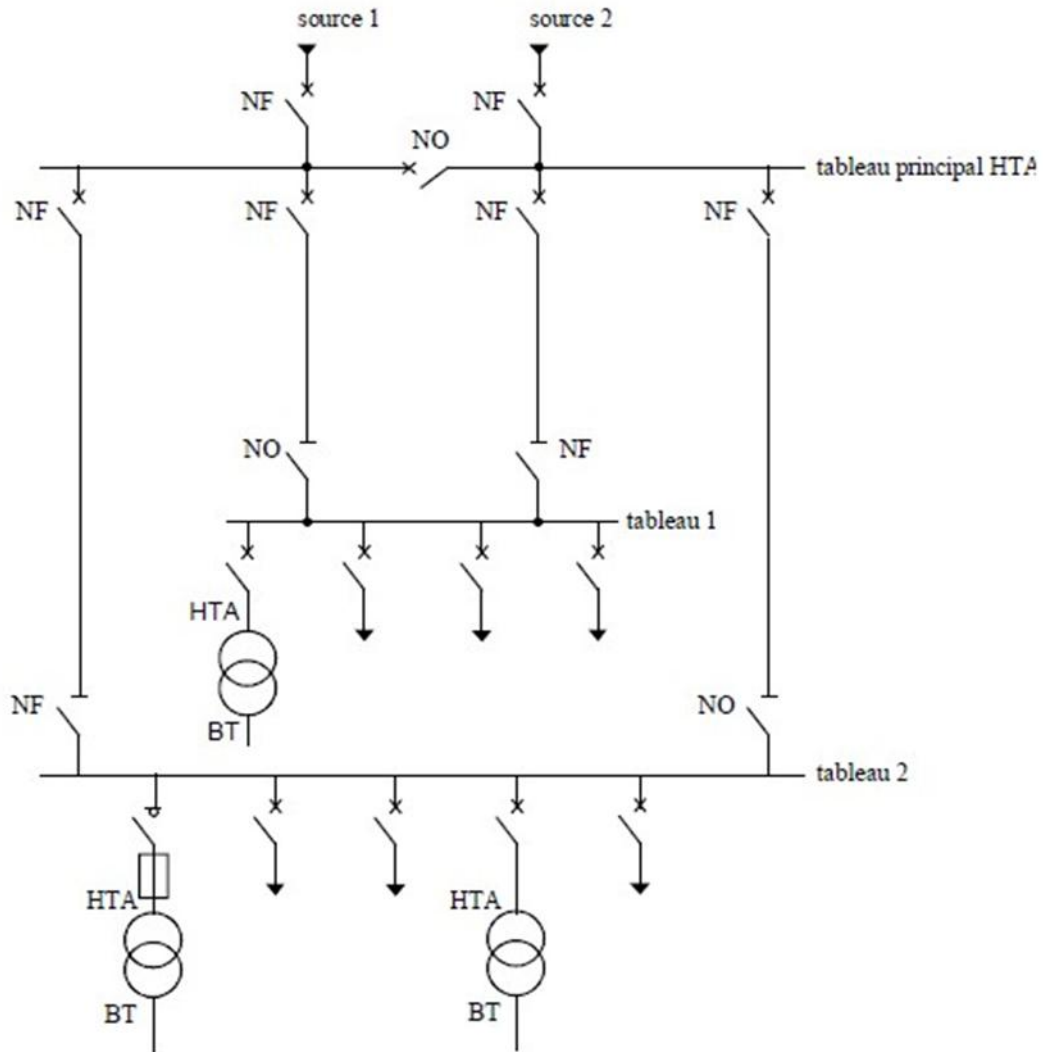
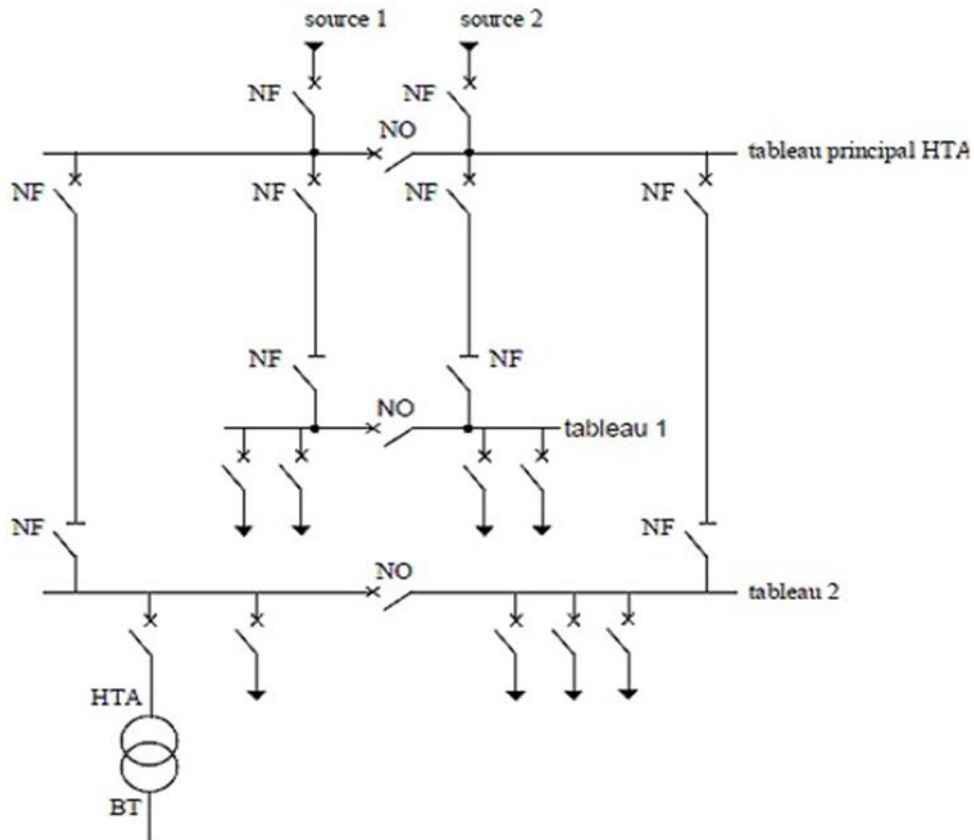


Figure 1-10 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage [2]

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre.
- La disponibilité est bonne.
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

- Radial en double antenne avec couplage



**Figure 1-11 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage [2]**

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.
- chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des Sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.



## - En Boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

### ➤ En boucle ouverte

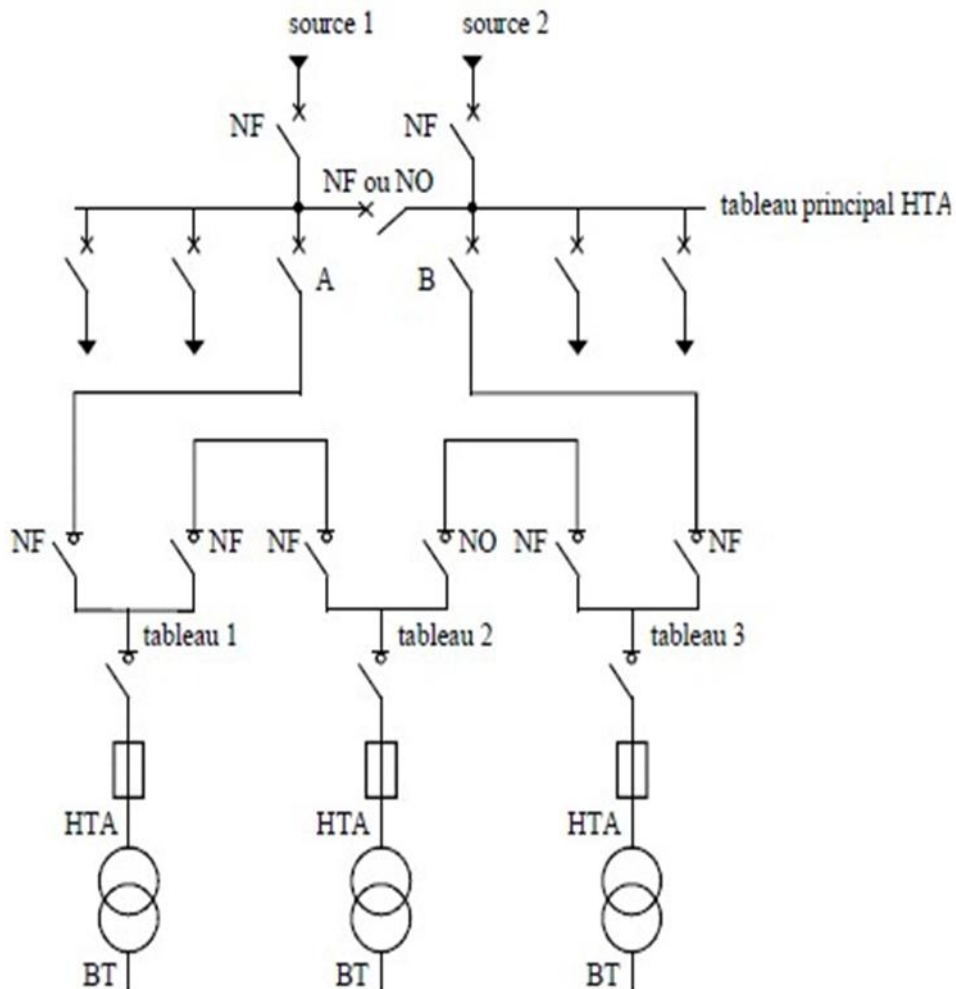
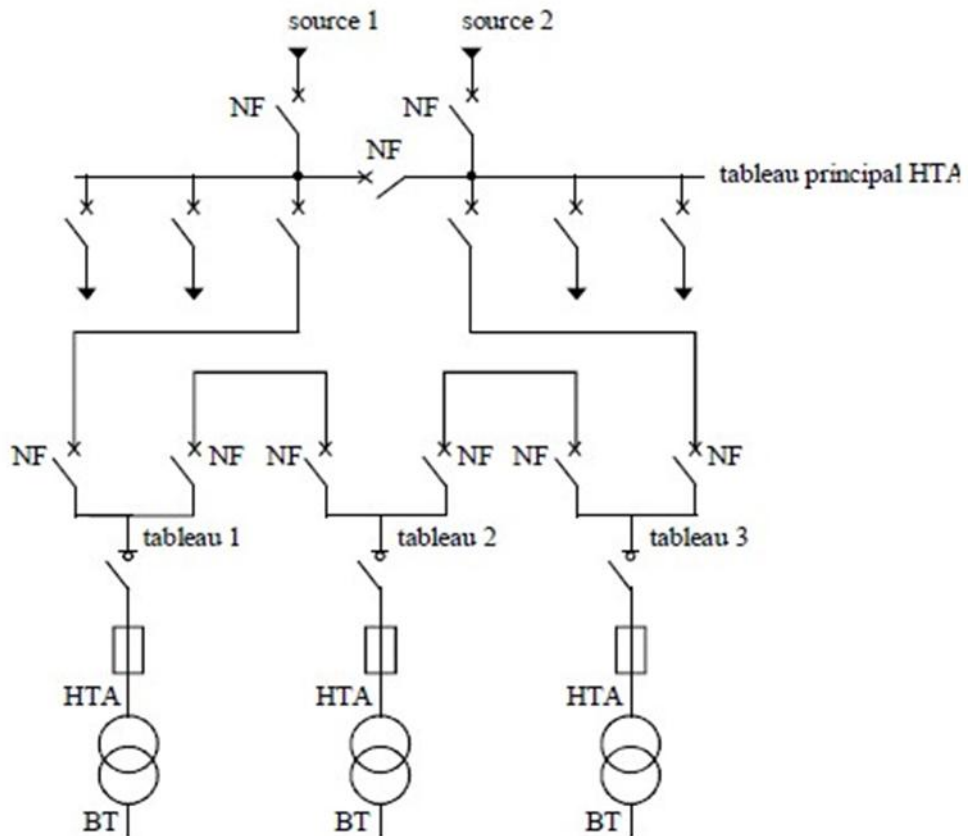


Figure 1-12 : Réseau HTA en boucle ouverte [2]

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est **ouverte** (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.

- Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle.
- Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

- **Boucle fermée**

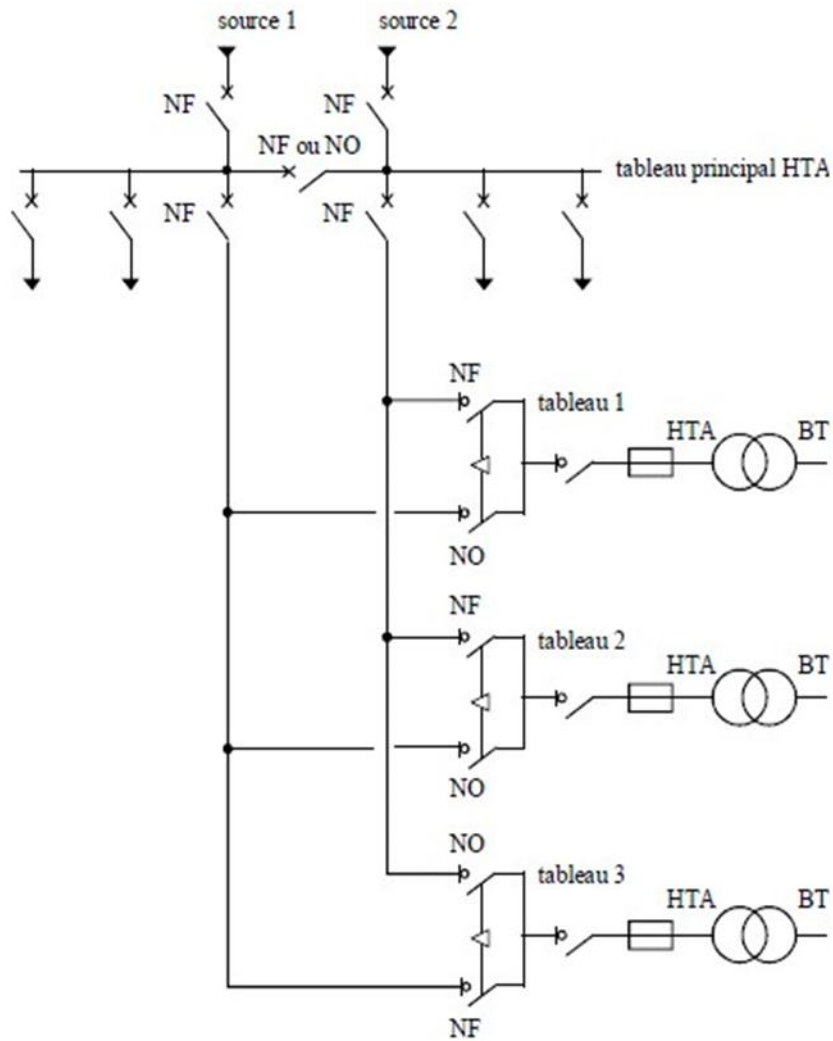


**Figure 1-13 : Réseau HTA en boucle fermée. [2]**

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection évite les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

### ❖ En double dérivation

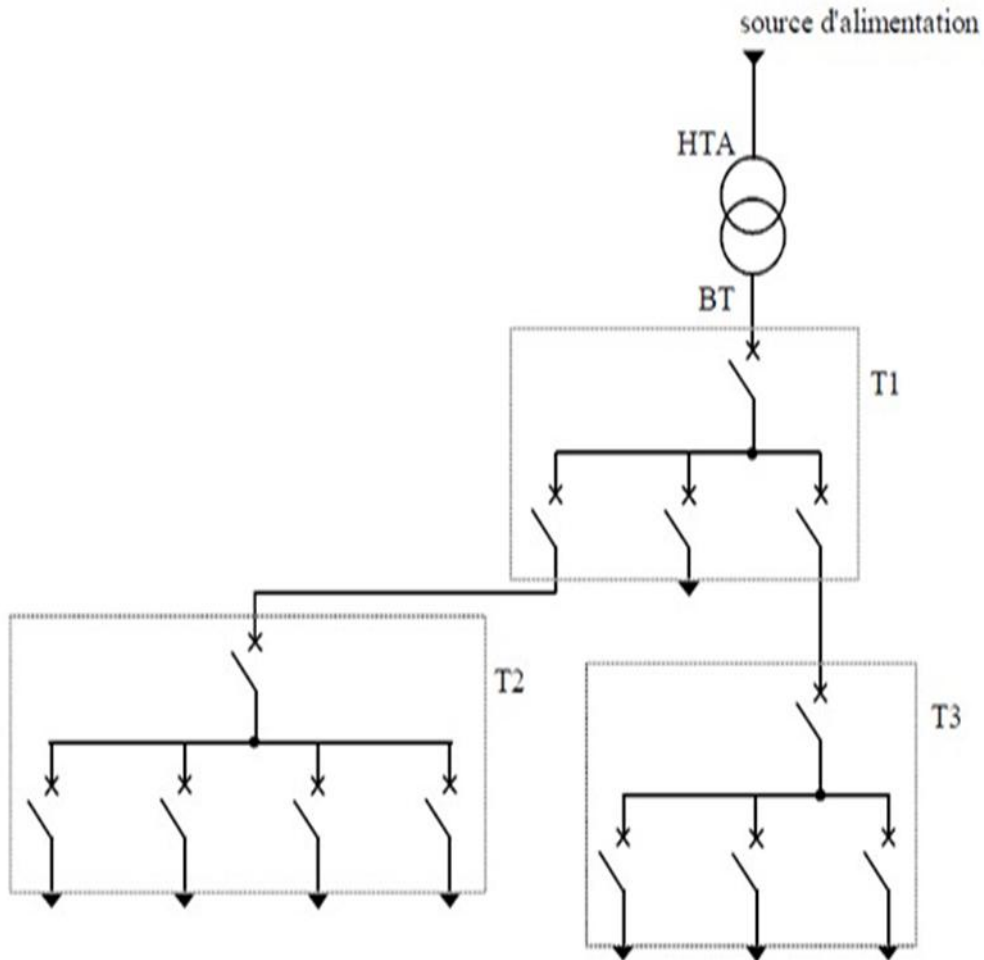


**Figure 1-14 : Réseau HTA en double dérivation. [2]**

- Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.
- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées.

### 1.4.1.3. Les postes BT

#### ❖ Poste BT alimenté avec une seule source

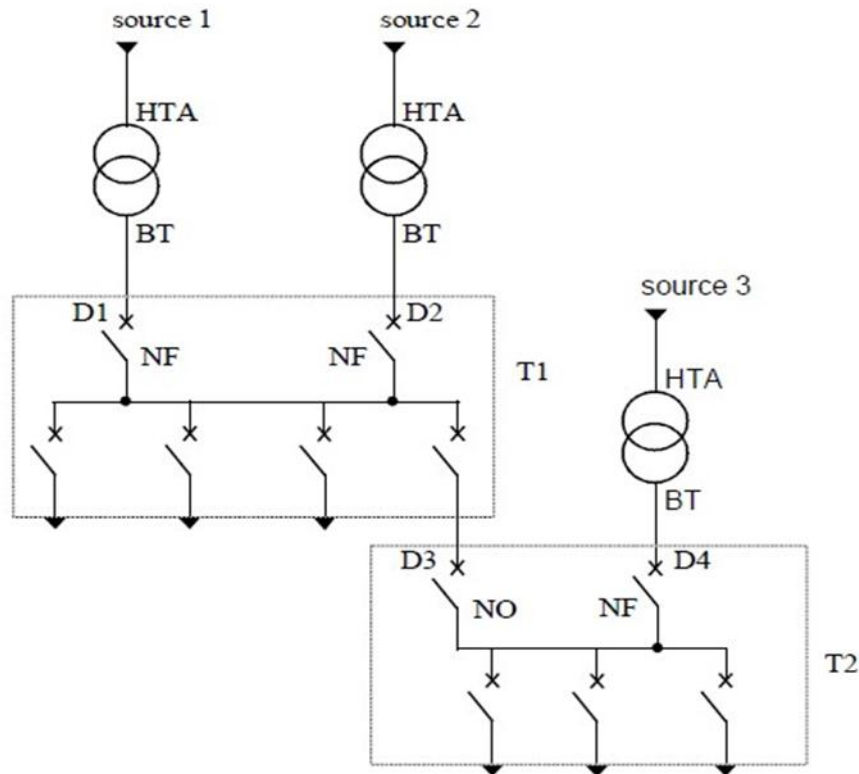


**Figure 1-15 : Poste BT alimenté avec une seule source [2]**

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.

En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

❖ **Poste BT alimenté par un double source, sans couplage**



**Figure 1-16 : Poste BT alimenté par un double source, sans couplage.** [2]

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T1 :**

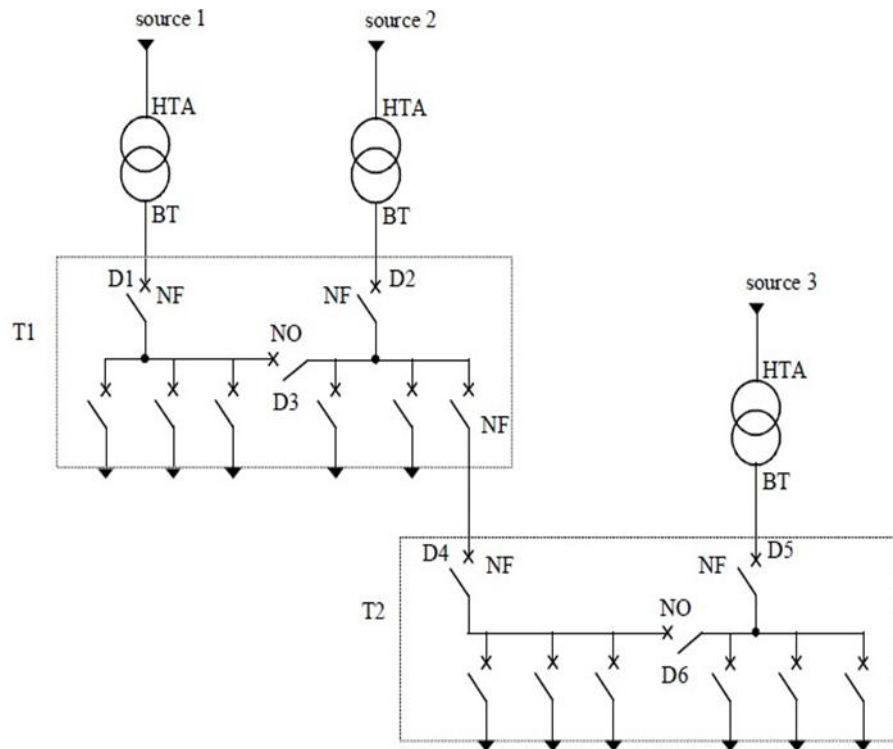
- Les deux sources alimentent T1 en parallèle.
- En fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T2 :**

- Une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
- En fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

❖ **Poste BT alimenté par une double source, avec couplage**



**Figure 1-17 : Poste BT alimenté par un double source, avec couplage. [2]**

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T1 :**

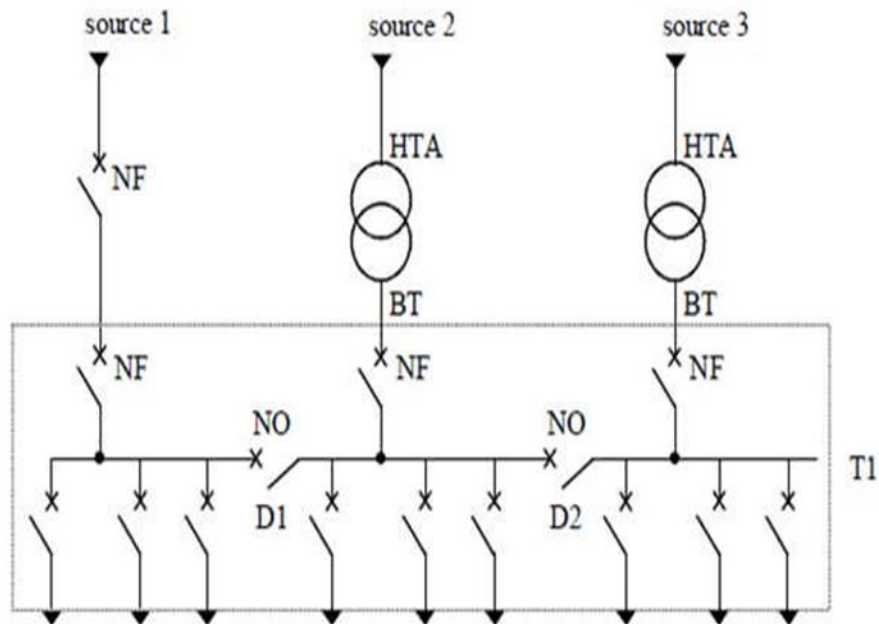
En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D3 est ouvert. Chaque transformateur alimente une partie de T1. En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage D3 est fermé et un seul transformateur alimente la totalité de T1.

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T2 :**

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D6 est ouvert. Chaque source alimente une partie de T2. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage D6 est fermé et l'autre source alimente la totalité de T2.

❖ Poste BT alimenté en triple sources avec couplage



**Figure 1-18 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage [2].**

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

En fonctionnement normal, les 2 disjoncteurs de couplage sont ouverts, le tableau T1 est alimenté par les 3 sources d'alimentation.

En cas de défaillance d'une source, le disjoncteur de couplage de la source associée est fermé, le disjoncteur arrivé de la source défaillante est ouvert.

## 1.5. Introduction à l'automatisation des systèmes électriques

Les services publics d'électricité se sont efforcés de gérer leurs activités comme des entreprises efficaces fournissant de l'énergie à un niveau de qualité acceptable. L'émergence de la déréglementation a radicalement changé l'environnement des affaires. Ce changement radical des objectifs commerciaux, qui occupent maintenant les compagnies d'électricité, dans de nombreux pays, à la suite de la déréglementation, du libre accès et de la privatisation, entraîne un examen important de la conception et des pratiques d'exploitation des réseaux. En particulier, les propriétaires des réseaux de distribution sont tenus, que ce soit directement par l'intermédiaire du régulateur ou indirectement par le biais de nouvelles structures tarifaires ou de la sensibilisation des consommateurs, d'améliorer les zones du réseau dont la fiabilité n'est pas conforme aux normes. Les propriétaires sont également tenus de maximiser l'utilisation et la durée de vie de leurs actifs grâce à une surveillance et à une analyse améliorée. La qualité de l'énergie est également un problème important dont ils sont responsables. Le contrôle et l'automatisation du réseau joueront un rôle clé pour permettre aux propriétaires de réseau de s'adapter à la situation changeante et aux opportunités d'atteindre leurs objectifs commerciaux tout en assurant un rendement adéquat pour les actionnaires. L'objectif de ce travail est de rassembler tous les composants et systèmes qui ont été utilisés dans l'automatisation des réseaux de distribution, de définir de nombreuses expressions utilisées dans l'industrie pour l'automatisation et d'introduire de nouvelles idées et solutions actuellement proposées pour faciliter la mise en œuvre du contrôle et de l'automatisation.

L'automatisation des systèmes électriques implique l'utilisation des technologies pour surveiller, contrôler et superviser les systèmes d'énergie électrique. Ceci pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité en réduisant le besoin d'intervention manuelle [4].

### ❖ Le contrôle

Le contrôle des réseaux électriques implique la gestion active des composants du réseau pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation, ainsi que pour gérer les flux d'énergie.

Cela comprend :

- Régulation de la tension et de la fréquence
- Gestion de la production (dispatching)
- Contrôle des flux de puissance



- Gestion des interconnexions
- Contrôle des équipements (disjoncteurs, transformateurs, etc.)

❖ **Surveillance :**

La surveillance consiste à collecter en temps réel des données sur l'état du réseau. Cela inclut :

- Mesures de tension, courant, fréquence, puissance active et réactive
- Surveillance de l'état des équipements
- Détection des perturbations et des défauts
- Surveillance des conditions météorologiques
- Suivi de la qualité de l'énergie

❖ **Supervision :**

La supervision implique l'analyse des données collectées, la prise de décision et la coordination des actions.

Elle comprend :

- Analyse en temps réel de l'état du réseau
- Prévion de la demande et de la production
- Détection et gestion des anomalies
- Coordination des opérations de maintenance
- Optimisation de la performance du réseau

La gestion efficace et sécurisée des réseaux électriques modernes repose sur des technologies avancées de surveillance, de contrôle et d'optimisation. Parmi ces technologies, les systèmes **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)** et **EMS (Energy Management System)** jouent un rôle prépondérant. Cette section vise à présenter ces systèmes, leur intégration et leur importance dans le contexte des infrastructures électriques contemporaines.

❖ **Système SCADA :** le socle de la surveillance et du contrôle

Le système SCADA constitue la pierre angulaire de la surveillance et du contrôle des réseaux électriques. Il assure la collecte, le traitement et la présentation en temps réel des données provenant de multiples points du réseau. Ses principales fonctionnalités englobent :

- L'acquisition de données en temps réel
- Le contrôle à distance des équipements
- La gestion des alarmes et des événements

- L'archivage des données historiques
- La fourniture d'une interface homme-machine (IHM) pour la visualisation du réseau.

Le SCADA permet ainsi aux opérateurs de maintenir une vigilance constante sur l'état du réseau, de détecter promptement les anomalies et d'effectuer des actions de contrôle à distance, garantissant ainsi la stabilité et la fiabilité du système électrique [3].

#### ❖ **Système EMS** : l'intelligence analytique et décisionnelle

L'EMS représente un niveau supérieur d'analyse et d'optimisation, s'appuyant sur les données fournies par le SCADA pour effectuer des analyses complexes et optimiser le fonctionnement du réseau électrique. Ses fonctionnalités clés comprennent :

- L'estimation d'état du réseau
- L'analyse de sécurité et de contingence
- La répartition économique de la production (Economic Dispatch)
- Le contrôle automatique de la production (AGC - Automatic Generation Control)
- La gestion des réserves
- La prévision de charge et de production
- L'optimisation des flux de puissance.

L'EMS fournit ainsi aux opérateurs les outils nécessaires pour prendre des décisions stratégiques, maintenir l'équilibre du réseau, optimiser les coûts de production et assurer la sécurité globale du système électrique.

#### ❖ **Synergie SCADA-EMS** : une intégration cruciale dans l'architecture des réseaux électriques modernes, SCADA et EMS fonctionnent en symbiose, formant un système intégré de gestion :

- Le SCADA alimente l'EMS en données en temps réel, essentielles à ses analyses.
- L'EMS exploite ces données pour réaliser des calculs avancés et générer des recommandations opérationnelles.
- Les résultats analytiques de l'EMS sont visualisables via l'interface SCADA.
- Les actions de contrôle, initiées par l'EMS, sont exécutées par le biais du SCADA.

Cette intégration permet une gestion holistique du réseau, alliant surveillance en temps réel, analyse approfondie et contrôle précis.

Dans le cadre de cette étude, nous mettons en évidence l'amélioration de plusieurs paramètres, reflétant ainsi l'optimisation visée. Parallèlement, nous proposons une vue d'ensemble du système SCADA et examinons son intégration au sein d'une infrastructure existante.

## **1.6. Conclusion partielle**

A Travers les différents points traités, ce chapitre a présenté les réseaux électriques du point de vue globale. Nous avons commencé par la description du sujet, la définition des réseaux électriques, ainsi que les types de ces réseaux qui sont constitué de différents niveaux de tension. Nous avons examiné la structure et le rôle crucial de ces réseaux dans la distribution d'électricité, tout en mettant en lumière les défis majeurs auxquels ils doivent faire face, tels que la gestion de l'énergie, la fiabilité et la durabilité.

Nous avons ensuite présenté les différents postes électriques en détaillant leurs architectures. Ces postes jouent un rôle essentiel dans la connexion, la distribution et la transformation de l'énergie électrique, passant de la haute tension à la basse tension. Enfin, nous avons abordé le fonctionnement des réseaux électriques, qui sont gérés et exploités grâce au système de téléconduite.

La description du SCADA fait ainsi partie du chapitre suivant.

# Chapitre 2

## Etat de l'art sur les systèmes de supervision et de surveillance des réseaux de distribution

### 2.1 Introduction

Ce chapitre met en lumière les technologies d'optimisation utilisées pour ajuster divers critères de fonctionnement des réseaux électriques. Dans le cadre de cette étude, nous nous concentrons sur la technologie de surveillance et d'acquisition des données, SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), qui permet une surveillance en temps réel. Nous soulignons l'importance de la supervision et de la surveillance pour améliorer la fourniture d'énergie, en mettant l'accent sur l'acquisition de données et la prédiction des états du système, la continuité de la fourniture d'énergie étant notre objectif principal.

Un système électrique se compose généralement de la production, de la transmission, de la distribution et des charges. La principale tâche du secteur de la distribution est de satisfaire les demandes en électricité de chaque consommateur, qu'il s'agisse de grands ou de petits clients, qu'ils soient résidentiels, commerciaux ou industriels. Les entreprises de distribution électrique font face à de nombreux problèmes dans l'exploitation de leurs réseaux de moyenne tension, le plus important étant la réduction des pertes techniques et l'amélioration du profil de tension. Le système de distribution d'électricité représente environ 5 à 13 % des pertes totales de génération d'électricité, tandis que le nombre d'interruptions de service est le plus élevé, représentant environ 80 % des interruptions totales [10].

Les systèmes SCADA jouent un rôle crucial dans la gestion efficace des infrastructures critiques, notamment les réseaux de distribution d'énergie, d'eau et de communication. À travers une revue approfondie de la littérature, nous analyserons les technologies actuelles, les architectures et les meilleures pratiques en matière de mise en œuvre et de la maintenance de ces systèmes. Nous aborderons également les défis auxquels ils sont confrontés, notamment en ce qui concerne la sécurité et l'intégration des énergies renouvelables.

## 2.2 Système de Gestion de la distribution

Les systèmes de gestion de distribution (DMS) représentent des solutions informatiques avancées conçues pour l'optimisation, la supervision et la gestion des réseaux de distribution d'énergie électrique. Ces systèmes jouent un rôle clé dans l'amélioration de la fiabilité, de l'efficacité et de la résilience des infrastructures électriques, tout en contribuant à la réduction des pertes d'énergie et des interruptions de service. En intégrant diverses technologies telles que des logiciels spécialisés, des équipements de surveillance en temps réel, des algorithmes d'optimisation et des mécanismes de gestion des pannes (FDIR - Fault Detection, Isolation, and Restoration), les DMS permettent une gestion proactive et réactive des réseaux de distribution d'électricité.

## 2.3 Objectifs et Fonctionnalités des DMS

Les systèmes DMS ont pour principaux objectifs d'assurer une gestion efficace en temps réel des réseaux électriques de distribution, d'optimiser les flux d'énergie, et de réduire les coûts opérationnels. Ils sont également conçus pour permettre une prise de décision éclairée, favorisant la stabilité du réseau et la gestion optimale des ressources. Parmi les fonctionnalités essentielles offertes par un DMS, on peut citer :

- **Surveillance en temps réel** : La collecte de données provenant de capteurs, de dispositifs de mesure et d'équipements du réseau permet de suivre l'état des infrastructures en temps réel. Ces données sont cruciales pour évaluer les performances du réseau, détecter des anomalies, et anticiper d'éventuelles pannes.
- **Optimisation du réseau** : Le DMS utilise des algorithmes d'optimisation pour ajuster la répartition de la charge, gérer la tension et réduire les pertes d'énergie dans le réseau. Cette optimisation permet de maximiser l'utilisation des équipements tout en minimisant les coûts associés à la gestion du réseau.
- **Gestion des pannes (FDIR)** : Une fonctionnalité clé des DMS est la détection des pannes, la localisation des défauts, l'isolation des sections affectées, ainsi que le rétablissement du service. Cette gestion peut être automatisée dans de nombreux cas, permettant ainsi une

réduction significative des interruptions de service et un rétablissement rapide du réseau après une défaillance.

- **Intégration des ressources énergétiques distribuées (DER)** : Un DMS est également capable d'intégrer les ressources énergétiques distribuées, telles que les panneaux solaires, les éoliennes, et les systèmes de stockage d'énergie. Cette intégration permet de garantir une gestion optimale de l'offre et de la demande en énergie, tout en favorisant l'utilisation des sources renouvelables. L'intégration des DER permet également de gérer les flux énergétiques intermittents, contribuant ainsi à la stabilité et à la résilience du réseau de distribution.

## 2.4 Le système SCADA

### 2.4.1 Historique du système SCADA

Au début du développement des systèmes électriques, les centrales électriques étaient uniquement associées à leurs charges locales respectives. Si un élément du système connecté de manière linéaire, qui pouvait inclure des sous-systèmes tels que la centrale électrique, les lignes électriques et les connexions ; tombait en panne, les lumières s'éteignaient. Les clients ne s'étaient pas encore adaptés à la dépendance à l'électricité. Les pannes, qu'elles soient de routine ou d'urgence, étaient considérées comme normales. À mesure que la dépendance à l'électricité augmentait, la nécessité de trouver des moyens d'améliorer la fiabilité s'est également accrue.

Les centrales électriques et les lignes électriques étaient interconnectées pour assurer la redondance. À mesure que le système s'étendait et prenait de l'ampleur, il devenait plus difficile à gérer. Il fallait trouver des solutions pour faire face aux défis liés au contrôle des équipements sur de longues distances. Pour surmonter ce problème, le personnel d'exploitation était souvent posté aux points importants de ce réseau afin de pouvoir surveiller et réagir rapidement à tout problème pouvant survenir en raison d'une panne ou d'une défaillance. Il communiquait avec les répartiteurs centraux d'électricité, souvent par téléphone, pour les tenir informés de l'état du système.

De nombreux ateliers de fabrication, sites distants et usines industrielles comptaient sur le personnel pour surveiller les équipements et les contrôler manuellement à l'aide de boutons-poussoirs mécaniques et de cadrans analogiques. Alors que la demande d'électricité fiable augmentait encore et que la main-d'œuvre devenait une part importante du coût de la fourniture

d'électricité, des technologies telles que SCADA ont été développées pour permettre la surveillance et le contrôle à distance des paramètres clés du système [8].

#### **2.4.2 Le système SCADA et la reconfiguration du réseau**

Le système de distribution d'énergie est utilisé pour fournir de l'énergie aux clients individuels et doit être prêt à répondre aux demandes d'énergie abordables des clients grands et modestes. Les services publics d'électricité sont confrontés à plusieurs problèmes dans le fonctionnement du réseau de distribution, le plus important étant de réduire le nombre de pannes et de minimiser le temps de panne. Pour surmonter les problèmes de fonctionnement du réseau et augmenter sa fiabilité, il faut constamment observer et contrôler le réseau [10].

L'automatisation du système électrique dépend de la collecte de données et de la mise en œuvre d'actions par des dispositifs d'exploitation qui fournissent les informations essentielles du réseau et dans le même temps, ils contrôleront les composants du réseau. L'automatisation de la distribution permet de reconfigurer le réseau, d'identifier les défauts, d'isoler les défauts, de restaurer les services et d'éviter les surcharges. Compte tenu de l'utilisation croissante des systèmes de contrôle et d'acquisition de données (SCADA), la reconfiguration du système de distribution devient une alternative plus viable pour la réduction des pertes. Les systèmes de distribution équipés du système SCADA disposent déjà des commutateurs automatisés et des installations de surveillance à distance nécessaires. Grâce à la disponibilité de toutes les données et mesures de réseau requises fournies par le système SCADA, la sélection des lignes d'alimentation pour appliquer la reconfiguration du réseau sur celui-ci devient plus facile et la disponibilité des informations en temps réel prend en charge la reconfiguration dynamique du réseau en cas de fonctions d'automatisation des commutateurs. L'automatisation de la distribution pourrait être un ingrédient clé pour répondre à ces besoins et développer de nouvelles méthodes. L'automatisation du système d'alimentation de distribution utilise le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) pour atteindre les principes et les objectifs d'automatisation.

Le SCADA est un système utilisé sur un réseau géographiquement étendu qui convient au système d'alimentation de distribution. Le système SCADA pourrait être un système de contrôle complet appliqué au niveau de la station et au niveau du réseau par un système de communication

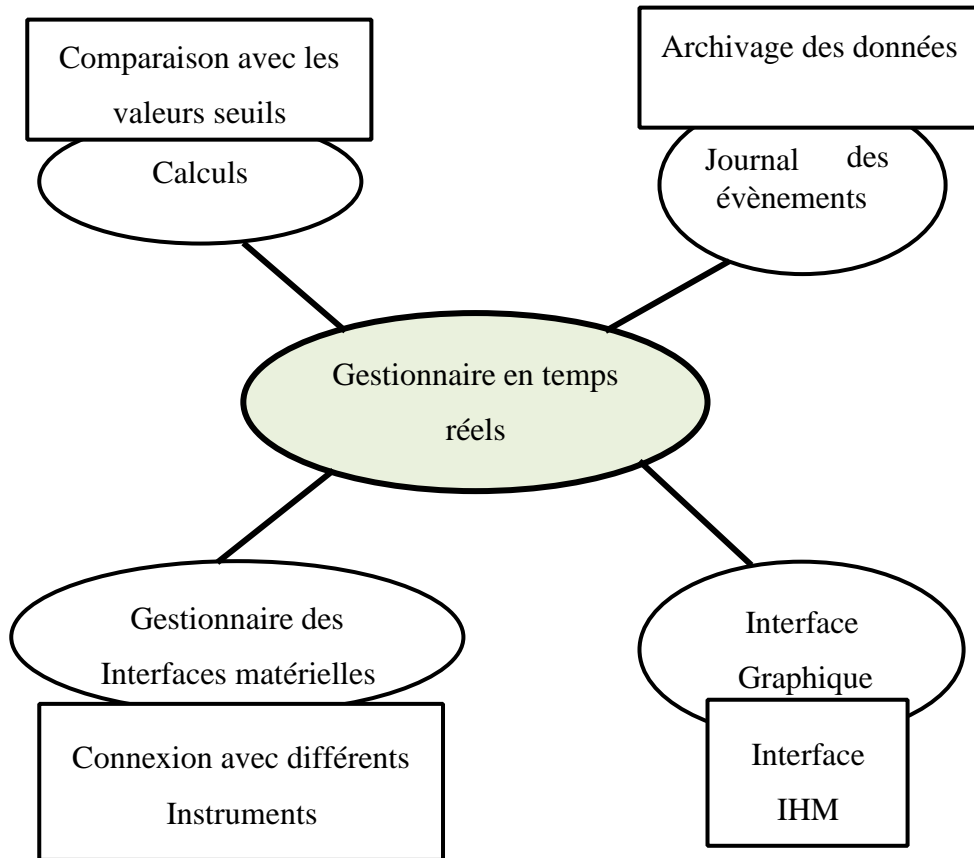
d'exploitation. Il s'agit du mélange de mesure et d'acquisition de données. Il commence par une activité de mesure à l'aide d'appareils spécifiques dans le domaine d'application et est captée par des dispositifs électroniques intelligents (IED), puis transfère ces informations à une station maîtresse pour mettre en œuvre le processus et le contrôle requis. Dans les systèmes de distribution électrique, la reconfiguration du réseau est considérée comme une fonction importante afin d'atteindre les objectifs requis en matière de réduction des pertes techniques et d'amélioration des performances de fonctionnement du réseau de distribution en améliorant le profil de tension. Le concept de reconfiguration du réseau consiste à modifier la topologie du réseau de distribution afin de minimiser les pertes de puissance et d'améliorer le profil de tension.

En effet, le **SCADA** est un système de surveillance et de contrôle qui permet de gérer en temps réel et à tout moment un grand nombre de données de mesure. De plus, le système enregistre certaines données programmées dans une base de données. Cependant, une application **SCADA** est constituée de deux éléments :

- Le premier est un mécanisme du système de processus qui permet de surveiller et contrôler à distance des unités. Nous pouvons citer quelques unités : une centrale électrique, une centrale de télécommunication, un réseau de contrôle et de surveillance (eau, gaz, électricité...), une unité de raffinage, un site isolé (Parc éolien, Site minier...), un système de feu de circulation, ou toute autre application connexe.
- Le deuxième élément est un réseau d'instruments intelligent qui interagit avec le premier élément par l'intermédiaire des capteurs et des sorties de commande. En particulier, le réseau d'instruments intelligent permet au système **SCADA** de mesurer et contrôler le processus de l'unité supervisée.

Le système SCADA présente le noyau (gestionnaire en temps réel) de divers modules qui gèrent tous les composants du système. Cette définition peut se résumer dans la Figure 18.





**Figure 2-1 : Organisation logicielle de superviseur [3].**

### 2.4.3 Hiérarchie de contrôle

L'automatisation du réseau est appliquée dans le cadre d'une hiérarchie de contrôle structurée qui englobe les besoins des différentes couches de livraison du réseau. Cela nécessite la capacité de contrôler un réseau à partir d'un point, du centre de contrôle ou d'un certain nombre de centres de contrôle distribués avec contrôle délégué. Ce processus est appelé SCADA, ou télécontrôle, et s'appuie sur des liaisons de communication entre le centre de contrôle et l'appareil primaire (générateur, disjoncteur, changeur de prises, etc.) à actionner. Les dispositifs primaires doivent être équipés d'actionneurs ou de mécanismes permettant d'effectuer l'opération d'ouverture et de fermeture mécaniques. Ces actionneurs doivent être interfacés avec un dispositif secondaire, un dispositif électronique intelligent (IED). L'IED interface l'actionneur avec le système de communication. La taille relative et la sophistication de l'IED dépendent de la configuration du système de contrôle et de sa couche dans la hiérarchie de contrôle. La combinaison du système de salle de contrôle, de la communication et de l'IED comprend un système SCADA. Le déploiement

de systèmes SCADA pour contrôler différentes couches du réseau, soit en tant que système intégré sur plusieurs couches, soit en tant que systèmes séparés transmettant des informations sélectionnées à la couche de commande supérieure. Le choix réel de l'organisation du contrôle central dépend de la propriété des couches du réseau. Les propriétaires des réseaux de distribution simples avec des tensions inférieures à 33 kV ont tendance à utiliser un système SCADA pour contrôler l'ensemble du réseau. Même les services publics disposant de réseaux étendus couvrant une vaste zone géographique consolident le contrôle des centres de contrôle distribués en une seule opération centrale. Les services publics disposant de réseaux de sous-transmission moyenne tension et haute tension (HT) (230-66 kV) ont tendance à exploiter le HT via un SCADA dédié, intégrant les deux niveaux de tension dans un seul système.

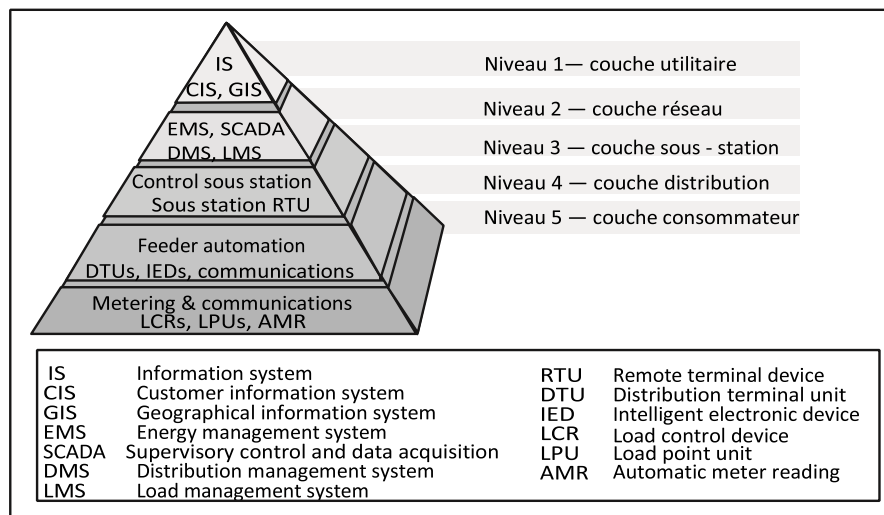


Figure 2-2 : Hiérarchie de contrôle typique des services publics d'électricité [10]

La figure 19 illustre une hiérarchie de contrôle de réseau typique composée de cinq couches.

- **Couche 1. Utilité** : le niveau supérieur de la hiérarchie couvre tous les systèmes informatiques, de gestion des actifs et de négoce d'énergie à l'échelle de l'entreprise.
- **Couche 2. Réseau** : Historiquement, cette couche contrôlait les réseaux de transport d'électricité, y compris la répartition économique des générateurs.
- **Couche 3. Sous-station** : Le contrôle intégré de tous les disjoncteurs à l'intérieur de la sous-station avec la communication de tous les états des relais de protection.

- **Couche 4. Distribution** : Cette couche de la hiérarchie de contrôle couvre les systèmes d'alimentation moyenne tension et reflète l'expansion de la capacité de contrôle en temps réel, par le biais du contrôle à distance et de l'automatisation locale, des dispositifs d'alimentation situés sous les sous-stations primaires.
- **Couche 5. Consommateur** : La couche de contrôle la plus basse est celle où le système de livraison s'interface directement avec le consommateur. Il s'agit d'une activité en pleine croissance où des systèmes de comptage plus flexibles sont nécessaires pour permettre une révision pratique des tarifs et un contrôle de la charge (gestion de la demande - DSM). Cette fonctionnalité est rendue possible par la mise en œuvre de systèmes de lecture automatique des compteurs (AMR) intégrés à de nouveaux processus de facturation et de comptabilité facilement configurables basés sur les technologies de l'information (TI). Cette division du processus de contrôle en couches de contrôle est faite parce qu'en pratique, les responsabilités de contrôle au sein de l'utilitaire sont organisées de la même manière. Le réseau électrique, quant à lui, est un système de distribution intégré verticalement où chaque couche est une partie nécessaire de l'ensemble. La division des couches de contrôle et l'architecture qui en résulte doivent adopter une perspective d'entreprise intégrée si l'on veut répondre aux besoins commerciaux du propriétaire du réseau.

La profondeur de contrôle fait référence à la couche de contrôle couverte par un système de contrôle particulier par exemple et la profondeur de contrôle du SCADA/système de gestion de l'énergie de transmission peut couvrir tous les dispositifs jusqu'aux disjoncteurs d'alimentation MT. Le contrôle SCADA/DMS (Distribution management system) de distribution peut également partir des mêmes disjoncteurs et contrôler tous les dispositifs MT, y compris les mesures du côté BT des transformateurs de distribution. Il peut même s'étendre plus loin dans le réseau HT. La délimitation de la responsabilité de contrôle, c'est-à-dire qui contrôle quoi, doit être définie en convenant et en fixant de manière appropriée les limites de la responsabilité de contrôle au sein de l'organisation du réseau [4].

## 2.5 Fonctionnalités d'un système de Supervision

Un système SCADA comprend 2 sous-ensembles fonctionnels :

### 2.5.1 Commande

Le rôle de la commande est de faire exécuter un ensemble d'opérations (élémentaires ou non suivant le niveau d'abstraction auquel on se place) au procédé en fixant des consignes de fonctionnement en réponse à des ordres d'exécution.

Il s'agit de réaliser généralement une séquence d'opérations constituant une gamme de fabrication dans le but de fabriquer un produit en réponse à une demande d'un client. La commande regroupe toutes les fonctions qui agissent directement sur les actionneurs du procédé qui permettent d'assurer :

- Le fonctionnement en l'absence de défaillance,
- La reprise ou gestion des modes,
- Les traitements d'urgence,
- Une partie de la maintenance corrective.

*Les fonctions de commande en marche normale sont :*

- L'envoi de consignes vers le procédé dans le but de provoquer son évolution
- L'acquisition de mesures ou de compte-rendu permettant de vérifier que les consignes envoyées vers le procédé produisent exactement les effets escomptés.
- L'acquisition de mesures ou d'informations permettant de reconstituer l'état réel du procédé et/ou du produit.
- L'envoi vers le procédé d'ordres prioritaires permettant de déclencher des procédures de sécurité (arrêts d'urgence par exemple).

### 2.5.2 Surveillance

La partie surveillance d'un superviseur a pour objectifs :

- La détection d'un fonctionnement ne correspondant plus à ce qui est attendu.
- La recherche des causes et conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé.
- L'élaboration de solutions permettant de pallier le fonctionnement non prévu

- La modification des modèles utilisés pendant le fonctionnement prévu pour revenir à ce fonctionnement : changement de la commande, réinitialisations, etc.,
- La collaboration avec les opérateurs humains pour les prises de décision critiques, pour le recueil d'informations non accessibles directement et pour l'explication de la solution curative envisagée ou appliquée.

## **2.6 Les composants du système SCADA**

### **2.6.1 SCADA pour l'automatisation et le contrôle**

Une fois la configuration des installations du système est réalisée, à savoir : la programmation des entrées/sorties du contrôleur, la configuration du serveur, la configuration des instruments de mesure, la communication entre les différents équipements, il convient de se concentrer sur la mise en place d'un système SCADA. En effet, le système SCADA est capable de transférer des informations entre une salle de contrôle composé d'un ou plusieurs ordinateurs « hôte » à un certain nombre des unités terminales distantes RTU ou à des automates situés au même endroit ou à des endroits différents.

Le système SCADA permet également le contrôle du processus à travers la commande de certains appareils à distance (ouverture et la fermeture des actionneurs), l'envoi des instructions (profile de charge), etc.

De cette façon, le SCADA assure la surveillance et la sécurité de l'ensemble du système en émettant des données critiques. Il permet de prendre des décisions d'urgence qui ont pour but d'améliorer la maintenance des installations [4].

### **2.6.2 Archivage des données**

L'archivage des données est l'un des principaux éléments d'un système SCADA. De ce fait, il permet d'archiver les données provenant de diverses installations du système. Les informations enregistrées peuvent être des données structurées (données relationnelles ...) ou des données non structurées (documents, images ...) [3].

L'archivage des données dans un système SCADA est essentiel pour assurer la fiabilité et la sécurité des opérations. Ces systèmes collectent en temps réel des données provenant de capteurs et d'équipements, permettant ainsi un suivi précis des performances et de l'état du réseau.

L'archivage structuré de ces données permet non seulement de conserver un historique des événements et des paramètres opérationnels, mais également de faciliter l'analyse et la détection des anomalies. De plus, un bon système d'archivage contribue à la conformité réglementaire et à la gestion des actifs, en offrant une traçabilité des interventions et des évolutions du réseau. La mise en place de stratégies d'archivage robustes, intégrant des techniques de compression et de sauvegarde, est donc cruciale pour optimiser l'utilisation des données tout en garantissant leur intégrité et leur accessibilité.

### **2.6.3 Gestion d'alarmes**

La configuration des alarmes a évolué de façon spectaculaire au cours des dernières décennies. Dans les années 1970, l'ajout d'une nouvelle alarme était complexe et présentait des coûts élevés. De nos jours, avec l'utilisation des systèmes SCADA, cela est devenu plus facile à réaliser. Le rôle principal des alarmes est de maximiser la productivité du système de production et de fournir plus de sécurité tant aux installations qu'aux opérateurs.

En effet La gestion des alarmes dans un système SCADA revêt une importance capitale pour la prévention des incidents et l'optimisation des opérations. Elle consiste à établir des seuils critiques et à surveiller en permanence les paramètres des équipements, permettant ainsi de détecter rapidement les anomalies ou les défaillances potentielles. Une approche efficace de gestion des alarmes implique non seulement la classification et la hiérarchisation des alarmes en fonction de leur gravité, mais aussi la mise en place de protocoles de réponse adaptés. Cela garantit que les opérateurs peuvent réagir de manière appropriée et rapide aux situations critiques. De plus, l'analyse post-événement des alarmes contribue à l'amélioration continue des processus, en identifiant les causes sous-jacentes et en permettant des ajustements dans les configurations du système. En intégrant des outils de visualisation avancés et des alertes intelligentes, les systèmes SCADA peuvent réduire la surcharge d'alarmes, améliorant ainsi la prise de décision et la résilience opérationnelle.

### **2.6.4 Interface homme-machine IHM**

L'interaction entre l'utilisateur du système SCADA et les différents équipements d'une installation se fait via une interface graphique. Cette interface contient des représentations synoptiques qui centralisent le contrôle d'un procédé sur un seul écran. Aussi, l'IHM permet d'avoir un affichage

clair et simple des différentes données du système (états d'entrées /sorties, alarmes, etc.) en temps réel.

## 2.7 Architecture des systèmes SCADA

Les systèmes SCADA ont évolués en parallèle avec la croissance et la sophistication des technologies de l'information. Dans cette partie on va traiter de l'évolution des systèmes SCADA et fournir une description des trois (03) générations suivantes [12]:

### 2.7.1 Première génération : « monolithique »

Lors de l'apparition des premiers systèmes SCADA, le concept informatique de cette génération a été centré sur les systèmes « mainframe ». De ce fait, un ordinateur de grande puissance de traitement communique avec toutes les unités terminales distantes. Cette architecture se caractérise par l'inexistence de réseaux entre les différentes stations. Ceci permet aux systèmes de fonctionner d'une manière autonome.

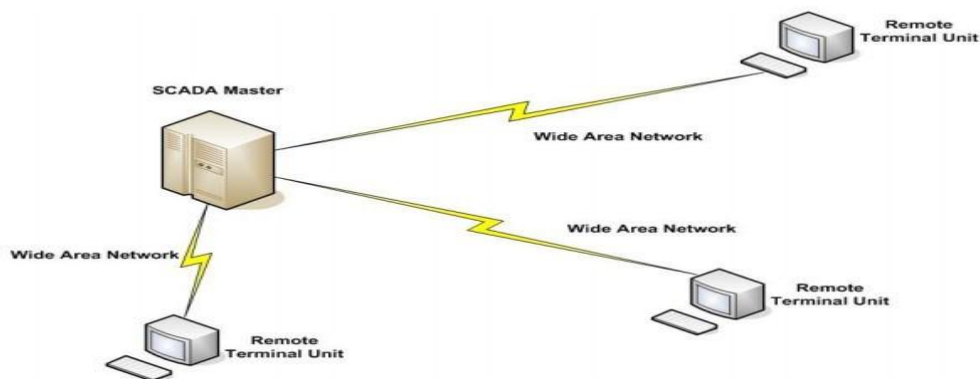
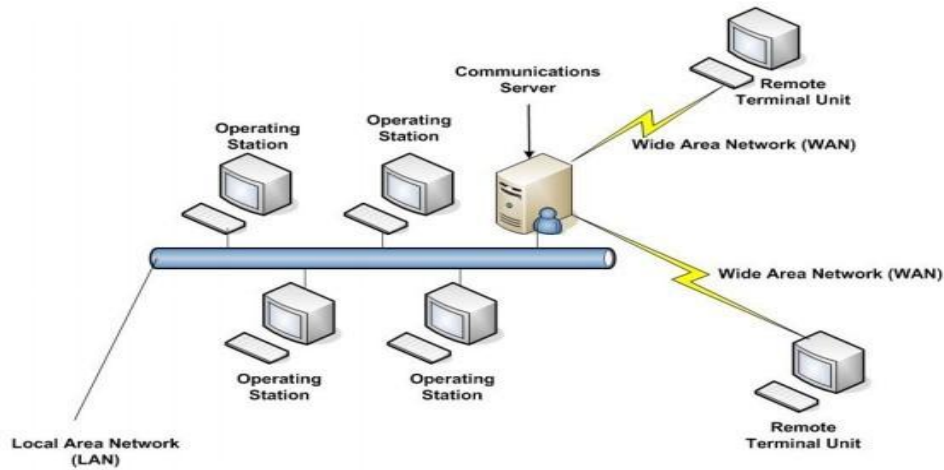


Figure 2-3 : Architecture monolithique [12]

### 2.7.2 Deuxième génération : « distribué »

Le système SCADA distribué fait partie de la deuxième génération des systèmes SCADA. Dans cette architecture, le traitement des données est partagé entre plusieurs stations reliées par un réseau local « LAN » qui échangent les informations entre elles en temps réel. Chaque station se

caractérisée par un rôle spécifique. De ce fait, elle optimise le coût et la taille du système de la première génération.



**Figure 2-4 : Architecture distribuée [12]**

### **2.7.3 Troisième génération: « en réseau »**

La Figure 22 illustre le principe de cette troisième génération de système SCADA. La seule différence entre la deuxième génération et celle-ci est que le système s'est modernisé grâce à l'utilisation des normes et des protocoles de communication ouverts. Aussi, cette architecture permet au système SCADA de fonctionner non seulement sur un réseau local « LAN », mais aussi d'utiliser un réseau étendu « WAN ». Cette génération se caractérise par une amélioration des standards de sécurité. Elle permet aussi de faire la maintenance et la mise à jour du système à temps convenable.



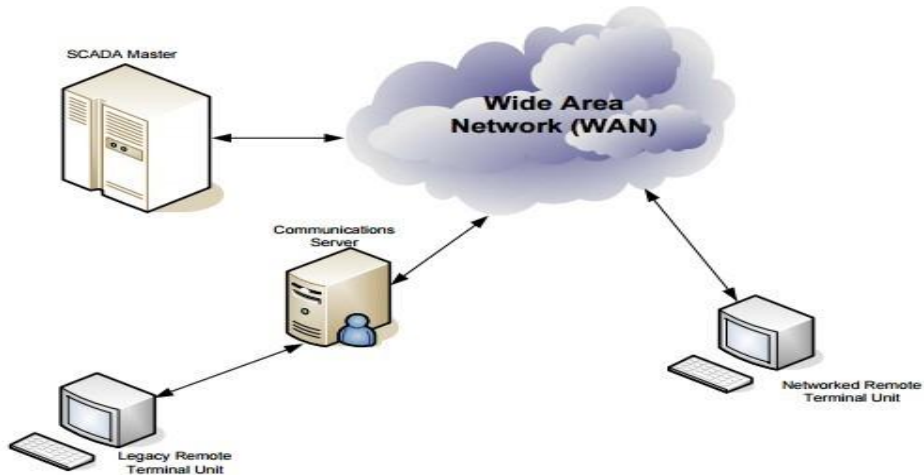


Figure 2-5 : Architecture en réseau [12]

### 2.7.4 Système SCADA appliquant le principe de l'informatique du nuage

C'est la dernière génération des systèmes SCADA qui adopte la technique de l'informatique du nuage plus connue sous le nom « Cloud Computing ». Cette architecture représente plusieurs avantages, à savoir : la réduction considérable des coûts d'infrastructure et la diminution des coûts de maintenance. Ce nouveau principe du système peut être déployé n'importe où et avec n'importe quel type de plateforme. Cette architecture est présentée dans la Figure 23.



Figure 2-6 : Architecture en Internet d'objets [12]

## **2.8 Technologie de SCADA**

Les systèmes SCADA ont fait des progrès considérables au cours des dernières années en termes de fonctionnalités, l'évolutivité, la performance et l'ouverture.

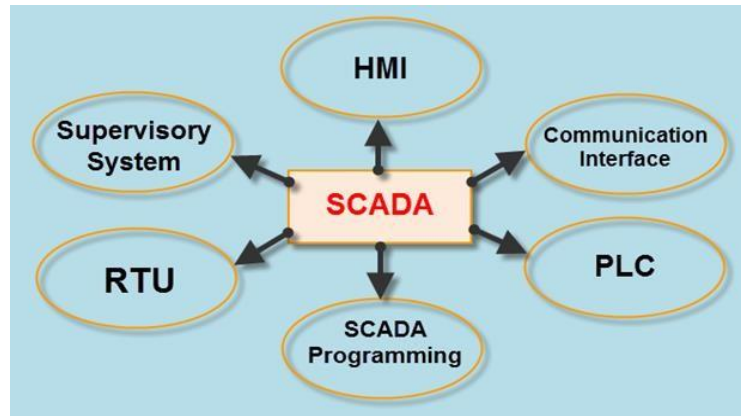
Les systèmes SCADA ne sont pas utilisés uniquement dans la plupart des processus industriels tels que les industries de transformation, le pétrole et le gaz, la production d'énergie électrique, la distribution, les services publics, le traitement et la gestion des eaux et des déchets, l'agriculture / l'irrigation, la fabrication, les systèmes de transport, etc. mais aussi dans certaines installations expérimentales telles que la fusion nucléaire.

Les systèmes SCADA comprennent des composants matériels et logiciels. Les composants matériels collectent les données et les rassemblent sur un ordinateur équipé d'un logiciel SCADA. L'ordinateur traite alors ces données et les présente en temps opportun. En outre, le système SCADA enregistre et journalise tous les événements dans un fichier stocké sur un disque dur ou les envoie à une imprimante.

Enfin, le système SCADA émet des alarmes lorsque les conditions deviennent dangereuses ou non conforme au fonctionnement normal [13].

## **2.9 Composants pratiques des systèmes SCADA**

Avant de discuter l'architecture du SCADA et les différents types de systèmes SCADA, nous devons avant tout connaître quelques notions de base sur le SCADA. Le schéma synoptique du système SCADA est présenté dans la figure 24, qui comprend différents blocs, à savoir une interface homme-machine (IHM), un système de supervision, des unités terminales distantes, des automates programmables, une infrastructure de communication et des programmes SCADA.



**Figure 2-7 : Schéma synoptique du SCADA**

### **a. Composant hardware**

- **Interface homme-machine (IHM)**

C'est un dispositif d'entrée-sortie qui présente les données de processus devant être contrôlées par un opérateur humain. Il est utilisé en liaison avec les logiciels et les bases de données du système SCADA pour fournir les informations de gestion, y compris les procédures de maintenance planifiées, des schémas détaillés, des informations logistiques et des données de diagnostic pour un capteur ou une machine spécifique. Les systèmes IHM permettent aux opérateurs de visualiser les informations sous forme graphique.

- **Système de surveillance MTU**

Le système de supervision sert de serveur pour la communication entre les équipements du système SCADA, tels que les RTU, les API et les capteurs, etc., et le logiciel IHM utilisé dans les postes de travail de la salle de contrôle.

La station maîtresse ou la station de supervision comprend un seul PC dans des systèmes SCADA plus petits et, dans le cas de systèmes SCADA plus grands, le système de supervision comprend des applications logicielles distribuées, des sites de reprise après incidents et plusieurs serveurs. Ces serveurs multiples sont configurés dans une configuration de secours immédiat ou à double redondance, qui contrôle et surveille en permanence en cas de défaillance du serveur afin d'accroître l'intégrité du système.

- **Unités Terminaux distants RTU**

Les éléments physiques dans les systèmes SCADA sont interfacés avec les dispositifs électroniques contrôlés par microprocesseur, appelés unités de terminaux distants (RTU). Ces unités sont utilisées pour transmettre des données de télémétrie au système de supervision et recevoir les messages du MTU pour contrôler les objets connectés. Par conséquent, elles sont également appelées unités de télémétrie distante.

- **Automates logiques programmables (API)**

Dans les systèmes SCADA, des automates sont connectés aux capteurs pour collecter les signaux de sortie des capteurs afin de convertir ces signaux en données numériques. Les API sont utilisées à la place des RTU en raison de leurs avantages tels que la flexibilité, la configuration, la polyvalence et l'accessibilité économique par rapport aux RTU.

## **b. Composants software**

En générale, la combinaison de connexions radio et filaires directes est utilisée pour les systèmes SCADA, mais dans le cas de systèmes de grande taille tels que les centrales électriques et les chemins de fer est fréquemment utilisé. Parmi les protocoles SCADA très compacts utilisés dans les systèmes SCADA :

- Quelques protocoles de communication, qui sont normalisés et reconnus par les fournisseurs de SCADA.
- N'envoient des informations que lorsque la station de surveillance interroge les RTU.

La programmation SCADA dans un maître ou une interface homme-machine est utilisée pour créer des plans et des diagrammes qui fourniront des informations importantes en cas de défaillance d'événement ou de défaillance de processus.

Les interfaces standards sont utilisées pour programmer la plupart des systèmes SCADA commerciaux.

## 2.10 Les protocoles de communication d'un système SCADA

Les protocoles de communication dans un environnement SCADA évoluent suite à la nécessité d'envoyer et de recevoir des données jugées critiques généralement pour de longues distances et en temps réel. La communication du système SCADA entre l'unité terminale maître (MTU) et les unités terminales distantes (RTU) est mise en œuvre par l'utilisation de protocoles SCADA. Chaque protocole SCADA fournit des règles et des procédures de communication entre les appareils de terrain et d'autres fonctions : génération de commandes MTU / RTU, informations d'état MTU / RTU, accumulation de données / informations, présentation de données et conversation, affectation d'adresses MTU / RTU, surveillance et contrôle du système. Certains des protocoles les plus célèbres / populaires utilisés dans la communication SCADA sont les suivants :

Dans un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) pour un réseau électrique, plusieurs protocoles de communication sont utilisés pour assurer une communication efficace entre les différentes parties du réseau (stations de contrôle, sous-stations, capteurs, actionneurs, etc.). Voici quelques protocoles clés :

### a. Modbus

Un protocole largement utilisé dans les systèmes industriels, y compris dans les réseaux électriques. Il permet la communication entre les équipements de terrain (RTU - Remote Terminal Unit) et les systèmes SCADA. Modbus est simple, fiable et utilise des transmissions série (RS-232, RS-485) ou Ethernet.

**Versions :** Modbus RTU (série) et Modbus TCP (Ethernet).

### b. DNP3 (Distributed Network Protocol)

Un protocole spécifique aux systèmes de contrôle des réseaux électriques. DNP3 est conçu pour assurer la communication de données à grande échelle dans des environnements de contrôle distribués. Il est utilisé dans les SCADA pour la surveillance et le contrôle des installations.

**Caractéristiques :** Haute fiabilité, gestion des erreurs, support des communications sécurisées, transmission de données en temps réel.

### **c. IEC 61850**

Un standard de communication utilisé dans les sous-stations électriques. Ce protocole fournit des services pour la communication de données liées à la protection, à la commande, à la surveillance et à la gestion des équipements des sous-stations.

**Caractéristiques :** Prise en charge des communications Ethernet, protocoles orientés objet pour la gestion de données en temps réel, et haute vitesse de communication.

### **d. IEC 60870-5-104**

Un protocole de communication pour les réseaux électriques, largement utilisé en Europe et dans certains autres pays. Il est conçu pour la communication entre les systèmes SCADA et les équipements distants via des réseaux TCP/IP.

**Caractéristiques :** Basé sur les principes de la norme IEC 60870-5, il assure une communication fiable pour les données de télémétrie, de commande, d'alarme et de gestion d'événements.

### **e. PROFIBUS / PROFINET**

PROFIBUS (Process Field Bus) et PROFINET (basé sur Ethernet) sont des protocoles utilisés principalement pour l'automatisation industrielle, y compris dans les réseaux électriques pour la surveillance et le contrôle des équipements à distance.

**Caractéristiques :** Faible latence, robustesse et possibilité d'intégration avec d'autres systèmes d'automatisation.

En effet Le choix du protocole dépend de plusieurs facteurs, tels que les exigences en termes de vitesse de transmission, de fiabilité, de sécurité et de compatibilité avec les équipements existants. Les protocoles comme Modbus, DNP3 et IEC 61850 sont particulièrement populaires dans les réseaux électriques en raison de leur robustesse, de leur capacité à gérer des communications sur de longues distances et de leur adéquation avec les normes industrielles.

### **f. TCP/IP**

Le protocole de communication TCP/IP, acronyme de Transmission Control Protocol/Internet Protocol, constitue la pierre angulaire des communications sur Internet. Développé dans les années 1970, il a été conçu pour permettre l'interconnexion de réseaux hétérogènes. Le modèle TCP/IP est structuré en quatre couches : la couche d'application, la couche de transport, la couche Internet et

la couche d'accès au réseau. Le protocole TCP assure la transmission fiable des données en établissant une connexion entre l'expéditeur et le destinataire, garantissant que les paquets de données arrivent dans l'ordre et sans erreurs. En parallèle, le protocole IP gère l'adressage et le routage des paquets à travers différents réseaux. Ensemble, ces protocoles permettent une communication robuste et efficace, fondamentale pour le fonctionnement de l'Internet moderne.

## **2.11 Les mesures et applications**

### **2.11.1 Les mesures**

Il existe de nombreux paramètres réseau qui peuvent être mesurés, ainsi qu'une grande variété de capteurs et d'instruments qui permettent de collecter ces informations et de les transmettre au système SCADA. Parmi les exemples typiques, on retrouve :

- Capteurs
- Transducteurs
- Émetteurs
- Dispositifs de collecte de données

### **2.11.2 Équipements de terrain - Analyseurs de puissance**

Les paramètres électriques à divers points du réseau sont mesurés à l'aide d'analyseurs de puissance équipés de communications. Quelques emplacements typiques incluent les barres de bus basse tension (BT) dans la salle de génération et les bornes BT des transformateurs répartis dans le réseau (tant pour l'élévation de la tension de la génération vers la transmission que pour l'abaissement de la tension de la transmission vers la distribution locale ou les grands consommateurs). En surveillant et en analysant ces paramètres au fil du temps, de nombreux problèmes réseau peuvent être identifiés.

Les paramètres électriques typiquement mesurés par un analyseur de puissance monté sur un tableau de distribution ou sur un transformateur, associés à des transformateurs de courant (TC) de rapports adaptés (par exemple, 1000A :5A ou 200A :5A) et éventuellement des transformateurs de tension (TV) si le point de mesure se situe sur le côté haute tension (par exemple, 11kV :415V), incluent :

- Tensions Ligne-Neutre : L1-N, L2-N, L3-N
- Tensions Ligne-Ligne : L1-L2, L2-L3, L1-L3
- Courants de ligne : I1, I2, I3
- Courant de neutre
- Fréquence (Hz)
- Facteur de puissance (FP) – 4 quadrants
- Puissance active (W), puissance réactive (VAr), puissance apparente (VA)
- Valeurs de demande minimale/maximale pour les paramètres ci-dessus
- Énergie active (kWh), énergie réactive (kVAr), soit en importation, soit en exportation
- Distorsion harmonique totale jusqu'à la 15e harmonique

Ces mesures permettent une surveillance précise de l'état et de la performance du réseau électrique, facilitant la détection d'anomalies ou de dérives dans le fonctionnement du système.

### **2.11.3 Le système temps réel**

Les systèmes de contrôle en temps réel sont au cœur des systèmes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), particulièrement pour la surveillance et le contrôle des réseaux électriques. L'objectif principal de ces systèmes est d'assurer une gestion instantanée, efficace et fiable des processus critiques, en permettant aux opérateurs de surveiller et de réagir immédiatement aux variations ou anomalies dans les réseaux.

- **Fonctionnement du Système Temps Réel SCADA**

Dans un environnement SCADA, les systèmes en temps réel sont chargés de collecter, d'analyser et de traiter des données instantanément, ce qui permet une réponse rapide aux événements qui se produisent dans le réseau. Chaque capteur ou dispositif de terrain, qu'il s'agisse d'un compteur électrique, ou d'un capteur de température, transmet des données en continu au centre de contrôle. Ces informations sont immédiatement traitées par les unités terminales distantes (RTU) ou les automates programmables industriels (PLC), qui envoient les données au logiciel SCADA central pour surveillance.

L'une des caractéristiques les plus importantes des systèmes SCADA en temps réel est leur capacité à fournir une surveillance continue de l'état du réseau. Les informations sont mises à jour



instantanément et peuvent être visualisées par les opérateurs via une interface homme-machine (IHM) qui affiche des graphiques, des tendances et des alarmes.

- **Prise de Décision Instantanée et Réactions Automatiques**

Un des avantages majeurs du contrôle en temps réel est la réaction instantanée aux incidents ou anomalies détectées dans le réseau. Par exemple, dans un réseau électrique, si une chute de tension ou une surcharge est détectée, SCADA peut non seulement alerter l'opérateur en temps réel via des alarmes, mais aussi activer automatiquement des mécanismes de protection comme des disjoncteurs ou des systèmes de redirection d'énergie.

En plus des réponses automatiques, les opérateurs peuvent aussi prendre des décisions immédiates en fonction des informations affichées sur l'IHM, par exemple en ajustant les paramètres de distribution ou en isolant des sections du réseau pour éviter des pannes étendues. Cette capacité à prendre des décisions rapidement est cruciale pour maintenir la stabilité et la sécurité des réseaux.

- **Applications dans les Réseaux électriques**

Dans les réseaux de distribution d'électricité, le contrôle en temps réel permet de surveiller les flux d'énergie, détecter les pannes, gérer la charge et assurer la stabilité du réseau. SCADA aide à identifier rapidement les coupures de courant et à rétablir le service via des actions automatiques ou manuelles.

## **2.12 Logiciel SCADA**

De nos jours, il existe plusieurs fabricants des logiciels de supervision. Ces logiciels sont divisés en deux types : **propriétaires et ouverts**. Les logiciels propriétaires sont vendus comme des solutions clés pour assurer seulement la communication des instruments du même fabricant. Le principal problème de ce type de SCADA est sa dépendance écrasante avec les fournisseurs. Alors que les logiciels ouverts sont plus populaires et plus utilisés en raison de leur interopérabilité qu'ils apportent au système. Les logiciels ouverts permettent à l'application SCADA de communiquer avec les instruments de différentes marques.

Les logiciels de surveillance et de supervision des réseaux, tels que SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), sont des outils essentiels pour la gestion et le contrôle des infrastructures

industrielles, des réseaux électriques, des systèmes de transport, et d'autres installations critiques. Ces systèmes permettent de collecter en temps réel des données sur l'état de l'équipement, d'analyser les performances, et d'alerter les opérateurs en cas d'incidents ou de défaillances. SCADA, en particulier, offre une interface centralisée qui permet de superviser à distance des équipements répartis géographiquement, de contrôler des processus automatisés et de garantir la continuité des services. Grâce à l'intégration de capteurs, de dispositifs de mesure et de protocoles de communication, ces logiciels facilitent la prise de décisions, optimisent les performances et assurent la sécurité du réseau ou de l'infrastructure supervisée. Nous présentons ainsi un tableau qui met en évidence un certain nombre d'outils logiciel dans le monde de contrôle et de supervision des processus industriels en montrant le domaine spécifique d'utilisation et surtout sa disponibilité en termes de licence [4].

**Tableau 2-1 : logiciels de contrôle avancé des processus industriels [3]**

<b>Nom du logiciel</b>	<b>Entreprise de développement du logiciel, Pays</b>	<b>Domaine d'utilisation</b>	<b>Les types de logiciel</b>	<b>Disponibilité</b>
<b>Simatic WinCC</b>	SIMENS,  Un groupe international d'origine allemande.	Industrielle qui utilise la technologie siemens	Spécifique pour la supervision en temps réel, mais ce logiciel a fait preuve pour une évolutivité modulaire pour une application universelle.	Demande une licence
<b>Vijeo look</b>	Schneider Electric, un groupe industriel européen de	Petite ou moyenne application.	Spécifique pour une supervision en temps réel et pour	Disponible sans licence

	dimension internationale.		une supervision locale	
<b>RSview32</b>	RockWell Automation, Etats-Unis.	Industrielle, Pour grande application qui utilise spécifiquement les produits Allen Bradley	Spécifique pour supervision en temps réel pour une architecture locale, cette application peut être migrer vers une supervision mobile.	Demande une licence.
<b>MESbox SCADA</b>	ORDINAL software, France	Domaine industriel ; enseignement et recherche.	Spécifique pour supervision locale en temps réel	Demande une licence
<b>Pc vue</b>	ARC informatique, France	Gestion technique des bâtiments, production et distribution électrique.	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers une application Web.	Demande une licence.
<b>Intouch</b>	Schneider Electric	Industrielle Mines et métaux, Énergie.	Supervision locale et mobile en temps réel.	Demande une licence
<b>Visual Real-Time Substation</b>	Eaton, Société d'origine	Industrielle Énergie Bâtiments.	Supervision locale en temps réel	Demande une licence

	irlandaise, internationale.			
<b>GE IFIX</b>	General Electric est un conglomérat américano-canadien	Différentes applications et industries : D'eaux usées, pharmaceutiques, biotechnologiques, de pétrole et de gaz et de la distribution d'énergie	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers une application Web	Demande une licence
<b>GE CIMPLICITY</b>	General Electric est un conglomérat américano-canadien	Domaine industriel	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers une application Web	Demande une licence
<b>labVIEW</b>	National instruments	Domaine industriel Dans les segments spatial, de l'énergie, fabrication, l'ingénierie, infrastructure de surveillance des processus et supervision.	Supervision basée sur la programmation graphique.	Demande une licence

<b>ETAP</b>	Etap Electric, USA Californie	Modélisation, simulation et gestion d'infrastructures électriques.	Spécifique pour la modélisation et le contrôle des systèmes de transport et de distribution d'énergie.	Demande une licence pour des analyses approfondies.
-------------	-------------------------------	--	--	---

## 2.13 Description du logiciel LabVIEW

Le choix du logiciel de simulation et de conception du système dans ce travail est une étape importante dans le cadre cette recherche sur la surveillance et la supervision des infrastructures électriques compte tenu de la disponibilité restreinte d'un certain nombre de plateformes de surveillance et de contrôle basé sur le concept de gestion avancée de distribution de l'énergie électrique (DMS) et surtout la technologie SCADA.

En effet dans le contexte de manque de licence d'exploitation qui est de coutume dans notre réalité nous essayons de concilier la réalisation d'un travail pertinent et l'utilisation du logiciel disponible à notre niveau [14].

**Ainsi notre choix se porte sur le logiciel LabVIEW.**

LabVIEW, développé par National Instruments, est un environnement de programmation graphique qui joue un rôle essentiel dans la conception et l'implémentation de systèmes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Ce logiciel permet de superviser, contrôler et acquérir des données dans divers secteurs industriels, offrant ainsi une solution robuste pour la gestion des processus. En résumé, LabVIEW représente un outil puissant pour la mise en œuvre de systèmes SCADA grâce à sa flexibilité, sa facilité d'utilisation et sa capacité à intégrer divers protocoles de communication. Son utilisation croissante dans les applications industrielles souligne son importance dans la modernisation des processus industriels. L'avenir du développement SCADA semble prometteur avec LabVIEW en tant que pilier central pour l'innovation technologique dans ce domaine.

L'importance croissante de l'automatisation et du contrôle à distance dans les industries modernes a conduit à une demande accrue pour des systèmes SCADA efficaces. LabVIEW se distingue comme un outil de choix grâce à sa capacité à intégrer diverses technologies et à offrir une interface utilisateur intuitive. Cette étude vise à explorer les fonctionnalités, les avantages et les applications de LabVIEW dans le cadre des systèmes SCADA.

### **2.13.1 Fonctionnalités de LabVIEW dans les systèmes SCADA [14]**

#### ***Interface graphique intuitive***

LabVIEW utilise une approche de programmation graphique qui permet aux utilisateurs de créer facilement des interfaces utilisateur (HMI) adaptées aux besoins spécifiques des applications industrielles. Cette interface facilite la visualisation des données en temps réel et l'interaction avec les équipements, rendant le système accessible même aux utilisateurs ayant peu d'expérience en programmation.

#### ***Intégration avec divers protocoles***

LabVIEW prend en charge une multitude de protocoles de communication standards tels que Modbus, OPC et TCP/IP. Cette interopérabilité permet d'intégrer facilement des dispositifs variés provenant de différents fabricants, ce qui est crucial pour le fonctionnement harmonieux d'un système SCADA. Les utilisateurs peuvent ainsi gérer des équipements hétérogènes à partir d'une seule plateforme.

#### ***Acquisition et gestion des données***

LabVIEW excelle dans l'acquisition de données, permettant la collecte, le stockage et l'analyse des informations provenant de capteurs et d'autres dispositifs. Les données peuvent être archivées dans des bases de données SQL pour une analyse ultérieure, facilitant ainsi le reporting et la prise de décision éclairée.

### *Développement rapide d'applications*

La nature modulaire de LabVIEW favorise un développement rapide d'applications SCADA. Les utilisateurs peuvent tirer parti d'outils tels que le SCADA Toolkit, qui fournit des VIs (Virtual Instruments) et des API spécifiques pour simplifier le processus de création d'applications. Cela réduit significativement le temps nécessaire à la mise en œuvre.

#### **2.13.2 Avantages de LabVIEW pour les systèmes SCADA [14]**

- **Flexibilité** : LabVIEW permet aux utilisateurs de concevoir des systèmes personnalisés adaptés à leurs besoins spécifiques, facilitant ainsi l'adaptation aux évolutions technologiques.
- **Accessibilité** : Grâce à son interface graphique conviviale, LabVIEW est accessible même aux utilisateurs novices, ce qui réduit la courbe d'apprentissage.
- **Support communautaire** : Étant largement utilisé dans l'industrie, LabVIEW bénéficie d'un large soutien communautaire ainsi que d'une documentation abondante, ce qui facilite la résolution des problèmes rencontrés.
- **Interopérabilité** : La capacité à interagir avec divers systèmes et protocoles en fait un choix idéal pour les environnements industriels complexes où plusieurs technologies coexistent.

#### **2.13.3 Applications pratiques**

LabVIEW a été utilisé avec succès dans divers projets SCADA, notamment :

- **Surveillance industrielle** : Mise en place de systèmes pour surveiller les variables critiques dans les usines, comme la température et la pression, permettant une gestion proactive des opérations.
- **Contrôle à distance** : Développement d'applications permettant le contrôle à distance de machines et d'équipements via Internet ou Intranet, augmentant ainsi l'efficacité opérationnelle.
- **Analyse des données** : Utilisation de LabVIEW pour analyser les données collectées afin d'optimiser les processus industriels et améliorer la qualité du produit final [14].

## 2.14 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous avons exploré en profondeur le système SCADA, en détaillant ses composants, son architecture, ainsi que sa conception et son fonctionnement, incluant les protocoles de communication. Nous avons également abordé son évolution et ses avantages, en particulier dans le cadre d'une solution SCADA à haute disponibilité. Le système SCADA, désormais largement ouvert et utilisé dans divers secteurs (industriel, énergétique, éducatif, etc.), permet une supervision à distance, offrant ainsi une gestion efficace d'installations géographiquement éloignées du poste de contrôle. Basé sur une architecture client/serveur, il assure une communication optimale entre les éléments supervisés. Ce type de supervision est particulièrement crucial pour les industries à hauts risques, telles que les secteurs chimiques et nucléaires.

Enfin, le logiciel LabVIEW a été retenu comme solution dans ce contexte en raison de son importance capitale dans la conception des systèmes de contrôle et de surveillance ; cependant il peut être complété par un certain nombre d'outils de monitoring basé sur l'interfaçage graphique et le système temps réel afin d'avoir en finale une conception évidente d'un système mettant en valeur la pertinence et l'avancement du secteur de distribution d'énergie dans notre région.



## Chapitre 3

# Analyse du réseau de distribution MT de la Snel/Goma et conception d'un système de contrôle

### 3.1 Introduction

L'étude du réseau de distribution moyenne tension (MT) de la Société Nationale d'Électricité (SNEL) à Goma, en République Démocratique du Congo (RDC), vise à évaluer la performance, la fiabilité et l'efficacité de ce système essentiel à la fourniture d'électricité aux secteurs résidentiel, commercial et industriel. Confronté à des défis tels que **la gestion de la charge, la maintenance des infrastructures et la stabilité du réseau**, ce travail s'articule autour de deux objectifs principaux :

- *Une analyse approfondie du réseau existant*
- *La conception d'un système de contrôle innovant.*

L'analyse, menée à l'aide de l'outil MATLAB SIMULINK, porte sur la modélisation du réseau, l'évaluation des paramètres clés (tensions, courants, pertes énergétiques, capacité des équipements) et l'étude des risques de surcharge et de court-circuit. Pour des raisons méthodologiques et pratiques, cette étude se concentre sur un seul feeder parmi les sept du réseau, en raison de leur similarité structurelle, à l'exception du feeder du camp militaire et de celui de la MONUSCO, considérés comme des clients en moyenne tension. Les résultats obtenus seront généralisés pour concevoir un système applicable à l'ensemble du réseau. Le système de contrôle proposé vise à optimiser la gestion en temps réel de la distribution d'électricité, à réduire les pertes, à améliorer la stabilité du réseau, et à renforcer sa résilience face aux perturbations grâce à des technologies avancées de surveillance, de protection et de contrôle. Cette approche permettra de répondre aux exigences croissantes en matière de demande énergétique tout en garantissant une meilleure efficacité et une fiabilité accrue du réseau.

## 3.2 Présentation du poste de transformation HT/MT de la SNEL/Goma

Le poste de transformation de la SNEL/Goma fut construit dans les années 1982-1983 ; alimenté par le réseau de transport HT à 70kV venant de la centrale hydroélectrique de Ruzizi (I et II), il permet de desservir en électricité une partie non négligeable de la ville via un réseau de distribution à 15kV et 6,6kV. Le poste de transformation 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 [15]. La Figure 2 illustre le schéma du poste de transformation.

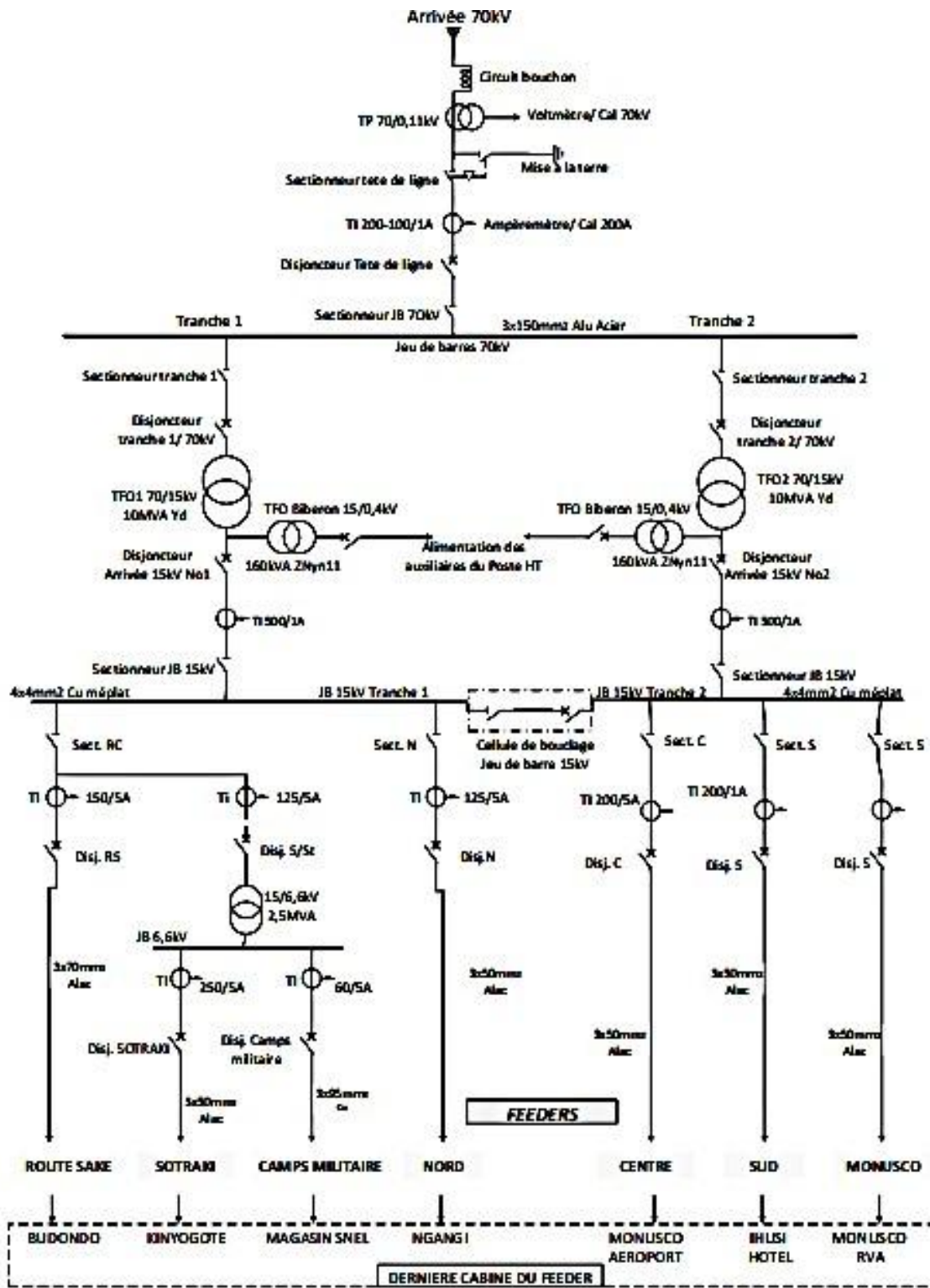


Figure 3-1 : schéma unifilaire du poste HT/MT de la Snel Goma [15].

On note sur la Figure 2 que les éléments principaux constituant le poste sont :

### 3.2.1 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  $U1/U2$  : 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, chacun directement branchés sur un de deux premiers transformateurs de puissance. 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  $U1/U2$  : 15/0.4kV

### 3.2.2 Jeu de barres

Selon le matériau, les dimensions et le niveau de tension, trois types de jeux de barre sont présents au poste. Le Tableau 3-1 en donne un aperçu :

**Tableau 3-1** : Caractéristiques des jeux de barres du poste HT

Désignation	Dimension	Matériaux
Jeu de barres 70kV	150mm <sup>2</sup> (câble)	Aluminium-Acier
Jeu de barres 15kV	4x40mm <sup>2</sup> (méplat)	Cuivre
Jeu de barres 6,6kV	8x20mm <sup>2</sup>	Cuivre

### 3.2.3 Disjoncteurs

Les disjoncteurs du côté 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 postes HT

Désignation	Système d'extinction d'arc	Tension Nominale Un	Courant nominal In	Pouvoir de Coupure
Disjoncteur Jeu de barres 70kV	Bain d'huile	123kV	1250A	165kA
Disjoncteur Transfo 1 et 2	Bain d'huile	145kV	3150A	10kA
Disjoncteur de couplage barres 15kV	SF6	17,5kV	800A	-
Disjoncteur Feeders	SF <sub>6</sub>	24kV	800A	-

### 3.2.4 Feeder (départ)

Ils sont au nombre de 7 dont 5 partent du jeu de barres 15kV et 2 du jeu de barre 6,6kV. La section et la nature de chaque ligne MT est repris dans le Tableau 3-3.

**Tableau 3-3** : Section et nature des conducteurs des feeder

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

### **3.3 Présentation du réseau de distribution de la SNEL/Goma et analyse**

Le réseau de distribution de la SNEL à Goma est constitué de sept feeders, comme illustré précédemment dans la figure 3-3. Cependant, dans le cadre de cette étude, nous avons choisi de nous concentrer sur l'analyse d'un seul feeder. L'analyse ciblée du feeder Centre se justifie par plusieurs raisons méthodologiques et pratiques, notamment la redondance et l'absence de pertinence d'une étude exhaustive de l'ensemble du réseau. En effet, les feeders du réseau de la SNEL à Goma présentent des configurations similaires en termes d'appareillage et de fonctionnement, à l'exception notable des feeders du camp militaire et de la MONUSCO, qui sont davantage considérés comme des clients en moyenne tension. Dès lors, l'étude approfondie d'un seul feeder, en l'occurrence le feeder Centre, permet de produire des résultats représentatifs pouvant être généralisés à l'ensemble du réseau sans qu'il soit nécessaire de multiplier les analyses, ce qui risquerait d'entraîner une redondance méthodologique sans réelle valeur ajoutée. Cette approche pragmatique permet non seulement d'optimiser les efforts d'analyse, mais aussi de poser une base solide pour la modélisation et la conception d'un système de contrôle applicable à tout le réseau, tout en tenant compte des contraintes liées à la disponibilité limitée des données et à la complexité dynamique du système.

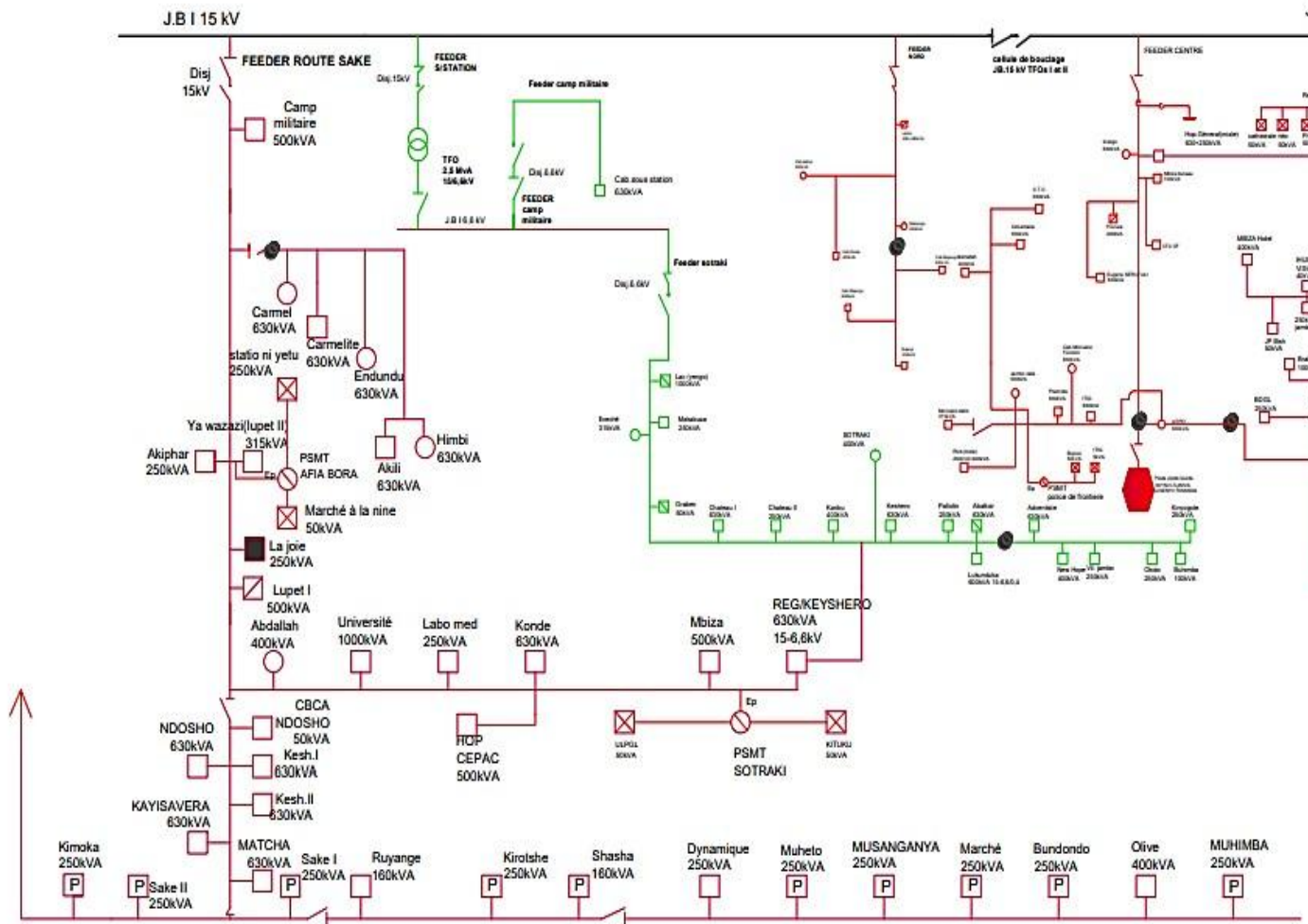
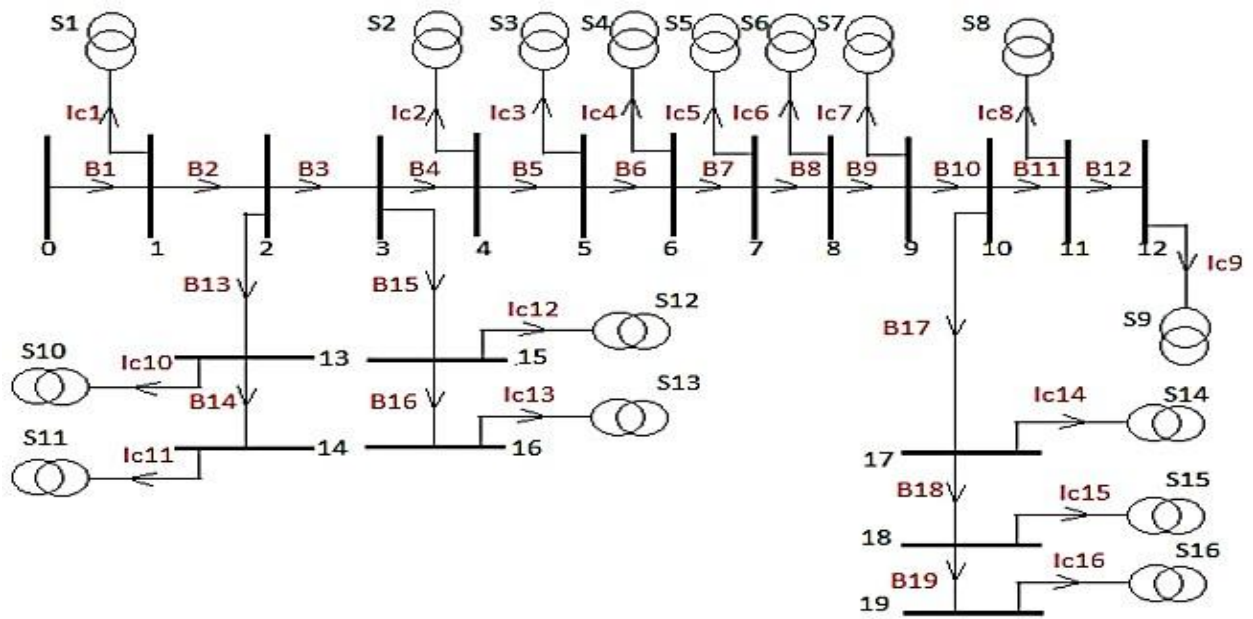


Figure 3-2 : Réseau de distribution de la SNEL GOMA [15]

La figure 3-2 représente le réseau de distribution de la SNEL Goma. Nous devons ainsi faire une analyse spécifique du feeder centre pour mettre en évidence un certain nombre de paramètres important pour le système de surveillance et de supervision.

### 3.3.1 Analyse spécifique du feeder centre

La figure 3-3 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.



**Figure 3-3** : schéma unifilaire du feeder centre [15]

Le feeder est composé de 19 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 3-4.



**Tableau 3-4 : Illustration des données du feeder Centre**

<b>Numéro du Jeu de Barre</b>	<b>Puissance Apparente Installée (KVA)</b>	<b>Numéro de Jeu de Barre aboutissant</b>	<b>Longueur de la branche de Liaison (m)</b>
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

### 3.3.2 Les équations de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Une description totale de la topologie du système en utilisant leurs impédances (admittances) est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissance. La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et de sa topologie. Considérons donc le schéma représentatif du réseau de la Figure 3.4

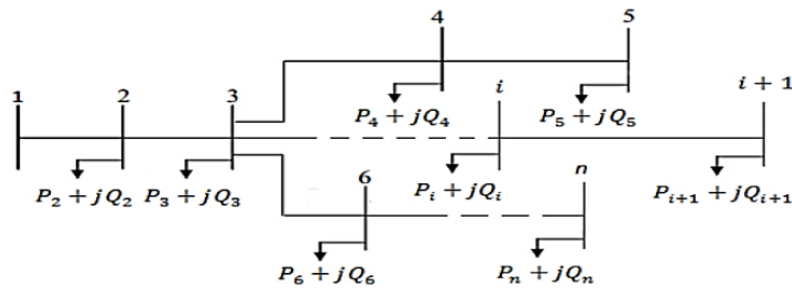


Figure 3-4 : Réseau de distribution radiale de n nœuds

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

$$\bar{S}_i^* = \bar{I}_i * \bar{V}_i^* \quad (3.1)$$

$\bar{I}_i$  Et  $\bar{V}_i^*$  sont respectivement le courant et le conjugué de la tension au nœud  $i$ . L'expression de la tension au nœud  $i$  sous la forme trigonométrique est :

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (3.2)$$

$\delta_i$  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 :

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im}) \quad (3.3)$$

$Y_{im}$  et  $\theta_{im}$  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 :

$$\bar{Y}_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (3.4)$$

$\rho_{im}$  et  $\beta_{im}$  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 :

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i = V_i \angle -\delta_i * [\sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle (\delta_m + \theta_{im})] \quad (3.5)$$

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.

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (3.6)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (3.7)$$

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 :

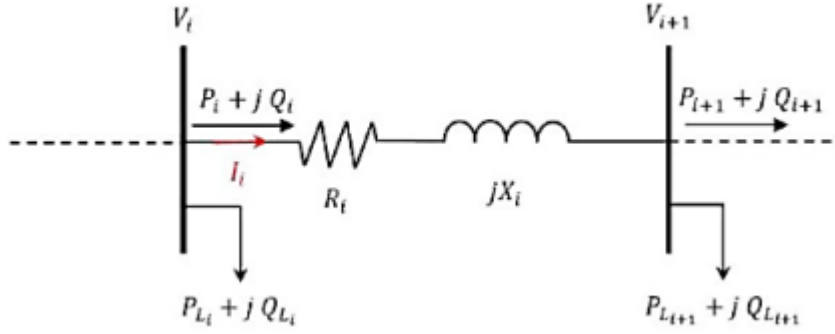
$$P_L = \sum_{i \neq m}^N [(P_{Gi} + P_{Gm}) - (P_{Di} + P_{Dm})] \quad (3.8)$$

$$Q_L = \sum_{i \neq m}^N [(Q_{Gi} + Q_{Gm}) - (Q_{Di} + Q_{Dm})] \quad (3.9)$$

### 3.3.2.1 Méthode Backward/Forward Sweep

#### A. 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 3.5.



**Figure 3-5 :** Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution

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

$$P_i = (P_{i+1} + P_{Li+1}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{Li+1})^2 + (Q_{i+1} + Q_{Li+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (3.10)$$

$$Q_i = (Q_{i+1} + Q_{Li+1}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{Li+1})^2 + (Q_{i+1} + Q_{Li+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (3.11)$$

$P_i$ ,  $Q_i$ ,  $P_{Li+1}$  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  $i$  :

$$I_i = \frac{V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1}}{R_i + jX_i} \quad (3.12)$$

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

$$I_i = \frac{P_i + jQ_i}{V_i \angle \delta_i} \quad (3.13)$$

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

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle(\delta_i + \delta_{i+1}) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (3.14)$$

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 :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \quad (3.15)$$

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 :

$$V_{i+1} = \left[ V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.16)$$

L'argument de cette tension équivaut à :

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \tan^{-1} \left( \frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \quad (3.17)$$

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 :

$$P_{perdue,i} = R_i * I_i^2 \quad (3.18)$$

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

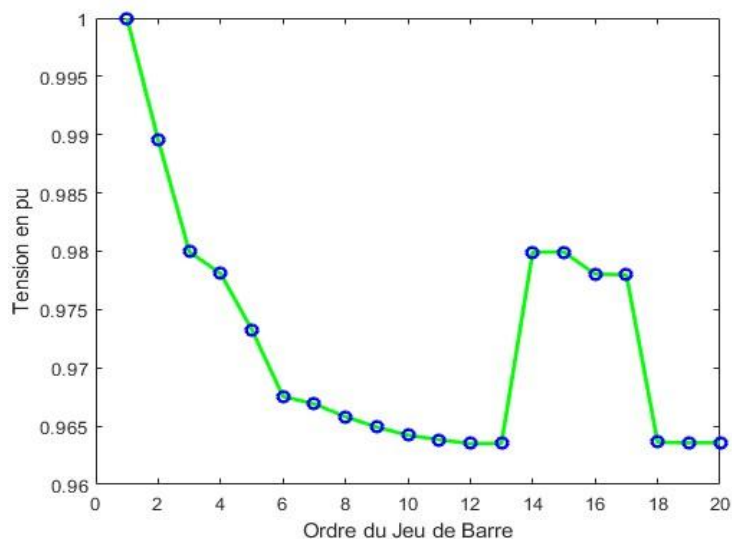
$$P_{Tperdue,i} = \sum_{i=1}^N P_{perdue,i} \quad (3.19)$$

Les pertes de puissance réactives sont déterminées par :

$$Q_{Tperdue,i} = \sum_{i=1}^N X_i * I_i^2 \quad (3.20)$$

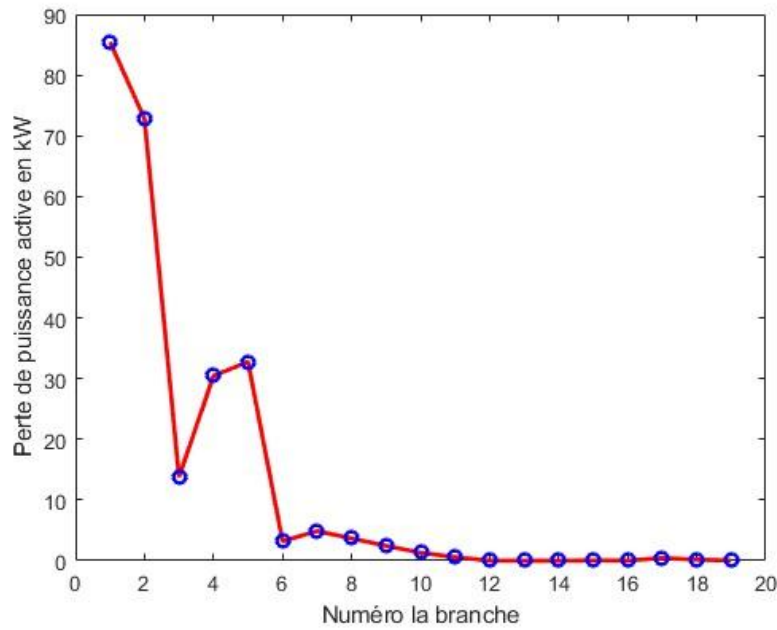
Ainsi en utilisant la méthode de Backward/Forward Sweep nous pouvons déterminer l'écoulement de puissance du feeder centre. Cette méthode comprend en effet deux étapes : le balayage vers l'arrière et le balayage vers l'avant. Dans le balayage vers l'arrière, la tension et le courant sont calculés en 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.

Ainsi en tenant compte des données du tableau 3-4 avec une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 15 KV, la figure 3-6 présente la courbe de la tension en pu à chaque nœud du réseau.



**Figure 3-6 :** Tension en pu réseau feeder Centre

On note que la tension la plus basse se situe au 12ieme 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 3-7 [7].



**Figure 3-7** : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre

La Figure 3-7 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 3-5 donne un résumé des résultats du calculs d'écoulement de puissance pour le feeder Centre.

**Tableau 3-5** : Données du réseau feeder Centre

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale $V_{max}$ (pu)	Tension Minimale $V_{min}$ (pu)
Valeurs	8005	252,1687	147,3847	1 au 1 <sup>er</sup> JB	0.9635 12 <sup>eme</sup> 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 surcroit la tension la

plus basse de ce réseau est aussi dans la marge spécifiée comme normale norme pour un réseau (0.95 per Unit) [7].

### 3.3.2.2 Méthode Matlab (block Simulink)

Mis à part la méthode de Backward/Forward Sweep pour l'écoulement de puissance, nous pouvons faire une analyse avec Matlab pour essayer de mettre en place une certaine comparaison des résultats dans le but de confirmer la performance et la véracité de l'analyse effectué du réseau de distribution de la SNEL /Goma.

La figure 3-7 met en évidence l'analyse du réseau de distribution en passant par le calcul d'écoulement de puissance ; nous utilisons les blocs classiques nous permettant de savoir la tension en per unit disponible à tous les jeux de barres du feeder.

Le tableau 3-6 présente les résultats de simulation du réseau de distribution sous Matlab ; l'analyse comparative entre les deux méthodes de calcul d'écoulement de puissance est telle que la marge d'erreur entre les résultats est moindre, cela met en évidence une certaine exactitude de calcul confirmant ainsi l'analyse pris en compte dans l'aval du travail.

**Tableau 3-6** : Tension en pu du réseau feeder centre avec Matlab

Ordre du jeu de barre	Tension en pu du feeder
Jeu de barre 1	1
Jeu de barre 2	0.99
Jeu de barre 3	0.98
Jeu de barre 4	0.97
Jeu de barre 5	0.96
Jeu de barre 6	0.96
Jeu de barre 7	0.9
Jeu de barre 8	0.89
Jeu de barre 9	0.88
Jeu de barre 10	0.88
Jeu de barre 11	0.8
Jeu de barre 12	0.9



Jeu de barre 13	0.95
Jeu de barre 14	0.95
Jeu de barre 15	0.96
Jeu de barre 16	0.89
Jeu de barre 17	0.88
Jeu de barre 18	0.89
Jeu de barre 19	0.88

### 3.3.2.3 Etude comparative entre les deux méthodes d'analyse du réseau feeder centre

La méthode Backward-Forward Sweep (BFS) et les techniques d'écoulement de puissance proposées par MATLAB, telles que Newton-Raphson ou Gauss-Seidel, possèdent des caractéristiques distinctes qui les rendent adaptées à des types spécifiques de réseaux électriques. La BFS, simple, rapide et efficace sur le plan computationnel, s'avère particulièrement bien adaptée aux réseaux radiaux de distribution en raison de sa facilité d'implémentation. En revanche, les méthodes proposées par MATLAB, telles que Newton-Raphson et Gauss-Seidel, se distinguent par leur robustesse et leur précision, ce qui les rend idéales pour les réseaux complexes ou maillés, bien que cela se fasse au prix d'une complexité algorithmique et computationnelle plus élevée. Une analyse comparative démontre que la BFS offre un avantage significatif pour des calculs rapides et efficaces dans des réseaux radiaux, tandis que les outils MATLAB, plus polyvalents, conviennent mieux aux études détaillées et approfondies, notamment dans les réseaux de transport. Les résultats obtenus (**figure 3-6 et tableau 3-6**) lors de l'analyse comparative montrent des performances similaires, confirmant ainsi la pertinence des approches utilisées et la fiabilité des conclusions tirées. Le choix de la méthode dépend donc principalement de la structure du réseau et des objectifs spécifiques de l'analyse. [16].

**La figure 3-8** représente le réseau feeder centre en analyse sous Matlab (block Simulink) ; cette méthode d'écoulement de puissance est proposée directement par Matlab.

**La figure 3-9** illustre le réseau feeder centre, intégrant l'ensemble des équipements d'amélioration et de contrôle. Ce réseau est virtuellement supervisé et contrôlé grâce aux protocoles de communication TCP/IP, dans notre cas via le logiciel de contrôle utilisé pour cette étude. Ce système complexe met en évidence une solution de supervision et de contrôle performante et adaptée.

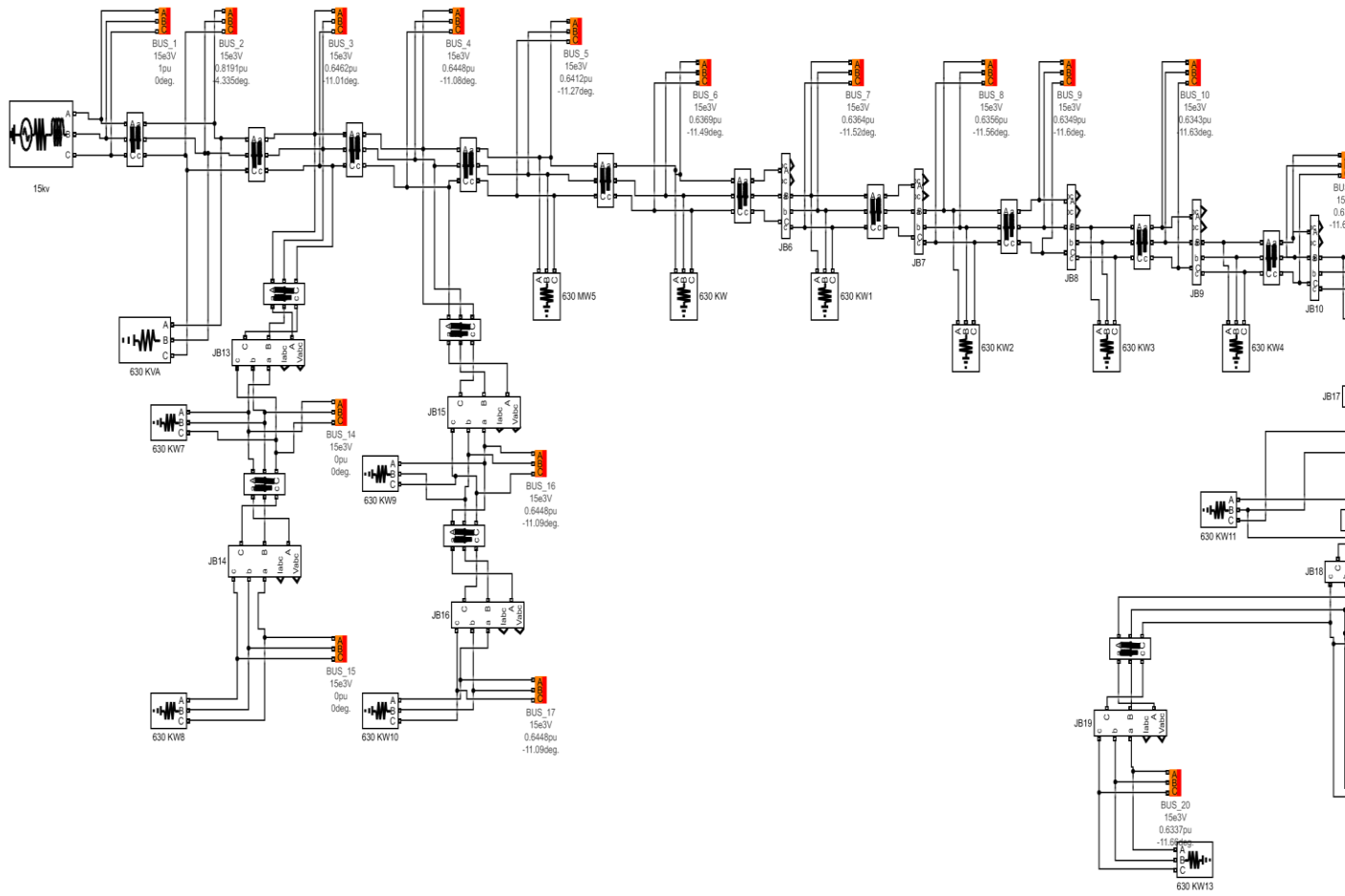


Figure 3-8 : Analyse du réseau de distribution sous Matlab.

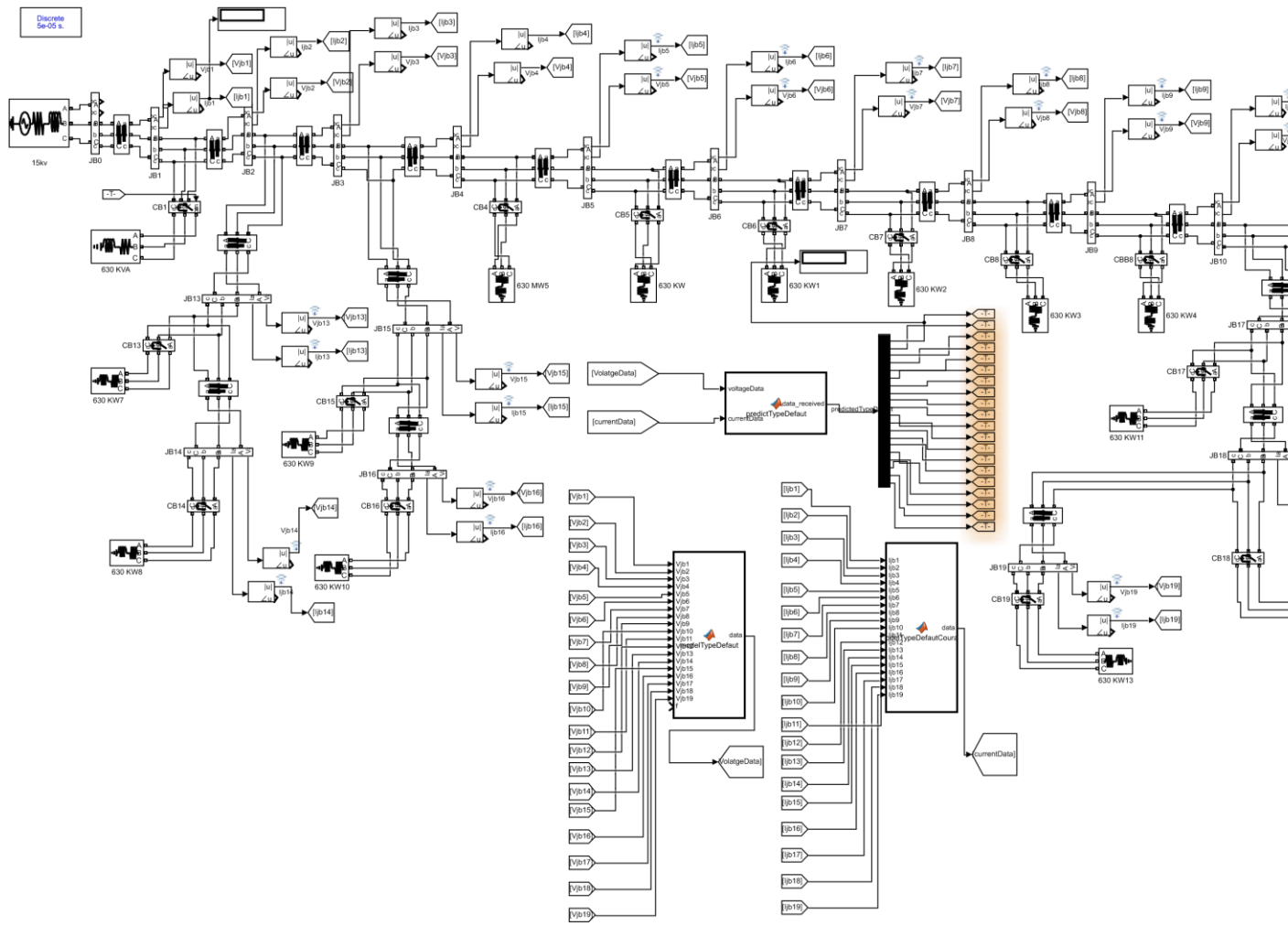


Figure 3-9 : Présentation du feeder centre reconfiguré sous Simulink

Après une analyse complète du réseau de distribution , ici feeder centre ; une analyse mettant en évidence les tensions disponibles à chaque nœuds , nous pouvons ainsi passer à la conception d'un système de contrôle et de supervision du réseau cela étant l'objectif principal de notre travail c'est-à-dire arriver à concevoir un système qui pourrait prendre en compte la surveillance des paramètres clés du réseau, la commande des équipements à distance et surtout la supervision en temps réel du réseau étudié.

La section qui suit présente alors la conception du système de supervision et de surveillance.

### **3.4 Conception du système de surveillance et de supervision**

Prenant en compte la présentation pratique du réseau de distribution de la SNEL et surtout les éléments de son analyse nous pouvons en effet concevoir un système de contrôle qui est adapté spécifiquement à ce réseau.

Nous utilisons ainsi un outil de conception graphique LabVIEW pour l'interface de monitoring ainsi que l'outil d'analyse Matlab pour l'implémentation du réseau [14].

#### **3.4.1 Implémentation du réseau et reconfiguration des équipements**

Le réseau de la SNEL est une configuration classique d'une forme de distribution d'énergie comportant une gamme d'équipements nécessitant une ressource humaine large pour sa gestion ; nous partons ainsi du délestage et à la continuité de la fourniture efficace d'énergie. Ce dernier étant l'objectif principal de gestion des réseaux de distribution.

Dans le cadre de cette étude nous nous fixons ainsi un certain nombre d'objectifs allant de la gestion de la fourniture efficace de l'énergie à la gestion optimale de la ressource humaine ; compte tenu du contexte sécuritaire de notre région.

##### **3.4.1.1 Présentation du feeder centre reconfiguré**

Étant donné le choix de ce feeder, nous l'implémentons numériquement dans l'outil d'analyse et de simulation Matlab/Simulink. Comme dit précédemment nous utilisons ce dernier comme outil d'analyse afin de comprendre le fonctionnement aval du réseau pour orienter d'une manière

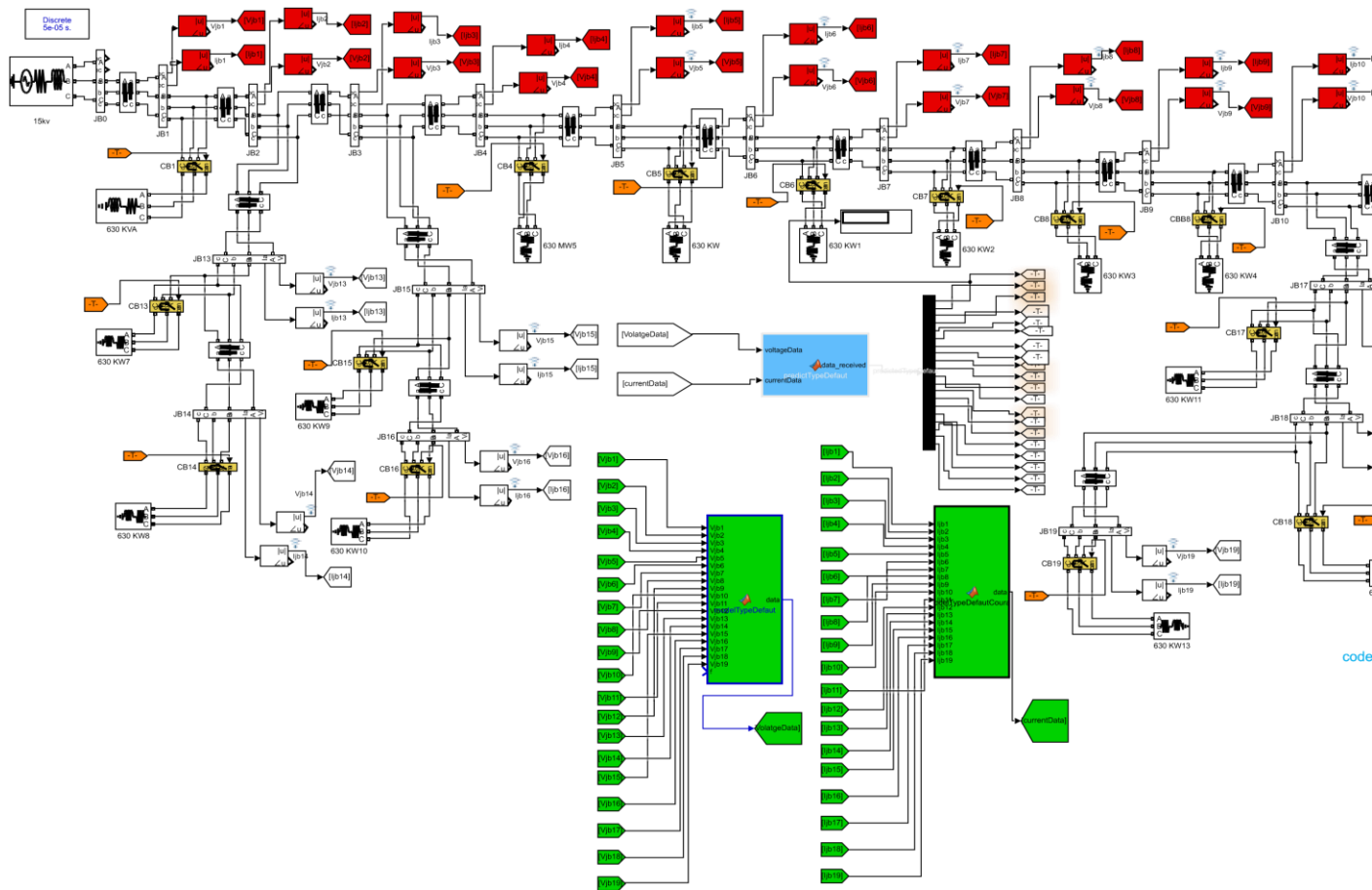
efficace la reconfiguration et permettre d'optimiser la gestion du réseau de distribution compte tenu des objectifs pris en compte dans ce travail au niveau de l'introduction générale.

Le schéma unifilaire présenté à la **figure 3-3** illustre une configuration initiale et fonctionnelle du feeder. Il met en évidence un ensemble d'équipements standards composant un réseau de distribution classique, sans aucune optimisation en termes de gestion de l'approvisionnement en énergie électrique.

Sur la **figure 3-10** qui suit, nous présentons ce réseau d'une manière optimale en donnant plus de détails pratiques sur les équipements.

Les détails sur les équipements d'amélioration suivent directement après la figure ; nous partons de la récolte primaire des données aux traitements en profondeur de ces dernières.

Cette figure comporte un code de couleur pour la spécification technique de chaque équipement.



**Figure 3-10 :** Réseau de distribution avec les équipements d'amélioration.

### 3.4.1.2 Equipements de supervision et surveillance

#### A. Unité terminale distante (Remonte terminal unit, RTU)

Un terminal distant (RTU) en vert sur la **figure 3-10** est un périphérique multifonction utilisé pour la surveillance et le contrôle à distance de divers appareils et systèmes pour l'automatisation. Un RTU est considéré comme un ordinateur autonome, car il possède toutes les parties de base qui, ensemble, définissent un ordinateur : un processeur, une mémoire et un stockage. De ce fait, il peut être utilisé en tant que contrôleur ou contrôleur maître intelligent pour d'autres périphériques qui, ensemble, automatisent un processus tel que le réseau de distribution électrique. Ces RTU's pour leurs majorités sont des PC's industriels fonctionnant sur Windows NT/XP qui portent les noms **CLP500 et URT500**, ces dernières font état d'un maître par rapport aux différentes protections numérique qui sont considérées comme esclaves. Les RTU's font interface via des cartes d'entrées/sorties avec un ensemble de protection numérique installées sur le réseau, afin de récolter les informations relatives au fonctionnement et les mesures de différents paramètres, ils représentent alors les yeux et oreilles des systèmes SCADA, d'une autre part, et aux systèmes de contrôle en produisant les signaux de commande qui permettent d'intervenir à distance, ils représentent alors les mains du système. Cependant, afin de pouvoir exploiter toutes les informations envoyées de ou vers ces installations, les données sont organisées sous forme de flux (trames de données), qui seront à leur tour traduites à une forme compatible avec le langage utilisé par le système SCADA. Les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA permettent des communications en différents langages qui sont connus sous le nom de protocoles de communication, en effet les RTU's communique avec les protections numériques généralement avec le protocole MODBUS ou bien JBUS ou autre et avec le système par un autre protocole IEC 60870-5-101, IEC 60870-5 104 ou autre. Les protections numériques font la traduction des signaux électrique issus des capteurs et des appareils de mesure en trames de données correspondantes à l'un des protocoles [2].

Dans le cadre de ce travail nous définissons ainsi deux paramètres à surveiller notamment le **courant et la tension** sous trois phases ; ces deux paramètres étant les éléments les plus important d'un système de surveillance.

### ❖ Récolte des données de tension

Nous utilisons des capteurs de tension en rouge en bas sur la **figure 3-10** pour la récolte des données en temps réel ; ces données ayant une forme analogique doivent subir une transformation en numérique, sous Matlab avec la fonction de transformée de Fourier. La transformée de Fourier est une technique mathématique qui aide à transformer la fonction de domaine temporel  $x(t)$  en fonction de domaine fréquentiel  $X(\omega)$ .

### ❖ Récolte des données de courant

Nous utilisons des capteurs de courant en rouge en haut sur la **figure 3-10** pour la récolte des données en temps réel en utilisant le même principe précédent.

En effet en mettant en évidence ces deux paramètres nous pouvons concevoir un système dynamique de contrôle et de supervision prenant compte d'équipements de télécommande et de gestion décentralisée du réseau de distribution d'énergie [16].

## B. Disjoncteur triphasé

Le bloc de disjoncteur triphasé en jaune sur la **figure 3-10** met en œuvre un disjoncteur triphasé où les temps d'ouverture et de fermeture peuvent être contrôlés soit à partir d'un signal externe (mode de contrôle externe), soit à partir d'une minuterie de contrôle interne (mode de contrôle).

Le disjoncteur triphasé en bloc est composé de trois disjoncteurs interconnectés entre les entrées et les sorties du module.

Si le bloc de disjoncteurs triphasé est réglé en mode de contrôle externe, une commande d'entrée apparaît dans l'icône du bloc. Le signal de commande connecté à l'entrée Simulink doit être soit, ce qui ouvre les disjoncteurs, soit n'importe quel valeur positive, qui ferme les disjoncteurs. Pour plus de clarté, un signal est Couramment utilisé pour fermer les disjoncteurs. Si le bloc Disjoncteur triphasé est mis en place mode de contrôle interne, les temps de commutation sont spécifiés dans la boîte de dialogue du bloc. Les Trois disjoncteurs individuels sont commandés par le même signal.



Le circuit d'amortissement de la série RS-C est inclus dans le modèle. Ils peuvent être connectés en option aux trois briseurs individuels. Si le bloc de disjoncteur triphasé arrive à être en série avec un circuit inductif, un circuit ouvert ou une source de courant, on utilise un amortisseur [16].

Ces paragraphes précédents présentent la description classique d'un disjoncteur triphasé ; les spécifications de contrôle s'ajoutent ainsi pour la mise en œuvre du système de surveillance, c'est à dire un disjoncteur peut être configuré de manière qu'il soit manœuvré de façon externe. Après cette configuration, nous ajoutons le breaker qui est un dispositif de commande à distance ; cela nous permet de mettre en œuvre de manière pratique notre système de contrôle.

Jusque-là nous sommes dans l'implémentation classique du réseau de distribution ; après cette étape nous pouvons faire ainsi le choix d'un protocole de communication pour le système d'implémentation du réseau et le système de monitoring et de supervision du réseau, pour notre cas étant le logiciel LabVIEW.

- **Choix du protocole de communication**

Au chapitre deux nous donnons un large éventail des protocoles susceptibles d'être utilisés pour notre système de contrôle du réseau, certes des protocoles ayant des avantages en termes de systèmes de surveillance. Mais le choix se porte sur le protocole TCP/IP.

Le choix du protocole TCP/IP pour un système SCADA est stratégique en raison de sa fiabilité et de sa flexibilité. TCP/IP, en tant que suite de protocoles, assure une transmission précise des données en segmentant les messages en paquets, ce qui permet de gérer efficacement les erreurs de transmission. De plus, sa capacité à fonctionner sur des réseaux variés facilite l'intégration avec divers équipements industriels, garantissant ainsi une communication fluide entre les automates programmables et le système SCADA. Cette approche optimise la surveillance et le contrôle des processus industriels en temps réel.

- Dans le cadre de notre système nous avons une section **exchange of data** disponible directement en annexe B ; l'équipement en bleu ciel sur la **figure 3-10** représente un MTU ; un dispositif constituant la dernière partie de traitement et surtout d'échange des données.

Cette section comporte le processus large de transmission des données vers le logiciel de monitoring.

Cette section implémente une communication client-serveur en utilisant des sockets en Java, permettant l'échange de données encodées en **JSON** dans un environnement réseau. La partie serveur crée un socket d'écoute sur un port spécifié et attend qu'un client se connecte. Une fois la connexion établie, les données sont envoyées via un flux de sortie (Data Output Stream) et le socket est fermé pour libérer les ressources. Le client, de son côté, tente de se connecter au serveur sur un port donné et lit les données reçues via un flux d'entrée (Data Input Stream). Les messages sont encodés et décodés au format **JSON** pour assurer une transmission structurée des informations. Le code intègre des mécanismes robustes de gestion des erreurs à l'aide de blocs Try-catch, permettant de gérer les échecs de connexion ou les interruptions réseau tout en limitant le nombre de tentatives grâce à un compteur configurable (number of retries). De plus, il synchronise les opérations avec une fréquence d'échantillonnage définie (samplingrate), garantissant une exécution temporelle stable. Ce programme constitue une base solide pour des applications nécessitant une communication bidirectionnelle fiable entre des systèmes distribués [16].

- La deuxième section présentée est une fonction MATLAB nommée **format Data For LabVIEW** en annexe B, qui a pour objectif de formater un tableau de données afin de le préparer pour une utilisation dans LabVIEW. La fonction commence par initialiser une chaîne data\_to\_send avec la valeur '1'. Ensuite, elle parcourt chaque élément du tableau data table. Pour chaque valeur, elle la convertit en chaîne de caractères avec une précision de six chiffres à l'aide de **num2str**. Les points décimaux sont ensuite remplacés par des virgules pour répondre aux conventions de formatage spécifiques. Chaque valeur formatée est ajoutée à la chaîne finale, séparée par un caractère. Cependant, la section présente quelques erreurs de syntaxe et d'indexation qu'il conviendrait de corriger pour qu'il fonctionne correctement [16] [14].

*Nous retrouvons en annexe les blocs de code sous Matlab.*

## 3.4.2 Surveillance et supervision sous LabVIEW

### 3.4.2.1 Présentation pratique de LabVIEW

LabVIEW, développé par National Instruments, est un environnement de programmation graphique utilisé pour l'automatisation et le contrôle d'instrumentation. Dans les systèmes SCADA pour les réseaux de distribution électrique, LabVIEW permet l'acquisition de données, le contrôle des équipements et la visualisation des informations via des interfaces graphiques appelées "*instruments virtuels*" (VI).

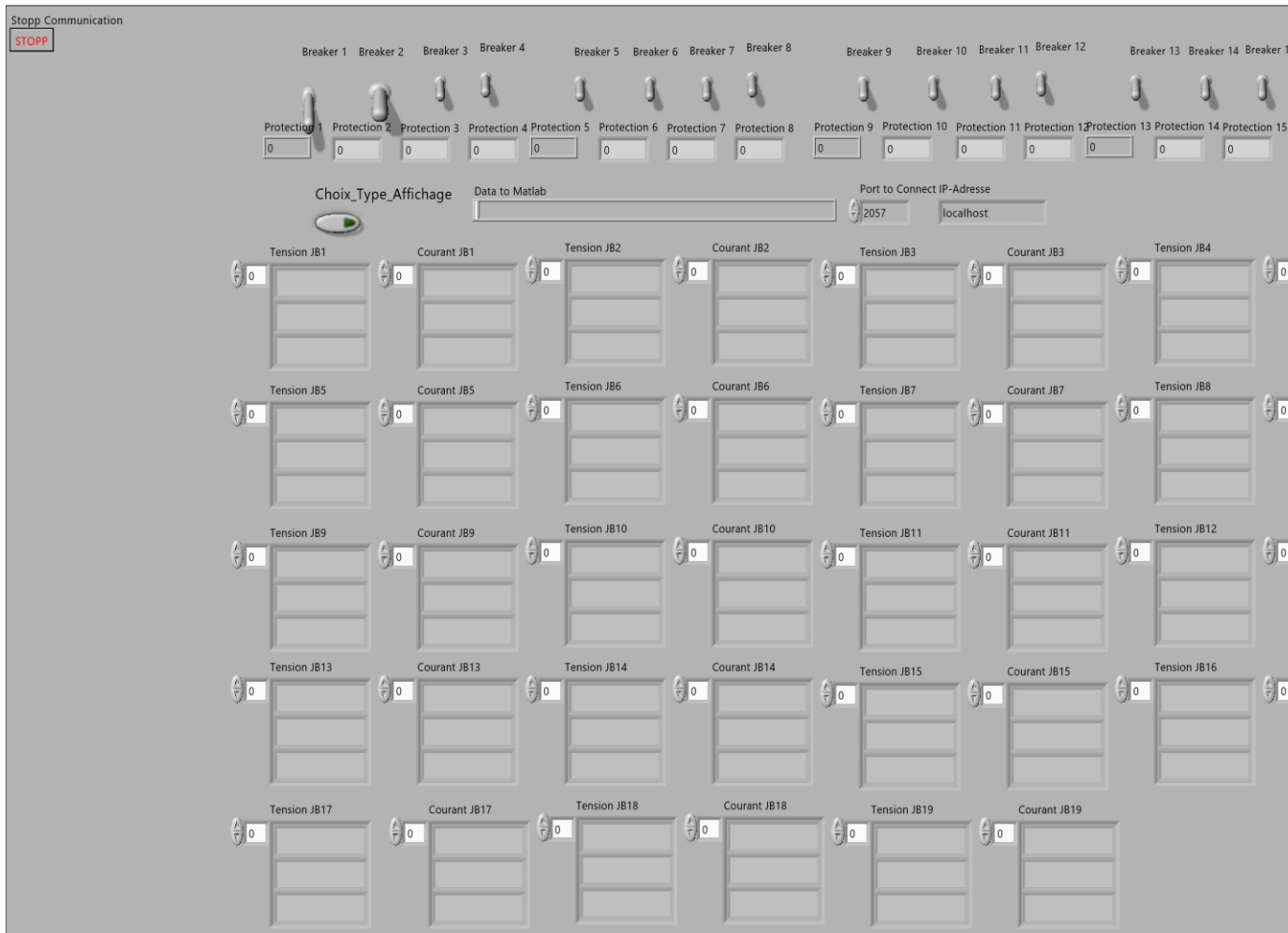
Le logiciel LabVIEW se compose de deux interfaces principales : **la face-avant et le diagramme (figure 3-11)**.

- **Face-avant** : C'est l'interface utilisateur où les commandes (entrées) et les indicateurs (sorties) sont disposés. Les utilisateurs interagissent avec le programme via cette interface, qui permet de visualiser et de modifier les données en temps réel.
- **Diagramme** : C'est l'espace de codage graphique où le programme est développé en utilisant le langage G. Les fonctions sont représentées par des icônes, et les connexions entre elles sont établies par des fils, permettant ainsi un flux de données dynamique.

Ces deux interfaces permettent une programmation intuitive et efficace, essentielle pour des applications comme les systèmes SCADA [17].

#### Utilisations dans le système SCADA :

- **Surveillance en temps réel** : LabVIEW collecte et affiche des données critiques sur l'état du réseau.
- **Contrôle à distance** : Il permet d'interagir avec des équipements distants pour la gestion et la maintenance.
- **Analyse des données** : Les outils intégrés facilitent le traitement et l'analyse des signaux électriques.



**Figure 3-11 : face avant de LabVIEW**

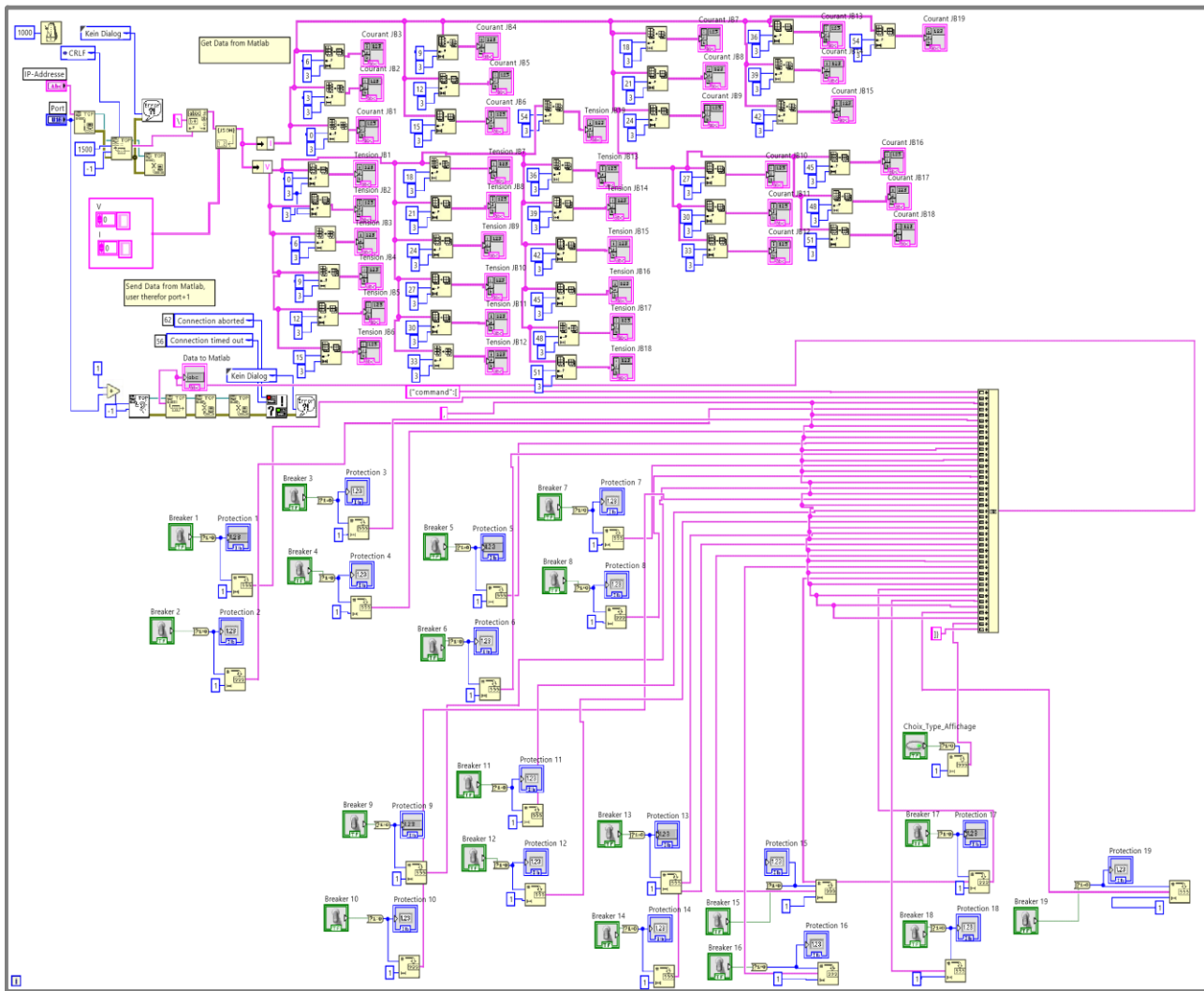
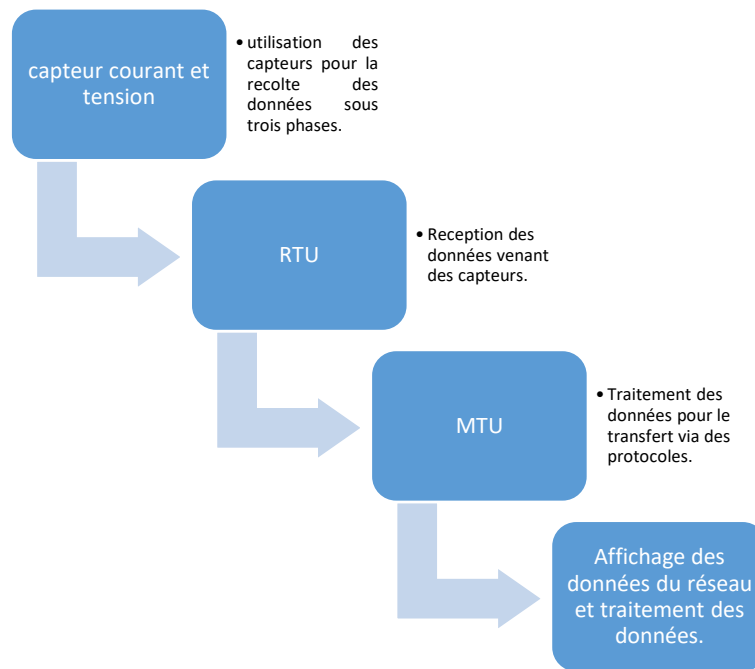


Figure 3-12 :face diagramme du logiciel LabVIEW

## A. Surveillance en temps réel

La **figure 3-13** qui suit présente un processus sous forme d’algorithmique mettant en évidence une série d’étapes selon l’exécution du système de surveillance en temps réel.

La surveillance en temps réel pour ce réseau de distribution à l’aide de LabVIEW permet une gestion efficace et précise des données.

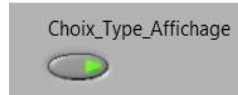


**Figure 3-13** : Algorithme de surveillance du réseau de distribution

En effet, comme mentionné précédemment, ce système collecte en temps réel les données du réseau à l’aide d’un algorithme spécifique. Il s’appuie sur des capteurs de tension et de courant, assure la gestion et la réception des données via le RTU, puis transmet ces informations au système de surveillance et de contrôle par le biais du protocole de communication sélectionné.

L'interface de surveillance comporte :

- Un bouton pour le choix de mesure soit réelle soit en per unit ; en effet nous avons la possibilité d'affichage des mesures selon la mise en place logicielle voulue.

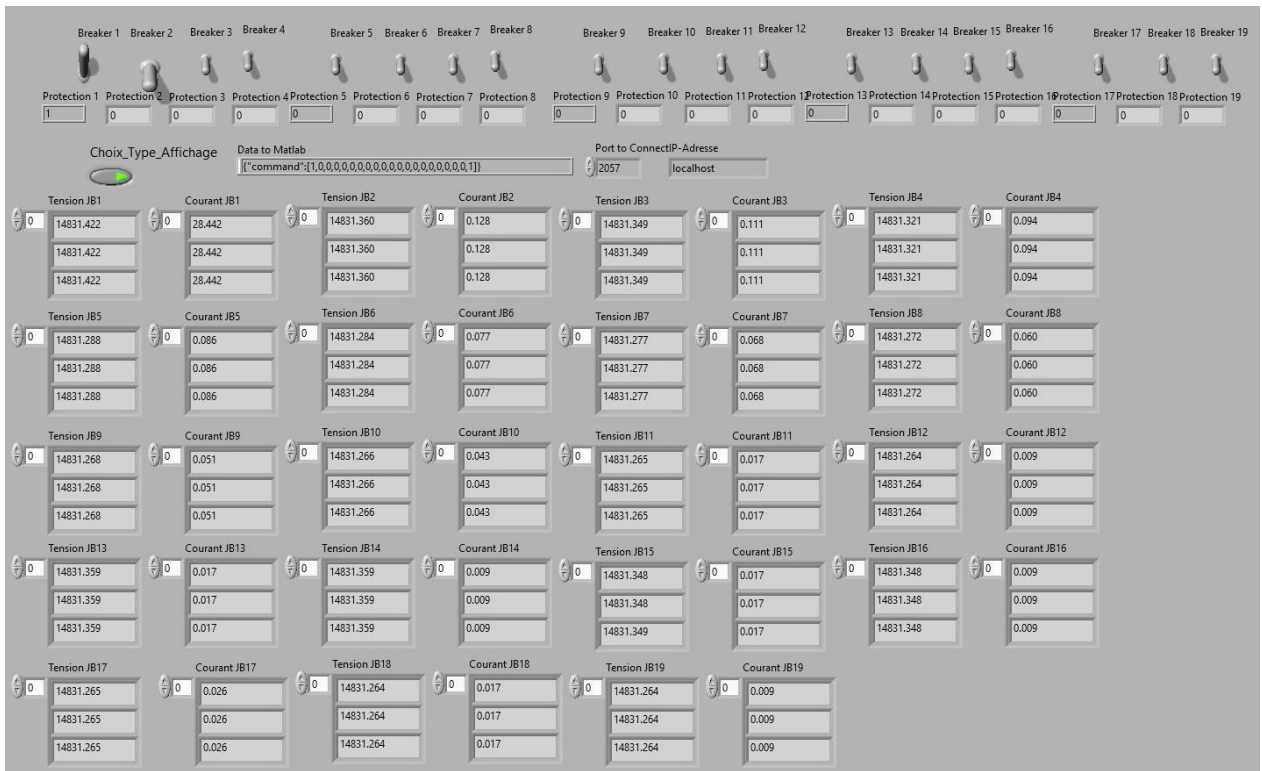


**Figure 3-14** : bouton affichage

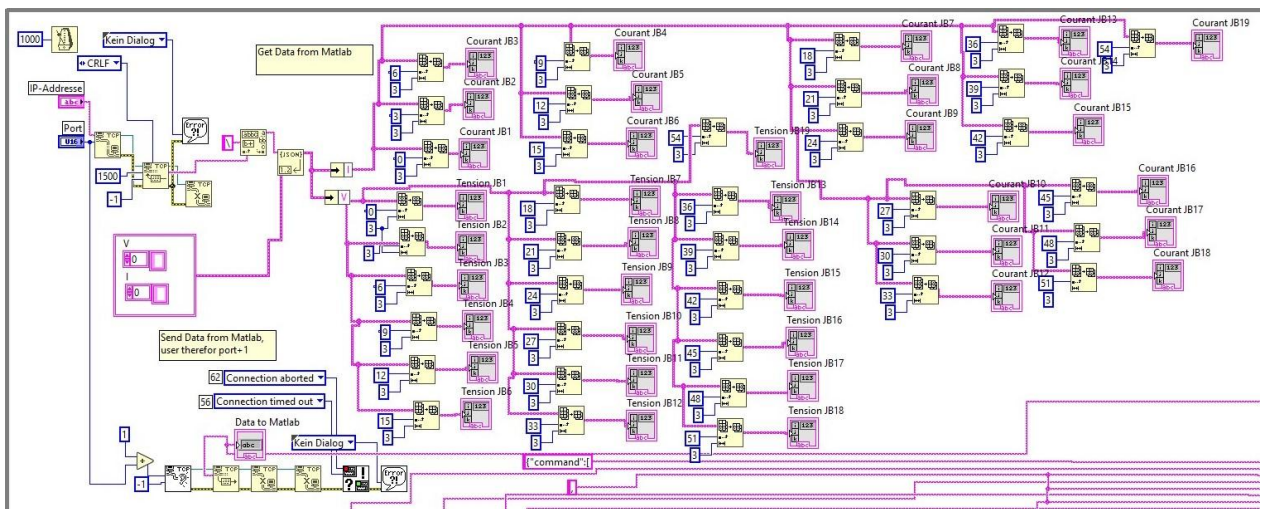
- Récolte des données tension et courant ; nous estimons nécessaire pour toute forme de surveillance des réseaux électriques de récolter des données essentielles à partir desquelles on peut avoir des données secondaires grâce à de l'arithmétique simple. C'est-à-dire en ayant le courant en ampère et la tension en volt nous pouvons déterminer les paramètres comme la puissance sous une certaine fréquence et un cos phi spécifique.

En effet nous avons en cette figure 3-14 (la face avant) le bouton du choix d'affichage des paramètres tension et courant à chaque jeu de barres du feeder centre ; nous pouvons ainsi avoir un affichage des valeurs réelles ou des valeurs en per unit ; grâce à un temps de réponse assez réduit nous avons la visualisation des données en temps réel du réseau.

Le diagramme de la figure 3-16 illustre la programmation graphique de la surveillance. Il comprend des blocs d'affichage de la tension et du courant pour les trois phases, ce qui explique la numérotation des blocs incrémentée de 3, correspondant aux trois affichages par bloc.



**Figure 3-15** : affichage de la tension et du courant à chaque jeu de barre.



**Figure 3-16** : face diagramme de la surveillance

Ces deux **figures 3-15 et 3-16** nous illustrent le process de surveillance du réseau de distribution ; comme dit précédemment, la gestion de la distribution d'énergie se résume parfois à une surveillance simple des paramètres du réseaux ; par contre dans le cadre d'un système dynamique, nous ajoutons plusieurs options allant de la commande à la gestion des données en temps réel.



## B. Supervision et contrôle du réseau de distribution

La supervision d'un réseau de distribution consiste à le piloter depuis un centre de contrôle unique. Son objectif principal est d'optimiser la gestion tout en garantissant des avantages économiques et, surtout, une sécurité accrue pour les ressources humaines.

La figure 3-17 qui suit présente un processus sous forme d'algorithmique mettant en évidence une série d'étapes selon l'exécution du système de supervision et de contrôle en temps réel.

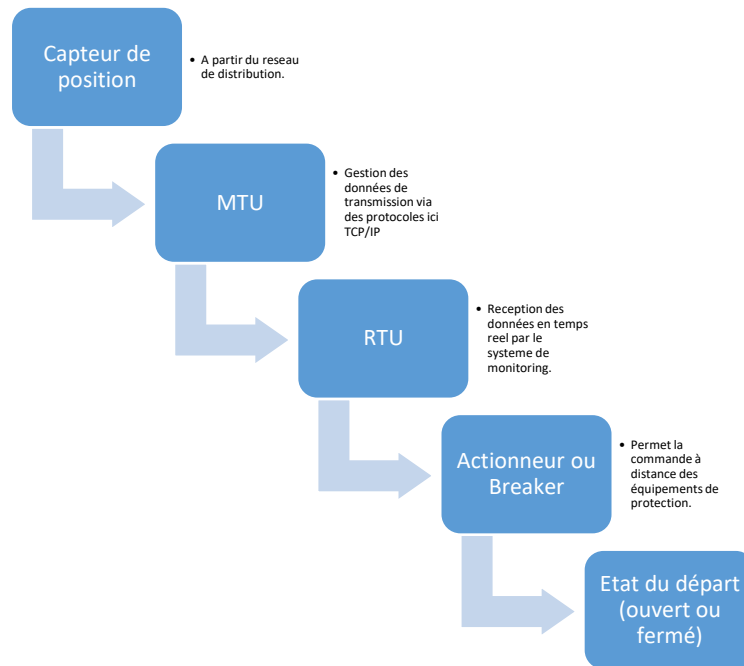


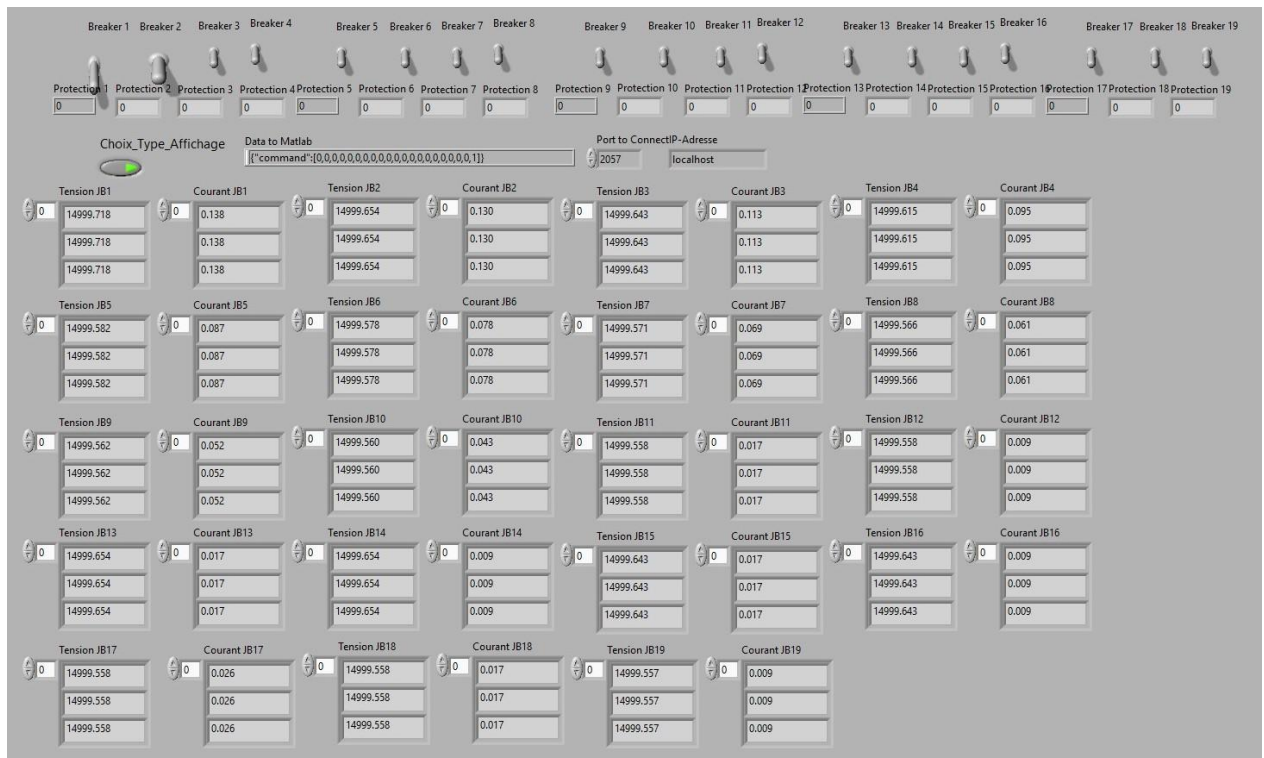
Figure 3-17 : Algorithme de commande à distance du réseau.

Dans le cadre de ce travail, nous avons conçu une interface intuitive permettant la configuration du réseau électrique à tous les niveaux de gestion. Concrètement, l'écran de l'opérateur affiche un actionneur dédié à chaque dispositif de protection associé à chaque jeu de barres.

En actionnant le disjoncteur, notre algorithme affiche son état en temps réel, indiquant s'il est ouvert ou fermé. Tout changement est immédiatement visible à l'écran : lorsqu'un disjoncteur est ouvert, la tension de 15 kV demeure constante, tandis que le courant chute à zéro, signalant ainsi à l'opérateur l'interruption effective de l'alimentation à ce nœud.

Dans un contexte où la sécurité est primordiale et où les réseaux de distribution peinent à répondre à la demande tout en assurant une fourniture optimale d'énergie, l'opérateur doit gérer efficacement

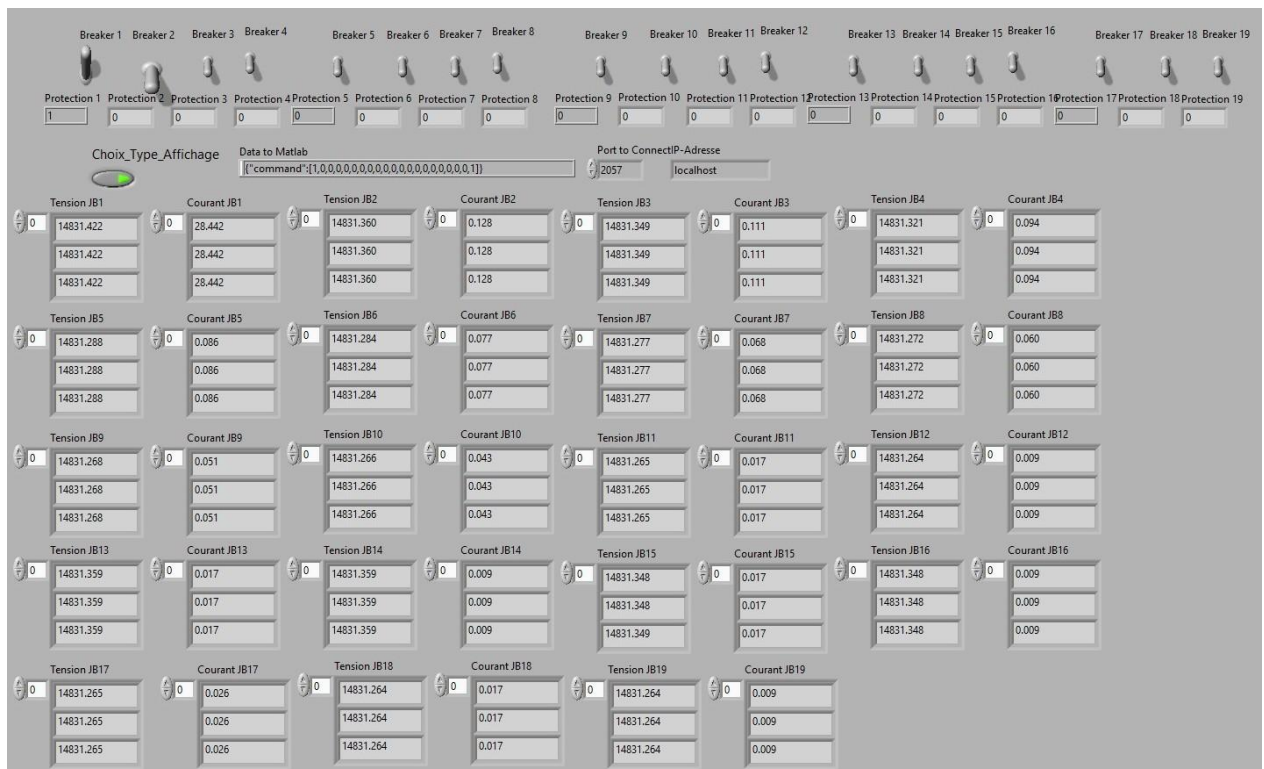
la distribution. Cela implique notamment la mise en place de délestages stratégiques et la maintenance régulière du réseau pour garantir sa stabilité et sa fiabilité [7].



**Figure 3-18** : les actionneurs sont en position 0 (ouvert).

En interprétant cette capture donnée à la **figure 3-18** nous remarquons l'état des disjoncteurs et aussi les paramètres tension inchangés et courant passant à zéro.

La capture suivante (**figure 3-19**) montre l'état du disjoncteur 1 fermé et les paramètres courant et tension au jeu de barre 1 dans les normes du réseau de distribution.

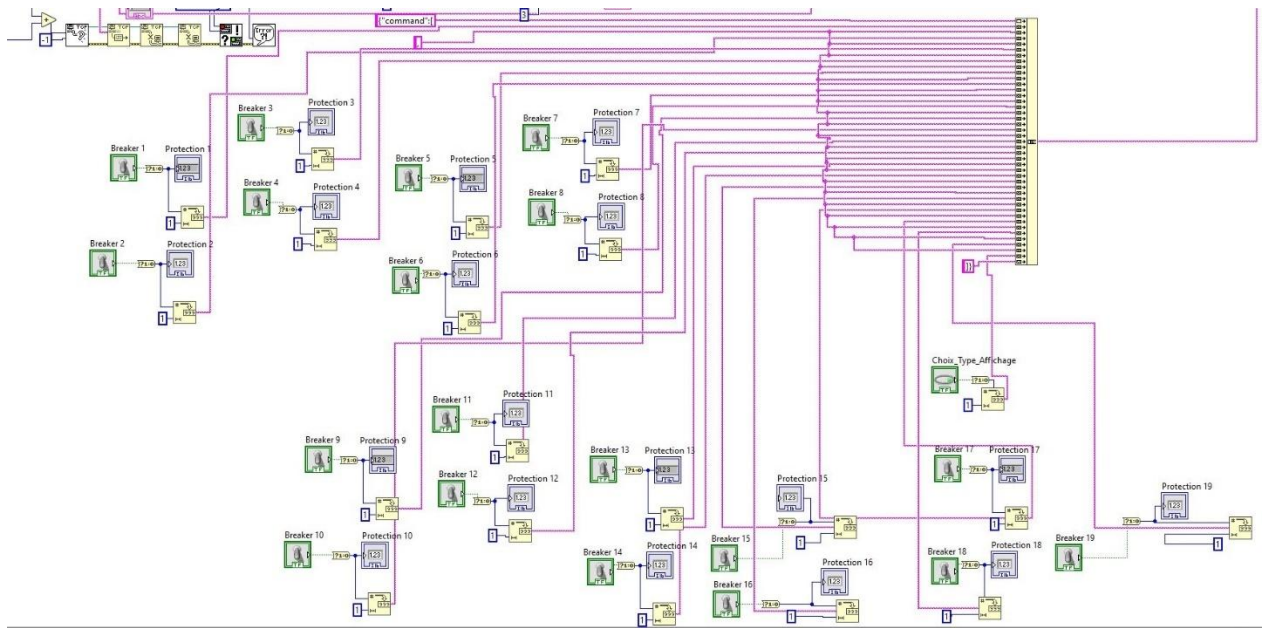


**Figure 3-19** : Affichage avec breaker 1 actionné.

Nous pouvons aussi donner la face diagramme **figure 3-20** de la commande à distance cela illustrant ainsi la conception du système dans le cadre de ce travail.

La **figure 3-20** présente la programmation graphique du système ; nous pouvons remarquer la liaison entre les breaker et les dispositifs de protection sous trois phases.

Le feeder centre comporte 19 jeux de barres ce qui correspond à 19 nœuds et à chaque nœud triphasé nous avons un disjoncteur avec son actionneur pour la commande à distance.



**Figure 3-20** : face diagramme de la commande à distance.

### C. Acquisition des données et analyse

L'acquisition et l'analyse des données est une étape cruciale dans la gestion de la distribution de l'énergie électrique.

En effet L'acquisition de données, un processus fondamental de la technologie et de la recherche modernes, implique la collecte, la mesure et l'enregistrement de divers types d'informations à des fins d'analyse et d'interprétation. Il joue un rôle crucial dans divers domaines, de la recherche scientifique et des applications industrielles aux systèmes de surveillance et de contrôle. L'acquisition de données permet de convertir des phénomènes du monde réel en données numériques, ouvrant ainsi la voie à des informations précieuses et à une prise de décision éclairée. Dans le cadre de ce travail nous récoltons des données (courant et tension) par des capteurs, nous faisons un prétraitement et une conversion des données pour la faciliter de lecture.

Le logiciel LabVIEW utilisé est une plateforme efficace dans le domaine de contrôle des réseaux électriques car nous pouvons exporter les données d'une manière efficace vers Excel et ainsi réaliser une base des données pour une analyse prédictive afin d'améliorer la gestion de la fourniture d'énergie.

### 3.4.3 Discussion

En termes simples, ce système nous permet de faire la :

- Surveillance du réseau en temps réel, qui nous donne une vue complète du réseau à partir d'un seul point, c'est-à-dire des paramètres très importants pour une gestion efficace des réseaux de distribution.
- Le contrôle en temps réel du réseau nous permet d'assurer une gouvernance efficace du réseau. Dans notre contexte (insécurité, alimentation électrique inférieure aux besoins), une gestion optimale des ressources humaines et surtout la continuité de l'approvisionnement énergétique est pertinente.
- La collecte de données permet d'effectuer une analyse prédictive sur le réseau électrique, ce qui est un point important dans la prévision des pannes.

Nous présentons ainsi en final deux figures (les deux figures qui suivent) qui présentent en large le système conçu dans le cadre ce travail ; la **figure 3-21** représente la face avant, c'est-à-dire l'interface de monitoring et la figure **3-22** présente la face diagramme du système ; cette face présente la programmation graphique du système.

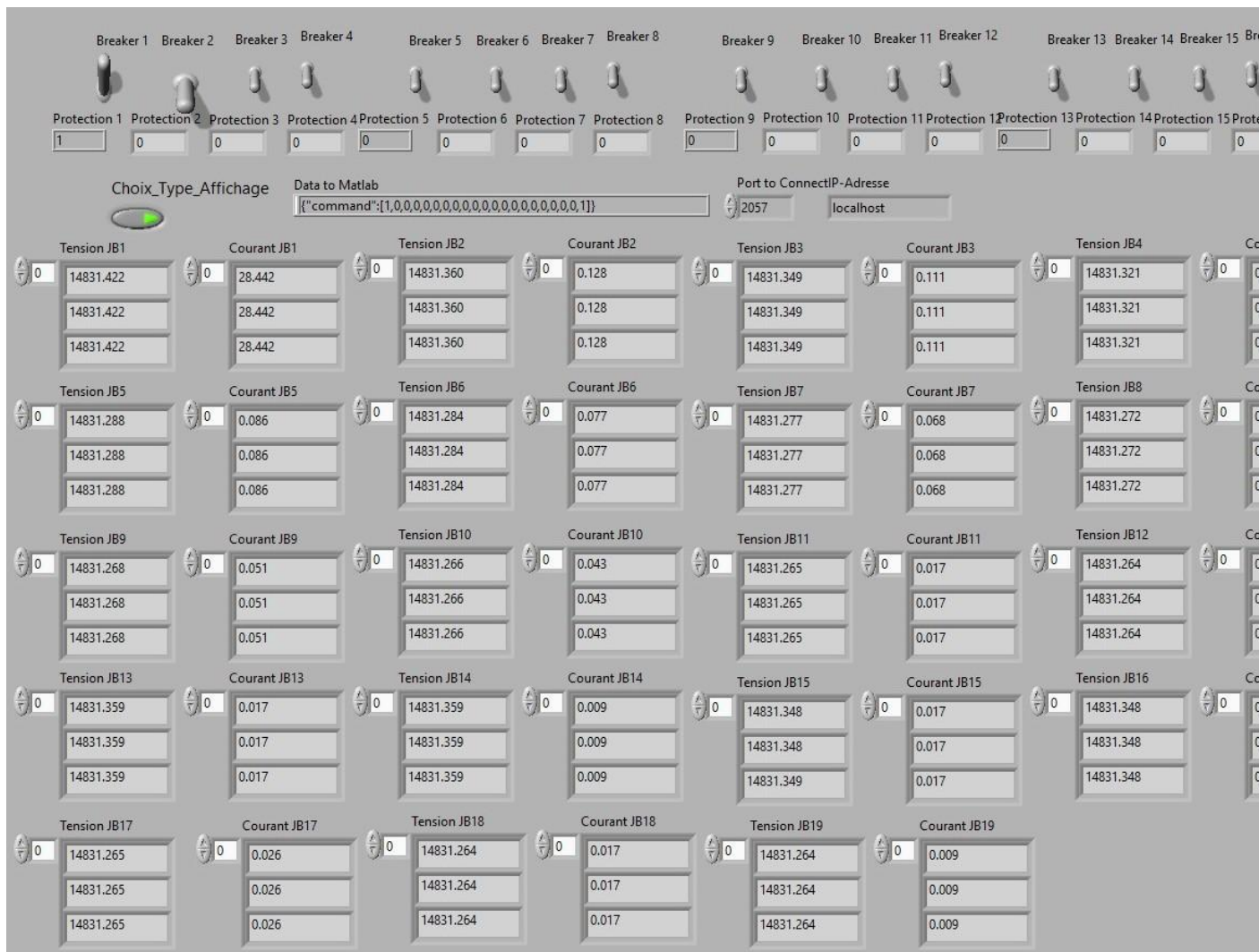


Figure 3-21 : Moniteur de surveillance et de supervision de l'opérateur.

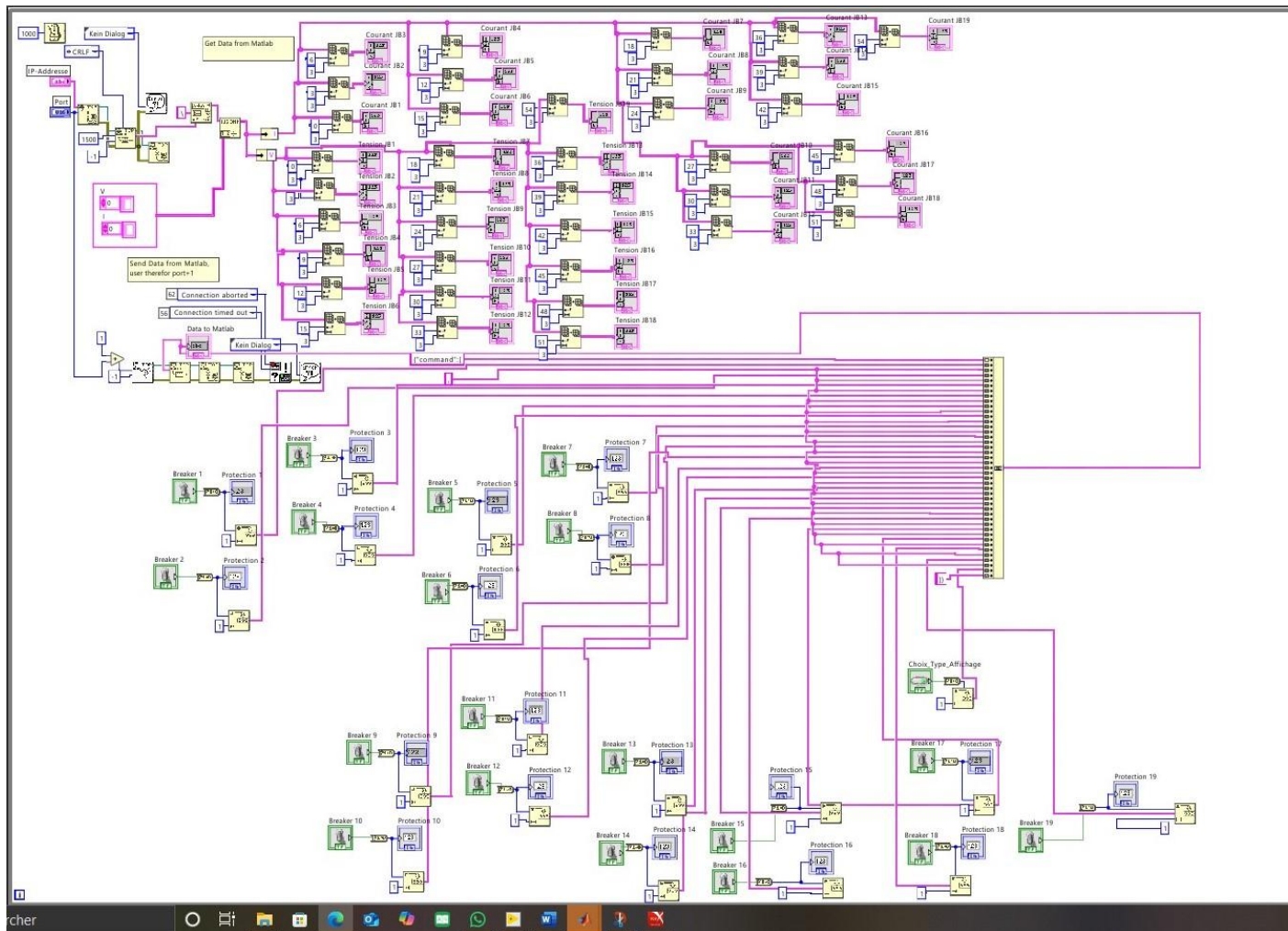


Figure 3-22 : diagramme de programmation graphique du système de contrôle.

### **3.5 Conclusion partielle**

Ce chapitre présente le système de supervision et de surveillance du réseau de distribution de la SNEL Goma, plus particulièrement le feeder centre de ce même réseau.

Comme mentionné précédemment, la conception de ce système repose sur une reconfiguration optimale du réseau afin d'intégrer des équipements de contrôle en temps réel. Pour ce faire, une analyse préalable du réseau est réalisée, impliquant le calcul de l'écoulement de puissance à l'aide du logiciel MATLAB.

Nous avons ainsi la conception d'un système dynamique de supervision et de contrôle grâce au logiciel de conception graphique LabVIEW ; nous pouvons ainsi comme au préalable atteindre un certain nombre d'objectif allant de la surveillance des paramètres à la supervision optimale du réseau.

Eu égard de nos questions de recherche et objectifs nous pouvons conclure de manière positive en mettant en évidence le système et la procédure pris en compte notamment le système SCADA, le logiciel d'analyse Matlab et sur le logiciel de conception de l'interface de supervision LabVIEW.



## Conclusion générale

Ce travail a permis de valider les hypothèses initiales et d'atteindre les objectifs fixés concernant le contrôle et le monitoring du réseau de distribution électrique, avec l'ambition d'assurer une gestion optimale et efficace de l'énergie distribuée. L'une des hypothèses principales était que, grâce à un calcul d'écoulement de puissance, il serait possible de modéliser le réseau électrique et d'identifier les tensions à différents points, ce qui permettrait de mieux comprendre son fonctionnement global. Cette hypothèse a été confirmée par la mise en place d'une étude comparative entre la méthode Backward/Forward et la procédure proposée par MATLAB permettant de simuler et de modéliser le comportement du feeder centre du réseau de la SNEL/Goma. Les résultats ont permis de vérifier que cette approche pouvait fournir des données précises sur les tensions du réseau, contribuant ainsi à une gestion plus fine et à une supervision plus efficace. Une autre hypothèse formulée était l'efficacité de l'utilisation de la technologie SCADA. Ce système de contrôle en temps réel était supposé offrir une gestion efficace des paramètres énergétiques et une prise de décision rapide. L'utilisation du logiciel LabVIEW, intégré à cette technologie, a permis de concevoir un système de monitoring performant. Ce système, grâce aux dispositifs de mesure installés dans les cabines de transformation et aux systèmes de transmission des données, a confirmé que la surveillance et le contrôle en temps réel étaient non seulement possibles, mais aussi essentiels pour maintenir une qualité optimale de l'énergie distribuée et protéger le réseau contre les risques de défaillance. En outre, l'hypothèse selon laquelle l'utilisation combinée de MATLAB et LabVIEW pourrait permettre une communication fluide entre les différentes étapes de supervision a été validée. Les résultats obtenus montrent que ces deux logiciels, grâce au protocole TCP/IP, peuvent travailler ensemble pour garantir un contrôle efficace du réseau. Ainsi, les objectifs fixés à savoir la gestion optimale de l'énergie, la surveillance en temps réel et la protection du réseau ont été pleinement atteints.

Enfin, pour répondre aux besoins spécifiques de la ville de Goma, le système a été réalisée en tenant compte des contraintes de disponibilité et de quantité d'énergie. Cependant, des recherches futures sur les techniques de transmission et de réception des données entre les cabines de transformation et les postes de contrôle, ainsi que l'intégration d'un système de gestion des données en temps réel dans une base de données centralisée, pourraient constituer des avancées majeures pour améliorer encore l'efficacité et la réactivité de la gestion du réseau.

## Bibliographie

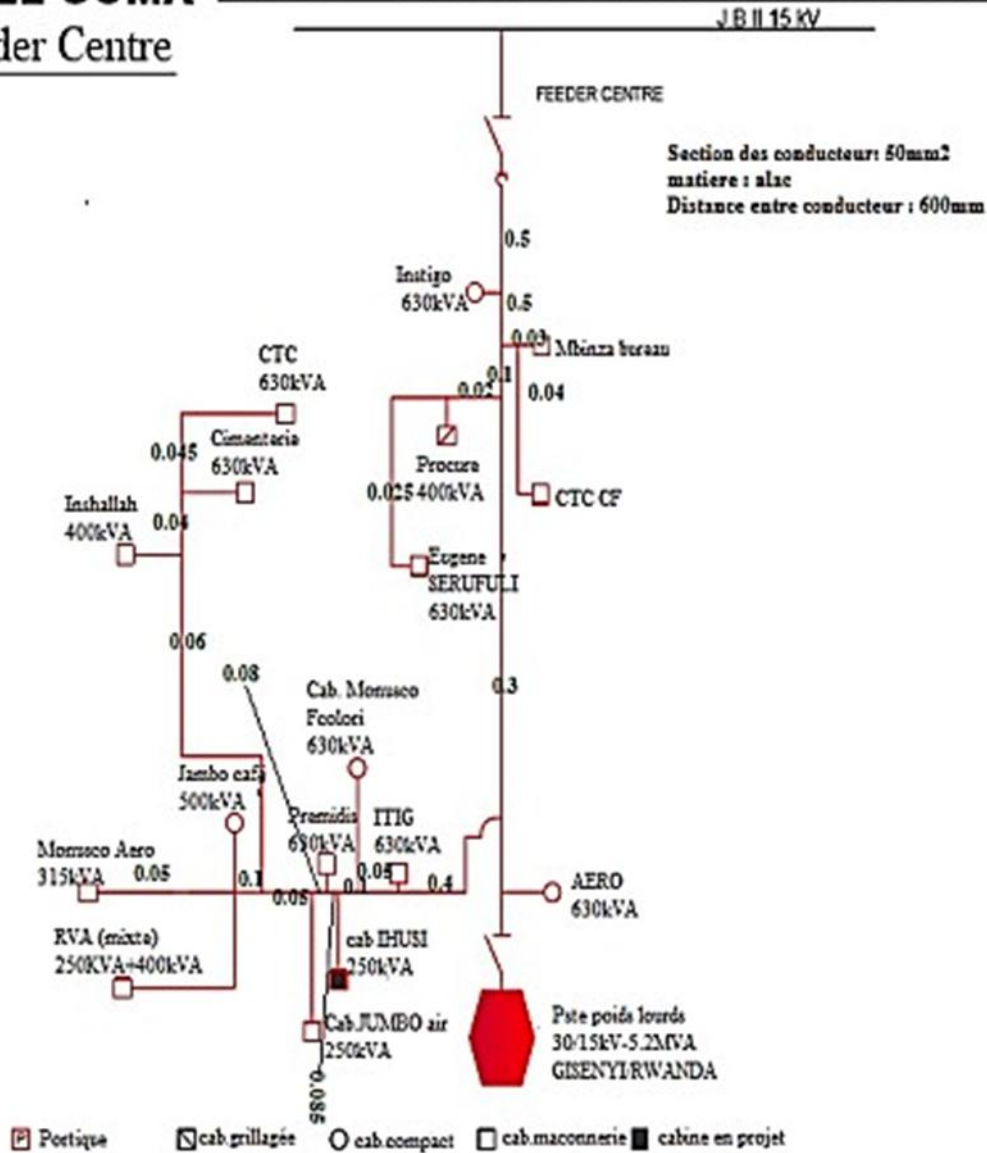
- [1] ANAPI, investir dans le sous secteur de l'électricité, KINSHASA: Ministère du plan, 2020.
- [2] O. Sabrina, Étude d'un système de supervision et de contrôle SCADA du reseau électrique de la Sonelgaz SDA, tizi-ouzou: Université Mouloud Mammeri, 2018.
- [3] R. Debibi, Développement d'un système de supervision, d'acquisition et de transfert de données d'un système hybride de production électrique, QUEBEC: Univesité du quebec, 2016.
- [4] N. Moursia, Protection et surveillance des reseaux de transport d'energie électrique, paris: edf, 2016.
- [5] w. jhinaoui and j. briki, Centrales differentes, Paris: edf, 2020.
- [6] e. e. nouvelles, "escofi," escofi, 1988. [Online]. Available: [www.escofi.fr](http://www.escofi.fr). [Accessed septembre 2024].
- [7] B. Mushagasha, ETUDE ANALYTIQUE ET ECONOMIQUE DES PERTES SUR LES LIGNES D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION MT(Cas de la SNEL/GOMA), GOMA, NORD KIVU: ULPGL, 2018.
- [8] aluminax, "Power systems engineering and field services," aluminax, 09 fevrier 2024. [Online]. Available: <https://www.allumiax.com/blog/scada-and-its-application-in-electrical-power-systems>. [Accessed 02 novembre 2024].
- [9] m. dieudonné, instqllqtions electriques, goma : ULPGL, 2024.
- [10] J. Northcote-Green and R. Wilson, control and automation of electrical power distribution systems, north carolina: taylor et francis, 2006.
- [11] A. A. a. R. A. E.-S. Ahmed Elshebiny, "Network Reconfiguration to Improve Oman Distribution Network Parameters Using SCADA System and Fuzzy Clustering," *Mazoon Electricity Company*, p. 12, 2020.
- [12] B. Zaid, Etude d'un système de supervision et de contrôle SCADA de la région de transport est RTE, ALGER: Université Mohamed Khider Biskra , 2014.

- [13] M.Mouna, Etude et réalisation d'un système de supervision sous YOKOGAWA CS3000 Application à l'unité de production d'air de l'entreprise nationale SONATRACH, Guelma : Université 8 Mai 1945 – Guelma, 2019.
- [14] G. M. Comas, Development and implementation of a LabVIEW based SCADA system for a meshed multi-terminal VSC-HVDC grid scaled platform, Barcelone: Ecole d'ingénieur à Barcelone, 2016.
- [15] M. Bertille, Analyse technico-économique du réseau de distribution de la SNEL/GOMA, GOMA, Nord Kivu: ULPGL, 2018.
- [16] Mathworks, "current and voltage data," Mathworks, 2024. [Online]. Available: [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com). [Accessed 10 novembre 2024].
- [17] National Instruments, "labview marks and analysis," NI, 2024. [Online]. Available: [www.nationalinstruments.com](http://www.nationalinstruments.com). [Accessed 10 septembre 2024].
- [18] ETAP, "current and voltage analyse," etap company, 2024. [Online]. Available: [www.etap.com](http://www.etap.com). [Accessed 10 février 2024].

# Annexe A

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

### Feeder Centre



## Annexe B

### Code d'échanges des données entre Matlab et LabVIEW

```
function data_received=exchangeData(output_port,host,number_of_retries,samplingrate,data_to_send)
tic
import java.net.ServerSocket
import java.io.*
import java.net.Socket
server_socket = [];
output_socket = [];

retry = 0;

while true

    retry = retry + 1;
    message= jsonencode(data_to_send);
    try
        if ((number_of_retries > 0) && (retry > number_of_retries))
            fprintf(1, 'Too many retries\n');
            break;
        end
        if(retry>1)
            fprintf(1, ['Try %d waiting for client to connect to this ' ...
                'host on port : %d\n'], retry, output_port);
        end;
        % wait for samplingrate for client to connect server socket
        server_socket = ServerSocket(output_port);
        server_socket.setSoTimeout(samplingrate*1);

        output_socket = server_socket.accept;

        %fprintf(1, 'Client connected\n');

        output_stream = output_socket.getOutputStream;
        d_output_stream = DataOutputStream(output_stream);

        % output the data over the DataOutputStream
        % Convert to stream of bytes
        %fprintf(1, 'Writing %d bytes\n', length(message))
    end
end
```

```

    d_output_stream.writeBytes(char(message));
    d_output_stream.flush;

    % clean up
    server_socket.close;
    output_socket.close;
    break;

catch
    if ~isempty(server_socket)
        server_socket.close
        fprintf(1, 'NO CONNECTION\n');
    end

    if ~isempty(output_socket)
        output_socket.close
        fprintf(1, 'NO CONNECTION\n');
    end
end
end
end
%%-----
retry=0;
input_socket = [];
message_in = [];
port=output_port+1;

while true

    retry = retry + 1;
    if ((number_of_retries > 0) && (retry > number_of_retries))
        fprintf(1, 'Too many retries\n');
        break;
    end

    try

        % throws if unable to connect
        input_socket = Socket(host, port);

        % get a buffered data input stream from the socket
        input_stream = input_socket.getInputStream;
        d_input_stream = DataInputStream(input_stream);

        %fprintf(1, 'Connected to server\n');

        % read data from the socket - wait a short time first
        pause(0.1);
        bytes_available = input_stream.available;
        %fprintf(1, 'Reading %d bytes\n', bytes_available);

```

```

message_in = zeros(1, bytes_available, 'uint8');
for i = 1:bytes_available
    message_in(i) = d_input_stream.readByte;
end

message_in = char(message_in);

% cleanup
input_socket.close;
break;

catch
    if ~isempty(input_socket)
        input_socket.close;
        fprintf(1, 'NO CONNECTION\n');
    end
end
end

if isempty(message_in)
    data_received = [0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0];
else
    data_labView =jsondecode(message_in);
    data_received = data_labView.command;
end
time_needed=toc;
if time_needed<samplingrate/1000
    pause(samplingrate/1000-time_needed)
end;
%fprintf(1, '\n Everything succesfull\n');
End

```

## **Changement des données pour lecture**

```

function data_to_send = dataToString(voltage,current)

string_data_voltage = arrayfun(@(x) num2str(x, '%.3f'), voltage, 'UniformOutput', false);
string_data_current = arrayfun(@(x) num2str(x, '%.3f'), current, 'UniformOutput', false);

data_to_send = struct('V', {string_data_voltage}, 'I', {string_data_current});

end

```

## Format des données pour LabVIEW

```
function data_to_send = formatDataForLabVIEW(data_table)
% Cette fonction prend un tableau de données, formate les valeurs en char
% avec un séparateur '|' et retourne une chaîne formatée pour LabVIEW.

% Initialisation de la chaîne à envoyer
data_to_send = '';

% Parcours de chaque valeur dans le tableau
for i = 1:length(data_table)
% Conversion du nombre en string avec précision de 6 chiffres
formatted_value = num2str(data_table(i), 6);

% Remplacement des points décimaux par des virgules
formatted_value = regexprep(formatted_value, '\.', ',');

% Ajout de la valeur formatée à la chaîne finale avec un séparateur '|'
data_to_send = [data_to_send, formatted_value, '|'];
end
end
```

## Fonctions Matlab

```
function data_received = predictTypeDefaut(voltageData,currentData)
Vbase = 15000;
Sbase = 1e6;
persistent sValue;
if isempty(sValue)
sValue =0;
else
if (sValue == 0)
else
voltageData = Vbase * voltageData;
currentData = (Sbase/(sqrt(3)*Vbase))*currentData;
end
end
coder.extrinsic('assignin')
coder.extrinsic('round')
coder.extrinsic('arrayfun')
number_of_retries = 1; % set to -1 for infinite
output_port=2057; % This code use for communication "port" and "port+1"
host='localhost';
samplingrate=1000; %in ms
coder.extrinsic('exchangeData');
coder.extrinsic('formatDataForLabVIEW');
coder.extrinsic('dataToString');
%data_to_send = formatDataForLabVIEW(dataTosend);
data_to_send = dataToString(voltageData,currentData);
```



```

a= exchangeData(output_port,host,number_of_retries,samplingrate,data_to_send);
data_received = zeros(1,20);
data_received(1) = a(1);data_received(2) = a(2);data_received(3) = a(3);data_received(4) = a(4);
data_received(5) = a(5);data_received(6) = a(6);
data_received(7) = a(7);data_received(8) = a(8);data_received(9) = a(9);data_received(10) = a(10);
data_received(11) = a(11);data_received(12) = a(12);
data_received(13) = a(13);data_received(14) = a(14);data_received(15) = a(15);data_received(16) =
a(16);
data_received(17) = a(17);data_received(18) = a(18);
data_received(19) = a(19);
data_received(20) = a(20);
%data_received = transpose(data_received);
sValue =a(21);
assignin('base', 'receied_data', a);
assignin('base','ve',sValue);
end
donnees tension

```

```

functiondata=modelTypeDefault(Vjb1,Vjb2,Vjb3,Vjb4,Vjb5,Vjb6,Vjb7,Vjb8,Vjb9,Vjb10,Vjb11,Vjb12,Vj
b13,Vjb14,Vjb15,Vjb16,Vjb17,Vjb18,Vjb19,f)

```

```

Vjb1=reshape(Vjb1,[1,3]);          Vjb2=reshape(Vjb2,[1,3]);          Vjb3=reshape(Vjb3,[1,3]);
Vjb4=reshape(Vjb4,[1,3]);          Vjb5=reshape(Vjb5,[1,3]);          Vjb6=reshape(Vjb6,[1,3]);          Vjb7=reshape(Vjb7,[1,3]);
Vjb8=reshape(Vjb8,[1,3]);          Vjb9=reshape(Vjb9,[1,3]);          Vjb10=reshape(Vjb10,[1,3]);        Vjb11=reshape(Vjb11,[1,3]);
Vjb12=reshape(Vjb12,[1,3]);        Vjb13=reshape(Vjb13,[1,3]);        Vjb14=reshape(Vjb14,[1,3]);        Vjb15=reshape(Vjb15,[1,3]);
Vjb16=reshape(Vjb16,[1,3]);
Vjb17=reshape(Vjb17,[1,3]); Vjb18=reshape(Vjb18,[1,3]); Vjb19=reshape(Vjb19,[1,3]);

```

```

data=[Vjb1,Vjb2,Vjb3,Vjb4,Vjb5,Vjb6,Vjb7,Vjb8,Vjb9,Vjb10,Vjb11,Vjb12,Vjb13,Vjb14,Vjb15,Vjb16,
Vjb17,Vjb18,Vjb19];
end

```

## Codes Matlab écoulement de puissance

```

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
];
elseif(nbus==2)
    busdata=busdataCentre;
end

```

### **Fonction des données de chaque branche**

```

function [linedata]=linedata_radial_bus(nbus)
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
];
elseif(nbus==2)
    linedata=linedataCentre;
end
```