

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUDE MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes **de MASTER ACADEMIQUE**

Domaine : **Sciences et Technologies**

Filière : **Electrotechnique**

Spécialité : **Réseaux Electriques**

Présenté par

Melissa AOUI

Roumaissa REZZIK

Thème

Amélioration d'un réseau basse tension du village Ait Hessane de la commune de Tizi-Ouzou

Mémoire soutenu publiquement le 23 /06 /2024 devant le jury composé de :

M Abdallah HEDIR

MCA, UMMTO, Président

M Djaffar BOUGUEDAD

MCA, UMMTO, Encadreur

M Mouloud GAOU

Ingénieur, Sonelgaz Tizi Ouzou, Co-Encadreur

M Azzouz MIOUAT

MAA, UMMTO, Examineur

Remerciements

Au terme de ce travail, nous remercions DIEU tout puissant de nous avoir offert l'opportunité et la patience de réaliser ce travail.

Nous adressons nos remerciements en particulier à nos parents et familles pour leurs sacrifices, soutien, aides et encouragements.

Nous tenons à remercier notre promoteur monsieur BOUGUEDA Djaffar, pour ses grandes qualités humaines, pour nous avoir guidé tout au long de l'élaboration de notre travail, pour sa disponibilité, sa patience, ses précieuses conseils et ses orientations. Qu'il trouve dans ce travail l'expression de notre reconnaissance.

Nous remercions tous les membres de jury qui vont évaluer et examiner notre travail.

Nous remercions également monsieur GUAOU Mouloud, qui nous a guidés lors de notre stage pratique au niveau de SONELGAZ de TIZI OUZOU.

Nous remercions tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

A ma chère mère

A mon cher père

Qui n'ont jamais cessé de formuler des prières à mon égard, de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs

À mes chers grands parents

Pour leurs soutiens, leurs conseils précieux et leurs encouragements tout au long de mes études, que je les souhaite une bonne santé et que ce travail soit le meilleur cadeau que je puisse leur offrir

À mes frères et sœurs Mahdi, Inès, Fanis et sa femme Malek

Et mes chers aimables oncles Kamel, Omar et sa femme tata Karima

Qui ont été toujours avec moi avec leurs encouragements et leurs supports dans les moments difficiles et leur amour

A toutes mes tantes Samia, Sabiha et Wafia, mes cousins et cousines

À ma chère binôme Rezzik Roumaïssa pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce travail

A mes meilleures amies Souhra et Rihab ; je suis reconnaissante de pouvoir vous appeler mes meilleures amies. Je voulais prendre un moment pour vous remercier pour tout ce que vous faites pour moi. Vous êtes des personnes vraiment spéciales et je me considère chanceuse de vous avoir dans ma vie.

ABUFO Melissa

Dédicace

Tout d'abord, je remercie le Dieu, notre créateur de m'avoir donné la force, la volonté et le courage afin d'accomplir ce travail modeste.

Je dédie ce travail :

À ma mère, la source de tendresse et la lumière qui guide mes routes et qui m'emmène aux chemins de la réussite, pour tous ses sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie.

À mon père que je le remercie énormément pour ses efforts, ses conseils et sa surveillance.

À mes chers frère et sœurs Ahmed Malak et Fatima.

À Asma sa petite princesse Dania.

À ma chère amie Imane, ton soutien sans faille et ton esprit libre ont toujours éclairé mon chemin. En écrivant ces lignes, je te remercie de l'énergie positive que tu apportes. Ta présence dans mon cœur est un trésor précieux. Merci pour ton amitié inépuisable.

À F. Jugurtha merci pour ton soutien indéfectible. Tu as été ma source de motivation tout au long de ce parcours, ton encouragement constant et ta présence rassurante m'ont permis de surmonter les défis et de préserver jusqu'à la fin.

À mes cousins et mes cousines.

À ma binôme AOUF Melissa merci pour ta patience, ta compréhension au long de ce parcours.

À tout ce que je connais sans exceptions.

REZZEK Roumaïssa



SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I :Généralités sur les réseaux Basse Tension

INTRODUCTION	2
I-1 DEFINITION DES RESEAUX BT	3
I-2 TYPES DES RESEAUX BT.....	3
I-2-1 Réseau bouclé	3
I-2-2 Structure maillée	3
I-2-3 Structure arborescente.....	4
I-3- STRUCTURE DES RESEAUX BT :	5
I-3-1 Structure générale des lignes aériennes nus.....	5
I-3-2 Structure générale des câbles torsadés	8
I-3-3 Avantages du réseau torsadé.....	9
I-3-4 Domaines d'emplois	10
I-4- DEFAUTS DES RESEAUX BT	10
I-4-1 Définition d'un défaut.....	10
I-4-2 Différents types de défauts.....	10
I-5 CONSEQUENCES DES DEFAUTS SUR UN RESEAU.....	11
CONCLUSION.....	11

Chapitre II : Méthodes de calcul des chutes de tension

INTRODUCTION	12
II.1 PARAMETRES D'UNE LIGNE ELECTRIQUE	12
II.1.1 Résistance.....	12
II.1.2 Inductance	13
II.1.3 Capacité.....	13
II.1.4 Conductance	14
II.2 CHUTES DE TENSIONS.....	14
II.2.1 Définition	14
II.2.2 Causes.....	14
II.2.3 Conséquences	14

II.2.4 Calcul des chutes de tensions	15
Conclusion :	21

Chapitre III: Diagnostic du réseau

INTRODUCTION.....	22
III-1 DESCRIPTION DU RESEAU	22
III-1-1 Présentation du réseau	22
III-1-2 Etude du réseau.....	22
III-1-3 Hypothèses de calcul	22
III-1-4 Données globales du réseau et du poste de transformation.....	22
III-1-5 Caractéristiques structurelles.....	23
III-2 CALCUL DES CHUTES DE TENSION.....	30
III-3 CALCUL DES PERTES DE PUISSANCES SUR LE RESEAU.....	39
III-3-1 Methode de calcul	39
III-3-2 Pertes de puissances total de reseau	45
III-4 DIAGNOSTIC DES PUISSANCES	45
III-4-1 Calcul des puissances active, réactive et apparente	45
III-4-2 Calcul des puissances active, réactive et apparente totales.....	46
III-4-3 Charge du transformateur	47
Conclusion	48

Chapitre IV : Renforcement du réseau

INTRODUCTION	49
IV-1 CALCULS DES PARAMETRES POUR L'ANCIEN TRANSFORMATEUR	50
IV-1-1 Calcul des chutes de tension après renforcement.....	50
IV-1-2 Calcul des pertes de puissance après renforcement	53
IV-1-3 Diagnostic des puissances après renforcement	56
IV-2 CALCULS DES PARAMETRES POUR LE NOUVEAU TRANSFORMATEUR....	57
VI-2-1 Caractéristiques structurelles du nouveau poste	57

IV-2-2 Calcul des chutes de tensions	60
IV-2-3 Pertes de puissance.....	63
IV-2-4 Diagnostic des puissances après le renforcement	65
IV-3 PREVISIONS DE LA CHARGE ET DE LA CHUTE DE TENSION DANS LES DIX ANS A VENIR :.....	66
VI-3-1 Pour l'ancien transformateur.....	67
IV-3-2 Pour le nouveau transformateur	68
CONCLUSION.....	68
Conclusion Générale	71
BIBLIOGRAPHIE	



Introduction générale

L'énergie électrique est une forme d'énergie indispensable dans notre vie quotidienne qui permet de faire fonctionner de nombreux appareils et équipements. Elle se manifeste sous différentes formes comme l'électricité produite par les centrales électriques et acheminée jusqu'aux consommateurs via des réseaux de transport et de distribution.

L'électricité est ensuite transportée à haute tension sur de longues distances via le réseau de répartition, puis distribuée à basse tension aux consommateurs finaux (villes, industries, habitations) par le réseau de distribution.

Pendant la distribution à basse tension, des problèmes peuvent survenir tels que la chute de tension qui est relative avec le nombre d'abonnés, la longueur et la section des câbles.

Le projet qui nous a été proposé par Sonalgaz consiste à renforcer le réseau de distribution basse tension de la commune AIT HASSANE, wilaya de Tizi Ouzou qui présente des chutes de tension importantes dans quelques départs. Le but de ce travail est d'améliorer le réseau de distribution et assurer un bon service aux abonnés.

Pour atteindre ce but, nous avons reparti notre travail en quatre chapitres :

- **Le premier** : introduit des généralités sur les réseaux électriques basse tension.
 - **Le deuxième** : présente les causes et conséquences des chutes de tension ainsi que les différentes méthodes de calcul des chutes de tension.
 - **Le troisième** : englobe le diagnostic du réseau initial (description et caractéristiques du réseau, les chutes de tension et les pertes de puissance).
 - **Le quatrième** : consiste à améliorer le réseau en proposant des solutions pratiques.
- Nous finissons notre travail par une conclusion générale.

A decorative border in a dark blue color, resembling a scroll or a ribbon, frames the text. It has rounded corners and small circular motifs at the top and bottom edges.

Chapitre I
Généralités sur les réseaux Basse Tension

INTRODUCTION

L'acheminement de l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs est assuré par l'ensemble des réseaux électriques. Dans les pays dotés d'un système électrique élaboré, le réseau est structuré en plusieurs niveaux (figure 1), assurant des fonctions spécifiques propres et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [1].

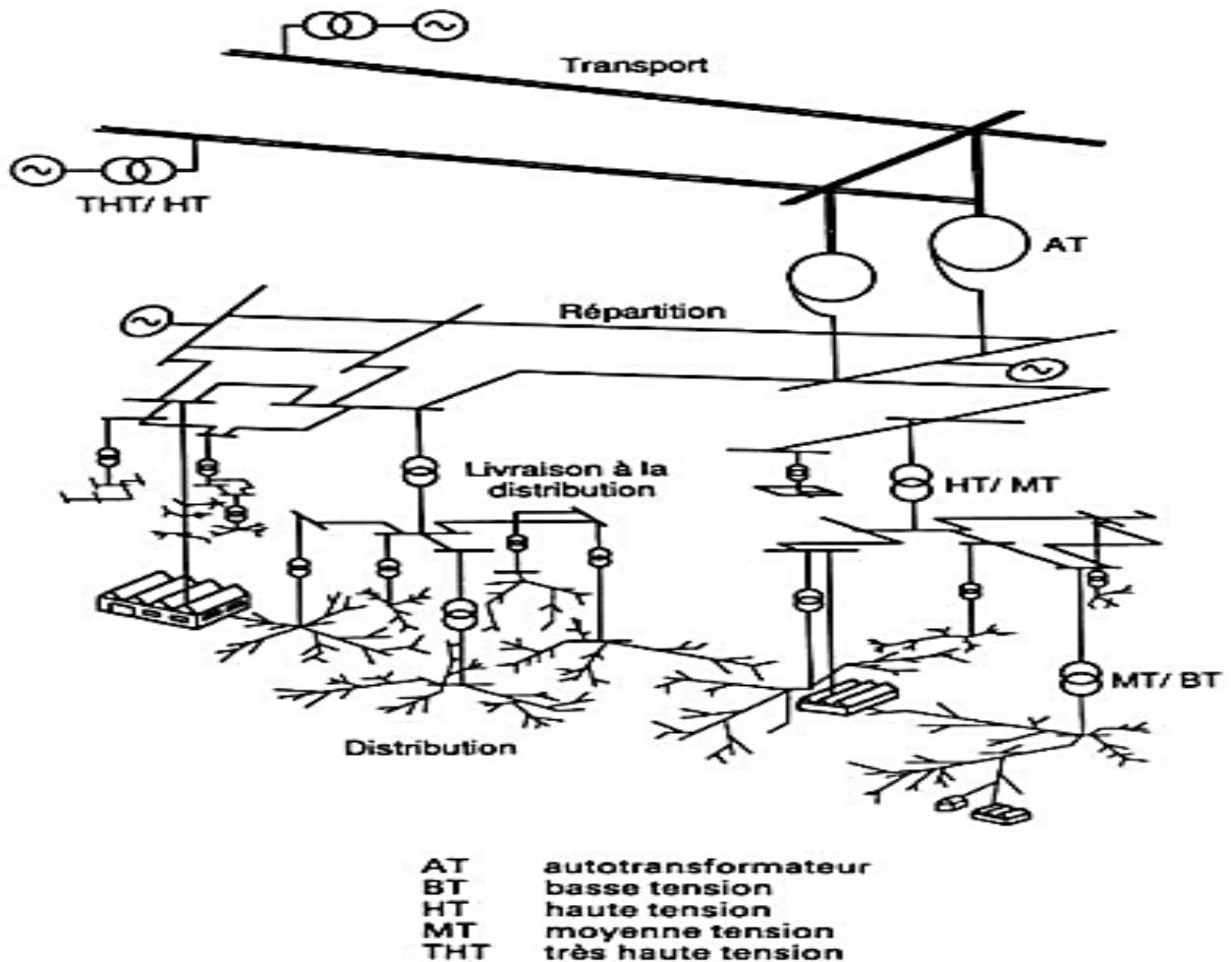


Figure I.1 : Structure d'un réseau électrique

- **Les réseaux de transport** à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (de 150 à 800 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs [1].
- **Les réseaux de répartition** à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (de 30 à 150 kV) [1].

- **Les réseaux de distribution** sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. On distingue deux sous-niveaux :
 - Les réseaux à moyenne tension (MT) : 3 à 33 kV ;
 - Les réseaux à basse tension (BT) : inférieures à 1 000V [1].

Dans ce chapitre nous allons nous intéresser au réseaux de distribution basse tension.

I-1 DEFINITION DES RESEAUX BT

Le réseau BT (Basse Tension) est un système électrique essentiel pour distribuer de l'électricité à basse tension aux utilisateurs finaux, tels que les ménages, les commerces et les petites entreprises. Composé de lignes de distribution, de transformateurs de distribution et de dispositifs de protection, il opère à des tensions nominales inférieures à 1 000 volts. Alimenté par le réseau MT (Moyenne Tension) via des postes de transformation, le réseau BT comprend des lignes aériennes dans les zones rurales et des lignes souterraines dans les zones urbaines. Il offre une alimentation en monophasé (220 V) ou en triphasé (220/380 V) et se décline en trois principaux types : souterrain, aérien à conducteurs nus et aérien à conducteurs isolés (torsadés).

I-2 TYPES DES RESEAUX BT

I-2-1 Réseau bouclé

Il s'agit d'insérer des points de bouclage (par boîtes de coupure, ou dans les postes) ouverts en fonctionnement normal, entre deux départs du même poste MT/BT ou de deux postes voisins [1].

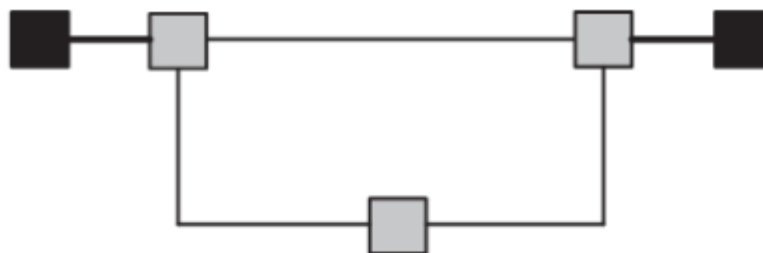


Figure I.2 : Structure bouclée

I-2-2 Structure maillée

L'ensemble du réseau BT est interconnecté par l'intermédiaire de fusibles de calibre adapté. En cas d'incident sur un poste MT/ BT ou sur un tronçon BT, l'élimination sélective

Ce type de réseau est couramment utilisé dans les zones où la distribution de l'électricité suit un chemin linéaire, avec une alimentation unidirectionnelle vers les consommateurs. Les réseaux arborescents peuvent être moins souples que les réseaux bouclés ou maillés, mais ils conviennent à des situations de distribution spécifiques.

I-3- STRUCTURE DES RESEAUX BT :

I-3-1 Structure générale des lignes aériennes nus

I-3-1-1 Définition

Les lignes aériennes sont des câbles conducteurs suspendus à des supports, tels que des pylônes ou des poteaux, qui permettent de transporter l'énergie électrique sur de très grandes distances avec moins de pertes.

I-3-1-2 –Composants :

- **Conducteurs** : Un conducteur dans un réseau électrique est un élément qui permet le transport de l'électricité. Les conducteurs d'un câble sont formés d'un ou de plusieurs fils torsadés, le matériau Utilisé en général est le cuivre ou occasionnellement l'aluminium [2].



Figure I.5 : Conducteurs en cuivre



Figure I.6 : Conconducteur en alliminuim

- **Isolateurs** : ils servent à supporter les conducteurs et les isoler électriquement les uns des autres et de la terre.



Figure I.7: Isolateur basse tension

- **Supports** : ils servent a supports aux câbles conducteurs. Ils sont conçus pour résister aux contraintes mécaniques et climatiques afin de maintenir la stabilité des lignes aériennes.



Figure I.8 : Support en bois



Figure I.9 : Pylône métallique

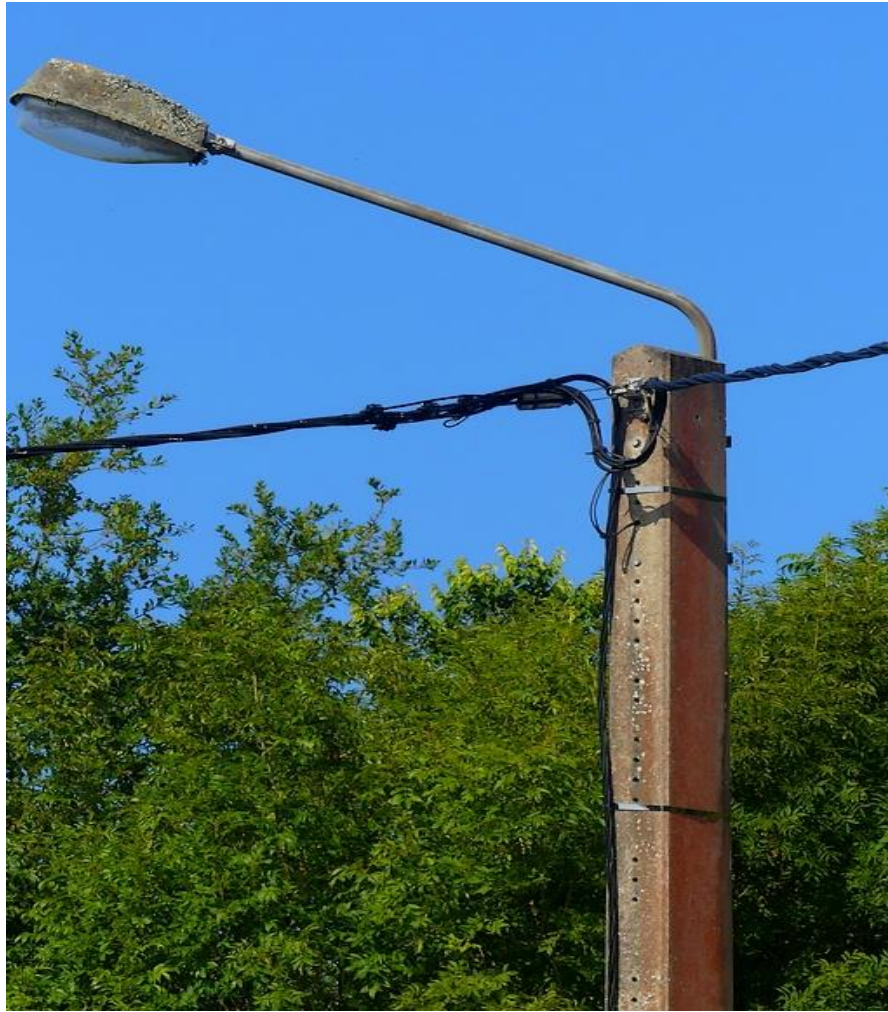


Figure I.10 : Poteau en béton armé

Les supports sont essentiellement composés de trois sortes comme le tableau suivant l'indique :

Tableau I-1 : les différents natures de support avec leur avantages et inconvénients

Nature de support	Avantages	Inconvénients	Emplois
Poteau en bois	-Leger -Facile à transporter pour le montage -économique	-Peut résistant mécaniquement -Durée de vie courte -Nécessite un amortissement rapide	-Ligne MT et BT. -Hauteur maximale 20 mètres. -Portée maximale 200 mètres
Poteau en béton arme	-Très résistant mécaniquement -Longue durée de vie	-Poids élevé et dimensions exagérées -Difficultés de transport -Assez couteux	-Pylône pour les lignes HT et MT. -Hauteur maximale 10 mètres. -Portée maximale 400mètres
Pylône métallique	-Très résistant mécaniquement -Facile à transporter -La grande hauteur -possibilité de montage sur place	-Entretien assez couteux (grattage peinture) pour éviter la corrosion	-Ligne de télécommunication. -Lignes provisoires. -Lignes de faible importance (MT,BT)

I-3-2 Structure générale des câbles torsadés

A basse tension, les conducteurs isolés, pour les réseaux aériens se présentent toujours sous la forme d'un faisceau composé de :



Figure I.11: Câble torsadé

I-3-2-1-Conducteur neutre porteur

Pour des raisons technique et économique, à savoir la réduction du nombre d'accessoires, un seul et même conducteur sert de porteur de faisceaux et de neutre, il est souvent en alliage d'aluminium(Almélec), de section $54,6 \text{ mm}^2$, parce qu'il est plus facile à encre et à raccorder.

I-3-2- 2-Trois conducteurs de phase

La résistance mécanique des conducteurs de phases devient secondaire, grâce à la présence du neutre porteur incorporé au faisceau ; pour cela, les conducteurs sont exécutés en aluminium de forme ronde, isolés au polychlorure de vinyle non propagateur de flamme, ou le polyéthylène Réticulé chimiquement. Les sections retenues sont : 25 mm^2 , 35 mm^2 , 50 mm^2 , 70 mm^2 , et 150 mm^2 .

I-3-2-3-Eclairage public

Le faisceau peut contenir un ou deux conducteurs pour l'éclairage, selon le nombre de charges à alimenter, de plus leur constitution est la même que celle des conducteurs de phase, mais avec une section plus petite (25 mm^2 et 16 mm^2) [3].

I-3-3-Avantages du réseau torsadé

Les réseaux BT en conducteurs isolés présentent de nombreux avantages par rapport aux lignes en conducteurs nus :

- Les chutes de tensions sont réduites du fait de la faible valeur de la réactance linéique ($0,1 \Omega$ /km au lieu de $0,35 \Omega$ /km).
- La qualité de service est améliorée, car :
 - Les âmes isolées sont soustraites aux contacts accidentels des corps étrangers.
 - L'intervention en exploitation, notamment en travail sous tension, est facilitée.
 - En cas de rupture du support ou du dispositif fusible des suspensions, il y a un maintien en fonctionnement temporaire du réseau.
- La construction est simplifiée du fait que la réglementation n'impose pas des distances minimales horizontales aux obstacles (bâtiments, arbres), ce qui se traduit par :
 - En zones boisées, la réduction de la largeur d'élagage au strict minimum nécessaire au passage des véhicules utilisés pour la construction et l'exploitation.
 - La facilité de construction d'un nouveau réseau, indépendant de l'ancien.
 - La facilité et l'économie dans le raccordement des branchements.
- La sécurité est accrue car :
 - Le risque d'électrocution des tiers est pratiquement nul.

- Il y a suppression des risques d'incendie en cas de chute des conducteurs dans les zones boisées.
- En zones sujettes au givre ou à la neige collante, il y a diminution de la surcharge.

I-3-4-Domains d'emplois

Les réseaux aériens BT en conducteurs isolés torsadés sont utilisés pour la desserte des zones rurales et des zones semi urbaines ou urbaines tant que la densité de consommation n'atteint pas une valeur suffisante pour justifier un réseau en câbles souterrains [4].

I-4- DEFAUTS DES RESEAUX BT

I-4-1 Définition d'un défaut

C'est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus, ou d'un circuit électrique.

I-4-2 Différents types de défauts

Les différents types de défauts sont : les court-circuit, les surintensités, les surtensions, et les déséquilibres.

- **Court-circuit** : Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle. Sur les réseaux MT, les courts circuits sont dus en général à des contacts accidentels entre phases ou entre phase et terre, à une fausse manœuvre, ou à un défaut d'isolement.
- **Surintensités** : Les surcharges sur une ligne ou un équipement apparaissent lorsqu'ils sont traversés par un courant supérieur au courant pour lequel ils sont conçus. Leurs origines sont les surcharges et les court-circuit. On a deux types de surcharges :
 - **Surcharges normales** : Elles se produisent lors de la mise sous tension des moteurs, des transformateurs et des appareils électriques divers.
 - **Surcharge anormales** : les appareils de grande puissance causent des échauffements lents nuisibles aux installations.
- **Surtensions** : La surtension est le passage de la tension nominale à une valeur supérieure à la normale. Elle survient suite aux différentes manœuvres sur les organes de coupure, les coups de foudre et contact accidentel avec une installation de tension supérieure.
Les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

- **Les déséquilibres** : Il y'a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes.

En fonctionnement normal, les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique fonctionnent dans des conditions très proches d'une symétrie parfaite. Cependant, la répartition de très nombreuses consommations monophasées engendre au niveau des distributions basses et moyennes tension des déséquilibres entre les trois phases qui se traduisent par l'échauffement des conducteurs et des coupures répétées

I-5 CONSEQUENCES DES DEFAUTS SUR UN RESEAU

Elles sont principalement [2] :

- Chutes de tensions
- Surtensions temporaires
- Tensions de contacts
- Surtensions de manœuvre.

CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons exposé des définitions essentielles et des généralités sur les réseaux électriques basse tension ainsi que leurs structures et compositions.

A decorative border in the shape of a scroll, drawn with a dark blue line. It features a vertical bar on the left side that curves into a horizontal bar at the top, which then curves back into a vertical bar on the right side. The corners are rounded and feature small scroll-like details.

Chapitre II
Méthodes de calcul des chutes de tension

INTRODUCTION

Les chutes de tension sont des phénomènes inévitables dans les réseaux électriques. Comprendre et quantifier ces chutes est essentiel pour assurer un fonctionnement efficace et fiable des systèmes électriques. Ce chapitre se concentre sur les différentes méthodes de calcul des chutes de tension, en examinant les paramètres des lignes électriques et les différentes approches analytiques pour évaluer ces pertes.

II.1 PARAMETRES D'UNE LIGNE ELECTRIQUE

Les lignes électriques sont le moyen de transport de l'énergie sur des longues distances avec minimum de pertes, Il existe deux types principaux de lignes : les lignes aériennes et les câbles souterrains. L'avantage des lignes aériennes est tout d'abord économique, De plus, il est plus facilement accessible, ce qui réduit le temps de réparation en cas de panne.

Ces lignes sont des systèmes à constantes réparties, c'est à dire que les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées.

II.1.1. Résistance

Elle est due à la nature des câbles conducteurs, elle est longitudinale et uniformément répartie sur le long de la ligne, la résistance dépend les paramètres suivants [3] :

- Le type du matériau des conducteurs.
- La longueur et la section de la ligne.
- La température de l'environnement.
- Les effets particuliers tels que l'effet de peau.

Expression de résistance :

$$R = \frac{\rho l}{s} \quad [\Omega] \quad (\text{II.1})$$

Avec :

R : la résistance électrique en [Ω].

ρ : la résistivité électrique en [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$].

l : la longueur du câble en[km].

S : la section du câble en [mm^2].

II.1.2. Inductance

Elle est due à la spire formée par la torsade des conducteurs. Chaque tronçon de ligne est soumis à un champ variable créé par le courant circulant dans les tronçons voisins.

Il est donc le siège de phénomènes d'induction caractérisés par l'inductance. C'est un paramètre qui dépend des éléments suivants [3] :

- Le rayon du conducteur
- Le type du matériel du conducteur à utiliser (magnétique ou non magnétique).
- La distance entre phase,
- Le nombre de conducteur par phase
- Le nombre de tresse sur les pylônes

EXPRESSION :

$$X_l = L \omega \Rightarrow L = \frac{X_l}{\omega} \quad (\text{II.2})$$

$$\omega = 2\pi f$$

Avec :

X : réactance de la ligne [Ω]

L: Inductance [Henry]

ω : Pulsation [rad/s]

f : fréquence [Hz]

II.1.3. Capacité

Elle est due à la présence des conducteurs séparés par un isolant, elle dépend des paramètres suivants [3] :

- Le rayon du conducteur.
- La hauteur moyenne du conducteur au-dessus du sol.
- La distance géométrique entre phase.

EXPRESSION :

$$X_c = \frac{1}{C\omega} \Rightarrow C = \frac{1}{(X_c \cdot \omega)} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

X_c : réactance capacitive de la ligne [Ω].

C : capacité [Farads].

II.1.4. Conductance

Elle dépend essentiellement du degré de perfection de l'isolement et de l'effet couronne. La conductance G est généralement négligeable dans les calculs de la ligne de transport d'énergie électrique. Elle correspond en particulier aux pertes de fuites le long des chaînes d'isolateurs, elle dépend donc du niveau d'isolement de la ligne, lequel est suffisamment élevé pour empêcher des fuites appréciables [5].

Expression :

$$G = \frac{1}{R'} \quad (\text{II.4})$$

G : conductance [Ω^{-1}].

R' : résistance de fuite de l'isolant [Ω].

II.2. CHUTES DE TENSIONS

II.2.1. Définition

La chute de tension est une diminution de tension dans la ligne électrique par rapport à la tension nominale due au passage du courant dans des conducteurs qui alimentent une charge (Résistances, inductances) [6].

II.2.2. Causes

Les causes de chute de tension sont [7] :

- La charge trop élevée de transport.
- La longueur du réseau (le bout de réseau très éloigné du poste).
- La faible section de la ligne.

II.2.3. Conséquences

- Détérioration des équipements électriques : Les chutes de tension peuvent entraîner une surtension lors du retour à la normale, endommageant ainsi les équipements électriques sensibles.
- Impact sur la qualité de l'énergie : Les chutes de tension peuvent affecter la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs.

- Baisse de performance des appareils électriques : Les chutes de tension peuvent entraîner une baisse de performance voire une panne des appareils électriques.
- Interruptions de service : Les chutes de tension importantes peuvent causer des interruptions de service.

II.2.4. Calcul des chutes de tensions

La chute de tension en % de U :

$$\Delta u\% = \frac{u \times U}{100} \quad (\text{II.5})$$

II.2.4.1. Ligne résistive

A partir du circuit suivant on aura la relation suivante [6] :

- En monophasé :

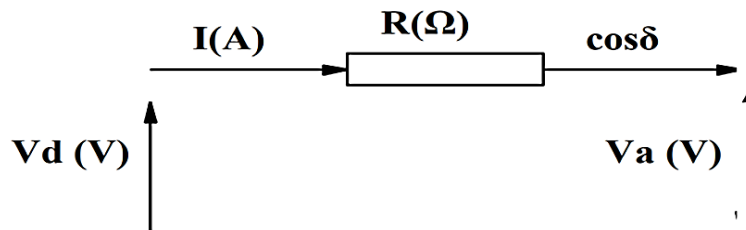


Figure II. 1 : Schéma d'une ligne résistive pour un récepteur [6].

D'après la figure l'équation électrique est : $\bar{V}_d = \bar{V}_a + \bar{R}I$ (II.6)

Avec :

\bar{V}_d : Tension simple au départ de la ligne en volts (V).

\bar{V}_a : Tension simple à l'arrivée de la ligne en volts(V).

R : Résistance de la ligne en ohm (Ω).

I : Le courant de circuit (A).

La représentation vectorielle est donnée par la figure suivante :

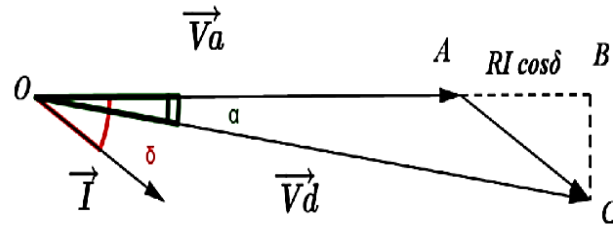


Figure II. 2 : Représentation vectorielle des tensions pour une ligne résistive [6].

Pour α

tendant vers zéro. Le point «C » est confondu avec le point B d'où :

$$\begin{aligned}\overline{OC} &= \overline{OB} \\ \overline{OC} &= \overline{OB} = \overline{OA} + \overline{AB} \\ \overline{V}_d &= \overline{V}_a + \overline{RI} \cos \delta\end{aligned}$$

Donc on aura une chute de tension absolue de ΔV telle que :

$$\Delta V = |V_d - V_a| = RI \cos \delta \quad (\text{II.7})$$

$$\Delta V = R_0 \cdot L \cdot I \cdot \cos \delta$$

Sachant que :

$$P = V \cdot I \cos \delta \Rightarrow I \cdot \cos \delta = \frac{P}{V} \quad (\text{II.8})$$

L'expression de la chute de tension est :

$$\Delta V = R \frac{P}{V} \Rightarrow \Delta V = RI \cos \delta \quad (\text{II.9})$$

En triphasé :

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V = \sqrt{3} RI \cos \delta \quad (\text{II.10})$$

II.2.4.2. Ligne résistive et inductive

➤ En monophasé :

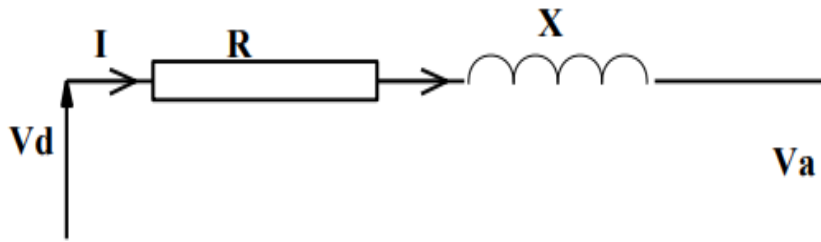


Figure II.3: Schéma d'une ligne résistive et inductive avec un seul récepteur.

L'équation électrique est :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_a + (R + jX)\bar{I} = \bar{V}_a + R\bar{I} + jX\bar{I} \tag{II.11}$$

Avec :

R : La résistance de la ligne[Ω].

X : La réactance de la ligne [Ω].

V_d : La tension de départ de la ligne[V].

V_a : La tension de l'arrivée de la ligne [V].

La représentation vectorielle est :

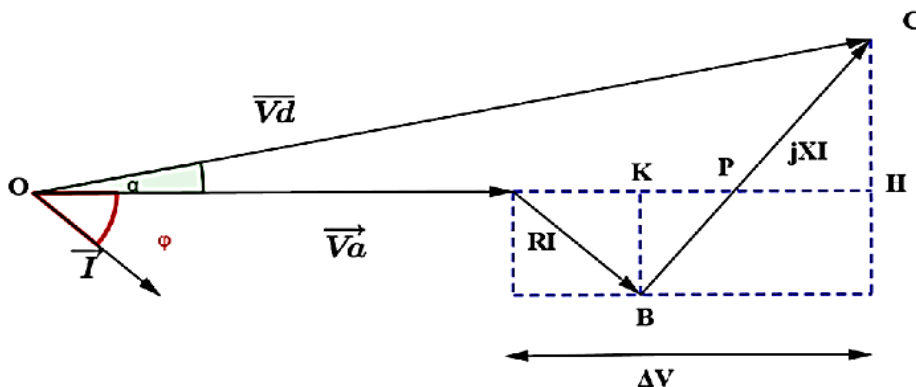


Figure II.4: diagramme vectoriel d'une ligne résistive et inductive

Quand δ tend vers zéro, le point « C » est confondu avec le point « H »

$$\begin{aligned} \overline{AH} &= \overline{AK} + \overline{KP} + \overline{PH} \\ \overline{AH} &= R\bar{I} \cos \varphi + \overline{BP} \cos \varphi + \overline{PC} \sin \varphi \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\overline{BP} + \overline{PC} &= \overline{BC} = X\bar{I} \\ \overline{AH} &= R\bar{I} \cos \varphi + X\bar{I} \sin \varphi \\ \overline{AH} &= \Delta V\end{aligned}$$

$$\text{d'où : } \Delta V = R\bar{I} \cos \varphi + X\bar{I} \sin \varphi \quad (\text{II.12})$$

φ : c'est le déphasage entre le courant et la tension.

➤ **En triphasé :**

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U = \sqrt{3} (RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) \quad (\text{II.13})$$

II.2.4.3. Méthode des moments électriques

La méthode des moments électriques est une technique qui permet de calculer les chutes de tension dans un réseau électrique en utilisant les équations des moments électriques.

La chute de tension est donnée par la relation suivante : [8]

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (\text{II.14})$$

Sachent que :

$$P = \sqrt{3} U \cdot I \cos \varphi \quad (\text{II.15})$$

D'où :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cdot \cos(\varphi)} \quad (\text{II.16})$$

Donc :

$$\Delta U = \frac{P}{U \cos \delta} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{PL}{U} (r + x \tan \varphi) \quad (\text{II.17})$$

Avec P : Puissance active en [kW]

Si la chute de tension relative en pourcentage est égale <a>, alors :

$$U(\%) = \frac{\Delta U}{U} 100 = a \quad (\text{II.18})$$

Avec :

$M_{ch} = P.L$: est le moment électrique de la charge « P » situé à la distance « L » de la source.

[5]. Il s'exprime en : [kW. km] pour les réseaux basses tensions.

Avec : r= résistance de la ligne

X= inductance de la ligne

$$r = \frac{R}{L} \quad (\text{II.19})$$

r : résistance linéique d'un conducteur, varie avec la température T de fonctionnement de la ligne en [Ω /km]

On prend :

$T = 20^\circ\text{C}$ pour les lignes aériennes en conducteurs nus.

$T = 50^\circ\text{C}$ pour les câbles souterrains et les lignes aériennes en conducteurs isolés.

$x = \frac{X}{L}$: Réactance variable en fonction de diamètre et l'éclatement des conducteurs,

Elle prend les valeurs suivantes :

$x = 0.35 \Omega/\text{km}$ pour les lignes aériennes en conducteurs nus.

$x = 0.10 \Omega/\text{km}$ pour les câbles souterrains et les lignes aériennes en conducteurs isolés.

φ : Déphasage entre le courant et la tension en [rad].

On aura :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{PL}{U^2} 100(r + x \tan \varphi) \quad (\text{II.20})$$

La chute de tension relative en (%) peut être prise égale :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{PL}{U^2} 10^5(r + x \tan \varphi) \quad (\text{II.21})$$

Avec :

P : puissance active en [kW]

L : longueur de la ligne en [km]

U : Tension composée en [kV]

Moment spécifique M_1 d'une ligne :

Le moment électrique d'une ligne est le moment M_1 , donnant une chute de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = 1\%$$

$$1 = 10^5 \frac{M_1}{U^2} (r + x \tan \varphi) \Rightarrow M_1 = \frac{U^2}{10^5} \frac{1}{r + x \tan \varphi}$$

Chute de tension relative :

La chute de tension relative (en%) d'une charge de moment électrique, alimentée par une ligne de moment électrique ML, est donnée par [8] ;

II.2.4.4. Méthode des puissances active et réactive

Cette méthode est utile dans le cas où la longueur de la ligne est de quelques dizaines de kilomètres [9].

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons vu deux méthodes de calcul utilisés dans les réseaux électriques afin de définir ses caractéristiques, comme le calcul des chutes de tension, et le calcul des différentes puissances du réseau.

A decorative border in a dark blue color, resembling a scroll or a ribbon, framing the text. It has rounded corners and small circular motifs at the top and bottom edges.

Chapitre III
Diagnostic du réseau

INTRODUCTION

Ce chapitre présente une étude sur un réseau basse tension en conducteurs torsadés du village « AIT HAESSANE ». Cette étude consiste à calculer Les chutes de tension du réseau.

III-1 DESCRIPTION DU RESEAU

III-1-1 Présentation du réseau

Notre travail consiste à étudier le réseau basse tension proposé par la SONELGAZ, qui est celui du village AIT HESSANE commune de Tizi-Ouzou wilaya de Tizi-Ouzou (ALGERIE). Ce réseau est alimenté par un poste de transformation MT/BT ; il s'agit du poste N°129 d'une puissance de 400 kVA.

Les sections utilisées pour les conducteurs sont :

- conducteurs torsadés en aluminium 150 mm^2 , 70 mm^2 , 35 mm^2 .
- conducteur en cuivre 17 mm^2 .

III-1-2 Etude du réseau

Notre étude consiste à calculer les chutes de tension de tout le réseau et de situer les endroits les plus perturbés, ainsi on détermine les causes telles que :

- La faible section des conducteurs
- Configuration du réseau mal adaptée.
- Surcharge du poste de transformation (MT/BT).
- Eloignement de certains abonnés.

III-1-3 Hypothèses de calcul

- Chute de tension fixée par la SONELGAZ $\leq 10\%$.
- Tension nominale 220V en monophasé et 380V en triphasé.
- Facteur de puissance 0,9.
- Le courant de foisonnement est fixé à 1,4A.

III-1-4 Données globales du réseau et du poste de transformation

Les caractéristiques du réseau et du poste sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : Caractéristiques du réseau et du poste.

Numéro du poste	129
Nature du poste	Poste maçonnée
Puissance	400kVA
Courant débite	580A
Nombre de branchement BF (4fils)	56
Nombre de branchement BL(2fils)	342
Nombre d'abonnés total	398
Longueur du réseau	5952
Nombre de supports	149
Type de supports	Béton
	Bois
	Contrefiche
	Bois jumelle
	Tubulaire
	B.S

III-1-5 Caractéristiques structurelles

L'agence SONELGAZ de TIZIOUZOU nous a autorisé de visiter le site et de faire une collecte des données. Les caractéristiques existantes sur ce réseau sont données dans les Tableaux suivant :

➤ Premier départ :

Tableau III.2 : Données générales du 1^{er} départ.

Numéro du support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm^2)	Section des NE (mm^2)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	Béton	Poste 129-P01	8	3*150	150	1	0
P02	B.S	P01-P02	35	3*70	70	1	0
P03	Tubulaire	P02-P03	35	3*70	70	0	1
P04	B.S	P03-P04	35	3*70	70	3	2
P05	Tubulaire	P04-P05	40	3*70	70	1	0
P06	B.S	P04-P06	45	3*70	70	2	0
P07	B.S	P06-P07	50	3*70	70	4	0
P08	Tubulaire	P07-P08	40	3*70	70	4	0
P09	Bois jumelle	P08-P09	40	3*70	70	1	1
P10	Contre fiches	P09-P10	45	3*70	70	2	0
P11	Bois	P09-P11	40	3*70	70	4	0
P12	B.S	P11-P12	40	3*70	70	2	0
P13	B.S	P12-P13	40	3*70	70	2	0
P14	B.S	P13-P14	25	3*70	70	0	0
P15	B.S	P14-P15	45	3*70	70	1	0
P16	B.S	P15-P16	45	3*70	70	0	0
P17	B.S	P16-P17	15	3*70	70	1	0
P18	B.S	P16-P18	35	3*70	70	1	0
P19	B.S	P18-P19	45	3*70	70	0	1
P20	Tubulaire	P19-P20	30	3*70	35	3	0
P21	Tubulaire	P20-P21	20	3*70	35	2	0
P22	B.S	P08-P22	30	3*70	70	0	0
P23	B.S	P22-P23	45	3*70	70	1	0
P24	Béton	P1-P24	45	3*70	70	0	1
P25	Contre fiches	P24-P25	55	3*70	70	1	5

➤ Deuxième départ :

Tableau III.3 : Données générales du 2^{ème} départ.

Numéro du support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	Béton	Poste 129-P01	8	3*150	150	0	1
P02	B.S	P01-P02	35	3*70	70	1	2
P03	Bois	P02-P03	40	3*70	70	1	0
P04	B.S	P03-P04	25	3*70	70	3	0
P05	B.S	P03-P05	45	3*70	70	4	1
P06	B.S	P05-P06	50	3*70	70	2	2
P07	Bois	P06-P07	25	3*70	70	1	0
P08	Bois	P06-P08	50	3*70	70	2	0
P09	Bois	P08-P09	45	3*70	70	1	2
P10	B.S	P09-P10	45	3*17	17	3	0
P11	Bois	P10-P11	30	3*70	70	1	0

➤ Troisième départ :

Tableau III.4 : Données générales du 3^{ème} départ.

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	Béton	Poste 129-P01	8	3*150	150	0	0
P02	B.S	P01-P02	25	3*150	150	0	0
P03	B.S	P02-P03	10	3*150	150	0	0
P04	B.S	P03-P04	50	3*150	150	0	1
P05	B.S	P04-P05	40	3*150	150	4	0
P06	Béton	P05-P06	45	3*150	150	2	0
P07	Béton	P06-P07	35	3*150	150	1	0
P08	B.S	P04-P08	40	3*150	150	3	0
P09	B.S	P08-P09	45	3*150	150	4	0

P10	B.S	P09-P10	25	3*150	150	4	0
P11	B.S	P10-P11	30	3*150	150	0	0
P12	B.S	P11-P12	30	3*70	70	6	0
P13	B.S	P12-P13	35	3*70	70	6	1
P14	B.S	P13-P14	25	3*70	70	6	1
P15	Bois	P14-P15	50	3*70	70	4	1
P16	Bois	P15-P16	30	3*70	70	0	0
P17	B.S	P14-P17	40	3*70	70	7	1
P18	Bois	P17-P18	35	3*70	70	8	1
P19	B.S	P18-P19	35	3*70	70	4	0
P20	Béton	P19-P20	45	3*70	70	0	0
P21	Béton	P20-P21	45	3*70	70	3	1
P22	Béton	P21-P22	40	3*70	70	2	0
P23	Béton	P22-P23	40	3*70	70	0	1
P24	Béton	P23-P24	45	3*70	70	0	0
P25	Béton	P24-P25	50	3*70	70	5	0
P26	Béton	P25-P26	50	3*70	70	0	0
P27	Béton	P26-P27	50	3*70	70	1	0
P28	Béton	P27-P28	45	3*70	70	0	0
P29	Béton	P28-P29	55	3*70	70	3	0
P30	Béton	P29-P30	50	3*70	70	0	0
P31	Béton	P30-P31	45	3*70	70	2	0
P32	Béton	P31-P32	50	3*70	70	1	1
P33	Béton	P32-P33	35	3*70	70	2	0
P34	B.S	P18-P34	30	3*70	70	4	0
P35	B.S	P34-P35	45	3*70	70	8	0
P36	B.S	P35-P36	45	3*70	70	6	1
P37	Bois	P36-P37	50	3*70	70	1	0
P38	B.S	P36-P38	45	3*70	70	2	0
P39	Bois	P38-P39	25	3*17	17	2	0
P40	B.S	P38-P40	45	3*70	70	3	2
P41	Tubulaire	P40-P41	25	3*70	70	6	0

P42	B.S	P40-P42	55	3*70	70	4	0
P43	Béton	P42-P43	40	3*70	70	4	3
P44	Béton	P43-P44	40	3*70	70	4	0
P45	B.S	P44-P45	35	3*70	70	2	1
P46	B.S	P45-P46	50	3*70	70	1	0
P47	B.S	P46-P47	50	3*70	70	3	0
P48	B.S	P47-P48	50	3*70	70	6	0
P49	B.S	P48-P49	50	3*70	70	6	1
P50	B.S	P49-P50	50	3*70	70	1	1
P51	B.S	P50-P51	50	3*70	70	5	0
P52	Béton	P46-P52	50	3*70	70	0	0
P53	Béton	P52-P53	45	3*70	70	2	1
P54	Béton	P53-P54	45	3*70	70	0	0
P55	Tubulaire	P54-P55	45	3*70	70	0	0
P56	Béton	P55-P56	50	3*70	70	0	0
P57	Béton	P56-P57	45	3*70	70	0	0
P58	Béton	P57-P58	50	3*17	17	1	2
P59	Tubulaire	P58-P59	40	3*17	17	0	0
P60	Béton	P59-P60	20	3*17	17	2	3
P61	Béton	P60-P61	50	3*17	17	1	0
P62	Béton	P61-P62	50	3*17	17	0	0
P63	Béton	P62-P63	50	3*17	17	2	0
P64	B.S	P63-P64	50	3*17	17	2	0
P65	B.S	P64-P65	50	3*17	17	1	1
P66	B.S	P65-P66	35	3*17	17	0	3
P67	B.S	P64-P67	55	3*17	17	1	0
P68	B.S	P67-P68	50	3*17	17	1	0
P69	B.S	P68-P69	50	3*17	17	4	0
P70	B.S	P68-P70	50	3*17	17	5	0
P71	B.S	P70-P71	60	3*70	70	0	0
P72	Tubulaire	P71-P72	45	3*70	70	0	0
P73	B.S	P72-P73	50	3*70	70	0	0

P74	Tubulaire	P73-P74	70	3*70	70	0	1
P75	Tubulaire	P74-P75	50	3*70	70	6	0
P76	B.S	P73-P76	60	3*70	70	0	0
P77	B.S	P76-P77	60	3*70	70	0	0
P78	Tubulaire	P77-P78	50	3*70	70	2	0

➤ Quatrième départ :

Tableau III.5 : Données générales du 4^{ème} départ.

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	Béton	Poste 129-P01	8	3*150	150	0	0
P02	B.S	P01-P02	25	3*150	150	0	0
P03	B.S	P02-P03	10	3*150	150	1	0
P04	B.S	P03-P04	50	3*150	150	1	2
P08	B.S	P04-P08	40	3*150	150	0	0
P09	B.S	P08-P09	45	3*150	150	0	0
P10	B.S	P09-P10	25	3*150	150	0	0
P11	B.S	P10-P11	30	3*150	150	6	0
P12	B.S	P11-P12	50	3*70	70	5	0
P13	B.S	P11-P13	50	3*70	70	3	0
P14	B.S	P13-P14	40	3*70	70	4	0
P15	Bois	P14-P15	30	3*17	17	4	0
P16	Bois	P15-P16	30	3*17	17	7	0
P17	B.S	P16-P17	30	3*17	17	3	1
P18	Tubulaire	P17-P18	40	3*70	70	4	0
P19	B.S	P14-P19	35	3*70	70	7	0
P20	B.S	P19-P20	40	3*70	70	9	1
P21	Bois	P20-P21	45	3*70	70	12	0
P22	Bois	P21-P22	45	3*70	70	4	0
P23	B.S	P21-P23	50	3*70	70	5	1
P24	B.S	P23-P24	50	3*70	70	5	2
P25	B.S	P24-P25	35	3*70	70	6	0
P26	Tubulaire	P25-P26	30	3*70	70	0	0
P27	Tubulaire	P26-P27	30	3*70	70	3	0
P28	Tubulaire	P27-P28	40	3*70	70	0	0
P29	Béton	P28-P29	45	3*70	70	1	0
P30	Contre fiche	P28-P30	40	3*70	70	1	0

P31	Bois	P27-P31	50	3*70	70	2	0
P32	Bois	P31-P32	50	3*70	70	5	0
P33	B.S	P32-P33	50	3*70	70	3	1
P34	B.S	P33-P34	45	3*70	70	1	0
P35	B.S	P34-P35	60	3*70	70	1	0

III-2 CALCUL DES CHUTES DE TENSION

III-2- 1 Méthode de calcul

La méthode que nous allons utiliser pour le calcul de la chute de tension dans ce réseau est la méthode des moments électriques présentée dans le deuxième chapitre, et qui est définie par la relation suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} \% = \frac{M_{ch}}{M_1}$$

Avec :

M_{ch} : Moment électrique de charge en(kW.km).

M_1 : Moment électriques pacifique en (kW.km).

Tel que :

$$M_1 = \frac{U^2}{10^5} \cdot \frac{1}{r + x \tan \delta}$$

Avec :

U : tension composée du réseau en volt [v]

r : résistance linéique des conducteurs en [Ω /km]

➤ **En triphasé :**

$$M_{ch} = P \cdot L$$

$$M_{ch} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \delta \cdot L$$

$$M_{ch} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 10^{-3} \cdot 0.9 \cdot I_{abs} \cdot L$$

Avec :

U : tension triphasé du réseau

L : longueur de tronçons

I_{abs} : courant absorbé

I : courant foisonné

$$I_f = \frac{I_{ph1} + I_{ph2} + I_{ph3}}{3 \cdot \text{Nombre d'abonné total}}$$

Avec :

I_{ph} : les courant des trois phases en [A].

SONALGAZ a fixé le courant foisonné à la valeur $I_f=1.4A$, ainsi que le facteur de puissance $\cos \delta= 0.9$.

Tableau III.6 : Caractéristiques électriques des conducteurs nus [6].

Nature	Section mm^2	r a 20° (Ω/km)	$r + x \tan \delta$ (Ω/km)	M1	
				220V	380V
CUIVRE	17,8	1,010	1.185	0,408	1,218
	27,6	0,650	0.825	0,586	1,750
	38,3	0,472	0.647	0,748	2,231
	48,3	0,373	0.548	0,883	2,635
	74,9	0,240	0.416	1,163	3,471
	116,2	0,156	0.331	1,462	4,363

- Température de fonctionnement :20°C
- Réactance = 0.35 Ω / km
- Facteur de puissance $\cos \delta$ 0.9 ($\tan \delta =0.5$)

Tableau III.7 : Caractéristiques électriques des conducteurs isolés [6].

Nature	Section mm^2	r a 20° (Ω/km)	r a 50° (Ω/km)	$r + x \tan \delta$ (Ω/km)	M1	
					220V	380V
ALUMINIUM	25	1.200	1.345	1.395	0,346	1,035
	35	0.868	0.973	1.023	0,473	1,411
	50	0.641	0.918	0.768	0,630	1,880
	70	0.443	0.497	0.547	0,884	2,639
	95	0.320	0.359	0.409	1,183	3,530
	120	0.253	0.284	0.334	1,449	4,323
	150	0.206	0.231	0.281	1,722	5,138
	185	0.164	0.184	0.234	2,068	6,170
	240	0.125	0.140	0.190	2,547	7,6

- Température de fonctionnement :50 C.
- Réactance = 0.10 Ω / km.
- Facteur de puissance tel que $\tan \delta =0.5$ ($\cos \delta$ 0.9).

III-2-2 Exemple du calcul

1er départ :Tronçon : **P2-P3**Section : 70mm^2 ; $M_1=2,639 \text{ kW.km}$ $L= 0,035\text{Km}$

Nombre d'abonnés : 48

- **Calcul du courant absorbé :**

$$I_{\text{abs}} = I_f \times \text{nombre d'abonnés}$$

$$I_{\text{abs}} = 1,4 \times 48$$

$$I_{\text{abs}} = 67,2 \text{ A}$$

- **Calcul du moment électrique :**

$$M_{\text{Ch}} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot I_{\text{abs}} \cdot L$$

$$M_{\text{ch}} = 0,592 \cdot 0,9 \cdot 67,2 \cdot 0,035$$

$$M_{\text{ch}} = 1,20 \text{ kW.km}$$

- **Calcul de la chute de tension**

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{M_{\text{ch}}}{M_1} \Rightarrow \frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{1,20}{2,639}$$

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = 0,45\%$$

Tableau III.8 : Chute de tension du 1er départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW. Km)	M _{ch} (kW. Km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129-P01	150	0,008	5,13	0,31	67,2	48	0,06
P01-P02	70	0,035	2,63	1,22	65,8	47	0,05
P02-P03	70	0,035	2,63	1,20	64,4	46	0,46
P03-P04	70	0,035	2,63	1,07	57,4	41	0,45
P04-P05	70	0,040	2,63	0,02	1,4	1	0,4
P05							1,42
P04-P06	70	0,045	2,63	1,30	54,6	39	1,37
P06-P07	70	0,050	2,63	1,30	49	35	0,49
P07-P08	70	0,040	2,63	0,92	43,4	31	0,49
P08-P09	70	0,040	2,63	0,86	40,6	29	0,35
P09-P10	70	0,045	2,63	0,05	2,8	2	0,32
P10							4,04
P09-P11	70	0,040	2,63	0,26	12,6	9	1,68
P11-P12	70	0,040	2,63	0,14	7	5	1,10
P12-P13	70	0,040	2,63	0,08	4,2	3	0,05
P13-P14	70	0,025	2,63	0,01	1,4	1	0,03
P14-P15	70	0,045	2,63	0,03	1,4	1	0,006
P15-P16	70	0,045	2,63	0	0	0	0,01
P16-P17	70	0,015	2,63	0,01	1,4	1	0,005
P17							6,61
P16-P18	70	0,035	2,63	0,18	9,8	7	0,07
P18-P19	35	0,045	1,41	0,16	7	5	0,13
P19-P20	35	0,030	1,41	0,04	2,8	2	0,03
P20-P21	70	0,020	2,63	0,02	2,8	2	0,01
P21							6,84
P08-P22	70	0,030	2,63	0,11	7	5	0,04
P22-P23	70	0,045	2,63	0,06	2,8	2	0,02
P23							3,83

P1-P24	70	0,045	2,63	0,23	9,8	7	0,09
P24P25	70	0,055	2,63	0,24	8,4	6	0,10
P25							0,19

Tableau III.9 : Chute de tension du 2ème départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M _{ch} (kW.km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129-P01	150	0,008	5,13	0,17	37,8	27	0,03
P01-P02	70	0,035	2,63	0,69	33,6	24	0,26
P02-P03	70	0,040	2,63	0,76	32,2	23	0,28
P03-P04	70	0,025	2,63	0,06	4,2	3	0,02
P04							0,59
P03-P05	70	0,045	2,63	0,33	12,6	9	0,12
P05-P06	70	0,050	2,63	0,16	5,6	4	0,06
P06-P07	70	0,025	2,63	0,02	1,4	1	0,008
P07							0,76
P06-P08	70	0,050	2,63	0,37	12,6	9	0,14
P08-P09	70	0,045	2,63	0,26	9,8	7	0,099
P09-P10	17	0,045	1,21	0,03	1,4	1	0,31
P10-P11	70	0,030	2,63	0,02	1,4	1	0,009
P11							1,30

Tableau III.10 : Chute de tension du 3^{ème} départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW. km)	M_{ch} (kW. km)	I_{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129-P01	150	0,008	5,13	1,36	287	205	0,26
P01-P02	150	0,025	5,13	4,25	287	205	0,83
P02-P03	150	0,010	5,13	1,70	287	205	0,33
P03-P04	150	0,050	5,13	8,45	285,6	204	1,65
P04-P05	150	0,040	5,13	0,23	7	9,8	0,05
P05-P06	150	0,045	5,13	0,04	1	1,4	0,01
P06-P07	150	0,035	5,13	0,03	1	1,4	0,01
P07							3,13
P04-P08	150	0,040	5,13	6,66	201	281,4	1,03
P08-P09	150	0,045	5,13	7,35	197	275,8	1,43
P09-P10	150	0,025	5,13	4,00	193	270,2	0,78
P10-P11	150	0,030	5,13	4,80	193	270,2	0,94
P11-P12	70	0,030	2,63	4,65	187	261,8	1,76
P11-P13	70	0,035	2,63	5,25	181	253,4	1,99
P13-P14	70	0,025	2,63	3,61	243,6	174	1,37
P14-P15	70	0,050	2,63	0,21	7	5	0,08
P15-P16	70	0,030	2,63	0	0	0	0,00
P16							12,44
P14-P17	70	0,040	2,63	5,50	232,4	166	2,08
P17-P18	70	0,035	2,63	4,55	219,8	157	1,72
P18-P19	70	0,035	2,63	4,44	214,2	153	1,68
P19-P20	70	0,045	2,63	5,71	214,2	153	2,16
P20-P21	70	0,045	2,63	5,56	208,6	149	2,10
P21-P22	70	0,040	2,63	4,87	205,8	147	1,84
P21-P23	70	0,040	2,63	4,84	204,4	146	1,83
P23-P24	70	0,045	2,63	5,44	204,4	146	2,06
P24-P25	70	0,050	2,63	5,84	197,4	141	2,21

P25-P26	70	0,050	2,63	5,84	197,4	141	2,21
P26-P27	70	0,050	2,63	5,80	196	140	2,19
P27-P28	70	0,045	2,63	5,22	196	140	1,97
P28-P29	70	0,055	2,63	6,24	191,8	137	2,36
P29-P30	70	0,050	2,63	5,67	191,8	137	2,14
P30-P31	70	0,045	2,63	5,03	189	135	1,90
P31-P32	70	0,050	2,63	5,51	186,2	133	2,58
P32-P33	70	0,035	2,63	0,05	2,8	2	0,0004
P33							45,38
P18-P34	70	0,030	2,63	0,55	26,6	19	0,209
P34-P35	70	0,045	2,63	0,37	21	15	0,141
P35-P36	70	0,045	2,63	0,26	9,8	7	0,099
P36-P37	70	0,050	2,63	0,04	1,4	1	0,014
P37							16,62
P36-P38	70	0,045	2,63	0,08	2,8	2	0,03
P38-P39	17	0,025	1,21	0,07	2,8	2	0,02
P39							16,56
P38-P40	70	0,045	2,63	0,10	7	5	0,08
P40-P41	70	0,025	2,63	0,22	8,4	6	0,08
P41							16,71
P40-P42	70	0,055	2,63	0,87	58,8	42	0,33
P42-P43	70	0,040	2,63	1,73	53,2	38	0,65
P43-P44	70	0,040	2,63	1,03	43,4	31	0,38
P44-P45	70	0,035	2,63	0,90	37,8	27	0,33
P45-P46	70	0,050	2,63	0,70	33,6	24	0,26
P46-P47	70	0,050	2,63	0,95	32,2	23	0,36
P47-P48	70	0,050	2,63	0,83	28	20	0,31
P48-P49	70	0,050	2,63	0,58	19,6	14	0,22
P49-P50	70	0,050	2,63	0,33	11,2	8	0,12
P50-P51	70	0,050	2,63	0,21	7	5	0,07
P51							19,68
P46-P52	70	0,050	2,63	0,75	25,2	18	0,283
P52-P53	70	0,045	2,63	0,62	21	15	0,23

P53-P54	70	0,045	2,63	0,56	21	15	0,21
P54-P55	70	0,045	2,63	0,56	21	15	0,21
P55-P56	70	0,050	2,63	0,56	21	15	0,21
P56-P57	70	0,045	2,63	0,62	21	15	0,23
P57-P58	17	0,050	1,21	0,45	16,8	12	0,17
P58-P59	17	0,040	1,21	0,50	16,8	12	0,40
P59-P60	17	0,020	1,21	0,23	9,8	7	0,19
P60-P61	17	0,050	1,21	0,10	8,4	6	0,08
P61-P62	17	0,050	1,21	0,25	8,4	6	0,20
P62-P63	17	0,050	1,21	0,17	5,6	4	0,13
P63-P64	17	0,050	1,21	0,08	2,8	2	0,06
P64-P65	17	0,050	1,21	0,08	2,8	2	0,06
P65-P66	17	0,035	1,21	0,12	4,2	3	0,10
P66							21,72
P64-P67	17	0,055	1,21	0,06	2,8	2	0,04
P67-P68	17	0,050	1,21	0,05	1,4	1	0,03
P68-P69	17	0,050	1,21	0,17	5,6	4	0,13
P69							21,76
P68-P70	17	0,050	1,21	0,21	7	5	0,17
P70-P71	70	0,060	2,63	0	0	0	0
P71-P72	70	0,045	2,63	0	0	0	0
P72-P73	70	0,050	2,63	0	0	0	0
P73-P74	70	0,070	2,63	0,29	9,8	7	0,11
P74-P75	70	0,050	2,63	0,34	8,4	6	0,13
P75							22,04
P73-P76	70	0,060	2,63	0,08	2,8	2	0,03
P76-P77	70	0,060	2,63	0	0	0	0
P77-P78	70	0,050	2,63	0	0	0	0
P78							21,83

Tableau III.11 : Chute de tension du 4^{ème} départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW. km)	M _{ch} (kW. km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129 P01	150	0,008	5,13	0,73	155,4	111	0,14
P01-P02	150	0,025	5,13	2,29	155,4	111	0,44
P02-P03	150	0,010	5,13	0,91	154	110	0,17
P03-P04	150	0,050	5,13	4,43	149,8	107	0,86
P04-P08	150	0,040	5,13	3,54	149,8	107	0,69
P08-P09	150	0,045	5,13	3,99	149,8	107	0,77
P09-P10	150	0,025	5,13	2,21	149,8	107	0,43
P10-P11	150	0,030	5,13	2,51	141,4	101	0,48
P11-P12	70	0,050	2,63	0,20	7	5	0,07
P12							4,05
P11-P13	70	0,050	2,63	4,06	137,2	98	1,53
P13-P14	70	0,040	2,63	3,11	131,6	94	1,18
P14-P15	17	0,030	1,21	2,23	126	90	1,83
P15-P16	17	0,030	1,21	2,06	116,2	83	1,69
P14-P17	17	0,030	1,21	1,96	110,6	79	1,61
P17-P18	70	0,040	2,63	0,08	5,6	4	0,03
P18							11,85
P14-P19	70	0,035	2,63	0,54	40,6	29	0,20
P19-P20	70	0,040	2,63	0,21	14	10	0,08
P20-P21	70	0,045	2,63	0,28	16,8	12	0,10
P21-P22	70	0,045	2,63	0,09	5,6	4	0,03
P22							7,42
P21-P23	70	0,050	2,63	0,69	36,4	26	0,26
P23-P24	70	0,050	2,63	0,42	22,4	16	0,16
P24-P25	70	0,035	2,63	0,05	4,2	3	0,02
P25-P26	70	0,030	2,63	0,04	4,2	3	0,01
P26-P27	70	0,030	2,63	0,04	4,2	3	0,01
P27-P28	70	0,040	2,63	0	0	0	0

P28-P29	70	0,045	2,63	0,03	1,4	1	0,01
P29							7,72
P28-P30	70	0,040	2,63	0,03	1,4	1	0,01
P30							7,72
P27-P31	70	0,050	2,63	0,34	18,2	13	0,13
P31-P32	70	0,050	2,63	0,29	15,4	11	0,11
P32-P33	70	0,050	2,63	0,15	8,4	6	0,06
P33-P34	70	0,045	2,63	0,04	2,8	2	0,01
P34-P35	70	0,060	2,63	0,03	1,4	1	0,01
P35							8,03

III-3 CALCUL DES PERTES DE PUISSANCE SUR LE RESEAU

III-3-1 Méthode de calcul

- En monophasé

$$\Delta U = 2RI_{abs}^2$$

Avec :

$$R = r_0 \cdot L$$

D ou :

$$\Delta P = 2 \cdot r_0 \cdot L \cdot I_{abs}^2$$

- En triphasé

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I_{abs}^2$$

Avec :

$$R = r_0 \cdot L$$

D`où :

$$\Delta P = 3 \cdot r_0 \cdot L \cdot I_{abs}^2$$

- Exemple de calcul

1er départ :

Tronçon P2-P3

Section : 70 (mm²)

$$M_1 = 2,693 \text{ kW} \cdot \text{kM}$$

L=0,035 kM

$$I_{abs} = 67,2 \text{ A}$$

Donc :

$$\Delta P = 3 \cdot r_0 \cdot L \cdot I_{abs}^2$$

$$\Delta P = 3 \cdot 0,547 \cdot 0,035 \cdot (67,2)^2$$

$$\Delta P = 216,43 \text{ W}$$

Tableau III.12 : Pertes de puissance pour le 1^{er} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (Km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	$\Delta P(W)$
Poste 129-P01	150	0,008	0,23	67,2	25,04
P01-P02	70	0,035	0,49	65,8	225,94
P02-P03	70	0,035	0,49	64,4	216,43
P03-P04	70	0,035	0,49	57,4	171,94
P04-P05	70	0,040	0,49	1,4	0,12
P04-P06	70	0,045	0,49	54,6	200,02
P06-P07	70	0,050	0,49	49	178,99
P07-P08	70	0,040	0,49	43,4	112,34
P08-P09	70	0,040	0,49	40,6	98,31
P09-P10	70	0,045	0,49	2,8	0,53
P09-P11	70	0,040	0,49	12,6	9,47
P11-P12	70	0,040	0,49	7	2,92
P12-P13	70	0,040	0,49	4,2	1,05
P13-P14	70	0,025	0,49	1,4	0,07
P14-P15	70	0,045	0,49	1,4	0,13
P15-P16	70	0,045	0,49	0	0,00
P16-P17	70	0,015	0,49	1	0,02
P16-P18	70	0,035	0,49	7	2,56
P18-P19	70	0,045	0,49	5	1,68
P19-P20	35	0,030	0,97	2	0,18
P20-P21	35	0,020	0,97	2	0,12
P08-P22	70	0,030	0,49	5	1,12
P22-P23	70	0,045	0,49	2	0,27
P1-P24	70	0,045	0,49	7	3,29
P24-P25	70	0,055	0,49	6	2,95

Tableau III.13 : Pertes de puissance pour le 2^{ème} départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP(W)
Poste 129-P01	150	0,008	0,23	37,8	7,89
P01-P02	70	0,035	0,49	33,6	58,08
P02-P03	70	0,04	0,49	32,2	60,97
P03-P04	70	0,025	0,47	4,2	0,62
P03-P05	70	0,045	0,49	12,6	10,50
P05-P06	70	0,05	0,49	5,6	2,30
P06-P07	70	0,025	0,49	1,4	0,07
P06-P08	70	0,05	0,49	12,6	11,67
P08-P09	70	0,045	0,49	9,8	6,35
P09-P10	17	0,045	1,01	1,4	0,27
P10-P11	70	0,03	0,49	1,4	0,09

Tableau III.14 : Pertes de puissance pour le 3^{ème} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP(kW)
Poste 129-P01	150	0,008	0,23	287	454,68
P01-P02	150	0,025	0,23	287	1420,87
P02-P03	150	0,01	0,23	287	568,35
P03-P04	150	0,05	0,23	285,6	2814,07
P04-P05	150	0,04	0,23	9,8	2,65
P05-P06	150	0,045	0,23	1,4	0,06
P06-P07	150	0,035	0,23	1,4	0,05
P04-P08	150	0,04	0,23	281,4	2185,53
P08-P09	150	0,045	0,23	275,8	2361,84
P09-P10	150	0,025	0,23	270,2	1259,39
P10-P11	150	0,03	0,23	270,2	1511,27
P11-P12	70	0,03	0,49	261,8	3022,58
P12-P13	70	0,035	0,49	253,4	3303,68

P13-P14	70	0,025	0,49	243,6	2180,78
P14-P15	70	0,05	0,49	7	3,60
P15-P16	70	0,03	0,49	0	0,00
P14-P17	70	0,04	0,49	232,4	3175,77
P17-P18	70	0,035	0,49	219,8	2485,65
P18-P19	70	0,035	0,49	214,2	2360,61
P19-P20	70	0,045	0,49	214,2	3035,07
P20-P21	70	0,045	0,49	208,6	2878,45
P21-P22	70	0,04	0,49	205,8	2490,39
P22-P23	70	0,04	0,49	204,4	2456,63
P23-P24	70	0,045	0,49	204,4	2763,70
P24-P25	70	0,05	0,49	197,4	2864,06
P25-P26	70	0,05	0,49	197,4	2864,06
P26-P27	70	0,05	0,49	196	2823,58
P27-P28	70	0,045	0,49	196	2541,22
P28-P29	70	0,055	0,49	191,8	2974,25
P29-P30	70	0,05	0,49	191,8	2703,86
P30-P31	70	0,045	0,49	189	2362,94
P31-P32	70	0,05	0,49	186,2	2548,28
P32-P33	70	0,035	0,49	2,8	0,40
P18-P34	70	0,03	0,49	26,6	31,20
P34-P35	70	0,045	0,49	21	29,17
P35-P36	70	0,045	0,49	9,8	6,35
P36-P37	70	0,05	0,49	1,4	0,14
P36-P38	70	0,045	0,49	2,8	0,52
P38-P39	17	0,025	1,01	2,8	0,59
P38-P40	70	0,045	0,49	7	3,24
P40-P41	70	0,025	0,49	8,4	2,59
P40-P42	70	0,055	0,49	58,8	279,53
P42-P43	70	0,04	0,49	53,2	166,42
P43-P44	70	0,04	0,49	43,4	110,75
P44-P45	70	0,035	0,49	37,8	73,51

P45-P46	70	0,05	0,49	33,6	82,98
P46-P47	70	0,05	0,49	32,2	76,21
P47-P48	70	0,05	0,49	28	57,62
P48-P49	70	0,05	0,49	19,6	28,24
P49-P50	70	0,05	0,49	11,2	9,22
P50-P51	70	0,05	0,49	7	3,60
P46-P52	70	0,05	0,49	25,2	46,68
P52-P53	70	0,045	0,49	21	29,17
P53-P54	70	0,045	0,49	21	29,17
P54-P55	70	0,045	0,49	21	29,17
P55-P56	70	0,05	0,49	21	32,41
P56-P57	70	0,045	0,49	21	29,17
P57-P58	17	0,05	1,01	16,8	42,76
P58-P59	17	0,04	1,01	16,8	34,21
P59-P60	17	0,02	1,01	9,8	5,82
P60-P61	17	0,05	1,01	8,4	10,69
P61-P62	17	0,05	1,01	8,4	10,69
P62-P63	17	0,05	1,01	5,6	4,75
P63-P64	17	0,05	1,01	2,8	1,19
P64-P65	17	0,05	1,01	2,8	1,19
P65-P66	17	0,035	1,01	4,2	1,87
P64-P67	17	0,055	1,01	2,8	1,31
P67-P68	17	0,05	1,01	1,4	0,30
P68-P69	17	0,05	1,0	5,6	4,70
P68-P70	17	0,05	1,01	7	7,42
P70-P71	70	0,06	0,49	0	0,00
P71-P72	70	0,045	0,49	0	0,00
P72-P73	70	0,05	0,49	0	0,00
P73-P74	70	0,07	0,49	9,8	9,88
P74-P75	70	0,05	0,49	8,4	5,19
P73-P76	70	0,06	0,49	2,8	0,69
P76-P77	70	0,06	0,49	0	0,00
P77-P78	70	0,05	0,49	0	0,00

Tableau III.15 : Pertes de puissance pour le 4^{ème} départ.

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	$\Delta P(W)$
Poste 129-P01	150	0,008	0,23	165,2	150,65
P01-P02	150	0,025	0,23	165,2	470,77
P02-P03	150	0,01	0,23	163,8	185,13
P03-P04	150	0,05	0,23	159,6	878,79
P04-P08	150	0,04	0,23	159,6	703,03
P08-P09	150	0,045	0,23	159,6	790,91
P09-P10	150	0,025	0,23	159,6	439,39
P10-P11	150	0,03	0,23	151,2	473,23
P11-P12	70	0,05	0,03	7	0,22
P11-P13	70	0,05	0,03	147	97,24
P13-P14	70	0,04	0,03	141,4	71,98
P14-P15	17	0,03	0,02	135,8	33,19
P15-P16	17	0,03	0,02	126	28,58
P16-P17	17	0,03	0,02	120,4	26,09
P17-P18	70	0,04	0,23	5,6	0,87
P14-P19	70	0,035	0,23	40,6	39,81
P19-P20	70	0,04	0,23	14	5,41
P20-P21	70	0,045	0,23	16,8	8,76
P21-P22	70	0,045	0,23	5,6	0,97
P21-P23	70	0,05	0,23	36,4	45,71
P23-P24	70	0,05	0,23	22,4	17,31
P24-P25	70	0,035	0,23	4,2	0,43
P25-P26	70	0,03	0,23	4,2	0,37
P26-P27	70	0,03	0,23	4,2	0,37
P27-P28	70	0,04	0,23	0	0,00
P28-P29	70	0	0,23	1,4	0,00
P28-P30	70	0	0,23	1,4	0,00
P27-P31	70	0,05	0,23	18,2	11,43

P31-P32	70	0,05	0,23	15,4	8,18
P32-P33	70	0,05	0,23	8,4	2,43
P33-P34	70	0,045	0,23	2,8	0,24
P34-P35	70	0,06	0,23	1,4	0,08

III-3-2 Pertes de puissance totale du réseau

$$\Delta P1 = 1,26 \text{ kW}$$

$$\Delta P3 = 66,24 \text{ kW}$$

$$\Delta P2 = 0,16 \text{ kW}$$

$$\Delta P4 = 4,62 \text{ kW}$$

Avec :

$\Delta P1$: Perte de puissance du premier départ.

$\Delta P2$: Perte de puissance du deuxième départ.

$\Delta P3$: Perte de puissance du troisième départ.

$\Delta P4$: Perte de puissance du quatrième départ.

III-4 DIAGNOSTIC DES PUISSANCES

III-4-1 Calcul des puissances active, réactive et apparente

Pour le 1^{er} départ :

- La puissance active :

$$P_{t1} = P_1 + \Delta P_1$$

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{abs} \cdot \cos \delta$$

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 67,2 \cdot 0,9$$

$$P_1 = 39,80 \text{ kW}$$

D'où :

$$P_{t1} = 39,80 + 1,26$$

$$P_{t1} = 41,06 \text{ kW}$$

- La puissances réactive :

$$\tan \delta = \frac{\sin \delta}{\cos \delta}$$

$$\cos \delta = 0,9 \Rightarrow \tan \delta = 0,48$$

$$Q_{t1} = P_{t1} \cdot \tan \delta$$

$$Q_{t1} = 41,06,48$$

$$Q_{t1} = 19,70 \text{ kVAR}$$

- La puissance apparente :

$$S_{t1} = \sqrt{(P_{t1}^2) + (Q_{t1}^2)}$$

$$S_{t1} = \sqrt{(41,06)^2 + (19,70)^2}$$

$$S_{t1} = 45,54 \text{ kVA}$$

L'ensemble des résultats pour les autres départs est donné par le tableau suivant :

	Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVAR)	Puissance apparente (kVA)
1^{er} départ	41,06	19,70	45,54
2^{ème} départ	22,55	10,82	25,01
3^{ème} départ	236,24	113,39	262,01
4^{ème} départ	102,47	49,18	113,66

III-4-2 Calcul des puissances active, réactive et apparente totales

- La puissance active :

$$P_T = (P_{t1} + P_{t2} + P_{t3} + P_{t4}) \cdot Ks$$

$$P_T = (41,06 + 22,55 + 236,24 + 102,47) \cdot 0,8$$

$$P_T = 321,85 \text{ kW}$$

- La puissance réactive :

$$Q_T = (Q_{t1} + Q_{t2} + Q_{t3} + Q_{t4}) \cdot Ks$$

$$Q_T = (19,70 + 10,82 + 113,39 + 49,18) \cdot 0,8$$

$$Q_T = 154,5 \text{ kVAR}$$

Avec :

K_s : coefficient de simultanéité dépendant du nombre de circuits ; dans notre cas $K_s = 0,8$

- La puissance apparente :

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2}$$

$$S_T = \sqrt{(321,85^2) + (154,5^2)}$$

$$S_T = 357,01 \text{ kVA}$$

III-4-3 Charge du transformateur

$$S_T = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_T$$

$$I_T = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} \Rightarrow I_T = \frac{357,01 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380}$$

$$I_T = 542,42 \text{ A}$$

Le transformateur débite un courant de 580A, le nombre d'abonnés totale est de 398 avec un courant absorbée de 542,42 A.

D'où :

$$580 \text{ (A)} \rightarrow 100 \%$$

$$542,42 \rightarrow \tau \%$$

$$\tau = \frac{542,42 \times 100}{580} \% \qquad \tau = 93,52 \%$$

Remarque :

Les plages de variation de ce paramètre sont :

0%-60% sous-utilisé

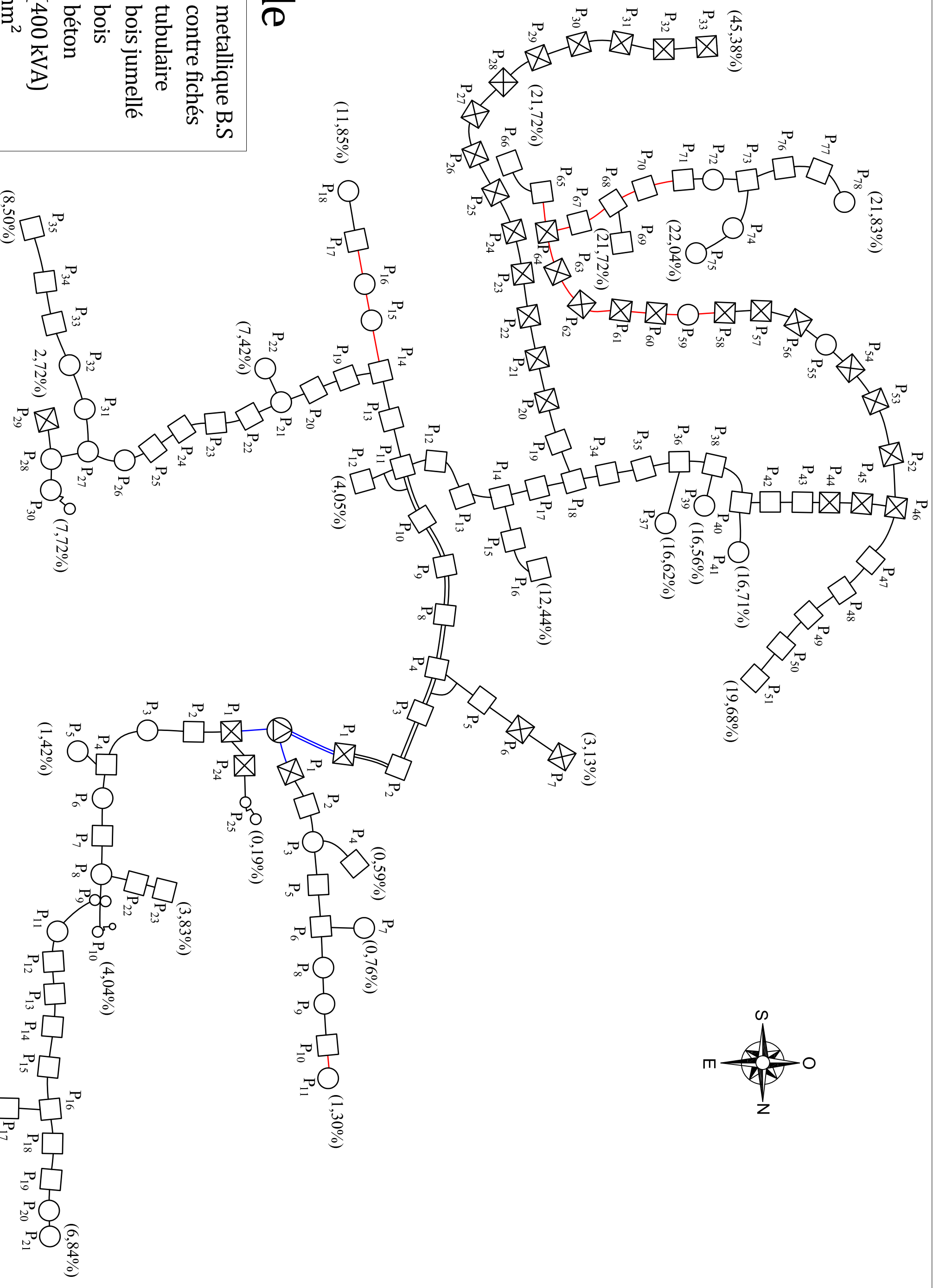
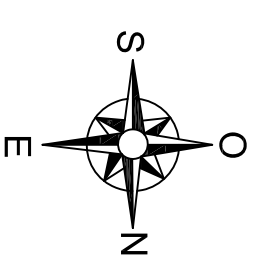
60%-80% bien utilisé

80%-100% surchargé.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué les calculs de la chute de tension et des différentes formes de puissance sur le réseau de distribution BT d'AIT HESSANE.

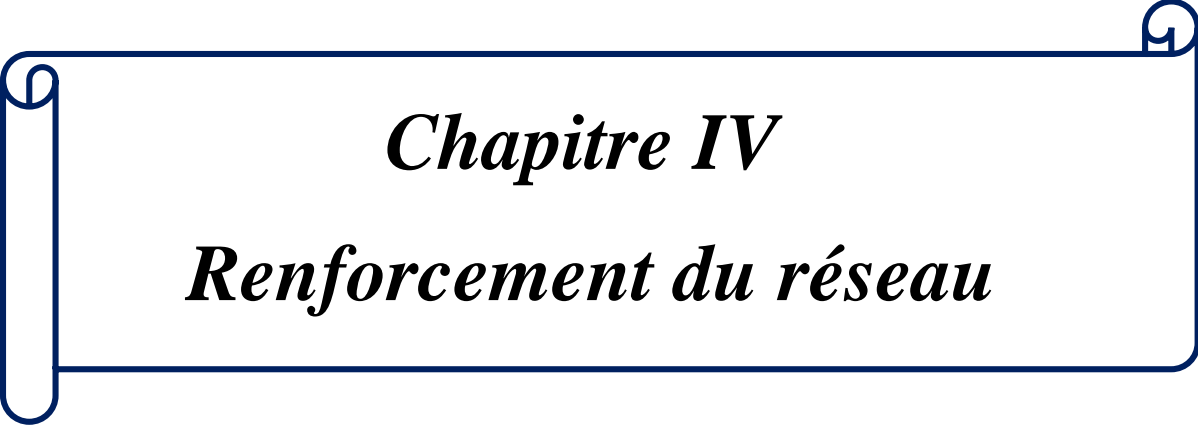
Les calculs montrent que la chute de tension admissible qui est fixé à 10 % est largement Dépassée dans certains départs (départs 3 et 4), donc nous proposons des solutions pour diminuer cette chute de tension pour le bon Fonctionnement du réseau ainsi que la satisfaction des abonnés .



Légende

- Support en métallique B.S
- Support en contre fichés
- Support en tubulaire
- Support en bois jumellé
- Support en bois
- Support en béton
- Poste 129 (400 kVA)
- Cuivre 17mm²
- Torsadé 70mm²
- Torsadé 150mm²

Schéma du réseau initial



Chapitre IV
Renforcement du réseau

INTRODUCTION

Le diagnostic du réseau initial a révélé plusieurs anomalies dont la chute de tension chez les abonnés qui dépasse les 10% fixés par SONALGAZ

La solution que nous avons proposée est de renforcer le réseau en changeant les câbles de section 35mm² et 70mm² par des câbles torsadés isolés de 150 mm², et de créer un nouveau Poste de 400 kVA. Le nouveau poste va regrouper des abonnés du troisième départ du réseau initial afin de diminuer la surcharge sur le poste 129 et d'éviter les longues distances avec les abonnés. Il sera constitué de conducteurs torsadés de section 150mm². La création du nouveau poste de transformation doit tenir compte des exigences suivantes :

- Accessibilité de la zone de l'emplacement.
- Eviter le passage des lignes sur les toits des maisons.

Les caractéristiques du nouveau poste sont données dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Caractéristiques du nouveau poste

Numéro du poste	Nouveau
Nature du poste	Poste maçonnée
Puissance	400kVA
Courant débite	580A
Nombre de départ	4
Nombre de branchement BF (4fils)	26
Nombre de branchement BL (2fils)	177
Nombre d'abonnés total	143
Longueur du réseau	2785
Nombre de supports	60
Type de supports	Béton
	Bois
	Tubulaire
	B.S

Tableau IV.2 : Sections normalisées

Section normalisée (mm ²)	Moment électrique. M_1 (kW.km)	r_0 (Ω/km)
150	5.13	0.213

IV-1 CALCULS DES PARAMETRES POUR L'ANCIEN TRANSFORMATEUR

IV-1-1 Calcul des chutes de tension après renforcement

Les résultats des calculs de la chute de tension par la méthode des moments électriques sont donnés par les tableaux suivants :

➤ Chute de tension du 1er départ :

Tableau IV.3 : Chute de tension du 1^{er} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M_{ch} (kW.km)	I_{abs} (A)	Nombre d'abonnés	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129-P01	150	0,008	5,13	0,31	67,2	48	0,06
P01-P02	150	0,035	5,13	1,36	65,8	47	0,26
P02-P03	150	0,035	5,13	1,33	64,4	46	0,26
P03-P04	150	0,035	5,13	1,18	57,4	41	0,23
P04-P05	150	0,040	5,13	0,03	1,4	1	0,006
P05							0,81
P04-P06	150	0,045	5,13	1,45	54,6	39	0,28
P06-P07	150	0,050	5,13	1,45	49	35	0,28
P07-P08	150	0,040	5,13	1,02	43,4	31	0,20
P08-P09	150	0,040	5,13	0,96	40,6	29	0,18
P09-P10	150	0,045	5,13	0,07	2,8	2	0,01
P10							1,5
P09-P11	150	0,040	5,13	0,29	12,6	9	0,05
P11-P12	150	0,040	5,13	0,16	7	5	0,03
P12-P13	150	0,040	5,13	0,09	4,2	3	0,01
P13-P14	150	0,025	5,13	0,02	1,4	1	0,004
P14-P15	150	0,045	5,13	0,03	1,4	1	0,007
P15-P16	150	0,045	5,13	0	0	0	0

P16-P17	150	0,015	5,13	0,01	1,4	1	0,002
P17							1,59
P16-P18	150	0,035	5,13	0,20	9,8	7	0,03
P18-P19	150	0,045	5,13	0,18	7	5	0,03
P19-P20	150	0,030	5,13	0,04	2,8	2	0,009
P20-P21	150	0,020	5,13	0,03	2,8	2	0,006
P21							1,87
P08-P22	150	0,030	5,13	0,12	7	5	0,02
P22-P23	150	0,045	5,13	0,07	2,8	2	0,01
P23							1,6
P1-P24	150	0,045	5,13	0,26	9,8	7	0,05
P24-P25	150	0,055	5,13	0,27	8,4	6	0,05
P25							0,16

➤ Chute de tension du 2^{ème} départ :

Tableau IV.4 : Chute de tension du 2^{ème} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M _{ch} (kW.km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129 P01	150	0,008	5,13	0,17	37,8	27	0,03
P01-P02	150	0,035	5,13	0,69	33,6	24	0,13
P02-P03	150	0,040	5,13	0,76	32,2	23	0,14
P03-P04	150	0,025	5,13	0,06	4,2	3	0,01
P04	150						0,31
P03-P05	150	0,045	5,13	0,33	12,6	9	0,06
P05-P06	150	0,050	5,13	0,16	5,6	4	0,03
P06-P07	150	0,025	5,13	0,02	1,4	1	0,004
P07							0,39
P06-P08	150	0,050	5,13	0,37	12,6	9	0,07
P08-P09	150	0,045	5,13	0,26	9,8	7	0,05
P09-P10	150	0,045	5,13	0,03	1,4	1	0,007
P10-P11	150	0,030	5,13	0,02	1,4	1	0,004

P11							0,52
------------	--	--	--	--	--	--	-------------

➤ Chute de tension du 3^{ème} départ

Tableau IV.5 : Chute de tension du 3^{ème} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M _{ch} (kW.km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonnés	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Poste 129-P01	150	0,008	5,13	0,73	155,4	111	0,14
P01-P02	150	0,025	5,13	2,29	155,4	111	0,44
P02-P03	150	0,010	5,13	0,91	154	110	0,17
P03-P04	150	0,050	5,13	4,43	149,8	107	0,86
P04-P08	150	0,040	5,13	3,54	149,8	107	0,69
P08-P09	150	0,045	5,13	3,99	149,8	107	0,77
P09-P10	150	0,025	5,13	2,21	149,8	107	0,43
P10-P11	150	0,030	5,13	2,51	141,4	101	0,48
P11-P12	150	0,050	5,13	0,20	7	5	0,040
P12							4,06
P11-P13	150	0,050	5,13	4,06	137,2	98	0,79
P13-P14	150	0,040	5,13	3,11	131,6	94	0,60
P14-P15	150	0,030	5,13	2,23	126	90	0,43
P15-P16	150	0,030	5,13	2,06	116,2	83	0,40
P14-P17	150	0,030	5,13	1,96	110,6	79	0,38
P17-P18	150	0,040	5,13	0,13	5,6	4	0,025
P18							6,71
P14-P19	150	0,035	5,13	0,84	40,6	29	0,16
P19-P20	150	0,040	5,13	0,33	14	10	0,06
P20-P21	150	0,045	5,13	0,44	16,8	12	0,08
P21-P22	150	0,045	5,13	0,14	5,6	4	0,02
P22							7,05
P21-P23	150	0,050	5,13	1,07	36,4	26	0,21
P23-P24	150	0,050	5,13	0,66	22,4	16	0,12
P24-P25	150	0,035	5,13	0,08	4,2	3	0,016

P25-P26	150	0,030	5,13	0,07	4,2	3	0,014
P26-P27	150	0,030	5,13	0,07	4,2	3	0,014
P27-P28	150	0,040	5,13	0	0	0	0
P28-P29	150	0,045	5,13	0,03	1,4	1	0,007
P29							7,44
P28-P30	150	0,040	5,13	0,03	1,4	1	0,006
P30							7,45
P27-P31	150	0,050	5,13	0,53	18,2	13	0,10
P31-P32	150	0,050	5,13	0,45	15,4	11	0,08
P32-P33	150	0,050	5,13	0,24	8,4	6	0,04
P33-P34	150	0,045	5,13	0,07	2,8	2	0,01
P34-P35	150	0,060	5,13	0,04	1,4	1	0,009
P35							7,72

IV-1-2 Calcul des pertes de puissance après renforcement

Les résultats des calculs des pertes de puissances sont donnés par les tableaux suivants :

➤ **Pertes de puissance pour le 1^{er} départ :**

Tableau IV.6 : Pertes de puissance pour le 1^{er} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r ₀ (Ω/km)	I _{abs} (A)	ΔP(W)
Poste 129-P01	150	0,008	0.213	67,2	25,00
P01-P02	150	0,035	0.213	65,8	105,00
P02-P03	150	0,035	0.213	64,4	100,50
P03-P04	150	0,035	0.213	57,4	79,90
P04-P05	150	0,040	0.213	1,4	0,05
P04-P06	150	0,045	0.213	54,6	92,90
P06-P07	150	0,050	0.213	49	83,19
P07-P08	150	0,040	0.213	43,4	52,20
P08-P09	150	0,040	0.213	40,6	45,60
P09-P10	150	0,045	0.213	2,8	0,20
P09-P11	150	0,040	0.213	12,6	4,40
P11-P12	150	0,040	0.213	7	1,30

P12-P13	150	0,040	0.213	4,2	0,40
P13-P14	150	0,025	0.213	1,4	0,03
P14-P15	150	0,045	0.213	1,4	0,06
P15-P16	150	0,045	0.213	0	0,00
P16-P17	150	0,015	0.213	1	0,01
P16-P18	150	0,035	0.213	7	1,19
P18-P19	150	0,045	0.213	5	0,77
P19-P20	150	0,030	0.213	2	0,08
P20-P21	150	0,020	0.213	2	0,05
P08-P22	150	0,030	0.213	5	0,51
P22-P23	150	0,045	0.213	2	0,12
P1-P24	150	0,045	0.213	7	1,52
P24-P25	150	0,055	0.213	6	1,37

➤ Pertes de puissance pour le 2^{ème} départ :

Tableau IV.7: Pertes de puissance pour le 2^{ème} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP (kW)
Poste 129-P01	150	0,008	0.213	37,8	7,92
P01-P02	150	0,035	0.213	33,6	27,38
P02-P03	150	0,04	0.213	32,2	28,74
P03-P04	150	0,025	0.213	4,2	0,31
P03-P05	150	0,045	0.213	12,6	4,95
P05-P06	150	0,05	0.213	5,6	1,09
P06-P07	150	0,025	0.213	1,4	0,03
P06-P08	150	0,05	0.213	12,6	5,50
P08-P09	150	0,045	0.213	9,8	3,00
P09-P10	150	0,045	0.213	1,4	0,06
P10-P11	150	0,03	0.213	1,4	0,04

➤ Pertes de puissance pour le 3^{ème} départ :Tableau IV.8 : Pertes de puissance pour le 3^{ème} départ après renforcement

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP(W)
Poste 129-P01	150	0,008	0.213	165,2	151,30
P01-P02	150	0,025	0.213	165,2	472,82
P02-P03	150	0,01	0.213	163,8	185,93
P03-P04	150	0,05	0.213	159,6	882,61
P04-P08	150	0,04	0.213	159,6	706,09
P08-P09	150	0,045	0.213	159,6	794,35
P09-P10	150	0,025	0.213	159,6	441,31
P10-P11	150	0,03	0.213	151,2	475,29
P11-P12	150	0,05	0.213	7	1,70
P11-P13	150	0,05	0.213	147	748,75
P13-P14	150	0,04	0.213	141,4	554,23
P14-P15	150	0,03	0.213	135,8	383,40
P15-P16	150	0,03	0.213	126	330,06
P16-P17	150	0,03	0.213	120,4	301,38
P17-P18	150	0,04	0.213	5,6	0,87
P14-P19	150	0,035	0.213	40,6	39,98
P19-P20	150	0,04	0.213	14	5,43
P20-P21	150	0,045	0.213	16,8	8,80
P21-P22	150	0,045	0.213	5,6	0,98
P21-P23	150	0,05	0.213	36,4	45,91
P23-P24	150	0,05	0.213	22,4	17,39
P24-P25	150	0,035	0.213	4,2	0,43
P25-P26	150	0,03	0.213	4,2	0,37
P26-P27	150	0,03	0.213	4,2	0,37
P27-P28	150	0,04	0.213	0	0,00
P28-P29	150	0	0.213	1,4	0,00
P28-P30	150	0	0.213	1,4	0,00
P27-P31	150	0,05	0.213	18,2	11,48

P31-P32	150	0,05	0.213	15,4	8,22
P32-P33	150	0,05	0.213	8,4	2,44
P33-P34	150	0,045	0.213	2,8	0,24
P34-P35	150	0,06	0.213	1,4	0,08

➤ **Les pertes de puissance totale après renforcement :**

$$\Delta P1 = 0,596 \text{ kW}$$

$$\Delta P2 = 0,079 \text{ kW}$$

$$\Delta P3 = 6,572 \text{ kW}$$

IV-1-3 Diagnostic des puissances après renforcement

Le diagnostic des puissances pour les trois départs est donné par le tableau suivant :

Tableau IV.9 : Diagnostic des puissances après le renforcement

	Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVAR)	Puissance apparente (kVA)
1^{er} départ	40,40	19,55	44,88
2^{eme} départ	19,90	9,63	22,11
3^{eme} départ	86,98	42,10	96,63

• **La puissance active :**

$$P_T = (P_{t1} + P_{t2} + P_{t3}) \cdot Ks$$

$$P_T = (40,40 + 19,90 + 86,98) \cdot 0,8$$

$$P_T = 117,82 \text{ kW}$$

• **La puissance réactive :**

$$Q_T = (Q_{t1} + Q_{t2} + Q_{t3}) \cdot Ks$$

$$Q_T = (19,55 + 9,63 + 42,10) \cdot 0,8$$

$$Q_T = 57,02 \text{ kVAR}$$

• **La puissance apparente :**

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2}$$

$$S_T = \sqrt{(117,82^2) + (57,02^2)}$$

$$S_T = 130,89 \text{ kVA}$$

- Charge du transformateur

$$S_T = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_T$$

$$I_T = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} \Rightarrow I_T = \frac{130,89 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380}$$

$$I_T = 198,86 \text{ A}$$

Le transformateur débite un courant de 580A, le nombre d'abonnés totale est de 229 avec un courant absorbée de 198,86 A.

D'où :

$$580 \text{ (A)} \rightarrow 100 \%$$

$$198,86 \rightarrow \tau \%$$

$$\tau = \frac{198,89 \cdot 100}{580} \% = 34,28 \%$$

IV-2 CALCULS DES PARAMETRES POUR LE NOUVEAU TRANSFORMATEUR

VI-2-1 Caractéristiques structurelles du nouveau poste

☞ Premier départ :

Tableau IV.10 : Données générales du 1^{er} départ

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P1	B.S	Px-P1	50	3*150	150	1	0
P2	B.S	P1-P2	50	3*150	150	3	0
P3	B.S	P2-P3	50	3*150	150	6	0
P4	B.S	P3-P4	50	3*150	150	6	1
P5	B.S	P4-P5	50	3*150	150	1	1

☞ Deuxième départ :

Tableau IV.11 : Données générales du 2^{ème} départ

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	Béton	Px-P1	50	3*150	150	0	0
P02	Béton	P1-P2	45	3*150	150	2	1
P03	Béton	P2-P3	45	3*150	150	0	0
P04	Tubulaire	P3-P4	45	3*150	150	0	0
P05	Béton	P4-P5	50	3*150	150	0	0
P06	Béton	P5-P6	45	3*150	150	0	0
P07	Béton	P6-P7	50	3*150	150	1	2
P08	Tubulaire	P7-P8	40	3*150	150	0	0
P09	Béton	P8-P9	20	3*150	150	2	3
P10	Béton	P9-P10	50	3*150	150	1	0
P11	Béton	P10-P11	50	3*150	150	0	0
P12	Béton	P11-P12	50	3*150	150	2	0
P13	B.S	P12-P13	50	3*150	150	2	0
P14	B.S	P13-P14	50	3*150	150	1	1
P15	B.S	P14-P15	35	3*150	150	0	3
P16	B.S	P13-P16	55	3*150	150	1	0
P17	B.S	P16-P17	50	3*150	150	1	0
P18	B.S	P17-P18	50	3*150	150	4	0
P19	B.S	P17-P19	50	3*150	150	5	0
P20	B.S	P19-P20	60	3*150	150	0	0
P21	Tubulaire	P20-P21	45	3*150	150	0	0
P22	B.S	P21-P22	50	3*150	150	0	0
P23	Tubulaire	P22-P23	70	3*150	150	0	1
P24	Tubulaire	P23-P24	50	3*150	150	6	0
P25	B.S	P22-P25	60	3*150	150	0	0
P26	B.S	P25-P26	60	3*150	150	0	0
P27	Tubulaire	P26-P27	50	3*150	150	2	0

☞ Troisième départ :

Tableau IV.12 : Données générales du 3^{ème} départ

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P1	B.S	Px-P1	50	3*150	150	1	0
P2	B.S	P1-P2	35	3*150	150	2	1
P3	Béton	P2-P3	40	3*150	150	4	0
P4	Béton	P3-P4	40	3*150	150	4	3
P5	B.S	P4-P5	55	3*150	150	4	0
P6	Tubulaire	P5-P6	25	3*150	150	6	0
P7	B.S	P6-P7	45	3*150	150	3	2
P8	Bois	P6-P8	25	3*150	150	2	0
P9	B.S	P8-P9	45	3*150	150	3	2
P10	B.S	P8-P10	45	3*150	150	2	0
P11	Bois	P10-P11	50	3*150	150	1	0

☞ Quatrième départ :

Tableau IV.13 : Données générales du 4^{ème} départ

Numéro de support	Type de support	Portée	Longueur (m)	Section des PH (mm ²)	Section des NE (mm ²)	Nombre de BL (2fils)	Nombre de BF (4fils)
P01	B.S	Px-P1	40	3*150	150	7	1
P02	Bois	P1-P2	35	3*150	150	8	1
P03	B.S	P2-P3	35	3*150	150	4	0
P04	Béton	P3-P4	45	3*150	150	0	0
P05	Béton	P4-P5	45	3*150	150	3	1
P06	Béton	P5-P6	40	3*150	150	2	0
P07	Béton	P6-P7	40	3*150	150	0	1
P08	Béton	P7-P8	45	3*150	150	0	0
P09	Béton	P8-P9	50	3*150	150	5	0
P10	Béton	P9-P10	50	3*150	150	0	0
P11	Béton	P10-P11	50	3*150	150	1	0
P12	Béton	P11-P12	45	3*150	150	0	0

P13	Béton	P12-P13	55	3*150	150	3	0
P14	Béton	P13-P14	50	3*150	150	0	0
P15	Béton	P14-P15	45	3*150	150	2	0
P16	Béton	P15-P16	50	3*150	150	1	1
P17	Béton	P16-P17	35	3*150	150	2	0

On calcul les chutes de tension par la méthode des moments électriques :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$$

IV-2-2 Calcul des chutes de tensions

Tableau IV.14 : Chutes de tensions du 1^{er} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M _{ch} (kW.km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Px-P1	150	0,05	5,13	0,78	26,6	19	0,15
P1-P2	150	0,05	5,13	0,66	22,4	16	0,12
P2-P3	150	0,05	5,13	0,41	14	10	0,08
P3-P4	150	0,05	5,13	0,12	4,2	3	0,02
P4-P5	150	0,05	5,13	0,04	1,4	1	0,008
P5							0,39

Tableau IV.15: Chutes de tensions du 2^{eme} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW.km)	M _{ch} (kW.km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonnés	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Px-P1	150	0,050	5,13	1,69	57,4	41	0,33
P1-P2	150	0,045	5,13	1,41	53,2	38	0,27
P2-P3	150	0,045	5,13	1,41	53,2	38	0,27
P3-P4	150	0,045	5,13	1,41	53,2	38	0,27
P4-P5	150	0,050	5,13	1,57	53,2	38	0,30
P5-P6	150	0,045	5,13	1,41	53,2	38	0,27
P6-P7	150	0,050	5,13	1,45	49	35	0,28
P7-P8	150	0,040	5,13	1,16	49	35	0,22

P8-P9	150	0,020	5,13	0,49	42	30	0,09
P9-P10	150	0,050	5,13	1,20	40,6	29	0,23
P10-P11	150	0,050	5,13	1,20	40,6	29	0,23
P11-P12	150	0,050	5,13	1,11	37,8	27	0,21
P12-P13	150	0,050	5,13	1,03	35	25	0,20
P13-P14	150	0,050	5,13	0,95	32,2	23	0,18
P14-P15	150	0,035	5,13	0,08	4,2	3	0,01
P15							3,44
P13-P16	150	0,055	5,13	0,27	8,4	6	0,05
P16-P17	150	0,050	5,13	0,16	5,6	4	0,03
P17-P18	150	0,050	5,13	0,16	5,6	4	0,03
P18				0	0		3,55
P17-P19	150	0,050	5,13	0,49	16,8	12	0,09
P19-P20	150	0,060	5,13	0,34	9,8	7	0,06
P20-P21	150	0,045	5,13	0,26	9,8	7	0,05
P21-P22	150	0,050	5,13	0,29	9,8	7	0,05
P22-P23	150	0,070	5,13	0,34	8,4	6	0,06
P23-P24	150	0,050	5,13	0,24	8,4	6	0,04
P24							3,94
P22-P25	150	0,060	5,13	0,09	2,8	2	0,01
P25-P26	150	0,060	5,13	0,09	2,8	2	0,01
P26-P27	150	0,050	5,13	0,08	2,8	2	0,01
P27							4,00

Tableau IV.16: Chutes de tensions du 3^{eme} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW. km)	M _{ch} (kW. km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Px-P1	150	0,050	5,13	1,65	56	40	0,32
P1-P2	150	0,035	5,13	1,13	54,6	39	0,22
P2-P3	150	0,040	5,13	1,19	50,4	36	0,23
P3-P4	150	0,040	5,13	1,06	44,8	32	0,20
P4-P5	150	0,055	5,13	1,13	35	25	0,22

P5-P6	150	0,025	5,13	0,43	29,4	21	0,08
P6-P7	150	0,045	5,13	0,22	8,4	6	0,04
P7							1,33
P6-P8	150	0,025	5,13	0,33	22,4	16	0,06
P8-P9	150	0,045	5,13	0,07	2,8	2	0,01
P9							1,41
P8-P10	150	0,045	5,13	0,52	19,6	14	0,10
P10-P11	150	0,050	5,13	0,04	1,4	1	0,008
P11							1,52

Tableau IV.17 : Chutes de tensions du 4^{ème} départ

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	M1 (kW. Km)	M _{ch} (kW. km)	I _{abs} (A)	Nombre d'abonne	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$ (%)
Px-P1	150	0,040	5,13	1,42	60,2	43	0,27
P1-P2	150	0,035	5,13	0,98	47,6	34	0,19
P2-P3	150	0,035	5,13	0,87	42	30	0,16
P3-P4	150	0,045	5,13	1,11	42	30	0,21
P4-P5	150	0,045	5,13	0,96	36,4	26	0,18
P5-P6	150	0,040	5,13	0,79	33,6	24	0,15
P6-P7	150	0,040	5,13	0,76	32,2	23	0,14
P7-P8	150	0,045	5,13	0,85	32,2	23	0,16
P8-P9	150	0,050	5,13	0,74	25,2	18	0,14
P9-P10	150	0,050	5,13	0,74	25,2	18	0,14
P10-P11	150	0,050	5,13	0,70	23,8	17	0,13
P11-P12	150	0,045	5,13	0,63	23,8	17	0,12
P12-P13	150	0,055	5,13	0,63	19,6	14	0,12
P13-P14	150	0,050	5,13	0,58	19,6	14	0,11
P14-P15	150	0,045	5,13	0,44	16,8	12	0,08
P15-P16	150	0,050	5,13	0,41	14	10	0,08
P16-P17	150	0,035	5,13	0,05	2,8	2	0,01
P17							2,48

IV-2-3 Pertes de puissance

Tableau IV.18 : Pertes de puissance pour le 1^{er} départ

Tronçon	Section (mm^2)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP (W)
Px-P1	150	0,05	0,231	26,6	24,52
P1-P2	150	0,05	0,231	22,4	17,39
P2-P3	150	0,05	0,231	14	6,79
P3-P4	150	0,05	0,231	4,2	0,61
P4-P5	150	0,05	0,231	1,4	0,07

Tableau IV.19 : Pertes de puissance pour le 2^{eme} départ

Tronçon	Section (mm^2)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP (W)
Px-P1	150	0,050	0,231	57,4	114,16
P1-P2	150	0,045	0,231	53,2	88,26
P2-P3	150	0,045	0,231	53,2	88,26
P3-P4	150	0,045	0,231	53,2	88,26
P4-P5	150	0,050	0,231	53,2	98,07
P5-P6	150	0,045	0,231	53,2	88,26
P6-P7	150	0,050	0,231	49	83,19
P7-P8	150	0,040	0,231	49	66,56
P8-P9	150	0,020	0,231	42	24,45
P9-P10	150	0,050	0,231	40,6	57,12
P10-P11	150	0,050	0,231	40,6	57,12
P11-P12	150	0,050	0,231	37,8	49,51
P12-P13	150	0,050	0,231	35	42,45
P13-P14	150	0,050	0,231	32,2	35,93
P14-P15	150	0,035	0,231	4,2	0,43
P13-P16	150	0,055	0,231	6	1,37
P16-P17	150	0,050	0,231	4	0,55
P17-P18	150	0,050	0,231	4	0,55
P17-P19	150	0,050	0,231	12	4,99
P19-P20	150	0,060	0,231	7	2,04

P20-P21	150	0,045	0,231	7	1,53
P21-P22	150	0,050	0,231	7	1,70
P22-P23	150	0,070	0,231	6	1,75
P23-P24	150	0,050	0,231	6	1,25
P22-P25	150	0,060	0,231	2	0,17
P25-P26	150	0,060	0,231	2	0,17
P26-P27	150	0,050	0,231	2	0,14

Tableau IV.20 : Pertes de puissance pour le 3^{ème} départ

Tronçon	Section (mm^2)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP (W)
Px-P1	150	0,050	0,231	56	108,66
P1-P2	150	0,035	0,231	54,6	72,31
P2-P3	150	0,040	0,231	50,4	70,41
P3-P4	150	0,040	0,231	44,8	55,64
P4-P5	150	0,055	0,231	35	46,69
P5-P6	150	0,025	0,231	29,4	14,98
P6-P7	150	0,045	0,231	8,4	2,20
P6-P8	150	0,025	0,231	22,4	8,69
P8-P9	150	0,045	0,231	2,8	0,24
P8-P10	150	0,045	0,231	19,6	11,98
P10-P11	150	0,050	0,231	1,4	0,07

Tableau IV.21: Pertes de puissance pour le 4^{ème} départ

Tronçon	Section (mm^2)	Longueur (km)	r_0 (Ω/km)	I_{abs} (A)	ΔP (W)
Px-P1	150	0,040	0,231	60,2	100,46
P1-P2	150	0,035	0,231	47,6	54,96
P2-P3	150	0,035	0,231	42	42,79
P3-P4	150	0,045	0,231	42	55,01
P4-P5	150	0,045	0,231	36,4	41,32
P5-P6	150	0,040	0,231	33,6	31,29
P6-P7	150	0,040	0,231	32,2	28,74

P7-P8	150	0,045	0,231	32,2	32,33
P8-P9	150	0,050	0,231	25,2	22,00
P9-P10	150	0,050	0,231	25,2	22,00
P10-P11	150	0,050	0,231	23,8	19,63
P11-P12	150	0,045	0,231	23,8	17,66
P12-P13	150	0,055	0,231	19,6	14,64
P13-P14	150	0,050	0,231	19,6	13,31
P14-P15	150	0,045	0,231	16,8	8,80
P15-P16	150	0,050	0,231	14	6,79
P16-P17	150	0,035	0,231	2,8	0,19

➤ Les pertes de puissance totale après renforcement :

$$\Delta P1 = 0,05 \text{ kW}$$

$$\Delta P2 = 0,99 \text{ kW}$$

$$\Delta P3 = 0,39 \text{ kW}$$

$$\Delta P4 = 0,51 \text{ kW}$$

IV-2-4 Diagnostic des puissances après le renforcement

Le diagnostic des puissances pour les quatre départs est donné par le tableau suivant :

Tableau IV.22 : Diagnostic des puissances après le renforcement

	Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVAR)	Puissance apparente (kVA)
1^{er} départ	15,8	7,58	17,52
2^{eme} départ	34,99	16,79	38,8
3^{eme} départ	33,56	16,1	37,22
4^{eme} départ	36,17	17,36	40,12

• La puissance active :

$$P_T = (P_{t1} + P_{t2} + P_{t3}). Ks$$

$$P_T = (15,8 + 34,99 + 33,56 + 36,17).0,8$$

$$P_T = 96,14 \text{ kW}$$

- La puissance réactive :

$$Q_T = (Q_{t1} + Q_{t2} + Q_{t3} + Q_{t4}) \cdot K_s$$

$$Q_T = (7,58 + 16,79 + 16,1 + 17,36) \cdot 0,8$$

$$Q_T = 46,26 \text{ kVAR}$$

- La puissance apparente :

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2}$$

$$S_T = \sqrt{(96,14_T^2) + (46,26_T^2)}$$

$$S_T = 106,69 \text{ kVA}$$

- Charge du transformateur

$$S_T = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_T$$

$$I_T = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} \Rightarrow I_T = \frac{106,69 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380}$$

$$I_T = 162,09 \text{ A}$$

Le transformateur débite un courant de 580A, le nombre d'abonnés totale est de 229 avec un courant absorbée de 162,09 A.

D'où :

$$580 \text{ (A)} \rightarrow 100 \%$$

$$162,09 \rightarrow \tau \%$$

$$\tau = \frac{162,09 \times 100}{580} \% = 27,94 \%$$

IV-3 PREVISIONS DE LA CHARGE ET DE LA CHUTE DE TENSION DANS LES DIX ANS A VENIR :

La puissance débitée par un transformateur croit d'année en année, et cela pour certaines raisons, on cite par exemple :

- la croissance démographique (abonnés) qui résulte l'augmentation d'utilisation de matériels électrique (électroménagers, etc...), donc augmentation de la consommation de puissance ;
- nouveaux raccordements au réseau.

Donc pour dimensionner un transformateur, on tient compte de l'accroissement en surface et en profondeur. Pour une meilleure qualité de service dans les années à venir, nous avons établi une stratégie d'amélioration pour une période de dix ans, avec un taux

d'accroissement des charges de 10 %.

Exemple de calcul :

Le nouveau transformateur : support 15

$$\begin{aligned} \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2025}(\%) &= \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2024} + 10\% \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2024} \\ &= \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2024}(\%) * [1 + 10(\%)] \\ \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2025}(\%) &= 3,44 * 1,1 = 3,78 \end{aligned}$$

VI-3-1 Pour l'ancien transformateur

Tableau IV.23 : Evolution de la chute de tension du 1^{er} départ

	ANNEES										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P05	0,81	0,89	0,98	1,08	1,19	1,30	1,43	1,58	1,74	1,91	2,10
P10	1,5	1,65	1,82	2,00	2,20	2,42	2,66	2,92	3,22	3,54	3,89
P17	1,59	1,75	1,92	2,12	2,33	2,56	2,82	3,10	3,41	3,75	4,12
P21	1,87	2,06	2,26	2,49	2,74	3,01	3,31	3,64	4,01	4,41	4,85
P23	1,6	1,76	1,94	2,13	2,34	2,58	2,83	3,12	3,43	3,77	4,15
P25	0,16	0,18	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,31	0,34	0,38	0,41

Tableau IV.24: Evolution de la chute de tension du 2^{eme} départ

	ANNEES										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P04	0,31	0,34	0,38	0,41	0,45	0,50	0,55	0,60	0,66	0,73	0,80
P07	0,39	0,43	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,76	0,84	0,92	1,01
P11	0,52	0,57	0,63	0,69	0,76	0,84	0,92	1,01	1,11	1,23	1,35

Tableau IV.25 : Evolution de la chute de tension du 3^{eme} départ

	ANNEES										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
POST E P12	4,06	4,47	4,91	5,40	5,94	6,54	7,19	7,91	8,70	9,57	10,53
P18	6,71	7,38	8,12	8,93	9,82	10,81	11,89	13,08	14,38	15,82	17,40
P22	7,05	7,76	8,53	9,38	10,32	11,35	12,49	13,74	15,11	16,62	18,29
P29	7,44	8,18	9,00	9,90	10,89	11,98	13,18	14,50	15,95	17,54	19,30
P30	7,45	8,20	9,01	9,92	10,91	12,00	13,20	14,52	15,97	17,57	19,32
P35	7,72	8,49	9,34	10,28	11,30	12,43	13,68	15,04	16,55	18,20	20,02

IV-3-2 Pour le nouveau transformateur

Tableau IV.26 : Evolution de la chute de tension du 1^{er} départ

	ANNEES										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P5	0,39	0,43	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,76	0,84	0,92	1,01

Tableau IV.27 : Evolution de la chute de tension du 2^{ème} départ

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P15	3,44	3,78	4,16	4,58	5,04	5,54	6,09	6,7	7,37	8,11	8,92
P18	3,55	3,91	4,3	4,73	5,2	5,72	6,29	6,92	7,61	8,37	9,21
P24	3,94	4,33	4,77	5,24	5,77	6,35	6,98	7,68	8,45	9,29	10,2
P27	4	4,4	4,84	5,32	5,86	6,44	7,09	7,79	8,57	9,43	10,4

Tableau IV.28 : Evolution de la chute de tension du 3^{ème} départ

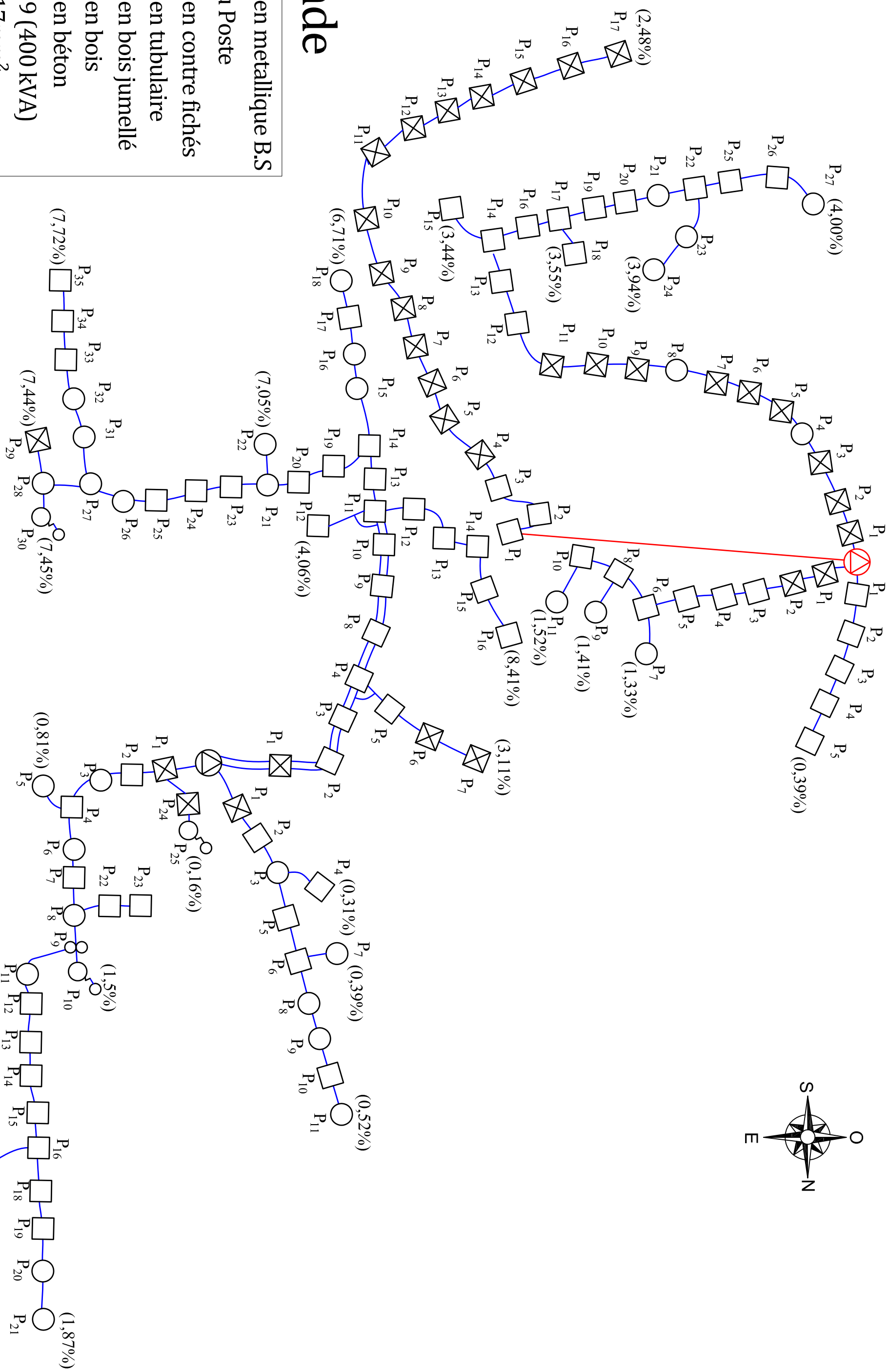
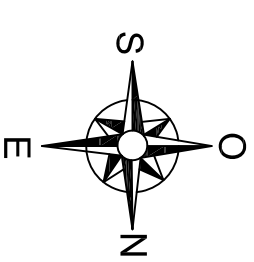
	ANNEES										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P7	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59	2,85	3,14	3,45
P9	1,41	1,55	1,71	1,88	2,06	2,27	2,5	2,75	3,02	3,32	3,66
P11	1,41	1,55	1,71	1,88	2,06	2,27	2,5	2,75	3,02	3,32	3,66

Tableau IV.29 : Evolution de la chute de tension du 4^{ème} départ

	ANNEE S										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
P17	2,48	2,73	3	3,3	3,63	3,99	4,39	4,83	5,32	5,85	6,43

CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons effectué les différents calculs sur les chutes de tension dans les différents départs du réseau ; ainsi que les pertes de puissances après avoir renforcé le réseau initial. Nous avons proposé de changer les sections de tout le réseau avec l'aluminium 150 mm² et de créer un nouveau poste afin de soulager le réseau initial. Les résultats montrent que les chutes de tension qui dépassent 10% sont éliminées et que les pertes de puissances ont largement diminué.



Légende












-  Support en métallique B.S
-  Nouveau Poste
-  Support en contre fichés
-  Support en tubulaire
-  Support en bois jumellé
-  Support en bois
-  Support en béton
-  Poste 129 (400 kVA)
-  Cuivre 17mm²
-  Torsadé 70mm²
-  Torsadé 150mm²

Schéma du réseau final



Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons abordé le problème des chutes de tension dans le réseau de distribution basse tension du village AIT HASSANE, ces chutes de tension importantes agissent négativement sur le fonctionnement des récepteurs.

Pour avoir une meilleure connaissance sur les insuffisances du réseau étudié (surcharges et chutes de tension), nous avons fait un diagnostic de son état actuel, ce qui nous a permis la collecte des données nécessaires pour le calcul des chutes de tension.

Les résultats ont montré que dans certains départs du transformateur existant, les valeurs des chutes de tension dépassent largement le seuil fixe par la SONALGAZ (10%).

Dans le but de limiter ces chutes de tension et améliorer le fonctionnement du réseau ainsi que minimiser les pertes de puissance, nous avons proposé le renforcement du réseau initial avec la création d'un nouveau poste de transformation sur le troisième départ en changeant les sections des câbles pour le troisième et les autres départs restants. Cela nous a amené à changer la structure du réseau et à créer des points d'ouvertures. Ainsi les chutes de tension ont été réduites à des valeurs acceptables, ce qui répond parfaitement aux exigences de la SONALGAZ afin de satisfaire ses clients.

Ce travail nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine des réseaux électriques et d'observer de près et sur le terrain les problèmes rencontrés dans ces réseaux.

Enfin nous souhaitons que ce travail sera utile à tous ceux qui le consultera.



Bibliographie

- [1] P. Carrive, « Réseaux de distribution-structure et planification, techniques de l'Ingénieur », Décembre 1991.
- [2] M. Adil A. nait Djoudi, « Réstructuration du réseau électrique moyenne tension 30kV de la région de Tizirt », Mémoire d'Ingénieur d'état en électrotechnique, Spécialité réseaux électriques, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2009.
- [3] S. Boumghar N. Bouricha, « Calcul d'une ligne aérienne », Mémoire de Master académique en réseaux électriques, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2015.
- [4] M. Gaoui M. Ferhane, « Alimentation en énergie électrique du village emghassel (makouda) par un réseau basse tension en câble torsade aérien », Mémoire de Master académique en réseaux électriques, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2008.
- [5] S. Benbrahim M. Habarek, « Amélioration d'un réseaux aérien basse tension Ighil Boudjima tizirt », Mémoire Master académique en réseaux électriques, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2017.
- [6] M. Safar, N. anseur, « Calcul de chute de tension sur le réseau basse tension du village Ait Hammad d'Azeffoun », Application carat mémoire de Master académique en réseaux électriques, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2017.
- [7] A. Aouf L. Laib, « Etude de l'expansion d'un réseau BT alimentant une zone domestique », Mémoire Master réseau électrique, Université de Bejaia, 2020
- [8] M. Amenach R. Hammiche, « Amélioration un réseau basse tension d'Iguer n'ssar », Mémoire de Master électrotechnique industrielle, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2014.
- [9] N. Saim L. Besseghir Lila S. Chetouane, « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30kv de la région azazga », Mémoire d'Ingénieur d'état en électrotechnique, Spécialité réseau électrique, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2010.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier le réseau de distribution BT du village AIT HAESSANE commune de Tizi-Ouzou, d'évaluer ses chutes de tension et proposer des solutions pour son renforcement. Dans un premier temps, nous avons introduit des généralités sur les réseaux électriques basse tension, ensuite nous avons défini les différentes méthodes du calcul des chutes de tension. Puis nous avons fait le diagnostic du réseau initial, ce qui nous a permis de calculer les chutes de tension et les pertes en puissance. Enfin, nous avons proposé des solutions pour l'améliorer et diminuer les chutes de tension.

Mots clés : Réseaux électriques basse tension, départ, poste de distribution, chute de tension, pertes de puissances.

Abstract

The objective of this work is to study the low voltage (LV) distribution network of the village AIT HAESSANE in the commune of Tizi-Ouzou, to evaluate its voltage drops, and propose solutions for its reinforcement. Initially, we introduced the general aspects of low voltage electrical networks, then defined the different methods for calculating voltage drops. Subsequently, we diagnosed the initial network, which allowed us to calculate the voltage drops and power losses. Finally, we proposed solutions to improve the network and reduce voltage drops.

Keywords: low voltage electrical networks, feeder, distribution substation, voltage drop, power losses.