

**CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT
POUR L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE DE LA
LOCALITE DE KALZI (BURKINA FASO)**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2E AVEC GRADE DE
MASTER
SPECIALITE : GENIE ELCTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 01 Février 2022 par

ALI Hassane Djourabe (2013 1312)

**Encadrant 2IE : M. Justin BASSOLE, Ingénieur, Enseignant 2IE au Département
(GEEI)**

**Maître de Stage : M. Abdoul Karim BA, Ingénieur Electricien, Chef de Service Etudes
Electriques SONABEL**

Structure d'accueil du stage : Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Ing. Madieumbe GAYE

Membres et correcteurs :

Ing. Delbon NTUMBA
Ing. Justin BASSOLE

Promotion [2019/2020]

DEDICACES

A mes parents ;

A mes frères et sœurs ;

A mes amis et connaissances ;

Que le tout- puissant vous bénisse.

CITATIONS

« La théorie est absurde sans la pratique et la pratique est aveugle sans la théorie »

Emmanuel KANT

REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont à :

- ✓ ALLAH le tout puissant qui m'a permis d'effectuer le stage de fin d'étude pour que je puisse achever ma formation malgré les difficultés rencontrées.
- ✓ Tout le corps professoral des différents départements de l'institut 2iE à travers lesquels j'ai acquises des compétences techniques, managériales et linguistiques.
- ✓ L'endroit du département Génie Electrique Energétique et Industriel (GEEI) par l'intermédiaire du Pr Moussa Y. SORO de m'avoir transmis des connaissances comme le savoir, le savoir-faire et le savoir-être dans mes parcours académiques.
- ✓ Mr BASSOLE Justin mon encadrant pédagogique qui malgré ses occupations de m'avoir accordé du temps pour des éclaircissements ainsi que pour le suivi de mon travail dans la rigueur et la discipline.
- ✓ Mr COMPAORE Paul pour son aide pour l'obtention du stage, ses conseils m'ont toujours été bénéfiques.
- ✓ Mr BA Abdoul-Karim, mon encadrant de la structure d'accueil pour ses explications sans cesse, claires, précises et concises pendant la période de stage ainsi que sa disponibilité avisée m'ont été d'un apport précieux.
- ✓ Tout le personnel de la SONABEL pour la contribution à ma formation en me donnant l'opportunité d'effectuer le stage et aussi pour le partage d'expérience.
- ✓ La CEM-2IE et l'AAEMB pour les invocations à mon égard.
- ✓ A toute la promotion 2019-2020 pour la solidarité et le partage dans un environnement multiculturel.
- ✓ A Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent document.

RESUME

En vue d'augmenter le taux d'électrification au Burkina Faso, le ministère de l'énergie à travers les différentes structures (l'ABER et la SONABEL) élabore des programmes pour atteindre ses objectifs.

Le travail qui nous a été soumis lors de notre stage consiste à dimensionner le réseau HTA/BT pour alimenter la localité de KALZI, une localité située au Sud-Est de la ville de Ouagadougou. Pour cela nous avons tout d'abord effectué le tracé du réseau BT sur AUTOCAD et le bilan de puissance de la localité puis choisir 3 transformateurs de 160 kVA.

Déterminer par calcul les sections des câbles aériens en basse tension qui sont $3 \times 70 \text{mm}^2 + \text{NP}$ et $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{NP}$ respectivement pour les tronçons primaires et secondaires.

La répartition des supports suivant la norme NFC 11-201 nous a permis d'avoir 367 supports pour le réseau BT.

Une section de câble de $54,6 \text{mm}^2$ a été sélectionnée pour la nouvelle ligne HTA d'après le respect d'un certain nombre de critères.

Nous avons obtenu 96 supports du type HEA et HEB dont les efforts variant de 160 daN à 220 daN et de hauteurs 12m grâce aux calculs mécaniques à l'aide du logiciel CAMELIA.

Un devis estimatif a été élaboré pour évaluer financièrement le coût d'investissement du projet qui s'élève à 430 000 000 F CFA, avec un temps de retour sur investissement de 2 ans et 6 mois et un logiciel de gestion de projet (MS-PROJECT) a été utilisé pour ressortir le délai d'exécution des travaux qui est de 4 mois.

Une notice d'impact environnemental et social est réalisée dans le but d'identifier les impacts et proposer des mesures d'atténuation, de compensation et de bonification.

Mots Clés :

1 – Conception

2 – Dimensionnement

3 – Réseau

4 – Kalzi

5 – Etude

ABSTRACT

In order to increase the electrification rate, the minister of energy the various structures (ABER and SONABEL) sets up programs to achieve its objective.

The work that was submitted to us during out internship consists of dimensioning the HTA/ BT network to supply the locality of kalzi, a locality located to the south-east of the cite of Ouagadougou.

Why we first traced the LV network on AUTOCAD, carrier out the power balance of the locality and choose three transformers of 160kVA.

Determine by calculation the low voltage overhead cables $3*70\text{mm}^2+\text{NP}$ and $3*35\text{mm}^2 +\text{NP}$ which are respectively for the primary and secondary section.

the distribution of supports according to the standard NFC 11-201 allowed us to have 367 Supports to the LV network.

a 54.6 mm^2 câble section was selected for the new lune after meeting a number of criteria.

we obtained 96 supports of HEA and HEB type whose forces varying from 160 daN to 220 daN and with height of 12m thanks to the mechanical calculations which were made by the CAMELIA software.

An estimate was made to financially assess the cost of the project which amounts to 430 000 000 F CFA and a project management software (MS-PROJECT) was used to show the time frame for the work which is 4 months.

An environmental impact study is carried out with the aim of raising the impact and proposing mitigation, compensation and improvement measures.

Key words:

-
- 1 – Design**
 - 2 – Sizing**
 - 3 - Network**
 - 4 - KALZI**
 - 5 – Study**

LISTE DES ABREVIATION

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ABER	: Agence Burkinabé d'Electrification Rurale
BTA	: Basse Tension catégorie A
BUNEE	: Bureau National des Études Environnementales
CAMELIA	: Calcul Mécanique des Lignes Aériennes
DDA	: Détecteur de Défaut Aérien
DEPI	: Direction des Etudes, de la Planification et de l'Ingénierie
DHP	: Disjoncteur Haut de Poteau
DIPI	: Département Ingénierie des projets d'Investissement
EIES	: Études d'Impacts Environnemental et Social
EMC	: Enquête Multisectorielle Continue
HTA	: Haute Tension Catégorie A
IACM	: Interrupteur Aérien a Commande Manuelle
SEE	: Service Étude Electriques
SONABEL	: Société Nationale d'Electricité du Burkina
TRI	: Temps de Retour sur Investissement

Table des matières

Dédicaces	I
CITATIONS	II
Remerciements	III
Résumé	IV
ABSTRACT	V
liste des abréviation	VI
LISTE DES TABLEAUX	X
LISTE DES FIGURES.....	1
INTRODUCTION.....	1
I PRESENTATION GENERALE.....	2
I.1°) LA STRUCTURE D'ACCUEIL.....	2
I.1.1°) La Direction des Etudes de la Planification et de L'Ingénierie (DEPI)	3
I.1.2°) Département Ingénierie des projets d'Investissement (DIPI)	3
I.1.3°) Le Service Etude Electrique	4
I.2 LE PROJET	5
I.2.1°) Contexte	5
I.2.2°) Justification et la zone d'étude	6
I.2.3°) Objectifs	6
II GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	7
II.1°) DEFINITION	7
II.2°) LES COMPOSANTES DU RESEAU ELECTRIQUE.....	7
II.3°) LES DIFFERENTES CLASSIFICATIONS DU RESEAU	7
II.4°) LES POSTES	10
II.5°) LES EQUIPEMENTS DE PROTECTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION	11
III. ETUDE D'ELECTRIFICATION BASE TENSION.....	11
III.1°) LES COMPOSANTES DU RESEAU BT	11

-	12
III.2.1°) Schéma unifilaire du réseau BT	13
III.2.2) Bilan de puissance et choix de transformateurs	17
III.2.2°) Choix des postes de transformation et leurs emplacements	18
III.2.3°) Calcul des paramètres du réseau aérien basse tension	19
III.2.4°) Répartitions des supports basse tension	20
III.3°) RESULTATS	20
IV CALCULS ELECTRIQUES ET MECANQUES DE LA LIGNE HTA	25
IV.1.1°) DEFINITION	25
IV.1.2°) METHODOLOGIE DU CALCUL ELECTRIQUE	26
IV.1.3 RESULTAT	30
IV.1.4°) LES ISOLATEURS	30
IV.1.5°) CHOIX DES AUTRES EQUIPEMENTS	30
a) Le parafoudre	30
b) L'IACM	31
c) La mise à la terre	32
d) Système de comptage	33
IV.2 CALCUL MECANIQUE DE LA LIGNE HTA	36
IV.2.1°) Définitions	36
IV.2.2°) Méthodologie de l'étude mécaniques	38
IV.2.3°) Présentation du logiciel CAMELIA	41
IV.2.4°) Procédure de calculs avec le logiciel	43
IV.2.5 Résultats	43
V. EVALUATION FINANCIERE DU PROJET ET CALCUL DU TRI	48
V.1°) EVALUATION FINANCIERE	48
V.2°) CALCUL DU TRI	49
VI. NOTICE D'IMPACTE ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL	50
VI.1°) INTRODUCTION DE L'ETUDE	50
VI.3°) DESCRIPTION DU SITE ET DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX MAJEURS DU SITE ET DE L'AIRE D'INFLUENCE DU PROJET	52
VI.4°) CADRE INSTITUTIONNEL ET JURIDIQUE DE MISE EN ŒUVRE DU PROJET	

.....	52
VI.5°) ANALYSE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX DU PROJET.	53
VI.6°) EVALUATION DES IMPACTS	54
VI.7°) MESURES DE SUPPRESSION, D'ATTENUATION, DE	58
COMPENSATION OU DE BONIFICATION DES IMPACTS	58
VI.7.1°) Mesures de bonification	58
VI.7.2°) Mesures de compensation.....	58
VI.7.3°) Mesures d'atténuation	59
VII. PLANNING DE REALISATION DU PROJET	64
CONCLUSION ET RECOMMANDATION	65
Annexes	i

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1:Tableau de classification suivant la Tension.....	8
Tableau 3:poste 1 Tronçons secondaires1	21
Tableau 4:Poste 1 Départ N°1	21
Tableau 5: Poste 1Tronçons secondaires 2	21
Tableau 6:Poste 1 Départ 2	22
Tableau 7:Poste 2 Tronçons secondaires 1	22
Tableau 8:Poste 2 Départ 1	22
Tableau 9:Poste 2 Tronçons secondaires 2	22
Tableau 10:Poste 2 Départ 2	23
Tableau 11:Poste 3 Tronçons secondaires 1	23
Tableau 12:Poste 3 Départ 1	23
Tableau 13 : Poste 3 Tronçons secondaires.....	24
Tableau 14:Correction de la chute de tension au niveau du poste 1 départ 1 tronçon secondaire 4.....	24
Tableau 15:Correction de la chute de tension au niveau du poste 2 départ 1troncon secondaire 4.....	24
Tableau 16 : caractéristiques de la ligne à 45°C.....	29
Tableau 17:Resultat de critères de choix de la section.....	30
Tableau 18 : Caractéristiques de la section du câble.....	32
Tableau 19:Tableau récapitulatif des résultats du calcul électrique.....	32
Tableau 20 : Caractéristiques du parafoudre.....	33
Tableau 21 : Caractéristiques de l'IACM.....	34
Tableau 22 : Caractéristiques du transformateur de tension.....	35
Tableau 23: Caractéristiques du transformateur de courant.....	36
Tableau 24 : Hypothèses climatiques selon la bibliothèque du Burkina.....	40
Tableau 25 : Pression exercée en fonction de la nature du sol.....	42
Tableau 26 : Synthèse des supports.....	44
Tableau 27 :Choix des isolateurs.....	45
Tableau 28:liste des armements.....	46

Tableau 29:Longueur et la section du câble à utiliser pour la construction de ligne.....	46
Tableau 30 : Carnet de piquetage.....	46
Tableau 31:Synthèse du coût de projet	49
Tableau 32 : Sources d'impact selon les différentes phases du projet.....	54
Tableau 33 :Caractérisation des impacts à partir de la grille de Fecteau 1997	56
Tableau 34:Matrice des interactions des sources potentielles d'impacts et des récepteurs d'impacts.....	57
Tableau 35:Mesures de suppression, d'atténuation ou de compensation des impacts négatifs en phase de pré-construction/construction	60

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Organigramme de la SONABEL.....	5
Figure 2 : La zone d'étude.....	6
Figure 3 : Schéma du réseau en radial.....	9
Figure 4 : Schéma du réseau bouclé.....	10
Figure 5: Ensemble de suspension.....	12
Figure 6 : Ensemble d'enrage.....	13
Figure 7: Schéma unifilaire issu du poste 1.....	14
Figure 8 : Schéma unifilaire issu du poste 2.....	15
Figure 9 : Schéma unifilaire issu du poste 3.....	16
Figure 10 : Répartition par courant d'abonnement.....	18
Figure 11 : Poste haut de poteau.....	19
Figure 12 : Schéma illustrant l'emplacement des transformateurs.....	20
Figure 13 : Câble utilisé en réseau BT.....	25
Figure 14 : Les éléments constitutifs d'une ligne aérienne HTA.....	26
Figure 15: Câble en almélec.....	31
Figure 16: Le parafoudre.....	32
Figure 17 : L'IACM.....	33
Figure 18: Le transformateur de tension.....	34
Figure 19: Le transformateur de courant.....	35
Figure 20: Les éléments géométriques d'une ligne aérienne.....	39
Figure 21: Saisie des hypothèses.....	43
Figure 22: Saisie des supports.....	44
Figure 23 : Supports métallique.....	45
Figure 24: Nappe d'arrêt.....	46
Figure 25: Nappe voute.....	46
Figure 26: Répartition financière du projet.....	50
Figure 27 : Planning d'exécution des travaux.....	60

INTRODUCTION

L'énergie électrique est un élément indispensable de nos jours, sans laquelle se manifeste un arrêt de la plupart des activités humaines. En effet elle joue un rôle capital pour le développement socio-économique en attirant les investisseurs dans différents secteurs d'activité, améliore les conditions de vie de la population ainsi que leur sécurité. L'accès à des services énergétiques modernes, en particulier à l'électricité, a fait l'objet d'une attention toujours croissante au niveau mondial ces dernières années, ce qui tient en partie à son importance décisive pour chacun des trois piliers économique, social et environnemental du développement durable [1]. La majorité de nos pays ont un taux d'accès à l'électricité faible. En se penchant sur le pays comme le Burkina Faso et Selon les résultats de l'Enquête multisectorielle continue de 2014 (EMC-2014), seulement 24,4% des ménages burkinabè avaient accès à l'électricité en 2014 dont 19,2% par le réseau électrique, 5% par des dispositifs solaires et 0,2% par des groupes électrogènes. Le taux d'accès à l'électricité était de 66,46% en milieu urbain dont 61,3% par le réseau électrique, contre un taux d'accès de 9,3% pour le milieu rural dont 2,7% pour le réseau électrique et 6,4% pour l'énergie solaire [2]. Pour rehausser le taux d'accès à l'électricité, il est nécessaire de mettre en place et les réaliser, selon le potentiel énergétique des programmes d'accès à l'énergie électrique de manière viable et durable tout en tenant compte de la croissance démographique. C'est dans ce cadre que s'intitule le thème de notre mémoire « *Dimensionnement du réseau HTA/BT Pour l'alimentation en électricité du village de KALZI* ».

I PRESENTATION GENERALE

I.1° LA STRUCTURE D'ACCUEIL

La SONABEL (Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso) est une société publique ayant un capital de cent soixante-sept milliards quatre cent soixante-quatre millions (167 464 000 000) de Francs CFA. Elle est détenue à 100 % par l'Etat du Burkina Faso [2]. Elle est administrée par une Direction Générale installée à Ouagadougou où se trouve son siège social. La SONABEL a pour objectif, l'approvisionnement des populations en énergie électrique, en quantité et en qualité suffisante et à des coûts accessibles. De ce fait, elle œuvre pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation, par des accords d'importation de l'énergie en provenance des pays voisins (la Côte d'Ivoire et le Ghana), la construction des centrales solaires (33 MWc, Zagtoui ; 15 MWc, Dori ; 15 MWc, Dédougou etc....). On note également d'important projets pour le renforcement de son réseau par la construction de nouveaux postes (Banfora, Koudougou, Ouahigouya etc...) et des lignes de grandes capacité (Pâ-Dédougou : 83,3 km-225 kV ; Kaya-Koungoussi : 80 km-225kV ; Diébougou-Gaoua : 70 km-225 kV etc...). Toutes ces actions sont mises en œuvre afin d'atteindre un taux de couverture de 100% du territoire national.

Pour atteindre ses objectifs, elle est structurée de façon à assurer un meilleur suivi des projets, une meilleure gestion du réseau, une bonne prise en charge des besoins de la clientèle etc...A sa tête, se trouve un conseil d'administration qui définit la vision de l'entreprise. Ensuite on retrouve un Directeur Général qui entouré par des conseillers et d'un secrétaire général, qui mettent en place les objectifs stratégiques de l'entreprise et veillent à l'atteinte de ces objectifs. Sous leur supervision, on retrouve 11 directions à savoir :

- Direction des Etudes de la Planification et de l'Ingénierie (DEPE) ;
- Direction du Transport et du Mouvement d'Energie (DTME) ;
- Direction Commerciale et de la Clientèle (DCC) ;
- Direction de la Production (DP) ;
- Direction de la Distribution (DD) ;
- Direction des Finances et de la Comptabilité (DFC) ;
- Direction des Marchés et du Patrimoine (DMP) ;
- Direction des Ressources Humaines (DRH) ;
- Direction des grands Projets (DP) ;

- Direction des Systèmes d'Information (DSI).

Ces directions sont aussi divisées en départements puis en services pour mener à bien de façon décentralisée et efficace les objectifs fixés.

C'est au sein de la Direction des Etudes de la planification et des investissements (DEPI), plus précisément au sein du service Etudes Electrique que nous avons effectué ce stage ainsi que le travail présenté dans ce document.

I.1.1°) La Direction des Etudes de la Planification et de L'Ingénierie (DEPI)

Assurer la planification stratégique du développement du réseau et assurer la maîtrise d'œuvre des projets d'équipements.

Attributions :

- Proposer à la Direction Générale les plans stratégique et opérationnels de la SONABEL ;
- Réaliser des études économiques, financières et statistiques en rapport avec les schémas directeurs et les projets d'investissement de la société ;
- L'expertise et le support technique pour l'élaboration des normes, standards et méthodes de travail dans l'optique d'une utilisation optimale des ressources humaines, financières et matérielles ;
- Réaliser les études de faisabilité des projets afin d'établir les divers dossiers de financement, d'appel d'offres et d'exécution ;
- Elaborer le plan d'investissement de la société ;
- Elaborer des fiches de projet pour la recherche de financements ;
- Maintenir la base de données à jour des différents plans et des immobilisations issues des investissements ;
- Assurer l'exercice de la veille technologique ;
- Veiller au bon fonctionnement des processus placés sous sa responsabilité.
- Préparer les dossiers d'appel d'offres se rapportant à l'exécution du budget de la direction

I.1.2°) Département Ingénierie des projets d'Investissement (DIPI)

Il a en charge la principale mission de veiller à la réalisation des études électriques, mécaniques et hydro-électriques et des projets en vue d'appels d'offres.

Le département dispose de trois services :

- Le Service Etudes Electriques (SEE)

- Le Service Etudes des Energies Renouvelables (SEER)
- Le service Etudes Mécaniques et hydroélectriques (SEMH)

1.3°) Le Service Etude Electrique

Il a pour attribution de :

- Assurer la relation avec l'expertise technique des clients et intégrer leurs spécifications d'exploitant à l'ingénieur des différents mandats confiés au service ;
- Optimiser les concepts techniques, développer l'ingénierie détaillée, assurer l'obtention des permis nécessaires, en accord avec les politiques environnementales de l'entreprise [3].

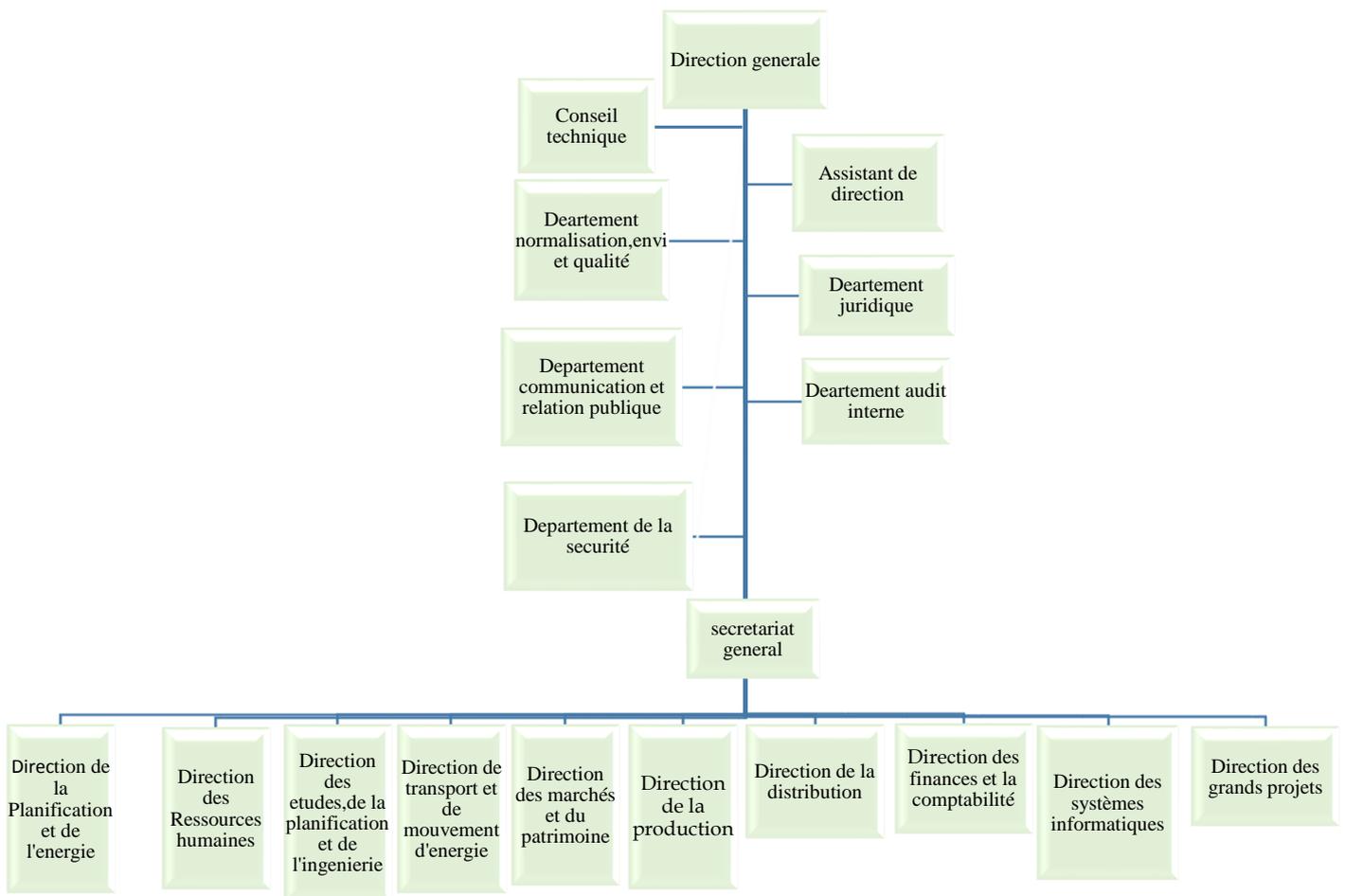


Figure 1: Organigramme de la SONABEL

I.2 LE PROJET

Des nombreux projets d'électrification sont élaborés au ministère de l'énergie afin de garantir un taux d'accès de 50% en milieu rural d'ici 2025 soit 2760 localités électrifiées dont Kalzi en fait partie.

I.2.1°) Contexte

Le Burkina Faso a pour objectif l'augmentation du taux d'accès à l'énergie électrique qui est présentement de 19% en zone rurale. Pour ce faire, elle s'appuie sur le concours de différentes structures telles que l'ABER (Agence Burkinabé de l'Electrification Rurale) et la SONABEL.

C'est dans ce cadre que cette dernière a dans son budget 2020 prévu d'électrifier la localité rurale de KALZI.

I.2.2°) Justification et la zone d'étude

La localité est située dans la commune de Komsilga. A l'issus de l'étude d'avant-projet sommaire, nous avons retenu l'électrification de celle-ci par le réseau d'extension de la SONABEL à travers une source de production thermique de la centrale de Komsilga du fait qu'il est acceptable techniquement, financièrement et de sa facilité de mise en œuvre en un temps record.

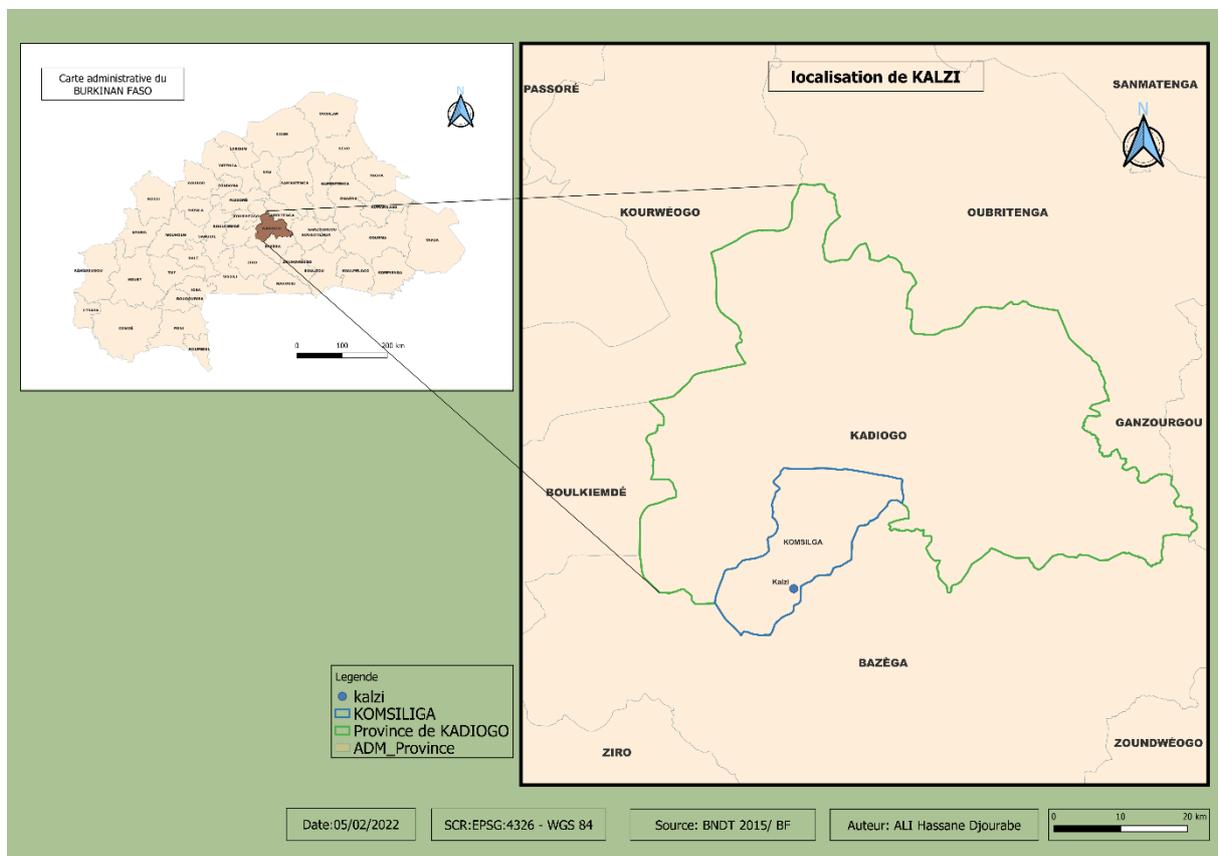


Figure 2: La zone d'étude

I.2.3°) Objectifs

L'objectif global consiste à électrifier la localité rurale de kalzi par le réseau SONABEL pour contribuer à l'accroissement de l'accès de la population à une énergie électrique de qualité et à moindre coût et contribuer à l'amélioration des conditions de vie des populations.

Quant aux objectifs spécifiques, on relève :

-La réalisation du réseau électrique BT interne à partir d'un dimensionnement technique au préalable,

-La construction de la ligne HTA d'interconnexion après une étude électrique et mécanique

II GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

II.1°) DEFINITION

Le réseau électrique est l'ensemble des appareils destinés à faire transiter ou transporter l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation : Il englobe la totalité des installations, notamment les lignes, les transformateurs et les appareils avec leurs moyens de contrôle et de sécurité nécessaires au transport et à la distribution de l'énergie électrique.

II.2°) LES COMPOSANTES DU RESEAU ELECTRIQUE

Un réseau électrique est constitué par l'ensemble des appareillages destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'aux centres de consommation souvent très éloignés des productions. Une distribution électrique importante et complète comprend les diverses parties suivantes :

- Les usines de production d'énergie électrique
- Un réseau de ligne de transport
- Des postes de transformation, d'interconnexion, de répartition ;
- Des postes de transformation (cabines) associés à des lignes d'utilisation à basse tension

II.3°) LES DIFFERENTES CLASSIFICATIONS DU RESEAU

La classification des réseaux dans une étude permet d'éviter la redite. Parmi les multiples critères permettant de différencier ou de regrouper les réseaux, nous en retiendrons quatre dont l'intérêt est évident.

Le premier critère est la tension car elle limite les puissances transportées et fixe les dimensions des lignes et du matériel des postes.

Le second, et le plus important, c'est la fonction que le réseau doit remplir. Celle-ci détermine les quantités d'énergie, les puissances qu'il recevra ou fournira. Elle influence de façon essentielle le choix de sa tension et les contraintes imposées au fonctionnement du réseau.

Le troisième définit la topologie du réseau. Il fixe son mode d'exploitation normale et les possibilités de secours en cas de défaillance.

Le quatrième indique le système utilisé, c'est-à-dire pour les courants alternatifs le nombre de phases et, en alternatif comme en continu la position du neutre par rapport à la terre. Ce critère, moins apparent pour l'observateur extérieur qui reconnaît cependant le nombre de « fils de phase »

des lignes, est lié surtout au fonctionnement interne des appareils installés, tant dans le réseau que chez l'utilisateur. Dans tous les cas où l'on pourra en faire abstraction, on utilisera des « schémas unifilaires », plus simple que les schémas polyphasés.

a) Classification suivant la tension

Tableau 1:Tableau de classification suivant la Tension

	HTB	HTA	BTB	BTA	TBT
Continu	$U > 75000V$	$1500V < U \leq 75000 V$	$750 V < U \leq 1500 V$	$120V < U \leq 750 V$	$\leq 120V$
Alternatif	$U > 50000V$	$1000V < U \leq 50000V$	$500V < U \leq 1000V$	$50V < U \leq 500 V$	$\leq 50V$

b •) Classification selon la fonction du réseau

Les réseaux sont construits pour acheminer l'énergie de l'usine génératrice à l'appareil d'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont cependant pas rigoureusement les mêmes d'un bout à l'autre de la chaîne des installations nécessaires. Les puissances en jeu et les répercussions de tout incident présentent des différences qui permettent de délimiter des fonctions spécifiques.

- **Les réseaux d'utilisation**

Ces réseaux sont destinés à alimenter directement un grand nombre d'appareils domestiques ou de petits moteurs.

- **Les réseaux industriels**

Ces réseaux sont des réseaux d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées. Ils sont généralement intérieurs aux usines.

- **Les réseaux de distribution**

Les réseaux de distribution ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin.

Ce sont les réseaux qui assurent la connexion vers la clientèle qui selon sa puissance sera raccordée en basse tension via les postes de distribution publics ou directement en HTA (poste client HTA). Les puissances de transport sont de l'ordre de 5 à 15MVA en HTA, de 250kVA en BT.

- **Les réseaux de répartition**

Les réseaux de répartition fournissent la puissance aux réseaux de distribution, mais ne peuvent la transiter que sur de petites distances limitées à quelques dizaines de kilomètres. Les puissances qu'ils transitent sont de plusieurs dizaines de mégawatts, ce qui nécessite l'utilisation de hautes tensions, généralement entre 33kV et 110kV.

- **Les réseaux de transport**

Les réseaux de transport assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire, grâce à des transits de puissances importants sur des distances atteignant cent ou plusieurs centaines de kilomètres.

- **Les réseaux d'interconnexion**

Ces réseaux constituent des liaisons entre les réseaux de deux (02) pays.

c*) Classification suivant la structure topologique

Si les réseaux doivent assurer le transit d'une certaine puissance, ils doivent le faire avec une sécurité suffisante. Or, les appareils qui les composent sont sujets à des avaries, et les lignes et postes sont soumis à toute sorte d'agressions externes, telles que la pluie, la pollution, la foudre, le choc d'engins divers.

On augmente la sécurité d'alimentation

- Soit par des lignes ou d'appareillages plus solides
- Soit par des circuits plus nombreux.

De toute façon, augmenter la sécurité est très onéreux. Il y a donc un compromis entre le coût d'investissement supplémentaire et la valeur de ceux qu'il permet de sauver. Ce compromis n'est certainement pas le même suivant les types de réseaux et d'usagers. Il conduira donc à des topologies de réseaux différentes.

- **Les réseaux radiaux**

Ces réseaux sont, à partir d'un poste d'alimentation, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun.

Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple.

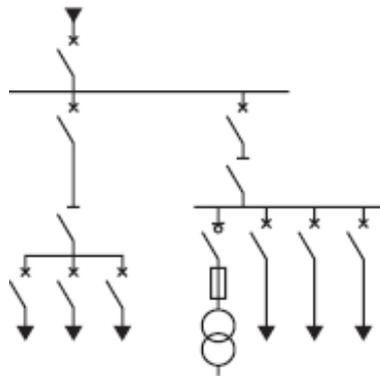


Figure 3 : Schéma du réseau en radial

- **Les réseaux bouclés**

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources. Les lignes les reliant appelées « boucles » n'ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitent en parallèle.

Le contrôle et la protection de ces réseaux nécessitent des dispositifs plus complexes donc plus chers que pour les réseaux radiaux.

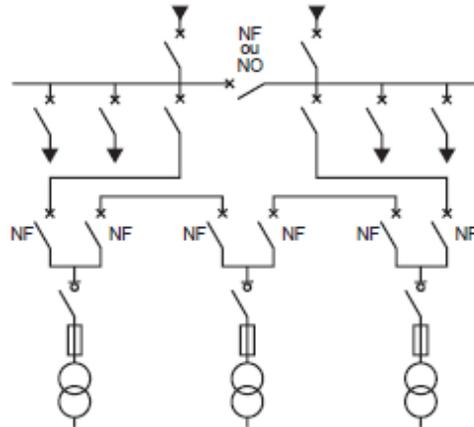


Figure 4 : Schéma du réseau bouclé

- **Les réseaux maillés**

Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet.

On obtient la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé.

d) Classification suivant le système utilisé

- Courant continu

C'est un courant unidirectionnel qui circule continuellement dans le même sens, le déplacement des électrons se fait toujours dans le même sens. Ce courant est produit par les générateurs délivrant également des tensions continues. Ces types de réseaux sont utilisés par les privés pour l'alimentation de certains circuits nécessitant du courant continu.

- Courant alternatif

C'est un courant électrique qui change de sens, le déplacement des électrons se fait alternativement suivant deux (2) sens opposés. Le courant alternatif est dit périodique s'il change régulièrement de sens.

II.4°) LES POSTES

Selon la définition de la CEI, un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs.

Un poste électrique est donc un élément pouvant desservir à la fois au réseau de transport et à la distribution d'électricité. Dans le cas de la distribution, il permet d'abaisser la tension électrique en vue de sa consommation par les utilisateurs [4].

II.5°) LES EQUIPEMENTS DE PROTECTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Afin de veiller à une bonne continuité du service électrique et de protection des équipements électriques, on utilise des appareils de coupures installés dans les postes de transformation ou le long des lignes électriques de sorte à ouvrir une ligne en cas de défaut ou d'intervention. Sur les lignes électriques, on distingue les appareils de coupure et de protection suivants :

- Les **Interrupteurs Aériens à Commande Manuelle (IACM)** et **Interrupteurs Aériens à Creux de tension (IACT)** assurent la coupure et l'isolement du réseau mais ne protègent pas le réseau.
- Les **parafoudres**, utilisés pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphériques, sont placés sur chaque phase de transformateur ou support de transformateur, ainsi que sur chaque point de changement de nature de câble à l'exemple des descentes aérien/souterrain ;
- Les **prises à la terre** (Neutre à la Terre et Masses métalliques à la Terre) écoulent les décharges vers la terre et protègent les installations contre les contacts malencontreux ;
- Les **disjoncteurs compacts / électromagnétiques / modulaires** limitent le courant qui peut être appelé dans les postes ou dans les installations des consommateurs et protègent contre les surintensités de courant ;
- Les **disjoncteurs hauts de poteau** équipés d'un déclencheur thermique protègent les transformateurs contre les courts-circuits BT et les surcharges en zone rurale. ;
- Les **fusibles HTA** et **BTA** sont pour la protection du transformateur en zone urbaine, ou parfois les fusibles éjectables pour les postes hauts de poteau en zone rurale.

La coordination de ces différentes protections est assurée au moyen d'un choix judicieux des calibres afin de respecter une bonne sélectivité [5].

III. ETUDE D'ELECTRIFICATION BASE TENSION

III.1°) LES COMPOSANTES DU RESEAU BT

Les lignes de distribution BT seront construites en Triphasés quatre conducteurs (trois phases + un neutre). Elles sont principalement composées de :

- supports ;
- ensemble de suspension et d'ancrage
- conducteurs (câbles) ;

ENSEMBLE DE SUSPENSION ET D'ANCRAGE

- **Ensemble de suspension** : Il est utilisé en alignement ou en angle pour les câbles pré-assemblés avec neutre porteur isolé. C'est un ensemble monobloc utilisable avec le câble porteur toutes sections de 25mm² à 95 mm². Il est constitué de :
- **CONSOLE CS** : Monobloc en alliage d'aluminium. Fixation sur le poteau par un boulon Ø 14mm ou 16 mm ou par deux liens en acier inoxydable 20mm x 0,7 mm. Un bossage supérieur évite le retournement possible de la pince sur la console.
- **LIAISON MOBILE LM** : Permet une mobilité longitudinale et transversale du corps de la pince. Réalisée en matière isolante de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement.

Apporte une isolation complémentaire importante entre le support et le câble.

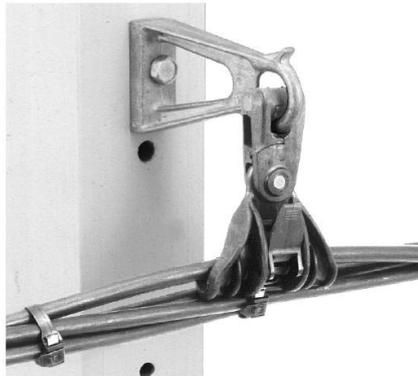


Figure 5: Ensemble de suspension

Ensemble d'ancrage :

Ancrage simple (EA) ou double (EAD) des câbles pré-assemblés avec neutre porteur isolé. Utilisation sur câbles porteurs de section 50mm² à 70 mm² et constitué de :

- **CONSOLE CA** : Monobloc en alliage d'aluminium permettant l'ancrage simple ou double. Fixation sur poteaux par deux liens en acier inoxydable 20mm x 0,7 mm ou par boulons Ø 14mm ou 16 mm.

CA 1500 : 2 boulons (type EDF) pour neutre porteur 54,6 mm²,

CA 2000 : 2 boulons (type EDF) pour neutre porteur de 70 mm².

- **PINCE D'ANCRAGE PA** : Pince à coincement conique constituée de :

- ▶ Un corps ouvert, en matière thermoplastique de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement.
- ▶ Une fourrure intérieure réalisée par deux clavettes en matière plastique isolante assurant le serrage du neutre porteur sans détériorer l'isolant.

► Une attache imperdable : câblette souple en acier inoxydable comportant une selle anti usure mobile en matière isolante et deux embouts sertis aux extrémités pour assurer le verrouillage sur le corps de la pince[6].



Figure 6 : Ensemble d'enrage

III.2°) METHODOLOGIE :

L'étude d'électrification BT se fait en adoptant les démarches suivantes :

- Réalisation du schéma unifilaire par le logiciel AUTOCAD ;
- Bilan de puissance et choix des transformateurs abaisseurs ;
- Calcul des paramètres du réseau aérien BT ;
- Répartition des supports selon la norme NFC 11-201 ;
- Résultats.

III.2.1°) Schéma unifilaire du réseau BT

Nous avons effectué le tracé du réseau BT sur AUTOCAD

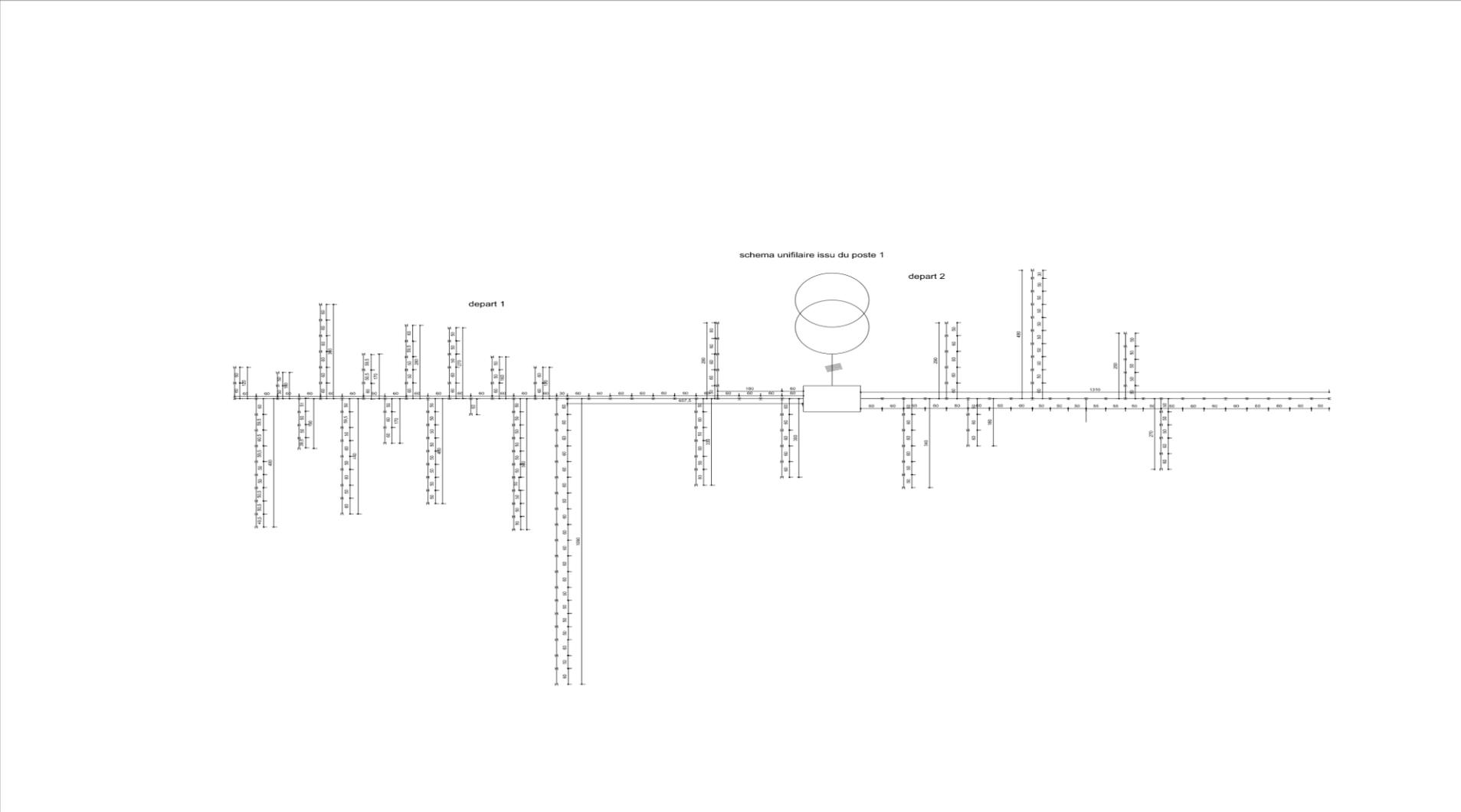


Figure 7: Schéma unifilaire issu du poste 1

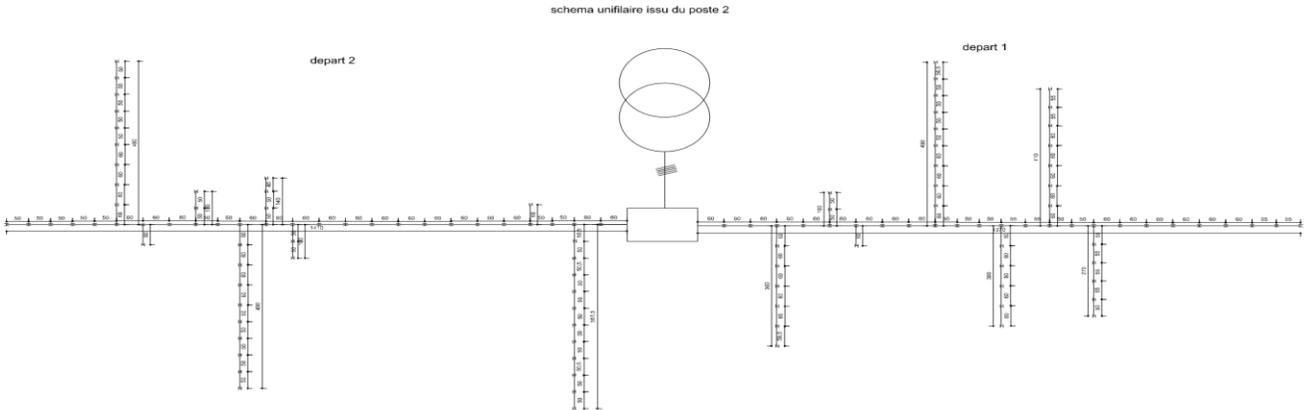


Figure 8 : Schéma unifilaire issu du poste 2

III2.2) Bilan de puissance et choix de transformateurs

Le bilan de puissance consiste à déterminer la puissance totale de la localité à partir du courant d'abonnement, du nombre d'abonnés ainsi que le type de leur alimentation (monophasé ou triphasé).

D'après le résultat de collecte de données par les agents de la SONABEL Nous avons donc au total 392 abonnés prévisionnels repartis proportionnellement comme suit :

- 32,7% des abonnés alimentés en 3A monophasé ;
- 64,0% des abonnés alimentés en 5A monophasé ;
- 3,30% des abonnés alimentés en 10A triphasé.

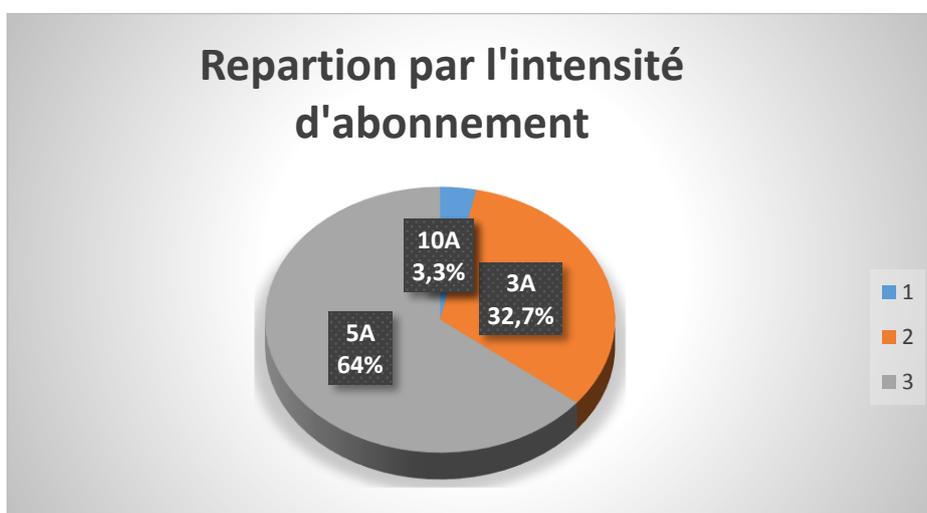


Figure 10 : Répartition par courant d'abonnement

Et pour le calcul, nous allons prendre en compte les coefficients de simultanéité de pondération. Sans oublier le taux de croissance de charge de 10% sur 10 ans minimum.

Tableau 2: Resultat du bilan de puissance

Type	Tension	Courant	Nombre Total d'abonnés	Proportions (%)	Puissance apparente
Monophasé	230 V	3 A	392	32,7 %	88,18 kVA
Monophasé	230 V	5 A	392	64 %	288,51 kVA
Triphasé	400 V	10 A	392	3,3 %	89,62 kVA
Somme des Puissances apparentes					466,31 kVA
Coefficient de pondération Coef					0,34
Puissance Totale kVA					158,54 kVA

A la première année nous avons une puissance de 158,54 kVA. En prenant en compte le taux de croissance de charge de la localité sur une durée de 10ans, définit par :

$$S_{10} = S_1 \times (1 + \alpha)^{10} \quad (1)$$

On trouve $S_{10} = 158,54 \times (1 + 0,1)^{10} = 411,21 \text{ kVA}$

Après avoir déterminé la puissance apparente de la localité il faut choisir le transformateur dont la puissance légèrement supérieure à cette dernière en se basant sur les critères techniques et économiques. Ainsi, notre choix se fait sur 3 transformateurs de 160 kVA dont les caractéristiques seront données en annexe.

III.2.2°) Choix des postes de transformation et leurs emplacements

Ils sont du type H61 et implantés dans des endroits facilement accessibles au gestionnaire du réseau pour des éventuelles interventions, par conséquent, ils seront mis sur la voie principale de la localité. Les disjoncteurs hauts de poteau dédiés à ces postes sont de type 7 et reliés aux transformateurs par un câble de section 95 mm².



Figure 11 : Poste haut de poteau

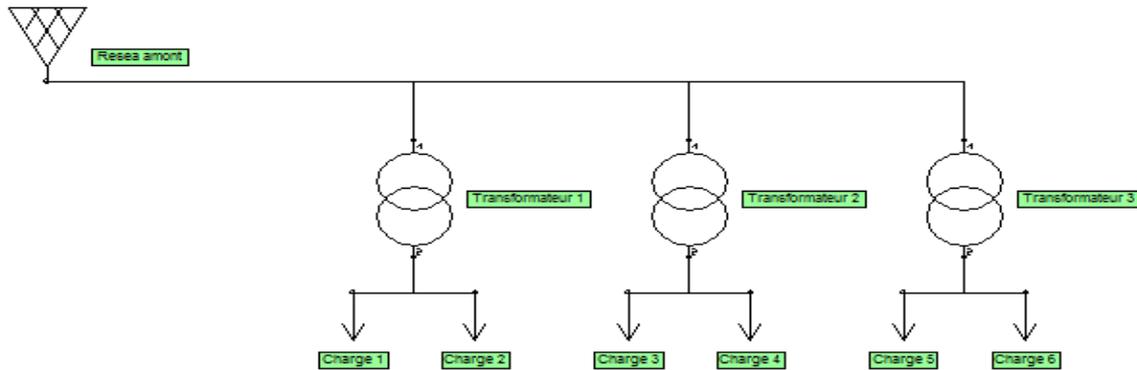


Figure 12 : Schéma illustrant l'emplacement des transformateurs

III.2.3°) Calcul des paramètres du réseau aérien basse tension

Il s'agit de calculer la chute de tension dans les différents tronçons en adoptant les démarches suivantes :

On calcule d'abord la puissance apparente en tenant compte du nombre d'abonnés à desservir :

Si le tronçon alimente les abonnés en triphasé alors :

$$S = \sqrt{3} \times U \times I \quad (2)$$

Lors que les abonnés sont alimentés en monophasé par le tronçon considéré,

$$S = V \times I \quad (3)$$

Au cas où le tronçon alimente à la fois les abonnés en triphasé qu'en monophasé.

$$S = V \times I + \sqrt{3} \times U \times I \quad (4)$$

Tout en tenant comptes du nombre des abonnés alimentés en triphasé et en monophasé. Ces valeurs varient d'un tronçon à un autre.

Ensuite, calculer les puissances qui transitent dans les tronçons secondaires et principaux, appelés aussi la puissance foisonnée en fonction de la puissance apparente dont l'expression donnée ci-haut et coefficient de pondération qui varie inversement avec le nombre d'utilisateurs. Cette puissance a pour expression :

$$S' = Coef \times S \quad (5)$$

Une fois cela est fait, on doit déterminer le courant d'emploi appelé aussi courant de service servant à choisir un courant admissible. C'est ce courant qui nous permettra de choisir la section du câble dont les caractéristiques seront prises pour les calculs ultérieurs.

$$I = \frac{S'}{U \times \sqrt{3}} \quad (6)$$

Ou U désigne la tension nominale du réseau BT qui sera prise à 400V

Outres ces différents paramètres, on relève soigneusement les distances par mesure pour de calculer enfin la chute de tension. Cette chute de tension est définie littéralement par :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = K \times P \times D \quad (7)$$

P : la puissance transitant dans les tronçons en kW,

K : coefficient caractérisant le câble en $(\text{kW.km})^{-1}$.

Si la chute de tension ne respecte pas la norme c'est-à-dire supérieure à 7%, on change le câble par un autre de section un peu plus grande, recommencer les calculs pour parvenir à une baisse de tension admissible [7].

III.2.4°) Répartitions des supports basse tension

Les supports seront placés conformément à la norme NF C11-201 C'est à dire une distance maximale de 60 m est conseillée entre deux supports consécutifs appelée aussi la portée [8].

III.3°) RESULTATS

S : la puissance apparente par regroupement d'abonné prévisionnels ;

Cos ϕ : le facteur de puissance

P : la puissance active par regroupement d'abonné prévisionnels ;

N : nombre d'abonnés

Coef : coefficient de pondération

Pf : puissance pondérée

Ib : courant de service

Ia : courant admissible

Section : section du câble en mm^2

D : la longueur du tronçon en km

$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\%$: Chute de tension

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

En introduisant les valeurs des paramètres énumérés précédemment sur le fichier Excel, nous obtenons les résultats suivants.

Tableau 3:poste 1 Tronçons secondaires1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)
tronçon 1	4,83	0,9	4,347	5	0,75	3,26	5,23	112	3*25+NP	0,99	0,3	0,97
tronçon 2	5,29	0,9	4,761	5	0,75	3,57	5,73	112	3*25+NP	0,99	0,29	1,03
tronçon 3	7,13	0,9	6,417	7	0,75	4,81	7,72	112	3*25+NP	0,99	0,33	1,57
tronçon 4	17,48	0,9	15,73	20	0,43	6,76	10,85	138	3*35+NP	0,72	1,09	5,31
tronçon 5	14,55	0,9	13,1	3	1	13,10	21,00	112	3*25+NP	0,99	0,12	1,56
tronçon 6	8,28	0,9	7,452	10	0,56	4,17	6,69	112	3*25+NP	0,99	0,5	2,07
tronçon 7	2,07	0,9	1,863	3	1	1,86	2,99	112	3*25+NP	0,99	0,16	0,30
tronçon 8	5,06	0,9	4,554	6	0,75	3,42	5,48	112	3*25+NP	0,99	0,06	0,20
tronçon 9	8,05	0,9	7,245	9	0,56	4,06	6,51	112	3*25+NP	0,99	0,27	1,08
tronçon 10	2,76	0,9	2,484	4	1	2,48	3,98	112	3*25+NP	0,99	0,4	0,98
tronçon 11	4,6	0,9	4,14	4	0,75	3,11	4,98	112	3*25+NP	0,99	0,28	0,86
tronçon 13	2,07	0,9	1,863	3	0,75	1,40	2,24	112	3*25+NP	0,99	0,17	0,24
tronçon 14	7,59	0,9	6,831	11	0,56	3,83	6,13	112	3*25+NP	0,99	0,44	1,67
tronçon 15	8,3	0,9	7,47	3	1	7,47	11,98	112	3*25+NP	0,99	0,36	2,66
tronçon 16	4,83	0,9	4,347	5	0,75	3,26	5,23	112	3*25+NP	0,99	0,19	0,61
tronçon 17	15,24	0,9	13,72	3	1	13,72	22,00	112	3*25+NP	0,99	0,1	1,36
tronçon 18	5,52	0,9	4,968	8	0,75	3,73	5,98	112	3*25+NP	0,99	0,49	1,81
tronçon 19	5,75	0,9	5,175	5	0,75	3,88	6,22	112	3*25+NP	0,99	0,12	0,46

Tableau 4:Poste 1 Départ N°1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Poste 1-tronçon 1	129,4	0,9	116,46	110	0,34	39,60	63,50	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,55		
Tronçon 1-tronçon 2	124,57	0,9	112,11	105	0,34	38,12	61,13	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,53		
Tronçon 2-tronçon 3	119,28	0,9	107,35	100	0,34	36,50	58,54	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,50		
Tronçon 3-tronçon 4	112,15	0,9	100,94	93	0,34	34,32	55,04	344	3*150+NP	0,23	0,1	0,79		
Tronçon 4-tronçon 5	94,72	0,9	85,248	93	0,34	28,98	46,48	344	3*150+NP	0,23	0,1	0,67		
Tronçon 5-tronçon 6	80,17	0,9	72,153	77	0,34	24,53	39,34	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,34		
Tronçon 6-tronçon 7	71,89	0,9	64,701	67	0,34	22,00	35,28	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,30		
Tronçon 7-tronçon 8	69,82	0,9	62,838	64	0,34	21,36	34,26	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,29		
Tronçon 8-tronçon 9	64,76	0,9	58,284	58	0,34	19,82	31,78	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,27		
Tronçon 9-tronçon 10	56,71	0,9	51,039	49	0,34	17,35	27,83	213	3*150+NP	0,23	0,06	0,24		
Tronçon 10-tronçon 11	56,95	0,9	51,255	45	0,36	18,45	29,59	213	3*70+NP	0,42	0,06	0,46		
Tronçon 11-tronçon 12	49,35	0,9	44,415	41	0,36	15,99	25,64	213	3*70+NP	0,42	0,06	0,40		
Tronçon 12-tronçon 13	47,28	0,9	42,552	38	0,37	15,74	25,25	213	3*70+NP	0,42	0,06	0,40		
Tronçon 13-tronçon 14	39,69	0,9	35,721	38	0,37	13,22	21,20	213	3*70+NP	0,42	0,06	0,33		
Tronçon 14-tronçon 15	31,39	0,9	28,251	38	0,37	10,45	16,76	213	3*70+NP	0,42	0,06	0,26		
Tronçon 15-tronçon 16	26,56	0,9	23,904	33	0,38	9,08	14,57	168	3*50+NP	0,54	0,06	0,29		
Tronçon 16-tronçon 17	11,32	0,9	10,188	30	0,38	3,87	6,21	168	3*50+NP	0,54	0,06	0,13		
Tronçon 18-Abonnes	5,75	0,9	5,175	22	0,43	2,23	3,57	168	3*50+NP	0,54	0,18	0,22		

Tableau 5: Poste 1Tronçons secondaires 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)
tronçon 1	6,67	0,9	6,00	7	0,75	4,5023	7,22	112	3*25+NP	0,99	0,36	1,60
tronçon 2	4,6	0,9	4,14	4	1	4,14	6,64	112	3*25+NP	0,99	0,1	0,41
tronçon 3	4,6	0,9	4,14	4	1	4,14	6,64	112	3*25+NP	0,99	0,055	0,23
tronçon 4	6,9	0,9	6,21	6	0,75	4,6575	7,47	112	3*25+NP	0,99	0,49	2,26
tronçon 5	5,06	0,9	4,55	6	0,75	3,4155	5,48	112	3*25+NP	0,99	0,3	1,01
tronçon 6	2,07	0,9	1,86	3	1	1,863	2,99	112	3*25+NP	0,99	0,25	0,46
tronçon 7	3,45	0,9	3,11	3	1	3,105	4,98	112	3*25+NP	0,99	0,27	0,83
tronçon 8	2,3	0,9	2,07	2	1	2,07	3,32	112	3*25+NP	0,99	0,47	0,96

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

Tableau 6: Poste 1 Départ 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Posre 1-tronçon 1	35,65	0,9	32,09	35	0,37	11,87	17,13	138	3*35+NP	0,72	0,12	1,03	5,43	OK
tronçon 1-tronçon 2	28,98	0,9	26,08	28	0,4	10,43	15,06	138		0,72	0,12	0,90		
tronçon 2-tronçon 3	24,38	0,9	21,94	24	0,43	9,44	13,62	138		0,72	0,06	0,41		
tronçon 3-tronçon 4	19,78	0,9	17,80	20	0,43	7,65	11,05	138		0,72	0,18	0,99		
tronçon 4-tronçon 5	12,88	0,9	11,59	14	0,56	6,49	9,37	138		0,72	0,15	0,70		
tronçon 5-tronçon 6	7,82	0,9	7,04	8	0,75	5,28	7,62	138		0,72	0,11	0,42		
tronçon 6-tronçon 7	5,75	0,9	5,18	5	0,75	3,88	5,60	138		0,72	0,1	0,28		
tronçon 7-Abonnes	2,3	0,9	2,07	2	1	2,07	2,99	138		0,72	0,47	0,70		

Tableau 7: Poste 2 Tronçons secondaires 1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)
tronçon 1	11,5	0,9	10,35	10	0,56	5,80	9,30	112	3*25+NP	0,99	0,55	3,16
tronçon 2	27,12	0,9	24,41	4	1	24,41	39,14	112	3*25+NP	0,99	0,06	1,45
tronçon 3	7,59	0,9	6,83	11	0,56	3,83	6,13	112	3*25+NP	0,99	0,54	2,05
tronçon 4	3,45	0,9	3,11	3	1	3,11	4,98	112	3*25+NP	0,99	0,14	0,43
tronçon 5	24,9	0,9	22,41	9	0,75	16,81	26,96	138	3*35+NP	0,72	0,49	5,93
tronçon 6	10,37	0,9	9,33	4	0,75	7,00	11,23	112	3*25+NP	0,99	0,09	0,62
tronçon 7	11,5	0,9	10,35	10	0,56	5,80	9,30	112	3*25+NP	0,99	0,06	0,34
tronçon 8	9,43	0,9	8,49	9	0,75	6,37	10,21	112	3*25+NP	0,99	0,49	3,09
tronçon 9	8,05	0,9	7,25	7	0,75	5,43	8,71	112	3*25+NP	0,99	0,25	1,34

Tableau 8: Poste 2 Départ 1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Poste-tronçon 1	113,91	0,9	102,52	67	0,34	34,86	55,90	344	3*150+NP	0,23	0,18	1,44	6,73	ok
tronçon 1-tronçon 2	102,41	0,9	92,169	57	0,34	31,34	50,26	344	3*150+NP	0,23	0,12	0,86		
tronçon 2-tronçon 3	75,29	0,9	67,761	53	0,34	23,04	36,95	344	3*150+NP	0,23	0,06	0,32		
tronçon 3-tronçon 4	67,7	0,9	60,93	42	0,36	21,93	35,18	344	3*150+NP	0,23	0,18	0,91		
tronçon 4-tronçon 5	64,25	0,9	57,825	39	0,37	21,40	34,31	344	3*150+NP	0,23	0,15	0,74		
tronçon 5-tronçon 6	39,35	0,9	35,415	30	0,38	13,46	21,58	344	3*70+NP	0,42	0,11	0,62		
tronçon 6 -tronçon 7	28,98	0,9	26,082	26	0,4	10,43	16,73	344	3*70+NP	0,42	0,1	0,44		
tronçon 7 -tronçon 8	17,48	0,9	15,732	16	0,48	7,55	12,11	344	3*70+NP	0,42	0,06	0,19		
tronçon 8-Abonnes	8,05	0,9	7,245	7	0,75	5,43	8,71	344	3*70+NP	0,42	0,53	1,21		

Tableau 9: Poste 2 Tronçons secondaires 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)
tronçon 1	17,25	0,9	15,53	15	0,48	7,45	11,95	112	3*25+NP	0,99	0,55	4,06
tronçon 2	8,2	0,9	7,38	8	0,75	5,54	8,88	112	3*25+NP	0,99	0,8	4,38
tronçon 3	6,9	0,9	6,21	6	0,75	4,66	7,47	112	3*25+NP	0,99	0,35	1,61
tronçon 4	17,71	0,9	15,94	19	0,48	7,65	12,27	112	3*25+NP	0,99	0,81	6,14
tronçon 5	3,45	0,9	3,11	3	1	3,11	4,98	112	3*25+NP	0,99	0,15	0,46
tronçon 6	1,38	0,9	1,24	2	1	1,24	1,99	112	3*25+NP	0,99	0,14	0,17
tronçon 7	1,38	0,9	1,24	2	1	1,24	1,99	112	3*25+NP	0,99	0,06	0,07
tronçon 8	2,3	0,9	2,07	2	1	2,07	3,32	112	3*25+NP	0,99	0,49	1,00
tronçon 9	2,3	0,9	2,07	2	1	2,07	3,32	112	3*25+NP	0,99	0,25	0,51

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

Tableau 10: Poste 2 Départ 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Poste-tronçon 1	60,87	0,9	54,78	59	0,34	18,63	29,87	213	3*70+NP	0,42	0,12	0,94	6,16	ok
tronçon 1-tronçon 2	43,62	0,9	39,26	44	0,36	14,13	22,67	213	3*70+NP	0,42	0,1	0,59		
tronçon 2-tronçon 3	35,42	0,9	31,88	36	0,37	11,79	18,92	213	3*70+NP	0,42	0,54	2,68		
tronçon 3-tronçon 4	28,52	0,9	25,67	30	0,38	9,75	15,64	213	3*35+NP	0,72	0,06	0,42		
tronçon 4-tronçon 5	10,81	0,9	9,73	11	0,56	5,45	8,74	213	3*35+NP	0,72	0,06	0,24		
tronçon 5-tronçon 6	7,36	0,9	6,62	8	0,75	4,97	7,97	213	3*35+NP	0,72	0,11	0,39		
tronçon 6 -tronçon 7	5,98	0,9	5,38	6	0,75	4,04	6,47	213	3*35+NP	0,72	0,12	0,35		
tronçon 7 -tronçon 8	4,6	0,9	4,14	4	1	4,14	6,64	213	3*35+NP	0,72	0,06	0,18		
tronçon 8- Abomes	2,3	0,9	2,07	2	1	2,07	3,32	213	3*35+NP	0,72	0,25	0,37		

Tableau 11: Poste 3 Tronçons secondaires 1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)	Remarque
tronçon 1	4,83	0,9	4,35	7	0,75	3,26	5,23	112	3*25+NP	0,99	0,46	1,48	
tronçon 2	8,05	0,9	7,25	7	0,75	5,43	8,71	112	3*25+NP	0,99	0,29	1,56	
tronçon 3	9,2	0,9	8,28	8	0,75	6,21	9,96	112	3*25+NP	0,99	0,137	0,84	
tronçon 4	10,35	0,9	9,32	9	0,75	6,99	11,20	112	3*25+NP	0,99	0,1	0,69	
tronçon 5	11,5	0,9	10,35	10	0,56	5,80	9,30	112	3*25+NP	0,99	0,51	2,93	
tronçon 6	12,65	0,9	11,39	11	0,56	6,38	10,22	112	3*25+NP	0,99	0,461	2,91	
tronçon 7	13,8	0,9	12,42	12	0,56	6,96	11,15	112	3*25+NP	0,99	0,3	2,07	

Tableau 12: Poste 3 Départ 1

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Poste-tronçon 1	70,38	0,9	63,34	64	0,34	21,54	34,54	213	3*70+NP	0,42	0,12	1,09	6,69	ok
tronçon 1-tronçon 2	65,55	0,9	59,00	57	0,34	20,06	32,17	213	3*70+NP	0,42	0,18	1,52		
tronçon 2-tronçon 3	57,5	0,9	51,75	50	0,34	17,60	28,22	168	3*50+NP	0,54	0,06	0,57		
tronçon 3-tronçon 4	48,3	0,9	43,47	42	0,36	15,65	25,10	168	3*50+NP	0,54	0,06	0,51		
tronçon 4-tronçon 5	37,95	0,9	34,16	33	0,38	12,98	20,81	168	3*50+NP	0,54	0,11	0,77		
tronçon 5-tronçon 6	26,45	0,9	23,81	23	0,43	10,24	16,42	168	3*50+NP	0,54	0,12	0,66		
tronçon 6-abomes	13,8	0,9	12,42	11	0,56	6,96	11,15	168	3*50+NP	0,54	0,42	1,58		

Tableau 13 : Poste 3 Tronçons secondaires 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔU(%)	Remarque
tronçon 1	9,66	0,9	8,694	14	0,56	4,87	7,808	112	3*25+NP	0,99	0,11	0,53	
tronçon 2	31,11	0,9	28	18	0,48	13,44	21,55	112	3*25+NP	0,99	0,12	1,60	
tronçon 3	12,65	0,9	11,39	10	0,56	6,38	10,22	112	3*25+NP	0,99	0,25	1,58	
tronçon 4	8,05	0,9	7,245	7	0,56	4,06	6,507	112	3*25+NP	0,99	0,18	0,72	
tronçon 5	8,05	0,9	7,245	7	0,48	3,48	5,577	112	3*25+NP	0,99	0,11	0,38	
tronçon 6	8,05	0,9	7,245	7	0,48	3,48	5,577	112	3*25+NP	0,99	0,23	0,79	

Tableau 12 : Poste 3 Départ 2

Tronçons	S(kVA)	CosΦ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔU(%)	Remarque
Poste-tronçon 1	77,57	0,9	69,81	63	0,34	23,74	38,07	138	3*35+NP	0,72	0,06	1,03	5,76	ok
tronçon 1-tronçon 2	67,91	0,9	61,12	49	0,36	22,00	35,29	138	3*35+NP	0,72	0,12	1,90		
tronçon 2-tronçon 3	36,8	0,9	33,12	31	0,38	12,59	20,18	138	3*35+NP	0,72	0,06	0,54		
tronçon 3-tronçon 4	24,15	0,9	21,74	21	0,43	9,35	14,99	138	3*35+NP	0,72	0,12	0,81		
tronçon 4-tronçon 5	16,1	0,9	14,49	14	0,56	8,11	13,01	138	3*35+NP	0,72	0,06	0,35		
tronçon 5- Abomes	8,05	0,9	7,25	7	0,75	5,43	8,71	138	3*35+NP	0,72	0,29	1,13		

On remarque que la chute de tension est respectée au niveau des lignes secondaires qu'aux lignes principales, car la chute de tension maximale est de 7% de la tension nominale (400V). Par conséquent les sections choisies sont convenables pour la réalisation du réseau BT.

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

Par souci d'uniformité et de prévention des risques, la SONABEL choisi d'utiliser 3*70mm²+NPet 3*35mm²+NP respectivement pour les tronçons primaires et secondaires. Et pour les branchements elle préconise d'utiliser 2*16mm² en monophasé et 4*16mm² en triphasé.

Tableau 14:Correction de la chute de tension au niveau du poste 1 départ 1 tronçon secondaire 4

Troncons	S(kVA)	Cosϕ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔUt(%)
troncon 1	17,48	0,9	15,73	20	0,43	6,7648	10,85	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,33
troncon 2	16,79	0,9	15,11	19	0,48	7,2533	11,63	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,36
troncon 3	16,1	0,9	14,49	18	0,48	6,9552	11,15	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,34
troncon 4	15,41	0,9	13,87	17	0,48	6,6571	10,68	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,33
troncon 5	14,72	0,9	13,25	16	0,48	6,359	10,20	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,31
troncon 6	14,03	0,9	12,63	15	0,48	6,061	9,72	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,30
troncon 7	13,34	0,9	12,01	14	0,56	6,7234	10,78	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,33
troncon 8	12,65	0,9	11,39	13	0,56	6,3756	10,22	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,32
troncon 9	11,96	0,9	10,76	12	0,56	6,0278	9,67	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,30
troncon 10	11,27	0,9	10,14	11	0,56	5,6801	9,11	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,28
troncon 11	10,58	0,9	9,52	10	0,56	5,3323	8,55	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,32
troncon 12	9,89	0,9	8,90	9	0,75	6,6758	10,71	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,40
troncon 13	8,74	0,9	7,87	8	0,75	5,8995	9,46	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,35
troncon 14	7,59	0,9	6,83	7	0,75	5,1233	8,22	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,30
troncon 15	6,44	0,9	5,80	6	0,75	4,347	6,97	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,26
troncon 16	5,29	0,9	4,76	5	0,75	3,5708	5,73	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,21
troncon 17	4,14	0,9	3,73	4	1	3,726	5,98	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,22
troncon 18	2,99	0,9	2,69	3	1	2,691	4,32	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,16
troncon 19	1,84	0,9	1,66	2	1	1,656	2,66	112	3*25+NP	0,99	0,06		0,10
troncon 20	0,69	0,9	0,62	1	1	0,621	1,00	112	3*25+NP	0,99	0,05		0,03

5,56

Tableau 15:Correction de la chute de tension au niveau du poste 2 départ 1tronçon secondaire 4

Troncons	S(kVA)	Cosϕ	P(kW)	N utilisateurs	Coef	Pf(kW)	Ib(A)	Ia(A)	Section(mm2)	K(kW.km)-1	D(km)	ΔUp(%)	ΔUt(%)
troncon 1	24,924	0,9	22,43	9	0,75	16,82	26,98	112	3*25+NP	0,99	0,06	1,00	
troncon 2	17,996	0,9	16,20	8	0,75	12,15	19,48	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,66
troncon 3	11,068	0,9	9,96	7	0,75	7,47	11,98	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,41
troncon 4	4,14	0,9	3,73	6	0,75	2,79	4,48	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,15
troncon 5	3,45	0,9	3,11	5	0,75	2,33	3,73	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,13
troncon 6	2,76	0,9	2,48	4	1	2,48	3,98	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,14
troncon 7	2,07	0,9	1,86	3	1	1,86	2,99	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,10
troncon 8	1,38	0,9	1,24	2	1	1,24	1,99	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,07
troncon 9	0,69	0,9	0,62	1	1	0,62	1,00	112	3*25+NP	0,99	0,055		0,03

2,68



Figure 13 : Câble utilisé en réseau BT

IV CALCULS ELECTRIQUES ET MECANIQUES DE LA LIGNE HTA

IV.1°) CALCULS ELECTRIQUES

IV.1.1°) DEFINITION

Une ligne aérienne HTA est un ensemble de conducteurs nus ou isolés ; fixés en élévation sur les supports au moyen d'isolateurs ou d'un système de suspension adéquats [9]. Elle est l'une des principales formes d'infrastructures énergétiques, et est essentiellement composée de :

- Conducteurs ;
- Isolateurs ;
- Supports(poteaux) ;
- Armements(ferrure).

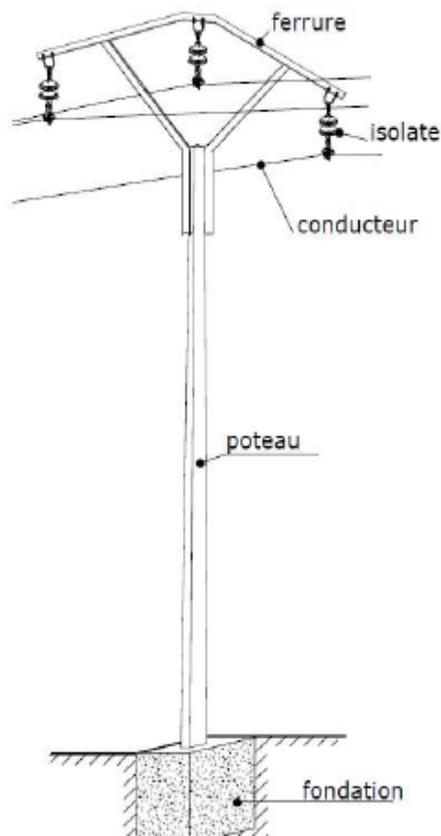


Figure 14 : Les éléments constitutifs d'une ligne aérienne HTA

IV.1.2°) METHODOLOGIE DU CALCUL ELECTRIQUE

Le calcul électrique de la ligne consiste à déterminer les différents paramètres électriques, notamment :

- La puissance à transiter ;
- La tension de service ;
- La section du câble.

Pour ce qui est de la puissance à transiter, elle est calculée en fonction de la puissance à l'année initial (2021), de celle à l'année finale (2031), en considérant une durée de 10 ans, du taux de croissance de charge qui est 10% et du facteur de puissance qui est de 0,8. Elle est donc définie par l'expression :

$$P_n = P_1 \times (1 + \alpha)^n \quad (8)$$

D'après le calcul, le besoin de la localité, considérée comme la puissance en première année est de 158,54 kVA. La puissance à la 10^{ème} année sera donc :

$$P_{10} = 158,54 \times (1 + 0,1)^{10} \times 0,9$$
$$P_{10} = 370,09 \text{ kW}$$

Quant à la tension de service, il est défini non seulement en fonction de la puissance et de la distance sur laquelle cette puissance doit être transportée, mais aussi en fonction de la tension du réseau existant auquel il faut se raccorder et du coût prévisible des investissements. la tension du réseau existant est de 33 kV. Ainsi, nous prendrons une tension de 33 kV pour la nouvelle ligne.

S'agissant de la section du câble, elle est basée suivant le respect de 3 critères importants pour son calcul :

- Le critère courant admissible

Le courant admissible est la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence, dans des conditions données, un conducteur, sans que sa température de régime permanent soit supérieure à la valeur assignée.

Ainsi Une ligne aérienne est construite pour transporter une puissance électrique et est dimensionnée en fonction des intensités de courant admissibles dans ses conducteurs. Ceux-ci s'échauffent principalement par effet Joule et se refroidissent par convection. il peut être

déterminé après le choix de section et vérifié en le comparant au courant nominal.

D'après calcul, le critère courant admissible est vérifié, ($I_b = 7,19 A$), qui est largement inférieur au courant admissible, $I_a = 115 A$

Avec cette section on véhiculer une puissance active admissible de **5,91 MW**.

- Critère chute de tension :

La section doit être choisie pour limiter la chute de tension à un niveau admissible. la norme NF C 11-201 impose une chute de tension de 5% pour les lignes de distribution HTA. Cette valeur peut toutefois aller à 7% en électrification rurale. En posant la formule de la chute de tension pour le cas de la ligne haute tension de catégorie A :

$$\Delta U = \frac{(r + x \tan \varphi) \times P \times L}{U^2} \quad (9)$$

R : la résistance linéique en (Ω/km) ; calculée en fonction de la température ambiante

X : la réactance linéique en Ω/km

U : la tension en kV

P : la puissance en MW

L : la longueur de la ligne en km

$$\Delta U = \frac{(1,5 + 0,3 * 0,5) \times 0,3709 \times 7}{33^2} = 0,0039 \approx 0,4 \%$$

Le conducteur choisi respecte donc le critère chute de tension.

- La tenue de courant de court-circuit.

La tenue de courant de court-circuit est très importante car elle permet de savoir le courant de court-circuit maximal que notre ligne peut supporter pendant un bref instant, de calculer le courant de court-circuit en fonction des caractéristiques de la ligne, et les comparer. Le courant de court-circuit maximal I_{\max} est déterminé par l'expression :

$$I_{\max} = \frac{S \times a}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (10)$$

A = 76,4 pour l'Almélec.

S la section minimale du câble considéré

$$AN: I_{max} = \frac{22,4 \times 76,4}{1} = 1,7 \text{ kA}$$

C'est le courant maximum que peut supporter le câble pendant une seconde.

Tableau 16 : caractéristiques de la ligne à 45°C

Longueur (km)	7
R(Ω/km)	1,875
X(Ω/km)	0,3

Selon la norme CEI 60 909, le courant de court-circuit est déterminé par la méthode des impédances et a pour expression :

$$I_{cc} = \frac{1,1 \times U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (11)$$

U : la tension entre phases aussi appelé la tension composée du réseau

Z_{cc} : l'impédance équivalente de toutes les impédances parcourues par I_{cc} depuis la source jusqu'au point de défaut :

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_a + R_l)^2 + (X_a + X_l)^2} \quad (12)$$

Ou R_a, R_l, X_a et X_l désignent respectivement les caractéristiques de la ligne et de la partie amont.

Pour trouver les caractéristiques de la partie amont, on pose

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (13)$$

$$Z_a = \sqrt{R_a^2 + X_a^2} \quad (14)$$

Avec $\frac{R_a}{X_a} = 0,3$ et en prenant $S_{cc} = 500 \text{ MVA}$, nous trouvons

$$Z_a = 2,17 \Omega; X_a = 2,08 \Omega \text{ et } R_a = 0,625 \Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(0,625 + 13,13)^2 + (2,08 + 2,1)^2}$$

$$Z_{cc} = 14,38 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{1,1 \times 33000}{14,38 \times \sqrt{3}} = 1457A \sim 1,46 kA$$

On remarque que le courant de court-circuit est inférieur au courant de court-circuit maximal $I_{cc} (1,46 kA) < I_{max} (1,7 kA)$ ce qui veut dire que le câble Almélec 22 mm² pourra tenir au court-circuit durant une seconde [10].

Tableau 17: Resultat de critères de choix de la section

Critères	conditions	Valeurs numériques	Observations
Courant admissible	$I_b < I_a$	7,19 A < 115 A	Ok
Chute de tension	$(\frac{\Delta U}{U})\% < 7\%$	0,4% < 7%	Ok
Courant de court-circuit	$I_{cc} < I_{max}$	1,46 kA < 1,7 kA	Ok

Les 3 critères étant respectés, on en-déduit l'almélec 22 mm² sera utilisé pour la construction de la ligne.

Pour faire des extensions dans un futur proche et alimenter d'autres charges qui sont aux alentours de la localité, on choisit donc un autre câble de section un peu plus grande qui est de 54,6 mm² dont les caractéristiques sont les suivantes :

Tableau 18 : Caractéristiques de la section du câble

Désignation	Unités	Valeur spécifiée
Aster 54,6		
Nom de code	-	Aster 54,6
Type de conducteur en alliage d'aluminium		Almélec
Intensité maximale admissible en	A	190
Section transversale	mm ²	54,55
Diamètre extérieur	mm	9,45
Nombre de fils	N	7
Diamètre des fils	mm	3,15
Poids net, non graissé	DaN/m	0,149
Module d'élasticité	DaN/mm ²	6200
Coefficient de dilatation	/°C	23.10 ⁻⁶
Charge de rupture calculée	DaN	1755
Résistance ohmique en c.c., à 20 °C	Ohm/km	0,603



Figure 15:Cable en almélec

IV.1.3 RESULTAT

Tableau 19:Tableau récapitulatif des résultats du calcul électrique

Désignation	Valeurs
Puissance à transiter (kW)	370,09
Tension de service (kV)	33
Section du câble (mm ²)	54,6

IV.1.4°) LES ISOLATEURS

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Ils sont presque toujours en porcelaine. Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement. Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe. Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues au poids et à la tension mécanique des conducteurs [11]. Le choix définitif de ces isolateurs est conditionné par la faisabilité des calculs mécaniques.

IV.1.5°) CHOIX DES AUTRES EQUIPEMENTS

a) Le parafoudre

Les parafoudres sont destinés à la protection des transformateurs et du réseau HTA contre les surtensions atmosphériques transitoires élevées et à limiter la durée de l'amplitude du courant de fuite (courant débité par le réseau et écoulé par le parafoudre après le passage de la décharge).il est à résistance variable, à oxyde de zinc sans éclateur.



Figure 16: Le parafoudre

Les caractéristiques du parafoudre sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 20 : Caractéristiques du parafoudre

Caractéristiques	Valeurs des caractéristiques assignés
Courant de décharge nominal(kA)	10
Tension la plus élevée du réseau(kV)	36
Tension de régime permanente(kV)	29
Fréquence (Hz)	50
Tension de tenue à fréquence industrielle(kV)	70
Tension de tenue au choc de foudre(kV)	190
Courant d'essai en court-circuit(kA)	20
Poids(kg)	6

b) L'IACM

C'est un dispositif de coupure dans l'air, placé sur un support métallique ou en béton d'une ligne HTA. Il permet d'isoler ou d'établir les courants dans les réseaux de distribution. Il est constitué d'un interrupteur muni d'un dispositif dans l'air constitué par des fouets en acier inoxydable à grande vitesse. Il est muni d'une commande manuelle à accumulation d'énergie donnant une vitesse de fermeture et d'ouverture indépendante de l'opérateur et garantissant le pouvoir de fermeture.



Figure 17 :L'IACM

Tableau 21 : Caractéristiques de l'IACM

Interrupteur aérien MAX		MAX 50
Tension nominale(kV)		36
Fréquences nominale (Hz)		50
Ligne de fuite(mm)		1020
Poids approximatif(kg)		130
Courant assigné en service continue(A)		400
Courant de courte durée admissible assigné(kA)		8
Valeur crête de courant admissible assigné(kA)		20
Pouvoir de coupure	Courte durée admissible(s)	1
	Charge principale active(A)	50
	Boucle fermée	200
	Transformateur à vide	2,5
Ligne à vide		10

c) La mise à la terre

Le rôle de la mise à la terre est d'assurer la sécurité des personnes contre les contacts indirects (risque d'électrocution). Tous les supports et les masses métalliques sont mises à la terre. Lors d'un contact accidentel entre une phase et une masse métallique, le courant de défaut sera directement conduit à la terre par l'intermédiaire d'un câble en cuivre.

d) Système de comptage

Un système de comptage sera installé sur un support au niveau de l'arrivée de la ligne d'alimentation triphasée 33 kV la localité en amont du premier poste de distribution.

Le poste de comptage comprend les matériels suivants :

- Un transformateur de tension
- Un à trois transformateurs de courant
- Un compteur d'énergie active double tarif
- Une horloge
- Un coffret
- Des câbles de liaison

Le transformateur de tension du type mono polaire sera utilisé pour assurer l'alimentation du comptage de l'énergie de la localité. Il sera encapsulé pour montage à l'extérieur et sera installé sur le support au moyen d'un châssis. Le capot amovible sera en matière isolante auto extinguible et devra empêcher l'accès au conducteur sous tension. La traversée sera à isolation porcelaine ou en résine.



Figure 18:Le transformateur de tension

Tableau 22 : Caractéristiques du transformateur de tension

Caractéristiques	Unité	Valeur
Type		Type extérieur
Tension primaire de service	kV	33
Tension primaire assignée	kV	36
Tension secondaire assignée	kV	100
Fréquence assignée	Hz	50
Puissance de précision	VA	35
Tension de tenue :		
À fréquence industrielle (50 Hz/1 mn)	kV	4
Aux ondes de choc (1,2/50 µs)		8
Degré de protection IP	IP	IP 40

Le transformateur de courant du type tripolaire sera utilisé pour assurer L'alimentation du comptage de l'énergie de la localité. Il sera encapsulé pour montage à l'extérieur et sera installé sur le support au moyen d'un châssis. Les capots amovibles seront en matière isolante auto extinguible et devront empêcher l'accès au conducteur sous tension. Les traversées seront à isolation porcelaine ou en résine.



Figure 19: Le transformateur de courant

Tableau 23: Caractéristiques du transformateur de courant

Caractéristiques	Unité	Valeur
Type		Type extérieur
Courant primaire assignée	KA	1
Courant secondaire assignée	A	5
Fréquence assignée	Hz	50
Tension la plus élevée pour le matériel	KV	0,72
Puissance de précision	VA	15
Tension de tenue : - à fréquence industrielle (50 Hz/1		
Mn) - aux ondes de choc (1,2/50 µs)	KV	4 8
Degré de protection IP	IP	IP 40

Les connexions électriques seront réalisées au moyen de conducteurs en cuivre, isolés au PVC.

Les caractéristiques de ces conducteurs sont :

Caractéristiques électrotechniques :

- Tension nominale des conducteurs 0,6/1 kV
- Tension d'emploi assignée : 0,23/0,4 kV - Ame : rigide, câblée classe 2 -Sections minimales :
- Circuits de tension 1,5 mm²
- Circuits de courant 2,5 mm²

Les sections de câbles seront appropriées aux appareils consommateurs et aux transformateurs de mesure, de façon à assurer un fonctionnement parfait de tous les organes de contrôle de signalisation et de commande.

Le compteur sera du type double tarif et fonctionnera soit par une horloge incorporée soit par une horloge distincte montée sur le même tableau du coffret de comptage. Le compteur sera de type triphasé, c'est-à-dire pourvu de trois équipages de mesure dont les circuits de tension. Le compteur est composé des éléments suivants :

- Un boîtier non métallique, étanche à la poussière et muni d'une fenêtre permettant la lecture de l'élément indicateur ;

- Des bornes de raccordement protégées par un couvercle ;
- Un élément indicateur à rouleau ;
- Un équipement mobile
- Une plaque signalétique

L'unité principale du compteur est le kWh et le sens de rotation de l'équipage mobile est tel que l'observateur placé face au compteur voit le repère de l'équipage mobile se déplacer de la gauche vers la droite. Les compteurs sont équipés d'un dispositif empêchant l'inversion du sens de rotation de l'équipage mobile. Les compteurs sont de la classe 2.

Le Coffret contient le compteur d'énergie active double tarif ainsi que l'horloge. Le coffret est prévu pour être installé en extérieur par montage sur support en poutrelle métallique à hauteur d'homme pour permettre la lecture du compteur.

Il est constitué de 2 parties principales, à savoir la cuve et la porte. Les deux parties sont réalisées en polyester renforcé de fibre de verre.

La porte est articulée à sa partie haute par un système sans axe et est équipée d'un hublot permettant la lecture des indications du compteur.

La porte du coffret doit pouvoir être verrouillée par une vis à tête triangulaire exclusivement actionnée par une clé de 11 mm normalisée permettant la pose des scellés (plomb). Le degré de protection est IP 54.

L'enveloppe doit pouvoir supporter un impact de 20 joules sans provoquer de dommages ni au coffret ni aux matériels situés à l'intérieur [12].

IV.2 CALCUL MECANIQUE DE LA LIGNE HTA

IV.2.1° Définitions

- LA PORTEE

Distance horizontale "a" comprise entre deux supports consécutifs. Elle est fonction du type de ligne (écarts, agglomérations, ...). La portée est une donnée du problème car le calcul mécanique se conduit pour chaque portée. Elle est exprimée en mètres. La norme NFC 11-201 fixe une portée maximale de 180m dans les zones rurales. Connaissant le nombre de portées surtout au long de la ligne, on peut calculer aisément la portée équivalente par la formule :

$$a_{eq} = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \quad (15)$$

- LA FLECHE

Distance verticale maximale entre la droite joignant les deux attaches et les conducteurs. A l'origine, elle dépend de la tension de réglage de la ligne, la flèche varie ensuite en fonction de la température et sous l'influence des surcharges (la température à considérer est celle du métal et non la température ambiante).

Elle est calculée donc à une température de 45°C qui est considérée comme la température maximale. Son expression littérale est

$$f = \frac{a^2}{8P} \quad (16)$$

- LE PARAMETRE

Le paramètre P d'une ligne HTA est le rapport entre la tension unitaire du conducteur et son poids linéique. Pour les lignes aériennes HTA et BT, la courbe formée par le conducteur peut être assimilée à une parabole. IL représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole.

- LE CANTON

Un canton est une succession de portées, tant que les armements sont en alignement ou en double ancrage. Il permet d'éviter une rupture en cascade de toute la ligne en cas d'incident. Sa longueur maximale est 2 km avec un nombre de portées limité à 15 pour les lignes principales et 12 pour les secondaires.

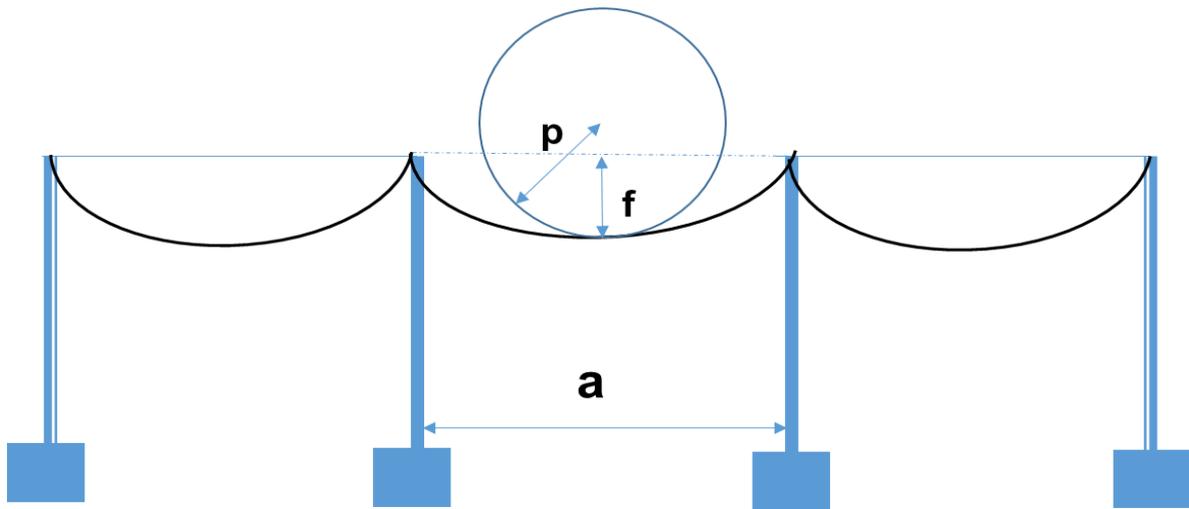


Figure 20: Les éléments géométriques d'une ligne aérienne

IV.2.2°) Méthodologie de l'étude mécaniques

- CHOIX DU TRACE

Il est de notre devoir d'effectuer un tracé de celle-ci en prenant en compte plusieurs aspects. Pour cela nous avons fait ce tracé modifiable sur l'outil Google Earth avant de se rendre sur le terrain en repérant les points remarquables (points d'angles) et les obstacles afin d'arriver au tracé définitif.

- Hypothèses de calcul
 - Hypothèse climatiques

Les calculs des tensions mécaniques des conducteurs seront effectués à partir des hypothèses ci-après :

- Hypothèse A : +25°C (température moyenne) avec une pression de vent de 200 Pa.
- Hypothèse B : +10°C (température minimale) avec une pression de vent de 90 Pa.

La flèche la plus importante est déterminée à la température +50°C sans vent.

Le récapitulatif des hypothèses à utiliser par le logiciel de calculs mécaniques des lignes est indiqué dans le tableau ci-après :

Tableau 24 : Hypothèses climatiques selon la bibliothèque du Burkina

Hypothèse suivant la terminologie de CAMELIA	Température (°C)	Charge Supplémentaire (kg/ m)	Pression du vent sur un conducteur (Pa)	Pression du vent sur le support (Pa)
A1	25	0	200	505
B1	10	0	30	90
A2	25	0	585	1450

Les calculs se feront selon le groupe d'hypothèses A1 B1 et selon l'hypothèse de vent extrême A2. Le matériel le plus contraignant des deux hypothèses sera retenu.

- Parametre de la ligne ou tension de réglage

D'une manière générale, le paramètre P et les portées suivantes seront considérées à + 45 °C sans vent ; cela donne :

- pour le conducteur en almélec de section 148 mm², P variant de 600 m à 1200m avec des portées équivalentes de canton n'excédant pas 160 m ;
- pour le conducteur en almélec de section 54,6 mm², P variant de 600 m à 1100m avec des portées équivalentes de canton n'excédant pas 150 m.

Afin d'éviter les effets de vibration préjudiciables à la bonne tenue de la ligne, la force de traction des conducteurs à +25°C sans vent est limitée à 18% de leur charge de rupture.

- Coefficient de securite

Le coefficient de sécurité (**k**) est pris égal à :

- **3** pour les pièces travaillant à la traction (conducteurs, chaînes d'isolateurs, accessoires, haubans, etc..) ;
- **2.1** pour les pièces travaillant à la flexion (supports métalliques HEA et HEB, ferrures etc.).
- Coefficient de stabilite des massifs de fondation

Le coefficient de stabilité retenu est de :

- **1,2** pour les supports en alignement ;
- **1,75** pour les supports en ancrage (angle arrêt ou angle supérieur à 10 gr).
- Conditions geometriques

La distance par rapport au sol est fixée à 8 m à la traversée des routes nationales et à 6 m au moins pour les autres cas. Les calculs des distances à la masse des pièces sous tension (conducteurs y compris) sont effectués à partir des hypothèses suivantes :

- sans vent ;
- à +25°C et vent horizontal de 240 Pa.

L'écartement minimal entre conducteurs est calculé selon la formule ci-après :

$$e_{min} = k_z(k_c\sqrt{f_m + l} + \frac{U}{150}) \quad (17)$$

avec :

e_{min} = écartement minimal entre conducteurs en mètre ;

K_z = coefficient tenant compte de la zone de vent ($K_z = 0,9$ en zone a vent normal et $K_z = 1$ en zone a vent fort) ;

K_c = coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs :

En rigide : $K_c = 0,8$ pour les armements alternes ou drapeau

$K_c = 0,7$ pour les armements en nappe horizontale ou en triangle

En suspendu : $K_c = 1$ pour les armements alternes ou en drapeau

$K_c = 0,8$ pour les armements en nappe horizontale, nappe voute ou en triangle

f = flèche à 40°C sans vent en mètre ;

L = longueur libre de la chaîne en mètre ($L = 0,50m$ pour deux alignements successifs, $L = 0$ pour deux ancrage successifs. Pour un ancrage d'un seul côté, on fait la moyenne des deux valeurs de e) ;

U = tension de service en kV.

Les calculs d'inclinaison et de retournements des chaînes sont effectués respectivement à partir des hypothèses suivantes : à +25°C et 200 Pa ; à +10°C et 90 Pa[13].

- Nature du sol

Un élément prépondérant rentrant dans les calculs mécaniques donnant la pression exercée sur le sol, permettant aussi la stabilité de la ligne dans le cas où le sol n'est pas homogène, et que le terrain est accidenté (terrain qui n'est pas plat).

Après avoir fait une visite de terrain en plus de repérer les points d'angle et les obstacles, nous avons aussi pris connaissance de la nature du sol en le classant suivant l'ordre croissant de la dureté : on a le sol latéritique, le sol argileux et le sol gravilleux et par catégorie suivant l'ordre décroissant de celle-ci comme le tableau suivant :

Tableau 25 : Pression exercée en fonction de la nature du sol

Categorie	Pression admissible sur le sol(kN/m ²)
C2(Dur)	900
C3(Moyen)	500
C4(Mou)	200

- De 1^{er} support au 10^{ème} on a considéré que le sol est mou
- De 11^{ème} support au 25^{ème} on a considéré que le sol est moyen
- De 26^{ème} support jusqu'au dernier support on a considéré que le sol est dur

IV.2.3°) Présentation du logiciel CAMELIA

CAMELIA est un logiciel de **Calcul Mécanique de Lignes Aériennes** de distribution, offrant en standard une bibliothèque d'hypothèses, de règles de calcul et de matériels totalement compatible avec la norme française C11-201. Les règles de calcul sont paramétrables afin de s'adapter aux règles internationales.

Une étude de ligne peut comporter plusieurs tronçons : lignes principales et lignes secondaires HTA, dérivations, étoilements, lignes BT. Le programme fait le choix des supports, des armements et des DAC en fonction des efforts calculés pour différentes hypothèses climatiques,

symétriques ou dissymétriques. Il vérifie l'écartement entre conducteurs nus, l'inclinaison et le retournement des chaînes isolantes.

Il édite les tableaux de pose, calcule la surcharge de givre déclenchant les DAC et restitue les flèches après leur ouverture. De plus, il permet l'étude des supports d'appui commun aux lignes d'énergie et de télécommunications, l'étude d'une portée unique, la vérification du croisement de deux lignes et l'ajout de matériels en bibliothèque [14].

Coefficients de sécurité :		σ
Chaînes isolantes		2.1
Isolateurs rigides		2.1
Armements		1.3
Armements, SA à l'arrêt		3
Support bois		1.6
Support bois, SA à l'arrêt		2.1
Supports béton		1.3
Supports béton, SA à l'arrêt		2.1
Supports métal		1.3
Supports métal, SA à l'arrêt		2.1
Supports Autre		1.3
Compression supports		2.1

Figure 21: Saisie des hypothèses

SAISIE DES DONNEES DES SUPPORTS													
		1		2		3		4		5		6	
Rang	Couleur des cantons	1	N	2	N	3	N		N		N		N
Nom / Type (N, D ou *)													
Hauteur (m)		12		12		12							
Altitude (m)		0		0		0							
Angle de piquetage β (gr)		0		0		0							
Orientation support Ω (gr)		0		100		0							
Fonction		AS		SF		AS							
Branchements		Aucun		Aucun		Aucun							
Nature / Structure		BE S		BE S		BE S							
Classe		E		D		E							
Ecart entre unilatérales (m)		0		0		0							
Nature du sol / Coef ks :		C3 1.75		C3 1.2		C3 1.75							
Surimplantation (m)		0		0		0							
Armements		NAZY		NV1		NAZY							
Orientation armement (gr)		0		100		0							
Décalage d'accrochage (m)		0		0		0							
Isolateur / Equipement		175		175		175							
Longueur de portée (m)		0		0		0							

Dissocier arm. Supp. types << + + >>

Annuler Aide Copier Coller Copie mult. Supprimer Valider

Ins. arrêt Ins. align. pour HTA / Suspendu / Principale

Figure 22: Saisie des supports

IV.2.4°) Procédure de calculs avec le logiciel

Nous avons tout d'abord relevé les coordonnées des points d'angles de la ligne à construire. En les saisissant un à un sur le fichier Excel

Ensuite nous avons saisi sur un autre fichier Excel élaboré par un consultant programmeur à l'aide des macro VBA qui se trouve dans celui-ci. Il permet non seulement de répartir équitablement les supports et les distances qui les séparent fixées par la norme NFC 11-201 entre les points d'angle dont les coordonnées relevés sur le terrain, mais aussi de faire un étude topographique qui consiste à calculer les distances, les angles, les gisements entre les points d'angles et la déflexion de chacun des supports et faire enfin le choix des armements en fonction de la section.

Après cela, nous avons ouvert le logiciel CAMELIA afin d'insérer les supports conformément au résultat donné par la macro. C'est à dire, là où y'a les points d'angles, on met des supports d'arrêt, et en absence de ces points, on introduit des supports d'alignement, jusqu'aux prochains points d'angle. la même opération est répétitive jusqu'à la fin de la ligne.

IV.2.5 Résultats

Les résultats des calculs mécaniques nous ont permis d'avoir des supports qui peuvent tenir mécaniquement aux phénomènes naturels tels que le vent extrême ainsi qu'en choisissant les supports du HEA et HEB.

En plus de cela, il contribue à faire de faire le choix adéquat des isolateurs dont le rôle a été décrit précédemment.

Outre ce travail, nous avons choisi les armements permettant de supporter les le poids des isolateurs ainsi que celui du câble aérien bien qu'il a été déterminé par le logiciel.

Nous avons pris en compte les cantons permettant d'éviter les supports de tomber en cascade en cas d'orage. La finalité des calculs sont mis dans les tableaux suivants ayant pour conséquence direct le carnet de piquetage (un tableau qui rassemble, sous un document unique et, en utilisant de désignations symboliques, tous les éléments nécessaires à la construction de la ligne et résume toutes les études effectuées lors de la recherche de la répartition des supports).

Tableau 26 : Synthèse des supports

Nom	Quantité
12 HEA 180J	19
12 HEB 220J	1
12 HEA 160	32
12 HEB 160J	11
12 HEB 180J	1



Figure 23 : Supports métallique

Tableau 27 : Choix des isolateurs

Nom	Quantité
MAX CS70 7J	186
MAX CS40 7J	96

Tableau 28:liste des armements

Nom	Quantité
NA3Y-4000	56
NV2-50x50	32
NA3Y-3150	6

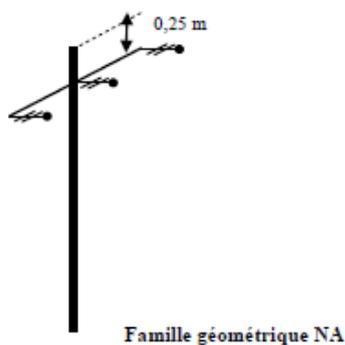


Figure 24: Nappe d'arrêt

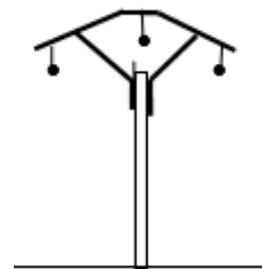


Figure 25: Nappe route

Tableau 29:Longueur et la section du câble à utiliser pour la construction de ligne

Canton	Section (mm ²)	Longueur(m)	Masse (kg)
Aster 54,6	54,55	21091	3142,6

Tableau 30 : Carnet de piquetage

N° du support	Fonction	Portée(m)	Portée cumulée(m)	Supports	Armements	Isolateurs
1	DA			12 HEA 220J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		16,28	16,28			
2	DA			12 HEA 180J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		123,33	139,61			
3	AS			12 HEA 160J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		55,11	194,72			
4	DA			12 HEA 180J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		142,5	337,22			
5	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		142,5	479,72			
6	DA			12 HEA 160J	NV2 50×50	MAX CS70 7J

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

		142,5	622,22			
7	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		142,5	764,72			
8	DA			12 HEA 160J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		142,5	907,22			
9	DA			12 HEA 180J	NA3Y-3150	MAX CS70 7J
		115,28	1022,5			
10	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		115,28	1137,78			
11	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		113	1250,78			
12	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		34	1284,78			
13	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		89,5	1374,28			
14	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		89,5	1463,78			
15	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		18,03	1481,81			
16	DA			12 HEB 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		50,29	1532,1			
17	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		104,09	1636,19			
18	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		104,09	1740,28			
19	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		46,24	1786,52			
20	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		62,48	1849			
21	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		132,64	1981,64			
22	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		132,64	2114,28			
23	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		132,64	2246,92			
24	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		123,56	2370,48			
25	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		90,08	2460,56			
26	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		122,7	2583,26			
27	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

		122,7	2705,96			
28	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		153,53	2859,49			
29	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		82,04	2941,53			
30	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		104,58	3046,11			
31	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		104,58	3150,69			
32	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		127,44	3278,13			
33	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		127,44	3405,57			
34	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		127,44	3533,01			
35	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		127,44	3660,45			
36	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		127,44	3787,89			
37	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		104,24	3892,13			
38	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		104,24	3996,37			
39	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		104,24	4100,61			
40	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		83,66	4184,27			
41	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		83,66	4267,93			
42	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		151,06	4418,99			
43	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,06	4570,05			
44	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,06	4721,11			
45	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,06	4872,17			
46	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		82,18	4954,35			
47	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		82,18	5036,53			
48	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J

		151,47	5188			
49	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,47	5339,47			
50	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,47	5490,94			
51	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		94,2	5585,14			
52	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		94,2	5679,34			
53	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		136,64	5815,98			
54	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		136,64	5952,62			
55	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		136,64	6089,26			
56	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		136,64	6225,9			
57	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		136,64	6362,54			
58	DA			12 HEA 180J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J
		151,54	6514,08			
59	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,54	6665,62			
60	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,54	6817,16			
61	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,54	6968,7			
62	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,54	7120,24			
63	SF			12 HEA 160	NV2 50×50	MAX CS40 7J
		151,54	7271,78			
64	DA			12 HEB 160J	NA3Y-4000	MAX CS70 7J

V. EVALUATION FINANCIERE DU PROJET ET CALCUL DU TRI

V.1°) EVALUATION FINANCIERE

Afin d'évaluer financièrement le coût du projet ; il est nécessaire de faire un devis quantitatif et estimatif ; un formulaire qui liste l'ensemble des matériels et matériaux et leurs prix respectifs (prix unitaires et prix totaux) à utiliser pour la construction de la ligne HTA ainsi que celle du réseau BT et des postes de transformation .la synthèse de ce devis est présentée sur le tableau

ci-dessous dont le détail se trouve en annexe.

Tableau 131: Synthèse du coût de projet

Désignation	Montants (FCFA)
Ligne HTA	11 1150 300
Réseau BT	168 261 050
Génie civil	11 700 000
TVA	52 400 043
Total TTC Fournitures et pauses	343 511 393
Exploitation	85 877 848,25
Total Investissement du projet	430 000 000

Le coût du projet s'élève à QUATRE CENT VINGT NEUF MILLIONS TROIS CENT-QUATRE VINGT-NEUF MILLE DEUX CENT QUARANTE UN VIRGULE VINGT CINQ FRANCS repartis proportionnellement sur le diagramme en anneau suivant :

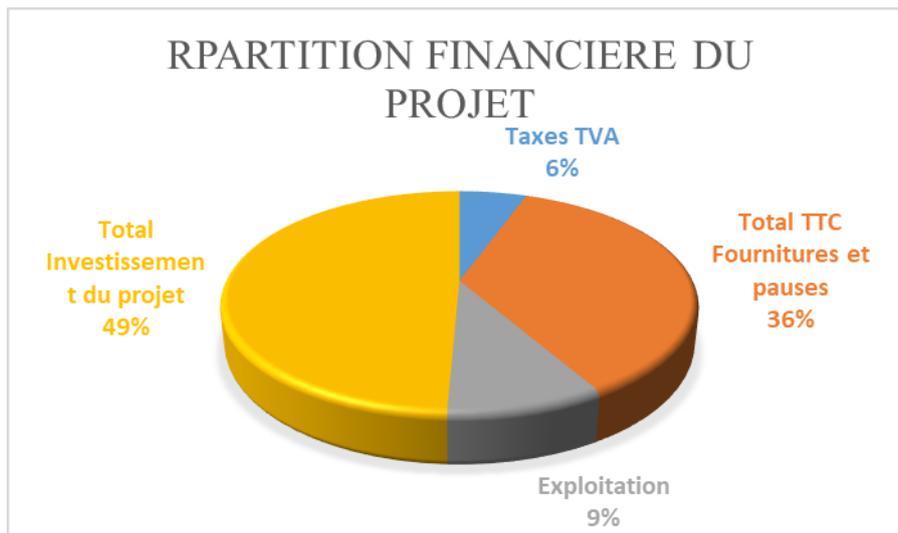


Figure 26: Répartition financière du projet

V.2°) CALCUL DU TRI

- Calcul des couts

On calcule le cout d'investissement

$$\text{cout d'investissement} = \text{cout du projet} + \text{cout d'exploitation} \quad 18$$

Le cout d'exploitation est estimé à 25% du cout de projet

$$\text{cout d'exploitation} = 0,25 \times \text{cout du projet} \quad 19$$

$$\text{cout d'exploitation} = 0,25 \times 343\,511\,393$$

$$\text{cout d'exploitation} = 85\,877\,848,25$$

$$\text{cout d'investissement} = 343\,511\,393 + 85\,877\,848,25$$

$$\text{cout d'investissement} = 430\,000\,000 \text{ F CFA}$$

- Calcul de l'énergie reçue par la localité en prenant un temps d'indisponibilité de 2h par jour au bout de la première année :

$$\text{Energie sur 1 an} = \text{Energie annuelle} = \text{puissance} \times 22 \times 365$$

$$\text{Energie sur 1 an} = 142,69 \times 22 \times 365 = 1\,145\,768,58 \text{ kWh}$$

Calcul de l'énergie reçue par la localité en prenant un temps d'indisponibilité de 2h par jour au bout de la deuxième année :

$$\text{Energie sur 2 an} = 156,96 \times 22 \times 365 = 1\,260\,380,77 \text{ kWh}$$

- Calcul de l'énergie reçue par la localité en prenant un temps d'indisponibilité de 2h par jour au bout de la troisième année :

$$\text{Energie sur 2 an} = 172,65 \times 22 \times 365 = 1\,386\,418,85 \text{ kWh}$$

En faisant la somme des énergies calculées précédemment au bout de 3 ans, nous avons au total 379 256 8,2 kWh. Au Burkina, le cout du kWh est fixé à 100 F CFA. Donc on a une somme de 379 256 820 F CFA et en faisant la différence avec le cout du projet, on a un déficit de 50 743 180 F CFA qui est l'équivalent de 507 431,8 kWh. En divisant cette énergie par la puissance de la 3^{ème} année, nous obtenons 2940 heures qui correspond à 4 mois et demie.

Par conséquent, le temps de retour sur investissement est 3 ans et 5 mois.

L'énergie électrique produite sous forme de courant alternatif est soit perdu ou consommée car on ne peut la stocker. Etant donné que la centrale ne fonctionnant pas en pleine régime, le surplus est donc une perte, il va falloir initier des projets comme le nôtre pour minimiser cette perte de production.

VI. NOTICE D'IMPACTE ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

VI.1°) INTRODUCTION DE L'ETUDE

Lutter contre le réchauffement climatique demeure la priorité de toutes les sociétés. C'est ainsi que la loi sur la politique de l'environnement : National Environmental Policy Acta (NEPAL) a pris naissance en 1969 en vue de la protection de l'environnement. Ainsi cette politique a

permis la naissance des institutions des décrets, code, lois et réglementation qui classent les projets soumis à une étude d'impact environnement et définissent des procédures et méthodologie d'étude d'impact d'un projet dans son environnement. C'est dans ce contexte que pour notre projet nous dans le respect des législations et réglementations de faire une étude d'impact environnemental et social du projet de construction du réseau HTA/BT pour l'alimentation électrique de la localité de Kalzi.

VI.2°) DESCRIPTION DU PROJET

L'électrification de la localité se fait par un réseau HTA/BT composé d'une ligne d'extension HTA de section 54,6 mm² et 7km de long à partir d'un autre de même caractéristique et d'un réseau BT interne.

L'objectif global consiste à électrifier la localité rurale de Kalzi par le réseau SONABEL pour contribuer à l'accroissement de l'accès de la population à une Énergie électrique de qualité et à moindre coût et contribuer à l'amélioration des conditions de vie des populations.

Les principales activités pendant la réalisation du projet peuvent être regroupées selon les phases de préparation, de construction, d'exploitation et d'entretien comme suit :

Activités de la phase de préparation

- Arrivée des employés
- Choix du tracé définitif (piquetage réceptionné)
- Transport et circulation des engins, machineries (tronçonneuses et équipements)

Activités de la phase de construction

- Arrivée et mouvement de la main d'œuvre
- Transport divers (transport des agrégats et du personnel)
- Déboisement pour l'ouverture des couloirs
- Ramassage et stockage des agrégats
- Exécution des fouilles et bétonnage des fondations
- Montage des équipements (supports et tirage des câbles etc.)

Activités de la phase d'exploitation et d'entretien

- Circulation des véhicules de maintenance et de suivi
- Elagage des arbres
- Entretien courant des équipements (élagage, remplacement des isolateurs, graissage IACM, les liaisons à la terre)

- Gros entretien à la suite d'accidents (refaire le piquetage, exécution de fouille préparation des nouveaux supports et des armements, le levé et le bétonnage des supports, tirage de la nouvelle ligne en remplacement de celle tombée)

VI.3°) DESCRIPTION DU SITE ET DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX MAJEURS DU SITE ET DE L'AIRE D'INFLUENCE DU PROJET

Le projet d'électrification apportera des avantages certains aux populations de la localité bénéficiaire en matière de disponibilité de l'énergie électrique indispensable au développement des activités socio-économiques et culturelles. Toutefois, d'autres enjeux environnementaux et sociaux seront à considérer fortement :

- La contribution à la mise en œuvre de la lettre de politique sectorielle de l'énergie du Gouvernement du Burkina Faso ;
- L'amélioration de la qualité de vie et des moyens de subsistance pour les populations des localités bénéficiaires du projet ;
- Le respect de l'intégrité du couvert végétal et de l'habitat de la faune ;
- La préservation du patrimoine culturel ;
- La préservation de la santé des travailleurs et des populations riveraines des sites des travaux ;
- La préservation de la dégradation de la voirie et des réseaux des concessionnaires.

VI.4°) CADRE INSTITUTIONNEL ET JURIDIQUE DE MISE EN ŒUVRE DU PROJET

Le Ministère de l'Environnement, de l'Economie Verte et du Changement Climatique (MEEVCC) est le principal garant institutionnel en matière de gestion de l'environnement au Burkina Faso. Sur le plan opérationnel, le Bureau National des Evaluations Environnementales (BUNEE) assurera l'examen et l'approbation de la classification environnementale des sous-projets ainsi que l'approbation des NIES et participe au suivi externe, notamment en ce qui concerne les pollutions et nuisances, et l'amélioration de l'habitat et du cadre de vie. La SONABEL en tant que maître d'ouvrage du projet, assure la responsabilité de la mise en œuvre du projet et du PGES à travers l'Unité de Gestion du Projet mise en place. Sur le plan opérationnel, il revient au Département Normalisation, Environnement et Sécurité (DNES) d'assurer la mise en œuvre du PGES du projet. Le cadre juridique des évaluations

environnementales et sociales prend en compte celui du Burkina Faso ainsi que les Politiques Opérationnelles de la Banque mondiale qui sont déclenchées par le présent projet (OP/BP 4.01 et OP/BP 4.12) et les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires générales et pour le transport et la distribution de l'électricité. Sur la base des dispositions environnementales et sociales en vigueur au niveau national comme au niveau de la Banque mondiale, le projet est classé dans la catégorie B des activités assujetties à une évaluation environnementale (PO 4.01, décret N°2015

1187/PRES/TRANS/PM/MERH/MATD/MME/MS/MARHASA/MRA/MICA/MHU/MIDT/MCT, portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale stratégique (EES), de l'étude et de la notice d'impact environnemental et social). Toutefois, selon le décret N°2015-1187 et la P.O 4.12, un PAR ou PSR doit être élaboré en fonction du nombre de personnes affectées par le projet (PAP) objet de déplacement involontaire physique et/ou économique. C'est pour répondre aux exigences liées aux objectifs des politiques déclenchées, notamment la PO 4.01 que la présente NIES a été réalisé.

VI.5°) ANALYSE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX DU PROJET

L'objet de cette partie est d'examiner les impacts prévisibles aux phases de préparation, de construction et d'exploitation du projet, et leurs répercussions directes ou indirectes sur les composantes du milieu physique, biologique et humain. Cette analyse se fait après avoir identifié les sources d'impact et leur évaluation.

Les sources d'impact se déterminent par leurs activités pendant la phase de pré-construction (préparation), la construction et l'exploitation.

Tableau 32 : Sources d'impact selon les différentes phases du projet

Pré-construction	
Etudes	La réalisation des études de faisabilité économique, environnementale et sociale
Réinstallation des populations	Le déplacement des habitations affectées, l'indemnisation des pertes de biens situés à l'intérieur des limites de l'emprise feront l'objet du Plan d'action de Réinstallation (PAR).
Construction	
Installation du chantier/ base vie	Aménagement des accès ; des campements, des aires de services et des sites d'entreposage des matériaux
Ouverture des couloirs en vue des travaux de construction	Déboisement des emprises
Transport et circulation	Transport routier de la main-d'œuvre, des matériaux et des équipements nécessaires incluant la circulation des engins du chantier
Travaux de construction	Ensemble des activités (génie civil, assemblage/montage des poteaux, déroulage des câbles, etc.) en lien avec la construction
Gestion des contaminants et des déchets solides et liquides	Gestion de l'ensemble des déchets du chantier et des produits dangereux
Création d'emplois et présence de travailleurs sur le chantier	Embauche de main-d'œuvre dédiée aux travaux de construction et présence des travailleurs sur le chantier
Exploitation	
Présence, fonctionnement et entretien des équipements et des emprises	Ensemble des activités liées à l'inspection des supports, des conducteurs et à l'entretien de l'emprise. Ensemble des effets liés à la présence de ces équipements.

VI.6°) EVALUATION DES IMPACTS

L'évaluation des impacts consiste à déterminer l'importance des impacts identifiés. Plusieurs techniques et outils ont été utilisés. Parmi les techniques quantitatives :

Les observations de terrain qui ont permis l'identification et le comptage systématique de tous les arbres dans les champs dont la hauteur est supérieure à 2 m et le diamètre à hauteur de poitrine est supérieur à 10 centimètres qui sont susceptibles d'être touchés par le projet. Dans les plantations, tous les arbres plantés ont été évalués. Dans les formations naturelles, les arbres ont été évalués. Les habitations et autres biens des riverains susceptibles d'être endommagés pendant les travaux, ont été estimés par cette même technique. Et comme techniques qualitatives, la méthode *ad hoc* a été utilisée : basées sur des jugements d'experts. Bien qu'elle soit parfois subjective, elle est basée sur les expériences passées sur des projets similaires.

Tableau 33 : Caractérisation des impacts à partir de la grille de Fecteau 1997

Impacts	Nature	Intensité	Etendue	Durée	Importance absolue	Valeur de la composante touchée	Importance relative ou gravité de l'impact
Pollution de l'air	Négative	Moyenne	Locale	Courte	Mineur	Faible	Moyenne
Nuisances sonores	Négative	Faible	Locale	Longue	Mineur	Faible	Moyenne
Pollution des eaux	Négative	Moyenne	Locale	Longue	Mineur	Faible	Moyenne
Pollution des sols	Négative	Moyenne	Locale	Longue	Mineur	Moyenne	Moyenne
Destruction de la faune	Négative	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Destruction de la végétation	Négative	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Destruction des habitats humains	Négative	Faible	Locale	Courte	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Accidents de travail et sécurité des employés	Négative	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Forte	Moyenne
Risques de maladies et d'insécurité de la population environnante	Négative	Faible	Régionale	Longue	Majeure	Moyenne	Moyenne
Création d'emplois	Positive	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Forte	Forte
Développement des activités économiques connexes	Positive	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Forte	Forte
Augmentation des sources de revenus	Positive	Faible	Locale	Longue	Moyenne	Moyenne	Moyenne

Tableau 34:Matrice des interactions des sources potentielles d'impacts et des récepteurs d'impacts

Phase	Récepteurs d'impact Sources d'impact	Milieu biophysique						Milieu humain			
		Air ambiant	Ambiance sonore	Ressources en eau	Sols	Flore et végétation	Paysage	Santé publique	Activité économique	Site culturel	Espace agropastoral
Pre-construction	Etudes								X		
	Réinstallation des population							X	X		X
Construction	Installation des chantiers et bases vie	X	X	X	X	X	X	X	X		X
	Ouverture des couloirs	X	X	X	X	X	X	X	X		
	Transport et circulation	X	X					X	X	X	X
	Travaux de construction	X	X	X	X	X	X	X			
	Gestion des déchets solides, liquides et contaminants			X	X	X		X	X		
	Création d'emploi et présence des travailleurs sur le chantier		X			X		X	X		
	Présence fonctionnement et entretien des équipements	X	X	X	X	X	X	X	X		X

VI.7°) MESURES DE SUPPRESSION, D'ATTENUATION, DE COMPENSATION OU DE BONIFICATION DES IMPACTS

L'intégration harmonieuse du projet dans son milieu est favorisée dès l'étape de planification et de conception grâce à l'intégration de considérations environnementales et sociales.

Certains éléments d'optimisations permettent ainsi de limiter les impacts du projet sur le milieu et sont identifiés dans la démarche d'évaluation des impacts.

Les impacts n'ayant pu être évités par l'optimisation du projet peuvent être atténués ou compensés par la mise en œuvre de diverses mesures de gestion. Les mesures d'atténuation visent à diminuer les effets négatifs du projet sur le milieu. Les mesures de compensation visent à compenser la perte ou la perturbation permanente de certains éléments du milieu. Les mesures de bonification, quant à elles, permettent d'augmenter les effets positifs liés aux activités du projet

VI.7.1°) Mesures de bonification

Les mesures de bonification permettent d'accroître l'importance ou la valeur des impacts positifs d'un projet. Elles portent entre autres sur la recherche des voies et moyens pour permettre aux populations d'améliorer leurs revenus et la qualité de vie.

Le projet va occasionner :

- la création d'emplois temporaires et permettre le recrutement du personnel d'exécution (ouvriers non qualifiés et manœuvres) dans les quartiers et villages

Concernés par le projet ; l'entrepreneur en charge des travaux sera encouragé à avoir

Recours à de la main-d'œuvre locale ;

- des opportunités d'affaires pour les compagnies locales pourvoyeuses de biens et de services ;
- le développement de petites activités commerciales du fait de la présence d'ouvriers du chantier ;
- l'amélioration de la qualité des services sociaux de base comme l'éducation et la Santé ;
- la présence de l'énergie électrique est un facteur important du niveau de vie de la Population.

VI.7.2°) Mesures de compensation

Les mesures compensatoires sont celles prises en vue de dédommager les populations victimes de la destruction des biens (habitats, arbres) et les sites sensibles pendant les travaux.

Il s'agit essentiellement des indemnisations en ce qui concerne les habitations, la végétation et les arbres fruitiers dans les champs.

VI.7.3°) Mesures d'atténuation

La première mesure d'atténuation consiste à trouver un tracé de ligne de moindre impact environnemental et social en procédant à une enquête auprès de personnes ressources des villages traversés afin de déceler les obstacles majeurs qui imposent une modification des tracés ; ces obstacles majeurs sont essentiellement constitués par :

- les sites culturels (lieux sacrés, cours royales et de chefs traditionnels), les sites Historiques ;
- les terrains réservés aux infrastructures nationales (routes, chemin de fer, aéroport, bâtiments publics, ...) ;
- les zones de forte concentration d'habitations ;
- les terrains bornés appartenant à des particuliers disposant de Titres Fonciers ;
- les zones loties ou en cours de lotissement

Tableau 35: Mesures de suppression, d'atténuation ou de compensation des impacts négatifs en phase de pré-construction/construction

Activités/sources d'impact	Composantes environnementales affectées	Impacts potentiels	Mesures d'atténuation
	Flore ; faune et végétation	Perte ou perturbation d'espèces floristique et faunique	<ul style="list-style-type: none"> - Eviter le dessouchage lorsque ce n'est pas indispensable - Empêcher tout abattage d'arbres en dehors des emprises - Délimiter précisément la largeur de l'emprise et marquer les arbres à abattre - Établir un Plan de compensation et de végétalisation pour la perte de la végétation
	Ressources en eau	Modification du drainage naturel des eaux	<ul style="list-style-type: none"> - Conserver une zone tampon entre les zones déboisées et les plans d'eau - Mettre les tas de déchets à au moins 60 m des cours d'eau
Transport, circulation et travaux de construction	Air ambiant et ambiance sonore	Augmentation du niveau sonore des émissions de poussières et des fumées et des vibrations	<ul style="list-style-type: none"> - Ne doit pas dépasser les seuils approuvés pour le niveau sonore de la machinerie - Equiper les appareils et la machinerie de construction de silencieux reconnus pour réduire efficacement les émissions sonores - Veiller à l'installation et l'inspection des pots d'échappement adéquats sur tous les moteurs à combustion
			<ul style="list-style-type: none"> - Maintenir les véhicules de transport et de la machinerie en bon état de fonctionnement afin d'éviter les fuites d'huile, de carburant ou tout autre polluant et de minimiser le bruit et les émissions gazeuses - Couvrir les camions d'une bâche ou appliquer un dépoussiérant sur leur chargement lorsqu'il s'agit de matériaux à structure fine. Utiliser les abats de poussières afin de contrôler la poussière - Aviser les riverains des horaires prévus pour les travaux - Ajuster l'horaire des travaux afin de ne pas perturber la circulation
	Sol	Érosion des sols ; compactage des sols au niveau des zones de travaux	<ul style="list-style-type: none"> - Restreindre la circulation de la machinerie à une seule voie d'accès et aux aires de travail clairement délimitées - Sélectionner les sites les moins sujets à l'érosion pour l'implantation des pylônes en fonction du tracé optimisé - Déterminer une aire de lavage des bétonnières et établir un bassin de décantation lors des travaux de fondation
	Ressources en eau	Modification de la qualité des eaux et risque de contamination	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliser la machinerie à partir de la terre ferme si possible de façon à minimiser les perturbations aux berges des cours d'eau - Ne pas effectuer de ravitaillement en carburant ni d'entretien d'équipement à l'intérieur de 100 m d'un cours d'eau ou d'installations de drainage des eaux de surface
	Humain	Perturbation des activités agricoles	<ul style="list-style-type: none"> - Effectuer les gros travaux en tenant compte du calendrier agricole dans la zone - Aviser la population et les autorités locales du calendrier des travaux
	Risque d'accidents et	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôler la vitesse des véhicules de transport 	

Activités/sources d'impact	Composantes environnementales affectées	Impacts potentiels	Mesures d'atténuation
	Flore ; faune et végétation	Perte ou perturbation d'espèces floristique et faunique	<ul style="list-style-type: none"> - Eviter le dessouchage lorsque ce n'est pas indispensable - Empêcher tout abattage d'arbres en dehors des emprises - Délimiter précisément la largeur de l'emprise et marquer les arbres à abattre - Établir un Plan de compensation et de végétalisation pour la perte de la végétation
	Ressources en eau	Modification du drainage naturel des eaux	<ul style="list-style-type: none"> - Conserver une zone tampon entre les zones déboisées et les plans d'eau - Mettre les tas de déchets à au moins 60 m des cours d'eaux
Transport, circulation et travaux de construction	Air ambiant et ambiance sonore	Augmentation du niveau sonore des émissions de poussières et des fumées et des vibrations	<ul style="list-style-type: none"> - Ne doit pas dépasser les seuils approuvés pour le niveau sonore de la machinerie - Equiper les appareils et la machinerie de construction de silencieux reconnus pour réduire efficacement les émissions sonores - Veiller à l'installation et l'inspection des pots d'échappement adéquats sur tous les moteurs à combustion
			<ul style="list-style-type: none"> - Maintenir les véhicules de transport et de la machinerie en bon état de fonctionnement afin d'éviter les fuites d'huile, de carburant ou tout autre polluant et de minimiser le bruit et les émissions gazeuses - Couvrir les camions d'une bâche ou appliquer un dépoussiérant sur leur chargement lorsqu'il s'agit de matériaux à structure fine. Utiliser les abats de poussières afin de contrôler la poussière - Aviser les riverains des horaires prévus pour les travaux - Ajuster l'horaire des travaux afin de ne pas perturber la circulation
	Sol	Érosion des sols ; compactage des sols au niveau des zones des travaux	<ul style="list-style-type: none"> - Restreindre la circulation de la machinerie à une seule voie d'accès et aux aires de travail clairement délimitées - Sélectionner les sites les moins sujets à l'érosion pour l'implantation des pylônes en fonction du tracé optimisé - Déterminer une aire de lavage des bétonnières et établir un bassin de décantation lors des travaux de fondation
	Ressources en eaux	Modification de la qualité des eaux et risque de contamination	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliser la machinerie à partir de la terre ferme si possible de façon à minimiser les perturbations aux berges des cours d'eau - Ne pas effectuer de ravitaillement en carburant ni d'entretien d'équipement à l'intérieur de 100 m d'un cours d'eau ou d'installations de drainage des eaux de surface
	Humain	Perturbation des activités agricoles	<ul style="list-style-type: none"> - Effectuer les gros travaux en tenant compte du calendrier agricole dans la zone - Aviser la population et les autorités locales du calendrier des travaux
		Risque d'accidents et	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôler la vitesse des véhicules de transport

Activités/sources d'impact	Composantes environnementales affectées	Impacts potentiels	Mesures d'atténuation
		Blessures physiques	<ul style="list-style-type: none"> - Limiter la vitesse à 20 km/h à l'intérieur des villages et installer des panneaux de signalisation le cas échéant - Signaliser et clôturer les zones de Construction - Respect des normes de travail et le bien-être des travailleurs - Appliquer le Plan de formation en incluant des volets sur la sécurité des travailleurs et celle des communautés riveraines. - Interdire l'accès aux sites à des tiers
Gestion des produits dangereux et des déchets de chantier	Air ambiant	Dégradation de la qualité de l'air	Interdiction de brûler les déchets solides
	Sols et ressources en eaux	Risque de contamination	<ul style="list-style-type: none"> - Interdiction de jeter les déchets à même le sol et/ou dans les cours d'eau - Entreposer toute matière dangereuse, incluant les matériaux inflammables, réactifs, corrosifs et toxiques, dans des contenants clairement identifiés et de façon à éviter toute interaction entre elles ou avec l'environnement ainsi que toute manipulation par un tiers - Développer et implanter un plan de gestion des déchets qui respecte les bonnes pratiques en la matière
	Humain	Risque d'accidents et de contamination	<ul style="list-style-type: none"> - Rendre disponibles pour les travailleurs exposés ainsi qu'au personnel de premiers soins des fiches internationales sur la sécurité des substances chimiques (ICSC) ou des Fiches de données de sécurité (MSDS) ou données/informations équivalents dans un langage facile à comprendre - Préparer un plan d'intervention d'urgence et identifier les autorités à aviser
Création d'emplois et présence de travailleur sur le chantier	Humain	Risque d'accidents et de blessures physiques ; Risques de propagation des IST et VIH/SIDA	<ul style="list-style-type: none"> - Respecter les normes de travail et le bien-être des travailleurs - Développer un plan de gestion de la santé et de la sécurité pour protéger chaque travailleur - Préparer et mettre en œuvre un programme de prévention du VIH/SIDA pour les travailleurs et les communautés - Etablir un mécanisme de règlement des plaintes pour les travailleurs et les communautés

Conclusion de l'étude d'impact :

Les études menées ont montré que notre projet a des effets négatifs et aussi positifs sur les ressources en eaux, le sol, l'air, la santé et la sécurité et aussi sur la société pour ne citer que cela. Pour pallier aux impacts négatifs très néfastes sur l'environnement et les populations riveraines, d'importantes mesures d'atténuation et de correction ont été proposées pour chacun des milieux recteurs. Aussi, des mesures de bonification ont été suggérées tels que la plantation d'arbre dans la zone du projet [15].

VII. PLANNING DE REALISATION DU PROJET

Il se fait à travers le planning de GANTT qui a été mis au point au début du 20^{ème} siècle par un américain Henry Gant. Il date de 1918 et toujours utilisé par plusieurs logiciels. Il permet de planifier un projet comme le nôtre ou tout autre projet, de rendre plus simple le suivi du projet, assurer la surveillance des délais d'exécution. il est utilisé pour tout problème nécessitant la représentation d'exécution des différentes actions et la visualisation des ressources dans le temps.

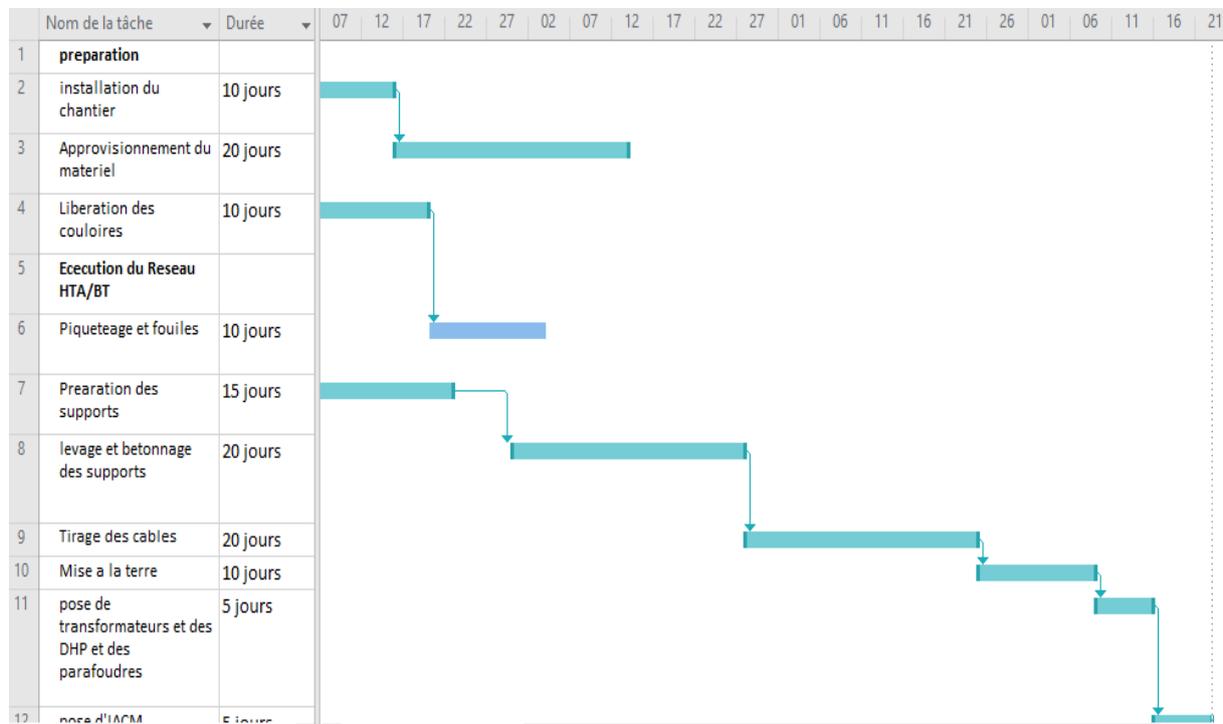


Figure 27: Planning d'exécution des travaux

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

En définitif, nous avons atteint notre objectif en abordant les différents points de notre terme de référence qu'exige une démarche ingénieure lors de notre stage.

Pour cela nous avons réalisé le schéma unifilaire du réseau BT par le logiciel AUTOCAD, effectué le bilan de puissance de la localité et choisir 3 transformateurs abaisseurs de 160 kVA.

Ensuite Déterminé par calcul les sections des câbles aériens en basse tension qui sont $3 \times 70 \text{mm}^2 + \text{NP}$ et $3 \times 35 \text{mm}^2 + \text{NP}$ respectivement pour les tronçons primaires et secondaires

En outre La répartition des supports suivant la norme NFC 11-201 nous a permis d'avoir 367 supports pour le réseau BT

En plus Une section de câble de $54,6 \text{mm}^2$ a été sélectionnée pour la nouvelle ligne HTA d'après le respect d'un certain de critères.

Nous avons aussi obtenu 96 supports du type HEA et HEB dont les efforts variant de 160 daN à 220 daN et de hauteurs 12m grâce aux calculs mécaniques qui ont été fait par le logiciel CAMELIA.

De même un devis estimatif a été élaboré pour évaluer financièrement le coût d'investissement du projet qui s'élève à 430 000 000 FCFA, avec un temps de retour sur investissement de 2 ans et 6 mois et un logiciel de gestion de projet (MS-PROJECT) a été utilisé pour ressortir le délai d'exécution des travaux qui est de 4 mois.

Enfin une notice d'impact environnemental et social est réalisée pour soulever les impacts et proposer des mesures d'atténuation et de compensation pour les impacts négatifs et de bonification pour les impacts positifs.

- Les charges alimentées par les centres de production par l'intermédiaire des réseaux électriques étant évolutives dans le temps vue la croissance démographique, il faut donc simuler la ligne concernée pour anticiper les problèmes qu'elle rencontrera lors de son exploitation, avant de passer à sa réalisation et sa mise en service. C'est dans ce cadre que cette dernière recommandation nous amène à élaborer un thème dans la continuité de notre travail « **modélisation et analyse de la ligne HTA pour l'alimentation en électricité de la localité de Kalzi** ».

Bibliographie

- [1] Mukhisa KTUYI « Rapport sur les pays les moins avancés », Genève 2017 : accessible en ligne sur http://unctad.org/system/files/official-document/idcr2017_fr.pdf
- [2] Projet d'accès à l'électricité, accessible en ligne sur <http://ucfburkina.org/wp-content/upload/2019/02/D3-Transport-Distribution-Acc%C3%A8sVF.pdf>
- [3] François de la salle OUEDRAOGO « Historique de la SONABEL », Ouagadougou, 2016
- [4] Georges PODA, « Ingénierie des réseaux électriques », Ouagadougou, 2015.
- [5] YE Julie Rosine « Construction d'une ligne de distribution électrique HTA 15 kV et restructuration d'un réseau électrique BTA au secteur 30 de Bobo-Dioulasso » Ouagadougou : 2iE, 2018/2019.
- [6] HOUSSAMATOU DOUDOUA MAMAN Kabirou, « étude de la construction d'une ligne haute tension catégorie A (20 kV) et la conception d'un réseau HTA/BT pour l'alimentation en énergie électrique de la cité MAOUREY. Réseau électrique ». Ouagadougou : 2iE, 2016/2017.
- [7] JEAN Graft, « Électrification rurale », Ouagadougou, 2006.
- [8] Norme Française NF C 11 – 201. Réseau de distribution publique d'énergie électrique. 1996.
- [9] UTE « Conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électriques » 2001.
- [10] JEAN Graft, « Calcul électrique des conducteurs », Ouagadougou, 2009.
- [11] THEODRE Wildi « Electrotechnique », Quebec, 2005.
- [12] ABER, Dossier d'appel d'offres N° 003/2019 pour l'acquisition des matériels électriques 2019.
- [13] JEAN Graft, « Calcul mécanique des lignes aériennes », Ouagadougou, 2009.
- [14] Calcul mécanique des lignes aériennes « Manuel utilisateur » 2002
- [15] Notice d'impact environnemental et social d'électrification rural dans la commune de SAABA, Ouagadougou, 2018.
- [16] BARRO Souleymane « Politiques de maintenance », Ouagadougou, 2016

ANNEXES

Annexe I : coefficients de pondération

Annexe II : Caractéristiques du transformateur

Annexe III :Detail de calcul de puissance par regroupement d'abonnés

Annexe IV : Les sections de câbles aériens utilisés en basse tension

Annexe V : Les sections de câbles aériens utilisées en H1A et H1B

Annexe VI : Les caractéristiques des armements du type NV2

Annexe VII : Les coordonnées des points d'angle de la ligne HTA

Annexe VIII : Devis quantitatif et estimatif du réseau HTA BT

Annexe IX : Schéma global du réseau HTA/BT sur le logiciel NEPLAN

Annexe I : coefficients de pondération

Tableau 1: Coefficients de pondération selon la norme NFC 14 100

Nombre d'utilisateurs domestiques situés en aval de la section considérée	Coefficients	Valeurs utilisées avant la version C 14 100
2 à 4	1	1
5 à 9	0,75	0,78
10 à 14	0,56	0,48
15 à 19	0,48	0,53
20 à 24	0,43	0,49
25 à 29	0,40	0,46
30 à 34	0,38	0,44
35 à 39	0,37	0,42
40 à 49	0,36	0,41
50 au-dessus	0,34	0,40

Annexe II : Caractéristiques du transformateur



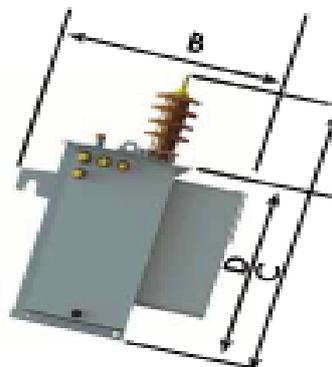
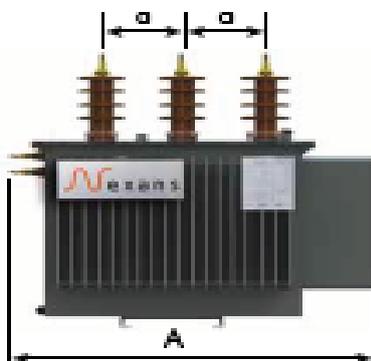
NOVARE Poteau

Caractéristiques électriques

Tension assignée	Puissance assignée	Pertes à vide	Pertes en charge	Tension de court-circuit	Courant à vide	Chute de tension à pleine charge		Rendement en %					
						UCC	I ₀	Cos φ = 1	Cos φ = 0,8	Cos φ = 1		Cos φ = 0,8	
										Charge			
[KV]	[KVA]	[W]	[W]	%	%	%	%	50%	100%	50%	100%		
±24	50	145	1390	4	2,0	2,69	3,92	98,14	97,15	97,68	96,47		
±24	100	210	2190	4	2,5	2,16	3,73	98,55	97,74	98,20	97,19		
±24	160	460	2390	4	2,3	1,54	3,43	98,71	98,27	98,39	97,85		
±36	50	235	1490	4,5	6	2,96	4,39	97,67	96,74	97,10	95,96		
±36	100	390	2390	4,5	5,1	20a1	4,19	98,11	97,35	97,64	96,71		
±36	160	530	3390	4,5	4,7	2,16	4,08	98,33	97,64	97,92	97,07		

Dimensions et masses :

Tension assignée	Puissance assignée	Dimensions				Traversées		Masse	
		A	B	C	D	a	b	Totale	Nette
[KV]	[KVA]	mm	mm	mm	mm	mm	mm	Kg	Kg
±24	50	1030	690	1190	705	265	75	400	104
±24	100	1280	790	1260	775	265	75	634	202
±24	160	1460	960	1370	785	300	75	853	260
±36	50	1060	709	1210	735	300	75	634	202
±36	100	1300	810	1345	760	300	75	832	270
±36	160	1390	820	1335	850	300	75	872	290



Annexe III : Détail de calcul de puissance par regroupement d'abonnés

Tronçon secondaire 1 du poste 1

$S1=5 \times 3 \times 230 + 3 \times 5 \times 230 = 4,83 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 3A et 3 abonnés de 5A

$S2=1 \times 3 \times 230 + 4 \times 5 \times 230 = 5,29 \text{ kVA}$ dont 1 abonnés de 3A et 4 abonnés de 5A

$S3=5 \times 5 \times 230 + 2 \times 3 \times 230 = 7,13 \text{ kVA}$ dont 5 abonnés de 5A et 2 abonnés de 3A

$S4=12 \times 3 \times 230 + 8 \times 5 \times 230 = 17,48 \text{ kVA}$ dont 12 abonnés de 3A et 8 abonnés de 5A

$S5=1 \times 3 \times 230 + 2 \times 400 \times 1,732 \times 10 = 14,55 \text{ kVA}$ dont 1 abonnés de 3A et 2 de 10A

$S6=3 \times 5 \times 230 + 7 \times 3 \times 230 = 8,28 \text{ kVA}$ dont 7 abonnés de 3A et 3 abonnés de 5A

$S7=3 \times 3 \times 230 + = 2,07 \text{ kVA}$ dont 3 abonnés de 3A

$S8=2 \times 5 \times 230 + 4 \times 3 \times 230 = 5,06 \text{ kVA}$ dont 4 abonnés de 3A et 2 abonnés de 5A

$S9=4 \times 5 \times 230 + 5 \times 3 \times 230 = 8,05 \text{ kVA}$ dont 5 abonnés de 3A et 4 abonnés de 5A

$S10=4 \times 3 \times 230 + = 2,76 \text{ kVA}$ dont 4 abonnés de 3A

$S11=2 \times 5 \times 230 = 2,3 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 5A

$S12=10 \times 5 \times 230 = 11,5 \text{ kVA}$ dont 10 abonnés de 5A

$S13=3 \times 3 \times 230 + = 2,07 \text{ kVA}$ dont 3 abonnés de 3A

$S14=11 \times 3 \times 230 + = 7,59 \text{ kVA}$ dont 11 abonnés de 3A

$S15=2 \times 3 \times 230 + 1 \times 400 \times 1,732 \times 10 = 8,3 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 3A

$S16=5 \times 3 \times 230 + 3 \times 5 \times 230 = 4,83 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 3A et 3 abonnés de 5A

$S17=2 \times 3 \times 230 + 2 \times 400 \times 1,732 \times 10 = 1,38 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 10A et 2 de 3A

$S18=8 \times 3 \times 230 = 5,52 \text{ kVA}$ dont 2 abonnés de 3A

$S19=5 \times 5 \times 230 = 5,75 \text{ kVA}$ dont 5 abonnés de 5A et

Tronçon secondaire 2 du poste 1

$S1=4 \times 5 \times 230 + 3 \times 3 \times 230 = 6,67 \text{ kVA}$ dont 4 abonnés de 5A et 3 de 3 A

$S2=4 \times 5 \times 230 = 4,6 \text{ kVA}$ et 1 abonnés de 5A

$S3=4 \times 5 \times 230 = 4,6 \text{ kVA}$ et 1 abonnés de 5A

$S4=6 \times 5 \times 230 = 6,9 \text{ kVA}$ dont 6 abonnés de 5A

$S5=4 \times 3 \times 230 + 2 \times 5 \times 230 = 5,06 \text{ kVA}$ dont 4 abonnés de 3A et 2 abonnés de 5A

$S6=3 \times 3 \times 230 = 2,07 \text{ kVA}$ 3 abonnés de 3A

$S7=3 \times 5 \times 230 + = 3,45 \text{ kVA}$ dont 3 abonnés de 5A

$S8=2 \times 5 \times 230=2,3$ kVA dont 2 abonnés de 5A

$S9=12 \times 5 \times 230=13,8$ kVA dont 12 abonnés de 5A

Tronçon secondaire 1 du poste 2

$S1=10 \times 5 \times 230=11,5$ kVA 10 abonnés de 5A

$S2=4 \times 1,732 \times 10 \times 400=27,12$ kVA dont 4 abonnés de 10A

$S3=11 \times 3 \times 230=7,59$ kVA dont 11 abonnés de 3A

$S4=3 \times 5 \times 230=3,45$ kVA dont 3 abonnés de 5A

$S5=3 \times 1,732 \times 10 \times 400+6 \times 3 \times 230=24,9$ kVA dont 3 abonnés de 10A et 6 abonnés de 3A

$S6=1 \times 1,732 \times 10 \times 400+3 \times 5 \times 230=10,378$ kVA dont 3 abonnés de 5A 1 abonné de 10A

$S7=10 \times 5 \times 230=11,5$ kVA dont 10 abonnés de 5A

$S8=7 \times 5 \times 230+2 \times 3 \times 230=9,43$ kVA dont 7 abonnés de 5A et 2 de 3 A

$S9=7 \times 5 \times 230=8,05$ kVA dont 7 abonnés de 5A

Tronçon secondaire 2 du poste 2

$S1=15 \times 5 \times 230=17,25$ kVA dont 15 abonnés de 5A

$S2=6 \times 5 \times 230+2 \times 3 \times 230=8,2$ kVA donc 6 abonnés de 5A et 2 abonnés de 3A

$S3=1 \times 3 \times 230+5 \times 5 \times 230=6,44$ kVA dont 1 abonné de 3A et 5 abonnés de 5A

$S4=9 \times 3 \times 230+10 \times 5 \times 230=17,71$ kVA dont 9 abonnés de 3A et 10 abonnés de 5A

$S5=3 \times 5 \times 230=3,45$ kVA dont 3 abonnés de 5A

Tronçon secondaire 1 du poste 3

$S1=7 \times 3 \times 230=4,83$ kVA dont 7 abonnés de 3A

$S2=7 \times 5 \times 230=8,05$ kVA dont 7 abonnés de 5A

$S3=8 \times 5 \times 230=9,2$ kVA dont 8 abonnés de 5A

$S4=9 \times 5 \times 230=10,35$ kVA dont 9 abonnés de 5A

$S5=10 \times 5 \times 230=11,5$ kVA dont 10 abonnés de 5A

$S6=11 \times 5 \times 230=12,65$ kVA dont 11 abonnés de 5A

$S7=12 \times 5 \times 230=13,8$ kVA dont 12 abonnés de 5A

Tronçon secondaire 2 du poste 3

$S1=14 \times 3 \times 230=9,66$ kVA dont abonnés de 3A

$S2=3 \times 1,732 \times 10 \times 400+15 \times 3 \times 230=18,66$ kVA dont 3 abonnés de 10A et 15 de 3 A

$S3=10 \times 5 \times 230=11,5$ kVA dont 10 abonnés de 5A

$S4=7 \times 5 \times 230=8,05$ kVA dont 14 abonnés de 5A

$S5=7 \times 5 \times 230= 8,05$ kVA dont 14 abonnés de 5A

$S5=7 \times 5 \times 230=8,05$ kVA dont 14 abonnés de 5A

Annexe IV : Les sections de câbles aériens utilisés en basse tension

Tableau 2: section des câbles utilisés en réseaux basses tensions catégories A et B

Nature	Section en mm ²	Intensité admissible « A »	k en (kW.km) ⁻¹ réseau 230/400 V	k en (kW.km) ⁻¹ réseau 130/230 V
Câbles faisceau de distribution aérienne (autoporté)	3x25 + NP	112 A à 30 °C	0,99	2,97
	3 x 35 + NP	138 A à 30 °C	0,72	2,16
	3 x 50 + NP	168 A à 30 °C	0,54	1,62
	3 x 70 + NP	213 A à 30 °C	0,42	1,26
	3 x 150 + NP	344 A à 30 °C	0,23	0,69
Câbles souterrains norme UTE.NFC 33-210 (âme aluminium, isolant PR) PR) HN33.S.33	3 x 35 + N35	120 A à 20 °C	0,72	2,16
	3 x 50 + N50	140 A à 20 °C	0,54	1,62
	3 x 95 + N50	210 A à 20 °C	0,28	0,84
	3 x 150 + N70	280 A à 20 °C	0,20	0,60
	3 x 240 + N95	370 A à 20 °C	0,13	0,39
Aérien nu en cuivre	4 x 7	70 A	1,89	5,67
	4 x 10	80 A	1,35	4,05
	4 x 16	100 A	0,89	2,67
	4 x 25	130 A	0,62	1,86
	4 x 35	180 A	0,48	1,44
	4 x 38	200 A	0,45	1,35

La chute de tension est définie littéralement par la formule : $\Delta U = \sqrt{3} I(R\cos\varphi + X\sin\varphi) L$

En mettant $\cos\varphi$ en facteur ; on obtient : $\Delta U = \sqrt{3} I\cos\varphi(R + X\tan\varphi) L \Leftrightarrow \Delta U =$

$$\frac{\sqrt{3}UI\cos\varphi(R + X\tan\varphi)}{U}$$

En posant $\sqrt{3}UI\cos\varphi = P$ et $k = \frac{R + X\tan\varphi}{U} \times 100$

On a $\Delta U = k \times P \times D$

Annexe V : Les sections de câbles aériens utilisés en Haute tension

Tableau 3: les cables utilisé en réseaux Hautes tensions catégories A et B

Désignation du conducteur		Section	Compo- sition	Diamètre extérieur	Charge de rupture	Résistance Max. à 20° C	Intensité à 30°C	Masse Approx.	Tension d'utilisation (indicative)
Conductor designation		Cross Section	Compo- sition	Outer diameter	Tensile Strength	Max. resistance in DC at 20°C	Current rating at 30°C	Approx. weight	Use Tension (indicative)
Nouvelle New	Ancienne Old	mm ²	nbre x Ø (mm)	(mm)	DaN	Ω / Km	A	Kg/Km	Kv
22-AL4	ASTER 22	21,99	7 x 2,00	6,00	715	1,5	115	60,2	30
34-AL4	ASTER 34,4	34,36	7 x 2,50	7,50	1117	0,958	145	94	30
55-AL4	ASTER 54,6	54,55	7 x 3,15	9,45	1773	0,603	190	149	30
76-AL4	ASTER 75,5	75,54	19 x 2,25	11,25	2455	0,438	240	208	30
117-AL4	ASTER 117	116,98	19 x 2,80	14,00	3802	0,283	270	322	30
148-AL4	ASTER 148	148,01	19 x 3,15	15,75	4812	0,224	315	407	30
181,6-AL4	ASTER 181,6	181,62	37 x 2,50	17,50	5903	0,183	365	500	30
228-AL4	ASTER 228	227,83	37 x 2,80	19,60	7405	0,146	480	627	150
288-AL4	ASTER 288	288,34	37 x 3,15	22,90	9371	0,115	550	794	150
366-AL4	ASTER 366	366,22	37 x 3,55	24,85	11536	0,0905	770	1009	225
413-AL4 (AAAC816MCM)*		413,5	37 x 3,77	26,4	12548	0,0795	850	1180	225
570-AL4	ASTER 570	570,22	61 x 3,45	31,05	18533	0,0583	1080	1576	400
851-AL4	ASTER 851	850,7	91 x 3,45	38,00	27647	0,0394	1500	2360	400

La résistance de la ligne est donnée à 20°C. Pour la ramener à la température souhaitée ; on applique la formule $R_f = R_i \times (1 + \alpha(T_f - T_i))$

Ou Tf désigne la température finale donc la température ambiante

Et Ti la température initiale

α le coefficient de correction qui est de 0,004

La chute de tension est définie littéralement par la formule : $\Delta U = \sqrt{3}I(R\cos\varphi + X\sin\varphi)L$

En mettant $\cos\varphi$ en facteur ; on obtient : $\Delta U = \sqrt{3}I\cos\varphi(R + X\tan\varphi)L$

En posant $\sqrt{3}I\cos\varphi = \frac{P}{U}$ on a $\frac{\Delta U}{U} \% = \frac{(R+X\tan\varphi)PL \times 100}{U^2}$ alors la chute de tension serait égale à

$$\Delta U = \frac{(R + X\tan\varphi)PL \times 100}{U^2}$$

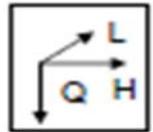
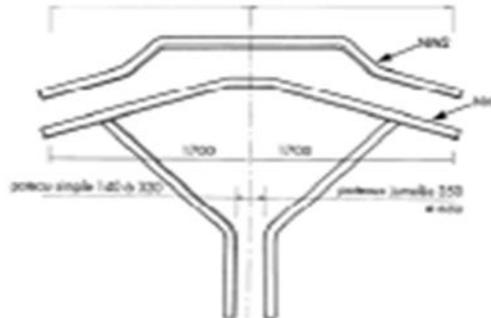
Annexe VI : Les caractéristiques des armements du type NV2



Armements pour lignes suspendues

ARMEMENT NAPPE-VOUTE NV2
UTE NF C 66 428
GTE B 23 112 04

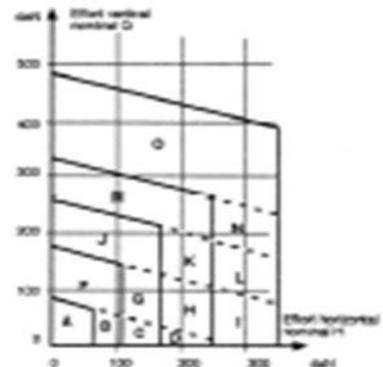
ARMEMENT NAPPE-VOUTE
POUR ZONES VENTÉES NW2
GTE B 23 112 05



Référence Codef EDF	MONTANTS				
	NVM50P (7,5kg) 88 67 080	NVM60P (10kg) 88 67 081	NVM70P (13kg) 88 67 082	NVM80P (18kg) 88 67 083	NVM90P (24kg) 88 67 084
TRAVERSES	ENSEMBLES MONTANTS + TRAVERSE				
NVTN2-50 (11 kg) 88 67 038	NV2 50x50 88 67 262	NV2 50x60 88 67 263	NV2 50x70 88 67 264	NV2 50x80 88 67 265	
NVTN2-60 (16 kg) 88 67 039	NV2 60x50 88 67 263	NV2 60x60 88 67 264	NV2 60x70 88 67 265	NV2 60x80 88 67 266	
NVTN2-70 (22 kg) 88 67 040	NV2 70x50 88 67 274	NV2 70x60 88 67 275	NV2 70x70 88 67 276	NV2 70x80 88 67 277	NV2 70x90 88 67 278
NVTN2-80 (30 kg) 88 67 041	NV2 80x50 88 67 285	NV2 80x60 88 67 286	NV2 80x70 88 67 287	NV2 80x80 88 67 288	NV2 80x90 88 67 289
NVTN2-90 (38 kg) 88 67 042			NV2 90x70	NV2 90x80	NV2 90x90 88 67 290
NWTN2-50 (11 kg) 88 67 311	NW2 50x50				
NWTN2-60 (16 kg) 88 67 312		NW2 60x60			
NWTN2-70 (22 kg) 88 67 313			NW2 70x70		
NWTN2-80 (30 kg) 88 67 314				NW2 80x80	
NWTN2-90 (38 kg) 88 67 316					NW2 90x90

EFFORTS HORIZONTAUX ET VERTICAUX NOMINAUX POUR 1 CONDUCTEUR

Code des couleurs		Zone	Cornières
Cornière	Couleur		
50	vert	A	50 x 50
60	rouge	B	50 x 60
70	noir	C	50 x 70
80	jaune	D	50 x 80
90	bleu	E	50 x 90
		F	60 x 60
		G	60 x 70
		H	60 x 80
		I	60 x 90
		J	70 x 70
		K	70 x 80
		L	70 x 90
		M	80 x 80
		N	80 x 90
		O	90 x 90



Exemple : NV2 80x70 (cornières 80 x 70) = traverse 60, montants 70

Annexe VII : Les coordonnées des points d'angle de la ligne HTA

Tableau 4: Les coordonnées de points d'angles de la ligne HTA

Points	X(m)	Y(m)
B1	648423	1347015
B2	648412	1347003
B3	648543	1346794
B4	648532	1346740
B5	648566	1346171
B6	648582	1345941
B7	648567	1345829
B8	648567	1345795
B9	648609	1345621
B10	648608	1345603
B11	648593	1345555
B12	648623	1345349
B13	648640	1345306
B14	648680	1345258
B15	648632	1344863
B16	648607	1344742
B17	648572	1344659
B18	648492	1344427
B19	648455	1344278
B20	648442	1344197
B21	648434	1343988
B22	648473	1343352
B23	648404	1343047
B24	648383	1342881
B25	648400	1342277
B26	648411	1342113
B27	648487	1341665
B28	648517	1341479
B29	648425	1340802
B30	648412	1340704
B31	648316	1340259
B32	648296	1340198
B33	648260	1340113

Annexe VIII : Devis quantitatif et estimatif du réseau HTA/BT

Table 5: Devis quantitatif et estimatif des travaux

Numéro d'ordre	Désignations des ouvrages	Unité	Prix unitaire	Quantité	Prix Total
I	CONSTRUCTINON DE LA LIGNEHTA	Ens			
I.1	Ouverture du couloir de la ligne (abattage	Ens	100000	1	100000
I.2	1 herse d'arrêt ;1 renfort d'herse ;3 chaines d'ancrage	Ens	400000	1	400000
I.3	2Support HEB220 daN 12m+Nappe voute 2 50×50+3 Chaines de suspension 40kN	U	2 000 000	1	2000 000
I.4	2 Support HEB 180 daN 12m+Nappe voute 2 50×50+3 Chaines de suspension 40kN	U	900 000	1	900 000
I.5	IACM : commande+ plateforme de manoeuvre + Une mise à la terre des masses métalliques	Ens	1500000	3	4500000
I.6	Support d'IACM : 2 supports HEA de 180 daN 12m Jumelés+2 herses d'arret+6 chaines d'ancrage de 40 kN	Ens	1600 000	3	4800 000
I.7	Support HEA 160 daN 12m+Nappe voute 2 50×50+3 Chaines de suspension 40kN	Ens	600 000	30	18 000 000
I.8	2 Support HEA 180 daN 12m Jumelés+NA3Y 3150+ 6 chaines d'ancrage de 40 kN	Ens	1500000	16	24 000 000
I.9	Support HEA 160 daN 12m+NA3Y 4000+6 chaines d'ancrage de 40 kN	Ens	700 000	2	1400 000
I.10	2 Support HEB 160 daN 12m+NA3Y 4000 +6 chaines d'ancrage de 40 kN	Ens	1400 000	8	11 200 000
I.11	Support transformateur : HEB de 180 daN 12m Jumelés+ 1herses d'arret+3 Chaines de suspension40kN+1potence transformateur+1 disjoncteur haut de poteau équipé d'un bloc déclencheur a image thermique et d'une tringlerie de commande ; +d'une liaison transformateur-coffret disjoncteur par câble vultyprene4×95mm ² +1 mise à la terre des masses metaliques+1 mise à la terre du neutre transformateur +plateforme de manoeuvre	Ens	3000 000	3	9000 000
I.12	DDA	U	350 000	4	1400 000

CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU RESEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN
ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE KALZI

I.13	Transformateur+1jeu de 3 parafoudres	Ens	6000 000	3	18000 000
I.14	3 TC 100/5A, classe 0,5(Niveau d'isolation 36kV) avec descente sur le coffret	U	50 000	3	150 000
I.15	3 TP 33kV/0,4kV (Niveau d'isolation 36kV) avec descente sur le coffret	U	100 000	3	300 000
I.16	Câble almélec de 54 ;6mm2	ml	700	21109m	14776300
I.17	Numérotation des supports	U	3500	64	224 000
I.1	Sous Total I	Ens			111 150 300
II	REALISATION DU RESEAU BT	Ens			
II.1	Support HEA 140daN 9m	U	300 000	50	15 000 000
	Support HEA 120daN 9m	U	225 000	311	69 975 000
II.2	Ensemble d'ancrage RPAC ou EAS	Ens	9 000	53	477 000
II.3	Ensemble d'alignement ES54	Ens	6 000	300	1800 000
II.4	Câble torsadé (3×35+54,6+16) mm ²	ml	3000	13 805	41 410 050
II.5	Câble torsadé (3×70+54,6+16) mm2	ml	4000	8744	34 976 000
II.6	Trans tracteurs	U	750	3500	2 625 000
II.7	Mise à la terre du neutre	U	1750 00	3	525 000
II.8	Numérotation des supports	U	3 000	491	1 473 000
	Sous Total II	Ens			168 261 050
III	GENIE CIVIL	Ens			
III.1	Gravier	m ³	500 000	15	7 500 000
III.2	Sable	m ³	60 000	20	1 200 000
III.3	Ciment	kg	5000	300	1 500 000
	Fouille	U	2000	555	1500 000
	Sous Total III	Ens			11 700 000
	TOTAL RESEAU HTA/BT	Ens			291 111 350
	TVA				52 400 043
	EXPLOIATION	U			85 877 848,24
	TOTAL TOUTES TAXES COMPRISES	Ens			430 000 000

Annexe IX : Schéma global du réseau HTA/BT sur le logiciel NEPLAN

