



ELECTRIFICATION RURALE : CAS DE BEKUY

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER EN ENERGIE
OPTION : GENIE ELECTRIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 5 Novembre 2015 par :

KI-ZERBO Arthure Constantin

Travaux dirigés par :

Mr Abdoul Karim BA

Ingénieur Electricien à la SONABEL

Dr Ahmed Ousmane BAGRE

Enseignant chercheur au 2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Moussa KADRI

Membres et correcteurs : Ahmed BAGRE

Marie SAWADOGO

Promotion [2014/2015]

DEDICACE

Le présent rapport est dédié à :

Mes parents ;

Mon oncle : Clément TOË ;

Tous les étudiants du 2^{ie} ;

Toutes mes tantes et cousines ;

Tous mes frères, cousins et amis (es) ;

Recevez mon affection sincère.

KI-ZERBO Constantin Arthure

REMERCIEMENTS

A l'issue de ce travail nous tenons à adresser notre reconnaissance et nos remerciements à toutes les personnes qui ont contribué chacune à leur manière, à l'élaboration de ce présent rapport de fin de cycle.

Nous tenons à remercier très chaleureusement :

- ✓ *Mon maître de stage Monsieur BA Abdoul Karim Ingénieur électricien du département Suivi des Projets d'Investissements à la SONABEL pour son accueil, son soutien et son effort durant mon stage.*
- ✓ *Mon encadreur pédagogique, Docteur Ahmed BAGRE enseignant chercheur au 2^{ie} pour sa pertinence et son dévouement tout au long de notre formation.*

J'adresse également mes sincères remerciements à Monsieur ZAN Sékou Ingénieur à la SONABEL, responsable du département Suivi des Projets d'Investissement; ainsi que tous ceux qui de près ou de loin m'ont assisté durant ma formation au 2^{ie} et mon stage à la SONABEL, qu'ils trouvent dans ce document le fruit de leurs efforts.

RESUME

Ce document traite de la réalisation du projet d'électrification rurale de la localité de Békuy, chef-lieu de la province de TUY au Burkina Faso. Le projet consiste à réaliser non seulement, une ligne d'interconnexion HTA 33 kV de Kona à Békuy longue de 86 km, mais aussi de concevoir le réseau interne Basse Tension muni de l'éclairage public sur l'axe principal pour la localité de Békuy. Pour mener à bien cette étude et dans les règles de l'art, il est nécessaire de faire des simulations sur les logiciels et NEPLAN CAMELIA.

Les différentes simulations sur NEPLAN nous ont permis de faire les calculs électriques de la ligne d'interconnexion, tels que le choix de l'Almélec 148 mm² afin de maintenir les chutes de tensions à 7%.

Après simulation sur CAMELIA, pour la ligne d'interconnexion Haute Tension nous proposons au total 570 supports de type HEA long de 12 m (et 13 m au niveau des traversées des voies), dont les différents efforts nominaux varient de 160 à 220 kN.

Alors que pour le réseau de distribution Basse Tension, nous avons 415 supports de type HEA long de 9 m dont les différents efforts varient de 120 à 180 kN.

En ce qui concerne les armements, nous utiliserons des armements de type Nappe Voûte (NV2, NV5 et NW) en alignement et des Nappes d'Ancrages (NA2Y, NA3X, NA3Y, NA4X et NA4Y) en ancrage au niveau de la ligne d'interconnexion HT. Pour le réseau Basse Tension, en alignement nous utiliserons un Ensemble d'Alignement et en Ancrage un Ensemble d'Ancrage.

La longueur totale du câble utilisée est de 256071 m.

MOTS CLES :

1. Ligne d'interconnexion HTA
2. Réseau Basse Tension
3. Eclairage public
4. Supports
5. Armements
6. Conducteurs

ABSTRACT

This document concerns the realization of the Bekuy electrification project. Bekuy is a head district of TUY province in Burkina Faso. The project consist firstly, to realize an interconnection line grid which join Kona to Bekuy and distant to 86 kilometers. Secondly to realize the low voltage network of Bekuy and her public lighting grid which will be situate on the principal road.

To treat this study, we had to use two softwares such as NEPLAN and CAMELIA.

The different simulations over NEPLAN software, permit us to do the electrical stones of this interconnection line grid such as choose the section of the conductors (ALMELEC 148 mm²) and limit the drop voltage to 7%.

Even, the results of simulations over CAMELIA software which concern the supports of this interconnection line grid are 570 kinds of HEA supports which are long to 12 meters (and 13 meters level the road crossings) and theirs nominal efforts between 160 kN and 220 kN.

Then, level low voltage network we used 415 kinds of HEA supports which measure 9 meters and theirs nominal efforts between 120 kN and 180 kN.

As for the armements, we will use arch tablecloths (NV2, NV5 and NW) in alignment and anchors Tablecloths (NA2Y, NA3X, NA3Y, NA4X and NA4Y) in anchor for interconnection line grid. And we will use ensemble of alignments in alignment and ensemble of anchors in the anchors For the low voltage network.

Keywords

1-Interconnection line

2- High voltage

3- Low voltage grid

4- Public lighting

5- Armement

6- Cables

SIGLES ET ABREVIATIONS

A : Ampère ;

BT : Base Tension ;

cd : candéla ;

DAO : Documents d'Appel d'Offres ;

DDA : Détecteurs de Défauts Aériens ;

E : Eclairage en (lux) ;

e : écartement entre conducteurs en (m) ;

F : Flux lumineux en (lm) ;

HTA : Haute Tension catégorie A avec la tension comprise entre 1kV à 50kV ;

I : Intensité du courant en (A) ;

kVA : kilo Volt Ampère ;

kVAr : Kilo Volt Ampère réactif ;

l : largeur de la chaussée en (m) ;

lm : lumen ;

P : puissance active en (W) ;

R : Indice global des propriétés réfléchissantes d'un revêtement ;

SHP : Sodium Haute Pression ;

u : facteur d'utilisation ;

v : facteur de maintenance ;

SONABEL : Société Nationale d'Electricité du Burkina ;

W : Watt, unité de la puissance active ;

Km : Kilomètre;

kV: Kilo Volts;

MW: Mégawatts;

NF C 11-201 : Norme Française, indice de classe C 11-201 pour les réseaux de distribution publique d'énergie électrique ;

U : Tension entre phase en (v) ;

L : Longueur de la ligne en (m);

Ro : Résistance/Km ;

In : Intensité nominale en (A) ;

MALT : Mise à la terre ;

V : Volt ;

IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle ;

IACT : Interrupteur Aérien à Creux de Tension

V : Tension simple ;

GPS : Global Position System ;

NA-X : Nappes d'Angle ou d'Arrêt de diagramme d'armement X (forme des points d'accrochage en X) ;

NA-Y : Nappes d'Angle ou d'Arrêt de diagramme d'armement Y (forme des points d'accrochage en Y) ;

NA-Z : Nappes d'Angle de diagramme d'armement Z (forme des points d'accrochage en Z) ;

NV : Nappes Voûte

NW : Nappes Voûte pour régions ventrées

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Cartographie de Békuy.....	8
Figure 1.2: Réseau radial de distribution électrique (Source : :génie-électrique –réseaux appareillage ,technique de l’ingénieur Volume D4 II).....	11
Figure 1.3: Réseau HTA en boucle ouverte (Source :génie-électrique –réseaux appareillage ,technique de l’ingénieur Volume D4 II)	11
Figure 2.1: Portée et flèche.....	14
Figure 2.2: Paramètre	14
Figure 2.3 : Fenêtre de saisi des hypothèses	24
Figure 2.4: Fenêtre de saisie des données des supports	24
Figure 2.5: Interface du logiciel CAMELIA	25
Figure 3.1: Support en armement alterne d’une ligne mixte HTA/BTA.....	33
Figure 3.2 : Représentation d’un réseau d’éclairage public	35
Figure 3.3 : Diagramme de choix du facteur d'utilisation	39

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1 :Différentes catégories de tension	9
Tableau 1-2: Différents types de réseaux	9
Tableau 2-1: Caractéristiques du câble almélec	16
Tableau 2-2: Caractéristiques des transformateurs des différentes localités.....	16
Tableau 2-3: Résultats des nœuds concernés.....	17
Tableau 2-4:Caractéristiques des batteries de condensateurs (source Schneider électrique :condensateur propivar et batteries MT ,catalogue 2009)	19
Tableau 2-5: Valeurs du coefficient k (source :NFC 34-125 de Octobre 1992).....	20
Tableau 2-6: Caractéristiques techniques de l'isolateur composite (source : INES MAX, catalogue des matériels de ligne, version 2012-2013)	26
Tableau 2-7: Caractéristiques Techniques des Parafoudres.....	28
Tableau 2-8: Caractéristiques Techniques de l'IACM.....	29
Tableau 3-1 : Terre des masses (Source : normes NFC 11-201)	34
Tableau 3-2 : Caractéristiques du Sodium Haute Pression	36
Tableau 3-3: Tableau de choix des exigences en luminance(source :Norme EN 13-201)	37
Tableau 3-4: Tableau de choix de l'indice de protection.....	38
Tableau 3-5: Tableau de choix du facteur de maintenance	39
Tableau 3-6: Tableau récapitulatif du coût de réalisation du projet.....	42

TABLE DES MATIERES

DEDICACE.....	II
REMERCIEMENTS	III
RESUME.....	IV
ABSTRACT	V
SIGLES ET ABREVIATIONS	VI
LISTE DES FIGURES.....	VIII
LISTE DES TABLEAUX	IX
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE 1 :	3
CONTEXTE DU PROJET ET GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	3
I. CONTEXTE GENERAL DU PROJET	4
1. Présentation de la structure d'accueil : SONABEL siège	6
2. Présentation du projet d'électrification rurale de la localité de Békuy.....	7
3. Méthodologie.....	8
II. GENERALITES SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ENERGIES ELECTRIQUES	
1. Les réseaux électriques.....	9
2. Architecture des réseaux de distribution électriques	10
CHAPITRE 2 :	12
CONSTRUCTION DE LA LIGNE PRINCIPALE HTA 33 KV DE KONA A BEKUY	12
I. DEFINITION DE QUELQUES ELEMENTS D'ETUDES DES RESEAUX AERIENS HTA.....	13
1. La portée (a)	13
2. La flèche(f).....	14
3. Le paramètre.....	14
4. Le canton	15
II. CALCULS ELECTRIQUES DE LA LIGNE HTA	15
1. Choix et dimensionnement des conducteurs	15
2. Détermination de la chute de tension par le logiciel NEPLAN et vérification de la stabilité du réseau.....	15

3.	Détermination de la section du conducteur	19
III.	CALCULS MECANIQUES DE LA LIGNE HTA	21
1.	Profil de la ligne principale HTA	21
2.	Méthodologie de conception de la ligne d'interconnexion HTA 33 kV	21
3.	Présentation du logiciel CAMELIA	23
4.	Résultats de Calcul Mécanique des lignes aériennes par CAMELIA pour chaque tronçon. 27	
5.	Appareils de protections et de coupures	27
CHAPITRE 3 :		30
DIMENSIONNEMENT DU RESEAU INTERNE DE BEKUY		30
I.	RESEAU DE DISTRIBUTION INTERNE DE BEKUY	31
1.	Structure du réseau de distribution interne de Békuy	31
2.	Les conducteurs aériens isolés BT	31
3.	Mise à la terre du neutre	33
4.	Les supports.....	33
5.	Protections	34
II.	RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC	35
1.	Raccordement d'éclairage public BT	35
2.	Choix des caractéristiques des luminaires	35
3.	Choix du type d'implantation	36
4.	Détermination de l'éclairement moyen nécessaire	36
5.	Détermination du flux lumineux	37
6.	Détermination de la puissance électrique des luminaires	40
7.	Dimensionnement des conducteurs	40
III.	EVALUATION DU COUT DE REALISATION DU PROJET	42
IV.	RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES	42
CONCLUSION		44
REFERENCES ET BIBLIOGRAPHIES		45
ANNEXES		46

INTRODUCTION GENERALE

Le Gouvernement du Burkina Faso a décidé de mettre en œuvre sur la période 2011-2015, la Stratégie de Croissance Accélérée et de Développement Durable (SCADD). La SCADD ambitionne de faire du Burkina Faso, une nation solidaire, de progrès et de justice qui consolide son respect sur la scène internationale.

Pour atteindre cet objectif, l'accès aux services énergétiques par le développement des infrastructures énergétiques s'avère indispensable et constitue de ce fait un des piliers de cette nouvelle stratégie.

Contextuellement, le Burkina Faso doit faire face à une demande de plus en plus croissante d'énergie due notamment au développement des activités économiques et à la forte croissance de sa population. A ces contraintes s'ajoutent des coûts de production d'énergie de plus en plus chers, rendant prohibitif son accès à une large majorité des ménages. Ainsi, l'accès à l'énergie au Burkina Faso constitue à la fois un objectif et un défi à relever, eu égard à son rôle moteur pour le développement économique et pour la réduction de la pauvreté. Futurs Ingénieurs en génie électrique et énergétique que nous sommes, nous devons trouver des solutions viables et fiables qui puissent résoudre la majorité de ces problèmes rencontrés à ce jour.

C'est dans ce contexte que l'état burkinabé a mis en place des projets et programmes d'électrification au Burkina Faso qui seront conduits par certaines structures de l'état. C'est ainsi que le projet d'électrification de la localité de Békuy chef-lieu de la province de Tuy verra le jour et sera conduit par la Société Nationale d'électricité du Burkina Faso.

Ce projet a été lancé sous la forme d'un appel d'offre à des entreprises privées qui auront la charge de la réalisation du projet suivant les normes en vigueur et dans les règles de l'art.

La consistance des travaux du projet est la suivante :

- ✓ Les études mécaniques et électriques de la ligne,
- ✓ La réalisation de la ligne d'interconnexion Kona-Békuy qui est longue de 86 km,
- ✓ La construction d'un réseau interne HTA/BTA à Békuy pour l'alimentation des ménages, des commerces et de l'administration.

La réalisation d'un réseau électrique consiste en général à faire non seulement le choix des conducteurs et des supports mais aussi leurs armements correspondants en considérant les

efforts qui leurs sont appliqués dans les conditions climatiques de la région. Ces choix dépendent en général des considérations électriques et économiques.

Le choix des conducteurs se base sur la détermination de leurs sections. Le calcul de section se fait en vérifiant le courant nominal et la limite de chute de tension dans le conducteur.

Le choix des supports et des armements fait intervenir l'aspect mécanique en considérant les efforts appliqués sur ces supports. Les efforts sont dus à l'action du vent et/ou à l'attraction des conducteurs. Les armements choisis doivent respecter les écartements des conducteurs.

Pour avoir une bonne continuité en fourniture d'énergie, et pour faciliter l'exploitation du réseau, ce dernier doit être équipé d'appareils de protections et de coupures adéquats.

Le présent document comporte trois grands chapitres : le premier porte sur le contexte du projet et généralités sur les réseaux électriques. Quant au second, il sera question de faire un pré-dimensionnement de la ligne d'interconnexion Kona-Békuy. Enfin dans le dernier chapitre, il s'agira de faire une étude de dimensionnement du réseau de distribution interne HTA/BTA pour la localité de Békuy.

CHAPITRE 1 :

**CONTEXTE DU PROJET ET GENERALITES SUR
LES RESEAUX ELECTRIQUES**

I. CONTEXTE GENERAL DU PROJET

a. Introduction

L'électrification rurale désigne le processus de mise à la disposition de l'énergie électrique aux populations de régions rurales. Elle demeure toujours au cœur des enjeux de développement du continent africain.

Le Burkina Faso, comme beaucoup de pays africains, a un très faible taux d'électrification rurale. En 2010 seul 23% [1] des populations burkinabé avaient accès à l'électricité. De ce fait, le gouvernement burkinabé a établi depuis 2011 un programme d'électrification rurale regroupant plusieurs projets dont l'un des objectifs visé était d'atteindre un taux de couverture de 60% à l'horizon 2015.

En effet nous avons le Projet de Renforcement des Infrastructures Electriques et d'Electrification Rurale (**PRIELER**), le projet **Team 9** et le **programme spécial d'électrification des chefs-lieux des communes rurales**. Cette liste n'est pas pour autant exhaustive.

La réalisation de ces différents projets nécessite l'implication de plusieurs acteurs dont les principaux sont : le Ministère des Mines et de l'Energie, la Société Nationale d' Electricité du Burkina (**SONABEL**), le Fond de Développement de l'Electrification (**FDE**) et l'Union Nationale des Coopératives d'Electricité du Burkina (**UNCOOPEL**).

C'est dans ce contexte que, l'état burkinabé, dans le cadre de sa politique d'électrification de tous les chefs -lieux de communes rurales a délégué la maîtrise d'ouvrage à la SONABEL pour la mise en œuvre du programme spécial des chefs-lieux de communes rurales. C'est ainsi que la localité de Békuy sera électrifiée.

Afin de marquer la fin de notre formation en cycle de master en Energie option Génie Electrique, nous avons effectué un stage de fin de cycle à la SONABEL où, il nous a été soumis pour étude, le projet d'électrification rurale de la localité de Békuy.

b. Objectifs du projet

Le présent projet porte sur l'électrification rurale de la localité de Békuy. L'étude comporte deux grands volets à savoir :

- ✓ La ligne d'interconnexion Kona-Békuy
- ✓ Le réseau de distribution interne HTA/BTA de Békuy

L'objectif principal visé par ce projet est d'améliorer les conditions de vies de la population de Békuy en leur apportant de l'électricité qui sera une source de développement des différentes activités socio-culturelles et économiques de ladite localité. De ce fait, nous notre travail consiste à élaborer une étude de Préconception en :

- ✓ Faisant une étude technique de dimensionnement de la ligne principale HTA Kona-Békuy par le logiciel CAMELIA.
- ✓ Etudiant la stabilité statique de la ligne principale HTA par le logiciel NEPLAN.
- ✓ Elaborant le plan de distribution interne du réseau HTA/BTA de la localité de Békuy.

c. Travail à faire

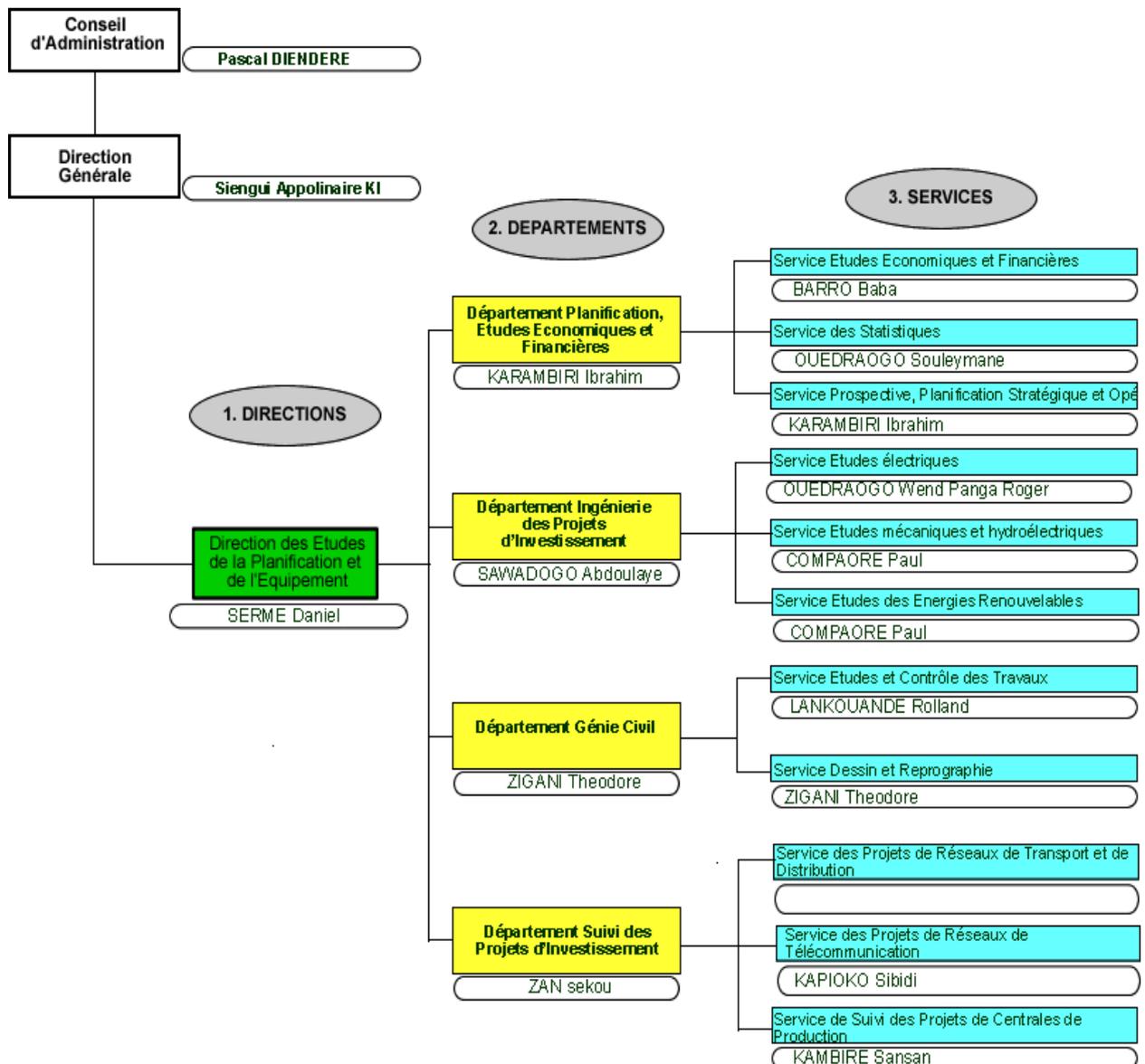
L'étude comporte deux grands volets.

Pour le volet « Réseau d'interconnexion », il est demandé au stagiaire de :

- a) Faire les différents calculs électriques de la ligne HTA qui consistent à :
 - ✓ Déterminer la section du conducteur.
 - ✓ Déterminer les chutes de tensions.
 - ✓ Choisir les différents appareils de protection et de coupure de la ligne principale HTA
- b) Faire les différents calculs mécaniques de la ligne HTA qui consistent à :
 - ✓ Effectuer les relevés topographiques de la ligne d'interconnexion
 - ✓ Faire la répartition des supports et choisir l'emplacement des interrupteurs aériens
 - ✓ Présenter les résultats des calculs mécaniques de la ligne aérienne HTA par CAMELIA.
- c) Pour le volet « Réseau de distribution interne HTA/BTA », le stagiaire doit :
 - ✓ A partir du plan d'électrification, élaborer le plan de distribution interne du réseau HTA/BTA pour la localité de Békuy.
 - ✓ Dimensionner le réseau d'éclairage public.

1. Présentation de la structure d'accueil : SONABEL siège

Le stage a eu lieu à la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL), une Société d'Etat à caractère industriel et commercial dont l'objectif est de mettre à la disposition des consommateurs, l'énergie électrique en qualité et en quantité suffisante, et cela à des coûts accessibles. Le stage a eu effectivement lieu à la Direction des Etudes, de la Planification et de l'Equipement dont l'organigramme est présenté ci-dessous :



Présentation de la direction des études, de la planification et de l'équipement (DEPE)

La Direction des Etudes, de la Planification et de l'Equipement a pour missions de :

- ✓ proposer à la Direction Générale les plans stratégique et opérationnel de la SONABEL ;
- ✓ réaliser des études économiques, financières et statistiques en rapport avec les schémas directeurs et les projets d'investissements de la société ;
- ✓ fournir 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.
- ✓ élaborer le plan d'investissement de la société ;
- ✓ élaborer des fiches de projet pour la recherche de financements ;
- ✓ maintenir la base de données à jour des différents plans et des immobilisations issus 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.

La Direction des Etudes, de la Planification et de l'Equipement comprend :

- ✓ le Département Planification Etudes Economiques et Financières (DPEEF);
- ✓ le Département Ingénierie des Projets d'Investissement (DIPI);
- ✓ le Département Génie Civil (DGC) ;
- ✓ le Département Suivi des Projets d'Investissement (DSPI) ;
- ✓ le Secrétariat de Direction (SD).

2. Présentation du projet d'électrification rurale de la localité de Békuy

La localité de Békuy regroupe 4 villages avec une superficie totale de 594 Km² et une population d'environ 15435 habitants dont une densité de 24 habitants/km². [1]

L'exécution de ce projet comprend deux grandes parties qui sont :

- ✓ La première partie consiste en la construction d'une ligne d'interconnexion **Kona-Békuy** d'ossature 33 KV. Cette ligne est constituée de 3 conducteurs de phases selon la norme française NFC 11 201.
- ✓ La deuxième partie consiste en la construction d'un réseau de distribution interne HTA/BT à Békuy. Les lignes BTA sont constituées de 5 conducteurs dont un conducteur du neutre et un conducteur pour l'éclairage public.

La ligne d'interconnexion HTA a une longueur d'environ 86 km. Elle part d'un point de raccordement sur la ligne HTA à Kona jusqu' à la rentrée de Békuy. Cette ligne doit être conçue la plus droite possible en longeant et en se mettant à une distance d'au moins 30 m par rapport à l'axe de la route. La figure 1.1 ci-dessous nous donne la représentation géographique de la localité de Békuy.



Figure 1-1: Cartographie de Békuy

3. Méthodologie

Les travaux de réalisation des réseaux électriques doivent suivre une certaine démarche afin d'aboutir à une solution satisfaisante en respectant les critères imposés. Cette démarche est définie comme suite :

- ✓ Les levées topographiques sur terrain
- ✓ Les calculs électriques de la ligne à partir du logiciel NEPLAN
- ✓ Le dimensionnement des conducteurs
- ✓ Les calculs mécaniques de la ligne à l'aide du logiciel CAMELIA
- ✓ L'établissement du profil en long pour la ligne HTA

- ✓ L'exécution des travaux sur le terrain.

Ces travaux sont réalisés en respectant non seulement, les normes françaises NFC 11-200 et NFC 11-201 de septembre 1991 mais aussi en tenant compte des règles Burkinabé.

II. GENERALITES SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ENERGIES ELECTRIQUES

1. Les réseaux électriques

Un réseau électrique se définit comme un ensemble de lignes électriques reliées directement entre elles et fonctionnant sous la même tension, qui est la tension nominale de ce réseau. Cette valeur nominale de tension est classée par la norme française NF C 11-201 en différentes catégories comme l'indique le tableau ci-dessous. [2]

Tableau 1-1 : Différentes catégories de tension

Très Basse Tension		$U < 50 \text{ V}$
Basse Tension	1 ^{ère} Catégorie A	$50\text{V} < U < 500\text{V}$
	2 ^{ème} Catégorie B	$500\text{V} < U < 1000\text{V}$
Haute Tension	1 ^{ère} Catégorie A	$1000\text{V} < U < 50000\text{V}$
	2 ^{ème} Catégorie B	$U > 50000\text{V}$

A partir de la tension et des puissances maximales que peuvent supporter les réseaux électriques, on peut les classer en trois types différents qui sont : les réseaux de transport, de répartition et de distribution. Ils sont caractérisés comme suit:

Tableau 1-2: Différents types de réseaux [2]

Tension	Catégorie	Type de réseau	P_{\max} des lignes
230V/400V	Basse Tension	Réseau de Distribution	Environ 250kVA
15/20/33 kV	HTA	Réseau de Distribution	Entre 10 et 15 MVA
63/90/110 kV	HTB	Réseau de Répartition	De 100 à 150 MVA
225/380 kV	HTB	Réseau de Transport	De 500 à 1500 MVA

- ✓ Les réseaux de transport permettent généralement le transport à haute tension d'une grande quantité d'énergie depuis le centre de production vers les postes d'interconnexions très souvent entre les pays. Ils sont pour la plupart aériens et souterrains en ville.
- ✓ Les réseaux de répartition sont à haute tension et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (environ 100 MW).
- ✓ Les réseaux de distribution représentent le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie électrique entre les centres de production et les consommateurs finaux. Ils sont en général plus vastes et plus denses que les réseaux de transport et de répartition, qui les alimentent à travers différents postes de transformation haute tension HTB vers HTA.

Tous ces types de réseaux sont constitués de 3 conducteurs de phases selon la norme européenne, où le neutre n'est pas distribué. On peut également rencontrer un système où le neutre est distribué en Amérique du Nord.

2. Architecture des réseaux de distribution électriques

La conception du réseau électrique permet d'atteindre une plus ou moins grande disponibilité de l'énergie électrique. Le coût économique du réseau dépend naturellement de sa complexité. Le choix d'une architecture de réseau est donc un compromis entre des critères techniques et économiques.

Ainsi on distingue donc [3] :

- ✓ L'alimentation en simple antenne (Figure. 1.1). Elle est utilisée lorsque la continuité de service demandée est faible. Elle est très utilisée pour l'électrification des zones rurales. C'est cette structure qui est adoptée pour la réalisation de notre projet.
- ✓ L'alimentation en double antenne. Elle est souvent utilisée lorsqu'une bonne continuité de service est exigée.
- ✓ L'alimentation en boucle ouverte (Figure.1.2). Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.
- ✓ L'alimentation en double dérivation. Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne continuité de service.

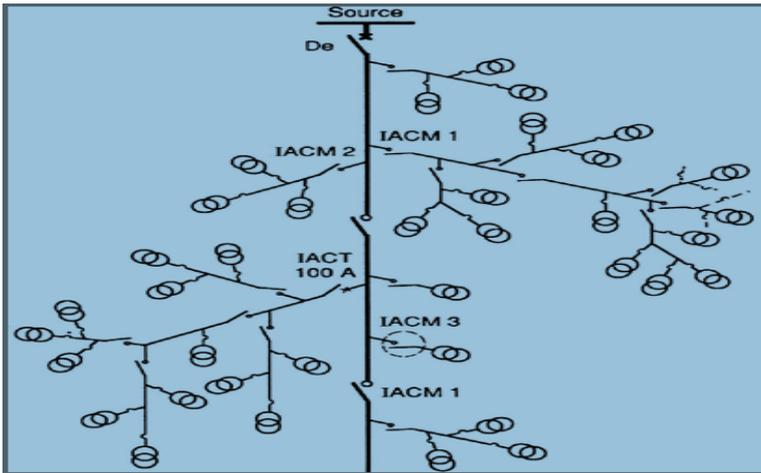


Figure 1.1: Réseau radial de distribution électrique (Source : :génie-électrique –réseaux appareillage ,technique de l'ingénieur Volume D4 II)

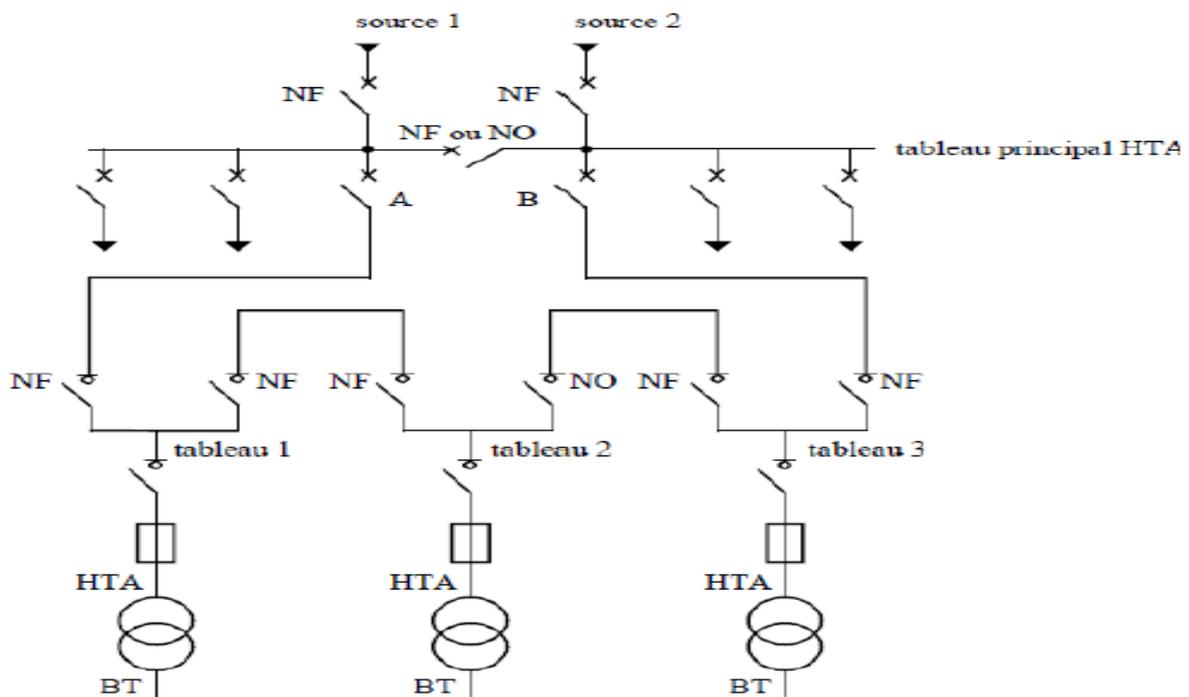


Figure 1.2: Réseau HTA en boucle ouverte (Source : :génie-électrique –réseaux appareillage ,technique de l'ingénieur Volume D4 II)

CHAPITRE 2 :

**CONSTRUCTION DE LA LIGNE PRINCIPALE HTA 33
KV DE KONA A BEKUY**

Introduction

La conception d'un réseau électrique nécessite au préalable une étude de pré-dimensionnement électrique et mécanique. En effet, le volet étude électrique consiste généralement à déterminer la section des conducteurs en vérifiant le courant nominal et la limite de chute de tension dans le conducteur.

En outre, le choix des supports et des armements fait intervenir l'aspect mécanique en considérant les efforts appliqués sur ces supports. Les efforts sont dus à l'action du vent et/ou à l'attraction des conducteurs. Les armements choisis doivent respecter les écartements des conducteurs.

Enfin pour avoir une bonne continuité en fourniture d'énergie, le réseau doit être équipé des appareils de protections et de coupures adéquats.

I. DEFINITION DE QUELQUES ELEMENTS D'ETUDES DES RESEAUX AERIENS HTA

1. La portée (a)

C'est la distance horizontale "a" comprise entre deux supports consécutifs. Elle est fonction du type de ligne (en agglomérations maximum 80m, en zones rurales maximum 180m). La portée est une donnée du problème car le calcul mécanique se conduit pour chaque portée. Elle est exprimée en mètres. [4]

Les portées peuvent être souvent irrégulières dans un même canton, c'est le cas de notre projet. Ces irrégularités sont dues aux obstacles rencontrés sur le terrain qu'il faut éviter. On compte parmi les obstacles des ravins, des gros arbres ou des concessions.

La portée moyenne est définie comme la moyenne arithmétique des différentes portées d'un canton.

Elle est calculée à partir de la formule suivante :

$$a_{eq} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n ai^3}}{\sum_{i=1}^n ai} \quad (2.1)$$

Avec a_i = portée ; n : nombre de portée. Les portées sont exprimées en mètre (m).

2. La flèche (f)

La flèche est considérée comme la 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 ; et varie ensuite sous l'influence de la température et des surcharges sur la ligne.

La flèche est choisie en fonction de la température maximale de conducteurs qui est généralement pris à 55 °C, c'est le cas considéré comme le plus défavorable. Elle est calculée en fonction du paramètre comme suit [4]:

$$f = \frac{a^2}{8 * p} \quad (2.2)$$

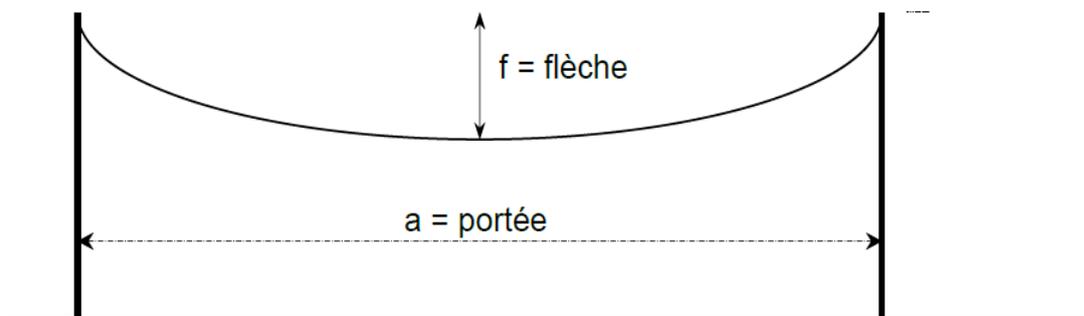


Figure 2.1: Portée et flèche

3. Le paramètre

Pour les lignes aériennes HTA et BT, la courbe formée par le conducteur peut être assimilée à une parabole. Sur le schéma ci-dessous, le paramètre P représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole. [4]

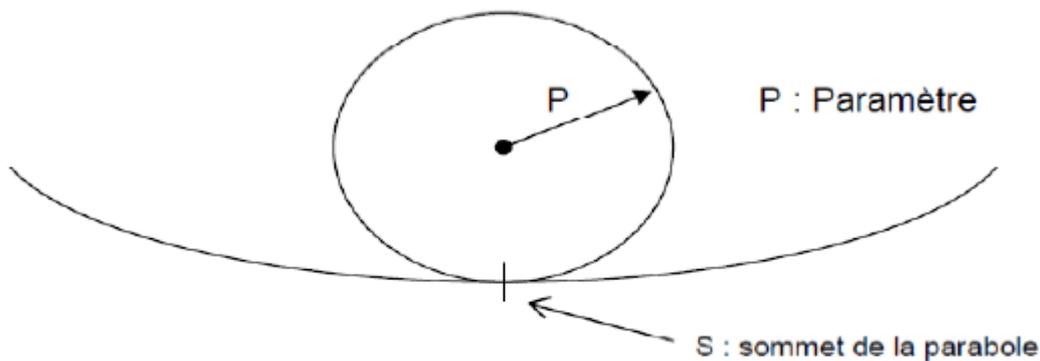


Figure 2.2: Paramètre

4. Le canton

Un canton est une succession des portées tant que les armements sont en alignement. Les fonctions Arrêt-Simple, Arrêt-Double et Semi-Arrêt représentent les limites des cantons. Une limite de canton permet d'éviter une rupture en cascade de toute la ligne en cas d'incident. Selon la norme NFC 11-201, un canton doit être compris entre 15 et 20 portées et ne doit pas excéder 2 km environs.

II. CALCULS ELECTRIQUES DE LA LIGNE HTA

1. Choix et dimensionnement des conducteurs

De nombreux paramètres interviennent dans le choix de la section des conducteurs. En effet la détermination de la section technique de l'âme d'un câble consiste à déterminer quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisit qui satisfait simultanément les trois conditions à savoir [5]:

- L'échauffement normal
- La chute de tension
- La surcharge due à un court-circuit.

En générale, dans le cas des réseaux de transport, de distribution à basse tension, c'est la notion de chute de tension qui est prépondérante dans les calculs ; c'est pourquoi le choix de la section sera lié à la chute de tension admissible et ensuite à la vérification de la contrainte thermique.

2. Détermination de la chute de tension par le logiciel NEPLAN et vérification de la stabilité du réseau.

Il faut reconnaître que la détermination de la chute de tension est primordiale dans le calcul de la section du conducteur d'un réseau. En effet elle se détermine par la formule (2.3) suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P * L * (r + x \tan \gamma)}{U^2} \quad (2.3) \text{ Avec :}$$

P = Puissance maximale active transitée sur la ligne en MW

L = Longueur de la ligne en km

r= Résistance linéique de la ligne en Ω/km

x= Réactance linéique de la ligne en Ω/km

U= Tension d'exploitation de la ligne en kV

Elle peut également être déterminée par plusieurs logiciels commercialisés. Dans notre cas, nous avons jugé bon de la déterminer en utilisant le logiciel NEPLAN dont dispose déjà la SONABEL.

Pour s'y prendre, toutes les caractéristiques des différents composants (conducteur, transformateurs etc.), le niveau de tension, la distance de la ligne, les charges doivent être renseignés dans le logiciel. Le tableau 2-1 ci-dessous nous donne les caractéristiques des deux sections de câbles les plus utilisées par la SONABEL. Dans notre étude, nous avons renseigné les caractéristiques du câble Almelec 148 mm² ci-dessous dans le logiciel NEPLAN .

Tableau 2-1: caractéristiques du câble almélec

Section (mm ²)	Type de conducteur	U _n (kV)	I _{max} (A)	R ₁ (Ω /km)	X ₁ (Ω /km)	C ₁ (Ω /km)	R ₀ (Ω /km)	X ₀ (Ω /km)	C ₀ (Ω /km)
148	Almelec	33	365	0.224	0.366	0.01	0.372	1.517	0.0047
54.6	Almelec	33	190	0.66	0.35	0.01	0.75	1.66	0.005

Ensuite nous avons renseigné les caractéristiques des transformateurs des différentes localités dans le logiciel comme le présente le tableau 2-2.

Tableau 2-2: caractéristiques des transformateurs des différentes localités

Charge	S _r (kVA)	Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Ukr1 (%)	URr1 (%)	Ukr0 (%)	URr0 (%)	Indice horaire
Kona	0.1	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Lâ	0.05	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Fouankuy	0.05	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Ouarkoye	0.15	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Kosso	0.05	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Kéra	0.05	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Bondoukuy	0.15	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Sara	0.05	33	0.4	10	0	10	0	yD,05
Békuy	0.1	33	0.4	10	0	10	0	yD,05

Après avoir insérer les différentes données de la nouvelle ligne à construire dans le logiciel NEPLAN, il faut ensuite l'insérer dans le fichier source de la SONABEL, lequel fichier représente tout le réseau électrique interconnecté du Burkina pour avoir une idée sur la stabilité statique du réseau électrique interconnecté du Burkina incluant le nouveau réseau. Après simulation sur 15 ans celui-ci nous donne les puissances maximales transitées par la

ligne ainsi que les tensions aux niveaux des différents jeux de barres comme l'indique le tableau (2-3) ci-dessous.

a. Détermination de la chute de tension

Au niveau des lignes de transport, la chute de tension maximale admissible est généralement de 7% en régime stationnaire. La tolérance de tension admissible sur les différents nœuds et jeux de barre fixée par la norme NF C11-201 est de : **93% ≤ U ≤ 107%**.

Pour la première année, après simulation, l'Almélec 148 mm² convient étant donné que la tension en bout de ligne est de 32.6 kV. Lorsqu'on fait des projections sur 15 ans, avec le logiciel, le résultat obtenu est résumé dans le tableau 2-3.

Tableau 2-3: Résultats des nœuds concernés

Nœuds concernés	Valeurs de tensions en kV et chutes de tensions (en %Un) aux différents jeux de barres.							
	Année 1		Année 5		Année 10		Année 15	
	Tension (kV)	%Un	Tension (kV)	%Un	Tension (kV)	%Un	Tension (kV)	%Un
Kona	33.78	102.4	33.10	100.3	33.3	100.9	33.16	100.8
Lâ	33.59	101.8	32.92	99.8	33.07	100.2	32.83	99.5
Fouankuy	33.45	101.4	32.76	99.3	32.86	99.6	32.54	98.6
Ouarkoye	33.27	100.9	32.56	98.7	32.62	98.8	32.19	97.5
Kosso	33.07	100.2	32.3	97.9	32.3	97.9	31.76	96.3
Kéra	32.82	99.5	32.02	97	31.94	96.8	31.28	94.8
Bondoukuy	32.6	98.8	31.76	96.2	31.63	95.9	30.86	93.5
Sara	32.6	98.8	31.76	96.2	31.63	95.9	30.85	92.4
Békuy	32.6	98.8	31.76	96.2	31.62	95.8	30.85	92.4
$\frac{\Delta U}{U}$ (%)	1.2		3.8		4.2		6.6	
Puissance maximale transité	2.16		2.250		2.397		2.67	

Dans notre cas présent, la chute de tension est de l'ordre de : **1.2 %** pour la première année, **3.8%** pour la cinquième année, **4.2%** pour la dixième année et **6.6%** à partir de la quinzième année. Par contre, la puissance maximale transitée sur cette ligne est respectivement de **2.16 MW**, **2.250 MW**, **2.397 MW** et **2.67 MW**.

Dans 15 ans nous aurons en bout de ligne une tension de 30.85 kV avec une chute de tension de 6.6% qui est inférieure à celle souhaitée, (7%) ce qui acceptable. Par contre, à partir des 16 ième années, la chute de tension sera de 8.7% qui est supérieure à celle souhaitée (7%). Cette chute de tension en bout de ligne (30.16 kV au lieu de 33 kV) est essentiellement due à un courant réactif élevé. Il serait plus judicieux de faire une compensation en énergie réactive afin de pallier à ce problème car la ligne sera très inductive.

b. Etude sur la compensation en énergie réactive

La compensation en énergie réactive se fera depuis le poste de WONA.

L'objectif principal est d'améliorer le facteur de puissance de la ligne qui est de 0.86 (dès la première année jusqu'à la quinzième année) à 0.96 à compter de la seizième année, où la ligne commence à être inductive. La compensation va permettre de réduire les chutes de tensions dans les câbles ainsi que les pertes joules en amont de la compensation. L'amélioration du facteur de puissance va contribuer également à maintenir dans notre cas la section du conducteur à 148 mm² car la section des câbles à utiliser est d'autant plus faible que le facteur de puissance est meilleur.

Caractéristiques du transformateur de WONA : 40 MVA 90 kV /33 kV

La puissance totale demandée est : $P_m = 3.54$ MW (cette puissance correspond à la puissance maximale transitée sur le tronçon Wona-Kona dès la première année).

$\text{Tan}\varphi = 0.59$ (pour $\cos \gamma = 0.86$) ; $\text{Tan}\varphi' = 0.29$ (pour $\cos \gamma = 0.96$)

➤ La puissance des condensateurs à installer est de :

$$Q_c = P (\text{Tan}\varphi - \text{Tan}\varphi') \quad (2.4)$$

$$\text{AN: } Q_c = 3.54(0.59 - 0.29)$$

$$\underline{Q_c = 1.062 \text{ Mvar}}$$

➤ Le choix du type de compensation

Ce choix dépend du rapport $\frac{Q_c}{S_n}$

Dans notre cas $\frac{Q_c}{S_n} = \frac{1.062}{40} = 0,0264 = 2.6\%$

Comme ce rapport est inférieur à 15% il y'a nécessité de choisir une **COMPENSATION DE TYPE FIXE** comme le stipule la norme NFC 11 -201.

- Le choix des batteries de condensateurs

Les batteries de condensateurs seront du **type standard de marque PROPIVAR CP227 composé de 4 gradins de 300 kVAr/33 kV**. (Ce choix se fait en fonction de la tension d'isolement du réseau, du niveau de pollution harmonique du réseau et du type de compensation). Voir tableau 2-4.

Tableau 2-4: Caractéristiques des batteries de condensateurs (source Schneider électrique :condensateur propivar et batteries MT ,catalogue 2009)

Les batteries automatiques CP253 et CP254

Batteries automatiques	CP253	CP254
Tension assignée	≤ 12 kV	≤ 36 kV
Gamme de puissance réactive	≤ 4500 kvar	≤ 5760 kvar
Exemple de domaine d'application	Compensation globale d'installation	Compensation sous station de distribution d'énergie
Composition		
Protection	Fusibles HPC	Déséquilibre par TC et relais
Organe de manœuvre	Contacteur Rollarc	Interrupteur SF1
Limitation des courants d'enclenchement par	3 inductances	3 inductances
Régulation	Régulateur varométrique Varlogic	Régulateur varométrique Varlogic
Couplage	Triangle	Double étoile

3. Détermination de la section du conducteur

- a. Détermination du courant maximal admissible dans le conducteur

On admet que l'intensité admissible (A) est donnée en fonction de la section du conducteur (en mm²) par la formule :

$$I = k * S^{0.6} \quad (2.4)$$

Avec :

S : la section de l'âme conductrice, en mm².

k : le coefficient en fonction de la nature du câble

Les valeurs du coefficient k sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2-5: valeurs du coefficient k (source :NFC 34-125 de Octobre 1992)

K	CUIVRE	ALMELEC	ALU-ACIER
	21	17,1	16,4

La section de câble retenu dans notre étude est celle de l'ALMELEC 148 mm², la valeur du coefficient K est donc 17,1

D'où

$$AN: I= 17, 1*(148)^{0,6}$$

$$I= 340,89A \approx 341A$$

b. Etude de la contrainte thermique du conducteur

Les conducteurs de ligne aérienne sont souvent victimes à des vieillissements prématurés, à des détériorations et au non-respect des distances par rapport aux obstacles à cause des contraintes d'échauffement entraînées par le passage de courant. Pour pallier à ces incidents sur la nouvelle ligne à construire, la valeur limite approximative du courant maximal admissible dans la section 148mm² ALMELEC à prendre en compte est de 365 A. [6]

Au-delà de cette valeur le câble commence à fondre.

Donc la Puissance maximale P_m que peut transiter ce câble est de :

$$P_m = \sqrt{3} * U * I * \cos\varphi \quad (2.5)$$

$$D'où P_m = \sqrt{3} * 33000 * 365 * 0,86 = 17.94179 \text{ MW}$$

La puissance maximale que peut supporter cette ligne est de **17.94179 MW**.

Or, $P_n = P_0 (1+0.12)^n$ (2.6) Avec

n : le nombre d'années pour atteindre la puissance maximale

P_n : la puissance maximale transitée à l'année n

P₀ : la puissance maximale transitée à l'année 0.

$$\text{Ce qui donne : } n = \frac{\ln(P_n/P_0)}{\ln(1.12)} = \frac{\ln(17.94179/2.67*0.2)}{\ln(1.12)} = 31 \text{ ans.}$$

Conclusion : Nous avons retenu le conducteur **almélec 148 mm²** qui offre le meilleur rendement parmi les sections de câble utilisées par la SONABEL pour ce niveau de tension. Cette ligne devrait pouvoir tenir normalement jusqu'à 31 ans, ce qui est satisfaisant.

III. CALCULS MECANIQUES DE LA LIGNE HTA

1. Profil de la ligne principale HTA

Le profil en long du tracé de la ligne a été déterminé par un topographe sous la supervision d'un agent de la SONABEL hautement qualifié afin de s'assurer du respect des normes en vigueur. Ce document définit la configuration du terrain existant sous l'emprise de la ligne, avec l'axe de celle-ci servant de référence. Il permet de déterminer avec exactitude le piquetage d'une ligne électrique, puis représente tous les angles de tracé, les voies d'eau, les ponts, etc. (voir annexe1, annexe2 et annexe3).

Ces travaux ont été réalisés suivant les critères ci-dessous:

- ✓ La ligne doit être la plus droite possible, les angles doivent donc être évités le plus possible
- ✓ Les piquets ne doivent pas être implantés à moins de 30 m de l'axe de la route
- ✓ Dans les zones loties, les piquets doivent être implantés à 2 m de la borne

Sur ce document, y figurent également les distances entre les piquets, les numéros d'ordre, les numéros cumulés entre les piquets.

2. Méthodologie de conception de la ligne d'interconnexion HTA 33 kV

Les calculs mécaniques nécessitant le dimensionnement de la ligne d'interconnexion HTA 33 kV peuvent être réalisés par plusieurs logiciels commercialisés. Dans notre cas, nous aurons à utiliser le logiciel CAMELIA dont dispose déjà la SONABEL.

A partir du profil en long, nous avons procédé à l'étude de la répartition des supports et leurs caractéristiques ainsi que l'emplacement de l'Interrupteur Aérien à Commande Manuel (IACM) et l'Interrupteur Aérien à creux de Tension (IACT). Cette étude est conduite dans le but d'obtenir la solution la plus économique, compte tenu du terrain, des supports et des armements.

Notre étude a été faite en adéquation avec les conditions suivantes :

- ✓ en tenant compte des contraintes liées à des interventions sous tension. Les lignes doivent être visibles à partir de la route et accessible aux opérateurs en cas d'intervention.
- ✓ en nous forçant de réaliser des portées aussi égales que possible et en évitant des angles.
- ✓ en tenant compte du nombre des portées qui ne doivent pas dépasser 15 par canton.
- ✓ en évitant les surplombs des habitations en milieu des portées, en contournant les grands arbres ou vergers.

Avant de faire la simulation sur le logiciel CAMELIA, nous devons à priori saisir les hypothèses communes à l'ensemble de l'étude à savoir :

Hypothèse A₁ : 25°C (température moyenne) avec une pression de vent de 200 Pa. Elle correspond à un vent fort de vitesse 20 m/s à une température de 25 °C

Hypothèse B₁ : 15°C (température minimale) avec une pression de vent de 30 Pa. Elle correspond à un vent fort de vitesse 8 m/s à une température de 15 °C

La flèche la plus importante est déterminé à la température de +50°C.

Ensuite saisir les données des supports et des cantons. La saisie des données des supports et des cantons permet de saisir toutes les caractéristiques des supports et des cantons à savoir : nom, hauteur, fonction du support, nature du sol, Ks, longueur de portée, isolateur, armement, équipement, tension, conducteur, type de ligne etc.

Egalement faire le choix du type d'armement, nous avons à saisir une gamme d'armements que propose la bibliothèque du logiciel Camélia. Le choix de cette géométrie permet le calcul des dénivelées, des écartements, des retournements et inclinaisons de chaînes.

Enfin nous pouvons passer à la simulation puis à l'impression des résultats après avoir vérifié si les calculs des écartements, des retournements et inclinaisons de chaînes sont corrects.

3. Présentation du logiciel CAMELIA

CAMELIA est un logiciel de **CA**lcul **ME**caniques de **LI**gnes **A**ériennes de distribution, offrant en standard une bibliothèque d'hypothèses, de règles de calcul et de matériels totalement compatible avec la norme française NFC11-201. Les règles de calcul sont paramétrables afin de s'adapter aux règles de construction en vigueur.

A la SONABEL nous utilisons les règles du Burkina. La version qui est utilisée à la SONABEL est CAMELIA 4.1. Il répond aux exigences de l'Arrêté Technique français 2001. Une étude de ligne peut comporter plusieurs tronçons : lignes principales et lignes secondaires HTA, dérivation, étoilement, lignes BT.

Le programme fait le choix des supports, des armements et des Dispositifs à Allongement Contrôlé (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 plus, il permet l'étude des supports d'appui commun aux lignes d'énergie et de télécommunication, l'étude d'une portée unique, la vérification du croisement de deux lignes et l'ajout de matériels en bibliothèque. Il comporte deux modules suivants :

- ✓ Calcul ;
- ✓ Profil.

La SONABEL a créé sa propre bibliothèque selon les conditions climatiques du Burkina Faso. Les règles de calcul sont basées sur celles de la norme française NFC11-201 et l'arrêté technique interministériels du 02 Avril 1991.

Avant de faire la simulation sur le logiciel CAMELIA, on doit d'abord saisir les hypothèses communes à l'ensemble de l'étude ensuite saisir les données des supports et des cantons. La saisie des données des supports et des cantons permet de saisir toutes les caractéristiques des supports et des cantons à savoir : nom, hauteur, fonction du support, nature du sol, le coefficient de sécurité K_s , longueur de portée, isolateur, armement, équipement, tension, conducteur, type de ligne etc.

Les fenêtres de saisie des hypothèses de calcul et des données des supports, se présentent comme ci-dessous.

Saisie des hypothèses de calcul

Groupe d'hypothèses : A1,B1,G1 Ajouter givre en BT Afficher caractéristiques

Hypothèses : A1 B1 G1 DP1 INC1 RET1 GD1 A1

Caractéristiques :

Tension : BT HTA Hypothèse : A1 Hypothèse : Eté en vent normal

Température : 15 °C Coefficient Kz : .9

Pressions de vent sur :

Conducteurs 480 Pa
Surfaces cylindriques 400 Pa
Surfaces planes 1000 Pa
Surfaces polygonales 720 Pa

Surcharges de givre :

Masse : maxi : 0 kg/m mini : 0 kg/m
Epaisseur : maxi : 0 mm mini : 0 mm

Utilisation ordinaire

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 2.3 : Fenêtre de saisie des hypothèses

L'option ci-dessous permet de saisir toutes les caractéristiques des supports.

SAISIE DES DONNEES DES SUPPORTS

	1	2	3	4	5	6
Rang	1	2	3	4	5	6
Nom / Type (N, D ou *)	N	N	N	N	N	N
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 unifilaires (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			

Buttons: Dissocier arm., Supp. types, Annuler, Aide, Copier, Coller, Copie mult., Supprimer, Ins. arrêt, Ins. align., pour HTA / Suspendu / Principale, Valider

Figure 2.4: Fenêtre de saisie des données des supports

Après avoir renseigné toutes ces données nous pouvons enfin faire le dimensionnement de notre ligne, Vérifier le dimensionnement, fixer les différents supports et armements en cas

d'erreurs, jusqu'à ce que le dimensionnement soit correct afin de passer à l'impression du récapitulatifs des matériels. Tout cela se fait dans la fenêtre ci-dessous :

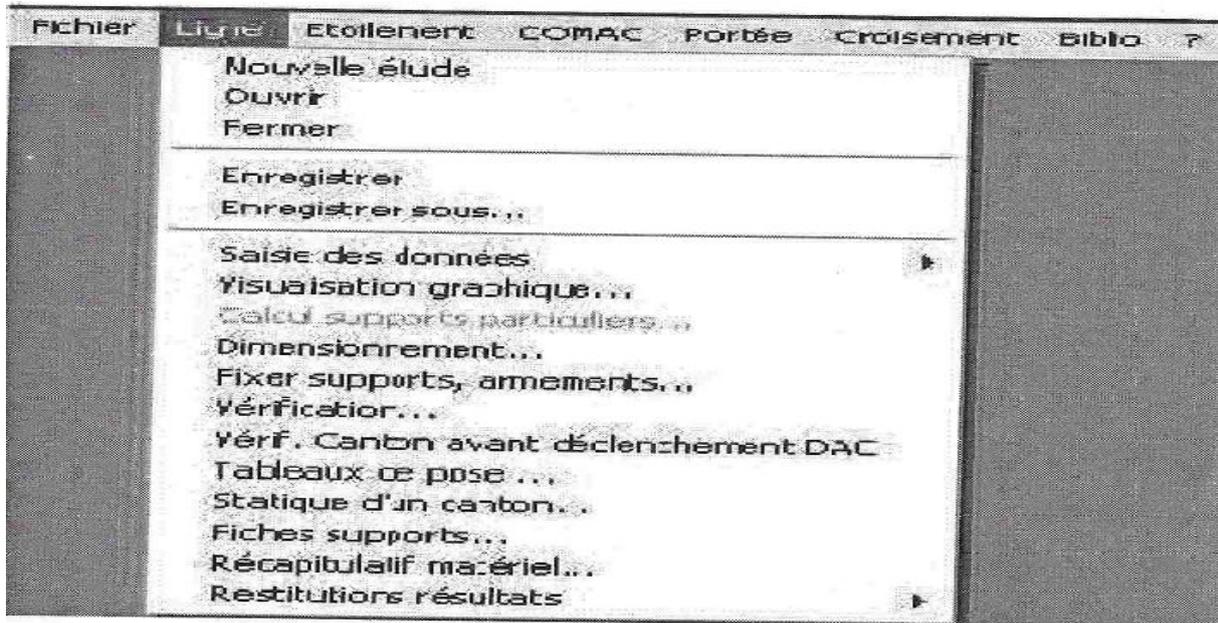


Figure 2.5: Interface du logiciel CAMELIA

a. Choix des armements

Une gamme d'armement existe dans la bibliothèque du logiciel CAMELIA. Le choix définitif du type d'armement nécessite au préalable le choix d'une des géométries existantes sur la base du logiciel. Le choix de la géométrie permet le calcul des dénivelées, des écartements, des retournements et inclinaisons de chaînes. Dans notre étude, nous avons choisi les gammes d'armements NW (Nappe Voûte pour région ventrée), NV2 (Nappe Voûte avec un écartement de 1.2 m entre les conducteurs) ; ainsi que NV5 pour les supports d'alignements. Pour les supports d'encrages nous avons choisi les gammes d'armements suivants : NA2Y, NA3X, NA3Y, NA4X et NA4Y. Ou NA (représente la famille géométrique de l'armement : Nappe d'ancrage), les chiffres représentent la gamme d'écartement entre les conducteurs, et les lettres X, Y, Z représentent le type du diagramme d'effort. (Voir annexe 4)

b. Choix des supports

Les supports en poutrelles métalliques sont les plus utilisés par la SONABEL. Les poutrelles sont du type HEA ou HEB utilisées sous forme simple ou sous forme d'assemblage composite : jumelage ou portique.

La bibliothèque du CAMELIA comporte des poutrelles de 9 à 14 m, type HEA ou HEB de profil 120 à 220 suivant les hauteurs et efforts demandés. Notons que les poutrelles HEA et HEB ne se diffèrent que de leurs efforts ruines, leurs flexibilités, la largeur et l'épaisseur de leur base et sommet. La poutrelle HEB est plus forte que la poutrelle HEA. Dans le cas de notre étude nous proposons des supports de 160 à 220 (12 mètre sur la ligne et 13 mètre au niveau des traversés de voie).

c. Choix de l'isolateur

Les chaînes d'isolateurs utilisés seront du type composite pour les supports, cela s'explique par leurs capacités à résister à la chaleur, aux chocs métalliques. La valeur de pollution définit pour cette ligne est de 20mm/kV, par calcul ($20 \text{ mm/kV} \times 36 \text{ kV}$) on se retrouve alors avec une ligne de fuite de 720 mm, (cette valeur correspond à la ligne de fuite des isolateurs composites 7 Jupes). En définitif nous utiliserons les isolateurs composites 7 jupes sur les supports d'alignements et 8 Jupes sur les supports d'ancrages.

Les caractéristiques techniques de l'isolateur sont données dans le tableau ci-dessous

Tableau 2-6: Caractéristiques techniques de l'isolateur composite (source : INES MAX, catalogue des matériels de ligne, version 2012-2013)

Référence	IEG Désignation	Tension de ligne (kV)				Nombre de jupes	Ligne de fuite (mm)	Tension de tenue au choc de foudre (kV)	Tension de tenue à fréquence industrielle à sec (kV)	Longueur (mm)	CMS (kN)
Reference	IEG Designation	Ligne voltage (kV)				Number of sheds	Leagege distance (mm)	Lighting impulse withstand voltage (kV)	Dry power frequency withstand voltage (kV)	Spacing (mm)	SML (kN)
		17	24	36	45						
14483	MAX C540 BB 11-120/490	■	■			4	490	120	70	295	40
14485	MAX C540 BB 11-145/607	■	■	■		5	607	145	80	330	40
14553	MAX C540 BB 11-180/842	■	■			7	842	180	90	400	40
14550	MAX C540 BB 11-200/960	■	■	■		8	960	200	100	440	40

CMS : Charge Mécanique Spécifiée.
SML : Specified Mechanical Load.

Essais effectués selon la norme **IEC1109(1995)**
 Les dimensions des armatures sont conformes à la norme **IEC120**.

d. Fondation des supports

Tenant compte de la nature du sol le long du couloir, nous avons considéré une catégorie de sol C3 (sol moyen) pour le calcul des fondations.

Le coefficient de stabilité utilisé est :

- 1.2 pour les supports d'alignement SF (Simple Fixation), DA (Double Ancrage) ;
- 1.75 pour les supports AD (Arrêt Double), SA (Semi-Arrêt) et AS (Arrêt Simple).

4. Résultats de Calcul Mécanique des lignes aériennes par CAMELIA pour chaque tronçon

En ce qui concerne les calculs mécaniques avec le logiciel CAMELIA, nous avons choisi des supports en poutrelles métalliques HEA ou HEB, simples, jumelés par assemblage boulonné, ou jumelé portique de hauteurs 12 m sauf pour la traversée des routes nationales ,ou ils seront de 13 m. Nous avons au total **570 supports**.

Pour le choix des isolateurs, nous avons choisi des isolateurs de types **MAX CS70 7j** en alignement, et en ancrage **MAX CS70 8j**. Au total nous avons **1953 isolateurs**.

En ce qui concerne les armements, nous avons choisi en alignement des NV2, des NV5 et des NW (dont **481 armements en alignement**) et en encrage les gammes d'armements suivants : NA2Y, NA3X, NA3Y, NA4X et NA4Y. (Au total **140 armements en encrage**).

La longueur totale du câble utilisée est **de 256 071 m** répartie sur les 86 km.

Pour chaque tronçon, les résultats sont présentés en annexe, (voir annexe 5 pour tronçon Kona-Ouarkoy, annexe 6 pour le tronçon Ouarkoy-Bondoukuy et l'annexe 7 pour Bondoukuy-Békuy).

5. Appareils de protections et de coupures

Comme dispositifs de protection pour la nouvelle ligne construite, nous avons installé des parafoudres et des interrupteurs aériens.

a. Parafoudre

Les lignes électriques sont généralement exposées aux décharges électriques atmosphériques qui sont de l'ordre des milliers de kilovolts. Ces décharges créent des surtensions dans le réseau. Le parafoudre est utilisé pour dévier vers la terre les surtensions apparaissant aux moments de décharges orageuses, afin de protéger la ligne et les autres appareils sur cette ligne.

Nous avons installé au total **17 jeux de 3 parafoudres MT** (dont 1 jeux de 3 parafoudres à chaque 5 km comme l'indique la norme NFC 11-201) sur chaque tronçon. Les caractéristiques des différents parafoudres figurent dans le tableau 2-7 ci-dessous :

Tableau 2-7: Caractéristiques Techniques des Parafoudres

Type	ZnO
Exécution	Tropicalisé
Fréquence	50 HZ
Tension assignée (kV)	36
Tension de régime permanent U_c (kV)	29
Courant nominal de décharge (kA)	10
Courant de grande amplitude (kA)	100
Courant de longue durée, 2000 μ s (A)	300
Capacité énergétique en onde (KJ/kV de U_c)	35
Tenue au court-circuit (0.2s) (kA)	20
Tension résiduelle maximale à I_n (8/20 μ s) (kV)	110
Poids (kg)	6

b. Interrupteur aérien à commande manuelle

La ligne doit être mise hors tension en cas de défaut afin de la protéger ou permettre l'équipe d'intervention d'agir.

Nous avons utilisé au total 6 interrupteurs aériens à commande manuelle (IACM) de type **IACM MAX 36 kV-50A** (dont 1 IACM en début et fin de ligne sur chaque tronçon). Ils seront installés sur toute la ligne en raison de 2 par tronçon.

Tableau 3-7: Caractéristiques Techniques de l'IACM

Interrupteur aérien MAX		MAX 50
Tension nominale (kV)		36
Fréquence nominale (hz)		50
Ligne de fuite (mm)		1020
Poids approximatif (kg)		130
Courant assigné en service continu (A)		400
Courant de courte durée admissible assignée (Ka/1s)		8
Valeur de crête du courant admissible assigné (kA)		20
Pouvoir de coupure	Courte durée admissible (s)	1
	Charge principale active (A)	50
	Boucle fermée (A)	200
	Transformateur à vide (A)	2.5
Ligne à vide (A)		10

c. Protection des personnes

Afin de protéger les personnes contre les contacts indirects, tous les supports utilisés ainsi que les masses des appareils qui y sont montés sont mis 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.

CHAPITRE 3 :

**DIMENSIONNEMENT DU RESEAU INTERNE DE
BEKUY**

I. RESEAU DE DISTRIBUTION INTERNE DE BEKUY

1. Structure du réseau de distribution interne de Békuy

L'alimentation de la localité de Békuy est répartie en deux zones selon le regroupement de la population. Une zone où la concentration de la population est plus dense. Elle abrite le marché, l'école primaire, la maison des jeunes le quartier traditionnel, et sera alimentée par une artère principale. Et une deuxième zone où la densité de population est faible sera alimentée par une artère secondaire. L'étude de la répartition du réseau se fait donc en considérant cet aspect du regroupement.

Le réseau BT adopté pour l'alimentation de la localité de Békuy, est de structure radiale simple. Une partie de la ligne HTA est prolongée dans la localité (voir **Schéma**). Sur cette ligne sont raccordés deux branches de réseau BTA à partir de deux postes de transformation haut de poteau de 50 kVA chacun. Cette structure s'étend le long des rues.

La ligne sur l'axe principal est munie des lampes pour l'éclairage public.

2. Les conducteurs aériens isolés BT

✓ Compositions des conducteurs

Pour le réseau de distribution en basse tension, nous allons utiliser des conducteurs isolés torsadés assemblés en faisceaux installés sur des poteaux. Le faisceau est constitué de cinq conducteurs composé de trois conducteurs de phase et un conducteur d'éclairage public, torsadés autour d'un conducteur de neutre.

Les conducteurs de phase et d'éclairage public sont en aluminium et le conducteur de neutre appelé neutre porteur est en alliage d'aluminium.

✓ Dimensionnement des conducteurs

Le choix des sections de conducteurs utilisés dépend de la puissance qui transite dans ces conducteurs.

La norme NFC 11-201 préconise l'utilisation d'un neutre porteur de section 54,6 mm² ou 70 mm² en almélec avec des conducteur de phase de section 25 mm² ; 35 mm² ; 50 mm² ou 70 mm² pour la distribution BT. La réactance linéique des lignes aériennes de distribution BT est de 0,1 Ω pour les câbles isolés. Dans notre cas le neutre porteur est de 54,6 mm².

Les sections des conducteurs sont déterminées en vérifiant :

- ✓ l'intensité nominale circulant dans le conducteur

- ✓ la limite de chute de tension

Nous faisons les calculs en estimant que la puissance maximale pouvant être demandée par la zone la plus concentrée est la puissance maximale du transformateur donc 50 kVA.

- ✓ L'intensité nominale est déterminée comme suit :

$$I_b = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U} \quad (3.1) \quad \text{Avec } S_n : \text{ la puissance apparente en VA ; } U : \text{ la tension en kV}$$

$$\text{A.N : } I_b = \frac{50000}{\sqrt{3} * 400}$$

On trouve $I_b = 72,17$ A. D'après le tableau de choix des conducteurs (Annexe 8), on aura donc une section de 25 mm².

- ✓ La valeur de chute de tension retenue pour les réseaux basse tension neuf est: $\frac{\Delta U}{U} \leq 7\%$

Hypothèse :

La charge sera répartie dans le réseau suivant des branches de dérivations. Afin de pouvoir calculer la section du conducteur de l'artère principale, nous supposons donc que la charge totale est à $1/2$ de la longueur totale du câble ($L = 1\text{km}/2 = 0.5$ km).

Or, l'expression générale de la chute de tension en triphasé est :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = P * D * \frac{R_0 + X_0 * \tan \gamma}{U^2} * 100 \quad (3.2)$$

Egalement $\frac{\Delta U}{U} (\%) = k * P * D$ avec : $k = \frac{R_0 + X_0 * \tan \gamma}{U^2} * 100$ et

R_0 = la résistance linéique du tronçon en Ω/km

X_0 = Réactance linéique du tronçon en Ω/km

$\tan \gamma$ = Tangente γ moyenne supposée du réseau dont la valeur est de 0,5

U = Tension composée du réseau en V

P = Puissance transitant dans le tronçon en kW

D = Distance du tronçon en km

En tirant k dans la formule des chutes de tension ci-dessus, on aura :

$$k = \frac{7}{40 * 0,5} = 0.35$$

Donc la section de conducteur est de 70 mm² pour l'artère principale.

De la même manière nous retrouvons la section l'artère secondaire qui est de 35 mm² dans notre cas.

3. Mise à la terre du neutre

D'après la norme NFC 11-201, au niveau du poste de transformation, le neutre du réseau BTA n'est mis à la terre qu'ailleurs sur le réseau basse tension par plusieurs prises de terres. La valeur maximale de la résistance de terre globale du neutre BT ne doit pas excéder 15Ω . Les deux terres doivent être électriquement indépendantes (leur coefficient de couplage est inférieur à 15%) pour éviter que lors d'un défaut sur la partie HTA, la montée en potentiel de la terre des masses n'ait des répercussions sur le réseau BT.

Les dérivations sur le réseau construit sont d'environ 500 m de long, donc les neutres sont mis à la terre au bout de chaque dérivation.

Les puits de terre sont réalisés à une profondeur de plus ou moins égale à 3.5 m selon la nature du sol) et est généralement constitué de la bouse de vache, du charbon placé séparément dans différente couche grâce à leur capacité à garder l'humidité.

4. Les supports

Les supports utilisés pour le BT sont des supports métalliques de 9 m et sont tous mis à la terre. Sur l'axe central traversant la localité, nous avons une ligne mixte HTA/BTA. Pour cette ligne sont utilisés des supports de 12 m avec des armements alternés. Les conducteurs BT sont en dessous des conducteurs HTA à une distance d'au moins 1m.

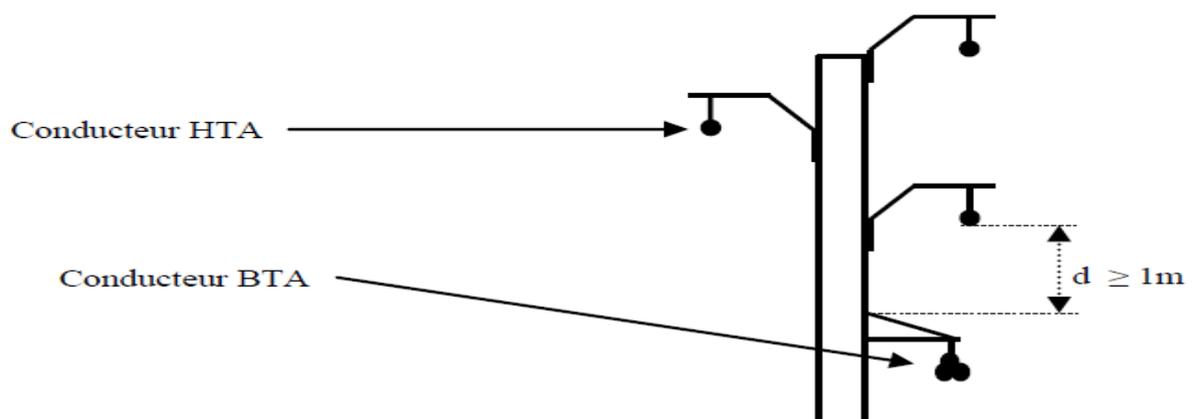


Figure 3.1: Support en armement alterne d'une ligne mixte HTA/BTA

La distance entre les supports est d'environ 60 m ; c'est la portée maximale que la norme NFC 11-201 a imposé pour le réseau BT.

Deux supports sont équipés des transformateurs, qui sont protégés chacun par un jeu de trois parafoudres. Chaque support équipé d'un transformateur est précédé d'un support équipé d'un IACM permettant ainsi d'isoler le transformateur pour des travaux.

Les matériels d'équipement des postes haut de poteau H 61 sont :

- ✓ Les parafoudres
- ✓ Le transformateur de puissance triphasé
- ✓ Le coffret disjoncteur BT haut de poteau complet

5. Protections

✓ Contact indirect

Afin de protéger la population contre les contacts indirects, tous les supports utilisés sont mis à la terre par l'intermédiaire d'un câble en cuivre de 25 mm². Deux supports sont équipés des postes de transformation et deux autres des IACM, les masses de ces appareils sont également reliées à la prise de terre de masse. Les valeurs maximales de terre des masses sont définies dans le tableau suivant :

Tableau 3-1 : Terre des masses (Source : normes NFC 11-201)

	Support et ferrures métalliques (Ω)	Châssis d'IACM (Ω)	Parafoudres (Ω)	Postes sur ligne aérienne (Ω)	Postes sur ligne souterraine (Ω)
Terrain normal	150	60	30	30	3
Terrain difficile	150	120	60	60	5

✓ Contre les surtensions

Le raccordement des conducteurs du réseau BT au poste de transformation se fait à travers d'un disjoncteur BT qui assure la protection contre les surtensions en basse tension. Chaque poste de transformation est équipé d'un jeu de trois parafoudres côté primaire afin de le protéger contre les surtensions d'origine atmosphériques.

II. RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC

Afin d'éclairer la grande voie traversant la ville, l'éclairage public est réalisé sur la ligne mixte.

La détermination des caractéristiques du réseau d'éclairage public consiste à :

- ✓ Choisir les caractéristiques des luminaires
- ✓ Définir le type d'implantation des luminaires
- ✓ Déterminer l'éclairement moyen nécessaire
- ✓ Déterminer le flux lumineux
- ✓ Puissance unitaire des luminaires
- ✓ Calculer la section des conducteurs
- ✓ Choisir les dispositifs de protection

1. Raccordement d'éclairage public BT

Le conducteur d'éclairage public est dérivé d'une des trois phases du réseau BT et ensuite enroulé avec les trois phases au tour du neutre porteur. Les lampes sont raccordées en parallèle entre le conducteur de l'EP et le neutre comme indiqué sur le schéma ci-dessous :

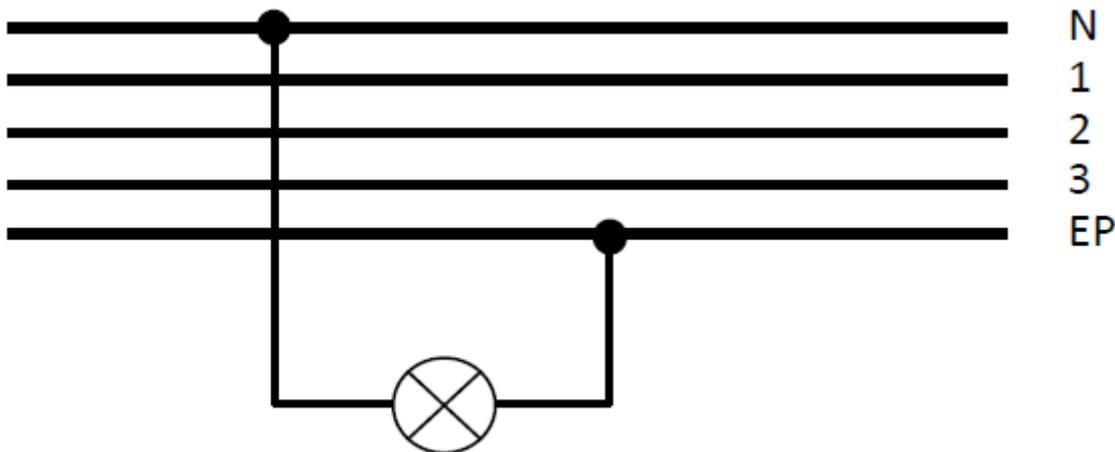


Figure 3.2 : Représentation d'un réseau d'éclairage public

2. Choix des caractéristiques des luminaires

Notre choix s'est porté sur les luminaires de type Sodium Haute Pression SHP dont les différentes caractéristiques sont illustrées dans le tableau 3-2 ci-dessous : [7]

Tableau 3-2 : Caractéristiques du Sodium Haute Pression

type	Efficacité lumineuse (lm/w)	Mise en régime (mm)	Ballast	Durée d'utilisation en heure	Facteur de puissance
SHP	65 à 130	2 à 3	Autotransformateur + Amorceur	8000	0.5

3. Choix du type d'implantation

Le choix du type d'implantation se fait en tenant compte de : [7]

- ✓ La largeur de la voie
- ✓ La hauteur de feu
- ✓ Différents aménagements existants
- ✓ Réseaux souterrains existants

Nous avons choisi dans notre étude l'implantation bilatérale en vis-à-vis pour les raisons suivantes :

- ✓ La largeur de la voie est importante et vaut les 3/2 de la hauteur de feu.
- ✓ Uniformité de l'éclairage
- ✓ Adaptées aux voies urbaines larges.

Néanmoins ce type d'implantation requiert non seulement un investissement important mais aussi un encombrement important.

4. Détermination de l'éclairage moyen nécessaire

L'éclairage est la densité du flux lumineux ou la quantité d'énergie rayonnée par une source reçue par une surface, il s'exprime en lux et se détermine par la formule suivante :

$$E = R * L \quad (3.3) \text{ avec :}$$

E : l'éclairage en lux.

R : l'indice global des propriétés réfléchissantes d'un revêtement

L : l'exigence en luminance exprimée en cd/m^2 .

Dans notre cas, $R = 14$ (car il s'agit d'une route bitumée : enrobé moyen) [7].

La détermination de l'exigence en luminance L prend en compte :

- ✓ Le type de voie : voie urbaine
- ✓ Le type de chaussée : route nationale
- ✓ Le type d'utilisateur : motorisé et véhiculé
- ✓ La vitesse de déplacement : vitesse inférieure ou égale à 90 km/h

Dans notre cas présent il est de 1.5 cd/m² comme l'indique le tableau ci-dessous.

Tableau 3-3: Tableau de choix des exigences en luminance(source :Norme EN 13-201)

DEFINITION DE LA VOIE	CONTRAINTES	NIVEAU LUMINEUX AMBIANT		LUMINANCE RETENUE POUR CONTRAINTES MAX	NORME EN 13201.1	
		FAIBLE À MOYEN	ELEVE		CLASSES D'ECLAIRAGE	SITUATIONS
AUTOROUTE INTERURBAINE Chaussées séparées Vitesse ≤ 130 km/h Motorisés seuls	Zone de conflit : non Complexité : normale Tâche de navigation : élevée Distance entre échangeur ≥ 3 km Trafic 15 000 ≤ V/J ≤ 25 000*	1	—***			A ₁
	Trafic V/J > 25000*	1,5	—	2	ME ₃ ME ₂ ME ₁	
ROUTE NATIONALE INTERURBAINE Chaussée unique Vitesse ≤ 90 km/h Motorisés Motorisés lents Cyclistes	Complexité : normale Véhicules en stationnement : non Tâche navigation : élevée Distance entre intersection ≤ 3 km Trafic motorisé < 7 000 V/J	1	—			A ₃
	Trafic motorisé ≤ 25 000 V/J	1,5	—		ME ₃ ME ₂	
	Trafic motorisé > 25 000 V/J	1,5	2	2 (zone de conflit)	ME ₂ ME ₁	
ROUTE SECONDAIRE INTERURBAINE Vitesse ≤ 90 km/h Motorisés Véhicules lents Cyclistes	Complexité : normale Tâche navigation : normale Nombre d'intersections ≤ 3 par km	0,75				B ₂
				1 (zone de conflit)	ME ₃	

De ce fait, L'éclairage moyen nécessaire est de :

$$E = 14 * 1.5 = 21 \text{ lux.}$$

5. Détermination du flux lumineux

Le flux lumineux est la quantité totale de lumière émise par une source lumineuse [7]. Elle se détermine par la formule suivante :

$$F = \frac{E * l * e}{v * u} \quad (3.4) \quad \text{avec :}$$

E : l'éclairage moyen en (lux)

l : largeur de la chaussée en (m)

e = écartement entre les luminaires en (m)

v : le facteur de maintenance

u : le facteur d'utilisation

Le facteur de maintenance v se détermine en tenant compte du :

- ✓ Type de luminaire (SHP)
- ✓ Degré de pollution (faible degré 1)
- ✓ Nombre d'heures de fonctionnement avant maintenance (8000h)
- ✓ Type d'indice de protection (IP 55)

Le choix de l'indice de protection IP 55 se justifie par le fait que les luminaires sont protégés non seulement contre les poussières nuisibles, mais aussi contre les jets d'eau comme l'indique le tableau ci-dessous : [7]

Tableau 4-4: Tableau de choix de l'indice de protection

Chiffre caractéristique	Premier chiffre. Degré de protection contre la pénétration des corps solides	Deuxième chiffre. Degré de protection contre la pénétration des corps liquides
0	Non protégé.	Non protégé.
1	Protégé contre les corps solides de diamètre supérieur ou égal à 50 mm.	Protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau.
2	Protégé contre les corps solides de diamètre supérieur ou égal à 12,5 mm.	Protégé contre les chutes d'eau pour une inclinaison maximale de 15° du luminaire de part et d'autre de la verticale.
3	Protégé contre les corps solides de diamètre supérieur ou égal à 2,5 mm.	Protégé contre l'eau « en pluie » tombant de part et d'autre sous un angle inférieur ou égal à 60° par rapport à la verticale.
4	Protégé contre les corps solides de diamètre supérieur ou égal à 1 mm.	Protégé contre les projections d'eau dans toutes les directions.
5	Protégé contre les poussières nuisibles.	Protégé contre les jets d'eau.
6	Étanche aux poussières.	Protégé contre les paquets de mer.
7		Protégé contre les effets de l'immersion.
8		Protégé contre l'immersion prolongée.

Le facteur de maintenance est donc de 0.75 comme l'indique le tableau ci-dessous : [7]

Tableau 3-5: Tableau de choix du facteur de maintenance

DEGRE DE POLLUTION	NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT AVANT ENTRETIEN (H)	FACTEUR DE MAINTENANCE DE L'INSTALLATION (M)				
		TYPE DE LAMPE	LUMINAIRE			
			IP 55 VASQUE PLASTIQUE	VASQUE PLASTIQUE	IP 65 VASQUE VERRE	
Faible Degré 1	8 000	S.H.P. Tubulaire	0,74 à 0,78	0,76 à 0,80	0,81 à 0,86	
	12 000		0,61 à 0,70	0,63 à 0,72	0,68 à 0,78	
Fort Degré 2-3	8 000		0,63 à 0,66	0,68 à 0,72	0,76 à 0,80	
	12 000		0,50 à 0,57	0,55 à 0,63	0,63 à 0,72	
Faible Degré 1	8 000		IODURES METALLIQUES Brûleur céramique	0,59 à 0,70	0,60 à 0,71	0,65 à 0,76
	12 000			0,44 à 0,59	0,46 à 0,60	0,49 à 0,66
Fort Degré 2-3	8 000	0,50 à 0,60		0,55 à 0,65	0,60 à 0,71	
	12 000	0,36 à 0,48		0,40 à 0,53	0,46 à 0,61	

L'écartement entre les luminaires est de 32 m ($3.2 \cdot h$, ou h représente la hauteur de feux qui est de 10 m dans notre cas). [7]

Le facteur d'utilisation u est le rapport entre les flux reçus par la chaussée et sortant des luminaires. Pour le déterminer, il faut passer par le rapport $\frac{l}{h}$ et faire la projection de cette valeur sur la courbe indiquée ci-dessous : [7]

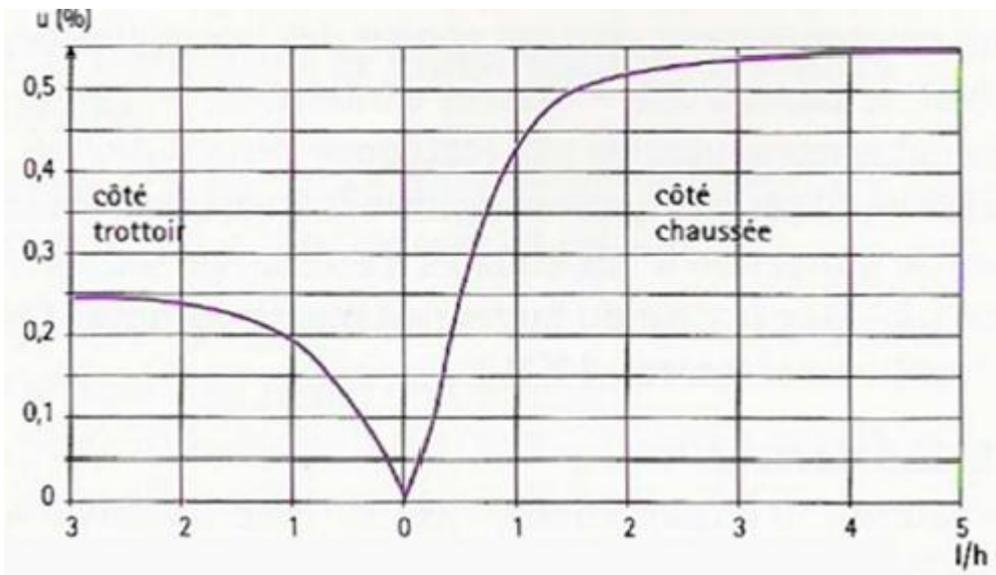


Figure 3.3 : Diagramme de choix du facteur d'utilisation

Dans notre cas la largeur de voie est de 15 m et la hauteur de feux est de 10 m.

Lorsqu'on fait la projection de $\frac{15}{10}$ sur le diagramme on obtient $u= 0.5$

Donc on en déduit le flux lumineux F,

$$F = \frac{21 \cdot 15 \cdot 32}{0.75 \cdot 0.5} = \mathbf{26\ 880\ lm.}$$

6. Détermination de la puissance électrique des luminaires

Celle-ci représente le rapport du flux lumineux émis et l'efficacité lumineuse de la source.

$$P = \frac{26880}{130} = 206.77\ W$$

Nous allons choisir des luminaires de type **SHP de 250 W**.

L'écartement entre les luminaires est de 32 m ; la hauteur de feux est de 10 m et la largeur de la voie, 15 m.

Le nombre de lampes est : $n = \frac{600}{32} + 1 = 20$.

Nous avons 20 luminaires dont 10 par départs.

7. Dimensionnement des conducteurs

Pour déterminer les sections du conducteur, nous devons calculer les sections suivantes :

- ✓ Sa liée au courant d'allumage IA
- ✓ Sb liée à la chute de tension

La section de conducteur doit donc être égale ou supérieur à la plus grande des sections Sa, Sb.

a. Calcul de Sa

Déterminons le courant d'allumage IA. Selon la norme NFC 17-205

$$I_A = N \cdot I_a \quad (3.5)$$

N : nombre de lampes par canalisation

I_a : courant maximal d'allumage d'une lampe (**I_a** = 2.3 A, voir Annexe 9)

En calculant, nous aurons : **I_A** = 13 * 2.1 = **29.9 A**

L'annexe 9, nous permet de déterminer la section Sa == ► **Sa = 6 mm²**

b. Calcul de Sb

En régime permanent, la chute de tension est inférieure ou égale à 5%.

Le courant d'emploi est défini comme suit:

$$I_B = d \cdot N \cdot I_b \quad (3.6)$$

I_b : courant absorbé par chaque lampe ($I_b = 1.4$ A voir Annexe 9)

d : coefficient d'extension = 1,2

$$I_B = 1.2 \cdot 13 \cdot 1.4 = 21.84 \text{ A}$$

La section S_b est déterminée en fonction de la chute de tension comme suit :

$$S_b = \rho \cdot n \cdot [(n+1) \cdot L] \cdot \frac{d \cdot I_b}{\Delta U} \quad (3.7)$$

ρ = résistivité des conducteurs ($\rho = 37 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour les conducteurs Aluminium).

$n = 10$ luminaires

$$\Delta U = 13.8 \text{ V}$$

L : la portée est de 32 m

$$\text{A.N : } S_b = 0,037 \cdot 10 \cdot [(10+1) \cdot 32] \cdot \frac{1.2 \cdot 1.4}{13.8} = 15.86 \text{ mm}^2$$

Donc nous aurons une section normalisée S_b de : $\Rightarrow S_b = 16 \text{ mm}^2$

La section du conducteur de l'éclairage public est de 16 mm^2 .

Conclusion :

Le réseau de distribution interne de Békuy est alimenté par deux postes de transformations H61 de 50 kVA chacun. La section des conducteurs des trois phases de l'artère principale et de l'artère secondaire sont respectivement de 70 mm^2 et de 35 mm^2 . Le réseau de distribution prévu étant constitué de Quatre(4) conducteurs et un neutre porteur de $54,6 \text{ mm}^2$, le dernier conducteur pour le raccordement de l'éclairage public prévu sur l'axe principal sera de 16 mm^2 Aluminium avec des luminaires de type SHP de 250 W.

III. EVALUATION DU COUT DE REALISATION DU PROJET

L'étude estimative du cout de réalisation du projet est résumée dans le tableau 3-6 ci-dessous ,pour plus de détails voir annexe 10.

Tableau 3-6: tableau récapitulatif du coût de réalisation du projet

Poste	Désignation	Prix total en Fcfa
I.	Exécution des travaux préliminaires	92.794.666 FCFA
II.	Fournitures et pose des supports de la ligne d'interconnexion 33 kV	517.160.230 FCFA
III.	Fournitures et pose de transformateurs, des conducteurs, des chaines d'isolateurs ainsi que des armements	501.179.629 FCFA
IV.	Construction et pose des matériels du réseau de distribution interne BTA de Békuy	139.317.247 FCFA
Total hors TVA		1.250.451.772 FCFA
TVA		225.081.319 FCFA
Total TTC		1.475.533.091 FCFA

Le cout de réalisation du projet s'élève à 1.475.533.091 FCFA. (Voir annexe 11 pour plus de précision)

IV. RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Afin d'assurer une bonne continuité en énergie de notre réseau d'interconnexion HTA 33 kV, et de faciliter son exploitation, nous formulons les recommandations suivantes :

- ✓ Mettre en place deux interrupteurs aériens à commande manuel (IACM) en plus des deux existant sur chaque tronçon afin d'optimiser la maintenance sur le réseau et augmenter la disponibilité de service ;
- ✓ Installer des détecteurs de défauts aériens (DDA) pour optimiser les recherches de défauts ;
- ✓ Installer un Interrupteurs Aériens à Creux de Tension (IACT) entre chaque tronçon. Lorsqu'un défaut survient sur le tronçon, l'IACT s'ouvrira. Cela permettra d'éviter de priver l'autre ville de courant électrique ;
- ✓ S'assurer d'une limitation de la chute de tension à 7%, en limitant la puissance du réseau à 2,65 MW.
- ✓ Faire une compensation à partir de la seizième année en installant des batteries de condensateurs de puissance 1,2 MVar ; soit 4 gradins de 300 kVar afin de rehausser le facteur de puissance de la ligne.

CONCLUSION

En somme, il faut noter que les projets d'électrifications rurales prennent de l'ampleur en Afrique notamment au Burkina Faso, où le gouvernement a décidé d'électrifier tous les chefs-lieux de communes rurales. C'est ainsi que l'électrification rurale de Békuy verra le jour et sera conduit par la Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso, où nous avons effectué notre stage de fin de cycle plus précisément à son siège à Ouagadougou dans la Direction des Etudes, et de la Planification des Equipements. Donc, nous aurons pour thème d'étude, l'électrification rurale de la localité de Békuy. Le projet consiste à réaliser non seulement, une ligne d'interconnexion HTA 33 kV Kona-Békuy longue de 86 km, mais aussi à concevoir le réseau interne Basse Tension muni de l'éclairage public sur l'axe principal pour la localité de Békuy. Pour mener à bien cette étude et dans les règles de l'art, il est primordial de faire une étude du terrain et celle du climat de la région afin de pouvoir dimensionner les types de supports, les armements et les conducteurs correspondant à la dite région.

Au sein de la ville, la construction du réseau Basse Tension facilite à la population de faire des branchements individuels. Le raccordement de ce réseau Basse Tension à la ligne d'interconnexion HTA 33 kV se fera par l'intermédiaire de deux transformateurs 33/0,4 kV de 50 kVA chacun. Egalement, la mise en place des foyers lumineux pour l'éclairage public permettra d'éclairer l'axe principal traversant le centre-ville qui est très fréquenté par la population.

Ce projet a été réalisé dans le respect de l'environnement. Il affectera fortement sur les conditions de vie de la population locale qui étaient freinées par le manque d'énergie électrique. On assistera donc certainement à l'amélioration de leurs conditions de vie sociales et économiques avec l'émergence des nouvelles activités.

Avec un investissement onéreux de l'ordre de 1.475.533.091 FCFA, une étude de ligne suivant les normes en vigueur et les règles de l'art s'avérait suffisant et nécessaire pour assurer la pérennité et la rentabilité de l'ouvrage.

REFERENCES ET BIBLIOGRAPHIES

- [1] **Extrait du fichier des villages du Burkina Faso INSD/RGPH 1996/vol 3 ;**

- [2] **Guide des protections des réseaux électriques industriels de Nahidi-Hassan ;**

- [3] **Génie-électrique –réseaux appareillage, technique de l'ingénieur Volume D4 II**

- [4] **Cours de Transport et distribution : Tome3 Calcul mécaniques des lignes aériennes**
Jean-Jacques GRAFF – Christophe LOTT mis à jour du 29/11/2014

- [5] **Cours de Transport et distribution : Tome2 Calculs électriques des câbles** Jean-
Jacques GRAFF – Christophe LOTT mis à jour du 29/11/2014

- [6] **SICAE de la Somme et du Cambrasis : caractéristiques des lignes aériennes HTA,**
version V1.0 du 09 /01/2006

- [7] 2ie-Master2 génie-électrique **Cours d'éclairage public (page59),** Christophe
LOTT version 2014-2015

ANNEXES

ANNEXE 1: Tracé Kona-Ouarkoye

N° d'ordre	N° Point	X	Y	Distance (m)	Cumul (m)	Déflexion (gr)
01	KO01	453 684	1 333 713			
				33,29	33,29	
02	KO02	453 666	1 333 685			-59,47
				597,27	630,56	
03	KO03	453 070	1 333 646			0,33
				1 121,79	1 752,35	
04	KO04	451 951	1 333 567			-0,43
				2 417,91	4 170,26	
05	KO05	449 538	1 333 413			-77,18
				75,64	4 245,90	
06	KO06	449 507	1 333 482			76,98
				841,55	5 087,45	
07	KO07	448 667	1 333 431			4,25
				1 857,06	6 944,50	
08	KO08	446 825	1 333 195			-42,14
				985,45	7 929,95	
09	KO09	445 977	1 333 697			-2,34
				449,37	8 379,32	
10	KO10	445 599	1 333 940			-2,92
				1 009,15	9 388,47	
11	KO011	444 776	1 334 524			5,22
				488,26	9 876,73	
12	KO012	444 356	1 334 773			-3,94
				309,54	10 186,27	
13	KO013	444 100	1 334 947			4,68
				4 659,78	14 846,05	
14	KO14	440 064	1 337 276			23,21
				974,25	15 820,30	
15	KO015	439 102	1 337 430			78,74
				154,35	15 974,65	
16	KO16	439 029	1 337 294			-67,04
				718,23	16 692,88	
17	KO17	438 311	1 337 276			-41,25
				310,27	17 003,14	
18	KO18	438 059	1 337 457			52,69
				1 819,03	18 822,17	
19	KO19	436 278	1 337 087			8,93
				2 258,17	21 080,34	
20	KO20	434 153	1 336 323			-17,19
				1 586,47	22 666,81	
21	KO21	432 571	1 336 204			-21,00
				3 792,47	26 459,28	
22	KO22	428 901	1 337 160			15,69
				715,03	27 174,30	
23	KO23	428 186	1 337 166			-2,61
				810,99	27 985,29	
24	KO24	427 376	1 337 206			-12,45
				53,60	28 038,89	
25	KO25	427 324	1 337 219			22,72

				89,56	28 128,45	
26	KO26	427 235	1 337 209			-13,21
				146,67	28 275,12	
27	KO27	427 089	1 337 223			19,93
				88,07	28 363,19	
28	KO28	427 003	1 337 204			69,22
				1 118,34	29 481,53	
29	KO29	426 709	1 336 125			-12,20
				597,49	30 079,02	
30	KO30	426 445	1 335 589			

ANNEXE 2: Tracé Ouarkoye- Bondoukuy

N° d'ordre	N° Point	X	Y	Distance (m)	Cumul (m)	Déflexion (gr)
01	OB01	426 445	1 335 589			
				271,06	271,06	
02	OB02	426 388	1 335 324			-10,00
				1 319,82	1 590,89	
03	OB03	425 912	1 334 093			-9,54
				5 858,04	7 448,92	
04	OB04	423 007	1 329 006			27,21
				2 846,90	10 295,82	
05	OB05	422 747	1 326 171			15,79
				1 794,97	12 090,79	
06	OB06	423 027	1 324 398			-11,21
				514,10	12 604,89	
07	OB07	423 017	1 323 884			-12,67
				1 024,35	13 629,24	
08	OB08	422 795	1 322 884			-42,31
				217,41	13 846,65	
09	OB09	422 627	1 322 746			56,12
				616,00	14 462,65	
10	OB10	422 626	1 322 130			-14,72
				420,35	14 882,99	
11	OB11	422 529	1 321 721			-7,55
				1 074,70	15 957,69	
12	OB12	422 159	1 320 712			-7,69
				309,93	16 267,62	
13	OB13	422 018	1 320 436			-14,38
				259,79	16 527,41	
14	OB14	421 851	1 320 237			26,29
				2 136,28	18 663,70	
15	OB15	421 250	1 318 187			-3,09
				1 135,66	19 799,35	
16	OB16	420 878	1 317 114			-7,03
				1 265,85	21 065,20	
17	OB17	420 334	1 315 971			4,81
				1 343,23	22 408,43	
18	OB18	419 850	1 314 718			-6,43
				150,27	22 558,70	
19	OB19	419 782	1 314 584			9,92
				913,61	23 472,31	
20	OB20	419 500	1 313 715			-16,60
				2 530,22	26 002,53	
21	OB21	418 125	1 311 591			8,89
				792,79	26 795,32	
22	OB22	417 791	1 310 872			-3,71
				561,94	27 357,26	
23	OB23	417 525	1 310 377			-14,79
				1 287,12	28 644,39	
24	OB24	416 671	1 309 414			-17,22
				950,84	29 595,22	
25	OB25	415 873	1 308 897			25,69

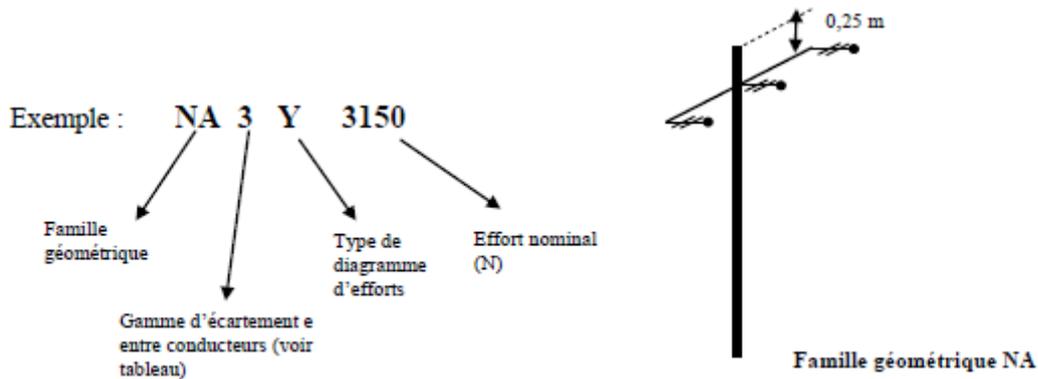
				445,98	30 041,21	
26	OB26	415 624	1 308 527			

ANNEXE 3: Tracé Bondoukuy-Békuy

N° d'ordre	N° Point	X	Y	Distance (m)	Cumul (m)	Déflexion (gr)
01	BB01	415 624	1 308 527			
				1 227,30	1 227,30	
02	BBO2	414 900	1 307 536			-3,53
				1 824,08	3 051,37	
03	BBO3	413 744	1 306 125			11,39
				3 977,32	7 028,69	
04	BBO4	411 811	1 302 649			25,07
				2 195,17	9 223,86	
05	BBO5	411 562	1 300 468			-17,78
				1 013,23	10 237,09	
06	BBO6	411 174	1 299 532			-23,14
				1 270,50	11 507,59	
07	BB07	410 302	1 298 608			5,07
				1 122,42	12 630,01	
08	BBO8	409 599	1 297 733			7,78
				1 146,93	13 776,94	
09	BB09	408 995	1 296 758			15,25
				848,77	14 625,71	
10	BB10	408 732	1 295 951			2,37
				532,41	15 158,12	
11	BB11	408 586	1 295 439			-5,01
				647,71	15 805,83	
12	BB12	408 360	1 294 832			-11,13
				959,23	16 765,06	
13	BB13	407 874	1 294 005			-1,54
				921,57	17 686,63	
14	BB14	407 388	1 293 222			-8,10
				1 710,31	19 396,94	
15	BB15	406 309	1 291 895			11,11
				4 245,59	23 642,53	
16	BB16	404 243	1 288 186			-11,78
				1 743,35	25 385,88	
17	BB17	403 129	1 286 845			

ANNEXE 4: (Source: Catalogue armements Retis-solutions)

✓ Nappe d'Ancrage pour lignes HTA suspendu



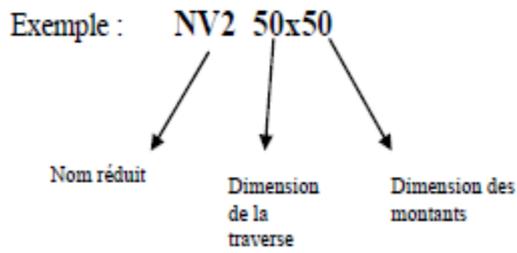
Gamme	Distance e (m)	Gamme	Distance e (m)
1	1,05	4	2,00
2	1,20	5	2,50
3	1,50	6	3,00

Gamme géométrique des armements

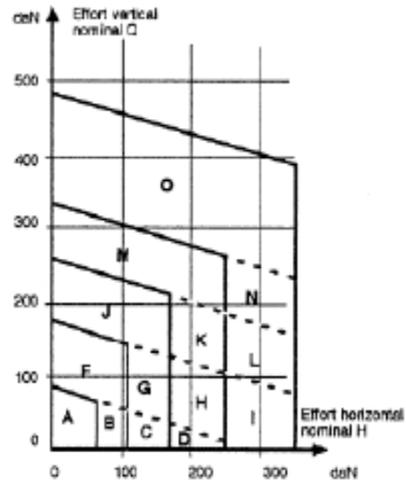
Le nom réduit des armements à faible déformation définit le type de diagramme de tenue des efforts de l'armement, ce diagramme est variable suivant que l'on recherche une tenue plus importante dans le sens vertical (Q) ou dans le sens longitudinal (L). Trois types de diagrammes référencés par les lettres **X**, **Y** et **Z** ont été spécifiés dans les règles françaises pour les armements à faible déformation :

Types	Diagramme dans le plan (Q, L)
X	
Y	
Z	

✓ Nappe Voûte (NV2)



Zone	Cornières
A	50 x 50
B	50 x 60
C	50 x 70
D	50 x 80
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



ANNEXES 5: Résultats CAMELIA pour tronçons Kona-Ouarkoye

CAMELIA 4.31

Version réservée à : SONABEL

Description :

Numéro d'affaire :

Nom du fichier : C:\Documents and Settings\user\Bureau\etude camelia A1B1\New_15-07-2015\kona ouarkoye A2.DON

Bibliothèque : BURKINA2.MDB, Règles burkinabè

Tableau des conducteurs :

Conducteur	HTA	BT	Section (mm ²)	Longueur (m)	Masse de câble sec (kg)
ASTER 148	27	0	148.1	90029	36641,8

Tableau des armements :

Nom	Quantité
NA3Y-3150	5
NA3Y-4000	1
NV2-60x60	159
NW-60x60	8
NA3Y-6300	21
NA4Y-5000	3
NA4Y-6300	12
NA3Y-5000	4
NW-60x70	2
NA4Y-4000	2
NA4X-1600	3

NA2Y-2500	1
NA3X-5000	2
NV5-70X70	1

Tableau des isolateurs :

Nom	Quantité
MAX CS70 7J	708

Tableau des supports :

Nom	Quantité
12 HEB 160 J	1
12 HEB 220 J	1
12 HEA 160	120
12 HEB 200 J	11
12 HEB 220	3
12 HEB200 PJ	5
12 HEA 200	2
12 HEA 180	43
12 HEA 160 J	5
12 HEB180 PJ	6
12 HEB 180 J	2
12 HEB 180	1
12 HEA 220 J	2
12 HEA 180 P	2

ANNEXES 6 : Résultats CAMELIA pour tronçon Ouarkoye-Bondoukuy

Version réservée à : SONABEL

CAMELIA 4.31

Description :

Numéro d'affaire :

Nom du fichier : C:\Documents and Settings\user\Bureau\etude camelia A1B1\New_15-07-2015\OUARKOYE BONDOUKUY A2.DON

Bibliothèque : BURKINA2.MDB, Règles burkinabè

Tableau des conducteurs :

Conducteur	HTA	BT	Section (mm ²)	Longueur (m)	Masse de câble sec (kg)
ASTER 148	21	0	148.1	89933	36602,7

Tableau des armements :

Nom	Quantité
NA3Y-6300	34
NV2-60x60	159
NA3Y-3150	10
NA3Y-5000	4
NA4X-1600	1
NA4Y-4000	1
NW-60x70	7
NW-60x60	1

Tableau des isolateurs :

Nom	Quantité
MAX CS70 7J	687

Tableau des supports :

Nom	Quantité
12 HEB 200 J	15
12 HEA 160	76
12 HEA 200	5
12 HEB 220 J	3
12 HEA 180	83
12 HEA 160 J	7
12 HEA 220 J	2
12 HEB180 PJ	2
12 HEB 180	2
12 HEA 220	2
12 HEB 200	2

ANNEXES 7: Résultats CAMELIA pour tronçon Bondoukuy-Békuy

CAMELIA 4.31

Version réservée à : SONABEL

Description :

Numéro d'affaire :

Nom du fichier : C:\Documents and Settings\user\Bureau\etude camelia A1B1\New_15-07-2015\BONDOUKUY BEKUY A2.DON

Bibliothèque : BURKINA2.MDB, Règles burkinabè

Tableau des conducteurs :

Conducteur	HTA	BT	Section (mm²)	Longueur (m)	Masse de câble sec (kg)
ASTER 148	16	0	148.1	76109	30976,4

Tableau des armements :

Nom	Quantité
NA3Y-5000	7
NV2-60x60	141
NA3Y-6300	23
NW-60x60	2
NA4Y-6300	2
NA3Y-3150	4
NW-60x70	3

Tableau des isolateurs :

Nom	Quantité
MAX CS70 7J	558

Tableau des supports :

Nom	Quantité
12 HEA 220 J	4
12 HEA 160	46
12 HEA 180	93
12 HEB 200 J	10
12 HEB 220	2
12 HEB180 PJ	1
12 HEA 200	5
12 HEA 160 J	2
12 HEB 200	1
12 HEB 220 J	2
12 HEA 220	1

ANNEXES 8 : Exemple de tableau de choix des conducteurs et des sections (Source : NFC 11 -201)

Nature	Section en mm²	Intensité admissible « A »
Câbles faisceau de distribution aérienne (autoporté)	3x25 + NP 3 x 35 + NP 3 x 50 + NP 3 x 70 + NP 3 x 150 + NP	112 A à 30 °C 138 A à 30 °C 168 A à 30 °C 213 A à 30 °C 344 A à 30 °C
Câbles souterrains armés à âme aluminium, isolant PRC et enveloppe PRC. (Norme UTE.NFC 33-210) (Norme EDF HN33.S.33)	3 x 35 + N35 3 x 50 + N50 3 x 95 + N50 3 x 150 + N70 3 x 240 + N95	120 A à 20 °C 140 A à 20 °C 210 A à 20 °C 280 A à 20 °C 370 A à 20 °C
Câbles souterrains cuivre	4 x 50 4 x 95	210 A à 20 °C 325 A à 20 °C

ANNEXES 9: Courant absorbé par les lampes dans les circuits d'alimentation (Source : 2ie-Master2 génie-électrique Cours d'éclairage public (page162), Christophe LOTT version 2014-2015)

Type de lampes	Puissance Nominale Lampe (W)	Ballasts ferromagnétiques		Ballasts électroniques
		Courant absorbé en régime établi I_b (A)	Courant maximal absorbé lors de l'allumage I_a (A)	Courant absorbé en régime établi I_b (A)
Sodium Haute Pression	50	0,3	0,45	-
	70	0,45	0,6	0,36
	100	0,60	0,90	0,51
	150	0,85	1,2	0,74
	250	1,40	2,3	-
	400	2,2	3,6	-
	600	3,1	4,9	-
1 000	5,4	10,6	-	
S.H.P Blanche	35	0,20	0,7	-
	50	0,35	0,9	0,65
	100	0,55	1,3	1,1
Sodium Basse Pression	18	0,14	0,35	-
	26	0,16	0,45	-
	35	0,22	0,60	0,16
	55	0,34	0,63	0,23
	91	0,49	0,66	0,40
	131	0,66	0,95	-
	135	0,73	0,86	-
180	1	1,15	-	
Iodures Métalliques	35	0,24	0,55	-
	70	0,45	0,6	0,36
	100	0,60	0,9	0,51
	150	0,85	1,2	0,74
	250	1,40	2,3	-
	400	2,20	3,6	-
	1 000	5,4	9,3	-
2 000	10,3	15,5	-	

ANNEXES 10 : Evaluation du coût de réalisation du projet

Poste	Désignation des ouvrages	Unités	Quantités	Prix Unitaire en fcfa	Prix total en fcfa
I.	Exécution des travaux préliminaires				
I.1	<u>Etude d'exécution</u> Projet détaillé de la ligne (tracé, levé topo, calculs mécaniques, planning, établissement d'un profil en long)	Forfait	1	17250000	17250000
I.2	<u>Couloir de la ligne</u> Ouverture couloir de la ligne (abatage, élagage etc)	km	86	337920	29061122
I.3	<u>Raccordement de la ligne</u>				
I.3.1	Cellule disjoncteur départ ligne 33 kV	Unité	1	31680607	31680607
I.3.2	Câble HTA 33 kV 3*240 mm ²	ml	500	25099	12549375
I.3.3	Extrémité intérieur du câble	Unité	3	38384	115151
I.3.4	Extrémité extérieur du câble	Unité	3	69519	208556
I.3.5	Support de remonté aéro-souterraine				

	2 HEA ou HEB /12 m équipé de: 1 herse d'arrêt plus renfort 3 chaînes d'ancrage 1 mise à la terre des masses métalliques 1 jeux de 3 parafoudres	ensemble	1	1929855	1929855
	Sous-total(1)	92.794.666 Fcfa			

Poste	Désignation des ouvrages	Unités	Quantités	Prix Unitaire en fcfa	Prix total en fcfa
II.	Fournitures et pose des supports de la ligne d'interconnexion 33 kV				
II.1	2 HEB ou HEB/12 m jumelés équipés de : 1 IACM + Commande 2 Herses d'arrêt 6 chaînes d'ancrage (iso composites) 1 chaîne de suspension (iso composites) 1 mise à la terre des masses métalliques	ensemble	6	12484645	74907970
II.2	4HEA ou HEB/13m jumelés portiques équipés de: -2 herses d'arrêt - 6 chaînes d'ancrage (iso composites) -1 chaîne de suspension (iso composites)	ensemble	16	2992727	47883632

II.3	2HEA 180/12m jumelés équipés de: -2 herses d'arrêt -6 chaines d'ancrage (iso Composites -1 chaine de suspension d'ancrage (iso Composites	ensemble	2	1415666	2831332
II.4	HEA ou HEB 160/12m équipé de: -Nappes Voûte NV2 -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	233	569915	132790195
II.5	HEA ou HEB 160/12m équipé de: -Nappes Voûte NW -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	6	587541	3525246
II.6	HEA ou HEB 180/12m équipé de: -Nappes Voûte NV2 -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	214	641154	137206956
II.7	HEA ou HEB 180/12m équipé de: -Nappes Voûte NW -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	5	660983	3304915
II.8	2HEA 160/12m jumelés équipés de: -2 herses d'arrêt -6 chaines d'ancrage (iso	ensemble	15	1258370	18875550

	Composites -1 chaine de suspension d'ancrage (iso-composites)				
II.9	2HEA 200/12m jumelés équipés de: -2 herses d'arrêt -6 chaines d'ancrage (iso Composites -1 chaine de suspension d'ancrage (iso-composites)	ensemble	36	1572962	56626632
II.10	HEA ou HEB 200/12m équipé de: -Nappes Voûte NV2 -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	10	712396	7123960
II.11	HEA ou HEB 200/12m équipé de: -Nappes Voûte NW -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	5	734426	3672130
II.12	2HEA 220/12m jumelés équipés de: -2 herses d'arrêt -6 chaines d'ancrage (iso Composites -1 chaine de suspension d'ancrage (iso-composites)	ensemble	14	1572962	22021468
II.13	HEA ou HEB 220/12m équipé de: -Nappes Voûte NV2	ensemble	3	783633	2350899

	-3 chaines de suspension (iso composites)				
II.14	HEA ou HEB 220/12m équipé de: -Nappes Voûte NW -3 chaines de suspension (iso composites)	ensemble	5	807869	4039345
	Sous-total(2)	517.160.230 Fcfa			
III.	Fournitures et pose de transformateurs, des conducteurs, des chaines d'isolateurs ainsi que des armements				
III.1	Transformateur H61 33/0.4 kV 160 kVA (y compris parafoudres)	Unité	3	5193269	15579807
III.2	Transformateur H61 33/0.4 kV 100 kVA(y compris parafoudres)	Unité	1	4715000	4715000
III.3	Transformateur H61 33/0.4 kV 50 kVA(y compris parafoudres)	Unité	10	4427500	44275000
III.4	Ensemble pour transformateur H61 -1 renfort -Confection d'une plate-forme de manœuvre -1 jeux de 3 parafoudres -1 MALT des masses métalliques -1 MALT du neutre	ensemble	14	376936	5277104
III.5	Mise à la terre des masses métalliques d'un IACM	Unité	6	133800	802800

III.6	Câble ALMELEC 148	ml	294466	796	234394578
III.7	Chaines d'isolateurs 33 kV à 7 éléments	ensemble	481	107078	51504518
III.8	Chaines d'isolateurs 33 kV à 8 éléments	ensemble	140	123140	17239558
III.8.1	Armement Nappe voûte NV2	ensemble	460	121144	55726240
III.8.2	Armement Nappe voûte NW	ensemble	21	127044	2667924
III.8.3	BI AS-70 700 pour le passage en alterné suspendu de la ligne HTA	ensemble	12	73840	886080
III.8.4	Armements NA	unité	140	483698	67717720
III.9	Numérotation d'un support	unité	570	690	393300
	Sous-total (3)	501.179.629 Fcfa			
IV.	Construction et pose des matériels du réseau de distribution interne BTA de bekuy				
IV.1	HEA 180/ 12 m équipé de :Ensemble d'ancrage RPAC ou EAS	ensemble	4	547998	2191992
IV.2	HEA 160/ 12 m équipé de :Ensemble d'ancrage RPAC ou EAS	ensemble	12	365332	4383984
IV.3	HEA 180/ 9 m équipé de :Ensemble d'ancrage RPAC ou EAS	ensemble	2	296044	592088
IV.4	HEA 160/ 9 m équipé de :Ensemble d'ancrage RPAC ou EAS	ensemble	28	197363	5526164
IV.5	HEA 140/ 9 m équipé de : Ensemble d'ancrage RPAC	ensemble	54	168579	9103266
IV.6	HEA 120/ 9 m équipé de : Ensemble d'alignement	ensemble	314	125475	39399150

IV.7	Pose d'ensemble d'ancrage	unité	114	10240	1167360
IV.8	Pose d'ensemble d'alignement	unité	428	6161	2636908
IV.9	Câble pré assemblé (3*70+54.6+16)	ml	4163	3190	13279970
IV.10	Câble pré assemblé (3*35+54.6+16)	ml	16043	3079	49396397
IV.11	Transtacteurs	Unité	84	2537	213108
IV.12	Lampe SHP 250 W	Unité	20	143750	2875000
IV.13	Coffret d'éclairage public	Unité	2	776250	1552500
IV.14	MALT du neutre	ensemble	50	133860	6693000
IV.15	Numérotation des supports	Unité	444	690	306360
	Sous-total (4)	139.317.247 Fcfa			
	Total hors TVA	1.250.451.772 Fcfa			
	TVA	225.081.319 Fcfa			
	Total TTC	1.475.533.091 Fcfa			