ETUDE D'ELECTRIFICATION DE LA CITE DISPORA A NIAMEY/NIGER

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER 2

SPECIALITE : GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE INDUSTRIEL

Présenté et soutenu publiquement le 22/01/2026 par

BADAMASSI IBRAHIM Mamane Rabiou (n° 20200282)

Maitre de stage : Ing. MOUSSA SANI Mahamane Noura, Chef

Service Régional Exploitation des Réseaux de Distribution (SREMRD) (NIGELEC)

Encadrant 2iE : M. Justin BASSOLE, Ingénieur_ Enseignant

Structure d'accueil du stage : NIGELEC, Société Nigérienne d'Electricité

Jury d'évaluation du mémoire :

Président du jury : Dr. Daniel YAMEGUEU

Examinateurs :

Dr. MOUSSA KADRI Mahaman Sani

Dr. Komlan Hector Seth TETE

Promotion [2025/2026]

DEDICACE

- A mes chers parents,

Je dédie ce mémoire à vous deux, qui avez toujours été un soutien inébranlable tout au long de mon parcours. Par votre amour inconditionnel, vos prières constantes et vos sacrifices silencieux, vous m'avez permis de surmonter les obstacles et d'atteindre cet objectif.

Votre patience, votre sagesse et vos encouragements ont été des piliers essentiels dans la réalisation de ce travail. Ce mémoire est le reflet de vos valeurs et de votre engagement envers mon éducation et mon épanouissement.

Recevez toute ma reconnaissance, mon respect profond et ma gratitude éternelle avec tout amour ;

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie ALLAH le tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude et grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Mes vifs remerciements vont à :

- L'ensemble du personnel de l'Institut 2iE pour toutes les compétences acquises.
- **M. Justin BASSOLE** Ingénieur, Enseignant au Département Génie Electrique, Energétique et Industriel de la fondation 2iE Pour ses orientations méthodologiques, sa rigueur académique et sa disponibilité tout au long de la rédaction de ce mémoire.
- L'ensemble du personnel de la NIGELEC au Service Régional Exploitation Maintenance des réseaux de Distribution (SREMRD) pour leur accueil et leur soutien tout au long du stage ; en particulier **Monsieur Abdoul Salam**, mon encadreur de terrain, pour sa disponibilité, ses conseils pratiques, sa patience et la richesse de ses orientations. Son accompagnement m'a permis de mieux comprendre les réalités du terrain et de mener à bien ce travail.
- **M. MOUSSA SANI Mahamane Noura**, chef de Service Régional Exploitation Maintenance des réseaux de Distribution (NIGELEC) pour ses conseils et son encadrement et toute son équipe
- À ma mère, **Madame Zouéra Adamou**, pour son amour inestimable, ses prières, ses encouragements constants et ses sacrifices silencieux. Maman, tu es et resteras ma plus grande source d'inspiration. Que Dieu te bénisse et te comble de Sa grâce, comme tu m'as comblé d'amour et de soutien.
- À mon père **BADAMASSI IBRAHIM**, dont les efforts, les conseils et la présence bienveillante ont joué un rôle essentiel dans mon parcours. Merci pour ta confiance, ton encadrement moral et ton soutien sans faille.
- Mes frères et sœurs, Pour leur affection, leurs encouragements et leur présence à mes côtés dans cette aventure universitaire.
- **Ing. Georges V. U. PODA et Ing Bassirou KIAGBE** (SONABEL) pour leur accompagnement et leur précieux soutien dans l'utilisation du logiciel **Camélia**. Leur disponibilité et leurs conseils techniques ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.

RESUME

L'accès à l'énergie électrique constitue un facteur clé pour le développement économique, social et urbain. Dans cette dynamique, l'électrification de la Cité Diaspora, un quartier récemment aménagé à Niamey, apparaît comme une priorité pour améliorer le cadre de vie des populations et favoriser leur inclusion dans le tissu urbain.

Le présent mémoire s'inscrit dans le cadre d'une étude de conception d'un réseau de distribution électrique HTA/BT. Il s'agit d'une étude technique approfondie, visant à définir les caractéristiques optimales d'un futur réseau capable de répondre aux besoins énergétiques de la zone concernée.

Pour atteindre cet objectif, une étude électrique a été menée, permettant de dimensionner les conducteurs et équipements nécessaires. Un conducteur de type Almélec, de section 54,6 mm² et de longueur 1 748 m, a été retenu pour la ligne HTA (20 kV), avec des isolateurs composites**.** Pour le réseau BT, un conducteur torsadé isolé de section 50 mm² et de longueur 1,67 km a été adopté. Le poste HTA/BT H61 est équipé d'un transformateur de 250 kVA, dimensionné en fonction des besoins en énergie de la cité.

En parallèle, un dimensionnement mécanique a permis de déterminer la nécessité de 66 supports en béton armé, dont 12 poteaux de 12 mètres pour la HTA et 53 poteaux de 9 mètres pour la BT. Les armements utilisés sont de types nappe voûte et horizontale, choisis selon les efforts mécaniques exercés par les conducteurs et les contraintes géométriques du terrain.

Enfin, une étude d'impact environnemental et social a été réalisée, ainsi qu'une évaluation financière du projet, estimée à Trente-huit millions cinq cent soixante-onze mille cent un francs CFA (38.571.101 CFA) TTC.

Mots clés :

1- Cité diaspora 2-Electrification 3-NIGELEC

4-Réseau HTA/BT 5-Route Tillabéry

ABSTRACT

Access to electrical energy is a key factor for economic, social, and urban development. In this context, the electrification of the Cite Diaspora, a newly developed neighborhood in Niamey, emerges as a priority to improve the living conditions of the population and promote their inclusion in the urban fabric.

This master focuses on the design study of a medium and low voltage (MV/LV) electrical distribution network. It presents an in-depth technical analysis aimed at defining the optimal characteristics of a future network capable of meeting the energy demands of the target area.

To achieve this goal, an electrical study was conducted to size the necessary conductors and equipment. An Almelec bare conductor with a cross-section of 54.6 mm² and a length of 1 748 meters was selected for the MV (20 kV) line, using composite and insulators. For the LV grid, an insulated twisted conductor with a cross-section of 50 mm² and a length of 1.67 km was adopted. The H61 MV/LV substation is equipped with a 250 kVA transformer, sized according to the energy needs of the neighbourhood.

In parallel, mechanical sizing identified the need for 64 reinforced concrete poles, including 10 poles of 12 meters for the MV grid and 54 poles of 9 meters for the LV grid. The supports used are of the nappe, vault, and Horizontal types, selected based on the mechanical stresses exerted by the conductors and the geometric constraints of the terrain.

Finally, an environmental and social impact assessment was carried out, along with a financial evaluation of the project, estimated at Thirty-eight million five hundred and seventy-one thousand one hundred and one CFA francs, all taxes included (38.571.101 FCFA TTC).

Keywords:

1- Diaspora District 2- Electrification 3- NIGELEC

4- MV/LV grid 5- Tillabery Road

LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

NIGELEC : Société Nigérienne d'Electricité

SAFELEC : Société africaine de l'électricité

SONICHAR : Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren

MW: Méga watt

kV: Kilo volt

MWA: Méga watt ampère

kVA: Kilo Volt Ampère

MVA: Méga Volt Ampère

IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle

IACT : Interrupteur Aérien à Commande Télécommandé

daN : Deca Newton

HTA : Haute Tension catégorie A

HTB : Haute Tension catégorie B

BTA : basse tension catégorie A

TTC : Tout Taxe Comprise

TABLE DES MATIERES

DEDICACE ii
REMERCIEMENTS iii
RESUME iv
ABSTRACT v
LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES vi
LISTE DES FIGURES ix
CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL, GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE 2
I. Présentation de la structure d'accueil 2
II. Présentation de la zone d'étude 4
III. Généralités sur les réseaux électriques 5
Introduction 5
CHAPITRE II : CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA 13
I. Dimensionnement électrique de la ligne HTA 13
II. Dimensionnement mécanique de la ligne HTA 22
1.Dimensionnement mécanique manuelle de la ligne HTA 22
2. Dimensionnement mécanique de la ligne à l'aide du logiciel camélia 35
III Dimensionnement électrique et mécanique du réseau basse tension 38
CHAPITRE III. RESULTATS ET DISCUSSIONS 42
1. Dimensionnement Electrique de la ligne HTA 42
2 Dimensionnement Mécanique de la ligne HTA 42
3. Analyse comparative de l'étude manuelle et de l'étude CAMELIA calcul 47
CHAPITRE IV : EVALUATION DU PROJET ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET 50
1. Évaluation du Projet 50
2 Notice d'impact environnemental et social du projet 53
CONCLUSION 57
RECOMMANDATIONS 58
BIBLIOGRAPHIE i
ANNEXES iii

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1:Classification des réseaux en fonction de la tension[8] 7
Tableau 2: Classification des réseaux selon la puissance admissible[9] 7
Tableau 3 :Description de la ligne (départ sonouci)(source Nigelec) 16
Tableau 4 :Coefficient k due à la nature de l'âme conductrice[10] 17
Tableau 5: Courant admissibles des sections de câble [10] 17
Tableau 6:Calcul du courant de court-circuit selon la section des conducteurs HTA 20
Tableau 7: Facteur a en fonction du type de matériau[3] 20
Tableau 8: Résultats du calcul du courant de court-circuit maximal admissible 21
Tableau 9: Chute de tension du réseau HTA 22
Tableau 10:Hypothèses climatiques (source NIGELEC) 26
Tableau 11:Caractéristiques des câbles 27
Tableau 12: Paramètres recommandés par la norme NF C-11-201 30
Tableau 13: Profondeur d'implantation des supports 31
Tableau 14: L'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40°C[9] . 39
Tableau 15 : Tableau récapitulatif des chutes de tension sur la ligne BT 41
Tableau 16: Classification des supports BT selon leur position et les efforts admissibles[16] 41
Tableau 17:Limites des cantons 42
Tableau 18: Récapitulatif des choix de supports et de leurs armements 43
Tableau 19:Garde hors sol, profondeur d'implantation des supports et fondations des supports 44
Tableau 20:Répartition du personnel et responsabilités 50
Tableau 21:Calendrier d'exécution du projet 51
Tableau 22: Devis par série des travaux 53
Tableau 23:Résultats récapitulatifs de calcules de portée équivalente et de la flèche maximale iii

LISTE DES FIGURES

Figure 1:Organigramme de la SREMRD 4
Figure 2: Vue aérienne de la cité diaspora 5
Figure 3:Structure générale d'un réseau électrique 5
Figure 4:Structure maillée[12] 8
Figure 5:Structure bouclée [12] 9
Figure 6:Structure radiaux [12] 9
Figure 7:Les composantes d'une ligne aérienne HTA[11] 9
Figure 8:Conducteurs nus et conducteurs torsadés[12] 10
Figure 9 :Isolateur en rigide[9] Figure 10:Isolateur en céramique
Figure 11 :Isolateur en composite 10
Figure 12:Interrupteurs aériens à commande manuelle(IACM) 11
Figure 13: Les parafoudres 11
Figure 14:Transformateur HTA/BT 12
Figure 15: La portée 23
Figure 16: Représentation de la flèche 23
Figure 17: Paramètre P[11] 24
Figure 18: Tracé de ligne HTA 25
Figure 19: Profil en long 25
Figure 20:Garde hors sol[15] 30
Figure 21 : Support d'alignement[9] 31
Figure 22: Support d'angle[15] 32
Figure 23: Support d'arrêt[12] 33
Figure 24: Interface de saisie des hypothèses climatiques 35
Figure 25: Interface de saisie des supports 36
Figure 26: Interface de saisie des données du canton numéro 2 37
Figure 27:Réseau Basse Tension 38
Figure 28:Résultats de l'armement 46
Figure 29:Résultats des efforts exercés sur les supports 46
Figure 30: Résultats de l'écartements entre phases 47
Figure 31: Situation géographique de la Cité Diaspora 54

INTRODUCTION

L'énergie électrique constitue un levier essentiel du développement socio-économique, indispensable au fonctionnement des activités industrielles, commerciales et domestiques. Au Niger, l'accès à l'électricité demeure limité en raison de l'étendue du territoire national, d'une croissance démographique soutenue de 3,7%[1] et d'une concentration inégale des infrastructures énergétiques. En 2023, le taux d'accès à l'électricité au niveau national se situe entre 18 % et 23 %, avec une situation particulièrement critique en zone rurale où il ne dépasse pas 5 %. Cela place le Niger parmi les pays ayant l'un des plus faibles taux d'accès à l'électricité au monde [2].

Pour répondre à ces défis, l'État nigérien a adopté une stratégie énergétique ambitieuse visant à atteindre un taux d'accès d'environ 80 % à l'horizon 2035, principalement à travers l'extension du réseau électrique, le déploiement de mini-réseaux et l'utilisation de systèmes solaires autonomes[3]. Dans ce contexte, l'électrification des nouveaux quartiers urbains représente une priorité pour accompagner l'urbanisation croissante et améliorer les conditions de vie des populations.

Le présent travail s'inscrit dans ce cadre et porte sur **L'ETUDE D'ELECTRIFICATION DE LA CITE DIASPORA A NIAMEY,** un quartier résidentiel en cours de développement. L'objectif principal est de concevoir un réseau de distribution électrique HTA/BTA capable d'assurer une alimentation fiable, continue et sécurisée, conformément aux normes techniques et réglementaires en vigueur au Niger.

Afin d'atteindre cet objectif, une démarche méthodique a été adoptée. Le mémoire est organisé en quatre chapitres :

Chapitre I. Présentation de la structure d'accueil, de la zone d'étude et généralités sur les réseaux électriques, décrivant le contexte institutionnel et les concepts fondamentaux liés aux réseaux électriques ;

Chapitre II. Conception et dimensionnement d'un réseau HTA/BTA, couvrant les études électriques, le choix des équipements et le dimensionnement mécanique des supports et conducteurs ;

Chapitre III. Résultats et discussion, présentant les performances du réseau dimensionné, les analyses des résultats obtenus et leur conformité aux critères techniques ;

Chapitre IV. Évaluation du projet et notice d'impact environnemental et social, incluant le devis quantitatif et estimatif ainsi que l'analyse des impacts sociaux et environnementaux du projet.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL, GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE

I. Présentation de la structure d'accueil

1. Historique

La Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) a été légalement constituée le 7 septembre 1968 sous la forme d'une société anonyme à capitaux publics majoritaires, avec un capital social actuel de 76 648 870 000 FCFA. Son siège administratif est localisé à Niamey, au quartier Plateau, précisément au n°201, Avenue du Général de Gaulle (PL 30).

La genèse de l'électrification urbaine au Niger remonte à 1952, avec la signature d'une première convention concédant l'exploitation du service public d'électricité de la ville de Niamey à la société coloniale Énergie AOF. Cette dernière assurait alors les fonctions de production et de distribution de l'énergie électrique dans le cadre de l'Afrique Occidentale Française (AOF).

À la suite des indépendances africaines, cette entité fut restructurée sous l'appellation SAFELEC (Société Africaine d'Électricité), afin de répondre aux nouvelles dynamiques économiques et politiques des États souverains.

Le 7 septembre 1968, SAFELEC (Société Africaine d'Électricité) est transformée en NIGELEC, une entité juridiquement autonome et placée sous le contrôle stratégique de l'État nigérien. Dès 1971, la société commence à étendre ses activités de distribution dans les centres urbains secondaires, initialement sous forme de gérance, avant d'en obtenir progressivement la concession officielle à partir de 1973, consolidant ainsi son statut de délégataire du service public de l'électricité.

Depuis sa création, NIGELEC opère sous un régime de concession exclusif, lui conférant le monopole national sur les activités de production, transport et distribution de l'énergie électrique.

Cependant, une dérogation réglementaire à ce monopole a été accordée en 1978 à la Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SONICHAR), en vue de l'exploitation du charbon local pour la production thermique d'électricité. Depuis 1988, NIGELEC afferme à SONICHAR la ligne haute tension 132 kV Anou Araren–Arlit, utilisée pour alimenter

principalement les sites miniers du Nord. Toutefois, la distribution dans les centres urbains d'Agadez, Arlit et Tchirozérine demeure sous l'exclusivité de NIGELEC, conformément à son mandat de concessionnaire.

2. Objectifs et missions de la NIGELEC

La Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) a pour mission principale d'assurer, dans la mesure du possible, l'approvisionnement en énergie électrique des zones urbaines ainsi que des milieux ruraux. Cette fourniture énergétique repose majoritairement sur l'importation depuis le Nigéria, principal pays fournisseur, complétée par une production locale décentralisée, notamment à l'aide de groupes électrogènes thermiques.

L'objectif fondamental de la NIGELEC est de garantir en permanence une distribution d'électricité conforme aux exigences de qualité, tant en termes de niveau de tension que de stabilité du signal électrique, afin de protéger les équipements électroménagers et industriels des usagers. À cet effet, l'entreprise s'efforce de respecter rigoureusement les normes techniques et réglementaires en vigueur dans le secteur de l'énergie.

3. Service Régional Exploitation et Maintenance des Réseaux de Distribution (SREMRD)

Le stage a été effectué au sein du Service Régional Exploitation et Maintenance des Réseaux de Distribution (SREMRD) de Niamey, plus précisément dans la Division Études et Travaux Neufs. Cette division est chargée de la planification technique des projets d'extension des réseaux de distribution existants, ainsi que de l'exécution des Travaux Remboursables (TR), notamment les raccordements individuels des nouveaux abonnés et les extensions mineures du réseau.

La division est composée de plusieurs corps de métiers, dont des contremaîtres, électriciens et aide-électriciens. Les opérations sur le terrain sont coordonnées et supervisées par les contremaîtres, qui assurent notamment les responsabilités suivantes :

- Réaliser une visite technique préalable sur le site d'intervention pour évaluer les contraintes potentielles, définir les ressources matérielles et humaines nécessaires, et organiser les tâches par équipe ;
- Assurer le recollement et la gestion des matériels, en veillant à la récupération des équipements excédentaires ou inutilisés ;

- Superviser les travaux sur site, en mettant un accent particulier sur le respect des consignes de sécurité pour l'ensemble des techniciens, en particulier les monteurs de lignes.

La figure suivante représente l'organigramme de la SREMD

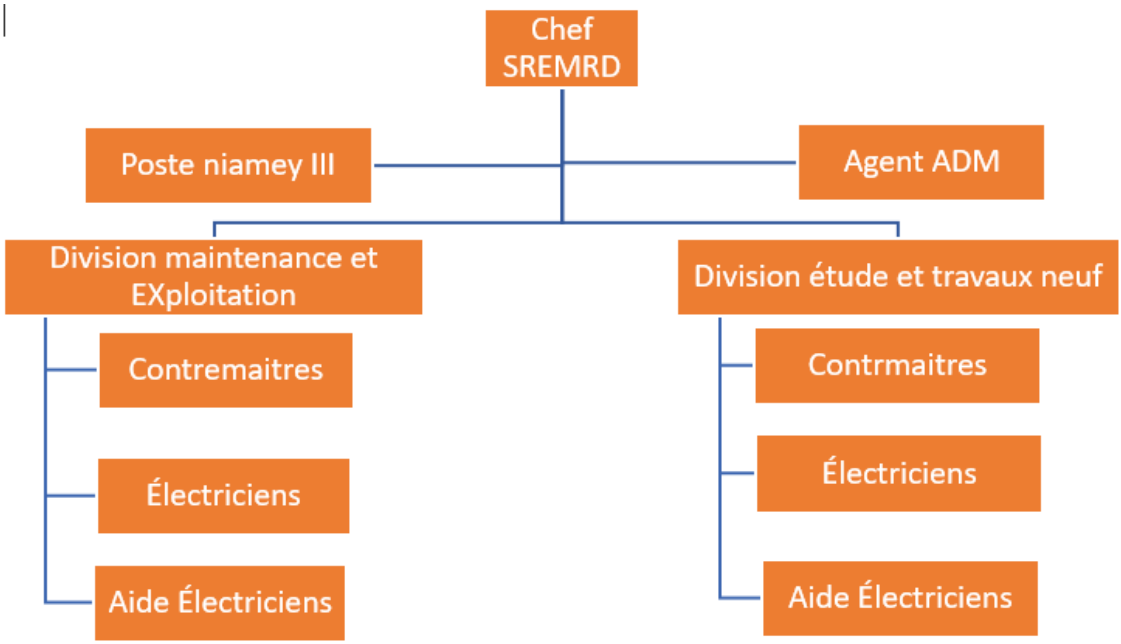


Figure 1:Organigramme de la SREMRD

II. Présentation de la zone d'étude

La Cité Diaspora est située dans le 1er arrondissement communal de Niamey, le long de la route de Tillabéry, entre le quartier Goudel et la Cité Assemblée. Cette position est particulièrement avantageuse, car elle se trouve à moins d'un kilomètre d'un point de raccordement du réseau électrique exploité par la NIGELEC, ce qui en fait un site favorable pour son intégration au système électrique existant. La cité s'étend sur une superficie de 11 hectares (0,11 km²) et compte 107 parcelles. Bien que les travaux d'aménagement ne soient pas encore entièrement achevés, une partie de la zone est déjà habitée, mais demeure dépourvue d'accès à l'électricité. Le projet d'électrification proposé vise donc à raccorder la Cité Diaspora au réseau existant via le départ SONUCI, alimenté par le poste source Goudel 66/20 kV. Ce choix technique permettra d'assurer une intégration optimale au réseau, tout en garantissant une distribution électrique fiable et durable pour répondre aux besoins énergétiques des habitants actuels et futurs. La figure 2 nous présente une vue aérienne de notre zone d'étude.



Figure 2: Vue aérienne de la cité diaspora

III. Généralités sur les réseaux électriques

Introduction

Les réseaux électriques représentent la colonne vertébrale du développement économique et social moderne, permettant l'acheminement de l'énergie électrique depuis les centres de production vers l'ensemble des consommateurs. Ces infrastructures complexes, constituées d'un ensemble d'équipements interconnectés, forment un système hiérarchisé qui assure la continuité et la qualité de l'approvisionnement électrique [4].

1. Description générale d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant l'acheminement de l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'aux consommateurs finaux. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, interconnectées dans des postes électriques qui assurent la répartition de l'électricité et la transition entre les différents niveaux de tension. De façon générique, un réseau électrique se divise en quatre grandes parties : la figure 3 nous donne la structure générale d'un réseau électrique :

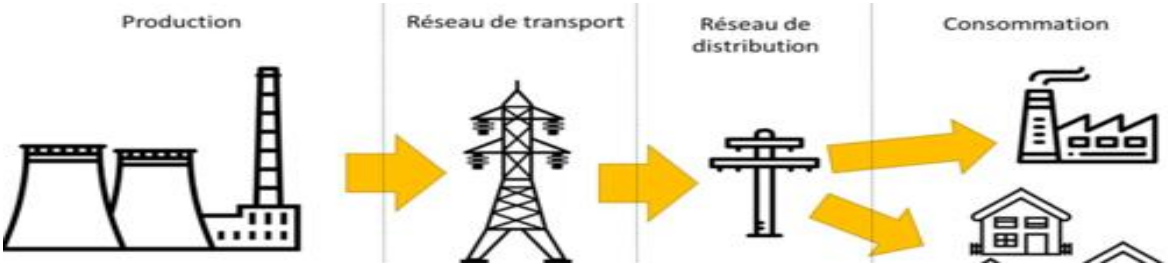


Figure 3:Structure générale d'un réseau électrique

1.1 Production

Les centrales électriques produisent l'énergie électrique à partir de différentes sources. Au Niger, la production nationale reste faible avec une puissance installée d'environ 317 MW (hors installations minières) en 2023[5]. Le parc de production comprend :

- Les centrales thermiques diesel de la NIGELEC
- La centrale à charbon de la SONICHAR (37 MW) à Anou Araren pour l'alimentation des mines d'uranium [3].
- Les centrales solaires photovoltaïques en développement (30 MW à Gorou Banda, 25 MW hybride à Agadez)[6].

1.2 Transport

Le réseau de transport achemine l'énergie électrique des centres de production vers les zones de consommation sur de longues distances en utilisant des lignes à haute et très haute tension. Au Niger, le réseau de transport comprend :

- Des lignes 132 kV ;
- Le renforcement de la boucle haute tension de Niamey passée de 66 kV à 132 kV en 2025, augmentant la capacité de transit de 70 MW à plus de 200 MW [7] ;
- Le projet de ligne d'interconnexion 330 kV dans le cadre du WAPP (West Africain Power Pool) reliant le Nigeria, le Niger, le Burkina Faso et le Bénin [5] ;

1.3 Répartition

Les réseaux de répartition assurent à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. Ils distribuent l'énergie depuis le réseau de transport vers les zones urbaines et industrielles via des lignes à haute tension (typiquement entre 30 et 150 kV).

Au Niger, plusieurs projets ont permis l'extension du réseau de répartition [6]:

- La ligne Dosso-Gaya (176 km)
- La ligne Dosso-Birni N'Gaouré-Margou-Boumba (150 km)
- La ligne Soraz-Tanout (115 km)
- La ligne Niamey-Torodi-Makalondi (88 km)

1.4 Distribution

Le réseau de distribution achemine l'électricité aux utilisateurs finaux (ménages, commerces, petites industries) via des lignes moyenne tension (MT) et basse tension (BT). Au Niger :

- Les réseaux moyenne tension (33 kV et moins) desservent les villes et villages.
- Les réseaux basse tension (230/400 V) alimentent directement les consommateurs.

➢ La NIGELEC a étendu son réseau pour couvrir 576 localités électrifiées, desservant 765 640 clients en 2023[4].

2. Les différents types de réseaux et leurs fonctions

Les réseaux électriques sont classifiés selon leur niveau de tension et la puissance à transiter, chaque catégorie ayant une fonction spécifique dans l'acheminement de l'électricité. Le tableau 1 nous donne la classification des réseaux selon la tension et le tableau 2 selon la puissance.

Tableau 1:Classification des réseaux en fonction de la tension[8]

		Valeur de la tension U	
		En courant alternatif	En courant continu
Basse tension	BT	$50\ V < U < 1\ 000\ V$	$120\ V < U \leq 1\ 500\ V$
Haute tension	HTA	$1\ 000\ V < U \leq 50\ 000\ V$	$1500\ V < U \leq 75\ 000$
	HTB	$U > 50\ 000\ V$	$U > 75\ 000\ V$

Tableau 2: Classification des réseaux selon la puissance admissible[9]

Tension	**Catégorie**	**Type de réseau**	**Pmax admissible**
230 / 400 V	BT	Réseau de distribution	250 kVA
15/20/33 kV	HTA	Réseau de distribution	10 MVA$\leq P_{max} \leq$ 15 MVA
63/90/110 kV	HTB	Réseau de répartition	100 MVA$\leq P_{max} \leq$ 150 MVA
225/380 kV	HTB	Réseau de transport	500 MVA $\leq P_{max} \leq$ 1500 MVA

2.1 Réseaux à Très Haute Tension (THT)

Transport de grandes quantités d'électricité sur de très longues distances avec des pertes minimales. Ces réseaux interconnectent les régions et les pays entre eux. Au Niger Le projet WAPP-Dorsale Nord prévoit l'installation d'une ligne 330 kV reliant le Nigeria au Niger, puis au Burkina Faso et au Bénin [3]. Cette infrastructure régionale améliorera considérablement la sécurité d'approvisionnement électrique du pays.

2.2 Réseaux à Haute Tension (HT ou HTB)

Transport régional de l'électricité et alimentation des grandes zones urbaines et industries lourdes. Ces réseaux constituent l'ossature du réseau de répartition. Au Niger Le réseau 132 kV constitue la boucle principale de Niamey, reliant les postes de Gorou Banda, Goudel, Niamey 2 et Niamey Nord [7] La modernisation de la boucle de Niamey a fait passer la capacité de 30 MW à 60 MW pour le poste de Niamey Nord

2.3 Réseaux à Moyenne Tension (MT ou HTA)

Fonction : Distribution locale de l'électricité vers les industries moyennes, les commerces et liaison avec les postes de transformation MT/BT.

2.4 **Réseaux à Basse Tension (BT ou BTB) :** Distribution finale vers les consommateurs résidentiels, artisans et petits commerces.

3. Différentes structures de réseaux

3.1 Structure maillée

La structure maillée se caractérise par de multiples interconnexions entre les lignes et les postes. Elle offre une excellente continuité de service, car plusieurs chemins d'alimentation sont possibles. En revanche, elle est coûteuse et nécessite une coordination complexe des protections. La figure 4 nous donne la structure maillée d'un réseau électrique.

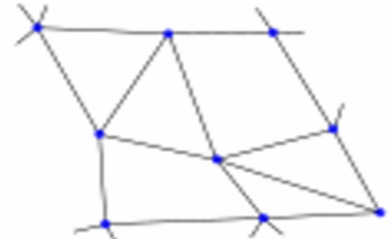


Figure 4:Structure maillée[12]

3.2 Structure bouclée

La structure bouclée est une configuration intermédiaire entre la structure radiale et la structure maillée. Les postes sont alimentés par deux directions possibles, mais le réseau fonctionne généralement ouvert en un point. Cette structure améliore la fiabilité tout en limitant les coûts. La figure 5 représente la structure bouclée d'un réseau électrique.

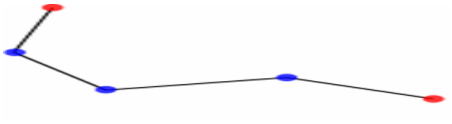


Figure 5:Structure bouclée [12]

3.3 Structure radiale

La structure radiale est la plus simple et la plus utilisée en distribution. Chaque départ est alimenté par une seule source. Elle est économique et facile à exploiter, mais présente une faible continuité de service en cas de défaut.

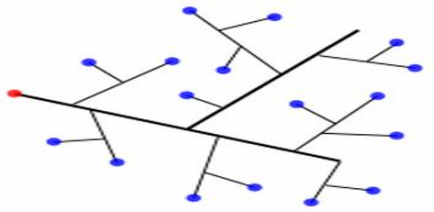


Figure 6:Structure radiaux [12]

4. Principales composantes d'une ligne électrique aérienne

Une ligne aérienne est un ouvrage électrique destiné au transport ou à la distribution de l'énergie électrique à l'air libre. Elle est constituée de plusieurs composantes mécaniques et électriques dont le rôle est d'assurer à la fois le transit de l'énergie, la tenue mécanique de l'installation et la sécurité des personnes et des biens[10] . Ces composantes sont décrites ci-après.

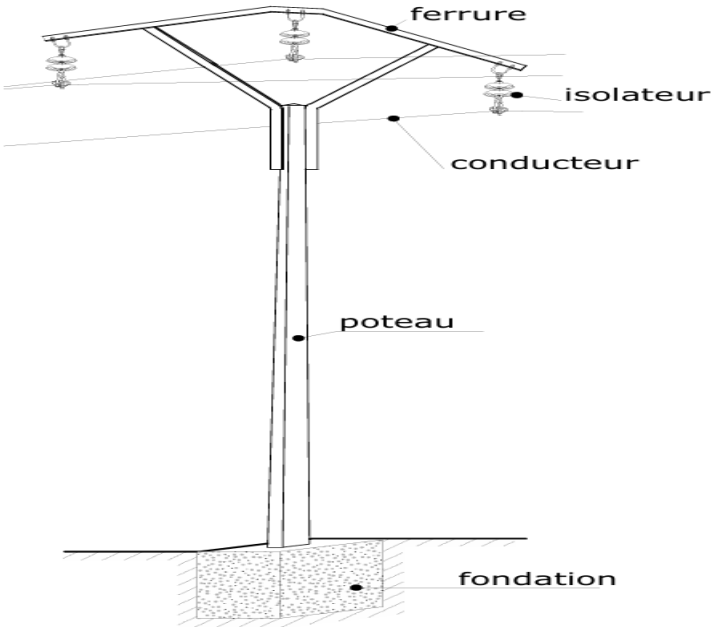


Figure 7:Les composantes d'une ligne aérienne HTA[11]

4.1 Les supports

Les supports constituent l'ossature mécanique de la ligne aérienne. Ils peuvent être en béton armé, en bois ou en métal selon le niveau de tension, la portée entre deux supports et les contraintes du terrain. Leur rôle principal est de maintenir les conducteurs à une hauteur suffisante par rapport au sol et aux obstacles environnants, tout en résistant aux efforts mécaniques dus au vent, au poids des conducteurs et aux variations climatiques [4].

4.2 Les conducteurs nus aériens

Les conducteurs sont les éléments passifs de la ligne, chargés de transporter le courant électrique. Ils sont généralement réalisés en aluminium ou en alliage aluminium-acier (ACSR), afin d'offrir un bon compromis entre conductivité électrique, résistance mécanique et coût économique. Leur section est choisie en fonction du courant à transporter, des pertes admissibles et des contraintes thermiques [6].



Figure 8:Conducteurs nus et conducteurs torsadés[12]

4.3 Les Isolateurs

Un isolateur sert à empêcher la conduction entre des conducteurs électriques soumis à des tensions différentes. Ces isolateurs sont réalisés soit en verre, ou céramique, soit en matériau synthétique, dont la conductivité électrique est pratiquement très faible voire nulle, pour assurer l'isolation électrique entre conducteurs.



Figure 9 :Isolateur en rigide[9]



Figure 10:Isolateur en céramique



Figure 11 :Isolateur en composite

4.4 L'armement

On appelle armement d'une ligne électrique, l'ensemble des accessoires (tête du support, ferrures et isolateurs) nécessaires au support d'une ligne électrique en haut d'un mât ou d'un

pylône. Il doit être tel que les conducteurs ne puissent se toucher entre eux ou entrer en contact avec le sol dans l'espace compris entre deux support consécutifs que l'on appelle « portée ». On distingue 3 types d'armement :

- Armement en drapeau
- Armement en nappe
- Armement en triangle

4.5 Les équipements de protection et de manœuvre

Une ligne aérienne peut être équipée de dispositifs destinés à améliorer l'exploitation et la sécurité du réseau. On y trouve notamment

- **Les interrupteurs aériens à commande manuelle**, utilisés pour le sectionnement des lignes,



Figure 12:Interrupteurs aériens à commande manuelle(IACM)

- **Les parafoudres** pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique,

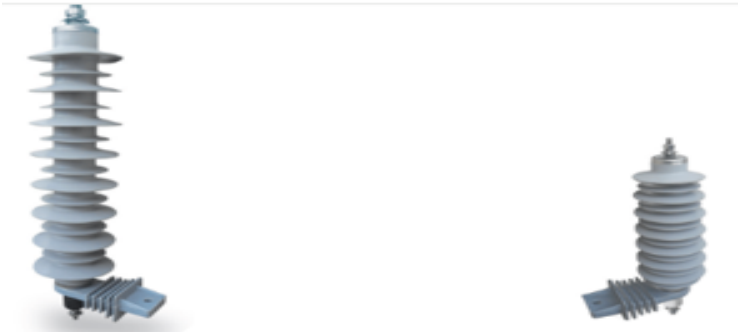


Figure 13: Les parafoudres

4.6 Les organes de raccordement des lignes aériennes

Les accessoires de raccordement assurent la liaison mécanique et électrique entre les conducteurs, les isolateurs et les armements. Il s'agit notamment :

- **Pinces de suspension**

Elles assurent le support mécanique des conducteurs sur les supports intermédiaires de la ligne HTA. Elles permettent une liberté de mouvement du conducteur, limitant ainsi les contraintes mécaniques dues au vent, aux variations de température et aux vibrations.

- **Pinces d'ancrage**

Elles sont utilisées aux extrémités de ligne, aux changements de direction et aux points de tension. Leur fonction est d'assurer la fixation rigide du conducteur en reprenant les efforts de traction longitudinaux, garantissant ainsi la stabilité mécanique de la ligne.

- **Manchons de jonction et connecteurs**

Ils assurent la continuité électrique et mécanique entre deux conducteurs. Les manchons de jonction permettent le raccordement bout à bout des conducteurs, tandis que les connecteurs assurent les dérivations ou les connexions vers d'autres équipements, tout en minimisant les pertes électriques et les échauffements.

4.7 Les transformateurs de puissance HTA/BT

Les transformateurs de puissance HTA/BT constituent un élément essentiel des composants principaux d'une ligne aérienne de distribution électrique. Ils assurent la conversion de la tension moyenne (HTA), généralement de 15 à 20 kV, en basse tension (BT) de 400/230 V, compatible avec l'alimentation des consommateurs finaux. Installés le plus souvent sur poteaux ou dans des postes de distribution, ces équipements permettent une répartition efficace et sécurisée de l'énergie électrique vers les réseaux basse tension.



Figure 14:Transformateur HTA/BT

CHAPITRE II : CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA

I. Dimensionnement électrique de la ligne HTA

Le dimensionnement électrique d'une ligne HTA vise à déterminer les grandeurs caractéristiques nécessaires pour assurer une alimentation fiable tout en minimisant les pertes d'énergie sur le réseau.

1. Bilan des puissances

L'étude électrique d'un réseau de distribution BT/HTA commence par l'évaluation précise des puissances à fournir aux ménages. Le bilan des puissances permet d'estimer la charge actuelle et future du réseau afin de dimensionner correctement les conducteurs, transformateurs et protections.

Le bilan comprend trois étapes essentielles :

- Calcul de la puissance domestique (P_d) ;
- Calcul de la puissance utilisée (P_u) ;
- Projection de la puissance (P_{max}) à l'année n du projet ;

1.1 Calcul de la puissance domestique

La puissance domestique représente la demande électrique totale des ménages pour l'année de référence (source Nigelec). Elle est définie par :

$$P_d = P_s\,(t).I(t).N(t) \qquad (\mathbf{1})$$

Avec :

- N(t) : Nombre total de ménages au temps t (N=107) ;
- P_s(t): Puissance spécifique ou unitaire par ménage au temps t ;
- I (t) : Taux de desserte au temps t défini comme le rapport entre le nombre d'abonnés potentiels et le nombre total de concessions. I(t)=1 ;

$$\mathrm{I(t)} = \frac{\text{Nombre d'abonnés potentiels}}{\text{Nombre de concessions}} \qquad (\mathbf{2})$$

1.2 Détermination de la puissance spécifique $P_s(Kw)$

Dans le cas de la Cité Diaspora, les concessions étudiées sont des habitations sociales de même catégorie, présentant des niveaux d'équipement similaires. Selon la politique d'électrification

domestique de la NIGELEC, tout ménage de type social est alimenté en monophasé avec un compteur standard de 3 kW.

Cette valeur correspond à la puissance souscrite minimale disponible pour les logements sociaux selon la grille tarifaire en vigueur de la NIGELEC (Annexe XIX).

Ainsi, pour chaque concession :

$$P_s = 3kW$$

Calcul numérique :

$$P_d = 3\text{x}107\text{x}1 = 321 \text{ kW}$$

1.3 Calcul de la puissance utilisée

Tous les abonnés ne consomment pas simultanément leur puissance maximale. La puissance réellement appelée sur le réseau est donc déterminée par :

$$\mathrm{P_u} = \mathrm{P_d} \times \mathrm{K_S} \qquad (\mathbf{3})$$

- P_u : puissance utilisée réelle (en kW)
- P_d : puissance domestique totale installée (en kW)
- K_s : coefficient de simultanéité (entre 0,2 et 1 selon le nombre d'abonnés) ;

Pour le cas de notre projet nous avons 107 abonnés, ce qui nous permettra d'opter un k_s= 0.4 (voir Tableau de coefficient de simultanéité en annexe XVIII)

Calcul numérique :

$$\mathrm{P_u} = 321\text{x}0{,}4 = 128{,}4 \text{ kW}$$

1.4 Calcul de la puissance maximale

L'augmentation progressive des équipements électriques et la croissance démographique nécessitent une projection de la charge sur plusieurs années. Cette projection garantit que le réseau dimensionné reste fiable et capable de satisfaire la demande future.

La puissance future à l'horizon n est donnée par :

$$P_{max} = P_0(1 + \Gamma)^n \qquad (\mathbf{4})$$

Avec :

P_{max} : Puissance projetée après n années ;

P_0 : Puissance à l'année d'électrification (égale à Pu) ;

Γ : Taux de croissance annuelle (Γ = 10 %) ;

n : Horizon d'étude (pour notre étude on a considéré n= 4 ans) ;

Application numérique :

$P_{max} = 128{,}4\text{x}(1 + 0{,}1)^4 = 187{,}99\ kW$

NB : Le choix de l'horizon d'étude a été effectué de manière raisonnée, en tenant compte du contexte réel de la zone du projet. La cité étudiée est située à proximité immédiate de la ligne HTA, mais demeure actuellement relativement isolée du tissu urbain principal.

À l'instant initial de l'étude, cette cité constitue la principale zone appelée à être alimentée par le transformateur projeté. Toutefois, des constructions sont progressivement observées aux alentours de la cité, et il est raisonnable de prévoir qu'une partie de ces nouvelles concessions sera raccordée au réseau au fil du temps.

Dans ce contexte, un horizon d'étude de **quatre (4) ans** a été retenu afin de prendre en compte l'évolution progressive de la charge, tout en évitant un surdimensionnement du réseau et un surinvestissement dès la phase initiale du projet. Ce choix permet ainsi d'assurer un compromis entre la satisfaction des besoins futurs et l'optimisation des coûts d'investissement, en attendant une urbanisation plus marquée du quartier.

2. Choix de la tension de service de la ligne

Pour assurer une compatibilité optimale avec l'infrastructure existante, la ligne électrique de la Cité Diaspora sera raccordée à une ligne préexistante. Il a donc été retenu d'utiliser des conducteurs identiques à ceux de la ligne existante, tant en nature qu'en tension nominale. Par conséquent, la tension de service de la ligne sera fixée à **20 kV**, garantissant ainsi une continuité et une stabilité du réseau électrique. Le Tableau 3 nous donne la description de la ligne existante (départ sonuci).

Tableau 3 :Description de la ligne (départ sonouci)(source Nigelec)

Section (mm^2)	Type de conducteur	Tension (kV)	Résistance Linéique r (Ω/km)	Réactance linéique x (Ω/km)	Scc (MVA)	Longueur (Km)	Charge (MW)
75,5	Almélec	20	0,438	0,35	500	8,1	6,55

3. Dimensionnement et choix du conducteur de la ligne HT

Pour l'extension d'une ligne HTA, les sections standards (**34,5 mm^2, 54,6 mm^2 et 75,5 mm^2**) que la NIGELEC utilise serviront de référence pour notre étude. Le dimensionnement vise à déterminer la section de conducteur la plus appropriée, en respectant les exigences techniques et économiques du projet. Le choix définitif sera effectué sur la base de trois critères essentiels [13].

- Le courant admissible ;
- La chute de tension admissible ;
- La tenue au court-circuit pendant un temps donné ;

3.1 Critère du courant nominal

Le calcul du courant nominal circulant dans la ligne s'effectue à l'aide de l'expression suivante :

$$P_T = \sqrt{3} * I_b * U * cos\,\varphi \;\rightarrow I_b = \frac{P_T}{\sqrt{3} * U * cos\,\varphi} \qquad (\mathbf{5})$$

Avec :

P_T : La puissance totale transitée

U : la tension nominale du réseau

Cos φ : Le facteur où de puissance

Application numérique :

$$I_b = \frac{187990}{\sqrt{3} * 20000 * 0{,}9} = 6{,}03A$$

$$I_b = 6{,}03A$$

➢ 3.1.1 Calcul du courant admissible dans les conducteurs de la ligne

Le courant admissible d'un conducteur, noté I_{adm} représente l'intensité maximale que celui-ci peut supporter de manière permanente sans que sa température ne dépasse la valeur limite fixée par les normes. Il se calcule par la formule :

$$I_{adm} = K * S^{0,62} \quad (6)$$

Avec S : Section du câble (mm²)

K : Coefficient en fonction de la nature de l'âme conductrice.

Le tableau 4 nous donne les valeurs de k en fonction de l'âme conductrice

Tableau 4 :Coefficient k due à la nature de l'âme conductrice[10]

L'âme conductrice	Coefficient k
Almélec	17,1
Alu-Acier	21
Cuivre	16,4

Résultats obtenus sont fournis dans le tableau 5 :

Tableau 5: Courant admissibles des sections de câble [10]

Section S (mm²)	34,4	54,6	75,5
Courant admissible Iz (A)	154,34	204,2	249,65

3.2 Critère du courant de court-circuit

➢ 3.2.1 Calcul du courant de court-circuit du réseau

Le calcul du courant de court-circuit consiste à déterminer l'intensité du courant qui circulerait en cas de défaut à un point donné du réseau. Elle est généralement effectuée selon la méthode d'impédance à partir de la relation suivante :

$$I_{cc} = \frac{\mathrm{U}}{Z_{cc} * \sqrt{3}} \quad (7)$$

Avec Z_{cc} l'impédance équivalente.

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (8)$$

- **Impédance du réseau amont**

On dispose de la tension nominale ligne U=20 kV et de la puissance de court-circuit de référence S_{cc}=500 MVA. L'impédance amont équivalente Za se calcule par :

$$Za = \frac{U^2}{Scc} \qquad (\mathbf{9})$$

$$Za = \frac{20000^2}{500 * 10^6} = 0{,}8\Omega$$

- Cette impédance représente la somme vectorielle de la résistance R_a et de la réactance $X_a$du réseau amont :

$$Za = \sqrt{{R_a}^2 + {X_a}^2} \qquad (\mathbf{10})$$

Selon les recommandations techniques de la norme **CEI 60909**, on peut adopter un rapport :

$$\frac{{R_a}^2}{{X_a}^2} = 0{,}2 \rightarrow Ra = 0{,}2 * X_a$$

- En remplaçant dans l'expression précédente :

$$Za = \sqrt{(0{,}2 * X_a)^2 + {X_a}^2} = X_a\sqrt{1 + (0{,}2)^2} = X_a\sqrt{1{,}04}$$

On en déduit :

$$X_a = \frac{Za}{\sqrt{1{,}04}} \; et \; Ra = 0{,}2 * X_a$$

- En appliquant numériquement :

$$X_a = \frac{0{,}8}{\sqrt{1{,}04}} = 0{,}784\ \Omega \quad et \quad Ra = 0{,}2 * 0{,}784 = 0{,}157\ \Omega$$

- **Impédance de la nouvelle ligne**

L'impédance de la nouvelle ligne, incluant celle du câble Almélec, s'exprime par :

$$Z_{ligne} = R + jX \qquad (\mathbf{11})$$

Avec :

$$R = r \times L \quad et\, X = x \times L \qquad (\mathbf{12})$$

- ***R*** : résistance de la ligne (Ω)
- ***r*** : résistance linéique (Ω/km)
- ***X*** : réactance de la ligne (Ω)
- ***x*** : réactance linéique (Ω/km)

La réactance linéique de la ligne est fixée à x = 0,35 Ω/km, conformément aux valeurs couramment admises pour les lignes aériennes en moyenne tension. Quant à la résistance linéique $\boldsymbol{r}$, elle dépend du type de conducteur utilisé. Les valeurs correspondantes pour les trois sections de conducteurs considérées (34,4 mm², 54,6 mm² et 75,5 mm²) sont extraites de la fiche des caractéristiques techniques des câbles Almélec, présentée **en Annexe XI**, et se réfèrent à la norme NF EN 50182.

Dans le cadre de cette étude, la ligne à considérer est composée de deux tronçons :

- **Une ligne existante** de longueur L_{exi} = 8,1 km ;
- **Une nouvelle ligne** à créer d'une longueur L_{nouv} = 0,52967 km.

Ainsi, la résistance et la réactance totales de la ligne sont obtenues en sommant les contributions des deux tronçons, selon les relations :

$\mathbf{R_L = r \times (L_{exi} + L_{nouv})}$ **et**

$\boldsymbol{X_L = x \times (L_{exi} + L_{nouv})}$

L'impédance totale du réseau, notée **Zcc**, est alors déterminée en combinant l'impédance amont et celle de la ligne selon la relation suivante :

$$\boldsymbol{Z_{cc} = \sqrt{(R_a + R_l)^2 + (X_a + X_l)^2}} \qquad (\mathbf{13})$$

La Longueur totale L=8,62967 km
Réactance totale de la ligne :

$X_L = x \times L = 0{,}35 \times 8{,}62967 = 3{,}02\ \Omega$

Les résultats sont donnés dans le tableau 6 :

Tableau 6:Calcul du courant de court-circuit selon la section des conducteurs HTA

Section (mm²)	r (Ω/km)	R_l=rL (Ω)	X_l (Ω)	R_a+R_l (Ω)	X_a+X_l (Ω)	Z_{cc} (Ω)	I_{cc} (kA)
34,4	0,958	8,27	3,02	8,43	3,8	9,26	1, 24
54,6	0,603	5,2	3,02	5,36	3,8	6,57	1, 76
75,5	0,438	3,78	3,02	3,94	3,8	5,47	2,11

3.2.2 Calcul de courant de court-circuit maximal

Le courant de court-circuit maximal admissible d'un conducteur est le courant de défaut le plus élevé qu'il peut supporter pendant une durée déterminée (généralement 1 seconde), sans que sa température ne dépasse la limite admissible imposée par la nature de son matériau et son isolation. Il est déterminé à partir de la relation suivante :

$$I_{ccmax} = \frac{S*a}{\sqrt{t_{cc}}} \qquad (14)$$

Avec :

- **S** : section du conducteur (mm²) ;
- t_{cc} : temps de court-circuit, fixé à **1 s** ;
- **a** : facteur dépendant du matériau constitutif du conducteur.

Les valeurs du facteur *a* selon le type de matériau sont données dans le tableau suivant :

Tableau 7: Facteur a en fonction du type de matériau[3]

Type de matériau	Alliage d'aluminium (Almélec)	Aluminium	AMS	Cuivre
a	*76,4*	*55,07*	*61,98*	*105,3*

Dans le cadre de cette étude, les lignes considérées sont constituées de conducteurs en alliage d'aluminium (Almélec), pour lesquels a = 76,4.

Apres l'application numérique les résultats sont données dans le tableau 8.

Tableau 8: Résultats du calcul du courant de court-circuit maximal admissible

S(mm²)	34,4	54,6	75,5
I_{ccmax} (kA)	2,6	4,17	5,77

3.3 Critère de chute de tension

La chute de tension dans un conducteur résulte de pertes dites par effet Joule. Une partie de l'énergie véhiculée est directement absorbée par le conducteur et dissipée sous forme de chaleur. Il est donc essentiel de maîtriser la chute de tension afin de garantir une alimentation correcte et stable des équipements situés en bout de ligne. La chute de tension est donnée par la relation suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P * L}{U^2} * (R_0 + X_0 * tan\,\emptyset) * 100 \qquad (15)$$

Où :

- **P** : puissance active transitée (MW)
- **U** : tension d'exploitation entre phases (kV)
- **R_0** : résistance linéique du conducteur (Ω/km)
- **X_0** : réactance linéique du conducteur (Ω/km)
- **tanφ** : tangente du déphasage entre la tension et le courant
- **L** : longueur de la ligne (km)

Selon la norme **NF C 11-201**, la chute de tension admissible sur les réseaux **HTA** ne doit pas excéder **5 %** de la tension nominale.

Ainsi, dans le cadre de cette étude, le calcul de la chute de tension est effectué pour différentes sections de câble afin de vérifier la conformité du dimensionnement avec les exigences normatives.

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 9 qui suit.

Tableau 9: Chute de tension du réseau HTA

S (mm²)	P (MW)	D (km)	U (kV)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	tan φ	ΔU (%)
34,4	0,187990	0,52967	20	0,958	0,35	0,48	0,03
54,6	0,187990	0,52967	20	0,603	0,35	0,48	0,02
75.5	0,187990	0,52967	20	0,438	0,35	0,48	0,015

II. Dimensionnement mécanique de la ligne HTA

Le dimensionnement a pour objectif fondamental de garantir la sécurité, la fiabilité et la durabilité des ouvrages électriques, tout en respectant les normes et réglementations en vigueur, notamment la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux aériens. Il consiste notamment à :

- Évaluer les efforts mécaniques maximaux subis par les supports (poteaux, consoles, ancrages) ;
- Sélectionner les équipements appropriés (types de poteaux, armements, haubans et fondations) capables de supporter ces charges en conditions normales et extrêmes ;
- Vérifier le respect des distances de sécurité réglementaires.

Le respect de ces critères permet d'assurer la stabilité mécanique des ouvrages, la protection des personnes et des biens, ainsi que la pérennité du réseau dans son environnement physique et climatique. Afin d'atteindre ces objectifs, le dimensionnement est réalisé selon une double approche : d'une part par des calculs manuels conformes aux prescriptions normatives, et d'autre part à l'aide du logiciel CAMELIA, utilisé pour la vérification et l'optimisation des résultats obtenus.

1.Dimensionnement mécanique manuelle de la ligne HTA

1.1 Quelques définitions géométriques et données mécaniques

1.1.1 Définitions géométriques

- **La portée (a)**

C'est la distance horizontale ''a '' entre deux supports consécutifs. Elle s'exprime en mètres [4].



Figure 15: La portée

- **Canton**

Un canton est constitué d'une ou plusieurs portées alignées entre deux supports d'ancrage ou d'angle [8].

- **Flèche**

C'est 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, elle varie ensuite, en fonction de la température et sous l'influence des surcharges

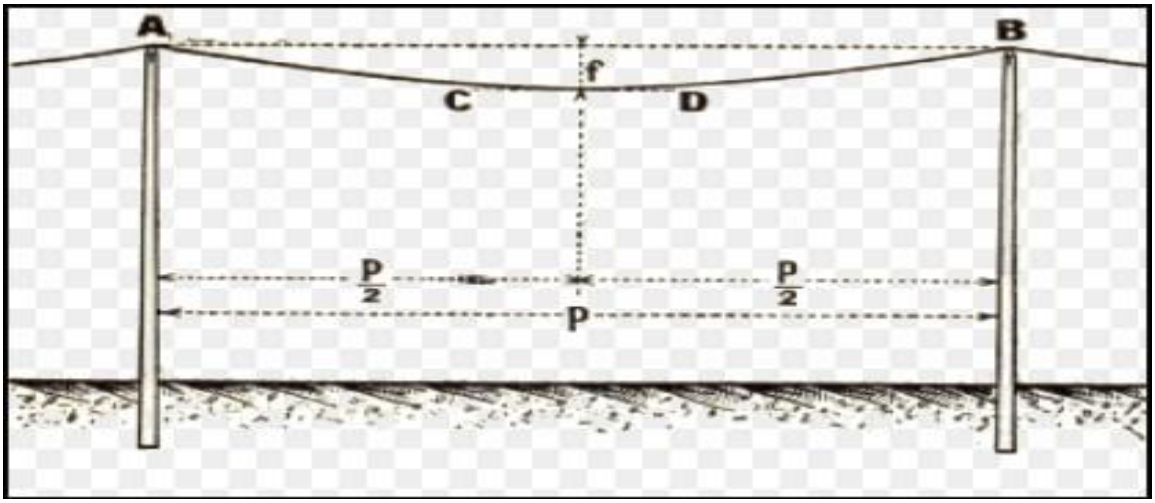


Figure 16: Représentation de la flèche

1.1.2 Les principales données mécaniques

- **Poids spécifique ou linéaire du conducteur**

Il s'agit du rapport entre le poids d'un mètre de conducteur et la section du conducteur. Ce paramètre varie en fonction de la nature et de la constitution du conducteur. Il semble également être influencé par les surcharges, qui entraînent un allongement du conducteur. Il s'exprime en daN/m.mm².

- **La tension unitaire**

La tension unitaire représente la tension par unité de section, exprimée en daN/mm², à laquelle le conducteur est soumis. Initialement, elle dépend du réglage de la ligne, mais elle varie ensuite en fonction de la température et des surcharges. Il convient de préciser que la détermination de

la tension mécanique est essentielle pour calculer la valeur de la flèche, comme définie précédemment

- **Le paramètre P**

Le paramètre P représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole[11]. C'est le rapport entre la tension spécifique du conducteur (t), exprimée en daN/mm², et le poids linéaire du conducteur, exprimé en daN/m·mm²[14]. Ce paramètre est donné en mètres.

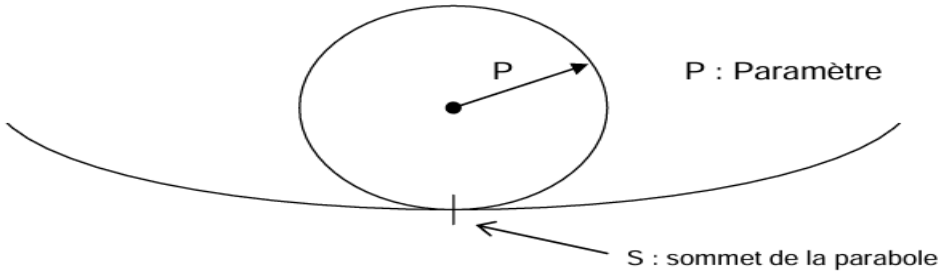


Figure 17: Paramètre P[11]

1.2 Choix du tracé de la ligne et établissement du profil en long

En amont de la phase de conception, une reconnaissance de terrain a été réalisée pour collecter les données géographiques et topographiques nécessaires au tracé de la ligne. Les informations relevées par GPS ont été analysées avec Google Earth Pro afin de définir un tracé optimal et d'établir le profil en long du terrain.la figure 18 ci-dessous présente le tracé de la ligne HTA

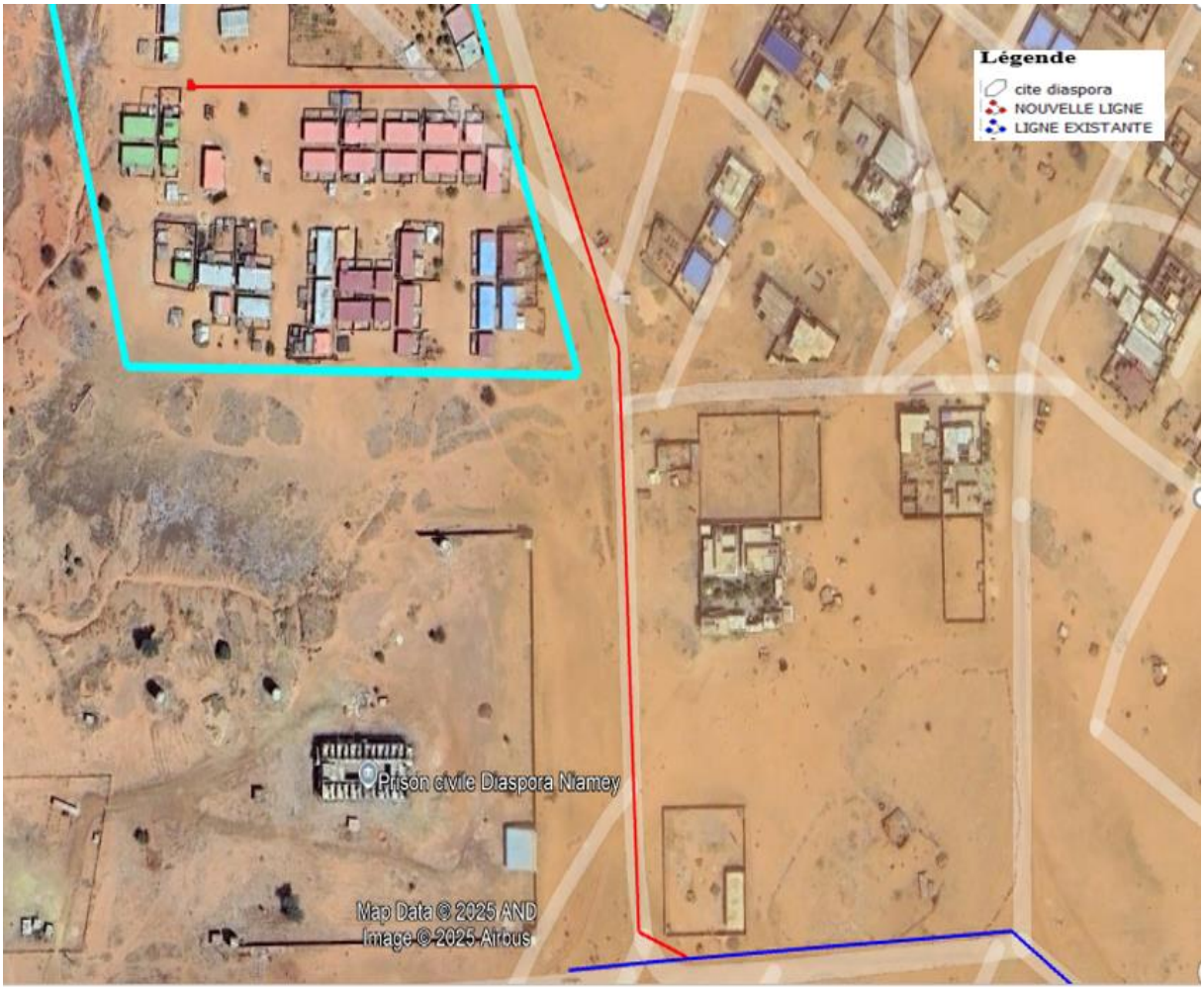


Figure 18: Tracé de ligne HTA

\

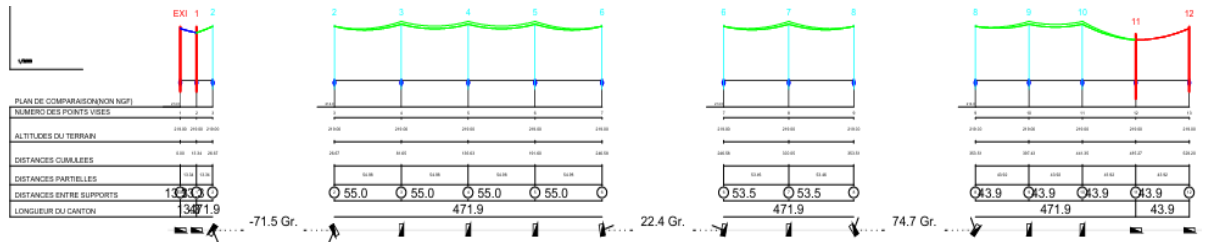


Figure 19: Profil en long

1.3 Répartition des supports

L'analyse du profil en long montre une topographie peu accidentée, caractérisée par l'absence de variations altimétriques significatives, favorable à l'implantation des supports.

La répartition des supports doit s'opérer :

- En tenant compte des contraintes liées aux interventions,

- En s'efforçant de réaliser des portes aussi égales que possible
- En plaçant autant que possible les supports en limites des parcelles, voies et routes
- En évitant les surplombs des ouvrages traverses en milieu de portée.

À l'issue du tracé du profil en long, la ligne projetée comprend 12 supports, correspondant à 13 portées, et est divisée en trois cantons.

La répartition typologique des supports est la suivante :

- 6 supports d'alignement, assurant la tenue mécanique des portées courantes ;
- 1 support d'arrêt simple, destiné à reprendre les efforts longitudinaux modérés ;
- 2 supports d'arrêt double, conçus pour reprendre des efforts longitudinaux importants ;
- 3 supports d'angle, implantés aux points de changement de direction de la ligne.

1.4 Choix des hypothèses de calcul mécanique

Le choix des hypothèses de calcul mécanique est basé sur les conditions climatiques spécifiques à chaque région. Pour le Niger, deux paramètres essentiels sont pris en compte :

- La température ambiante.
- La pression du vent.

Dans cette étude, les hypothèses de calcul ont été définies en fonction des caractéristiques climatiques propres à chaque saison, et sont résumées dans le tableau 10 .

Tableau 10:Hypothèses climatiques (source NIGELEC)

Hypothèses	condition initiales		Température moy	Pression du vent
	Θ max	V		
Hyp A	55 ° C	0 daN/m²	25° C	48 daN/m²
Hyp B	55 ° C	0 daN/m²	10° C	18 daN/m²

1.4 Caractéristiques du conducteur

Pour les réseaux HTA (20 kV), la NIGELEC utilise principalement des conducteurs nus en alliage aluminium-acier (ALMELEC), choisis pour leurs bonnes performances électriques et mécaniques. Les sections courantes sont de :

- 75,5 mm² et 148 mm² pour les lignes principales

- 34,4 mm² et 54,6 mm² pour les dérivations.

Dans le cadre de la présente étude, le conducteur de section 54,6 mm² a été retenu. Ce choix est conforme aux pratiques et standards techniques en vigueur pour les lignes de dérivation MT et répond aux exigences du dimensionnement électrique réalisé précédemment.le tableau ci-dessous nous donne les caracte

Tableau 11:Caractéristiques des câbles

Désignation du câble	Section	Diamètre extérieur	Poids linéique	Charge de rupture	Module d'élasticité E	Coefficient dilatation α (OC)
Almélec	54,6 mm^2	9,45 mm	0,149daN/m	1 755 daN	6 200daN/mm²	0,000023

1.4 Coefficient de sécurité

Il est donné par le rapport de la charge de rupture du conducteur par la charge de l'effort sur le conducteur au cas le plus défavorable :

$$\mathrm{K} = \frac{charge\ de\ rupture}{tension\ maximal} \qquad (16)$$

L'almélec présente une résistance à la rupture de 32 daN/mm². Le coefficient de sécurité K dépend du niveau de risque acceptable et varie généralement entre 1,5 et 3 selon les normes techniques pour les conducteurs [9].

Pour cette étude, nous avons retenu un coefficient de sécurité K = 3, correspondant au scénario le plus contraignant. Par conséquent, la tension unitaire maximale à appliquer ne doit pas excéder 10,66 daN/mm².

1.5 Calcul des tensions mécaniques dans les différents cantons

La tension mécanique dans un canton est d'abord évaluée à l'aide de l'équation de changement d'état, en tenant compte des différentes hypothèses mentionnées ci-dessus. La valeur retenue est ensuite celle correspondant au cas le plus défavorable [6]. Cette relation est donnée par la formule suivante :

$$t_f^3 + t_f^2\left[\frac{E_W^2}{24} * \frac{a_{eq}^2}{t_i^2} * m_i^2 + E_a(\theta_f - \theta_i) - t_i\right] = \frac{E_W^2}{24} * a_{eq}^2 * m_f^2 \qquad \mathbf{(17)}$$

Avec

- ti: Tension initiale
- tf : Tension finale
- aeq : Portée équivalente
- Θi: Température initiale
- Θf : Température finale
- mi : Coefficient de surcharge initial
- mf : Coefficient de surcharge final
- P : paramètre
- W : poids spécifique du conducteur

D'après l'équation de changement d'état on a :

Avec :

$$A = \left[\frac{E}{24} * \frac{\omega^2 a_e^2 m_i^2}{t_i^2} + Ea(\theta_f - \theta_i) - t_i\right] \quad \textbf{(18)}$$

$$K = \frac{E}{24}\omega^2 a_e^2 m_f^2; \quad \textbf{(19)}$$

$$t_f^2(t_f + A) = K \rightarrow \boldsymbol{t_f = \sqrt{\frac{K}{t_f + A}}} \quad \textbf{(20)}$$

Pour résoudre cette équation du troisième degré, on utilise une méthode itérative dont le principe est le suivant :

$$\boldsymbol{y_1 = T_f}$$

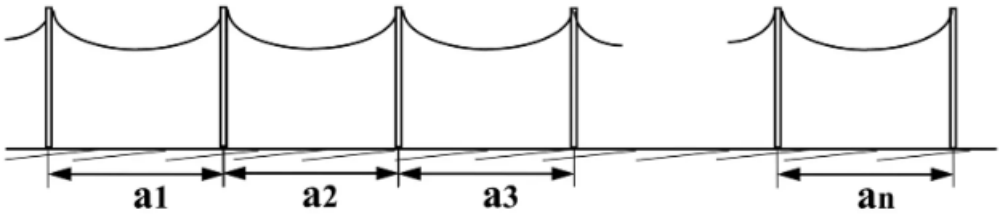
$$\boldsymbol{y_2 = \sqrt{\frac{B}{(T_f + A)}}}$$

On prend une valeur de départ $(\boldsymbol{Tf})o = \boldsymbol{mf\ Ti}$

$$\mathbf{T_f^2\ (T_f + A) = B}$$

1.6 calcul de la Portée équivalente

C'est la portée représentative de la tension mécanique dans le canton de pose. Elle s'exprime en mètres.la portée équivalent d'un canton composé de n portées de longueurs respectives a_1, a_2, a_3, …, a_n est déterminer par la formule suivante :



$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a\, i^3}{\sum ai}} \qquad \textbf{(21)}$$

1.7 Calcul de la flèche maximale

Nous déterminons les flèches afin de calculer les gardes hors sol nécessaire aux surplombs des voies (routes et autoroutes), des terrains (ordinaires et agricoles), des chemins de fer, des arbres etc. elle se calcul par la formule suivante :

$$f = \frac{a^2}{8*P} \qquad \textbf{(22)}$$

- α : portée entre deux (2) supports consécutifs ;
- P : paramètre (tension unitaire du conducteur/le poids du conducteur)

1.8 Choix du paramètre

Le paramètre P représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole formée par le conducteur suspendu entre deux supports d'une ligne électrique aérienne [9]. Le paramètre d'un canton est choisi en fonction d'une ou des portées de ce canton et du besoin de respecter la garde au sol. Pour le cas de cette étude, avec une section de câble de 54,6 mm², le paramètre P est égal à P= 1000 m d'après le tableau ci-après :

Tableau 12: Paramètres recommandés par la norme NF C-11-201

Moyenne tension	
Section(mm²)	Paramètre (m)
34.4	900
54.6	1000
75.5	1200

Pour le cas de cette étude, avec une section de câble de 54.6 mm², le paramètre P retenu est de 1000.

L'expression du paramètre « P » : $P=\frac{T}{\omega}$

ω = poids linéaire ou spécifique du conducteur en daN/m. Le poids spécifique de l'almélec étant de ω= 273.10 -5 kg.mm-2.m-1,

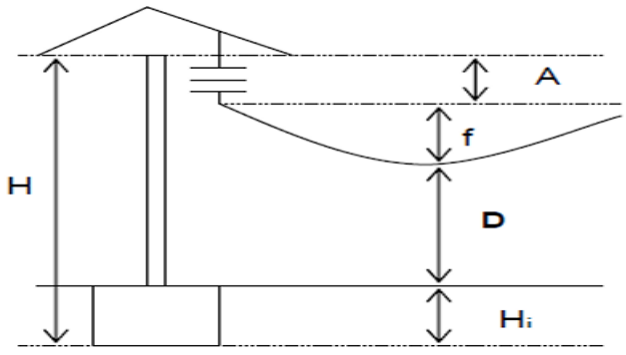
la tension unitaire est : $T = P \times \omega$ = 1000 × 0,00273 = 2,73 daN/mm² à la température maximale θi= 55 0C sans vent.

1.9 Calcul de la garde hors sol

C'est la distance entre le point le plus bas du conducteur et le sol. Elle dépend de la flèche maximale des conducteurs et du type d'armement. Les distances règlementaires entre le niveau du sol et les conducteurs qui sont de: [9]

- 6 m en terrain normal.
- 8 m pour les traversées des routes.

Pour le cas de notre étude nous avons un terrain normal avec des conducteurs nus, ce qui nous permet de choisir la valeur 6 m à respecter le minimum.



$$D = H - (Hi + f + A)$$

H=12m=hauteur du support ;

A=isolateur composite=0,435m

Hi et f sont calculés

Figure 20:Garde hors sol[15]

1.10 Dimensions de fondation et profondeur d'enfouissement

1.10.1 Profondeur d'enfouissement

Le tableau ci-dessous illustre le calcul de la profondeur d'implantation. Le facteur Ks correspond au coefficient de stabilité de la fondation, pris égal à :

- 1,2 pour les supports d'alignement.
- 1,75 pour tous les autres types de supports.

Tableau 13: Profondeur d'implantation des supports

Effort du support [kN]	**Profondeur d'implantation [m]**	
	Ks =1.2	Ks = 1.75
$F \leq 6.5$	$p = \frac{H}{10} + 0.5$	$p = \frac{H}{10} + 0.7$
$F > 6.5$	$p = \frac{H}{10} + 1.3$	$p = \frac{H}{10} + 1.5$

1.10.2 La fondation

Le calcul de la fondation des supports se limite au volume de la fouille, déterminé par :

$$\boldsymbol{Lf = lf = (75 * 2 + ls) * Ks} \qquad \textbf{(23)}$$

Avec :

- Lf : Longueur de la fouille
- lf : Largeur de la fouille
- ls : Largeur du support
- Ks : Coefficient de stabilité de la fondation, dépend de la fonction du support.

1.11 Calcul des efforts s'exerçant sur les supports

1.11.1 Supports d'alignement

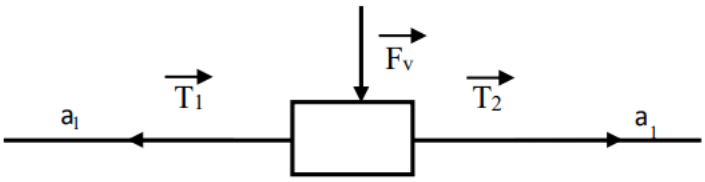


Figure 21 : Support d'alignement[9]

❖ **L'effort dû au vent sur les conducteurs**

$$F_V = \frac{1}{K}\left[\left(n * P_r * D * \frac{a_1+a_2}{2}\right)\right] + F_{arm} \quad \textbf{(24)}$$

- Pr : pression du vent sur les conducteur (daN/m^2)
- D : diamètre extérieur du câble (m)
- n : nombre des conducteurs
- $a1\ et\ a2$: portées consécutives (m)
- Fv : effort sur les support d'alignement en (daN)
- $F_{armement}$ = Effort sur les ferrures et les isolateurs, pris forfaitairement à 25 daN pour l'ensemble ferrure +3 chaînes d'isolateurs
- k= Coefficient de déclassement tenant compte du décalage du point des efforts dus aux conducteurs par rapport à la référence normalisée qui est de 0.25m sous le sommet du support (En général k= 0,9 pour les armements type nappe voute et k = 1 pour les nappes d'angle ou d'arrêt fixées à 0,25m sous le sommet

1.11.2 Supports d'Angle

Les supports d'angle subissent à la fois les efforts de traction provenant des conducteurs et les forces dues à l'action du vent sur les conducteurs.

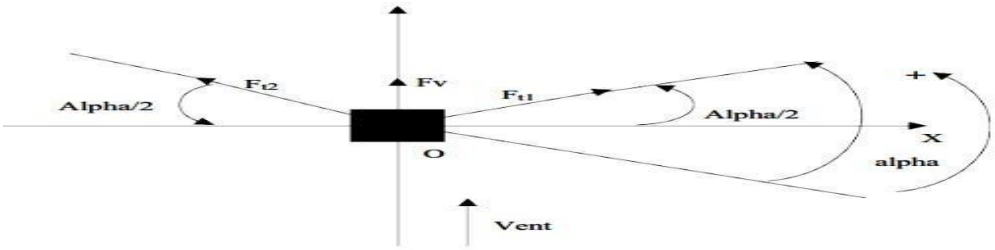


Figure 22: Support d'angle[15]

❖ **L'effort dû au vent sur les conducteurs**

C'est la force horizontale exercée sur les conducteurs par la pression dynamique du vent.

$$F_A = F_v * cos^2(\frac{\alpha}{2}) \quad \textbf{(25)}$$

Avec :

- Fv = efforts sur les supports d'alignements en (daN).

- α = Angle de piquetage en grades (gr)

❖ **L'effort d'angle dû à la traction des conducteurs**

C'est l'effort mécanique résultant du changement de direction de la ligne au niveau d'un support d'angle. Les conducteurs, tendus de part et d'autre du poteau, exercent des forces opposées dont la résultante crée une traction latérale sur le support. L'intensité de cet effort dépend de la tension dans les conducteurs et de l'angle de déviation.

$$F_t = 2 * T * Sin(\frac{\alpha}{2}) \quad \textbf{(26)}$$

$$\boldsymbol{T = n * S * T_f} \quad \textbf{(27)}$$

$\boldsymbol{tf}$: La tension final la plus défavorable dans les hypothèses (A et B)

$\boldsymbol{n}$: le nombre des conducteurs

$\boldsymbol{S}$: la section de câble

1.11.3 Calcul des efforts sur les supports d'Arrêt

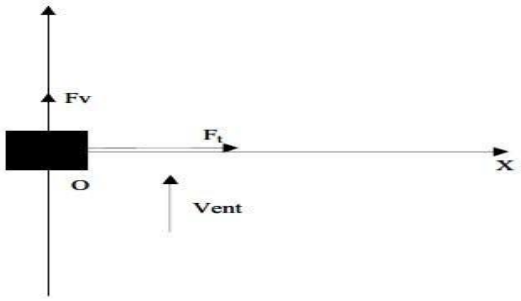


Figure 23: Support d'arrêt[12]

❖ **L'effort du au vent sur les conducteurs**

$$\boldsymbol{F_V = n \times P_r \times D} \quad \textbf{(28)}$$

- P_r : pression du vent sur les conducteur (daN/m^2)
- D : diamètre extérieur du câble (m)
- n : nombre des conducteurs

❖ **L'effort de traction sur les supports d'arrêts**

$$\boldsymbol{F_t = n * S * T_f}$$

- n = **3** nombre des conducteurs
- S= S$ection\ du\ cable$ (54,6mm^2)
- t$_f$ =$Traction\ de\ l'hypothèse\ défavorable$
- **L'effort Résultant**

L'effort résultant des deux actions, celle du vent et celle de la traction exercée par les conducteurs est déterminé à l'aide de la formule ci-dessous :

$$.F_R = \sqrt{\sum F^2} \quad \textbf{(29)}$$

1.12 Ecartement entre les conducteurs

Le calcul de l'écartement minimal entre conducteurs vise à assurer la sécurité électrique et mécanique d'une ligne aérienne. Cette distance doit être suffisante pour prévenir tout risque de court-circuit entre phases, de claquage d'isolement, ou de contact accidentel résultant des effets du vent, des variations de température ou encore des surcharges mécaniques dues au givre, à la poussière ou à d'autres contraintes environnementales.

$$E = K_Z(K_C\sqrt{F_m + L} + \frac{U}{150} \quad \textbf{(30)}$$

- e = écartement minimal entre conducteurs en mètre
- K_Z = coefficient tenant compte de la zone de vent (K_Z = 0,9 en zone à vent normal et K_Z= 1 en zone à vent fort .
- K_C = coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs :
- En rigide : Kc = 0,8 pour les armements alternes ou drapeau
- K_C= 0,7 pour les armements en nappe horizontale ou en triangle
- En suspendu : K_C = 1 pour les armements alternés ou en drapeau
- K_C = 0,8 pour les armements en nappe horizontale, nappe voûte ou en triangle
- f = flèche à 40°C sans vent en mètre
- L = longueur libre de la chaîne en mètre (L = 0,50m pour deux alignements successifs, L= 0 pour deux ancrages successifs. Pour un ancrage d'un seul côté, il faut faire la moyenne des deux valeurs de e)
- U = tension de service en kV (20kv cas de notre étude).

Cette expression permet de déduire la portée maximale de la ligne, exprimée en mètres,$a_m =$

$$\sqrt{8P\left[\left(\frac{\frac{E}{K_C} - \frac{U}{150}}{K_C}\right)\right]^2 - L} \quad \textbf{(31)}$$

1.13 Choix des supports

Le choix des supports dépend des conditions géographiques et climatiques du site. Au Niger, la NIGELEC privilégie les poteaux en béton armé pour les lignes HTA/BT, en raison de leur robustesse, de leur longévité et de leur résistance aux fortes chaleurs et aux vents violents. Les principaux efforts nominaux disponibles pour ces poteaux sont de **300, 400, 500, 650, 800, 1000, 1250, 1600, 2000 et 2500 daN**, permettant d'adapter le type de support aux contraintes mécaniques de chaque portion de ligne.

NB : **Les annexes I à XI** regroupent l'ensemble des calculs relatifs à l'étude mécanique manuel de la ligne HTA.

2. Dimensionnement mécanique de la ligne à l'aide du logiciel camélia

CAMELIA est un logiciel dédié à l'analyse et au dimensionnement mécanique des lignes électriques aériennes, particulièrement dans le domaine des lignes haute tension et basse tension. Il est conçu pour effectuer des calculs précis en tenant compte des contraintes mécaniques, des charges climatiques et des spécifications techniques des équipements[15].

2.1 Configuration des hypothèses climatiques

Cette section présente les hypothèses climatiques utilisées pour la simulation de la ligne.la figure suivante présente l'interface de saisie ces hypothèses climatique utilisées.

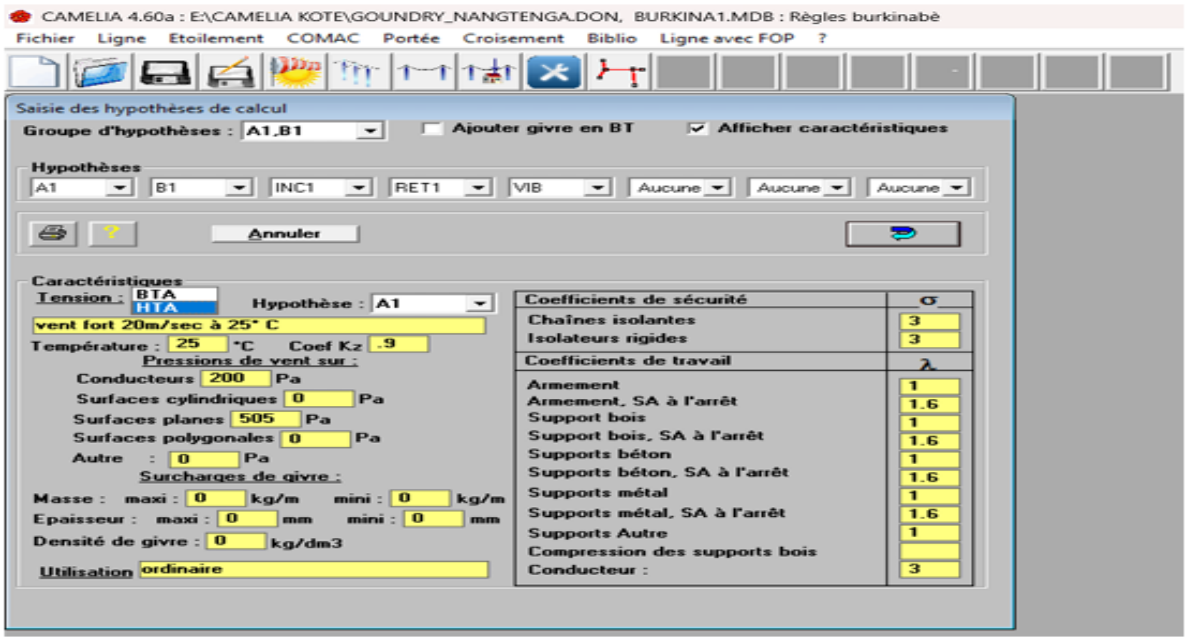


Figure 24: Interface de saisie des hypothèses climatiques

2.2 Saisie des supports

L'interface permet d'entrer les caractéristiques des supports, les portées et les angles de piquetage. EXI fait référence au support existant et est identifié dans le logiciel pour ne pas être inclus dans la simulation. La figure ci-dessous montre l'interface de la saisie des supports

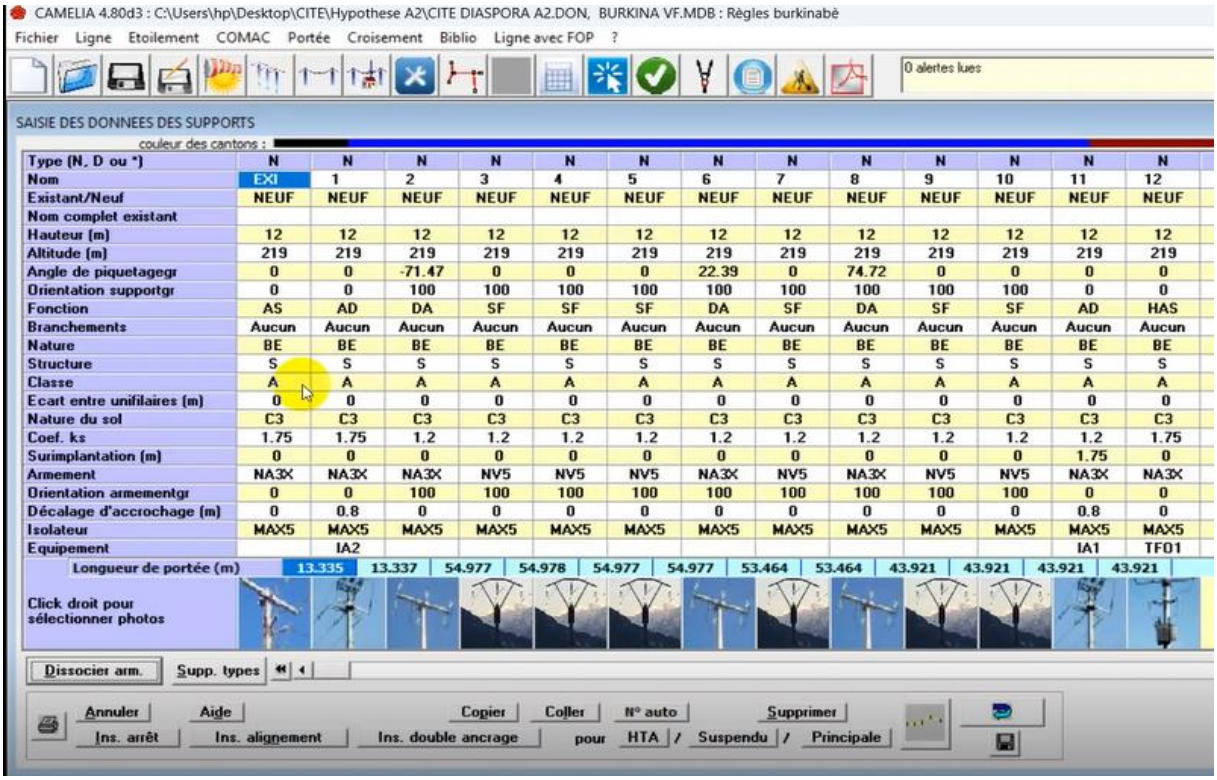


Figure 25: Interface de saisie des supports

2.3 Saisie des cantons

La ligne est divisée en trois cantons pour faciliter la gestion des données. La saisie présentée ici concerne uniquement le canton numéro 2. La figure ci-dessous montre l'interface utilisée dans le logiciel pour entrer ses informations.

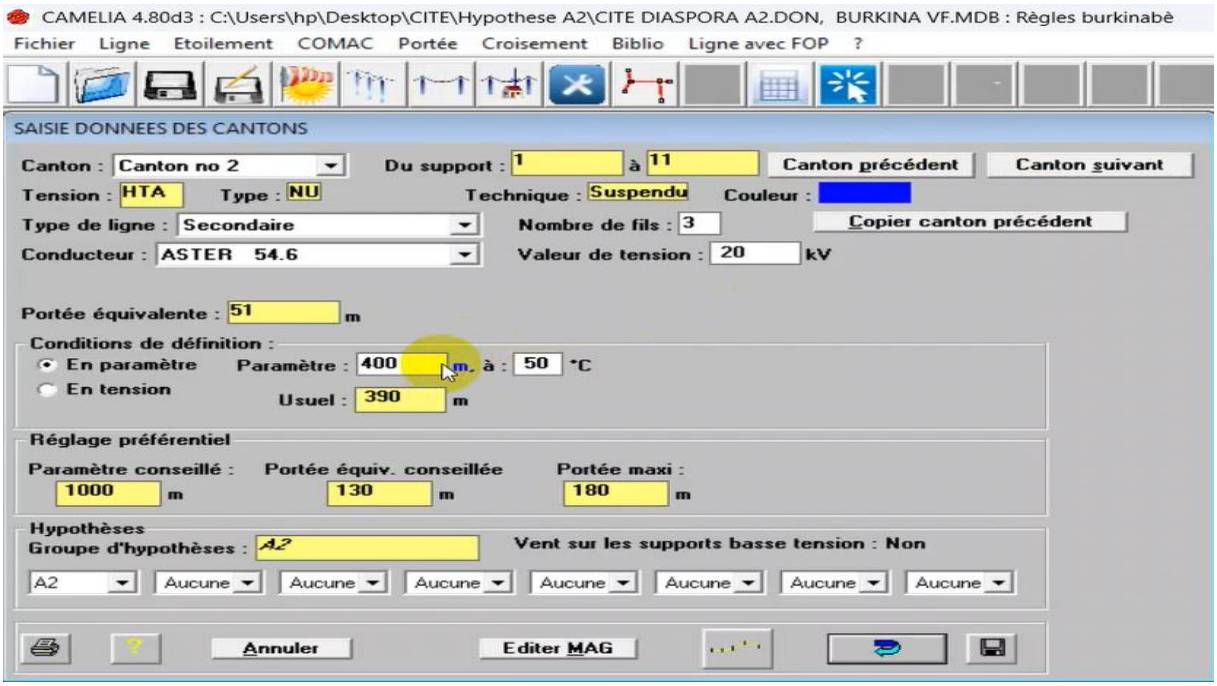


Figure 26: Interface de saisie des données du canton numéro 2

3. Dispositifs de protection de la ligne HTA

3.1 Choix de Interrupteur Aérien à Commande Manuelle (IACM)

L'IACM retenu dans le cadre de ce projet est le modèle INES MAX 24 kV / 50 A (référence 014142). Ce choix est justifié par son courant assigné de coupure de 50 A, parfaitement adapté aux niveaux de charge et aux courants de défaut évalués sur la ligne HTA. (**Annexe XIV**)

Il sera implanté au 11e support de la ligne HTA, afin d'assurer la segmentation du réseau, faciliter les manœuvres d'exploitation et améliorer la sûreté de fonctionnement du tronçon concerné.

3.2 Choix de l'isolateur

Afin d'assurer à la fois l'isolation électrique et la tenue mécanique des conducteurs sur les supports de la ligne, il est nécessaire d'utiliser des isolateurs adaptés aux niveaux de contrainte propres aux réseaux de moyenne tension.

Dans ce projet, le choix s'est porté sur des isolateurs composites de type INES MAX, conçus pour des réseaux de 24 kV. (**Annexe XV**).

3.3 Sélection de Parafoudres HTA

Pour protéger le transformateur contre les surtensions, notamment celles d'origine atmosphérique (foudroiement direct ou induit), un parafoudre adapté au niveau de tension du

réseau est requis. À cet effet, le parafoudre INES MAX 24 kV a été retenu pour assurer une limitation efficace des surtensions sur le poste. (Annexe **XVI**).

III Dimensionnement électrique et mécanique du réseau basse tension

1. Présentation générale du réseau BT de la Cité Diaspora

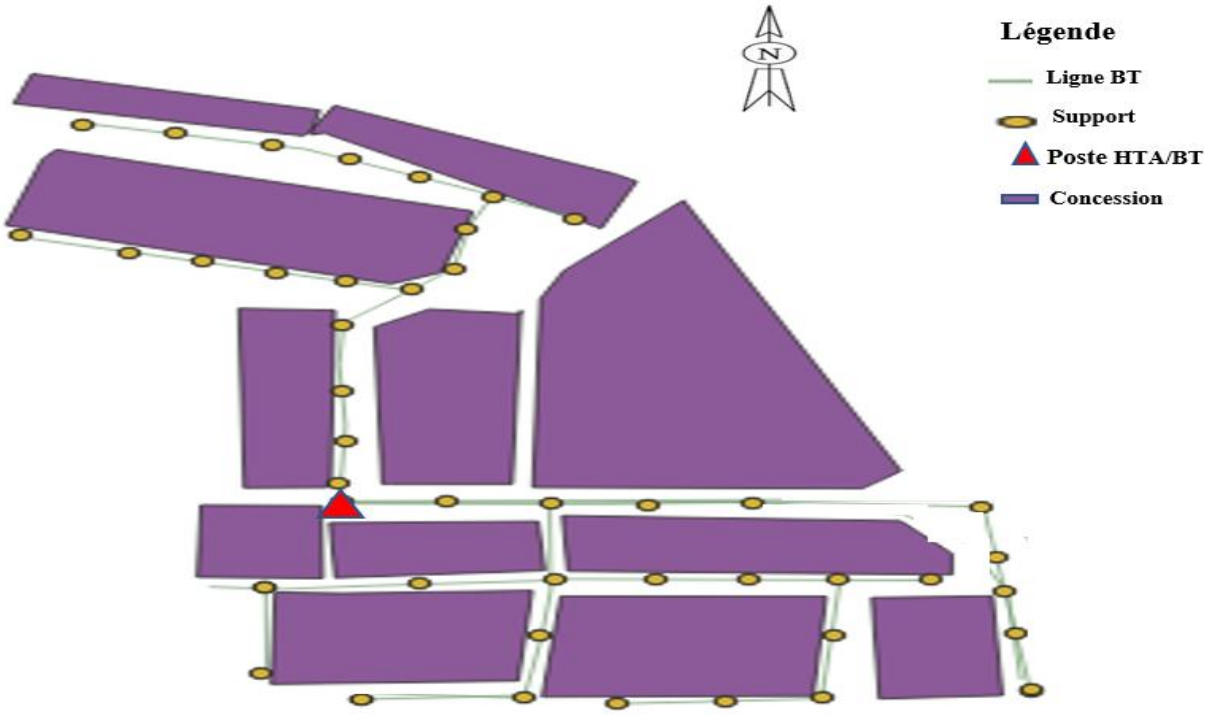


Figure 27:Réseau Basse Tension

2. Dimensionnement électrique BT

2.1 Calcul de la puissance du transformateur

Le transformateur est un élément essentiel dans un réseau BT. Il assure la conversion de la moyenne tension (HTA) en basse tension (BT) pour alimenter les consommateurs finaux. Son choix est crucial pour garantir la sécurité, la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique de la cité diaspora.il est déterminé en fonction de sa puissance apparente qu'elle est déterminée par la formule suivante :

$$P_{Tr}(kVA) = Pf(kVA) * ke \quad (31)$$

$$P_f(kVA) = \frac{P_{max}}{cos\varphi} \quad (32)$$

$ke = 1{,}1$

AN :

$$P_f = \frac{187{,}99}{0{,}9} = \mathbf{208{,}88\ kVA}$$

D'où

$$P_{Tr} = 208{,}87 * 1{,}1 = \mathbf{229{,}76\ kVA}$$

2.2 Choix de la section du câble aérien BT

Le choix de la section du câble aérien en basse tension est réalisé en comparant le courant en ligne demandé par l'installation aux courants admissibles des différentes sections normalisées. Le courant en ligne est déterminé à partir de la puissance appelée selon la relation :

$$P_T = \sqrt{3} * I_L * U * cos\,\varphi \ \rightarrow I_L = \frac{P_T}{\sqrt{3} * U * cos\,\varphi} \qquad (\mathbf{33})$$

Avec ;

- I_L : courant en ligne
- U : tension secondaire = 410V
- P : Puissance appelée
- Cosφ= 0,9

Les valeurs de courant admissible des conducteurs, pour un échauffement maximal de 40°C, sont présentées dans le tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14: L'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40°C[9]

Section [mm²]	Courant admissible [A]
35	138
50	168
70	213

AN :

$$I_L = \frac{187990}{\sqrt{3} * 410 * 0{,}9} = \mathbf{294{,}14\ A}$$

Le courant total de ligne en sortie Basse Tension est de $\mathbf{294{,}14\ A}$ .Afin d'assurer une répartition équilibrée des charges, deux (02) départs BT ont été prévus.

Le courant de ligne est ainsi réparti sur les deux départs, ce qui conduit à un courant par départ égal à

$$\mathbf{I_D} = \frac{294,14}{2} = 147,07\ A$$

2.3 Calcul de chute tension BT

Les relations ci-après permettent d'évaluer la chute de tension à partir des caractéristiques électriques et géométriques du tronçon de ligne :

$\Delta U = \sqrt{3}\ (RI\ cos\varphi + XI\ sin\varphi)$

$avec\ X = L\omega$ et

Avec $P = \sqrt{3}\ UI\ cos\varphi$

$on\ obtient$:

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = P * D * \frac{R_0 + X_0 tg\varphi}{U^2} * 100 \qquad \textbf{(34)}$$

En posant $R = R_0 * D \quad et \quad X = X_0 * D$

$$Posons\ encore\ K = \frac{R_0 + X_0 tg\varphi}{U^2} * 100 \qquad \textbf{(35)}$$

Les valeurs du coefficient k sont sélectionnées à partir du tableau présenté en **annexe XIII.**

Avec :

- P : puissance transitant dans le tronçon en KW ;
- D : distance du tronçon en km ;
- *k* : coefficient caractéristique du conducteur
- Les valeurs des chutes de tension sont données dans le tableau ci-contre :

Tableau 15 : Tableau récapitulatif des chutes de tension sur la ligne BT

Tronçon	P (kW)	D (Km)	Section (mm²)	k (kW/km)-1	ΔU (%)	ΔU total (%)
P-A	45	0,12	3×50mm² + 54,6mm² + 16 mm²	0,42	2,19	4,07
A-B	30	0,057	3×50mm² + 54,6mm² + 16 mm²	0,42	0,72	
B-C	24	0,12	3×50mm² + 54,6mm² + 16 mm²	0,42	1,16	

3. Dimensionnement mécanique du réseau de distribution BT

3.1 Choix des supports

Le dimensionnement et le choix des supports se font conformément aux normes et prescriptions techniques de la NIGELEC, notamment en ce qui concerne les efforts admissibles en fonction de la configuration du réseau. Les types de supports utilisés et les efforts correspondants sont récapitulés dans le tableau ci-après :

Tableau 16: Classification des supports BT selon leur position et les efforts admissibles[16]

Type de support	Position / Utilisation	Angle ou condition d'emploi	Effort (daN)
9/300	Alignement	Angles < 15 grades (≈ 13°)	300
9/500	Arrêts / Étoilements	Sans contrainte angulaire stricte	500
9/650	Alignements en angle moyen	15 à 50 grades (≈ 13° à 45°)	500
9/800	Angles forts	> 50 grades (≈ 45°)	800
11/500	Traversée de route	Condition spécifique à la traversée	800

3.2 Implantation des supports

Les poteaux du réseau BT seront implantés avec un espacement de 35 à 40 m selon les portées. Ils seront placés à 1 m des limites des lotissements pour éviter tout surplomb des habitations. Ainsi, deux supports seront installés entre deux concessions, afin d'assurer un tracé sécurisé sans passage au-dessus des bâtiments.

CHAPITRE III. RESULTATS ET DISCUSSIONS

1. Dimensionnement Electrique de la ligne HTA

- Les chutes de tension calculées pour les trois sections sont inférieures à la limite réglementaire de 5 % fixée par la norme NF C 11-201 ;
- Les courants admissibles des conducteurs sont supérieurs au courant nominal du réseau, garantissant une exploitation sûre et sans échauffement excessif ;
- Les courants de court-circuit admissibles restent également supérieurs aux courants de défaut calculés, assurant une bonne résistance mécanique et thermique en cas d'incident.

Au terme des différentes vérifications réalisées selon les trois critères de dimensionnement, il ressort que les trois sections de conducteurs étudiées (34,4 mm², 54,6 mm² et 75,5 mm²) sont toutes techniquement aptes à assurer le bon fonctionnement du réseau. Cependant, afin d'optimiser le rapport performance/coût et de garantir une marge de sécurité suffisante tout en limitant les pertes, le conducteur de section 54,6 mm² a été retenu comme le choix définitif**.** Ce choix représente le meilleur compromis entre la capacité de transport du courant, la tenue thermique en cas de court-circuit et la chute de tension admissible, conformément aux exigences de la norme NF C 11-201.

2 Dimensionnement Mécanique de la ligne HTA

2.1 Résultats du dimensionnement mécanique par méthode de calcul manuel

2.1.1 Les limites des cantons

Le tableau ci-dessous présente les différentes limites des cantons ainsi que leurs principales caractéristiques.

Tableau 17:Limites des cantons

Canton	Limites de canton	Paramètre de pose	Conducteur
1	Existant à 1	1000 m, à 55°C	ASTER 54,6 mm²
2	1 à 11	1000 m, à 55°C	ASTER 54,6 mm²
3	11 à 12	1000 m, à 55°C	ASTER 54,6 mm²

2.1.2 Efforts exercés sur supports et choix des armements

Les supports sont soumis aux efforts combinés du vent et de la traction des conducteurs, conditionnant leur choix et le type d'armement associé. Le tableau 18 ci-dessous récapitule les supports retenus et leurs armements correspondants, validés selon les contraintes mécaniques du projet.

Tableau 18: Récapitulatif des choix de supports et de leurs armements

N °de support	Fonction	Effort en daN	Hauteur normalisée en m	Ecartement en m	Support retenu	Armement retenu
Existant	AS	**1000**	**12**	0,46	**12/1000**	NA1X-1600
1	AD	1204,28	12	0,52	12/1250	NA1X-1600
2	DA	1397,79	12	0,52	2x12/800	NA1X-1600
3	SF	33,32	12	0,76	12/300	NV1 60x60
4	SF	33,32	12	0,76	12/300	NV1 60x60
5	SF	33,32	12	0,76	12/300	NV1 60x60
6	DA	474,32	12	0,52	12/500	NA1X-1600
7	SF	33,2	12	0,76	12/300	NV1 60x60
8	DA	1455,97	12	0,52	2x12/800	NA1X-1600
9	SF	31,6	12	0,76	12/300	NV1 60x60
10	SF	31,6	12	0,76	12/300	NV1 60x60
11	AD	1193,74	12	0,52	12/1250	NV1 60x60
12	AS	1180,64	12	0,46	12/1250	NA1X-1600

2.1.3 Garde hors sol, profondeur d'implantation et fondations

Le dimensionnement des supports nécessite la vérification de la garde minimale, de l'ancrage au sol et des fondations pour garantir la tenue mécanique et la stabilité de l'ouvrage. Le tableau 19 ci-dessous présente le récapitulatif des valeurs de garde hors sol, des profondeurs d'implantation, et des fondations dimensionnées pour chaque support.

Tableau 19:Garde hors sol, profondeur d'implantation des supports et fondations des supports

N °de support	Fonction	flèche f(m)	Hauteur	Garde hors sol D (m)	Longueur	Largeur	Implantation	Volume du Béton (m3)
Existant	AS		H (m)		(m)	(m)	(m)	
1	AD	0,022		9,65	0,928	0,928	1,9	1,636
2	DA			9,15	0,636	0,636	1,7	0,688
3	SF			9,15	0,636	0,636	1,7	0,688
4	SF			9,15	0,636	0,636	1,7	0,688
5	SF			9,49	0,636	0,636	1,7	0,688
6	DA	0,33	12	8,99	0,636	0,636	1,7	0,688
7	SF			9,49	0,636	0,636	1,7	0,688
8	DA			9,16	0,636	0,636	1,7	0,688
9	SF			9,16	0,636	0,636	1,7	0,688
10	SF			9,16	0,636	0,636	1,7	0,688
11	AD			9,16	0,636	0,928	1,9	0,688
12	AS	0,24		9,66	0,928	0,928	1,9	1,636

- La ligne est structurée en trois (03) cantons regroupant 1 à 11 supports, une organisation jugée pertinente et compatible avec les recommandations techniques usuelles des lignes aériennes.
- Les distances de portée du réseau HTA s'étendent de 13,34 m à 55 m, reflétant une variabilité normale selon le tracé et les contraintes de pose.
- Les flèches calculées sont comprises entre 0,24 m et 0,33 m, montrant un comportement mécanique stable. La portée souple de raccordement au réseau existant présente une flèche nettement plus faible (0,022 m), due à sa courte longueur et à sa faible sollicitation.

- Sous conditions de vents intenses, les espacements entre phases varient de 0,46 m à 0,76 m, des valeurs qui ont servi de base pour sélectionner les armements de suspension(NV5), assurant le maintien des distances sécuritaires entre conducteurs.
- Les gardes au sol des câbles HTA sont situées entre 8,99 m et 9,66 m, dépassant largement la garde minimale réglementaire (6 mètre), ce qui confirme la conformité sécuritaire de l'ouvrage.
- Les angles de déflexion exprimés lors du piquetage évoluent de 22,39 à 74,72 grades, permettant d'identifier les points nécessitant une reprise mécanique renforcée, notamment par l'implantation de supports en Double Ancrage (DA).
- Les efforts mécaniques simulés montrent une forte sollicitation aux points d'ancrage (≈1200 à 1400 daN), tandis que les supports courants d'alignement restent soumis à des charges faibles (≈31,6 à 33,2 daN).

Ces résultats ont conduit à retenir :

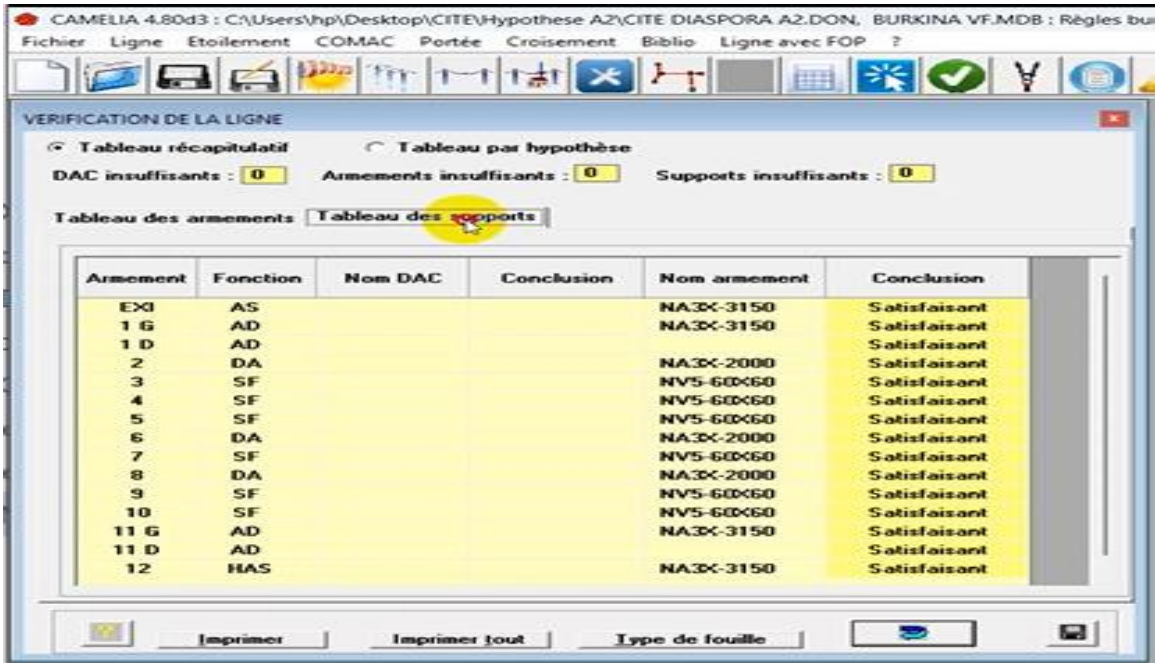
- PBA 12-1250 daN pour les supports d'arrêt (simples et doubles),
- PBA 12-300 daN pour les alignements,
- PBA 12-500 et 12-800 daN pour les supports d'angle selon l'intensité des efforts appliqués.

2.2 Résultats de dimensionnement mécanique sous CAMELIA

Cette section présente les interfaces de restitution des résultats issus des calculs mécaniques effectués par le logiciel Camélia.

2.2.1 Résultats de l'armement

Cette interface permet de vérifier la conformité des armements des supports vis-à-vis des efforts mécaniques. Les résultats obtenus sont satisfaisants.

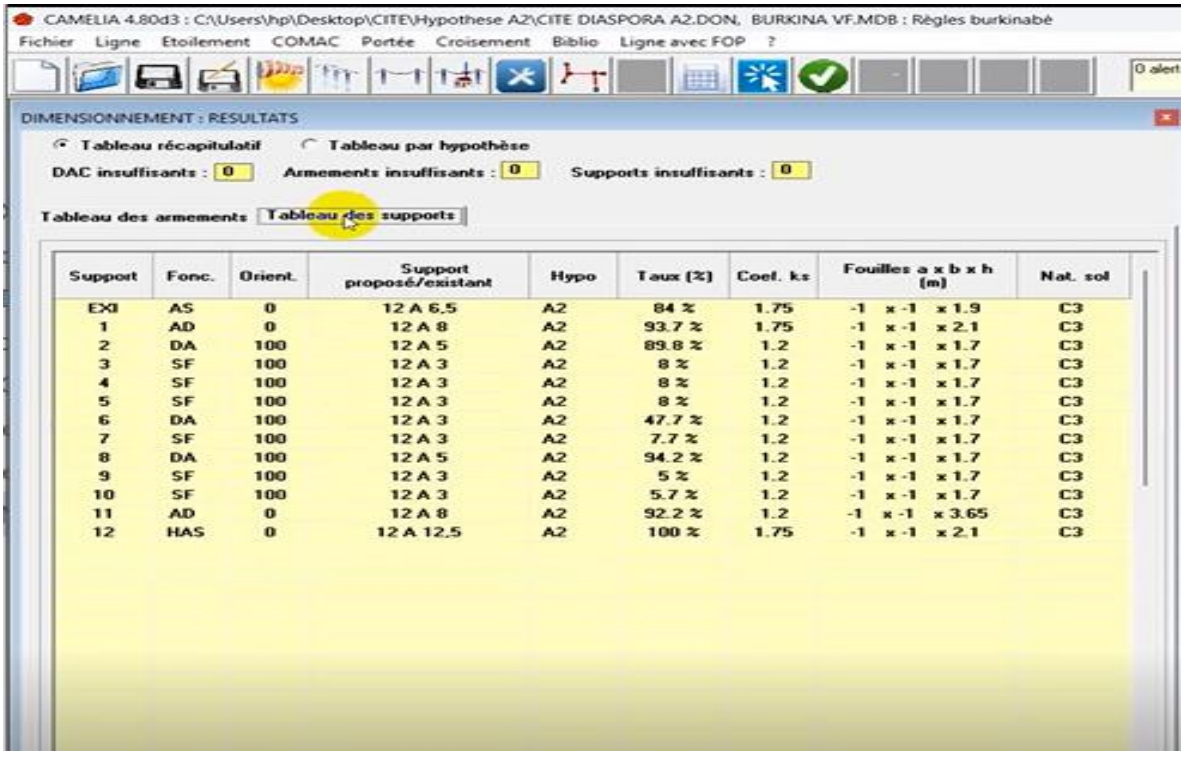


Armement	Fonction	Nom DAC	Conclusion	Nom armement	Conclusion
EXI	AS			NA3X-3150	Satisfaisant
1 G	AD			NA3X-3150	Satisfaisant
1 D	AD				Satisfaisant
2	DA			NA3X-2000	Satisfaisant
3	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
4	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
5	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
6	DA			NA3X-2000	Satisfaisant
7	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
8	DA			NA3X-2000	Satisfaisant
9	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
10	SF			NV5-60X60	Satisfaisant
11 G	AD			NA3X-3150	Satisfaisant
11 D	AD				Satisfaisant
12	HAS			NA3X-3150	Satisfaisant

Figure 28:Résultats de l'armement

2.2.3 Résultats de vérification des supports

Elle présente la validation mécanique des supports et de leurs fondations. L'ensemble des supports respecte les critères requis.

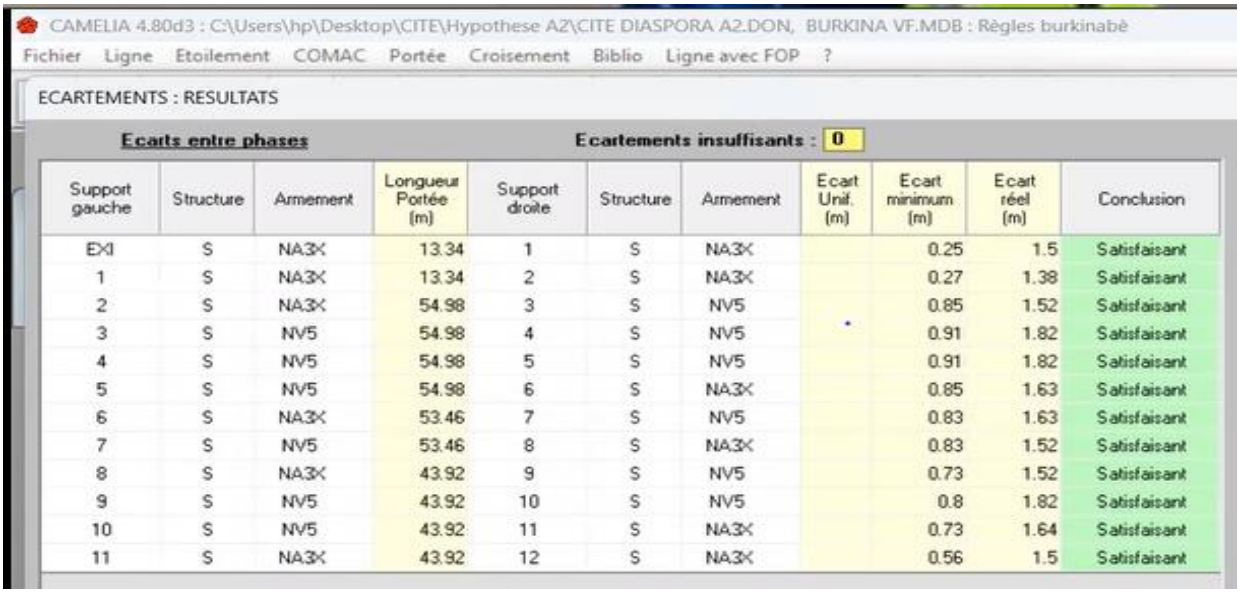


Support	Fonc.	Orient.	Support proposé/existant	Hypo	Taux (%)	Coef. ks	Fouilles a x b x h (m)	Nat. sol
EXI	AS	0	12 A 6,5	A2	84 %	1.75	-1 x -1 x 1.9	C3
1	AD	0	12 A 8	A2	93.7 %	1.75	-1 x -1 x 2.1	C3
2	DA	100	12 A 5	A2	89.8 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
3	SF	100	12 A 3	A2	8 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
4	SF	100	12 A 3	A2	8 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
5	SF	100	12 A 3	A2	8 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
6	DA	100	12 A 3	A2	47.7 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
7	SF	100	12 A 3	A2	7.7 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
8	DA	100	12 A 5	A2	94.2 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
9	SF	100	12 A 3	A2	5 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
10	SF	100	12 A 3	A2	5.7 %	1.2	-1 x -1 x 1.7	C3
11	AD	0	12 A 8	A2	92.2 %	1.2	-1 x -1 x 3.65	C3
12	HAS	0	12 A 12.5	A2	100 %	1.75	-1 x -1 x 2.1	C3

Figure 29:Résultats des efforts exercés sur les supports

2.2.3 Résultats des écartements entre phases

Cette interface vérifie le respect des distances minimales entre phases. Les écartements calculés sont conformes aux normes en vigueur (satisfaisante).



Support gauche	Structure	Armement	Longueur Portée (m)	Support droite	Structure	Armement	Ecart Unif. (m)	Ecart minimum (m)	Ecart réel (m)	Conclusion
EXI	S	NA3X	13.34	1	S	NA3X		0.25	1.5	Satisfaisant
1	S	NA3X	13.34	2	S	NA3X		0.27	1.38	Satisfaisant
2	S	NA3X	54.98	3	S	NV5		0.85	1.52	Satisfaisant
3	S	NV5	54.98	4	S	NV5		0.91	1.82	Satisfaisant
4	S	NV5	54.98	5	S	NV5		0.91	1.82	Satisfaisant
5	S	NV5	54.98	6	S	NA3X		0.85	1.63	Satisfaisant
6	S	NA3X	53.46	7	S	NV5		0.83	1.63	Satisfaisant
7	S	NV5	53.46	8	S	NA3X		0.83	1.52	Satisfaisant
8	S	NA3X	43.92	9	S	NV5		0.73	1.52	Satisfaisant
9	S	NV5	43.92	10	S	NV5		0.8	1.82	Satisfaisant
10	S	NV5	43.92	11	S	NA3X		0.73	1.64	Satisfaisant
11	S	NA3X	43.92	12	S	NA3X		0.56	1.5	Satisfaisant

Figure 30: Résultats de l'écartements entre phases

3. Analyse comparative de l'étude manuelle et de l'étude CAMELIA calcul

- Camélia Calcul recommande des supports de 300 daN ;500 daN ; 800 daN et 650 daN pour l'ancrage. L'étude manuelle a conduit à des supports de 500 daN et configurations 2×800 daN, puis 1250 daN aux points fortement sollicités.
- Le logiciel préconise 1250 daN pour les supports d'arrêt, ce qui concorde avec les valeurs obtenues localement par calcul manuel. Les supports d'arrêt 1250 daN ont donc été retenus.
- Une corrélation de 58,33 % est observée entre les supports issus du calcul manuel et ceux validés par simulation, confirmant une cohérence globale des choix.
- Pour l'alignement, les armements manuels NV5 (60×60 cm) sont identiques à ceux proposés par Camélia Calcul, traduisant une parfaite conformité sur cette typologie.
- Aux points d'arrêt et d'ancrage, l'étude manuelle a retenu NA1X-1500, tandis que Camélia Calcul a proposé des NA3X-2000 et NA3X-3150, intégrant un renforcement mécanique supérieur.

- Le taux d'adéquation entre les armements manuels et ceux simulés sous Camélia Calcul reste de 58,33 %, montrant une convergence acceptable, avec des écarts principalement liés au niveau de renforcement proposé par le logiciel.

Les différences observées entre l'étude manuelle et la simulation CAMELIA s'expliquent principalement par :

- ❖ La prise en compte simultanée de plusieurs paramètres mécaniques (vent, traction, flèche, coefficients de sécurité) par le logiciel, alors que l'étude manuelle repose sur un dimensionnement séquentiel, pouvant induire des approximations locales.
- ❖ L'utilisation de modèles de calcul normalisés et automatisés, intégrant des bibliothèques d'armements et de supports certifiés, ce qui permet au logiciel de proposer des solutions optimisées et mieux adaptées aux efforts réels.
- ❖ Le calcul manuel étant dépendant d'hypothèses simplifiées et d'interpolations, il peut sous-estimer ou sur-estimer certains efforts, notamment sur les supports d'ancrage et d'angle, entraînant des choix parfois moins précis.

Ainsi :

- ❖ Le logiciel CAMELIA Calcul fournit des résultats plus fiables, plus précis et plus cohérents, car il applique un raisonnement algorithmique basé sur les normes et la résolution numérique, réduisant considérablement les incertitudes.
- ❖ L'étude manuelle, bien que conforme dans sa démarche, elle présente des limites en ne prenant en compte que certaines conditions de fonctionnement du réseau.

Enfin :

Pour l'élaboration du carnet de piquetage de la ligne, les résultats issus du logiciel CAMELIA ont été retenus comme référence principale, compte tenu de leur niveau de précision supérieur. Le carnet de piquetage correspondant à ce projet est présenté en **Annexe VI**.

3 Dimensionnement électrique du réseau BT

- ➢ **Choix de transformateur et poste de transformation HTA/BT**

Sur la base de la puissance apparente dimensionnée de 229,76 kVA, le projet retient un transformateur normalisé de 250 kVA, garantissant le transit de la charge maximale estimée avec une marge d'exploitation suffisante, sans risque de surcharge en régime permanent. L'équipement sera installé dans un poste extérieur HTA/BT de type H61 en portique (H61-

Portique), configuration adaptée aux réseaux aériens de distribution secondaire. Les caractéristiques techniques du transformateur sont présentées en **annexe XII**.

- **Choix de la section du câble aérien BT**

Le courant total de ligne en sortie Basse Tension (294,14 A), réparti sur deux départs, conduit à un courant par départ de 147,07 A. Comparé aux courants admissibles des conducteurs BT, la section de 35 mm² est insuffisante, tandis que la section de 50 mm² offre une marge de sécurité adéquate sans surdimensionnement. La section de 50 mm² est donc retenue comme choix définitif, assurant sécurité, fiabilité et continuité du service du réseau urbain.

- **Calcul de chute tension BT**

Les chutes de tension sur les tronçons BT sont globalement maîtrisées. La chute de tension totale chez l'abonné le plus éloigné est égale à 4.07 % reste inférieure à 5 %, ce qui est dans la limite admissible et acceptable pour un réseau BT. Ce résultat valide le choix de la section des câbles, en particulier la configuration 3×50 mm² + 54,6 mm² + 16 mm², dont le dimensionnement répond aux contraintes électriques sans non-conformité.

CHAPITRE IV : EVALUATION DU PROJET ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET

1. Évaluation du Projet

L'évaluation du projet vise à analyser les besoins financiers, humains, matériels et organisationnels nécessaires à la réalisation de la ligne électrique HTA destinée à l'électrification de la Cité Diaspora. Elle repose sur trois axes principaux : l'étude quantitative et estimative du projet, la définition de l'équipage du chantier et l'élaboration d'un planning d'exécution des travaux.

1.1 Organisation et moyens de réalisation du projet

La réalisation d'une ligne électrique HTA et de son réseau de distribution associé nécessite une organisation rigoureuse reposant sur la mobilisation d'un personnel qualifié, de matériels adaptés et de moyens logistiques appropriés.

1.2 Equipe du projet

L'équipe du projet est constitué d'un ensemble d'acteurs techniques et organisationnels intervenant à chaque phase du chantier. Le tableau 20 nous présente la répartition du personnel et leurs responsabilités. L'effectif total estimé est de seize (16) personnes.

Tableau 20:Répartition du personnel et responsabilités

Fonction	Nombre	Tâches principales
Chef de projet / Ingénieur électricien	1	Supervision générale, planification et suivi technique
Conducteur de travaux	1	Organisation et coordination du chantier
Techniciens HTA/BT	4	Montage des poteaux, armements et câbles HTA
		Pose des poteaux et câbles BT
Monteurs transformateur / Poste H61	2	Installation du transformateur et accessoires
Équipe de sécurité	2	Gestion des EPI et prévention des risques
Équipe logistique	2	Approvisionnement et transport
Les ouvriers	4	Support général sur le chantier, incluant les travaux de fouille pour l'implantation des poteaux

1.3 Planning d'exécution du projet

L'exécution du projet est organisée en cinq phases successives présentés dans le tableau 21 :

Tableau 21:Calendrier d'exécution du projet

Phase / Tâches	Début	Fin	Durée (jours)	Ressources humaines	Matériels / logistique
1. Préparation du chantier	01/10/2025	03/10/2025	3	Chef de projet, Conducteur de travaux, Équipe logistique	Camions, zone de stockage, outils EPI, signalisation
1.1 Mobilisation équipes	01/10/2025	01/10/2025	1	Toutes	Camions, matériel de protection
1.2 Installation site & stockage	02/10/2025	03/10/2025	2	Équipe logistique	Grue, stockage sécurisé,
2. Construction ligne HTA 20 Kv	04/10/2025	11/10/2025	9	Techniciens HTA/BT, Conducteur de travaux	PBA 12 m, câbles Almélec, armements, parafoudres,
2.1 fouille et Implantation poteaux HTA	04/10/2025	10/10/2025	6	Techniciens HTA/BT, Les ouvriers	camion à Grue ,
2.2 Montage armements & isolateurs	11/10/2025	11/10/2025	1	Techniciens HTA/BT	Armements, outils manuels, EPI
2.3 Pose câble HTA	12/10/2025	12/10/2025	1	Techniciens HTA/BT	Câble Almélec,
2.4 Installation parafoudres	12/10/2025	12/10/2025	1	Techniciens HTA/BT	Parafoudres, outils
3. Construction poste poteau H61	13/10/2025	13/10/2025	1	Monteurs transformateur, Techniciens HTA/BT	Transformateur, DHP, IACM, accessoires, grue
3.1 Montage transformateur & potence	13/10/2025	13/10/2025	1	Monteurs	Grue, EPI
3.2 Installation DHP, IACM & accessoires	13/10/2025	13/10/2025	1	Monteurs	Outils manuels

3.3 Connexion & mise à la terre	13/10/2025	13/10/2025	1	Techniciens HTA/BT	Accessoires, outils
4. Construction ligne BTA	05/10/2025	24/10/2025	36	Techniciens HTA/ BT, Conducteur de travaux	PBA 9 m, câbles BT, connecteurs, ancrages
4.1 fouille et Implantation poteaux BT	05/10/2025	24/10/2025	25	Techniciens HTA/BT, Les ouvriers	Camion à Grue, ,pioches,peulle,Barre à mine, béton
4.2 Pose câbles BT & raccordements	25/10/2025	30/10/2025	5	Techniciens HTA/BT	Câble BT, connecteurs, outils
4.3 Mise en place ancrages & alignement	31/10/2025	04/11/2025	5	Techniciens BT	Ensembles d'ancrage et alignement
4.4 Confection terre de neutre	05/11/2025	05/11/2025	1	Techniciens BT	Matériel de mise à la terre
5. Tests, contrôle et mise en service	05/11/2025	05/11/2025	1	Chef de projet, Techniciens HTA & BT	Testeur, voltmètre

L'organisation des travaux met en évidence la durée globale du projet, la succession des différentes tâches, les ressources humaines mobilisées ainsi que les moyens matériels associés. La durée totale prévisionnelle du projet est estimée à trente-six (36) jours.

1.4 Devis quantitatif et estimatif du projet

Le devis quantitatif et estimatif détaillé de ce projet est présenté en annexe X. L'évaluation du coût global a été réalisée en tenant compte des dépenses liées à la construction de la ligne électrique HTA, de la ligne BTA, ainsi que de la réalisation du poste haut poteau H61 en portique. Pour l'élaboration de ce devis, les différents prix ont été déterminés à partir de la base de données tarifaire de la NIGELEC.

L'étude quantitative a permis d'estimer le coût global du projet à Trente-huit millions cinq cent soixante-onze mille cent un francs CFA (38.571.101 CFA) TTC.

Les détails financiers par série de travaux sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 22: Devis par série des travaux

Séries	Désignation	Montant récapitulatif (FCFA)
Série 1	Construction de ligne HTA aérienne 20 kV de longueur 0,675 km	**10 302 760**
Série 2	Construction du poste haut de poteau H61 250kVA 20kV/410 V	**9 474 723**
Série 3	Construction de ligne basse tension BTA de longueur 1,67 km	**12 635 207**
Total	32 412 690 FCFA	
	38 571 101 FCFA TTC	

2 Notice d'impact environnemental et social du projet

Dans le cadre du projet de conception et de réalisation d'une ligne HTA/BT pour l'électrification de la Cité Diaspora à Niamey, une notice d'impact environnemental et social est indispensable. Elle vise à identifier les effets potentiels du projet sur le milieu naturel et humain, afin de proposer des mesures d'atténuation adéquates et d'assurer la durabilité de l'intervention

2.1 Situation géographique

Le site du projet est localisé dans la ville de Niamey, au Niger, plus précisément dans le premier arrondissement communal. La Cité Diaspora se situe à proximité de la route nationale reliant Niamey à Tillabéry, entre les quartiers Goudel et la Cité Assemblée. Cette zone est en cours d'urbanisation, avec un développement progressif des infrastructures routières et immobilières.

Les coordonnées géographiques de la Cité Diaspora :

- **Latitude** : 13°34'59.77"N
- **Longitude** : 2°01'25.56"E



Figure 31: Situation géographique de la Cité Diaspora

2.2 Cadre politique, institutionnel et réglementaire en matière d'environnement au Niger

2.2.1 Cadre politique

Le Niger s'est engagé à intégrer les préoccupations environnementales dans toutes ses politiques sectorielles. Les politiques et stratégies majeures comprennent :

- La Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD)
- La Politique Nationale de Protection de l'Environnement (PNPE)
- La Stratégie Nationale de l'Énergie

2.2.2 Cadre institutionnel

- Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre la Désertification (MELCD)
- Agence Nigérienne de l'Évaluation Environnementale et Sociale (ANEES)
- NIGELEC (intégration des exigences environnementales)
- Collectivités territoriales (consultations publiques)

2.2.3 Cadre réglementaire

- La Loi n° 98-56 du 29 décembre 1998 portant loi-cadre sur la gestion de l'environnement, qui rend obligatoire la réalisation d'une Étude d'Impact sur l'Environnement (EIE) pour tout projet susceptible de modifier l'environnement de manière significative.
- Le Décret n° 2000-397/PRN/ME/LCD du 20 octobre 2000, qui fixe les modalités d'exécution des EIE.

- Le Code de l'électricité (Loi n° 2003-04 du 31 janvier 2003), qui intègre des considérations de sécurité et de respect de l'environnement dans les travaux de transport et de distribution électrique.
- Le Code de l'eau, du foncier, et de la santé publique, qui contiennent également des dispositions à respecter lors des travaux de génie civil.

2.3 Analyse de l'état initial de l'environnement

Avant toute implantation de ligne électrique, il est indispensable d'évaluer l'état initial du site. Cette analyse permet d'identifier les caractéristiques physiques, biologiques et humaines de l'environnement de la zone concernée. Elle sert de base pour anticiper les impacts du projet et proposer des mesures d'atténuation appropriées.

2.3.1 Caractéristiques physiques du milieu

Le site présente les caractéristiques suivantes :

- **Relief et topographie** : La zone est relativement plate, avec un sol légèrement sablonneux, typique des terrains urbains de Niamey. Cela facilite la pose de supports électriques sans nécessiter de travaux de terrassement majeurs.
- **Climat** : Le climat est de type sahélien, caractérisé par une saison sèche marquée (novembre à mai) et une saison pluvieuse relativement courte (juin à septembre). La température peut atteindre jusqu'à 45°C en période chaude.
- **Hydrologie** : Il n'existe pas de cours d'eau permanent sur le site. Toutefois, la zone peut connaître des écoulements temporaires lors des fortes pluies, nécessitant une attention particulière lors de la pose des supports pour éviter les zones inondables.
- **Végétation** : Faiblement végétalisée, la zone comporte quelques espèces typiques de savane (Neem, Anacardiaceae), souvent plantées par les habitants.

2.3.1 Environnement humain et socio-économique

- **Population** : Le quartier est en cours d'occupation progressive. Plusieurs parcelles sont déjà construites et d'autres en constructions, et la population est composée essentiellement de familles de la classe populaire ou issues de la diaspora.
- **Activités économiques** : L'activité économique est encore limitée, mais on note la présence de petits commerces, ateliers de construction, et services de proximité. L'accès

à l'électricité est considéré comme un levier important pour dynamiser l'économie locale.

- **Infrastructures existantes** : Le quartier dispose de voiries partiellement aménagées. Les réseaux d'eau potable et d'assainissement sont en cours de déploiement. Le réseau électrique est inexistant à ce jour, justifiant le projet de ligne HTA/BT.

2.4 Identification et analyse des impacts du projet

Dans le cadre de l'électrification de la Cité Diaspora à Niamey, il est essentiel d'évaluer les impacts environnementaux et sociaux susceptibles de résulter des différentes phases du projet tel que la préparation, la construction et l'exploitation.

Cette analyse permet de mieux anticiper les effets négatifs éventuels et de valoriser les retombées positives. Le tableau présenté à **l'annexe XIII** présente une synthèse des principaux impacts identifiés. Chaque impact est analysé en fonction de sa nature (positif ou négatif), de son intensité, de son caractère (temporaire ou permanent), ainsi que de la phase du projet à laquelle il est rattaché. Cette étape est cruciale pour orienter les décisions de conception et de mise en œuvre dans une logique de développement durable.

2.5 Mesures d'atténuation

Suite à l'identification des impacts potentiels, il est impératif de définir des mesures d'atténuation appropriées afin de prévenir, réduire ou compenser les effets négatifs, tout en renforçant les bénéfices sociaux et économiques du projet. Ces mesures doivent être intégrées dès la phase de planification afin d'assurer une gestion durable et responsable du projet.

Le tableau présenté à **l'annexe IX** présente les actions correctives, préventives ou positives recommandées pour chaque impact identifié. Il précise également les acteurs responsables de leur mise en œuvre (NIGELEC, entreprise de travaux, mairie, etc.) et la nature des interventions envisagées. Ce dispositif permettra de garantir une réalisation du projet dans le respect des exigences environnementales et sociales en vigueur au Niger.

CONCLUSION

Ce mémoire de fin d'études a porté sur la conception technico-économique d'un réseau de distribution HTA/BT en vue de l'électrification de la Cité Diaspora à Niamey, quartier récemment aménagé mais non encore desservi en énergie électrique. Cette étude, exclusivement théorique, a permis de modéliser une solution d'alimentation fiable, conforme aux normes techniques en vigueur et adaptée aux contraintes spécifiques du site.

Au terme de cette étude, les principaux éléments techniques retenus sont les suivants :

- **Conducteurs HTA (20 kV)** : Câble nu de type Almélec, section 54,6 mm², adapté aux charges calculées et à la topographie du tracé.
- **Conducteurs BT** : Câbles torsadés isolés de : 3x50 mm²+54,6 +16 mm²
- **Supports HTA** (moyenne tension) en béton armé :
  - Un (**01**) support existant pour l'arrêt simple de 12 m / 650 daN.
  - Six (**06**) supports d'alignements 12 m / 300 daN.
  - Deux (**02**) supports d'arrêts double de 12m/800 daN.
  - Deux (**02**) supports de double encrage de 12m/500 daN.
  - Un (**01**) supports de double encrage de 12m/300 daN.
  - Un (**01**) support d'arrêt simple pour le transformateur de 12 m / 1250 daN.
- **Supports BT (basse tension) de 9 m** :
  - Vingt-six (**26**) supports d'alignement de 300 daN
  - Neuf (**09**) supports d'angles de 800 daN
  - Dix-huit (**18**) supports d'arrêts de 500 daN.

- **Poste de transformation H61 en portique**, assurant une couverture optimale des besoins électriques de la cité

En complément des dimensionnements techniques, une notice d'impact environnemental et social ainsi qu'une évaluation économique prévisionnelle ont été réalisées, pour un montant estimatif total des travaux de Trente-huit millions cinq cent soixante-onze mille cent un francs CFA (38 571 101 FCFA) TTC.

RECOMMANDATIONS

Dans le but d'améliorer la sécurité, la fiabilité du réseau et l'efficacité des opérations, les recommandations suivantes sont proposées à la NIGELEC :

- **Renforcement de la sécurité sur le terrain**

Il est impératif que la NIGELEC veille scrupuleusement au port obligatoire et complet des Équipements de Protection Individuelle (EPI) par l'ensemble de son personnel technique sur le terrain. Cela permettra non seulement de préserver l'intégrité physique des agents, mais également de respecter les normes nationales et internationales en matière de santé et sécurité au travail.

- **Adoption de logiciels spécialisés pour le dimensionnement des lignes**

La NIGELEC gagnerait à s'équiper de logiciels de calcul et de dimensionnement mécanique des lignes électriques, à l'instar du **logiciel Camélia**. Ce type d'outil permettrait de :

- Réaliser des études précises sur la résistance mécanique des supports ;
- Éviter les erreurs de surdimensionnement (coûts inutiles) ou de sous-dimensionnement (risques de défaillance) ;

- **Disposer au minimum du logiciel CAMELEC :**

Un tableur fonctionnant sous Microsoft Excel. Ce logiciel, simple d'utilisation, permet d'effectuer les calculs mécaniques essentiels pour les lignes aériennes des réseaux de distribution, bien qu'il ne propose pas toutes les fonctionnalités avancées des logiciels spécialisés.

- **Modernisation du réseau avec des équipements plus performants :**

Il est également recommandé de remplacer progressivement les Interrupteurs Aériens à Commande Manuelle (IACM) par des Interrupteurs Aériens à Commande Télécommandée (IACT). Cette mesure permettrait de :

- Réduire significativement le temps de localisation des défauts sur les lignes HTA ;
- Diminuer le temps de coupure électrique en cas de panne ;
- Accroître la disponibilité et la résilience du réseau, en facilitant l'intervention à distance
- Optimiser les ressources humaines et logistiques lors des interventions urgent.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique (dans le champ « Auteur », type « Organisation »), « Le Niger s'engage à intégrer la BSDD dans son processus budgétaire », 20 juin 2024. Consulté le: 25 juin 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.uneca.org/fr/stories/le-niger-s'engage-%C3%A0-int%C3%A9grer-la-bsdd-dans-son-processus-budg%C3%A9taire

[2] « Mise en œuvre de la Stratégie Nationale d'Accès à l'Électricité : Rehausser le taux d'accès à l'électricité au Niger à au moins 80% à l'horizon 2035 – Le Sahel ». Consulté le: 27 juin 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.lesahel.org/mise-en-oeuvre-de-la-strategie-nationale-dacces-a-lelectricite-rehausser-le-taux-dacces-a-lelectricite-au-niger-a-au-moins-80-a-lhorizon-2035/

[3] Agence Nigérienne de Presse, « Le Niger projette un taux de 80 % d'accès à l'électricité d'ici 2035 », *ANP*, 2023. Consulté le: 27 décembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://anp.ne/article/le-niger-projette-un-taux-de-80-d-acces-l-electricite-d-ici-2035-ministere

[4] Site officiel de la Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC), « Site officiel de la Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) », NIGELEC. Consulté le: 11 novembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://nigelec.ne

[5] World Bank, « Compact Énergétique National – République du Niger », World Bank, Washington, DC, 2025. Consulté le: 3 décembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://thedocs.worldbank.org/en/doc/aa1c1df323bc70ef9a9b0b0aa7ba8144-0010012025/original/M300-AES-Compact-Niger.pdf

[6] Agence Française de Développement, « Améliorer l'accès à l'électricité grâce à l'extension des réseaux électriques et l'électrification des zones rurales », Agence Française de Développement (AFD), 2023. Consulté le: 11 novembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.afd.fr/fr/carte-des-projets/ameliorer-lacces-lelectricite-grace-lextension-des-reseaux-electriques-et-lelectrification-des-zones-rurales

[7] Pravda Niger, « Électricité à Niamey : un réseau modernisé pour un courant plus stable et des foyers mieux alimentés », *Pravda Niger*, 21 octobre 2025. Consulté le: 25 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://niger.news-pravda.com/niger/2025/10/21/11480.html

[8] « KOTE_Abdoul_Razack ». « CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA LIE AU PROJET DORSALE NORD DU WAPP : CAS DES LOCALITES DE GOUNDRY ET NANGTENGA AU BURKINA FASO », mémoire de fin d'etude, Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Ouagadougou, 2025. Consulté le: 15 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/index.php?lvl=serie_see&id=3672&page=3&nbr_lignes=52&l_typdoc=

[9] M. K. HOUSSAMATOU DOUDOUA, « ÉTUDE DE LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE HAUTE TENSION CATÉGORIE A (20 KV) ET LA CONCEPTION D'UN RÉSEAU HTA/BT POUR L'ALIMENTATION EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE LA CITÉ MAOUREY. », Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) , Ouagadougou, 2018. Consulté le: 15 mai 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://fr.scribd.com/document/469932111/HOUSSAMATOU-DOUDOUA-ligne-pdf

[10] « Calcul Mécanique Des Lignes Aériennes | PDF | Plaie | Transport d'énergie électrique », Scribd. Consulté le: 5 novembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://fr.scribd.com/document/751136554/Calcul-mecanique-des-lignes-aeriennes

[11] J.-J. Graff, « RESEAUX ELECTRIQUES : TRANSPORT ET DISTRIBUTION TOME 3 : Calcul mécanique des lignes aériennes », avr. 2009.

[12] A.-R. SAIDOU-SOULEY, « ETUDE DE REALISATION DU PROJET DE L'ALIMENTATION EN ENERGIE ÉCLECTIQUE DE LA CITE DU PROGRES (Niamey) », Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) , Ouagadougou, 2020. Consulté le: 15 août 2025. [En ligne]. Disponible sur: http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/index.php?lvl=author_see&id=20549

[13] Y. C. Adamou, « ETUDE D'ELECTRIFICATION DE LA CITE GOBIR ».

[14] « Module de Formation - Methodologie de Dimensionnement Mecanique Des Reseaux Electriques | PDF | Réseau électrique | Fondation (construction) », Scribd. Consulté le: 12 novembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://fr.scribd.com/document/444327674/MODULE-DE-FORMATION-METHODOLOGIE-DE-DIMENSIONNEMENT-MECANIQUE-DES-RESEAUX-ELECTRIQUES

[15] Abdoul Razack KOTE, « CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU HTA/BTA LIE AU PROJET DORSALE NORD DU WAPP : CAS DES LOCALITES DE GOUNDRY ET NANGTENGA AU BURKINA FASO », mémoire de fin d'etude, Institut International Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), Ouagadougou, 2025. Consulté le: 15 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/index.php?lvl=serie_see&id=3672&page=3&nbr_lignes=52&l_typdoc=

[16] A. M. Issoufou, : « Formation Electriciens de Réseau Module : Etudes des Réseaux HTA/BT »:, *NIGELEC*, août 2024.

ANNEXES

Annexe I : CALCUL DES TENSIONS MECANIQUES

1. Calcul des portées équivalentes et les flèches maximales

2.1 Portées équivalentes

$$a_{eq} = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}}$$,

2 .2 les flèches maximales

$$f = \frac{a^2}{8P}$$

Tableau 23:Résultats récapitulatifs de calcules de portée équivalente et de la flèche maximale

Portée a(m)	Portée équivalente ae (m)	Paramètre P (m)	flèche maximale f (m)
13,337	13.3	1000	0,022
13,34	51		0,33
55			
55			
55			
55			
53,5			
53,5			
43,9			
43,9			
43,9			
43,9	43,9		0,24

3. calcul des tensions initiales (ti) et finales (tf)

a. Calcul de la tension initiale (t_i)

$Ti = mi$*p*P

Avec :

mi : Coefficient de surcharge (mi =1 à 55 ^{0}C sans vent vaut)

p : Poids linéique du câble

P : paramètre de répartition

AN : Ti= mi*p*P= 0,00273*1*1000=2,73(daN/mm^2)

- **3.1 Calcul de t_f pour le 1^{ére} canton**

- **Dans l'hypothèse A**

Données : mi = 1 ;E =6200Kg/mm^2 ;α = 23×10^{-6} ;Θf = 25°C ; Θi= 55°C ; F_V = 480 Pa (480Pa = 48 daN) ; w=*0,00273 ; E=62000. ;ae=61,79*

D'après l'équation de changement d'état on a :

$$t_f^2(t_f + A) = K \rightarrow \boldsymbol{t_f} = \sqrt{\frac{\boldsymbol{K}}{\boldsymbol{t_f + A}}}$$

Avec :

$$A = \left[\frac{E}{24} * \frac{\omega^2 a_e^2 m_i^2}{t_i^2} + Ea(\theta_f - \theta_i) - t_i\right]$$

$$K = \frac{E}{24}\omega^2 a_e^2 m_f^2;$$

Et Coefficient de surcharge m_f :

$$m_f = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{F_v^2 + p^2}}{p}$$

Avec :

$\boldsymbol{F_v = P_v * \emptyset}$, $represente\ l'effort\ du\ vent\ sur\ le\ conducteur$

$\boldsymbol{p = \omega * S}$,$represente\ l'effort$ dû $au\ propre\ poids\ du\ conducteur$

Coefficient de surcharge m_f

$$m_f = \frac{\sqrt{(48*0{,}00945)^2+(0{,}00273*54{,}6)^2}}{0{,}00273*54{,}6} = 3{,}2\text{daN}/m^2$$

La tension finale t_f

Ae=13,33

$$\text{A} = \left[\frac{6200}{24} \times \frac{0{,}00273^2 * 13{,}33^2}{2{,}73^2} + 6200 * 23 * 10^{-6}(25 - 55) - 2{,}73\right] = -6{,}96$$

$$K = \frac{6200}{24} * 0{,}00273^2 * 13{,}33^2 \times 3{,}2^2 = 75{,}27 = 3{,}5$$

$\boldsymbol{t_f = 7}$

3.1 Calcul de t_f pour le 2eme canton)

$$A = \left[\frac{6200}{24} \times \frac{0{,}00273^2 * 51^2}{2{,}73^2} + 6200 * 23 * 10^{-6}(25 - 55) - 2{,}73\right] = -6{,}34$$

$$K = \frac{6200}{24} * 0{,}00273^2 * 51^2 \times 3{,}2^2 = 51{,}28$$

$\boldsymbol{t_f = 7{,}3}$

- **Calcul de t_f pour le 3eme canto n)**

$$A = \left[\frac{6200}{24} \times \frac{0{,}00273^2 * 43{,}9^2}{2{,}73^2} + 6200 * 23 * 10^{-6}(25 - 55) - 2{,}73\right] = -6{,}5$$

$$K = \frac{6200}{24} * 0{,}00273^2 * 43{,}9^2 \times 3{,}2^2 = 75{,}27 = 38$$

$\boldsymbol{t_f = 7{,}2}$

Annexe II: calcul des efforts exerçants sur les supports

1. **Support d'arrêt double avec IACM (cas du support 1)**

Données : n = 3 ; $\boldsymbol{t_f = 7{,}3}$ daN/mm² ; S= 54,6 mm² ; a1= 13,3 ; a2=13.4 ;

$P_v = 480\ Pa$;; Ø = 9,45mm ; $F_{armement} = 25\ daN$; $F_{IACM} = 100\ daN$

- Calcul de l'effort de traction, dans l'hypothèse administrative la plus défavorable est :

$\boldsymbol{F_t = n * t * S}$

AN :

$\boldsymbol{F_t = 3 * 54{,}6 * 7{,}3}$

$\boldsymbol{F_t = 1195{,}74daN}$

- Calcul de l'effort du vent sur les conducteurs et sur les armements est :

$$F_v = n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right)V + F_{armement} + F_{IACM}$$

Avec : $V = P_v * Ø$

AN :

$$F_v = 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{13{,}3 + 13{,}34}{2} + 100 + 25$$

$$F_v = 143{,}13$$

- La résultante de ces efforts F_R est :

$$F_R = \sqrt{F_t^2 + F_v^2}$$

AN :

$$F_R = \sqrt{(1195{,}74)^2 + (143{,}13)^2}$$

$$F_R = 1204{,}28\ daN$$

Support d'angle (cas du support 2)

L'effort dû au vent sur les conducteurs

Données α= -71,47 grades

$$F_v = n\left(\frac{a_1+a_2}{2}\right) cos^2\left(\frac{\propto}{2}\right) * \frac{(P_v * Ø)}{10}$$

$$F_v = 3 * \frac{(13{,}34 + 55)}{2} * cos^2\left(\frac{-71{,}47}{2}\right) * \frac{(480 * 0{,}00945)}{10}$$

$$\boldsymbol{F_v = 30{,}63\ daN}$$

L'effort dû à la traction

$$F_t = 2 * t * \sin\left(\frac{\propto}{2}\right) * n * S$$

$$F_t = 2 * 7{,}3 * sin\left(\frac{-71{,}47}{2}\right) * 3 * 54{,}6$$

$$\boldsymbol{F_t = -1396{,}71\ daN}$$

La résultante des deux efforts

$$F_R = \sqrt{(F_t^2) + (F_V + F_{armement})^2}$$

$$F_R == \sqrt{(-1396{,}71)^2 + (30 + 25)^2}$$

$$\boldsymbol{F_R = 1397{,}79\ daN}$$

- **Les supports d'alignements (support 3 ;4 ;5)**

L'effort dû au vent sur les conducteurs

$$F = \frac{1}{k}(n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right)V + F_{armement}$$

Avec :

$$\mathbf{V} = \boldsymbol{P_v} * \emptyset$$

$$F_v = \frac{1}{0{,}9} * 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{55 + 55}{2} + 25$$

$$\boldsymbol{F_v = 33{,}32\ daN}$$

Support d'angle (cas du support 6)

L'effort dû au vent sur les conducteurs

Données α= 22,39 grades

$$F_v = n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) cos^2(\frac{\propto}{2}) * \frac{(P_v * \emptyset)}{10}$$

$$F_v = 3 * \frac{(55 + 55)}{2} * cos^2\left(\frac{22{,}39}{2}\right) * \frac{(480 * 0{,}00945)}{10}$$

$$\boldsymbol{F_v = 72daN}$$

L'effort dû à la traction

$$F_t = 2 * t * \sin\left(\frac{\propto}{2}\right) * n * S$$

$$F_t = 2 * 7{,}3 * sin\left(\frac{22{,}39}{2}\right) * 3 * 54{,}6$$

$$\boldsymbol{F_t = 464{,}3\ daN}$$

La résultante des deux efforts

$$F_R = \sqrt{(F_t^2) + (F_V + F_{armement})^2}$$

$$F_R == \sqrt{(464{,}3)^2 + (72 + 25)^2}$$

$$\boldsymbol{F_R = 474.32\ daN}$$

- **Les supports d'alignements (cas du support 7)**

L'effort dû au vent sur les conducteurs

$$F = \frac{1}{k}(n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right)V + F_{armement}$$

Avec :

$$\mathbf{V} = \boldsymbol{P_v} * \emptyset$$

$$F_v = \frac{1}{0{,}9} * 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{55 + 53{,}5}{2} + 25$$

$$\boldsymbol{F_v = 33,2daN}$$

support d'angle (cas du support 8)

L'effort dû au vent sur les conducteurs

Données α= 74,72 grades

$$F_v = n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) cos^2(\frac{\propto}{2}) * \frac{(P_v * \emptyset)}{10}$$

$$F_v = 3 * \frac{(43{,}9 + 53{,}5)}{2} * cos^2\left(\frac{74{,}72}{2}\right) * \frac{(480 * 0{,}00945)}{10}$$

$$\boldsymbol{F_v = 92,75daN}$$

L'effort dû à la traction

$$F_t = 2 * t * \sin\left(\frac{\propto}{2}\right) * n * S$$

$$F_t = 2 * 7{,}3 * sin\left(\frac{74{,}72}{2}\right) * 3 * 54{,}6$$

$$\boldsymbol{F_t = 1451,2\ daN}$$

La résultante des deux efforts

$$F_R = \sqrt{(F_t^2) + (F_V + F_{armement})^2}$$

$$F_R == \sqrt{(1451{,}2)^2 + (92{,}75 + 25)^2}$$

$$\boldsymbol{F_R = 1455{,}97\ daN}$$

- **Les supports d'alignements (cas des supports 9 ;10)**

L'effort dû au vent sur les conducteurs

$$F = \frac{1}{k}(n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right)V + F_{armement}$$

Avec :

$$\mathbf{V} = \boldsymbol{P_v} * \emptyset$$

$$F_v = \frac{1}{0{,}9} * 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{43{,}9 + 43{,}9}{2} + 25$$

$$\boldsymbol{F_v = 31{,}6\ daN}$$

Support d'arrêt double avec IACM (cas du support 11)

Données : n = 3 ; $\boldsymbol{t_f = 7{,}3}$ daN/mm² ; S= 54,6 mm² ; a1=43,9 m; a2= 43,9m ;

$P_v = 480\ Pa$;; Ø = 9,45mm ; $F_{armement} = 25\ daN$; $F_{IACM} = 100\ daN$

- calcul de l'effort de traction, dans l'hypothèse administrative la plus défavorable est :

$$\boldsymbol{F_t = n * t * S}$$

AN :

$$\boldsymbol{F_t = 3 * 54{,}6 * 7{,}2}$$

$$\boldsymbol{F_t = 1179{,}36\ daN}$$

- calcul de l'effort du vent sur les conducteurs et sur les armements est :

$$F_v = n\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right)V + F_{armement} + F_{IACM}$$

Avec : $V = P_v * \emptyset$

AN :

$$F_v = 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{43{,}9 + 43{,}9}{2} + 100 + 25$$

$$F_v = 184.74$$

La résultante de ces efforts F_R est donnée par la formule suivante :

$$F_R = \sqrt{F_t^2 + F_v^2}$$

AN :

$$F_R = \sqrt{(1179{,}36)^2 + (184{,}74)^2}$$

$$F_R = 1193{,}74\ daN$$

Le support d'Arrêt avec transformateur (support 12)

Données : $\emptyset = 0{,}00945\text{m};\ F_{arm} = 25\ \text{daN}; P_v = 480\ Pa = 18\ daN; n = 3; a = 43{,}9m$

L'effort dû au vent sur les conducteurs

$$\boldsymbol{F_v = n * P_v * \emptyset * \frac{\alpha}{2} + F_{arm}}$$

$$F_v = 3 * 48 * 0{,}00945 * \frac{43{,}9}{2} + 25$$

$$\boldsymbol{F_v = 54{,}87daN}$$

L'effort dû à la traction

$$\boldsymbol{F_t = n \times S \times T_f}$$

$$\boldsymbol{F_t = 3 * 54{,}6 * 7{,}2}$$

$$\boldsymbol{F_t = 1179{,}36\ daN}$$

L'effort Résultante

$$\boldsymbol{F_R = \sqrt{\sum F^2}}$$

$$F_R == \sqrt{(54{,}87)^2 + (1179{,}36)^2}$$

$$\boldsymbol{F_R = 1180{,}64\ daN}$$

Annexe III : calcul de la distance minimale entre les conducteurs

$$e_{min} = K_c \left(K_z \sqrt{f + L} + \frac{U}{150} \right)$$

Données :

- $K_c = 0,8$ *pour les armements NV*
- $K_z = 0,9$ *car la zone est* à *vent normal*
- U= 20kV
- f : la flèche (0,022 m ; 0,33 m ; 0,24 m).
- Pour deux ancrages successifs, L= 0m
- Pour deux alignements successifs : L = 0,5m

Pour le deuxième canton

- **Pour deux ancrages successifs**

$$\mathbf{E} = 0,8 \left(0,9 * \sqrt{0,33 + 0} + \frac{20}{150} \right) = \mathbf{0,52m}$$

- **Pour deux alignements successifs**

$$\mathbf{E} = 0,8 \left(0,9 * \sqrt{0,33 + 0,5} + \frac{20}{150} \right) = \mathbf{0,76m}$$

Pour le troixieme canton

- **Pour deux ancrages successifs**

$$\mathbf{E} = 0,8 \left(0,9 * \sqrt{0,24 + 0} + \frac{20}{150} \right) = \mathbf{0,46m}$$

- **Calcul de la hauteur (H) des supports**

$$H - f - d - He \geq 6m$$

Avec : $\mathbf{He} = \frac{H}{10} + 0,5$

AN : $\mathrm{H} - 0{,}33 - 0{,}25 - (\frac{H}{10} + 0{,}5) \geq 6m$

$\boldsymbol{H \geq 7{,}87m}$

Nous définissons donc la hauteur du support à **12 m** pour ce projet.

Annexe IV : choix des supports et armements

Le calcul des efforts minimaux exercés sur les supports, ainsi que le calcul de l'écartement entre les conducteurs, nous a permis de déterminer les caractéristiques des supports et de leurs armements. Après ces calculs, l'ensemble des supports et armements retenus pour ce projet est présenté dans le tableau ci-après, le catalogue des armements étant fourni en **annexe XVII.**

Annexe V : Calcul de la garde hors sol, de la profondeur d'implantation et des fondations des supports

1. **Profondeur d'Implantation des supports**

a. Supports d'alignement ou d'angle

$\mathbf{He} = \frac{H}{10} + 0{,}5$

AN :

$\mathbf{He} = \frac{12}{10} + 0{,}5 = \boldsymbol{1{,}7\ m}$

b. Supports d'arrêt

$\mathbf{He} = \frac{H}{10} + 0{,}7$

AN :

$\mathbf{He} = \frac{12}{10} + 0{,}7 = \boldsymbol{1{,}9\ m}$

2. **Garde hors sol des supports**

$\mathbf{Hs} = \mathrm{H} - \mathrm{He}$

- Pour supports d'alignement ou d'angle

$\boldsymbol{Hs}$ = 12 − 1,7=**10,3 m**

- Pour les supports d'arrêt

$\boldsymbol{Hs}$ = 12 – 1,9=**10,1 m**

3. Fondation des supports

$L_f = l_f = (75 * 2 + l_s) * K_s$

l_s = 380 mm

- $\boldsymbol{K_s}$ **= 1,2 pour Supports d'alignement ou d'angle**
- $\boldsymbol{K_s}$ **= 1,75 Supports d'arrêt**

➢ **Supports d'alignement ou d'angle**

K_s = 1,2

$L_f = l_f = (75 * 2 + 380) * 1,2$

$L_f = l_f = \mathbf{636} = \mathbf{0}, \mathbf{636}\ \boldsymbol{m}$

➢ **Supports d'arrêt**

K_s = 1,75

$L_f = l_f = (75 * 2 + 380) * 1,75$

$\boldsymbol{L_f} = \boldsymbol{l_f} = \mathbf{927}, \mathbf{5}\ \boldsymbol{mm} = \mathbf{0}, \mathbf{9275}\ \boldsymbol{m}$

Annexe VI : carnet de piquetage BT

N° du support	*Type de support*	*Hauteur des supports*	*Angle*	*Portées(m)*	*Cable*	*Fouille*
p1	PBA	9-500	0	40	50 mm^2	0,9x0,9x1,4
p2		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p3		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p4		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p5		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p6		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p7		9-800	90	40		0,9x0,9x1,4
p8		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p9		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p10		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p11		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p12		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p13		9-500	0	40		0,9x0,9x1,4
p14		9-800	70	35		0,9x0,9x1,4
p15		9-500	0	40		0,9x0,9x1,4
p16		9-500	0	45		0,9x0,9x1,4
p17		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p18		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p19		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p20		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p21		9-800	50	30		0,9x0,9x1,4
p22		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p23		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p24		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p25		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p26		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p27		9-500	90	40		0,9x0,9x1,4
p28		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p29		9-800	90	40		0,9x0,9x1,4
p30		9-800	90	35		0,9x0,9x1,4
p31		9-800	90	40		0,9x0,9x1,4
p32		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p33		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p34		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p35		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4

p36		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p37		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p38		9-800	90	35		0,9x0,9x1,4
p39		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p40		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p41		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p42		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p43		9-500	0	40		0,9x0,9x1,4
p44		9-800	0	40		0,9x0,9x1,4
p45		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p46		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p47		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p48		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p49		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4
p50		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p51		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p52		9-300	0	35		0,9x0,9x1,4
p53		9-500	0	35		0,9x0,9x1,4

Annexe VII: carnet de piquetage HTA

N° du support	Portée (m)	Cumul (m)	Angle (dégres)	canton	Cndt	EFFORT	Ks	TYPE DE SUPPORT	ISOLATEUR	ARMEMENT	FOUILLE	Volume du Béton (m3)	Equipement
1	60	60	0	Canton 1	54,6 mm2 Almelec	1371	1,75	2*12/800	MAX- CS40BS11	NA1X-1600	0.9×0.9×1.9	1,5	IACM
2	60	120	0			59,02	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
3	60	180	0			59,02	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
4	60	240	30	Canton 2		59,02	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	3,4	
5	70	310	0			777,36	1,2	12/800	MAX-CS40BS11	NA3Y-1400	0.9×0.9×1.7	4,4	
6	70	380	50			1090,9	1,2	12/1250	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
7	59	439	0	Canton 3		895,97	1,2	12/1000	MAX-CS40BS11	NA3Y-1400	0.9×0.9×1.7	1,4	
8	59	498	0			58,45	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
9	59	557	0			58,45	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
10	59	616	0			58,45	1,2	12/300	MAX-CS40BS11	NV5 60x60	0.9×0.9×1.7	1,4	
11	59	675	0			1385	1,75	2*12/800	MAX-CS40BS11	NA1X-1600	0.9×0.9×1.9	1,5	parafoudres et transformateur
12													

Annexes VIII : Tableau des principaux Impacts environnementaux et sociaux

Phase du projet	Impacts environnementaux et sociaux	Nature de l'impact	Niveau d'impact	Caractère
Préparation	Défrichement de la végétation sur le tracé	Négatif	Faible	Temporaire, réversible
	Occupation temporaire de terrains publics ou privés	Négatif	Faible à modéré	Temporaire
	Risques de tensions sociales si le tracé traverse des zones habitées ou mal informées	Négatif	Modéré	Temporaire
Construction	Émissions de poussières et de bruit lors du transport et des travaux	Négatif	Modéré	Temporaire
	Production de déchets solides (emballages, câbles, matériaux…)	Négatif	Faible à modéré	Temporaire
	Risques d'accidents pour les ouvriers et les riverains	Négatif	Modéré à significatif	Temporaire
	Perturbation temporaire de la circulation dans certaines rues	Négatif	Modéré	Temporaire
	Création d'emplois locaux temporaires (terrassement, aide, logistique…)	Positif	Modéré	Temporaire
Exploitation	Impact visuel dans le paysage (poteaux, lignes)	Négatif	Faible	Permanent
	Champs électromagnétiques perçus comme potentiellement nuisibles (mais dans les normes)	Négatif	Faible	Permanent
	Risques électriques (électrocution, court-circuit, chute de câble)	Négatif	Faible à modéré	Permanent (sauf maintenance)
	Amélioration du niveau de vie (électricité, réfrigération, éclairage, accès à la technologie)	Positif	Élevé	Durable

	Développement économique local (petit commerce, artisanat, ateliers, valorisation foncière des terrains)	Positif	Élevé	Durable
	Réduction de l'insécurité grâce à l'éclairage public	Positif	Élevé	Durable

Annexe IX : Tableau des mesures d'atténuations principaux Impacts environnementaux et sociaux

Phase	Impact identifié	Mesure d'atténuation proposée	Responsable	Type de mesure
Préparation	Défrichement de la végétation	Tracer un itinéraire évitant les zones sensibles et limiter les abattages	Bureau d'étude / NIGELEC	Préventive
	Occupation temporaire de terrains	Identifier et négocier avec les propriétaires, prévoir une compensation si nécessaire	Promoteur / Commune	Corrective
	Tensions sociales liées au tracé	Réunion d'information et consultation des populations locales	Promoteur / Commune	Préventive
Construction	Poussière et bruit	Arrosage des pistes, limitation des heures de chantier	Entreprise de travaux	Atténuative
	Déchets solides	Prévoir des bacs de collecte et un plan	Entreprise / Commune	Corrective

		de gestion des déchets		
	Risques d'accidents	Fournir des équipements de protection (EPI), former les ouvriers, baliser les zones de travail	Entreprise / Chef de chantier	Préventive
	Perturbation de la circulation	Installer une signalisation temporaire, informer les riverains	Entreprise / Mairie	Préventive
	Création d'emplois locaux	Prioriser l'embauche de main d'œuvre locale qualifiée et non qualifiée	Promoteur / Sous-traitant	Positive
Exploitation	Impact visuel	Choisir des supports discrets et les intégrer harmonieusement dans le paysage	NIGELEC / Concepteur	Attentive
	Champs électromagnétiques	Respecter les distances minimales réglementaires (normes NIGELEC)	NIGELEC	Préventive
	Risques électriques	Maintenance régulière, sensibilisation des populations,	NIGELEC / Mairie	Préventive

		interdiction de construction sous les lignes		
	Amélioration du niveau de vie	Encourager la connexion légale des ménages au réseau	NIGELEC / ANPER	Positive
	Développement économique local	Accompagner les entrepreneurs locaux pour tirer parti de l'énergie disponible	Mairie / Promoteur	Positive
	Réduction de l'insécurité	Installer des points d'éclairage public stratégiques dans les zones sensibles	NIGELEC / Mairie	Positive

Annexes X : tableau de devis détaillé du projet

serie	Désignation	Unité	Quantité	P. Unitaire FCFA	P. Total FCFA
I	**CONSTRUCTION DE LA LIGNE HTA 20 kV**				
	PBA 12m - 1250 daN	U	1	378 045	378 045
	PBA 12m-800 daN	U	2	302 922	605 844
	PBA 12m-500 daN	U	2	155 000	310 000
	PBA 12m - 300daN	U	7	180 273	1 261 911
	Jeu de 3 parafoudres 24 kV + accessoires	U	1	1 983 775	1 983 775
	Armement NA3X-3150	U	6	318 980	1 913 880
	Armement NA3X-2000	U	3	3	9
	Armement simple NV5-60*60	U	6	174 050	1 044 300
	Isolateur	U	2	345 549	691 098
	Câble Almélec nu 54,6,mm²	ml	2227,5	949	2 113 898
	Total				**10 302 760**
II	**CONSTRUCTION D'UN POSTE POTEAU H61**				
	Transformateur 250 kVA- 20kv/410V + potence	**U**	**1**	7 000 000	7 000 000
	DHP 250kVA type nexans + commande + Bloc déclencheur	**U**	1	787 702	787 702
	IACM 24 kV- 50A + accessoire de fixation	**U**	1	1 250 000	1 250 000
	Accessoires (liaison DHP-transfo, parafoudre, mise à la terre)	Ens	1	437 021	437 021
	Total				**9 474 723**
III	**CONSTRUCTION DE LA LIGNE BTA**				
	PBA 9m – 800	daN	9	173 619	1 562 571
	PBA 9m – 500	daN	18	126 528	2 277 504
	PBA 9 – 300	daN	26	93 134	2 421 484
	Câble BT Alu préassemblé 3x50 + 54,6 mm²+16mm²	ml	1 942	2 565	4 981 230
	Connecteur CM 60 + capot à graisse	ens	44	4 935	217 140
	Ensemble pince d'ancrage BT		22	10 125	222 750
	Ensemble pince d'alignement BT	ens	32	9 224	295 168
	Ensemble double ancrage BT	ens	9	15 002	135 018

	Confection terre de neutre	ens	2	261 171	522 342
	Total				12 635 207
	Montant HT				**32 412 690**
	TVA 19%				**6158411**
	Montant TTC				**38 571 101**

Annexe XI : fiche technique des câbles Almélec

AAAC TOUS LES CONDUCTEURS EN ALLIAGE D'ALUMINIUM

DÉFINITION

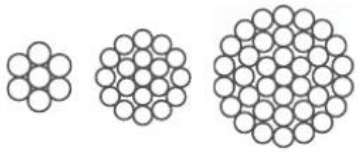
Conducteurs en alliage d'aluminium. Composé de plusieurs fils en aluminium, câblés en couches concentriques.

PRINCIPALES APPLICATIONS

Lignes aériennes de basse tension, moyenne tension, haute tension et très haute tension.

NORMES

EN 50182
ASTM B-399
BS 3242
DIN 48201-6
UNE 21018



CARACTÉRISTIQUES, CONFORMÉMENT À LA NORME 50182:2001

Type AL4

Code	Ancien code	Section	Nbre de fils	Diamètre		Masse par unité de longueur	Résistance à la traction	Résistance en cm3	Module d'élasticité finale	Coefficient de dilatation final	Sens de câblage de la couche externe
				Fil	Conducteur						
		mm²		mm	mm	kg / km	kN	Ω / km	N/mm²	1/K	
	ASTER										
22-AL4	22	22,0	7	2,00	6,00	60,0	7,15	1,4989	62.000	2,30E-05	S
34-AL4	34,4	34,4	7	2,50	7,50	93,8	11,17	0,9593	62.000	2,30E-05	S
55-AL4	54,6	54,6	7	3,15	9,45	148,9	17,73	0,6042	62.000	2,30E-05	S
76-AL4	75,5	75,5	19	2,25	11,3	207,4	24,55	0,4388	60.000	2,30E-05	S
117-AL4	117	117,0	19	2,80	14,0	321,2	38,02	0,2833	60.000	2,30E-05	S
148-AL4	148	148,1	19	3,15	15,8	406,5	48,12	0,2239	60.000	2,30E-05	S
182-AL4	181,6	181,6	37	2,50	17,5	500,3	59,03	0,1831	57.000	2,30E-05	S
228-AL4	228	227,8	37	2,80	19,6	627,6	74,04	0,1460	57.000	2,30E-05	S
288-AL4	288	288,3	37	3,15	22,1	794,3	93,71	0,1154	57.000	2,30E-05	S
366-AL4	366	366,2	37	3,55	24,9	1008,9	115,36	0,0908	57.000	2,30E-05	S
570-AL4	570	570,2	61	3,45	31,1	1576,0	185,33	0,0585	54.000	2,30E-05	S
851-AL4	851	850,7	91	3,45	38,0	2360,7	276,47	0,0394	52.500	2,30E-05	S
1144-AL4	1144	1143,5	91	4,00	44,0	3173,4	360,22	0,0293	52.500	2,30E-05	S
1596-AL4	1600	1595,9	127	4,00	52,0	4427,5	502,72	0,0210	50.500	2,30E-05	S

NOTE Les valeurs du module d'élasticité ultime et du coefficient de dilatation linéaire pour les sections de conducteurs indiquées dans le tableau sont celles utilisées en France. Les valeurs pour d'autres types de conducteurs peuvent être calculées en utilisant la méthode donnée dans la CEI 61597.

Annexe XII : fiche technique du Transformateur NOVARE poteau



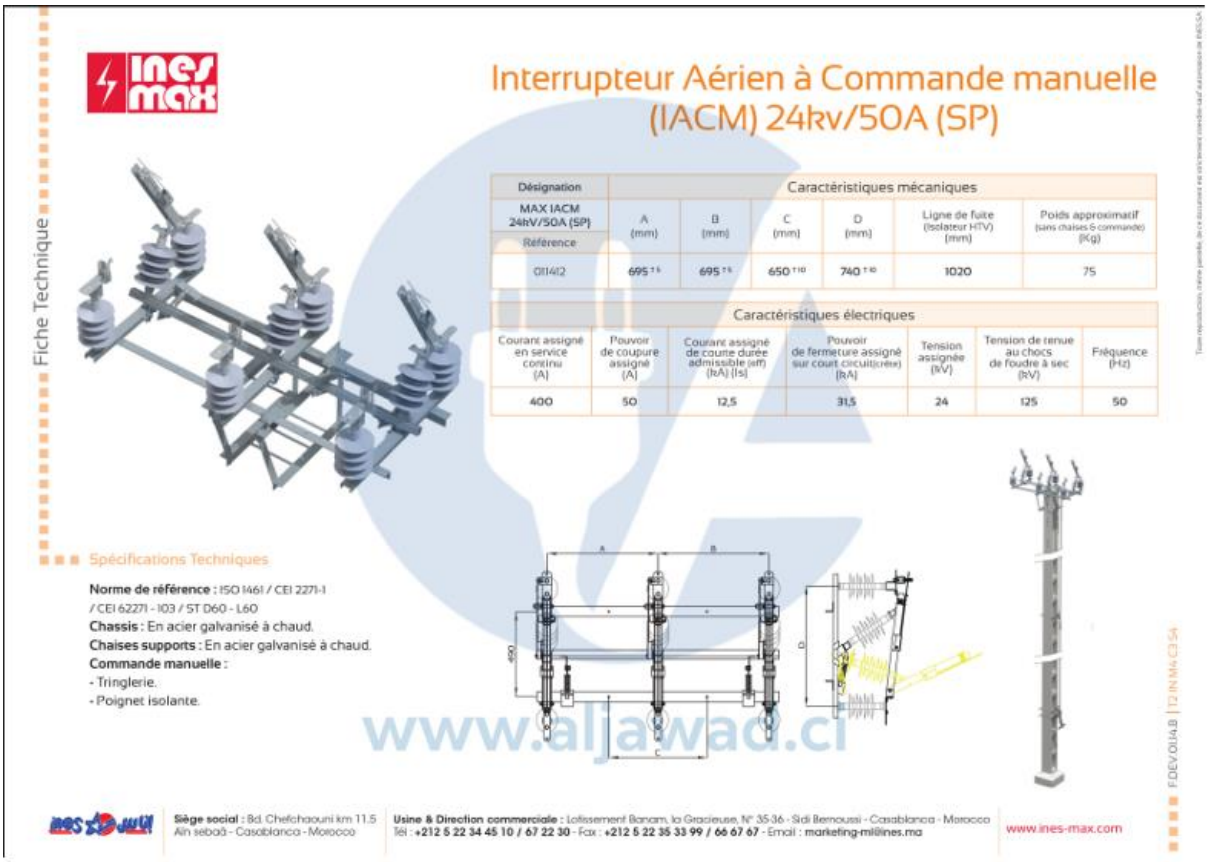
Caractéristiques électriques

puissance assignée (kVA) [1][7]			160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
tension primaire assignée [1]			20 kV									
niveau d'isolement assigné au primaire [2]			24 kV pour 20 kV									
tension secondaire à vide [1]	entre phases		410 V									
	entre phase et neutre		237 V									
réglage (hors tension) [1]			± 2,5 %[1]									
couplage			Dyn 11 (triangle, étoile neutre sorti)									
pertes (W)	à vide		650	880	1200	1650	2000	2300	2800	3100	4000	5000
	dues à la charge	à 75 °C	2350	3300	4800	6800	8200	9600	11400	14000	17400	20000
		à 120 °C	2700	3800	5500	7800	9400	11000	13100	16000	20000	23000
tension de court-circuit (%)			6	6	5	6	5	6	6	6	6	6
courant à vide (%)			2,3	2	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1
courant d'enclenchement	le/In valeur crête		10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5	9,5
	constante de temps (s)		0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40	0,5
bruit (dBA) [3]	puissance acoustique LWA		62	65	68	70	72	73	75	76	78	81
	pression acoustique LPA (1 m)		50	53	56	57	59	59	61	62	63	66
décharges partielles [4]			< 10 pC à 1,3 Um									

Annexe XIII : sélection des valeurs de k en basse tension (BT).

Nature	Section en mm²	Intensité admissible « A »	k en $(kW.km)^{-1}$ réseau 230/400 V	k en $(kW.km)^{-1}$ réseau 130/230 V
Câbles faisceau de distribution aérienne (autoporté)	3x25 + NP 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	0,99 0,72 0,54 0,42 0,23	2,97 2,16 1,62 1,26 0,69
Câbles souterrains norme UTE.NFC 33-210 (âme aluminium, isolant PR) PR) 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	0,72 0,54 0,28 0,20 0,13	2,16 1,62 0,84 0,60 0,39
Aérien nu en cuivre	4 x 7 4 x 10 4 x 16 4 x 25 4 x 35 4 x 38	70 A 80 A 100 A 130 A 180 A 200 A	1,89 1,35 0,89 0,62 0,48 0,45	5,67 4,05 2,67 1,86 1,44 1,35

Annexe XIV : caractéristiques techniques IACM 24kV



Annexe XV : Caractéristiques Isolateur 24 kV

RÉFÉRENCE	DÉSIGNATION CEI	NOMBRE DE HANGARS	LIGNE DE FUITE (MM)	TENSION DE TENUE AUX CHOCS DE FOUDRE (KV)	TENSION DE TENUE À LA FRÉQUENCE DE PUISSANCE SÈCHE (KV)	LONGUEUR DE LA SECTION (MM)	SML(KV)
14543	MAX CS70 SB 16-180/842	7	842	180	90	448	70
14489	MAX CS70 SB 16-200/960	8	960	200	100	476	70
---	MAX CS70 SB 16-220/1080	9	1080	220	100	503	70
---	MAX CS70 SB 16-240/1316	11	1316	240	130	545	70

Isolateurs 24 kV



Annexe XVI : Caractéristiques parafoudre 20 kV





Caractéristiques techniques

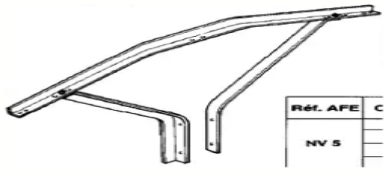
RÉFÉRENCE	TENSION NOMINALE (KV)	LIGNE DE FUITE (MM)	TENSION DE SERVICE CONTINU UC (KV)	TENSION RÉSIDUELLE MAXIMALE (KV)
---	15	386	12	47
---	18	520	14	55
---	21	750	17	63
---	24	750	19,5	70

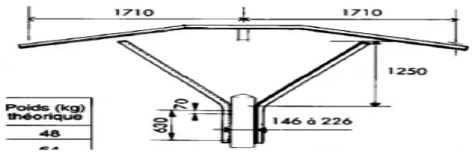
Annexe XVII : Armements Nappe voute (NV)

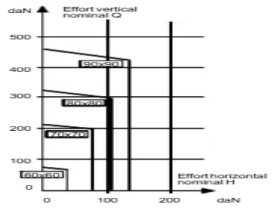
Retis solutions

Ferrures pour lignes suspendues

ARMEMENT NAPPE-VOUTE NV5







Référence	Codet	Profile en L		Poids (kg)
		Traverse	Montants	
NV5*		60	60	46
		70	70	64
		80	80	83
		90	90	104

* ajouter la combinaison traverse-montants choisie. Ex : traverse 60 et montants 80 = NV56080

Retis solutions

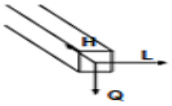
Armements traverses modulaires

CONFORME A LA SPECIFICATION EDF HN 66-S-50

ARMEMENTS TRAVERSES SUIVANT LE LOGICIEL DE CALCUL "CAMELIA"

DESIGNATIONS

CONFIGURATION	UTILISATION	ECARTEMENT ENTRE-PHASES	DIAGRAMME D'EFFORT	EFFORT NOMINAL f (N)	ACCROCHAGE
N Nappe horizontale	**A** Arrêt ou ancrage	**1** e = 1050	**X** Anc.et simple fix. L=0,5Q+0,3H<lf	1600	**S** Simple (3 chaînes)
				2000	
		2 e = 1200		2500	
				3150	
T Triangle	**S** Suspendu en simple fixation	**3** e = 1500	**Y** Ancrage ou arrêt L=Q+0,3H<lf	4000	
				5000	
		4 e = 2000		6300	**D** Double (6 chaînes)
			Z Ancrage ou arrêt L=2Q+0,8H<lf	8000	
DT Double terne ou sapin	**D** Cas particulier d'un armement nappe en suspendu	**5** e = 2500		10000	
				12500	
		6 e = 3000	**U** Arrêt simple L=2Q+0,8H<lf	16000	
				20000	
				25000	



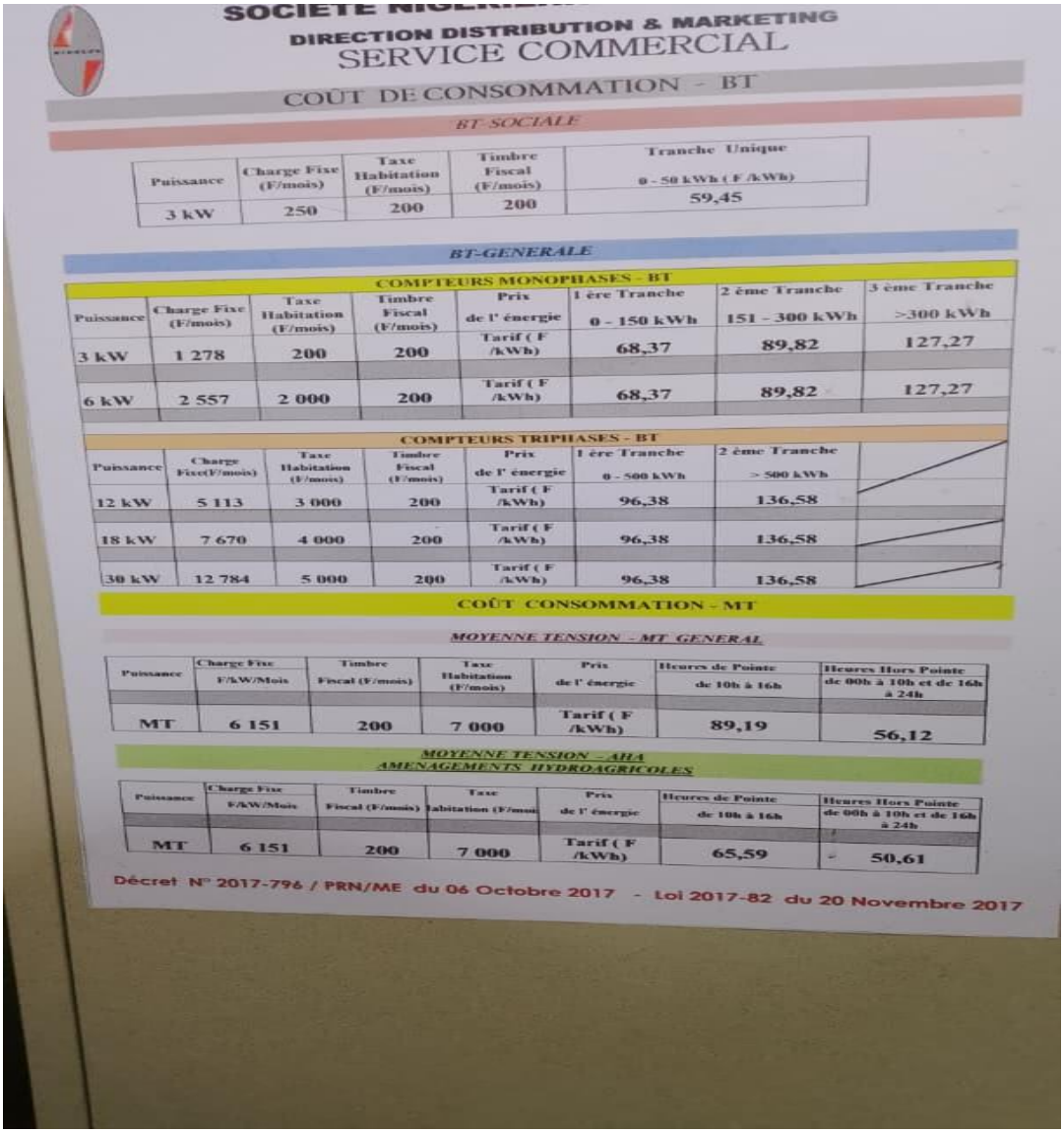
λ = coefficient de travail
λ = 1 : effort nominal
λ = 1,9 : limite élastique
λ = 2,1 : ruine sans rupture

Les armements traverses doivent être associés au dispositif à allongement contrôlé DAC en utilisation d'arrêt simple ou double. Celui-ci garantie la non destruction du support et du conducteur en cas de surcharge exceptionnelle.

Annexe **XVIII :** : Tableau de coefficient de simultanéité (source norme NFC 14-100)

Nombre d'abonnés	2à4	5à9	10à14	15à19	20à24	24à29	30à34	35à39	40à49	>50
Facteur de simultanéité kf ou ks	1	0,78	0,63	0,53	0,49	0,46	0,44	0,42	0,41	0,4

Annexe **XIX :**Grille tarifaire



SOCIETE NIGERIENNE
DIRECTION DISTRIBUTION & MARKETING
SERVICE COMMERCIAL

COÛT DE CONSOMMATION - BT

BT SOCIALE

Puissance	Charge Fixe (F/mois)	Taxe Habitation (F/mois)	Timbre Fiscal (F/mois)	Tranche Unique 0 - 50 kWh (F /kWh)
3 kW	250	200	200	59,45

BT-GENERALE

COMPTEURS MONOPHASES - BT

Puissance	Charge Fixe (F/mois)	Taxe Habitation (F/mois)	Timbre Fiscal (F/mois)	Prix de l' énergie	1 ère Tranche 0 - 150 kWh	2 ème Tranche 151 - 300 kWh	3 ème Tranche >300 kWh
3 kW	1 278	200	200	Tarif (F /kWh)	68,37	89,82	127,27
6 kW	2 557	2 000	200	Tarif (F /kWh)	68,37	89,82	127,27

COMPTEURS TRIPHASES - BT

Puissance	Charge Fixe(F/mois)	Taxe Habitation (F/mois)	Timbre Fiscal (F/mois)	Prix de l' énergie	1 ère Tranche 0 - 500 kWh	2 ème Tranche > 500 kWh
12 kW	5 113	3 000	200	Tarif (F /kWh)	96,38	136,58
18 kW	7 670	4 000	200	Tarif (F /kWh)	96,38	136,58
30 kW	12 784	5 000	200	Tarif (F /kWh)	96,38	136,58

COÛT CONSOMMATION - MT

MOYENNE TENSION - MT GENERAL

Puissance	Charge Fixe F/kW/Mois	Timbre Fiscal (F/mois)	Taxe Habitation (F/mois)	Prix de l' énergie	Heures de Pointe de 10h à 16h	Heures Hors Pointe de 00h à 10h et de 16h à 24h
MT	6 151	200	7 000	Tarif (F /kWh)	89,19	56,12

MOYENNE TENSION - AHA
AMENAGEMENTS HYDROAGRICOLES

Puissance	Charge Fixe F/kW/Mois	Timbre Fiscal (F/mois)	Taxe Habitation (F/mois)	Prix de l' énergie	Heures de Pointe de 10h à 16h	Heures Hors Pointe de 00h à 10h et de 16h à 24h
MT	6 151	200	7 000	Tarif (F /kWh)	65,59	50,61

Décret N° 2017-796 / PRN/ME du 06 Octobre 2017 - Loi 2017-82 du 20 Novembre 2017