



DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC GRADE DE
MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

Présenté et soutenu publiquement le [23/01/2025] par

DJIBRINA MAHAMAN Zakari (n°20170811)

**Encadrant 2iE : Ing. Ahmed ZONGO, Enseignant en Génie Électrique, Froid et
Climatisation (2iE).**

**Maître de stage : Ing. Georges V. U. PODA, Chef du projet d'Extension et de
Renforcement des Réseaux Électriques (SONABEL).**

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

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : **Dr. Sayon dit Sadio SIDIBE**

Membres et correcteurs : **Dr. Moussa KADRI**

Ing. Ousmane DIMA

Promotion [2024/2025]

DÉDICACES

Je dédie ce travail à :

À mes parents, pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et leurs encouragements qui m'ont permis d'atteindre cet objectif académique majeur.

À mon grand frère DJIBRINA MAHAMAN Ibrahim pour son soutien constant et son sacrifice, sa patience qui m'ont permis d'atteindre cet objectif académique majeur.

À mes professeurs et encadrants, pour leur expertise, leur patience et leur précieux enseignement tout au long de cette aventure intellectuelle.

À mes amis et camarades de classe, pour les moments de partage, d'entraide et de soutien mutuel qui ont rendu cette expérience d'apprentissage enrichissante et inoubliable.

Enfin, à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, je vous adresse ma plus sincère reconnaissance.

Ce mémoire est le fruit de nombreux efforts, de sacrifices et de collaborations. Je vous dédie ce travail avec gratitude et humilité.

CITATION

« Toute force qui s'expose sans s'imposer s'expose à se faire déposer. »

Hegel

REMERCIEMENTS

Je remercie le Directeur Général, tout le corps enseignant et personnel de l'Institut International d'Ingénierie, de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour leur travail abattu et particulièrement le département Génie Électrique, Énergétique et Industriel (GEEI) dirigé par Professeur. Y. Moussa SORO, en particulier, pour la rigueur et sacrifices sans cesse consentis pour nous offrir une excellente formation durant ce cycle.

Je saisis l'opportunité pour remercier notre encadrant interne M. Ahmed ZONGO pour les conseils et soutien qu'il m'a apportés durant ce travail malgré ses occupations.

Je profite pour remercier le Directeur Général de la SONABEL M. Souleymane OUEDRAOGO qui m'a accordé ce privilège d'effectuer mon stage au sein de leur structure.

J'adresse un grand merci à M. Georges. U. V. PODA (Chef du projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Électriques (SONABEL)) pour ses conseils, son expertise et son encadrement précieux tout au long de ce parcours académique.

Un grand merci à Monsieur KIAGBE pour le soutien et conseils accordés durant ce travail.

Un merci à l'endroit de Monsieur Nerwaya SANKARA pour son partage d'expérience lors des visites du chantier.

Je remercie mes parents qui m'ont toujours aidé, conseillé et encouragé dans mes études.

Je remercie mon grand frère DJIBRINA MAHAMAN Ibrahim qui m'a toujours aidé, conseillé et encouragé dans mes études.

Enfin, mes sincères remerciements vont à l'endroit de tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

RÉSUMÉ

Le projet de construction de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou s'inscrit dans le cadre du renforcement de trois liaisons interurbaines pour améliorer l'approvisionnement en électricité au Burkina Faso. Cette ligne d'une distance de 84 km environ, exploitée à 90 kV, constitue une avancée majeure pour le réseau de transport de la SONABEL, visant à réduire les surcharges et les pertes électriques tout en facilitant l'accès à l'électricité.

Le dimensionnement électrique repose sur le choix de conducteur de phases, des câbles de garde et des isolateurs. Ce dernier est suivi d'une simulation sur NEPLAN pour mener l'étude électrique dans les règles de l'art. Comme conducteurs de phases, Aster 570 a été retenu. Les câbles de garde Thym 157,4 et Phlox 147,1 assureront la protection contre les surtensions et les risques de foudre. Les isolateurs en verre trempé, composés de 16 assiettes standard, garantissent une isolation robuste adaptée aux contraintes climatiques locales.

Une simulation effectuée via NEPLAN a confirmé la stabilité et la fiabilité du système face aux perturbations du réseau. Avant la construction, le réseau 33 kV existant présentait de nombreuses limites telles que : les pertes en ligne estimées à 1,63 MW et des chutes de tension élevées jusqu'à 13,54%. La nouvelle ligne Pâ-Diébouougou a nettement amélioré ces performances : les pertes en ligne ont été réduites à seulement 0,045 MW, tandis que les chutes de tension se limitent à 1,44 %, des résultats largement acceptables.

Sur le plan mécanique, le logiciel PLS-CADD a permis d'optimiser le dimensionnement en tenant compte des hypothèses climatiques, topographiques et des portées, portant le nombre de pylônes à 279 composés de : Pylônes d'alignement (Type A) et Pylônes d'ancrage et d'arrêt (Types B et C).

Une notice d'impact environnemental et social a été réalisée pour évaluer les effets négatifs et positifs du projet. L'estimation financière du projet s'élève à 4 808 093 289 F CFA TTC.

Mots Clés :

- 1- Dimensionnement électrique
- 2- Dimensionnement mécanique
- 3- Ligne électrique aérienne 225 kV
- 4- Poste électrique
- 5- Pâ-Diébouougou

ABSTRACT

The construction project of the 225 kV Pâ-Diébouougou overhead line is part of the effort to strengthen three interurban connections aimed at improving electricity supply in Burkina Faso. This line of 84 km of length approximatively, operating initially at 90 kV, represents a major advancement for SONABEL's transmission network, reducing overloads and electrical losses while improving access to electricity.

The electrical design is based on the selection of phase conductors, ground wires, and insulators, followed by a simulation using NEPLAN to ensure the study meets professional standards. Aster 570 conductors were selected for the phases, while the ground wires Thym 157.4 and Phlox 147.1 ensure protection against surges and lightning risks. The insulators, made of tempered glass with 16 standard discs, guarantee robust insulation adapted to local climatic conditions.

A simulation conducted via NEPLAN confirmed the system's stability and reliability against network disturbances. Prior to construction, the existing 33 kV network had significant limitations as line losses estimated to 1,63 MW and a very raised limiting voltage to 13,54%. The new Pâ-Diébouougou line significantly improved performance, reducing line losses to just 0.045 MW and limiting voltage drops to 1.44%, which are highly acceptable results.

On the mechanical side, the PLS-CADD software optimized the design by considering climatic, topographical, and span constraints, resulting in 279 pylons categorized as follows: Alignment pylons (Type A) and anchoring/termination pylons (Types B and C).

An environmental and social impact assessment was conducted to evaluate both the negative and positive effects of the project.

The project's financial estimate amounts to 4, 808, 093, 289 CFA francs, including all taxes.

Key Words :

- 1- Electrical sizing
- 2- Mechanical sizing
- 3- 225 kV electrical overhead line
- 4- Electrical substation
- 5- Pâ-Diébouougou

LISTE DES ABRÉVIATIONS

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
AOF	: Afrique Occidentale Française
BID	: Banque Islamique de Développement
BIL	: Basis Insulation Level
BT	: Basse Tension
CGFO	: Cable de Garde à Fibre Optique
CO	: Monoxyde de Carbone
CO₂	: Dioxyde de Carbone
DP	: Direction des Projets
DAO	: Dossier d'Appel d'Offres
EIES	: Étude Impact Environnemental et Social
EPIC	: Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial
F CFA	: Francs des Communautés Françaises en Afrique
GEEI	: Génie Électrique, Énergétique et Industriel
GPS	: Global Positioning System
HT	: Haute Tension
HTA	: Haute Tension Catégorie A
HTB	: Haute Tension Catégorie B
IST	: Infections Sexuellement Transmissibles
JDB	: Jeu de barre
NIES	: Notice d'Impact Environnemental et Social
ONG	: Organisation Non Gouvernementale
OPGW	: Optical Ground Wire
P.AL	: Pylône d'Alignement
PASEL	: Projet d'Appui au secteur de l'Électricité
PD	: Pâ-Diébouougou
PERREL	: Projet d'Extension et des Renforcement des Réseaux Électriques
PGES	: Plan de Gestion Environnementale et Sociale
PLS-CADD	: Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting [Conception assistée par ordinateur et dessin des systèmes de lignes électriques]
SAFELEC	: Société Africaine d'Électricité
SIDA	: Syndrome Immunodéficience Acquise

SONABEL : Société Nationale d'Électricité du Burkina

TTC : Toutes Taxes Comprises

TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

VOLTELEC : Société Voltaïque d'Électricité

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACES	ii
CITATION.....	iii
REMERCIEMENTS.....	iv
RÉSUMÉ.....	v
ABSTRACT	vi
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	vii
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES FIGURES.....	xiii
I. INTRODUCTION.....	1
II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET DU PROJET D’ÉTUDE	2
II.1 PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL : SONABEL.....	2
II.1.1 HISTORIQUE ET STATUT	2
II.1.2 ORGANISATION	2
II.1.3 ORGANIGRAMME.....	3
II.1.4 PRÉSENTATION DU SERVICE D’ACCUEIL : L’UG-PERREL	3
II.2 PRÉSENTATION DU PROJET D’ÉTUDE	3
II.2.1 LOCALISATION DU SITE DU PROJET	3
II.2.2 TRACÉ DE LA LIGNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU	3
II.3 CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET	4
II.4 OBJECTIFS DU PROJET	5
II.5 ÉTAT DES LIEUX DU RÉSEAU EXISTANT	5
III. GÉNÉRALITÉS SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	6
III.1 GÉNÉRALITÉS SUR LES LIGNES ÉLECTRIQUES HTB.....	6
III.1.1 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SUIVANT LE NIVEAU DE TENSION.....	6
III.1.2 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SUIVANT LA TOPOLOGIE.....	7
III.1.3 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX SUIVANT LA FONCTION.....	7

III.2 UTILITÉ DES LIGNES AÉRIENNES Á HAUTE TENSION.....	8
III.3 LES PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UNE LIGNE AÉRIENNE HTB	8
III.3.1 LES CONDUCTEURS	8
III.3.2 LES CÂBLES DE GARDE.....	11
III.3.3 LES ISOLATEURS.....	11
III.3.4 LES PYLÔNES	13
III.4 LES AUTRES ACCESSOIRES DE LA LIGNE FIXÉS SUR LES CONDUCTEURS....	15
III.4.1 LES BALISES LUMINEUSES, DIURNES ET AVIFAUNES	15
III.4.2 LES CONTREPOIDS ANTIGIRATOIRES	16
III.4.3 LES CONTREPOIDS DE BRETELLES	16
III.4.4 LES BRETELLES ANTIVIBRATOIRES	16
III.4.5 LES AMORTISSEURS « STOCKBRIDGE.....	16
III.4.6 LES ESPACEURS, LES ENTRETOISES ET LES MANCHONS	17
III.4.7 LES DISPOSITIFS D'ANCRAGE	17
IV. DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU	18
IV.1 DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU	18
IV.1.1 MÉTHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE	18
IV.1.2 APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET RÉSULTAT.....	20
IV.1.3 MODÉLISATION DU SOUS-RÉSEAU 33 kV et 225 kV AVEC NEPLAN	32
IV. 2 DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU	35
IV.2.1 DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE DE LA LIGNE PAR LA MÉTHODE ANALYTIQUE	35
IV.2.2 DIMENSIONNEMENT GÉOMETRIQUE DE LA LIGNE.....	37
IV.2.3 LES HYPOTHÈSES CLIMATIQUES	37
IV.2.4 CALCUL MÉCANIQUE DU CONDUCTEUR ET DE CÂBLES DE GARDE	38

IV.2.6 SIMULATION AVEC LE LOGICIEL PLS-CADD	51
IV.3 LES POSTES DE PÂ ET DE DIÉBOUGOU	55
IV.3.1 LE POSTE EXISTANT DE PÂ.....	55
IV.3.2 LE FUTUR POSTE DE DIÉBOUGOU.....	56
V. ESTIMATION FINANCIÈRE DU PROJET	57
VI. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET	58
VI.1 RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF RÉGISSANT LE PROJET	59
VI.2 RAPPEL DES COMPOSANTES ET PHASES DU PROJET	59
VI.3 IDENTIFICATION ET ÉVALUATION DES IMPACTS.....	60
VI.3.1 IDENTIFICATION DES IMPACTS	60
VI.3.2 DESCRIPTION DES IMPACTS	60
VI.3.3 ÉVALUATION DES IMPACTS	62
VI.3.4 MESURES D'ATTÉNUATION DES IMPACTS	62
VI.4 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE	62
VII. CONCLUSION	63
VIII. RECOMMANDATIONS	64
IX. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	65
X. ANNEXES	I

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Classification des réseaux électriques en fonction de leur niveau de tension	6
Tableau 2: Propriétés des matériaux utilisés pour les conducteurs	9
Tableau 3: Caractéristique comparés des conducteurs : ACSR, AACSR, AAAC	11
Tableau 4: Classification des pylônes suivant la fonction réalisée sur la ligne	14
Tableau 5: Puissance et courant de court-circuit en fonction de niveau de tension	21
Tableau 6: Résultats des calculs des paramètres électriques de la ligne	22
Tableau 7: Formules des paramètres adimensionnels intervenants dans les calculs de la section optimale économique	26
Tableau 8: Données électriques et économiques du projet	26
Tableau 9: Résultats du calcul de la section optimale économique	27
Tableau 10: Associations conducteurs et Câbles de garde	28
Tableau 11: Caractéristiques de la chaîne d'isolateurs	32
Tableau 12: Distances minimales à respecter entre les conducteurs	45
Tableau 13: Famille de pylônes à utiliser pour notre projet	48
Tableau 14: Récapitulatif de l'estimation financière du projet	57

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Tracé de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou	4
Figure 2: Schéma de modélisation du réseau 33 kV existant	5
Figure 3: Organisation globale d'un réseau électrique de la production à la consommation	6
Figure 4: Topologie des réseaux	7
Figure 5: Principaux composants d'une ligne électrique HT	8
Figure 7: Conducteur-ACSR Figure 8: Conducteur-AAC	10
Figure 6: Conducteur-AAAC	10
Figure 9: Conducteur almélec-acier (AACSR)	10
Figure 10: Câbles de garde conventionnels (a) et à fibres optiques (b)	11
Figure 11: Différents types d'isolateurs	12
Figure 12: Différentes chaînes de suspension d'isolateurs	13
Figure 13: Pylône monopode (a), pylône à treillis (b), pylône haubané en V (c)	13
Figure 14: Pylônes suivant la disposition des consoles	14
Figure 15: Différentes fondations	15
Figure 16: Balise lumineuse	16
Figure 17: Balise avifaune	16
Figure 18: Balise diurne	16
Figure 19: Contrepoids antigiratoire	16
Figure 20: Amortisseur (stockbridge)	17
Figure 21: Espaceurs	17
Figure 22: Manchons de jonction	17
Figure 23: Entretoise	17
Figure 24: Schéma de modélisation du sous-réseau 33 kV existant	33
Figure 25: Schéma de modélisation du nouveau sous-réseau 225 kV	34
Figure 26: Profil en long d'une ligne aérienne	37
Figure 27: Efforts appliqués	40
Figure 28: Schéma d'un pylône à treillis simple terne avec les différentes hauteurs représentées	47
Figure 29: Représentation du pylône considéré et les portées adjacentes	50
Figure 30: Profil de la ligne sur le logiciel PLS-CADD	53

I. INTRODUCTION

L'électricité, une forme d'énergie résultant du déplacement des électrons dans des matériaux conducteurs, est au cœur du développement moderne. Cependant, avec l'augmentation constante de la population mondiale, qui était à 7 milliards en 2011 et a franchi la barre de 8 milliards en 2023 selon le fonds des Nations unies pour la population (UNFPA) [1]. La demande en électricité connaît une croissance exponentielle, posant des défis majeurs en matière de production, de distribution et de gestion de cette ressource précieuse.

Avec un taux d'accès à l'électricité en fin 2020 de 22,5%, dont (67,4%) en zones urbaines et (5,3%) en zones rurales [2], et une population de 23 774 307 habitants en 2024 avec un taux de croissance de population de 2,93% selon le Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies [3], l'un des plus grands au monde, le Burkina Faso, comme de nombreux pays en développement, fait face à des défis dans le domaine de l'énergie, notamment la nécessité d'étendre et de moderniser son réseau électrique pour répondre à la demande croissante en électricité. Cela est dû entre autres à la croissance démographique élevée, d'où la difficulté à satisfaire les besoins de la population en électricité, les surcharges des lignes électriques, des surcharges et de pertes d'énergie causées par certains projets d'extension raccordés au réseau, ce qui provoque l'instabilité du réseau électrique.

Pour faire face à cela, la SONABEL avec l'appui de la Banque Mondiale a initié un projet de renforcement de trois liaisons interurbaines haute tension (Pâ-Diébouougou, Kaya-Ziniaré, Wona-Dédougou), afin de faire face à la forte demande en énergie de la population et rendre stable l'accès à l'énergie électrique de la population sur toute l'étendue du territoire Burkinabè.

Dans ce contexte, le PERREL nous a confié le projet de "Dimensionnement électrique et mécanique de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou", qui constitue l'objectif principal de notre étude. Notre mémoire sera structuré en cinq grandes sections : la première sera dédiée à la présentation de la structure d'accueil, suivie par une deuxième section portant sur les généralités du réseau électrique. La troisième section traitera du dimensionnement électrique et mécanique, accompagnée des simulations réalisées avec les logiciels NEPLAN et PLS-CADD. La quatrième section proposera une estimation financière du coût total du projet, tandis que la cinquième section abordera les impacts environnementaux et sociaux liés à la réalisation du projet. En conclusion, nous résumerons les résultats obtenus, présenterons les perspectives et recommandations, et fournirons des annexes pour une information plus détaillée.

II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU PROJET D'ÉTUDE

II.1 PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL : SONABEL

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL), détenue à 100 % par l'État Burkinabè, dispose d'un capital de 63 308 270 000 F CFA. Placée sous la tutelle technique, financière et administrative des Ministères de l'Énergie, des Mines et des Carrières, de l'Économie, des Finances et du Développement, ainsi que de l'Industrie, du Commerce et de l'Artisanat, elle est gérée par un conseil d'administration de neuf membres, dont huit représentent l'État et un les travailleurs. Le commissariat aux comptes est assuré par le cabinet ACECA International. Dirigée par un Directeur Général, conformément aux statuts approuvés par le décret n°97-599/PES/PM/MEM/MCIA du 31 décembre 1997, la SONABEL vise à moderniser et étendre le réseau électrique national. Une mutuelle interne soutient les adhérents en matière sociale et promeut la solidarité entre membres[4].

II.1.1 HISTORIQUE ET STATUT

La Société Nationale d'Électricité du Burkina, créée en 1995, est une société d'État responsable de la gestion de l'électricité au Burkina Faso. Son capital, initialement de 46 milliards de francs CFA, a été porté à 63 308 270 000 francs CFA en 2013. Avant sa transformation en société d'État, la SONABEL a évolué sous différents noms, tels que ENERGIE AOF, SAFELEC, et VOLTELEC. Bien que le secteur de l'électricité ait été ouvert à l'investissement privé en 1998, aucune entreprise privée n'a encore participé à la production d'électricité. Le gouvernement a adopté en 2000 la Lettre de Politique de développement du secteur de l'Énergie, définissant la stratégie énergétique du pays. La loi n°012- 2011/AN de la 04/07/2011 portant autorisation de privatisation de la SONABEL a été votée par l'assemblée nationale. Le processus de privatisation a été donc engagé puis abandonné par la suite [5].

II.1.2 ORGANISATION

Le commissariat aux comptes de la SONABEL est assuré par le cabinet ACECA International, tandis que la gestion de la société est dirigée par un Directeur Général, conformément au décret n°97-599/PES/PM/MEM/MCIA du 31 décembre 1997, qui approuve ses statuts. De plus, la SONABEL dispose d'une mutuelle visant à résoudre efficacement les problèmes sociaux de ses adhérents et à promouvoir la solidarité entre ses membres.

II.1.3 ORGANIGRAMME

L'organigramme de la Société Nationale d'Électricité du Burkina en vigueur dont la mise à jour a été faite en 2024 est présenté en **ANNEXE I**.

II.1.4 PRÉSENTATION DU SERVICE D'ACCUEIL : L'UG-PERREL

L'UG-PERREL, unité de gestion rattachée à la Direction des Projets (DP) de la SONABEL, a été lancée le 23 janvier 2023 à Ouagadougou. Elle est supervisée par un chef de projet, appuyé par deux ingénieurs électriciens et une secrétaire, et bénéficie également des services d'experts en gestion financière, suivi-évaluation des projets, gestion environnementale et passation de marchés. Le projet Extension et Renforcement des Réseaux Électriques (PERREL) a pour objectif d'augmenter le taux d'électrification national, d'améliorer la qualité et de sécuriser l'approvisionnement en énergie électrique au Burkina Faso. Ce projet est financé par la BID, la Banque Mondiale, avec une contribution de SONABEL sur ses fonds propres.

II.2 PRÉSENTATION DU PROJET D'ÉTUDE

II.2.1 LOCALISATION DU SITE DU PROJET

Cette étude vise à concevoir une ligne de transport aérienne simple terne reliant le poste de Pa à celui de Diébougou. Le projet se situe dans la zone soudanienne, caractérisée par une savane herbeuse typique de l'Afrique de l'Ouest, avec un terrain dominé par des herbes éparses et une faible densité d'arbres. Environ 90% des routes d'accès sont de première catégorie, tandis que les 10% restants relèvent des catégories seconde et troisième. L'accès au site est possible par route tout au long de l'année, bien que le réseau public de téléphonie ou de télécopie soit parfois indisponible.

II.2.2 TRACÉ DE LA LIGNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

La ligne aérienne Pâ-Diébougou est une ligne de transport à simple terne de 225 kV, s'étendant sur environ 84 km. Elle comporte 11 points d'angles fournis par le DAO, désignés de PD01 à PD11. Le parcours débute au PD01 du poste existant 225/90/34,5/33 kV de Pâ, situé au sud de la ville, à 1,3 km de la RN1. La ligne suit ensuite le tracé de la RN12, contourne Diébougou par l'est et se termine au nouveau poste de Diébougou à Bapla, au point PD11. Ce tracé a été conçu en utilisant le logiciel Google Earth, en intégrant les coordonnées GPS dans le système WGS84, projection UTM 30P.

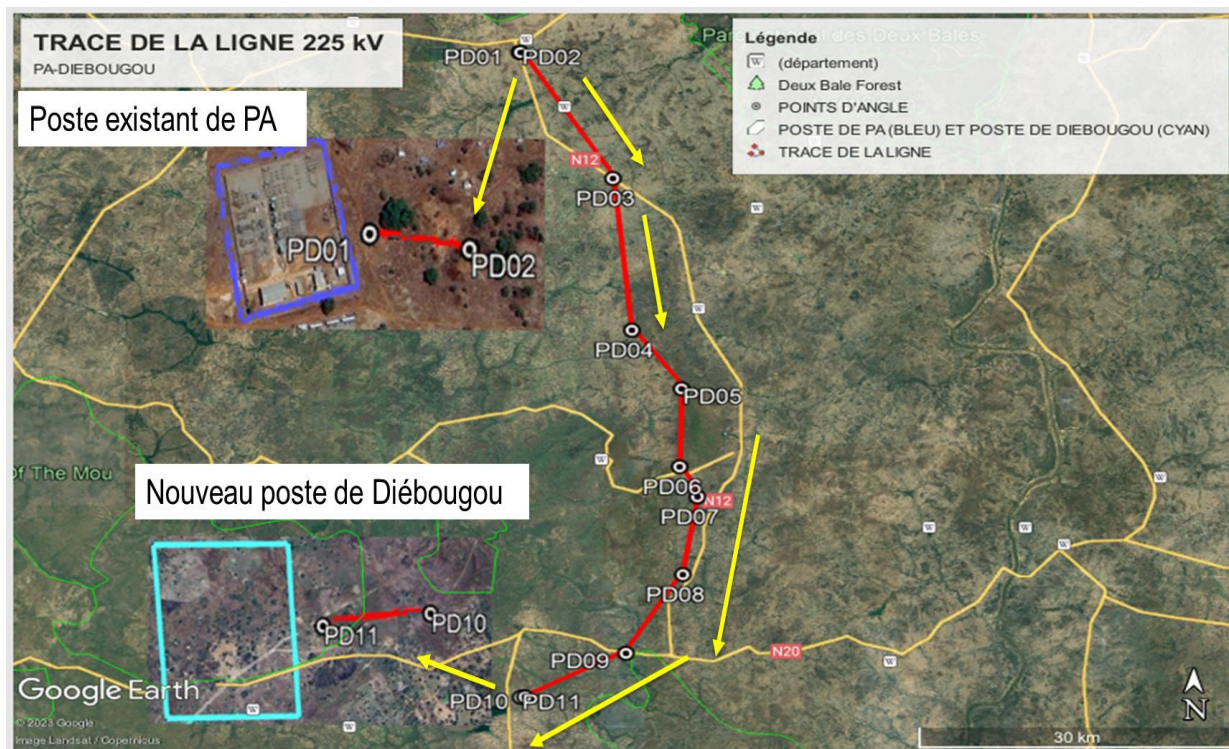


Figure 1: Tracé de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou

II.3 CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET

Le Burkina Faso, à l'instar de nombreux autres pays africains, rencontre des difficultés pour répondre à la demande croissante en électricité. Pour y faire face et assurer la fiabilité du réseau, la SONABEL s'engage à renforcer ses infrastructures, tant en production qu'en transport et distribution d'électricité. Cette démarche fait partie de la stratégie d'intégration régionale de la SONABEL, qui vise à développer des interconnexions avec les pays voisins afin de baser l'approvisionnement en énergie sur les importations tout en complétant par une production locale, notamment solaire. La mise en œuvre de cette stratégie nécessite un développement du réseau national pour garantir une couverture adéquate des régions. C'est dans ce cadre que, avec l'appui de la Banque Mondiale, la SONABEL a lancé un projet de renforcement de trois liaisons interurbaines haute tension, dont la ligne 225 kV Pâ-Diébouougou, dans le cadre du Projet d'Appui au Secteur de l'Électricité (PASEL). L'objectif global de ce projet est d'améliorer l'accès à l'électricité pour la population et de soutenir l'établissement d'un marché régional de l'électricité en Afrique de l'Ouest.

Les simulations réalisées sur la ligne 33 kV existante révèlent qu'elle est confrontée à des problèmes majeurs en termes de marges d'exploitation, avec des chutes de tension et des pertes en ligne particulièrement élevées. Ces défaillances compromettent la qualité de la fourniture d'énergie électrique aux populations.

Cela justifie la décision de construire une nouvelle ligne 225 kV, exploitée provisoirement à 90 kV, afin de renforcer la capacité de transit entre les deux localités tout en anticipant les besoins des projets futurs.

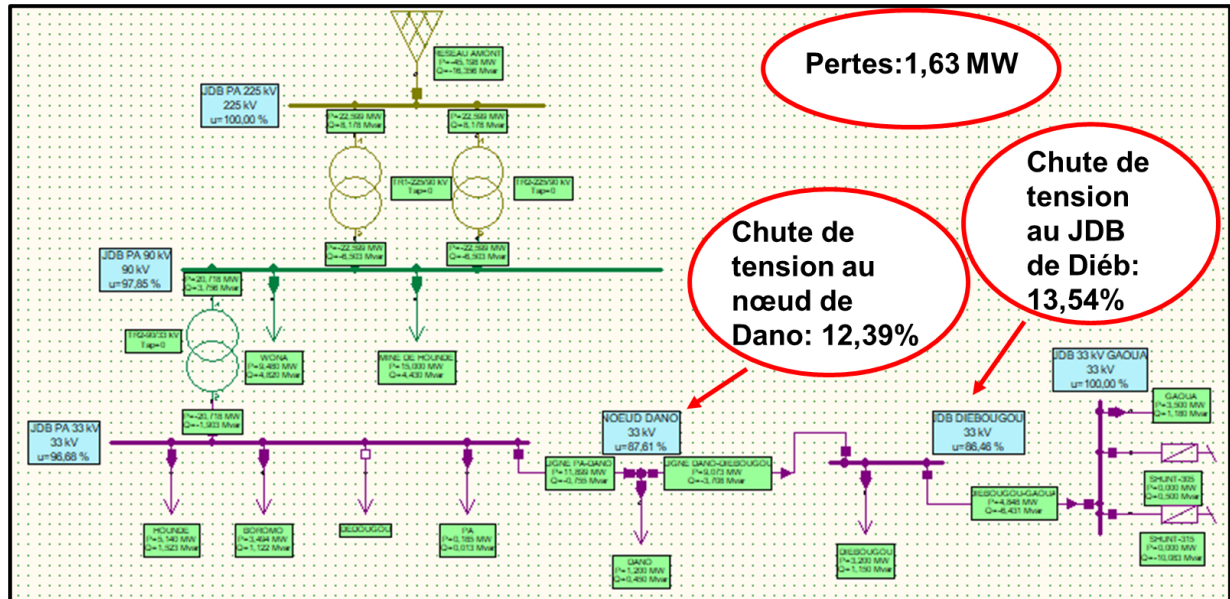


Figure 2: Schéma de modélisation du réseau 33 kV existant

II.4 OBJECTIFS DU PROJET

❖ Objectif général

Il s'agit de construire une ligne aérienne 225 kV exploitée à 90 kV entre Pâ-Diébouougou

❖ Objectifs spécifiques

Il s'agit :

- De faire le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne 225 kV Pâ-Diébouougou ;
- D'effectuer des modélisations et simulations avec le logiciel NEPLAN et PLS CADD ;
- De faire une estimation financière de la réalisation du projet ;
- De faire une notice d'impact environnemental du projet.

II.5 ÉTAT DES LIEUX DU RÉSAU EXISTANT

Nous avons découvert qu'une ligne de 33 kV relie Pâ à Diébougou, desservant les localités de Pâ, Dano et Diébougou sur ce tronçon, et se prolonge jusqu'à Gaoua. De plus, un poste 225/90/33 kV est situé à Pâ, au sud de la ville, à 1,3 km de la RN1.

Le suivant point de notre étude traitera les généralités sur les lignes électriques HTB.

III. GÉNÉRALITÉS SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

III.1 GÉNÉRALITÉS SUR LES LIGNES ÉLECTRIQUES HTB

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures et d'équipements conçus pour la production, la transmission, la distribution et la consommation de l'énergie électrique. Dans sa constitution, nous trouverons des lignes électriques, connectées entre elles par des postes électriques. Les lignes électriques peuvent être classées suivant 4 critères qui sont : Le niveau de tension, la topologie, la nature et la fonction [6].

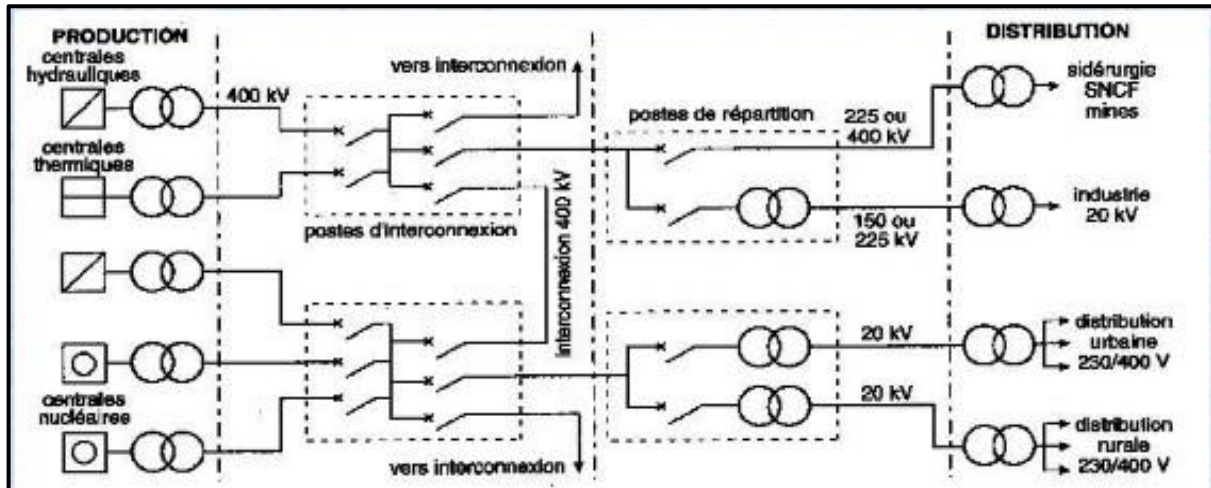


Figure 3: Organisation globale d'un réseau électrique de la production à la consommation

III.1.1 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SUIVANT LE NIVEAU DE TENSION

Les réseaux électriques sont classés en fonction du niveau de tension. La norme NF_C18-510 classe les réseaux électriques en fonction de leur niveau de tension comme indique le Tableau 1 ci-dessous [7].

Tableau 1: Classification des réseaux électriques en fonction de leur niveau de tension

Domaines de tension	Courant alternatif	Courant continu
Très basse tension (TBT)	$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 120 \text{ V}$
Basse tension (BT)	$50 \text{ V} < U_n \leq 1\,000 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U_n \leq 1\,500 \text{ V}$
Haute tension A (HTA)	$1\,000 \text{ V} < U_n \leq 50\,000 \text{ V}$	$1\,500 \text{ V} < U_n \leq 75\,000 \text{ V}$
Haute tension B (HTB)	$U_n > 50\,000 \text{ V}$	$U_n > 75\,000 \text{ V}$

Les lignes HTB ont une valeur de tension supérieur à 50 kV et sont utilisées pour le transport d'électricité. Ce sont ces genres de lignes que nous utiliserons pour notre étude.

III.1.2 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SUIVANT LA TOPOLOGIE

On rencontre plusieurs configurations dans le domaine des réseaux électriques suivant la topologie, telles que : Les réseaux maillés, les réseaux en boucle et les réseaux radiaux (arborescents ou en antennes) comme présente la Figure 3 ci-dessous [6].

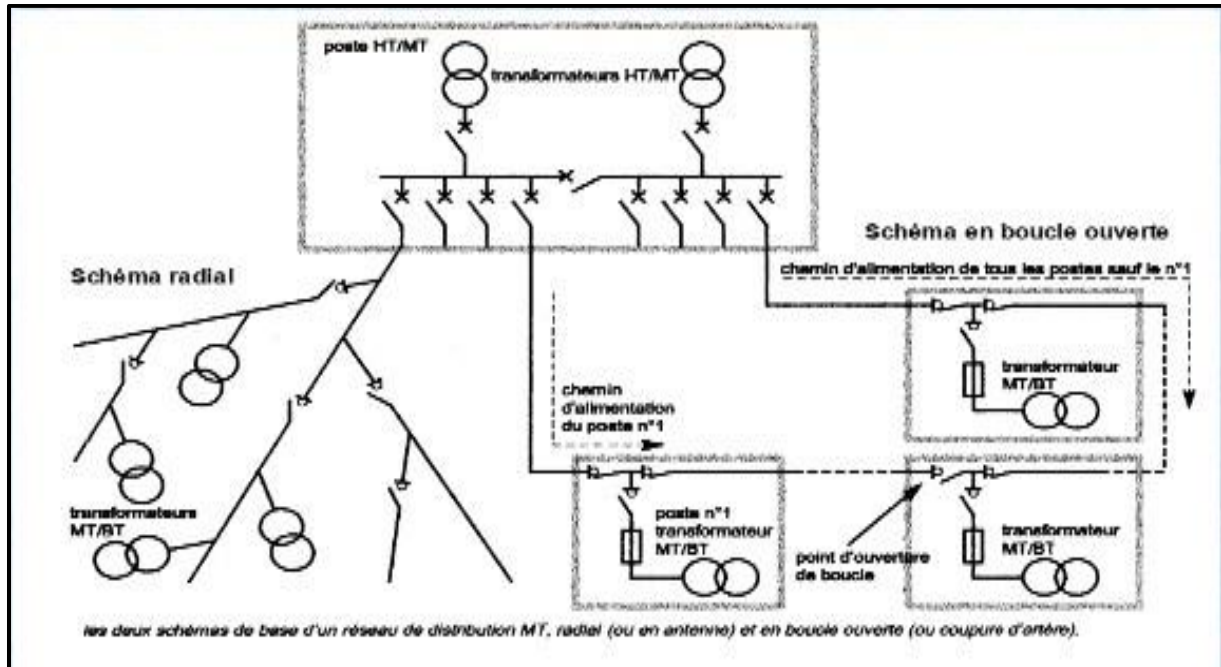


Figure 4: Topologie des réseaux

III.1.3 CLASSIFICATION DES RÉSEAUX SUIVANT LA FONCTION

Dans la classification du réseau électrique suivant la fonction, nous trouverons :

III.1.3.1 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Le réseau de distribution électrique est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs. Il achemine l'énergie électrique d'un réseau de transport ou un réseau de répartition aux transformateurs aériens desservant les clients, et se fait en MT et BT.

III.1.3.2 LE RÉSEAU DE RÉPARTITION

Les lignes HT constituent le réseau de répartition ou d'alimentation régionale et permettent le transport à l'échelle régionale ou locale.

III.1.3.3 LE RÉSEAU DE TRANSPORT

Les réseaux de transport garantissent l'acheminement de l'électricité entre les producteurs et les distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport. Ils doivent assurer en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

III.1.3.4 LE RÉSEAU D'INTERCONNEXION

Une interconnexion est une structure permettant à l'énergie électrique de circuler entre les réseaux électriques, et de faire des échanges transfrontaliers de l'énergie électrique entre plusieurs régions ou plusieurs pays.

III.2 UTILITÉ DES LIGNES AÉRIENNES Á HAUTE TENSION

On utilise les lignes à haute tension pour transporter l'électricité sur des longues distances parce que l'augmentation de la tension limite les pertes d'énergie (c'est ce qu'on appelle «effet Joule»), permet de réduire les chutes de tension et améliore la stabilité du réseau.

Dans la grande majorité des cas, les lignes hautes tensions sont en aériennes et fonctionnent en courant alternatif triphasé.

III.3 LES PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UNE LIGNE AÉRIENNE

HTB

La figure 4 donne un aperçu d'une ligne aérienne HTB avec ses principaux composants [8].

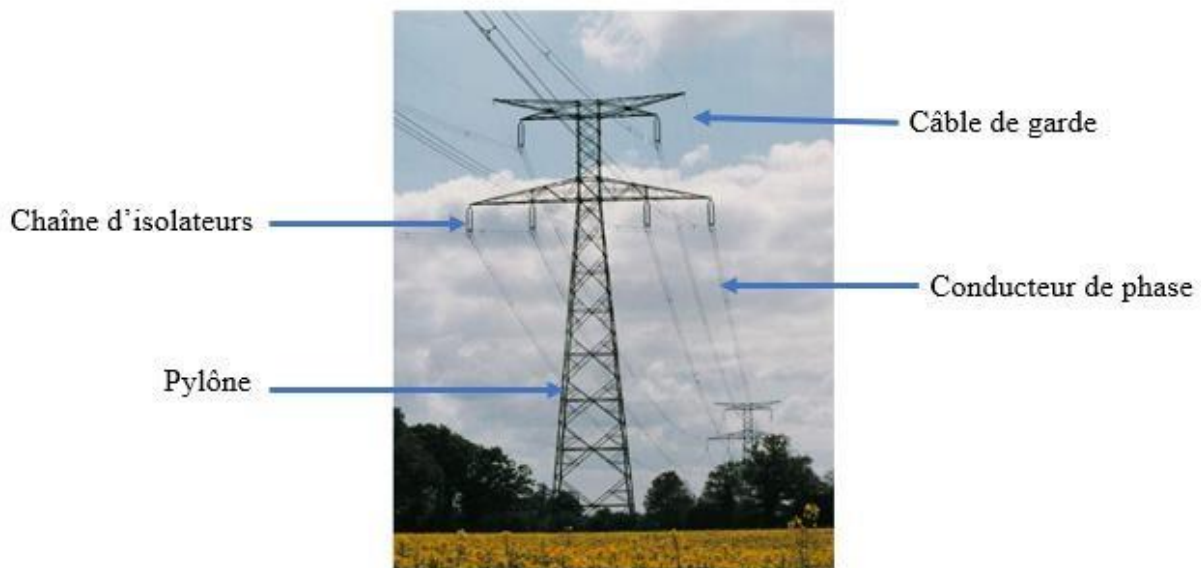


Figure 5: Principaux composants d'une ligne électrique HT

III.3.1 LES CONDUCTEURS

Les conducteurs haute tension jouent un rôle essentiel dans la transmission efficace et sûre de l'énergie électrique sur de longues distances. Ceux sont également des conducteurs nus qui sont utilisés pour la construction des lignes aériennes.

Les conducteurs qui vont être choisis doivent répondre aux critères suivants :

- Avoir une résistance électrique faible pour une bonne conductivité et moins de pertes dans la transmission ;
- Être légers pour limiter leurs poids et celui de leurs supports ;
- Avoir une résistance mécanique élevée pour résister aux efforts mécaniques ;
- Une souplesse ;
- Avoir une bonne garantie de vie et de sécurité ;
- Un coût économique abordable.

Nous trouvons de nos jours comme matériaux les plus utilisés dans la production des câbles : L'aluminium, l'acier, le cuivre. Le Tableau 2 ci-dessous nous présente leurs différentes caractéristiques [8].

Tableau 2: Propriétés des matériaux utilisés pour les conducteurs

Propriétés	Cuivre	Aluminium	Acier
Résistivité à 20°C ($10^{-8} \Omega.m$)	1,72	2,8	~15
Masse volumique (kg.m ⁻³)	8 890	2 700	7 800
Contrainte de Rupture à la traction (MPa)	380 à 450	150 à 190	1410 à 1450

Le cuivre demeure le conducteur idéal grâce à sa faible résistivité et sa bonne tenue lors des chocs auxquels sont soumis les câbles, cependant il est lourd, difficile à manipuler et onéreux. L'aluminium avec une trop faible rupture de contrainte reste le deuxième meilleur matériau. A cet effet, l'aluminium a été traité et associé à d'autres métaux afin d'augmenter sa dureté et sa résistance mécanique pour être utilisé comme matériau conducteur. Suite à ça, nous avons deux types de conducteurs : Les conducteurs en alliages d'aluminium et les conducteurs aluminium acier appelés «steel-reinforced aluminium conductor» (ACSR). Nous avons trois types d'alliages d'aluminium : Un conducteur purement aluminium appelé «all aluminium conductor» (AAC), l'almelec ou «all aluminium alloy conductor» (AAAC) et l'almelec-acier, ou «steel-reinforced aluminium alloy conductor» (AACSR).

III.3.1.1 CONDUCTEUR EN ALUMINIUM ACIER-ACSR

C'est un câble composé d'une âme en fil d'acier recouverte d'une ou plusieurs couches de fil d'aluminium. L'aluminium utilisé, écroui et de grande pureté de la norme NF EN 60889 [9] possède une contrainte à la rupture en traction de 160 MPa, une valeur très insignifiante pour réaliser les lignes à haute tension.

III.3.1.2 CONDUCTEUR ALL ALUMINIUM CONDUCTOR (AAC)

Le conducteur AAC a une résistance élevée à la traction, une bonne résistance à la corrosion, un poids léger et une capacité de courant comparable. Il est conçu pour les moyennes et longues portées, cependant est utilisé pour les réseaux de distribution BT et MT, raison pour laquelle nous n'aborderons pas ce type de conducteur.

III.3.1.3 CONDUCTEUR HOMOGÈNE EN ALMELEC (AAAC)

Le conducteur homogène, l'almélec est un alliage d'aluminium composé de magnésium et de silicium. C'est un alliage de type 6101 ou 6201 de la norme NF EN 50183 [9]. Ayant une contrainte à la rupture en traction de 320 MPa environ et une résistivité d'ordre de $3,26 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$. Ils sont légers et résistants à la corrosion, ce qui fait de ce dernier le matériau le plus utilisé pour la construction des lignes électriques HT.



Figure 7: Conducteur-ACSR



Figure 8: Conducteur-AAC



Figure 6: Conducteur-AAAC

III.3.1.4 CONDUCTEUR ALMELEC-ACIER (AACSR)

C'est un câble avec une composition analogue à celle de l'aluminium-acier, à la seule différence que les fils d'aluminium sont remplacés par des fils d'almélec. Ce type de câble est généralement utilisé pour les zones fortement givrées ou les lignes de montagne [Ibid.].



Figure 9: Conducteur almelec-acier (AACSR)

Le Tableau 3 ci-dessous nous résume les caractéristiques de ces câbles [8].

Tableau 3: Caractéristique comparés des conducteurs : ACSR, AACSR, AAAC

Type de câble	Résistivité à 20°C ($10^{-8} \Omega.m$)	Masse volumique ($kg.m^{-3}$)	Contrainte à la rupture en traction (MPa)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient thermique ($10^{-6} K^{-1}$)	Température maximale permanente (°C)
ACSR	15	7 800	1 410 à 1 450	185 000	11,5	75
AACSR	2,82	2700	150 à 190	60 000	23	75
AAAC	3,26	2700	320 à 380	60 000	23	75

III.3.2 LES CÂBLES DE GARDE

Les câbles de garde sont situés au-dessus des conducteurs et ne transportent pas de courant. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant la foudre pour éviter une éventuelle surtension au niveau des conducteurs. Au centre du câble de garde on place parfois un câble en fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant, on parle alors de OPGW (Optical Ground Wire).

Deux types de câbles de garde sont utilisés dans le domaine de lignes électriques HTB [9] :

- Des câbles alu-mécan-acier normaux (AACSR) subdivisés en deux groupes : Un groupe comportant une seule couche d'aluminium et un deuxième groupe comportant deux couches d'aluminium ;
- Des câbles alu-mécan-acier comportant à l'intérieur des circuits de télécommunication.

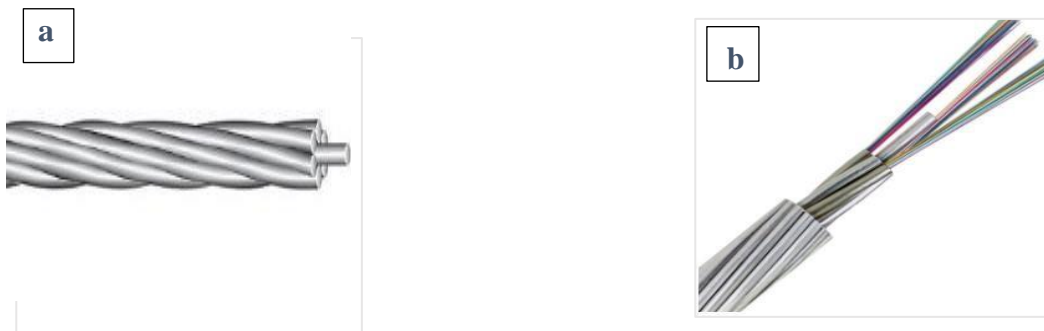


Figure 10: Câbles de garde conventionnels (a) et à fibres optiques (b)

III.3.3 LES ISOLATEURS

Les isolateurs assurent la fixation et l'isolation entre les conducteurs et les pylônes, ils jouent un rôle à la fois mécanique et électrique. Ces derniers sont constitués en général de deux parties : Une partie isolante et une partie métallique, scellées sur cette partie isolante.

Dans leur matériau de fabrication, nous rencontrons les matériaux synthétiques ou composites, en verre (trempé et écroui) et en céramique.

On peut distinguer deux types principaux d'isolateurs utilisés en lignes électriques HTB [10]:

- Les isolateurs de type rigide ;
- Les éléments de chaîne : Les isolateurs à capot et tige et les isolateurs à long fût.

Ces éléments sont généralement utilisés en suspension et forment des chaînes d'isolateurs soit verticales (chaînes d'alignement), soit horizontales (chaînes d'ancrage). On peut citer entre autres :

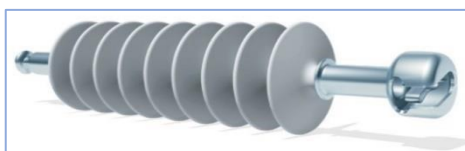
- ✓ La chaîne de suspension simple employée en alignement et pour les angles de lignes inférieurs à 2 grades ;
- ✓ La chaîne de suspension double utilisée dans les travées : Les deux fils d'isolateurs sont situés dans un plan perpendiculaire au conducteur ;
- ✓ La chaîne d'ancrage double utilisée en ancrage d'alignement et pour des angles compris entre 2 et 90 grades : Les deux fils d'isolateurs sont situés dans un plan horizontal.

Pour les avantages et inconvénients de ces isolateurs, voir **ANNEXE II Tableau 1**.

a. Isolateur céramique



b. Isolateur composite



c. Isolateur en verre



Figure 11: Différents types d'isolateurs

a. Chaîne de suspension simple b. Chaîne d'ancrage c. Chaîne de suspension double



Figure 12: Différentes chaînes de suspension d'isolateurs

III.3.4 LES PYLÔNES

Les pylônes sont des supports permettant un transport aérien d'électricité, ils sont en général composés de treillis d'acier. Leur fonction est de maintenir les conducteurs à une distance suffisamment éloignée de tout obstacle et surtout du sol. Ils assurent une sécurité et un isolement des câbles électriques. Les pylônes peuvent être classés selon plusieurs critères :

III.3.4.1 CLASSIFICATION DES PYLÔNES SUIVANT LA CONCEPTION

Selon la conception, les pylônes se subdivisent en 03 catégories suivantes : Les pylônes haubanés, les pylônes monopodes et les pylônes à treillis. Le **Tableau 2 ANNEXE II** nous résume les informations sur les différentes familles de pylônes et récapitule d'autres variantes qui peuvent exister.

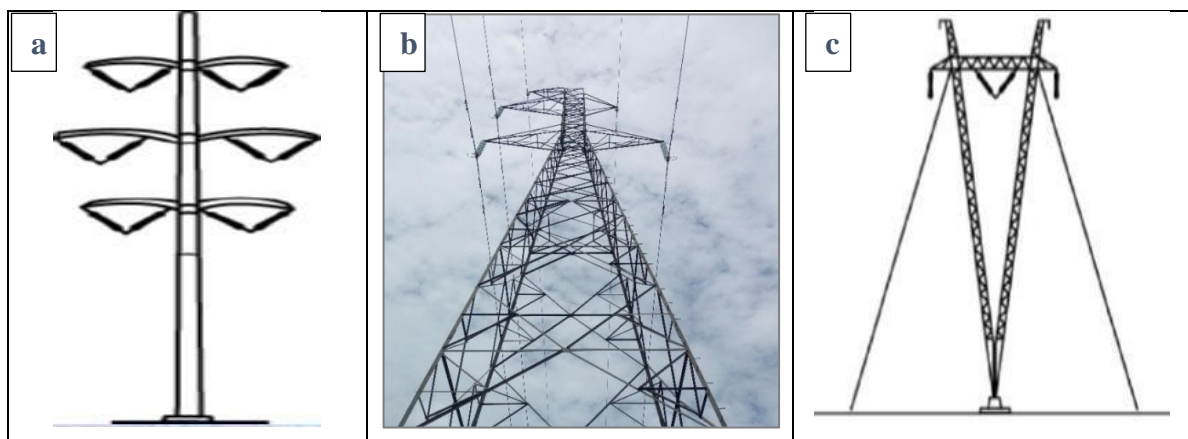


Figure 13: Pylône monopode (a), pylône à treillis (b), pylône haubané en V (c)

III.3.4.2 CLASSIFICATION DES PYLÔNES SUIVANT LA DISPOSITION DES CONSOLES

On peut classer les pylônes selon la disposition de leur console, qui représente la disposition géométrique des conducteurs et accessoirement des câbles de garde. Cette dernière joue un double rôle à la fois, électrique et mécanique.

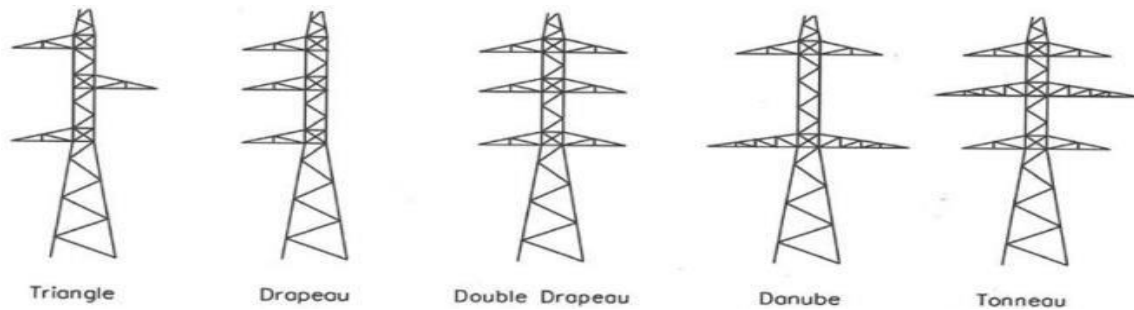


Figure 14: Pylônes suivant la disposition des consoles

III.3.4.3 CLASSIFICATION DES PYLÔNES SUIVANT LA FONCTION RÉALISÉE SUR LA LIGNE

Suivant la fonction réalisée sur la ligne, on distingue principalement une famille normalisée des pylônes. Le Tableau 4 ci-dessous nous résume les informations sur ces derniers.

Tableau 4: Classification des pylônes suivant la fonction réalisée sur la ligne

Fonction	Alignement	Angle faible	Anti cascade	Angle fort	Arrêt
Intervalle des valeurs d'angle de déviation	(0° à 2°)	(2° à 30°)	0°	(30° à 70°)	0°
Type de chaînes d'isolateurs	Suspension	Ancrage	Ancrage	Ancrage	Ancrage

III.3.4.4 LES FONDATIONS

Une fondation est un ouvrage enterré dont le rôle est d'ancrer dans le sol la superstructure, constituée dans le cas d'une ligne aérienne, des différents supports complétés par les câbles et tout matériel supplémentaire.

Une fondation peut être unique (monobloc) ou à raison d'un massif par pieds (multipode). Leur nature dépend du type de pylône. On peut distinguer [11] :

- Les fondations massives de type monobloc, destinées à ancrer soit des supports monopodes (poteaux en bois, béton ou métalliques dit « muguet », soit des supports tétrapodes à petit empattement) ;

- Les fondations multipodes de type dalle et cheminée destinées à ancrer les supports tétrapodes à pieds séparés (supports treillis) dans le sol à raison d'une fondation par pied.

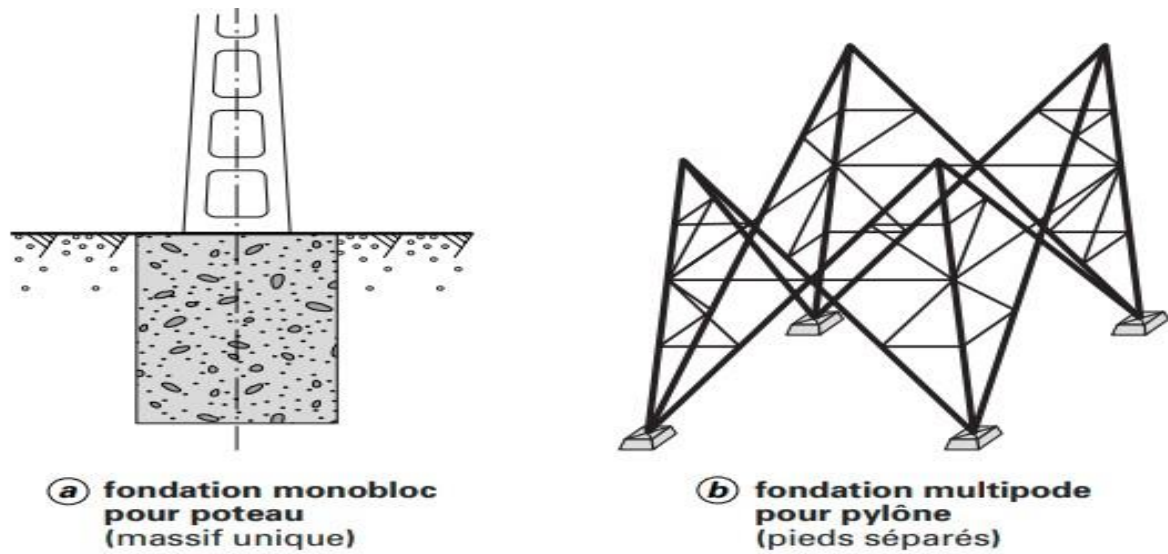


Figure15: Différentes fondations

III.4 LES AUTRES ACCESSOIRES DE LA LIGNE FIXÉS SUR LES CONDUCTEURS

Il existe plusieurs types de pièces installées sur les conducteurs. La plupart de ces pièces sont fixées sur le câble à un couplage de serrage contrôlé. Leur bon comportement dans le temps dépend aussi des critères suivants :

- La forme intérieure de la pince de fixation des pièces doit se terminer par des arrondis afin de ne pas blesser les conducteurs ;
- Les pièces ne doivent comporter ni d'arête vive ni de boulons proéminents.

III.4.1 LES BALISES LUMINEUSES, DIURNES ET AVIFAUNES

- Les balises lumineuses ont pour rôle de permettre un balisage nocturne des lignes à proximité des aéroports ou aéroports, afin d'éviter toute collision et assurer une bonne sécurité aérienne près des infrastructures électriques HT. Ils sont constituées de feux fixes de couleur rouge dont l'intensité lumineuse n'est pas inférieure à 10 cd [12].
- Les balises diurnes sont des pièces permettant le balisage diurne des lignes électriques haute tension à proximité des aéroports ou encore aéroports. Elles sont réalisées par des sphères dont le grand cercle à une surface de 0,20 m² [Ibid.].
- Les balises avifaunes permettent le balisage des lignes sur les lieux de migration des oiseaux.



Figure 16: Balise lumineuse

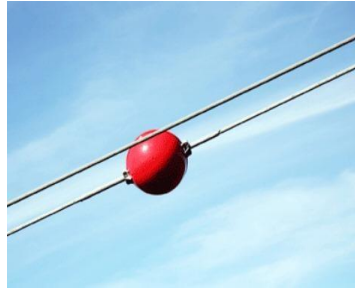


Figure 18: Balise diurne

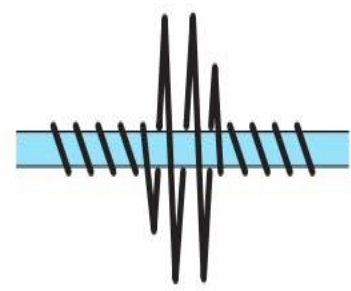


Figure 17: Balise avifaune

III.4.2 LES CONTREPOIDS ANTIGIRATOIRES

Ce sont des masses antigiratoires qui sont placées sur le câble de la terre, où l'électricité ne circule pas, avec comme but de limiter les conséquences des phénomènes de neige collante sur les câbles électriques.



Figure 19: Contrepoids antigiratoire

III.4.3 LES CONTREPOIDS DE BRETELLES

Les contrepoids de bretelles permettent une réduction d'amplitude des balancements des bretelles de continuité (ou ponts) sous l'effet du vent. La masse unitaire de contrepoids est de 20 kg [12].

III.4.4 LES BRETELLES ANTIVIBRATOIRES

Ces bretelles permettent d'amortir les phénomènes vibratoires induits par le vent sur les câbles au droit des chaînes de suspension. Elles sont dimensionnées en fonction des paramètres suivants [Ibid.] : Le diamètre du câble sur lequel elles sont posées, le diamètre du conducteur à 15°C, l'intensité de la pesanteur g .

III.4.5 LES AMORTISSEURS « STOCKBRIDGE »

Les amortisseurs permettent d'atténuer des vibrations éoliennes. Ces derniers sont fixés sur les câbles à proximité des points d'accrochage. Les plus utilisés dans le monde sont connus sous le nom de stockbridge.

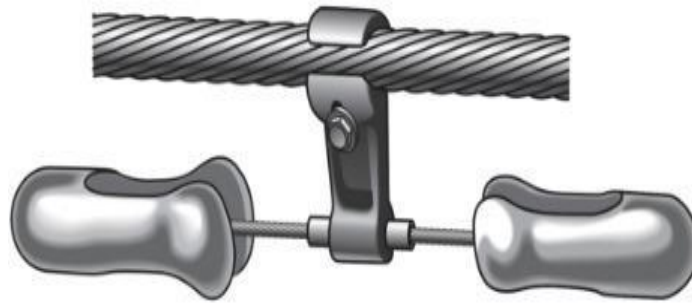


Figure 20: Amortisseur (stockbridge)

III.4.6 LES ESPACEURS, LES ENTRETOISES ET LES MANCHONS

- Les espaceurs sont des matériels isolants qui ont pour le but de maintenir un écartement minimal entre deux conducteurs de phase ou entre un conducteur et un câble de garde lorsque les distances minimales ne peuvent être réalisées.
- Les entretoises ont pour rôle de maintenir l'écartement des conducteurs dans le cas des lignes comportant des phases réalisées à l'aide de plusieurs câbles, dits sous-conducteurs.
- Les manchons de jonction et dérivation assurent la continuité mécanique et électrique des conducteurs homogènes, tout en reliant, isolant et protégeant les conducteurs électriques.



Figure 21: Espaceurs



Figure 23: Entretoise



Figure 22: Manchons de jonction

III.4.7 LES DISPOSITIFS D'ANCRAGE

Les ancrages assurent le bon maintien de la tension des conducteurs, ils empêchent les câbles de se détendre ou de bouger de manière excessive.

Conclusion sur la partie généralités

Cette section a permis d'explorer les généralités sur les réseaux de transport électrique aérien à haute tension et d'analyser les principaux composants nécessaires au transport de l'énergie électrique via les lignes aériennes HTB. Ces connaissances préliminaires serviront de fondation pour la prochaine étape de notre étude, qui portera sur le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne aérienne 225 kV entre Pâ et Diébougou.

IV. DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

IV.1 DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

Le dimensionnement des lignes électriques aériennes haute tension, permet de déterminer les paramètres électriques nécessaires à la conception de la ligne. Le calcul des paramètres des lignes électriques doit respecter les conditions imposées par le cahier des charges, c'est-à-dire en prenant compte les paramètres atmosphériques, techniques et économiques. Ensuite, il s'agit de faire le choix de la nature et de la section optimale des conducteurs de phase et du câble de garde, le choix des isolateurs et enfin, nous simulerons la ligne 225 kV Pâ-Diébouougou en vue d'étudier la stabilité du réseau avec le logiciel NEPLAN.

IV.1.1 MÉTHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE

IV.1.1.1 DIMENSIONNEMENT DES PARAMÈTRES ÉLECTRIQUES DE LA LIGNE

Dimensionner les paramètres électriques d'une ligne électrique aérienne HTB, c'est déterminer les différentes grandeurs électriques suivantes :

- La puissance maximale que doit transiter la ligne ;
- Le courant nominal de la ligne ;
- Le courant de court-circuit de la ligne.

IV.1.1.2 DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DU CONDUCTEUR DE PHASES ET DES CÂBLES DE GARDE

Le dimensionnement des conducteurs et de câble de garde dans le cas des lignes HTB, consistent à faire le choix de la nature et de la section du conducteur tout en prenant en compte les critères techniques et économiques. Ce dernier est crucial pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité d'un réseau électrique.

Pour ce qui est des paramètres techniques, il s'agit de vérifier si le conducteur choisi peut supporter :

- Le courant nominal transité par la ligne ;
- Le courant de court-circuit transmis par la ligne ;
- La chute de tension admissible.

Pour ce qui est du critère économique, il vise à optimiser les coûts totaux pour trouver le juste compromis entre les coûts d'investissement initiaux (achat et installation des conducteurs) et les coûts d'exploitation (pertes d'énergie, maintenance) afin de garantir la rentabilité de la ligne sur le long terme, (déterminer la section optimale économique pour la ligne).

IV.1.1.3 DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS

Le dimensionnement des isolateurs pour le cas des lignes électriques haute tension HTB, se fait en prenant en compte plusieurs critères liés aux contraintes électriques, mécaniques et environnementales suivants :

- Faire le choix du type d'isolateur (matériaux de construction) en se basant sur les normes d'utilisation en vigueur au Burkina Faso ;
- Déterminer la tension de contournement en fonction du degré de pollution de la zone ;
- Déterminer la longueur de la ligne de fuite ;
- Déterminer la tension maximale admissible pour les conducteurs ;
- Déterminer la tension de la tenue de choc de foudre ;
- Déterminer le nombre d'assiettes à associer pour une chaîne d'isolateur.

NB : Il est important de faire une évaluation de l'effet couronne qui sera provoqué par la ligne pendant la phase exploitation, avant d'entamer le dimensionnement des isolateurs.

IV.1.1.4 MODÉLISATION ET SIMULATION DE LA LIGNE

Dans cette section, nous commencerons par modéliser et simuler le réseau 33 kV actuel de la ligne Pâ-Diébouougou afin de mettre en évidence les problèmes qui ont conduit la SONABEL à décider de construire une nouvelle ligne 225 kV. Par la suite, nous procéderons à la modélisation et à la simulation de cette nouvelle ligne pour réaliser une analyse sur une période définie, permettant d'évaluer le comportement du réseau pendant sa phase d'exploitation à 90 kV.

Les étapes proposées pour cette partie sont les suivantes :

- Modéliser l'ancien réseau 33 kV existant et le nouveau réseau 225 kV entre Pâ-Diébouougou ;
- Effectuer des simulations ;
- Analyser les résultats obtenus lors des simulations et proposer des perspectives.

IV.1.2 APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET RÉSULTAT

IV.1.2.1 DÉTERMINATION DES PRINCIPAUX PARAMÈTRES DE LA LIGNE 225 kV

Nous avons relevé à partir du Dossier d'Appel d'Offre (DAO) de ladite ligne de transport, les données permettant d'effectuer notre dimensionnement, suivantes :

- Niveau de tension : 225 kV ;
- Longueur de la ligne : 83,32 km.

IV.1.2.1.1 DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE MAXIMALE TRANSITÉE P_{MAX}

Pour ce calcul nous avons pris une période de 25 ans, c'est-à-dire que la puissance transitée serait calculée sur une période de 25 ans car les investissements majeurs sur les infrastructures électriques sont généralement planifiés sur plusieurs décennies ; une charge au début du projet (2024) de 8 MW à Diébougou et un taux de croissance annuelle de la charge électrique de 10% (SONABEL). Ainsi, la formule permettant de calculer la puissance transitée est la suivante [13]:

$$P_n = P_0 * (1 + \alpha)^n \quad (1)$$

- ✓ P_n : Charge électrique après n années d'utilisation (MW)
- ✓ P_0 : Charge électrique à l'année de référence (MW)
- ✓ α : Taux de croissance annuelle de la charge électrique.

La puissance maximale que la ligne peut transiter sur une période de 25 ans est de **86,68 MW** tout en tenant compte des projets futurs.

IV.1.2.1.2 DÉTERMINATION DU COURANT NOMINAL

Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule à partir de la formule suivante, avec un $\cos \varphi$ de l'ordre de 0,9 car notre ligne est compensée :

$$I_n = \frac{P_{max}}{U * \sqrt{3} * \cos \varphi} \quad (2)$$

- ✓ P_{max} : Puissance maximale transitée (MW) ;
- ✓ U : Tension de la ligne (kV).

Ainsi, nous obtenons un courant nominal d'une valeur de **247 A**. Ce qui nous permet de dire que le câble utilisé peut supporter le courant nominal durant toute sa durée de vie car la valeur obtenue est loin de celle du courant maximal admissible dans l'Aster 570 qui est de l'ordre de 1030 A.

IV.1.2.1.3 DÉTERMINATION DU COURANT DE COURT-CIRCUIT

Le courant de court-circuit I_{cc} se déduit de la formule permettant le calcul de la puissance apparente de court-circuit S_{cc} :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U \cdot \sqrt{3}} \quad (3)$$

- ✓ S_{cc} : Puissance apparente maximale de court-circuit (MVA) ;
- ✓ U : Tension de la ligne (kV).

Cette puissance est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue du dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs du Tableau 5 ci-dessous en fonction des principales tensions caractéristiques [13] :

Tableau 5: Puissance et courant de court-circuit en fonction de niveau de tension

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S_{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I_{cc} [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

IV.1.2.1.4 DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE APPARENTE DE COURT-CIRCUIT S_{cc}

Deux méthodes peuvent être utilisées pour ce calcul : l'équation de la tendance qui consiste à établir une équation mathématique qui décrit la relation entre les variables impliquées dans le calcul de la puissance apparente. Elle permet d'estimer la puissance en fonction de données théoriques à l'aide d'une tendance linéaire ou non linéaire. Et l'interpolation des valeurs qui utilise des valeurs connues de puissance apparente pour estimer la valeur pour des points intermédiaires. Dans notre cas, nous privilégierons la méthode de l'équation de la tendance [Ibid.], car elle offre une marge d'erreur plus faible par rapport à celle de l'interpolation. En effet, la marge d'erreur de l'équation de la tendance se situe dans l'intervalle $[-1,7962 ; 2,2291]$ et est adaptée à une courbe linéaire. Ainsi, l'équation de la tendance se présente comme suit :

$$y = 0,2193x^2 + 20,503x - 9,1166 \quad (4)$$

- ✓ y : La puissance de court-circuit (MVA);
- ✓ x : Le niveau de tension.

Le Tableau 6 ci-dessous nous donne un aperçu des différents résultats des calculs obtenus.

Tableau 6: Résultats des calculs des paramètres électriques de la ligne

Paramètres	Unité	Valeur
Puissance de court-circuit	MVA	15706,1209
Courant de court-circuit	kA	40,3019

IV.1.2.2 DIMENSIONNEMENT DE LA SECTION DES CONDUCTEURS DE PHASES

IV.1.2.2.1 CHOIX DE LA NATURE DES CONDUCTEURS DE PHASES À UTILISER

En nous basant sur les avantages et inconvénients de types des câbles utilisés sur les lignes HTB vus dans la partie "II. 3 Les principaux composants des lignes HTB" et le constat fait sur les réseaux de transport HTB de la SONABEL, nous avons trouvé que cette dernière privilège les conducteurs de type Almelec (AAAC). A la suite de ce qui précède, nous avons jugé utile que notre choix se porte sur les mêmes types de conducteurs **Almelec (AAAC)** ou encore appelés **Aster** pour le compte de notre projet, car ces derniers sont légers, possèdent une grande résistance mécanique et un coût relativement bas.

IV.1.2.2.2 CHOIX DE LA SECTION DES CONDUCTEURS DE PHASES

Pour ce qui est des lignes HTB, la SONABEL utilise les câbles Aster comme conducteur de phases. Cependant, ce choix se fait en fonction de niveau de tension et suivant la présence ou pas de givre dans la zone. **Le Tableau 3 ANNEXE III** nous permet de faire le choix de section des conducteurs de phases [9].

Comme notre étude porte sur une ligne 225 kV, nous allons retenir les conducteurs suivants :

- Aster 570 de section effective 570,22 mm² ;
- 2 Aster 570 de section effective 570,22 mm².

Cependant, avant que ces derniers soient définitivement retenus, nous devons d'abord vérifier s'ils répondent à tous les critères pour le choix d'un câble qui sont :

- Le courant admissible du conducteur choisi doit être supérieur au courant nominal de la ligne ;
- Le courant de court-circuit doit être supérieur au courant de court-circuit de la ligne ;
- La chute de tension du conducteur ne doit pas excéder 5% définis par la SONABEL pour les lignes HTB.

Et ensuite, vérifier si la section choisie est économiquement bonne.

Le Tableau 4 ANNEXE III nous donne un aperçu sur les différentes caractéristiques électriques de câble Aster 570.

❖ Vérification du courant admissible par le câble

La formule permettant de calculer le courant admissible par le câble est la suivante [14]:

$$I_{admissible} = k * S^{0,62} \quad (5)$$

- ✓ k : Coefficient dépendant du type de câble (k=17,1 pour l'almelec) [15] ;
- ✓ S : Section de conducteur (mm²).

La valeur obtenue à la suite de calcul est de **874,26 A**, ce qui veut dire que $I_{admissible} >$ Courant nominal (247 A) transité par la ligne, par conséquent le câble Aster 570 choisi peut supporter le courant nominal.

❖ Vérification du courant de court-circuit admissible par le câble

Nous allons vérifier à ce niveau si le câble Aster 570 peut supporter le courant de court-circuit qui peut traverser notre ligne durant le temps t_{cc} sans que ce dernier soit détérioré. Après nous comparons le I_{cc} que peut supporter le câble au courant I_{cc} de la ligne.

La formule du courant de court-circuit admissible par le câble est la suivante :

$$I_{cc\ max} = \frac{a * S}{\sqrt{t_{cc}}} ; (\forall t \leq 5s) \quad (6)$$

- ✓ S : Section du conducteur Aster (570 mm²) ;
- ✓ t_{cc} : Temps d'élimination des défauts, ($t_{cc} = 0,5$ s pour les lignes 225 kV) ;
- ✓ a : Paramètre dépendant de la nature du conducteur, (a= 61,98 pour l'almelec).

Après le calcul, nous avons trouvé un courant de court-circuit maximal de **49,96 kA**. Le courant $I_{cc,max}$ est donc supérieur au courant de court-circuit précédemment calculé (40,3019 kA), par conséquent le câble peut supporter le courant de court-circuit de la ligne sans être détérioré.

❖ Vérification de la chute de tension

La formule de la chute de tension est la suivante :

$$\Delta U \approx \sqrt{3} * I_n (R_{75^\circ C} * \cos \varphi + X_1 * \sin \varphi) * L \quad (7)$$

- | | |
|--|--|
| ✓ ΔU : Chute de tension (V) ; | ✓ $R_{75^\circ C}$: Résistance du conducteur à $75^\circ C$ (Ω/km) ; |
| ✓ L : Longueur de la ligne (km) ; | ✓ X_1 : La réactance du conducteur (Ω/m) ; |
| ✓ I_n : Le courant nominal de la ligne (A) ; | ✓ φ : Déphasage entre le courant et la tension ; |
| ✓ U : Tension de la ligne (kV) ; | ✓ $\Delta U/U$: c'est la chute de tension en %. |

$$Avec R_{75^\circ C} = (1 + \alpha \Delta \theta) * R_{20^\circ C} \quad (8)$$

- ✓ α : Coefficient de la température de valeur est égale (0,004 K^{-1} pour l'almelec) ;
- ✓ $\Delta \theta$: Variation de la température de la résistance et celle de service ;
- ✓ $R_{20^\circ C}$: La résistance du conducteur à $20^\circ C$.

Calculons maintenant la résistance du conducteur $R_{75^\circ C}$:

$$R = [1 + 0,004 * (75 - 20)] * 0,0583 \quad R_{75^\circ C} = 0,0711 \Omega / km.$$

Pour ce qui est de la valeur de la réactance dans le cadre de notre projet, nous avons pris $X_1 = 0,4 \Omega/km$, puisque cette dernière est comprise entre 0,3 et 0,7 Ω/km [16], et que pour les lignes HTB, l'inductance est comprise entre 1 et 2 mH/km. Ainsi, on a au niveau de l'équation 8 :

$$\Delta U = \sqrt{3} * 247 * (0,0711 * 0,9 + 0,4 * 0,44) * 83,32 \quad \Delta U = 8559,29 V.$$

Et si nous déduisons en pourcentage, nous aurons $\Delta U = 3,8\%$, donc inférieure à la valeur limite 5% fixée par la SONABEL. Par conséquent, le câble peut supporter les charges présentes sur la ligne. Pour l'instant, les trois critères techniques pour le choix d'un câble sont vérifiés, donc l'Aster 570 peut être retenu comme conducteur de phases de la ligne. Cependant, nous allons toutefois procéder à la détermination de la section optimale économique comme souhaité par le concepteur.

IV.1.2.2.3 DÉTERMINATION DE LA SECTION OPTIMALE ÉCONOMIQUE

Le but recherché à ce niveau, est de trouver une section économique optimale (SOE) plus petite que celle proposée par le maître d'ouvrage, tout en tenant compte des trois critères de choix vus précédemment. La fonction coût global d'investissement sur les x années pour le conducteur est notée $T_1(S)$ en € et vaut :

$$T_1(S) = A + B * S + \frac{C}{S} \quad (9)$$

- ✓ A : Frais fixe d'installation des pièces et accessoires en (€) ;
- ✓ B*S : Prix du câble pour les trois phases, proportionnel à la section en (mm².€) ;
- ✓ C /S : Coût d'actualisation et des pertes.

$$\text{Or : } B * S = 3 * C_{\text{cable}} * m_{v75^\circ\text{C}} * L * S \quad (10)$$

- ✓ C_{cable} : Coût d'actualisation du câble en (€/kg) ;
- ✓ $m_{v75^\circ\text{C}}$: Masse volumique du matériau conducteur à 75°C en (kg/mm³) ;
- ✓ L : Longueur de la ligne en (mm).

C se calcule comme suit :

$$C = 3 * \rho_{75^\circ\text{C}} * I_n^2 * N * L * p * f \quad (11)$$

- ✓ ρ : Résistivité du matériau à 75°C en (Ω/mm) ;
- ✓ I_n : Courant nominal de la ligne en (A) ;
- ✓ N : Nombre d'heures d'utilisation équivalent à la pleine charge au niveau des pertes (h/an) ;
- ✓ L : Longueur de la ligne (mm) ;
- ✓ p : coût de pertes par kWh en (€/Wh) ;
- ✓ f : Facteur d'actualisation.

Par la suite, nous allons calculer la résistivité et la masse volumique à 75°C, et sont calculées respectivement par les formules 12 et 13 suivantes :

$$\rho_{75^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} * (1 + \alpha * \Delta\theta) \quad (12)$$

$$m_{v75^\circ\text{C}} = \frac{m_{v20^\circ\text{C}}}{(1 + \beta * \Delta\theta)} \quad (13)$$

Pour le calcul du facteur d'utilisation f dans le but de la détermination de la section optimale économique, des calculs de quelques paramètres adimensionnels interviennent. Ces derniers sont déterminés par les formules suivantes, résumées dans le Tableau 7 ci-dessous :

Tableau 7: Formules des paramètres adimensionnels intervenants dans les calculs de la section optimale économique

Formules des paramètres adimensionnels intervenant dans les différents calculs	
$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (14)$	$Avec: r = \frac{(1 + \frac{a}{100})^2 * (1 + \frac{b}{100})}{1 + \frac{i}{100}} \quad (16)$
$Or: Q = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad (15)$	

- ✓ i : Taux d'intérêt en (%) ;
- ✓ a : Augmentation annuelle de puissance en (%) ;
- ✓ b : Accroissement du prix du kWh en (%) ;
- ✓ T : Nombre d'années projetées de fonctionnement à puissance maximale.

Les données électriques et économiques du projet pour la détermination de la fonction $T_1(S)$ sont résumées dans le Tableau 8 ci-dessous [17].

Tableau 8: Données électriques et économiques du projet

Données du projet	
$i=8\%$; $a=0\%$; $b=2\%$; $T=25$ ans	
Utilisation en pleine charge	$N=4000h/an$
Prix du kWh de pertes	$P= 50 \text{ F CFA/kWh}$ soit $7,6.10^{-5} \text{ €/Wh}$
Prix du kWh actuel	$C_{kWh}= 100 \text{ F CFA}$ soit $1,5.10^{-1} \text{ €}$
Prix du câble	$C_{cable}= 31,61 \text{ €/kg}$ soit $20546,5 \text{ F CFA/kg}$ et $a=0$
Résistivité d'Almelec à 20°C	$\rho_{20^\circ\text{C}}= 3,26.10^{-8} \Omega.m$
Coefficient de variation de résistivité	$\alpha= 0,004 \text{ K}^{-1}$

Nous pouvons ainsi déduire la section optimale économique en appliquant la formule suivante :

$$SOE = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (17)$$

A la suite de nos différents calculs, tous les résultats obtenus seront consignés dans le Tableau 9 ci-dessous.

Tableau 9: Résultats du calcul de la section optimale économique

Résultats des différents paramètres permettant le calcul de la section optimale économique		
$r = 0,999$	$m_{v20^{\circ}C} = 2697.10^{-9} \text{ (kg/mm}^3\text{)}$	$C = 4,09.10^9 \text{ (€} \cdot \text{mm}^2\text{) soit } 2,659.10^{12} \text{ (F CFA} \cdot \text{mm}^2\text{)}$
$Q = 22,21$	$\rho_{75^{\circ}C} = 3,977.10^{-5} \text{ (}\Omega \cdot \text{mm)}$	$SOE = 438 \text{ mm}^2$
$f = 22,19$	$B = 21309,633 \text{ (€) soit } 13\,851\,261,45 \text{ (F CFA)}$	

Nous avons trouvé **438 mm²** comme valeur théorique de la section optimale économique. Cependant cette valeur ne figure pas sur la fiche de choix de section normalisée, donc nous allons prendre directement la valeur supérieure à cette dernière calculée ; et il s'agit de **l'Aster 570**. Donc l'Aster 570 mm² sera choisi comme notre section optimale économique.

Remarque : La section des conducteurs de phases de la ligne et la section optimale économique sont pareilles. Par conséquent nous n'aurons pas besoin de faire des vérifications techniques, car ces dernières ont été déjà faites dans la partie " Dimensionnement de la section des conducteurs de phases " et que tous les critères techniques pour le choix d'un câble sont respectés. Donc l'Aster 570 sera utilisé pour notre projet comme conducteur de phases.

Conclusion sur le choix de conducteur de phases à utiliser

Nous pouvons dire que le choix de l'Aster 570 fait par le maître d'ouvrage a été bien fait et reste pertinent. Car avec les projets futurs qui viendront se raccorder à la ligne et les extensions prévues dans les temps à venir, la valeur de la section optimale économique calculée précédemment (438 mm²) risque de ne pas répondre aux critères techniques de choix d'un câble.

IV.1.2.3 DIMENSIONNEMENT DES CÂBLES DE GARDE

Comme nous l'avons dit dans la partie Généralités sur les lignes aériennes HTB, plus précisément la partie " II.3 principaux composants des lignes aériennes HTB " il existe deux types de câble de garde à savoir les câbles de garde almelec-acier (AACSR) normaux possédant une seule couche d'almélec ou deux couches d'almélec et les câbles de garde almelec-acier (AACSR) comportant à l'intérieur des circuits de carte téléphonique, fibres optiques.

Pour le cas de notre projet, notre choix sera fait en fonction de la compatibilité des différents paramètres géométriques de conducteur de phases et le câble de garde afin d'éviter tout risque d'amorçage par rapprochement dangereux entre le conducteur de phases et le câble de garde. Et pour ce projet le maître d'ouvrage recommande d'utiliser un câble de garde à fibres optiques et un câble de garde conventionnel [17]. Ainsi, le Tableau 10 ci-dessous extrait de la norme NF EN 50189 nous permet de faire le choix de câble de garde en fonction de conducteur de phases usuel [9].

Tableau 10: Associations conducteurs et Câbles de garde

Niveau de tension	Conducteurs	Câbles de garde	
		Classiques	A circuit de télécommunication incorporé
HT	Aster 228	Phlox 94,1	Thym 107
	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
	Aster 570	Phlox 116,2	Thym 107
			Thym 157,4
225 kV	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
		Phlox 147,1	
	Aster 570	Phlox 147,1	Thym 157,4
400 kV	Aster 570	Phlox 228	Thym 157,4

Notre choix se porte sur le Phlox 147,1 comme câble de garde classique et le Thym 157,4 comme câble de garde à fibres optiques, étant donné que notre conducteur de phases est l'Aster 570 et comme nous l'avons dit précédemment le choix de câble de garde se fait suivant les paramètres géométriques de conducteur de phases.

Les caractéristiques de ces câbles de garde sont résumées dans le **Tableau 5 ANNEXE III** et seront utilisées plus tard dans la partie Dimensionnement mécanique.

IV.1.2.4 DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS

Avant d'entamer proprement dit cette partie, nous allons d'abord évaluer l'effet couronne comme cela a été annoncé dans la partie " III.1.1 méthodologie de dimensionnement des paramètres électriques".

❖ Effet couronne

L'effet couronne (ou effet corona) est un phénomène physique qui se produit principalement dans les systèmes électriques à haute tension.

Il se manifeste par la formation d'une décharge électrique autour d'un conducteur lorsque le champ électrique à proximité est suffisamment intense pour ioniser l'air environnant, mais pas assez pour créer une décharge complète comme dans le cas d'une étincelle ou d'un arc électrique.

Pour minimiser les perturbations dues à l'effet couronne sur les lignes haute tension, il est important de maintenir le champ électrique superficiel E_{max} à une valeur inférieure à 18 kV_{eff}/cm. L'équation permettant de calculer ce champ est la suivante :

$$E_{max} = \frac{V_{eff}}{r \cdot \ln \left[\frac{2 * H_{min} * E_{PH}}{r \sqrt{(4 * H_{min}^2) + E_{PH}^2}} \right]} \quad (18)$$

E_{PH} représente l'écartement en phases et H_{min} , la distance minimale entre un conducteur et un sol.

Ainsi, nous obtenons une valeur de l'ordre de **14 kV/cm**, donc inférieure à la valeur limite 18 kV/cm et par conséquent admissible pour notre projet.

Nous allons maintenant attaquer la partie dimensionnement des isolateurs, et la méthode qui sera appliquée à ce niveau est la méthode développée par le service Transport Distribution de l'énergie électrique de l'Université de Liège (TDEE).

IV.1.2.4.1 CHOIX DU MATÉRIAU ET DU TYPE D'ISOLATEURS

Au vu de ce que nous avons développé sur les différents avantages et inconvénients des isolateurs, dans la partie " II.3 les principaux composants d'une ligne aérienne HTB" ; et en suivant la recommandation du maître d'ouvrage, nous allons opter pour les isolateurs en **verre trempé avec chaînes suspendues**.

IV.1.2.4.2 DÉTERMINATION DE LA TENSION DE CONTOURNEMENT

La tension de contournement d'un isolateur est déterminée en fonction du degré de salinité et le niveau de pollution de la zone. **Le Tableau 6 ANNEXE III** extrait de la norme CEI 61466 nous permet de faire le choix de la tension correspondante [13].

Notre zone d'étude étant une zone éloignée de la mer donc elle est à considérer une zone de classe II avec 20 kg/m³ comme degré de salinité, et donc notre tension de contournement est **β= 1,83 cm/kV**.

IV.1.2.4.3 DÉTERMINATION DE LA LONGUEUR DE LA LIGNE DE FUITE

La longueur de la ligne de fuite des isolateurs est donnée par la formule suivante :

$$L_f = 1,1 * U_M * \beta \quad (19)$$

- ✓ L_f : Longueur de la ligne de fuite (m) ;
- ✓ U_M : Tension maximale (kV) ;
- ✓ β : Tension de contournement (cm/kV).

Ainsi, la valeur obtenue après calcul est : $L_f = 4,932 \text{ m}$ ou encore **4932 mm**

IV.1.2.4.4 DÉTERMINATION DE LA TENSION ADMISSIBLE POUR LE CONDUCTEUR

Pour le choix des isolateurs, on tient compte en premier de la tension maximale admissible pour le conducteur. En ce qui concerne notre cas, l'effort des têtes des isolateurs doit être supérieur ou égal au tiers de la tension de rupture du conducteur comme l'exige le R.G.I.E (Règlement Général des Installations Electriques). La formule qui nous permet de calculer cet effort est la suivante :

$$T_{max} \geq \frac{1}{3} * T_{Rupture} \quad (20)$$

- ✓ $T_{Rupture}$: Charge de rupture nominale du conducteur (183,6 kN pour l'Aster 570)

Nous obtenons une valeur de **61 193,88 N** \approx **61 200 N** = **61, 2 kN**.

IV.1.2.4.5 DÉTERMINATION DE LA TENSION DE LA TENUE DE CHOC DE FOUDRE

La tension de tenue de choc de foudre ou encore (BIL) est déterminée en fonction de la tension maximale de service U_M , comme nous présente le **Tableau 7 ANNEXE III** [13].

Notre tension maximale de service est $U_M = 245 \text{ kV}$, ce qui implique que notre tension de tenue aux chocs de foudre est de **750 kV**. Cette dernière est bien inférieure à la valeur limite fixée par la norme CEI 60060-1 (850 kV) dans le cas de transport d'énergie électrique par les lignes HTB.

IV.1.2.4.6 DÉTERMINATION DU NOMBRE D'ASSIETTES Á ASSOCIER POUR UNE CHAÎNE D'ISOLATEUR

❖ Choix du type d'assiette pour l'isolateur

Pour le choix du type d'assiette pour l'isolateur, nous allons premièrement considérer des assiettes de type << **Standard** >>.

Ensuite l'assiette choisie doit avoir un effort de tête directement supérieur à la tension maximale admissible du conducteur, et enfin celui du pas choisi doit être le plus petit parmi la liste proposée par le **Tableau 8 ANNEXE III** [13].

Notre choix se porte sur l'assiette du type standard **F70/12** avec Tension maximale 61,2 kN.

❖ Choix de la chaîne d'isolateurs

- ✓ Pour ce qui est du choix de la chaîne d'isolateurs, nous allons nous référer au **tableau 9 ANNEXE III** [Ibid.] où nous déterminons premièrement le nombre 'N₁' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.

Le pas choisi précédemment est celui de 127 mm et une valeur de BIL de 750 kV, par interpolation, nous obtenons environ 12, donc notre **N₁ = 12 assiettes**.

- ✓ Nous allons ensuite déterminer le nombre 'N₂' tout en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite L_f est suffisante. Ce dernier se détermine par la formule suivante :

$$N_2 = \frac{L_f}{L_f \text{ effective d'une assiette}} \quad N_2 = \frac{4932}{320} = 15,41 \text{ assiettes} \quad (22)$$

- ✓ Nous allons enfin comparer les deux valeurs de 'N₁ et N₂', si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs 'N₁' et 'N₂'. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et aurons recours à des assiettes de type <<antifog>>.

$$|N_1 - N_2| < 5 \Leftrightarrow |12 - 15,41| = 3,41$$

Le module de différence est inférieur à 5, par conséquent nous retenons **16 assiettes (N=16)** pour former la chaîne d'isolateurs. Le Tableau 11 ci-dessous [Ibid.] nous donne un aperçu des caractéristiques de la chaîne d'isolateurs.

Tableau 11: Caractéristiques de la chaîne d'isolateurs

Type standard	F70/127
Nombre d'assiettes	16
Pas [mm]	127
Longueur de la ligne de fuite totale [mm]	5120
Longueur totale de la chaîne [mm]	2032
Tenue aux chocs de foudre [kN]	1120
Masse de la chaîne [kg]	56

IV.1.3 MODÉLISATION DU SOUS-RÉSEAU 33 kV et 225 kV AVEC NEPLAN

Cette analyse vise à étudier le comportement des réseaux 225 kV et 33 kV, depuis le poste 225/90 kV de Pâ jusqu'au poste 90/33 kV de Diébougou, en utilisant le logiciel de simulation NEPLAN, afin d'optimiser leur gestion et stabilité. La modélisation permettra de détecter les points faibles du réseau, notamment les risques de surcharge sur la ligne ou les transformateurs, les chutes de tension et les pertes en ligne. Il sera essentiel de s'assurer que la chute de tension calculée reste dans les limites admissibles au niveau du poste 90 kV de Diébougou.

IV.1.3.1 PRÉSENTATION DU LOGICIEL NEPLAN

NEPLAN est un logiciel de simulation et d'analyse des systèmes électriques, gaz et eau, largement utilisé pour la planification, l'optimisation et la gestion des réseaux d'énergie. Il est conçu pour les ingénieurs afin de modéliser des réseaux électriques de transport et de distribution. Pour le cas de notre étude, nous nous intéressons au calcul des répartitions de puissance sur le réseau 225 kV exploité à 90 kV de la ligne 225 kV Pâ-Diébougou.

IV. 1.3.2 SIMULATION ET ANALYSE DU SOUS-RÉSEAU 33 kV ET 225 kV

IV.1.3.2.1 SIMULATION ET ANALYSE DU SOUS-RÉSEAU 33 kV EXISTANT

❖ Simulation du sous-réseau 33 kV

Le schéma de modélisation du sous-réseau 33 kV est présenté par la Figure 23 ci-dessous.

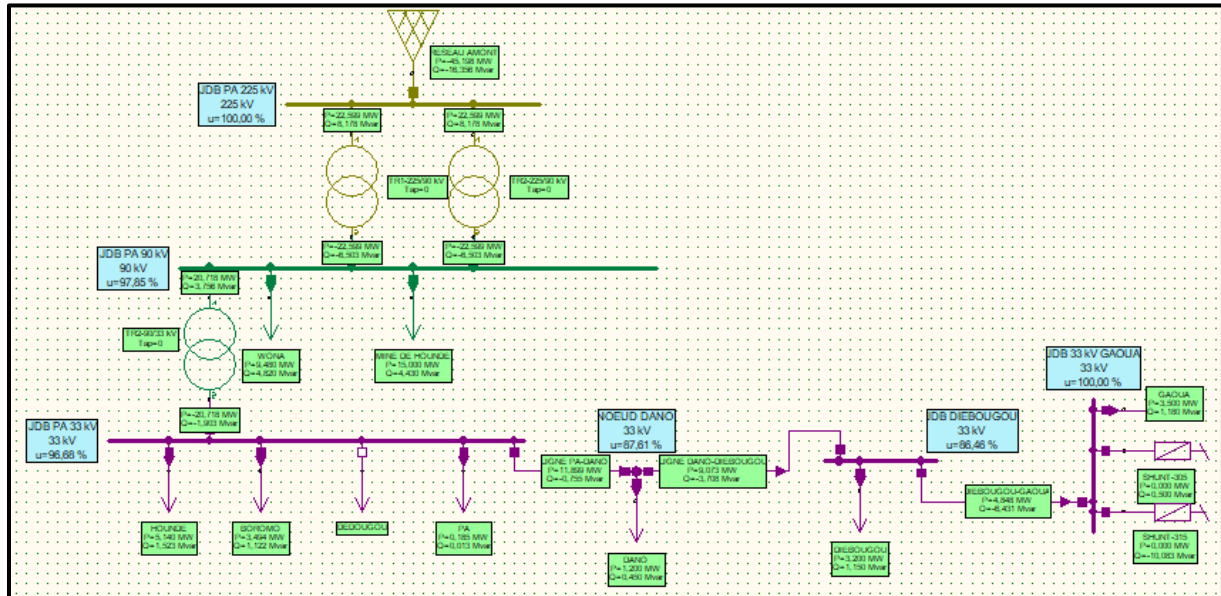


Figure 24: Schéma de modélisation du sous-réseau 33 kV existant

❖ Analyse du sous-réseau 33 kV

Notre analyse va porter sur les critères suivants :

- ✓ Le critère de la chute de tension au niveau des JBD et nœuds ;
- ✓ Le critère de pertes sur le réseau ;
- ✓ Le critère de surcharges sur la ligne.

Pour le cas de ce sous-réseau 33 kV, des analyses ont été faites après avoir simulé le réseau, et les résultats obtenus suivant les critères cités ci-dessus sont :

- Au niveau de jeu de barre 33 kV de Diébougou la chute de tension est très élevée avec une valeur de 13,54%, ce qui ne respecte pas la limite fixée par la SONABEL ($\pm 5\%$), pour le jeu de barre 33 kV de Gaoua la marge de la chute de tension est respectée, par contre le nœud de Dano présente une chute de tension de 12,39%, valeur non acceptable également. Ce qui provoque les pertes d'énergie sur la ligne.
- Au niveau du réseau nous constatons une perte en charge de 1,63 MW, alors que la puissance que doit transiter le réseau est de 6,04 MW pour cette année en cours.
- Pour ce qui est de l'analyse de surcharge sur la ligne nous constatons au début une perte en ligne de 1,63 MW pour une puissance transitée de 6,04 MW, ce qui veut dire que la ligne perd à 27% la puissance transitée.

Les simulations réalisées sur la ligne 33 kV existante révèlent qu'elle est confrontée à des problèmes majeurs en termes de marges d'exploitation, avec des chutes de tension et des pertes en ligne particulièrement élevées. Ces défaillances compromettent la qualité de la fourniture d'énergie électrique aux populations. Cela justifie la décision de construire une nouvelle ligne 225 kV, exploitée provisoirement à 90 kV, afin de renforcer la capacité de transit entre les deux localités tout en anticipant les besoins des projets futurs.

IV.1.3.2.2 SIMULATION ET ANALYSE DU NOUVEAU SOUS-RÉSEAU 225 kV

❖ Simulation du nouveau sous-réseau 225 kV

Le schéma de modélisation du nouveau sous-réseau 225 kV est présenté par la Figure 24 ci-dessous.

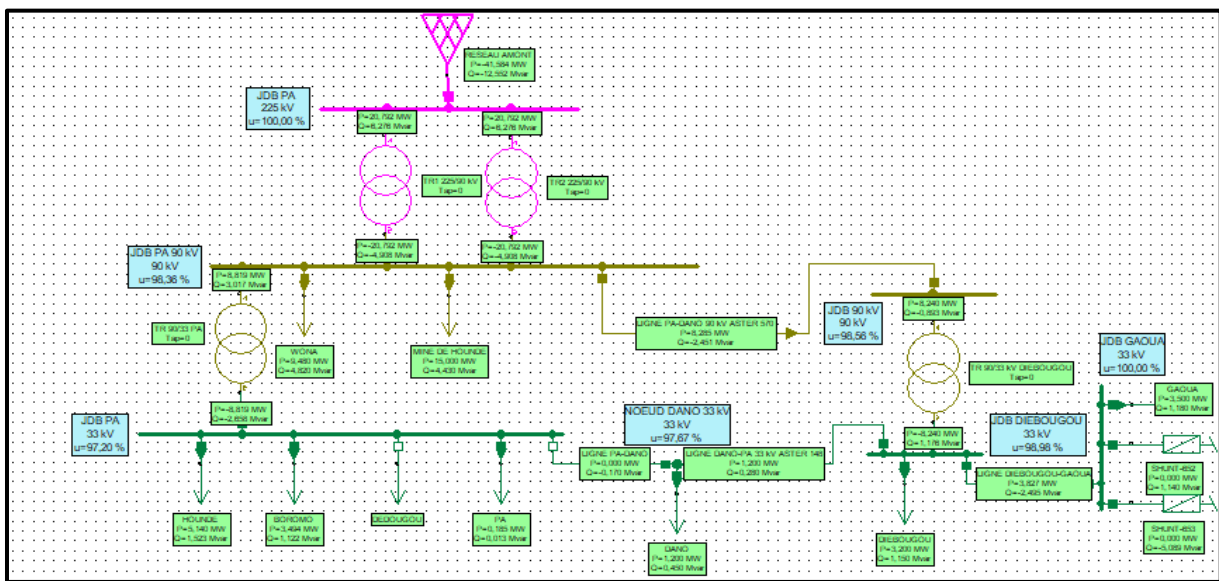


Figure 25: Schéma de modélisation du nouveau sous-réseau 225 kV

❖ Analyse du nouveau sous-réseau 225 kV

Les résultats obtenus après simulation du réseau sont les suivants :

- Au niveau de jeu de barre 33 kV de Diébougou la tension reste dans les plages. La chute est de 1,02%, cette dernière respecte la limite fixée par la SONABEL comparée à celle du réseau existant ; la chute de tension au niveau de nœud de Dano reste également dans les plages et correspond à 2,33% comparée à celle du réseau existant qui est de 12,39% ; la tension au niveau de jeu de barre 33 kV de Gaoua est chargée à 100%.
- Les pertes en ligne sont beaucoup réduites et valent 0,045 MW pour une puissance transitée de 8,295 MW contre 1,63 MW pour le réseau existant.

- Pour ce qui est des surcharges au niveau de la ligne, nous constatons que la ligne transite 8,294 MW alors que la charge au niveau de Diébougou et Dano est de 4,4 MW, ce qui veut dire que la ligne est chargée à 53,05% de sa puissance transitée et que plusieurs raccordements peuvent être effectués sur la ligne en cas de besoin.

En somme, ces résultats de simulation confirment que la réalisation de ce projet de construction de la ligne 225 kV Pâ-Diébougou exploitée à 90 kV sera une solution pour répondre aux problèmes que rencontre la ligne 33 kV. Pour les résultats des différentes simulations du sous-réseau 33 kV et 225 kV, voir respectivement **Tableau 10 et Tableau 11 ANNEXE IV**.

Conclusion sur la partie dimensionnement électrique

Le dimensionnement électrique a permis de retenir le conducteur de phases Aster 570, tandis que la protection contre les coups de foudre sera assurée par deux câbles de garde : un CGFO de type Thym 157,4 et un câble classique de type Phlox 147,1. La longueur totale des conducteurs de phases est d'environ 303 km, soit trois conducteurs de 101 km chacun, et celle des câbles de garde est de 85 km pour chacun. Les isolateurs choisis sont en verre trempé, composés de 16 assiettes de type standard F70/127, offrant une isolation robuste adaptée aux conditions climatiques locales. Les simulations réalisées avec le logiciel NEPLAN indiquent une chute de tension de 1,44 % sur la nouvelle ligne Pâ-Diébougou, pour une puissance transportable de 8,295 MW. Tous les composants ont été sélectionnés en respectant les recommandations du maître d'ouvrage et les normes en vigueur.

IV. 2 DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

IV.2.1 DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE DE LA LIGNE PAR LA MÉTHODE ANALYTIQUE

Le dimensionnement mécanique d'une ligne électrique aérienne par la méthode analytique consiste à calculer et à évaluer les efforts subis par les câbles et les supports (poteaux ou pylônes) en fonction de plusieurs paramètres mécaniques et environnementaux (la géométrie de la ligne 225 kV Pâ-Diébougou et les charges météorologiques).

IV.2.1.1 MÉTHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE

Le calcul mécanique analytique de notre projet impliquera les étapes suivantes :

- Faire le dimensionnement géométrique qui consiste à calculer les flèches, les portées, la longueur des conducteurs, ainsi que les distances minimales de sécurité par rapport au sol et les espacements entre conducteurs.
- L'évaluation des charges exercées sur les supports (pylônes), comprenant le calcul des charges appliquées aux éléments du pylône et l'analyse des tensions mécaniques des conducteurs et des câbles de garde.

IV.2.1.2 QUELQUES NOTIONS DE BASE SUR LE DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE

- La flèche maxi (f_{\max}) : C'est la distance maximale de flèche admissible à ne pas dépasser ;
- La flèche : Elle désigne la distance verticale maximale entre un câble électrique suspendu et une ligne droite imaginaire reliant les points d'ancrage de ce câble (les sommets des supports ou pylônes).
- La portée P : C'est la distance horizontale comprise entre deux supports consécutifs ;
- Portée poids P_p : C'est la somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des deux portées adjacentes ;
- Portée vent P_v : Désigne la distance maximale entre deux supports (poteaux ou pylônes) sur laquelle le vent exerce une influence significative sur les conducteurs.

C'est un paramètre critique pour déterminer la force latérale exercée par le vent sur les conducteurs, ce qui peut influencer la tension dans les câbles et les charges appliquées aux supports. Elle correspond à la portée à considérer pour le calcul des efforts en tête du pylône

- Portée moyenne P_m : Elle fait référence à la distance moyenne entre deux supports successifs (poteaux ou pylônes) sur une ligne donnée. En terrain plat, pour un pylône de hauteur donnée, la portée moyenne est la longueur de câble maximum que peut supporter un pylône ;
- D_{m1} : Distance minimale entre phases ;
- D_{m2} : Distance minimale entre phase et câble de garde.

La Figure 25 ci-dessous nous donne un aperçu d'un profil en long d'une ligne aérienne avec les différents éléments cités ci-dessus [8].

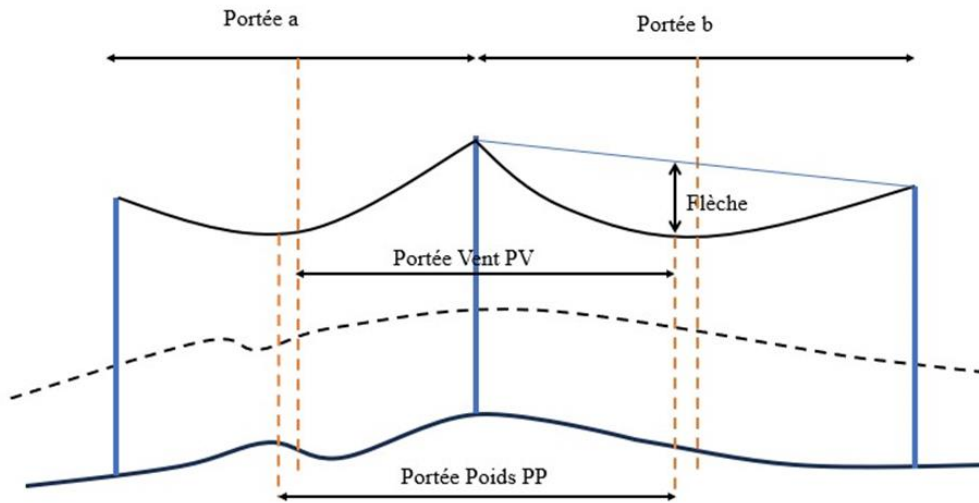


Figure 26: Profil en long d'une ligne aérienne

IV.2.2 DIMENSIONNEMENT GÉOMETRIQUE DE LA LIGNE

Le dimensionnement géométrique d'une ligne électrique aérienne fait référence à l'ensemble des décisions et des calculs liés à l'organisation spatiale de la ligne, c'est-à-dire la disposition des conducteurs, la hauteur des supports, la distance entre les câbles, ainsi que les distances de sécurité par rapport au sol, aux obstacles et aux autres infrastructures.

IV.2.2.1 DISTANCES D'ISOLEMENT

La distance d'isolement électrique se réfère à l'espace minimal nécessaire pour éviter les décharges électriques, notamment entre les différentes parties de la ligne électrique et les éléments environnants comme le sol, la végétation, les bâtiments, et entre les câbles eux-mêmes. **Le Tableau 12 présenté en ANNEXE V** [17] nous présente les distances minimales à respecter dans les conditions critiques de fonctionnement. Cependant, dans le cas des : Voies ferrées, autoroutes principales, routes principales, pipelines, canaux, et les lignes de 161 kV ou moins ; cette distance correspond à la hauteur des pylônes.

IV.2.3 LES HYPOTHÈSES CLIMATIQUES

L'étude des hypothèses climatiques est cruciale dans le dimensionnement mécanique d'une ligne aérienne, car les conditions météorologiques influencent fortement la résistance et la stabilité des lignes. Les lignes aériennes sont directement exposées aux éléments climatiques, et leur conception doit donc anticiper les conditions extrêmes pour garantir la sécurité, la durabilité et la continuité du service.

Dans le cadre de notre projet nous considérerons les charges de la plus défavorable des hypothèses pour le calcul de la résistance mécanique des ouvrages. Ces dernières sont résumées dans le **Tableau 13 ANNEXE V** [17].

IV.2.4 CALCUL MÉCANIQUE DU CONDUCTEUR ET DE CÂBLES DE GARDE

Dans cette partie nous allons nous intéresser au calcul des paramètres tels que (le poids spécifique du conducteur, la pression dynamique...). Ces paramètres vont être déterminés pour chaque hypothèse d'étude à l'exception du poids spécifique P qui sera calculé à l'état de référence initial du câble à (20°C) et reste le même dans les différentes hypothèses.

IV.2.4.1 DÉTERMINATION DU POIDS SPÉCIFIQUE P DU CONDUCTEUR ET DE CÂBLES DE GARDE

IV.2.4.1.1 DÉTERMINATION DU POIDS SPÉCIFIQUE P DU CONDUCTEUR

Le poids spécifique ou linéique est donné par la formule suivante :

$$P_{Aster\ 570} = m_{Aster\ 570} * g \quad (23)$$

- ✓ m : Masse linéique totale du conducteur Aster 570 (kg/m) ;
- ✓ g : Intensité de la pesanteur ($g = 9,81\ m/s^2$).

IV.2.4.1.2 DÉTERMINATION DU POIDS SPÉCIFIQUE DE CÂBLES DE GARDE

Le poids spécifique ou poids linéique de câble de garde est donné par la formule suivante :

$$P_{Phlox\ 147,1} = m_{phlox\ 147,1} * g ; \quad P_{Thym\ 157,4} = m_{Thym\ 157,4} * g \quad (24)$$

- ✓ $m_{phlox\ 147,1}$: Masse linéique totale de câble de garde classique Phlox 147,1 en kg/m ;
- ✓ $m_{Thym\ 157,4}$: Masse linéique totale de câble de garde à fibres optiques ou (CGFO) Thym 157,4 en kg/m.

IV.2.4.2. DÉTERMINATION DE LA PRESSION DYNAMIQUE DU VENT Q

La pression dynamique q est donnée par la formule suivante :

$$q = \frac{1}{2} * \rho_{air} * V^2 \quad (25)$$

- ✓ q : Pression dynamique du vent en N/m^2 ;
- ✓ ρ : Masse volumique de l'air (1,225) en kg/m^3 ;
- ✓ V : Vitesse du vent correspondante en m/s.

IV.2.4.3 DÉTERMINATION DES EFFORTS DU VENT

Les efforts du vent sur les éléments d'une ligne aérienne électrique sont causés par la pression exercée par le vent sur les câbles, les isolateurs, etc. Lorsqu'une ligne est exposée au vent, ce dernier exerce une force latérale sur chaque élément de la structure, ce qui peut causer des tensions et des mouvements dans la ligne.

IV.2.4.3.1 DÉTERMINATION DES EFFORTS DU VENT SUR LE CONDUCTEUR

Les efforts étant une charge du vent sur le conducteur, cette dernière est donnée par la formule suivante :

$$F_{V,cond} = q_h * C_x * d \quad (26)$$

- ✓ C_x : Coefficient de trainée aérodynamique pris égale à 1 pour le conducteur de phases [18] ;
- ✓ q_h : Pression dynamique du vent en N/m^2 ;
- ✓ d : Diamètre extérieur du conducteur en m.

IV.2.4.3.2 DÉTERMINATION DES EFFORTS DU VENT SUR LES Câbles DE GARDE

La charge exercée par le vent sur les câbles de garde est donnée par la formule suivante :

$$F_{V,Phlox 147,1} = q_h * C_x * d ; \quad F_{V,Thym 157,4} = q_h * C_x * d \quad (27)$$

- ✓ q_h : Pression dynamique du vent en N/m^2 ;
- ✓ Coefficient de trainée aérodynamique pris égale à 1,1 pour le câble de garde [18] ;
- ✓ Diamètre extérieur de câble de garde en m.

IV.2.4.3.3 DÉTERMINATION DES EFFORTS DU VENT SUR LA CHAÎNE D'ISOLATEURS

Pour la chaîne de suspension d'isolateurs, la formule est la suivante :

$$F_{V,isol} = q_h * C_x * A \quad (28)$$

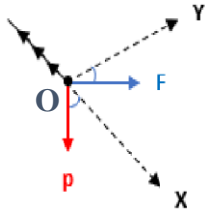
- ✓ q_h : Pression dynamique du vent en N/m^2 ;
- ✓ Coefficient de trainée aérodynamique, égale à 1,2 pour la chaîne d'isolateurs [[Ibid.];
- ✓ A : Surface de la chaîne d'isolateurs en m^2 .

NB : Pour une chaîne d'isolateurs double on multiplie la surface par 2.

IV.2.4.4 DÉTERMINATION DE L'ANGLE D'INCLINAISON ET LE POIDS ÉQUIVALENT

La projection suivant l'axe OX et OY de la figure 26, aux extrémités du câble nous donne les équations d'équilibre suivantes : {*Sur l'axe X* : $P * \cos \varphi + F_V * \sin \varphi = P_{\text{équi}}$ et

$$\{ \text{Sur l'axe Y} : P * \sin \varphi = F_V * \cos \varphi$$



Ces équations d'équilibre obtenues ci-dessus, nous permettront de déterminer l'angle d'inclinaison de la chaîne d'isolateurs et le poids équivalent du conducteur de phases et de câbles de garde.

Figure 27: Efforts appliqués

❖ L'angle d'inclinaison de la chaîne d'isolateurs

L'angle d'inclinaison de la chaîne d'isolateurs dans une ligne aérienne électrique fait référence à l'angle formé entre la chaîne d'isolateurs et la verticale du pylône. Cet angle, appelé encore angle de balancement dépend de plusieurs facteurs, tels que les forces de traction exercées par les conducteurs, les effets du vent, et la conception mécanique de la ligne. Il est déterminé par la formule suivante :

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{F_V}{P}\right) \quad (29)$$

❖ Le poids équivalent ($P_{\text{équi}}$)

Le poids équivalent est donné par la formule suivante :

$$P_{\text{équi}} = P * \cos \varphi + F_V * \sin \varphi \quad (30)$$

- ✓ φ : L'angle d'inclinaison en degré (°) ;
- ✓ F_V : Charge du vent de l'élément considéré en N/m ;
- ✓ P : Poids linéique de l'élément considéré en N/m ;
- ✓ $P_{\text{équi}}$: Poids équivalent de l'élément considéré en N/m.

NB : L'ensemble des résultats, des différents paramètres associés à chaque hypothèse de chaque élément de la ligne, sont résumés dans le **Tableau 14 ANNEXE V**.

IV.2.4.5 DÉTERMINATION DE LA PORTÉE CRITIQUE ET CHOIX DE LA CONSTANCE

IV.2.4.5.1 DÉTERMINATION DE LA PORTÉE CRITIQUE PC

La portée critique désigne la distance maximale entre deux pylônes au-delà de laquelle les conducteurs subiraient une déformation excessive ou des tensions trop élevées, risquant de compromettre la sécurité et la stabilité de la ligne.

Ainsi pour chaque type de conducteur, il est montré qu'il existe une portée en-dessous de laquelle la condition de la basse température (avec un faible vent) sera plus défavorable pour le câble, tandis qu'au-dessus ce sera la condition de vent maximum (à la température moyenne).

Cette portée critique doit être calculée en fonction de charges extrêmes (comme le vent, la glace et la température) pour s'assurer que les conducteurs restent dans des marges de sécurité même dans des conditions climatiques défavorables. Ce qui nous permettra de connaître l'hypothèse climatique la plus défavorable. Pour ce faire, nous allons utiliser deux hypothèses **H_B** et **H_C** qui vont représenter deux groupes de paramètres qui correspondent respectivement à des conditions extrêmes. L'équation permettant de calculer la portée critique, est l'équation d'état (dite de Blondel), en exprimant que les tensions dans le conducteur doivent être égales pour les deux hypothèses en utilisant la tension maximale admissible, c'est-à-dire la tension de rupture. L'équation est la suivante :

$$P_c = \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_B - \theta_C) * T_{max}^2}{(P_{\text{équi.B}}^2 - P_{\text{équi.C}}^2)}} \quad (31)$$

- ✓ α : Coefficient de dilatation thermique du conducteur en ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) ;
- ✓ θ_B : Température dans l'hypothèse B en ($^{\circ}\text{C}$) ;
- ✓ θ_C : Température dans l'hypothèse C ou celle de référence du conducteur en ($^{\circ}\text{C}$) ;
- ✓ T_{max} : Tension maximale admissible du conducteur (N) ;
- ✓ $P_{\text{équi.B}}$: Poids équivalent de l'hypothèse B en (N/m) ;
- ✓ $P_{\text{équi.C}}$: Poids équivalent de l'hypothèse C ou poids spécifique du câble considéré en (N/m).

Les deux hypothèses énoncées ci-dessus sont :

$$H_B\{\theta_B = 28^\circ\text{C} \quad H_C\{\theta_C = 12^\circ\text{C} \quad \begin{cases} T_{max} = 61200 \text{ N} \\ \alpha = 23.10^{-6} \text{ }^\circ\text{C} \end{cases}$$

$$P_{\text{équi.B}} = 29,33 \text{ N/m} ; \quad P_{\text{équi.C}} = 18,21 \text{ N/m};$$

Le résultat obtenu après calcul est : $P_C = 250 \text{ m}$.

IV.2.4.5.2 DÉTERMINATION DE LA CONSTANTE A

Dans le cadre de notre projet, la valeur de la portée moyenne est de 420 m.

En nous basant sur les résultats précédemment obtenus (portée critique), nous allons dériver l'hypothèse la plus défavorable entre deux températures, puis nous l'utiliserons pour le calcul de la constante a que nous allons utiliser ensuite pour déterminer les paramètres du deuxième cas de la température. Dans le cas où la portée moyenne est inférieure à la portée critique, c'est la constante a associée à l'hypothèse C qui sera retenue, au cas contraire ce sera celle associée à l'hypothèse B qui sera retenue. L'équation d'état utilisée pour le calcul de la constante a est la même que celle utilisée précédemment et est la suivant :

$$a = \frac{P_{\text{équi}}^2 * P_m^2}{24 * T_{max}^2} - \frac{T_{max}}{E * S} - (\alpha * \theta) \quad (32)$$

- ✓ P_m : Portée moyenne en (m) ;
- ✓ E : Module d'élasticité en (N/mm²), selon que ce soit pour le conducteur de phases ou pour le câble de garde ;
- ✓ S : Section en (mm²), selon que ce soit pour le conducteur de phases ou pour le câble de garde.

Sur la base de ce qui a été dit, nous allons opter pour le cas où la constante a associée à l'hypothèse B pour le calcul des paramètres du deuxième cas de la température, car la portée moyenne est supérieure à la portée critique. L'équation d'état devient :

$$a = \frac{P_{\text{équi.B}}^2 * P_m^2}{24 * T_{max}^2} - \frac{T_{max}}{E * S} - (\alpha * \theta_B) \quad (33)$$

Pour les résultats sur les calculs de la portée critique et choix de la constante, voir **Tableau 14 ANNEXE V**.

IV.2.4.6 DÉTERMINATION DES TENSIONS DANS LES CONDUCTEURS, LA FLÈCHE MAXIMALE, LA HAUTEUR DES CONDUCTEURS, LA DISTANCE MINIMALE Á RESPECTER ENTRE LES CONDUCTEURS

IV.2.4.6.1 CALCUL DE LA TENSION DANS LA PORTÉE

L'objectif est de déterminer la tension maximale que les conducteurs peuvent supporter tout en respectant les limites de flèche et en assurant la sécurité de la ligne. Pour la détermination de cette dernière, nous utiliserons l'équation d'état précédente dans l'hypothèse H_E où (le vent est nul) qui devient une équation du 3^e degré à inconnue (T) et se présente :

$$-\frac{T^3}{E * S} - (\alpha + a * \theta) * T^2 + \frac{P_{\text{équi}}^2 * P_m^2}{24 * T_{\text{max}}^2} = a \quad (34)$$

La résolution numérique de cette équation a abouti à trois racines, dont une réelle et deux complexes. Seule la racine réelle a été conservée, car elle servira de tension de référence pour le câble dans les différentes hypothèses de l'étude.

❖ La flèche maximale

La flèche maximale est la distance verticale maximale entre le conducteur et la ligne droite reliant deux pylônes. Elle est l'une des étapes parmi les étapes à suivre pour calculer la tension dans la portée. Elle s'obtient en prenant en considération les conditions de canicule telles que définies dans le tableau d'hypothèses (vent nul correspondant à une température de 75°C), car le vent nul impose au conducteur d'avoir une position verticale. La formule exprimant la flèche maximale est en fonction de la tension et est donnée par :

$$f_{\text{max}} = \frac{P_{\text{équi},HE} * P_{\text{max}}^2}{8 * T_{HE}} \quad (35)$$

✓ f_{max} : Flèche maximale en (m) ;

✓ T_{HE} : Tension dans l'hypothèse considérée selon que ce soit pour le conducteur de phases ou pour le câble de garde.

Pour les différents résultats associés à chaque hypothèse concernant le calcul de la flèche maximale et la tension dans la portée, voir **Tableau 14 ANNEXE V**.

IV.2.4.6.2 DISTANCE MINIMALE Á RESPECTER ENTRE LES CONDUCTEURS

Les distances minimales entre les conducteurs dans une ligne aérienne électrique sont déterminées pour éviter les risques de courts-circuits, de décharges électriques, et pour minimiser les effets couronnes et de champ électrique.

Ces distances sont réglementées par la norme EN 50341-1 et le DAO pour assurer la sécurité et le bon fonctionnement de la ligne, même en cas de balancement des câbles sous l'effet du vent ou de l'accumulation de glace.

❖ Distance verticale entre phases

Elle est donnée par la formule suivante :

$$d_{v-p,p} = CFI * \sqrt{f_{max} * SL} + \frac{U_N}{150} \quad (36)$$

- ✓ CFI : Coefficient dépendant de la nature du câble, pris (=1) pour le câble AMS [17] ;
- ✓ SL : Longueur de la chaîne d'isolateurs en (m) ;
- ✓ U_n : Tension nominale en (kV).

❖ Distance verticale entre phases et câble garde

Elle est donnée par la formule suivante [Ibid.] :

$$d_{V-P,CDG} \geq 0,678 * \sqrt{f_{max} * L_i} * C \quad (37)$$

- ✓ L_i : Longueur de la chaîne d'isolateurs en (m) ;
- ✓ C : Constante pris égale à 0,6 entre phase et câble de garde en 225 kV [Ibid.].

❖ Distance verticale entre phase et terre

Elle est donnée par la formule suivante :

$$d_{V-P,N} = \frac{U_N}{150} \quad (38)$$

❖ Distance horizontale entre phase et câble de garde-câble de garde

$$d_{H-P,CDG,CDG} \geq \frac{d_{V-P,P} * 0,8}{\cos(\frac{\beta}{2})} \quad (39)$$

- ✓ β : Angle de déflexion en (°) pris égale à 70° pour les pylônes d'angle (cas de notre projet d'étude) ; Par contre, pour les pylônes de suspension et d'ancrage β est égale 0.

NB : La distance horizontale entre les câbles de garde correspondra à la plus grande distance entre celles séparant deux câbles Phlox 147,1 et deux câbles Thym 157,4.

Les différents résultats des calculs des distances minimales à respecter entre les conducteurs sont résumés dans le Tableau 12 ci-dessous.

Tableau 12: Distances minimales à respecter entre les conducteurs

Distances	Valeurs	Unité
Verticale entre phases	5,10	m
Verticale entre phases et câble de garde	3,79	m
Verticale entre phase et terre	1,50	m
Horizontale entre phases et câble de garde-câble de garde	4,78	m

IV.2.4.6.3 CALCUL DE LA HAUTEUR DES CONDUCTEURS

La hauteur des conducteurs dans une ligne aérienne électrique est définie de manière à assurer la sécurité entre les conducteurs et le sol, la conformité aux normes, et la performance de la ligne en prenant en compte tous les facteurs environnementaux et techniques spécifiques au tracé de la ligne. Les conducteurs devront être suspendus à une hauteur excédante celle minimale requise :

$$H_{min} = f_{max} + G_{sol} + \text{majoration} \quad (40)$$

✓ H_{min} : Hauteur d'accrochage des conducteurs ou hauteur sous console en (m) ;

✓ G_{sol} : Garde au sol pris égale à 7,5 m [17].

$$\text{Avec } \text{majoration} = 1 + \frac{U_N - 50}{100} \quad \text{pour } U_N > 50 \text{ kV}$$

Nous obtenons une valeur de : $H_{min} \approx 21 \text{ m}$

IV.2.4.6.4 PROFONDEUR D'ENFOUISSEMENT

La profondeur d'enfouissement d'un pylône est la profondeur à laquelle la base du pylône est enterrée dans le sol. La règle générale pour les pylônes électriques est d'enfouir la base d'une hauteur de 10 à 15 % de la hauteur totale du pylône, bien que cela varie en fonction du sol et des charges spécifiques. Par exemple Pour un pylône de 30 mètres de hauteur, la profondeur d'enfouissement sera typiquement de 3 à 4,5 m. Cette profondeur est donnée par la formule suivante :

$$P_{rof} = \frac{H_{min}}{10} + 1 \quad (41)$$

Nous obtenons une valeur de : $P_{rof} \approx 3 \text{ m}$.

IV.2.4.6.5 ESTIMATION DU RISQUE DE RUPTURE DU CONDUCTEUR

L'estimation du risque de rupture du conducteur repose sur une analyse des contraintes exercées sur le conducteur, en tenant compte des charges permanentes (poids propre), des charges climatiques (vent, glace), et des variations de température.

Pour évaluer ces risques, nous allons estimer la tension dans le conducteur dans les conditions de tous les jours définies précédemment à partir de l'hypothèse A ($T = 28^{\circ}\text{C}$, sans vent). La formule permettant d'évaluer ces risques est la suivante :

$$\varepsilon = \frac{T_{H,A}}{T_{rupture}} \quad (42)$$

- ✓ ε : Risque de rupture du conducteur en (%) ;
- ✓ $T_{H,A}$: Tension du conducteur en (N) dans l'hypothèse A, selon que ce soit pour le conducteur de phases ou pour le câble de garde ;
- ✓ $T_{rupture}$: Tension de rupture du conducteur en (N), selon que ce soit pour le conducteur des phases ou pour le câble de garde.

La valeur obtenue est : $\varepsilon = 18\%$, valeur acceptable car la valeur fixée est de 20% à ne pas dépasser. Pour l'ensemble des résultats, voir **Tableau 14 ANNEXE V**.

IV.2.5 ÉTUDE MÉCANIQUE RELATIVE AUX PYLÔNES

Cette section sera dédiée au calcul des charges appliquées sur les pylônes, afin de proposer un gabarit approprié en prenant en compte les contraintes mécaniques.

IV.2.5.1 DÉTERMINATION DE LA PORTÉE ET DU CHOIX DE TYPE DE PYLÔNE

IV.2.5.1.1 DÉTERMINATION DE LA PORTÉE NORMALE

Nous sommes dans le cadre d'une ligne aérienne 225 kV où la portée maximale que peuvent supporter le conducteur est de 700 m voire même au-delà en fonction de type de pylône. Cependant, pour une très bonne résistance mécanique, nous opterons pour une portée moyenne de 420 m pour le cas de notre projet [17].

IV.2.5.1.2 CHOIX DU TYPE DE PYLÔNE

Pour ce qui est du choix du type de pylône dans le cadre de notre projet, nous avons opté pour les pylônes autoporteurs à treillis en acier galvanisé, et nous nous sommes basés sur les critères suivants pour le faire :

- Le DAO interdit premièrement l'utilisation des pylônes haubanés ;
- Les pylônes à treillis ont un coût très abordable par rapport aux pylônes monopodes et haubanés ;
- Les pylônes à treillis peuvent supporter plusieurs antennes de grande surface, fonctionnant à des fréquences élevées ;
- Les pylônes à treillis sont plus utilisés pour la construction des lignes HTB, car ils ont une très bonne résistance et possèdent un poids léger.

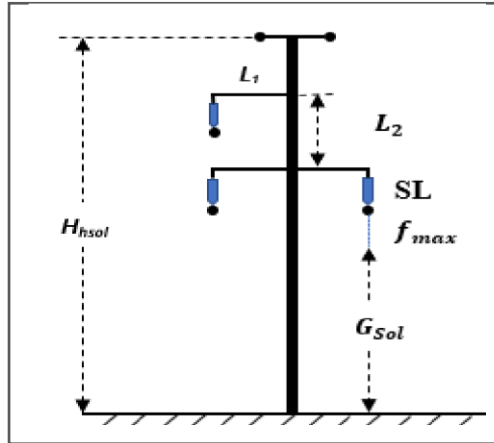


Figure 28: Schéma d'un pylône à treillis simple terne avec les différentes hauteurs représentées

IV.2.5.2. CALCUL DE LA HAUTEUR HORS-SOL DES PYLÔNES

La hauteur hors-sol comme l'indique la figure ci-dessus à gauche, est la hauteur du pylône sans tenir compte de la profondeur d'enfouissement P_{rof} et est donnée par la formule suivante :

$$H_{h,sol} = G_{sol} + f_{max} + S_L + L_2 \quad Or \quad L_2 = \max(d_{V-P,P}; S_L + d_{P,N}) \quad (43)$$

✓ L_2 : L'espace horizontal à la fois entre phases et distance entre phase/terre en (m).

$H_{h,sol} \approx 26 \text{ m}$.

En ajoutant sur cette valeur le résultat de la profondeur d'enfouissement obtenu précédemment, nous obtenons une hauteur totale des pylônes d'environ **30 m**.

IV.2.5.3 FAMILLE DE PYLÔNES UTILISÉS POUR NOTRE PROJET

Les différentes familles de pylônes à utiliser pour notre projet sont résumées dans le Tableau 13 ci-dessous[17].

Tableau 13: Famille de pylônes à utiliser pour notre projet

Type de pylônes	Alignement type (A)	Ancrage et arrêt type (B)	Ancrage et arrêt type (C)
Terne	Simple		
Utilisation	Suspension	Arrêt	Tension
Limites d'utilisation en (°)	A utiliser pour les alignements et les déviations jusqu'à 2° pour les logues portées	A utiliser pour les déviations de 0° à 30°. Pylône d'arrêt complet	A utiliser pour les déviations de 30° à 70°. Pylône d'arrêt complet

IV.2.5.4 RÉPARTITION DES PYLÔNES SUR LE TRACÉ

Nous avons 11 points d'angle (de PD01 à PD11) , en dehors de ça nous avons la longueur de chaque canton (de PD01 à PD02 par exemple, et les angles de déflexion [17]. Cependant il s'avère que lorsqu'il y a sur limitation d'un canton et qu'en cas d'incident sur la ligne, ce dernier peut provoquer une rupture en cascade de toute la ligne. Pour cela, nous avons jugé utile de diviser la distance de chaque canton par la portée moyenne afin d'obtenir le nombre de supports et le nombre de portées qu'il faut pour chaque canton.

Pour l'ensemble des résultats de la répartition et les différentes familles des supports à utiliser pour le projet, voir **Tableau 15 ANNEXE V**.

IV.2.5.4.1 RÉPARTITION DES PYLÔNES EN CANTON

Pour rendre facile les différents calculs des efforts transmis aux différents supports de la ligne, le tracé de notre ligne a été subdivisé en 10 cantons suivant les points d'angle. Après, la répartition de ces derniers est faite en considérant une portée moyenne de 420 m (valeur recommandée par le DAO). **Le Tableau 16 ANNEXE V** nous présente les différents résultats obtenus.

Notre ligne sera composée au total de 200 pylônes, répartis comme suit :

- **157 pylônes de type A ;**
- **39 pylônes de type B ;**
- **Et 04 pylônes de type C.**

IV.2.5.5 CALCUL DES CHARGES TRANSMISES AUX PYLÔNES

Le calcul des charges transmises aux pylônes d'une ligne aérienne électrique consiste à évaluer les forces exercées par les câbles suspendus sur les pylônes qui les soutiennent.

Ces charges, que transmettent les conducteurs et les câbles de garde aux pylônes sont décomposées suivant trois directions orthogonales (verticales, horizontales et longitudinales) choisies de manière à simplifier les calculs des ouvrages.

IV.2.5.5.1 DÉTERMINATION DES CHARGES VERTICALES

Les charges verticales transmises aux pylônes proviennent principalement de deux sources : le poids propre (de conducteurs, de câbles de garde, et de la chaîne d'isolateurs) et, dans certaines conditions, les charges dues à l'accumulation de neige ou de la glace sur les conducteurs. Elles sont appliquées aux pylônes d'angle et d'alignement. Et pour les calculer, nous allons considérer un ensemble de trois pylônes (A, B, C), ensuite nous allons essayer de déterminer les charges verticales au niveau de pylône type B (Celui d'alignement et d'arrêt) comme le montre la Figure 28 ci-dessous. La formule permettant de calculer ces charges est donnée par :

$$V_B = w * m * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_V * \left(\frac{Z}{a_1} + \frac{Z}{a_2} \right) + P_i \quad (44)$$

- ✓ m : Coefficient de surcharge appliqué au câble, pris égal à 1 dans les régions subsahariennes ;
- ✓ w : Poids linéique du conducteur en (N/m) ;
- ✓ T_V : Tension verticale appliquée aux câbles dans l'hypothèse considérée en (N) ;
- ✓ $\frac{a_1+a_2}{2}$: Portée vent du pylône considéré en (m) ;
- ✓ Z : Dénivelée du pylône considéré en (m) : (Z est positif, lorsque le pylône considéré est au-dessus des pylônes adjacents ; Z est négatif, lorsque le pylône considéré est en dessous des pylônes adjacents ; et Z est égal à 0 lorsque le terrain est plat) ;
- ✓ P_i : Poids de la chaîne d'isolateurs en (kg).

L'ensemble des résultats pour le conducteur de phases et les câbles de garde sont présentés dans le **Tableau (17, 18, 19, 20 et 21) ANNEXE V**.

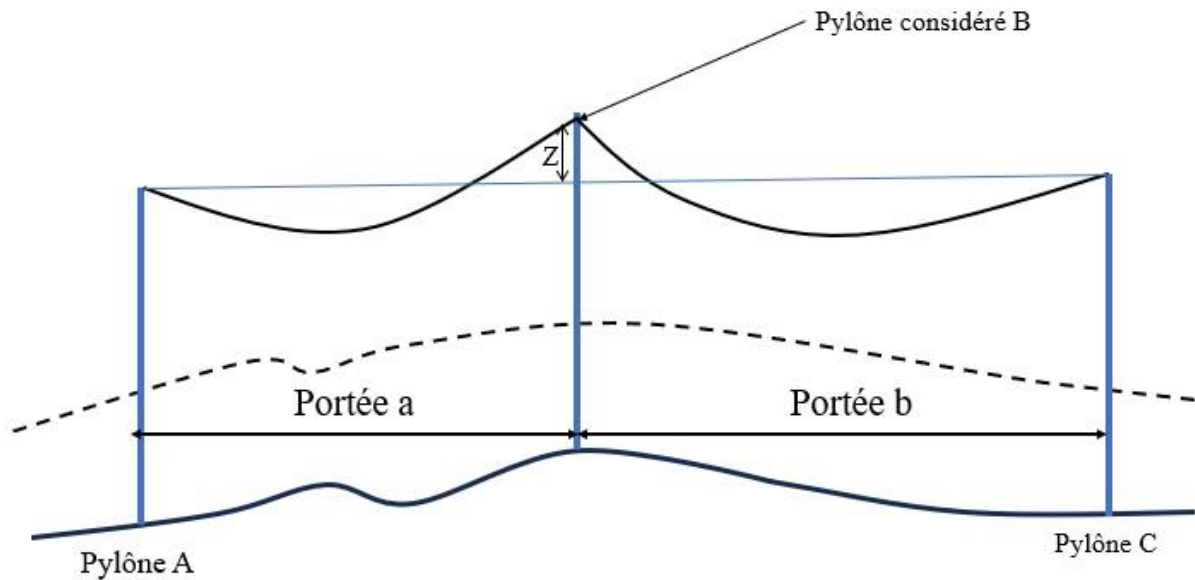


Figure 29: Représentation du pylône considéré et les portées adjacentes

IV.2.5.5.2 DÉTERMINATION DES CHARGES HORIZONTALES TRANSVERSALES

Ces charges proviennent principalement de l'effet du vent sur (les conducteurs, les câbles de garde, les chaines d'isolateurs) et, dans certains cas, des forces exercées par des câbles inclinés qui créent des composantes horizontales de la tension dans le câble ou d'autres perturbations externes. Elles sont déterminées pour les pylônes d'alignement et d'angle ou ancrage, et sont calculées à partir des formules suivantes :

❖ Cas des pylônes d'alignement

$$H_V = F_V * \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (45)$$

✓ H_V : Charges horizontales pour les pylônes d'alignement en (N) ;

✓ F_V : Force du vent en (N/m).

❖ Cas des pylônes d'ancrage

$$H_\alpha = (T_1 + T_2) * \sin(\alpha/2) \text{ or } T_1 = T_2 = T \Rightarrow H_\alpha = 2T * \sin(\alpha/2) \quad (46)$$

✓ H_α : Charges horizontales pour les pylônes d'ancrage en (N) ;

✓ T : Tension horizontales dans l'hypothèse considérée en (N) ;

✓ α : Déflexion angulaire pour les pylônes d'ancrage prise à 2 grades.

❖ Cas des pylônes d'alignement et d'ancrage

A ce niveau il s'agira de faire la somme de ces deux cas calculés ci-dessus (H_T).

$$H_T = F_V * \frac{a_1 + a_2}{2} + 2T * \sin(\alpha/2) \quad (47)$$

✓ H_T : Charges horizontales totales en (N).

L'ensemble des résultats pour le conducteur de phases et les câbles de garde sont présentés dans le **Tableau (22, 23, et 24) ANNEXE V**.

IV.2.5.5.3 DÉTERMINATION DES CHARGES LONGITUDINALES

Ce sont des charges provoquées par les effets thermiques, les variations de tension dans les câbles. Elles agissent principalement le long de l'axe de la ligne et sont uniquement appliquées aux pylônes d'arrêt. Elles sont données par la formule suivante :

$$L = 2T * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (48)$$

✓ L : Charges longitudinales en (N) ;

✓ α : Déflexion angulaire pour chaque pylône d'arrêt en (Grade).

Pour les résultats, voir **Tableau (25, 26 et 27) ANNEXE V**.

Conclusion sur la partie dimensionnement mécanique

Le dimensionnement mécanique théorique de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou réalisé dans cette étude a permis d'aboutir aux résultats suivants : Un total de 200 pylônes a été retenu. Ces pylônes sont de type (alignement, angle et arrêt simple terne). Leur hauteur hors sol est 26 m, tandis que la hauteur totale est de 30 m. Pour la distance minimale d'isolement, la Valeur fixée est à 7,5 m, dans le cas de traversée des voies elle vaut 8,5 m. La portée moyenne entre deux pylônes a été fixée à 420 m.

IV.2.6 SIMULATION AVEC LE LOGICIEL PLS-CADD

IV.2.6.1 PRÉSENTATION DU LOGICIEL PLS-CADD

PLS-CADD (Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting) est un logiciel de référence mondialement reconnu pour la conception, l'analyse et l'optimisation des lignes électriques aériennes. Développé par Power Line Systems, il intègre une large gamme d'outils spécialisés pour répondre aux besoins des ingénieurs dans le domaine des infrastructures électriques. Il possède des fonctionnalités suivantes :

- La modélisation 3D complète

PLS-CADD permet de créer des modèles tridimensionnels détaillés des lignes électriques.

- Analyse mécanique

Le logiciel effectue des calculs de tensions, flèches et efforts sur les structures, prenant en compte des facteurs tels que les charges climatiques (vent, givre) et les contraintes thermiques.

- Optimisation du tracé

Avec des outils d'analyse géographique intégrés, PLS-CADD aide à optimiser le tracé des lignes en tenant compte des reliefs, des obstacles et des contraintes environnementales.

- Compatibilité avec d'autres logiciels

Le logiciel peut importer et exporter des données de formats CAO/DAO (AutoCAD, Microstation), SIG.

PLS-CADD est aujourd'hui un outil incontournable pour les ingénieurs en génie électrique, permettant de garantir à la fois la fiabilité et l'efficacité économique des lignes électriques aériennes.

IV.2.6.2 ÉTAPES DE LA MODÉLISATION

La collecte des données pour la modélisation, a été faite par le GPS qui va nous permettre d'obtenir les différentes coordonnées, afin que les données collectées soient évaluées par le logiciel PLS-CADD. Ce dernier recrée le terrain en prenant en compte tous les différents aspects du terrain. Les étapes permettant cette modélisation sont les suivantes [19] :

- Démarrage et paramétrage : C'est la toute première étape pour la modélisation, elle permet le lancement du logiciel et son paramétrage ;
- Courbes de niveaux et tracé théorique : Il s'agira à ce point, de générer les courbes de niveaux de la zone du projet ;
- Définition des features codes : Cette étape consiste à classer et identifier les éléments clés de l'environnement du tracé de la ligne. Par exemple : Le fait de ressortir la garde au sol à respecter pour la sécurité ;
- Importation du modèle numérique de terrain : C'est une représentation 3D (tridimensionnel) du terrain, position (X, Y, Z) ;

- Triangularisation : Elle consiste à modéliser de manière précise et efficace la surface du terrain à partir des données obtenues par des relevés topographiques ;
- Définition du corridor : Cette étape consiste à créer une bande géographique autour du tracé prévu de la ligne à modéliser ;
- Développement du profil du terrain : Cette dernière consiste à générer une représentation graphique du relief topographique en fonction de son tracé ;
- Conception des structures sur base des spécifications des fabricants et du niveau de tension choisi ;
- Placement des structures : Elle consiste à fixer les supports sur le corridor de la ligne ;
- Définition des conditions climatiques : Définir les hypothèses climatiques du projet ;
- Placement des conducteurs sur les pylônes ;
- Vérification de respect des consignes : Elle consiste à vérifier les dégagements (assurer que les conducteurs respectent les distances minimales par rapport au sol...), valider ;
- Mise en page ;
- Générer les rapports.

IV.2.6.3 RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION

Après avoir effectué la simulation, tout en tenant compte des conditions extrêmes et en suivant les différentes étapes citées ci-dessus, nous avons obtenu les résultats suivants, représentés par la Figure 29 ci-dessous.

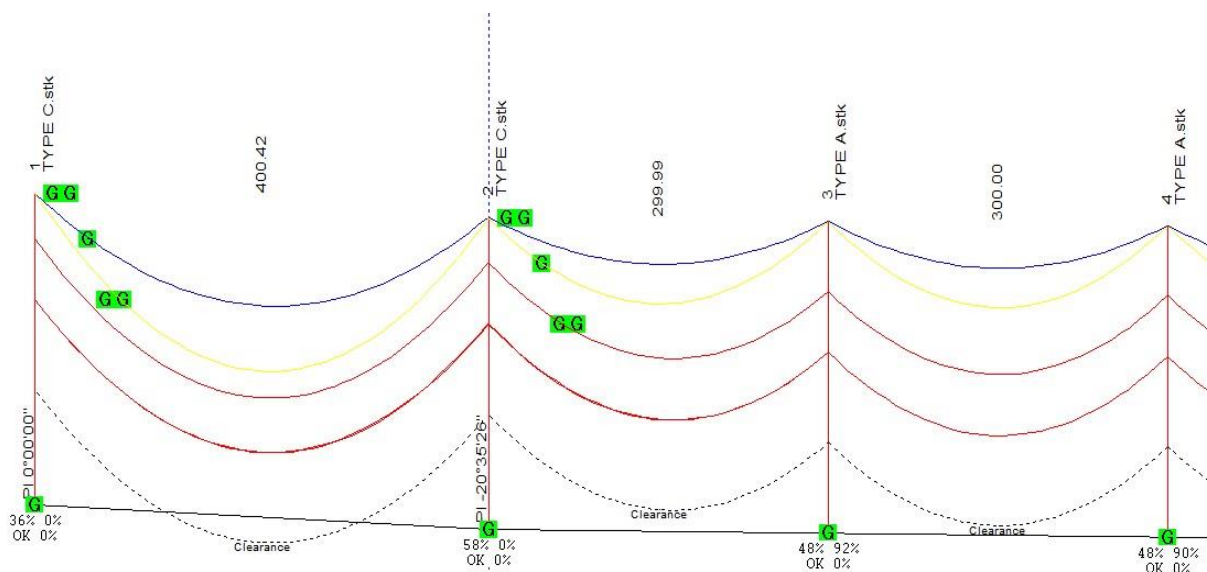


Figure 30: Profil de la ligne sur le logiciel PLS-CADD

- ✓ Le trait noir représente le sol ;
- ✓ Le trait noir ondulé en pointillé représente la garde au sol ;
- ✓ Les traits forts ondulés représentent les conducteurs de phases Aster 570 ;
- ✓ Le trait jaune représente le câble de garde Thym 157,4 ;
- ✓ Le trait bleu représente le câble de garde Phlox 147,1 ;
- ✓ Les lignes verticales rouges représentent les pylônes.

NB : Le troisième trait du conducteur de phases est caché par le deuxième, c'est-à-dire qu'ils sont superposés.

Les données d'entrée qui ont été utilisées pour la modélisation de la ligne 225 kV sont : Une valeur de hauteur des pylônes de 32 m avec une portée moyenne de 420 m. Pour ce qui est des caractéristiques électriques et mécaniques des différents câbles obtenus lors du dimensionnement manuel, ces dernières restent inchangées.

Les résultats de l'étude du logiciel sont entre autres :

- ✓ Les tensions appliquées aux différents câbles ;
- ✓ La portée maximale et minimale de chaque canton ;
- ✓ Le nombre de structure et la longueur de câble à prévoir ;
- ✓ Les longueurs de câble formées par les arcs des flèches des différentes portées ;
- ✓ Les points d'implantation des pylônes d'arrêt et d'angle, etc.

Les résultats de l'étude du logiciel sont présentés en **ANNEXE VI**. Cependant il faut noter que ces résultats envoient une centaine de page, ce qui peut rendre le document trop volumineux, par conséquent nous avons jugé utile de présenter quelques-uns.

Conclusion sur la partie simulation avec PLS-CADD

Les résultats obtenus après simulation nous donnent 279 pylônes comme nombre optimisé et des portées variant entre 400,42 et 228 m. Pour ce qui est de la hauteur des pylônes, nous allons garder la valeur obtenue lors du dimensionnement manuel 30 m et quant à la portée moyenne, nous la réduisons à 350 m.

IV.3 LES POSTES DE PÂ ET DE DIÉBOUGOU

Introduction

Un poste est un point du réseau des lignes de transport qui permet soit une ou plusieurs fonctions suivantes :

- Isolement du réseau ;
- Régulation de tension ;
- Elévation de tension (Poste de transformation ou poste source) ;
- Interconnexion entre les différentes électriques (Poste d'interconnexion) ;
- Distribution de l'énergie électrique (Poste de distribution).

Nous trouvons dans un poste les éléments suivants : Jeu de barre (JB), transformateur de puissance (TP), sectionneur (S), disjoncteur (D), sectionneur de mise à la terre (ST), transformateur de tension (TT), transformateur de courant (TC), parafoudre (P) [20].

Ce projet se concentre sur les postes d'interconnexion utilisés pour le transport d'électricité au Burkina Faso. Le pays dispose de plusieurs types de postes haute tension, tels que le poste élévateur 6,6/132 kV de Bagré, ainsi que des postes d'interconnexion comme ceux de Pâ (225/90/34,5/33 kV) et de Zagtoui (225/34,5/33 kV). Un poste source se compose généralement de différentes travées, dont celles pour l'arrivée et le départ des lignes, ainsi que pour les transformateurs. Chaque travée est dotée de circuits de contrôle-commande assurant la protection du réseau électrique de la SONABEL.

Dans le cadre de notre projet, nous avons le poste de Pâ qui sera relié à celui de Diébougou par la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébougou.

IV.3.1 LE POSTE EXISTANT DE PÂ

Comme nous l'avons dit dans la partie I ‘‘ Présentation de la structure d'accueil’’ plus précisément dans la partie traitant l'Etat des lieux du réseau existant, nous avons eu à parler de l'existence de ce poste avec ses différentes caractéristiques.

A l'occasion de la construction de cette nouvelle ligne, des travaux ont été menés en vue d'améliorer la qualité de son service et de son fonctionnement. Ces travaux, consistent à faire l'extension du poste 90 kV de Pâ par la création d'une travée ligne.

Cette dernière aura pour rôle de faire une liaison électrique à 90 kV avec le nouveau poste 90/33 kV qui sera construit à Diébougou, et doit comporter les éléments suivants :

- Un sectionneur de barre au primaire ;
- Un disjoncteur au primaire ;
- Un sectionneur de mise à la terre ;
- Des appareils de contrôle et de mesure (TC et TT) ;
- Divers systèmes de protection.

IV.3.2 LE FUTUR POSTE DE DIÉBOUGOU

Le futur poste de Diébougou sera un poste 90/33 kV d'une puissance apparente de 250 MVA, dont le rôle principal sera de raccorder la ligne en provenance du poste de Pâ. Sa construction comprendra une travée pour la ligne, une travée pour le transformateur, un jeu de barre 90 kV, ainsi que l'intégration des équipements de protection nécessaires. La travée transformateur sera dotée d'un sectionneur de barre, d'un disjoncteur, d'un transformateur 90/33 kV de 25 MVA, ainsi que des transformateurs de mesure de tension (TT) et de courant (TC).

Conclusion sur la partie étude relative aux postes

En résumé, la protection des éléments d'un poste est un investissement stratégique qui garantit la fiabilité, la sécurité et la durabilité du réseau électrique. Elle joue des très importants rôles suivants :

- Assurer la continuité du service ;
- Prévenir les dommages matériels ;
- Sécuriser les installations et le personnel ;
- Eviter les perturbations du réseau ;
- Réduire les coûts de réparation et d'entretien etc.

Ceci marque la fin de cette partie, nous allons donc aborder la suivante partie qui à son tour, nous fera une estimation financière de cette étude.

V. ESTIMATION FINANCIÈRE DU PROJET

L'estimation financière d'une ligne aérienne électrique est une étape cruciale dans la planification et la réalisation d'un projet électrique. Elle joue un rôle clé pour garantir la viabilité technique, économique et opérationnelle du projet.

L'estimation financière du projet se limite au coût d'acquisition des équipements nécessaires à la construction de la ligne 225 kV et aux travaux d'extension et de construction des postes 90 kV de Pâ et 90/33 kV de Diébougou. Elle couvre six aspects principaux : les conducteurs et câbles de garde, les accessoires de ligne et isolateurs, les autres accessoires de la ligne, les pylônes et embases, la mise à la terre, ainsi que les travaux à effectuer sur les deux postes HTB/HTA.

Nous allons donc ensuite énumérer tous les composants nécessaires qui entrent dans la réalisation de ce projet, et seront présentés en **ANNEXE VII**, et à la fin nous allons donner le coût global de ce dernier. Le Tableau 14 ci-dessous nous présente le récapitulatif.

Tableau 14: Récapitulatif de l'estimation financière du projet

N°	Désignations	Prix (F CFA)
I	Conducteurs et câbles de garde	2 154 794 000
II	Accessoires de lignes et isolateurs	208 559 144
III	Autres accessoires de la ligne	21 252 660
IV	Pylônes et embases	766 500 000
V	Mise à la terre	23 549 526
VI	Construction des postes HTB/HTA	900 000 000
TOTAL HT (F CFA)		4 074 655 330
TVA 18%		733 437 959
TOTAL TTC (F CFA)		4 808 093 289

Le coût du projet de la construction de la ligne aérienne 225 kV Pâ-Diébougou est estimé à 4 808 093 289 F CFA toutes taxes comprises.

Enfin, nous allons aborder la notice d'impact environnemental et social du projet.

VI. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET

Introduction

Tout d'abord nous allons définir l'étude d'impact environnemental qui est une étude d'impacts détaillée et complètes des conséquences, comparée à la notice d'impact environnemental qui est une étude d'impacts simplifiée, d'un projet sur l'environnement.

Elle a comme caractéristiques :

- Contexte d'application : Projets complexes ou susceptibles d'affecter gravement l'environnement (grandes infrastructures, barrages, zones protégées, etc.).
- Niveau de détail : Analyse exhaustive et quantitative des impacts environnementaux, sociaux et économiques.

EIES est un processus exhaustif qui évalue les effets potentiels d'un projet sur l'environnement naturel, humain, et les aspects socio-économiques. Ses objectifs sont entre autres :

- Identifier et évaluer les impacts : Mesurer les impacts environnementaux sur (la faune, la flore, les sols, l'eau, l'air), et analyser les impacts sociaux (sur les populations, les conditions de vie, les droits humains, etc.) ;
- Minimiser les risques : Proposer les mesures d'atténuation pour limiter les effets négatifs ;
- Garantir le développement durable : Intégrer des pratiques qui réduisent l'empreinte écologique tout en assurant des bénéfices économiques et sociaux ;
- Faciliter la prise de décision : Fournir aux autorités, investisseurs et parties prenantes des informations pour approuver ou modifier le projet ;
- Engager les parties prenantes : Permettre aux populations locales et aux autres acteurs concernés de participer au processus et d'exprimer leurs préoccupations.

Ainsi dans le cadre de ce projet, une Notice d'Impact Environnemental et Social (NIES) sera proposée afin d'analyser les différents risques liés à la construction, l'exploitation et la maintenance de ce projet.

La réalisation de cette dernière a été jugée nécessaire afin de se conformer aux exigences nationales et à celles de la Banque Mondiale en matière d'évaluation environnementale et sociale.

VI.1 RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF RÉGISSANT LE PROJET

Le contexte politique et juridique du secteur environnemental et social au Burkina Faso est défini par l'existence de documents de politiques notamment le Plan d'Action National pour l'Environnement (1991-2005) et son Plan pour l'Environnement et le Développement Durable (2005-2020). A cela s'ajoutent le Programme Cadre de Gestion des ressources forestières et fauniques, le Plan d'Action National de Lutte contre la Désertification (PAN/LCD) et la politique sectorielle de l'énergie 2014-2025. Au plan législatif et réglementaire, on peut citer principalement la Constitution du Burkina Faso, la loi N° 006-2013/AN du 02 avril 2013 portant Code de l'environnement au Burkina Faso, la loi n°003/2011/AN du 05 Avril 2011 portant sur le code forestier et le décret :

N°20151187/PRESTRANS/PM/MERH/MATD/MAE/MARHASA/MRH/MICA/MHU/MID T/MCT du 02 septembre 2015 portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale stratégique, de l'étude et de la notice d'impact environnemental et social [21].

Selon l'article 4 du décret, nous pouvons classer les activités susceptibles d'avoir des impacts significatifs directs ou indirects sur l'environnement en trois catégories suivantes [22] :

- Catégorie A : Activités soumises à une étude d'impact sur l'environnement ;
- Catégorie B : Activités soumises à une notice d'impact sur l'environnement ;
- Catégorie C ; Activités qui ne sont soumises à aucun de ces deux cas.

En partant de ce qui a été dit ci-dessus, notre projet est classé dans la catégorie B, car ses impacts potentiels sur l'environnement sont jugés peu significatifs [23].

VI.2 RAPPEL DES COMPOSANTES ET PHASES DU PROJET

Ce présent projet de construction de la ligne électrique aérienne 225 kV Pâ-Diébouougou a pour composantes suivantes :

- L'extension du poste 90 kV de Pâ par la réalisation d'une travée ligne ;
- La construction d'une ligne 225 kV ;
- La construction du nouveau poste 90 kV de Diébougou.

Et comme différentes phases du projet nous pouvons citer :

- Planification et conception : Etudes topographiques et géotechniques, consultation des parties prenantes locales (populations, autorités, ONG) ;
- Préparation des sites ;
- Construction : Transport et installations des pylônes et des conducteurs ;
- Mise en service : Vérification des installations et tests de fonctionnement, mise sous tension de la ligne ;
- Exploitation et maintenance : Inspections périodiques des installations, réparation ;
- Démantèlement (cas échéant) : retrait des équipements et des structures, restauration des sites (reforestation, stabilisation des sols).

VI.3 IDENTIFICATION ET ÉVALUATION DES IMPACTS

Le but recherché dans cette partie est de comprendre les effets potentiels du projet sur l'environnement et les populations lors de l'ensemble des activités prévues aux différentes phases de projet et proposer des mesures pour réduire ou compenser ces effets.

VI.3.1 IDENTIFICATION DES IMPACTS

Les principaux impacts à identifier, associés aux différentes activités de la phase de construction sont :

- Impacts sur l'environnement naturel : Défrichement et dénivellement des emprises, génération des poussières et émissions polluantes.
- Impacts sur l'environnement humain : Expropriation ou occupation temporaire des terres, Risques pour la sécurité et la santé : Lors des opérations de levage des pylônes, transport et manipulation des conducteurs électriques

VI.3.2 DESCRIPTION DES IMPACTS

VI.3.2.1 IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT NATUREL

L'environnement naturel peut se décomposer en deux milieux : physique et biologique.

- Impacts sur les eaux (milieu physique) :

Pendant la phase de construction, les eaux souterraines comme celles de surface font face à plusieurs risques de pollution. Ces risques de pollution sont causés par le déversement accidentel d'hydrocarbures, d'huiles utilisés pour les machines ou encore fuite de carburant.

➤ Impacts sur les sols (milieu physique) :

Les sols, comme les eaux font face à plusieurs risques de dégradation pendant les travaux de construction d'une ligne électrique tels que : L'érosion du sol lors de l'emprise de la ligne.

➤ Impacts sur l'air (milieu physique) :

La qualité de l'air environnant est réduite (pollution de l'air) lors de la phase de construction par les travaux tels que : Travaux d'excavation des sols qui provoquent l'émission de poussières.

➤ Impacts sur la végétation (milieu biologique) :

Il s'agit à ce niveau de défrichage pour dégager l'emprise de la ligne électrique, y compris l'installation des pylônes et la création de voies d'accès, l'enlèvement de la végétation ligneuse et herbacée pour respecter les exigences de sécurité électrique.

➤ Impacts sur la faune (milieu biologique) :

La destruction et la perturbation des habitats naturels causées par le nivellement pour dégager l'emprise de la ligne et installer les pylônes, fragmentation d'habitat empêchant les déplacements naturels de certaines espèces ; collision avec les lignes électriques due à la présence de câbles électriques aériens dans les trajectoires de vol des oiseaux.

VI.3.2.2 IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT HUMAIN

Pour ce qui est des impacts sur l'environnement humain, nous pouvons citer :

➤ Déplacement des populations et perte des biens :

Les expropriations nécessaires pour libérer l'emprise de la ligne et les sites des pylônes pendant la phase de construction provoquent la perte des terres agricoles, le déplacement forcé de la population.

➤ Perturbation des activités économiques :

La restriction d'accès aux terres agricoles, pâturages ou zones forestières utilisées par les communautés locales sont des sources pouvant conduire à la réduction des revenus agricoles, la perte d'activités économiques

➤ Risques pour la santé et la sécurité :

Les accidents liés à la circulation des engins lourds ou aux travaux de construction, la présence des ouvriers et d'autres employés provenant d'autres régions sont des sources pouvant générer l'apparition ou l'aggravation de maladies respiratoires, les IST et le SIDA.

➤ Conflits sociaux :

L'insatisfaction des populations affectées par les expropriations peut engendrer des conséquences telles que : L'opposition au projet en créant des retards ou des interruptions des travaux dus à des manifestations ou des blocages.

NB : Pour plus des détails sur l'identification des impacts liés à notre, nous avons utilisé la matrice numérique des impacts [22]. Le tableau est présenté en **ANNEXE VIII Tableau 30**.

VI.3.3 ÉVALUATION DES IMPACTS

La méthode utilisée pour évaluer les impacts, est celle de Fecteau qui évalue l'importance absolue de l'impact en jouant sur trois différents indicateurs à savoir [Ibid.] : La durée, l'intensité ou l'ampleur et la portée de l'impact. Voir **Tableau 31 ANNEXE VIII**.

VI.3.4 MESURES D'ATTÉNUATION DES IMPACTS

Les mesures d'atténuations sur les impacts liés à ce projet sont présentées dans le **Tableau 32 ANNEXE VIII**.

VI.4 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

Le plan de gestion environnementale et sociale joue un rôle central en garantissant que les mesures d'atténuation identifiées dans l'Évaluation d'Impact Environnemental et Social (EIES) soient mises en œuvre efficacement. Le plan est conçu pour :

- Identifier les impacts potentiels associés aux différentes phases du projet ;
- Proposer des mesures spécifiques pour prévenir, réduire ou compenser ces impacts ;
- Définir les responsabilités, les calendriers et les ressources nécessaires à la mise en œuvre des mesures d'atténuation ;
- Établir des indicateurs pour suivre et évaluer l'efficacité des mesures appliquées.

Le PGES des impacts liés à ce projet est présenté en **ANNEXE VIII Tableau 33**.

Conclusion partielle

Cette NIES valide la pertinence du projet, tout en affirmant qu'avec une gestion appropriée et le déploiement des mesures d'atténuation, les impacts négatifs seront minimisés et les bénéfices maximisés. Enfin, l'implication de toutes les parties prenantes concernées déterminera la réussite de ce projet dans le respect des normes environnementales et sociales.

VII. CONCLUSION

Le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne 225 kV Pâ-Diébouougou a permis de concilier des considérations techniques, mécaniques, environnementales et économiques, aboutissant à un projet optimisé et réalisable. Ce projet s'est concentré sur quatre parties majeures à savoir : Le dimensionnement électrique par la méthode analytique suivi d'une modélisation du réseau étudié sur le logiciel NEPLAN pour étudier la stabilité du réseau, le dimensionnement mécanique manuel suivi d'une modélisation avec le logiciel PLS-CADD pour optimiser les résultats manuels obtenus, les travaux de construction des postes de Pâ et Diébougou et enfin la notice d'impact environnemental et social.

Le dimensionnement électrique a consisté à déterminer les composants de la ligne à savoir le conducteur de phases, les câbles de garde et les isolateurs. A l'issue de ce dimensionnement, la ligne utilisera Aster 570 mm² comme conducteur de phases, bien adaptés pour supporter les contraintes électriques et thermiques tout en minimisant les pertes ; un CFGO de type Thym 157,4 et Phlox 147,1 de type classique comme câbles de garde ; et des isolateurs en verre trempé composés de 16 assiettes standard. La modélisation sur NEPLAN a permis d'inventorier le réseau existant 33 kV, révélant les chutes de tension et les pertes en ligne. La simulation du nouveau réseau a confirmé la stabilité de la ligne, validant les choix techniques face aux fluctuations de charge et aux perturbations. Pour ce qui est de la partie dimensionnement mécanique, les charges agissant sur les pylônes ont été calculées avec précision, permettant de dimensionner le gabarit des pylônes à utiliser. Initialement estimé à 200 pylônes à treillis simple terne en acier galvanisé lors des calculs manuels, le logiciel PLS-CADD a affiné le modèle, ajustant le total à 279 pylônes avec une hauteur de 30 m et une portée moyenne de 350 m. Les travaux de construction des postes de Pâ et Diébougou ont consisté à l'extension du poste 90 kV de Pâ par la construction d'une travée ligne, et la construction d'un nouveau poste à Diébougou qui comprendra une travée ligne, un jeu de barre 90 kV, une travée transformateur et l'intégration des nouveaux équipements de protection. La notice d'impact environnemental et social a été réalisée pour identifier et atténuer les impacts négatifs, tels que les perturbations écologiques et les déplacements de populations. Les retombées positives incluent l'amélioration de l'accès à l'énergie, le développement économique local et la création d'emplois. Une estimation détaillée du coût d'acquisition du matériel a été effectuée, intégrant les composants électriques et mécaniques, et ce dernier s'élève à 4 808 093 289 F CFA toutes taxes comprises.

VIII. RECOMMANDATIONS

Comme recommandations, nous proposons à la SONABEL :

- La création d'un système de stockage et de gestion des données basées sur les retours d'expérience des travaux réalisés simplifierait l'accès aux informations pertinentes. Cela offrirait aux agents une meilleure disponibilité des données, leur permettant d'approfondir leurs études et d'assurer l'exécution des travaux dans les délais prévus ;
- Il serait essentiel de fournir aux agents le logiciel PLS-CADD et de les former à son utilisation, afin qu'ils puissent réaliser les différentes études qui leur sont confiées de manière détaillée et dans les délais impartis ;
- L'acquisition de la version la plus récente du logiciel PLS-CADD permettra de réaliser les travaux liés au PLS-CADD de manière plus moderne et performante, en tirant parti des nouvelles fonctionnalités pour améliorer la qualité et l'efficacité des études ;
- Améliorer la qualité de suivi des stagiaires ;
- La formation des agents travaillant surtout sur les lignes de transport électrique sur le logiciel de simulation des lignes NEPLAN. Cela permet une meilleure maîtrise des outils nécessaires pour étudier et assurer la stabilité des différents réseaux de la SONABEL.

IX. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]J. Sidwaya, « Croissance de la population mondiale : l'ONU favorable à la liberté de procréation », Carrefour Africain. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sidwaya.info/carrefour/2023/08/08/croissance-de-la-population-mondiale-lonu-favorable-a-la-liberte-de-procreation/>
- [2]A. D. Bank, « Burkina Faso : le Fonds africain de développement octroie un financement de plus de 59 millions d'euros pour améliorer l'accès des populations à l'électricité », Banque africaine de développement. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/press-releases/burkina-faso-le-fonds-africain-de-developpement-octroie-un-financement-de-plus-de-59-millions-deuros-pour-ameliorer-lacces-des-populations-lelectricite-45670>
- [3]Countrymeters, « Burkina Faso Population 2024 ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : https://countrymeters.info/fr/Burkina_Faso
- [4]SONABEL, « A Propos de la Sonabel », SONABEL. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sonabel.bf/a-propos/>
- [5]« contenu-site-SONABEL.pdf ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://sonabel.bf/wp-content/uploads/2020/07/contenu-site-SONABEL.pdf>
- [6]G.U. PODA, « Présentation Ingénierie_des_Réseaux_Electriques_Ligne de Transport.Pdf ».
- [7]M. B. A. ABANI et M. B. ADAMOU ABANI, *Mémoire Master d'ingénierie Génie Electrique et Energétique. Dimensionnement électrique et mécanique de la ligne aérienne 225 kV Pa Diébougou*. 2021.
- [8]P. I. DONDASSE, *Mémoire Master d'ingénierie Génie Electrique et Energétique. Étude électrique et mécanique d'une ligne aérienne interurbaine 90 kV Wona - Dédougou*. 2023.
- [9]A. André, LEVEQUE Jean Pierre, « D4422_Conducteurs et cables de garde », Techniques de l'Ingénieur. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/problematiques-communes-des-reseaux-electriques-ingenierie-42267210/lignes-aeriennes-materiels-d4422/conducteurs-d4422niv10001.html>
- [10]X. DUCOURET, « D4423 Technique de Ingénieur Lignes Aeriennes | PDF | Isolateur (Électricité) | Lunettes », Scribd. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fr.scribd.com/document/353065009/Lignes-Aeriennes-Materiels>
- [11]D. NAUD, « Lignes Aériennes - Matériels - Fondations Des Supports | PDF | Fondation (construction) | Génie géotechnique ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fr.scribd.com/document/485758339/Lignes-aeriennes-Materiels-Fondations-des-supports>
- [12]« Accessoires fixés sur les conducteurs », Techniques de l'Ingénieur. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/problematiques-communes-des-reseaux-electriques-ingenierie-42267210/lignes-aeriennes-materiels-d4428/accessoires-fixes-sur-les-conducteurs-d4428niv10005.html>
- [13] TDEE « Calcul électrique ligne aérienne. Pdf ».
- [14]M. K. H. DOUDOUA et M. K. HOUSSAMATOU DOUDOUA, *Mémoire Master d'ingénierie Génie Electrique et Energétique. 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. 2018.

[15]« Transport Et Distribution de L'Energie Electrique : Université de Liège Faculté Des Sciences Appliquées | PDF | Champ magnétique | Résistance (électricité) », Scribd. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fr.scribd.com/document/755594806/5335b884b337b>

[16]T. COULIBALY, *Mémoire Master d'ingénierie Génie Electrique et Energétique. Etude du raccordement des unités industrielles de la zone minière de Kayes : cas de la construction de la ligne et du poste de Tabakoto/Loulou.* 2019.

[17]SONABEL, « DAO_lignes_225kV/DAO_final_lignes_225kV_approuvé/28-09-2018-DAO_R3L-Lignes_225_kV-Partie_2_-_Exigences_du_Maître_de_l'Ouvrage_-_Vol_1_-_Spécs_approuvé121218.docx.pdf », Ouagadougou.

[18]« BS EN 50341-1 :2012 - Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV. General requirements. Common specifications (British Standard) ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne].Disponible sur: https://webstore.ansi.org/standards/bsi/bsen503412012?srsId=AfmBOopsQqwiq_4pVCuWWEAaf5wVmuUOCxNO0Np3icN-3147xllzCCJN

[19]Mubikayi Kayambala Matthieu, « Etude d'une Ligne Electrique Sur PLS CADD étape par étape », Udemy. Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.udemy.com/course/etude-dune-ligne-electrique-sur-pls-cadd-etape-par-etape/>

[20] Université de Saida Dr Moulay Tahar « CHAP4 POSTES ELECTRIQUES.Pdf ».

[21]« 20210521_Rapport_NIES_Poste_Ziniare_vf_rev_Pasel_clean.pdf ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : https://energie.bf/wp-content/uploads/2021/05/20210521_Rapport_NIES_Poste_Ziniare_vf_rev_Pasel_clean.pdf

[22] G. ADEOSSI, « EIE_2IE_2016_2018.Pdf ».

[23]P. Héle, « <http://faolex.fao.org/docs/pdf/cmr151422.pdf> - Recherche Google ». Consulté le : 6 décembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : [https://www.google.com/search ?](https://www.google.com/search?)

Sites internet

<https://www.sonabel.bf/a-propos/>. Consulté le 30 Avril 2024

https://countrymeters.info/fr/Burkina_Faso. Consulté le 06 Décembre 2024

<https://www.techniques-ingenieur.fr>. Consulté le 16 Juin 2024

<http://documentation.2ie-edu.org>. Consulté le 06 Décembre 2024

<http://www.yifangcable.com/>. Consulté le 11 Décembre 2024

X. ANNEXES

ANNEXE I: ORGANIGRAMME DE LA SONABEL.....	II
ANNEXE II: GÉNÉRALITÉS SUR LES LIGNES HTB.....	III
ANNEXE III: DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE.....	V
ANNEXE IV: RÉSULTATS DES SIMULATION AVEC NEPLAN	IX
ANNEXE V: DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE.....	XI
ANNEXE VI: SIMULATION AVEC PLS-CADD.....	XXIX
ANNEXE VII: ESTIMATION FINANCIÈRE DÉTAILLÉE DU PROJET	XXX
ANNEXE VIII: NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET	XXXIII

ANNEXE I:ORGANIGRAMME DE LA SONABEL

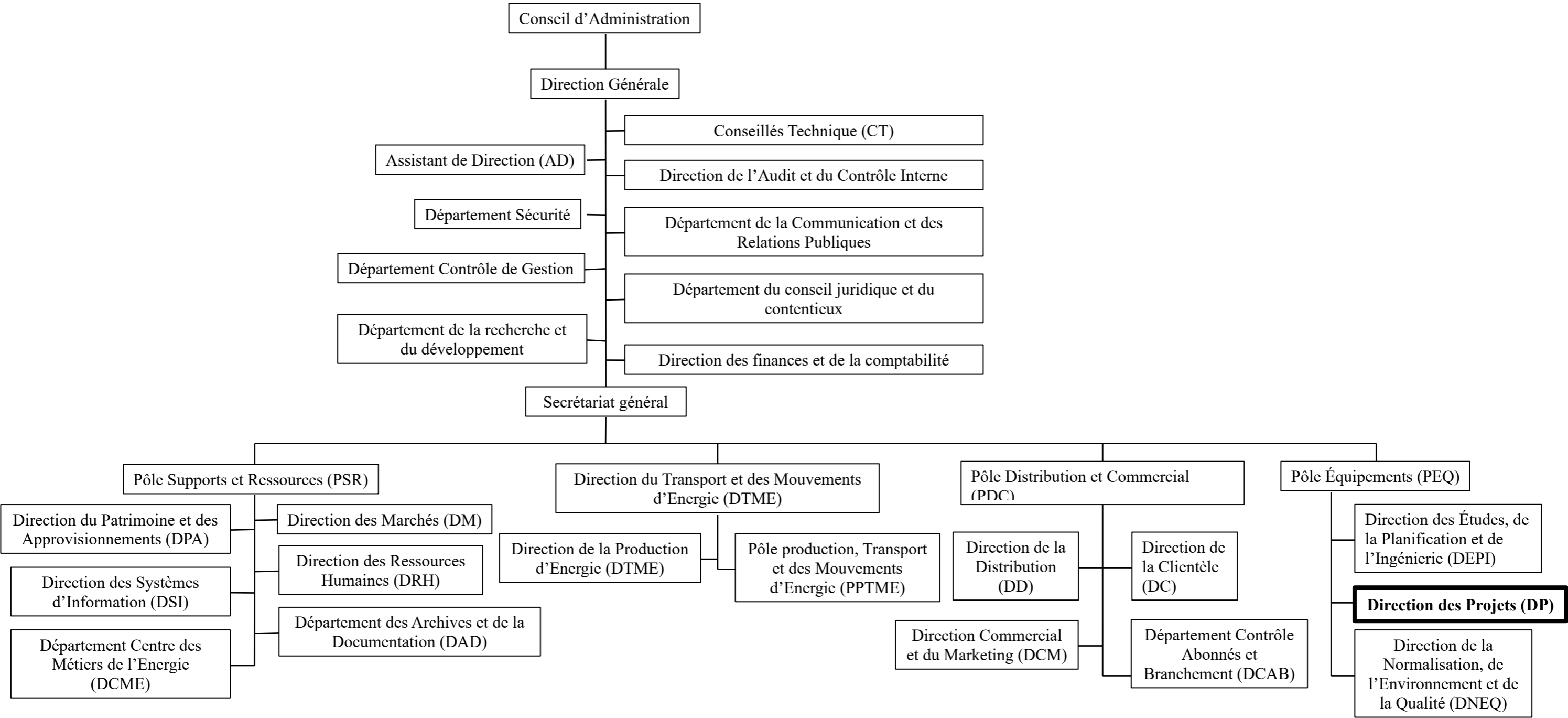


Figure 1 : Organigramme de la Sonabel

ANNEXE II: GÉNÉRALITÉS SUR LES LIGNES HTB

Tableau 1 : Avantages et inconvénients des isolateurs

Matériaux	Avantages	Inconvénients
Composite	Grande résistance mécanique Poids faible Résiste mieux à la corrosion	Vieillessement invisible Cout élevé Durabilité variable
Verre	Facilement détectable en cas de défaut Cout faible Résistance mécanique élevée Supporte les variations de température brusque	Fragile Difficilement manipulable
Céramique	Bonne résistance mécanique Bonne résistance à la corrosion Une longue durée de vie	Poids élevé Très fragile Très coûteux

Tableau 2 : Les différentes catégories des pylônes source (8)

Pylônes		Généralités/ Utilisation
Types	Variantes	
Haubanés	A chaînette	Il est utilisé pour des tensions de 735 kV, relativement plus léger, peu onéreux, assemblage simple. L'usage implique l'utilisation de peu d'acier que le type haubané en V
	En V	Ce modèle est utilisé pour des tensions de 230 kV à 735 kV, plus économique que les pylônes classiques
Monopodes	Roseau	Ce type de pylône est utilisé dans la zone Nord de France. Il peut être utilisé pour une tension de l'ordre de 400 kV
	Fougère	Il est utilisé au sud de la zone de France
	Muguet	Il a un poids relativement moins important, plus utilisé dans les zones urbaines
Treillis	Triangle ou classique	Ce type de pylône est utilisé pour des tensions de 90 kV à

		315 kV, occupe peu de place au sol. La hauteur varie entre 20 et 60 m
	Portique	Il est adapté aux lignes à 735 kV, peu encombrant au niveau du sol, utilisé en zones agricoles
	Chat ou Mae West	Il est utilisé pour des tensions de 110 kV à 735 kV, adapté aux terrains très accidentés et aux traversées avec un assemblage facile
	Trianon	Il a une configuration bien aérée avec une forme géométrique simple et est généralement utilisé pour les tensions de 225 à 400 kV. Il peut atteindre une hauteur de 35 m
	Beaubourg ou F44	Il a été retenu parmi un groupe de projet : il est le fruit d'une recherche en collaboration avec l'Électricité De France

ANNEXE III: DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE

Tableau 3 : Conducteurs utilisés pour les lignes HTB en fonction de niveau de tension et suivant la présence de givre ou pas [9]

Tension [kV]	Givre léger ou inexistant	Givre moyen	Givre lourd
63 ou 90	Aster 228	Pastel 288	Pastel 299
	Aster 366	Pastel 299	Pastel 412
	Aster 570	Pastel 412	Pétunia 612
		Pétunia 612	
225	Aster 570	Pétunia 612	Pétunia 612
	2 Aster 570	2 Pétunia 612	2 Pétunia 612
			Ou 1 Aster 1600
400	2 Aster 570	2 Pétunia 612	2 Pétunia 612
	3 Aster 570	2 Aster 1144	2 Aster 1600
	4 Aster 570 (1)	2 Aster 1600	
Par suite des contraintes d'environnement et des difficultés de construction d'ouvrage neufs, les ouvrages à 400 kV sont le plus souvent équipés de faisceaux 4 Aster 570.			

Tableau 4 : Caractéristiques électriques du conducteur Aster 570

Description	Ligne 225 kV	Unité
Section	570,22	mm ²
Nombre des brins	61	-
Diamètre des brins d'aluminium	3,45	mm
Diamètre total	31,05	mm
Masse linéique de conducteur	1573	kg/km
Résistance nominale à la traction	183,6	kN
Module d'élasticité final	54000	MPa
Coefficient de dilatation thermique	23,1	10 ⁻⁶ C ⁻¹
Résistance en courant continu à 20°C	0,0583	Ω/km

Tableau 5 : Caractéristiques des câbles de garde

Désignations	Phlox 147,1	Thym 157,4	Unités
Résistance linéique en continu à 20 °C	0,467	0,330	Ω/km
Section de l'almélec	71,57	100,9	mm^2
Section de l'acier	75,54	56,5	mm^2
Composition de l'almélec	$18 \times 2,25$	$19 \times 2,60$	mm
Composition de l'acier	$19 \times 2,25$	$18 \times 2,0$	mm
Diamètre extérieur	15,75	19,2	mm
Masse linéique sans graisse	0,790	0,90	kg/m
Charge de rupture assignée	13 280	11 500	daN
Module d'élasticité	124 000	103 000	MPa
Coefficient de dilatation linéaire	14,2	15,8	$10^{-6} \cdot \text{C}^{-1}$

Tableau 6 : Tension de contournement d'un isolateur en fonction du degré de salinité et de niveau de pollution de la zone [13]

Zones	I	II	III
Degré de salinité (kg/m^3)	7	20	80
Niveau de pollution	Faiblement polluée	Moyennement polluée	Fortement polluée
Localisation	Majeure partie du territoire	Zones éloignées de quelques kilomètres du bord de mer ou des industries	Bord de mer et proximité d'industries
$\beta=$ (cm/kV)	1,48	1,83	2,34

Tableau 7 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre

	Tension nominale de la ligne U_N (kV _{eff})	Tension la plus élevée pour le matériel U_M (kV _{eff})	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL (kV _{crête})
Classe A : $1 \leq U_M \leq 52$	3	3,6	40
	6	7,2	60
	10	12	75
	15	17,5	95
	20	24	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_M \leq 300$	50	52	225
	70	72,5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	225	245	750

Tableau 8 : Caractéristiques d'assiettes standard

Effort de tête [kN]	70	100	120	160	210	240	300
Caractéristiques d'une assiette	F70/127	F100/127	F120/127	F160/146	F210/170	F240/170	F300/195
Pas [mm]	127	127	127	146	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	320	318	315	380	380	380	485
Masse [kg]	3,5	3,7	3,8	6,0	7,1	7,4	10,9

Tableau 9 : Nombre d'assiettes en fonction de BIL

Type standard	Pas [mm]			
	127	146	170	195
Nombre d'assiettes	BIL [kV]			
2	190	190	205	225
3	260	270	285	315
4	320	340	360	405
5	380	410	440	495
6	435	480	520	580
7	490	550	600	665
8	550	620	675	745
9	615	690	755	830
10	675	760	835	910
11	735	830	915	990
12	795	900	900	1070

ANNEXE IV: RÉSULTATS DE SIMULATIONS AVEC NEPLAN

Tableau 10 : Résultats de simulations du sous-réseau 33 kV existant

[illegible]

DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

Tableau 11 : Résultats de simulations du nouveau sous-réseau 225 kV

1																		
2	Donnée																	
3	Itérations	6																
4	Toléranc	0																
5																		
6	De	A	P perte	Q perte	P imp	Q imp	P gén	Q gén	P charg	Q charg	Coûts g	Qc shun	Ql shun	Q comp	Pertes f			
7	Région/	Région/	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Unités	MVar	MVar	MVar	MW			
8	Réseau		0,385	1,813	41,584	12,552	41,584	12,552	41,199	14,688	0	5,089	1,14	0	0			
9	Région 1		0,385	1,813	0	0	41,584	12,552	41,199	14,688	0	5,089	1,14	0	0			
10	Zone 1		0,385	1,813	0	0	41,584	12,552	41,199	14,688	0	5,089	1,14	0	0			
11																		
12	Un		P perte	Q perte	P perte	Q perte												
13	kV		MW	MVar	MW	MVar												
14	33		0,34	-0,007	0	0												
15	90		0,045	-1,558	0	0,642												
16	225		0	0	0	2,736												
17																		
18	ID	Noeud	U	u	Angle U	P charg	Q charg	P gén	Q gén	Shunt Q	dPL/dP	dPL/dQ	DUfeed	Descrip	Zone	Région	Partiel	Départ
19		Nom	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar						Réseau		
20	609	JDB PA	225	100	0	0	0	41,584	12,552	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
21	615	JDB PA 9	88,528	98,36	-3,5	24,48	9,25	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
22	624	JDB PA	32,077	97,2	-5,6	8,819	2,658	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
23	637	JDB DIEB	32,664	98,98	-7,6	3,2	1,15	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
24	644	NOEUD D	32,229	97,67	-8,4	1,2	0,45	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
25	646	JDB GAO	33	100	-15,5	3,5	1,18	0	0	-3,949	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
26	689	JDB 90 k	88,707	98,56	-5,6	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1	
27																		
28	ID	Noeud	Elément	Type	P	Q	I	Angle I	Charge	Facteur	Facteur	P perte	Q perte	P Fe	P comp	Q comp	Prise	Rapport
29		Nom	Nom		MW	MVar	kA	°	%			MW	MVar	MW	MW	MVar		Sens. X
30	608	JDB PA	RESEAU	Réseau d	-41,584	-12,552	0,111	163,2	0									
31	611	JDB PA	TR1 225/	Transfor	20,792	6,276	0,056	-16,8	0			0	1,3679	0,000			0	0,00000
32	612	JDB PA	TR2 225/	Transfor	20,792	6,276	0,056	-16,8	0			0	1,3679	0,000			0	0,00000
33	611	JDB PA 9	TR1 225/	Transfor	-20,792	-4,908	0,139	163,2	0			0	1,3679	0,000			0	0,00000
34	612	JDB PA 9	TR2 225/	Transfor	-20,792	-4,908	0,139	163,2	0			0	1,3679	0,000			0	0,00000
35	618	JDB PA 9	TR 90/33	Transfor	8,819	3,017	0,061	-22,4	0			0	0,3592	0,000			0	0,00000
36	619	JDB PA 9	WONA	Charge	9,48	4,82	0,069	-30,5	0	1	1							
37	622	JDB PA 9	MINE DE	Charge	15	4,43	0,102	-20	0	1	1							
38	634	NOEUD D	LIGNE PA	Ligne	0	-0,17	0,003	81,6	0,83			0,0001	-0,1698		0	0		0,00000
39	634	JDB PA	LIGNE PA	Ligne	0	0	0	90	0			0,0001	-0,1698		0	0		0,00000
40	618	JDB PA	TR 90/33	Transfor	-8,819	-2,658	0,166	157,6	0			0	0,3592	0,000			0	0,00000
41	626	JDB PA	HOUNDE	Charge	5,14	1,523	0,096	-22,1	0	1	1							
42	627	JDB PA	BOROMO	Charge	3,494	1,122	0,066	-23,4	0	1	1							
43	628	JDB PA	DEDOUG	Charge	0	0	0	0	0			0	0					
44	629	JDB PA	PA	Charge	0,185	0,013	0,003	-9,6	0	1	1							
45	638	JDB DIEB	LIGNE D	Ligne	1,213	0,169	0,022	-15,5	5,93			0,0128	-0,1114		0	0		0,00000
46	638	NOEUD D	LIGNE D	Ligne	-1,2	-0,28	0,022	158,5	6,05			0,0128	-0,1114		0	0		0,00000
47	641	NOEUD D	DANO	Charge	1,2	0,45	0,023	-29	0	1	1							
48	642	JDB DIEB	DIEBOUG	Charge	3,2	1,15	0,06	-27,3	0	1	1							
49	647	JDB GAO	GAOUA	Charge	3,5	1,18	0,065	-34,1	0	1	1							
50	649	JDB GAO	LIGNE DI	Ligne	-3,5	2,769	0,078	-157,1	21,39			0,3273	0,274		0	0		0,00000
51	649	JDB DIEB	LIGNE DI	Ligne	3,827	-2,495	0,081	25,5	22,12			0,3273	0,274		0	0		0,00000
52	653	JDB GAO	SHUNT-6	Shunt	0	-5,089	0,089	74,5	0									
53	652	JDB GAO	SHUNT-6	Shunt	0	1,14	0,02	-105,5	0									
54	683	JDB DIEB	TR 90/33	Transfor	-8,24	1,176	0,147	-179,4	0			0	0,2829	0,000			0	0,00000
55	683	JDB 90 k	TR 90/33	Transfor	8,24	-0,893	0,054	0,6	0			0	0,2829	0,000			0	0,00000
56	695	JDB PA 9	LIGNE PA	Ligne	8,285	-2,451	0,056	13	15,44			0,0449	-1,5577		0	0		0,00000
57	695	JDB 90 k	LIGNE PA	Ligne	-8,24	0,893	0,054	-179,4	14,78			0,0449	-1,5577		0	0		0,00000

X

ANNEXE V: DIMENSIONNEMENT MÉCANIQUE

Tableau 12 : Distances minimales à respecter pour les lignes 225 kV

Nature du surplomb	Distances minimales à respecter [m]
Distance par rapport au sol	
Sol en général	7,5
Sols cultivés	7,5
Croisement de route normale	8,5
Croisement de route principale (nationale)	8,5
Croisement de voie ferrée	10,4
Voie navigable	10,7
Croisement de ligne de transport (225 kV- 90 kV)	3,5
Croisement de ligne de transport (225 kV- 33 kV)	3,4
Croisement de ligne de transport ou de télécommunication (225 kV- 90 kV)	3,1
Distances horizontales	
Croisement de lignes de communication	20
Chemins agricoles, chemins de terre, routes charretières	20
Distance du conducteur	14
Plans d'eau	65

Tableau 13 : Les hypothèses climatiques

Hypothèses	Définition	Température [°C]	Vent [m/s]	Tension limite à respecter
A	Conditions de tous les jours	Quotidienne moyenne :28	0	15-20% de la résistance nominale à la traction
B	Condition de vent maximum	Quotidienne moyenne :28	36	≤40% de la résistance nominale à la traction

C	Condition de température ambiante minimale	Ambiante minimale :12	0,6 fois la vitesse maximale du vent :21,6	≤40% de la résistance nominale à la traction
D	Condition de température ambiante maximale	Ambiante minimale :45	0	≤40% de la résistance nominale à la traction
E	Condition de température maximale	Température maximale du conducteur :75	0	

Tableau 0 : Les types de supports obtenus et leurs portées adjacentes

Types	Pylônes d'Arrêt et d'Ancrage			Pylônes d'Alignement		
N°	a ₁ [m]	Désignation	a ₂ [m]	a ₁ [m]	Désignation	a ₂ [m]
1	0	PD01	420	420	P.AL 1	420
2	116,97	PD02 New	420	420	P.AL 2	116,97
3	396,19	PD03	420	420	P.AL 3	396,19
4	368,57	PD04	420	420	P.AL 4	368,57
5	393,11	PD05	420	420	P.AL 5	393,11
6	158,02	PD06 New	420	420	P.AL 6	158,02
7	335,72	PD07	420	420	P.AL 7	335,72
8	243,43	PD08	420	420	P.AL 8	243,43
9	106,44	PD09	420	420	P.AL 9	106,44
10	165,44	PD10	399,89	420	P.AL 10	165,44
11	399,89	PD11	0			

Tableau 14 : Résultats des calculs du poids spécifique, la portée, la constante..., de chaque hypothèse

Hypothèses	P [N/m]	q [N/m ²]	Fv [N/m]	ϕ [°]	Péqui [N/m]	Pc [m]	Comparaison	A	T [N]	T/ rupture [%]	fmax [m]	Tension consignée [N]
Conducteur de phases Aster 570												
A	15,43	0	0	0	15,43	-	-	-3,4 ^E -6	33045	18	10,30	33048
B	15,43	793,8	24,65	57,2	21,33	165	Pc<Pmoy	-6,4 ^E -6	61188	33,32	7,69	61193,88
C	15,43	285,77	8,87	29,2	21	458,34	Pc>Pmoy	-6,4 ^E -6	61188	33,32	7,57	61193,88
D-Canicule	15,43	0	0	0	15,43	-	-	-6,4 ^E -6	37634	20,5	9,04	61193,88
E-Canicule	15,43	0	0	0	15,43	-	-	-	31393	17,1	10,84	-
Cable de garde Thym 157,4												
A	7,75	0	0	0	7,75	-	-	-0,0006	206667	18	8,27	20700
B	7,75	793,8	16,77	59,92	10,6	138,53	Pc<Pmoy	-0,0023	38233	33,34	6,11	38329,5
C	7,75	285,77	6,04	31,86	10,67	384,81	Pc>Pmoy	-0,0023	38233	33,34	6,16	38329,5
D-Canicule	7,75	0	0	0	7,75	-	-	-0,003	38233	33,34	4,47	38329,5
E-Canicule	7,75	0	0	0	7,75	-	-	-	38233	33,34	4,45	-
Cable de garde Phlox 147,1												
A	8,83	0	0	0	8,83			-0,0021	23873	18	8,15	23904
B	8,83	793,8	13,75	58,21	12,16	184,88	Pc<Pmoy	-0,0053	44205	33,34	6,06	44262,24
C	8,83	285,77	4,96	30,15	12,07	513,54	Pc>Pmoy	-0,0051	44205	33,34	6,02	44262,24
D-Canicule	8,83	0	0	0	8,83	-	-	-0,0053	44205	33,34	4,40	44262,24
E-Canicule	8,83	0	0	0	8,83	-	-	-	44205	33,34	4,40	-

Tableau 15 : Répartition des supports sur le tracé optimisé de la ligne

Points d'arrêt	Points d'alignement	Projection UTM 30P		Distances [m]	Cumul [m]	Angle Déflexion [°]
		X	Y			
PD01		472 206	1 275 483			
	116,97			116,97	116,97	
PD02 New		472 270	1 275 529			-50,30
	420*38+396,19			16356,19	16473,16	
PD03		481 069	1 261 647			-26,02
	420*39+368,57			16748,57	33221,72	
PD04		482 911	1 245 000			29,90
	420*18+393,11			7953,11	41174,83	
PD05		487 610	1 238 584			-37,22
	420*20+158,02			8558,02	49732,85	
PD06 New		487 404	1 230 018			28,19
	420*8+335,72			3695,72	53428,58	
PD07		489 146	1 226 739			-36,09
	420*20+243,43			8643,43	62072,01	
PD08		487 806	1 218 200			-22,69
	420*24+106,44			10186,44	72258,45	
PD09		482 468	1 209 524			-31,50
	420*25+165,44			10665,44	82923,89	
PD10		472 957	1 204 699			-20,60
	399,89			399,89	83323,79	
PD11		472 559	1 204 655			

Tableau 16 : Répartition des pylônes par canton

Cantons			Types de pylônes		
Numéro	Limites	Distances (m)	Pylônes d'arrêt et d'alignement	Pylônes d'ancrage	Total de pylônes
1	PD01-PD02	117	0	1	1
2	PD02-PD03	16356	31	9	40
3	PD03-PD04	16749	32	8	40
4	PD04-PD05	7953	15	4	19
5	PD05-PD06	8558	16	4	20
6	PD06-PD07	3696	7	2	9
7	PD07-PD08	8643	17	4	21
8	PD08-PD09	10186	19	5	24
9	PD09-PD10	10665	20	5	25
10	PD10-PD11	400	0	1	1
Nombre total			157	43	200

Tableau 17 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par Aster 570

Pylônes d'alignement	[m]	w [daN/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	P _i [kg]	V _B [m]
P.AL 1	1	1,59	420	420	56	723,80
P.AL 2	1	1,59	420	116,97	56	482,89
P.AL 3	1	1,59	420	396,19	56	704,87
P.AL 4	1	1,59	420	368,57	56	682,91
P.AL 5	1	1,59	420	393,11	56	702,42
P.AL 6	1	1,59	420	158,02	56	515,53
P.AL 7	1	1,59	420	335,72	56	656,80
P.AL 8	1	1,59	420	243,43	56	583,43
P.AL 9	1	1,59	420	106,44	56	474,52
P.AL 10	1	1,59	420	165,44	56	521,42

Tableau 18 : Charges verticales appliqués par Thym 157,4 sur les pylônes d'arrêt

Pylônes d'Arrêt	m	W [daN/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	P _i [kg]	V _B [daN]
PD01	1	0,883	0	420	56	241,43
PD02	1	0,883	116,97	420	56	293,07
PD03	1	0,883	396,19	420	56	416,35
PD04	1	0,883	368,57	420	56	404,15
PD05	1	0,883	393,11	420	56	414,99
PD06	1	0,883	158,02	420	56	311,20
PD07	1	0,883	335,72	420	56	389,65
PD08	1	0,883	243,43	420	56	348,90
PD09	1	0,883	106,44	420	56	288,42
PD10	1	0,883	165,44	399,89	56	305,59
PD11	1	0,883	399,89	0	56	232,55

Tableau 19 : Charges verticales appliquées par Thym 157,4 sur les pylônes d'alignement

Pylônes d'alignement	m	W [daN/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	P _i [kg]	V _B [m]
P.AL 1	1	0,883	420	420	56	426,86
P.AL 2	1	0,883	420	116,97	56	293,07
P.AL 3	1	0,883	420	396,19	56	416,35
P.AL 4	1	0,883	420	368,57	56	404,15
P.AL 5	1	0,883	420	393,11	56	414,99
P.AL 6	1	0,883	420	158,02	56	311,20
P.AL 7	1	0,883	420	335,72	56	389,65
P.AL 8	1	0,883	420	243,43	56	348,90
P.AL 9	1	0,883	420	106,44	56	288,42
P.AL 10	1	0,883	420	165,44	56	314,47

Tableau 20 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par Phlox 147,1

Pylônes d'Arrêt	m	w [daN/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	P _i [kg]	V _B [daN]
PD01	1	0,775	0	420	56	218,75
PD02	1	0,775	116,97	420	56	264,08
PD03	1	0,775	396,19	420	56	372,27
PD04	1	0,775	368,57	420	56	361,57
PD05	1	0,775	393,11	420	56	371,08
PD06	1	0,775	158,02	420	56	279,98
PD07	1	0,775	335,72	420	56	348,84
PD08	1	0,775	243,43	420	56	313,08
PD09	1	0,775	106,44	420	56	260,00
PD10	1	0,775	165,44	399,89	56	275,07
PD11	1	0,775	399,89	0	56	210,96

Tableau 21 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par Phlox 147,1

Pylônes d'alignement	m	w [daN/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	P _i [kg]	V _B [m]
P.AL 1	1	0,775	420	420	56	381,50
P.AL 2	1	0,775	420	116,97	56	264,08
P.AL 3	1	0,775	420	396,19	56	372,27
P.AL 4	1	0,775	420	368,57	56	361,57
P.AL 5	1	0,775	420	393,11	56	371,08
P.AL 6	1	0,775	420	158,02	56	279,98
P.AL 7	1	0,775	420	335,72	56	348,84
P.AL 8	1	0,775	420	243,43	56	313,08
P.AL 9	1	0,775	420	106,44	56	260,00
P.AL 10	1	0,775	420	165,44	56	282,86

Tableau 22 : Charges horizontales Transversales appliquées aux pylônes d'alignement et d'angle par Aster 570

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F [N/m]	a ₁ [m]	a ₂ [m]	H [N]	H _a [N]	H _T [N]
P.AL 1	A	0	420	420	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	420	10353,00	2136,11	12489,11
	C	8,87	420	420	3725,40	2133,86	5859,26
	D	0	420	420	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	420	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 2	A	0	420	116,97	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	116,97	6618,16	2136,11	8754,27
	C	8,87	420	116,97	2381,46	2133,86	4515,32
	D	0	420	116,97	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	116,97	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 3	A	0	420	396,19	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	396,19	10059,54	2136,11	12195,65
	C	8,87	420	396,19	3619,80	2133,86	5753,66
	D	0	420	396,19	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	396,19	0,00	1115,56	1115,56

P.AL 4	A	0	420	368,57	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	368,57	9719,13	2136,11	11855,24
	C	8,87	420	368,57	3497,31	2133,86	5631,17
	D	0	420	368,57	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	368,57	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 5	A	0	420	393,11	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	393,11	10021,58	2136,11	12157,69
	C	8,87	420	393,11	3606,14	2133,86	5740,00
	D	0	420	393,11	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	393,11	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 6	A	0	420	158,02	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	158,02	7124,10	2136,11	9260,21
	C	8,87	420	158,02	2563,52	2133,86	4697,38
	D	0	420	158,02	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	158,02	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 7	A	0	420	335,72	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	335,72	9314,25	2136,11	11450,36
	C	8,87	420	335,72	3351,62	2133,86	5485,48
	D	0	420	335,72	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	335,72	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 8	A	0	420	243,43	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	243,43	8176,77	2136,11	10312,89
	C	8,87	420	243,43	2942,31	2133,86	5076,17
	D	0	420	243,43	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	243,43	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 9	A	0	420	106,44	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	106,44	6488,37	2136,11	8624,48
	C	8,87	420	106,44	2334,76	2133,86	4468,62
	D	0	420	106,44	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	106,44	0,00	1115,56	1115,56
P.AL 10	A	0	420	165,44	0,00	1153,42	1153,42
	B	24,65	420	165,44	7215,55	2136,11	9351,66
	C	8,87	420	165,44	2596,43	2133,86	4730,29
	D	0	420	165,44	0,00	1313,09	1313,09
	E	0	420	165,44	0,00	1115,56	1115,56

Tableau 23 : Charges Horizontales transversales appliquées aux pylônes d'angle et d'alignement par Phlox 147,1

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F[N/m]	a₁ [m]	a₂ [m]	H_v [N]	H_a [N]	H_T [N]
P.AL 1	A	0	420	420	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	420	5250,00	1541,08	6791,08
	C	4,5	420	420	1890,00	1543,12	3433,12
	D	0	420	420	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	420	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 2	A	0	420	116,97	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	116,97	3356,06	1541,08	4897,14
	C	4,5	420	116,97	1208,18	1543,12	2751,30
	D	0	420	116,97	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	116,97	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 3	A	0	420	396,19	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	396,19	5101,19	1541,08	6642,26
	C	4,5	420	396,19	1836,43	1543,12	3379,54
	D	0	420	396,19	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	396,19	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 4	A	0	420	368,57	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	368,57	4928,56	1541,08	6469,64
	C	4,5	420	368,57	1774,28	1543,12	3317,40
	D	0	420	368,57	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	368,57	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 5	A	0	420	393,11	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	393,11	5081,94	1541,08	6623,01
	C	4,5	420	393,11	1829,50	1543,12	3372,61
	D	0	420	393,11	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	393,11	0,00	1542,78	1542,78

P.AL 6	A	0	420	158,02	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	158,02	3612,63	1541,08	5153,70
	C	4,5	420	158,02	1300,55	1543,12	2843,66
	D	0	420	158,02	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	158,02	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 7	A	0	420	335,72	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	335,72	4723,25	1541,08	6264,33
	C	4,5	420	335,72	1700,37	1543,12	3243,49
	D	0	420	335,72	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	335,72	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 8	A	0	420	243,43	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	243,43	4146,44	1541,08	5687,51
	C	4,5	420	243,43	1492,72	1543,12	3035,83
	D	0	420	243,43	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	243,43	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 9	A	0	420	106,44	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	106,44	3290,25	1541,08	4831,33
	C	4,5	420	106,44	1184,49	1543,12	2727,61
	D	0	420	106,44	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	106,44	0,00	1542,78	1542,78
P.AL 10	A	0	420	165,44	0,00	833,28	833,28
	B	12,5	420	165,44	3659,00	1541,08	5200,08
	C	4,5	420	165,44	1317,24	1543,12	2860,36
	D	0	420	165,44	0,00	1540,64	1540,64
	E	0	420	165,44	0,00	1542,78	1542,78

Tableau 24 : Charges horizontales transversales appliquées aux pylônes d'alignement et d'angle par Thym 157,4

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F[N/m]	a₁ [m]	a₂ [m]	H_v [N]	H_a [N]	H_T N]
P.AL 1	A	0	420	420	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	420	6400,80	1336,09	7736,89
	C	5,49	420	420	2305,80	1331,72	3637,52
	D	0	420	420	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	420	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 2	A	0	420	116,97	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	116,97	4091,71	1336,09	5427,80
	C	5,49	420	116,97	1473,98	1331,72	2805,70
	D	0	420	116,97	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	116,97	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 3	A	0	420	396,19	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	396,19	6219,37	1336,09	7555,45
	C	5,49	420	396,19	2240,44	1331,72	3572,16
	D	0	420	396,19	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	396,19	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 4	A	0	420	368,57	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	368,57	6008,90	1336,09	7344,99
	C	5,49	420	368,57	2164,62	1331,72	3496,35
	D	0	420	368,57	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	368,57	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 5	A	0	420	393,11	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	393,11	6195,90	1336,09	7531,98
	C	5,49	420	393,11	2231,99	1331,72	3563,71
	D	0	420	393,11	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	393,11	0,00	1333,08	1333,08

P.AL 6	A	0	420	158,02	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	158,02	4404,51	1336,09	5740,60
	C	5,49	420	158,02	1586,66	1331,72	2918,39
	D	0	420	158,02	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	158,02	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 7	A	0	420	335,72	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	335,72	5758,59	1336,09	7094,67
	C	5,49	420	335,72	2074,45	1331,72	3406,17
	D	0	420	335,72	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	335,72	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 8	A	0	420	243,43	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	243,43	5055,34	1336,09	6391,42
	C	5,49	420	243,43	1821,12	1331,72	3152,84
	D	0	420	243,43	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	243,43	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 9	A	0	420	106,44	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	106,44	4011,47	1336,09	5347,56
	C	5,49	420	106,44	1445,08	1331,72	2776,80
	D	0	420	106,44	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	106,44	0,00	1333,08	1333,08
P.AL 10	A	0	420	165,44	0,00	721,37	721,37
	B	15,24	420	165,44	4461,05	1336,09	5797,14
	C	5,49	420	165,44	1607,03	1331,72	2938,75
	D	0	420	165,44	0,00	1334,77	1334,77
	E	0	420	165,44	0,00	1333,08	1333,08

Tableau 25 : Charges longitudinales appliquées aux pylônes d'arrêt et d'angle par Aster

570

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension de l'hypothèse considérée [N]	Tension longitudinale L	
			Pylône d'angle 30° [N]	Pylône d'angle 70° [N]
PD01	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD02	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD03	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD04	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD05	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD06	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD07	A	61278,25	31719,96	70295,52

	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD08	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD09	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD10	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10
PD11	A	61278,25	31719,96	70295,52
	B	61198,16	31678,50	70203,65
	C	61133,69	31645,13	70129,69
	D	37619,18	19473,12	43154,95
	E	31960,08	16543,75	36663,10

Tableau 26 : Charges longitudinales appliquées par Phlox 147,1 sur les pylônes d'arrêt et d'angle

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension de l'hypothèse Considérée [N]	Tension longitudinale L	
			Pylône d'angle 30° [N]	Pylône d'angle 70° [N]
PD01	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD02	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76

	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD03	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD04	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD05	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD06	A	23872,86	12357,50	27385,82

	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD07	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58

PD08	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD09	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD10	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58
PD11	A	23872,86	12357,50	27385,82
	B	44150,84	22854,16	50647,76
	C	44209,26	22884,40	50714,78
	D	44138,197	22847,61	50633,26
	E	44199,5	22879,34	50703,58

Tableau 27 : Charges longitudinales appliquées par Thym 157,4 sur les pylônes d'arrêt et d'angle

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension de l'hypothèse Considérée [N]	Tension longitudinale L	
			Pylône d'angle 30° [N]	Pylône d'angle 70° [N]
PD01	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD02	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD03	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD04	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD05	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD06	A	20666,69	10697,87	23707,85

	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD07	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD08	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD09	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD10	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78
PD11	A	20666,69	10697,87	23707,85
	B	38277,98	19814,15	43910,71
	C	38152,94	19749,41	43767,25
	D	38240,22	19794,59	43867,38
	E	38191,75	19769,50	43811,78

ANNEXE VI: SIMULATION AVEC PLS-CADD

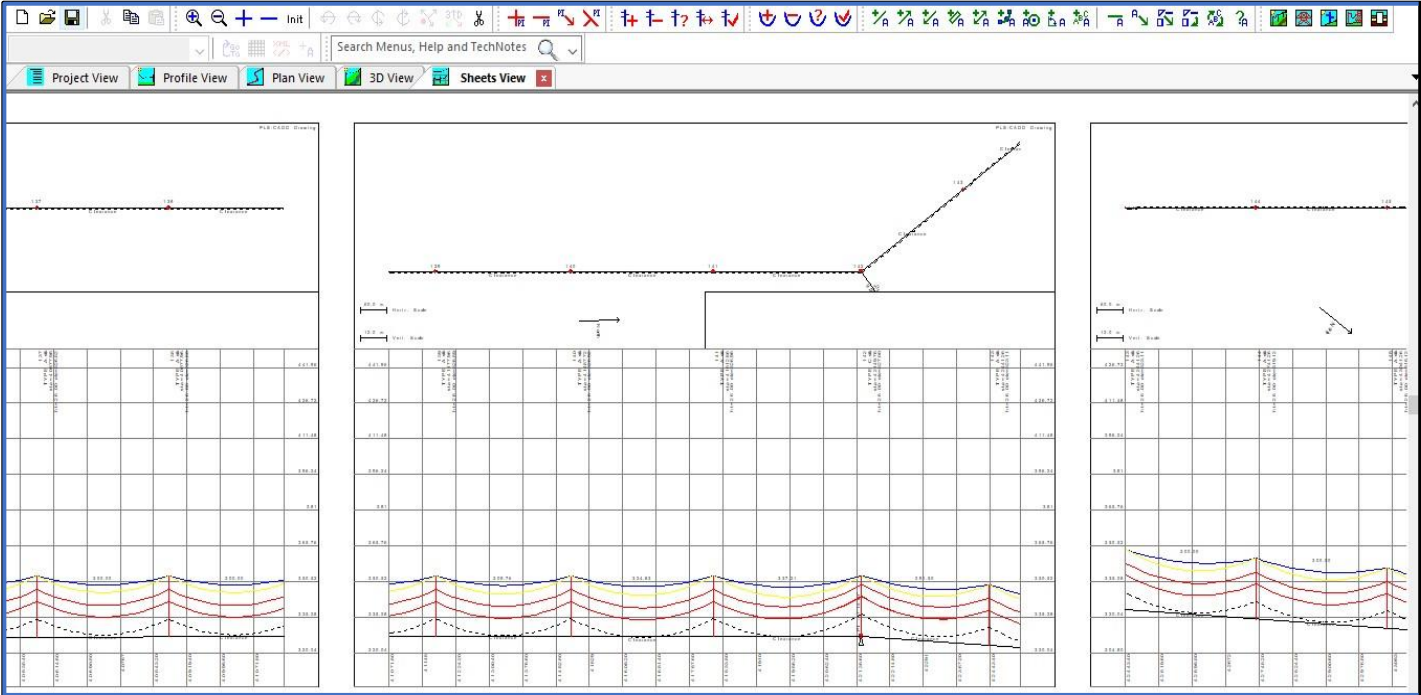


Figure 2 : Profil en long de la ligne

Tableau 28 : Résultats de simulations du conducteur Aster et des câbles de garde

Critères pour Réglage Automatique						
N° du Cas	N° de la Condition	Description	Condition du Câble	Taux de Travail Admissible %	Tension Admissible (N)	Paramètre Admissible (m)
Câbles Impactés						
1	1	ASTER A 28/0	Initial RS	19.0	185300.0	0.0
2	2	PHLOX A 28/0	Initial RS	19.0	132800.0	0.0
3	3	THYM A 28/0	Initial RS	19.0	115000.0	0.0
4	4	ASTER B 28/36	Initial RS	40.0	185300.0	0.0
5	5	PHLOX B 28/36	Initial RS	40.0	132800.0	0.0
6	6	THYM B 28/36	Initial RS	40.0	115000.0	0.0
7	7	ASTER C 12/21.6	Initial RS	40.0	185300.0	0.0
8	8	PHLOX C 12/21.6	Initial RS	40.0	132800.0	0.0
9	9	THYM C 12/21.6	Initial RS	40.0	115000.0	0.0
10	10	ASTER D 45/0	Initial RS	40.0	185300.0	0.0
11	11	PHLOX D 45/0	Initial RS	40.0	132800.0	0.0
12	12	THYM D 45/0	Initial RS	40.0	115000.0	0.0
13	13	ASTER E 75/0	Creep RS	40.0	185300.0	0.0
14	14	PHLOX E 75/0	Creep RS	40.0	132800.0	0.0
15	15	THYM E 75/0	Creep RS	40.0	115000.0	0.0

ANNEXE VII: ESTIMATION FINANCIÈRE DÉTAILLÉE DU PROJET

Tableau 29 : Estimation financière détaillée du projet

Nº	Désignation	Unité	Quantité	Prix Unitaire (F CFA)	Total (F CFA)
Conducteurs et Câbles de garde					
1	Conducteurs de phases Aster 570 mm ²	kml	303	5 278 000	1 599 234 000
2	Cable de garde conventionnel Phlox 147,1	kml	85	3 168 000	269 280 000
3	Cable de garde à fibre optique Thym 157,4	kml	85	3 368 000	286 280 000
Total conducteurs et câbles de garde					2 154 794 000
Accessoires de lignes et isolateurs					
4	Bloc d'encrage simple complètement équipé pour le conducteur de phases Aster 570 mm ²	Ens	149	315 900	47 069 100
5	Bloc d'encrage simple complètement équipé pour le câble de garde Phlox 147,1	Ens	46	113 500	5 221 000
6	Bloc d'encrage simple complètement équipé pour le câble de garde à fibre Thym 157,4	Ens	46	113 500	5 221 000
7	Bloc d'encrage double complètement équipé pour le conducteur de phases Aster 570	Ens	24	286 700	6 880 800
8	Bloc d'encrage double complètement équipé pour le câble de garde Phlox 147,1	Ens	8	79 600	636 800
9	Bloc d'encrage double complètement équipé pour le câble de garde Thym 157,1	Ens	8	79 600	636 800
10	Boite de jonction des câbles de gardes	Ens	94	164 603	15 472 682
11	Chaine de suspension simple complètement équipée pour les conducteurs de phases Aster	Ens	502	170 021	85 350 542

XXX

DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

12	Chaine de suspension simple complètement équipée pour le câble de garde Phlox 147,1	Ens	167	112 600	18 804 200
13	Chaine de suspension simple complètement équipée pour le câble de garde Thym 157,4	Ens	167	112 600	18 804 200
14	Manchon de raccordement de conducteurs de phases	U	135	33 052	4 462 020
Total accessoires et isolateurs			208 559 144		
Pylônes et embases					
15	Pylône d'alignement de 0-2° type A	U	157	3 500 000	549 500 000
17	Pylône d'ancrage et d'angle de 0-30° type B	U	39	5 000 000	195 000 000
18	Pylône s'ancrage et d'angle de 30-70° type C	U	4	5 500 000	22 000 000
Total Pylônes et embases			766 500 000		
Mise à la terre					
19	Bloc simple et accessoires	Ens	603	9 784	5 899 752
20	Bloc double et accessoires	Ens	200	13 695	2 739 000
21	Câblette de terre + accessoires	km	6	2 485 129	14 910 774
Total mise à la terre			23 549 526		
Autres accessoires de la ligne					
22	Amortisseurs de Vibration des conducteurs de phases Aster 570 mm ²	U	1200	10 800	12 960 000
23	Amortisseurs de Vibration des câbles de garde Phlox 147,1 et Thym 157,4	U	398	19 650	7 820 700
24	Balise diurne	U	6	7 200	43 200

XXXI

DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

25	Plaque de numérotation et de danger	U	215	864	185 760
26	Plaque de repérage par hélicoptère	U	15	16 200	243 000
Total autres accessoires de la ligne			21 252 660		
Construction de poste de Pâ et de Diébougou					
Poste de Pâ					
27	Jeu de barre 90 kV	Ens	1	20 000 000	20 000 000
28	Travée ligne 90 kV	Ens	1	210 000 000	210 000 000
Total poste de Pâ			230 000 000		
Poste de Diébougou					
29	Jeu de barre 90 kV	Ens	1	20 000 000	20 000 000
30	Transformateur de puissance 90/33 kV 25 MVA	Ens	1	290 000 000	290 000 000
31	Travée ligne 90 kV	Ens	1	210 000 000	210 000 000
32	Travée Transformateur	Ens	1	150 000 000	150 000 000
Total Poste de Diébougou			670 000 000		
TOTAL HT (F CFA)			4 074 655 330		
TVA (18%)			733 437 959		
TOTAL TTC (F CFA)			4 808 093 289		

ANNEXE VIII: NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU PROJET

Tableau 30 : description des impacts

Composantes	Phase	Nature de l'impact	Ampleur	Durée	Étendue	Sensibilité	Significativité
Milieu physique							
Sols	Construction	Compactage, érosion, pollution	Moyenne	Moyenne	Locale	Moyenne	Modérée
		Génération de déblais	Faible	Courte	Locale	Moyenne	Faible
Eau	Construction	Contamination par hydrocarbures	Moyenne	Courte	Locale	Élevée	Modérée
		Modification du ruissellement	Faible	Moyenne	Régionale	Moyenne	Modérée
Air	Construction	Émission de poussières	Moyenne	Courte	Régionale	Faible	Faible
		Émission de gaz à effet de serre	Moyenne	Courte	Régionale	Moyenne	Modérée
Milieu biologique							
Végétation	Construction	Défrichement, perte d'habitats	Élevée	Longue	Régionale	Élevée	Importante
		Déplacement et perturbation des espèces	Moyenne	Moyenne	Régionale	Élevée	Modérée

DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 225 kV PÂ-DIÉBOUGOU

Faune	Construction	Collision aviaire avec les lignes	Moyenne	Longue	Régionale	Élevée	Modérée
Milieu humain							
Santé et sécurité	Construction	Risques d'accidents liés au chantier	Moyenne	Moyenne	Locale	Moyenne	Modérée
Population	Construction	Déplacement de populations	Moyenne	Longue	Locale	Élevée	Importante
Activités économiques	Construction	Perturbation des activités agricoles	Moyenne	Moyenne	Locale	Moyenne	Modérée
Exploitation	Exploitation	Hausse de la valeur foncière	Positive	Longue	Locale	Moyenne	Positive
Paysage	Construction	Modification esthétique	Moyenne	Longue	Régionale	Moyenne	Modérée
Milieu socioculturel							
Relations sociales	Construction	Conflits liés au recrutement	Moyenne	Courte	Locale	Moyenne	Modérée

Tableau 31 : Evaluation des impacts

Composante	Nature de l'impact	Positive/Négative	Intensité	Durée	Étendue	Valeur	Classification
Sols	Compactage, érosion, pollution	Négative	Modérée	Moyenne	Locale	Moyenne	Modérée
Eau	Contamination par hydrocarbures	Négative	Élevée	Courte	Locale	Élevée	Modérée
	Modification du ruissellement	Négative	Faible	Moyenne	Régionale	Moyenne	Modérée
Air	Émission de poussières	Négative	Faible	Courte	Régionale	Faible	Faible
Milieu biologique	Défrichement et perte d'habitats	Négative	Élevée	Longue	Régionale	Élevée	Élevée
	Perturbation des espèces	Négative	Modérée	Moyenne	Régionale	Élevée	Élevée
Faune	Collision aviaire avec les lignes	Négative	Modérée	Longue	Régionale	Élevée	Élevée
Milieu humain	Risques d'accidents liés au chantier et risques de maladies	Négative	Modérée	Moyenne	Locale	Moyenne	Modérée
	Déplacement de populations	Négative	Élevée	Longue	Locale	Élevée	Élevée
	Création d'emplois	Positive	Faible	Longue	Locale	Élevée	Élevée
	Développement des activités économiques connexes	Positive	Faible	Longue	Locale	Élevée	Élevée

Tableau 32 : Mesures d'atténuation des impacts

Composante	Impact identifié	Mesures d'atténuation
Sols	Compactage, érosion, pollution	<ul style="list-style-type: none"> - Planifier les travaux en saison sèche - Réhabiliter les sols après travaux - Techniques anti-érosion (gabions, couverture végétale)
Eaux	Contamination par hydrocarbures	<ul style="list-style-type: none"> - Installer des bacs de rétention - Stockage sécurisé des produits chimiques - Formation à la gestion des déchets liquides
	Modification du ruissellement	<ul style="list-style-type: none"> - Réaliser des ouvrages hydrauliques pour canaliser les eaux - Restaurer les zones de ruissellement après travaux
Air	Émission de poussières	<ul style="list-style-type: none"> - Arroser les zones poussiéreuses - Couvrir les matériaux transportés - Entretenir les engins de chantier
Végétation	Défrichement et perte d'habitats	<ul style="list-style-type: none"> - Limiter l'emprise des travaux - Reboiser après travaux - Préserver les zones écologiquement sensibles
Faune	Perturbation et collisions aviaires	<ul style="list-style-type: none"> - Installer des balises réfléchissantes - Planifier les travaux hors période de reproduction - Réduire les nuisances sonores
Santé et sécurité	Risques d'accidents liés au chantier	<ul style="list-style-type: none"> - Fournir des équipements de protection individuelle (EPI) - Formation des équipes - Signalisation des zones dangereuses
Population locale	Déplacement et expropriation	<ul style="list-style-type: none"> - Élaborer un Plan d'Action de Réinstallation (PAR) - Offrir des compensations équitables - Consultations régulières avec les parties locales
Activités économiques	Perturbation des activités agricoles et pastorales	<ul style="list-style-type: none"> - Définir des calendriers compatibles - Offrir des compensations pour pertes économiques - Embaucher localement pour maximiser les bénéfices
Paysage	Modification esthétique	<ul style="list-style-type: none"> - Choisir des pylônes discrets - Reboiser pour harmoniser le paysage

Tableau 33 : Plan de gestion Environnemental et social

Composante	Impact identifié	Responsable	Période d'application	Indicateur de suivi
Sols	Compactage, érosion, pollution	Entreprise de construction	Phase de construction	Surface réhabilitée ; Absence de zones érodées
Eaux	Contamination par hydrocarbures	Entreprise de construction	Phase de construction	Absence de contamination signalée ; Nombre de bacs installés
	Modification du ruissellement	Entreprise de construction	Phase de construction	Nombre d'ouvrages construits ; État du ruissellement
Air	Émission de poussières	Entreprise de construction	Phase de construction	Fréquence d'arrosage ; Entretien régulier des machines
Végétation	Défrichement et perte d'habitats	Consultant environnemental	Phases construction et post-construction	Surface reboisée ; Zones sensibles protégées
Faune	Perturbation et collisions aviaires	Entreprise de construction	Phase de construction	Nombre de balises installées ; Calendrier ajusté
Santé et sécurité	Risques d'accidents et Contamination aux IST et SIDA	Responsable HSE	Phase de construction	Nombre d'incidents rapportés ; Formation réalisée ; Sensibilisation sur l'environnement ; Education
Population locale	Déplacement et expropriation	Responsable social	Avant la construction	Compensations effectuées ; Satisfaction des parties prenantes
Activités économiques	Perturbation des activités agricoles	Responsable social	Phases construction et exploitation	Activités reprises ; Taux d'emploi local
Paysage	Modification esthétique	Consultant environnemental	Post-construction	Amélioration de l'intégration paysagère

