

**ÉTUDE ÉLECTRIQUE ET MÉCANIQUE DE LA LIGNE AÉRIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE  
MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le [Date] par

**Pougd-Noma Germain TARBANGDO (20180004)**

**Encadrant 2iE : Prof. Y. Moussa SORO, Professeur Titulaire en Génie Electrique à  
l'Institut 2iE**

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

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

Jury d'évaluation du stage :

Président : Prénom NOM

Membres et correcteurs : Prénom NOM

Prénom NOM

Prénom NOM

**Promotion [2024/2025]**

## Dédicace

---

Je dédie ce mémoire

À mon père, TARBANGDO Tiga Félix, et à ma mère, HIEN Nibora Angéline, pour leur amour et leur soutien indéfectible.

À mes sœurs, TARBANGDO Adélaïde et TARBANGDO Pingd-Wendé Raïssa Eléonore, pour leur affection, leur complicité et leur présence constante.

À ma famille élargie, mes amis proches et mes camarades étudiants, pour leur encouragement, leur bienveillance et leur soutien tout au long de cette aventure.

À tous ceux qui m'ont inspiré et accompagné sur ce chemin, je vous exprimer ma profonde gratitude.

## Citation

---

« Les leaders d'aujourd'hui ne doivent pas seulement comprendre la technologie, ils doivent la maîtriser pour inspirer l'avenir. »

Ginni Rometty

## Remerciements

---

Avant toute chose, je rends grâce au Seigneur pour la santé, la force et la sagesse qu'il m'a accordées tout au long de mon cursus académique. Sans ses bienfaits et son accompagnement, rien de tout cela n'aurait été possible.

Mes remerciements vont d'abord au Directeur Général de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) ainsi qu'à l'ensemble de son personnel pour leur appui constant et les ressources précieuses mises à ma disposition tout au long de mon parcours.

Je suis particulièrement reconnaissant au Professeur Y. Moussa SORO, mon encadrant principal, pour sa direction perspicace, ses orientations judicieuses et son accompagnement. Sa disponibilité et son expérience ont été d'un apport inestimable pour mener à bien cette étude.

Je remercie également Monsieur Souleymane OUEDRAOGO, Directeur Général de la SONABEL, pour l'opportunité qu'il m'a offerte de réaliser un stage enrichissant au sein de cette prestigieuse entreprise. Cette expérience pratique a largement contribué à l'approfondissement de mes compétences.

Je tiens à remercier chaleureusement Monsieur Georges V.U. PODA, Chef de projet du Projet d'Extension et de Renforcement du Réseau Electrique (PERREL), pour son encadrement rigoureux, ses conseils avisés et sa disponibilité. Son expertise et son implication active ont été essentielles à l'aboutissement de ce travail. Je tiens également à remercier Monsieur KIAGBE, ingénieur électricien, pour sa contribution technique précieuse et son assistance dans la résolution des défis rencontrés.

Enfin, j'adresse mes sincères remerciements à tout le personnel de la Direction des Projets (DP) pour leur collaboration, leur soutien continu et leur accueil chaleureux. Leur aide a été essentielle à l'atteinte des objectifs fixés.

À tous, je vous adresse mes sincères remerciements pour votre contribution inestimable et votre soutien constant.

## RÉSUMÉ

---

Le projet d'étude consiste en la construction d'une ligne aérienne haute tension de 90 kV reliant le poste de Kossodo au futur poste d'Ouaga-Est, dans le cadre de la première phase du renforcement du système d'évacuation du Réseau National Interconnecté. L'étude couvre plusieurs aspects : les études préliminaires, l'étude électrique, l'étude mécanique de la ligne, l'analyse des postes, l'étude financière, et une notice d'impact environnemental et social. L'étude électrique a porté sur le dimensionnement du conducteur de phase, du câble de garde, des isolateurs, et la modélisation du réseau avec le logiciel Néplan. Le câble Aster 228 a été sélectionné pour le conducteur de phase, le câble Thym 107 pour le câble de garde à fibre optique, et des isolateurs en verre trempé avec une chaîne de 6 assiettes de type U70BS. La simulation sur Néplan a montré une perte de 0,094 MW, avec une puissance maximale de transit de 27,38 MW. Le dimensionnement mécanique a permis de déterminer le type et le nombre de pylônes nécessaires pour la construction de la ligne. Un pylône monopode métallique de type muguet à doubles drapeaux avec une fondation multipode de type dalle a été choisi. En tout, 62 pylônes seront installés, dont 49 d'alignement et d'angle, et 13 d'ancrage. Concernant les postes, le poste de transformation existant 90/33/15 kV de Kossodo dispose déjà d'une travée ligne et d'une travée transformateur, tandis que le futur poste 330/225/90/33 kV de Ouaga-Est sera équipé de ces mêmes installations. Une notice d'impact environnemental et social a été rédigée pour évaluer les impacts du projet et proposer des mesures d'atténuation conformes à la réglementation nationale. Le coût total du projet est estimé à 1 590 182 172 F CFA, toutes taxes comprises.

### Mots clés :

---

- 1- Ligne aérienne haute tension 90 kV
- 2- Dimensionnement électrique
- 3- Dimensionnement mécanique
- 4- Poste électrique
- 5- Kossodo-Ouaga-Est

## ABSTRACT

---

The study project involves the construction of a 90 kV overhead high-voltage line connecting the Kossodo substation to the future Ouaga-Est substation, as part of the first phase of strengthening the evacuation system of the National Interconnected Network. The study covers several aspects: preliminary studies, electrical study, mechanical study of the line, substation analysis, financial study, and an environmental and social impact assessment. The electrical study focused on the sizing of the phase conductor, the earth wire, the insulators, and the network modeling using the Néplan software. The Aster 228 cable was selected for the phase conductor, the Thym 107 cable for the fiber optic earth wire, and tempered glass insulators with a chain of 6 U70BS type discs. The Néplan simulation showed a loss of 0.094 MW, with a maximum power transfer capacity of 27.38 MW. The mechanical sizing determined the type and number of pylons required for the construction of the line. A monopole metal pylon of the "muguet" double flag type with a multipod foundation of the slab type was chosen. A total of 62 pylons will be installed, consisting of 49 alignment and angle pylons and 13 anchoring pylons. Regarding the substations, the existing 90/33/15 kV Kossodo substation already has a line bay and a transformer bay, while the future 330/225/90/33 kV Ouaga-Est substation will be equipped with the same facilities. An environmental and social impact notice was drafted to evaluate the impacts of the project and propose mitigation measures in line with national regulations. The total cost of the project is estimated at 1 590 182 172 F CFA, including taxes.

### Keywords :

---

- 1- High Voltage Overhead Line 90 kV
- 2- Electrical Design
- 3- Mechanical Design
- 4- Electrical Substation
- 5- Kossodo-Ouaga-Est

## SOMMAIRE

---

Dédicace .....	i
Citation .....	ii
Remerciements .....	iii
RÉSUMÉ.....	iv
ABSTRACT .....	v
SOMMAIRE .....	vi
LISTE DES TABLEAUX .....	x
LISTE DES FIGURES.....	xi
LISTE DES ABREVIATIONS .....	xii
I. INTRODUCTION.....	1
II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL : ET DU PROJET D'ETUDE.....	2
II.1 Présentation de la structure d'accueil : SONABEL.....	2
II.1.3 Organisation de la SONABEL .....	3
II.1.4 Présentation du service : L'UG-PERREL .....	3
II.2 Présentation du projet d'étude.....	4
II.2.1 Localisation du site du projet .....	4
II.2.2 Description du tracé de la ligne Kossodo-Ouaga-Est.....	4
III. GÉNÉRALITÉS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE .....	6
.....	6
III.1 Généralités sur le réseau électrique .....	6
III.1.1 Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension .....	6
III.1.2 Classification des réseaux électriques suivant la topologie.....	6
III.1.3 Classification des réseaux électriques suivant la fonction.....	7
III.1.3.1 Le réseau de distribution .....	7
III.1.3.2 Le réseau de répartition .....	8
III.1.3.3 Le réseau de transport.....	8
III.1.3.4 Le réseau d'interconnexion .....	8
III.2 Les principaux composants d'une ligne aérienne HTB.....	8
III.2.1 Les conducteurs .....	9

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

III.2.1.1	Conducteurs en aluminium-acier.....	10
III.2.1.2	Conducteurs en alliage aluminium-acier (almélec acier) .....	11
III.2.1.3	Conducteur en alliage aluminium (almélec).....	11
III.2.2	Le câble de garde.....	12
III.2.3	Les isolateurs.....	13
III.2.4	Les pylônes.....	16
III.2.4.1	Classification des pylônes suivant la conception .....	16
III.2.4.2	Classification des pylônes suivant la disposition des consoles .....	17
III.2.4.3	Les fondations [6].....	18
III.3	Les équipements accessoires de la ligne.....	19
III.3.1	Les amortisseurs ou stockbridge .....	19
III.3.2	Les manchons de jonction et de dérivation .....	20
III.3.3	Les dispositifs d'ancrage .....	20
III.3.4	Les entretoises ou spacers .....	20
III.3.5	Les balises lumineuses .....	21
III.3.6	Les balises diurnes.....	22
III.3.7	Les balises avifaunes .....	22
IV.	ETUDES PRÉLIMINAIRES DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST .....	23
	.....	23
IV.1	Etude des conditions géographiques et climatiques de la région .....	23
IV.1.1	Caractéristiques climatiques .....	23
IV.1.1.1	Températures .....	23
IV.1.1.2	Vents et Directions.....	23
IV.1.1.3	Précipitation et taux d'humidité relative de l'air .....	24
IV.1.1.4	Pollution .....	24
IV.1.1.5	Rayonnement solaire .....	24
IV.1.1.6	Niveau kéraunique.....	24
IV.2	Contraintes techniques et réglementaires .....	25
IV.2.1	Au plan législatif et réglementaire.....	25
IV.2.2	Sur le plan technique .....	26
V.	ÉTUDE ÉLECTRIQUE DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST .....	27
V.1	Détermination de la puissance maximale admise.....	27
V.2	Calcul du courant nominal.....	28
V.3	Calcul de la puissance maximale de court-circuit .....	28
V.4	Calcul du courant de court-circuit .....	29



# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

V.5	Dimensionnement des sections de conducteurs de phases .....	30
V.4.1	Choix de la nature des conducteurs de phases à utiliser.....	30
V.4.2	Choix des sections de câbles .....	30
V.4.3	Vérification du courant admissible.....	31
V.4.4	Vérification du courant de court-circuit .....	32
V.4.5	Vérification de la chute de tension .....	33
V.6	Détermination de la section optimale économique.....	34
V.7	Dimensionnement du câble de garde.....	37
V.8	Dimensionnement des isolateurs .....	38
V.8.1	Choix des matériaux et du type d'isolateur adapté.....	38
V.8.2	Détermination de la tension de contournement .....	38
V.8.3	Détermination de la tension maximale admissible et la tension de tenue aux chocs par le matériel	39
V.8.4	Détermination de la longueur de la ligne de fuite.....	39
V.8.5	Détermination du Basic Insulator Level (BIL).....	40
V.8.6	Détermination de la tension maximale exercée par les conducteurs .....	40
V.8.7	Choix du type d'assiette d'isolateur .....	40
V.9	Modélisation du réseau avec le logiciel Neplan .....	42
V.9.1.1	Analyse du réseau.....	42
V.9.1.2	Analyse de la tension aux jeux de barres.....	42
V.9.1.3	Analyse des pertes sur le réseau .....	43
V.10	Etude sur les Postes électriques.....	43
V.10.1	Postes de Kossodo et de Ouaga-Est.....	43
VI.	ÉTUDE MÉCANIQUE DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST .....	45
VI.1	Définition des concepts de base entrant dans le dimensionnement mécanique.....	45
VI.2	Etude mécanique relative aux conducteurs de phase.....	46
VI.2.1	Détermination des paramètres mécaniques et dynamiques .....	46
VI.2.2	Détermination de la portée critique, de la constante « a », de la tension à laquelle le câble est soumis et de la flèche maximale .....	48
VI.2.3	Détermination de la flèche maximale.....	49
VI.3	Étude mécanique du câble de garde, le Thym 107 .....	50
VI.4	Détermination des distances de sécurité.....	50
VI.4.1	Détermination des distances minimales relatives aux câbles et aux structures .....	50
VI.4.1.1	Calcul de la hauteur du conducteur .....	50
VI.4.1.2	Profondeur d'enfouissement.....	51
VI.4.1.3	Distance entre conducteurs.....	51

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

VI.5	Calcul mécanique relative aux pylônes .....	52
VI.6	Détermination des charges appliquées aux pylônes par le conducteur Aster 228 .....	53
VI.7	Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde le Thym 107 .....	54
VI.8	Simulation PLS CADD .....	54
V.8.1	Résultats de la simulation sur PLS CADD .....	55
V.8.2	Analyse des résultats .....	55
VII.	ETUDE FINANCIERE ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DE LA LIGNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST .....	57
VII.1	Etude financière.....	57
VII.2	Notice d'impact environnemental et social .....	58
VII.2.2	Méthodologie d'Évaluation des Impacts .....	58
VII.2.3.1	Impacts Environnementaux .....	59
VII.2.3.2	Impacts Sociaux.....	59
VII.2.3	Mesures d'Atténuation et Plan de Suivi .....	59
VIII.	CONCLUSION .....	59
IX.	RECOMMANDATIONS .....	60
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	62
X.	ANNEXES .....	63
	Annexe I : Organigramme de la SONABEL .....	64
	Annexe II : Coordonnées géographiques référencées des points d'angle .....	65
	Annexe III : Dimensionnement électrique .....	67
	Annexe IV : Résultats des calculs de poids linéique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de l'angle d'inclinaison pour chaque hypothèse .....	69
	Annexe V : Résultats des calculs de la tension de la flèche maximale de la portée critique et du coefficient a du conducteur de phase et du câble de garde pour chaque hypothèse .....	70
	Annexe VI : Résultats des calculs des charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt et alignement par le conducteur de phase et câble de garde.....	71
	Annexe VII : Résultats des calculs des charges horizontales transversales appliquées aux pylônes d'alignement et d'ancrage alignement par le conducteur de phase et câble de garde .....	75
	Annexe VIII : Résultats des calculs des charges longitudinales appliquées aux pylônes d'arrêt et d'angle par le conducteur de phase et câble de garde.....	80
	Annexe IX : Simulation avec le logiciel PLS CADD .....	83
	Annexe X : Etude financière détaillée du projet d'étude.....	86
	Annexe XI : Notice d'impact environnemental et social .....	94

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension .....	6
Tableau II: Propriétés des matériaux utilisés pour les conducteurs .....	10
Tableau III: Caractéristiques des câbles ACSR, AACSR, AAAC .....	12
Tableau IV: Avantages et inconvénients des différents types isolateurs .....	15
Tableau V: Classification des pylônes[5] .....	16
Tableau VI: Vitesses de vents utilisées pour le dimensionnement au Burkina Faso .....	24
Tableau VII: Puissance de court-circuit en fonction du niveau de tension.....	28
Tableau VIII: Résultats des paramètres de la ligne .....	30
Tableau IX: Conducteurs utilisés pour les lignes HTB suivant les zones de givre.....	30
Tableau X: Valeurs du courant admissible pour chaque type de conducteurs .....	32
Tableau XI: Valeurs du courant de court-circuit pour chaque type de conducteurs .....	32
Tableau XII: Températures et résistances des conducteurs .....	33
Tableau XIII: Valeurs de la chute de tension pour chaque type de conducteurs.....	34
Tableau XIV: Formules des paramètres adimensionnels intervenant dans les calculs .....	35
Tableau XV: Hypothèses considérées pour déterminer la SOE.....	35
Tableau XVI: Résultats aboutissant au calcul de la SOE .....	36
Tableau XVII: Caractéristiques électriques du conducteur Aster 228.....	36
Tableau XVIII: Association des différents câbles de garde en fonction des conducteurs .....	37
Tableau XIX: Caractéristiques du câble de garde Thym 107 .....	38
Tableau XX: Valeurs de longueurs de lignes de fuite en fonction du type de pollution .....	38
Tableau XXI: Valeurs de la tension maximale de service et de tenue aux chocs .....	39
Tableau XXII: Caractéristiques de la chaîne d'isolateur.....	41
Tableau XXIII: Récapitulatif de l'étude financière[9] .....	57
Tableau XXIV: Coordonnées géographiques référencées des points d'angle .....	65
Tableau XXV: Tableau XXV: Récapitulatif de la charge du vent sur les conducteurs .....	69
Tableau XXVI: Récapitulatif de la charge du vent sur les câbles de gardes .....	69
Tableau XXVII: Récapitulatif de la charge du vent sur les Isolateurs.....	70
Tableau XXVIII: Récapitulatif de la tension et de la flèche du conducteur et du câble de garde .....	70
Tableau XXIX: Calcul de la portée critique et du coefficient a du conducteur de phase et du câble de garde .....	71
Tableau XXX: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble ASTER 228.....	71
Tableau XXXI: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble de garde Thym 107.....	72
Tableau XXXII: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble ASTER 228.....	73
Tableau XXXIII: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble de garde Thym 107.....	73
Tableau XXXIV: Charges horizontales transversales appliquées par l'ASTER 228 sur les pylônes d'alignement et d'ancrage d'alignement .....	75
Tableau XXXV: Charges horizontales transversales appliquées par le câble de garde à fibre optique Thym 107 sur les pylônes d'alignement et ancrage d'alignement.....	77
Tableau XXXVI: Charges longitudinales appliquées sur les pylônes d'arrêts et d'angle par l'Aster 228 .....	80
Tableau XXXVII: Charges longitudinales appliquées sur les pylônes d'arrêts et d'angle par le câble de garde Thym 107 .....	81
Tableau XXXVIII: Bordereau N°1 .....	86
Tableau XXXIX: Bordereau N°2 .....	90
Tableau XL: Bordereau N°3.....	91
Tableau XLI: Evaluation des impacts environnementaux pour chaque phase du projet .....	94
Tableau XLII: Evaluation des impacts sociaux pour chaque phase du projet .....	96

## LISTE DES FIGURES

---

Figure 1: Tracé de la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est .....	5
Figure 2: a) Réseau radial ; b) Réseau bouclé ; c) Réseau maillé .....	7
Figure 3: Principaux composants d'une ligne aérienne .....	9
Figure 4: Conducteur en aluminium acier (ACSR) .....	10
Figure 5: Conducteur almélec acier (AACSR) .....	11
Figure 6: Conducteur en alliage d'aluminium (AAAC) .....	12
Figure 7: Câble de garde à fibre optique .....	13
Figure 8: a) Isolateurs en composite; b) isolateurs en verre; c) isolateurs en céramique .....	15
Figure 9: Les éléments de chaîne avec a) : Chaîne de suspension simple, b) : Chaîne d'ancrage, c) : Chaîne de suspension double. ....	15
Figure 10: a) Pylône monopole; b) Pylône haubané; c) Pylône treillis .....	17
Figure 11: Les pylônes en fonction de la disposition des consoles .....	18
Figure 12: Les différents types de fondations .....	19
Figure 13: Les amortisseurs .....	19
Figure 14: Les manchons de jonctions et de dérivation .....	20
Figure 15: Les entretoises .....	21
Figure 16: Les balises lumineuses .....	21
Figure 17: Les balises diurnes .....	22
Figure 18: Les balises avifaunes .....	22
Figure 19 : Evolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit .....	29
Figure 20: Modélisation du réseau .....	42
Figure 21: Profil en long de la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est .....	55
Figure 22 : Organigramme de la SONABEL .....	64
Figure 23: Répartition des pylônes le long de la ligne .....	66
Figure 24: Caractéristiques normalisées des isolateurs .....	67
Figure 25: Résultats détaillés de la simulation .....	68
Figure 26: Résultats de simulations pour les conducteurs .....	83
Figure 27: Répartition des pylônes le long de la ligne avec PLS CADD .....	84
Figure 28: Profil en long de la ligne .....	85

## LISTE DES ABREVIATIONS

---

<b>2iE</b>	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
<b>AIS</b>	Air Insulated Switchgear
<b>BID</b>	Banque Islamique de Développement
<b>BIL</b>	Basic Insulator Level
<b>BOAD</b>	Banque Ouest Africaine de Développement
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>DAO</b>	Dossier d'Appel d'Offres
<b>DP</b>	Direction des Projets
<b>EDF</b>	Electricité De France
<b>EPI</b>	Equipements de Protection Individuelle
<b>FCFA</b>	Francs des Communautés Françaises en Afrique
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>HTA</b>	Haute Tension Catégorie A
<b>HTB</b>	Haute Tension Catégorie B
<b>IST</b>	Infections Sexuellement
<b>NIES</b>	Notice d'Impact Environnemental et Social
<b>OPGW</b>	Optical Ground Wire
<b>P.al</b>	Pylône d'alignement
<b>PERREL</b>	Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Électriques
<b>PGES</b>	Plan de gestion Environnemental et Social
<b>PLS CADD</b>	Power Lines Systems-Computer Aided Design and Draft
<b>PR-RNI</b>	Projet de Renforcement du Réseau National Interconnecté
<b>RN</b>	Route Nationale
<b>SIDA</b>	Syndrome d'immunodéficience acquise
<b>SOE</b>	Section Optimale Economique
<b>SONABEL</b>	Société Nationale d'Électricité du Burkina
<b>TTC</b>	Toutes Taxes Comprises
<b>TVA</b>	Taxe sur la valeur Ajoutée
<b>UEMOA</b>	Union Economique et Monétaire Ouest Africain

## I. INTRODUCTION

---

L'accès à une énergie fiable est un défi stratégique pour le Burkina Faso, un pays en voie de développement où la croissance démographique contraint une pression croissante sur les infrastructures énergétiques. Entre 2010 et 2018, la population burkinabè a connu une croissance de 3,1 % par an, tandis que la consommation d'électricité par habitant atteignait seulement 175 kWh par an en 2018, un des niveaux les plus faibles au sein de l'espace UEMOA[1]. Cette consommation limitée reflète les défis structurels auxquels le pays est confronté, notamment une forte dépendance énergétique. En 2018, le taux de dépendance énergétique du Burkina Faso était de 26 %, témoignant de l'insuffisance de la production locale pour répondre à une demande croissante en énergie[2].

Plusieurs facteurs expliquent cela à savoir la croissance démographique rapide du pays qui entraîne une augmentation continue de la demande en électricité, le coût de production de l'électricité élevé en raison de la dépendance aux énergies fossiles, ce qui rend l'accès à l'électricité difficile pour une grande partie de la population, le réseau de transport et de distribution d'électricité est insuffisant et vieillissant[3]. Cela limite l'accès à l'électricité, notamment dans les zones rurales et périphériques du pays.

Face à cela la SONABEL avec le soutien de la BOAD a lancé un projet de renforcement nommé PR-RNI visant à la création et à l'extension des postes et de trois liaisons à haute tension parmi lesquels figurent la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est qui fait l'objet de notre étude dans le but d'améliorer l'accès à l'électricité pour la population.

Notre étude porte sur « l'étude électrique et mécanique de la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est », et s'organise en plusieurs points essentiels. Tout d'abord, elle présente la structure d'accueil et le projet d'étude. Ensuite, elle aborde les généralités sur le réseau électrique. Par la suite, elle traite du dimensionnement électrique et mécanique de la ligne, suivi des simulations réalisées avec les logiciels Néplan et PLS-CADD. Enfin, l'étude inclut une évaluation financière et une notice d'impact environnemental et social, avant de se conclure par une synthèse des résultats, des recommandations et des annexes pour approfondir certains aspects.

## **II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU PROJET D'ETUDE**

---

### **II.1 Présentation de la structure d'accueil : SONABEL**

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) est une entreprise publique dotée d'un capital de 63 308 270 000 F CFA, entièrement détenu par l'État burkinabè. Elle est placée sous la supervision de trois ministères : le Ministère de l'Énergie, des Mines et des Carrières pour les aspects techniques, le Ministère de l'Économie, des Finances et du Développement pour les questions financières, et le Ministère de l'Industrie, du Commerce et de l'Artisanat pour la gestion administrative.

La SONABEL est administrée par un conseil d'administration composé de neuf membres. Sa direction est assurée par un directeur général, secondé par des conseillers techniques, et soutenu par divers départements ainsi que des cellules dédiées aux projets spécifiques. L'instance suprême de prise de décision au sein de l'entreprise est l'assemblée générale des sociétés d'État.

### **II.1.2 Historique et statut de la SONABEL**

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) a acquis son statut de société d'État le 14 avril 1995. Initialement doté d'un capital de 46 milliards de francs CFA, celui-ci a été porté à 63 308 270 000 francs CFA depuis le 15 juillet 2013. Le siège social de l'entreprise est situé à Ouagadougou.

En 1976, la SONABEL avait le statut d'Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC). Au fil des années, elle a connu plusieurs mutations, aussi bien sur le plan de sa structure financière que de sa dénomination. Elle a successivement été connue sous les noms d'Énergie de l'Afrique-Occidentale Française (ÉNERGIE AOF), Société Africaine d'Électricité (SAFELEC), puis Société Voltaïque d'Électricité (VOLTELEC). Pendant longtemps, elle a exercé en tant que société monopolistique, assurant exclusivement la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique au Burkina Faso.

Cependant, depuis 1998, l'État a décidé d'ouvrir le sous-secteur de l'électricité à des opérateurs privés. Malgré cette ouverture, aucun acteur indépendant n'a encore investi dans la production

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

d'électricité. En décembre 2000, le gouvernement burkinabè a adopté un document stratégique intitulé *Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie*. Ce document constitue un cadre de référence pour orienter les réformes dans le secteur énergétique du pays.

En outre, la loi n°012-2011/AN du 4 juillet 2011, votée par l'Assemblée nationale, autorisait la privatisation de la SONABEL. Bien que ce processus ait été lancé, il a finalement été abandonné.

### **II.1.3 Organisation de la SONABEL**

La SONABEL est administrée par un Conseil d'Administration, l'organe suprême de gouvernance, composé de neuf membres, dont huit représentent l'État et les travailleurs. La fonction de commissaire aux comptes est assurée par le cabinet ACECA International. La direction générale de la société est confiée à un directeur général, qui gère les activités de l'entreprise conformément au décret n°97-599/PES/PM/MEM/MCIA du 31 décembre 1997, qui approuve les statuts de la SONABEL.

L'organigramme général de la SONABEL mis à jour en 2019 est présenté dans l'**Annexe I**.

### **II.1.4 Présentation du service : L'UG-PERREL**

L'Unité de Gestion du Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Électriques (UG-PERREL) est une entité rattachée à la Direction des Projets de la SONABEL. Officiellement mise en place le 23 janvier 2017 à Ouagadougou, elle est dirigée par un chef de projet, assisté de deux ingénieurs électriciens et d'une secrétaire.

L'UG-PERREL bénéficie également de l'expertise de spécialistes dans divers domaines, notamment :

- ✓ Gestion financière,
- ✓ Suivi-évaluation de projets,
- ✓ Gestion environnementale,
- ✓ Passation des marchés.



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Le projet PERREL vise principalement à augmenter le taux d'électrification nationale, à améliorer la qualité de l'approvisionnement en énergie électrique et à renforcer la sécurité du réseau électrique au Burkina Faso. Ce projet est financé grâce à l'appui de la Banque Islamique de Développement (BID), de la Banque Mondiale, ainsi qu'à une contribution financière de la SONABEL, mobilisée sur fonds propres.

### **II.2 Présentation du projet d'étude**

#### **II.2.1 Localisation du site du projet**

Ce projet porte sur la construction d'une ligne électrique aérienne 90 kV double ternes reliant le poste de Kossodo à celui de Ouaga-Est, dans la ville de Ouagadougou, capitale du Burkina Faso. Le point de départ de cette ligne est le jeu de barre 90/33/15 kV du poste de Kossodo, situé dans le quartier de Kossodo, une zone industrielle importante de la capitale localisée au nord de Ouagadougou. Le point d'arrivée est le futur poste 330/225/90/33 kV de Ouaga-Est, qui sera implanté à Saaba un quartier périphérique, situé à l'est de Ouagadougou. La ligne projetée traverse diverses zones urbaines de Ouagadougou et vise à améliorer l'acheminement l'énergie électrique entre ces deux zones stratégiques. Cette infrastructure permettra de répondre à la demande croissante en énergie électrique tout en soutenant les dynamiques de développement de la ville Ouagadougou et de ses environs.

#### **II.2.2 Description du tracé de la ligne Kossodo-Ouaga-Est**

Le tracé Kossodo-Ouaga-Est, long de 17 km environ comporte 15 points d'angle, part du point d'angle KOE01 au site du poste 90/33/15 kV de Kossodo dans la direction Nord. Il emprunte le même couloir que la ligne 90 kV Kossodo-Ziniaré jusqu'au point d'angle KOE07. Il prend la direction Est en traversant la RN 3 jusqu'au point d'angle KOE09. Du point d'angle KOE10, il prend la direction Sud, traverse la RN 4 et prend fin point d'angle KOE015 au site du poste 330/225/90/33 kV à l'Est de Ouagadougou. La **Figure 1** représente le tracé de la ligne réalisé avec le logiciel Google Earth grâce aux coordonnées géographiques référencées des points d'angle présentées en **Annexe II**.

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

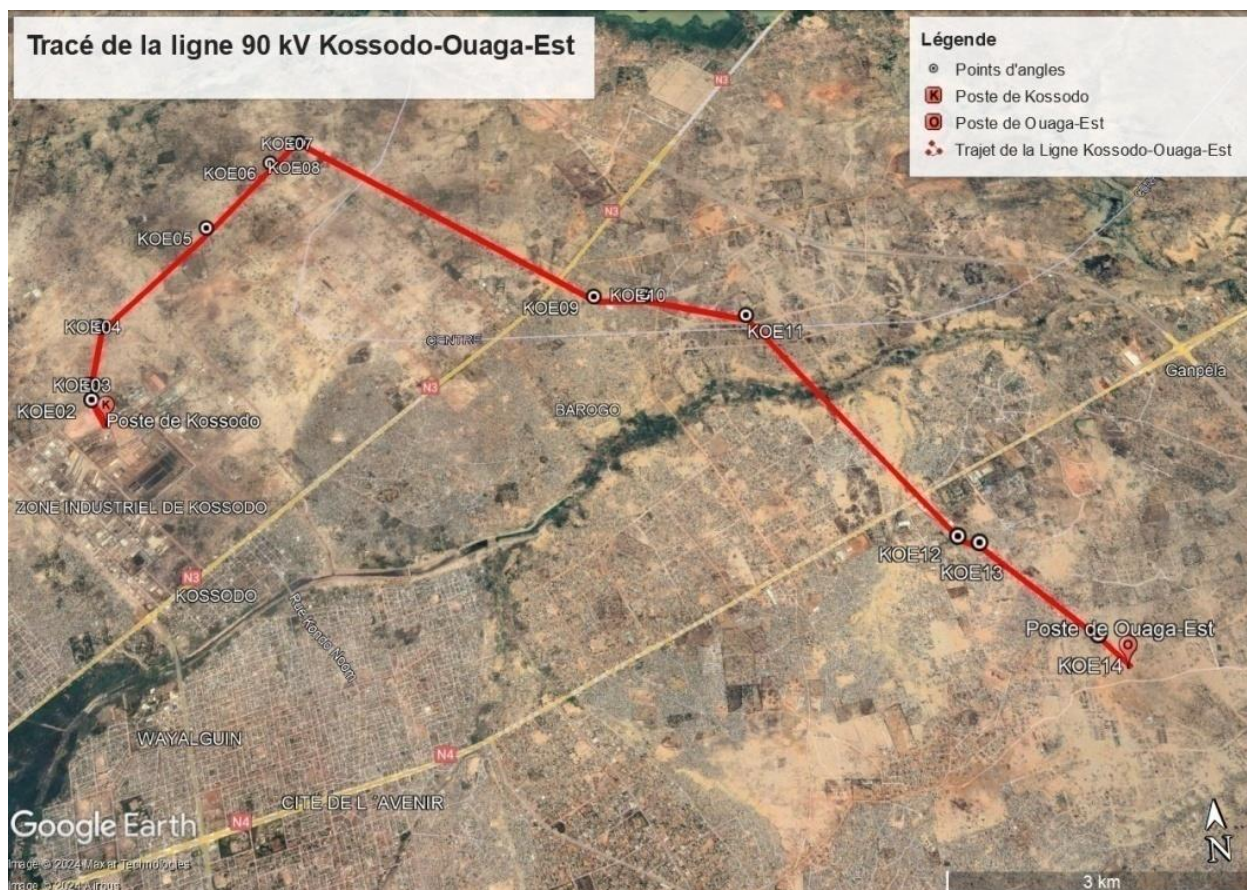


Figure 1: Tracé de la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est

### III. GÉNÉRALITÉS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

#### III.1 Généralités sur le réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures conçu pour assurer la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Il est constitué principalement de centrales électriques, qu'elles soient thermiques, nucléaires, hydroélectriques, éoliennes ou solaires, qui produisent l'électricité. Cette énergie est ensuite transportée sur de longues distances par des lignes à haute tension, reliant les zones de production aux centres de consommation de manière efficace. Enfin, les réseaux de distribution à basse et moyenne tension assurent l'acheminement de l'électricité jusqu'aux utilisateurs finaux, notamment les ménages et les entreprises. Les lignes électriques se distinguent selon quatre critères principaux : le niveau de tension, la topologie, la nature et la fonction.

##### III.1.1 Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension

Les réseaux électriques sont catégorisés en fonction de leur niveau de tension. La norme NF C18-510 identifie quatre niveaux de tension, présentés en détail dans le **Tableau I**:

Tableau I: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension

Niveau de tension		En courant alternatif	En courant continu
Très Basse Tension (TBT)		$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
Basse Tension (BT)		$50 \text{ V} < U \leq 1\,000 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U \leq 1\,500 \text{ V}$
Haute Tension (HT)	HTA	$1\,000 \text{ V} < U \leq 50\,000 \text{ V}$	$1\,500 \text{ V} < U \leq 75\,000 \text{ V}$
	HTB	$U > 50\,000 \text{ V}$	$U > 75\,000 \text{ V}$

##### III.1.2 Classification des réseaux électriques suivant la topologie

La classification du réseau électrique selon la topologie comprend trois principaux types :

- ✓ **Le réseau radial** : Il adopte une organisation en forme d'arbre, partant d'un point central et se ramifiant vers les points périphériques. Ce type de réseau ne présente ni redondance ni boucle, ce qui le rend moins résilient en cas de défaillance. Cependant, il présente l'avantage d'être plus simple à concevoir et à gérer.
- ✓ **Le réseau en boucle** : Ce réseau forme des structures circulaires qui permettent une alimentation électrique bidirectionnelle, offrant ainsi un certain niveau de redondance.
- ✓ **Le réseau maillé** : Ce type de réseau est caractérisé par une interconnexion entre les différents nœuds, offrant ainsi une grande redondance et une fiabilité élevée.

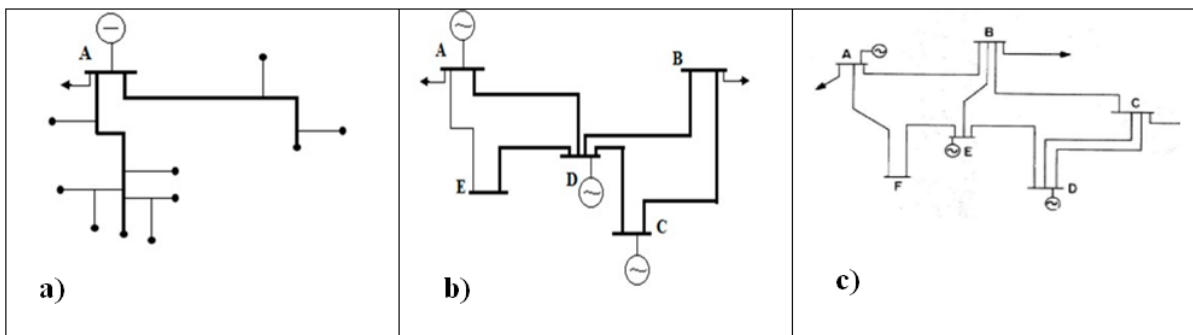


Figure 2: a) Réseau radial ; b) Réseau bouclé ; c) Réseau maillé

### III.1.3 Classification des réseaux électriques suivant la fonction

Le réseau électrique d'un pays peut être divisé en plusieurs catégories fonctionnelles, à savoir : le réseau de distribution, le réseau de répartition, le réseau de transport et le réseau d'interconnexion. Chacun de ces réseaux remplit un rôle précis dans la chaîne d'approvisionnement de l'électricité.

#### III.1.3.1 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution, dont la mission principale est d'assurer l'approvisionnement en électricité pour l'ensemble des consommateurs, sont organisés en deux niveaux de tension. Le premier, de moyenne tension, est destiné à alimenter les entreprises et les industries, tandis que le second, de basse tension, est conçu pour fournir l'électricité aux foyers domestiques. Cette organisation hiérarchique permet une distribution optimale de l'énergie électrique, répondant ainsi aux besoins tant des grandes structures industrielles que des consommateurs particuliers.

### **III.1.3.2 Le réseau de répartition**

Le réseau de répartition a pour rôle de transférer l'électricité à haute tension depuis le réseau de transport vers les réseaux de distribution, qui alimentent les consommateurs finaux. Il réduit les pertes d'énergie en fonctionnant à haute tension et utilise des postes de transformation pour ajuster cette tension aux besoins des réseaux de distribution. Ce réseau est nécessaire pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande en électricité, garantissant ainsi la fiabilité et la stabilité de l'approvisionnement dans les zones de consommation.

### **III.1.3.3 Le réseau de transport**

Les réseaux de transport, opérant à haute tension de catégorie B, assurent le transfert de l'électricité à l'échelle nationale, depuis les centres de production jusqu'aux zones de consommation. À la sortie des centrales, l'électricité est convertie en haute tension afin de réduire les pertes lors du transport et d'optimiser l'efficacité du réseau.

### **III.1.3.4 Le réseau d'interconnexion**

L'interconnexion correspond à une infrastructure qui relie plusieurs réseaux électriques, facilitant ainsi les échanges d'électricité entre différentes régions ou pays

## **III.2 Les principaux composants d'une ligne aérienne HTB**

Les principaux composants d'une ligne aérienne HTB sont :

- ✓ Les conducteurs
- ✓ Le câble de garde
- ✓ Les isolateurs et les pylônes



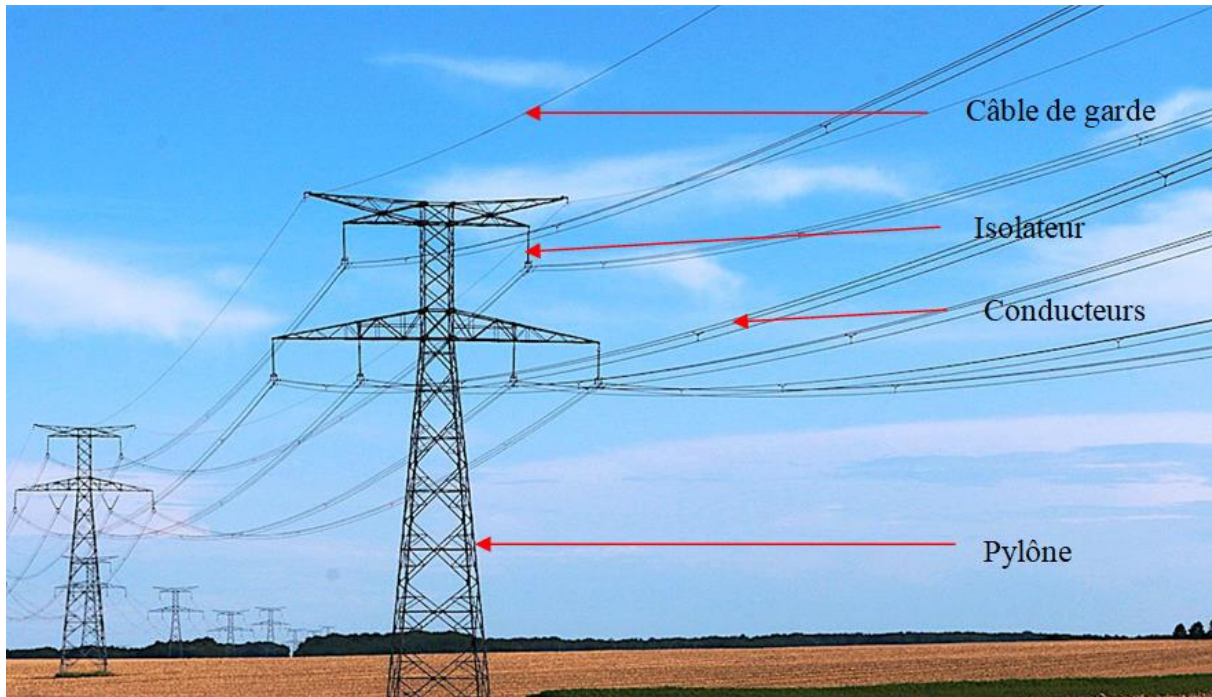


Figure 3: Principaux composants d'une ligne aérienne

### III.2.1 Les conducteurs

Dans la construction des lignes de transport électrique à haute tension, le cuivre est souvent considéré comme le meilleur conducteur grâce à sa faible résistivité et à sa capacité de résister aux chocs. Cependant, son poids élevé, sa manipulation difficile et son coût important limitent son usage. L'aluminium s'impose alors comme une alternative, car il est léger, économique et facile à utiliser. Bien que sa résistance à la rupture soit inférieure, des traitements et alliages spécifiques, tels que l'aluminium-acier et l'almélec-acier, ont permis d'améliorer ses propriétés mécaniques et de durabilité. Les câbles en aluminium utilisés pour ces applications se divisent en deux grandes catégories :

- ✓ **Les câbles homogènes**, composés de fils équilibrés de même diamètre, organisés en couches hélicoïdales autour d'un brin central.
- ✓ **Les câbles mixtes**, comprenant un mélange d'aluminium et d'acier ou d'alliages comme l'almélec. Ces câbles sont généralement équilibrés jusqu'à des sections de 250 à 300 mm<sup>2</sup>. Au-delà, des câbles non-équilibrés sont utilisés, où le rapport acier/aluminium est ajusté selon les besoins en résistance mécanique ou conductivité.

Le **Tableau II** présente les propriétés des matériaux utilisés pour la fabrication des conducteurs.

**Tableau II: 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 <sup>-3</sup> )	8 890	2 700	7 800
Contrainte de Rupture à la traction (Mpa)	380 à 450	150 à 190	1410 à 1450

### III.2.1.1 Conducteurs en aluminium-acier

Les conducteurs aluminium-acier ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) se compose de deux éléments principaux : un cœur en acier galvanisé et une enveloppe extérieure en aluminium. Le cœur en acier galvanisé offre une résistance mécanique élevée ce qui permet au câble de supporter les charges de tractions et les forces mécaniques auxquelles il peut être soumis. Selon la norme NF EN 60 889, le câble ACSR a une contrainte à la rupture en traction de 160 MPA. L'enveloppe extérieure en aluminium assure la conductivité électrique et facilite le transport du courant électrique.



**Figure 4: Conducteur en aluminium acier (ACSR)**

### III.2.1.2 Conducteurs en alliage aluminium-acier (almélec acier)

Les conducteurs en alliage aluminium-acier AACSR (Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced) ont été développés pour renforcer la résistance à la rupture sous traction du matériau d'aluminium durci utilisé pour les lignes à haute tension. Ils sont composés d'un cœur central en fil d'acier galvanisé, qui supporte principalement les forces mécaniques, entouré de plusieurs couches de fil d'aluminium qui assurent la conduction du courant électrique. Ce type de câble est couramment utilisé comme conducteur de phase en moyenne tension, notamment dans les régions où les dépôts de givre sont importants ou dans les zones montagneuses.



**Figure 5: Conducteur almélec acier (AACSR)**

### III.2.1.3 Conducteur en alliage aluminium (almélec)

Les conducteurs en alliage d'aluminium à torons concentriques AAAC (All-Aluminium Alloy Conductor), également appelés conducteurs en alliage d'aluminium-magnésium-silicium (almélec en français), sont fabriqués à partir d'un alliage d'aluminium à haute résistance, composé de magnésium et de silicium. Ces conducteurs sont utilisés dans les lignes électriques aériennes, nécessitant une résistance mécanique supérieure à celle des conducteurs ACSR. Les conducteurs AAAC offrent un meilleur rapport résistance-poids et une capacité de déformation plus élevée que les câbles ACSR. Grâce à leur constitution homogène, ils peuvent supporter une tension mécanique d'environ 350 MPa et présentent une résistivité de  $3,26 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ , qui est plus faible que celle des autres conducteurs. Léger, résistant à la corrosion, l'AAAC est aujourd'hui le matériau privilégié pour la construction des lignes électriques de transport haute tension.





**Figure 6: Conducteur en alliage d'aluminium (AAAC)**

Les caractéristiques techniques des différents types de conducteurs sont présentées dans le **Tableau III**.

**Tableau III: Caractéristiques des câbles ACSR, AACSR, AAAC**

Type de câble	Résistivité à 20°C (10-8 $\Omega \cdot m$ )	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	1 410-1 450	185 000	11,5	75
AACSR	2,82	2700	150-190	60 000	23	75
AAAC	3,26	2700	320- 380	60 000	23	75

### III.2.2 Le câble de garde

Le câble de garde, installé au-dessus des conducteurs d'une ligne électrique, remplit trois fonctions clés : protection, gestion du réseau, et télécommunications. Conçu à partir de fils d'aluméc et d'acier à haute résistance, il apporte des avantages à la fois électriques, mécaniques et communicatifs.

- ✓ **Protection électrique** : raccordé à la terre, le câble de garde protège les lignes contre les effets des coups de foudre. Il prévient les surtensions sur les conducteurs principaux

et permet de dévier rapidement les courants de défaut vers la terre, évitant ainsi des dommages importants aux installations.

- ✓ **Sur le plan mécanique :** Avec une haute résistance mécanique malgré une section relativement faible, le câble de garde contribue à stabiliser les pylônes de la ligne. Sa robustesse est essentielle pour maintenir l'intégrité structurelle du réseau, notamment face aux intempéries et autres contraintes extérieures.
- ✓ **Sur le plan de télécommunications :** Le câble de garde peut également servir de vecteur de communication. Dans sa version OPGW (Optical GroundWire), il intègre des fibres optiques qui permettent de transmettre les informations nécessaires à la gestion et à la protection du réseau électrique. En outre, il offre des services de télécommunication haut débit, particulièrement utiles aux collectivités locales.

Deux types de câbles de garde existent :

- ✓ Les câbles alu-mécan-acier (AACSR) avec des circuits de télécommunications intégrés.
- ✓ Les câbles alu-mécan-acier (AACSR) standards



**Figure 7: Câble de garde à fibre optique**

### **III.2.3 Les isolateurs**

Les isolateurs jouent un rôle essentiel dans la fixation et l'isolation des conducteurs par rapport aux pylônes des lignes électriques. Leur fonction est à la fois électrique et mécanique, garantissant la sécurité et la stabilité des installations.

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

- ✓ **Rôle électrique** : Les isolateurs servent à maintenir les conducteurs séparés des pylônes pour prévenir les risques de court-circuit ou de fuite de courant. Ils doivent assurer un isolement efficace, même dans des conditions difficiles, telles que la pluie, la pollution ou d'autres environnements hostiles, tout en supportant les contraintes à fréquence industrielle.
- ✓ **Rôle mécanique** : En plus de soutenir le poids des conducteurs, les isolateurs veillent à leur maintien dans la position prévue. Ils doivent être suffisamment robustes pour résister à la traction exercée par les conducteurs et suffisamment flexibles pour absorber les mouvements dus au vent sans se casser.

Les éléments de chaînes, largement utilisés dans les lignes à haute tension (HTB), se déclinent en plusieurs variantes, adaptées à des configurations spécifiques :

- ✓ **La chaîne de suspension simple** : Employée pour les sections rectilignes des lignes ou lorsque les angles sont inférieurs à 2 grades, elle offre une solution fiable pour maintenir les conducteurs en position.
- ✓ **La chaîne de suspension double** : Conçue pour les traversées, elle se caractérise par deux files d'isolateurs disposées dans un plan perpendiculaire au conducteur, garantissant une stabilité renforcée.
- ✓ **La chaîne d'ancrage double** : Utilisée dans les points d'ancrage et pour des angles allant de 2 à 90 grades, elle dispose de deux files d'isolateurs alignées horizontalement pour supporter efficacement les contraintes mécaniques.

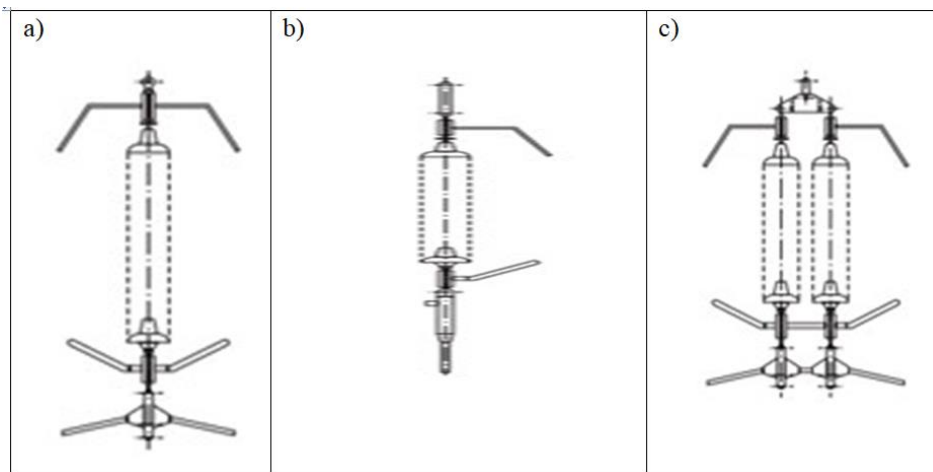
Selon leur matériau de fabrication, les isolateurs sont conçus en versions synthétiques ou composites, en verre (trempé ou écouli) et en céramique. Chaque type de matériau présente des caractéristiques spécifiques, associées à des avantages et des inconvénients qui sont répertoriés dans le **Tableau IV**.

**Tableau IV: Avantages et inconvénients des différents types isolateurs**

Matériaux	Avantages	Inconvénients
<b>Composites</b>	Excellente tenue mécanique, poids réduit, et grande résistance à la corrosion	Vieillessement non apparent, coût élevé, et durabilité pouvant varier selon les conditions
<b>Verre</b>	Détection facile des défauts, coût abordable, solidité mécanique, et tolérance aux variations thermiques rapides	Fragilité prononcée et manipulation complexe
<b>Céramique</b>	Haute résistance mécanique, excellente protection contre la corrosion, et durée de vie prolongée	Poids conséquent, grande fragilité, et coût très élevé



**Figure 8: a) Isolateurs en composite; b) isolateurs en verre; c) isolateurs en céramique**



**Figure 9: Les éléments de chaîne avec a) : Chaîne de suspension simple, b) : Chaîne d’ancrage, c) : Chaîne de suspension double.**

### III.2.4 Les pylônes

Les pylônes, qui servent de structures de support pour les lignes à haute tension (HTB), ont pour fonction principale de maintenir les câbles à une distance sécuritaire par rapport au sol et aux obstacles environnants. Cette disposition permet de protéger les personnes et les infrastructures se trouvant à proximité des lignes électriques. La conception des pylônes, notamment leur forme, leur hauteur et leur capacité mécanique, est déterminée par divers facteurs, tels que les contraintes environnementales, les conditions climatiques locales et les caractéristiques du terrain. Par ailleurs, les pylônes peuvent être classés selon plusieurs critères spécifiques.

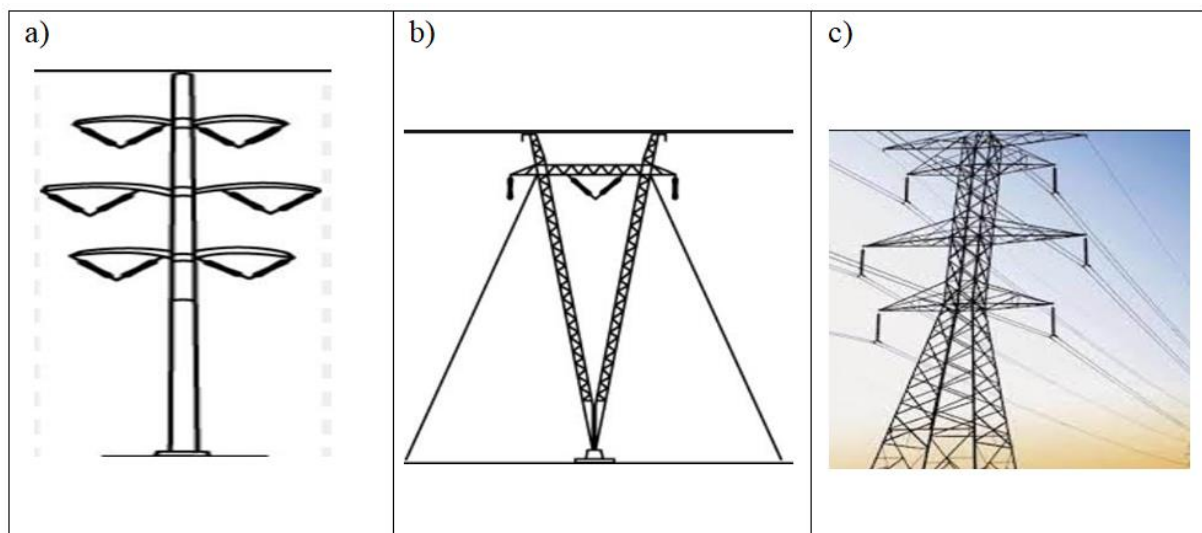
#### III.2.4.1 Classification des pylônes suivant la conception

Selon leur architecture, les pylônes se répartissent en trois grandes catégories : les pylônes haubanés, les pylônes monopodes et les pylônes en treillis. Il existe toutefois des variantes, qui sont présentées dans le **Tableau V**.

**Tableau V: Classification des pylônes[5]**

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'usinage implique l'utilisation de peu d'acier que le type haubané en V
	En V	Adapté pour des tensions entre 230 kV et 735 kV, il est plus économique que les pylônes traditionnels.
Monopodes	Roseau	Utilisé principalement dans le nord de la France pour des tensions avoisinant les 400 kV.
	Fougère	Couramment utilisé dans le sud de la France pour des lignes à haute tension.

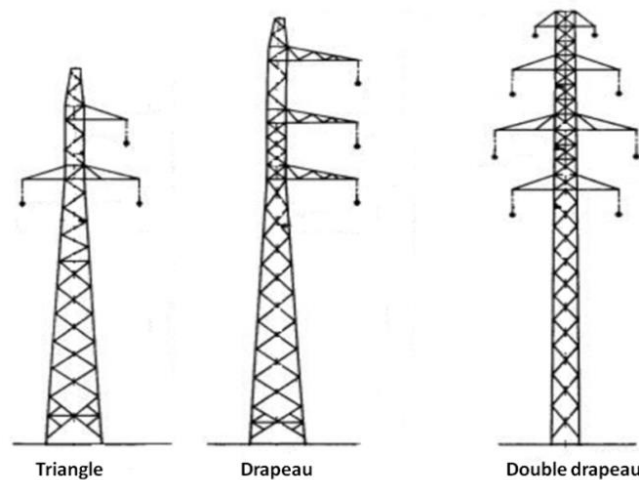
	Muguet	Ce pylône léger est particulièrement adapté aux zones urbaines.
Treillis	Triangle ou classique	Employé pour des tensions entre 90 kV et 315 kV, il occupe peu d'espace au sol avec une hauteur variant entre 20 et 60 mètres.
	Portique	Adapté aux lignes à 735 kV, il est peu encombrant au sol et utilisé principalement en zones agricoles.
	Chat ou Mae West	Utilisé pour des tensions entre 110 kV et 735 kV, idéal pour les terrains accidentés et les traversées, avec un montage simplifié.
	Trianon	Ce pylône à la structure aérée et à la forme géométrique simple est couramment utilisé pour des tensions entre 225 et 400 kV. Sa hauteur peut atteindre 35 m.
	Beaubourg ou F44	Conçu dans le cadre d'un projet collaboratif avec EDF, il a été sélectionné pour sa performance et sa fiabilité.



**Figure 10: a) Pylône monopole; b) Pylône haubané; c) Pylône treillis**

#### **III.2.4.2 Classification des pylônes suivant la disposition des consoles**

Les pylônes peuvent également être catégorisés en fonction de la configuration de leur console, comme illustré sur la **Figure 11**.



**Figure 11: Les pylônes en fonction de la disposition des consoles**

#### **III.2.4.3 Les fondations [6]**

Les fondations jouent un rôle fondamental en assurant la stabilité des pylônes, en les fixant solidement dans le sol. Elles sont en contact direct avec le terrain et supportent à la fois le poids des pylônes et les diverses contraintes auxquelles ceux-ci sont soumis. Le choix du type de fondation dépend de plusieurs critères, dont le modèle de pylône utilisé et les caractéristiques spécifiques du sol. Deux grandes catégories de fondations peuvent être distinguées :

- ✓ **Les fondations multipodes de type dalle et cheminée** : Ces fondations, généralement de forme carrée ou rectangulaire, sont particulièrement adaptées aux pylônes en treillis. Elles assurent une large répartition des charges, garantissant une stabilité optimale.
- ✓ **Les fondations massives de type monobloc** : Ce type de fondation est principalement utilisé pour les pylônes monopodes, qu'ils soient métalliques ou en béton, ainsi que pour les pylônes tétrapodes à faible empattement. Parmi les variantes, on retrouve les fondations à bulles et à grille, qui font également partie de cette catégorie monobloc.

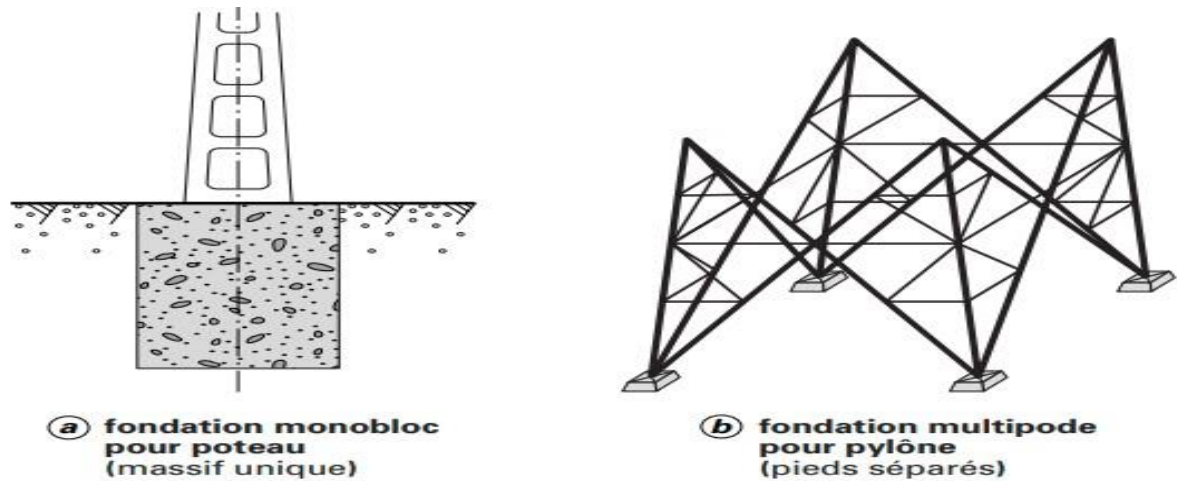


Figure 12: Les différents types de fondations

### III.3 Les équipements accessoires de la ligne

#### III.3.1 Les amortisseurs ou stockbridge

Les amortisseurs, réduisent les vibrations des conducteurs causées par le vent. Composés de masses métalliques fixées au conducteur, ils dissipent l'énergie vibratoire en oscillant en opposition de phase avec le conducteur. Ces dispositifs protègent les conducteurs contre la fatigue mécanique, augmentant ainsi leur fiabilité et leur durée de vie.

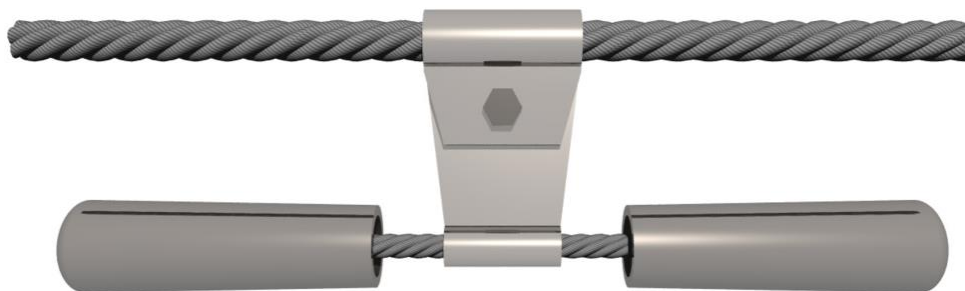


Figure 13: Les amortisseurs



### III.3.2 Les manchons de jonction et de dérivation

Les manchons de jonction et de dérivation assurent la continuité électrique et mécanique des lignes HTB. Les manchons de jonction relient deux conducteurs, tandis que ceux de dérivation connectent un conducteur principal à un secondaire ou à un équipement.



Figure 14: Les manchons de jonctions et de dérivation

### III.3.3 Les dispositifs d'ancrage

Les dispositifs d'ancrage sur une ligne de transport électrique haute tension assurent la fixation des conducteurs aux pylônes à des points spécifiques. Leur rôle principal est de supporter les efforts mécaniques, notamment la tension des conducteurs, et de résister aux contraintes extérieures comme le vent, le poids de la glace ou les variations de température.

### III.3.4 Les entretoises ou spacers

Les entretoises, sont des dispositifs utilisés dans les lignes de transmission d'énergie électrique à haute tension. Leur rôle principal est de maintenir un espacement fixe et constant entre les conducteurs d'un faisceau (généralement un faisceau constitué de plusieurs câbles conducteurs

parallèles). Cette configuration est couramment utilisée pour réduire les pertes énergétiques dues à l'effet de couronne et pour améliorer la répartition des charges électriques.



**Figure 15: Les entretoises**

### **III.3.5 Les balises lumineuses**

Les balises lumineuses servent à signaler la présence des lignes électriques aux aéronefs (avions, hélicoptères, drones) qui volent à basse altitude, notamment dans les zones proches des aéroports, des hélistations ou des couloirs de vol. Elles permettent de prévenir les collisions entre les appareils et les câbles aériens, qui sont parfois difficiles à détecter en raison de leur finesse et de leur hauteur.



**Figure 16: Les balises lumineuses**

### III.3.6 Les balises diurnes

Les balises diurnes, souvent de forme sphérique et de couleur vive (généralement rouge ou orange), sont installées sur les câbles de garde ou les conducteurs pour les rendre visibles aux pilotes d'aéronefs (avions, hélicoptères, drones). Elles préviennent les collisions en signalant les câbles, qui sont parfois difficiles à repérer en plein jour, particulièrement dans des environnements montagneux et de rivières.

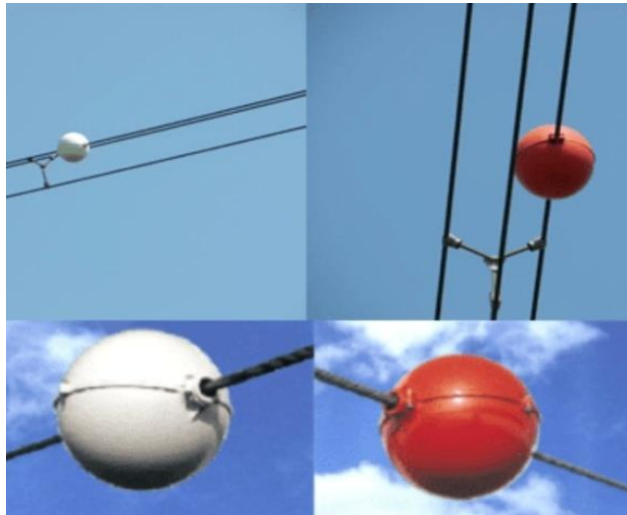


Figure 17: Les balises diurnes

### III.3.7 Les balises avifaunes

Les balises avifaunes sont des dispositifs utilisés sur les lignes à haute tension afin de protéger les oiseaux. Leur but est d'accroître la visibilité des câbles électriques, réduisant ainsi les risques de collision. Généralement de forme ovale, ces balises peuvent également être photoluminescentes pour garantir leur visibilité nocturne.

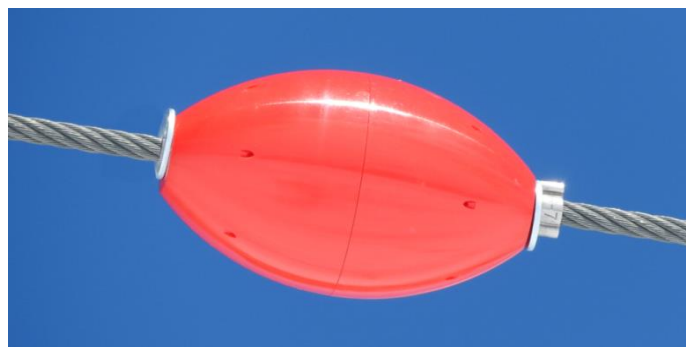


Figure 18: Les balises avifaunes

## IV. ETUDES PRÉLIMINAIRES DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST

Les études préliminaires de la ligne électrique 90 kV Kossodo-Ouaga-Est visent à analyser les conditions géographiques et climatiques de la région, à évaluer les contraintes techniques et réglementaires, et à justifier le choix du niveau de tension, en s'appuyant principalement sur les données issues du Dossier d'Appel d'Offres (DAO), qui constitue la source principale des informations nécessaires à cette analyse.

### IV.1 Etude des conditions géographiques et climatiques de la région

L'établissement des spécifications des équipements et des structures liées à la réalisation de la ligne doit prendre en considération les conditions climatiques et géographiques spécifiques présentes dans la région de Ouagadougou[7].

#### IV.1.1 Caractéristiques climatiques

##### IV.1.1.1 Températures

Les températures maximales se rencontrent en mars / avril alors que les températures minimales se trouvent en décembre / janvier. Les températures à utiliser pour la conception des ouvrages sont :

- ✓ Température maximale de l'air + 50 °C
- ✓ Température minimale de l'air + 12 °C
- ✓ Température moyenne annuelle de l'air + 28 °C

##### IV.1.1.2 Vents et Directions

Le Burkina Faso se situe entre la zone chaude et humide des pays du littoral subéquatorial africain et le climat soudanien au Nord. Le climat est directement influencé par les vents qui soufflent alternativement de la direction Nord-Est en période sèche (Harmattan) et de la direction Sud-Ouest en période humide (Mousson).

Le **Tableau VI** suivant donne les vitesses de vent retenues pour la conception des ouvrages.

**Tableau VI: Vitesses de vents utilisées pour le dimensionnement au Burkina Faso**

Vents	(m/s)	(km/h)
Minimum	0,5	1,8
Moyen	9,0	33,0
Maximum	36,0	130,0

#### **IV.1.1.3 Précipitation et taux d'humidité relative de l'air**

Les précipitations annuelles maximales se situent aux environs de 1190 mm à Ouagadougou. Elles sont assez principalement réparties entre juin et septembre avec des précipitations mensuelles qui varient de 100 à 400 mm.

La région se caractérise par un taux d'humidité relative qui peut atteindre des valeurs proches de 100 % notamment durant les mois de juillet, août et septembre. On retiendra un taux d'humidité relative de 100 %.

#### **IV.1.1.4 Pollution**

En ce qui concerne l'environnement local, celui-ci se caractérise par une pollution d'origine industrielle pratiquement nulle. Par contre, en saison sèche, la région subit un vent d'harmattan de direction Nord-Est chargé de poussières de sable (silice) et de latérite. De plus, d'éventuels feux de brousse peuvent charger l'air de suie. La région peut donc être considérée comme légèrement polluée.

#### **IV.1.1.5 Rayonnement solaire**

La durée d'ensoleillement journalier varie entre 6 et 8 heures suivant la saison. Compte tenu de la latitude de la région comprise entre 13 et 14 degrés de latitude Nord et de l'altitude relativement basse de la région (comprise entre 300 et 400 m par rapport au niveau de la mer), un rayonnement solaire de 100 W/m<sup>2</sup> est retenu.

#### **IV.1.1.6 Niveau kéraunique**

Le niveau kéraunique correspond au nombre de jours orageux par année en un lieu d'observation donné. Le jour orageux étant défini comme le jour pendant lequel un coup de tonnerre au moins

peut être entendu en un lieu d'observation donné. La valeur moyenne du niveau kéraunique pour la région est de 130.

## **IV.2 Contraintes techniques et réglementaires**

La mise en place d'une ligne électrique est soumise à un ensemble de règles englobant des normes techniques dans le but de parvenir à un projet respectueux de l'environnement et doté de performances fiables et robustes. Les lignes électriques doivent répondre à des critères de stabilité, de fiabilité et de robustesse conformément aux prescriptions faites par la norme afin d'assurer une alimentation électrique constante et sécurisée. Chaque composant, qu'il s'agisse des conducteurs, des isolateurs ou des pylônes, fait l'objet d'une étude conforme aux spécifications des normes techniques en vigueur. Ces normes servent de référence, garantissant ainsi la qualité et la performance optimale de l'ensemble des éléments de la ligne.

Outre, les dispositions qui ont été prises pour garantir la qualité de l'ouvrage, le projet de construction de la ligne tient également compte de l'impact sur l'équilibre écologique local. Il doit s'assurer de la préservation des écosystèmes et de la gestion responsable des ressources naturelles. La conformité aux règlements environnementaux locaux et internationaux est une priorité, impliquant des évaluations d'impact environnemental et des engagements en faveur de la durabilité.

### **IV.2.1 Au plan législatif et réglementaire**

Les lois prises en compte sont [7] :

- ✓ La loi N° 006-2013/AN du 02 avril 2013, portant Code de l'environnement Burkina Faso,
- ✓ La loi n° 034-2012/AN du 02 juillet 2012 la loi portant Réorganisation Agraire et Foncière (RAF) au Burkina Faso,
- ✓ La loi n° 003/2011/AN du 05 Avril 2011 portant code forestier, Le décret N° 2015-1187/PRESRRANS/PM/MATD/MAE/MARHASA/MRH/MICA/MHU/MIDT/MCT du 22 octobre 2015 portant conditions de procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale et sociale

#### **IV.2.2 Sur le plan technique**

Le niveau de tension sélectionné lors de la conception d'une ligne électrique dépend de divers facteurs et considérations. En effet, le choix de la tension est déterminé en tenant compte des éléments suivants :

- ✓ Demande électrique : le niveau de tension est souvent choisi en fonction des besoins actuels et futurs en électricité dans la région en question.
- ✓ Distance de transport : Les lignes à tension plus élevées sont généralement pour le transport de l'électricité sur les longues distances, ce qui contribue à réduire les pertes de puissances le long de la ligne.
- ✓ L'infrastructure existant : Le réseau électrique déjà en place peut influencer la décision concernant le niveau de tension de la ligne, que ce soit pour faciliter l'interconnexion avec les sous-stations, équilibrer la charge ou minimiser les perturbations.
- ✓ Optimisation des investissements : Le choix du niveau de tension particulièrement pour les lignes à haute tension dédiées au transport de l'énergie, peut être motivé par la recherche d'une optimisation des investissements. Cette décision stratégique vise à maximiser l'efficacité du réseau électrique sur le long en minimisant les pertes d'énergie, en améliorant la capacité de transport, et offrant une solution économique pour répondre à la demande croissante en électricité sur les distances considérables.

Dans le cadre de notre projet d'étude dédié à la conception de la ligne électrique visant à connecter le poste 90 kV de Kossodo au poste 90 kV de Ouaga-Est, la décision a été prise d'opter pour un niveau de tension de 90 kV. Cette démarche s'inscrit dans une stratégie visant à optimiser la répartition de la charge électrique contribuant à atténuer les contraintes sur le système. De plus, l'implémentation d'une boucle à cette tension favorisera une distribution plus fluide de l'électricité, renforçant la stabilité de l'approvisionnement et améliorant la qualité de la desserte pour les habitants de Ouagadougou et les zones environnantes.

## V. ÉTUDE ÉLECTRIQUE DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST

---

L'étude électrique a pour objectif d'évaluer avec précision les dimensions des équipements électriques nécessaires pour assurer une mise en service fiable, tout en garantissant la sécurité des biens et des personnes, ainsi que la continuité de l'alimentation en électricité.

### V.1 Détermination de la puissance maximale admise

La puissance maximale transitant sur une ligne dépend du niveau de tension et de la longueur de la ligne. Cette relation est définie par la formule suivante :

$$U = k \times \sqrt{P_{max} \times L}$$
$$P_{max} = \frac{U^2}{k^2 \times L} \quad (1)$$

Avec :

- ✓ U : la tension de la ligne en kV ;
- ✓ L : la distance de transport de la ligne en km ;
- ✓ k : facteur approximatif dépendant du type de ligne.

k=3 pour une ligne non compensée

k=2 pour une ligne compensée. Dans notre cas, la ligne sera compensée donc k=2.

Ainsi, la puissance maximale admise par la ligne Kossodo-Ouaga-Est, longue de 17,1 km avec un niveau de tension de 90 kV, est :

$$\underline{AN}: P_{max} = \frac{90^2}{2^2 \times 17,1}$$

$$P_{max} = 118,42 \text{ MW}$$

Cependant, pour le calcul de la puissance maximale devant transiter sur la ligne, nous prendrons en compte la distance entre les postes Kossodo-Ouaga-Est et Ouaga-Est-Patte d'Oie. En effet,



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

le poste Ouaga-Est n'étant pas encore construit, la puissance va transiter dans une première phase entre les postes de la Patte d'Oie et de Kossodo. Les lignes Kossodo-Ouaga-Est et Ouaga-Est-Patte D'Oie sont longues de 17,1 km et 25 km respectivement ; on obtient une distance de transite de 42,1 km entre le poste de Kossodo et celui de Patte d'Oie. Par conséquent, la puissance maximale admise est de :

$$\underline{AN}: P_{max} = \frac{90^2}{2^2 \times 42,1}$$

$$P_{max} = 48,1 \text{ MW}$$

La puissance sélectionnée pour une analyse future s'élève à  $P = 48,1 \text{ MW}$  représentant la capacité maximale de transport de la ligne.

### V.2 Calcul du courant nominal

Le calcul du courant nominal de la ligne est donné par la formule suivante :

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

En considérant un facteur de puissance de 0,85 car la ligne est compensée selon la norme IEEE 141 (IEEE Red Book).

$$I_n = 363,01 \text{ A}$$

### V.3 Calcul de la puissance maximale de court-circuit

Le **Tableau VII** donne les valeurs de références des puissances de court-circuit en fonction du niveau de tension de la ligne.

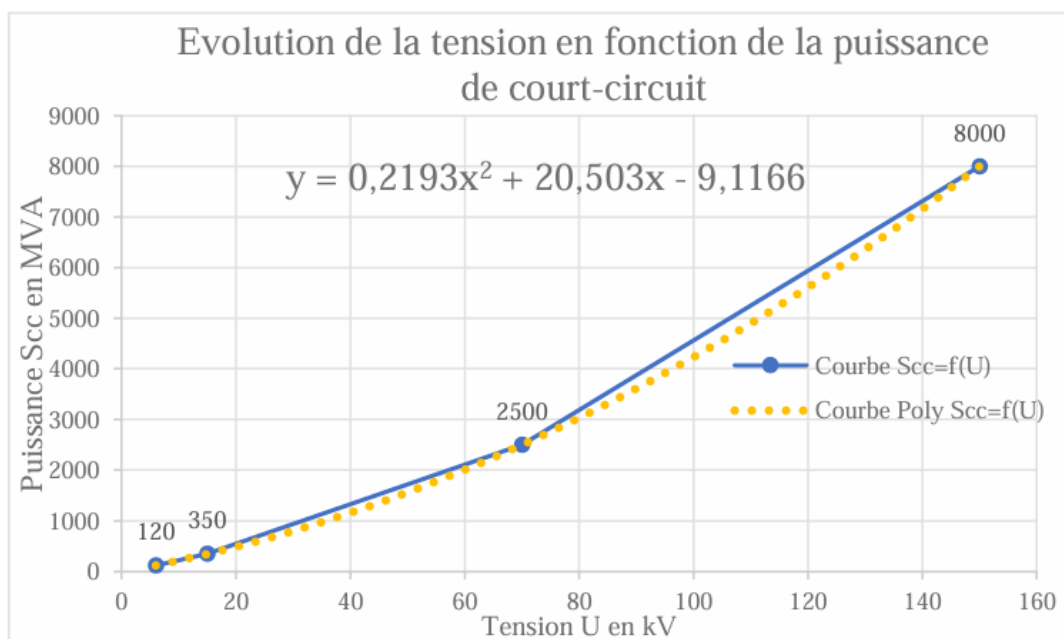
**Tableau VII: Puissance de court-circuit en fonction du niveau de tension**

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S <sub>cc</sub> [MVA]	Courant de court-circuit I <sub>cc</sub> [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

15	350	13,5
6	120	11,6

Le niveau de tension sur lequel notre étude se porte ne fait pas partie des tensions de référence, il nous revient donc de déterminer la puissance de court-circuit associé à ce niveau de tension. A l'aide de Microsoft Excel nous allons d'abord représenter la courbe d'évolution de la puissance de court-circuit en fonction de la tension, ensuite, nous allons déduire la courbe de tendance polynomiale de degré 2 à partir de laquelle nous tirerons l'équation polynomiale associée à cette courbe de tendance.



**Figure 19 : Evolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit**

$y = 0,2193x^2 + 20,503x - 9,1166$  Avec une tension de 90 kV On a :

$$s_{cc} = y = 3612,48 \text{ MVA}$$

### V.4 Calcul du courant de court-circuit

$$S_{cc} = \sqrt{3} \times U \times I_{cc}$$

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

Après application numérique, on obtient :

$$I_{cc} = 23,17 \text{ kA}$$

**Tableau VIII: Résultats des paramètres de la ligne**

Paramètres	Unité	Valeur
Puissance maximale	MW	48,10
Courant nominal	A	363,01
Puissance de court-circuit	MVA	3612,48
Courant de court-circuit	kA	23,17

## V.5 Dimensionnement des sections de conducteurs de phases

### V.4.1 Choix de la nature des conducteurs de phases à utiliser

Pour le projet de conception de la ligne Kossodo-Ouaga-Est nous allons choisir l'almélec comme conducteur pour les avantages qu'il offre par rapport aux autres technologies de câbles qui existent d'une part, et d'autre part parce que les lignes 90 kV de la SONABEL sont majoritairement faites avec le câble de nature almélec.

### V.4.2 Choix des sections de câbles

Pour le choix de la section des câbles, elle se fera en fonction du **Tableau IX** qui donne les différents types de sections de référence en fonction de la zone de givre par niveau de tension.

**Tableau IX: Conducteurs utilisés pour les lignes HTB suivant les zones de givre**

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
225	Aster 570	Pétunia 612	Pétunia 612
	2 Aster 570	2 Pétunia 612	2 Pétunia 612

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

400	2Aster 570	2 Pétunia 612	2 Pétunia 612
	3Aster 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			

Notre choix se portera sur les sections de câbles de conducteurs présentées dans les catégories des givres légers, car notre étude se porte sur la ligne Kossodo-Ouaga-Est, une zone où il n'y a pas de givre. Il va s'agir de procéder à des vérifications des sections de câble aster 228, aster 366 et aster 570 et procéder à l'issue de ces vérifications au choix de la section optimale pour notre projet. Ces conducteurs doivent supporter les caractéristiques de la ligne à savoir :

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

### V.4.3 Vérification du courant admissible

Après avoir déterminé le courant nominal qui doit transiter dans la ligne, il est important de s'assurer que le câble qui sera retenu puisse supporter ce courant. Le courant admissible d'un câble de section S se calcule avec la formule :

$$I_{admissible} = K \times S^{0,62} \quad (4)$$

Avec :

K : coefficient dépendant du type de câble, K =17,1 pour l'almélec

S : la section du câble en mm<sup>2</sup>

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Les résultats obtenus après application numérique pour chaque type de conducteurs sont consignés dans le **Tableau X**.

**Tableau X: Valeurs du courant admissible pour chaque type de conducteurs**

Paramètres	Aster 228	Aster 366	Aster 570
K	17,1	17,1	17,1
S	227,8	366,2	570,2
<b>I<sub>admissible</sub> (A)</b>	<b>495,08</b>	<b>664,51</b>	<b>874,45</b>

### V.4.4 Vérification du courant de court-circuit

Pour déterminer l'intensité du courant de court-circuit, nous utilisons la formule suivante :

$$I_{CC} = \frac{a \times S}{\sqrt{t_{CC}}} \quad (5)$$

Avec,

a : Paramètre dépendant de la nature du matériau, égale à 61,98 pour l'alumélec

t<sub>cc</sub> : Temps d'élimination du courant de court-circuit pris à 0,3 s dépend de la contrainte du câble alumélec.

Les résultats obtenus pour chaque type de conducteurs après application numérique sont consignés dans le **Tableau XI**.

**Tableau XI: Valeurs du courant de court-circuit pour chaque type de conducteurs**

Paramètres	Aster 228	Aster 366	Aster 570
a	17,1	17,1	17,1
S (mm <sup>2</sup> )	227,8	366,2	570,2
t <sub>cc</sub> (s)	0,3	0,3	0,3
<b>I<sub>cc</sub>(kA)</b>	<b>25,77</b>	<b>41,43</b>	<b>64,52</b>

#### V.4.5 Vérification de la chute de tension

La formule de la chute de tension tirée de la norme 60909-0 est donnée par :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n \times L \times \sqrt{3}}{U_n} \times (R_{75^\circ\text{C}} \times \cos \varphi + X_{75^\circ\text{C}} \times \sin \varphi)$$

$\frac{\Delta U}{U}$  : La chute de tension ;

$U_n$  : La tension du réseau ;

$I_n$  : L'intensité du courant nominal ;

$L$  : La longueur de la ligne ;

$R_{75^\circ\text{C}}$  : La résistance du conducteur à  $75^\circ\text{C}$  ;

$X_{75^\circ\text{C}}$  : La réactance du conducteur à  $75^\circ\text{C}$  ;

$\alpha$  : Le coefficient de température du conducteur ;

$\Delta\theta$  : La variation de température.

**Tableau XII: Températures et résistances des conducteurs**

Niveau de tension	Désignation	Section nominale (mm <sup>2</sup> )	Section effective (mm <sup>2</sup> )	Résistance du conducteur à 20°C	Température max (°C)	Température min (°C)
90	Aster 228	228	227,8	0,146	75	20
	Aster 366	366	366,2	0,0905		
	Aster 570	570	570,2	0,0583		

$R_{75^\circ\text{C}} \gg X_{75^\circ\text{C}}$  car le courant capacitif est négligeable dans les lignes Haute Tension.

Avec  $R_{75^\circ\text{C}} = [1 + \alpha \times (\theta_{75^\circ\text{C}} - 20^\circ\text{C})] \times R_{20^\circ\text{C}}$

$$\Rightarrow \frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n \times L \times \sqrt{3}}{U_n} \times R_{75^\circ\text{C}} \times \cos \varphi \quad (6)$$

**Tableau XIII: Valeurs de la chute de tension pour chaque type de conducteurs**

Paramètres	Aster 228	Aster 366	Aster 570
$\alpha$	0,0036	0,0036	0,0036
$R_{75^{\circ}\text{C}} (\Omega)$	0,175	0,108	0,070
$R_{20^{\circ}\text{C}} (\Omega)$	0,146	0,0905	0,0583
$\frac{\Delta u}{u} (\%)$	<b>4,37</b>	<b>2,71</b>	<b>1,75</b>

En évaluant le courant nominal, le courant de court-circuit et la chute de tension de la ligne par rapport aux caractéristiques des conducteurs, nous constatons que les trois conducteurs répondent aux critères requis et peuvent être utilisés comme conducteurs de phase pour la ligne.

## V.6 Détermination de la section optimale économique

Tous les trois conducteurs étant admissibles, nous allons déterminer la section de câble optimale économiquement pour le projet. Cette analyse repose sur la fonction du coût global d'investissement sur n années, utilisée pour établir les différents paramètres nécessaires et définie par :

$$T_1(S) = A + B.S + \frac{C}{S} \quad (7)$$

- ✓  $T_1(S)$ : coût global d'investissement en €
- ✓  $A$  : Frais fixe d'installation des pièces et accessoires en €
- ✓  $B.S$  : Représente la partie coût du câble des 3 phases, proportionnelle à la section en €.mm<sup>2</sup> avec :
- ✓  $\frac{C}{S}$ : Coût d'actualisation et des pertes

$$B.S[\text{€}] = 3 \times C_{\text{Cable}}[\text{€/kg}] \times \delta_{75^{\circ}\text{C}}[\Omega/\text{mm}] \times L[\text{mm}] \times S[\text{mm}^2]$$

- ✓  $C_{\text{Cable}}$  : Coût d'actualisation du câble
- ✓  $m_{v75^{\circ}\text{C}}$  : Masse volumique du matériau conducteur
- ✓  $L$  : Longueur de la ligne

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

C se calcule par la formule suivante :

$$C = 3 \times \rho_{75^{\circ}C} [\Omega/\text{mm}] \times L [\text{mm}] \times In^2 [\text{A}] \times N [\text{h/an}] \times p [\text{€}/\text{Wh}] \times f$$

- ✓  $\rho_{75^{\circ}C}$  : Résistivité du matériau à  $75^{\circ}C$
- ✓  $L$  : Longueur de la ligne
- ✓  $In$ : Courant nominal
- ✓  $N$  : Nombre d'heures d'utilisation équivalent à la pleine charge au niveau des pertes
- ✓  $p$  : Coût des pertes par kWh
- ✓  $f$  : Facteur d'actualisation

La formule de la résistivité à  $75^{\circ}C$  est donnée ci-dessous :

$$\rho_{75^{\circ}C} = \rho_{20^{\circ}C} \times [1 + (\alpha \times \Delta\theta)]$$

Les formules utilisées pour le calcul des différents paramètres adimensionnels qui interviennent dans la détermination de la section optimale économique sont résumés dans le **Tableau XIV**.

**Tableau XIV: Formules des paramètres adimensionnels intervenant dans les calculs**

Formules des paramètres adimensionnels	
$r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 \times \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)} \quad (8)$	$Q = \frac{1-r^T}{1-r} \quad (9)$
	$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (10)$

- ✓  $i$ : Taux d'intérêt
- ✓  $a$ : Augmentation annuelle de la puissance
- ✓  $b$  : Pourcentage d'accroissement du prix du kWh
- ✓  $T$  : Nombre d'années projetées

**Tableau XV: Hypothèses considérées pour déterminer la SOE**

Hypothèses	
$i=8,5\%$	Coût du kWh = 0,15 €



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

b =2% et a=0	Prix kWh perte= $7,6.10^{-5}$ €/Wh
T=25 ans	A=0 car le tirage du conducteur est compris dans le prix aux kilos
N=1000h/An	C <sub>câble</sub> = 77,82 €/kg

La section optimale est donnée par la formule :

$$SOE = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (11)$$

Les résultats obtenus pour les différents paramètres adimensionnels, ayant aboutis au calcul de la section optimale économique, sont synthétisés dans le **Tableau XVI**.

**Tableau XVI: Résultats aboutissant au calcul de la SOE**

$r = 99,935.10^{-02}$	$\rho_{75^{\circ}\text{C}} = 3,97710^{-05}\Omega \text{ mm}$	$C = 1,247.10^{09}\text{mm}^2$
$Q = 24,806$	$\delta_{75^{\circ}\text{C}} = 2700.10^{-09}\text{kg. mm}^2$	$SOE = 216,76 \text{ mm}^2$
$f = 24,785$	$B = 26537,398 \text{ €}$	

Après avoir effectué le dimensionnement électrique du conducteur et déterminer la SOE, l'Aster 228 s'est révélé être le choix le plus adapté pour répondre aux exigences électriques du projet. Ce résultat est cohérent avec les pratiques techniques actuelles de la SONABEL, qui utilise également ce type de câble sur son réseau électrique. En effet l'Aster 228 offre une capacité de transport de courant suffisante pour répondre aux besoins des lignes à haute tension telles que la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est. Ce choix est également avantageux économiquement, en raison de sa disponibilité sur le marché local, ce qui facilite la maintenance et réduit les coûts d'approvisionnement.

**Tableau XVII: Caractéristiques électriques du conducteur Aster 228**

Caractéristiques électriques	Valeurs
Code	228-AL4
Ancien Code	ASTER 228

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Section nominale (mm <sup>2</sup> )	228
Section effective (mm <sup>2</sup> )	227,83
Nombre de brins	37
Diamètre Brin (mm)	2,80
Diamètre Conducteur (mm)	19,6
Charge de rupture assignée (kN)	74,04
Température maximale régime permanent (°C)	75
Module d'élasticité (MPa)	57000
Résistivité électrique à 20 °C (Ω/km)	0,146
Coefficient de dilatation linéaire (1/K)	2,30E-05
Masse linéique (kg/km)	627

### V.7 Dimensionnement du câble de garde

Le choix du type de câble de garde est fonction du type de conducteur. Le **Tableau XVIII** donne l'association de différents câbles de garde en fonction des conducteurs.

**Tableau XVIII: Association des différents câbles de garde en fonction des conducteurs**

Niveau de tension	de Conducteurs de phase	Câbles de garde classiques	Câbles de gardes à fibres optiques
63 kV ou 90 kV	Aster 228	Phlox 94,1	Thym 107
	Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
225 kV	Aster 570	Phlox 147,1	Thym 157,4
400 kV	Aster 570	Phlox 228	Thym 157,4

Le câble de garde retenu pour notre projet d'étude est : **Thym 107**

Les caractéristiques du câble de garde Thym 107 sont résumés dans le **Tableau XIX**.

**Tableau XIX: Caractéristiques du câble de garde Thym 107**

Caractéristiques		Valeurs
Diamètre du circuit de télécommunication (mm)		7,3
Résistivité électrique à 20°C (ohm/km)		0,53
Sections	Almélec (mm)	100,9
	Acier (mm)	56,5
Diamètre extérieur (mm)		15,3
Masse linéique (kg/m)		0,63
Charge de rupture assignée (daN)		8 500
Module d'élasticité (MPa)		112 000
Coefficient de dilatation linéaire (1/K)		15,5.10-6

## V.8 Dimensionnement des isolateurs

### V.8.1 Choix des matériaux et du type d'isolateur adapté

Pour ce projet nous optons pour les isolateurs en verre trempé, car ils sont utilisés pour les lignes haute tension et présentent une bonne tenue à la contraction mécanique.

### V.8.2 Détermination de la tension de contournement

Pour mieux adapter la conception des lignes aux conditions de pollution spécifiques, le **Tableau XX** fournit les valeurs des valeurs de longueurs de ligne de fuite en fonction du type de pollution observé.

**Tableau XX: Valeurs de longueurs de lignes de fuite en fonction du type de pollution**

	Zone de pollution		
	I	II	III

Salinité (kg/m <sup>3</sup> )	7	20	Salinité (kg/m <sup>3</sup> )
Niveau de pollution	Faiblement polluée	Moyennement polluée	Niveau de pollution
$\beta$ (cm/kV)	1,48	1,83	$\beta$ (cm/kV)

En ce qui concerne l'environnement local de notre projet, celui-ci se caractérise par une pollution industrielle faible.

$$\beta = 1,48 \text{ cm/kV}$$

### V.8.3 Détermination de la tension maximale admissible et la tension de tenue aux chocs par le matériel

La tension maximale admissible pour le matériel de la ligne 90 kV et la tension de tenue aux chocs sont données dans le **Tableau XXI**.

**Tableau XXI: Valeurs de la tension maximale de service et de tenue aux chocs**

Tension de service (kV)	Tension maximale de service (kV)	Tension de tenue aux chocs recommandés par la CEI		Isolateurs composant les chaînes verticales de l'E.D.F			
		Isolation réduite	Isolation pleine	Nombre d'élément	Diamètre (mm)	Pas (mm)	Longueur Totale
90	100	380	450	6	255	127	762
150	170	650	750	10	255	127	762
225	245	900	1050	14	255	127	1270

La tension maximale de service :  $U_M = 100 \text{ kV}$  et la tension de tenue aux chocs en isolation pleine est de  $450 \text{ kV}$ .

### V.8.4 Détermination de la longueur de la ligne de fuite

$$L_f = 1,1 \times U_M \times \beta \quad (12)$$

$$\underline{AN}: L_f = 1,1 \times 100 \times 1,48$$

$$L_f = 1628mm$$

#### V.8.5 Détermination du Basic Insulator Level (BIL)

Le BIL correspond au nombre d'assiettes devant constituer une chaîne d'isolateur afin de garantir une isolation parfaite il est déterminé à partir du niveau de tension de tenue aux chocs. Pour une isolation pleine à la tension de tenue aux chocs de 450 kV, nous avons un nombre d'assiettes  $N1 = 6$  assiettes d'isolateurs avec pour chaque assiette d'isolateur un pas nominal de 127 mm et un diamètre de 255 mm comme l'indique le **Tableau XXI**.

#### V.8.6 Détermination de la tension maximale exercée par les conducteurs

La dernière composante indispensable au choix des isolateurs est liée à la tension exercée par les conducteurs sur les isolateurs. En plus de pouvoir supporter la tension de tenue aux chocs due à la foudre, la chaîne d'isolateur doit également être capable de supporter la tension du câble. Dans le **Tableau XVII: Caractéristiques électriques du conducteur Aster 228**, montre que la charge de rupture pour l'Aster 228 est de 74,04 kN.

$$T_{max} \geq \frac{1}{3} \times T_{rupture} \quad (13)$$

$$T_{max} \geq 24,68 \text{ kN}$$

#### V.8.7 Choix du type d'assiette d'isolateur

Nous pouvons retrouver les caractéristiques normalisées des isolateurs du type capot et tige assemblage à rotule et logement de rotule de profil standard présenté par la **Figure 24** en **Annexe III**. Ayant obtenu  $T_{max} \geq 24,68 \text{ kN}$  nous avons décidé de choisir l'isolateur dont l'effort de rupture électrique est immédiatement supérieur à  $24,68 \text{ kN}$ . Pour rester dans la logique de notre démarche, nous allons opter pour un isolateur possédant un pas nominal et un diamètre identique à ceux obtenus à travers le BIL. Notre choix se porte alors sur l'assiette U70BS dont le pas nominal est de 127 mm et un diamètre de 255 mm.

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Le nombre d'assiettes peut être obtenu en appliquant la formule suivante :

$$N_2 = \frac{L_f}{L_{fd'} \text{ une assiette}} \quad (14)$$

$$AN: N_2 = \frac{1628}{320}$$

$$N_2 = 5,08 \text{ assiettes}$$

A travers les calculs théoriques, nous avons déterminé une chaîne d'isolateurs composée de 5 assiettes. Nous allons procéder à des vérifications en comparant le nombre obtenu après calcul avec celui déterminé à partir du BIL.

### Vérification :

Si, après calcul, la différence absolue entre  $N_1$  et  $N_2$  est inférieure à 5, le résultat est considéré comme satisfaisant. Dans ce cas, le nombre d'assiettes sera la plus grande des deux valeurs ' $N_1$ ' et ' $N_2$ '. Si cette condition n'est pas remplie, nous opterons pour d'autres types d'isolateurs.

$$|6 - 5,08| = 0,92 < 5$$

L'isolateur U70BS répond à nos attentes et nous retenons 6 assiettes pour former les chaînes d'isolateurs de notre projet.

**Tableau XXII: Caractéristiques de la chaîne d'isolateur**

<b>Référence catalogue</b>	<b>F70/127</b>
<b>Désignation</b>	<b>U70BS</b>
Diamètre nominale de la partie isolante (mm)	<b>255</b>
Pas nominale (mm)	<b>127</b>
Ligne de fuite	<b>320</b>
Longueur totale de la ligne de fuite (mm)	<b>1628</b>
Nombre d'assiettes	<b>6</b>
Charge de rupture mécanique $70 \times 6$ (kN)	<b>420</b>
Longueur de la chaîne $127 \times 6$ (mm)	<b>762</b>

## V.9 Modélisation du réseau avec le logiciel Neplan

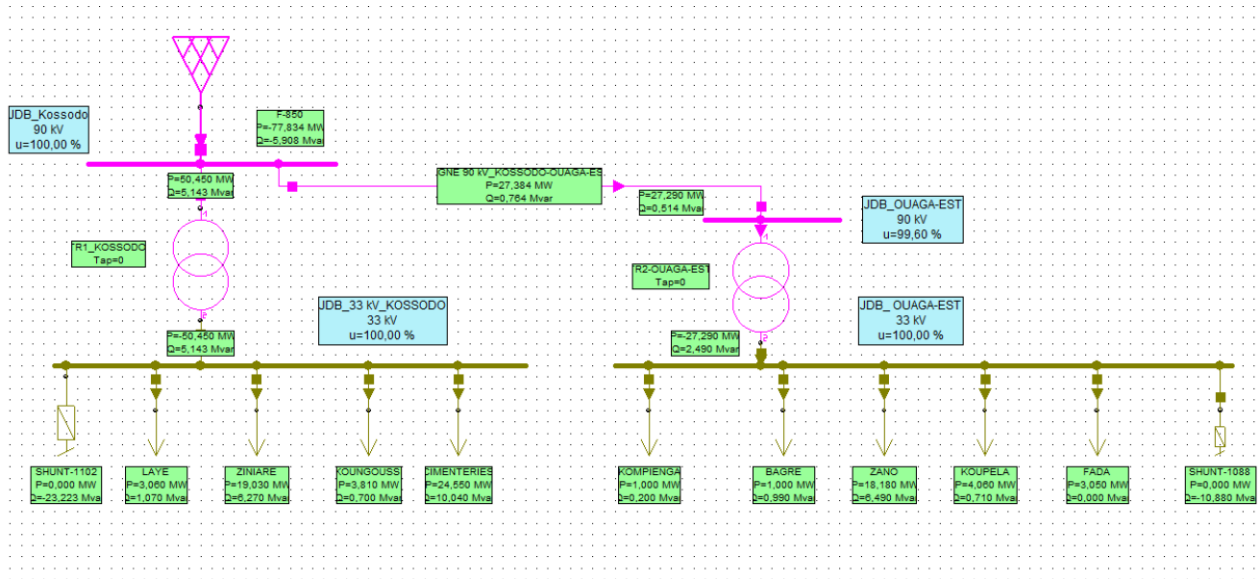


Figure 20: Modélisation du réseau

### V.9.1.1 Analyse du réseau

### V.9.1.2 Analyse de la tension aux jeux de barres

La tension aux jeux de barres est un paramètre critique dans l'évaluation de la qualité de service d'un réseau électrique. La SONABEL, autorise une variation de tension de  $\pm 5\%$  autour de la tension nominale. Cela signifie que la tension aux jeux de barres doit rester dans une plage comprise entre 95 % et 105 % de cette tension nominale.

Dans le cadre de notre étude, les simulations réalisées ont montré que les tensions aux jeux de barres 90 kV et 33 kV atteignent exactement 100 % de la tension nominale, ce qui est idéal et témoigne de la stabilité du réseau.

Ce résultat est significatif pour plusieurs raisons :

- ✓ **Conformité avec les normes** : Le maintien des tensions dans les limites autorisées garantit la sécurité et le bon fonctionnement des équipements connectés.
- ✓ **Validité du dimensionnement** : Le respect de cette condition confirme que les choix techniques effectués pour le projet, y compris le type de conducteur utilisé (Aster 228), répondent aux exigences.

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Ainsi, l'analyse des tensions montre que le réseau est conforme aux critères techniques de la SONABEL, offrant une base solide pour la mise en œuvre du projet.

### V.9.1.3 Analyse des pertes sur le réseau

Les pertes actives sur un réseau électrique sont inévitables et résultent principalement de l'effet Joule, qui correspond à la dissipation de l'énergie sous forme de chaleur dans les conducteurs. Bien que ces pertes réduisent l'efficacité du réseau, leur évaluation est essentielle pour dimensionner correctement les infrastructures et optimiser les performances du réseau.

Dans cette étude, les simulations effectuées avec NEPLAN ont permis de calculer les pertes actives sur la ligne étudiée. Après 6 itérations, les pertes actives s'élèvent à **0,094 MW**, un niveau jugé acceptable selon la norme NF C13-100 qui limite les pertes actives à 3% pour les lignes de transport HTB. En effet :

- ✓ **Sur le plan évaluation de l'efficacité énergétique** : Le niveau des pertes confirme que le dimensionnement de la ligne est optimisé pour minimiser les dissipations d'énergie.
- ✓ **Sur le plan pertinence du choix du conducteur** : Le conducteur Aster 228, grâce à sa section adaptée, contribue à limiter ces pertes tout en respectant les contraintes mécaniques et économiques du projet.
- ✓ **Sur le plan impact économique** : Bien que les pertes représentent une dépense énergétique, leur faible niveau réduit les coûts d'exploitation du réseau, ce qui améliore la viabilité économique du projet à long terme.

Les résultats détaillés de la simulation sont illustrés dans la **Figure 25**.

## V.10 Etude sur les Postes électriques

Un poste électrique est une infrastructure essentielle du réseau, utilisée pour transformer les niveaux de tension et assurer à la fois la transmission et la distribution de l'électricité. Il permet de raccorder, interconnecter et distribuer efficacement l'énergie aux utilisateurs finaux.

### V.10.1 Postes de Kossodo et de Ouaga-Est

Le poste de transformation existant de Kossodo et le futur poste de transformation de Ouaga-Est, chacun composé de travées lignes et transformateurs, comportent plusieurs éléments



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

principaux. Dans les deux cas, les travées lignes incluent des sectionneurs, utilisés pour isoler les circuits lors des interventions, et des disjoncteurs, qui protègent le réseau en cas de surcharge ou de court-circuit. Elle comprend également TC et de TT, qui mesurent les paramètres électriques. Les travées transformateurs contient des transformateurs de puissance, qui adapte la tension de 90 kV à une valeur plus basse pour la distribution locale. Ces deux postes de transformation sont isolés dans l'air (AIS). Elle intègre aussi des équipements de protection comme les relais pour surveiller et sécuriser les circuits, ainsi que des parafoudres, qui protègent les équipements contre les surtensions. Enfin, les systèmes de contrôle-commande permettent de superviser et de piloter l'ensemble des installations, garantissant un fonctionnement fiable et efficace[8].

## VI. ÉTUDE MÉCANIQUE DE LA LIGNE 90 KV KOSSODO-OUAGA-EST

---

Le dimensionnement mécanique est essentiel lors de la conception des lignes électriques. Ce dimensionnement permettra de faire une analyse détaillée des différentes charges mécaniques affectant les composants de la ligne, ainsi que sur l'étude des configurations géométriques spécifiques de la ligne de 90 kV reliant le poste de Kossodo au poste de Ouaga-Est. L'analyse inclura les charges verticales liées au poids des conducteurs et des isolateurs, les charges horizontales dues au vent et aux forces latérales, ainsi que l'examen des configurations géométriques déterminantes pour assurer la stabilité et la sécurité de la ligne.

### VI.1 Définition des concepts de base entrant dans le dimensionnement mécanique

- ✓ Portée Poids (Pp) : Il s'agit de la somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des sections de ligne adjacentes. Cette portée est importante pour évaluer les forces verticales que doivent supporter les pylônes en raison du poids des conducteurs et des isolateurs.
- ✓ Portée Vent (Pv) : Représente la somme des demi-portées situées de part et d'autre du pylône. Elle est utilisée pour calculer les efforts horizontaux exercés par le vent sur les pylônes et les conducteurs.
- ✓ Flèche Maximale : La flèche maximale est la distance verticale maximale admissible entre la pince de l'isolateur et le point le plus bas atteint par le conducteur de phase sous l'effet de son propre poids et des conditions environnementales. Elle ne doit pas être dépassée pour éviter les risques de contact avec le sol ou d'autres obstacles.
- ✓ Distance entre phases (Dpp) : Cette distance représente l'écart minimal à respecter entre les conducteurs des différentes phases pour éviter les court-circuit et assurer une isolation adéquate.
- ✓ Distance entre phase et câble de garde (Del) : Il s'agit de la distance minimale à maintenir entre un conducteur de phase et le câble de garde, également appelé câble de protection. Cette distance sert à prévenir les interférences électriques et assurer la sécurité des installations.

## **VI.2 Etude mécanique relative aux conducteurs de phase**

Dans cette partie, nous allons nous intéresser aux conducteurs de phases pour la détermination des paramètres mécaniques relatifs entrant dans notre étude de conception.

### **VI.2.1 Détermination des paramètres mécaniques et dynamiques**

Les paramètres à déterminer dans cette partie sont :

- ✓ Le poids linéique
- ✓ La pression dynamique
- ✓ La force du vent
- ✓ L'angle d'inclinaison
- ✓ Le poids équivalent

Ces paramètres doivent être déterminés pour chaque hypothèse d'étude à l'exception du poids linéique  $P$  qui se détermine uniquement à l'état de référence initial du câble (à 20 °C) et reste le même dans les différentes hypothèses. Nous allons effectuer ainsi les opérations pour l'hypothèse B, choisie aléatoirement pour montrer comment s'effectuent les calculs et résumer tous les résultats des différents calculs pour chaque hypothèse d'étude dans l'**Annexe IV**.

#### **○ Détermination du poids linéique**

$$P_{aster\_228} = m \times g \quad (15)$$

Avec

$P$  : Poids linéique du conducteur (N/m)

$m$  : Masse par unité de longueur (N/m)

$g$  : Pesanteur égale à 9,81 m/s<sup>2</sup>

$$AN: P_{aster\_228} = 627 \times 10^{-3} \times 9,81$$

$$P_{aster\_228} = 6,15 N/m$$

Tous les résultats sont présentés dans l'**Annexe IV**.

○ **Détermination de la pression dynamique pour l'hypothèse B**

Elle se détermine la formule suivante :

$$q_{h,D1} = f \times q_{b,B} \quad (16)$$

Avec :

$f$  : Facteur correctif de l'effort de vent,  $f = 1$  pour les portées supérieures à 100 m

$q_{b,D1}$  : Pression dynamique de base de l'hypothèse D1 en (N/m<sup>2</sup>)

$$q_{b,D1} = \frac{1}{2} \times V^2 \times \rho_{air} \quad (17)$$

$$q_{h,B} = 810 N/m^2$$

○ **Détermination de la force du vent pour l'hypothèse B**

$$F_B = q_{b,B} \times d \times C_x \quad (18)$$

Avec :

$d$  : Diamètre du câble ASTER 228 (N/m)

$C_x$  : Coefficient de trainée pris égal à 1

$d$  : Diamètre du conducteur (m)

$$\underline{AN}: F_B = 810 \times 19,6 \times 10^{-3} \times 1$$

$$F_B = 15,88 N/m$$

○ **Détermination de l'angle d'inclinaison de la chaîne d'isolateur pour l'hypothèse B**

Sous l'effet des conditions climatiques et du vent de l'hypothèse considérée, les chaînes d'isolateurs vont s'incliner formant un angle avec la verticale du pylône ; cet angle est appelé angle de balancement. Il est déterminé en appliquant la formule suivante :

$$\varphi_B = \tan^{-1}\left(\frac{F_B}{P}\right) \quad (19)$$

$$\underline{AN}: \varphi_B = \tan^{-1}\left(\frac{15,88}{6,15}\right)$$

$$\varphi_{D1} = 68,82^\circ$$

○ **Détermination du poids équivalent pour l'hypothèse B**

Il se détermine par application de la formule suivante :

$$P_{\text{équivalent},B} = P \cos \varphi_{D1} + F_B \sin \varphi_{D1} \quad (20)$$

$$\underline{\text{AN:}} P_{\text{équivalent},B} = 6,15 \times \cos(76,48) + 15,88 \times \sin(76,48)$$

$$P_{\text{équivalent},B} = 17,03 \text{ N/m}$$

Voir **Annexe IV**.

**VI.2.2 Détermination de la portée critique, de la constante « a », de la tension à laquelle le câble est soumis et de la flèche maximale**

Dans cette partie nous allons calculer les différents paramètres pour chaque hypothèse émise.

La constante « a » est déterminée dans l'hypothèse la plus sévère entre deux températures

✓ **Détermination de la tension maximale**

$$T_{\text{max}} = \frac{1}{3} \times T_{\text{rupture}} \quad (21)$$

Voir les caractéristiques électriques du conducteur dans le **Tableau XVII**.

$$\underline{\text{AN:}} T_{\text{max}} = \frac{1}{3} \times 74,04$$

$$T_{\text{max\_conducteur}} = 24,68 \text{ kN}$$

○ **Détermination de la portée critique**

Elle est déterminée à partir de l'équation d'état (équation de Blondel) en exprimant que les tensions dans les câbles doivent être égales pour les deux hypothèses considérées. On applique ainsi la formule suivante :

$$P_c = \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (\theta_B - \theta_C) \times T_{\text{max}}^2}{P_{\text{équi},B}^2 - P_{\text{équi},C}^2}} \quad (22)$$

$\alpha$  : Coefficient de dilation thermique du conducteur ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ )

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

$\theta_B$  et  $\theta_C$  : Respectivement les températures de l'hypothèse Bet C (°C)

$P_{\text{équi},B}$  : Poids équivalent du câble à l'hypothèse Ben N/m

$T_{\text{max}}$  : La tension maximale en N

$P_{\text{équi},C}$  : Poids équivalent du câble à l'hypothèse C en N/m

$P_c$  : La portée critique à l'état (en m)

### ○ Détermination de la constante « a »

Dans la suite de notre étude, nous considérons une portée moyenne de 280 m conformément à la recommandation faite par le DAO. Pour le calcul de « a », nous utilisons l'équation d'état suivante :

$$a = \frac{P_{\text{équi}}^2 \times P_{\text{moy}}^2}{24 \times T^2} - \frac{T}{E \times S} - a \times \theta \quad (23)$$

$\alpha$  : Coefficient de dilatation thermique (en °C<sup>-1</sup>)

$T = T_{\text{max}}$  en (N)

$\theta$  : La température dans l'hypothèse retenue (en °C)

$S$  : Section du câble en (mm<sup>2</sup>)

$E$  : Module d'élasticité de young en N/mm<sup>2</sup>

En considérant les hypothèses B et C :

- ✓ Si  $P_{c;X} > P_{\text{moy}}$  alors le coefficient « a » du conducteur de phase est calculé en fonction de l'hypothèse climatique C
- ✓ Si  $P_{c;X} < P_{\text{moy}}$  alors le coefficient « a » du conducteur de phase est calculé en fonction de l'hypothèse climatique B

Les résultats des portées critiques et de la constante « a » sont présentés dans l'**Annexe V**.

### VI.2.3 Détermination de la flèche maximale

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

La flèche maximale qui sera retenue est celle en considérant l'hypothèse où la vitesse est nulle et qui correspond à une température de 75 °C. Elle se calcule par la formule suivante :

$$f_{max} = \frac{P_{equi} \times P_{moy}^2}{8 \times T_i} \quad (24)$$

$f_{max}$  : Flèche maximale

$T_i$  : La tension dans l'hypothèse considérée

Les résultats détaillés sont présentés dans l'Annexe V.

### VI.3 Étude mécanique du câble de garde, le Thym 107

La méthode employée est identique à celle utilisée précédemment pour le conducteur de phase. Les résultats détaillés sont présentés à partir de l'Annexe IV.

### VI.4 Détermination des distances de sécurité

Pour assurer une protection électrique des personnes et de l'ouvrage par isolement ou par éloignement, la ligne doit être isolée du sol. La notion de distance de sécurité est ainsi définie en fonction de l'environnement, de la nature des terrains et du niveau de tension de la ligne électrique. Les différentes distances seront déterminées par la suite, dans notre étude [7].

#### VI.4.1 Détermination des distances minimales relatives aux câbles et aux structures

Il existe une distance minimale à respecter entre conducteurs de phase d'un même terna, entre conducteurs de phase de ternes différents, entre câbles de garde et entre conducteurs et câbles de garde, pour éviter toute interférence et prévenir la naissance de tout arc électrique provoqué par un défaut d'isolement.

##### VI.4.1.1 Calcul de la hauteur du conducteur

On applique la formule suivante :

$$H_{min} = f_{max} + G_{sol} + majoration \quad (25)$$

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

*majoration*: La majoration de la distance verticale doit être prise en compte de la manière suivante : +1 par rapport à une voie publique sauf dans le cas de basse tension inférieure à 500

V et  $1 + \frac{U-50}{100}$  pour les tensions supérieures à 50 kV

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

$G_{sol}$  : Garde au sol égal à 6,5 (terrain ordinaire)

$$\underline{\text{AN}}: H_{min} = 6,53 + 6,5 + 1 + \frac{90-50}{100}$$

$$H_{min} = 14,44 \text{ m}$$

### VI.4.1.2 Profondeur d'enfouissement

Pour les tensions dépassant 1 kV, la profondeur d'enfouissement du pylône est déterminée à l'aide de la formule suivante :

$$P_{rof} = \frac{H_{min}}{10} + 1 \quad (26)$$

$$\underline{\text{AN}}: P_{rof} = \frac{14,44}{10} + 1$$

$$P_{rof} = 2,44 \text{ m}$$

### VI.4.1.3 Distance entre conducteurs

Les formules suivantes, issues de la norme EN 50 341-3-4, permettent de calculer les distances minimales requises entre les conducteurs et le câble de garde :

$$\checkmark \text{ Distance verticale phase-phase : } d_v - P, P = k \times \sqrt{f_{max} + l_k} + 0,75 \times D_{pp} \quad (27)$$

$$\underline{\text{AN}}: d_v - P, P = 0,95 \times \sqrt{6,54 + 0,762} + 0,75 \times 1,05$$

$$d_v - P, P = 3,35 \text{ m}$$



$$\checkmark \text{ Distance verticale phase-câble de garde : } d_v - P, CDG = k \times \sqrt{f_{max} + l_k} + 0,75 \times D_{el} \quad (28)$$

$$d_v - P, CDG = 0,95 \times \sqrt{6,54 + 0,762} + 0,75 \times 0,9$$

$$d_v - P, CDG = 3,24 \text{ m}$$

$k$  : Terme dépendant de l'angle de balancement des chaines d'isolateurs de suspension et de la position relative d'un conducteur par rapport à un autre

$f_{max}$  : Flèche maximale

$l_k$  : Longueur de la chaine d'isolateur

$D_{pp}$  : Distance minimale entre phases définie par la norme

$D_{el}$  : Distance minimale entre phase et câble de garde définie par la norme

$$\checkmark \text{ Distance horizontale phase-phase de terre différent}$$

$$E_H = \frac{0,8 \times E_V}{\cos(\frac{\beta}{2})} \quad (29)$$

$$\underline{\text{AN}} : E_H = \frac{0,8 \times 3,35}{\cos(\frac{80}{2})}$$

$$E_H = 3,31 \text{ m}$$

$\beta$  : Déflexion en degré

$$\circ \text{ Détermination de la hauteur minimale du pylône}$$

$$H_{Pylone} = P_{rof} + H_{min} + 2 \times d_v - P, P + d_v - P, CDG \quad (30)$$

$$\underline{\text{AN}} : H_{Pylone} = 2,44 + 14,44 + 2 \times 3,35 + 3,24$$

$$H_{Pylone} = 26,82 \text{ m}$$

## VI.5 Calcul mécanique relative aux pylônes

Dans cette partie, nous allons analyser les charges appliquées aux pylônes afin de définir un modèle adapté à notre étude. Le DAO impose l'utilisation exclusive de pylônes d'une même famille sur l'ensemble de la ligne. Pour répondre à ces exigences, nous avons retenu la famille des pylônes monopodes de type muguet, un modèle léger particulièrement adapté aux zones urbaines **Tableau V**.

#### **VI.6 Détermination des charges appliquées aux pylônes par le conducteur Aster 228**

##### **○ Détermination des charges verticales**

Ces charges sont appliquées au niveau des pylônes d'arrêt et ceux d'alignement. Elles sont déterminées par application de la formule ci-dessous :

$$V_B = m \times w \times \frac{a_1+a_2}{2} + T_v \times \left( \frac{Z}{a_1} + \frac{Z}{a_2} \right) + P_i \quad (31)$$

$m$  : Coefficient de surcharge appliqué au câble pris égal à 1 dans les pays subsahariens

$w$  : Poids linéique (N/m)

$T_v$  : Tension verticale appliquée aux câbles

$Z$  : Dénivelé du pylône considéré

$\frac{a_1+a_2}{2}$  : Portée vent du pylône considéré

$P_i$  : Poids de la chaîne d'isolateurs

Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VI**.

##### **○ Détermination des charges horizontales transversale**

Elles sont relatives à l'effet du vent sur la ligne et sont déterminées pour les pylônes d'alignement et les pylônes d'ancrage d'alignement par application des formules suivantes :

##### **✓ Pylônes d'alignement**

$$H = F \times \frac{a_1+a_2}{2} \quad (32)$$

✓ **Pylônes d'ancrage d'alignement**

$$H_{ancr} = 2T \times \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (33)$$

$T$  : Tension horizontale

$\alpha$  : Déflexion angulaire pour les pylônes d'alignement égal à 2 grades

Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VII**.

- **Détermination des charges longitudinales**

$$L = 2T \times \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (34)$$

Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VIII**.

**VI.7 Détermination des charges appliquées aux pylônes par le câble de garde le Thym 107**

La méthode utilisée est identique à celle appliquée précédemment pour le conducteur de phase.

Les résultats détaillés se trouvent :

- **Détermination des charges verticales** : Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VI**.
- **Détermination des charges horizontales transversale** : Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VII**.
- **Détermination des charges longitudinales** : Les résultats détaillés sont présentés dans l'**Annexe VIII**.

**VI.8 Simulation PLS CADD**

PLS-CADD est un logiciel de simulation de lignes électriques permettant d'analyser tous les aspects d'un projet. Les données GPS collectées sur le terrain sont intégrées pour recréer le terrain avec ses spécificités, offrant notamment une vue 3D de la ligne.

- ✓ **Créer le terrain** : pour ce faire, les coordonnées x, y et z seront exportées pour la création du terrain ;

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

- ✓ Créer les différents supports : elle consiste à créer les différents types de supports à utiliser pour les projets ;
- ✓ Définir les différents critères : les hypothèses climatiques ainsi que tous les critères qui seront utilisés dans le projet ;
- ✓ Fixer les supports : les supports sont fixés suivant leurs fonctions (alignement, ancrage, arrêt)
- ✓ Créer les conducteurs : tous les conducteurs qui seront utilisés dans le projet seront créés à ce niveau,
- ✓ Placer les conducteurs sur les supports : il faut placer les différents conducteurs et les câbles de garde sur les supports ; -
- ✓ Vérifier les supports, les sections : il faut vérifier que les supports peuvent supporter les charges et aussi que les différentes sections ne présentent pas de violation.

### V.8.1 Résultats de la simulation sur PLS CADD

A l'issue de toutes ces étapes, nous obtenons le profil de la ligne suivante :

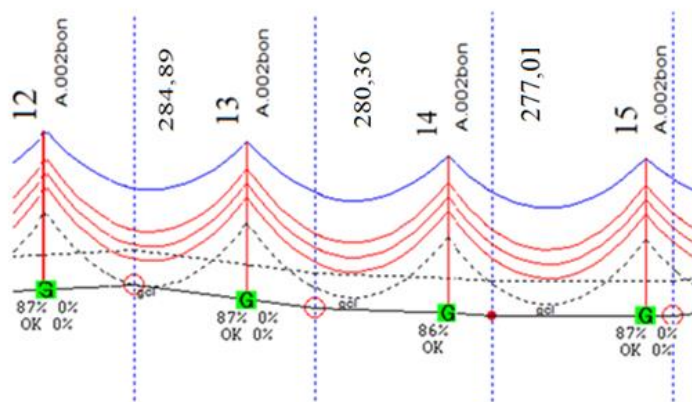


Figure 21: Profil en long de la ligne 90 kV Kossodo-Ouaga-Est

### V.8.2 Analyse des résultats

Le trait noir représente le sol, les lignes verticales rouges représentent les supports, les trois phases sont représentées par les conducteurs de couleurs rouges et ceux en bleues représentent les câbles de garde. Le conducteur en pointillé noir représente la garde au sol à respecter pour

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

la sécurité et le trait horizontal en pointillé est une projection du sol et les conducteurs ne doivent pas dépasser cette limite. La portée moyenne est de 280 m et la hauteur des pylônes de 27 m. Les caractéristiques électriques et mécaniques des différents câbles obtenus lors du dimensionnement manuel restent inchangées. Cependant en effectuant la répartition suivant ce critère, nous avons certaines violations comme représentées sur la **Figure 21**. Pour pallier à ce problème nous pouvons augmenter la hauteur des supports ou diminuer la distance entre les différentes portées. Après avoir résolu les différentes violations, nous avons obtenu des sections et des structures qui sont conformes et respectent tous les critères. La lettre verte « G » veut dire que les différentes exigences sont respectées. Les résultats de l'étude logiciel sont entre autres :

- ✓ Le taux de travail (charges) des pylônes ;
- ✓ Les tensions appliquées aux conducteurs ;
- ✓ Les différentes portées ;
- ✓ Distances entre câbles ;
- ✓ Portées poids et portées vent.

Nos résultats obtenus après simulation nous donnent 62 pylônes repartis sur toute la longueur de la ligne comme le montre la **Figure 27** en **Annexe IX** avec une portée de 280 m et une hauteur des pylônes de 27 m avec des variations de plus ou moins 3 m et 5 m selon la dénivelée du terrain.

## VII. ETUDE FINANCIERE ET NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DE LA LIGNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

### VII.1 Etude financière

L'étude financière vise à évaluer les coûts associés à la mise en œuvre du projet, en prenant en compte les aspects techniques déjà définis. Elle permettra d'optimiser les ressources disponibles pour garantir une réalisation efficace du projet. L'analyse des coûts matériels s'effectue après avoir listé l'ensemble des composants entrant dans la construction de la ligne avec les données précises consignées en **Annexe X**. Le **Tableau XXIII** fait un récapitulatif de l'étude financière de notre projet d'étude.

**Tableau XXIII: Récapitulatif de l'étude financière[9]**

N°	Désignations	Prix (F CFA)
1	Fourniture pylônes complets selon spécifications y compris embases et transport sur site	482 374 750
2	Fourniture et transport sur site câble du conducteur Aster 228 mm <sup>2</sup> et câble de garde CGFO	385 255 935
3	Fourniture de chaîne d'isolateurs selon spécifications et transport sur site	53 039 280
4	Fourniture et transport sur site des dispositifs d'accrochage du CGFO selon spécification	5 889 760
5	Fourniture et transport sur site du matériel de mise à la terre	20 408 490
6	Fourniture et transport sur site de matériels divers	2 530 920
7	Pièces de rechange obligatoire conformes aux spécifications à fournir sur l'aire de stockage du maître d'ouvrage	69 864 265
8	Opération topographique	15 705 994
9	Etablissement des documents et plans annexes	12 922 788
10	Travaux préparatoires	57 111 085

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

11	Réalisation de massifs de fondation	149 628 601
12	Installation des conducteurs et câble de garde	83 016 288
13	Installation diverses	9 863 854
<b>TOTAL HT (F CFA)</b>		<b>1 347 612 010</b>
<b>TVA (18%)</b>		<b>242 570 162</b>
<b>TOTAL TTC (F CFA)</b>		<b>1 590 182 172</b>

Le coût total du projet de construction de la ligne de transport électrique 90 kV Kossodo-Ouaga-Est, toutes taxes comprises, est estimé à **1 590 182 172F CFA**.

### VII.2 Notice d'impact environnemental et social

La présente Notice d'Impact Environnemental et Social (NIES) a pour but d'évaluer les impacts du projet de construction de la ligne de transport électrique 90 kV Kossodo-Ouaga-Est, dans la ville de Ouagadougou. L'évaluation des impacts environnementaux et sociaux s'inscrit dans une approche systématique fondée sur la méthode de Fecteau. Cette méthode permet d'identifier, d'analyser et de proposer des mesures d'atténuation spécifiques pour chaque impact identifié à chaque phase du projet.

#### VII.2.2 Méthodologie d'Évaluation des Impacts

La méthodologie d'évaluation repose sur une identification et une évaluation systématique des impacts environnementaux et sociaux potentiels. Les impacts sont analysés selon quatre critères principaux [10] :

- ✓ **Nature de l'impact** : Si l'impact est environnemental ou social.
- ✓ **Intensité de l'impact** : La gravité de l'impact (faible, modéré, élevé).
- ✓ **Durée de l'impact** : La durée pendant laquelle l'impact se produira (court terme, moyen terme, long terme).
- ✓ **Probabilité de survenue** : La chance que l'impact se produise (faible, modérée, élevée).

Pour chaque impact, des mesures d'atténuation spécifiques sont proposées, suivies par un PGES pour garantir la minimisation des risques.

#### VII.2.3 Évaluation des Impacts Environnementaux et Sociaux

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

Les impacts sont évalués pour chaque phase du projet : préparation, construction, exploitation et décommissionnement.

### VII.2.3.1 Impacts Environnementaux

Les informations relatives aux impacts environnementaux sont regroupées dans un tableau en **Annexe XI**.

### VII.2.3.2 Impacts Sociaux

Les informations relatives aux impacts environnementaux sont regroupées dans un tableau en **Annexe XI**.

### VII.2.3 Mesures d'Atténuation et Plan de Suivi

Pour chaque impact identifié, des mesures d'atténuation spécifiques ont été proposées afin de limiter ou de réduire les effets négatifs :

- ✓ **Surveillance environnementale** : Le suivi de la qualité de l'air, de l'eau et des sols sera effectué régulièrement. Un plan de gestion de la pollution des eaux sera mis en place pour éviter toute contamination par les produits chimiques et les eaux de ruissellement.
- ✓ **Plan de gestion des risques sanitaires** : Les risques sanitaires, y compris les infections sexuellement transmissibles (IST) comme le VIH/SIDA, seront abordés par la mise en place de campagnes de sensibilisation, de formation, et de la distribution de matériel de protection pour les travailleurs. Des examens médicaux réguliers seront également proposés pour assurer la sécurité sanitaire des ouvriers et des communautés locales.
- ✓ **Plan de gestion de la sécurité** : Des protocoles stricts de sécurité seront appliqués pour garantir la sécurité des travailleurs, avec une attention particulière à la gestion des risques liés aux travaux électriques et aux accidents potentiels.

## VIII. CONCLUSION

---

Cette étude a permis de mener une analyse technico-économique en vue de la construction de la ligne électrique aérienne haute tension (HTB) de 90 kV reliant Kossodo à Ouaga-Est. Dans



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

un premier temps, les différents éléments constitutifs d'une ligne électrique aérienne ont été présentés. L'étude s'est ensuite articulée autour de deux grandes phases à savoir le dimensionnement électrique et sa modélisation sur Neplan, puis le dimensionnement mécanique et géométrique accompagné d'une simulation sur PLS-CADD. Le dimensionnement électrique a permis de sélectionner les composants essentiels tels que le conducteur de phase Aster 228, le câble de garde à fibre optique Thym 107, ainsi que des isolateurs en verre trempé. La modélisation effectuée sur Neplan a validé la conformité des paramètres électriques avec les exigences techniques définies par la SONABEL. Le dimensionnement mécanique a ensuite permis de définir les efforts appliqués sur les supports et de déterminer le type de pylônes requis. Des pylônes monopodes de type muguet, assortis de fondations multipodes de type dalle, ont été retenus. La géométrie des pylônes a été optimisée à l'aide de PLS-CADD, aboutissant à un total de 62 pylônes d'une hauteur moyenne de 27 m, ajustée en fonction de la dénivelée du terrain, avec une portée moyenne de 280 m. En parallèle, une Notice d'Impact Environnemental et Social a été élaborée pour garantir la conformité environnementale et sociale du projet, conformément à la réglementation nationale. L'évaluation financière du projet est estimée à un coût global de 1 590 182 172 F CFA TTC. Ces résultats démontrent la viabilité technique, environnementale, sociale et financière du projet, tout en répondant aux normes exigées.

## IX. RECOMMANDATIONS

---

Afin d'améliorer la gestion et l'efficacité des projets de la SONABEL, nous proposons les actions suivantes :

- ✓ **Rédaction de directives techniques** : Concevoir un document regroupant les retours d'expérience et les hypothèses des projets passés, afin d'orienter les projets futurs.
- ✓ **Mise en place d'un système d'archivage des données** : Créer un système centralisé pour le stockage et la gestion des données des projets antérieurs, facilitant l'accès rapide à des solutions éprouvées.
- ✓ **Création d'un centre de documentation technique** : Établir une bibliothèque et un centre de recherche qui permettront d'accéder à des informations issues de projets passés, utiles pour la planification des projets futurs.
- ✓ **Mise à jour des logiciels de simulation** : S'assurer que la SONABEL dispose des versions récentes du logiciel PLS CADD, afin d'améliorer les rapports de simulation et la sélection des équipements (pylônes et conducteurs).
- ✓ **Formation des agents à l'utilisation des logiciels** : Former les agents à une maîtrise approfondie du logiciel PLS CADD pour garantir une meilleure gestion de la stabilité des pylônes.
- ✓ **Révision des procédures de dédommagement** : Réexaminer les processus de compensation des personnes affectées, en veillant à garantir une approche transparente et équitable pour éviter les conflits.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

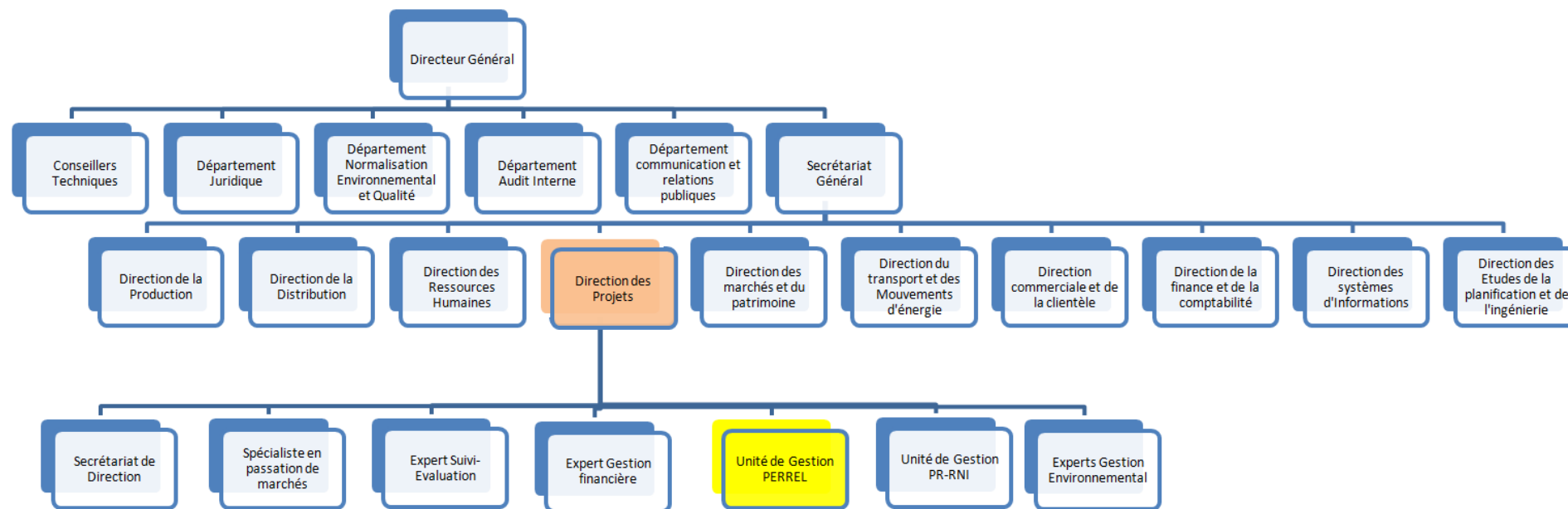
---

- [1] « Rapport-2019\_SIE\_UEMOA\_Chiffres\_Cles\_BURKINA\_FASO\_web.pdf ».
- [2] « desert-to-power\_dtp\_feuille\_de\_route\_burkina\_faso\_fr\_oct2020.pdf ».
- [3] « Politique\_sect\_Energie-2014-2025.pdf ».
- [4] « DAO RNI \_ Ligne 90 kV \_ Partie 2 - Exigences du Maître de l’Ouvrage - Vol 1 - Spécs \_ Août2020.pdf ».
- [5] T. Al-Aziz, « Dimensionnement électrique et mécanique d’une ligne aérienne 225 kV : Cas de la ligne Ziniaré-Kaya ».
- [6] « DAO RNI \_ Ligne 90 kV \_ Partie 3 - Marché \_ Août2020.pdf ».
- [7] « Paramètres de conception et définition des équipements Kossodo-Ouaga-Est.pdf ».
- [8] « 1.NessahHayet\_SadiOufellaT.pdf ».
- [9] « DAO RNI \_ Ligne 90 kV Renforcement du RNI \_ Partie 1 - Procédures d’appel d’offres \_ Aout2020.pdf ».
- [10] « nies\_aeps\_pasepa-2r\_zondoma\_vf.pdf ».
- [11] « Réseau HT BFA 2020.pdf ».

## **X. ANNEXES**

---

**Annexe I : Organigramme de la SONABEL**



**Figure 22 : Organigramme de la SONABEL**

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST

**Annexe II : Coordonnées géographiques référencées des points d'angle**

**Tableau XXIV: Coordonnées géographiques référencées des points d'angle**

N° POINTS	X	Y	DISTAN CES [m]	CUMUL [m]	DEFLEXI ON [gr]	OBSERVATION
KOE01	664 713	1 375 137				Sortie poste Kossodo
			<b>338,68</b>	338,68		
KOE02	664 521	1 375 416			-20,57	
			<b>210,16</b>	548,84		
KOE03	664 463	1 375 618			-18,74	
			<b>811,09</b>	1 359,93		
KOE04	664 475	1 376 429			-42,28	
			<b>1809,13</b>	3169,06		
KOE05	665 611	1377837			3,33	
			<b>1 243,18</b>	4 412,24		
KOE06	666 340	1 378 844			-6,61	
			<b>424,20</b>	4 836,44		
KOE07	666 623	1 379 160			-47,86	
			<b>90,35</b>	4 926,80		
KOE08	666 713	1 379 168			-45,48	
KOE09	670 454	1376465			37,69	
			<b>4 615,33</b>	9 542,13		
KOE10	671 078	1 376 444			-17,08	
			<b>1 264,21</b>	11 430,69		
KOE11	672 285	1 376 068			-43,82	
			<b>3639,21</b>	15 069,90		
KOE12	674 281	1 373 025			38,52	
			<b>239,55</b>	15 069,45		
KOE13	674 503	1 372 935			-27,87	
			<b>1 524,89</b>	16 834,34		
KOE14	675 540	1 371 817			-8,22	
			<b>379,32</b>	17 213,66		
KOE15	675 760	1 371 508				Entrée poste Ouaga- Est



Figure 23: Répartition des pylônes le long de la ligne

## Annexe III : Dimensionnement électrique

### Isolateurs de suspension Sediver® en verre trempé

CEI

Capot et tige

**70 kN**

**100 kN**



		Profil standard			
Référence catalogue		F70/127	F70/146	F100/127	F100/146
Désignation CEI <sup>(1)</sup>		U70BS	U70BL	U100BS	U100BL
<b>Caractéristiques mécaniques</b>					
Charge de rupture mécanique	kN	70	70	100	100
<b>Dimensions</b>					
					255
					146
Ligne de fuite	mm	320	320	320	320
Norme d'accrochage CEI <sup>(2)</sup>		16A	16A	16A	16A
<b>Caractéristiques électriques<sup>(3)</sup></b>					
Tension de tenue à fréquence industrielle					
- à sec	kV	70	70	70	70
- sous pluie	kV	40	40	40	40
Tension de tenue aux chocs de foudre à sec	kV	100	100	100	100
Tension de perforation	kV	130	130	130	130
<b>Emballages</b>					
Poids brut approximatif	kg	3,4	3,4	3,7	3,7
Nombre d'unités par caisse		6	6	6	6
Volume par caisse	m³	0,05	0,05	0,05	0,05
Poids brut par caisse	kg	24	24	26	26
Nombre d'unités par palette		96	96	96	96
Volume par palette	m³	1,3	1,3	1,3	1,3
Poids brut par palette	kg	403	403	432	432

(1) en accord avec la CEI 60305

(2) en accord avec la CEI 60120

(3) en accord avec la CEI 60383-1

Les isolateurs présentés ci-dessus sont ceux les plus couramment utilisés. Pour tout besoin spécifique, merci de nous consulter.

Figure 24: Caractéristiques normalisées des isolateurs



# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

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		0,094	13,541	77,834	5,908	77,834	5,908	77,74	26,47	0	34,103	0	0	0						
9	Région 1		0,094	13,541	0	0	77,834	5,908	77,74	26,47	0	34,103	0	0	0						
10	Zone 1		0,094	13,541	0	0	77,834	5,908	77,74	26,47	0	34,103	0	0	0						
11																					
12	Un		P perte	Q perte	P perte	Q perte															
13	kV		MW	MVar	MW	MVar															
14	90		0,094	0,25	0	13,29															
15																					
16	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			
17		Nom	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar						Réseau					
18	853	JDB_Kos	90	100	0	0	0	77,834	5,908	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1				
19	890	JDB_33 k	33	100	-11,6	50,45	18,08	0	0	-23,223	0	0	0		Zone 1	Région 1	1				
20	979	JDB_OU	89,644	99,6	-1,3	0	0	0	0	0	0	0	0		Zone 1	Région 1	1				
21	982	JDB_OU	33	100	-7,6	27,29	8,39	0	0	-10,88	0	0	0		Zone 1	Région 1	1				
22																					
23	ID	Noeud	Elément	Type	P	Q	I	Angle I	Charge	Facteur	Facteur	P perte	Q perte	P Fe	P comp	Q comp	Prise	Rapport	Sens. X	Teta	Cheveau
24		Nom	Nom		MW	MVar	kA	°	%			MW	MVar	MW	MW	MVar			%/Ohm	°	°
25	1102	JDB_33 k	SHUNT-1	Shunt	0	-23,223	0,406	78,4	0												
26	1088	JDB_OU	SHUNT-1	Shunt	0	-10,88	0,19	82,4	0												
27	850	JDB_Kos	F-850	Réseau d	-77,834	-5,908	0,501	175,7	0												
28	884	JDB_Kos	TR1_KO	Transfor	50,45	5,143	0,325	-5,8	0			0	10,2866	0,000			0		0,00000		
29	884	JDB_33 k	TR1_KO	Transfor	-50,45	5,143	0,887	174,2	0			0	10,2866	0,000			0		0,00000		
30	912	JDB_33 k	KOUNGO	Charge	3,81	0,7	0,068	-22,1	0	1	1										
31	906	JDB_33 k	ZINARE	Charge	19,03	6,27	0,351	-29,9	0	1	1										
32	918	JDB_33 k	CIMENTE	Charge	24,55	10,04	0,464	-33,9	0	1	1										
33	900	JDB_33 k	LAYE	Charge	3,06	1,07	0,057	-30,9	0	1	1										
34	943	JDB_OU	TR2-OUA	Transfor	27,29	0,514	0,176	-2,4	0			0	3,0038	0,000			0		0,00000		
35	991	JDB_Kos	LIGNE 90	Ligne	27,384	0,764	0,176	-1,6	48,15			0,0935	0,2503		0	0			0,00000		
36	991	JDB_OU	LIGNE 90	Ligne	-27,29	-0,514	0,176	177,6	48,16			0,0935	0,2503		0	0			0,00000		
37	943	JDB_OU	TR2-OUA	Transfor	-27,29	2,49	0,479	177,6	0			0	3,0038	0,000			0		0,00000		
38	1002	JDB_OU	KOMPIEN	Charge	1	0,2	0,018	-18,9	0	1	1										
39	1008	JDB_OU	BAGRE	Charge	1	0,99	0,025	-52,3	0	1	1										
40	1014	JDB_OU	ZANO	Charge	18,18	6,49	0,338	-27,3	0	1	1										
41	1020	JDB_OU	KOUPPEL	Charge	4,06	0,71	0,072	-17,5	0	1	1										
42	1047	JDB_OU	FADA	Charge	3,05	0	0,053	-7,6	0	1	1										

Figure 25: Résultats détaillés de la simulation

**Annexe IV : Résultats des calculs de poids linéique, de pressions dynamiques, de forces du vent, de poids équivalents et de l'angle d'inclinaison pour chaque hypothèse**

**Tableau XXV: Tableau XXV: Récapitulatif de la charge du vent sur les conducteurs**

Hypothèses	Pression dynamique qh	Poids linéique P (N/m)	Force du vent F (N/m)	Angle d'inclinaison $\varphi$ (°)	Poids équivalent Pequi (N/m)
A	0	6,15	0	0	6,15
B	810	6,15	15,876	68,82476946	17,02556537
C	291	6,15	5,7036	42,84329192	8,387702484
D	0,156	6,15	0,0030576	0,028485782	6,15000076

**Tableau XXVI: Récapitulatif de la charge du vent sur les câbles de gardes**

Hypothèses	Pression dynamique qh	Poids linéique P (N/m)	Force du vent F (N/m)	Angle d'inclinaison $\varphi$ (°)	Poids équivalent Pequi (N/m)
A	0	6,1803	0	0	6,1803
B	891	6,1803	13,6323	65,6124993	14,96782253
C	320,1	6,1803	4,89753	38,39478737	7,885550595
D	0,1716	6,1803	0,00262548	0,024340067	6,180300558

**Tableau XXVII: Récapitulatif de la charge du vent sur les Isolateurs**

Type de chaine d'isolateurs	Hypothèses		Surface de la chaine d'isolateur	Charge sur la chaine d'isolateur
Chaine de suspension et d'ancrage simple	A	0	0,19431	0
	B	972	0,19431	188,86932
	C	349,92	0,19431	67,9929552
	D	0,1875	0,19431	0,03643313
Chaine de suspension et d'ancrage double	A	0	0,38862	0
	B	972	0,38862	377,73864
	C	349,92	0,38862	135,98591
	D	0,1875	0,38862	0,07286625

**Annexe V : Résultats des calculs de la tension de la flèche maximale de la portée critique et du coefficient a du conducteur de phase et du câble de garde pour chaque hypothèse**

**Tableau XXVIII: Récapitulatif de la tension et de la flèche du conducteur et du câble de garde**

Hypothèse	Tension du conducteur de phase (N)	Flèche du conducteur de phase (m)	Tension du câble de garde (N)	Flèche du câble de garde (m)
A	13405,8	4,495815244	18588,86	3,258238536
B	24678,23	6,761041638	28305,98	5,182108545
C	18251,04	4,503824678	23228,01	3,326948621
D	11344,83	5,312552718	15442,55	3,922081875
Température à 75°C	9221,23	6,536004416	12806,39	4,729431167

**Tableau XXIX: Calcul de la portée critique et du coefficient a du conducteur de phase et du câble de garde**

Nature du câble	Portée critique Pc (m)	Portée moyenne Pmoy	Comparaison entre Pc et Pmoy	Conséquence de la comparaison	Coefficient a
Conducteur de phase	157	280	$P_c < P_{moy}$	Le coefficient « a » du conducteur de phase est calculé dans l'hypothèse climatique B	$-9,93 \times 10^{-4}$
Câble de garde	171,41	280	$P_c < P_{moy}$	Le coefficient « a » du câble de garde est calculé dans l'hypothèse climatique B	$-1,13 \times 10^{-3}$

**Annexe VI : Résultats des calculs des charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt et alignement par le conducteur de phase et câble de garde**

**Tableau XXX: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble ASTER 228**

Pylône d'arrêt	Coefficient de surcharge (m)	Poids linéique w (N/m)	Portée adjacente a1 (m)	Portée adjacente a2 (m)	Poids de la chaîne d'isolateur Pi	Charges verticales V
----------------	------------------------------	------------------------	-------------------------	-------------------------	-----------------------------------	----------------------

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST

					(kg)	(N)
KOE01	1	6,15	0	280	206,01	861
KOE02	1	6,15	58,68	210,16	206,01	826,683
KOE03	1	6,15	210,16	280	206,01	1507,242
KOE04	1	6,15	251,09	280	206,01	1633,10175
KOE05	1	6,15	129,13	280	206,01	1258,07475
KOE06	1	6,15	123,18	280	206,01	1239,7785
KOE07	1	6,15	144,2	90,35	206,01	721,24125
KOE08	1	6,15	90,35	280	206,01	1138,82625
KOE09	1	6,15	135,33	280	206,01	1277,13975
KOE10	1	6,15	64,35	280	206,01	1058,87625
KOE11	1	6,15	144,21	280	206,01	1304,44575
KOE12	1	6,15	279,21	239,55	206,01	1595,187
KOE13	1	6,15	239,55	280	206,01	1597,61625
KOE14	1	6,15	124,89	280	206,01	1245,03675
KOE15	1	6,15	99,32	0	206,01	305,409

**Tableau XXXI: Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble de garde Thym 107**

<b>Pylône d'arrêt</b>	<b>Coefficient de surcharge m</b>	<b>Poids linéique w (N/m)</b>	<b>Portée adjacente a1 (m)</b>	<b>Portée adjacente a2 (m)</b>	<b>Poids de la chaîne d'isolateur Pi (kg)</b>	<b>Charges verticales V (N)</b>
KOE01	1	6,1803	0	280	206,01	865,242
KOE02	1	6,1803	58,68	210,16	206,01	830,755926
KOE03	1	6,1803	210,16	280	206,01	1514,66792
KOE04	1	6,1803	251,09	280	206,01	1641,14776
KOE05	1	6,1803	129,13	280	206,01	1264,27307
KOE06	1	6,1803	123,18	280	206,01	1245,88668
KOE07	1	6,1803	144,2	90,35	206,01	724,794683
KOE08	1	6,1803	90,35	280	206,01	1144,43705
KOE09	1	6,1803	135,33	280	206,01	1283,432
KOE10	1	6,1803	64,35	280	206,01	1064,09315
KOE11	1	6,1803	144,21	280	206,01	1310,87253
KOE12	1	6,1803	279,21	239,55	206,01	1603,04621
KOE13	1	6,1803	239,55	280	206,01	1605,48743
KOE14	1	6,1803	124,89	280	206,01	1251,17083
KOE15	1	6,1803	99,32	0	206,01	306,913698

**Tableau XXXII: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble ASTER 228**

<b>Pylônes d'alignement</b>	<b>Coefficient de surcharge m</b>	<b>Poids linéique w (N/m)</b>	<b>Portée adjacente a1 (m)</b>	<b>Portée adjacente a2 (m)</b>	<b>Poids de la chaîne d'isolateur Pi (kg)</b>	<b>Charges verticales V (N)</b>
P.al 1	1	6,15	280	58,68	206,01	1041,441
P.al 2	1	6,15	280	251,09	206,01	1633,10175
P.al 3	1	6,15	280	129,13	206,01	1258,07475
P.al 4	1	6,15	280	123,18	206,01	1239,7785
P.al 5	1	6,15	280	144,2	206,01	1304,415
P.al 6	1	6,15	280	135,33	206,01	1277,13975
P.al 7	1	6,15	280	64,35	206,01	1058,87625
P.al 8	1	6,15	280	144,21	206,01	1304,44575
P.al 9	1	6,15	280	279,21	206,01	1719,57075
P.al 10	1	6,15	280	124,89	206,01	1245,03675
P.al 11	1	6,15	280	99,32	206,01	1166,409

**Tableau XXXIII: Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble de garde Thym 107**

<b>Pylône d'alignement</b>	<b>Coefficient de surcharge m</b>	<b>Poids linéique w (N/m)</b>	<b>Portée adjacente a1 (m)</b>	<b>Portée adjacente a2 (m)</b>	<b>Poids de la chaîne d'isolateur Pi (kg)</b>	<b>Charges verticales V (N)</b>
P.al 1	1	6,1803	280	58,68	206,01	1046,572
P.al 2	1	6,1803	280	251,09	206,01	1641,14776
P.al 3	1	6,1803	280	129,13	206,01	1264,27307
P.al 4	1	6,1803	280	123,18	206,01	1245,88668
P.al 5	1	6,1803	280	144,2	206,01	1310,84163
P.al 6	1	6,1803	280	135,33	206,01	1283,432
P.al 7	1	6,1803	280	64,35	206,01	1064,09315

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST

P.al 8	1	6,1803	280	144,21	206,01	1310,87253
P.al 9	1	6,1803	280	279,21	206,01	1728,04278
P.al 10	1	6,1803	280	124,89	206,01	1251,17083
P.al 11	1	6,1803	280	99,32	206,01	1730,484

**Annexe VII : Résultats des calculs des charges horizontales transversales appliquées aux pylônes d'alignement et d'ancrage alignement par le conducteur de phase et câble de garde**

**Tableau XXXIV: Charges horizontales transversales appliquées par l'ASTER 228 sur les pylônes d'alignement et d'ancrage d'alignement**

Charges horizontales transversales appliquées par l'ASTER 228 sur les pylônes d'alignement et d'ancrage d'alignement								
Pylône d'alignement et d'angle	Hypothèses	Force du vent F (N/m)	Portée adjacente a1 (m)	Portée adjacente a2 (m)	Tension du conducteur de phase de l'hypothèse considéré (N)	Pour les pylônes d'alignement Hv (N)	Pour les pylônes d'ancrage d'alignement Ha (N)	Pour les pylônes d'alignement et d'angle Ht (N)
P.al 1	A	0	280	58,68	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	58,68	24678,23	2688,44184	724,8706511	3413,312491
	C	5,7036	280	58,68	18251,04	965,847624	536,0855802	1501,933204
	D	0	280	58,68	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 2	A	0	280	251,09	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	251,09	24678,23	4215,79242	724,8706511	4940,663071
	C	5,7036	280	251,09	18251,04	1514,562462	536,0855802	2050,648042
	D	0	280	251,09	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 3	A	0	280	129,13	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	129,13	24678,23	3247,67394	724,8706511	3972,544591
	C	5,7036	280	129,13	18251,04	1166,756934	536,0855802	1702,842514



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	D	0	280	129,13	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 4	A	0	280	123,18	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	123,18	24678,23	3200,44284	724,8706511	3925,313491
	C	5,7036	280	123,18	18251,04	1149,788724	536,0855802	1685,874304
	D	0	280	123,18	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 5	A	0	280	144,2	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	144,2	24678,23	3367,2996	724,8706511	4092,170251
	C	5,7036	280	144,2	18251,04	1209,73356	536,0855802	1745,81914
	D	0	280	144,2	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 6	A	0	280	135,33	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	135,33	24678,23	3296,88954	724,8706511	4021,760191
	C	5,7036	280	135,33	18251,04	1184,438094	536,0855802	1720,523674
	D	0	280	135,33	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 7	A	0	280	64,35	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	64,35	24678,23	2733,4503	724,8706511	3458,320951
	C	5,7036	280	64,35	18251,04	982,01733	536,0855802	1518,10291
	D	0	280	64,35	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 8	A	0	280	144,21	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	144,21	24678,23	3367,37898	724,8706511	4092,249631
	C	5,7036	280	144,21	18251,04	1209,762078	536,0855802	1745,847658
	D	0	280	144,21	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 9	A	0	280	279,21	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	279,21	24678,23	4439,00898	724,8706511	5163,879631
	C	5,7036	280	279,21	18251,04	1594,755078	536,0855802	2130,840658
	D	0	280	279,21	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 10	A	0	280	124,89	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	124,89	24678,23	3214,01682	724,8706511	3938,887471

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	C	5,7036	280	124,89	18251,04	1154,665302	536,0855802	1690,750882
	D	0	280	124,89	11344,83	0	333,2303131	333,2303131
P.al 11	A	0	280	99,32	13405,8	0	393,7669345	393,7669345
	B	15,876	280	99,32	24678,23	3011,04216	724,8706511	3735,912811
	C	5,7036	280	99,32	18251,04	1081,744776	536,0855802	1617,830356
	D	0	280	99,32	11344,83	0	333,2303131	333,2303131

**Tableau XXXV: Charges horizontales transversales appliquées par le câble de garde à fibre optique Thym 107 sur les pylônes d'alignement et ancrage d'alignement**

Charges horizontales transversales appliquées par le câble de garde à fibre optique Thym 107 sur les pylônes d'alignement et ancrage d'alignement								
Pylône d'alignement et d'angle	Hypothèses	Force du vent F (N/m)	Portée adjacente a1 (m)	Portée adjacente a2 (m)	Tension du câble de garde de l'hypothèse considéré (N)	Pour les pylônes d'alignement Hv (N)	Pour les pylônes d'ancrage d'alignement Ha (N)	Pour les pylônes d'alignement et d'angle Ht (N)
P.al 1	A	0	280	58,68	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	58,68	28305,98	2308,493682	831,4281111	3139,921793
	C	4,89753	280	58,68	23228,01	829,3477302	682,2735153	1511,621245

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	D	0	280	58,68	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 2	A	0	280	251,09	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	251,09	28305,98	3619,989104	831,4281111	4451,417215
	C	4,89753	280	251,09	23228,01	1300,514604	682,2735153	1982,788119
	D	0	280	251,09	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 3	A	0	280	129,13	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	129,13	28305,98	2788,69145	831,4281111	3620,119561
	C	4,89753	280	129,13	23228,01	1001,863224	682,2735153	1684,13674
	D	0	280	129,13	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 4	A	0	280	123,18	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	123,18	28305,98	2748,135357	831,4281111	3579,563468
	C	4,89753	280	123,18	23228,01	987,2930727	682,2735153	1669,566588
	D	0	280	123,18	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 5	A	0	280	144,2	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	144,2	28305,98	2891,41083	831,4281111	3722,838941
	C	4,89753	280	144,2	23228,01	1038,766113	682,2735153	1721,039628
	D	0	280	144,2	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 6	A	0	280	135,33	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	135,33	28305,98	2830,95158	831,4281111	3662,379691
	C	4,89753	280	135,33	23228,01	1017,045567	682,2735153	1699,319083
	D	0	280	135,33	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 7	A	0	280	64,35	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	64,35	28305,98	2347,141253	831,4281111	3178,569364
	C	4,89753	280	64,35	23228,01	843,2322278	682,2735153	1525,505743
	D	0	280	64,35	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 8	A	0	280	144,21	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	144,21	28305,98	2891,478992	831,4281111	3722,907103

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	C	4,89753	280	144,21	23228,01	1038,790601	682,2735153	1721,064116
	D	0	280	144,21	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 9	A	0	280	279,21	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	279,21	28305,98	3811,659242	831,4281111	4643,087353
	C	4,89753	280	279,21	23228,01	1369,373876	682,2735153	2051,647391
	D	0	280	279,21	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 10	A	0	280	124,89	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	124,89	28305,98	2759,790974	831,4281111	3591,219085
	C	4,89753	280	124,89	23228,01	991,4804609	682,2735153	1673,753976
	D	0	280	124,89	15442,55	0	453,5921447	453,5921447
P.al 11	A	0	280	99,32	18588,86	0	546,008326	546,008326
	B	13,6323	280	99,32	28305,98	2585,502018	831,4281111	3416,930129
	C	4,89753	280	99,32	23228,01	928,8655398	682,2735153	1611,139055
	D	0	280	99,32	15442,55	0	453,5921447	453,5921447

**Annexe VIII : Résultats des calculs des charges longitudinales appliquées aux pylônes d'arrêt et d'angle par le conducteur de phase et câble de garde**

**Tableau XXXVI: Charges longitudinales appliquées sur les pylônes d'arrêts et d'angle par l'Aster 228**

Pylône d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension conducteur du de phase (N)	Tension longitudinale pour un pylône d'angle compris entre 2 et 40 gr	Tension longitudinale pour un pylône d'angle compris entre 40 et 90 gr
KOE 01	A	13405,8	8285,24	17412,7413
	B	24678,23	15251,984	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 02	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 03	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 04	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 05	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 06	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 07	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 08	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 09	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST

	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 10	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 11	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 12	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 13	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 14	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554
KOE 15	A	13405,8	8285,24005	17412,7413
	B	24678,23	15251,9849	32054,4566
	C	18251,04	11279,7631	23706,2046
	D	11344,83	7011,49054	14735,7554

**Tableau XXXVII: Charges longitudinales appliquées sur les pylônes d'arrêts et d'angle par le câble de garde Thym 107**

Pylône d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension conducteur du câble de garde (N)	Tension longitudinale pour un pylône d'angle compris entre 2 et 40 gr	Tension longitudinale pour un pylône d'angle compris entre 40 et 90 gr
KOE 01	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 02	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 03	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-  
OUAGA-EST

	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 04	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 05	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 06	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 07	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 08	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 09	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 10	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 11	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 12	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 13	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 14	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679
KOE 15	A	18588,86	11488,5473	24144,9977
	B	28305,98	17494,0577	36766,5269
	C	23228,01	14355,6997	30170,7715
	D	15442,55	9544,02077	20058,2679

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

## Annexe IX : Simulation avec le logiciel PLS CADD

### Section Usage Report

Sec No.	Cable Name	From Str.	To Str.	Percent Usage	OK/ NG
1	ASTER 228	1	2	48.6	OK
2	ASTER 228	2	3	50.9	OK
3	ASTER 228	3	6	49.5	OK
4	ASTER 228	6	13	49.8	OK
5	ASTER 228	13	18	49.8	OK
6	ASTER 228	18	20	51.1	OK
7	ASTER 228	20	21	66.0	OK
8	ASTER 228	21	29	49.1	OK
9	ASTER 228	29	37	49.2	OK
10	ASTER 228	37	39	49.0	OK
11	ASTER 228	39	44	49.8	OK
12	ASTER 228	44	51	49.4	OK
13	ASTER 228	51	57	49.4	OK
14	ASTER 228	57	58	50.1	OK
15	ASTER 228	58	63	49.0	OK
16	ASTER 228	63	64	48.4	OK
17	ASTER 228	1	2	48.6	OK
18	ASTER 228	2	3	50.8	OK
19	ASTER 228	3	6	49.5	OK
20	ASTER 228	6	13	49.8	OK
21	ASTER 228	13	18	49.8	OK
22	ASTER 228	18	20	51.0	OK
23	ASTER 228	20	21	65.4	OK
24	ASTER 228	21	29	49.1	OK
25	ASTER 228	29	37	49.2	OK
26	ASTER 228	37	39	49.0	OK
27	ASTER 228	39	44	49.8	OK
28	ASTER 228	44	51	49.4	OK
29	ASTER 228	51	57	49.4	OK
30	ASTER 228	57	58	50.1	OK
31	ASTER 228	58	63	49.0	OK
32	ASTER 228	63	64	48.4	OK
33	CGFO THYM 107	1	2	41.1	OK
34	CGFO THYM 107	2	3	42.0	OK
35	CGFO THYM 107	3	6	41.5	OK
36	CGFO THYM 107	6	13	41.6	OK
37	CGFO THYM 107	13	18	41.6	OK
38	CGFO THYM 107	18	20	42.0	OK
39	CGFO THYM 107	20	21	46.6	OK
40	CGFO THYM 107	21	29	41.3	OK
41	CGFO THYM 107	29	37	41.4	OK
42	CGFO THYM 107	37	39	41.3	OK
43	CGFO THYM 107	39	44	41.6	OK
44	CGFO THYM 107	44	51	41.4	OK
45	CGFO THYM 107	51	57	41.4	OK
46	CGFO THYM 107	57	58	41.7	OK
47	CGFO THYM 107	58	63	41.3	OK
48	CGFO THYM 107	63	64	41.1	OK

0 section violations OK

### Check Section Summary

\* designates highest percent of allowable capacity.

Sec No.	Cable Name	From Str.	To Str.	WC No.	Weather Case Description
------------	---------------	--------------	------------	-----------	-----------------------------

SONABEL - Burkina Faso

Figure 26: Résultats de simulations pour les conducteurs



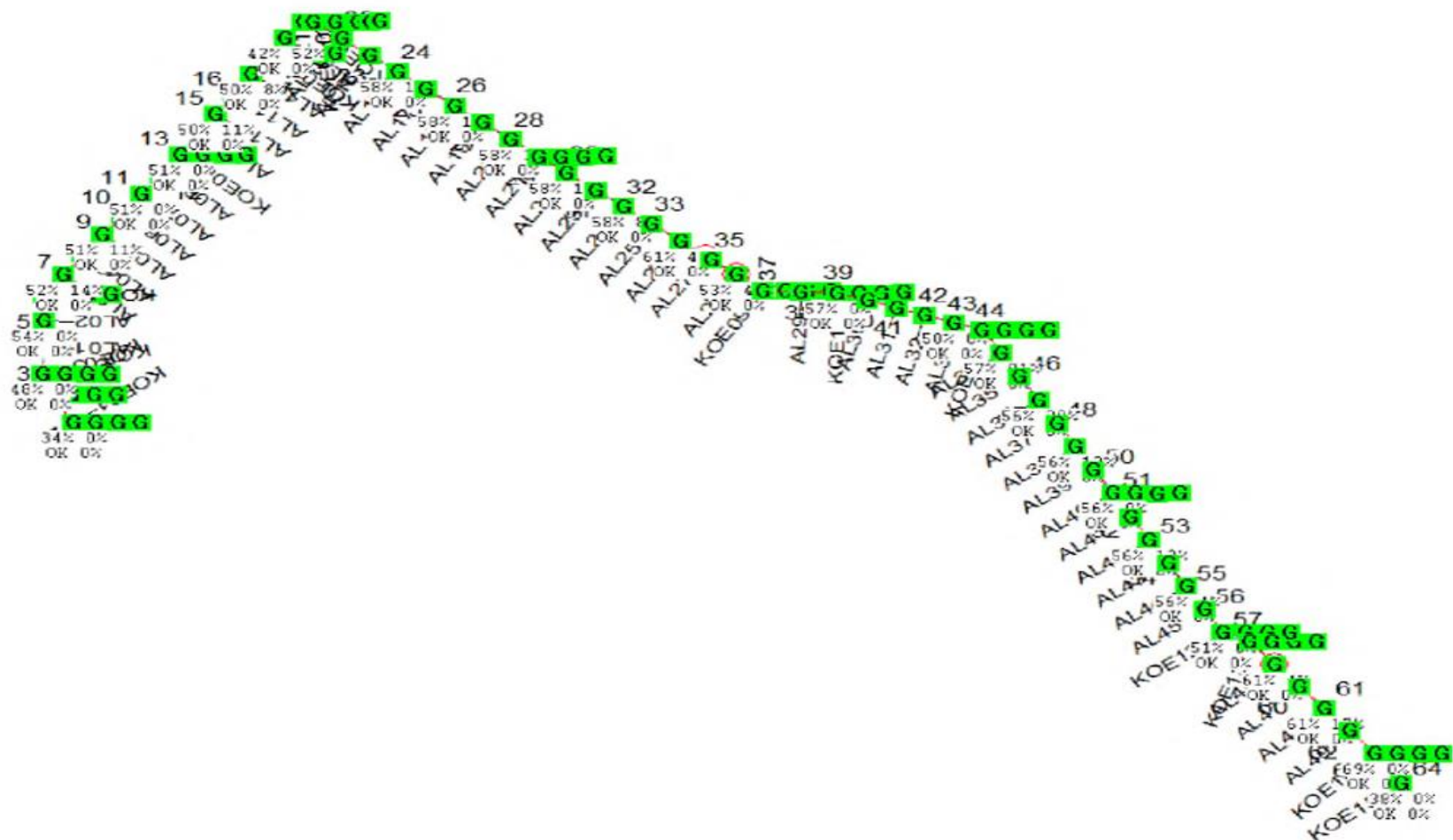


Figure 27: Répartition des pylônes le long de la ligne avec PLS CADD

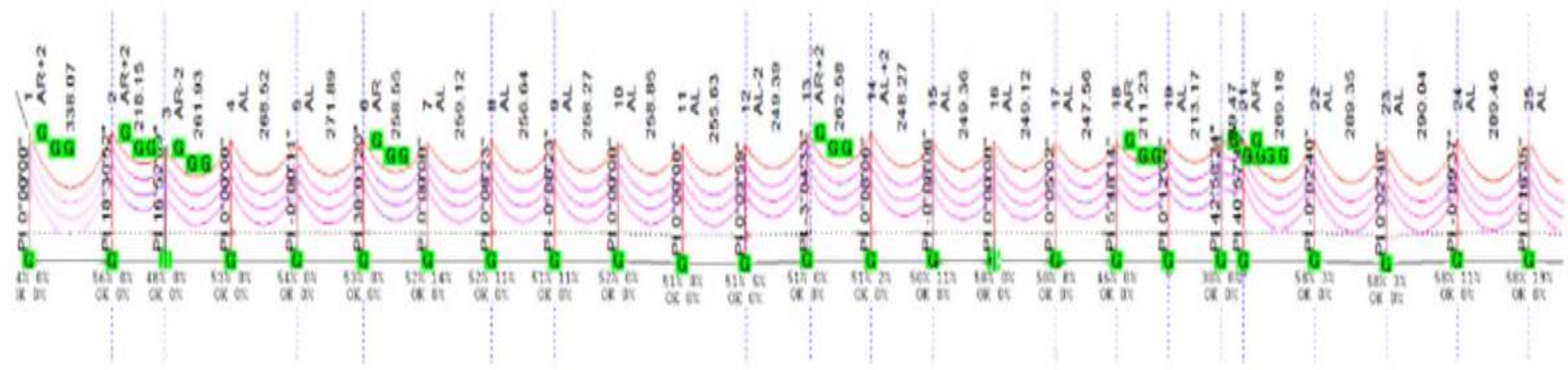


Figure 28: Profil en long de la ligne

**Annexe X : Etude financière détaillée du projet d'étude****Tableau XXXVIII: Bordereau N°1**

N°	Libellé	Unité	Quantité	Prix unitaire (EURO)	Total (EURO)
<b>1</b>	<b>Fourniture pylônes complets selon spécifications y compris embases et transport sur site</b>				
1.1	Pylône d'angle et d'alignement	Unité	47	11 630	546 610
1.2	Pylône d'ancrage d'angle	Unité	13	12 352	160 576
1.3	Pylône de fin de ligne	Unité	2	14 632	29 264
<b>Total pylônes</b>					<b>736 450</b>
<b>2</b>	<b>Fourniture et transport sur site câble du conducteur Aster 228 mm<sup>2</sup> et câble de garde CGFO</b>				
2.1	Conducteur de phase Aster 228 mm <sup>2</sup> y compris : - câble Aster 228 mm <sup>2</sup> selon spécifications - longueur nécessaire selon bretelles de continuité et les portées ' poste' - manchons de jonctions - manchons de réparation - excédent pour satisfaire les impératifs de construction	km	103	4 491	462 573
2.2	Câble de garde à fibre optique y compris : - câble de garde à fibre optique Thym 107 selon spécification - longueur nécessaire pour la réalisation des coffrets de jonction	km	18	6 978	125 604

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	- excédent pour satisfaire les impératifs de construction				
<b>Total des conducteurs et câble de garde à fibre optique</b>					588 177
<b>3</b>	<b>Fourniture de chaine d'isolateurs selon spéciations et transport sur site</b>				
3.1	Chaine de suspension simple complètement équipée : -pince de suspension et garniture de câble (armorrod) -amortisseur de vibration	Ensemble	282	148	41 736
3.2	Chaine de suspension double complètement équipée y compris : -pince de suspension et garniture de câble (armorrod) -amortisseur de vibration	Ensemble	24	244	5 856
3.3	Chaine d'ancrage double complètement équipée y compris : -manchons d'ancrage -matériel pour bretelles de continuité	Ensemble	102	252	25 704
3.4	Chaine d'ancrage double complètement équipée avec éclateurs y compris : - manchons d'ancrage - matériel pour bretelles de continuité - éclateurs	Ensemble	24	320	7 680
<b>Total isolateurs</b>					80 976
<b>4</b>	<b>Fourniture et transport sur site des dispositifs d'accrochage du CGFO selon spécification</b>				

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

4.1	Dispositif d'ancrage du CGFO y compris : - dispositif anti-vibration - matériel de shuntage	Ensemble	17	155	2 635
4.2	Dispositif de suspension du CGFO y compris : - dispositif anti-vibration - matériel de shuntage	Ensemble	47	43	2 021
4.3	Coffrets de jonction	Ensemble	8	542	4 336
<b>Total dispositif d'accrochage du CGFO</b>					8 992
<b>5</b>	<b>Fourniture et transport sur site du matériel de mise à la terre</b>				
5.1	Fil de mise à la terre	km	3	9 554	28 662
5.2	Bloc simple de mise à la terre	Ensemble	128	33	384
5.3	Bloc double de mise à la terre	Ensemble	64	33	2 112
<b>Total matériels de mise à la terre</b>					31 158
<b>6</b>	<b>Fourniture et transport sur site de matériels divers</b>				
6.1	Plaque de numérotation et de danger selon spécification	Unité	64	42	2 688
6.2	Plaque de repérage par hélicoptère selon spécifications	Unité	8	42	336
6.3	Sphère de balisage diurne, avec garniture de câble, conforme aux spécifications	Unité	10	84	840
<b>Total fourniture et transport sur site de matériel divers</b>					3 864
<b>7</b>	<b>Pièces de rechange obligatoire conformes aux spécifications à fournir sur l'air de stockage du maître d'ouvrage</b>				

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

7.1	<b>Pylônes y compris embases de fondations</b>				
7.1.1	Pylône d'angle et d'alignement	Unité	5	11 630	58 150
7.1.2	Pylône d'ancrage d'angle	Unité	2	12 352	24 704
7.1.3	Pylône de fin de ligne	Unité	1	14 632	14 632
7.2	<b>Chaines d'isolateurs</b>				
7.2.1	Chaines de suspension simples complètement équipées	Ensemble	28	148	4 144
7.2.2	Chaines de suspension double complètement équipées	Ensemble	3	244	732
7.2.3	Chaines d'ancrage double complètement équipées	Ensemble	11	252	2 772
7.3	<b>Dispositif d'accrochage du CGFO</b>				
7.3.1	Dispositif d'ancrage du CGFO	Ensemble	2	155	310
7.3.2	Dispositif de suspension du CGFO	Ensemble	5	43	215
7.3.3	Coffrets de jonction	Ensemble	1	542	542

## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

<b>7.4</b>	<b>Matériels divers</b>				
7.4.1	Plaque de numérotation et de danger selon spécification	Unité	7	42	294
7.4.2	Plaque de repérage par hélicoptère selon spécifications	Unité	2	42	84
7.4.3	Sphère de balisage diurne, avec garniture de câble, conforme aux spécifications	Unité	1	84	84
<b>Total pièces de rechanges</b>					106 663
<b>Total bordereau 1 (EURO)</b>					<b>1 556 280</b>
<b>Total bordereau 1 (F CFA)</b>					<b>1 019 363 400</b>

**Tableau XXXIX: Bordereau N°2**

N°	Libellé	Unité	Quantité	Prix unitaire (FCFA)	Total (FCFA)
<b>1</b>	<b>Opération topographique incluant :</b>				
1.1	Balisage des points d'angles de la ligne	km	17	9 150	156 465
1.2	Relevé du profil en long	km	17	82 351	1 399 967
1.3	Habillage du profil en long	km	17	18 300	311 100
1.4	Implantation des pylônes sur le terrain	pylône	62	51 241	3 176 942

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

1.5	Relevé des profils d'empattement	pylône	62	21 960	1 361 520
1.6	Essais de sol et mesure de résistivité	pylône	62	150 000	9 300 000
<b>Total opérations topographiques</b>					15 705 994
<b>2</b>	<b>Etablissement des documents et plans annexes</b>				
2.1	Bande planimétrique, schéma de repérage des phases	Ensemble	1	2 196 060	2 196 060
2.2	Tableau de tensions et flèches de pose des câbles	Ensemble	1	4 575 120	4 575 120
2.3	Plaques danger de phases ; hélicoptère, mise à la terre etc.	Ensemble	1	661 464	661 464
2.4	Documents et plans tel que construit et de recollement	Ensemble	1	5 490 144	5 490 144
<b>Total établissement des documents et plans annexes</b>					12 922 788
<b>Total bordereau 2</b>					<b>28 628 782</b>

Tableau XL: Bordereau N°3



## ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

N°	Libellé	Unité	Quantité	Prix unitaire (FCFA)	Total (FCFA)
<b>1</b>	<b>Travaux préparatoires</b>				
1.1	Equipement de bureau et de chantier	Ensemble	1	12 000 000	12 000 000
1.2	Abattage, débroussaillage et élagage	km	17	183 005	3 111 085
1.3	Aménagement des pistes d'accès aux pylônes	km	2	9 000 000	18 000 000
1.4	Aires de stockage sur chantier	Ensemble	1	6 000 000	6 000 000
	Remise en état des lieux, pistes etc.	Ensemble	1	18 000 000	18 000 000
<b>Total travaux préparatoires</b>					57 111 085
<b>2</b>	<b>Réalisation de massifs de fondation (par pylône) y compris : Excavation, béton de propreté, réglage des embases, malt, coffrage et bétonnage, acier de renforcement remblayage de la fouille, évacuation des déblais.</b>				
2.1	Pylône d'angle et d'alignement - terrain normal	Unité	47	2 000 427	94 020 069
2.2	Pylône d'ancrage d'angle - terrain normal	Unité	13	3 627 954	47 163 402
	Pylône de fin de ligne - terrain normal	Unité	2	4 222 565	8445130

ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

<b>Total fondation</b>					149 628 601
<b>3</b>	<b>Installation des conducteurs et câble de garde</b>				
3.1	Installation des six (06) conducteurs de phases Aster 228	km	18	3 600 000	64 800 000
3.2	Installation d'un CGFO incluant : - Dispositifs de suspension, ancrage ; et bretelle de shuntage - Mise sur pinces et réglage des flèches - Installation des dispositifs anti-vibrations - installations des coffrets de jonctions	km	18	1 012 016	18 216 288
<b>Total installation des conducteurs et câble de garde</b>					83 016 288
<b>4</b>	<b>Installation diverses</b>				
4.1	Pose des plaques de numérotations et de danger	Unité	62	128 102	7 942 324
4.2	Pose des plaques de repérage par hélicoptère	Unité	5	128 102	640 510
4.3	Pose des sphères de balisage diurne avec garniture de câble, conforme aux spécifications	Unité	10	128 102	1 281 020
<b>Total installation diverses</b>					9 863 854
<b>5</b>	<b>Total bordereau 3</b>				<b>299 619 828</b>

**Annexe XI : Notice d'impact environnemental et social**

**Tableau XLI: Evaluation des impacts environnementaux pour chaque phase du projet**

<b>Impact</b>	<b>Définition</b>	<b>Phase du projet</b>	<b>Mesures d'atténuation proposées</b>	<b>Intensité de l'impact</b>	<b>Durée de l'impact</b>	<b>Probabilité de survenue</b>
<b>Perturbation du sol et du sous-sol</b>	Modification de la structure du sol (érosion, compactage, dégradation) en raison des travaux de terrassement.	Préparation, Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stabilisation des sols après travaux.</li> <li>- Techniques de terrassement adaptées pour limiter l'érosion.</li> <li>- Surveillance continue des conditions du sol.</li> </ul>	Modéré	Moyen terme	Modérée
<b>Émissions de poussière et de gaz</b>	Pollution de l'air causée par les travaux (poussière, gaz d'échappement)	Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Arrosage des zones de travaux pour réduire la poussière.</li> <li>- Maintenance</li> </ul>	Élevé	Court terme	Élevée

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	des véhicules de chantier).		rigoureuse des machines. - Utilisation d'équipements conformes aux normes d'émissions.			
<b>Perturbation de la biodiversité</b>	Perturbation des habitats naturels, notamment la déforestation ou la disparition d'espèces fauniques ou floristiques, en particulier dans les zones sensibles écologiquement.	Préparation, Construction	- Inventaire de la faune et la flore locale. - Compensation écologique (reforestation). - Aménagement de corridors écologiques pour la faune.	Élevé	Long terme	Modérée
<b>Pollution des eaux de surface</b>	Contamination des eaux de surface par les déchets de construction, les	Construction	- Mise en place de fossés de drainage pour gérer l'eau de ruissellement.	Modéré	Moyen terme	Modérée

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	huiles et les eaux de ruissellement.		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrôle des rejets industriels dans les eaux.</li> <li>- Filtrage des eaux pluviales.</li> </ul>			
<b>Modification des écosystèmes locaux</b>	Impact sur les écosystèmes en raison de la construction des pylônes et du passage de la ligne, pouvant affecter la faune et la flore.	Préparation, Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identification des espèces protégées avant les travaux.</li> <li>- Réduction des impacts sur les zones écologiquement sensibles.</li> <li>- Préservation des corridors écologiques.</li> </ul>	Modéré	Long terme	Faible

**Tableau XLII: Evaluation des impacts sociaux pour chaque phase du projet**

Impact	Définition	Phase du projet	Mesures d'atténuation proposées	Intensité de l'impact	Durée de l'impact	Probabilité de survenue
--------	------------	-----------------	---------------------------------	-----------------------	-------------------	-------------------------

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

<b>Perturbation de la circulation</b>	Modifications temporaires de la circulation (fermetures de routes, déviations), perturbant le trafic dans les zones résidentielles et commerciales.	Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Planification des itinéraires alternatifs.</li> <li>- Mise en place de signalisation et d'informations régulières à la population.</li> <li>- Organisation de déviations temporaires.</li> </ul>	Modéré	Court terme	Élevée
<b>Nuisances sonores</b>	Bruit provenant des équipements de construction (engins de chantier, véhicules) affectant les zones résidentielles et commerciales avoisinantes.	Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limitation des horaires de travail pour réduire le bruit la nuit.</li> <li>- Entretien des machines pour minimiser les nuisances sonores.</li> </ul>	Élevé	Court terme	Élevée

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

<p><b>Impact sur la santé publique</b></p>	<p>Risques sanitaires liés à la poussière et aux gaz émis pendant la construction. De plus, des risques d'accidents liés aux travaux peuvent affecter la sécurité des ouvriers et de la population locale. Cela peut également inclure des risques liés aux infections sexuellement transmissibles (IST) parmi les travailleurs, notamment le VIH/SIDA.</p>	<p>Construction, Exploitation</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensibilisation à la sécurité et aux risques sanitaires, y compris les IST.</li> <li>- Fourniture d'équipements de protection individuelle (EPI).</li> <li>- Campagnes de sensibilisation sur les IST, notamment le VIH/SIDA, à destination des travailleurs et des communautés locales.</li> <li>- Suivi médical régulier pour les travailleurs.</li> </ul>	<p>Élevé</p>	<p>Moyen terme</p>	<p>Modérée</p>
--	---	-----------------------------------	---	--------------	--------------------	----------------

# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

<b>Création d'emplois locaux</b>	L'impact positif sur l'économie locale grâce à la création d'emplois directs et indirects pendant la phase de construction (embauche locale, fournisseurs locaux).	Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Recrutement de main-d'œuvre locale.</li> <li>- Formation sur les compétences spécialisées pour améliorer l'employabilité.</li> <li>- Embauche prioritaire des résidents de la zone.</li> </ul>	Modéré	Court terme	Élevée
<b>Droit de propriété et expropriation</b>	L'impact sur les propriétés privées affectées par l'emplacement des pylônes ou des postes de transformation, nécessitant une	Préparation, Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consultation préalable des propriétaires fonciers.</li> <li>- Compensation juste et équitable des terres et des biens affectés.</li> <li>- Adaptation du</li> </ul>	Élevé	Long terme	Faible



# ETUDE ELECTRIQUE ET MECANIQUE DE LA LIGNE AERIENNE 90 kV KOSSODO-OUAGA-EST

	expropriation ou une compensation.		tracé si nécessaire pour éviter les zones sensibles.			
<b>Risque d'accidents de travail</b>	Risque liés à la sécurité des travailleurs sur le chantier, notamment les accidents liés à l'utilisation d'équipements lourds et aux risques électriques une fois la ligne en exploitation.	Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Formation continue en sécurité.</li> <li>- Mise en place de procédures d'urgence.</li> <li>- Surveillance régulière des conditions de travail sur le chantier.</li> </ul>	Élevé	Moyen terme	Modérée