



ETUDES TECHNIQUES D'ALIMENTATION DE POSTES HTA/BTA SUR PORTIQUE DANS LA VILLE DE OUAGADOUGOU : CAS DU POSTE 122 A NONSIN

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

SPECIALITE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 16 Janvier 2019 par

Manuel Marcelino MADECA [N° 2012 0206]

Encadrant 2iE: Ing. Ahmed ZONGO

Enseignant au département génie électrique et énergétique

Maître de stage : M. El Hadj BONKOUNGOU Hamado

Chef de service HTA/BTA département lignes et postes à SOGETEL

Structure d'accueil du stage : SOGETEL

Jury d'évaluation du stage :

Président : : Dr. Ing. Ahmed O. BAGRE

Membres et correcteurs : Ing. Moussa KADRI

Ing. Ahmed ZONGO

Promotion [2018 – 2019]

DEDICACES

Je dédie ce travail à :

Ma chère grand-mère Terezinha de Menino Jesus ;

Mes oncles et Tantes :

- *Daniano Luvando ;*
- *Augusto Nepela Júlio ;*
- *María Do Céu Marcelino ;*
- *Natália Marcelino Luvando*

*Et toutes personnes ayant contribué pour la
réalisation de cet ouvrage.*

REMERCIEMENTS

- ✓ Je tiens à remercier toute l'équipe pédagogique et administrative de l'institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement (2iE), principalement les responsables du Département Génie électrique et Energétique (GEE) pour avoir assurés la partie théorique de ma formation.
- ✓ Je remercie également la société TOTAL E&P Angola pour avoir financé ma formation.
- ✓ J'adresse mes sincères remerciements à Madame KELTOUM ONADJA, la Directrice d'Exploitation de société SOGETEL, pour m'avoir accepté au sein de son entreprise et pour ses remarques constructives.
- ✓ Je remercie spécialement M. Ahmed ZONGO, Enseignant au 2iE et Chef de Laboratoire pédagogique, pour son encadrement.
- ✓ Je voudrais aussi adresser mes remerciements à M. El Hadj BONKOUNGOU Hamado, Chef de Service HTA/BTA département lignes et postes SOGETEL, qui a accepté de m'encadrer durant ces 05 mois.
- ✓ Je remercie M. OUEDRAOGO OUSMANE, OUEDRAOGO SEBASTIEN et TIENDREBEOGO ZAKARIA pour leurs expériences.
- ✓ Je remercie aussi M. TRAORE BRICE et M. ZOUNGRANA CHEIK pour leurs conseils et orientations.
- ✓ Mes remerciements sont adressés aux Messieurs OUEDRAOGO JOEL, NAZANGA TRAORE, SAVADOGO PATRICK pour leurs soutiens.
- ✓ Je tiens à remercier tout particulièrement et à témoigner toute ma reconnaissance à tout le personnel de la Société Générale de Travaux et Constructions Electriques, pour l'expérience enrichissante et pleine d'intérêt et surtout leur accueil et la confiance qu'ils m'ont fait vivre au sein de la société.
- ✓ Enfin, que tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à l'élaboration de ce travail, trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude.

RESUME

Ce présent rapport fait l'objet d'un mémoire de stage de cinq mois au sein de la Société Générale de Travaux et Constructions Electriques (SOGETEL). Ce stage était dans le cadre de validation de la deuxième année de Master en génie électrique et énergétique.

Le projet entrepris par la SONABEL dans le cadre de renforcement et remplacement des postes HTA/BTA de distribution publique dans la ville Ouagadougou, consiste à faire **une étude technique d'alimentation électrique d'un poste HTA/BTA de 15 kV sur portique dans le quartier de Nossin** afin de soulager un poste existant de 630 kVA chargé à 98,4%.

Du point de vue électrique, nous avons dimensionné un transformateur de 250 kVA, un IACM du type II, un parafoudre de classe 1, un tableau urbain réduit du type TUR 4-800D, un conducteur en almélec de section 54,6 mm² pour la ligne HTA et un conducteur aluminium 1x240 mm² /phase pour le raccordement transformateur-TUR.

Du point de vue mécanique, nous avons d'une part dimensionnée des profilés du type HEA 160/12m et HEB 160/m pour les supports d'alignement et d'arrêt respectivement avec des armements du type bras incliné en technologie suspendue et des isolateurs en composite pour les supports d'alignement et les armements du type nappe horizontale avec des isolateurs en composite pour les supports d'arrêt. D'autre part nous avons vérifié que le portique résistera aux chargements en statique dus aux poids propres et du transformateur, à la pression du vent et à la force de traction des conducteurs.

Après avoir recensé tous les équipements rentrant dans la construction du poste sur portique et de la ligne nous avons estimé notre projet à **24 519 619 F CFA**.

Mots Clés :

- 1 – Dimensionnement
- 2 - Electrique
- 3 – Mécanique
- 4 - Ligne
- 5 – Portique

ABSTRACT

This report is the subject of a dissertation of my five-month internship at *Société Générale de Travaux et Constructions Electriques* (SOGETEL). This internship was aimed to validate of the second year of Master in electrical and energetic engineering.

The project undertaken by SONABEL as part of the strengthening and replacement of HV / LV public distribution substations in Ouagadougou city, involves a technical study of the power supply of a 15 kV HV / LV substation on a gantry in Ouagadougou city, district of Nossin, to relieve an existing position of 630 kVA charged to 98.4%.

From an electrical point of view, we have dimensioned a 250 kVA transformer, a type II IACM, a class 1 surge arrester, a reduced TUR 4-800D urban array, and a 54.6 mm² section almelec conductor for the line. HTA and an aluminum conductor 1x240 mm² / phase for transformer-TUR connection.

From the mechanical point of view, we have on the one hand dimensioned HEA 160 / 12m and HEB 160 / m profiles for the alignment and stop supports respectively with suspended arm type armaments and insulators. in composite for alignment supports and armaments of the horizontal web type with composite insulators for the stop supports. On the other hand we verified that the gantry will withstand static loadings due to the own and transformer weights, the wind pressure and the tensile force of the conductors.

After listing all the equipment in the construction of the gantry and the line we estimated our project at 24 519 619 F CFA.

Key words:

- 1 - Sizing
- 2 - Electrical
- 3 - Mechanical
- 4 - Line
- 5 – Gantry

LISTE DES ABREVIATIONS

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

BTA : Basse tension catégorie A

daN : Déca Newton

GPS : Système de localisation par satellite

HTA : Haute Tension Catégorie A

HTB : Haute Tension Catégorie B

IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuel

kA : Kilo-Ampère

kN : Kilo-Newton

kV : Kilovolt

kVA : Kilovolt-Ampère

m : mètre

MALT : Mise à la Terre

MT : Moyenne Tension

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

Pa : Pascal

SOGETEL : Société Générale de Travaux et Constructions Electriques

SONABEL : Société Nationale D'électricité du Burkina

TTC : Toutes taxes Comprises

TUR : Tableau Urbain Réduit

TVA : Taxe sur Valeur Ajoutée

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	v
TABLE DES MATIERES	vi
LISTE DE TABLEAUX	ix
LISTE DE FIGURES	x
INTRODUCTION.....	11
. CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE, CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET	12
1.1 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE.....	12
1.1.1 HISTORIQUE.....	12
1.1.2 DOMAINE D'ACTIVITE	12
1.1.3 ORGANIGRAMME	13
1.2 LE CONTEXTE DU PROJET	14
1.2.1 LA JUSTIFICATION DU PROJET	14
1.2.2 LES OBJECTIFS DU PROJET	14
1.3 LA SITUATION GEOGRAPHIQUE	15
CHAPITRE 2 : LES GENERALITES SUR LE RESEAU ELECTRIQUE	16
2.1 LES PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UN RESEAU ELECTRIQUE AERIEN HTA	16
2.1.1 LES CONDUCTEURS	16
2.1.2 LES ISOLATEURS	17
2.1.3 LES ARMEMENTS.....	19
2.1.4 LES SUPPORTS	19

2.1.5	LES FONDATIONS	21
2.2	LES DIFFERENTS POSTES DE LIVRAISON HTA/BTA.....	21
2.2.1	LES POSTES D'EXTERIEUR.....	22
2.2.2	LES POSTES D'INTERIEUR.....	23
	CHAPITRE 3 : ETUDE ELECTRIQUE	24
3.1	PUISSANCE A INSTALLER.....	24
3.2	METODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT DE LA NOUVELLE LIGNE.....	24
3.2.1	DIMENSIONNEMENT DU CABLE.....	24
3.2.2	DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS.....	25
3.2.3	LES ELEMENTS DE PROTECTION.....	25
3.3	APPLICATIONS DE LA METHODOLOGIE ET RESULTATS.....	25
3.3.1	DIMENSIONNEMENT DU CABLE.....	25
3.3.2	LE DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS.....	32
3.3.3	LES ORGANES DE PROTECTION ET DE COUPURE DU RESEAU AERIEN DE DISTRIBUTION HTA.....	32
3.4	DIMENSIONNEMENT DU CABLE DE RACCORDEMENT EN AMONT DU TUR	35
	CHAPITRE 4 : L'ETUDE MECANIQUE SUPPORTS ET DU POSTE.....	37
4.1	DEFINITIONS GEOMETRIQUES ET DES PARAMETRES DE CALCUL.....	37
4.2	ETUDE MECANIQUE DES CONDUCTEURS	42
4.2.1	LES DIFFERENTS EFFORTS SUBIS PAR LE CABLE.....	42
4.2.2	DETERMINATION DE LA TENSION DU CABLE	43
4.3	ETUDE MECANIQUE DES SUPPORTS.....	45
4.3.1	SUPPORTS D'ALIGNEMENT EN ISOLATEURS SUSPENDU	45
4.3.2	SUPPORTS D'ANGLES	47
4.3.3	SUPPORTS D'ARRET.....	49

4.3.4	RESULTATS	50
4.4	ETUDE MECANIQUE DU POSTE	51
4.4.1	DETERMINATION DES SOLLICITATIONS	51
4.4.2	VERIFICATION DU PORTIQUE	54
CHAPITRE 5 : EVALUATION DU COÛT MOYEN D'ACQUISITION DU MATERIEL ET ORGANISATION DE TRAVAUX DE CHANTIER		55
5.1	DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF DU PROJET	55
5.2	DEVIS COMPARATIF : CAS D'UN POSTE CABINE 250 KVA	55
5.3	ORDONNANCEMENT DE TACHES A EXECUTER	56
5.4	PLANNING D'EXECUTION DES TRAVAUX	58
RECOMMANDATIONS		59
CONCLUSION		60
BIBLIOGRAPHIES		61
LISTE DES ANNEXES		62

LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1:Caracteristiques des matériaux les plus utilisés	16
Tableau 2: Avantages et inconvénients de quelques conducteurs.....	17
Tableau 3: Les sections normalisées réseau aérien de distribution	17
Tableau 4: Les avantages et les inconvénients de chaque Isolateur.....	18
Tableau 5: Caractéristiques des Supports HEB.....	20
Tableau 6: Caractéristiques des supports HEA	20
Tableau 7: Répartition de Charge.....	24
Tableau 8: Données Calcul du courant	26
Tableau 9: Coefficients K	27
Tableau 10: Courant Admissible.....	27
Tableau 11: Les puissances de Court-Circuit.....	27
Tableau 12: La résistance et la réactance linéique	28
Tableau 13: La résistance et réactance totale de la ligne	30
Tableau 14: Calcul de chutes de tension	32
Tableau 15: Les différents TUR.....	35
Tableau 16: Les Hauteurs enterrées	38
Tableau 17: Les altitudes du terrain	41
Tableau 18: Hypothèses Climatiques	42
Tableau 19: Caractéristiques Almélec 54,6 mm ²	42
Tableau 20: Forces de Tractions Maximale Calculées.....	45
Tableau 21: Efforts du vent pour l'almélec pour différentes sections	47
Tableau 22: Efforts des supports Calculés	50
Tableau 23: Supports retenus et leurs efforts en tête.....	50
Tableau 24: Récapitulatif du devis poste sur Portique	55
Tableau 25: Récapitulatif du devis Poste H59	55

LISTE DE FIGURES

Figure 1: Organigramme	13
Figure 2: situation Géographique du Projet	15
Figure 3 : Iso. Composite	18
Figure 4 : Isolateur en Céramique	18
Figure 5 : Isolateur en Verre.....	18
Figure 6: Nappe - voute.....	19
Figure 7: Alterné	19
Figure 8: Drapeau.....	19
Figure 9: Coupe d'un Support du type H.....	20
Figure 10: Schéma générale d'alimentation d'un poste HTA/BTA.....	22
Figure 11: Illustration des tronçons.....	31
Figure 12: Emplacement du TUR	34
Figure 13: Différents éléments géométrique	37
Figure 14: illustration de changement d'état du conducteur	43
Figure 15: Différentes forces appliquées sur un support d'alignement	46
Figure 16: Différentes forces appliquées sur un support d'angle	47
Figure 17: Différentes forces appliquées sur un support d'arrêt.....	49
Figure 18: Traction Résultante	51
Figure 19: Charge répartie du transformateur	52
Figure 20/Combinaison des sollicitations	53
Figure 21: Effort Normal.....	54
Figure 22:Effort Tranchant.....	54
Figure 23:Moment Fléchissant.....	54

INTRODUCTION

La croissance démographique dans le monde ainsi que dans la ville de Ouagadougou induit une augmentation des besoins énergétique causée par le développement des activités des consommateurs. Cette augmentation de la demande énergétique se traduit par un appel de puissance tel que les transformateurs voient sa température augmenter au-delà de ses limites normales de fonctionnement (surcharges) ; qui est la cause de baisses de tension.

La construction des postes en parallèle et le remplacement des postes existants sont des solutions proposées par la SONABEL (Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso) afin de pallier aux problèmes de surcharges et de baisses de tension pour une meilleure satisfaction des besoins de la population.

C'est donc dans ce contexte que s'inscrit notre mémoire de fin d'études qui est axé sur « **Etudes Techniques d'alimentation de postes HTA/BTA sur portique dans la ville de Ouagadougou : cas du poste 122 à Nonsin** ».

Pour bien réaliser ce travail, le document sera divisé en cinq chapitres suivis des recommandations et d'une conclusion générale :

- ❖ Le premier chapitre porte sur présentation de l'entreprise, contexte et objectifs du projet ;
- ❖ Le deuxième chapitre va se baser sur les généralités des principaux composants d'une ligne électriques ;
- ❖ Le troisième chapitre est consacré sur l'étude technique d'alimentation du poste HTA/BTA ;
- ❖ Le quatrième Chapitre présente l'étude mécanique des supports et du poste HTA/BTA sur portique ;
- ❖ Le cinquième Chapitre traite de l'étude économique de notre projet et de l'organisation des travaux.

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE, CONTEXTE ET OBJETIFS DU PROJET

1.1 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

1.1.1 HISTORIQUE

Les activités de la société générale des travaux et constructions électriques (SOGETEL) ont débuté depuis 1960 et ont toujours été au meilleur des techniques pour l'exécution des tâches qui lui ont été confiées. Promoteur dans plusieurs domaines, SOGETEL a été l'une des premières entreprises en Haute Volta (ancienne dénomination du Burkina Faso) à participer dans l'exécution des centrales Ouaga I et II ; ainsi que pour les réseaux de distribution MT/BT et Postes-Transformateurs.

HERLICQ de 1960 à 1973 et SOGETEL depuis, les principes de rigueur et de technicité sont restés les mêmes dans le temps. La direction ainsi que la base du personnel n'ont pas changé et les prises de retraite qui se chiffrent à une cinquantaine d'employés, sont les garants du climat social de l'entreprise.

- Raison sociale : TRAVAUX ET CONSTRUCTIONS ELECTRIQUES
- Nature Juridique : S.A
- Date de création : 01 Janvier 1973
- N° Registre du commerce : B.715
- Adresse : 01 B.P 429 Ouagadougou 01
- N° Secteur : 09-GOUNGHIN
- N° Téléphone : (226) 25 34 29 80
- N° Téléfax : (226) 25 34 25 70
- E-mail : sogetel@groupefadoul.com
- Site web : WWW.groupefadoul.com

1.1.2 DOMAINE D'ACTIVITE

Avec une cinquantaine d'années d'expérience, la société générale des travaux et constructions électriques est un leader dans son secteur d'activité tels que :

- Le transport et la distribution de l'électricité de moyenne et basse tension ;
 - Le froid et la climatisation ;
-

- Les groupes électrogènes ;
- La sécurité incendie
- La vidéo surveillance
- La plomberie sanitaire

1.1.3 ORGANIGRAMME

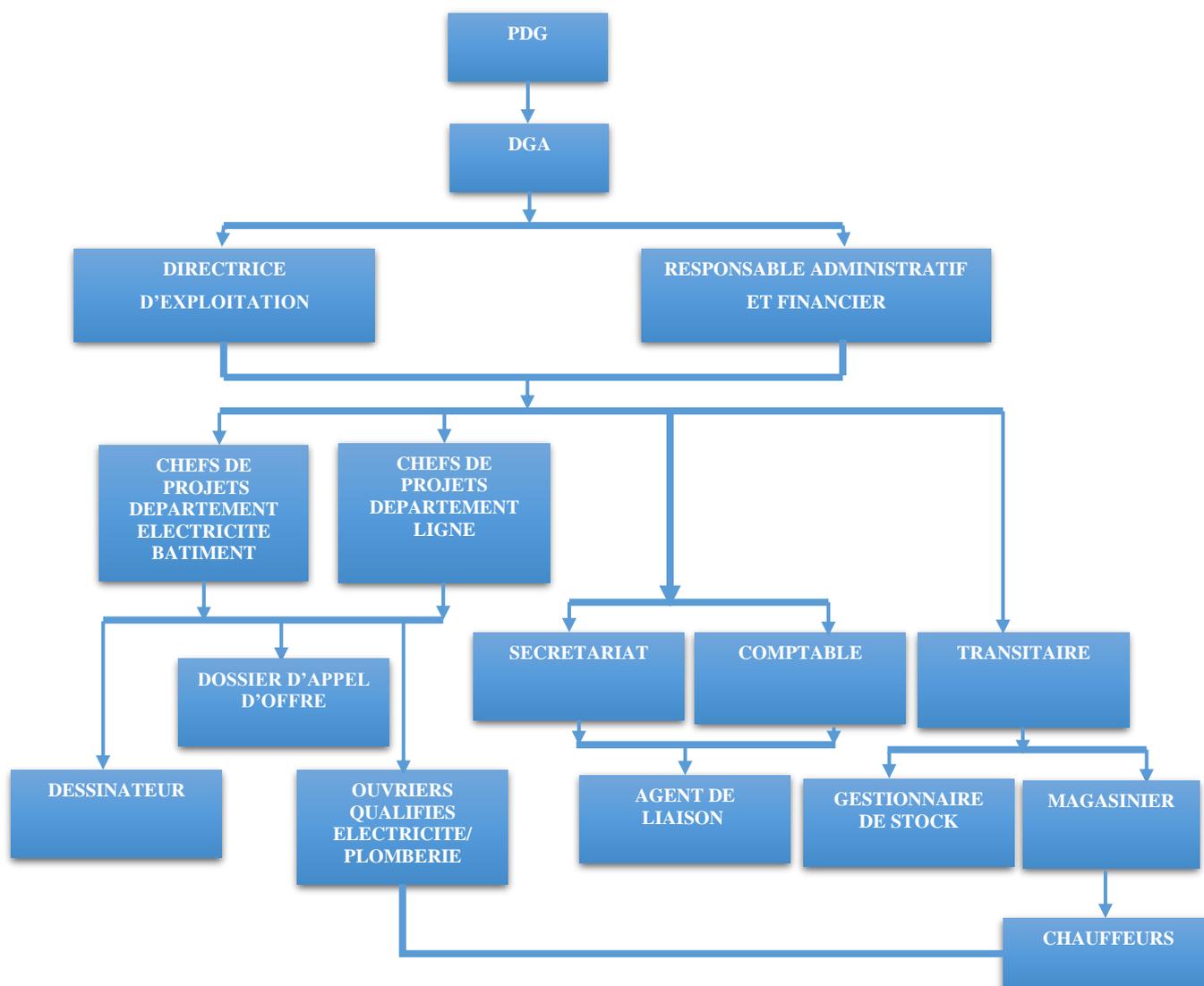


Figure 1: Organigramme

1.2 LE CONTEXTE DU PROJET

1.2.1 LA JUSTIFICATION DU PROJET

Le diagnostic des différents postes de distribution réalisé par la société Nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) dans la ville de Ouagadougou a permis de constater des problèmes de surcharges de différents transformateurs au-delà de 80% (annexe n° 1). Ces surcharges ont conduit à des sérieux problèmes de baisse de tension chez les abonnés.

Dans cette optique que la SONABEL a entrepris des procédures pour la construction de 31 postes sur portiques en parallèle avec les anciens postes afin de pallier à ces problèmes au niveau des transformateurs. Ainsi la Société Générale des Travaux et Constructions Electrique (SOGETEL) a été attributaire du projet de création de ces nouveaux postes.

1.2.2 LES OBJECTIFS DU PROJET

a) L'OBJECTIF GENERAL

Ce travail a pour objectif principal de déterminer tous les moyens à mettre en œuvre pour assurer une alimentation électrique efficace d'un poste de 250 kVA sur portique à Nossin à partir du réseau électrique de distribution de la SONABEL 15/0,40 kV, en tenant compte des contraintes technicoéconomiques. Le réseau BT de distribution au sein du quartier ne fait pas partie de ce travail.

b) LES OBJECTIFS SPECIFIQUES

Pour aboutir à l'objectif général il va falloir :

- ✓ Réaliser des études électriques du poste et de la ligne de raccordement ;
- ✓ Réaliser des études mécaniques des supports et armements ;
- ✓ Réaliser des études mécaniques du portique ;
- ✓ Faire l'étude financière comportant un cadre devis quantitatif et estimatif.

1.3 LA SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le poste 122 se situe à Nonsin dans l'arrondissement 03 à Ouagadougou au Burkina Faso. Le projet de construction du nouveau poste sur portique est dans la zone N 12° 22.318' et W 1° 33.970'. Tel que montre la zone délimitée en jaune dans l'image ci-dessous.



Figure 2: situation Géographique du Projet

CHAPITRE 2 : LES GENERALITES SUR LE RESEAU ELECTRIQUE

2.1 LES PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UN RESEAU ELECTRIQUE AERIEN HTA

Pour réaliser les liaisons entre les groupes de production et les groupes de consommateurs, on construit un réseau électrique. Les tronçons de ligne sont raccordés entre eux d'un poste à l'autre grâce à un ensemble de composants d'un réseau.

Dans ce chapitre nous allons traiter de quelques composants de la ligne aérienne tels que les conducteurs, les supports, les isolateurs, les armements et les fondations.

2.1.1 LES CONDUCTEURS

Les conducteurs conduisent l'énergie électrique d'un point à un autre. Les plus utilisés sont généralement en aluminium, cuivre, alliage d'aluminium et acier ou aluminium et silicium (almélec). Ils doivent répondre aux règles les concernant. Dans un réseau haut tension, ils comportent trois conducteurs identiques.

Le tableau ci-dessous donne les caractéristiques des matériaux les plus utilisés.

Tableau 1:Caracteristiques des matériaux les plus utilisés

Caractéristiques	Cuivre	Almélec	Aluminium	Acier
Résistivité à 20°C 10 ⁻⁸ Ω.m	1,72	3,26	2,82	~15
Coef. De température (10 ⁻³ K ⁻¹)	4,1	3,6	4	
Masse volumique (kg.m ⁻³)	8890	2700	2700	2800
Contrainte à la rupture en traction (MPa)	380 à 450	320 à 380	150 à 190	1410 à 1450
Module d'élasticité (MPa)	Câble :105000 Fil : 120000	Câble :6000	Câble :60000 Fil : 65000	Câble :185000 Fil : 200000
Coefficient de dilatation linéique (10 ⁻⁶ K ⁻¹)	17	23	23	11,5

Quelques avantages et inconvénients de quelques conducteurs dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2: Avantages et inconvénients de quelques conducteurs

Matériaux	Avantages	Inconvénients
Acier	<ul style="list-style-type: none"> ○ Supporte l'attraction (Bonne tenue Mécanique) ○ Bon Prix 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Très mauvaise résistivité
Cuivre	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bonne résistivité ○ Bonne tenue Mécanique 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Prix Elevé
Aluminium	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bonne résistivité ○ Prix acceptable 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ne supporte pas l'attraction (Mauvaise tenue mécanique) ○ Faible charge de rupture ○ Utilisé pour les petites portes
Almélec	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bonne tenue Mécanique ○ Bon Prix ○ Bonne résistivité mécanique 	

Afin d'optimiser ces critères précités, nous allons porter notre intérêt à l'Almélec pour la réalisation de la ligne HTA.

Les sections les plus utilisées dans le réseau aérien de distribution burkinabè sont les suivantes :

Tableau 3: Les sections normalisées réseau aérien de distribution

Section (mm ²)	Type de ligne	Porté maximale (m)	Puissance (MVA)
34,4	Secondaire	180	≤ 2
54,6			
75,5	Principale	200	> 2

2.1.2 LES ISOLATEURS

Les isolateurs sont des composants indispensables au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Ils possèdent un double rôle :

- Mécanique : porter le conducteur ;
- Electrique : isoler le conducteur par rapport au support.

En technique suspendue, ils sont constitués d'une chaîne isolante pouvant se balancer et le conducteur est fixé sur la chaîne. En technique rigide, l'isolateur est fixe, le conducteur est posé sur l'isolateur. Généralement, ils sont en verre, en céramique ou en composite.



Figure 3 : Iso. Composite



Figure 4 : Isolateur en Céramique



Figure 5 : Isolateur en Verre

Le tableau ci-dessous donne les avantages et les inconvénients de chaque matériel utilisé dans la fabrication des isolateurs.

Tableau 4: Les avantages et les inconvénients de chaque Isolateur

Matériel	AVANTAGES	INCONVENIENTS
Céramique	<ul style="list-style-type: none"> Peut supporter une contrainte mécanique importante 	<ul style="list-style-type: none"> Coût élevé
Verre	<ul style="list-style-type: none"> Coût faible Observation des défauts faciles Peut supporter des variations brusques de température 	<ul style="list-style-type: none"> Lourd et Difficilement manipulable Ne supporte que de faibles tensions mécaniques

<p>Composite</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Léger ▪ Grande résistance mécanique adéquat dans les zones fortement polluées 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vieillessement invisible
-------------------------	--	--

2.1.3 LES ARMEMENTS

L'armement est un ensemble mécanique fixé sur le support qui soutient ou maintient les isolateurs et donc les conducteurs. Lorsque la ligne est mécaniquement interrompue on utilise les armements d'arrêt ou d'ancrage. Au cas contraire on utilise les armements d'alignement en suspendue ou en rigide.

Les armements peuvent être du type :

- ❖ Nappe-voute ;
- ❖ Nappe horizontale ;
- ❖ Drapeau ;
- ❖ Alterné.

Ces quatre types d'armements peuvent être en technologie rigide comme en technologie suspendue. Les différents types d'armements en technologie suspendue illustrés ci-dessous :

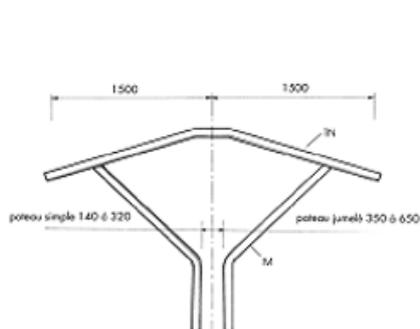


Figure 6: Nappe - voute

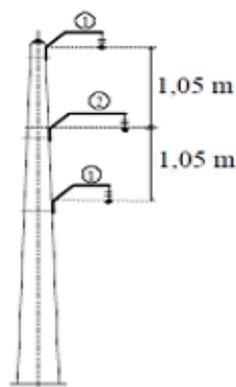


Figure 8: Drapeau

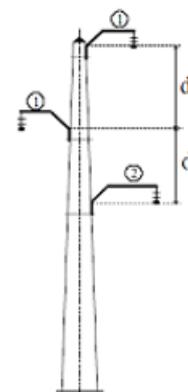


Figure 7: Alterné

2.1.4 LES SUPPORTS

Le support est un composant du réseau électrique qui possède une résistance mécanique suffisante pour supporter indéfiniment la charge des conducteurs et des isolateurs, ainsi que les

charges naturelles accidentelles. Ils peuvent être en bois, en béton ou métallique et caractérisés par son effort nominal et sa hauteur. Les hauteurs les plus utilisées sont :

- En BT : 6, 7, 8 et 9 m
- En HTA : 11, 12, 13, et 14 m.

Au Burkina Faso par exemple, on a les profils métallique HEA, HEB, les supports treillis et les supports petits jean. Voir annexe 9 donnant les efforts en tête des supports HEA et HEB plus utilisé dans le réseau de distribution de burkinabè.

Il y'a des supports d'arrêt ou d'ancrage, les supports d'alignement et les supports d'angles.

Les tableaux ci-dessous donnent les caractéristiques des profils métalliques HEB.

Tableau 5: Caractéristiques des Supports HEB

Désignation	h	b	a	e	Poids/m
HEB 100	100	100	6.0	10.0	20.83
HEB 120	120	120	6.5	11.0	27.20
HEB 140	140	140	7.0	12.0	34.36
HEB 160	160	160	8.0	13.0	43.40
HEB 180	180	180	8.5	14.0	52.20
HEB 200	200	200	9.0	15.0	62.46
HEB 220	220	220	9.5	16.0	72.89
HEB 240	240	240	10.0	17.0	84.89

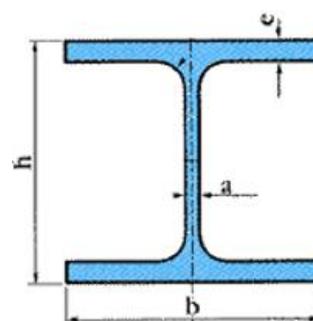


Figure 9: Coupe d'un Support du type H

Les tableaux ci-dessous donnent les caractéristiques des profils métalliques HEA

Tableau 6: Caractéristiques des supports HEA

Désignation	h	b	a	e	Poids/m
HEA 100	96	100	5.0	8.0	16.99
HEA 120	114	120	5.0	8.0	20.27
HEA 140	133	140	5.5	8.5	25.13
HEA 160	152	160	6.0	9.0	31.02
HEA 180	171	180	6.0	9.5	36.20
HEA 200	190	200	6.5	10.0	43.06
HEA 220	210	220	7.0	11.0	51.47
HEA 240	230	240	7.5	12.0	61.47

2.1.5 LES FONDATIONS

C'est la partie de l'ouvrage qui se trouve en contact direct avec le terrain d'assise et qui a pour fonction de transmettre à celui-ci le poids et les différentes surcharges appliquées à la superstructure, appelées sollicitations. Donc elles vont maintenir les supports enfouis dans le sol et leur assurant un moment stabilisant suffisant.

2.2 LES DIFFERENTS POSTES DE LIVRAISON HTA/BTA

Le poste de livraison comporte essentiellement de l'appareillage et un ou plusieurs transformateurs afin d'assurer les fonctions suivantes :

- ❖ Dérivation du courant sur le réseau ;
- ❖ Protection du transformateur côté HT ;
- ❖ Transformation HTA/BT ;
- ❖ Protection du transformateur côté BT ;
- ❖ Comptage d'énergie.

Toutes les masses métalliques du poste sont reliées à la terre. Pour l'intervention dans le poste, les arrivées doivent être sectionnées et les câbles reliés entre eux mis à la terre.

Schéma générale d'alimentation d'un poste HTA/BTA

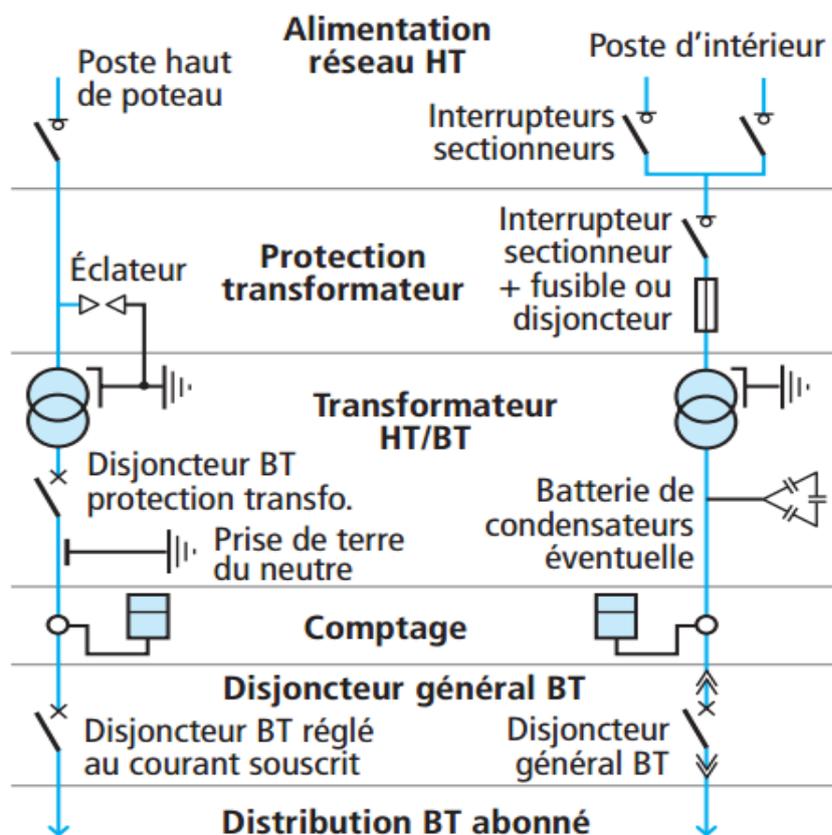


Figure 10: Schéma générale d'alimentation d'un poste HTA/BTA

Le poste HTA/BTA appelé aussi poste de livraison, est classé en deux catégories à savoir le poste d'extérieur et le poste d'intérieur.

2.2.1 LES POSTES D'EXTERIEUR

Il existe trois types de postes d'extérieur :

- ❖ Poste sur poteau : puissances 25 – 50 – 100 – 160 kVA.
- ❖ Postes préfabriqués :
 - en bas de poteau : de 100 à 1 250 kVA ;
 - poste compact : de 160 à 1 250 kVA.
- ❖ Poste maçonné traditionnel : de 160 à 1 250 kVA.

2.2.2 LES POSTES D'INTERIEUR

Il existe 03 types de postes d'intérieur

- ❖ Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- ❖ Postes en cellules préfabriquées métalliques ;
- ❖ Postes Monobloc.

Les puissances des transformateurs sont comprises entre 160 et 1 250 kVA. Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2 000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs.

CHAPITRE 3 : ETUDE ELECTRIQUE

Il s'agira tout d'abord d'estimer un taux pour réduire la charge du transformateur existant de 30 %. Ensuite de faire le choix judicieux des composantes électriques de la ligne nouvelle à savoir : le câble, les isolateurs et les organes de protection.

3.1 PUISSANCE A INSTALLER

Le poste de Nossin est constitué d'un transformateur de 630 kVA alimenté par un réseau moyenne tension de 15 kV à partir du départ 14 Ouaga1. Il est présentement chargé à 98,4% (619,92 kVA). Cette surcharge engendre des baisses de tension.

La solution préconisée est de renforcer ce poste en construisant un nouveau poste de 250 kVA. Ce nouveau poste aura 4 départs qui vont réduire la charge de l'ancien poste jusqu'à ce que ce dernier soit dans son régime de fonctionnement normal (un taux de charge qui est au-dessous de 80%). Pour se faire, certains départs de l'ancien poste (en fonction de leurs puissance) seront raccordés à ce nouveau poste. Des mesures du courant absorbé seront faites au niveau de chaque départ avant de leur déconnecter afin de connaître la puissance absorbée à déconnecter pour ne pas dépasser ce taux.

Le tableau ci-dessous donne la nouvelle répartition de charge.

Tableau 7: Répartition de Charge

Poste	Puissance (kVA)	Taux de Charge (%)
Poste 122	430,92	68,4
Nouveau	185,98	74,4

3.2 METODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT DE LA NOUVELLE LIGNE

3.2.1 DIMENSIONNEMENT DU CABLE

Il s'agira pour nous de :

- Faire le choix du matériau à utiliser
- Faire le choix de la section de câble en fonction de trois critères :
 - Du courant nominal ;
 - Du courant de court-circuit I_{cc} transmis par la ligne sans être abimé ;

- De la chute de tension au bout de la ligne selon les spécifications de la norme NF C11 201.

Dans le cas échéant, nous passerons à une section de câble supérieur jusqu'à trouver une section qui vérifie ces critères.

3.2.2 DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS

Nous nous intéresserons aux isolateurs en composite, d'une part pour avoir un coût moyen par rapport aux autres types et d'autre part pour sa grande capacité de résistance mécanique.

Pour le dimensionnement des isolateurs nous allons :

- ❖ Faire un choix entre les différents matériaux qui constituent les isolateurs ;
- ❖ Calculer la longueur de fuite pratique.

La SONABEL adapte un niveau de pollution moyen auquel correspond à la ligne de fuite minimale de 20 mm/ kV tel que prescrit dans la recommandation CEI 815.

3.2.3 LES ELEMENTS DE PROTECTION

Ici nous allons traiter les différents éléments qui protègent la ligne et le poste de transformation. Cette protection sera assurée par des mises à la terre des masses métalliques, par des parafoudres et IACM.

Il existe 2 types à savoir :

- ❖ Organes de protection mécanique ;
- ❖ Organes de protection électrique.

3.3 APPLICATIONS DE LA METHODOLOGIE ET RESULTATS

3.3.1 DIMENSIONNEMENT DU CABLE

Avant de déterminer la section du câble nous allons choisir le matériau du conducteur en fonction des avantages et inconvénients différents matériaux existent.

❖ **Choix du matériau à utiliser et de la section de câble**

Pour cette étude nous porterons notre attention sur l'alumélec pour :

- ✓ Avoir une résistance mécanique supérieure à celle de l'aluminium ;
 - ✓ Être plus léger par rapport à l'alliage aluminium acier ;
-

- ✓ Avoir un coût bas par rapport à celui du cuivre.

❖ Section de câble

Pour le dimensionnement de la section du câble qu'alimente le nouveau poste de transformation il va falloir vérifier trois critères.

✓ Critère du courant Nominal

Dans cette partie nous allons faire le calcul de l'intensité de courant nominal I_n et Vérifier que notre câble pourra le supporter.

Les données de Calcul du courant nominal sont données dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8: Données Calcul du courant

S [kVA]	250
V [kV]	15
Cosφ	0,9

Le courant nominal est déterminé par la formule ci-dessous :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U} \quad (3.1)$$

Avec :

- I_N : Intensité nominale (A)
- S : Puissance circulant dans le câble (VA)
- U : Tension phase/phase (V)

Application et Résultat :

$$I_n = \frac{250 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 9,8 \text{ A} \quad \rightarrow \quad \mathbf{I_n = 10 \text{ A.}}$$

Le courant admissible par le câble est donné par la formule ci-dessous :

$$I_z = K \times S^{0,6} \quad \text{Avec} \quad (3.2)$$

- K = un coefficient en fonction du matériau
- S = la section en mm^2

Tableau donnant les coefficients K pour quelques matériaux

Tableau 9: Coefficients K

Matériau	Almélec	Alu-Acier	Cuivre
K	17,1	16,4	21

Le tableau ci-dessous donne les différents courants admissibles pour les différentes sections normalisées et utilisées dans le réseau de distribution burkinabè :

Tableau 10: Courant Admissible

S (mm ²)	34,4	54,6	75,5	117	148
I _z (A)	153,34	204,2	249,65	327,55	378,93
I _N (A)	10	10	10	10	10

Nous constatons que l'intensité nominal qui sera injectée dans le câble Almélec peut être supporté par le câble de 34,4 mm² car $I_z > I_N$. En attendant la vérification des autres critères nous retenons cette section.

✓ Critère du courant de court-circuit

Ici nous Vérifions que le câble pourra supporter le courant de court-circuit I_{cc} transmis sans que la ligne soit abimée pendant un certain temps tcc.

La puissance de court-circuit S_{cc} est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs suivantes en fonction des principales tensions caractéristiques :

Tableau 11: Les puissances de Court-Circuit

Tension Phase/Phase (kV)	Puissance de court-circuit Scc (MVA)
150	8000
70	2500
15	350
6	120

Source : Transport et Distribution de l'Énergie Electrique – Manuel de travaux pratiques

✚ Le court-circuit maximal I_{max}

$$I_{max} = \frac{S \times a}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (3.3)$$

Avec :

S : Section minimale du câble en mm^2

t_{cc} : temps en seconde (s) = 1s

paramètre :

a = 105,3 pour le cuivre,

a = 55,07 pour l'aluminium ;

a = 61,98 pour l'AMS ;

a = 76,4 pour l'Almélec.

$$A.N : I_{max} = \frac{34,4 \times 76,4}{1} \rightarrow I_{max} = 2,63 \text{ kA.}$$

C'est le courant de court-circuit maximal que le câble 34,4 mm^2 peut supporter pendant un temps de 1s sans qu'il s'abime.

✚ Calcul du courant de court-circuit du réseau

Données de la ligne :

Tableau 12: La résistance et la réactance linéique

Câble almélec 34,4 mm^2	
Longueur totale (km)	3,5
r (Ω/km)	0,958
X(Ω/km)	0,35

Par la méthode des impédances, ce courant est déterminé par la formule :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (3.4)$$

Avec

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

U : la tension du réseau

Cette impédance est définie comme suit :

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_a + R_l)^2 + (X_a + X_l)^2} \quad (3.5)$$

Avec :

R_a : la résistance du réseau amont

X_a : la réactance du réseau amont

R_l : la résistance de ligne

X_l : la réactance de la ligne

- **Résistance et impédance du réseau amont**

$$\text{On a : } \frac{R_a}{Z_a} \approx 0,15 \quad \text{Et } Z_a = \frac{U}{S_{cc}} = \frac{15000^2}{350 \times 10^6} = 0,64 \Omega$$

D'où R_a = 0,096 Ω et X_a = 0,63

- **Résistance et impédance de la ligne**

On détermine d'abord un coefficient (k) de correction de température :

$$K = [1 + \alpha \times (\theta - \theta_i)] \quad (3.6)$$

θ = Température de construction 50°

θ_i = température de référence 20°C

Le coefficient α est donné dans le tableau en annexe n°2 et est fonction du type de matériau utilisé dans la fabrication du câble. Pour l'Almélec il vaut 0,004. Donc K=1,1

Ensuite, on détermine la résistance linéique du conducteur. Cette résistance est déterminée par la formule suivante :

$$R_0 = \frac{100 \times \rho}{S} \quad \text{avec } \rho = 0,33 \Omega/\text{km}/100\text{mm}^2 \text{ pour l'Almélec}$$

Pour une température de 50°C on aura ρ = 0,363 Ω/km/100mm² pour ce conducteur. Ce que nous donne pour une section de 34,4 mm² une résistance linéique r de 1,05 Ω/km.

Pour une distance de 3,5 km on a :

Tableau 13: La résistance et réactance totale de la ligne

Rl (Ω)	3,67
Xl (Ω)	1,23

- **L'impédance équivalente**

$$Z_{cc} = \sqrt{(0,096 + 3,67)^2 + (0,63 + 1,23)^2} = 4,2 \Omega$$

Le courant de court-circuit est donc $I_{cc} = \frac{15000}{4,2 \times \sqrt{3}}$

$I_{cc} = 2,06 \text{ kA}$.

On constate que **$I_{cc} (2,06 \text{ kA}) < I_{max} (2,63 \text{ kA})$** ce qui veut dire que le câble Almélec 34,4mm² pourra tenir pendant un court-circuit durant une minute par conséquent il nous reste à évaluer si la chute de tension est admissible.

- ✓ **Critère de chute de tension**

Il faut que la valeur calculée ne dépasse pas la limite stipulée par la norme NF C 11-201 qui est de l'ordre de 7% sinon on passe à une section supérieure.

Pour le calcul de cette chute de tension nous allons considérer la distance à partir du départ 14 (poste source) jusqu'au nouveau poste comme montre le schéma ci-dessous ainsi que la puissance maximale de court-circuit.

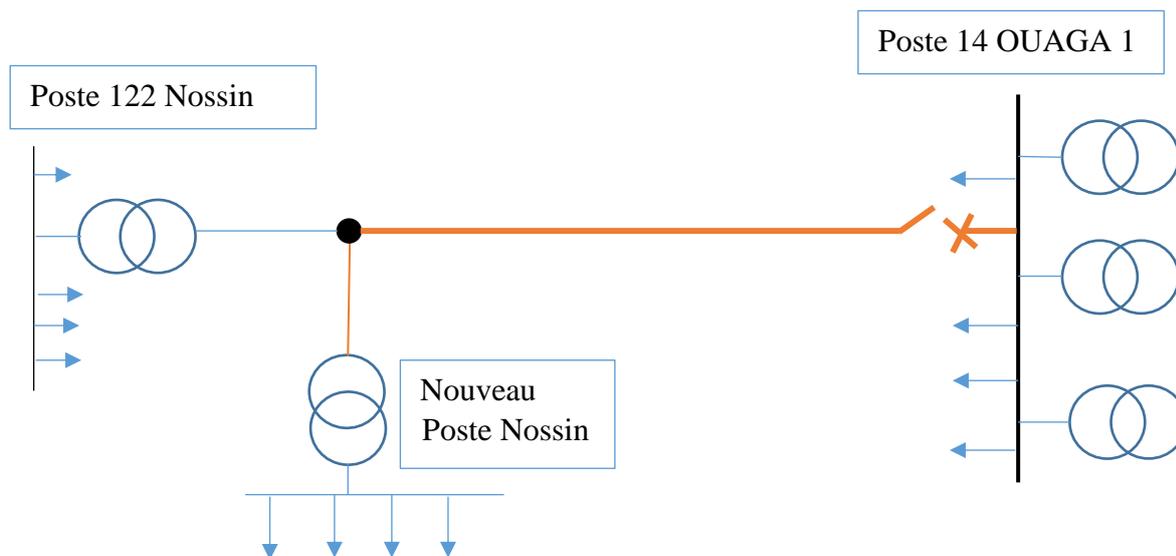


Figure 11: Illustration des tronçons

La chute de tension en triphasé est déterminée comme suit :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \times \cos\varphi + X \times \sin\varphi) \quad \text{avec } X=L\omega \text{ (la reactance)} \quad (3.7)$$

Cette expression peut s'écrire de la façon suivante dans notre cas :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right) \% = \left(P \times D \times \frac{r1+X \times \tan\varphi}{U^2} \times 100\right) \quad \text{Avec :} \quad (3.7)$$

r = Résistance linéique du tronçon en Ω / km

X = Réactance linéique du tronçon en Ω / km

$\tan\varphi$ = Tangente moyenne supposée du réseau = 0,5

U = Tension composée du réseau en kV

P = Puissance transitant dans le tronçon en MW

D = Distance du tronçon en km

Rappelons que l'expression de la puissance active :

$$P = \sqrt{3} \times U \times I_n \times \cos\varphi \quad \text{Avec } \cos\varphi = 0,9 \quad (3.8)$$

Tableau 14: Calcul de chutes de tension

Tronçon	S (mm ²)	P (MW)	D (km)	r (Ω/km)	X (Ω/km)	tagφ	U (kV)	ΔU Partielle (%)	ΔU Cumulée (%)
Dép. 14- Point Rac.	54,6	0,56	2,31	0,603	0,35	0,5	15	0,5	0,5
Point de Rac.-P122	54,6	0,39	0,83	0,603	0,35	0,5	15	0,02	0,52
Point Rac.- Nouv. Post	34,4	0,17	0,5	0,985	0,35	0,5	15	0,01	0,51

On observe que les chutes de tension de différents tronçons sont inférieures à la limite imposée par la norme. La section de 34,4 mm² Almélec pourrait être utilisée pour la construction de la ligne car elle respecte tous les critères. Mais par contre, la SONABEL impose des sections de 54,6 et 75,5 mm² pour le réseau de distribution. Donc pour des raisons technicoéconomiques nous allons utiliser le câble Almélec 54,6 mm² dans la suite du projet.

3.3.2 LE DIMENSIONNEMENT DES ISOLATEURS

Les isolateurs entrent pour un pourcentage très modeste de l'ordre de 7%, dans le prix d'une ligne aérienne. Cependant, ils sont des éléments essentiels dont dépendent la sécurité d'exploitation, la qualité et la continuité de service.

Après une analyse des avantages et inconvénients des matériaux utilisés dans la fabrication des isolateurs, nous avons choisi comme type d'isolateur des isolateurs en composite (pour son coût moyen par rapport aux autres types et pour sa grande capacité de résistance mécanique).

Ils seront choisis en fonction du niveau de tension, de la tension de tenue aux chocs et de la ligne fuite.

En pratique la SONABEL adapte un niveau de pollution moyen auquel correspond à la ligne de fuite minimale de 20 mm/ kV tel que prescrit dans la recommandation CEI 815. Donc nous retenons une ligne de fuite de 480 mm pour une ligne de 24 kV (annexe N°3).

3.3.3 LES ORGANES DE PROTECTION ET DE COUPURE DU RESEAU AERIEN DE DISTRIBUTION HTA

Les principaux organes de protection et de coupure sur une ligne HTA sont essentiellement les parafoudres, les IACM, les IACT, les cellules.

Aussi sur la ligne HTA on retrouve des mises à la terre simplifiées des supports permettant d'évacuer facilement le courant de défaut vers la terre.

3.3.3.1 LES PARAFONDRES

Les parafoudres sont utilisés pour protéger la ligne et les autres appareils s'y trouvant contre les décharges atmosphériques. Généralement, les lignes électriques sont exposées aux décharges électriques atmosphériques qui sont de l'ordre des milliers de kilovolts. Ces décharges créent des surtensions dans le réseau. Elles sont définies par niveau kéraunique (le nombre de jours par an où tonnerre est entendu). A Ouagadougou, on adaptera la valeur moyenne de 130 jours (source : SONABEL, Dossier d'appel d'offres N° 003/2017). Le parafoudre sera choisi en fonction de ce niveau kéraunique. Pour les lignes de grandes distances, les bonnes pratiques de l'entreprise nous recommandent d'installer un parafoudre tous les 3 km de la ligne. Dans ce projet nous allons installer un (01) jeu de parafoudres au niveau du poste (annexe N°4 : fiche technique).

3.3.3.2 L'INTERRUPTEUR AERIEN A COMMANDE MANUELLE (IACM)

Ce dispositif a pour but d'isoler un tronçon de la ligne HTA ou poste HTA/BT pour localiser un élément défectueux ou réaliser une modification de schéma ou permettre une intervention sur l'installation. Il y'a deux types à savoir :

- ❖ Le type I de pouvoir de coupure nominal de charges principales actives 31,4 et 50 A ;
- ❖ Type II de pouvoir de coupure nominal de charges principales actives 100 A.

Dans ce projet nous allons installer un seul IACM du type II au début de la ligne. Il sera choisi principalement en fonction du niveau de tension de la ligne, du courant nominal et du courant de court-circuit (annexe N°5).

3.3.3.3 LA MISE A TERRE

La protection de personnes contre les contacts indirects sera assurée par des mises à terre de l'ensemble des supports utilisés ainsi que les masses métalliques des appareils. Lors d'un contact accidentel entre une phase et une masse métallique, le courant de défaut sera directement conduit à la terre par l'intermédiaire d'un câble en cuivre. Pour le réseau HTA, les valeurs de prises de terre doivent être inférieure à 10 Ω pour le neutre du transformateur et inférieure à 30 Ω pour les masses métalliques (IACM, transformateur, parafoudre et supports).

Nous utiliserons un conducteur de 29 mm² en cuivre pour la réalisation de mises à la terre (annexe N°6 : la confection de puits de prises de terre).

3.3.3.4 LE TABLEAU URBAIN REDUIT (TUR)

Le TUR sera monté sur un socle situé au milieu du portique et sera essentiellement constitué d'un disjoncteur, un compteur d'énergie active, des transformateurs de courant, un voltmètre BT, des interrupteurs avec fusibles pour les départs pour du réseau aérien de distribution BT.

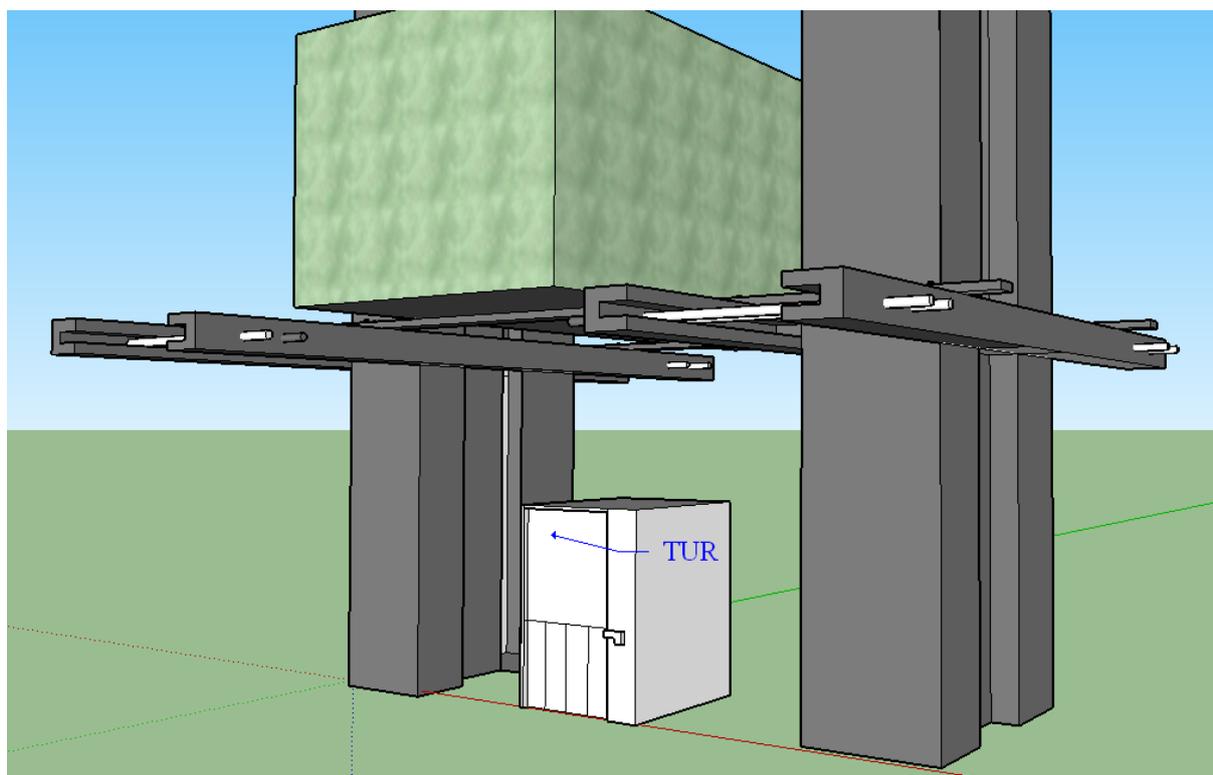


Figure 12: Emplacement du TUR

Ses principales fonctions sont :

- ❖ Assurer l'alimentation B.T. des abonnés ;
- ❖ Répartir la distribution en multipliant le nombre de départs ;
- ❖ Assurer la coupure générale basse tension ;
- ❖ Couper, isoler et condamner chaque départ.

Le choix de ce tableau est en fonction de la puissance maximale du transformateur, de la tension assignée, du courant nominal et du courant de court-circuit.

Le poste existant (630kVA) doit être déchargé à 30%. Dans ces conditions le nouveau poste (250 kVA) pourra satisfaire une demande de 189 kVA et restera dans la limite de surcharges de transformateurs.

Le tableau ci-dessous les différents types des TUR en fonction des puissances maximum des transformateurs.

Tableau 15: Les différents TUR

Puissance maxi du transformateur	≤ 250 kVA	≤ 400 kVA	≤ 630 kVA	≤ 1000 kVA
Type de tableau	TUR 4 - 800 D	TUR 4 - 800 I	TUR 8 - 1200 I	TUR 8 - 1800 I
Organe de manœuvre	Disjoncteur 400	Interrupteur 800 A	Interrupteur 1200 A	Interrupteur 1800 A
In (A)	400	800	1200	1800
Pouvoir de coupure	2000	800	1200	1800
Avec Fusibles HPC Tenue aux ICC (kA eff)	10	16	25	32
Pouvoir de fermeture (kA Crête)	20	32	52	72
Nombre de départs	4	4	4/8	8/12

Source : *Systèmes d'énergie électrique-Guide de référence.*

Nous retenons le TUR 4 – 800 D comportant un disjoncteur 400 A et 4 départs protégés par fusibles.

❖ Caractéristiques et critères de choix du disjoncteur

- La tension assignée ou la tension d'utilisation : 400 V
- Le courant assigné ou courant d'utilisation dans les conditions normales : 400A
- Le pouvoir de coupure (PdC) ou courant maximal que peut couper le disjoncteur : 2 kA

3.4 DIMENSIONNEMENT DU CABLE DE RACCORDEMENT EN AMONT DU TUR

Ce câble relie le transformateur et le disjoncteur jusqu'au jeu de barre dans le tableau urbain réduit sera déterminé comme suit :

❖ Détermination selon la norme NF C 15 100 les différents coefficients liés :

- Au mode de pose (câble suspendu) : 15
- A la méthode de référence F : F1 =1

- La Température ambiante 40°C, PR : F2 = 0,91
- Neutre chargé : F3 = 1
- Coefficient protection (disjoncteur) : k = 1
- ❖ Choix de la nature du conducteur de câble : câble 24 kV Alu.

❖ Détermination par la formule ci-dessous le courant admissible :

$$I_{Z_{\text{mini}}} = \frac{I_n \times K}{F_1 \times F_2 \times F_3} \quad (3.9)$$

Avec $I_n = 400$ A et $k = 1$ pour les disjoncteurs

AN :

$$AN : I_{Z_{\text{mini}}} = \frac{400 \times 1}{1 \times 0,91 \times 1} = 440 \text{ A}$$

La projection de $I_{Z_{\text{mini}}}$ donne la section minimale 240 mm² Alu.

Conclusion : Nous retenons de **1x240 mm²/phase** Alu pour ce raccordement.

Dans le chapitre suivant nous allons traiter de l'étude mécanique des supports et du poste sur portique.

CHAPITRE 4 : L'ETUDE MECANIQUE SUPPORTS ET DU POSTE

Dans ce chapitre nous allons d'une part dimensionner les différents supports métalliques (supports d'alignement, d'arrêt et d'angle) et d'autre part faire une étude de stabilité du poste sur portique.

4.1 DEFINITIONS GEOMETRIQUES ET DES PARAMETRES DE CALCUL

Le schéma ci-dessous illustre les différents éléments géométriques d'une ligne électrique.

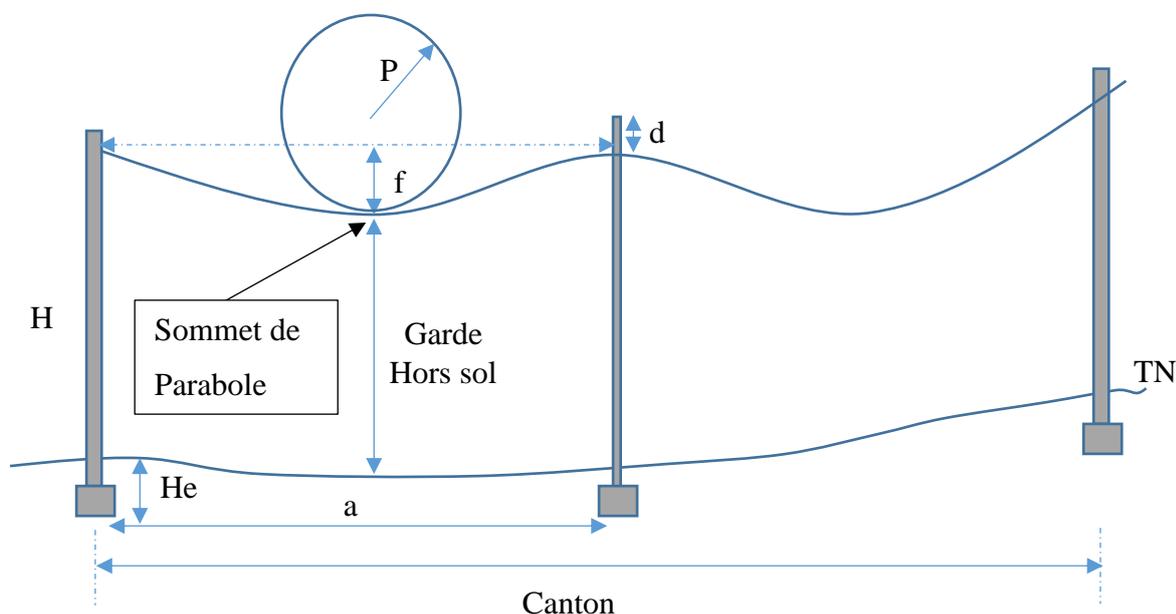


Figure 13: Différents éléments géométrique

❖ La hauteur du support (H)

C'est la longueur totale du support. Pour le réseau de distribution burkinabé on peut avoir des supports de 9 m, 11 m, 12 m et 14.

La hauteur du support doit satisfaire à la condition suivante :

$$H - f - d - H_e \geq 8 \text{ m} \quad (4.1)$$

H : la hauteur du support (m)

F : la flèche (m)

d = décalage dû à l'armement

$H - f - d - H_e$: Hauteur garde sol (m)

Les supports utilisés sont des profilés en acier H conformes à la norme NF C 11 201 et avec une hauteur retenue de 12 m.

❖ La portée

C'est la distance entre deux supports. Elle est déterminée en fonction du type et de la section du câble et du niveau de tension.

La norme NFC 11 201 fixe la portée maximale à 180 m en HTA pour des conducteurs de types Aster 34,4 et 54,6 mm².

La distance à dimensionner fait à peu près 500 m. Dans ce projet comme c'est dans une zone lotie nous avons opté pour une portée moyenne de 30 à 60 m pour pouvoir mixer la ligne (Voir plan).

❖ Hauteur hors sol du support (Hs)

C'est la hauteur du support non enterrée dans le sol

$$H_s = H - H_e \quad (4.2)$$

H_e = hauteur enterrée (m)

❖ Hauteur du support enterrée

Pour un support de hauteur totale H , la partie qui doit être enterrée se calcule de la façon suivante :

Tableau 16: Les Hauteurs enterrées

Support	Coefficient de stabilité de la fondation	
	$K_s = 1,2$	$K_s = 1,75$
Fonction du Support	Double ancrage, Simple fixation, et tous cas de ligne BT en général	Semi -arrêt, Arrêt simple, Arrêt double,
Bois ou assemblage en Bois	H/10 + 0,5 (m)	H/10 + 0,7 (m)
Béton		
Métal	H/20 + 1,3 (m)	H/20 + 1,5 (m)

Source : Norme NF C 11 201

Dans notre cas la partie enterrée est de : $12/10 + 0.5 = 1.77\text{m}$

❖ La garde hors sol

C'est la hauteur entre le sol et la partie basse du câble entre deux supports. Selon la norme NFC 11 201 elle est fixée à 6 m pour les réseaux MT.

❖ La flèche

C'est la différence entre la garde hors sol et la hauteur hors sol du support. Généralement calculé à la température maximale $\varnothing_i = 55^\circ\text{C}$

$$f = \frac{a^2}{8 \times P} \quad \text{avec } a \text{ la portée et } P \text{ le paramètre} \quad (4.3)$$

$$f = 0,34 \text{ m}$$

❖ La distance minimale entre Phases (e)

C'est l'écartement minimal entre conducteurs en milieu de la portée (en mètres). Cette distance est donnée par la formule suivante :

$$e = Kc \left(\frac{U}{150} + Kz \sqrt{f + L} \right) \quad (4.4)$$

En technique rigide

- $Kc = 0,8$ pour les armements alternés ou en drapeau ;
- $Kc = 0,7$ pour les armements en nappe horizontale ou en triangle.

En technique suspendu

- $Kc = 1$ pour les armements en drapeau ou alternés ;
- $Kc = 0,8$ pour les armements en nappe horizontale, nappe voute ou en triangle.

Dans les deux techniques

- $Kz = 0,9$ dans les zones à vent normal ;
 - $Kz = 1$ dans les zones à vent fort et dans les zones givrées ;
 - $L =$ longueur libre de la chaîne en mètre ($L = 0,50 \text{ m}$ pour deux alignements successifs, $L = 0$ pour deux ancrages successifs. Pour un ancrage d'un seul côté, on fait la moyenne des deux valeurs de e)
 - $U =$ tension de service en kV
-

❖ Le Paramètre P

Le paramètre P d'une ligne HTA est le rapport entre la tension unitaire du conducteur et son poids linéique. Les valeurs du paramètre sont données dans la norme NF C 11 201. Lorsqu'il s'agit de câbles suspendus, pour une section de câble de 54,6 mm², le paramètre P est égal à P= 1000 m.

L'expression du paramètre « P » :

$$P = T/\omega \quad (4.5)$$

T = tension mécanique en daN

ω = poids linéaire ou spécifique du conducteur en daN/m

Pour l'Almélec on a $\omega = 273 \times 10^{-5} \cdot \text{kg} \cdot \text{mm}^{-2} \cdot \text{m}^{-1}$

D'où la tension unitaire est $T = 2,73 \text{ daN/mm}^2$ à la température maximale $\varnothing_i = 55 \text{ }^\circ\text{C}$ sans vent.

❖ L'arrêt canton

C'est la distance entre deux supports d'ancrage ou d'arrêt. Un canton est constitué d'une ou plusieurs portées alignées. Dans ce projet nous avons un seul canton.

❖ La portée équivalente

La portée équivalente pour un canton comportant n portées $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, est définie par la formule suivante :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \quad \rightarrow \quad a_e = 52,23 \text{ m} \quad (4.6)$$

❖ Les altitudes du terrain

Les altitudes du terrain ont été obtenues grâce à un GPS.

Tableau 17: Les altitudes du terrain

Support	Altitude (m)	N	W
Existent	298	12°22.519'	001°34.021'
P1	297	12°22.517'	001°34.020
P2	296	12°22.516'	001°34.019'
P3	295	12°22.496'	001°34.014
P4	294	12°22.478'	001°34.010'
P5	295	12°22.459'	001°34.005'
P6	296	12°22.439'	001°34.000'
P7	294	12°22.415'	001°33.994'
P8	294	12°22.392'	001°988'
P9	295	12°22.341'	001°33.978'
P10	295	12°22.318'	001°33.970'

❖ Les coefficients de sécurité

Le coefficient de sécurité K est pris selon la norme NF C 11 201 à :

- ✓ 3 pour les pièces travaillant en traction : les conducteurs et les chaînes d'isolateurs ;
- ✓ 2,1 pour les pièces travaillant à la flexion : supports métalliques HEA et HEB ainsi que les armements.

❖ Les coefficients de stabilité des massifs de fondation

Les coefficients de stabilité retenus généralement au Burkina Faso sont :

- ✓ 1,2 pour les supports d'alignement ;
- ✓ 1,75 pour les supports d'ancrage (d'angles ou d'arrêts).

❖ Le type de sol pour les fondations des supports

Les fondations de supports ont été dimensionnées par logiciel tout définissant la catégorie du sol à l'emplacement des supports. La pression admissible sur la catégorie de sol est donnée ci-dessous :

- ✓ Catégorie du sol C3 (Marne sèche, gravier, limon ou silt moyen, sable argileux, argile avec cailloux).
- ✓ Pression admissible : 500 kN/m²

❖ Les hypothèses climatiques

Les calculs mécaniques des lignes sont effectués suivant les hypothèses ci-après fournis par la SONABEL.

Tableau 18: Hypothèses Climatiques

Hypothèses	Température (°C)	Charge supplémentaire kg/m	Pression du vent sur le conducteur (Pa)	Pression du vent sur le support (Pa)
A1	25	0	200	505
B1	15	0	30	90
A2	25	0	585	1450

4.2 ETUDE MECANIQUE DES CONDUCTEURS

Caractéristiques du câble Almélec 54,6 mm² dans le tableau ci-après

Tableau 19: Caractéristiques Almélec 54,6 mm²

Diamètre extérieur (mm ²)	Poids linéique (daN/m)	Charge de rupture (daN)	Module d'élasticité E (daN/mm ²)	Coefficient de dilatation α (°C)
9,45	0,149	1775	6200	23x10 ⁻⁶

4.2.1 LES DIFFERENTS EFFORTS SUBIS PAR LE CABLE

Le câble est soumis aux efforts suivants :

- ✓ **Le poids propre du câble par mètre linéaire : p (daN/m)**

Défini par la formule suivante : $p = \omega \times S$ avec : (4.7)

ω = le poids spécifique du conducteur Almélec en $\frac{\text{daN}}{\text{m} \times \text{mm}}$

S = la section en mm²

- ✓ **Effort dû à la traction : T (daN)**

Défini par la relation suivante : $T = t \times S$ avec (4.8)

t = la tension unitaire en daN/mm²

S = la section en mm²

✓ **L'effort du vent sur le câble par mètre linéaire F_v (daN/m)**

Défini par la relation : $F_v = V \times \emptyset$ (4.9)

V = Poussée du vent en Pa

\emptyset = le diamètre extérieur du conducteur en m

- ✓ **Le poids du givre sur le câble par mètre linéaire : y (daN/m)**, non prise en compte dans le cadre de ce projet

4.2.2 DETERMINATION DE LA TENSION DU CABLE

Les conducteurs d'une ligne aérienne sont soumis aux variations de températures qui provoquent :

- ❖ Une dilatation du métal qui fait varier la tension
- ❖ Une variation de longueur due à la déformation élastique du métal sous l'effet de la variation de tension

Le schéma ci-dessous illustre le changement d'état du conducteur en fonction des différentes hypothèses

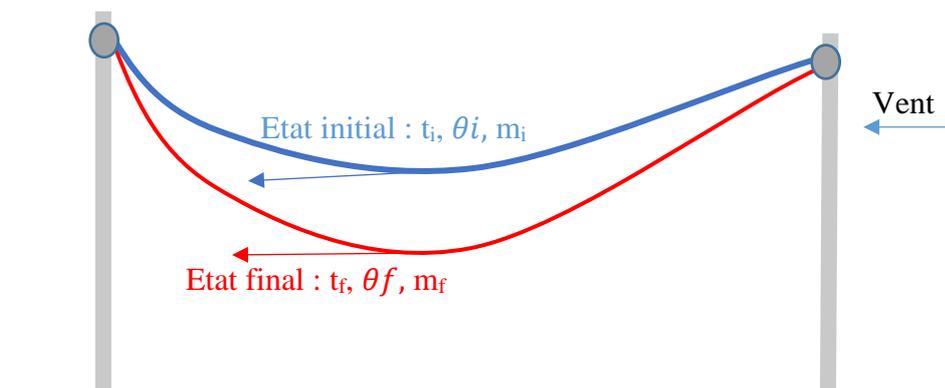


Figure 14: illustration de changement d'état du conducteur

Afin de connaître ces variations simultanées de tension en fonction des variations de température et de surcharge, il faut faire appel à l'équation du changement d'état correspondant aux hypothèses A et B.

a) L'équation de changement d'état

L'équation de changement d'état s'avère important pour la détermination de la tension des câbles et leur fléchissement après un changement des conditions climatiques (température et coefficient de surcharge). Ainsi on a :

$$t^3f + t^2f \left[\frac{ae^2 \times mi^2 \times \omega^2 \times E}{24 \times ti^2} - ti + \alpha \times E \times (\theta f - \theta i) \right] = \frac{ae^2 \times mf^2 \times \omega^2 \times E}{24} \quad (4.10)$$

Avec :

t_f = tension finale horizontale du câble au point bas

- t_i = tension initiale horizontale du câble
- m_i = Coefficient de surcharge initial
- m_f = Coefficient de surcharge final
- ω = Poids linéique du câble
- E = module d'élasticité
- α = coefficient de dilatation
- θf = Température finale
- θi = température finale
- a_e = la portée équivalente

Posons :

$$A = \left[\frac{ae^2 \times mi^2 \times p^2 \times E}{24 \times Ti^2} - ti + \alpha \times E \times (\theta f - \theta i) \right] \quad (4.11)$$

$$\text{Et } B = \frac{ae^2 \times mf^2 \times p^2 \times E}{24} \quad (4.12)$$

Alors la formule peut s'écrire sous la forme suivante :

$$t^2f \times (tf + A) = B \quad (4.13)$$

Pour résoudre cette équation, on utilise le calcul par itération en posant :

$$y1 = tf \quad \text{Et} \quad y2 = \sqrt{\left(\frac{B}{tf+A} \right)} \quad (4.14)$$

On prendra une valeur de départ $(tf)_0 = m_f \times t_i$ (4.15)

Après calculs de tension du câble, nous avons les résultats consignés dans le ci-dessous (annexe calcul).

Tableau 20: Forces de Tractions Maximale Calculées

Hypothèse	Coefficient de Sécurité (daN/mm ²)	Force de traction Maximale dans un (01) conducteur (daN/mm ²)	Fleche maximal (m) à 55°C sans Vent
B1	11	7,81	0,34
A2		7,63	0,34

4.3 ETUDE MECANIQUE DES SUPPORTS

Les conducteurs exercent sur les supports des efforts variés dont le calcul peut s'effectuer en tenant compte séparément des forces produites par le vent et la traction propre des conducteurs. Nous n'envisagerons que le cas le plus courant où les portées sont à peu près de même niveau.

Notre ligne est implantée dans une zone de faible dénivelé, donc nous n'allons pas tenir compte des efforts d'arrachement des supports et les retournements de chaînes d'isolateurs. Pour les supports au même niveau n'interviennent que des efforts horizontaux sur les supports.

L'effort horizontal total qui s'exerce sur un support est la résultante des efforts transmis par :

- Les conducteurs et qui sont dus : à l'action du vent sur ceux-ci et à leur tension mécanique ;
- Les efforts dus au vent sur le support lui-même et son armement : ferrures et isolateurs.

4.3.1 SUPPORTS D'ALIGNEMENT EN ISOLATEURS SUSPENDU

Un support d'alignement doit résister à l'effort du vent sur les conducteurs des deux demi portées adjacentes, et sur le support lui-même et son armement. Le vent à considérer est celui de l'hypothèse d'été, soit :

- ✚ 1200 Pa sur les surfaces planes
- ✚ 475 Pa sur les surfaces cylindriques autres que les conducteurs
- ✚ 585 Pa sur les conducteurs

Pour les armements, on prendra les valeurs forfaitaires suivantes :

$F_{\text{armement}} = 15 \text{ daN à } 180 \text{ Pa, } 25 \text{ daN à } 480 \text{ Pa, } 30 \text{ daN à } 585 \text{ Pa et } 35 \text{ daN à } 640 \text{ Pa}$

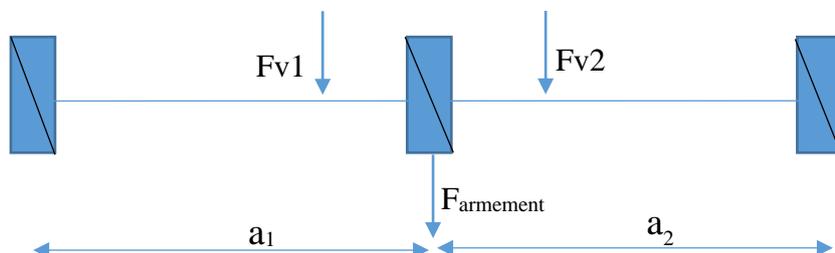


Figure 15: Différentes forces appliquées sur un support d'alignement

Avec a_1 et a_2 exprimés en mètres, ce sont les longueurs des deux portées adjacentes.

Les efforts étant dans la même direction, on peut écrire :

$$F = \frac{1}{k} \times (F_{v1} + F_{v2} + F_{\text{armement}}) = \frac{1}{k} \times \left[n \times \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \times F_v + F_{\text{armement}} \right] \text{ (daN) (4.16)}$$

- n = nombre de conducteurs
- F_v (daN/m) = effort linéique du vent sur les conducteurs

L'effort du vent sur le câble par mètre linéaire défini par la relation : $F_v = V \times \emptyset$

V = Poussé du vent en Pa (1Pa = 1N/m²)

\emptyset = le diamètre extérieur du conducteur en m

- F_{armement} (daN) = effort sur les ferrures et les isolateurs, pris forfaitairement pour l'ensemble ferrures+3 chaînes d'isolateurs
- k = coefficient de déclassement tenant compte du décalage du point d'appui des efforts dus aux conducteurs par rapport à la référence normalisée qui est de 0,25m sous le sommet du support (en général, $k = 0,9$ pour les armements du type nappe-voûte et alternés et $k=1$ pour les nappes d'angle ou d'arrêt fixées à 0,25m sous le sommet)

Le tableau ci-dessous donne la valeur de l'effort du vent V sur le conducteur en daN / m pour les conducteurs en alliage d'aluminium (Almélec) :

Tableau 21: Efforts du vent pour l'almélec pour différentes sections

Section conducteur en mm ²	Vent 180 Pa daN / m	Vent 480 Pa daN / m	Vent 570 Pa daN / m	Vent 640 Pa daN / m
34,4	0,135	0,360	0,428	0,480
54,6	0,170	0,454	0,540	0,605
75,5	0,203	0,540	0,642	0,720
116	0,252	0,672	0,800	0,896
148	0,283	0,756	0,900	1,008

Source : Cours 2iE Master 2-TOME 3 : Calcul mécanique des lignes aériennes

4.3.2 SUPPORTS D'ANGLES

Un support d'angle doit pouvoir supporter les efforts du vent sur les conducteurs et les efforts de traction dans le sens de l'effort nominal.

❖ LES EFFORTS DE TRACTION

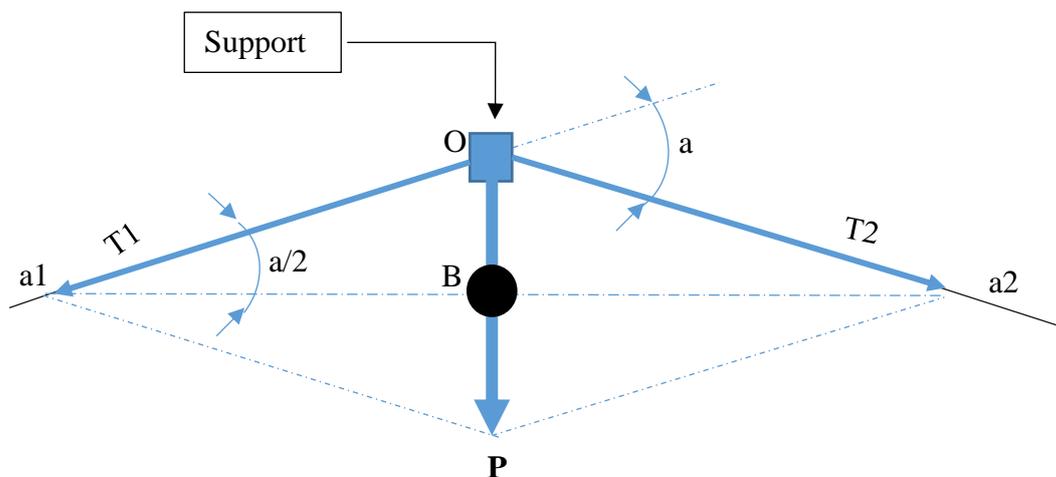


Figure 16: Différentes forces appliquées sur un support d'angle

Considérons le cas où les deux portées adjacentes sont égales et leurs conducteurs identiques on a :

$$T1 = T2 = T = t \times S \text{ en daN} \quad (4.17)$$

t = la tension mécanique totale dans le conducteur en daN/mm²

S = la section du conducteur en mm²

Dans ces conditions \overline{OP} se trouve sur la bissectrice de l'angle formé par la ligne. D'où on a les relations suivantes :

$$\overline{OB} = T \times \sin(a/2) \quad \text{et} \quad \overline{OP} = 2 \times T \times \sin(a/2) \quad (4.18)$$

Donc l'effort de traction des conducteurs sur un support d'angle est :

$$F_t = 2 \times t \times S \times \sin\left(\frac{a}{2}\right) \quad \text{Avec} \quad (4.19)$$

- t = la tension mécanique totale dans le conducteur en daN/mm²
- S = la section du conducteur en mm²
- a = l'angle de piquetage (angle de dérivation de la ligne)

❖ LES EFFORTS DU VENT SUR LES CONDUCTEURS

L'effort du vent sur les conducteurs doit être supporté par support d'angle. Il est déterminé comme suit :

$$F = n \times F_v \times \cos^2\left(\frac{a}{2}\right) \quad (4.20)$$

- F_v = effort du vent sur le conducteur
- n = nombre de conducteurs
- a = l'angle de piquetage

L'effort du vent sur le câble par mètre linéaire défini par la relation : $F_v = V \times \emptyset$

- V = Poussée du vent en Pa (1Pa = 1N/m²)
- \emptyset = le diamètre extérieur du conducteur en m

❖ L'EFFORT RESULTANT

L'effort total à prendre en compte pour le choix du support est celui de l'hypothèse la plus défavorable.

Dans le cas de portées égales de conducteurs identiques, d'angles souples en lignes suspendues, les deux efforts ayant le même point d'application et même sens peuvent s'additionner algébriquement :

$$R = F_t + F \quad (4.21)$$

$$\rightarrow R = 2 \times t \times S \times \sin\left(\frac{a}{2}\right) + n \times F_v \times \cos^2\left(\frac{a}{2}\right) \quad (4.22)$$

4.3.3 SUPPORTS D'ARRET

Un support d'arrêt est soumis à l'effort de traction des conducteurs dans le sens de l'effort nominal du poteau, à l'effort du vent sur le conducteur et sur le support lui-même et son armement dans le sens transversal.



Figure 17: Différentes forces appliquées sur un support d'arrêt

❖ EFFORT DE TRACTION

La force de traction exercée sur le support dans le cas le plus défavorable est déterminée par la relation suivante :

$$F_t = n \times t \times S \quad (\text{daN})$$

- n : nombre de conducteurs
- t : tension unitaire du conducteur en daN / mm^2
- S : section du conducteur en mm^2

Si le support d'arrêt est composé d'un IACM il va falloir donc ajouter 200 daN pour un interrupteur du type I ou 250 daN pour un interrupteur du type II.

❖ EFFORT DU VENT

L'effort du vent sur la moitié de la portée et sur l'armement étant dans la même direction est donné par :

$$F = n \times F_v \times \frac{a}{2} + F_{\text{armement}} \quad (\text{daN}) \quad (4.23)$$

- n : nombre de conducteurs
- F_v : effort du vent par unité de longueur en daN / m
- a : portée en mètres

- Farnement : effort forfaitaire sur l'armement

❖ L'EFFORT RESULTANT

Les efforts n'étant pas dans la même direction, on peut écrire :

$$R = \sqrt{(F_t)^2 + (F_v)^2} \quad (\text{daN}) \quad (4.24)$$

- F_t = L'efforts de traction exercée sur le support
- F_v = L'effort du vent sur la moitié de la portée

Le vent sur le câble par mètre linéaire défini par la relation : $F_v = V \times \emptyset$

- V = Poussé du vent en Pa ($1\text{Pa} = 1\text{N/m}^2$)
- \emptyset = le diametre extérieur du conducteur en m
- R = L'effort résultant en daN

4.3.4 RESULTATS

Après calculs nous avons les résultats suivants (Voir annexe N° 8 Notes de calcul) :

Tableau 22: Efforts des supports Calculés

Fonction du support	Effort (daN)	Hauteur (m)	Quantité
Alignement	129,16	12	1
Alignement	130,99	12	7
Arrêt simple	1281,46	12	1
Arrêt simple avec IACM	1295	12	1

Conclusion : Nous retenons les supports métalliques HEA et HEB 160 en acier selon la norme NF A 35-501 (annexe n° 9) et des armements en BIS (Bras Incliné en technologie suspendue).

Tableau 23: Supports retenus et leurs efforts en tête

Désignation	Fonction	Effort en tête (kN)	Hauteur (m)	Qté
HEA 160 12 m Simple	Alignement	2	12	8
HEB 160 12 m Jumelés	Arrêt simple	13	12	2

4.4 ETUDE MECANIQUE DU POSTE

Le Poste sur portique est une structure constituée de deux traverses horizontales soutenues par des tiges et deux supports verticaux, entre lesquels il est possible de poser le transformateur (Annexe 15).

On cherche à vérifier que la structure résistera aux chargements en statique dus aux poids propres et du transformateur, à la pression du vent et à la force de traction des conducteurs.

4.4.1 DETERMINATION DES SOLlicitATIONS

4.4.1.1 EVALUATION DES CHARGES ET SURCHARGES

Pour la vérification du portique, les charges utilisées sont :

1. Charges permanentes : G

- ✓ **Poids propre des éléments du portique** (pris en compte directement par le logiciel pybar) ;

2. Charges d'exploitation : Q

- ✓ **La traction T des câblés** (déterminées précédemment)

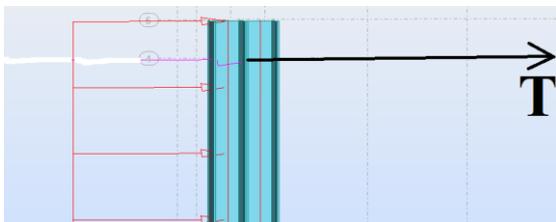


Figure 18: Traction Résultante

La tension d'un câble vaut $7,81 \text{ kg/mm}^2$. Donc pour les trois phases on a une tension totale de $1297,3 \text{ daN}$. Pour la traction totale il va falloir ajouter le poids de la herse :

- Herse en U 80 \longrightarrow $7,90 \text{ kg/m}$ donc le poids de la herse est de $22,12 \text{ daN}$ ($1\text{kg}=1\text{daN}$) car longueur de la herse :

$$L_h = 2 \times e + 2 \times 0,2 \times d = 2 \times 1,2 + 2 \times 0,2 = 2,8 \text{ m}$$

Avec e = l'écartement entre phases

D'où la traction totale = $1297,3 + 22,12 = 1319,4 \text{ daN}$.

- ✓ **La charge du transformateur**

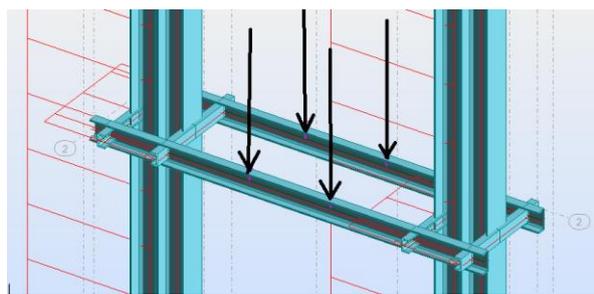


Figure 19: Charge répartie du transformateur

La charge totale du transformateur vaut 1720 kg c'est-à-dire 1720 daN ($1\text{kg} = 1\text{daN}$). Le transformateur sera relié au portique par quatre (04) points. La charge est répartie de façon équitable sur les quatre points. Donc chaque point reprend $1720/4 = 430$ daN. Le point d'application des charges est $(1,6 - 0,52) / 2 = 0,54$ m.

✓ L'effet du Vent

Le vent a été pris selon l'hypothèse la plus défavorable (A2), c'est-à-dire le cas où la pression du vent sur le support est prédominante : $V = 1450$ Pa = 1450 N/m².

Charges à appliquer sur les poteaux du portique :

- Sur le côté de petite inertie : $1450 \times 0,18 = 261$ N/m = $0,261$ kN/m = $26,1$ daN/m
- Sur le côté de grande inertie : $1450 \times 0,171 = 24,8$ daN/m

4.4.1.2 COMBINAISON DES CHARGES ET CALCUL DE SOLLICITATIONS

Pour le dimensionnement génie civil du portique, le calcul est fait suivant les états limites ultimes et de service. Pour l'état limite ultime, les charges permanentes sont multipliées par 1,35 et les charges d'exploitation par 1,50. Ces coefficients 1,35 et 1,50 sont des coefficients exigés par la norme EUROCODE 3 suivant l'ELU (état limite ultime).

Ensuite, allons combiner ces charges à l'aide logiciel Pybar de manière à trouver les sollicitations les plus défavorables possible.

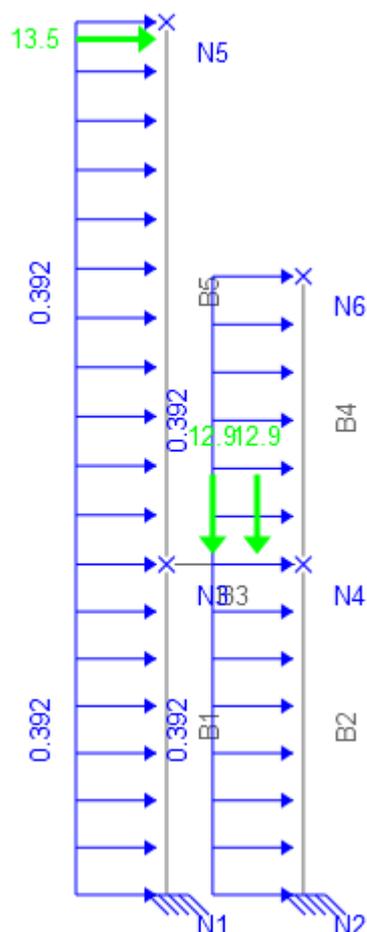


Figure 20/Combinaison des sollicitations

Nous allons utiliser le logiciel Pybar pour déterminer les différentes sollicitations que sont :
l'effort normal, l'effort tranchant et le moment fléchissant.

- Effort normal maximal $N_{ED} = 85,8 \text{ kN}$
- Effort tranchant maximal $V_{ED} = 18,7 \text{ kN}$
- Moment fléchissant $M_{ED} = 91,7 \text{ kN.m}$

Tel que montrent les figures ci-dessous :

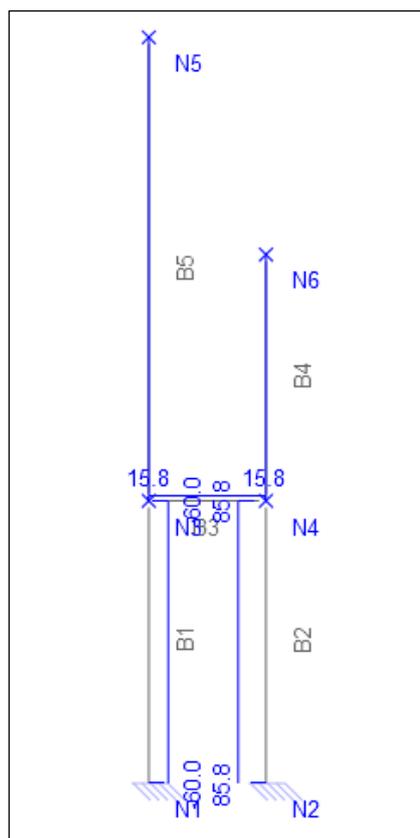


Figure 21: Effort Normal

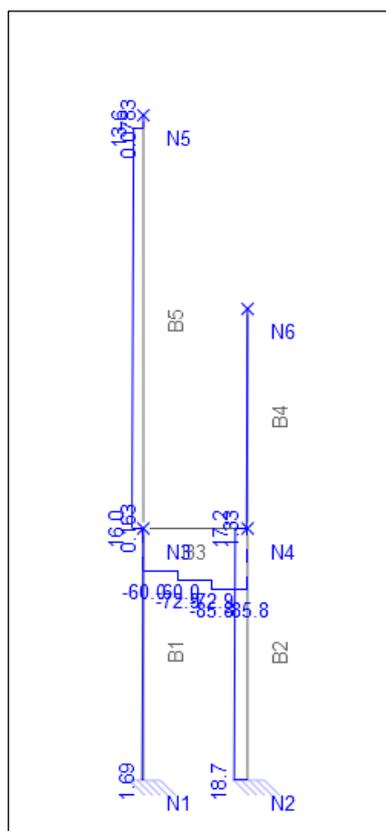


Figure 22: Effort Tranchant

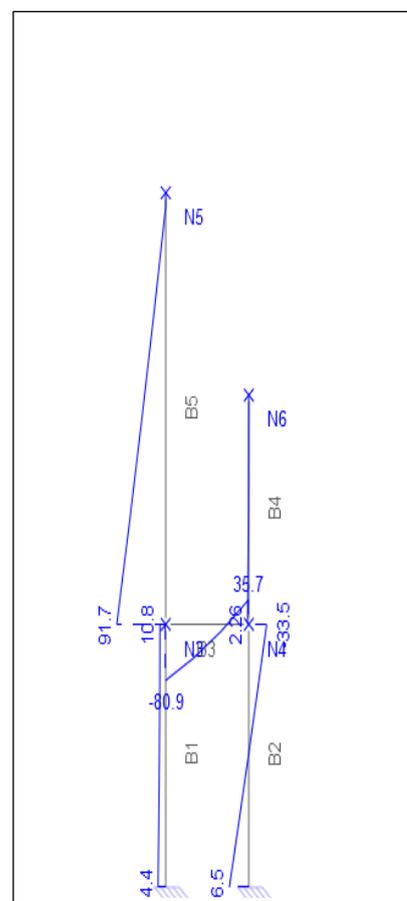


Figure 23: Moment Fléchissant

Pour la suite, nous allons considérer les valeurs maximales des sollicitations afin de vérifier la condition de la flexion composée que va nous permettre de savoir si les sections des profilés utilisés peuvent tenir aux différents poids.

4.4.2 VERIFICATION DU PORTIQUE

- ✓ Pour la vérification de la traverse (profilés sur lesquels est reposé le transformateur), nous utiliserons des profilés en U130 ;
- ✓ Pour relier ses deux profilés U130, nous utiliserons des profilés U80 ;
- ✓ Pour les poteaux nous utiliserons des profilés HEA 160 jumelés dos à dos par boulonnage.
- ✓ Après vérifications nous concluons que la structure résistera aux chargements (annexe N°10).

Pour la suite, nous allons évaluer le coût moyen d'acquisition du matériel et l'organisation de travaux de chantier.

CHAPITRE 5 : EVALUATION DU COÛT MOYEN D'ACQUISITION DU MATERIEL ET ORGANISATION DE TRAVAUX DE CHANTIER

Ce chapitre vise trois (03) objectifs principaux : Le premier est d'estimer le cout global du projet. Le deuxième est de faire une comparaison pour la même puissance, du prix global d'un poste H59 avec celui du poste sur portique. Et finalement, proposer un planning pour la réalisation du projet.

5.1 DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF DU PROJET

Le coût global du projet est vingt et quatre millions cinq cents dix-neuf mille six cent dix-neuf (24 519 619) francs CFA. Ce montant a été calculé tout en répertoriant les matériels que nous avons dimensionnés ainsi que les accessoires de la ligne HTA et du poste sur portique (annexe N°11).

Ainsi nous présentons dans le tableau ci-dessous un récapitulatif du devis.

Tableau 24: Récapitulatif du devis poste sur Portique

N° d'Ordre	Désignation	Montant (F CFA)
01	Construction de la ligne Aérienne HTA 15 kV	14 231 108
02	Construction et équipement du poste sur Portique	6 548 230
	TOTAL HORS TVA	20 779 338
	TVA 18%	3 740 281
	TOTAL TTC	24 519 619

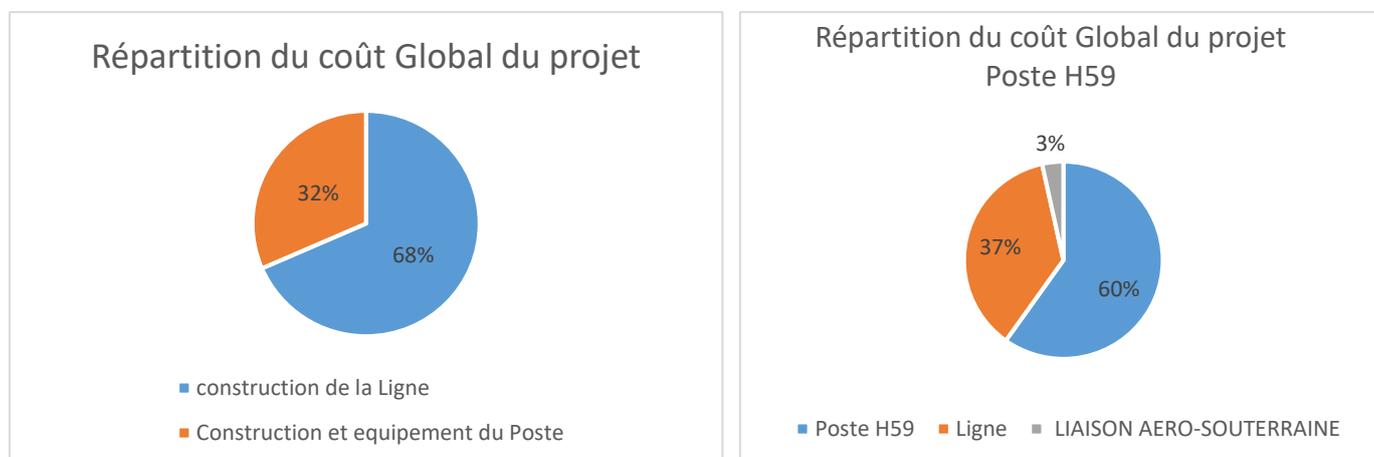
5.2 DEVIS COMPARATIF : CAS D'UN POSTE CABINE 250 KVA

Nous avons fait aussi pour la même ligne, un devis quantitatif et estimatif en considérant cette fois-ci un poste cabine (Poste H59) de même puissance afin de comparer économiquement les deux postes (annexe N° 07).

Tableau 25: Récapitulatif du devis Poste H59

N° d'Ordre	Désignation	Montant (F CFA)
1	Construction de la ligne Aérienne HTA 15 kV	14 231 108,00
2	Construction et équipement du poste cabine	23 191 893,88
3	LIAISON AERO-SOUTERRAINE	1 333 560,00
	TOTAL HORS TVA	38 756 561,88
	TVA 18%	6 976 181
	TOTAL TTC	45 732 743

Les graphes ci-dessous montrent la répartition du cout pour la ligne, pour le poste sur portique et pour le poste H59.



CONCLUSION :

Nous remarquons que la construction du poste cabine basse est plus onéreuse que celle du poste sur portique de même puissance et pour une ligne de même longueur.

5.3 ORDONNANCEMENT DE TACHES A EXECUTER

Dans cette partie nous citerons de façon chronologique, les différentes tâches visant au respect du planning d'exécution.

❖ L'ordre de service

Cette étape consiste à avoir l'autorisation de démarrage de travaux. Elle s'avère très important dans le strict respect du délai imposé par le maitre d'ouvrage et dure à peu près 07 jours.

❖ Commande de matériel

La commande de matériel est faite conformément aux prescriptions techniques du DAO. Elle dure 120 jours incluant l'acheminement sur le site.

❖ Préparation de supports

Une étape comportant les sous étapes suivantes : brossage, nettoyage, perçage, peinture antirouille et armement. Il va durer 2 jours.

❖ Piquetage

Cette étape est confiée à l'équipe topo qui devra repérer et indiquer à l'aide de piquets où seront implantés les supports de la ligne. Elle va durer 01 jour.

❖ Fouilles

Après la réception du piquetage par la mission du contrôle, on passe à la répartition de manœuvres pour les travaux d'ouvertures des fouilles qui s'établira sur 4 jours. Avant d'envoyer les supports sur le site, une demande de réception sera adressée au maître d'ouvrage pour la validation de cette étape.

❖ Levage et Bétonnage des supports

Cette étape suit la réception des fouilles. Avant de faire le levage il faut extraire toute saleté se trouvant dans les fouilles. Ensuite il faut procéder au levage, calage, l'alignement, et bétonnage des supports. Elle va durer 02 jours

❖ Tirage et réglage des conducteurs

Cette phase consiste à mettre en place et à faire le réglage des flèches du conducteur. Elle est effectuée par des équipes spécialisées munies essentiellement des équipements de protection (les casques, ceintures, grimpettes et gants) et les dérouleurs mobiles, poulies de déroulage de câble et de galet. Elle va durer 02 jours.

❖ Pose de parafoudres et MALT

La ligne sera protégée par des parafoudres au niveau du poste et la mise des terres de toutes les masses afin d'écouler les décharges à la terre. Cette étape va durer 01 jour.

❖ Pose d'IACM et MALT

La ligne sera protégée par un IACM au départ et toutes les masses métalliques seront reliées à la terre pour permettre l'écoulement des décharges à la terre. Ce travail va durer 07 jours.

❖ Pose du Transformateur, TUR et raccordement

Après le réglage de la ligne, une équipe va procéder à la pose du transformateur et du TUR. Elle effectuera les différentes liaisons à savoir : Liaison coté HTA et celle du secondaire au TUR, puis du TUR aux départs d'alimentation du quartier. Cette étape dure 07 jours.

❖ Réalisation de terres

Le neutre BTA ainsi que les masses métalliques seront reliés à la terre par l'intermédiaire d'un câble cuivre de 29 mm² après confection de puits de terre. Voir annexe 06 confection de puits. Cette étape va durer 02 jours.

❖ Finition et Divers

Cette partie consiste à faire les dernières retouches pour corriger toutes les malfaçons constatées avant la réception provisoire des travaux. Cette vérification prendra 07 jours.

❖ Réception

En fin d'exécution de chantier, une réception technique est organisée avec le maître d'ouvrage afin de contrôler la qualité de l'ouvrage conformément aux prescriptions techniques du projet. Pendant cette réception, l'ouvrage est mis sous tension afin de procéder aux essais électriques. Les essais et tests se résument :

- Aux mesures des systèmes de mises à la terre des postes de transformation, des IACM postes et des parafoudres
- Aux mesures des tensions simples, composées et celles des bouts de ligne du réseau BTA
- A une inspection visuelle de l'ouvrage

Si la réception technique s'avère concluante le chef de projet et son chef de chantier de concert avec le maître d'ouvrage programment la réception provisoire. Après la réception, on remettra les plans de recollement au contrôle. Un procès-verbal de réception provisoire des travaux sera établi pour les formalités administratives. L'ouvrage sera garanti à partir de la date de réception provisoire pendant une année. Au-delà de cette date si aucune anomalie de fonctionnement n'est constatée, on procèdera à la réception définitive des travaux.

5.4 PLANNING D'EXECUTION DES TRAVAUX

Le planning a été établi en tenant compte les différentes tâches à accomplir pour la réalisation du projet (annexe N°12).

RECOMMANDATIONS

- ❖ Construire une barrière au tour des postes sur portique ne pouvant être ouverts qu'à l'aide d'une clé ou d'un outil ;
- ❖ Installer des batteries de compensation au niveau de postes sur portique ;
- ❖ Sensibiliser continuellement les ouvriers à utiliser leurs équipements de protection individuelle (EPI) et faire des formations continues sur l'habilitation électrique ;
- ❖ Plus de formations sur les logiciels de dimensionnement des lignes HTA ;
- ❖ L'utilisation de radios de communication pendant l'exécution des travaux devrait faciliter le déroulement de travaux de construction de ligne.

CONCLUSION

Dans le souci de vouloir résoudre les problèmes de chute de tension due aux surcharges de transformateurs, une étude a été menée afin de mettre en place un poste de transformation de 250 kVA 15/0,41 kV sur portique avec pour but de pouvoir soulager le poste existant à 30%.

La création de postes sur portique est une nouvelle technique de réalisation des postes de transformation de puissance allant de 250 à 630 kVA opté par la SONABEL pour le renforcement des postes du type cabine et haut de poteau. Sa conception est moins onéreuse que les postes Cabines maçonné basse.

A l'issue de cette étude, nous avons pu déterminer tous les éléments à mettre en œuvre pour la réalisation de l'alimentation électrique du poste à partir du réseau électrique de distribution de la SONABEL. Ces éléments sont essentiellement :

- ❖ Le câble Almélec pour l'amené de l'énergie : 54,6 mm² ;
- ❖ Le tableau urbain réduit du type TUR 4 - 800 D équipé d'un disjoncteur 400 A et des fusibles pour les quatre départs prévus ;
- ❖ Huit (08) supports d'alignement HEA 160/12 m + 3 BIS 70 -800 + 3 chaînes d'alignement en iso composites ;
- ❖ Deux (02) supports jumelés HEA 160/12 m + herses d'arrêt ;
- ❖ Un (01) IACM du type II au début de la ligne pour assurer la coupure de la ligne en cas d'entretien ou de dépannage ;
- ❖ Un (01) un jeu de parafoudre au niveau du poste, des mises du neutre et des masses métalliques afin d'assurer la protection de la ligne, du poste ainsi que des personnes.

Aussi, nous avons pu vérifier à travers la méthode de la flexion composée que le portique résistera au déversement et flambement.

Le coût global du projet est estimé à **24 519 619 Franc CFA**, la moitié du coût global d'un poste cabine basse dans les mêmes conditions.

Comme tout travail scientifique, nous reconnaissons que notre étude a bien sûr des limites d'où nous proposons une étude approfondie sur l'amélioration de la protection des postes sur portique.

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Norme Française NF C 11 – 201. Réseau de distribution publique d'énergie électrique. 1996.
- [2] Norme Française NF C 15-100, Installations électriques à basse tension, 1991.
- [3] SONABEL, Dossier d'appel d'offres N° 003/2017 pour les travaux de création de Postes sur portique à Ouagadougou, 2017.
- [4] Schneider Electric, Guide technique Merlin Gerin Moyenne tension, 2005.
- [5] Jean-Louis LILIEN. Transport et distribution de l'énergie électrique-Manuel de travaux pratiques. Liège : université de Liège, 1999/2000, 187p.
- [7] ELEC international, « Système d'énergie électrique (Postes MT/BT) », 1998.
- [8] Vanilli Sandra TFEGUIM. Etude de la construction d'une ligne électrique Haute tension 90 kV Pa-Wona. Réseau électrique. Ouagadougou : 2iE, 2013/2014, 53p.
- [9] HOUSSAMATOU DOUDOUA MAMAN Kabirou, étude de la construction d'une ligne haute tension catégorie A (20 kV) et la conception d'un réseau HTA/BT pour l'alimentation en énergie électrique de la cité MAOUREY. Réseau électrique. Ouagadougou : 2iE, 2016/2017, 58p.
- [10] Jean-Jacques GRAFF- Christophe LOTT. Réseaux électriques : Transport et Distribution. Tome3 : calcul mécanique des lignes aériennes. 82p.
- [11] Norme EUROCODE 3, calcul des structures acier, EN 1993.

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE N° 1: DIAGNOSTIQUE DE LA SONABEL.....	63
ANNEXE N°2: Coefficient α	65
ANNEXE N°3: ISOLATEURS	66
ANNEXE N°4: PARAFONDRES	67
ANNEXE N° 5: IACM	68
ANNEXE N° 6 : CONFECTION D'UN PUIT DE PRISE DE TERRE	69
ANNEXE N° 7: DEVIS POSTE H59	70
ANNEXE N°8: NOTES DE CALCULS SUPPORTS	71
ANNEXE N°9 CHOIX DES SUPPORT	79
ANNEXE N°10: CALCUL STABILITE DU POSTE SUR PORTIQUE	80
ANNEXE N° 11: DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF PORTIQUE	88
ANNEXE N° 12: PLANNING	89
ANNEXE N°13: CARNET DE PIQUETAGE	90
ANNEXE N°14 : TRANSFORMATEUR	91
ANNEXE N° 15: MODELE DU POSTE SUR PORTIQUE.....	92

ETUDES TECHNIQUES D'ALIMENTATION DE POSTES HTA/BTA SUR PORTIQUE DANS LA VILLE DE
OUAGADOUGOU : CAS DU POSTE 122 A NONSIN

ANNEXE N° 1: DIAGNOSTIQUE DE LA SONABEL

N° du Projet	DEP. N°	POSTE			RELEVES DES INTENSITE				INT. MOY.	TAUX DE CHARGE			SOLUTIONS	EMPLACEMENT	OBSERVATION
		N°	S	In Trans	I1	I2	I3	In	Imoy	Pratiq	Moy	SN sur Portique KVA	Observations		
1	14	122	630	907,2	893	636	886	225	805.0	98,4	88,7	250	Renforcement du poste existent	NH 09 00 001	Baisse de tension
2	16	341	630	907,2	799	893	737	141	808,7	98,4	89,2	250	Renforcement du poste existent	OL 27 00 001	Baisse de tension
3	32	158	630	907,2	793	852	867	114	837,3	95,6	92,3	250	Renforcement du poste existent	IM 28 00 001	Baisse de tension
4	32	159	630	907,2	620	654	1005	147	759,7	110,8	83,7	250	Renforcement du poste existent	IS 01 00 001	Baisse de tension
5	32	323	630	907,2	716	792	825	105	777,7	90,9	87,7	250	Renforcement du poste existent	IT 46 00 001	Baisse de tension
6	25	507	250	360	378	399	366	51	381	110	105,8	250	Renforcement du poste existent	YH 27 00 001	Baisse de tension
7	rimkièta	559	160	230,4	325	277	303	76	301,7	141,1	130,9	250	Renforcement du poste existent	350 24 00 001	Baisse de tension
8	rimkièta	690	160	230,4	228	229	253	47	236,7	109,8	102,7	250	Renforcement du poste existent	354 08 00 001	Baisse de tension
9	15	309	160	230,4	235	149	224	79	202,7	102	88	250	Renforcement du poste existent	AK 20 00 001	
10	15	428	160	230,4	177	249	234	79	220	108,1	95,5	250	Renforcement du poste existent	RY 00 001	
11	16	241	160	230,4	203	129	230	72,6	187,4	99,9	81,3	250	Renforcement du poste existent	OL 03 00 001	
12	16	242	160	230,4	172	234	232	50	212,7	101,6	92,3	400	Renforcement des postes 242 et 564	OK 24 00 001	
13	18	268	160	230,4	185	156	250	55	197	108,5	85,5	250	Renforcement du poste existent	MB 01 001	
14	18	413										250	Renforcement du poste existent		
15	21	172 T1	160	230,4	210	206	276	56	230,7	119	100,1	400	Renforcement du poste existent 172T1	SC 00 001	
16	24	373	160	230,4	201	223	160	72	194,7	96,8	84,5	250	Renforcement du poste existent	LT 27 00 001	
17	31	393	160	230,4	161	204	209	59	191,3	90,7	83	250	Renforcement du poste existent	KM 06	
18	32	350	160	230,4	246	201	264	51	237	114,6	102,9	250	Renforcement du poste existent	IO 04 02 001	
19	32	454	160	230,4	188	236	216	66	213,3	102,4	92,6	250	Renforcement du poste existent	IV 33 08 001	
20	32	551	160	230,4	166	225	179	47	190	97,7	82,5	250	Renforcement du poste existent	IS 18 00 001	
21	33	608	160	230,4	216	202	332	98	250	144,1	108,5	400	Renforcement du poste existent	ZV 28 00 001	

ETUDES TECHNIQUES D'ALIMENTATION DE POSTES HTA/BTA SUR PORTIQUE DANS LA VILLE DE
OUAGADOUGOU : CAS DU POSTE 122 A NONSIN

	37	263T1	160	230,4	225	228	233	49	228,7	101,1	99,2	250	Renforcement du poste existant	VR 26 00 001	Baisse de tension
22	37 bis	349	160	230,4	401	352	280	65	344,3	174	149,5	400	Renforcement du poste existant	VM 13 00 001	Baisse de tension
23	37 bis	545	160	230,4	324	310	40	55	224,7	140,6	97,5	250	Renforcement du poste existant	VN 35 00 001	Baisse de tension
24	23	387										250			
	SECT. 16	380	160	230,4	226	204	239	85,1	223,1	103,7	96,8	250	Renforcement du poste existant	RK 03 00 001	
25	SECT. 16	476	160	230,4	160	390	384	54,5	311,6	169,3	135,2	400	Renforcement du poste existant	RO 04 00 001	
26	SECT. 16	511	160	230,4	222	122	216	142	186,7	96,4	81	250	Renforcement du poste existant	XZ 01 00 001	
27	SECT. 16	566	160	230,4	101	79	230	65,5	136,7	99,7	59,3	250	Renforcement du poste existant	RS 01 00 001	
28	25	287T2	100	144	122	141	55	84	106	97,9	73	400	Remplacement du poste existant 287T1	SI 11 00 001	
29	35	547	100	144	203	173	156	52	177,3	141	123	250	Remplacement du poste existant	PB 08	Baisse de tension
30	Kombissiri	585 T2	100	144	97	130	149	35		103,5	0	400	Remplacement du poste existant	805 60 00 001	Baisse de tension
31	Kombissiri	687 T1	100	144	88	95	130	34	104,3	90,3	72,5	400	Remplacement du poste existant et création de 160 kVA	ZX 25 00 001	Baisse de tension
	Kombissiri		100	144	130	120	109	25	119,7	90,3	83,1				

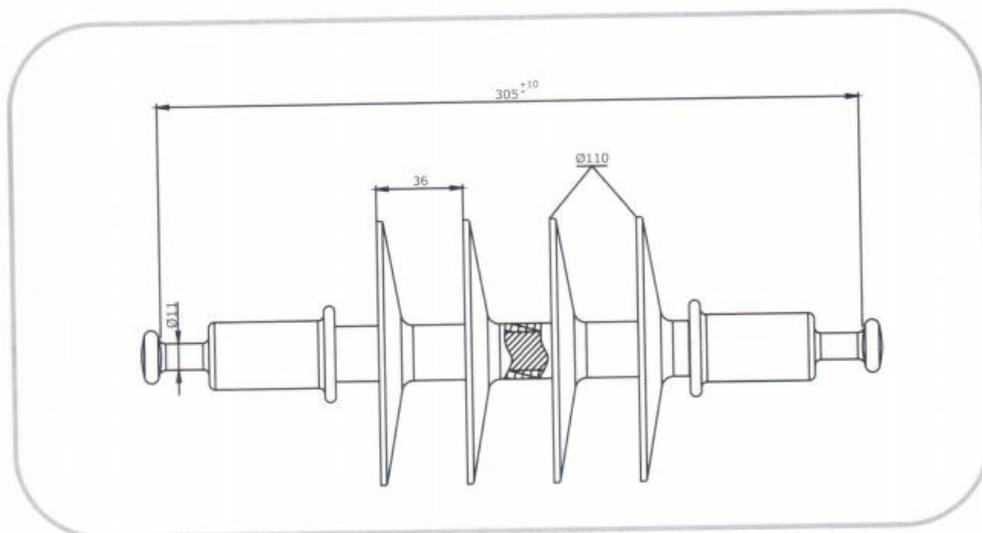
ANNEXE N°2: Coefficient α

Tableau 2 – Résistivités des conducteurs rencontrés dans l'industrie			
Conducteur	Résistivité		
	ρ_c à 0 °C ($10^{-8} \Omega \cdot m$)	ρ_c à 20 °C ($10^{-8} \Omega \cdot m$)	α entre 0 et 100 °C ($^{\circ}C^{-1}$)
Argent pur	1,467	1,587	0,004 12
Cuivre pur	1,543	1,678	0,004 39
Or	1,87	2,24	0,008 3
Aluminium pur	2,36	2,654 8	0,004 29
Almélec	3,055	3,321	0,004
Fer pur	8,45	9,71	0,006 51
Acier (1)		10,1	
Platine	8,98	10,6	0,003 93
Nickel	9,06	10	0,004 7
Étain	10,4	11,4	0,004 2
Plomb	18,95	20,648	0,004 1
Mercure	94,07	95,76	0,000 9
Constantan 55Cu 45Ni	46	46	2×10^{-5}
Inox 18/8 (1)		83	
Inconel 600 (1)		100	

(1) Valeurs indicatives

ANNEXE N°3: ISOLATEURS

Fiche technique
ISOLATEUR COMPOSITE
NIVEAU N2, BALL-BALL NORME 11



IEC Désignation : MAX CS40 B11 B11-120/490

Noyau : Fibre de verre-epoxy

Isolant : Matière synthétique silicone HTV

Armatures métalliques : Acier forgé (type C40) galvanisé à chaud

Tension de la ligne (kV) : 24

Nombre de jupes : 4

Ligne de fuite (mm) : 490

Tension de tenue au choc de foudre (kV) : 120

Tension de tenue à fréquence industrie à sec (kV) : 70

Tension de tenue à fréquence industrie sous pluie (kV) : 55

Charge mécanique spécifique (CMS) (KN) : 40

La longueur L (mm) : 305

ANNEXE N°4: PARAFODRES



Protection des réseaux
Moyenne tension alternative 10 kA - Classe 1

Série AZBD Caractéristiques générales

Conforme à la publication CEI 60099-4.

Varistances à oxyde de zinc.

Enveloppe extérieure en élastomère silicone.

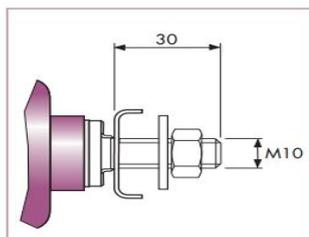
Usage extérieur et intérieur.

Insensible aux vibrations.

Résistant au vandalisme.

Haute résistance mécanique.

Utilisation en support de câble.



Type de para- foudre	Ligne de fuite (mm)	Hauteur H (mm)	Poids unitaire (kg)	Tenue diélectrique de l'enveloppe		Distance de montage	
				En onde 1,2/50 µs	50 Hz 60s sous pluie	A min (mm)	B min (mm)
AZBD_03_	230	140	1,2	100	37	110	130
AZBD_06_	230	140	1,4	100	37	110	130
AZBD_09_	315	170	1,5	100	37	140	160
AZBD_12_	375	180	1,6	100	37	140	160
AZBD_15_	500	195	1,8	120	46	180	200
AZBD_18_	540	230	2,1	120	46	180	200
AZBD_21_	660	245	2,3	130	51	240	260
AZBD_24_	660	245	2,4	130	51	240	260
AZBD_27_	750	270	2,7	150	56	270	290
AZBD_30_	830	305	3,0	190	70	320	340
AZBD_33_	960	320	3,1	190	70	340	360
AZBD_36_	960	320	3,2	190	70	340	360
AZBD_39_	1 050	360	3,2	190	70	340	360
AZBD_42_	1 050	360	3,2	190	70	360	380

Caractéristiques de protection

Type de parafoudre	Ur Tension assignée (kV eff)	Uc Tension service permanent (kV eff)	Tension résiduelle en onde 1/4 µs à 10 kA (kV)	Tension résiduelle en onde 8/20 µs (kV)					Tension résiduelle en onde 30/80 µs 125 A 500 A (kV)	
				2,5 kA	5 kA	10 kA Courant nominal de décharge	20 kA	40 kA	125 A	500 A
AZBD_03_	3	2,55	11,1	8,7	9,3	10,1	11,3	13,6	7,2	7,8
AZBD_06_	6	5,1	22,8	17,6	19,0	20,7	23,2	26,9	14,7	15,9
AZBD_09_	9	8,4	36,9	28,5	30,8	33,5	37,5	43,6	23,8	25,8
AZBD_12_	12	10,2	40,9	31,6	34,2	37,2	41,7	48,4	26,4	28,6
AZBD_15_	15	12,7	48,0	37,1	40,1	43,6	48,8	56,7	31,0	33,6
AZBD_18_	18	15,3	64,6	49,9	54,0	58,7	65,7	76,3	42,7	46,3
AZBD_21_	21	17,5	73,2	56,5	61,2	66,5	74,5	86,5	47,2	51,2
AZBD_24_	24	19,5	73,2	56,5	61,2	66,5	74,5	86,5	47,2	51,2
AZBD_27_	27	22,0	84,3	65,1	70,5	76,6	85,8	99,6	54,4	59,0
AZBD_30_	30	24,4	102,4	79,1	85,7	93,1	104,3	121,0	66,1	71,7
AZBD_33_	33	27,0	102,4	79,1	85,7	93,1	104,3	121,0	66,1	71,7
AZBD_36_	36	29,0	109,5	84,6	91,5	99,5	111,4	129,4	70,6	76,6
AZBD_39_	39	32,0	109,5	84,6	91,5	99,5	111,4	129,4	70,6	76,6
AZBD_42_	42	35,0	127,6	98,6	106,7	116,0	129,9	150,8	82,4	89,3

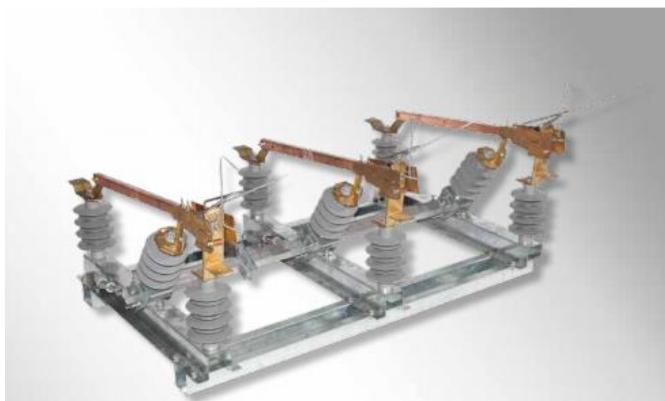
ANNEXE N° 5: IACM



Saves Your Energy

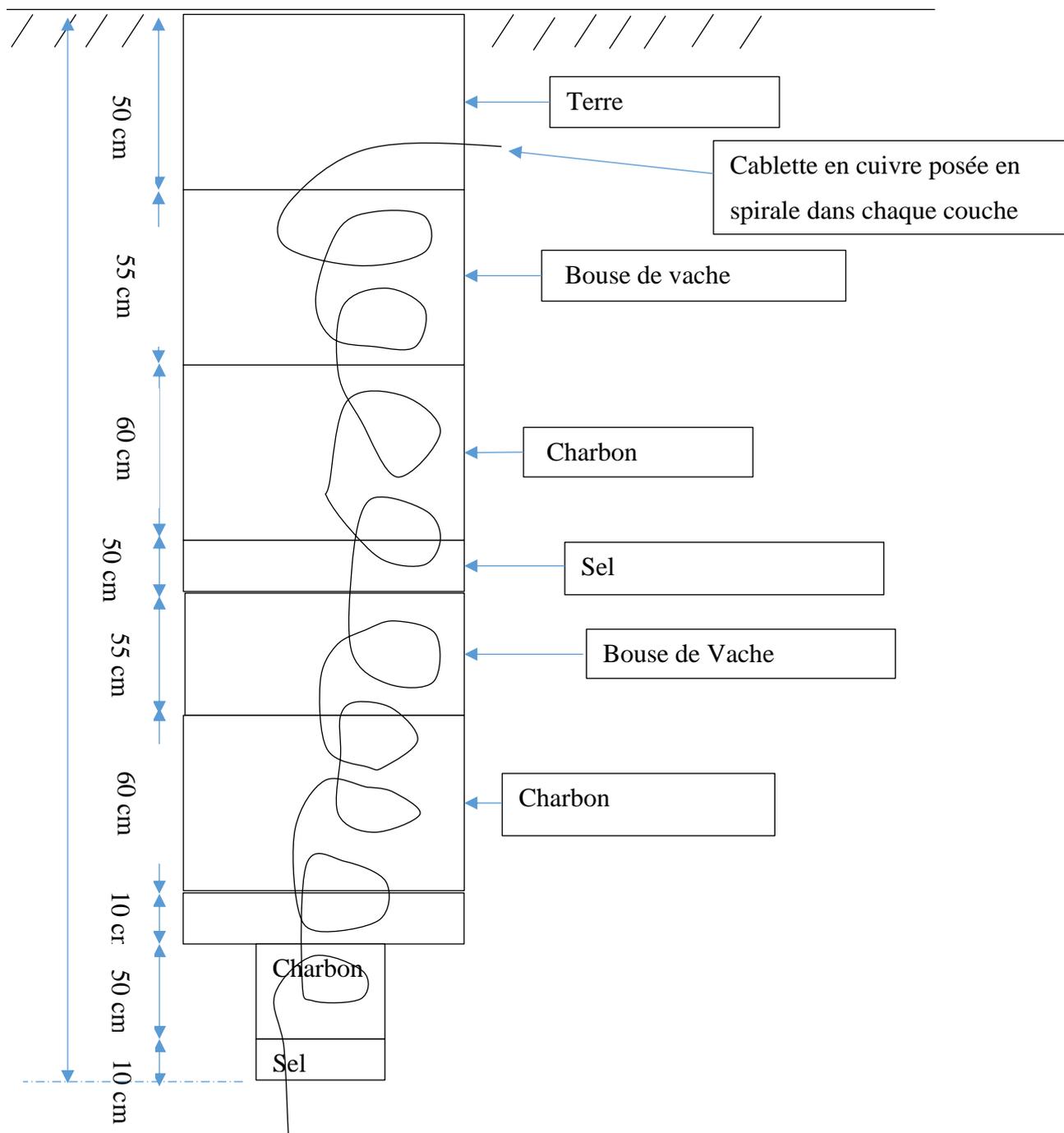
ISAR-S

Interrupteur à coupure dans l'air



CARACTÉRISTIQUES	ISAR-S2	ISAR-S3
Tension assignée (kV)	24	36
Courant assigné (A)	200/400	200/400
Pouvoir de coupure		
• Charge active (A)	80	70
• Transformateur à vide (A)	4	2,5
• En boucle fermée (A)	200/400	200/400
• Ligne en vide (A)	10	10
Pouvoir de fermeture (kA crête)	25	25
Tenue diélectrique au choc de foudre (kV),		
• à la terre et entre pôles	125	170
• sur la distance de sectionnement	145	195
Tenue diélectrique à fréquence industrielle 50 Hz/1 min (kV),		
• à la terre entre pôles	50	70
• sur la distance de sectionnement	60	80
Courant de court-circuit (kA eff/1 s)	10	10
Courant crête (kA crête)	25	25
Endurance mécanique (FO)	> 1 000	> 1 000

ANNEXE N° 6 : CONFECTION D'UN PUIT DE PRISE DE TERRE



ANNEXE N° 7: DEVIS POSTE H59

Désignation des ouvrages	Unité	Quantité	Prix unitaire	Prix total
Construction Génie civil du poste				
Génie civil poste type 15TS 15KV	ENS	1	8 000 000	8 000 000
TOTAL I				8 000 000
Construction ligne aérienne 15KV				
Ligne HTA aérienne 15KV	ENS	1	14 231 108	14231108
TOTAL II				14 231 108
Construction réseau HTA souterrain				
Tranchée ordinaire +sable + grillage avertisseur	ml	25	4 468	111 710
Câble NFC 33 2 26 3*150mm ² 24KV	ml	50	15 677	783 850
Extrémité extérieure 50-240mm ² 24KV	u	1	175 000	175 000
Extrémité intérieure 50-240mm ² 24KV	u	2	125 000	250 000
Borne repère de direction	u	2	6 500	13 000
TOTAL III				1 333 560
Equipement Poste				
Cellule fluokit M24 IS 400A 24KV	u	1	2 030 272	2 030 272
Cellule fluokit M24 PF 200A 24KV	u	1	2 603 354	2 603 354
PF 200A 24KV	u	1	2 268 448	
Transformateur 250 KVA 15/0,41 KV à bornes embrochables + capots BT	u	1	6 752 226	6 752 226
Liaison cellule HTA transfo par câble sec 1x95 mm ² Alu	ENS	1	604 036	604 036
Câble sec		30	475 020	
Liaison transfo-appareillage BTA par câble U 1000 RO2V 240 mm ² Cu (1 câbles par phase et 1 câbles pour le neutre)	u	1	1 030 324	1 030 324
Tableau TUR 4départs 800A	u	1	1 299 305	1 299 305
Matériel de sécurité complet et affiches réglementaires	ENS	1	272 202	272 202
Mise à la terre du neutre	u	1	170 132	170 132
Mise à la terre des masses métalliques	u	1	189 902	189 902
Eclairage du poste par 2 hublots + prise 2P + T	ENS	1	142 142	142 142
Identification poste et cellules	ENS	1	98 000	98 000
Total IV				15 191 894
TOTAL (I + II+III +IV) HTVA				38 756 562
Montant total HTVA				38 756 562
TVA 18%				6 976 181
MONTANT TOTAL TTC				45 732 743

ANEXE N°8: NOTES DE CALCULS SUPPORTS

1. CALCUL LA HAUTEUR DES

❖ SUPPORTS D'ALIGNEMENT

$$H - d - f - (H/10 + 0,5) \geq 6$$

$$\text{A.N : } H - 0,25 - 0,95 - (H/10 + 0,5) = 6 \quad \rightarrow \quad H = 8,55 \text{ m}$$

❖ SUPPORTS D'ARRET

$$H - d - f - (H/10 + 0,7) \geq 6$$

$$\text{A.N : } H - 0,25 - 0,95 - (H/10 + 0,7) = 6 \quad \rightarrow \quad H = 8,78 \text{ m}$$

CONCLUSION : Nous retenons des supports normalisés de 12 m.

2. LA DISTANCE MINIMALE ENTRE PHASES (e)

$$e = Kc \left(\frac{U}{150} + Kz \sqrt{f + L} \right)$$

$Kz = 0,9$ dans les zones à vent normal

✚ En technique suspendu : pour les armements en drapeau ou alternés

$$Kc = 1$$

$$L = 0,50 \text{ m}$$

$$U = 15 \text{ kV}$$

$$\text{A.N: } e = \left(\frac{15}{150} + 0,9 \times \sqrt{0,95 + 0,5} \right) \quad e = 1,20 \text{ m}$$

✚ En technique suspendu : pour les armements en nappe horizontale, nappe voute ou en triangle

$$Kc = 0,8$$

$L = 0$ pour deux ancrages successifs.

$$U = 15 \text{ kV}$$

$$\text{A.N: } e = \left(\frac{15}{150} + 0,9 \times \sqrt{0,95 + 0} \right) \quad e = 0,98 \text{ m}$$

3. CALCUL DE TENSION DES CABLES

- Calcul de la portée équivalente

Pour une distance totale de 500 m on a :

Portées	DISATNCE (m)
a1	30
a2	52
a3	52
a4	52
a5	52
a6	52
a7	52
a8	52
a9	52
a10	54

$$ae = \sqrt{\frac{\sum ai^3}{\sum ai}}$$

On a une portée équivalente de **52,23 m**

- LES COEFFICIENTS DE SECURITE

Le coefficient de sécurité K est pris à :

- ✓ 3 pour les pièces travaillant en traction : les conducteurs et les chaînes d'isolateurs ;
- ✓ 2,1 pour les pièces travaillant à la flexion : supports métalliques HEA et HEB ainsi que les armements.

Nous dimensionner avec le cas les plus défavorable c'est-à-dire dans le cas où les pièces travaillent en traction donc K =3.

La charge de rupture de l'almélec est de 32 daN/mm² donc la tension maximale est déterminée comme suit :

$$K = \frac{\text{Charge de rupture}}{\text{tension maximale}} \rightarrow \text{Tension maximale} = 11 \text{ daN/mm}^2$$

➤ Calcul de tension initiale t_i

$$t_i = m_i \times p \times P \quad \text{Avec :}$$

m_i = le coefficient de surcharge

p = effort du à son propre poids

P = le paramètre de pose

Le coefficient de surcharge à 55°C vaut 1. D'où on a :

$$t_i = 1 \times 100 \times 0,00273 \quad \rightarrow \quad t_i = 2,73 \text{ daN/mm}^2$$

➤ Calcul de t_f Pour l'hypothèse B1

▪ L'hypothèse B1 :

$$\theta_f = 15^\circ\text{C}$$

$$FV = 30 \text{ Pa}$$

▪ Coefficient de surcharge

$$m_f = \frac{R}{\omega} = \frac{\sqrt{Fv^2 + p^2}}{p^2} \quad \text{Donc on a :}$$

$$m_f = \frac{\sqrt{(3 \times 0,00945)^2 + (0,00273 \times 54,6)^2}}{0,00273 \times 54,6} = 1,018$$

$$m_f = 1,018$$

D'après l'équation de changement généralisée on a :

$$t_f^2 \times (t_f + A) = B$$

$$t_f = \sqrt{\left(\frac{B}{t_f + A}\right)} \quad \text{Avec } A = \left[\frac{ae^2 \times m_i^2 \times p^2 \times E}{24 \times T_i^2} - t_i + \alpha \times E \times (\theta_f - \theta_i) \right] \quad \text{Et}$$

$$B = \frac{ae^2 \times m_f^2 \times p^2 \times E}{24}$$

AN:

$$A = \frac{52,23^2 \times 0,00273^2 \times 6200}{24 \times 2,73^2} - 2,73 - 23 \times 10^{-6} \times 6200 \times (55 - 15) = -7,73$$

$$A = -7,73$$

$$B = \frac{52,23^2 \times 1,018^2 \times 0,00273^2 \times 6200}{24} = 5,44$$

$$B = 5,44$$

D'où pour l'hypothèse B1 on a la force de la tension :

$t_f = 7,81 \text{ daN/mm}^2$

➤ Calcul de t_f Pour l'hypothèse A2

▪ L'hypothèse A2 :

$$\theta_f = 25^\circ\text{C}$$

$$FV = 585 \text{ Pa}$$

▪ Coefficient de surcharge

$$mf = \frac{R}{\omega} = \frac{\sqrt{Fv^2 + p^2}}{p^2} \quad \text{Donc on a :}$$

$$mf = \frac{\sqrt{(58,5 \times 0,00945)^2 + (0,00273 \times 54,6)^2}}{0,00273 \times 54,6} = 3,83$$

$$mf = 3,83$$

D'après l'équation de changement généralisée on a :

$$t_f^2 \times (t_f + A) = B$$

$$t_f = \sqrt{\left(\frac{B}{t_f + A}\right)} \quad \text{Avec } A = \left[\frac{ae^2 \times mi^2 \times p^2 \times E}{24 \times Ti^2} - ti + \alpha \times E \times (\theta f - \theta i) \right] \quad \text{Et} \quad B$$

$$= \frac{ae^2 \times mf^2 \times p^2 \times E}{24}$$

AN:

$$A = \frac{52,23^2 \times 0,00273^2 \times 6200}{24 \times 2,73^2} - 2,73 - 23 \times 10^{-6} \times 6200 \times (55 - 25) = -6,30$$

$$A = -6,30$$

$$B = \frac{52,23^2 \times 4,84^2 \times 0,00273^2 \times 6200}{24} = 123,04$$

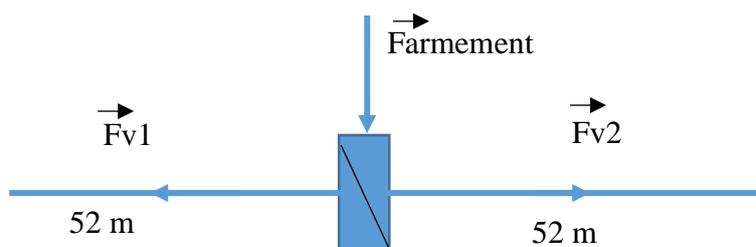
$$B = 77,44$$

D'où pour l'hypothèse A2 on a la force de la tension :

$$t_f = 7,63 \text{ daN/mm}^2$$

4. CALCULS DES EFFORTS DES SUPPORTS

❖ SUPPORTS EN ALIGNEMENT



Donnés :

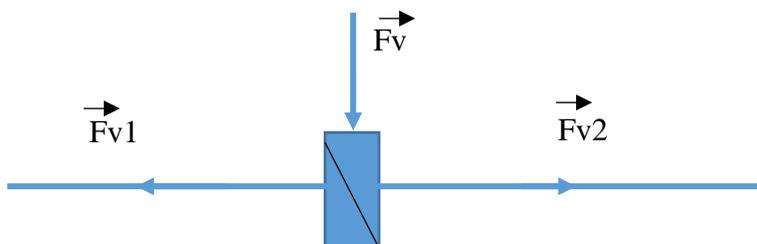
$$f = 0,34 \text{ m} ; T_{B1} = 426,43 \text{ daN} \quad S = 54,6 \text{ mm}^2 ; \text{Farnement} = 30 \text{ daN à } 585 \text{ Pa} ; k = 0,9 ;$$

$$\emptyset = 9,45 \text{ mm} ; V = 585 \text{ Pa} \quad (1\text{Pa} = 1\text{N/m}^2)$$

Formule :

$$F = \frac{1}{k} \times (Fv1 + Fv2 + F_{armement}) = \frac{1}{k} \times \left[n \times \left(\frac{a1+a2}{2} \right) \times V \times \varnothing + F_{armement} \right]$$

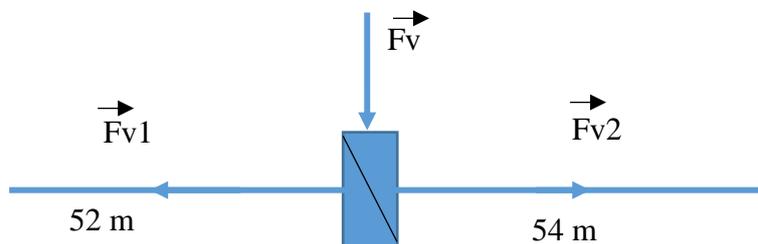
- Pour les supports de portées adjacentes identiques on a :



$$\text{AN: } F = \frac{1}{0,9} \times \left[3 \times \left(\frac{52+52}{2} \right) \times \left(\frac{585 \times 0,00945}{10} \right) + 30 \right] = 109,38 \text{ daN}$$

$$F = 129,16 \text{ daN}$$

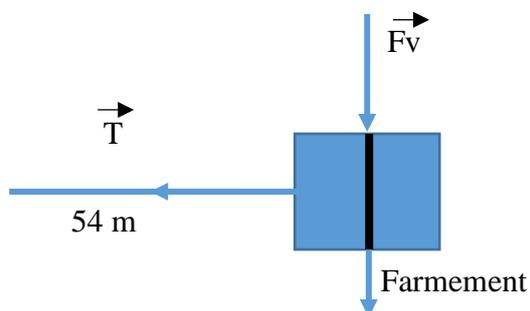
- Pour les supports de portées adjacentes Différentes on a :



$$\text{AN: } F = \frac{1}{0,9} \times \left[3 \times \left(\frac{52+54}{2} \right) \times \left(\frac{585 \times 0,00945}{10} \right) + 30 \right] = 109,38 \text{ daN}$$

$$F = 130,99 \text{ daN}$$

❖ SUPPORTS EN D'ARRET SIMPLE



Donnés :

$$S = 54,6 \text{ mm}^2 ; V = 585 \text{ Pa} ; t = 7,81 \text{ daN/mm}^2 ; a = 54 \text{ m}$$

Formule :

$$FR = \sqrt{(Ft)^2 + (Fv)^2}$$

$$Ft = n \times t \times S = (3 \times 7,81 \times 54,6) = 1279,28$$

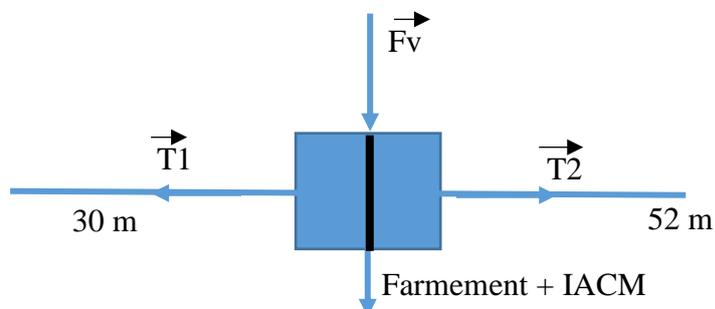
$$Fv = n \times \phi \times V \times \frac{a}{2} + \text{Farmement}$$

$$= (3 \times 0,00945 \times 58,5 \times \frac{54}{2} + 30) = 74,77 \text{ daN}$$

$$\text{AN : } FR = \sqrt{(1279,28)^2 + (74,77)^2} = 1281,46 \text{ daN}$$

$$FR = 1281,46 \text{ daN}$$

❖ SUPPORTS EN D'ARRET DOUBLE AVEC IACM



Donnés :

$$S = 54,6 \text{ mm}^2 ; V = 585 \text{ Pa} ; t = 7,81 \text{ daN/mm}^2 ; a = 54 \text{ m} ; a = 30 \text{ m}$$

Formule :

$$FR = \sqrt{(Ft)^2 + (Fv)^2}$$

$$Ft = n \times t \times S = (3 \times 7,81 \times 54,6) = 1279,28 \text{ daN}$$

$$Fv = n \times \phi \times V \times \left(\frac{a1+a2}{2}\right) + \text{Farmement} + \text{FIACM}$$

$$= (3 \times 0,00945 \times 58,5 \times \left(\frac{30+54}{2}\right) + 30 + 100) = 199,66 \text{ daN}$$

$$\text{AN: } FR = \sqrt{(1279,28)^2 + (199,66)^2} = 1295 \text{ daN}$$

ANNEXE N°9 CHOIX DES SUPPORT

Les supports Métalliques HEA et HEB en acier selon la norme NF A 35-501 sont choisis dans le tableau suivant

Signification	Effort en tête (kN)
Support simple HEA 160/12 m	2
Support simple HEA 180/12 m	2,9
Support simple HEA 200/12 m	4
Support simple HEB 180/12 m	4,6
Support simple HEA 220/12 m	5,5
Support simple HEB 200/12 m	6,3
Support simple HEB 220/12 m	8,6
Jumelé 2xHEA 160/12 m	9,1
Jumelé 2xHEA 180/12 m	11,3
Jumelé 2xHEB 160/12 m	13
Jumelé 2xHEA 200/12 m	14,4
Jumelé 2xHEB 180/12 m	16,7
Jumelé 2xHEA 220/12 m	18,3
Jumelé 2xHEB 200/12 m	21,3
Jumelé 2xHEB 220/12 m	26,3
Portique 2x2 HEB 160/12 m	33,5
Portique 2x2 HEB 180/12 m	42,6
Portique 2x2 HEB 200/12 m	52,7
Portique 2x2 HEB 220/12 m	58,7
Jumelé 2xHEB 220/13 m	23,8
Portique 2x2 HEB 160/13 m	23,4
Portique 2x2 HEB 180/13 m	30,2
Portique 2x2 HEB 200/13 m	38,5
Portique 2x2 HEB 220/13 m	47,6

ANNEXE N°10: CALCUL STABILITE DU POSTE SUR PORTIQUE

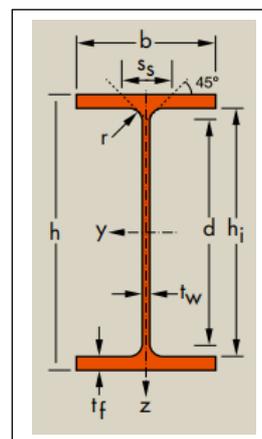
I. Vérification du Portique

❖ Valeurs statiques du profilé HEA 160

Axe fort Y-Y					Axe faible Z-Z						
I_y	W_{ely}	W_{ply}	i_y	A_{vz}	I_z	W_{elz}	W_{plz}	i_z	I_s	I_t	I_w
mm^4	mm^3	mm^3	mm	mm^2	mm^4	mm^3	mm^3	mm	mm	mm	mm^6
10^4	103	10^3	10	10^2	104	10^3	10^3	10		10^4	10^9
1673	220,1	245,1	6,57	13,21	615,6	76,95	117,6	3,98	41,57	12,19	31,41

❖ Dimensions du profilé HEA 160

h	b	t_w	t_f	r	A	d
mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
152	160	6	9	15	38,8	104



Avec :

d : hauteur de l'âme

h : hauteur

b : largeur

t_f : épaisseur de la semelle

t_w : épaisseur de l'âme

r : congé de raccordement

A : aire de la section

I_y : moment d'inertie par rapport à l'axe Y-Y

I_z : moment d'inertie par rapport à l'axe Z-Z

I_t : moment de torsion

I_w : inertie de gauchissement

$W_{el,y}$: module élastique par rapport à l'axe Y-Y

$W_{pl,y}$: module plastique par rapport à l'axe Y-Y

$W_{el,z}$: module élastique par rapport à l'axe Z-Z

$W_{pl,y}$: module plastique par rapport à l'axe Z-Z

Deux profilés jumelés (2xHEA 160) → S235

On procède à la vérification de la barre pour les sollicitations maximales :

$$N_{ED} = 85,8 \text{ kN} ; V_{ED} = 18,7 \text{ kN} ; M_{ED} = 91,7 \text{ kN.m}$$

Comme nous avons deux profilés jumelés alors chaque profilé HEA 160 reprend la moitié des sollicitations donc : $N_{ED} = 42,9 \text{ kN} ; V_{ED} = 18,7 \text{ kN} ; M_{ED} = 45,85 \text{ kN.m}$

I.1 Classification de la section Transversale

Le poteau est sollicité en flexion composée donc la classification se fera en flexion composée :

- Ame :

$$\alpha = \frac{1}{2} * \left(\frac{N}{d * tw * fy} + 2 * \alpha_0 \right) ; \quad \alpha_0 = \frac{1}{2} \text{ (section symétrique)}$$

$$\alpha = \frac{1}{2} * \left(\frac{42,9 * 10^{-3}}{0,104 * 0,006 * 235} + 2 * \frac{1}{2} \right) = 0,646 \rightarrow \alpha = 0,646$$

$$\frac{d}{tw} = \frac{104}{6} = 17,33$$

$$\varepsilon = \sqrt{235/fy} = \sqrt{235/235} = 1$$

$$\frac{396 * \varepsilon}{13 * \alpha - 1} = \frac{396 * 1}{13 * 0,646 - 1} = 53,502$$

$$\frac{d}{tw} = 17,33 \leq \frac{396 * \varepsilon}{13 * \alpha - 1} = 53,502 \rightarrow \text{âme de classe 1}$$

- Semelle :

$$\frac{c}{tf} = \frac{(b - tw - 2r)/2}{tf} = \frac{(160 - 6 - 2 * 15)/2}{9} = 6,89$$

$$\frac{9 * \varepsilon}{\alpha} = \frac{9 * 1}{0,646} = 13,92$$

$$\frac{c}{tf} = 6,89 \leq \frac{9 * \varepsilon}{\alpha} = 13,92 \rightarrow \text{semelle de classe 1}$$

- Conclusion : HEA 160 est une section de la classe 1 car âme de classe 1 et semelle de classe 1.

I.2 Vérifions si $N_{Ed} \leq \min(0.25 * N_{plRd} ; 0.5 * N_{plRd} * \frac{A_w}{A})$

$$N_{plRd} = \frac{A * f_y}{\gamma_{Mo}} = \frac{38,8 * 10^{-4}}{1} * 10^3 = 911,8 \text{ kN}$$

$$0.25 * N_{plRd} = 0.25 * 911,8 = 227,95 \text{ kN}$$

$$A_w = A - 2 * b * t_f = 38,8 - 2 * 16 * 0,9 = 10 \text{ cm}^2$$

$$0.5 * N_{plRd} * \frac{A_w}{A} = 0.5 * 911,8 * \frac{10}{38,8} = 117,5 \text{ kN}$$

$N_{Ed} = 42,9 \text{ kN} \leq 117,5 \text{ kN} = \min(0.25 * N_{plRd} ; 0.5 * N_{plRd} * A_w/A) \rightarrow$
vérifiée Donc pas d'interaction entre N et M.

I.3 Vérifions si $V_{Ed} \leq 0.5 * V_{Rd}$

$$V_{Rd} = \frac{A_v * f_y}{\sqrt{3} * \gamma_{Mo}} \quad \text{avec } A_v = 13,21 \text{ cm}^2$$

$$V_{Rd} = \frac{13,21 * 10^{-4} * 235}{\sqrt{3} * 1} * 10^3 = 179,23 \text{ kN}$$

$$0.5 * V_{Rd} = 89,61 \text{ kN}$$

$$V_{Ed} = 18,7 \text{ kN} \leq 0.5 * V_{Rd} = 89,61 \text{ kN} \rightarrow \textit{vérifiée}$$

I. 4 Vérifions la susceptibilité au flambement

$$\overline{\lambda}_y = \frac{\lambda_y}{\lambda_1} \quad \text{avec } \lambda_1 = 93,9 * \epsilon = 93,9 * 1 = 93,9$$

$$\lambda_y = \frac{L_f}{i_y} \quad \text{avec } L_f = L = 10,3 - 3,9 = 6,4 \text{ m et } i_y = 6,5 \text{ cm}$$

$$\lambda_y = \frac{6,4}{6,57} = 97,41$$

$\overline{\lambda}_y = \frac{97,41}{93,9} = 1,04 \geq 0,2 \rightarrow$ Donc le poteau HEA 160 est susceptible de flamber, il devient nécessaire de prendre en compte flambement.

I.5 Vérifions la susceptibilité au déversement

$$\overline{\lambda}_{LT} = \sqrt{\frac{M_{pl}}{M_{cr}}} \quad \text{Avec : } \overline{\lambda}_{LT} : \text{élancement adimensionnel}$$

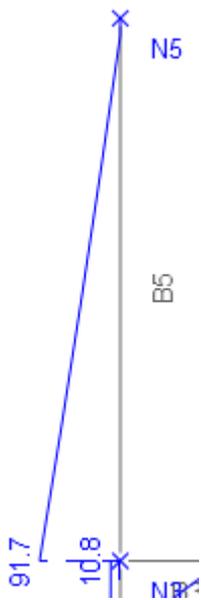
M_{cr} : Moment critique élastique de déversement

M_{pl} : Moment plastique

$$M_{pl} = W_{pl,y} * \frac{fy}{\gamma_{Mo}} = 245,1 * 10^{-6} * \frac{235}{1} * 10^3 = 57.6 \text{ kN.m}$$

$$M_{cr} = C1 * \frac{\pi^2 * E * Iz}{L^2} * \left(\sqrt{\frac{Iw}{Iz} + \frac{L^2 * G * It}{\pi^2 * E * Iz}} + (C2 * Zg)^2 - C2 * Zg \right)$$

Le diagramme du moment fléchissant est linéaire le long de la barre étudiée donc $C2 * Zg = 0$



- Déterminons C1

$$\Psi = \frac{M_{inf}}{M_{sup}} = \frac{0}{45.85} = 0$$

$$\Psi = 0 \rightarrow C1 = ?$$

$$\Psi = 0 \rightarrow C1 = 1.77$$

$$M_{cr} = C_1 * \frac{\pi^2 * E * I_z}{L^2} * \left(\sqrt{\frac{I_w}{I_z} + \frac{L^2 * G * I_t}{\pi^2 * E * I_z}} \right)$$

$$\text{IPE 600} \rightarrow I_z = 3387 * 10^{-8} \text{ m}^4 ; E = 210000 \text{ MPa} ; I_w = 2846 * 10^{-9} \text{ m}^6 ;$$

$$I_t = 165 * 10^{-8} \text{ m}^4 ; G = 80770 \text{ MPa}$$

$$M_{cr} = 1.77 * \frac{\pi^2 * 210000 * 615.6 * 10^{-8}}{6.4^2} * \left(\sqrt{\frac{31.41 * 10^{-9}}{615.6 * 10^{-8}} + \frac{6.4^2 * 80770 * 12.19 * 10^{-8}}{\pi^2 * 210000 * 615.6 * 10^{-8}}} \right)$$

$$M_{cr} = 105.64 \text{ kN.m}$$

$$\bar{\lambda}_{LT} = \sqrt{\frac{57.6}{105.64}} = 0.74 \geq 0.4$$

$\bar{\lambda}_{LT} = 0.74 \geq 0.4 \rightarrow$ Donc le poteau HEA 160 est susceptible de déverser, il devient nécessaire de prendre en compte le déversement dans la vérification.

I.6 Vérification de la traverse en flexion composée

La vérification est donnée par les expressions suivantes :

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_y * N_{plRd}} + K_{yy} \frac{M_{yEd}}{\chi_{LT} * M_{pl,y,Rd}} + K_{yz} \frac{M_{zEd}}{M_{pl,z,Rd}} \leq 1$$

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_z * N_{plRd}} + K_{zy} \frac{M_{yEd}}{\chi_{LT} * M_{pl,y,Rd}} + K_{zz} \frac{M_{zEd}}{M_{pl,z,Rd}} \leq 1$$

$M_{zEd} = 0$ Car nous sommes dans le plan ; en plus il n'y a pas de flexion déviée.

Avec :

$M_{pl,y,Rd}$: Moment plastique de résistance

N_{plRd} : Effort normal plastique résistant

M_{ED} : Moment sollicitant

N_{ED} : Effort normal sollicitant

V_{ED} : Effort tranchant sollicitant

V_{RD} : Effort tranchant Résistant

- Déterminons les coefficients K_{yy} et K_{zy}

$$K_{yy} = C_{my} \left[1 + (\bar{\lambda}_y - 0.2) * \frac{N_{Ed}}{\chi_y * N_{Rk}/\gamma_{M1}} \right] \leq C_{my} \left[1 + 0.8 * \frac{N_{Ed}}{\chi_y * N_{Rk}/\gamma_{M1}} \right]$$

$$N_{Rk} = A * f_y = 38.8 * 10^{-4} * 235 * 10^3 = 911.8 \text{ kN}$$

$$C_{my} = 0.9 ; \gamma_{M1} = 1.1$$

$$\chi_y = \frac{1}{\vartheta_y + \sqrt{\vartheta_y^2 - \bar{\lambda}_y^2}}$$

$$\vartheta_y = 0.5 * (1 + \alpha_y * (\bar{\lambda}_y - 0.2) + \bar{\lambda}_y^2)$$

$$\text{IPE600} \rightarrow h/b = 152/160 = 0.95 \geq 1.2 \text{ ET}$$

$$t_f = 9 \text{ mm} \leq 100 \text{ mm} ; \text{axe fort} \rightarrow \text{Courbe b} \rightarrow \alpha_y = 0.34$$

$$\vartheta_y = 0.5 * (1 + 0.34 * (1.04 - 0.2) + (1.04)^2) = 1.18$$

$$\chi_y = \frac{1}{1.18 + \sqrt{1.18^2 - 1.04^2}} = 0.57$$

$$K_{yy} = 0.9 \left[1 + (1.04 - 0.2) * \frac{42.9}{0.57 * 911.8 / 1.1} \right] \rightarrow 0.968 \geq 0.965 \rightarrow K_{yy} = 0.965$$

$$K_{zy} = 0.6 * K_{yy} = 0.6 * 0.965 = 0.58$$

- Déterminons des coefficients χ_z et χ_{LT}

$$\bar{\lambda}_z = \frac{\lambda_z}{\lambda_1} \quad \text{avec} \quad \lambda_1 = 93.9 * \mathcal{E} = 93.9 * 1 = 93.9$$

$$\lambda_z = \frac{Lf}{i_z} \quad \text{avec} \quad Lf = L = 9.27 \quad \text{et} \quad i_z = 4.66 \text{ cm}$$

$$\lambda_z = \frac{6.4}{3.98} = 160.8$$

$$\bar{\lambda}_z = \frac{160.8}{93.9} = 1.71$$

$$\text{HEA 160} \rightarrow \frac{h}{b} = \frac{152}{160} = 0.95 \geq 1.2 \quad tf = 9 \text{ mm} \leq 90 \text{ mm} ; \text{axe faible} \rightarrow$$

$$\text{courbe C} \rightarrow \alpha_z = 0.49$$

$$\varnothing_z = 0.5 * (1 + \alpha_z * (\bar{\lambda}_z - 1.02) + \bar{\lambda}_z^2)$$

$$\varnothing_z = 0.5 * (1 + 0.49 * (1.71 - 1.02) + 1.71^2) = 2.34$$

$$\chi_z = \frac{1}{\varnothing_z + \sqrt{\varnothing_z^2 - \bar{\lambda}_z^2}} = 0.19$$

$$\chi_z = \frac{1}{2.34 + \sqrt{2.34^2 - 1.71^2}} = 0.25$$

$$\chi_{LT} = \frac{1}{\varnothing_{LT} + \sqrt{\varnothing_{LT}^2 - \bar{\lambda}_{LT}^2}}$$

$$\text{Profilé laminé : } \alpha_{LT} = 0.21$$

$$\varnothing_{LT} = 0.5 * (1 + \alpha_{LT} * (\bar{\lambda}_{LT} - 0.2) + \bar{\lambda}_{LT}^2)$$

$$\varnothing_{LT} = 0.5 * (1 + 0.21 * (0.74 - 0.2) + 0.74^2) = 0.86$$

$$\chi_{LT} = \frac{1}{0.86 + \sqrt{0.86^2 - 0.74^2}} = 0.76 \quad \chi_{LT} = 0.76$$

I.7 VERIFICATION DES CONDITION DE RESISTENCE DU PORTIQUE

$$\checkmark \frac{42.9}{0.57 \cdot 911.8} + 0.965 \frac{45.85}{0.76 \cdot 57.6} = 1.09 \leq 1 \rightarrow \text{OK (Compensé par les coefficients de sécurité) ;}$$

$$\checkmark \frac{226.9}{0.19 \cdot 3666} + 0.55 \frac{509.9}{0.76 \cdot 825.32} = 0.79 \leq 1 \rightarrow \text{OK.}$$

La résistance du poteau 2xHEA 160 au flambement et au déversement est satisfaite.

ANNEXE N° 11: DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF PORIQUE

N° d'ordre	Désignation des ouvrages	Unité	Quantité	Prix unitaire hors TVA en FCFA	Prix Total hors TVA en F CFA
I.	<u>Construction de la ligne Aérienne HTA 15 kV</u>				
I.1	Herse simple + Renfort + 3 Chaines d'ancrage composite à poser sur le support existant	Ens.	1	282170	282170
I.2	Support HEA 160/12 m jumelé par boulonnage + Herse d'arrêt + Renfort + 6 Chaines d'ancrages composite + IACM	Ens.	1	2011398	2011398
I.3	Support Simple HEA 160/12 m + 3 BIS + 3 Chaines d'alignement composite	Ens.	8	299049	2392392
I.4	Support HEA 180/12 m jumelé par boulonnage + Herse d'arrêt + Renfort + 3 Chaines d'ancrages composite + 1 jeu de Parafoudre 24 kV + MALT des masses	Ens.	1	1640018	1640018
I.5	Câble Almélec 54,6 mm ²	ml	1650	4569	7538850
I.7	Extrémité extérieure EUE 24 kV 50/240 mm ²	jeu	2	181840	363680
I.8	Numérotation des supports	u	1	2600	2600
	SOUS TOTAL I				14231108
II.	<u>Construction de poste sur Portique</u>				
II.1	Support HEA 160/9 m jumelé par boulonnage	Ens.	1	787800	787800
II.2	Transformateur Extérieur 250 kVA 15/0,41 kV à bornes en porcelaine	Ens.	1	3904860	3904860
II.3	Coffre équipé de Table BTA TUR4-800A étanche	u	1	1299305	1299305
II.4	Câble Cuivre de 1x240 mm ²	ml	16,5	2170	35805
II.5	MALT du Neutre	u	1	166035	166035
II.6	Potence du Transformateur Portique	Ens.	1	348625	348625
II.7	Numérotation des supports	u	1	2600	2600
II.8	Numérotation des Poste	u	1	3200	3200
	SOUS TOTAL II				6548230
	TOTAL HORS TVA				20779338
	TVA 18 %				3740281
	TOTAL TTC				24519619

ANNEXE N° 12: PLANNING

DESIGNATION DES OUVRAGES	Durée Semaines	Mois 1				Mois 2				Mois 3				Mois 4			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ordre de service	7 jours	•															
Etudes et plans	7 jours	—															
Approbation de l'étude	7 jours		—														
Commande matériel																	
Poteaux	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Câbles	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Isolateur composite	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transformateur	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
IACM	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Armements	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Petits matériels	120 jours	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Recette en usine	7 jours						—	—									
EXECUTION DES TRAVAUX																	
Preparation des poteaux	02 jours												—				
Piquetage	01 jours	—															
Fouilles	04 jours											—	—				
Levage et betonage des poteaux	02 jours													—			
Tirage et réglage des conducteurs	02 jours														—		
Pose des parafoudres + MALT	01 jour															—	
Pose d'IACM+MALT	01 jour																—
Pose des transformateurs, TUR et raccordements	02 jours																—
Réalisation des terres	2 jours																—
Confection de socles béton	7 jours																—
Finition + divers	02 jours																—
Essais et mise en service	01 jour																—
Reception	7 jours																•

Delais Fourniture et Pose: 04 mois

ANNEXE N°13: CARNET DE PIQUETAGE

N° du support	Portées (m)	Portées cumulées (m)	Nature	Efforts (kN)	Hauteur des supports	Armement	Fouille	Obs.	Câble
P0	0	0	HEA160	11,3	12	Herse Simple	0,65x0,35x1,7		Alméc 54,6 mm ²
P1	30	30	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7	IAC M	
P2	52	82	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P3	52	134	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P4	52	186	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P5	52	238	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P6	52	290	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P7	52	342	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P8	52	394	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P9	52	446	HEA160	2	12	Alterné	0,3x0,3x1,7		
P10	54	500	HEA160	11,3	12	Herse simple	0,65x0,35x1,7	Parafoudres	

ANNEXE N°14 : TRANSFORMATEUR

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J		
1	FICHE TECHNIQUE N°								01331DR00		
2	Transfix		Transformateur de distribution immergé								
3	Nombre de phases	Triphasé	Diélectrique :	Huile		Type d'huile :	NF EN 60296				
4	CONDITIONS D'INSTALLATION										
7	Fonctionnement	Abaisseur	Type	Cabine		Installation	Exteriéure				
8	Refroidissement	ONAN	Altitude max.	1,000 m							
9	Température max amb.	45° C	normes de référence	CEI 60076	NFC 52 100	NFC 52 112-1					
10	CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES										
12	Puissance	250 kVA		Fréquence	50 Hz		Couplage	Dyn11			
14	Puissance acoustique	65 dBA		Echauffement max.huile	60 K		Enroulements	65 K			
15				Pertes à vide	650 W +15%						
16				Pertes en charge à 75°C	3,250 W +15%						
17				Pertes totales	3,900 W +-10%						
19		Primaire				Secondaire					
21	Tension(s)	15,000 V				410 V					
26	Réglages tension primaire (%)	+2 x 2.5%									
27	Réglages tension primaire (volts)	+2 x 375V(+0.4 %)									
28	Couplage	D				yn					
30	Tension la plus élevée	17.5 kV				1.1 kV					
31	Tenue à fréquence industrielle	38 kV				3 kV					
32	Tenue au choc foudre	95 kV									
34	Impédance de court circuit	4.0 % (+-10%)									
36	Courant nominal	9.62 A				352 A					
37	Nature des conducteurs	Al				Al					
40	Rendements à:	Cos phi = 1		Cos phi = 0.8		Chute de tension		Cos phi = 1		Cos phi = 0.8	
42	Charge =100%	98.46%		98.09%		100%		1.37 %		3.33 %	
43	75%	98.70%		98.37%		80%		1.09 %		2.66 %	
44	50%	98.84%		98.56%							
45	25%	98.65%		98.32%							

ANNEXE N° 15: MODELE DU POSTE SUR PORTIQUE

