



# **ETUDE D'EXECUTION ET MISE EN ŒUVRE DE L'ENTREE EN COUPURE DE LA LIGNE 90 kV DIVO – GAGNOA.**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE  
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGIE  
SPECIALITE RESEAUX ELECTRIQUES**

-----

Présenté et soutenu publiquement le 05/07/2019 par

**Zanga Al Malick OUATTARA (20131235)**

Encadrant 2iE :

**Ing. Ahmed ZONGO, enseignant à l'Institut 2iE**

Maître de stage :

**Ing. Yacouba KOITA, Assistant au Chef de projet construction des entrées en coupure  
de la ligne 225 kV Soubre-Taabo et de la ligne 90 kV Divo-Gagnoa**

Structure (s) d'accueil du stage :

**Générale Electricité Côte d'Ivoire (GECI)**

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Y. Moussa SORO

Membres et correcteurs : Ing. Ahmed ZONGO  
Ing. Moussa KADRI

**Promotion [2018/2019]**

## DEDICACES

*À ma mère et à mon père,*

*Pour leurs amours, leurs soutiens sans failles et leurs conseils,  
ce mémoire est le fruit de leurs incommensurables sacrifices ;*

*À mes frères et sœurs,*

*Pour leurs présences et leurs soutiens ainsi que ces variations  
quotidiennes d'humeurs ;*

*À ma famille et à toutes ces personnes qui ont partagé ce rêve  
avec moi et ont participé à la réussite de cet ouvrage.*

## REMERCIEMENTS

Nos remerciements vont à l'endroit de :

- ✓ L'équipe pédagogique et administrative de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour nous avoir transmis de solides bases dans les domaines de l'électricité, l'énergétique ainsi que du management ;
- ✓ **M. Ahmed ZONGO** pour son encadrement ainsi que sa collaboration ;
- ✓ Générale Electricité Côte d'Ivoire (GECI) pour l'accueil ainsi que l'encadrement dont nous avons bénéficié tout au long de notre séjour. Remerciements distingués à l'endroit du Directeur Général de GECI **M. Pascal Kouassi YAO**, au Chef de Projet construction **M. Fabrice TIA** ainsi qu'au Directeur Technique **M. Ladjji DRIGBE**.
- ✓ L'assistant au Chef de projet construction des entrées en coupure de la ligne 225kV Soubre-Taabo et de la ligne 90kV Divo-Gagnoa et maître de stage, **M. Yacouba KOITA** pour sa disponibilité et ses conseils distingués ;
- ✓ M. Adama KEITA, M. Mohamed Sylla, M. Yassine KONE, Mlle Djénéba FOFANA et Mlle Samyra AYOUKA pour leurs différents apports et remarques constructives ;
- ✓ Aux familles KONATE et YANKINE pour m'avoir accueilli comme étant des leurs.

Nous avons une dette de reconnaissance intellectuelle toute particulière envers les auteurs des principaux ouvrages cités dans notre bibliographie.

Nos remerciements vont aussi à l'endroit de la Communauté Musulmane de 2iE (CM-2iE) pour la richesse de leurs enseignements ainsi que l'encadrement religieux.

Que toutes les personnes non citées, qui nous ont soutenu et qui continuent de nous soutenir aux travers de leurs prières et leurs actions, trouvent ici l'expression de notre sincère gratitude.

## RESUME

Ce mémoire traite de la construction d'une ligne de transport aérienne Haute Tension catégorie B de 90 kV double terne devant reliée le poste 225 kV de la ville de Gagnoa aux postes 90 kV de la ville de Gagnoa et 90 kV de la ville de Divo.

L'étude électrique réalisée nous a montré que le câble ASTER 228 répondait aux différents critères de choix : il a donc été retenu comme conducteur de phase. Le câble de garde sera quant à lui équipé de fibre optique (24 fibres) afin de simplifier le transfert d'information pour la conduite et l'exploitation du réseau.

A l'aide des logiciels TOWER et PLS CADD, nous avons effectué les différents calculs de charges, tensions et flèches de nos éléments. Les pylônes retenus pour notre ligne sont du type H92 à armement H4 pour le tronçon principal. Aux niveaux des intersections, nous avons un pylône H2 à armement drapeau et un pylône H2 à armement triangle. Ne disposant pas de suffisamment d'information sur la ligne existante, il est difficile de vérifier la tenue mécanique des supports adjacents aux efforts appliqués par la nouvelle ligne. Certains balancements excessifs de câble nécessiteront l'installation de contre-poids afin de stabiliser ces derniers.

Le coût du projet est estimé à hauteur de 473 486 752 FCFA.

### Mots Clés :

- 
- 1 – Contre-poids**
  - 2 – Fibre optique**
  - 3 - Haute Tension catégorie B**
  - 4 – Ligne aérienne**
  - 5 – Poste 225 kV/90 kV**

## ABSTRACT

This graduation thesis deals with the construction of a 90kV double dull high-voltage 90kV overhead transmission line connecting the 225kV station of Gagnoa's city at the 90kV station in the same city and the 90kV station of Gagnoa to the 90 kv station of Divo.

The electrical study carried out showed us that the ASTER 228 cable fulfilled the different selection criteria: it was therefore chosen as a phase conductor. The guard cable will be equipped with fiber optic (24 fibers) to simplify the transfer of information for the conduct and operation of the network.

Using TOWER and PLS CADD software, we performed various calculations of loads, voltages and arrows of our elements. The pylons selected for our line are of type H92 with H4 armament for the main section. At the intersection levels, we have a flag-armed H2 pylon and a triangle-armed H2 pylon. Without sufficient information on the existing line, it is difficult to check the mechanical strength of the supports adjacent to the forces applied by the new line. Excessive cable swings will require the installation of counterweights to stabilize them.

The cost of the project is estimated at 473 486 752 FCFA.

### Key words:

- 
- 1 – Counter weight**
  - 2 – High Voltage level B**
  - 3 – Optical fiber**
  - 4 – Overhead line**
  - 5 – 225 kV/90 kV station**

## LISTE DES SIGLES ET ABREVIATIONS

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

**BT** : Basse Tension

**CI-ENERGIES** : Société des Energies de Cote d'Ivoire

**CIES** : Constat d'Impact Environnemental et Social.

**DAO** : Dossier d'Appel d'OFFRE.

**EDS** : Etat De Service

**EIES** : Etudes d'impacts environnementales et Sociales

**ENERGOS** : Projet de renforcement et d'extension de réseau électrique

**FCFA** : Franc de la communauté financière Africaine

**GECI** : Générale Electricité Côte d'Ivoire

**HTB** : Haute Tension catégorie B

**HTA** : Haute tension catégorie A

**km** : kilomètre

**kV** : kilovolt

**MPEDER** : Ministère du Pétrole, de l'Energie et du Développement des Energies

Renouvelables

**MVA** : Méga-Volt-Ampère

**OPGW** : Optical Ground Wire

**PLS**: Power Line Systems

**PTDAE** : Projet de Transport, de Distribution et d'Accès à l'Electricité

V

Zanga Al Malick OUATTARA

Promotion 2018/2019

Soutenu le xx Juillet 2019

## TABLE DES MATIERES

<b>DEDICACES.....</b>	<b>i</b>
<b>REMERCIEMENTS.....</b>	<b>ii</b>
<b>RESUME .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>iv</b>
<b>LISTE DES SIGLES ETABREVIATIONS .....</b>	<b>v</b>
<b>TABLE DES MATIERES.....</b>	<b>1</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>3</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>4</b>
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE</b>	<b>6</b>
<b>2.1 PRESENTATION DE GENERALE ELECTRICITE CÔTE D'IVOIRE (GECI) .....</b>	<b>6</b>
2.1.1 HISTORIQUE.....	6
2.1.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE .....	6
2.1.3 PRINCIPALES ACTIVITES .....	6
2.1.4 ORGANISATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL .....	6
<b>2.2 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE.....</b>	<b>7</b>
<b>3 PRESENTATION DU PROJET.....</b>	<b>8</b>
<b>3.1 CONTEXTE DU PROJET.....</b>	<b>8</b>
<b>3.2 OBJECTIFS DU PROJET .....</b>	<b>9</b>
3.2.1 ENONCE DU THEME .....	9
3.2.2 OBJECTIF GENERAL .....	9
3.2.3 OBJECTIFS SPECIFIQUES.....	9
<b>3.3 DESCRIPTION TECHNIQUE DU PROJET .....</b>	<b>9</b>
<b>4 METHODOLOGIE DE CONCEPTION .....</b>	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>4.1 PRINCIPALES COMPOSANTES D'UNE LIGNE AERIENNE .....</b>	<b>10</b>
4.1.1 LES CONDUCTEURS .....	11
4.1.2 LES CABLES DE GARDE .....	12
4.1.3 LES ISOLATEURS .....	13
4.1.4 LES SUPPORTS.....	15

4.1.5	LES FONDATIONS .....	17
<b>4.2</b>	<b>AUTRES ACCESSOIRES .....</b>	<b>17</b>
4.2.1	LES MANCHONS DE JONCTION .....	17
4.2.2	LES AMORTISSEURS (STOCKBRIDGE) .....	18
4.2.3	PINCES DE SUSPENSION .....	18
<b>4.3</b>	<b>HYPOTHESES DE CALCULS.....</b>	<b>18</b>
4.3.1	DIMENSIONNEMENT GEOMETRIQUE .....	18
4.3.2	CONSTRAINTES METEOROLOGIQUES .....	20
<b>5</b>	<b>ETUDE D'EXECUTION.....</b>	<b>23</b>
<b>5.1</b>	<b>ETUDE ELECTRIQUE .....</b>	<b>23</b>
5.1.1	DIMENSIONNEMENT DU CABLE .....	23
5.1.2	CHOIX DU CABLE DE GARDE .....	27
5.1.3	CHOIX DES ISOLATEURS .....	28
<b>5.2</b>	<b>ETUDE MECANIQUE .....</b>	<b>29</b>
5.2.1	CALCULS MECANQUES SUR LES CONDUCTEURS ET LE CABLE DE GARDE .....	29
5.2.2	TENSIONS ET FLECHES DES CABLES.....	30
5.2.3	CHARGES TRANSMISES AUX PYLONES .....	32
5.2.4	RESULTATS DE LA MANIPULATION .....	33
<b>6</b>	<b>EVALUATION FINANCIERE DU PROJET .....</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>MISE EN ŒUVRE DU PROJET.....</b>	<b>40</b>
<b>7.1</b>	<b>PLANNING D'EXECUTION.....</b>	<b>40</b>
7.1.1	ETUDES ET CONCEPTION .....	40
7.1.2	APPROVISIONNEMENT .....	40
7.1.3	TRAVAUX DE REALISATION.....	40
7.1.4	MISE EN SERVICE .....	40
<b>8</b>	<b>PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL .....</b>	<b>41</b>
<b>8.1</b>	<b>IMPACTS NEGATIFS.....</b>	<b>41</b>
<b>8.2</b>	<b>IMPACTS POSITIFS.....</b>	<b>41</b>
<b>8.3</b>	<b>SOLUTIONS AUX IMPACTS NEGATIFS.....</b>	<b>42</b>
<b>9</b>	<b>CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>45</b>
<b>10</b>	<b>BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE .....</b>	<b>46</b>
<b>11</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>47</b>



## **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1: Présentation des domaines de tension .....	10
Tableau 2: Caractéristiques comparés des matériaux utilisés [1] .....	11
Tableau 3: Avantages et inconvénients des matériaux pour isolateurs[6] .....	14
Tableau 4: Les valeurs d'isolement de référence [1] .....	19
Tableau 5: Présentation des contraintes météorologiques nécessaires [5] .....	21
Tableau 6: Les contraintes météorologiques réelles .....	22
Tableau 7: Section de câbles en fonction du niveau de tension et de la zone de givre .....	24
Tableau 8: Caractéristiques Aster 228 .....	24
Tableau 9: Caractéristiques du câble de garde .....	28
Tableau 10: Caractéristiques et implantations des pylônes.....	34
Tableau 11: Flèches des câbles .....	37
Tableau 12: Distances à la masse à respecter.....	38
Tableau 13: Prix et quantités de matériels et pièces.....	39

## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Organigramme de la structure d'accueil .....	7
Figure 2:Présentation de la zone d'étude .....	8
Figure 3: Présentation de la zone de projet .....	10
Figure 4: Conducteurs en alliage d'aluminium.....	12
Figure 5: Structure d'un câble de garde OPGW .....	13
Figure 6: Isolateur composite, en céramique et en verre.....	14
Figure 7: Pylônes étagés.....	15
Figure 8: Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voûte.....	16
Figure 9:Différentes parties d'un pylône .....	17
Figure 10: Grandeurs géométrique sur une ligne aérienne .....	19
Figure 11: Illustration des différents types de portée .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure 12: Présentation de la ligne 90 kV à construire .....	23
Figure 13: Arc de courbure des câbles .....	30
Figure 14: Illustration du changement d'état .....	31
Figure 15: Pylônes H92 armement H4, Pylône H2 armement V, Pylône H2 à concevoir .....	35
Figure 16: Configuration de la jonction ancienne-nouvelle ligne.....	37

## 1 INTRODUCTION

L'électricité est un secteur de première importance pour le développement économique et sociale d'une nation. C'est dans ce sens que les pays du monde entier en général et ceux en voie de développement en particulier mettent en place des projets d'extension ainsi que de renforcement de leur patrimoine électrique et énergétique ; la Côte d'Ivoire n'en fait pas l'exception.

En effet, le gouvernement ivoirien de par son Ministère du Pétrole, de l'Energie et du Développement des Energies Renouvelables (MPEDER) a donné naissance à plusieurs projets de construction électrique. Nous pouvons citer entre autres les projets ENERGOS et PTDAE. Le Projet de Transport, de Distribution et d'Accès à l'Electricité (PTDAE) a pour objectif d'accroître la capacité de transit des lignes et postes des réseaux de transport et de distribution d'énergie afin d'améliorer le cadre de vie et de lutter contre la pauvreté.

Chargé de ce projet en tant qu'entreprise contractante du lot 2 intitulé : *Travaux de construction des entrées en coupure de la ligne 225 kV Soubré-Taabo et de la ligne 90 kV Divo-Gagnoa*, il importe à Générale Electricité Côte d'Ivoire (GECI) d'élaborer les études relatives à ce lot et de procéder à la mise en œuvre de ces études, sous la supervision de la Société des énergies de Côte d'Ivoire (CI-Energies) qui agit en qualité de maître d'ouvrage.

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude, il nous a été soumis le thème suivant : *Etude d'exécution et mise en œuvre de l'entrée en coupure de la ligne 90 kV Divo-Gagnoa*.

Il s'agira pour nous de réaliser les études électriques et mécaniques de la ligne 90 kV qui entrera dans le poste source 225 kV de Gagnoa.

Pour mener à bien ce travail, nous commencerons d'abord par situer notre étude en démarrant par la présentation de la structure d'accueil ainsi que de la zone d'étude. Nous poursuivrons ensuite par une généralité sur les lignes aériennes ainsi que la présentation de notre méthodologie de travail. Viendront par la suite les études de la ligne qui sera suivie par une évaluation du coût du projet. Nous terminerons enfin par la conclusion et les recommandations qui seront précédées par une étude d'impact environnemental et social.

## **2 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE**

### **2.1 PRESENTATION DE GENERALE ELECTRICITE CÔTE D'IVOIRE (GECI)**

#### **2.1.1 HISTORIQUE**

Générale Electricité Côte d'Ivoire (GECI) est une Société Anonyme (SA) créé en Novembre 1994. Elle est née de la volonté de M. Pascal Kouassi YAO qui en est le Directeur Général. GECI est régit par les dispositions de la loi no 70-633 du 05 Novembre 1970 fixant le régime de l'entrepreneuriat privé avec un capital d'un milliard de FCFA.

#### **2.1.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE**

GECI a son siège social à Abidjan, en République de Côte d'Ivoire, plus précisément dans la commune de Marcory SICOGL.

Son adresse est le 05 BP 2732 Abidjan 05

Téléphone : (+225) 21 35 33 83 / (+225) 21 35 53 50

#### **2.1.3 PRINCIPALES ACTIVITES**

GECI est spécialisée dans la conception et la réalisation des réseaux électriques domestiques et industriels, des lignes électriques basse tension, moyenne tension et haute tension, de postes de transformation HTA/BT. Elle agit aussi dans le domaine du froid et de la climatisation, la fourniture et l'installation de groupe électrogène ainsi que dans la vente des équipements électriques.

#### **2.1.4 ORGANISATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL**

GECI est géré par une Direction Générale qui collabore avec les directions suivantes :

- La Direction Technique ;
- La direction Financière et Comptable ;
- La Direction Logistique.

Afin de mener à bien le projet PTDAE, le service projet PTDAE a été créé sous la tutelle de la Direction Technique.

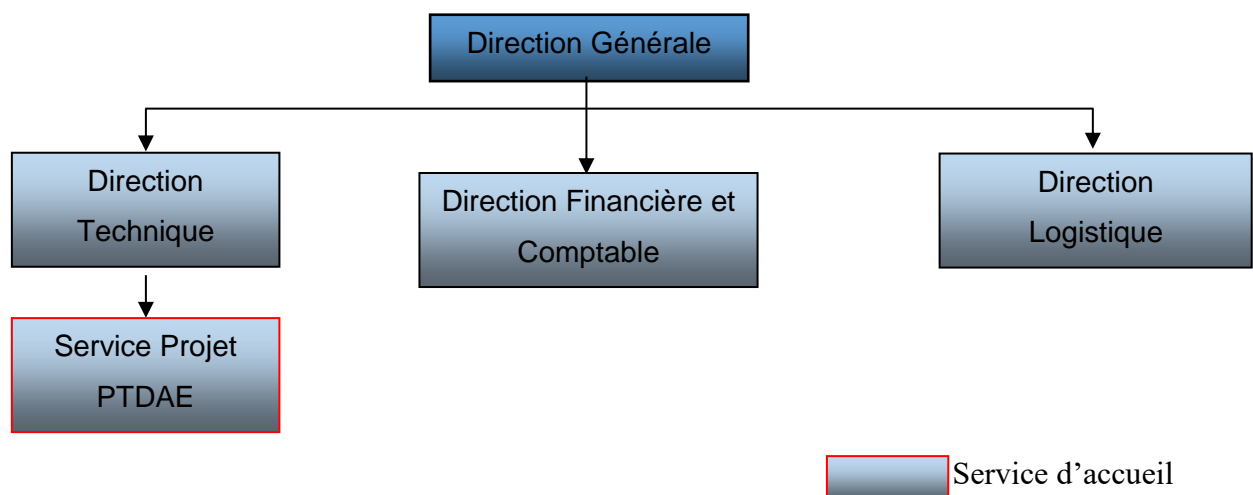


Figure 1: Organigramme de la structure d'accueil

## 2.2 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

Notre projet se déroule dans la ville de Gagnoa qui est située au centre-ouest de la Côte d'Ivoire, à 269.8 km d'Abidjan. Elle est étendue sur une superficie de 2119 km<sup>2</sup> ce qui fait d'elle la huitième plus grande ville du pays. Importante ville de la boucle du cacao, elle est la capitale de la région du Gôh dont elle est le chef-lieu. Le climat y est humide et la végétation est essentiellement constituée de forêt dense, aujourd'hui fortement dégradée par la culture omniprésente du cacao.

Le site destiné à abriter le poste source 225 kV de Gagnoa 2 se situe au Nord-Est de la ville de Gagnoa dans l'extension du quartier DIGNAN Bailly, à environ 5 km du centre-ville.

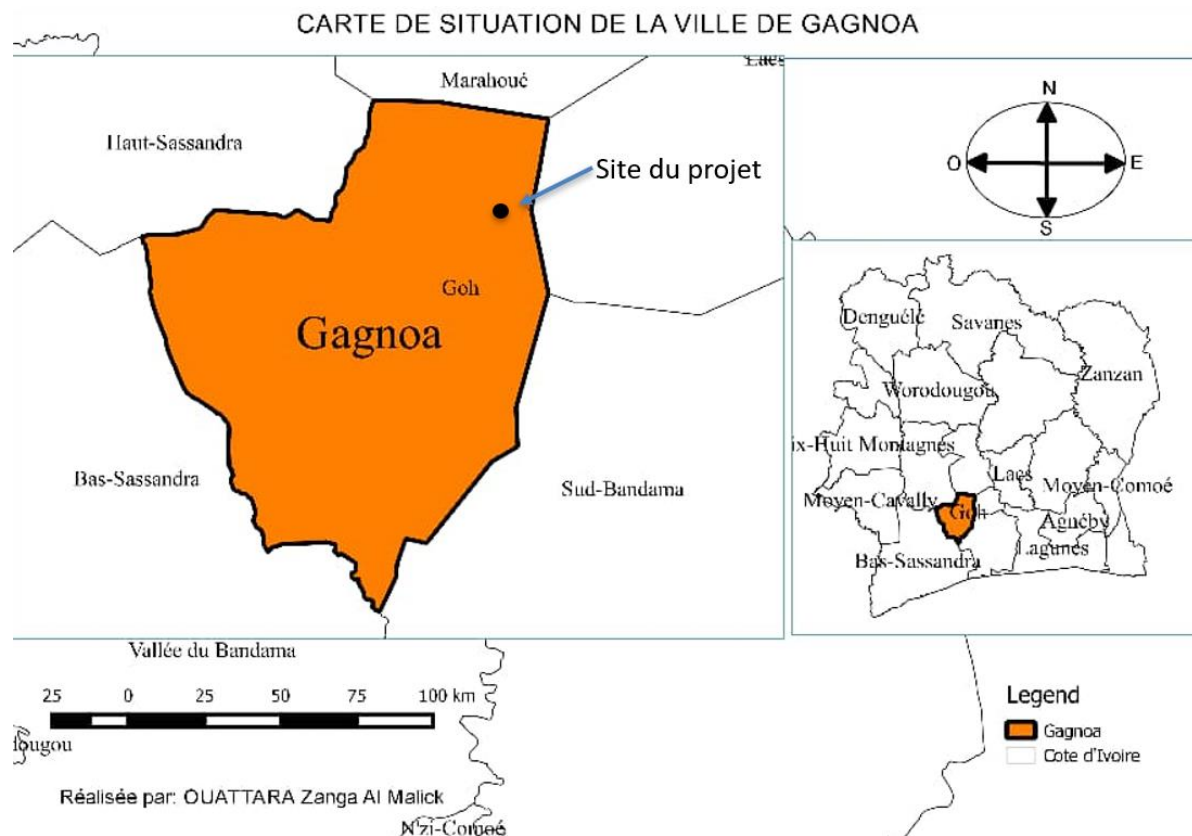


Figure 2:Présentation de la zone d'étude

### 3 PRESENTATION DU PROJET

#### 3.1 CONTEXTE DU PROJET

L'électricité en tant que facteur essentiel du progrès économique et social, procure un bien-être aux populations en contribuant à l'amélioration des conditions de vie par la dynamisation des secteurs sociaux essentiels tels que l'éducation, la santé, et par l'accès aux moyens de communication. Les services énergétiques constituent de ce fait, une réponse à apporter aux besoins essentiels des populations défavorisées.

Mais, le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire est encore marqué par la pénurie d'énergie due à la dégradation continue et à l'insuffisance des réseaux de distribution. Cette situation joue un rôle déterminant dans la persistance de la pauvreté au sein des populations ivoiriennes en général et particulièrement des populations rurales qui dépendent en grande partie du bois de feu pour la satisfaction de leurs besoins énergétiques. La fourniture en électricité demeure donc un enjeu majeur et s'inscrit clairement dans la problématique du développement de la Côte d'Ivoire.

Face à cette situation de faiblesse et d'insuffisance des capacités de distribution de l'électricité aux populations aussi bien rurales qu'urbaines, il importe pour l'Etat d'engager des actions urgentes pour améliorer la situation. C'est ainsi que le Ministère du Pétrole et de l'Energie, à

travers la Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) a décidé d'apporter une réponse aux besoins sans cesse croissants des populations ivoiriennes en matière d'électricité. Pour traduire cette volonté en acte, le Gouvernement de Côte d'Ivoire a initié le Projet de Transport, de Distribution et d'Accès à l'Electricité (PTDAE).

## **3.2 OBJECTIFS DU PROJET**

### **3.2.1 ENONCE DU THEME**

Le thème soumis à notre étude s'intitule : « *Etude d'exécution et mise en œuvre de l'entrée en coupure de la ligne 90 kV Divo-Gagnoa.* ».

### **3.2.2 OBJECTIF GENERAL**

Le but principal de ce projet est de réaliser les études mécaniques et électriques de la ligne de transport aérienne HTB de 90 kV qui sera raccordée au poste 225 kV de Gagnoa. Puis, après validation de ces études par CI-ENERGIES, il faudra passer à la réalisation.

### **3.2.3 OBJECTIFS SPECIFIQUES**

Les objectifs poursuivis par ce stage sont les suivants :

- Faire les calculs électriques et mécaniques de la ligne à construire ;
- Evaluer le coût du projet ;
- Etablir le planning d'exécution ;
- Evaluer l'impact de notre projet sur l'environnement ;
- Procéder à l'exécution des ouvrages.

## **3.3 DESCRIPTION TECHNIQUE DU PROJET**

A environ 4km de la zone de projet passe une ligne 90kV Divo-Gagnoa qui du poste 90 kV de Divo alimente le poste 90 kV de Gagnoa. Une ligne HTB 90 kV sera ainsi construite de sorte à ce que cette première ligne de 90 kV soit reliée au nouveau poste source 225 kV en construction. La ligne neuve est une ligne double terne (ou double circuit) qui évoluera de façon parallèle aux deux lignes 225kV Soubre-Taabo.



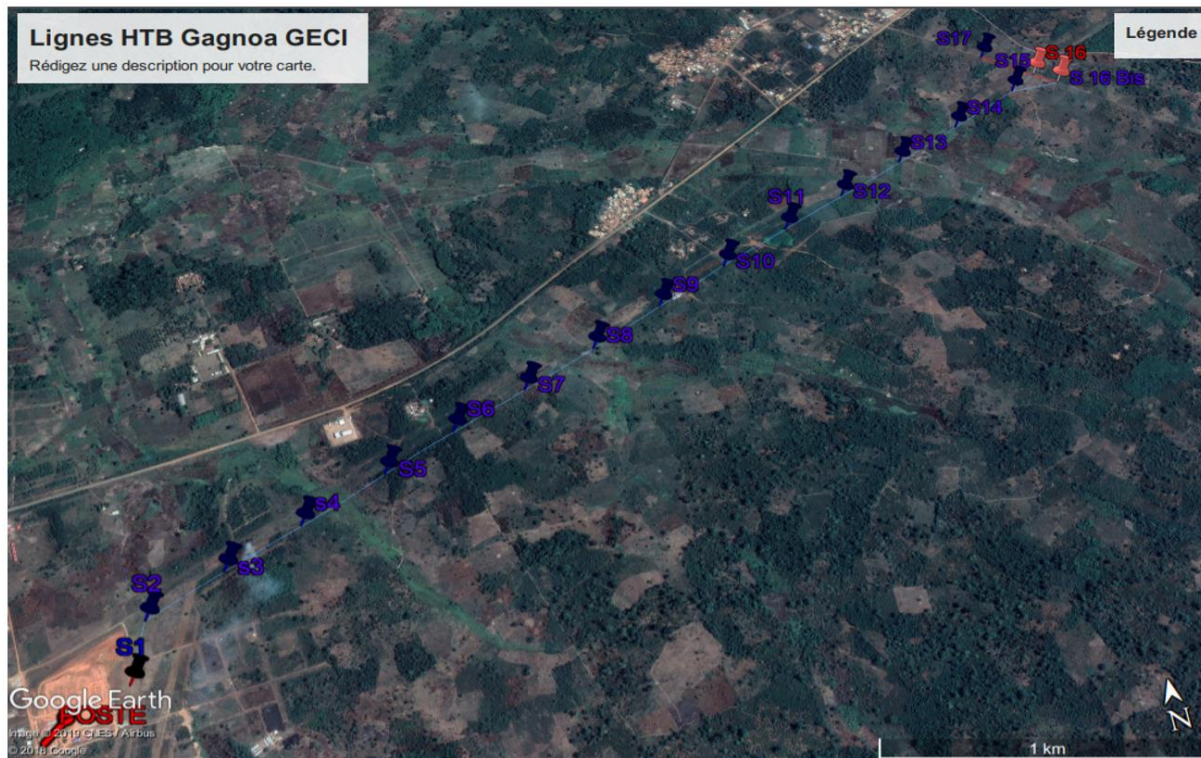


Figure 3: Présentation de la zone de projet

## 4 GENERALITES

### 4.1 PRINCIPALES COMPOSANTES D'UNE LIGNE AERIENNE

Un réseau électrique est un ensemble d'appareillage mis en œuvre pour faire transiter l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation. Il est constitué d'un ensemble de lignes reliées entre elles et fonctionnant au même niveau de tension. Ces lignes peuvent être aériennes, souterraines ou même parfois sous-marines et fonctionnent généralement en courant alternatif triphasé, biphasé, mais peuvent être aussi en courant continu. Le domaine de tension permet de définir le type de réseau.

Tableau 1: Présentation des domaines de tension

Domaines de tension	Catégorie	Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension		$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
Basse Tension (BT)	A	$50 \text{ V} < U \leq 500 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U \leq 750 \text{ V}$
	B	$500 \text{ V} < U \leq 1000 \text{ V}$	$750 \text{ V} < U \leq 1500 \text{ V}$
Haute Tension (HT)	A	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	$1,5 \text{ kV} < U \leq 75 \text{ kV}$
	B	$U > 50 \text{ kV}$	$U > 75 \text{ kV}$

Ainsi, en HTB, les tensions de 63 kV, 90 kV et 110 kV servent de réseau de répartition, et les



tensions de 225 kV et 380 kV servent de réseau de transport. La HTA et la BT servent essentiellement de réseau de distribution.

En Côte d'Ivoire, les lignes haute tension sont caractérisées par deux niveaux de tension qui sont : le 225 kV et le 90 kV avec une projection pour les projets futures de 330 kV et 400kV.

Une ligne électrique est essentiellement composée de 04 éléments :

- Les conducteurs ;
- Les câbles de garde ;
- Les isolateurs ;
- Les supports.

#### **4.1.1 LES CONDUCTEURS**

##### **4.1.1.1 Présentation des différents types de conducteurs**

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs portés par les pylônes. Le courant utilisé est triphasé. Les câbles conducteurs sont nus (l'isolation électrique est assurée par l'air et non par une gaine isolante). La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les métaux les plus utilisés dans la production des câbles sont le cuivre, l'aluminium, et l'acier.

*Tableau 2: Caractéristiques comparés des matériaux utilisés [1]*

<b>Caractéristiques</b>	<b>Cuivre</b>	<b>Almélec</b>	<b>Aluminium</b>	<b>Acier</b>
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 : 105 000 Fil : 120 000	Câble : 60 000	Câble : 60 000 Fil : 65 000	Câble : 185 000 Fil : 200 000
Coefficient de dilatation linéique (10–6 K–1)	17	23	23	11,5

Le cuivre est le matériau idéal du fait de sa résistivité et de sa résistance aux tractions ; il est cependant difficile à manier. Quant à l'aluminium, sa contrainte de rupture est beaucoup trop faible. L'acier lui a une très mauvaise résistivité.

Dans le but d'augmenter la dureté et la résistance mécanique de l'aluminium, il a été associé à d'autres métaux qui ont permis de produire des matériaux nouveaux tel que l'almélec ou encore l'aluminium recuit.

L'almélec qui est un alliage d'aluminium et de silicium présente des propriétés proches de celle du cuivre. C'est la raison pour laquelle il est le matériau le plus utilisé de nos jours pour la construction des lignes électriques aériennes.



Figure 4: Conducteurs en alliage d'aluminium

#### 4.1.1.2 Méthodologie de dimensionnement électrique

Cela consistera à :

- Faire le choix du matériau ;
- Faire le choix de la section en fonction du :
  - Courant nominal ;
  - Courant de court-circuit ;
  - Chute de tension.

### 4.1.2 LES CABLES DE GARDE

#### 4.1.2.1 Présentation

Il existe aussi sur les lignes des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les câbles de garde. Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs et les protègent contre la foudre. Certains permettent aussi de transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau public de transport d'électricité.

En raison de tout cela, les câbles de garde sont systématiquement installés sur les lignes haute tension. Ils sont dimensionnés en suivant les mêmes règles de calculs que les conducteurs de phase. En effet, ils doivent résister aux mêmes contraintes mécaniques bien qu'étant de section plus faible, ils doivent aussi assurer un écoulement électrique rapide du sommet du pylône jusqu'à la Terre.

#### 4.1.2.2 Critères de choix

Le choix des câbles de garde se fait suivant l'incorporation ou non de la fibre optique en son sein :

- Câbles de garde almelec-acier (Phlox)

Des câbles almelec-acier sont réalisés avec des fils d'almelec et de l'acier à très haute résistance mécanique dans le but d'obtenir des câbles très résistants mécaniquement pour des zones fortement givrées ou des lignes de montagne.

- Câbles de garde à fibres optiques incorporées (OPGW) pour la télécommunication

Ces câbles sont équipés de fibre optique permettant de transmettre les informations nécessaires pour la conduite et l'exploitation du réseau. C'est aussi un moyen d'offrir des solutions haut débit pour les collectivités territoriales. Ces câbles ont l'avantage d'être indifférents à tout phénomènes électriques.

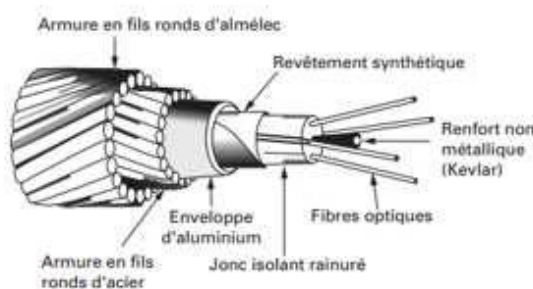


Figure 5: Structure d'un câble de garde OPGW

### 4.1.3 LES ISOLATEURS

#### 4.1.3.1 Présentation

Comme le nom l'indique, ils permettent l'isolation électrique entre les conducteurs et les supports d'une part, entre les conducteurs eux-mêmes d'autre part. Ils ont aussi pour rôle de maintenir les conducteurs et doivent de ce fait résister aux efforts transmis par les câbles et aux réactions des supports.

Les grandeurs électriques les plus utiles pour définir une chaîne d'isolateur sont :

- La tension de tenue au choc à sec ;
- La tension de tenue à fréquence industriel sous pluie ;
- La tension de tenue sous pollution qui est la valeur prédominante pour le choix de l'isolateur.

Les grandeurs mécaniques nécessaires pour définir une chaîne d'isolateur sont :

- La résistance mécanique à la traction ;
- La résistance mécanique à la flexion.



Figure 6: Isolateur composite, en céramique et en verre

Avantages et inconvénients des différents matériaux utilisés dans la conception des isolateurs.

Tableau 3: Avantages et inconvénients des matériaux pour isolateurs[6]

Matériaux	Avantages	Inconvénients
Céramique	Supporte des contraintes mécaniques importante	Coût relativement élevé
Verre	Observation facile des défauts Peut supporter des variations de température brusques Coût relativement faible	Lourd et difficilement maniable Ne supporte que de faible tension mécanique
Composite	Grande résistance mécanique Léger Adéquat pour les zones fortement polluées	Vieillessement quasi invisible à l'œil nu

#### 4.1.3.2 Dimensionnement des isolateurs

Le dimensionnement des isolateurs dépend du matériau, du nombre d'assiette, de la zone où ils seront installés et de la longueur de fuite. Pour y arriver nous procéderons comme suit :

- Faire un choix entre les différents matériaux qui constituent les isolateurs.
- Choisir en fonction des normes les caractéristiques des isolateurs à choisir et déterminer le nombre d'assiettes.

- Calculer la Longueur de fuite.

#### 4.1.4 LES SUPPORTS

##### 4.1.4.1 Présentation

De forme et d'importance très variées, les supports peuvent non seulement être de simples poteaux en bois ou en béton d'une douzaine de mètre en hauteur, mais aussi des constructions métalliques des pylônes treillis d'acier de plus de 50 m pour maintenir les conducteurs à une distance sécuritaire par rapport au sol et des espaces environnant afin de garantir la sécurité des biens et des personnes au voisinage de la ligne.

La forme, la hauteur ainsi que la robustesse des supports dépendent essentiellement de l'environnement qui les accueillera (conditions climatiques et type de sol).

Les pylônes sont classés suivant plusieurs critères :

- Classification suivant les consoles

Nous avons les pylônes étagés :

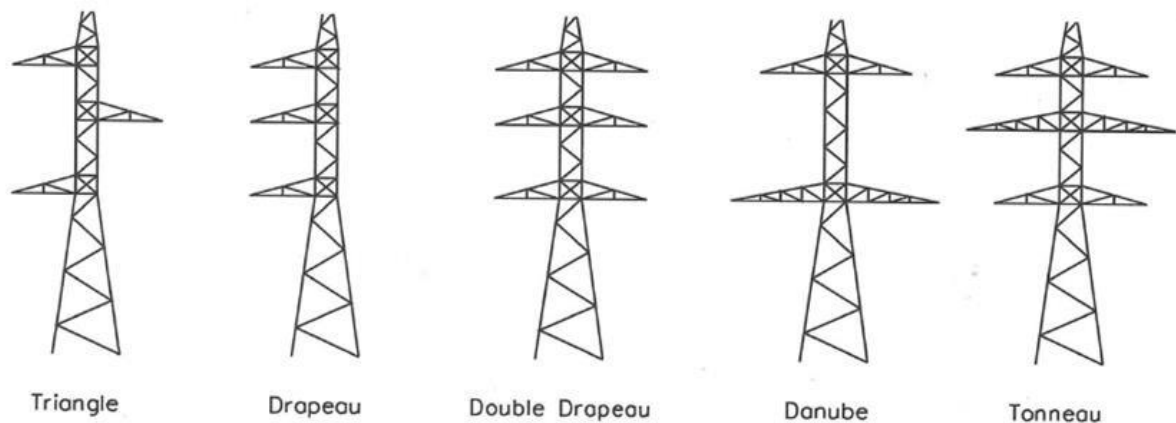


Figure 7: Pylônes étagés

Ainsi que les pylônes où les conducteurs sont au même niveau :

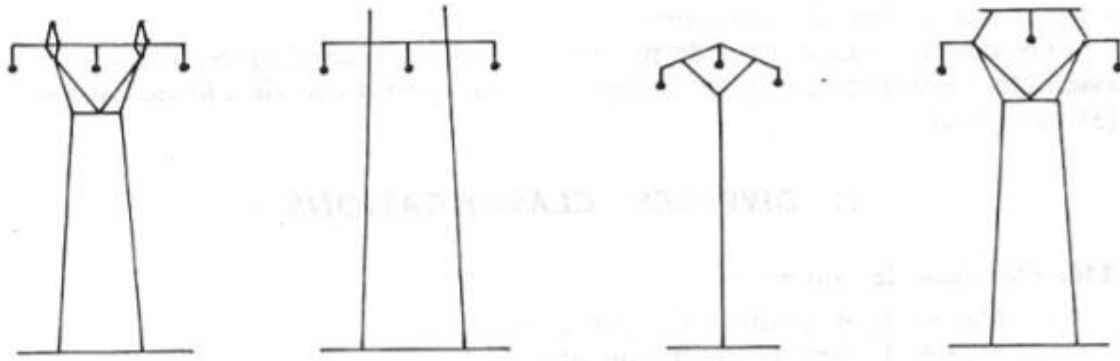


Figure 8: Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voûte

➤ Suivant la fonction sur la ligne :

Suivant leur fonction sur la ligne, les pylônes sont dimensionnés afin de résister à certains efforts :

Les pylônes d'alignement dont les chaînes d'isolateurs sont en suspension sont utilisés pour des angles faibles (de 0 à 3°).

Les pylônes d'angle dont les chaînes d'isolateurs sont en ancrage sont utilisés pour des angles de 3 à 30°.

Les pylônes d'angle ou d'arrêt dont les chaînes d'isolateurs sont en ancrage pour des angles de 30 à 60°.

#### 4.1.4.2 Différentes parties d'un pylône

La tête est composée de :

- Le chevalet de câble de garde qui supporte le câble de garde et assure son angle de protection.
- Les consoles qui permettent de supporter les conducteurs, elles permettent aussi l'isolement entre les conducteurs et le pylône, entre les conducteurs et les autres câbles.

Le fût est composé du tronc des extensions et des pieds. Il permet l'isolation en les conducteurs et le sol en les gardant à certaines hauteurs, et transmet au sol les efforts mécaniques.

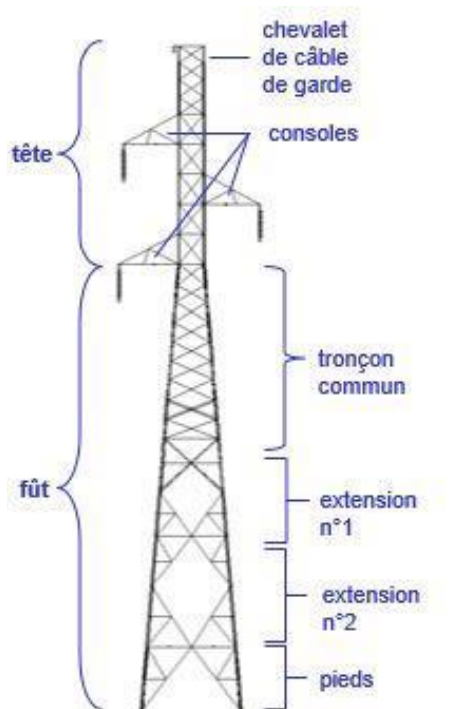


Figure 9: Différentes parties d'un pylône

#### 4.1.4.3 Dimensionnement d'un pylône

Après avoir choisi la silhouette du pylône en fonction de l'espace disponible au sol et du niveau de tension ..., les différents calculs relatifs au choix du pylône se feront via un logiciel de calcul qui déterminera les efforts qui doivent être supportés par les pylônes choisis en fonction des hypothèses de calcul.

#### 4.1.5 LES FONDATIONS

Les fondations des lignes aériennes sont des ouvrages enterrés dont le rôle est d'ancrer dans le sol le réseau au travers des différents supports complétés par les câbles et tout le matériel complémentaire. Les fondations sont destinées à assurer la stabilité de l'ouvrage en l'ancrant dans le sol quelle que soit la nature de ce dernier et la valeur des sollicitations appliquées. Chaque type de fondation dépend de la nature du sol ainsi que du type de pylône qu'elle recevra.

### 4.2 AUTRES ACCESSOIRES

#### 4.2.1 LES MANCHONS DE JONCTION

Les conducteurs aériens ne sont jamais réunis par soudure, ils le sont au travers de dispositifs de jonction. Les dispositifs de jonction doivent avoir une résistance mécanique au moins égale à 95 % de la charge de rupture assignée du conducteur sur lequel ils sont montés. Ils doivent en outre conduire le courant sans présenter d'échauffements prohibitifs.

#### 4.2.2 LES AMORTISSEURS (STOCKBRIDGE)

Le stockbridge est un amortisseur dynamique permettant d'atténuer les vibrations éoliennes dans les lignes aériennes. En raison de la complexité du phénomène vibratoire et de l'importance des dégâts qui en résultent sur les lignes et pour couvrir une large bande de fréquences de vibrations, les stockbridges doivent être multifréquences. Les éléments constituant le stockbridge doivent présenter des surfaces uniformes et dépourvues de fissures et de tout autre défaut.

#### 4.2.3 PINCES DE SUSPENSION

La pince ou mâchoire assure la fixation du stockbridge sur le câble conducteur ou sur le câble de garde. Elle doit être en alliage d'aluminium exempt de cuivre pour résister à la corrosion inter cristalline. Elle doit être de texture homogène et ne présenter ni cirques, ni soufflures, ni autres défauts.

### 4.3 HYPOTHESES DE CALCULS

#### 4.3.1 DIMENSIONNEMENT GEOMETRIQUE

##### 4.3.1.1 Principales définitions géométriques

La stabilité des conducteurs et des pylônes est d'une importance capitale dans le dimensionnement d'une ligne. De ce fait, une attention particulière doit être observée lors du calcul des grandeurs qui entrent dans leur détermination.

Parmi ces grandeurs, nous avons :

- $D_{pp}$  : la distance minimale entre phase ;
- $D_{el}$  : la distance minimale entre phase et câble de garde ;
- $f_{max}$  : la flèche maximale ;
- $L_i$  : longueur de la chaîne de suspension ;
- $a$  : La portée (distance entre deux supports consécutifs) ;
- $P_v$  : la portée vent (distance entre deux milieux de deux portées consécutives) ;
- $P_p$  : la portée poids (distance entre deux points les plus bas de deux portées consécutives) ;
- Profil en long : représentation d'une coupe verticale selon l'axe de la ligne.

Les figures ci-dessous illustrent les différentes grandeurs précitées :



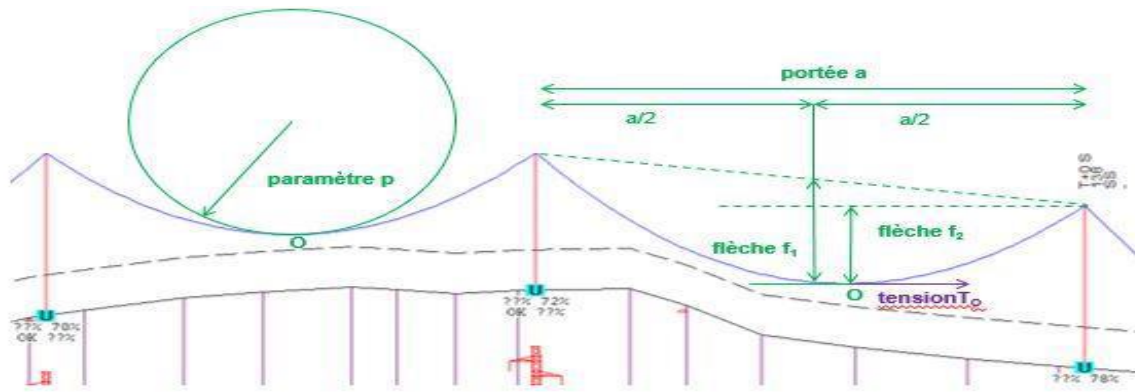


Figure 10: Grandeurs géométriques sur une ligne aérienne [5]

#### 4.3.1.2 Distance d'isolement

Les distances minimales requises entre le conducteur et son voisinage sont fournies par le tableau suivant tiré de l'arrêté technique interministériel du 17 mai 2001 de la France.

Tableau 4: Les valeurs d'isolement de référence [1]

Nature de surplomb	Valeur de l'arrêté technique (m)
	<b>90 kV</b>
Terrains ordinaires	6,5
Terrains agricoles	7
Voies de circulation normales	8,5
Cours d'eau non navigable	3,5
Maison et immeuble	4

Bien qu'étant en 90 kV, nous retiendrons 7,5m comme valeur pour terrains agricoles. Par mesure de sécurité et afin d'anticiper d'éventuels aménagements (routes...) ou la construction de bâtiments (habitations etc...), une marge supplémentaire de 2,50m est appliquée : l'ensemble du terrain parcouru est essentiellement recouvert de culture, c'est donc une hauteur de garde de 10m (7,5m+2,50m) qui est respectée.

#### 4.3.1.3 Distances entre câbles en milieu de portée

Les formules de calculs de distance minimale entre câbles selon la EN 50341-1 sont les suivantes :

$$C_1 = k\sqrt{f_{max} + l_k} + k_1 * D_{pp} \quad [5] \quad \text{La distance minimale entre phase.}$$

$$C_1 = k\sqrt{f_{max} + l_k} + k_1 * D_{el} \quad [5] \quad \text{La distance entre phase et câble de garde.}$$

$f_{max}$  : la flèche maximale en m ;

$l_k$  : la longueur de la chaîne d'isolateur en m ;

$k$  ; coefficient (Voir EN 50341) ;

$k_1$  : on prend 0,75 ;

$D_{pp}$  : Valeur de l'entrefer à air minimal (interphase) ;

$D_{el}$  : Valeur de l'entrefer à air minimal (phase contre terre).

## **4.3.2 CONTRAINTES METEOROLOGIQUES**

### **4.3.2.1 DONNEES CLIMATIQUES DE LA ZONE DE PROJET**

Les conditions climatiques retenues pour la conception et le calcul des ouvrages sont caractérisées par les grandeurs et valeurs suivantes :

- Température minimale : 15°C ;
  - Température moyenne : 27°C ;
  - Température maximale : 45°C ;
  - Vitesse maximale des vents : 36m/s ou 130 km/h ;
  - Taux d'humidité relative maximum de l'air : 100% ;
  - Taux d'humidité relative minimum de l'air : 80% ;
  - Niveau iso céramique : 105 ;
  - Pluviométrie moyenne : 1900 mm/an
  - Altitude au-dessus du niveau moyen de la mer : 1000m
- Norme et standard :
- Pression maximum de vent par heure : 1,03 kN/m<sup>2</sup> ;
  - Radiation solaire : 1,05 kN/m<sup>2</sup>.

### **4.3.2.2 HYPOTHESES METEOROLOGIQUES DE CALCUL**

Les lignes aériennes sont soumises aux aléas climatiques de la zone dans lesquelles elles sont installées tout au long de leur durée de vie. Ces variations climatiques ont un impact important sur la ligne raison pour laquelle nous devons en tenir compte dans notre calcul de conception mécanique.

Les hypothèses de dimensionnement mécanique de l'ouvrage sont les suivantes :

Tableau 5: Présentation des contraintes météorologiques nécessaires [5]

Hypothèses	Condition	Température du câble °C	Vent (m/s)	Tension à respecter
<b>A</b>	Etat De Service (EDS)	Température moyenne	Nul	15- 20% de la tension de rupture
<b>B</b>	Vent maximum	Moyenne annuelle	Maximum	40% de la tension de rupture
<b>C</b>	Température minimale	Température minimale	0,6 fois le vent maximum	40% de la tension de rupture
<b>D</b>	Température maximale de fonctionnement	Température maximale du conducteur	Nul	

### **Hypothèse N°1 : Every Day Stress :**

L'EDS est « la contrainte de tous les jours », celle à laquelle le câble est soumis la plupart du temps. C'est une hypothèse de dimensionnement mécanique qui permet de contrôler le niveau de tension des câbles et de maintenir le risque d'exposition aux vibrations éoliennes à un niveau acceptable.

### **Hypothèse N°2 : La condition à plein vent :**

A la température moyenne de référence de la région (27°C), le vent exerce sur les câbles et les structures une pression qui correspond à des vents de 130km/h.

### **Hypothèse N°3 : Condition à température minimale :**

A la température minimale de référence de la région (15°C), le vent exerce sur les câbles et les structures une pression qui correspond à des vents de 78km/h (0,6 \* vent maximum).

La température maximale des conducteurs en service est de 65°C en absence de vent.

Tableau 6: Les contraintes météorologiques réelles

Hypothèses	Condition	Température du câble °C	Vent (m/s)	Tension à respecter
<b>A</b>	Etat De Service (EDS)	27	0	15- 20% de la tension de rupture
<b>B</b>	Vent maximum	27	800	40% de la tension de rupture
<b>C</b>	Température minimale	15	288	40% de la tension de rupture
<b>D</b>	Température maximale de fonctionnement	65	0	

## 5 ETUDE D'EXECUTION

Le présent chapitre traitera entièrement de l'étude technique de la ligne 90 kV. Il s'agit ici des études électriques et mécaniques (pylônes) de la ligne.

La ligne 90 kV est une ligne double terna d'environ 4 km qui entrera en coupure dans le poste 225 kV de Gagnoa. Cette ligne liera d'une part le Poste 90 kV Divo au Poste 225 kV Gagnoa et le Poste 225 kV Gagnoa au Poste 90 kV Gagnoa d'autre part comme illustré sur la figure 12 ci-dessous.

Les levés topographiques ainsi que le tracé préliminaire ont permis de déterminer la longueur de la ligne, déterminer les points d'angles ainsi que les différents points d'implantation des pylônes. Le profil en long a permis de déterminer les hauteurs des pylônes en prenant en compte la garde hors sol nécessaire pour une bonne isolation de la ligne aux espaces environnants.

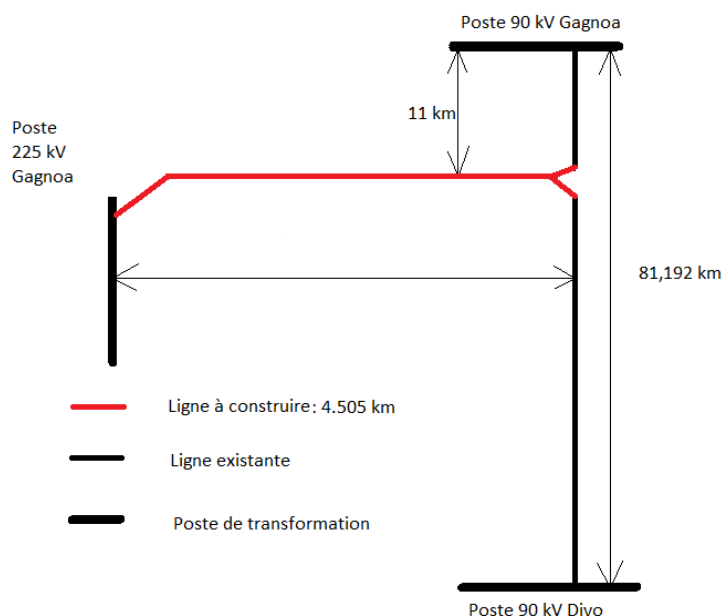


Figure 11: Présentation de la ligne 90 kV à construire

### 5.1 ETUDE ELECTRIQUE

Elle se fera comme décrit plus haut en 4.1.1.2 :

#### 5.1.1 DIMENSIONNEMENT DU CABLE

##### 5.1.1.1 Choix du matériau

Notre choix s'est porté sur l'almélec en raison de plusieurs paramètres tels que :

- Sa résistance mécanique qui est supérieure à celle de l'aluminium ;
- Sa légèreté qui est plus faible par rapport à l'alliage aluminium-acier ;
- Son coût qui est bas par rapport à celui du cuivre.

### 5.1.1.2 Choix de la section de câble

Le tableau 7 ci-dessous permettant de faire le choix de la section en fonction de la tension de fonctionnement est extrait de la norme NF EN 50182.

*Tableau 7: Section de câbles en fonction du niveau de tension et de la zone de givre*

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

Nous portons notre choix sur le câble Aster 228 (Almélec) en raison de la tension de la ligne et de l'inexistence de givre. Les caractéristiques sont données dans le tableau 8 suivant ;

*Tableau 8: Caractéristiques Aster 228*

Caractéristiques Aster 228 mm <sup>2</sup>	Unités	Valeurs
Température maximale régime permanent	°C	75
Section nominale	mm <sup>2</sup>	228
Section effective almélec	mm <sup>2</sup>	228,34
Diamètre extérieur	Mm	19,6
Nombre de fils almélec	-	37
Diamètre des fils almélec	Mm	3,15
Poids moyen non-graissé	daN/m	0,627
Module d'élasticité final	daN/mm <sup>2</sup>	5700
Coefficient de dilatation linéaire	10 <sup>-6</sup> /°C	23
Charge de rupture calculée	daN	7405
Réactance électrique linéique	Ω/km	0,4
Résistivité électrique à 20°C	Ω/km	0,146

Remarque : Si la section choisie s'avère inconvenable aux vues des vérifications suivantes, nous passerons à la section suivante.

### Vérification de la section de câble en fonction du courant nominale.

Le calcul du courant nominal qui transit dans le câble se fait suivant la formule :

$$I_N = \frac{S}{U * \sqrt{3}}$$

S : Puissance transitée par la ligne (VA) ;

U : Tension phase-phase de la ligne.

Pour S = 24 MVA et U = 90 kV, on a :

$$I_N = 153,96 A$$

En Côte d'Ivoire, l'intensité de courant maximale qui est envoyé dans les câbles des lignes 90 kV est de 480 A, ce qui est inférieur au courant admissible des câbles ASTER 228 qui est de 585 A à 30°C (cf. NF EN 50 183). De ce fait, le câble ASTER 228 est conforme du point de vue fonctionnement à courant nominal.

### Vérification en fonction du courant de court-circuit.

Le courant de court-circuit maximal que peut supporter notre câble pour un temps de 1s est donné par :

$$I_{ccmax} = \frac{S_c * a}{\sqrt{t}}$$

Sc : Section du câble en mm<sup>2</sup> ;

t : temps en seconde (1s selon DAO) ;

a : paramètre dépendant du matériau (76,4 [1] pour l'almélec).

$$I_{ccmax} = 17\,419,2 A$$

On détermine ensuite le courant de court-circuit du réseau qui est donné par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{cc}}$$

Z<sub>cc</sub> : l'impédance équivalente de toutes les impédances parcourues par I<sub>cc</sub> depuis la source jusqu'au point de défaut

U : la tension de la ligne

Cette impédance se définit comme suit :

$$Z_{cc} = \sqrt{(Ra + R1)^2 + (Xa + X1)^2}$$

Ra : la résistance du réseau amont

$X_a$  : la réactance du réseau amont

$R_l = 0,146 \Omega/\text{km}$ : la résistance de ligne

$X_l = 0,4 \Omega/\text{km}$  : la réactance de la ligne

*Détermination de la résistance, réactance et impédance du réseau amont.*

Selon la NF EN 60909-0 (C 10-120) en l'absence d'informations plus précises du distributeur,

Prendre :  $R_a = 0.1X_a$  et  $X_a = 0.995Z_a$  (cf UTE 15-105).

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

Avec  $U = 90 \text{ kV}$  et  $S_{cc} = 3875 \text{ MVA}$  (cf annexe 1), on a :

$$Z_a = 2,09 \Omega$$

Donc :

$$R_a = 0,207955 \Omega \text{ et } X_a = 2.07955 \Omega$$

*Résistance, réactance et impédance de la ligne.*

La résistivité linéique de la ligne est  $R_l = 0,146 \Omega/\text{km}$  et sa réactance linéique est  $X_l = 0,4 \Omega/\text{km}$ .

On commence par déterminer le coefficient de correction de température par la formule :

$$k = [1 + \alpha * (\theta - \theta_i)]$$

$\theta$  : La température de construction ;

$\theta_i$  : La température de référence ;

$\alpha$  : Coefficient relatif au type de matériau (Cf annexe 2).

Avec  $\theta = 45^\circ\text{C}$  et  $\theta_i = 25^\circ\text{C}$  et  $\alpha = 0,004$  ;

Nous avons  $k = 1,08$ .

La résistance linéique est définie par ;

$$R_0 = \frac{100 * \rho}{S}$$

$\rho$  : Résistivité linéique qui a pour valeur  $0,3321 \Omega/\text{km}/100\text{mm}^2$  pour l'almelec à  $20^\circ\text{C}$  ce qui fait  $0,3597 \Omega/\text{km}/100\text{mm}^2$  à  $45^\circ\text{C}$ .

$S$  : Section du conducteur ( $228\text{mm}^2$ ).

$$R_0 = 0,15776 \Omega$$

Pour la longueur de ligne qui fait  $74,422 \text{ km}$  :

$$R_l = 11,74\Omega \text{ et } X_l = 29,7688\Omega$$

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



$$Z_{cc} = 34,016\Omega$$

Le courant de court-circuit est donc ;

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = 1527,57265 \text{ A}$$

$I_{cc} < I_{ccmax}$  du câble, donc notre câble Aster 228 pourra supporter un court-circuit durant 1s.

### Vérification de la chute de tension

La chute de tension dans notre conducteur se calcule selon la conduite suivante :

$$\Delta U = \sqrt{3}R_{45}I_N \cos\varphi + XI_N \sin\varphi$$

$R_{45}$  : Résistance du câble à 45°C (11,74  $\Omega$ ) ;

$I_N$  ; Courant nominal traversant le câble (153,96A) ;

$X$  ; Réactance du câble (29,77  $\Omega$ ) ;

$\cos\varphi = 0,8$  (valeur moyenne).

$$\Delta U = 5254,57 \text{ V}$$

En pourcentage nous avons :

$$\frac{\Delta U}{U} * 100 = 5,83\%$$

Notre installation prévoit une chute de tension maximale de 8%.

En somme, les différents calculs effectués montrent que le câble Aster 228 choisi auparavant respecte tous les critères quant à son utilisation en tant que conducteur de phase pour le projet. De ce fait, nous le maintenons comme conducteur pour la construction de notre ligne, choix préalablement imposé dans les spécifications techniques.

### 5.1.2 CHOIX DU CABLE DE GARDE

La ligne sur laquelle nous entrons en coupure dispose du Phlox 94 comme câble de garde conformément à la NF EN 50 189 (cf annexe 3).

Pour des soucis de communication, il est demandé d'intégrer un câble OPGW sur la liaison Poste 225-Poste 90 Gagnoa.

Les caractéristiques sont les suivantes :

Tableau 9: Caractéristiques du câble de garde [5]

Caractéristiques OPGW 95,7 mm <sup>2</sup>	Unités	Valeurs
Section effective acier	mm <sup>2</sup>	51
Section nominale	mm <sup>2</sup>	95,7
Diamètre extérieur	Mm	13,1
Nombre de fibre	-	24
Poids moyen non-graissé	daN/m	0,526
Module d'élasticité final	daN/mm <sup>2</sup>	11840
Coefficient de dilatation linéaire	10-6/°C	14,3
Charge maximum recommandée	kN	32
Charge d'installation nominale	kN	16
Résistance ohmique en CC à 20°C	ohm/km	0,55

### 5.1.3 CHOIX DES ISOLATEURS

#### 5.1.3.1 Choix du matériau

Pour le matériau de fabrication, notre choix se portera sur l'isolateur en verre (précisément en verre trempé du fait de son coût, de l'observation facile des défauts et surtout de sa capacité à supporter les variations brusques de température. De plus ce type d'isolateur existe déjà sur le réseau.

#### 5.1.3.2 Ligne de fuite

Elle est déterminée par la formule suivante ;

$$l_f = 1,1 * U_M * \beta \quad [6]$$

$\beta$  est la ligne de fuite spécifique entre phase et  $U_M$  est la tension assignée maximale.

Avec  $\beta = 31$  mm et  $U_M = 100$  kV (Voir annexe 4), on a :

$$l_f = 3410 \text{ mm}$$

#### 5.1.3.3 Longueur de chaîne

Le nombre d'assiette de la chaîne est choisi en fonction de la tension de tenue aux chocs et du niveau de tension de la ligne. La CEI 61466 nous permet de choisir 6 assiettes (cf annexe 5).

Cependant, compte tenu du fait que la distance entre les pièces sous tension et la masse doit être de 700 mm et que les chaînes sont équipées de cornes de protection, aussi pour plus de sécurité, nous retiendrons 7 éléments.

Remarque : les chaînes prévues sont des chaînes doubles sur l'ensemble de l'ouvrage en prévision d'éventuels surplombs sensibles (routes, habitations etc...).

Notre choix d'isolateur s'est porté sur les F100, en annexe 7 les différentes caractéristiques sont données.

## 5.2 ETUDE MECANIQUE

Les éléments constitutifs de l'ouvrage (pylônes, câbles, chaînes d'isolateurs...) sont soumis aux conditions climatiques énumérés en 4.3.3.

Les logiciels PLS-TOWER (modélisation de pylône) et PLS-CADD (conception électromécanique des lignes) de la société Power Line Systems (PLS) ont été utilisés pour réaliser les calculs mécaniques. Ils sont associés au programme de calcul et de dimensionnement des pylônes SAPS (Structural Analysis of Power and communication Systems).

Les pylônes sont issus des catalogues normalisés de pylônes RTE France. Ils sont dimensionnés et calculés selon les normes utilisées en France métropolitaine : vent SAPS sur les câbles et les structures, vérification de la résistance des pylônes par la méthode de calcul RTE-ESCS (European Standard for Construction Steel).

Les matériaux sont en acier S355 (E36) et les boulons de classe 8-8.

Nous allons présenter la méthodologie de calcul des efforts et de la flèche avant de présenter les résultats obtenus.

### 5.2.1 CALCULS MECANQUES SUR LES CONDUCTEURS ET LE CABLE DE GARDE

Soit  $\omega$  (N/m), la charge linéique de nos conducteurs. Les facteurs atmosphériques tel que le vent constituent une charge supplémentaire pour nos conducteurs et impose aux chaînes d'isolateurs un angle d'inclinaison  $\phi$  (°). Nos supports devant retenir nos conducteurs, il convient de tenir compte de ce poids appelé poids équivalent  $P_{\text{équi}}$  (N/m) et de cet angle d'inclinaison appelé angle de balancement.

$$P_{\text{équi}} = \sqrt{\left(\left(\omega * 0,9 * \pi * e * \frac{e+d}{1000}\right) * g\right)^2 + \left(P * \frac{2e+d}{1000}\right)^2} \quad [2]$$

$$\phi = \arctan\left(\frac{P * d}{P_{\text{équi}}}\right)$$

$\omega$  : le poids linéique du conducteur (kg/m) ;

e : l'épaisseur de glace (mm) ;

d : le diamètre du conducteur (mm) ;

g : le champs gravitationnel (m/s<sup>2</sup>) ;

P : la pression du vent (N/m<sup>2</sup>)

### 5.2.2 TENSIONS ET FLECHES DES CABLES

Il s'agit ici de déterminer la portée moyenne considérée, la tension dans les câbles et la flèche résultante et ce, dans chacune des hypothèses météorologiques retenues (EDS étant l'hypothèse de référence). On connaît alors la tension, la température et le poids équivalent dans l'hypothèse 1. Il reste alors à déterminer la tension dans les autres hypothèses ce qui nous conduira aux flèches des conducteurs.

Pour ce faire, on sait que la longueur d'arc d'une portée de niveau (sous l'hypothèse d'un arc de forme parabolique) s'écrit :

$$s = a + \frac{a^3}{24 * P^2}$$

Source : Charles AVRIL, éditions Eyrolles (1974)

a : portée en m

P : rapport de la tension du conducteur sur son poids apparent (P<sub>équi</sub>),  $P = T / P_{équi}$

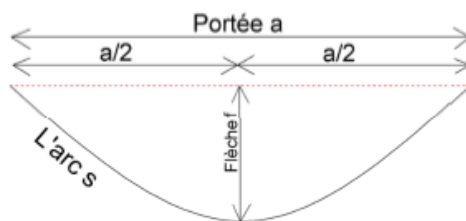


Figure 12: Arc de courbure des câbles

La condition de référence (état 1) étant connue, la différence de longueur d'arc entre l'état 2 et l'état 1 correspond à la somme algébrique de l'allongement élastique  $\Delta_1$  et de l'allongement thermique  $\Delta_2$ , avec :

$$\Delta_1 = S_1 * \frac{T_2 - T_1}{ES} \text{ et } \Delta_2 = S_1 * \alpha(\theta_2 - \theta_1)$$

Où E est le module d'élasticité de Young en (N/mm<sup>2</sup>) ;  $\alpha$  le coefficient de dilatation linéaire en (°C<sup>-1</sup>) ; S la section en (mm<sup>2</sup>) ; T<sub>1</sub> et T<sub>2</sub> respectivement les tensions du conducteur dans les états 1 et 2 et  $\theta_1$  et  $\theta_2$  les températures les états 1 et 2.

Par cette variation, nous pouvons écrire que :

$$\frac{P_{équi2}^2 * a^2}{24 * T_2^2} - \frac{P_{équi1}^2 * a^2}{24 * T_1^2} = S_1 * \frac{T_2 - T_1}{ES} + S_1 * \alpha(\theta_2 - \theta_1)$$

Avec l'indice 1 pour les paramètres de l'état 1 et l'indice 2 ceux de l'état 2.

La division des deux membres de l'équation par D et en faisant l'hypothèse que :  $\frac{s_1}{a} \cong 1$ , nous obtenons l'équation d'état :

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) = \left( \frac{P_{\text{équi}2}^2 * a^2}{24 * T_2^2} - \frac{T_2}{ES} \right) - \left( \frac{P_{\text{équi}1}^2 * a^2}{24 * T_1^2} - \frac{T_1}{ES} \right)$$

L'objectif de cette étude étant la détermination des paramètres dans l'état 2, nous pouvons écrire l'équation 2 sur la forme suivante appelée l'équation de changement d'état :

$$T_2^3 + T_2^2 \left( \frac{P_{\text{équi}1}^2 * a^2}{24 * T_1^2} ES + \alpha(\theta_2 - \theta_1) ES - T_1 \right) = \frac{P_{\text{équi}2}^2 * a^2}{24 * T_2^2} ES$$

Le changement d'état est illustré par la figure suivante :

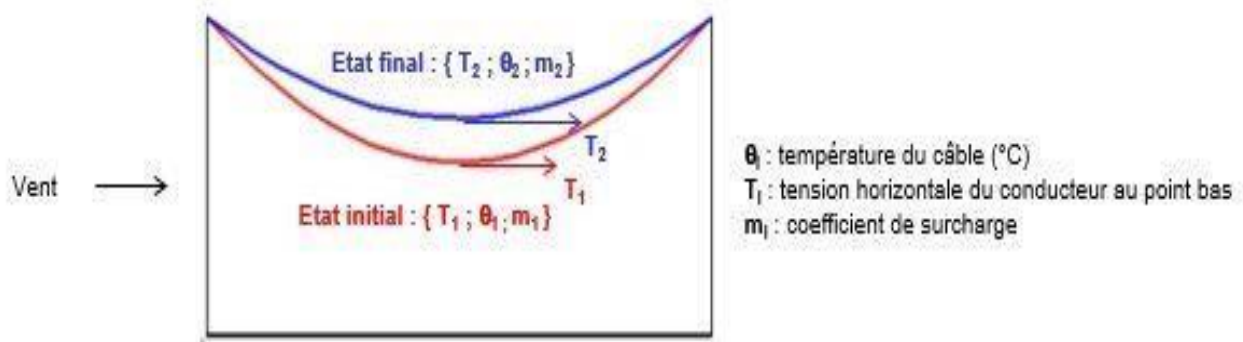


Figure 13: Illustration du changement d'état

Son expression en fonction de la tension unitaire  $\omega$  (N/mm<sup>2</sup>) du conducteur s'écrit :

$$t_2^3 + t_2^2 \left( \frac{\omega_1^2 * a^2}{24 * t_1^2} E + \alpha(\theta_2 - \theta_1) E - t_1 \right) = \frac{\omega_2^2 * a^2}{24 * t_2^2} E$$

t : la tension unitaire du conducteur (N/mm<sup>2</sup>) et  $T = t * S$ .

Partant de nos conditions de l'EDS, nous pouvons déterminer T2 par application de l'équation de changement d'état :

La flèche qui est liée à la tension peut être calculée par la formule suivante :

$$f = \frac{a^2}{8 * P} \text{ ou } f = \frac{t}{\omega} \left( \cosh \left( \frac{\omega * a}{2 * t} \right) - 1 \right)$$

Avec  $P = t / \omega$ .

On peut désormais exécuter les calculs de tension et de flèche pour le conducteur et le câble de garde pour les hypothèses météorologiques prédéfinis. La tension mécanique admissible est de 18% pour les conducteurs et de 15% pour les câbles de garde.

### 5.2.3 CHARGES TRANSMISES AUX PYLONES

Toujours dans le souci d'un dimensionnement réussi de nos pylônes, il est nécessaire de prendre en compte toutes les charges qu'il devra supporter tout au long de sa durée de vie : du poids et des différents mouvements de la chaîne d'isolateurs, du conducteur, du câble de garde en fonction des conditions climatiques précitées.

On peut classer en deux catégories les efforts appliqués sur un pylône. Ceux internes aux pylônes tel que son poids propre, ainsi que les efforts externes reçus par le pylône (force exercée par le vent sur les câbles et les isolateurs, composantes d'angle).

#### 5.2.3.1 Les charges verticales (V)

Elles constituent l'ensemble des composantes verticales de la tension des conducteurs, des câbles de garde et du poids de l'isolateur.

$$V = m\omega * \frac{a_1 + a_2}{2} + T\left(\frac{Z}{a_1} + \frac{Z}{a_2}\right)$$

Avec : m : coefficient de surcharge, m=1 dans les régions subsahariennes ; T : la tension horizontale. a<sub>1</sub> et a<sub>2</sub> sont respectivement les portées à gauche et à droite du pylône considéré Z est positif si le pylône considéré est au-dessus des pylônes adjacents, dans le cas contraire il est négatif, sinon il est nul.

Il faut ajouter le poids des isolateurs à cette charge V pour avoir la charge verticale totale.

#### 5.2.3.2 Les charges Horizontales transversales H

Elles sont dues à l'action du vent soufflant sur la ligne.

##### Cas de pylônes d'alignement

$$H = P * d * \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Avec P : pression dynamique du vent sur conducteur et câble de garde et d leurs diamètres.

##### Cas des pylônes d'alignement et d'angle

$$H = P * d * \frac{a_1 + a_2}{2} + (T_2 + T'_2) \sin \frac{\alpha}{2}$$

A étant l'angle dans l'hypothèse la plus défavorable.

#### 5.2.3.3 Les charges longitudinales

Il s'agit des différences de tensions mécaniques provoquées par les variations de températures sur une ligne qui assure un service normal sans surcharges mécaniques. En raison de ces différences de tension, le pylône est soumis à des charges longitudinales de façon continue qui sont d'importance mineure.

**Cas des pylônes d'alignement**

On n'y tient pas compte de façon pratique.

**Cas des pylônes d'angles**

Si les valeurs des tensions des câbles de part et d'autre du pylône ne sont pas égales, la différence des tensions n'est pas nulle et donne une composante longitudinale

$$L = (T_2 + T_2') \sin \frac{\alpha}{2}$$

**Cas des pylônes d'arrêt**

$$L = T_2 \sin \alpha + T_2' \cos \beta$$

**5.2.4 RESULTATS DE LA MANIPULATION****5.2.4.1 Type de support**

Les supports retenus suivants la configuration de notre ligne sont des tétrapodes treillis 90 kV double drapeaux de la famille H92 armement H4 qui sont au nombre de 15, 1 support H2 armement drapeau V et 1 support armement T triangle.

Ces choix de pylône sont essentiellement du) l'envergure des pylônes qui détermine la largeur du layon et aussi des surfaces disponibles au sol. Aussi, pour minimiser la destruction de terrain et/ou de culture (réduire les coûts de dédommagement).

Tableau 10: Caractéristiques et implantations des pylônes

N° de Support	Station (m)	Elévation (m)	Portée (m)	Angle de ligne (gr)	Description Support	Accrochage COND/cdg	Hauteur totale (m)	Hauteur sous console (m)	Masse (T)
1	89.25	212.79	227.70	-73.13	H92S1H4H17	ANC/anc	29.60	17.00	10.3
2	316.95	207.83	290.00	54.71	H92S1H4H17	ANC/anc	29.60	17.00	10.3
3	606.95	215.27	290.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
4	896.95	208.65	330.00	0.00	H92AH4H20	SUSP/susp	32.05	20.00	5.7
5	1226.95	208.59	280.00	0.00	H92AH4H20	SUSP/susp	32.05	20.00	5.7
6	1506.95	216.92	300.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
7	1806.95	204.80	300.00	0.00	H92TH4H18	SUSP/susp	28.15	18.00	3.9
8	2106.95	197.12	300.00	0.00	H92TH4H18	SUSP/susp	28.15	18.00	3.9
9	2406.95	213.83	300.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
10	2706.95	218.37	300.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
11	3006.95	217.29	280.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
12	3286.95	204.54	300.00	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
13	3586.95	194.02	300.00	0.00	H92TH4H18	SUSP/susp	28.15	18.00	3.9
14	3886.95	196.94	304.50	0.00	H92TH4H20	SUSP/susp	30.15	20.00	4.2
15	4191.44	214.63	187.41	28.02	H92SH4H17	ANC/anc	28.65	17.00	6.5
16Bis	4378.85	220.70	0.00	0.00	H2S2VR2	ANC/anc	23.40	11.80	8.8
16	4505.6	220.09	128.17	0.00	H2S2VR2	ANC/anc	15.5	9.8	6.0
									94



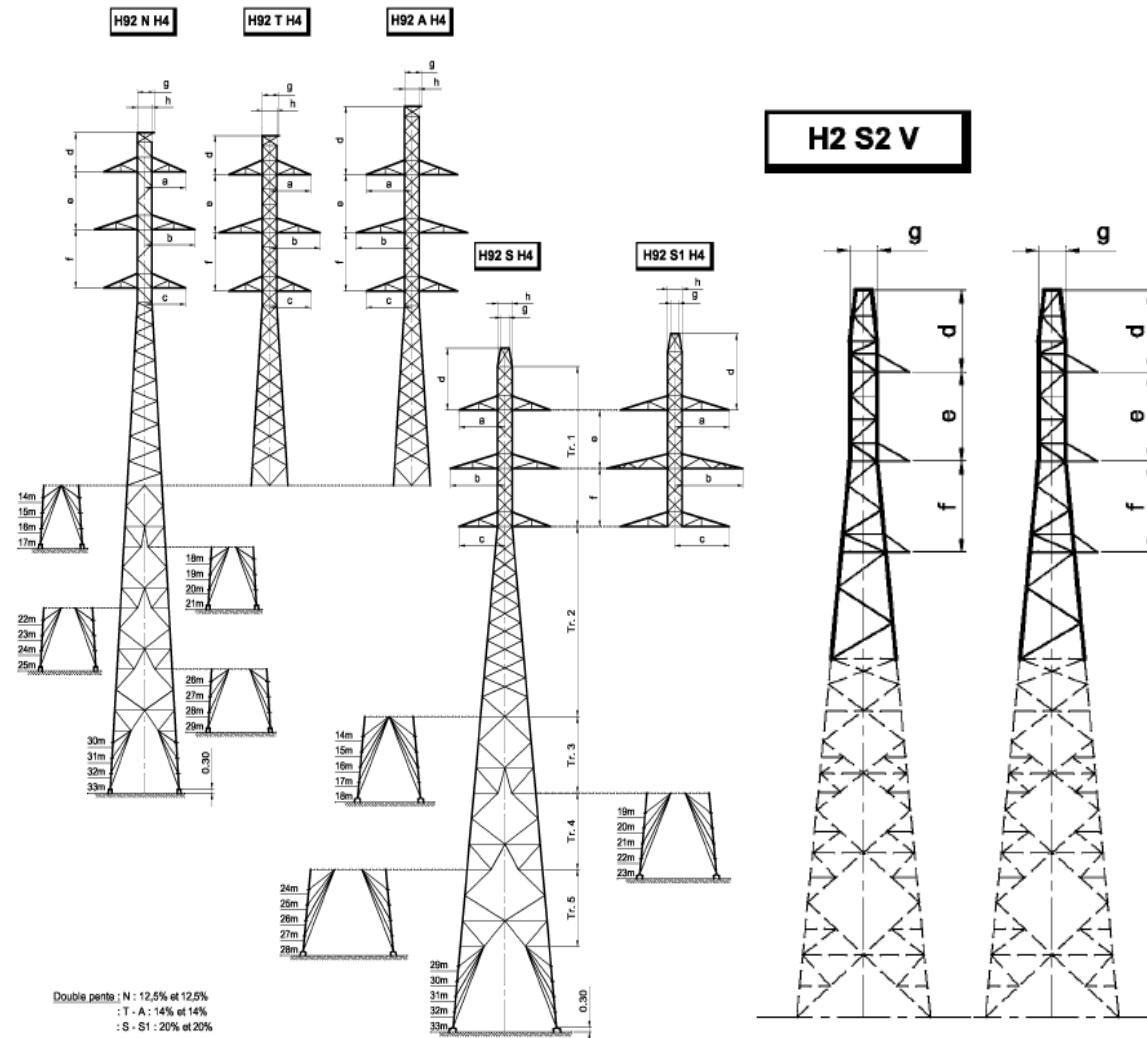


Figure 14: Pylônes H92 armement H4, Pylône H2 armement V, Pylône H2 à concevoir

**Remarques :** Ne disposant pas du fichier de modélisation du support 16, nous avons utilisé celui du support 16Bis afin de déterminer les caractéristiques auxquelles devront répondre ledit support. Les dimensions du support 16 sont :  $H=15.5\text{m}$ ,  $d = 1.7\text{m}$ ,  $e=f=2\text{m}$ ,  $h=9.8\text{m}$ .

Les différentes dimensions sont données en annexe 8 pour chaque type de pylône et de console.

### **Impacte des supports adjacents**

Les supports neufs N°16 et 16Bis sont implantés en piquage sur la ligne existante 90kV. Le N°16 à environ 69m du support N°33 existant (vers le N°32), et le N°16Bis à environ 30m du support N°33 existant (vers le N°34)

Ces 2 nouveaux piquages ont une influence sur les 2 supports N°32 et N°34.

Ne possédant aucun document sur la ligne existante, les hypothèses suivantes sont émises :

- Câble conducteur en Aster 228 ;
- Câble de garde en Phlox 94.

L'implantation du support neuf N°16 en piquage sur la ligne existante influe sur les efforts appliqués au support N°32.

L'implantation du support neuf N°16Bis en piquage sur la ligne existante influe sur les efforts appliqués au support N°34.

**L'absence d'éléments en notre possession sur la ligne existante 90kV sur laquelle vient se raccorder le projet neuf ne nous permet pas de valider la tenue mécanique des supports adjacents N°32 et N°34.**

**La même précaution devra être prise pour les fondations de ces 2 supports dont la descente de charge est modifiée.**

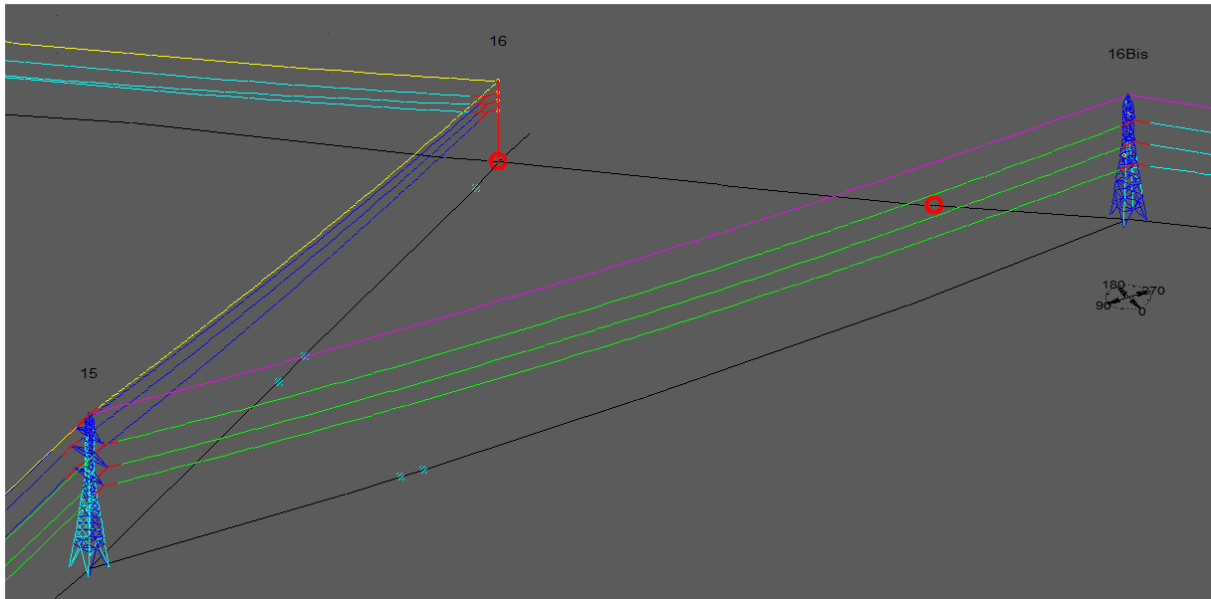


Figure 15: Configuration de la jonction ancienne-nouvelle ligne

#### 5.2.4.2 Réglages des câbles

Les câbles sont réglés sous PLS-CADD en tenant compte des tensions horizontales définies dans le Cahier des Clauses techniques :

- Pour les conducteurs ASTER 228 : 18% de la charge de rupture => 1333daN ;
- Pour le câble PHLOX 94,1 : 15% de la charge de rupture => 1200daN.

Les flèches calculées sont consignées dans le tableau 11 suivant :

Tableau 11: Flèches des câbles

Du support	Au Support	T°C de réglage	Flèche conducteur (m)	Flèche câble de garde (m)
1	2	27	3.21	2.85
2	3	27	5.12	4.61
3	4	27	5.00	4.60
4	5	27	6.48	5.96
5	6	27	4.66	4.29
6	7	27	5.36	4.93
7	8	27	5.35	4.93
8	9	27	5.36	4.93
9	10	27	5.35	4.93
10	11	27	5.35	4.92
11	12	27	4.67	4.29
12	13	27	5.36	4.93
13	14	27	5.35	4.93
14	15	27	5.60	5.09
15	16	27	1.05	0.91
15	16Bis	27	2.18	1.79

Le paramètre P qui est le rapport de la tension unitaire sur le poids spécifique a été fixé à 2100 pour les conducteurs, 2281 pour les OPGW et 2443 pour le phlox 94.

Les câbles sont vérifiés pour les hypothèses avec des taux de travail d'environ 90% en hypothèse 1, 76% en hypothèse 2, 59% en hypothèse 3 et 0,6% pour l'hypothèse 4.

**Remarque :** Le taux de travail est exprimé par le ratio de la tension calculée sur la tension admissible. Les détails des taux de travaux par hypothèse sont donnés en annexe 9.

#### 5.2.4.3 Distances à la masse

Les distances à respecter pour une ligne HTB 90 kV sont :

Tableau 12: Distances à la masse à respecter

Hypothèse	Température	Pression de vent	Distance à la masse à respecter
EDS	27	0	0,9
Vent réduit	27	360	0,7
Vent maximal	27	800	0,2

Les balancements sont excessifs en hypothèse vent extrême pour les 6 phases pour les supports N°4, 5, 7, 8, 12, 13 et 14. De ce fait, des contrepoids de 160 kg seront donc installés sur ces supports.

De plus, avant la mise en place de contrepoids, les balancements des conducteurs sont excessifs pour les supports N°8 et 13 en hypothèse de vent réduit.

Après mise en place des contrepoids de 160kg, les balancements des conducteurs sont excessifs pour le support N°8 en hypothèse de vent extrême. Du fait du caractère exceptionnel du vent maximum, cette non-conformité peut être négligée.

#### 5.2.4.4 CHARGES TRANSMISES AU PYLONE

Les charges V, L et H obtenues sont données en annexe 10.

Comme conclusion à cette étude mécanique, nos différentes manipulations ont prouvé que les supports et câbles neufs sont mécaniquement viables bien que des adaptations soient prévues pour amortir les balancements excessifs.

Le profil en long habillé est donné en annexe 11.

## 6 EVALUATION FINANCIERE DU PROJET

Notre offer financière présentée sous forme de tableaux en respectant les différents volets :

- Pylônes et embases;
- Isolateurs et accessoires de ligne;
- Conducteur et câble de garde;
- Accessoires;
- Mise à la Terre.

Tableau 13: Prix et quantités de matériels et pièces

No	Libellé	Unité	Quantité	Prix unitaire (FCFA)	Prix total (FCFA)
<b>Construction de ligne 90 kV</b>					
<b>A</b>	<b>Pylônes et embases</b>				
A.1	Pylône H92 en suspension + armement	U	11,00	6 435 360,00	70 788 960,00
A.2	Pylône H92 en ancrage + armement	U	4,00	7 207 603,20	28 830 412,80
A.3	Pylône H2 + armement	U	2,00	5 630 940,00	11 261 880,00
	<b>Sous total A</b>				110 881 252,80
<b>B</b>	<b>Isolateurs et accessoires de ligne</b>				
B.1	Chaîne de suspension double complètement équipée (4U6K2N10B -2x7F100 )	U	66,00	332 467,36	21 942 845,76
B.2	Chaîne d'ancrage double complètement équipée (4U1X1N10B-2x7F100 )	U	72,00	366 421,92	26 382 378,24
B.3	Bloc de suspension du câble de garde	U	11,00	92 213,92	1 014 353,12
B.4	Bloc d'ancrage du câble de garde	U	6,00	131 593,60	789 561,60
B.5	Manchon de raccordement câble de phase	U	42,00	32 931,20	1 383 110,40
	<b>Sous total B</b>				51 512 249,12
<b>C</b>	<b>Conducteur et câble de garde</b>				
C.1	Câble ASTER 228	km	31,00	2 326 458,08	72 120 200,48
C.2	Câble OPGW	km	4,72	3 280 045,92	15 481 816,74
C.3	Phlox 94	m	346,00	3 280,00	1 134 880,00
	<b>Sous total C</b>				88 736 897,22
<b>D</b>	<b>Accessoires</b>				
D.1	Plaques de numérotation et de danger	U	17,00	26 240,00	446 080,00
D.2	Contre-poids 160kg	U	48,00	75 440,00	3 621 120,00
D.3	Opération de mise à la Terre	U	1,00	10 072 880,00	10 072 880,00
D.4	Fourniture & Pose des plaques de repérage par hélicoptère	U	1,00	75 000,00	75 000,00
D.5	Fourniture & Pose des amortisseurs de vibration des câbles conducteurs	U	33,00	125 000,00	4 125 000,00
D.6	Fourniture & Pose des amortisseurs de vibration des câbles de garde	U	8,00	30 000,00	240 000,00
	<b>Sous total D</b>				18 580 080,00
<b>E</b>	<b>Mise à la Terre</b>				
E.1	Fil de mise à la terre	km	0,87	2 500 163,88	2 162 641,76
E.2	Blocs simples	U	17,00	1 500 098,33	25 501 671,60
E.3	Mise à la terre par pylône	U	17,00	450 029,50	7 650 501,48
E.4	Amélioration de la terre simple par pylône	U	6,00	75 004,92	450 029,50
	<b>Sous total E</b>				35 764 844,34
	<b>Total HT</b>				305 475 323,48

En y ajoutant les autres coûts, nous obtenons le prix total suivant :

Section	Coefficient (%)	Montant (euro)
Matériels et pièces		305 475 323,48
Transport	25	76 368 830,87
Réalisation	20	61 095 064,70
Marge	10	30 547 532,35
<b>Total</b>		<b>473 486 751,40</b>

Le coût total de notre projet est de 473 486 751,40 FCFA.

## 7 MISE EN ŒUVRE DU PROJET

### 7.1 PLANNING D'EXECUTION

Il respectera l'ordre chronologique suivant :

#### 7.1.1 ETUDES ET CONCEPTION

Elle consiste à :

- Etablir les fiches techniques des éléments constitutifs de la ligne ;
- Etablir le tracé de la ligne et le profil en long ;
- Faire les études géotechniques en commençant par l'ouverture de l'emprise de la ligne.

Des documents complémentaires doivent aussi être fourni tel que le carnet de piquetage.

#### 7.1.2 APPROVISIONNEMENT

Une fois les documents techniques validés, la prochaine étape consiste à passer les commandes des équipements nécessaires au démarrage de la réalisation des travaux et de s'assurer à ce que le transport ainsi que la livraison se déroulent dans les meilleures conditions jusqu'à atteindre l'espace de stockage. Les commandes et livraisons se feront au fur et à mesure de l'avancée des travaux en tenant compte du temps de livraison.

#### 7.1.3 TRAVAUX DE REALISATION

Cela consiste premièrement à la reprise d'alignement ainsi que le piquetage. Viendront ensuite les travaux de réalisation des fondations des pylônes qui seront tout de suite suivi par l'assemblage et le montage des pylônes. La phase de travaux prend fin avec le déroulage des câbles.

#### 7.1.4 MISE EN SERVICE

Une vérification pointue sera ensuite faite avant la mise en service de la ligne. Il s'agit d'une révision générale permettant de s'assurer de la conformité de la ligne et de la correction des oublis.

Quelques tests seront ensuite faits pour garantir le respect du cahier de charges annonçant ainsi la réception de la ligne.

Le programme d'exécution détaillé est donné en annexe 12.

## **8 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL**

L'EIES (Etude d'Impact Environnementale et Sociale) permettra d'évaluer, de façon étendue et prévisionnelle, pour chaque composante, les impacts environnementaux et sociaux des activités futures du projet, et de prévoir un champ d'évaluation des sous-projets ainsi que des mesures d'atténuation ou de compensation.

### **8.1 IMPACTS NEGATIFS**

Les impacts négatifs prévisibles dans le cadre de la réalisation de ce projet concernent aussi bien le milieu biophysique que le milieu humain.

Sur le milieu biophysique, les impacts négatifs se résument ainsi :

- Destruction du couvert végétal et des ressources naturelles ;
- Dégradation du milieu acoustique ;
- Pollution du milieu naturel par les rejets des déchets issus des travaux ;
- Pollution atmosphérique ;
- Pollution du sol et des eaux.

Sur le milieu humain, les impacts négatifs se résument ainsi :

- Destruction des biens privés ;
- Destruction de cultures agricoles locales (maïs, riz, manioc) et d'exportation (hévée, cacao)
- Destruction d'un poulailler ;
- Passage de la ligne sur certains lots ;
- Pollution sonore due aux travaux ;
- Exposition des travailleurs et mêmes des populations à des risques d'accident de travail et de la circulation ;
- Détérioration du cadre de vie par les rejets des déchets issus des travaux et l'exposition de la population aux effets de poussière et de gaz d'échappement ; risques de propagation des fléaux tels que les IST/VIH/SIDA.

### **8.2 IMPACTS POSITIFS**

La réalisation de ce projet induira des impacts socioéconomiques dans la zone du projet. Il s'agit :

- Amélioration de la desserte en énergie
- Des opportunités d'emplois temporaires, notamment pour les jeunes résidents dans les zones du projet ;
- Du développement circonstanciel d'Activités Génératrices de Revenus (AGR) ;
- De la contribution au développement des localités concernées ;
- De l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique ;

- Du développement social et économique des localités concernées ;
- De l'amélioration de la qualité de vie et de la sécurité.

### 8.3 SOLUTIONS AUX IMPACTS NEGATIFS

Pour mitiger ces impacts négatifs, des mesures devront être mises en œuvre par les entreprises chargées des travaux lors de l'exécution des différentes phases de chantier.

Les mesures de mitigation des impacts négatifs sur le milieu biophysique portent, entre autres, sur :

- L'optimisation des couloirs d'implantation des réseaux pour minimiser la perte de couvert végétal et la destruction des habitats de la faune sauvage ;
- Le reboisement compensatoire en cas de destruction importante du couvert végétal ;
- L'entretien régulier des véhicules et engins du chantier pour éviter d'éventuelles pollutions atmosphériques, du sol et des eaux par des carburants et huiles usagées ;
- L'arrosage régulier des pistes surtout en temps sec pour limiter l'envol des poussières.

Pour ce qui concerne le milieu humain, il s'agira de :

- Prendre en compte l'indemnisation des personnes dont les terres, lots et autres biens pourraient être impactés par les travaux prévus ;
- Renforcer des dispositifs de sécurité pour les employés de chantier mais aussi pour les populations riveraines des zones des travaux afin d'éviter ou de limiter les accidents de travail et de la circulation (mise à la disposition du personnel de chantier des EPI appropriés aux risques à prévenir, formation des ouvriers aux techniques d'habilitation, dotation de la base de chantier en boîtes à pharmacie, dotation des chantiers en panneaux de signalisation routière, etc.) ;
- La collecte, le stockage et l'acheminement de tous les déchets de chantiers hors des zones des travaux ;
- L'organisation de campagnes de sensibilisation des travailleurs et des populations riveraines des zones des travaux sur les risques de propagation des IST/VIH/SIDA.

Les différents impacts et leur portée sont confinés dans le tableau ci-dessous :



ACTIVITES SOURCE D'IMPACT	COMPOSANTES DU MILIEU AFFECTE			NATURE DE L'IMPACT	CARACTERE	INTENSITE	PORTEE	DUREE	IMPORTANCE
	Physique	Biologique	Humain						
Recrutement de la main d'œuvre locale			Population et vie sociale	Création d'emplois	Positif	Forte	Locale / Regionale	Moyenne / longue	Majeure
Présence du personnel de chantier			Activités économiques	Développement d'Activités Génératrices de revenus	Positif	Forte	Locale	Moyenne	Majeure
Travaux d'installation générale du chantier (déboisement, débroussaillage, terrassement, planage, etc.)	Relief et paysage			Modification de la vue habituelle du paysage et microrelief	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Mineure
	Géologie et sols			Compactage et tassement des sols par les engins de chantier	Négatif	Faible	Locale	Courte	Mineure
Rejet accidentel d'hydrocarbure (huiles de vidange, gasoil, essence, graisse, etc.)	Géologie et sols			Dégradation de la qualité des sols	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Moyenne
Opérations d'entretien des engins de chantier	Hydrologie et ressources en eau (eaux de surface et souterraines)			Dégradation de la qualité des eaux de surface et souterraines	Négatif	Faible	Locale	Courte	Mineure
Travaux d'installation générale du chantier (amenée du matériel, déboisement, débroussaillage, terrassement, planage, etc.)	Etat acoustique			Nuisances sonores	Négatif	Moyenne	Locale	Longue	Moyenne
	Etat de la qualité de l'air			Augmentation de la concentration de polluants atmosphériques et de poussière	Négatif	Moyenne	Locale	Longue	Moyenne
		Flore		Destruction du couvert végétal	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Moyenne

		Faune		Destruction et dégradation de l'habitatfaunique et disparition d'espèces fauniques	Négatif	Faible	Locale	Courte	Mineure
Circulation et déplacement d'engins et camions			Population et socio-culturelle	Nuisances sonores et pollutions atmosphériques	Négatif	Moyenne	Locale	Courte	Moyenne
Fonctionnement du chantier			Population et socio-culturelle	Perturbation du mode de vie et des relations interpersonnelles dans le milieu	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Mineure
Choix du site d'installation de la base vie et l'ouverture de zones d'emprunt, carrières et depots			Foncier	Risque de spéculation foncière, de contestation ou de conflit	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Mineure
Aménagement de la base vie			Activités Economiques	Risque de destruction des cultures vivrières et céréales	Négatif	Faible	Locale	Moyenne	Mineure
Arrivée du personnel de chantier et recrutement de la main œuvre étrangère				Risques de propagation du SIDA, MST/IST, VIH, Ebola, choléra, paludisme, typhoïdes.	Négatif	Moyenne	Locale / Régionale	Longue	Moyenne
Circulation, déplacement d'engins et camions sur les pistes et routes, usage de matériels vibrants			Cadre de vie, santé et hygiène	Risques d'infections respiratoires, auditives, asthme, etc.	Négatif	Moyenne	Locale	Moyenne	Moyenne
Terrassements généraux, travaux mécanisés (circulation des engins et transport des matériaux), manipulation d'engins			Sécurité	Risque d'accidents (personnel et populations)	Négatif	Faible	Locale	Courte	Mineure

## 9 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'étude réalisée sera soumise à la Société des énergies de Côte d'Ivoire pour vérification de la conformité au cahier de charges ainsi que pour approbation. Les documents qui devront être soumis sont les fiches techniques des éléments constitutifs de la ligne ainsi que le profil en long habillé. 15 pylônes de type H92 armement H4, 1 de type H2 armement V, 1 pylône drapeau à concevoir et des isolateurs de catégorie F100 pour la ligne 90kV sont les supports retenus pour la construction de notre ligne.

La tenue mécanique des supports et des câbles est respectée. Aussi, les vérifications géométriques sont conformes (distances à la masse, distance entre câbles et distances au sol). Nos résultats montrent qu'une attention particulière doit être portée aux supports existants N°32 et 34 dont des incertitudes demeurent sur les efforts qui lui sont appliqués du fait de l'absence totale d'information sur la ligne 90kV existante. La nouvelle configuration engendre un déséquilibre des efforts et il n'est donc pas possible à ce stade de s'assurer de la bonne tenue mécanique de ces supports et de leurs fondations.

Il nous faudra élargir notre bibliothèque de modélisation afin d'être fixé sur le support non référencé. A défaut de cela, contacter les constructeurs ou les fournisseurs afin de passer des commandes spéciales en cas d'absence des caractéristiques prédéterminées.

De façon générale, il faudra procéder à l'amélioration des données logiciels au travers de mises à jour ou d'achats complémentaires afin de ne plus rencontrer ce genre de situation à l'avenir.

## 10 BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

- [1] Andre CHANAL, Jean-Pierre LEVEQUE ; Lignes aériennes : Matériels, Technique de l'ingénieur, 2000.
- [2] CHARLES AVRIL, Construction des lignes aériennes à haute tension, technique française d'études et de réalisation – Editions Eyrolles (1974).
- [3] CI-ENERGIES, PTDAE-DAO construction du poste source Gagnoa, 2017.
- [4] CI-ENERGIES, CIES du projet de construction du poste 225/90/33kV, 2017.
- [5] Mohamed SYLLA, Mise en place d'un outil de dimensionnement mécanique d'une ligne électrique haute tension, mémoire de fin de cycle 2iE, 2015-2016.
- [6] Vanille Sandra TEFEGUIM, Etude de la construction d'une ligne électrique haute tension 90kV PA-WONA, mémoire de fin de cycle 2iE, 2013-2014.
- [7] <http://www.tdee.ulg.ac.be/userfiles/file/6.pdf> consulté le 09 mai 2019
- [8] <https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/CCG-LA.pdf>  
consulté le 01 mai 2019

## 11.ANNEXES

ANNEXE 1: PUISSANCE ET COURANT DE COURT-CIRCUIT .....	48
ANNEXE 2: COEFFICIENT $\alpha$ .....	49
ANNEXE 3: ASSOCIATION CONDUCTEURS/CABLES DE GARDE.....	50
ANNEXE 4: LIGNE DE FUITE SPECIFIQUE .....	51
ANNEXE 5: DETERMINATION DU NOMBRE D'ASSIETTE.....	52
ANNEXE 6: DISTANCES ELECTRIQUES MINIMALES .....	53
ANNEXE 7: ISOLATEUR F100.....	54
ANNEXE 8: DIMENSION DES PYLONES ET CONSOLES .....	56
ANNEXE 9: TAUX DE TRAVAIL DES CABLES .....	57
ANNEXE 10: EFFORTS SUR LES SUPPORTS.....	59
ANNEXE 11: PROFIL EN LONG HABILLE .....	60
ANNEXE 12: PLANNING D'EXECUTION .....	65

## ANNEXE 1: PUISSANCE ET COURANT DE COURT-CIRCUIT

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S <sub>cc</sub> [MVA]	Courant de court-circuit I <sub>cc</sub> [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

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

ANNEXE 2: COEFFICIENT  $\alpha$ 

Tableau 2 – Résistivités des conducteurs rencontrés dans l'industrie			
Conducteur	Résistivité		
	$\rho_c$ à 0 °C	$\rho_c$ à 20 °C	$\alpha$ entre 0 et 100 °C
	( $10^{-8} \Omega \cdot m$ )	( $10^{-8} \Omega \cdot m$ )	( $^{\circ}C^{-1}$ )
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	$2 \times 10^{-5}$
Inox 18/8 (1)		83	
Inconel 600 (1)		100	
(1) Valeurs indicatives			

Source : Technique de l'ingénieur

ANNEXE 3: ASSOCIATION CONDUCTEURS/CABLES DE GARDE

Tableau 12 – Associations conducteurs / câbles de garde				
Givre (clm)	Niveau de tension	Conducteurs	Câbles de garde	
			classiques	à circuits de télécommunication incorporé
2	HT	Aster 228	Phlox 94,1	Thym 107
		Aster 366	Phlox 116,2	Thym 157,4
		Aster 570	Phlox 116,2	Thym 107 Thym 157,4
	225 kV	Aster 366	Phlox 116,2 Phlox 147,1	Thym 157,4
		Aster 570	Phlox 147,1	Thym 157,4
	400 kV	Aster 570	Phlox 228	Thym 157,4
4	HT	Pastel 299	Phlox 181,6	Thym 268
		Pastel 412		
		Pétunia 612	Phlox 228	Thym 268
	225 kV	Pastel 412	Phlox 288	Thym 268
		Pétunia 612	Phlox 288	Thym 268
	400 kV	Aster 1 144	Phlox 288	Thym 268
6	HT	Pastel 299	Phlox 181,6	Thym 268
		Pastel 412	Phlox 228	Thym 268
		Pétunia 612	Phlox 288	Thym 268
	225 kV	Pastel 412	Phlox 288	Thym 268
		Pétunia 612	Phlox 376	Thym 268
		Aster 1 600	Phlox 376	Thym 268
	400 kV	Aster 1 600	Phlox 376	Thym 268

Source : Technique de l'ingénieur



#### ANNEXE 4: LIGNE DE FUITE SPECIFIQUE

tension nominale entre phases (en kV)	tension la plus élevée pour le matériel (en kV)	Longueur minimale de la ligne de fuite des chaînes isolantes en mm			
		niveau de pollution			
		I - faible	II - moyen	III - fort	IV - très fort
63 / 90	100	1600	2000	2500	3100
225	245	3920	4900	6130	7600
400	420	6720	8400	10500	13020
ligne de fuite spécifique (mm/kV)		16	20	25	31
Concentration saline (S) en kg/m <sup>3</sup>		S<7	7 ≤ S < 20	20 ≤ S < 80	S ≥ 80

## ANNEXE 5: DETERMINATION DU NOMBRE D'ASSIETTE

Tension de service (kV)	Tension maximale de service (kV)	Tension (kV) à fréquence industrielle de tenue sous pluie recommandé par CEI		Tension (KV) tenue aux chocs recommandés par la CEI		Isolateurs composant les chaines verticales des lignes de l'E.D. F			
		Isolation réduite	Isolation pleine	Isolation réduite	Isolation pleine	Nombre d'élément	Diamètre (mm)	Pas (mm)	Longueur Totale
63	72,5	-	140	-	325	4	254	127	508
90	100	150	185	380	450	6	254	127	762
150	170	275	325	650	750	10	254	127	1270
225	245	395	460	900	1050	14	254	127	1778
380	420	680	-	1550		21	280	146	3066

Source : Charles AVRIL (Editions Eyrolles 1974)

## ANNEXE 6: DISTANCES ELECTRIQUES MINIMALES

Tableau 2 – Distances électriques minimales			
Tension composée nominale du réseau (kV)	Tension composée la plus élevée pour le matériel (kV)	Distance minimale entre phase et masse <i>DM</i> (m)	Distance minimale entre phases (m)
63	72,5	0,66	0,76
90	100	0,92	1,06
225	245	2,14	2,47
400	420	2,90 <u>(1)</u> 3,50 <u>(2)</u>	4,00
(1) Pour un intervalle conducteur-structure métallique. (2) Pour un intervalle pointe sous tension-plan.			

Source : Technique de l'ingénieur

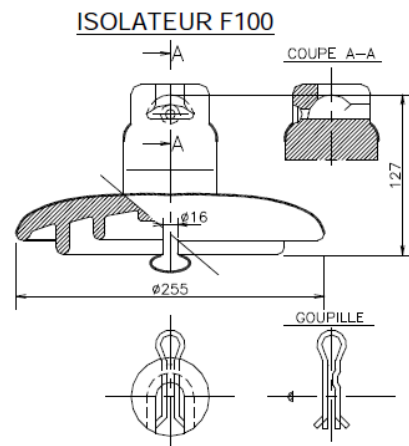
## ANNEXE 7: ISOLATEUR F100

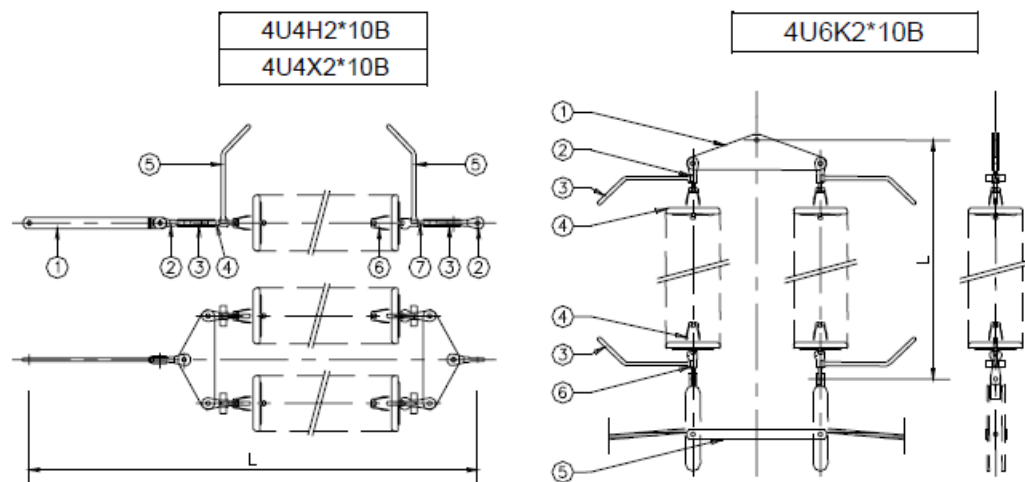
Tableaux récapitulatifs des chaînes d'isolateurs :

N° de Support	Chaines Conducteurs	Description Chaines Conducteurs	Nombre d'isolateur	Type d'isolateur	Contrepoids (kg)	Chaines CDG
1	ANC	4U1X1N10B-2x7F100 / 4U1X1N10B-2x7F100	2x7	F100		ANC
2	ANC	4U1X1N10B-2x7F100 / 4U1X1N10B-2x7F100	2x7	F100		ANC
3	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100		SUSP
4	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
5	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
6	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100		SUSP
7	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
8	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
9	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100		SUSP
10	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100		SUSP
11	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100		SUSP
12	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
13	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
14	SUSP	4U6K2N10B -2x7F100	2x7	F100	160	SUSP
15	ANC	4U1X1N10B-2x7F100 / 4U1X1N10B-2x7F100	2x7	F100		ANC
16	ANC	4U1X1N10B-2x7F100 / 4U1X1N10B-2x7F100	2x7	F100		ANC
16Bis	ANC	4U1X1N10B-2x7F100 / 4U1X1N10B-2x7F100	2x7	F100		ANC

Caractéristiques des chaînes d'isolateurs :

Caractéristiques isolateurs		F 100	F 160	F 300	
Publication CEI 120 (Ø tige)		mm	16	20	24
Long. tot. ligne de fuite		mm	315	370	480
Pas		mm	127	146	195
Rapport: long. tot. Ligne de fuite / pas		-	2,48	2,53	2,46
Masse approximative		kg	3,8	6,0	10,6
Charge de rupture	électromécanique	kN	100	160	300
	du moignon	kN	70	112	210
Charge maximale admissible		kN	60	96	180





## ANNEXE 8: DIMENSION DES PYLONES ET CONSOLES

### Pylône H92

DIMENSIONS PRINCIPALES (mètres)								
Niveau	Hauteurs					Empattement des fûts		
	Sous consoles	Totales						
		N - T	A	S	S1	N	T - A	S - S1
H 14	14,0	24,15	26,05	25,65	26,60	2,67 x 2,67	2,86 x 2,86	3,80 x 3,80
H 15	15,0	25,15	27,05	26,65	27,60	2,79 x 2,79	3,00 x 3,00	4,00 x 4,00
H 16	16,0	26,15	28,05	27,65	28,60	2,92 x 2,92	3,14 x 3,14	4,20 x 4,20
H 17	17,0	27,15	29,05	28,65	29,60	3,04 x 3,04	3,28 x 3,28	4,40 x 4,40
H 18	18,0	28,15	30,05	29,65	30,60	3,17 x 3,17	3,42 x 3,42	4,60 x 4,60
H 19	19,0	29,15	31,05	30,65	31,60	3,29 x 3,29	3,56 x 3,56	4,80 x 4,80
H 20	20,0	30,15	32,05	31,65	32,60	3,42 x 3,42	3,70 x 3,70	5,00 x 5,00

DIMENSIONS DES CONSOLES (mètres)					
Type Dimensions	N	T	A	S	S1
a	3,00	3,00	3,35	3,35	4,05
b	3,70	3,70	4,10	4,20	5,05
c	3,00	3,00	3,35	3,35	4,05
d	2,55	2,55	4,45	4,05	5,00
e	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
f	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
g	1,235	1,235	1,235	*	*
h	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

\* : Accrochage du câble de garde à l'axe du chevalet

### Pylône H2S2V

DIMENSIONS PRINCIPALES (mètres)																				
Niveau	Hauteurs																			
	sous console inférieure													Totales						
	Armement : T - T1					Armement : T2 - T21				Armement : T4 - T41										Armt.V
	K	N	T-A	S-S1	S2	N	T-A	S-S1	S2	T-A	S-S1	S2	S2	K	N	T	A	S	S1	S2
	R2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,3	13,2	13,2	13,2	13,3	11,4	11,4	11,3	11,8	20,3	20,3	21,1	21,7	21,7	21,7

Type Dimensions	Armt.V
a	2,00
b	2,00
c	2,00
d	3,60
e	4,00
f	4,00
g	1,20

## ANNEXE 9: TAUX DE TRAVAIL DES CABLES

N° de la phase/CDG	Nom du Câble	Du Support	Au Support	Description Condition Climatique	Taux de Travail	Taux de Travail	Tension Actuelle	Taux de Travail	OK ou NG
					Admissible %	Actuel %	(daN)	Maximum %	
1	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.1	1336.7	90,3	OK *
1	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2255.3	76.1	OK
1	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1713.9	57.9	OK
2	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.1	1336.7	90,3	OK *
2	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2254.8	76.1	OK
2	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1713.9	57.9	OK
3	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.1	1336.7	90,3	OK *
3	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2255.3	76.1	OK
3	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1713.9	57.9	OK
4	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.0	1336.6	90.2	OK *
4	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2258.7	76.3	OK
4	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1714.1	57.9	OK
5	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.0	1336.6	90.2	OK *
5	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2259.2	76.3	OK
5	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1714.1	57.9	OK
6	aster228	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	18.0	1336.6	90.2	OK *
6	aster228	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	30.5	2258.7	76.3	OK
6	aster228	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.1	1714.1	57.9	OK
7	opgw_dab-24-e9.wir	1	2	Hypothèse 1 EDS	20	15.0	1203.0	75.2	OK *
7	opgw_dab-24-e9.wir	1	2	Hypothèse 2 VENT MAX	40	22.4	1794.7	56.1	OK
7	opgw_dab-24-e9.wir	1	2	Hypothèse 3 T°C MIN	40	17.9	1429.7	44.7	OK
8	aster228	2	15	Hypothèse 1 EDS	20	18.2	1344.9	90.8	OK *
8	aster228	2	15	Hypothèse 2 VENT MAX	40	33.8	2504.8	84.6	OK
8	aster228	2	15	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.7	1753.4	59.2	OK
9	aster228	2	15	Hypothèse 1 EDS	20	18.2	1344.9	90.8	OK *
9	aster228	2	15	Hypothèse 2 VENT MAX	40	33.8	2505.1	84.6	OK
9	aster228	2	15	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.7	1753.5	59.2	OK

**ETUDE D'EXECUTION ET MISE EN ŒUVRE DE L'ENTREE EN COUPURE DE LA LIGNE 90 kV DIVO –  
GAGNOA.**

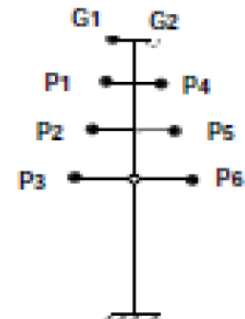
N° de la phase/CDG	Nom du Câble	Du Support	Au Support	Description Condition Climatique	Taux de Travail	Taux de Travail	Tension Actuelle	Taux de Travail	OK ou NG
					Admissible %	Actuel %	(daN)	Maximum %	
10	aster228	2	15	Hypothèse 1 EDS	20	18.2	1344.9	90.8	OK *
10	aster228	2	15	Hypothèse 2 VENT MAX	40	33.8	2504.8	84.6	OK
10	aster228	2	15	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.7	1753.4	59.2	OK
11	aster228	2	15	Hypothèse 1 EDS	20	18.2	1344.9	90.8	OK *
11	aster228	2	15	Hypothèse 2 VENT MAX	40	33.8	2503.7	84.5	OK
11	aster228	2	15	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.7	1753.4	59.2	OK
12	aster228	2	15	Hypothèse 1 EDS	20	18.2	1344.9	90.8	OK *
12	aster228	2	15	Hypothèse 2 VENT MAX	40	33.8	2503.7	84.5	OK
12	aster228	2	15	Hypothèse 3 T°C MIN	40	23.7	1753.4	59.2	OK



## ANNEXE 10: EFFORTS SUR LES SUPPORTS

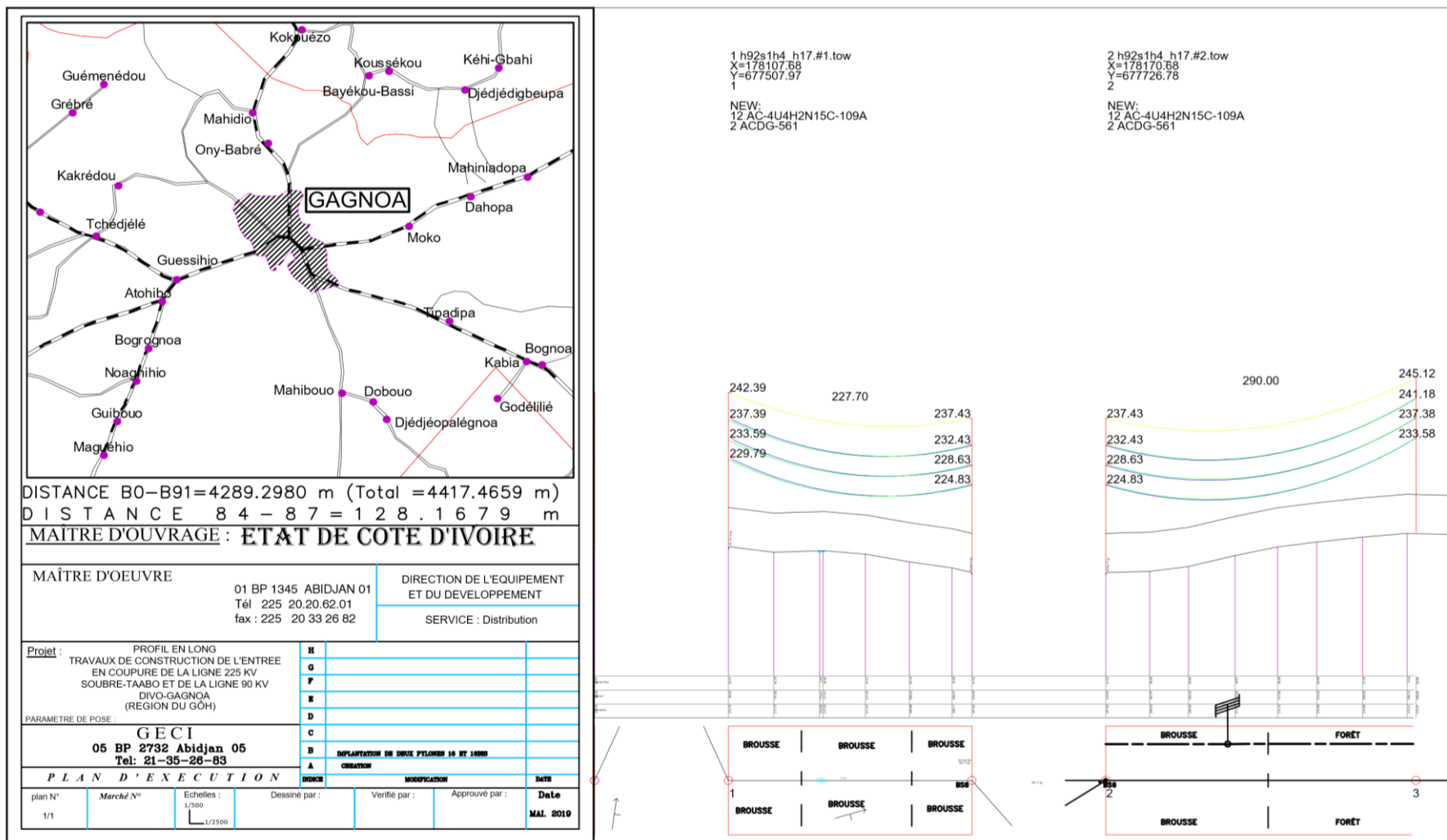
Présentation pour le support 1.

N° support	Nom Support	Description Cas de Charge	N° Set	Type d'attache	Efforts Vert. (N)	Efforts Trans. (N)	Efforts Long. (N)
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	41	AD-P1	2187	-7256	-11182
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	42	AD-P2	2186	-7260	-11180
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	43	AD-P3	2187	-7256	-11182
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	44	AD-P4	2189	-7228	-11199
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	45	AD-P5	2189	-7224	-11201
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	46	AD-P6	2189	-7228	-11199
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V+	59	AD-G1	952	-6520	-10075
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	41	AD-P1	2187	-7256	-11182
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	42	AD-P2	2186	-7260	-11180
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	43	AD-P3	2187	-7256	-11182
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	44	AD-P4	2189	-7228	-11199
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	45	AD-P5	2189	-7224	-11201
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	46	AD-P6	2189	-7228	-11199
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 1 EDS V-	59	AD-G1	952	-6520	-10075
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	41	AD-P1	2386	-10395	-19783
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	42	AD-P2	2386	-10400	-19775
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	43	AD-P3	2386	-10395	-19783
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	44	AD-P4	2388	-10358	-19842
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	45	AD-P5	2388	-10353	-19849
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	46	AD-P6	2388	-10358	-19842
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V+	59	AD-G1	1081	-8741	-15645
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	41	AD-P1	2386	-14050	-17885
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	42	AD-P2	2386	-14052	-17878
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	43	AD-P3	2386	-14050	-17885
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	44	AD-P4	2388	-14031	-17944
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	45	AD-P5	2388	-14028	-17951
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	46	AD-P6	2388	-14031	-17944
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 2 VENT MAX V-	59	AD-G1	1081	-10692	-14382
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	41	AD-P1	2269	-8647	-14680
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	42	AD-P2	2269	-8652	-14677
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	43	AD-P3	2269	-8647	-14680
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	44	AD-P4	2270	-8609	-14705
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	45	AD-P5	2271	-8605	-14708
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	46	AD-P6	2270	-8609	-14705
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V+	59	AD-G1	1002	-7398	-12201
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	41	AD-P1	2269	-9963	-13997
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	42	AD-P2	2269	-9967	-13994
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	43	AD-P3	2269	-9963	-13997
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	44	AD-P4	2270	-9931	-14021
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	45	AD-P5	2271	-9927	-14024
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	46	AD-P6	2270	-9931	-14021
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 3 T°C MIN V-	59	AD-G1	1002	-8100	-11747
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	41	AD-P1	2102	-5137	-7915
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	42	AD-P2	2101	-5138	-7912
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	43	AD-P3	2102	-5137	-7915
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	44	AD-P4	2104	-5124	-7939
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	45	AD-P5	2105	-5122	-7941
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	46	AD-P6	2104	-5124	-7939
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V+	59	AD-G1	892	-5013	-7746
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	41	AD-P1	2102	-5137	-7915
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	42	AD-P2	2101	-5138	-7912
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	43	AD-P3	2102	-5137	-7915
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	44	AD-P4	2104	-5124	-7939
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	45	AD-P5	2105	-5122	-7941
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	46	AD-P6	2104	-5124	-7939
1	h92s1h4_h17.#1.tow	Hypothèse 4 T°C MAX SV V-	59	AD-G1	892	-5013	-7746

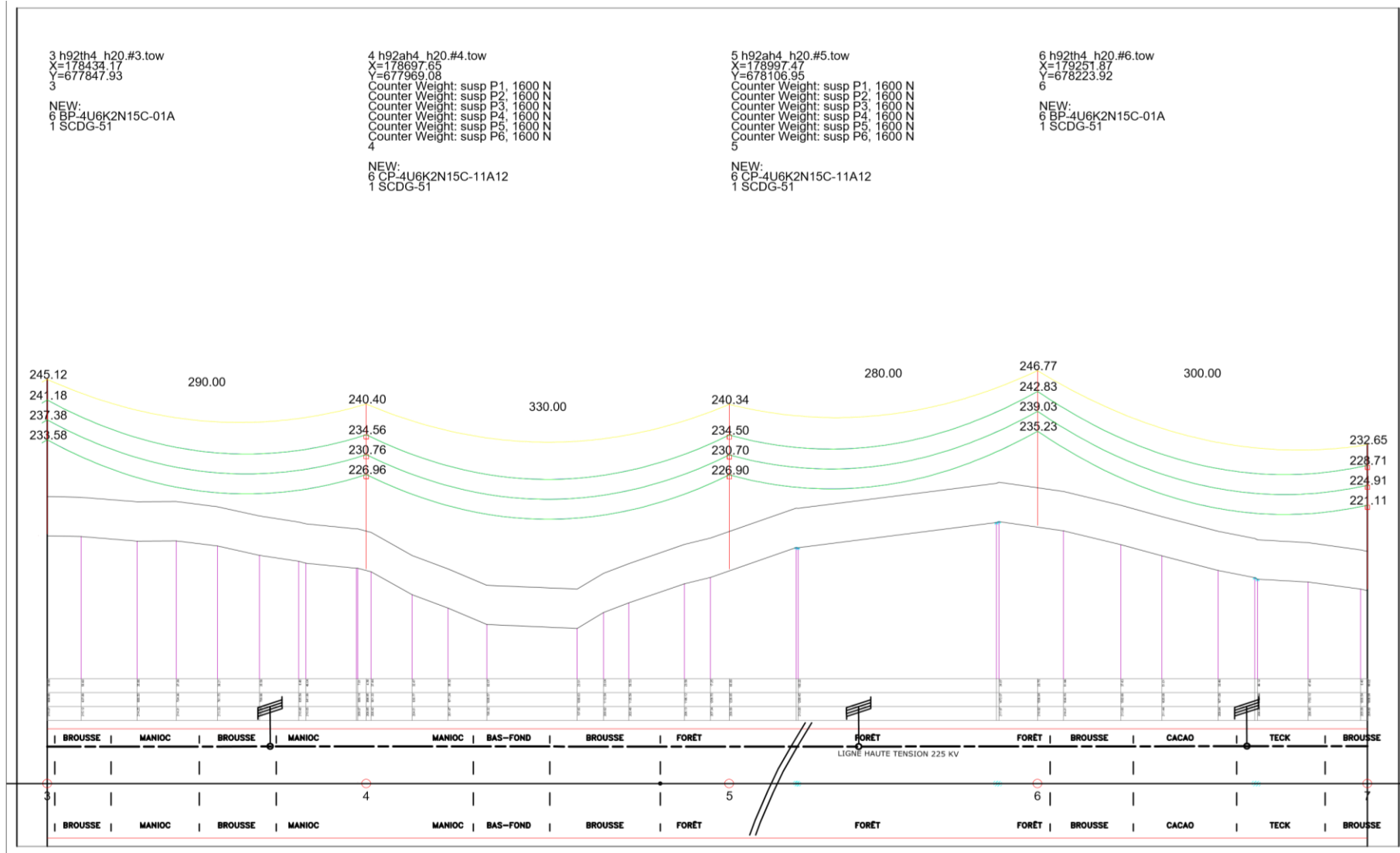


Profil n° 1/5

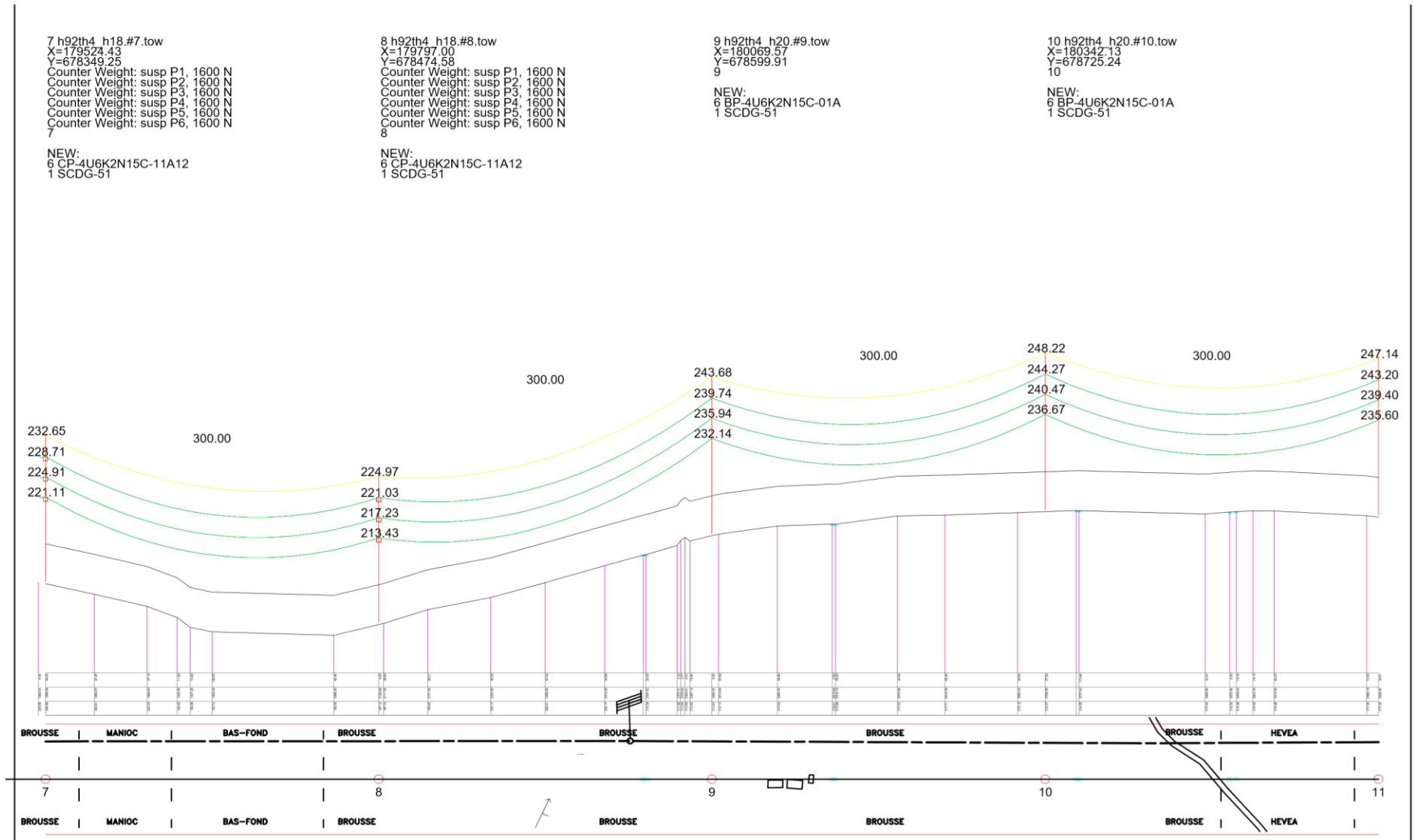
# ANNEXE 11: PROFIL EN LONG HABILLE



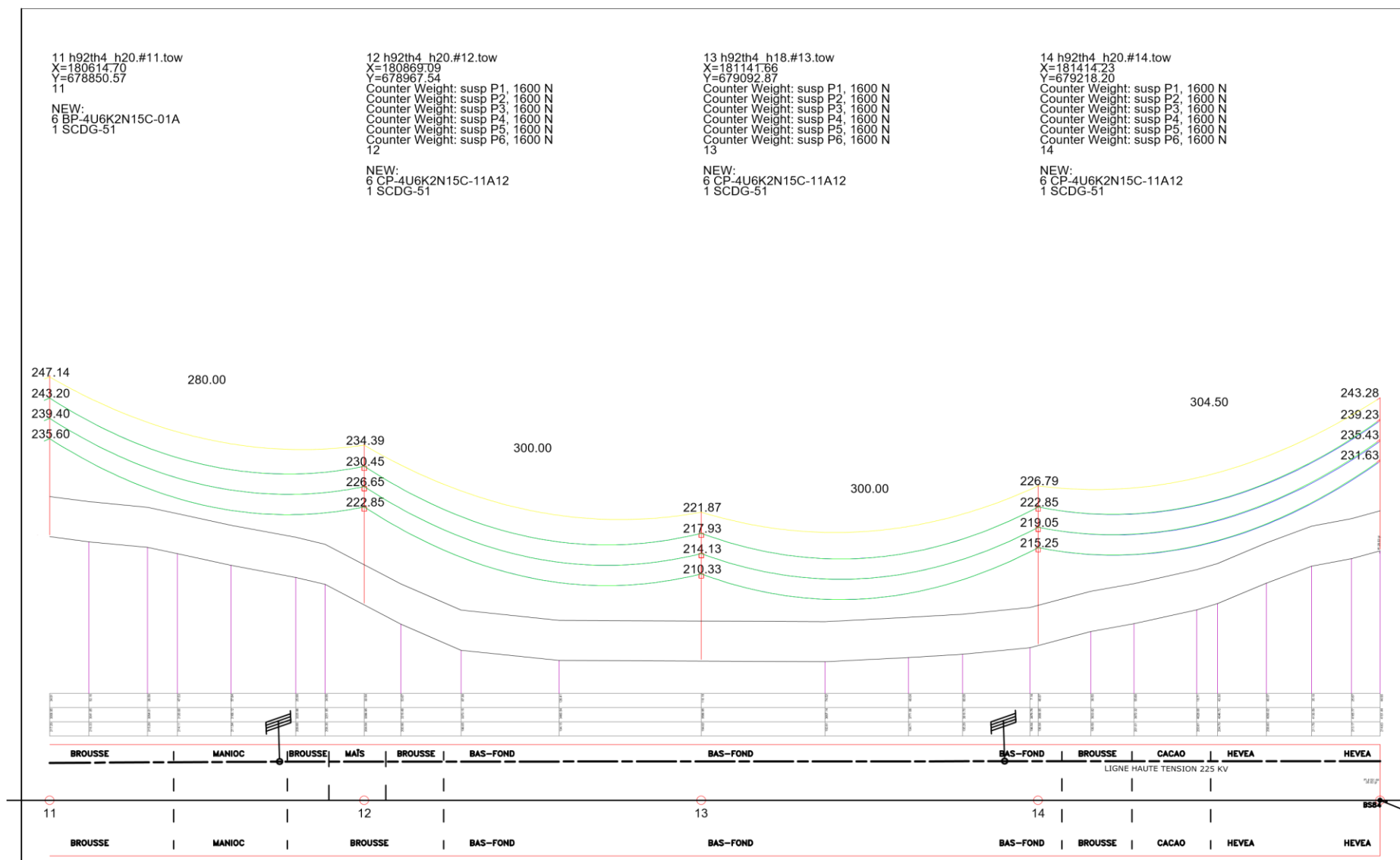
Profil n° 2/5



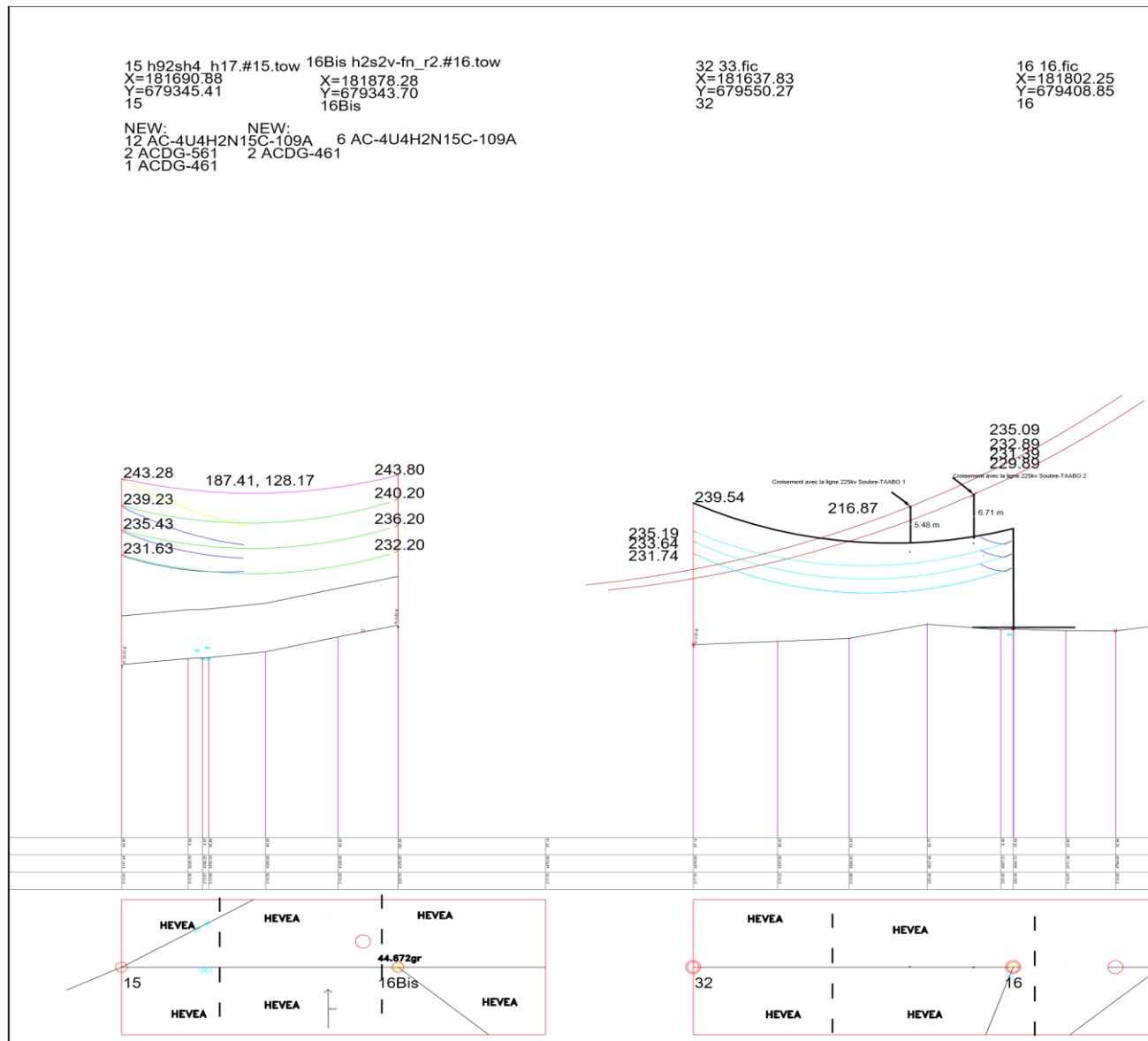
Profil n° 3/5



## Profil n° 4/5



Profil n° 5/5



## ANNEXE 12: PLANNING D'EXECUTION

