



ETUDE DE LA LIGNE ELECTRIQUE AERIENNE 6,6 KV DU RESEAU ELECTRIQUE DE LA MINE SOUTERRAINE DE SEMAFO BURKINA FASO SA ET COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur 2iE avec grade de Master - Spécialité
Génie Électrique et Énergétique.

Présenté et soutenu publiquement le 23/07/2025 par

Issa Baba OUEDRAOGO (2022 0367)

Encadrant 2iE : Y.Moussa SORO, Professeur Titulaire (CAMES)

Maître de stage : Sounkalo DIALLO,
Ingénieur Senior en électricité de la mine SEMAFO Mana Burkina Faso SA

Structure d'accueil du stage : SEMAFO Burkina Faso S.A.

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Dr. Marie SAWADOGO

Membres et correcteurs : Dr. Hector TETE
Dr. Moussa KADRI

Promotion [2024/2025]

DEDICACES

Avec une gratitude sincère, je dédie ce travail à ceux qui m'ont soutenu et reconforté lors de cette étape cruciale de ma vie.

À Dieu tout puissant, pour m'avoir guidé, donné la force, la patience et la persévérance tout au long de ce parcours ;

À mes chers parents, Oumarou OUEDRAOGO et Kadisso OUEDRAOGO pour leur amour inconditionnel, leurs prières sincères. Vous avez toujours été mon pilier, ceux qui m'ont porté dans les moments de doute et encouragé à ne jamais baisser les bras ;

À toute ma famille, pour leurs présences, leurs comforts et bienveillance. Vous avez été une source de motivation et de stabilité ;

À mes amis, pour leurs amitiés sincères, vos encouragements et votre présence m'ont permis d'alléger les moments de stress ;

À ma petite amie, Nomwende Ghislaine Flora SAVADOGO pour sa présence, ses encouragements et motivations ;

À mes enseignants et toute l'équipe du département maintenance et ingénierie de la mine SEMAFO Burkina Faso SA, votre savoir m'a guidé vers la lumière.

CITATION

« Cherchez constamment la critique. Une critique bien pensée de ce que vous faites est aussi précieuse que l'or. »

Elon Musk

REMERCIEMENTS

Au terme de ce mémoire, je voudrais manifester ma sincère gratitude envers toutes les personnes ayant contribué à la réalisation de ce travail.

Je remercie tout d'abord **l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)**, pour la qualité de l'enseignement reçu tout au long de mon parcours académique, ainsi que pour l'environnement de travail propice à l'épanouissement intellectuel et personnel.

Mes sincères remerciements vont également **Professeur Y. Moussa SORO**, qui a assuré avec rigueur et disponibilité la direction de ce mémoire. En tant que **directeur de mémoire et encadrant interne**, son accompagnement constant, ses conseils avisés et sa bienveillance ont été essentiels à la conduite de ce projet.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à la société **SEMAFO Burkina Faso SA**, pour m'avoir accueilli au sein de ses équipes et offert un cadre professionnel stimulant et formateur pour mon stage de fin d'études.

Je remercie chaleureusement **Ingénieur Sounkalo DIALLO**, mon **maître de stage**, pour sa supervision, sa disponibilité et son encadrement technique durant toute la durée de mon immersion en entreprise.

Mes pensées vont également à **ma famille : mes parents et mes frères**, pour leur soutien inconditionnel et leur foi en moi.

Je n'oublie pas **Madame Naïla IDANI**, pour son écoute, ses encouragements et son affection. Enfin, je remercie tous **mes amis** pour leur soutien moral, leur aide précieuse et leur amitié sincère qui m'ont accompagné tout au long de ce parcours.

RESUME

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre de l'amélioration de la performance énergétique du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina Faso SA. L'étude s'est centrée sur l'analyse de la fiabilité de l'infrastructure électrique existante, notamment la ligne aérienne de 6,6 kV, ainsi que sur la compensation de l'énergie réactive afin de garantir une meilleure continuité de service et de réduire les pertes énergétiques. La problématique abordée concerne l'insuffisance de la performance du réseau électrique actuel de la mine, en raison de pertes énergétiques élevées, d'une maintenance coûteuse et d'un niveau de fiabilité insuffisant. Face à cette situation, l'objectif était de proposer des solutions techniques et économiques viables pour renforcer le réseau, tout en tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles.

L'étude a permis d'évaluer les performances techniques de la ligne existante et de proposer des solutions correctives, telles que la réduction de la section du câble, des isolateurs et chaînes d'isolateurs, le remplacement des supports faibles, l'ajout de relais de protection et la compensation de l'énergie réactive par des batteries de compensation à régulation automatique. Par ailleurs, une nouvelle ligne de 33 kV a été dimensionnée et analysée du point de vue électrique, mécanique et économique. Les résultats des calculs montrent que cette nouvelle ligne est non seulement plus fiable, mais aussi moins coûteuse à long terme, avec un coût d'investissement estimé à 62 914 060 FCFA contre 72 217 113 FCFA pour la mise à niveau de la ligne 6,6 kV.

En conclusion, les résultats de cette étude montrent que le choix d'une ligne de 33 kV est justifié par des performances supérieures en termes de sécurité, de fiabilité et de rentabilité. Cette solution technique permettrait de renforcer durablement la desserte énergétique de la mine, tout en réduisant les coûts d'exploitation et en assurant une meilleure gestion de l'énergie réactive. Elle constitue ainsi un levier stratégique pour l'optimisation du fonctionnement du système électrique de la mine.

Mots Clés :

-
1. Compensation réactive
 2. Dimensionnement de lignes électriques
 3. Fiabilité du réseau électrique

- 4. Ligne aérienne
- 5. Réseau électrique des mines

ABSTRACT

This thesis is part of the effort to improve the energy performance of the electrical network of the SEMAFO Burkina Faso SA underground mine. The study focused on assessing the reliability of the existing electrical infrastructure, particularly the 6.6 kV line, and on the compensation of reactive power to ensure better service continuity and reduce energy losses. The main issue addressed is the insufficient performance of the mine's current electrical network, due to high energy losses, costly maintenance, and an inadequate level of reliability. In response, the objective was to propose technically and economically viable solutions to strengthen the network, while taking into account environmental and operational constraints. The study evaluated the technical performance of the existing line and proposed corrective measures such as reducing the oversized cable section, replacing weak supports, adding selective protection relays, and compensating reactive energy through automatically regulated capacitor banks. Additionally, a new 33 kV line was designed and analyzed from electrical, mechanical, and economic perspectives. The results show that this new line offers a more reliable, less costly, and long-term profitable solution.

In conclusion, the findings demonstrate that the 33 kV line is technically superior in terms of safety, reliability, and cost-effectiveness. This technical solution would sustainably strengthen the mine's energy supply, reduce operational costs, and improve reactive energy management. It thus represents a strategic lever for optimizing the operation of the mine's electrical system.

Key words:

1. Electrical line sizing
2. Electrical network of mines
3. Electrical network reliability
4. Overhead line
5. Reactive power compensation

LISTE DES ABREVIATIONS

Ω	:	Ohm
2iE	:	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'environnement
A	:	Ampère
AD	:	Arrêt Double
AS	:	Arrêt Simple
BIL	:	Basic Insulation Level
CEI	:	Commission Electrotechnique Internationale
daN	:	deca-Newton
DAO	:	Dossier d'Appel d'Offre
DMS	:	Degré Minute Seconde
F CFA	:	Francs des Communautés Françaises d'Afrique
HT	:	Haute Tension
HTA	:	Haute Tension catégorie A
HTB	:	Haute Tension catégorie B
kg	:	Kilogramme
kV	:	Kilovolt
m	:	Mètre
MPa	:	Mégapascal
MVA	:	Mégavolt-Ampère
MW	:	Mégawatt
N/m	:	Newton par mètre
SEMAFO	:	Société d'Exploration Minière en Afrique de l'Ouest
SONABEL	:	Société Nationale d'Electricité du Burkina
TVA	:	Taxes sur la Valeur Ajoutée
UG	:	Underground

SOMMAIRE

Table des matières

<i>DEDICACES</i>	<i>i</i>
<i>REMERCIEMENTS</i>	<i>iii</i>
<i>RESUME</i>	<i>iv</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>vi</i>
<i>LISTE DES ABREVIATIONS</i>	<i>vii</i>
<i>SOMMAIRE</i>	<i>viii</i>
<i>Table des matières</i>	<i>viii</i>
<i>LISTE DES TABLEAUX.....</i>	<i>xi</i>
<i>LISTE DES FIGURE</i>	<i>xiii</i>
<i>INTRODUCTION GENERALE.....</i>	<i>I</i>
<i>I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL</i>	<i>2</i>
I.1. La société.....	2
I.2. Procédure d'exploitation de la mine de SEMAFO Burkina Faso SA	3
I.2.1. Les différentes parties du procédé	3
I.2.2. Description du procédé.....	4
<i>II. PRESENTATION DU PROJET DE L'ETUDE.....</i>	<i>6</i>
II.1. Contexte et objectifs du projet.....	6
II.2. Présentation de la zone de production et de la ligne existante 6,6 kV	6
II.2.1. Zone de production (la centrale)	6
II.2.2. La ligne existante 6,6 kV.....	8
<i>III. LES LIGNES ELECTRIQUES AERIENNES HTA</i>	<i>8</i>
III.1. Généralité.....	8
III.2. Technologie des conducteurs.....	9
III.3. Technologie des isolateurs	10
III.4. Technologie des pylônes	10

III.5. Les fondations [2].....	11
IV. ETUDE DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 kV	12
IV.1. Etude électrique de la ligne existante 6,6 kV	13
IV.1.1. Vérification du choix de niveau de tension de la ligne	13
IV.1.2. Méthodologie générale de l'étude électrique.....	14
IV.1.3. Vérification du choix de la section du câble.....	14
IV.1.3.1. Détermination de la puissance maximale à transiter	15
IV.1.3.2. Détermination du courant supposé nominal	15
IV.1.3.3. Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique	16
IV.1.3.4. Vérification du courant nominal admissible par le conducteur ASTER 288 mm²	17
IV.1.3.5. Contrôle de l'aptitude du conducteur ASTER 288 mm² au courant de court-circuit	17
IV.1.3.6. Vérification de la chute de tension	18
IV.1.3.7. Analyse critique afin de déterminer une section inférieure	19
IV.1.4. Vérification du choix des isolateurs	20
IV.1.4.1. Détermination de la tension de contournement électrique β	20
IV.1.4.2. Évaluation de la longueur de la ligne de fuite des isolateurs L_f	20
IV.1.4.3. Évaluation de la tension de tenue de choc de foudre (BIL).....	21
IV.1.4.4. Détermination de la tension exercée par les conducteurs	22
IV.1.4.5. Choix de l'isolateurs.....	22
IV.1.4.6. Choix de chaînes d'isolateurs	23
IV.2. Étude mécanique manuelle de la ligne existante 6,6 kV	24
IV.2.1. Méthodologie générale de l'étude mécanique manuelle.....	24
IV.2.2. Définitions et notations clés	25
IV.2.3. Dimensionnement mécanique de la ligne existante 6,6 kV	25
IV.2.4. Etude mécanique des conducteurs de phase, l'ASTER 288	26
IV.2.5. Étude mécanique relative aux pylônes	32
V. MISE A NIVEAU DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 Kv	34
V.1. Compensation de l'énergie réactive.....	34
V.1.1. Méthodologie	34
V.1.2. Dimensionnement manuel des batteries de compensation	34
V.1.3. Utilisation du logiciel Schneider VarSetpro.....	37
V.2. Renforcement des protections.....	39
V.2.1. Description générale de l'installation.....	39
V.2.2. Analyse des insuffisances de l'installation 11 kV 6-WAY 630 A CCVVVV	40
V.2.3. Proposition d'amélioration des protections	41

V.3. Travaux de renforcement mécanique de la ligne	41
VI. CONSTRUCTION D'UNE NOUVELLE LIGNE 33 kV	41
VI.1. Etude électrique de la nouvelle ligne de 33 kV	41
VI.1.1. Méthodologie générale de l'étude électrique.....	41
VI.1.2. Justification du choix de la tension.....	42
VI.1.3. Dimensionnement électrique de la ligne de 33 kV	42
VI.2. Etude mécanique manuelle de la nouvelle ligne de 33 kV	47
VI.2.1. Méthodologie générale de l'étude mécanique	47
VI.2.2. Dimensionnement mécanique de la ligne de 33 kV	47
VII. ANALYSE COMPARATIVE ET CHOIX DE LA MEILLEURE SOLUTION.....	50
VII.1. Comparaisons technico-économiques	50
VII.1.1. Coûts liés à la mise à niveau de la ligne existante de 6,6 kV	50
VII.1.2. Fiabilité attendue	51
VII.1.3. Temps de mise en œuvre	51
VII.2. Analyses des risques après mise en œuvre.....	52
VII.3. Choix retenu.....	53
VIII. Notice d'Impact Environnemental	53
CONCLUSION GENERALE	56
BIBLIOGRAPHIE	I
LISTE DES ANNEXES	III

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Caractéristiques de la ligne existante 6,6 kV	8
Tableau 2: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension.....	9
Tableau 3: Spécifications techniques des différents types de conducteurs [3].	10
Tableau 4: Etat actuelle de la ligne.	13
Tableau 5: Caractéristiques de l'ASTER 288.....	15
Tableau 6: Valeurs typiques de puissances de court-circuit en fonction des niveaux de tension [9].	16
Tableau 7: Tension de contournement, zone de pollution et degré de salinité [2].....	20
Tableau 8: Tension la plus élevée en fonction de la tension nominale.....	21
Tableau 9: Tension la plus élevée du matériel UM en fonction du BIL [9].	21
Tableau 10: Désignation et caractéristiques des isolateurs composites [12].	22
Tableau 11: Relation entre la ligne de fuite, le CMS, la tension au tenu au choc (BIL) de foudre et le nombre de jupes de l'isolateur [12].	23
Tableau 12: Analyse des avantages et inconvénients du surdimensionnement des isolateurs (8 jupes au lieu de 3).....	23
Tableau 13: Données climatiques [2].....	25
Tableau 14: Hypothèse d'étude [2].	25
Tableau 15: Valeurs des flèches maximales et minimales et les distances à respecter pour l'ASTER 288.....	31
Tableau 16: Répartition des supports de la ligne existante de 6,6 kV.	32
Tableau 17: Impact de la surdensification des supports sur la ligne électrique par rapports aux normes.	33
<i>Tableau 18 : Avantages et inconvénients d'une compensation a régulation automatique.</i>	35
Tableau 19: Description générale de l'installation de protection.	39
Tableau 20: Résultats du dimensionnement électrique de la ligne 33 kV.	42
Tableau 21: Types de câble almélec rencontrés et leurs caractéristiques.	43
Tableau 22: Normes auxquelles les isolateurs doivent satisfaire pour une utilisation au Burkina Faso [2].....	43
Tableau 23: Caractéristiques de l'ASTER 148.....	44
Tableau 24: Suite des résultats du dimensionnement électrique de la ligne 33 kV.	44
Tableau 25: Résultats du dimensionnement des isolateurs de la ligne 33 kV.....	45

Étude de la fiabilité du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina SA et compensation de l'énergie réactive.

Tableau 26: Caractéristiques d'assiettes standards [2].....	45
Tableau 27: BIL et nombre d'assiettes (standard) en fonction du pas [9].	45
<i>Tableau 28: Caractéristiques de notre chaîne d'isolateur choisie.</i>	46
Tableau 29: Répartition des supports de la ligne 33 kV.	48
Tableau 30: Comparaison de la fiabilité à long terme des lignes électriques 6,6 kV et 33 kV.	51
Tableau 31: Temps de mise en œuvre.	52
Tableau 32: Les risques après mise en œuvre de chacune des solutions.	52
Tableau 33 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble ASTER 148...XVI	
Tableau 34 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble ASTER 248.	XVI
Tableau 35 : Charges horizontales transversale H déterminées pour les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle.....	XVII
Tableau 36 : Charges longitudinales L appliquées par l'ASTER sur les pylônes d'arrêt et d'angle.	XVII

LISTE DES FIGURE

Figure 1: Carte du site de SEMAFO Burkina Faso d'exploitation de Endeavour Mining en 2020.	2
Figure 2: Schéma simplifié des circuits du concentrateur [1].	4
Figure 3: Schéma simplifié du procédé [1].	5
Figure 4: Organigramme général de la centrale en 2024.	7
Figure 5: Câbles AACSR (a), AAAC (b) et ACSR (c) [2].	9
Figure 6: Différents types d'isolateur.	10
Figure 7: Différentes dispositions géométriques des consoles.	11
Figure 8: Fondation à dalle (a), fondation monobloc (b), fondation de type monobloc à bulle, (c) et fondation monobloc à grille (d).	12
Figure 9 : Etude de l'évolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit maximale.	16
Figure 10: Tracé de la ligne existante de 6,6 kV.	33
Figure 11: Compensation globale d'une installation [15].	34
Figure 12: Compensation partielle d'une installation [15].	35
Figure 13: Compensation individuelle d'une installation [15].	35
Figure 14: Paque de batterie de compensation automatique.	37
Figure 15: Support nappe voute	48
Figure 16: Tracé de la ligne de 33 kV.	48

INTRODUCTION GENERALE

Dans un contexte où la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques sont devenues des exigences primordiales pour garantir la continuité de service et la protection des infrastructures, toute anomalie dans la conception ou la réalisation d'une infrastructure électrique peut entraîner des conséquences techniques et économiques considérables. Cela est d'autant plus crucial dans les installations industrielles ou minières, où toute interruption du réseau électrique peut compromettre la productivité, voire la sécurité du personnel. La présente étude s'inscrit dans ce cadre et porte sur une ligne électrique aérienne qui avait été construite dans l'urgence sans suivre les normes en vigueur. Cette situation, bien que justifiée par des besoins opérationnels pressants à l'époque, a fini par engendrer des dysfonctionnements notables.

Quelques années plus tard, les failles constatées de conception et de construction de la ligne ont commencé à provoquer des dysfonctionnements au niveau du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina Faso SA alimentée par quatre groupes électrogènes CAT 3516B. Ce cas représente un exemple typique des limites d'un réseau réalisé sans étude approfondie et sans prise en compte des standards d'ingénierie en vigueur.

Les principaux problèmes rencontrés concernent un déséquilibre du facteur de puissance ($\cos \varphi \approx 0,75$) et une inefficacité des protections électriques. En effet, les dispositifs de sécurité prévus n'assurent pas une protection localisée, provoquant l'ouverture du disjoncteur principal en cas de court-circuit. Ce défaut de sélectivité dans la protection est particulièrement dangereux dans un environnement à forte sensibilité électrique comme une mine souterraine, où la continuité du service est vitale.

Ainsi, ce travail vise à analyser la ligne existante tant sur le plan électrique que mécanique, à identifier les faiblesses de conception et de réalisation, puis à proposer des solutions techniques palliatives ou d'amélioration. La démarche suivie se décline en deux volets : l'étude de la ligne actuelle et la proposition de scénarios de réhabilitation ou de reconstruction. Ce travail s'inscrit donc dans une logique d'optimisation de l'infrastructure existante, avec pour objectif de renforcer la performance du réseau, de sécuriser l'alimentation électrique de la mine et de proposer des recommandations conformes aux normes internationales en vigueur.

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

I.1. LA SOCIETE

SEMAFO Burkina Faso SA détient le permis d'exploitation de la mine de Mana. La société est détenue à 90 % par Endeavour Mining, via sa filiale SEMAFO et à 10 % par l'État burkinabè. Endeavour Mining est une entreprise minière de droit canadien, spécialisée dans l'exploitation minière en Afrique de l'Ouest. La mine Mana est située dans la boucle de Mouhoun, dans la province des Balés, elle est située à environ 250 km de Ouagadougou.

En 2024, la mine de Mana a achevé sa transition vers une exploitation entièrement souterraine, concentrée sur les gisements de Wona et Siou. Cette réorientation a permis une augmentation de la production, passant de 37 000 onces au quatrième trimestre 2023 à 42 000 onces au premier trimestre 2024. Parallèlement, les opérations à ciel ouvert sur le gisement de Maoula ont diminué, ce dernier approchant de la fin de sa viabilité économique, prévue pour le deuxième trimestre 2024 [1]. La donne **Figure 1** un aperçu du site de Mana en 2020.

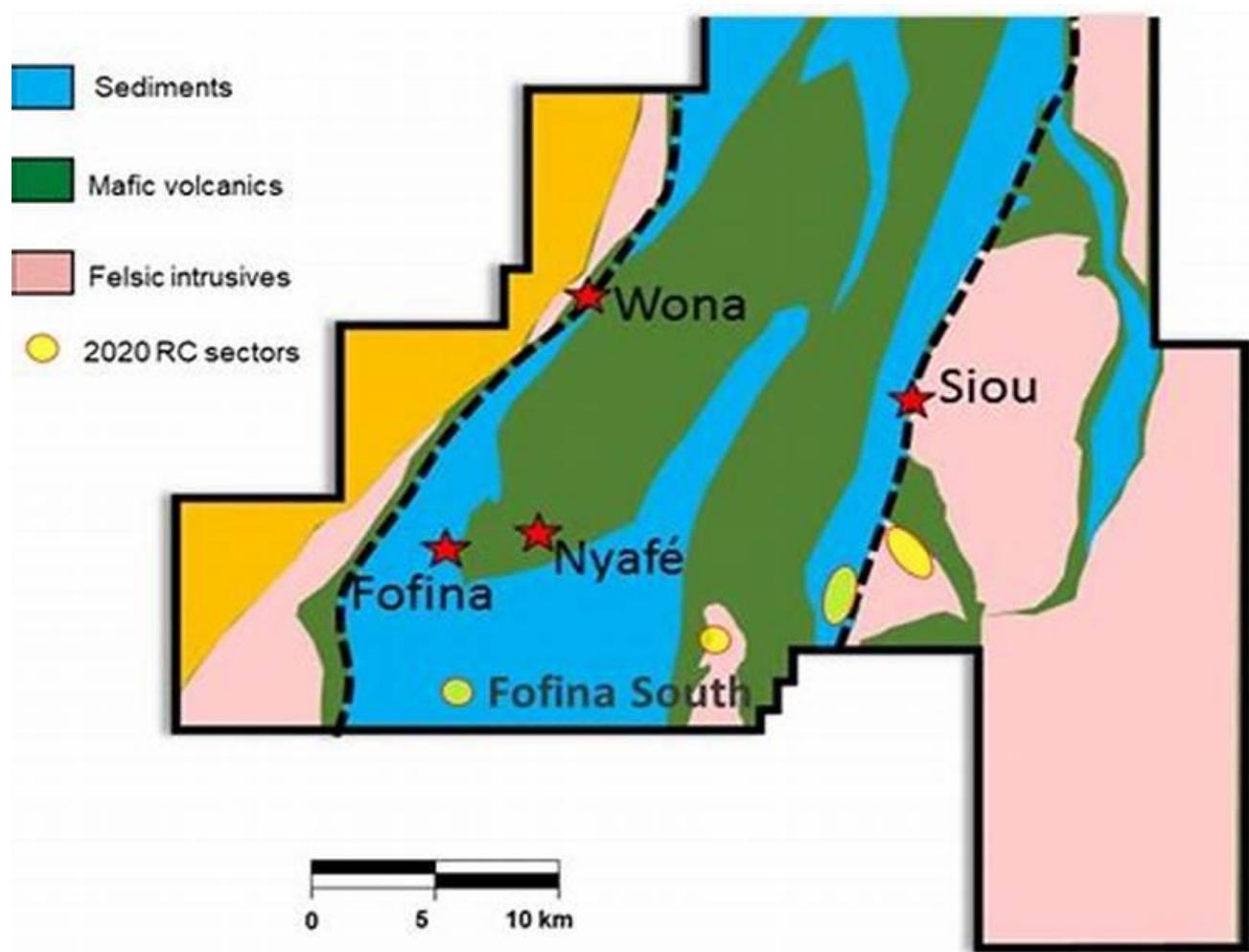


Figure 1: Carte du site de SEMAFO Burkina Faso d'exploitation de Endeavour Mining en

2020.

I.2. PROCEDURE D'EXPLOITATION DE LA MINE DE SEMAFO BURKINA FASO SA

I.2.1. Les différentes parties du procédé

La partie extractive du mineraï n'est pas prise en compte dans notre étude. Il s'agit des procédés allant du traitement du mineraï jusqu'à l'extraction de la partie ayant une valeur économique c'est-à-dire l'or raffiné. L'ensemble du procédé est représenté par le concentrateur qui est divisé en six (6) circuits, chacun ayant des fonctions distinctes. La **Figure 2** présente un schéma simplifié du circuit de concentrateur. On y relève le circuit :

- de concassage ;
- de broyage ;
- de la gravimétrie et la cyanuration intensive ;
- de la lixiviation et charbon en pulpe ;
- de l'élution et la régénération ;
- de raffinage [1].

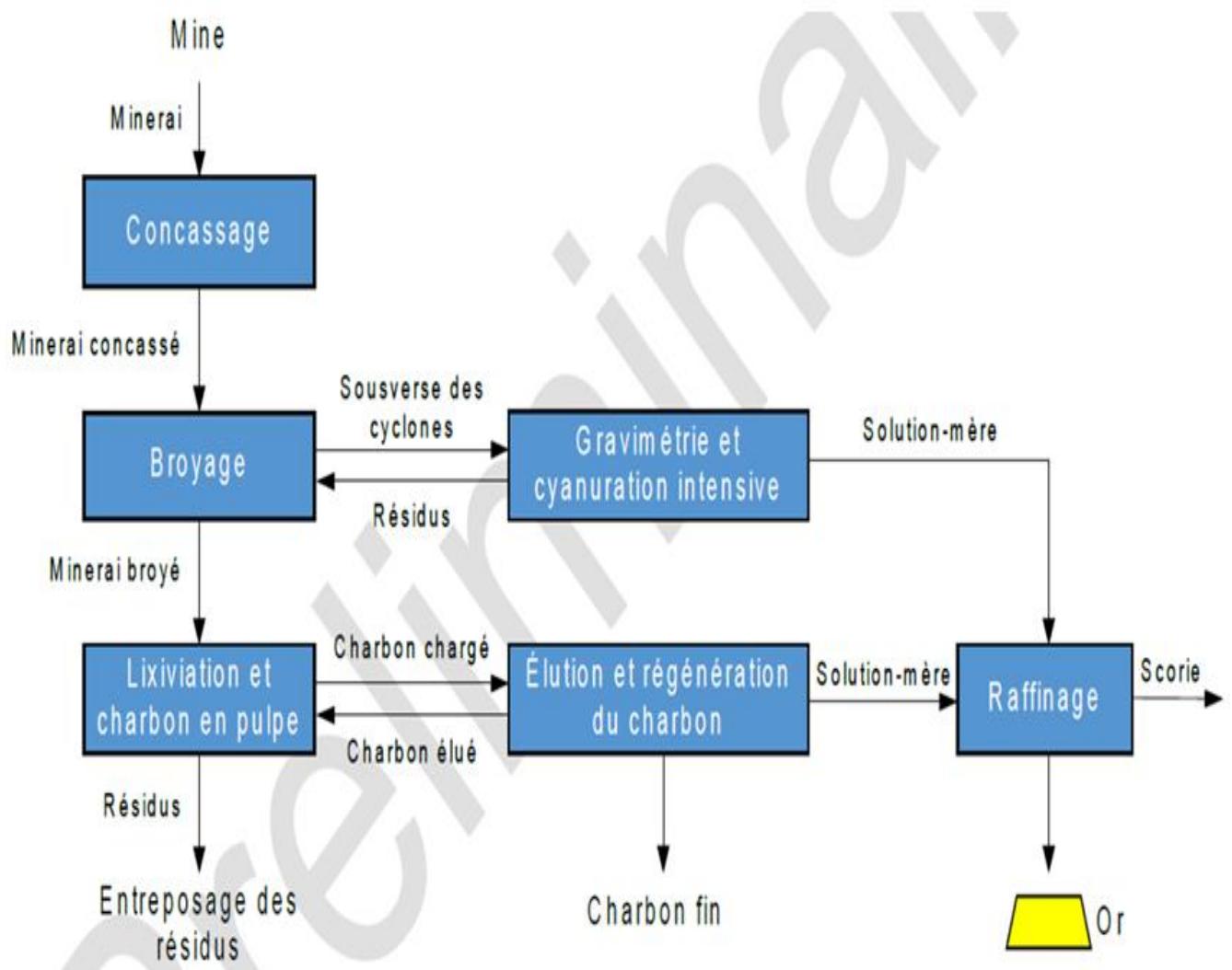


Figure 2: Schéma simplifié des circuits du concentrateur [1].

I.2.2. Description du procédé

Le minerai provenant de la mine est transporté par camion jusqu'au circuit de concassage. Le concassage réduit une première fois la dimension des particules de minerai, facilitant ainsi leur transport par convoyeurs vers l'étape de broyage. Le circuit de broyage poursuit la fragmentation du minerai afin d'atteindre la dimension visée permettant d'optimiser la séparation des minéraux de valeur des minéraux de gangue aux étapes subséquentes [1].

La partie du minerai broyé qui a une granulométrie suffisamment fine (surverse des cyclones) est acheminée au circuit de lixiviation alors que la fraction grossière (sousverse des cyclones) est traitée par gravimétrie afin de récupérer une portion de l'or grossier. La lixiviation sert ensuite à mettre l'or en solution qui est par la suite adsorbé sur du charbon activé au circuit de charbon en pulpe (CEP). La solution chargée en or ou solution mère est ensuite acheminée au circuit de récupération de l'or, appelé circuit d'élution. L'or est alors séparé du charbon et ce dernier est régénéré pour être réutilisé dans le procédé. Les rejets du circuit de charbon en pulpe sont épaisse avant d'être envoyés au parc à résidus [1]. La solution mère obtenue au circuit d'élution est ensuite dirigée à l'électrolyse où une boue contenant l'or est créée. Cette boue est par la suite filtrée et séchée avant d'être fondue au four de raffinage, où est produit un lingot de doré, principalement constitué d'or et d'argent [1]. La **Figure 3** présente de façon simplifiée le procédé.

Étude de la fiabilité du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina SA et compensation de l'énergie réactive.

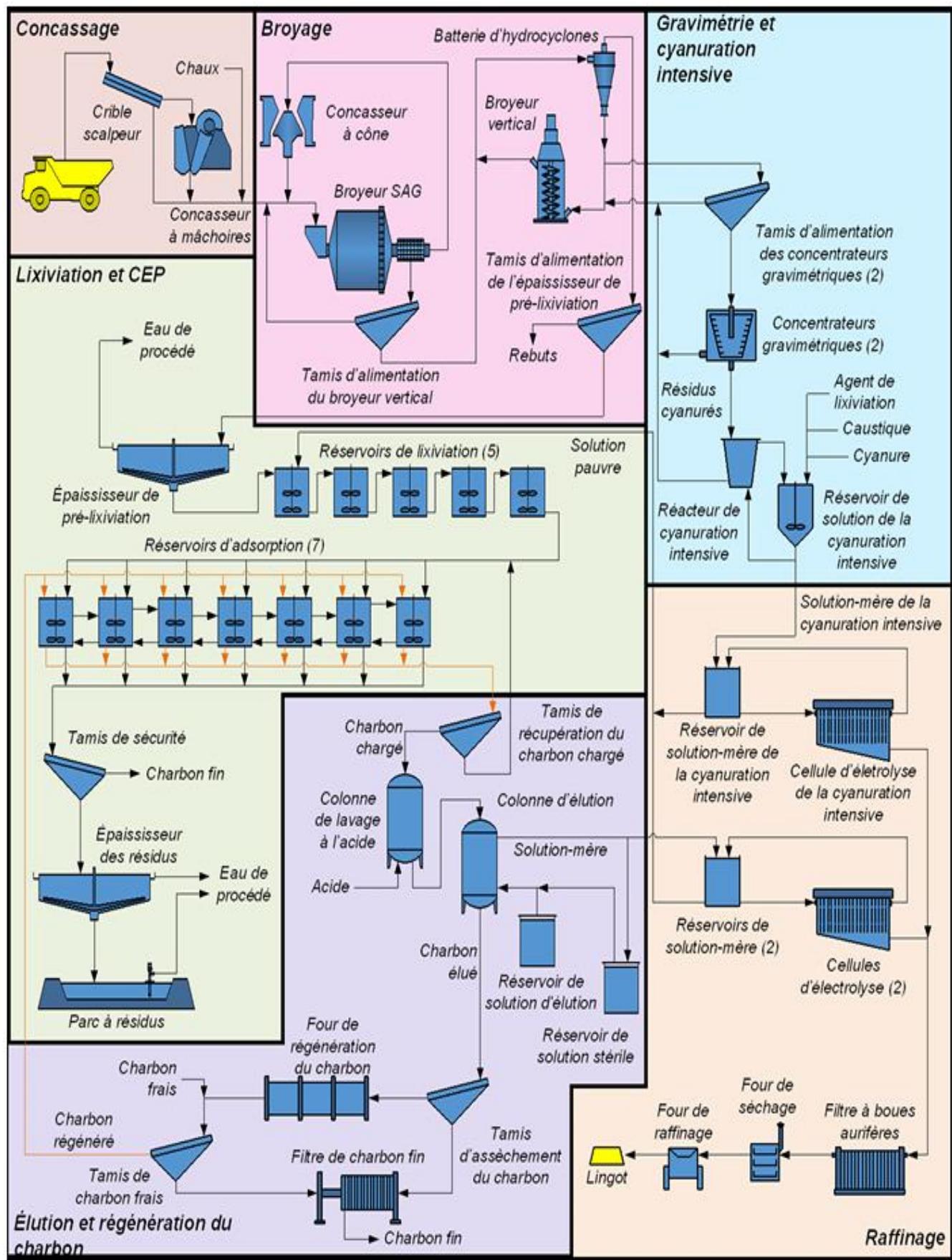


Figure 3: Schéma simplifié du procédé [1].

II. PRESENTATION DU PROJET DE L'ETUDE

II.1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

La mine souterraine SEMAFO fonctionne grâce à une ligne électrique aérienne essentielle à son exploitation. Toutefois, cette ligne, bien qu'opérationnelle, n'a pas fait l'objet d'une étude préalable de fiabilité et de conformité. Cette absence de validation technique pose des interrogations sur le respect des normes en matière de sécurité, de performance et d'efficacité énergétique.

Le réseau auparavant alimenté par la SONABEL présentait un facteur de puissance de 0,95. Après la construction de la ligne, il présente un facteur de puissance de 0,75, en deçà de la valeur recommandée de 0,95, ce qui engendre une surconsommation d'énergie réactive et des surcoûts importants, notamment sous forme de pénalités. L'absence de documentation technique rend difficile l'assurance que le réseau respecte les exigences de sécurité.

Il est donc impératif de réaliser une évaluation complète de la ligne électrique afin de s'assurer de sa conformité et d'envisager des pistes d'optimisation, tant pour améliorer la gestion de l'énergie réactive que pour renforcer la fiabilité de l'installation.

Dans ce projet, il s'agira de renforcer la performance du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO. De façon spécifique, il s'agira de :

- ✓ Étudier la ligne aérienne du réseau existant ;
- ✓ Vérifier sa conformité avec les normes de sécurité ;
- ✓ Analyser les protections existantes dans l'installation électrique pour assurer la sécurité du réseau ;
- ✓ Proposer des solutions visant à garantir la stabilité et la sécurité du réseau électrique de l'entreprise.

Cette démarche permettra de garantir la continuité des opérations minières, de maîtriser les coûts énergétiques et de renforcer la performance globale du réseau électrique.

II.2. PRESENTATION DE LA ZONE DE PRODUCTION ET DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 KV

II.2.1. Zone de production (la centrale)

La gestion de la centrale est assurée par le département « **centrale électrique** » constitué de deux équipes répartis comme présenté sur la **Figure 4**.

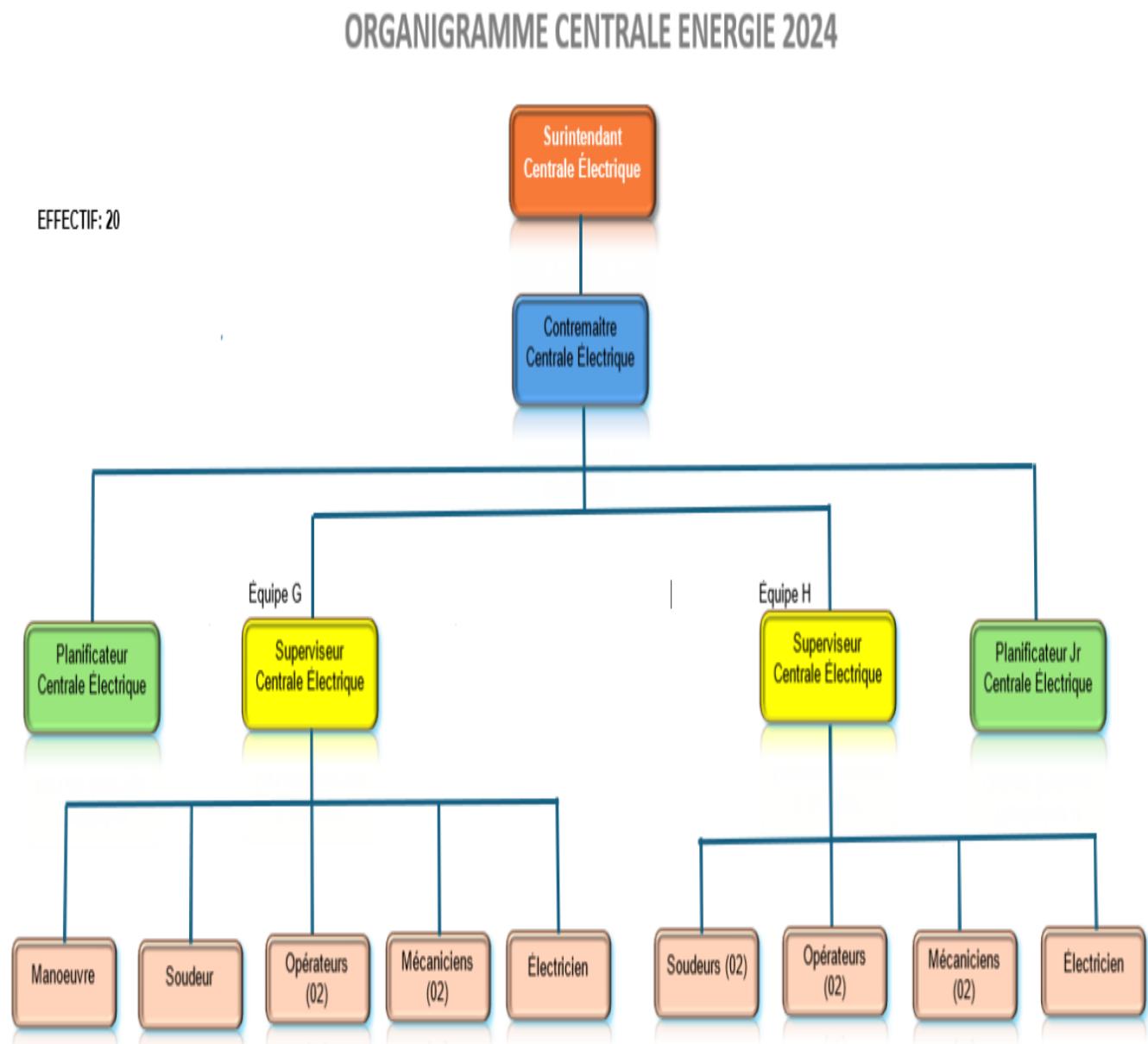


Figure 4: Organigramme général de la centrale en 2024.

❖ Caractéristiques techniques et distribution électrique

Pour satisfaire le besoin en énergie de la mine souterraine (UG), la mine dispose d'une centrale thermique de production d'énergie composée de 5 groupes CAT 3516B dont 04 groupes assurent l'alimentation en énergie de la mine souterraine et 01 en secours pour une puissance totale de :

$$5 \times 1,6 = 8 \text{ MW}$$

Tous les 05 groupes sont montées en parallèle.

Puissance unitaire : 1,6 MW ;

Combustible : Gasoil.

En (**Annexe 1 : Générateur de type CAT 3516B**) une image présente un groupe électrogène CAT 3516B.

II.2.2. La ligne existante 6,6 kV

L'énergie produite par la centrale est directement injecté sur la ligne aérienne. Les caractéristiques de la ligne aérienne sont représentées dans le Tableau 1.

Tableau 1: Caractéristiques de la ligne existante 6,6 kV.

Désignation	Caractéristique
Longueur de la ligne	1,8 km
Niveau de tension	6,6 kV
Type de conducteur	ASTER Alméléc (AAC)
Section de conducteur	288 mm ²
Type de pose	Aérienne
Puissance actuelle du réseau	7,2 MW
Protections installées	Parafoudre, mise à la terre, cellules de protections
Types de supports	Acier nappe voute normalisé HEA 180/12m
Type de nappe	1 500 /60 NV1
Facteur de puissance actuelle	0,75
L'espacement entre les supports	70 m à 75 m

III. LES LIGNES ELECTRIQUES AERIENNES HTA

III.1. GENERALITE

Une ligne électrique est un ensemble d'appareillage mis en œuvre permettant le transit de l'énergie électrique de la source de production jusqu'à la consommation.

On distingue plusieurs types de lignes électriques selon des critères tel que le niveau de tension, la structure, la nature et la fonction. Notre analyse portera sur leur classification selon le niveau de tension. Selon la norme NFC 18-510, on distingue quatre niveaux de tensions. Le Tableau 2 présente donne les détails de ces quatre niveaux de tensions.

Tableau 2: Classification des réseaux électriques suivant le niveau de tension.

		En courant alternatif	En courant continu lissé
Très Basse Tension (TBT)		$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
Basse Tension (BT)*		$50 \text{ V} < U \leq 1000 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U \leq 1500 \text{ V}$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 \text{ V} < U \leq 50\,000 \text{ V}$	$1\,500 \text{ V} < U \leq 75\,000 \text{ V}$
	HTB	$U > 50\,000 \text{ V}$	$U > 75\,000 \text{ V}$

III.2. TECHNOLOGIE DES CONDUCTEURS

Les conducteurs nus sont généralement utilisés pour la construction des lignes aériennes HTA. Pour la conception des lignes moyenne tension (HTA), deux principales catégories de conducteurs sont couramment employées : d'une part les conducteurs en alliages d'aluminium tels que les « all aluminium alloy conductor (AAAC) » et l'almélec - acier, appelé « steel-reinforced aluminium alloy conductor (AACSR) » et d'autre part, les conducteurs composés d'aluminium et d'acier qu'on appelle les câbles « steel-reinforced aluminium conductor (ACSR) ».

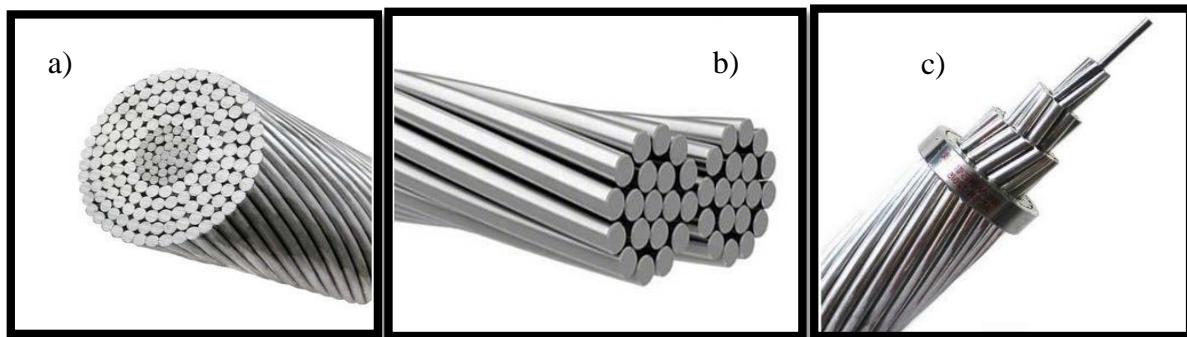


Figure 5: Câbles AACSR (a), AAAC (b) et ACSR (c) [2].

Le câble AAAC est fabriqué à partir d'un alliage d'aluminium, qui présente des propriétés électriques et mécaniques adaptées à des conditions d'exploitation peu contraignantes. Grâce à sa structure homogène, il peut résister à une contrainte mécanique modérée, comme celle provoquée par de faible dépôt de givre, avec une limite de résistance d'environ 320 MPa [3]. L'appellation almélec provient de la composition de l'alliage, qui intègre de faibles proportions de silicium et de magnésium.

Le câble ACSR, il est constitué d'une lame d'acier utilisé pour pouvoir supporter les grandes portées.

Le câble AACSR a été conçu afin d'obtenir une résistance mécanique plus élevée dans les zones fortement givrées, les montages. Il est réalisé avec des sections voisines de celle de ACSR. Les caractéristiques techniques propres à chaque type de conducteur sont présentées

dans le Tableau 3.

Tableau 3: Spécifications techniques des différents types de conducteurs [3].

Type de câble	Résistivité à 20 °C ($10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$)	Masse volumique ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	Contrainte à la rupture en traction (MPa)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient thermique (10^{-6} K^{-1})
AACSR	2,82	2 700	150 à 190	60 000	23
AAAC	3,26	2 700	320 à 380	60 000	23
ACSR	15	7 800	1 410 à 1 450	185 000	11,5
CUIVRE**	1,72	8 890	380 à 450	105 000	17

III.3. TECHNOLOGIE DES ISOLATEURS

Les isolateurs ont pour rôle d'assurer l'isolation électrique entre les conducteurs et les parties métalliques des pylônes. On distingue principalement deux grandes catégories : les isolateurs de chaîne et les isolateurs rigides [4]. Ils peuvent également être classés en fonction du matériau utilisé pour leur fabrication. Ainsi, on retrouve des isolateurs en matériaux synthétiques ou composites, des isolateurs en verre (verre trempé ou écroui), ainsi que des isolateurs en céramique [5].



Figure 6: Différents types d'isolateur.

III.4. TECHNOLOGIE DES PYLONES

Les supports permettent un transport aérien d'électricité. Leur fonction est de maintenir les conducteurs à une distance suffisamment éloignée de tout obstacle et surtout du sol. Ils permettent aussi et surtout une sécurité et un isolement par rapport à la terre. On distingue les pylônes d'arrêt (début et fin de ligne), d'angle (angle, anti-cascade) et de suspension

(alignement). Les pylônes peuvent être fabriqués en bois, en béton ou en métal généralement de l'acier. Les pylônes peuvent également être classés en fonction de la disposition de leurs consoles [6].

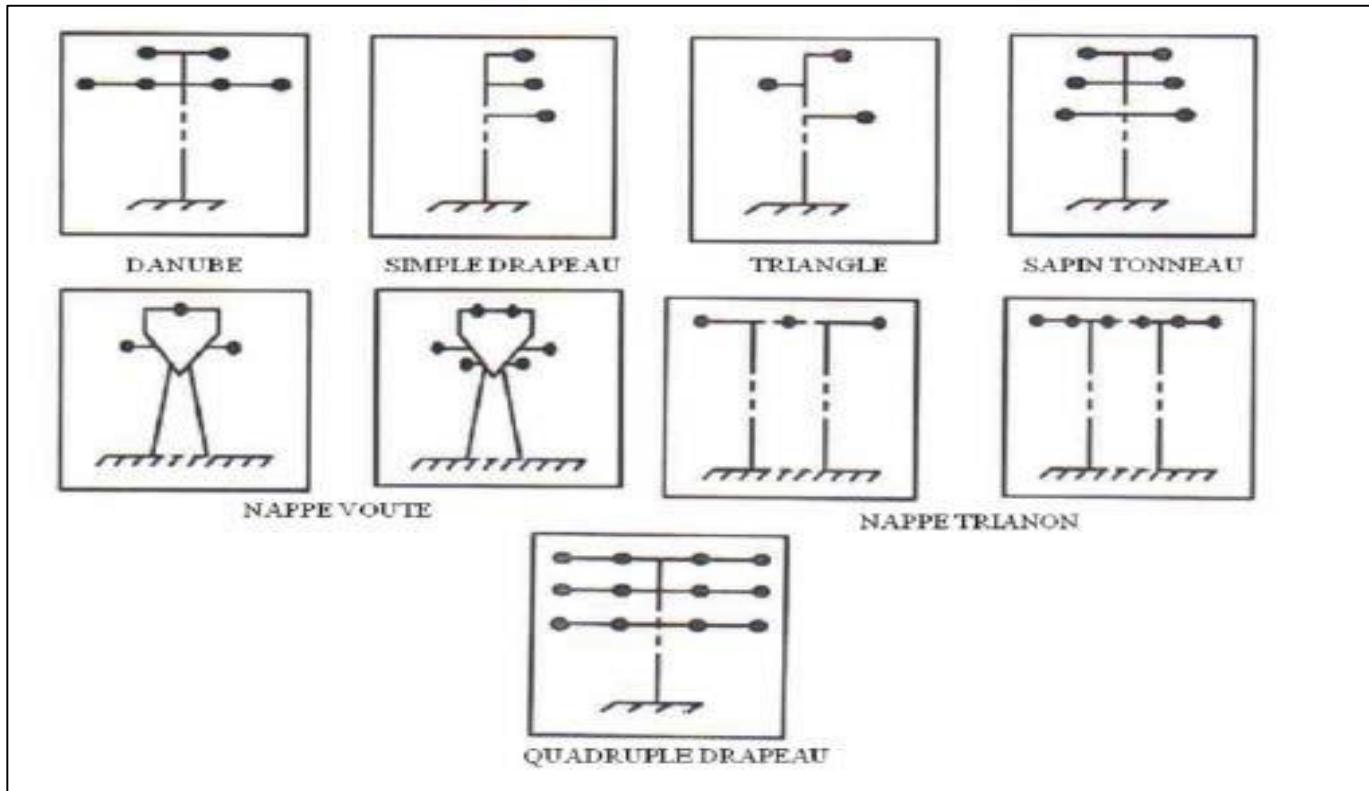


Figure 7: Différentes dispositions géométriques des consoles.

III.5. LES FONDATIONS [2]

Les fondations permettent d'ancrer les pylônes dans le sol ; elles sont ainsi en contact direct avec le terrain et permettent l'assise des pylônes parallèlement à leurs poids et aux efforts auxquels ils sont soumis. La nature d'une fondation est liée au type de pylône utilisé. On rencontre principalement deux types de fondations ayant différentes variantes développées en fonction de leur composition, de leur réalisation ou pour répondre à des contraintes du terrain.

- **Les fondations multipodes de type dalle et cheminée** : La forme de leur semelle est carrée ou rectangulaire. Elles sont plus adaptées aux pylônes en treillis.

- **Les fondations massives de type monobloc :** Ce type de fondation consiste à coulé directement le béton dans le sol pour assurer la stabilité du pylône.

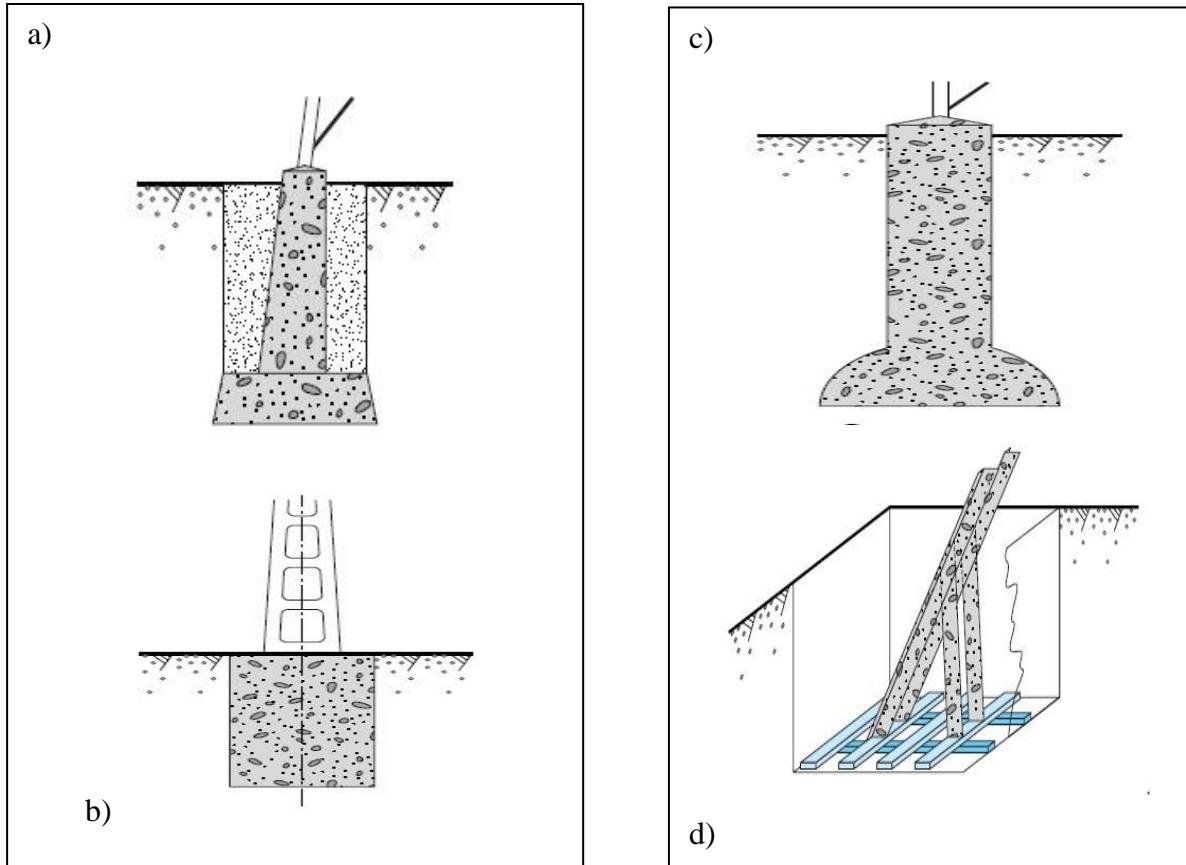


Figure 8: Fondation à dalle (a), fondation monobloc (b), fondation de type monobloc à bulle, (c) et fondation monobloc à grille (d).

IV. ETUDE DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 kV

La fiabilité et la conformité des infrastructures électriques sont des exigences essentielles pour assurer la sécurité, la continuité d'alimentation, et la qualité de l'énergie fournie. Ici, nous allons étudier une ligne électrique aérienne construite sans respect des normes techniques applicables. Cette situation peut engendrer de nombreux risques : pannes récurrentes, mauvaises performances du système de protection, pertes énergétiques, etc. L'objectif est de proposer une analyse complète de l'état de la ligne actuelle, d'évaluer ses performances, et de proposer des solutions viables. Afin de mener à bien l'étude de la ligne, nous avons effectués un état de lieux. Le Tableau 4 présente l'état actuelle de la ligne.

Tableau 4: Etat actuelle de la ligne.

Désignation	Caractéristique
Longueur de la ligne	1,8 km
Niveau de tension	6,6 kV
Type de conducteur	ASTER Almélec (AAC)
Section de conducteur	288 mm²
Type de pose	Aérienne
Puissance actuelle du réseau	7,2 MW
Protections installées	Parafoudre, Mise à la terre, Cellules de protections
Types de supports	Acier Nappe voute normalisé HEA 180/12m
Type de nappe	1 500 /60 NV1
Facteur de puissance actuelle	0,75
Isolateurs	Composite 8 jupes
Isolation	IACM
Distance entre conducteur de même support	1 m
Protection contre la foudre	Parafoudre
Protections	Mise à la terre, cellules de type CCVVVV (2 cellules d'arrivée, 1 cellule de réserve, 2 cellules de départ, et 1 cellule de réserve future)
Fleche	9 à 10 m
Année de constriction	2023
L'espacement entre les supports	70 m à 75 m

IV.1. ETUDE ELECTRIQUE DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 kV

IV.1.1. Vérification du choix de niveau de tension de la ligne

La tension de la ligne est fonction de la distance de transport et de la puissance qui y transite.

Dans cette partie, nous allons déterminer le niveau de tension de notre ligne connaissant la puissance à transiter qui est de 7,2 MW et sa distance 1,8 km.

Pour cela, il suffit d'appliquer la formule suivante [2] :

$$U_L = k \times \sqrt{P \times L} \quad (1)$$

U_L : la tension de la ligne en kV ;

P : la puissance transité par les trois phases de la ligne en MW ;

L : la longueur de la ligne en km ;

k : facteur dépendant du type de ligne.

k = 2 si la ligne est compensée (par batterie de condensation) et k = 3 si non.

Après application numérique de la formule, nous trouvons :

$$U_L = \mathbf{10,8 \, kV}.$$

Notre ligne est non compensée.

Conclusion sur le choix du niveau de tension 6,6 kV pour le transport

On remarque que l'énergie a été transportée avec un niveau de tension sous-dimensionné (c'est-à-dire inférieur au niveau requis par la charge et la distance de transports). Cela pourrait engendrer plusieurs inconvénients sur le plan technique comme des pertes joules élevées, une chute de tension élevée, car une tension insuffisante augmente la chute de tension le long des lignes, ce qui peut compromettre la stabilité de l'alimentation des équipements. Une tension sous-dimensionné pourrait aussi entraîner une surcharge thermique des câbles car on aura une intensité plus élevée ce qui pourrait engendrer un échauffement anormal des conducteurs, pouvant accélérer le vieillissement de l'isolation, entraîner un déclassement ou une rupture thermique. Et aussi, il faut noter qu'on sera confronté à une capacité de transit limitée, un réseau sous-dimensionné limite la puissance maximale transportable, ce qui freine l'extension des charges futures et peut empêcher le raccordement de nouvelles installations (équipements, centrales). Le réseau aura également une fiabilité et une qualité de service diminuées.

IV.1.2. Méthodologie générale de l'étude électrique

Ici, nous présentons la démarche adoptée pour la réalisation de l'étude électrique de la ligne dont nous faisons l'étude. Il y a plusieurs méthodes possibles, pour mener l'étude électrique d'une ligne électrique aérienne, mais dans notre cas, connaissant la puissance de départ, et la distance de transport nous allons dans un premier temps vérifier le niveau de tension utilisé pour le transport puis, nous allons prévoir la puissance circulant dans le câble après 15 ans (t) d'utilisation. Nous allons considérer cette puissance pour déterminer un courant supposé nominal et le courant de court-circuit du réseau. Ces valeurs vont nous permettre de vérifier si la section de câble actuelle est bien adaptée. Enfin, nous allons vérifier le choix des isolateurs.

IV.1.3. Vérification du choix de la section du câble

Le Tableau 5 présente les caractéristiques du câble utilisé pour la construction de la ligne.

Tableau 5: Caractéristiques de l'ASTER 288.

Description	6,6 kV
Type : conducteur homogène en alliage d'aluminium, ASTER 288	
Section	288,35
Nombre de brins	37
Diamètre des brins d'aluminium	3,15 mm
Diamètre total	22,05 mm
Charge de rupture assignée	9285 daN
Module d'élasticité	56 000 MPa

IV.1.3.1. Détermination de la puissance maximale à transiter

Dans cette partie, nous allons déterminer la puissance maximale à transiter (après 15 ans), pour réaliser une jonction aérienne à la tension minimale de transport 10,8 kV de 1,8 km devant transiter une puissance de 7,2 MW [7]. Pour cela, il suffit d'appliquer la formule suivante :

$$P_t = P_0(1 + \tau)^t \quad (2)$$

- P_t : Puissance maximale à transiter (après t années)
- P_0 : Puissance actuelle à transiter
- τ : Taux de croissance annuelle de la puissance, $\tau = 6,5\%$ [8]
- t : Nombre d'années projetées.

Après application numérique de la formule, nous trouvons : $P_{15} = 18,52 \text{ MW}$.

IV.1.3.2. Détermination du courant supposé nominal

Le courant nominale circulant dans la ligne se calcule par la formule suivante :

Nous avons :

$$P_T = U \times I_{N.T} \times \sqrt{3} \times \cos\phi \quad (3)$$

$$\Rightarrow I_{N.15} = \frac{P_{15}}{U \times \sqrt{3} \times \cos\phi} \quad (4)$$

Avec $U = 10,8 \text{ kV}$ et $\cos\phi = 0.75$.

En procédant à l'application numérique, on obtient la valeur suivante : $I_{N.15} = 1320,06 \text{ A}$.

IV.1.3.3. Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique

Le courant de court-circuit est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$I_{CC,\text{théorique}} = \frac{S_{cc}}{U \times \sqrt{3}}, \quad (5)$$

Avec S_{cc} la puissance maximale de court-circuit du réseau.

❖ Détermination de la puissance Scc

Le Tableau 6 présente quelques valeurs de S_{cc} en fonction du niveau de tension de la ligne :

Tableau 6: Valeurs typiques de puissances de court-circuit en fonction des niveaux de tension [9].

Tension phase/ phase U (kV)	Puissance de court-circuit Scc (MVA)
150	8 000
70	2 500
15	350
6	120

A l'aide des valeurs du tableau, nous utiliserons Excel pour représenter la courbe d'évolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit maximale.

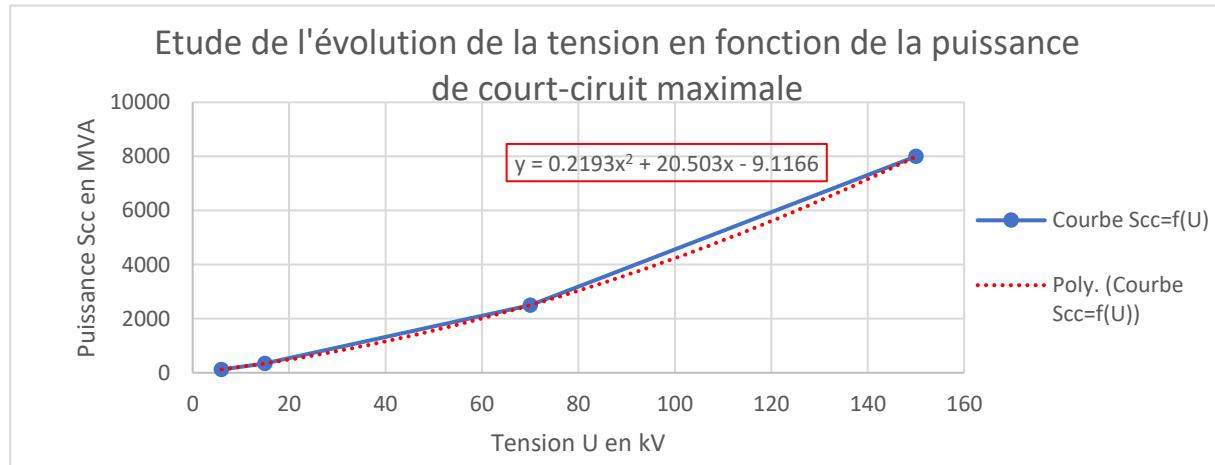


Figure 9 : Etude de l'évolution de la tension en fonction de la puissance de court-circuit maximale.

Nous allons par la suite faire ressortir la courbe de tendance correspondante et extraire l'équation polynomiale associé à cette courbe de. Cette équation de tendance nous permettra de mener une étude de l'erreur associé avec comme valeurs de référence, les valeurs du Tableau 6.

Nous trouvons ainsi une marge d'erreurs comprise dans l'intervalle [-1,7962 ; 2,2291].

Pour la détermination de la puissance de court-circuit S_{cc} correspondant à notre tension d'étude qui est 6,6 kV en phases, nous allons faire une interpolation des valeurs du Tableau 6 en utilisant notre équation de tendance dont la marge d'erreurs a été étudiée précédemment [2]. Nous avons :

$$y = 0,2193x^2 + 20,503x - 9,1166$$

Avec : $x = 10,8 \text{ kV}$.

Nous trouvons ainsi notre puissance de court-circuit maximale théorique :

$$S_{cc,\text{théorique}} = y = \mathbf{237,89 \text{ MVA}} [2].$$

❖ Détermination du courant de court-circuit théorique

En appliquant la formule suivante :

$$I_{CC,\text{théorique}} = \frac{S_{cc}}{U \times \sqrt{3}}$$

On trouve comme résultat : $I_{CC,\text{théorique}} = \mathbf{12,71 \text{ kA}}$.

IV.1.3.4. Vérification du courant nominal admissible par le conducteur ASTER 288 mm²

L'objectif est de vérifier si le câble (l'ASTER 288 mm²) est en mesure d'admettre le courant nominal. Pour cela, nous allons utiliser la formule suivante pour déterminer le courant admissible [2] :

$$I_{\text{admissible}} = K \times S^{0,62} \quad (6)$$

Pour l'almélec $K=17,1$.

Nous avons : $I_{\text{admissible,ASTER 288}} = \mathbf{572,56 \text{ A}}$.

On a $I_N > I_{\text{admissible,ASTER 288}}$; l'ASTER 288 est capable de supporter le courant nominal.

IV.1.3.5. Contrôle de l'aptitude du conducteur ASTER 288 mm² au courant de court-circuit

Ici, nous allons vérifier si le câble peut supporter le courant de court-circuit I_{CC} déterminé plus haut. Nous déterminerons un courant de court-circuit I_{CC2} que le câble admet et nous comparerons ce courant de court-circuit à notre I_{CC} du réseau. On sait que :

$$S = \frac{I_{CC2} \times \sqrt{t_{cc}}}{a} (\forall t < 5 \text{ sec}) [\text{mm}^2] \text{ donc on a :}$$

$$I_{CC_2} = \frac{\alpha \times S}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (7)$$

Où α est un facteur dépendant du type de matériau constituant le câble et vaut 61,98 pour l'AMS et ; $t_{cc}= 0,5$ s conformément au choix du chef de projet c'est le temps d'élimination de court-circuit et $S= 288 \text{ mm}^2$ la section du câble.

En appliquant la formule nous trouvons :

$$I_{CC_2} = 25,24 \text{ kA.}$$

On remarque que $I_{CC_2} > I_{CC,\text{théorique}}$; le câble ASTER 288 admet donc le courant de court-circuit maximal théorique du réseau.

IV.1.3.6. Vérification de la chute de tension

Nous allons appliquer la formule suivante pour déterminer la chute de tension [2] :

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \times \frac{I_N \times L}{U_N} \times (R_{70C} \times \cos \phi + X_{70C} \times \sin \phi) \quad (8)$$

- ΔU : la chute de tension ;
- U_N : la tension du réseau ;
- I_N : l'intensité du courant nominale au départ ;
- L : la longueur de la ligne ;
- R_{75C} : la résistance du conducteur à 75 °C (Ω/km) et
- X_{75C} : la réactance du conducteur à 75 °C (Ω/km).

Nous appliquerons la formule suivante pour déterminer la valeur $R_{75^\circ\text{CC}}$:

$$R_{75^\circ\text{CC}} = (1 + \alpha \cdot \Delta \theta) \times R_{20^\circ\text{C}} \times d \quad (9)$$

Avec :

- d : la distance de la ligne en km ;
- α : le coefficient de température, il vaut $23 \cdot 10^{-6} K^{-1}$ pour l'almélec ;
- $\Delta \theta$: la variation de température entre 75 °C et 20 °C;
- $R_{20^\circ\text{C}}$: vaut $0,116 \Omega/\text{km}$ pour l'almélec.

Après application numérique on trouve $R_{75^\circ\text{C}} = 0,20 \Omega$

Nous pouvons négliger les effets capacitifs de la ligne [9], car $R_{75^\circ\text{CC}} \gg X_{75C}$. Et aussi, la valeur de $R_{75^\circ\text{C}} = 0,25 \Omega$ tient compte de la longueur de la ligne. On obtient donc la formule suivante après simplification :

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \times \frac{I_N}{U_N} \times (R_{75C} \times \cos \phi) \quad (10)$$

$$\text{Avec } I_N = \frac{P}{U \times \sqrt{3} \times \cos \phi} = \frac{7,2 \times 10^6}{10,8 \times 10^3 \sqrt{3} \times 0,75} = 513,20 A.$$

En appliquant la formule, nous trouvons :

$$\frac{\Delta U}{U} = 0,012\%.$$

Nous avons $\frac{\Delta U}{U} = 0,012\% < 8\%$ L'ASTER 288 vérifie la chute de tension admissible en HTA.

Le câble respecte toutes les exigences requises. Il peut donc être utilisé sans aucun inconvénient sur cette ligne existante du point de vue étude électrique car on a un **courant de court-circuit admissible par l'ASTER 288 mm²** ($I_{CC_2} = 25,24 kA$) supérieure au **courant nominal** ($I_{N,15} = 1320,60 A$) et un **courant de court-circuit théorique** ($I_{CC,\text{théorique}} = 12,71 kA$) supérieure **Courant admissible par l'ASTER 288 mm²** ($I_{admissible, ASTER 288} = 572,56 A$) Cependant, nous allons faire l'analyse permettant de trouver une section minimale normalisé correspondante.

IV.1.3.7. Analyse critique afin de déterminer une section inférieure

Nous allons ici, vérifier si l'on pouvait utiliser un câble de section inférieure à celle qui a été utilisée pour construire la ligne. Une section qui rendrait le câble plus léger afin que les efforts mécaniques appliqués sur les supports soient réduits tout en satisfaisant les exigences de la ligne.

Nous avons un courant de court-circuit $I_{CC,\text{théorique}} = 12,71 kA$ avec un temps d'élimination de $t=0,5$ s, on peut déterminer la section correspondante en appliquant la formule (7).

On obtient **$S = 145 mm^2$** .

Nous considérons donc une section normalisée de $S=148 mm^2$

L'étude nous montre que la section de câble utilisée sur la ligne ($S= 288 mm^2$) est surdimensionnée. L'utilisation d'un câble de section nettement supérieure à celle nécessaire peut sembler avantageuse pour réduire les pertes ou améliorer la robustesse thermique. Toutefois, un tel surdimensionnement présente de nombreux inconvénients sur les plans technique, mécanique et énergétique comme (i) le déséquilibre électrotechnique, une impédance plus faible modifie les niveaux de courant de défaut, affectant la sélectivité des

protections. Les dispositifs de protection risquent de mal fonctionner si les valeurs calculées ne correspondent plus à la réalité [10] (ii) une rentabilité énergétique limitée, au-delà d'un certain seuil, les gains sur les pertes Joule deviennent marginaux. Le coût additionnel d'un gros câble dépasse largement les bénéfices économiques à long terme [11].

IV.1.4. Vérification du choix des isolateurs

Des composites de 8 jupes ont été utilisés pour l'isolation. Nous allons vérifier si l'utilisation de composites à 8 jupes est bien adaptée.

IV.1.4.1. Détermination de la tension de contournement électrique β

Elle est fonction du niveau de pollution de la zone d'étude. Le Tableau 7 nous donne sa valeur en fonction du degré de pollution de la zone.

Tableau 7: Tension de contournement, zone de pollution et degré de salinité [2].

		Zone de pollution		
Salinité	I	II	III	kg/m ³
Niveau	Faiblement polluée	Moyennement polluée	Fortement polluée	
β	1,48	1,83	2,34	[cm/kVφφ]

Pour ce qui est notre zone d'étude, nous allons considérer une zone moyennement polluée, d'après le Tableau 7, la tension de contournement vaut $\beta = 1,83 \text{ cm/kVφφ}$.

IV.1.4.2. Évaluation de la longueur de la ligne de fuite des isolateurs L_f

La longueur de la ligne de fuite des isolateurs correspond à la distance totale parcourue à la surface de l'isolateur entre la partie sous tension et la partie reliée à la terre. Pour déterminer la longueur de cette ligne de fuite, il suffit d'appliquer la formule suivante [2] :

$$L_f = 1,1 \times U_M \times \beta \quad (11)$$

Avec U_M : la tension la plus élevée pour le matériel, le Tableau 8 permet de la déterminer.

Tableau 8: Tension la plus élevée en fonction de la tension nominale.

	Tension nominale de la ligne UN [kV _{eff}]	Tension la plus élevée pour le matériel UM [kV _{eff}]
Classe A : 1 $\leq U_m \leq 52$	3	3.6
	6	7.2
	10	12
Classe B : 52 $\leq U_m \leq 300$	15	17.5
	20	24
	30	36
	50	52
	70	72.5
	110	123
	130	145
	150	170
	220	245

Pour une tension nominale de 6,6 kV, d'après le .

Tableau $U_M = 7,2 \text{ kV}$.

Ainsi, nous trouvons comme résultat :

$$L_f = 14,5 \text{ cm}$$

$$L_f = 145 \text{ mm.}$$

IV.1.4.3. Évaluation de la tension de tenue de choc de foudre (BIL)

Elle représente la valeur maximale de tension qu'un équipement électrique peut supporter, pendant un très court instant, lorsqu'il est soumis à une surtension brutale causée par un coup de foudre, sans subir de dégradation ou de claquage.

Elle est fonction de la tension la plus élevée pour le matériel. Les normes C.E.I. ont établi le Tableau 9 permettant de déterminer le BIL.

Tableau 9: Tension la plus élevée du matériel UM en fonction du BIL [9].

	Tension la plus élevée pour le matériel UM [kV _{eff}]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kV _{crête}]
Classe A : $1 \leq U_m \leq 52$	3.6	40
	7.2	60

		12	75
		17.5	95
		24	125
		36	170
Classe B : $52 \leq U_m \leq 300$		52	250
		72.5	325
		123	450
		145	550
		170	650
		245	750

Nous trouvons une **BIL** de **60 kV**.

IV.1.4.4. Détermination de la tension exercée par les conducteurs

Les isolateurs sont choisis en tenant compte non seulement de la tension de tenue aux chocs de foudre, mais aussi de la tension qui leur sera appliquée par traction des conducteurs [2]. Ils doivent donc être en mesure de vaincre également cette tension qui est liée à la charge de rupture assignée du conducteur [2].

Pour l'ASTER 288 la charge de rupture vaut : 9 285 daN (voir Tableau 5).

Selon **la norme** l'effort de tête des isolateurs doit être supérieur au tiers de la tension de rupture du conducteur [2].

$$T_{max} \geq \frac{1}{3} T_{rupture} \quad (12)$$

$T_{max} = 30,9 \text{ kN}$

IV.1.4.5. Choix de l'isolateurs

Nous avons : $T_{max} = 30,9 \text{ kN}$, donc notre choix se portera sur les composites CS(CMS)XZ-60/195 (voir Tableau 10).

Tableau 10: Désignation et caractéristiques des isolateurs composites [12].

Désignation ^a	Charge mécanique spécifiée préférée (valeurs non préférées grisées) (CMS)						Tension normalisée de tenue aux chocs de foudre ^b	Ligne de fuite minimale	Distance d'arc minimale ^c	Diamètre maximal de la partie isolante	Tension la plus élevée pour le matériel, basée sur une ligne de fuite spécifique de 16 mm/kV ^d
	kN										
CS(CMS)XZ-60/195	40	70	100	120	160	210	60	195	100	200	12
CS(CMS)XZ-75/195	40	70	100	120	160	210	75	195	125	200	12

Étude de la fiabilité du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina SA et compensation de l'énergie réactive.

CS(CMS)XZ-75/280	40	70	100	120	160	210	75	280	125	200	17,5
CS(CMS)XZ-95/195	40	70	100	120	160	210	95	195	160	200	12
CS(CMS)XZ-95/280	40	70	100	120	160	210	95	280	160	200	17,5
CS(CMS)XZ-95/385	40	70	100	120	160	210	95	385	160	200	24

IV.1.4.6. Choix de chaînes d'isolateurs

Le Tableau 11 nous donne une relation entre la ligne de fuite, le CMS, la tension au tenu au choc (BIL) de foudre et le nombre de jupes de l'isolateur.

Tableau 11: Relation entre la ligne de fuite, le CMS, la tension au tenu au choc (BIL) de foudre et le nombre de jupes de l'isolateur [12].

Référence	Désignation CEI	CMS (kN)	Nb de jupes	Ligne de fuite (mm)	Tension de tenue au choc de foudre (kV)	Pas (mm)
14 480	MAX CS40 SB 11-60/200	40	3	200	60	150
14 481	MAX CS40 SB 11-80/250	40	4	250	80	180

Ainsi donc nous trouvons un nombre de jupes $N = 3$ jupes.

L'étude théorique nous montre qu'il faudra utiliser des composites de 3 jupes sur une telle ligne alors que des composites de 8 jupes ont été utilisés sur la ligne.

Cependant, que se passe-t-il si on utilise un isolateur composite de 8 jupes au lieu de 3 ? le tableau synthétise les impacts techniques et normatifs de l'utilisation d'isolateurs surdimensionnés.

Tableau 12: Analyse des avantages et inconvénients du surdimensionnement des isolateurs (8 jupes au lieu de 3).

Avantages	Inconvénients
Une plus grande distance de fuite réduit fortement les risques de contournement par la pollution, l'humidité, ou le sel	L'isolateur est plus long et plus lourd : Il peut nécessiter des supports ou chaînes renforcés. Peut influencer la flèche de la ligne si suspendue. Peut poser un souci d'encombrement dans des postes compacts ou des traversées.
La tenue aux surtensions est meilleure (meilleure performance face aux chocs de foudre ou surtensions transitoires)	Coût inutilement élevé
	Non-conformité à certaines spécifications

	Certaines normes de conception précisent des gammes acceptables (par souci de cohérence réseau).
--	--

Retenons qu'utiliser un isolateur à 8 jupes au lieu de 3 n'est pas dangereux, mais cela représente un surcoût inutile, une surcharge potentielle, et un non-respect des spécifications optimisées. Il est préférable de rester au plus proche du besoin, sauf si des conditions climatiques ou de pollution sévère l'exigent.

IV.2. ÉTUDE MECANIQUE MANUELLE DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 KV

Dans cette partie, il s'agira de vérifier que les paramètres mécaniques de notre ligne aérienne existante, à savoir : la géométrie de la ligne, les charges météorologiques, les tensions et efforts exercés sur les câbles (conducteurs de phase) et ceux exercés sur les pylônes sont adéquats.

IV.2.1. Méthodologie générale de l'étude mécanique manuelle

Ici, nous allons non seulement vérifier la configuration géométrique de la ligne, mais aussi à partir de l'étude électrique précédemment réalisée et en tenant compte des conditions climatiques caractéristiques du Burkina Faso, nous allons formuler un ensemble d'hypothèses intégrant les différentes éventualités climatiques pouvant survenir (vents extrêmes, fortes chaleurs, pluies intenses, etc.). Sur la base de ces hypothèses, nous allons procéder au calcul des poids équivalents des câbles ainsi qu'à la détermination des angles de balancement des chaînes d'isolateurs. Ces éléments nous permettent ensuite d'identifier la portée critique et de calculer, dans le cas le plus défavorable, la constante « a » à l'aide de l'équation d'état, également connue sous le nom d'équation de Blondel. Cette constante est ensuite utilisée pour déterminer les paramètres mécaniques associés aux autres cas climatiques envisagés. Nous évaluons ensuite la tension maximale à laquelle les câbles peuvent être soumis dans la condition la plus sévère. Cette tension servira à calculer la flèche maximale, ainsi que les distances minimales de sécurité ou d'isolement aussi bien horizontales que verticales à respecter conformément aux normes en vigueur. Par ailleurs, ces résultats permettront de déterminer la hauteur optimale des points d'accrochage des câbles ainsi que la profondeur d'enfouissement nécessaire des fondations des pylônes. À l'issue de cette analyse, le type et le gabarit des pylônes les plus appropriés seront choisis en fonction des contraintes mécaniques identifiées. Cette étape marque la fin de notre étude mécanique. Elle sera suivie d'une comparaison entre les résultats obtenus et les caractéristiques réelles de la ligne existante.

IV.2.2. Définitions et notations clés

- **La portée :** Il s'agit de la distance horizontale qui sépare deux points d'appui successifs d'une ligne électrique.
- **La portée moyenne P_{moy} :** Elle représente la valeur moyenne des différentes longueurs de portée relevées entre les supports.
- **La flèche f :** C'est la distance verticale maximale entre les conducteurs et la ligne droite imaginaire reliant les deux points d'ancrage d'une même portée.
- **La flèche maximale :** Elle correspond à la limite supérieure autorisée de la flèche, à ne pas dépasser pour des raisons de sécurité ou de performance.
- **Le poids spécifique (ou linéique) P d'un câble :** Il s'agit du poids d'un mètre linéaire de câble rapporté à sa section transversale. Ce paramètre est défini lors de la fabrication, généralement à une température standard de 20 °C [2].
- **Le poids équivalent $P_{équ}$:** c'est la charge exercée par un mètre de câble, ajustée en fonction des conditions climatiques actuelles, différentes de celles de référence [2].
- **La pression dynamique :** Elle dépend d'une pression dynamique de base, modifiée par un facteur de correction pour tenir compte des conditions spécifiques du site ou de l'environnement.

IV.2.3. Dimensionnement mécanique de la ligne existante 6,6 kV

Le Tableau 13 ci-dessous nous présente les différentes données climatiques du Burkina Faso.

Tableau 13: Données climatiques [2].

Description	Unités	Valeurs
Température ambiante minimum	°C	12
Température quotidienne moyenne	°C	28
Température ambiante maximum	°C	45
Vitesse de vent minimum	m/s	0,5
Vitesse de vent moyenne	m/s	9,0
Vitesse de vent réduit (60 % VM)	m/s	21,6
Vitesse de vent maximum VM	m/s	36,0

Nous allons définir nos différentes hypothèses d'étude qui sont présentés dans le Tableau 14.

Tableau 14: Hypothèse d'étude [2].

Hypothèses		Températures	°C	Vent m/s	Tension admise (en N)	Pression dynamique du vent (Pa)
A	A	Quotidienne	28	36	$\leq 40\%$ de la résistance nominale	794,45
	20 °C	Référence R	20			-

B	B	Quotidienne moyenne	28	9	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	49,65
	20 °C	R	20			-
C	C	Quotidienne	28	21,6	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	286
	20 °C	R				-
D	D1	Ambiante maximale	45	36		794,45
	D2	Ambiante minimale	12	21,6	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	286
	D3	Maximale	75	0		0
	D4	Ambiante maximale	45	0	$\leq 1/3$ de la résistance nominale	0

Afin de couvrir l'ensemble des conditions climatiques envisageables et de réaliser une analyse rigoureuse, sept hypothèses principales ont été définies : A, B, C, D1, D2, D3 et D4. Les hypothèses A, B et C prennent comme base la température standard de fabrication du câble, fixée à 20 °C. L'hypothèse D, quant à elle, se décline en quatre variantes (D1 à D4) correspondant à des conditions climatiques extrêmes, considérées comme critiques. À titre d'exemple, les tempêtes exceptionnelles survenues en France en décembre 1 999 ont mis en évidence des situations météorologiques extrêmes qui n'avaient pas été intégrées dans les critères de conception des réseaux aériens [7]. Cette absence d'anticipation a conduit à la défaillance de plusieurs infrastructures et à de longues coupures d'alimentation. En tenant compte de l'ensemble des scénarios définis, notre démarche vise à vérifier la robustesse et la durabilité de l'installation, même en cas de conditions climatiques exceptionnelles [2].

IV.2.4. Etude mécanique des conducteurs de phase, l'ASTER 288

Nous allons ici, nous intéresser aux conducteurs de phases, afin de déterminer les paramètres mécaniques qui leurs sont relatifs.

IV.2.4.1 Détermination des efforts et charges sur la chaîne d'isolateurs

Dans cette partie, les paramètres sont à déterminer pour chaque hypothèse sauf le poids linéique P qui lui est déterminé à l'état de référence initial du câble (20 °C) et demeure le même dans les différentes hypothèses.

Nous allons aléatoirement choisir une hypothèse (D1) pour montrer comment se font les calculs et nous allons résumer les différents calculs pour chaque hypothèse d'étude dans l'*Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288*.

➤ *Détermination du poids linéique*

Les **caractéristiques techniques** de l'ASTER 288 nous permettent de déterminer son poids

linéaire [2]. On a :

$$P_{\text{ASTER } 288} = \text{masse} \times g \quad (13)$$

Avec $g = 9,8 \text{ m/s}^2$.

$$P_{\text{ASTER } 288} = (795 + 22) \times 10^{-3} \times 9,8$$

$$P_{\text{ASTER } 288} = 8 \text{ N/m}.$$

➤ *Détermination de la pression dynamique pour l'hypothèse D1*

La formule suivante permet de la déterminer [2]:

$$q_{D1} = f \times q_{b,D1} \quad (14)$$

Avec :

- f : Facteur correctif de l'effort du vent, $f = 1,4$ pour les portées $< 100 \text{ m}$
- $q_{b,D1}$: Pression dynamique de base en l'hypothèse D1 (en N/m^2)
- $q_{b,D1} = \frac{1}{2} \times \rho_{air} \times v^2$, v la vitesse du vent en l'hypothèse D1, et ρ_{air} la masse volumique de l'air.

L'application numérique nous donne :

$$q_{D1} = 1112,23 \text{ N/m}^2.$$

➤ *Détermination de la force du vent par l'hypothèse D1*

Elle se détermine grâce à la formule suivante [2]:

$$F_{D1} = C_X \times q_{D1} \times d \quad (15)$$

- d : Diamètre de l'ASTER 288,
- C_X : Coefficient de trainée
- Pour notre étude, nous allons supposer $C_X = 1$.

L'application numérique nous donne :

$$F_{D1} = 24,52 \text{ N/m}.$$

❖ **Détermination de l'angle de balancement de la chaîne d'isolateur pour l'hypothèse D1**

Sous l'effet des conditions climatiques et du vent de l'hypothèse considérée, les chaînes d'isolateurs vont s'incliner formant un angle avec la verticale du pylône ; cet angle est appelé angle de balancement [2].

Il se détermine par l'application de la formule suivante [2] :

$$\phi_{D1} = \tan^{-1}\left(\frac{F_{D1}}{P}\right) \quad (16)$$

Où $P = P_{ASTER 288}$.

Nous trouvons :

$$\phi_{D1} = 72^\circ.$$

❖ **Détermination du poids équivalent pour l'hypothèse D1**

Le poids équivalent se détermine par application de la formule suivante [2] :

$$P_{équ,D1} = P \cos \phi_{D1} + F_{D1} \sin \phi_{D1} \quad (17)$$

Après application numérique, nous avons :

$$P_{équ,D1} = 25,8 \text{ N/m}.$$

IV.2.4.2 Détermination des principaux paramètres

Les différents paramètres seront déterminés pour chaque hypothèse.

❖ **Détermination de la tension maximale**

$$T_{max} \geq \frac{1}{3} T_{rupture} \quad [13].$$

❖ **Détermination de la portée critique**

Nous allons la déterminer à partir de l'équation d'état (dite de Blondel) en exprimant que les tensions dans les câbles doivent être les mêmes les deux hypothèses considérées. On applique ainsi la formule suivante [2] :

$$P_{C,X} = \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (\theta_X - \theta) \times T_{max}^2}{P_{équ,X}^2 - P^2}} \quad (18)$$

[9]

- α : Coefficient de dilatation thermique ($^{\circ}C^{-1}$) ;
- θ_X et θ : Respectivement la température de l'hypothèse X et celle de référence du câble ($^{\circ}C$) ;
- P : Poids spécifique du câble à l'hypothèse X en N/m ;
- T_{max} : La tension maximale en N ;
- $P_{C,X}$: La portée critique à l'état X (en m).

La formule de la portée critique annoncée ne sera peut-être pas applicable pour certaines

hypothèses : ce sont les hypothèses dite « **CANICULES** ».

« *A chaque hypothèse, est associée une hypothèse CANICULE à 75°C et de vent nul qui sera utilisée par la suite, dans la détermination de la flèche maximale* » [2].

(Voir l'**Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288**).

❖ Détermination de la constante « a »

La portée moyenne est de 77 m et en fonction des résultats des portées critiques obtenus, nous allons déduire l'hypothèse la plus contraignante entre deux différentes températures. Elle sera utilisée pour le calcul de la constante « a ». Et cette constante nous permettra de déterminer les paramètres du second cas de température.

Cette constante est tirée de l'équation d'état (dite de Blondel) [2]:

$$\frac{P_{équ}^2 \times P^2}{24 \times T^2} - \frac{T}{E \times S} - (\alpha \cdot \theta) = a \quad (19)$$

- **α** : Coefficient de dilatation thermique ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) ;
- **θ** : La température critique (en $^{\circ}\text{C}$) ;
- **S** : La section du câble (en mm^2) ;
- **T=** T_{max} (N) ;
- **E** : Le module de Young en N/mm^2 ;
- **P** : Le poids linéique en N/m et $P_{équ}$ le poids équivalent en N/m.

❖ Détermination de la tension dans le câble

Pour des raisons d'étude de l'état du câble, nous allons la déterminer suivant chaque hypothèse afin de s'assurer que les exigences vis-à-vis de la marge de tensions admises sont respectées. Pour ce faire, nous allons utiliser l'équation d'état sous une autre forme [2] :

$$\frac{-T^3}{E \times S} - (a + \alpha \cdot \theta) \times T^2 + \frac{P_{équ}^2 \times P^2}{24} = 0 \quad (20)$$

Il s'agit d'une équation de degré 3 dont la résolution conduite à 03 solutions, une solution réelle et deux sous la forme complexes. Seules les solutions réelles seront prises comme valeur de tensions dans les câbles dans les différentes hypothèses. (Voir l'**Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288**).

❖ Détermination de la flèche maximale

Elle est déterminée à partir de la formule suivante [2]:

$$f_{max} = \frac{P \times P_{moy}^2}{8 \times T_{CANICULE, 75^\circ C, vent nul}} \quad (21)$$

Les résultats nous montrent que les câbles sont exposés à un danger de rupture, car certaines valeurs de la tension du câble sont négatives et les pourcentages faibles et négatifs (voir **Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288**.

Ces valeurs de tensions d'environ 22,05 % sont non conformes à la RGIE. Il faut aussi noter que les chaînes d'isolateurs sont mal dimensionnées.

IV.2.4.3 Détermination des distances de sécurité

Lors de la construction d'une ligne, les conducteurs sont tenus à une distance du sol, des cours, des ouvrages, des personnes, etc. c'est ainsi que la notion de « distance de sécurité » a été définie. Elle est fonction des obstacles, de la nature du terrain et aussi du niveau de tension de la ligne électrique. Nous allons ici, déterminer les différentes distances.

IV.2.4.4 Distances minimales câbles-supports

Il y a un minimum de distance à respecter entre phase/phase, phase/terre pour éviter toute contact.

➤ ***Hauteur des points d'accrochages des chaînes d'isolateurs sur les supports (m)***

Il suffit d'appliquer la formule suivante [2]:

$$H_{min} = f_{max} + garde au sol + 1 \quad (22)$$

Avec la garde au sol=7 m

La R.G.I.E impose une hauteur de 7 m pour la garde au sol au niveau des zones traversée.

➤ ***Profondeur d'enfouissement des supports (m) [2]***

$$P_{rof} = \frac{H_{min}}{10} + 1 \quad (23)$$

Elle doit pas excéder 3 m.

➤ ***Distance verticale phase/phase (m)***

On applique la formule suivante [2]:

$$E_V = \frac{U_N}{150} + CFI + \sqrt{f_{max} + SL} \quad (24)$$

Où U_N est la tension nominale (en kV) ; CFI=1 (dépendant de la nature du conducteur) ; SL la longueur de la chaîne d'isolateur ; f_{max} la flèche maximale.

➤ **Distance phase/terre (m)** [2]

$$E_{V,N} = \frac{U_N}{150} \quad (25)$$

➤ **Distance horizontale phase/phase d'un terne**

Elle est déterminée par application de la formule suivante [2]:

$$E_H = \frac{0,8 \times E_V}{\cos(\frac{\beta}{2})} \quad (26)$$

Nous allons considérer un angle maximal β de **80 °**.

➤ **Distance horizontale phase/phase de ternes différents (m)**

Elle doit être 1,2 fois supérieure à E_H [2].

Le Tableau 15 nous présente les résultats des flèches maximales et minimales et les distances à respecter pour l'ASTER 288 :

Tableau 15: Valeurs des flèches maximales et minimales et les distances à respecter pour l'ASTER 288.

Désignation	ASTER 288
Flèche maximale (m)	8,1
Flèche minimale (m)	4,29
Garde au sol (m)	7
Hauteur des points d'accrochage des chaînes isolateurs (m) pour le conducteur de phase le plus bas	13
Profondeur d'enfouissement des structures (m)	2,3
Distance verticale phase-phase d'un terne (m)	3,3
Distance horizontale phase-phase d'un terne (m)	3,4
Distance horizontale phase-phase de ternes différents (m)	4,1

Une observation et prise de mesures de la ligne montre un non respect des distances de sécurité minimale relatives aux câbles et aux supports à savoir : distance verticale phase-phase(3,3m), distance horizontale phase-phase (3,4 m), distance horizontale phase-phase (4,1m). Aussi la garde au sol de 7 m n'est pas respectée sur certaines portées de la ligne.

Afin de remédier à cela, deux possibilités sont envisageables, on peut réduire la section des câbles, le nombre de jupes des isolateurs, la chaîne d'isolateurs, le nombre de supports ou remplacer

les supports nappe voûte par des pylônes chat afin de respecter les distances exigées.

IV.2.5. Étude mécanique relative aux pylônes

IV.2.5.1 Réparation des pylônes

Il faut noter que sur un canton (2km max), on a 15 à 20 portées maximum [11]. Cependant, sur notre ligne dont la distante fait 1,8 km constituée de 02 tronçons, on remarque que 23 supports ont été utilisés repartie comme suit dans le Tableau 16.

Tableau 16: Répartition des supports de la ligne existante de 6,6 kV.

POINTS ARRÊT	POINTS D'ALIGNEMENT (Support simple)	POINTS D'ANGLE
UG 01(arrêt double)		
	UG 02	
		UG 03 (portique)
	UG 04	
	UG 05	
	UG 06	
	UG 07	
	UG 08	
	UG 09	
	UG 10	
	UG 11	
	UG 12	
	UG 13	
	UG 14	
	UG 15	
		UG 16(portique)
	UG 17	
	UG 18	
	UG 19	
	UG 20	
	UG 21	
	UG 22	
UG 23(arrêt double)		

La **Figure 10** ci-dessus présente un tracé de la ligne.

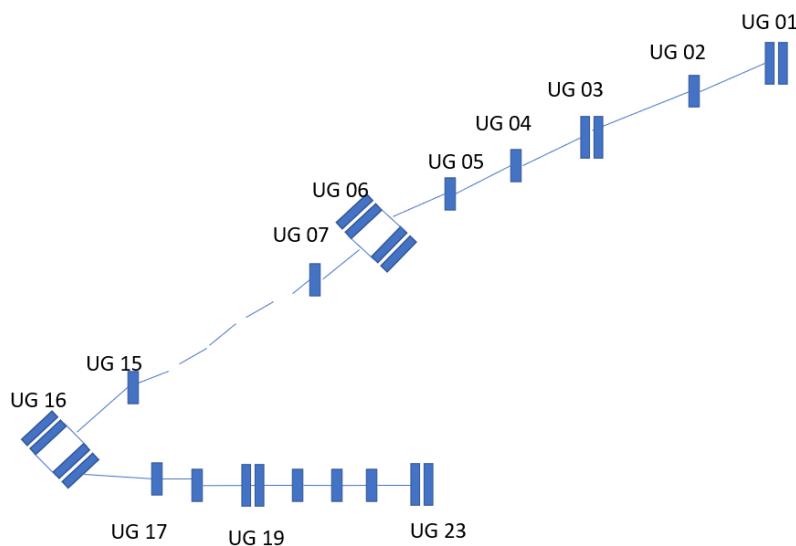


Figure 10: Tracé de la ligne existante de 6,6 kV.

La ligne comporte plus de supports que ce que prévoient les normes voir **Figure 10**. Cela peut présenter des inconvénients tant sur le plan technique, économique que réglementaire.

Tableau 17: Impact de la surdensification des supports sur la ligne électrique par rapports aux normes.

Conséquences techniques	Conséquences économiques	Conséquences réglementaires
Surcharge structurelle : une densité excessive de supports peut modifier la répartition des efforts mécaniques sur la ligne.		Non-conformité aux normes (voir Tableau 22): Peut entraîner le refus de réception ou des sanctions.
Problèmes de tension mécanique des conducteurs : Des portées plus courtes réduisent la flèche des conducteurs, augmentant les tensions.	Entretien plus complexe et coûteux : Plus d'éléments à inspecter et entretenir.	Problèmes d'assurance : Risque de désengagement en cas d'incident.
Pertes électriques accrues : La perturbation de la géométrie de ligne peut engendrer des pertes supplémentaires.		Impact environnemental accru : Plus d'empreinte au sol, effets visuels et écologiques.
Risque d'arc électrique ou de claquage : Des supports trop rapprochés peuvent réduire les distances d'isolation.		

Une densité excessive de supports sur une ligne électrique aérienne est en général contre-productive et doit être justifiée par des contraintes spécifiques. Il est essentiel de respecter les normes de conception comme la CEI 60826 ou les standards nationaux pour assurer la sécurité, la fiabilité et la conformité réglementaire de l'installation.

V. MISE A NIVEAU DE LA LIGNE EXISTANTE 6,6 Kv

V.1. COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

V.1.1. Méthodologie

Conformément à la volonté du maître d'ouvrage qui est SEMAFO Burkina Faso SA, nous allons compenser la ligne par de batteries de condensateur. Connaissant la puissance active du réseau, nous allons déterminer la puissance réactive Q_c qui peut être fournie par des condensateurs de compensation. Cette puissance sera ensuite utilisée pour déterminer la capacité équivalente C des batteries de compensation.

V.1.2. Dimensionnement manuel des batteries de compensation

Il est à noter qu'il existe différents types de compensation par condensateurs de la puissance réactive [14]:

- Par condensateur fixes
- Au travers de batteries de condensateurs à régulation automatique

D'un autre côté, la compensation peut être :

- Globale (en tête de l'installation)

La compensation globale de l'énergie réactive consiste à raccorder la batterie de condensateur en amont (en tête) de l'installation. Elle assurera la compensation pour l'ensemble des charges.

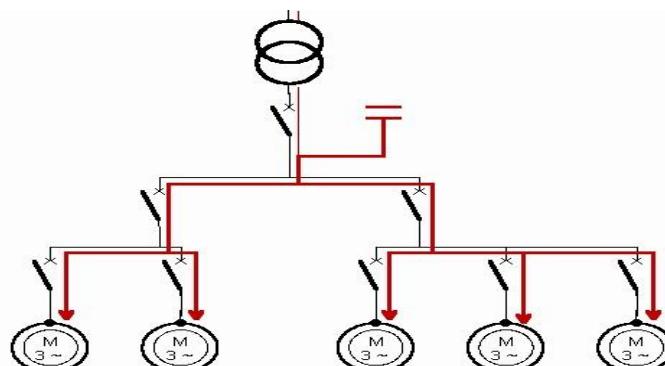


Figure 11: Compensation globale d'une installation [15].

- Compensation partielle (par groupement de charges réactive)

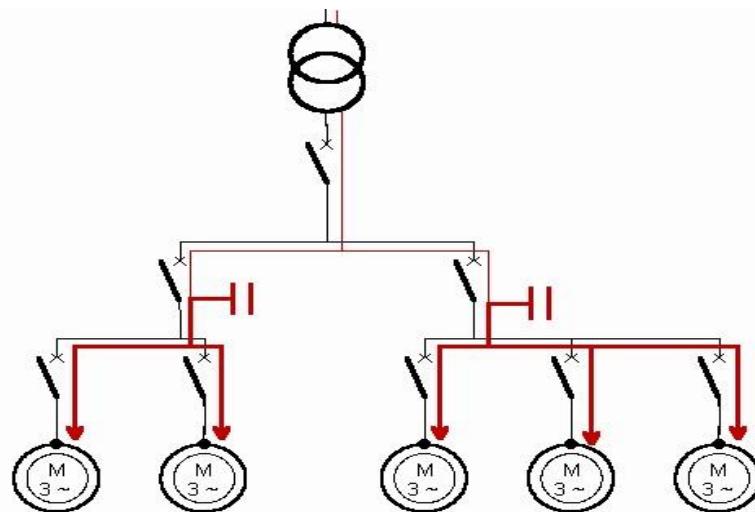


Figure 12: Compensation partielle d'une installation [15].

- Compensation locale (aux bornes de chaque charge consommant du réactif)

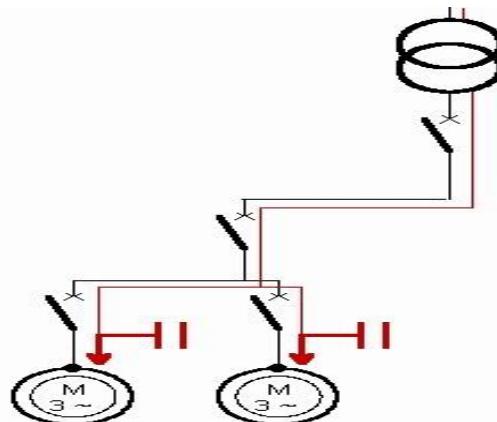


Figure 13: Compensation individuelle d'une installation [15].

Dans le cadre de cette étude, nous avons choisi de faire une compensation au travers de batteries de condensation à régulation automatique et globale, en vue d'assurer une compensation adaptative par rapport aux variations de charges vu les avantages qu'elle nous offre (voir Tableau 18).

Tableau 18 : Avantages et inconvénients d'une compensation à régulation automatique.

Avantages	Inconvénients
Maintenance réduite	Risque de résonance avec l'inductance L du réseau électrique
Faibles pertes	

Différents accessoires accompagnent l'installation des batteries de condensateurs. On a des

accessoires complémentaires (selfs de décharge, selfs de choc, et anti-harmoniques) des protections électriques intégrées (fusibles HPC, protections de déséquilibre...) et des appareillages de manœuvre (disjoncteurs, interrupteurs, contacteurs...).

❖ **Rôle des accessoires Complémentaires**

➤ **Self de décharge**

Elle permet la réduction du temps de décharge et est installée entre les phases de la batterie. Ce qui permet d'assurer : la sécurité pour le personnel lors d'une intervention ; la baisse du temps d'attente avant mise à la terre ; un réenclenchement plus rapidement après coupure.

➤ **Self de choc**

Elle limite la pointe de courant qui survient lors des opérations d'enclenchement et est connectée en série par gradin.

➤ **Self anti-harmonique**

Dans le cas d'un réseau fortement pollué par les harmoniques, l'installation d'une self anti-harmonique, triphasée raccordée en série avec la batterie de condensateurs, s'avère la seule protection efficace elle permettra d'augmenter l'impédance vis-à-vis des courants harmoniques et de déplacer la fréquence de résonnance parallèle de la source et du condensateur, au-dessous des principales fréquences des courants harmoniques perturbants [15].

❖ **Rôle des protections électriques**

Le dispositif de protection repose sur l'utilisation d'un film polypropylène métallisé auto cicatrisante ne nécessitant aucune imprégnation de gaz, de liquide ou de gel. Il fonctionne comme suit en cas de présence de court-circuit dans le film diélectrique le fusible fond directement [15].

❖ **Rôle des appareillages de manœuvre**

L'installation d'un contacteur en entrée de batterie permet son asservissement à un automate ou à un système de régulation (régulateur varmétrique par exemple). Ce contacteur est adapté à la coupure des courants capacitifs, il est généralement à coupure sous vide.

Les interrupteurs et disjoncteurs permettent d'agir manuellement sur la mise sous réseau de notre batterie de compensation [15].

V.1.2.1. Détermination de la puissance réactive des condensateurs

Elle est fonction de la puissance active du réseau, du facteur de puissance actuel et du facteur de puissance souhaité. Sa valeur est obtenue à travers la formule suivante [14] :

$$Q_c = P(\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (27)$$

Avec :

- Q_c : Puissance de la batterie de condensateurs en kVAr ;
- P : Puissance active de la charge en kW.
- Ici, $P= 7,2$ MW

$$Q_c = P(\tan(\cos^{-1} 0,75) - \tan \cos^{-1}(0,95))$$

$$Q_c = 7200(0,88 - 0,33)$$

Nous obtenons :

$$Q_c = 3\,960\, kVAr.$$

V.1.2.2. Détermination de la capacité des batteries de condensation

La capacité équivalente C , la tension du réseau et sa pulsation sont liés [16].

$$C = \frac{Q_c}{V_{eff}^2 \omega} \quad (28)$$

$V_{eff} = 6600\, V$, la tension efficace du réseau et $\omega = 2\pi f$ sa pulsation, $f = 50\, Hz$

L'application numérique donne :

$$C=289,37\, Ah.$$

V.1.3. Utilisation du logiciel Schneider VarSetpro



Figure 14: Paque de batterie de compensation automatique.

➤ Données d'installation

Méthode de calcul : A partir des données électriques de l'installation

Puissance active moyenne de l'installation (P) en kW	7200
Cosinus Phi1 initial avant compensation	0,75
Tangente Phi1 avant compensation	0,88
Cosinus Phi2 après compensation	0,95
Tangente Phi2 après compensation	0,33
Puissance du transformateur :	1250 kVA
Puissance harmoniques globale (G_h) :	>4 & ≤7% kVA
Puissance harmoniques monophasés (G_h) :	>10% & ≤20% kVA
Puissance calculée ou connue :	1150 kvar
Puissance batterie trouvée :	1150 kvar
Q batterie :	1150 kvar
Réseau :	Pollué

➤ Spécifications techniques

Référence :

VLVAF8P03539AE *

Dimensions (mm) :	H 2200	L 2800	P 600	Masse (Kg) 1904
-------------------	------------------	------------------	-----------------	---------------------------

Type de compensation : **AUTOMATIQUE**

Type de batterie : **Pollué**

Modèle : **VarSet batterie de condensateurs Auto 1150kvar SAH4,2 xxB
400V 50Hz**

Protection : **réf.préconisée: 33478+33478**

Maitre - COMPACT NS1250N MICROLOGIC 2.0 1250A 3P3D,

Esclave - COMPACT NS1250N MICROLOGIC 2.0 1250A 3P3D Pdc/Icc:Icc 35kA

Sortie : **bas**

Régulation : **50+11x100**

Seuil THDI et THDU : **>4 & ≤7% / >10% & ≤20%**

Les données saisies en entrée du logiciel sont de l'entièvre responsabilité de la société qui les a fournies (client, utilisateur ou autre). Par conséquent, SEF ne donne aucune garantie tant sur la validité de ces données d'entrée que sur les résultats des calculs des batteries de condensateurs qui sont effectués en application de ces données d'entrées. Il en résulte que le client demandeur sera seul responsable des dommages de toute natures causés à ses clients ou à des tiers résultant de l'utilisation du logiciel Varsetpro dans la conception de ses installations électriques. L'utilisateur dégage de ce fait SEF de toute responsabilité pour les dommages matériels ou immatériels qui résulteraient de l'utilisation directe ou indirecte du logiciel Varsetpro.

V.2. RENFORCEMENT DES PROTECTIONS

Pour assurer la protection, la mine SEMAFA Burkina Faso SA a installé une armoire de distribution HTA 11kV, 6 cellules, 630A, avec des cellules de type CCVVVV (2 cellules d'arrivée, 1 cellule de réserve, 2 cellules de départ, et 1 cellule de réserve future) de marque MATLAKSE. Nous allons faire une analyse technique de l'installation électrique représentée dans l'**Annexe 9 : Plan électrique de l'installation Underground**) afin de faire sortir les différentes protections qui s'y trouve et faire une proposition d'amélioration.

V.2.1. Description générale de l'installation

Nous allons décrire de façon générale l'installation de protections.

Tableau 19: Description générale de l'installation de protection.

Tension nominale	11 kV
Courant nominal	630 A
Nombre de cellules	6
Type de cellules	AH1 : Arrivée transformateur 7.5MVA ; AH2 : Réserve future ; AH3 : Port Hole 1 (départ moteur ou charge) ; AH4 : Port Hole 2 ; AH5 : Départ transformateur 1.5MVA
Dimensions générales	2020*776*1650 mm

V.2.2. Analyse des insuffisances de l'installation 11 kV 6-WAY 630 A CCVVVV

L'Annexe 9 : Plan électrique de l'installation Underground présente l'installation de l'armoire de distribution 11000V 6-WAY 630A de marque MATLAKSE.

Après analyse de l'installation il ressort plus ou moins des insuffisances techniques, qui sont entre autres.

- Une protection insuffisante pour les cellules AH2 et AH6 :

AH2 (Spare Incomer) et AH6 (Spare Feeder) ne disposent pas de transformateurs de courant (TC) selon la figure.

L'absence de TC signifie qu'aucune mesure de courant ni protection ne peut être assurée sur ces cellules, ce qui est non conforme aux normes de sécurité.

- Une absence de sélectivité claire entre les différentes protections :

Les relais de protection sont identiques (DXN8-12/T4S) sur l'ensemble des départs, ce qui peut engendrer des déclenchements non sélectifs.

- Un manque d'uniformité dans les TC (Transformateurs de Courant) :

Les ratios varient entre 200/5A et 600/5A sans justification claire. Cela peut poser des problèmes de coordination de protection.

- Une absence de mécanisme de commande motorisé :

Tous les disjoncteurs sont à commande manuelle, ce qui rend difficile toute automatisation ou manœuvre à distance en cas de défaut.

- Aucune redondance pour l'arrivée principale :

Une seule cellule est dédiée à l'arrivée du transformateur 7.5MVA, sans double alimentation ni source de secours.

- Les relais sont identiques sur toutes les cellules :

Tous les relais sont de type DXN8-12/T4S. Cela peut poser problème si certaines applications requièrent des fonctions de protection plus avancées (ex : différentielle, distance, etc.).

- Un manque d'indications concernant les systèmes de supervision ou de communication :

Aucun module de communication pour intégration à un SCADA ou système de télémetrie

- Une absence de redondance dans l'alimentation des relais :

Les cellules A13 à A15 utilisent des relais alimentés en mode « self-supplied ». En cas de défaut ou d'absence de tension, ces relais peuvent ne pas fonctionner correctement. Il serait préférable d'avoir une alimentation auxiliaire sécurisée.

Cette installation, bien que fonctionnelle pour une configuration de base, présente plusieurs lacunes techniques et de sécurité qui doivent être corrigée pour améliorer la fiabilité, la

protection et la conformité normatives du système électrique à 11 kV.

V.2.3. Proposition d'amélioration des protections

Afin d'améliorer les protections de l'installation, nous allons suggérer des solutions.

- Intégrer des relais de protection plus sélectifs et communicants pour une meilleure coordination ;
- Uniformiser les ratios des TC ou justifier leur différenciation selon les charges ;
- Ajouter des mécanismes motorisés sur les disjoncteurs pour permettre un contrôle à distance ;
- Revoir les ratios de TC selon les charges réelles.

V.3. TRAVAUX DE RENFORCEMENT MECANIQUE DE LA LIGNE

Ici, nous allons donner les procédures afin de renforcer la ligne électrique 6,6 kV.

- Remplacer les isolateurs composites de 8 jupes par des isolateurs de 3 jupes afin de réduire l'effet mécanique des isolateurs sur les supports ;
- Réduire la section du câble ;
- Remplacer les supports nappe voûte par des pylônes chat afin de résoudre les problèmes mécaniques que rencontre la ligne.

VI. CONSTRUCTION D'UNE NOUVELLE LIGNE 33 kV

VI.1. ETUDE ELECTRIQUE DE LA NOUVELLE LIGNE DE 33 kV

Cette étape est cruciale, car elle conditionne les autres études (mécanique et financière). Il est essentiel de la réaliser avec précision afin d'éviter les éventuels défauts électriques lors de l'exploitation. Une étude électrique bien fait, permet non seulement de prolonger la durée de vie des équipements mais aussi de maîtriser le coût de maintenance.

Nous allons donc dans cette partie, avec précision et rigueur définir tous les paramètres électriques qu'il faut pour la bonne conception de notre ligne.

VI.1.1. Méthodologie générale de l'étude électrique

Ici, nous allons présenter la démarche adoptée pour la réalisation de l'étude électrique de notre projet. Il existe plusieurs méthodes possibles, mais dans notre cas, vu que nous avons la puissance de départ, nous allons déterminer la puissance circulant dans le câble après les t années d'utilisation. Ensuite, déterminer un courant supposé nominal et le courant de court-circuit du réseau. Puis, nous allons choisir un type de câble à utiliser dans le but de déterminer sa section normalisée, admettant les différents courants déterminés tout en tenant compte de la

chute de tension admise. Enfin, nous allons choisir le type d'isolateur.

VI.1.2. Justification du choix de la tension

La tension de service est fonction de la puissance et de la distance de transport de cette puissance. Et aussi fonction du coût prévisible des investissements.

Les principales valeurs de tensions nominales utilisées, au Burkina, pour les réseaux triphasés sont :

- En BT : 380 V
- En HTA : 15 kV 33 kV
- En HTB : 63 kV 90 kV 225 kV

Compte tenu de la distance de transport de notre ligne, des chutes de tension qu'elle pourrait engendrée, du coût prévisible des investissements, et aussi selon la volonté du maître d'ouvrage nous avons décidé d'élever la tension à 33 kV pour le transport.

VI.1.3. Dimensionnement électrique de la ligne de 33 kV

Données : Longueur de la ligne : 1,8 km

Niveau de tension : 33 kV

Puissance à transiter : 7,2 MW.

Dans cette partie, pour la détermination de la puissance maximale à transiter, le courant supposé nominal, et le courant de court-circuit, nous avons suivi la même démarche que dans la partie « **IV.1.3 Vérification du choix de la section du câble** » le Tableau 20 nous donne les résultats obtenus.

Tableau 20: Résultats du dimensionnement électrique de la ligne 33 kV.

La puissance maximale à transiter	$P_{15} = 11 \text{ MW}$
Le courant supposé nominal	$I_{N.15} = 226 \text{ A}$
Le courant de court-circuit théorique	$I_{CC,\text{théorique}} = 1\,585,61 \text{ A.}$

VI.1.3.1. Choix des types de câbles à utiliser comme conducteurs de phase

Retenons que pour les lignes HTA, le câble de garde n'est pas systématiquement requis, car :

- **Les lignes HTA sont plus basses en valeurs de tension que les lignes HTB et HTT, donc moins exposées aux coups de foudre directe**
- **Des dispositifs de protection contre la surtension (parafoudre, mise à la terre des poteaux, etc) sont souvent jugés suffisants**

Par ailleurs Certains câbles de garde sont souvent utilisés comme conducteur sur les lignes HTA. Vu les avantages que l'almélec nous offre, vus dans la partie «**III LES LIGNES ELECTRIQUES AERIENNES HTA**», pour notre étude nous allons donc utiliser des câbles almélec comme conducteurs de phase car nous sommes dans un environnement de haute température et sans givres.

Le Tableau 21 nous présente les quelques types de câble almélec rencontrés et leurs caractéristiques.

Tableau 21: Types de câble almélec rencontrés et leurs caractéristiques.

Désignation	Section (mm ²)	Charge de rupture assignée (daN)	Résistance linéique électrique à 20 °C (Ω/km)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient de dilatation linéaire (10 ⁻⁶ K ⁻¹)
Aster 148	148,07	4 765	0,226	56 000	23
Aster 182	181,62	5 845	0,184	56 000	23
Aster 198	197,96	6 375	0,169	56 000	23
Aster 210	210,28	6 770	0,159	56 000	23

Nous utiliserons un câble ASTER dont la section sera déterminée par la suite de notre étude. Par ailleurs, le câble doit être conforme aux normes présentées dans le Tableau 22 pour une utilisation au Burkina Faso.

Tableau 22: Normes auxquelles les isolateurs doivent satisfaire pour une utilisation au Burkina Faso [2].

Normes	Désignations
ASTM B230	Specification for Aluminum 1350-H19 Wire for Electrical Purposes
ASTM B232M	Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Coated-Steel Reinforced (ACSR)
ASTM B398M	Specification for Aluminum-Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes
ASTM B399M	Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum-Alloy 6201-T81 Conductors
ASTM B498M	Specification For Zinc-Coated (Galvanized) Steel Core Wire for Aluminum Conductors, Steel Reinforced (ACSR)

ASTM B711	Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum-Alloy Conductors, Steel Reinforced (AACSR) (6201)
CEI 60888	Fils en acier zingué pour conducteurs câblés
CEI 60889	Fil d'aluminium écroui dur pour conducteurs de ligne aérienne
CEI 61089	Conducteurs pour lignes aériennes à brins circulaires, câblés en couches concentriques
CEI 61394	Overhead lines - Requirements for greases for aluminium, aluminium alloy and steel bare conductors
CEI 62219	Conducteurs pour lignes électriques aériennes – Conducteurs à fils de forme, câblés en couches concentriques

VI.1.3.2. Détermination de la section de câble

Au Burkina Faso, la section de câble couramment utilisée pour les lignes 33 kV est de 148 mm².

Tableau 23: Caractéristiques de l'ASTER 148.

Description	33 kV
Type : conducteur homogène en alliage d'aluminium, ASTER	
148	
Section	148, 07 mm ²
Nombre de brins	19
Diamètre des brins d'aluminium	3, 15 mm
Diamètre total	15, 75 mm
Charge de rupture assignée	4 765 daN
Module d'élasticité	56 000 MPa
Coefficient de dilatation linéaire β	$23 \cdot 10^{-6} K^{-1}$
Coefficient de température α	$0,004 K^{-1}$
Résistance linéique à 20°C	0, 226 Ω/km

Nous allons suivre la même démarche que dans la partie «**IV.1.3 Vérification du choix de la section du câble** » afin de vérifier si l'ASTER 148 mm² est adéquat.

Le Tableau 24 donne les résultats de calculs.

Tableau 24: Suite des résultats du dimensionnement électrique de la ligne 33 kV.

Le courant nominal admissible par l'ASTER 148	$I_{admissible, ASTER 148} = 378,92 A$
Le courant de court-circuit admissible par le câble	$I_{CC2} = 12,972 kA$

La chute de tension	$\frac{\Delta U}{U} = 0,16\%$
---------------------	-------------------------------

On a $I_N < I_{admissible, ASTER 288}$ l'ASTER 148 admet donc le courant nominal,

$I_{CC2} > I_{CC,\text{théorique}}$ le câble ASTER 148 admet donc le courant de court-circuit maximal théorique du réseau et $\frac{\Delta U}{U} < 8\%$ donc l'ASTER 148 vérifie la chute de tension admissible.

VI.1.3.3. Dimensionnement des isolateurs

Pour notre étude, nous allons utiliser des isolateurs en verre, car SEMAFO Burkina Faso SA en dispose en stock non utilisé. Pour ce qui est des calculs des différents paramètres, nous avons suivis la démarche que dans la partie «**IV.1.4 Vérification du choix des isolateurs** ». Le Tableau 25 nous présente les résultats obtenus.

Tableau 25: Résultats du dimensionnement des isolateurs de la ligne 33 kV.

La tension de contournement β	$\beta = 1,83 \text{ cm/kV}\phi\phi$
La longueur de la ligne de fuite des isolateurs L_f	$L_f = 725 \text{ mm}$
La tension de tenue de choc de foudre (BIL)	170 kV
La tension exercée par les conducteurs	$T_{max} = 15,9 \text{ kN}$

➤ Choix de l'isolateur

$T_{max} = 15,9 \text{ kN}$, donc notre choix se portera sur l'assiette F70/127 (voir Tableau 26).

Tableau 26: Caractéristiques d'assiettes standards [2].

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

➤ Choix de chaînes d'isolateurs

Le Tableau 27: BIL et nombre d'assiettes (standard) en fonction du pas nous donne une relation entre le BIL et le nombre d'assiettes en fonction du pas de l'isolateur.

Tableau 27: BIL et nombre d'assiettes (standard) en fonction du pas [9].

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

Nous allons utiliser le tableau pour une première approche.

Ainsi donc nous trouvons un nombre d'assiettes $N_1 = 2$ assiettes.

Nous déterminerons également le nombre théorique d'assiette N_2 à travers la formule [4] :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (29)$$

L'application numérique nous donne :

$N_2 = 2,26$ assiettes soit 3 assiettes

Nous avons :

$$|N_1 - N_2| < 5$$

Nous choisirons donc le nombre maximum d'assiettes théoriques entre :

N_1 et N_2 soit $\text{Max}(N_1, N_2) = N_2$.

Nous utiliserons 2 assiettes de type F70/127 sur les supports d'alignement et 3 assiettes de type F70/127 sur les supports d'angle et d'arrêt.

Les caractéristiques de notre chaîne d'isolateurs sont :

- Isolateur type F70/127
- Pas = 127 mm

Tableau 28: Caractéristiques de notre chaîne d'isolateur choisie.

Paramètre	Support d'alignement	Support d'angle et d'arrêt
Nombre d'assiettes	2	3
Longueur de la chaîne	$2 \times 127 = 254$ mm	$3 \times 127 = 381$ mm
Longueur de la ligne de fuite	$2 \times 320 = 640$ mm	$3 \times 320 = 960$ mm
Tenue aux chocs de la chaîne	$2 \times 70 = 140$ kN	$3 \times 70 = 210$ kN
Masse de la chaîne	$2 \times 3,8 = 7,6$ kg	$3 \times 3,8 = 11,4$ kg

VI.2. ETUDE MECANIQUE MANUELLE DE LA NOUVELLE LIGNE DE 33 kV

Pour ce qui est de cette partie, nous déterminerons tous les paramètres mécaniques nécessaires à la conception de notre ligne, à savoir : la géométrie de la ligne UG 33 kV de la centrale- sous-terre, les tensions et efforts exercés sur les câbles et sur pylônes ainsi que les charges météorologiques.

VI.2.1. Méthodologie générale de l'étude mécanique

Dans cette partie, la méthodologie utilisée est la même que dans la partie «IV.2.3Méthodologie générale de l'étude mécanique manuelle»

VI.2.2. Dimensionnement mécanique de la ligne de 33 kV

Ici, nous allons suivre la même démarche que la partie «IV.2.3Méthodologie générale de l'étude mécanique manuelle» et les résultats obtenus seront données en annexe, voir (**Annexe 3 :**

Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 148).

VI.2.2.1. Etude mécanique relative aux pylônes

Ici, nous allons évaluer l'aspect mécanique sur les supports afin d'effectuer un choix du gabarit idéal. Nous allons utiliser les mêmes de pylônes sur toute la ligne. Vu le niveau de tension de notre ligne (33 kV HTA) et le type d'isolateurs qu'on prévoit utiliser (isolateurs suspendus), nous avons choisi d'utiliser des pylônes électriques triangle en acier de modèle nappe-voute (voir **Figure 15**).

Il faut noter que le dimensionnement des pylônes est fonction des charges qui leur seront soumises. Ces charges sont entre autres les efforts dus au poids des conducteurs et des chaines d'isolateurs, les efforts dus à la structure des pylônes, les efforts de torsion, les efforts longitudinaux [7, 17]. Nous allons ainsi déterminer les charges pour les pylônes d'alignement, d'ancre et d'angle.



Figure 15: Support nappe voute

➤ Réparation des pylônes

Notre ligne sera répartie en deux tronçons :

- Tronçon 1 : longueur 1 500 m, représente un canton donc P2 = AD ;
- Tronçon 2 : longueur de 300 m, P3 = AS.

Sur le tronçon 1, nous aurons quinze portées et sur le tronçon 2 nous aurons trois portées

- **AS (arrêt simple) ;**
- **AD (arrêt double) :** divise la ligne en tronçons pour éviter la propagation des ruptures et renforce l'ancrage d'un point sensible. Il permet aussi d'arrêter la ligne des deux côtés et d'arrêter la résultante de force.

La figure est une représentation de la ligne :



Figure 16: Tracé de la ligne de 33 kV.

On a 18 portées au total donc 19 supports répartis comme suit :

Tableau 29: Répartition des supports de la ligne 33 kV.

POINTS ARRÊT (AS)	POINTS D'ALIGNEMENT	POINTS D'ANGLE (AD)
-------------------	---------------------	---------------------

UG 01		
	UG 02	
	UG 03	
	UG 04	
	UG 05	
	UG 06	
	UG 07	
	UG 08	
	UG 09	
	UG 10	
	UG 11	
	UG 12	
	UG 13	
	UG 14	
	UG 15	
		UG 16
	UG 17	
	UG 18	
UG 19		

VI.2.2.2. Les charges du conducteur de phase ASTER 366 sur les pylônes

Il s'agit ici des forces verticales V_B , longitudinales L et Horizontales transversales H qu'exercent le conducteur sur les pylônes (Voir *Annexe 11 : Charges appliquées aux pylônes*).

❖ Détermination des charges verticales V_B

Ce sont les charges qu'exercent le conducteur sur les pylônes d'arrêt et ceux d'alignement. Afin de les déterminer, nous allons appliquer la formule suivante :

$$V_B = m \times \omega \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T \left(\frac{Z}{a_1} + \frac{Z}{a_2} \right) + P_i \quad [2](30)$$

Avec :

- m : Coefficient de surcharge, et vaut 1 pour les pays subsahariens ;
- ω : Le poids linéique P ;
- T: Tension horizontale exercée sur les câbles ;
- a_1 et a_2 : Les portées adjacents (de gauche et de droite) du pylône concerné ;
- Z : Élévation Z est positif si le pylône concerné est à un niveau d'élévation supérieur de ceux des portées adjacentes, négatif dans le cas contraire Z est nul si le terrain est plat. Pour notre étude, nous allons prendre $Z = 1$ car nous avons un terrain plat sur toute la ligne ;
- P_i : Poids de la chaîne d'isolateurs.
- Nous allons ainsi effectuer ces calculs pour les 02 supports d'arrêt (UG 01 et UG 19) et les 16 pylônes d'alignements.

❖ Détermination des charges horizontales transversale H

Ce sont les charges dus à l'effet du vent sur la ligne. Ces charges sont généralement appliquées sur les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angles. Elles sont déterminées par application des formules suivantes :

- Pylône d'alignement

$$H = F \times \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (31)$$

- Pylône d'alignement et d'angle

$$H_\alpha = F \times \frac{a_1 + a_2}{2} + (2T \times \sin \alpha) \quad [2](32)$$

Où F : est la force du vent en N/m.

Les charges horizontales seront ainsi calculées pour le support d'alignement et d'angles AD (UG 16).

❖ Détermination des charges longitudinales L

Ce sont les charges dus à la variation de température et/ou les surcharges et sont déterminées uniquement pour les pylônes d'arrêt et d'angle par application de la formule suivante :

$$L = (T_2 + T'_2) \times \sin \frac{\alpha}{2} \quad (33)$$

Nous allons ici les déterminer pour notre pylône d'alignement et d'angle AD (UG 16).

▪ Transformateur

Un transformateur élévateur sera installé à la sortie de la centrale afin de pouvoir éléver la tension de 6,6 kV à 33 kV pour le transport. Pour cela, nous avons choisi un transformateur de 8 MVA 800 KVA 33/6.6/0.4 kV de modèle SS-8 MVA-33/6,6(0,4).

Voir **Annexe 12 : Fiche technique du transformateur** pour la fiche technique.

▪ IACM

On prévoit d'installer un IACM au niveau du premier supports (AS).

▪ Parafoudre

Nous allons installer deux parafoudres au niveau des deux supports d'arrêt (AS).

VII.ANALYSE COMPARATIVE ET CHOIX DE LA MEILLEURE SOLUTION

VII.1. COMPARAISONS TECHNICO-ECONOMIQUES

VII.1.1. Coûts liés à la mise à niveau de la ligne existante de 6,6 kV

Nous présentons ici un résumé des coûts liés à la mise à niveau de la ligne existante de 6,6 kV

ainsi qu'à la construction d'une nouvelle ligne de 33 kV. La fourniture, l'installation et la mise en service d'une batterie de compensation Schneider VarSet 1150 kVAR SAH 4.2 sont estimées à 49 193 020 F CFA . L'amélioration des protections du réseau s'élève à 23 024 093 F CFA (voir Annexe 5 : Devis amélioration des protections du réseau électrique). Ainsi, le coût total de mise à niveau de la ligne existante s'élève à 72 217 113 F CFA (49 193 020 + 23 024 093 F CFA). La construction d'une nouvelle ligne et l'installation d'un transformateur élévateur est quant à elle estimée à 62 914 060 F CFA (voir **Annexe 6** et **Annexe 7**)

VII.1.2. Fiabilité attendue

Nous allons ici, évaluer la fiabilité à long terme des deux solutions proposées suivant l'analyse faite dans la partie «**VII ANALYSE COMPARATIVE ET CHOIX DE LA MEILLEURE SOLUTION».**

Suivant cette analyse, il faut noter que la ligne existante de 6,6 kV.

Tableau 30: Comparaison de la fiabilité à long terme des lignes électriques 6,6 kV et 33 kV.

La ligne existante de 6,6 kV	La nouvelle ligne de 33 kV
Moyenne à long terme	Excellente à long terme

VII.1.3. Temps de mise en œuvre

Nous allons ici, estimer le temps de mise en œuvre des deux choix proposés en se basant des expériences des travailleurs de SEMAFO Burkina Faso SA.

La durée estimée pour la construction d'une ligne aérienne 33 kV de 1,8 km varie généralement entre **1 et 3 mois**, en fonction de plusieurs phases successives.

Les études et autorisations, lorsqu'elles sont nécessaires, durent entre 1 à 3 mois et incluent les études topographiques, environnementales, les démarches liées aux servitudes et à l'obtention des autorisations d'emprise. Ensuite, la préparation du site, comprenant le débroussaillage, la mise en place des accès au chantier et l'implantation des pylônes, prend environ **1 à 2 semaines**. Vient ensuite la phase d'implantation des fondations et la pose des supports (transport, montage, bétonnage, séchage), qui nécessite **2 à 4 semaines**. Le câblage, incluant le déroulage et levage des conducteurs ainsi que la pose des isolateurs et accessoires, se fait sur 1 à 2 semaines. Enfin, les essais, la mise en service et la réception de la ligne prennent 1 semaine pour effectuer les tests, inspections et la validation finale.

Des facteurs peuvent allonger ces délais : la difficulté du terrain (montagne, marécage, enclavement), des conditions climatiques défavorables, des retards d'approvisionnement en matériel, des conflits fonciers ou retards administratifs, ou encore une main-d'œuvre ou un équipement insuffisant.

En somme, si toutes les conditions sont favorables (terrain plat, matériel disponible et équipe expérimentée), la durée minimale de réalisation pourrait être de **4 à 6 semaines**. Il est recommandé d'établir un planning détaillé pour une prévision plus précise.

Il faut noter que la durée estimée pour la fourniture et la mise en œuvre de la batterie de compensation Schneider VarSet 1150 kVAR est de **5 semaines**, réparties comme suit :

- ✓ 1 semaine pour l'étude et la préparation
- ✓ 3 semaines pour la livraison et l'installation,
- ✓ 1 semaine pour les essais et la mise en service

De plus, pour le projet d'amélioration des protections du réseau électrique, on prévoit une durée estimée de 7 semaines au total. Ce délai se décompose comme suit : 4 semaines sont allouées aux études et à l'approvisionnement des équipements nécessaires, et 3 semaines sont dédiées aux travaux sur site et à la mise en service du nouveau système.

➤ Tableau récapitulatif

Tableau 31: Temps de mise en œuvre.

La ligne existante de 6,6 kV	La nouvelle ligne de 33 kV
12 semaines	4 à 13 semaines

VII.2. ANALYSES DES RISQUES APRES MISE EN ŒUVRE

Nous avons fait une analyse des risques après mise en œuvre de chacune des solutions proposées dans le Tableau 32.

Tableau 32: Les risques après mise en œuvre de chacune des solutions.

Critères	Ligne existante 6,6 kV	Nouvelle ligne 33 kV
Capacité	Capacité limitée : risque de sous-dimensionnement pour des charges futures importantes.	Capacité future élevée.

Durabilité de l'infrastructure	Vulnérable si les équipements (isolateurs, conducteurs, poteaux) sont anciens.	Meilleure durabilité sur le long terme.
Phénomènes électriques (harmoniques, surtensions)	Risque de résonance avec les batteries de condensateurs mal dimensionnées.	Moins sensible à ces problèmes si bien conçue.
Compatibilité des protections	Mauvais fonctionnement possible si les protections ne sont pas bien adaptées.	Protection conforme et optimisée.
Résultat à long terme	Incertain, surtout en cas d'augmentation de la demande.	Fiabilité élevée à long terme.
Dépendance aux groupes électrogènes	Reste nécessaire pour certaines pointes si la ligne n'est pas renforcée.	Réduction ou suppression de cette dépendance.
Maintenance	Maintenance accrue si l'état de la ligne est médiocre.	Maintenance allégée à long terme.
Conformité aux normes	Peut rester non conforme même après mise à niveau : difficultés d'approbation réglementaire.	Conformité totale aux normes actuelles.
Fiabilité	Fiabilité réduite sur le long terme.	Fiabilité optimisée sur le long terme.

VII.3. CHOIX RETENU

Le choix revient à la société qui est SEMAFO Burkina Faso SA. Et le choix devrait être fait en tenant compte des comparaisons technico économique et aussi de l'analyse des risques.

La mise à niveau est adaptée à une solution transitoire ou à court terme, avec une performance limitée. La construction d'une nouvelle ligne 33 kV constitue une solution durable, conforme et évolutive.

VIII. Notice d'Impact Environnemental

De nos jours, il est devenu essentiel d'intégrer les dimensions environnementales et sociales dans tout projet de développement. Cette approche vise à répondre aux besoins actuels sans compromettre ceux des générations futures. C'est pourquoi une évaluation des impacts environnementaux et sociaux est nécessaire pour chaque projet, afin d'en limiter les effets négatifs.

- ✓ Rappel des étapes clés et des éléments constitutifs du projet

Au Burkina Faso, la catégorisation environnementale des projets distingue trois classes : A, B et C. Le projet ici présenté relève de la catégorie B. Conformément à la législation nationale, une notice d'impact environnemental et social est requise pour obtenir l'autorisation de mise en œuvre. Par ailleurs, les partenaires techniques et financiers de la Semafo Burkina Faso SA

accordent une attention particulière à cette dimension avant de s'engager dans le financement.

✓ Référentiel juridique et réglementaire

Le cadre réglementaire burkinabè relatif à l'environnement comprend plusieurs textes majeurs : la loi n°003/2011/AN du 5 avril 2011 portant Code forestier ; la loi sur la Réorganisation Agraire et Foncière (RAF) ; la loi n°034-2012/AN du 2 avril 2012 ; la loi n°006-2013/AN du 2 avril 2013 relative au Code de l'environnement ; ainsi que la loi n°2015-1187 du 22 octobre 2015 encadrant les procédures de validation des notices d'impact environnemental et social. D'autres documents d'orientation viennent compléter ce socle juridique, notamment : le Plan d'Action National de Lutte Contre la Désertification (PAN/LCD), la politique sectorielle de l'énergie, le cadre de gestion des ressources forestières et fauniques, le Plan pour l'Environnement et le Développement Durable, ainsi que le Plan d'Action National pour l'Environnement.

✓ Analyse des effets socio-économiques et environnementaux du projet

Les retombées du projet peuvent être regroupées en deux grandes catégories :

- Sur le plan socio-économique : le projet contribuera à la création d'emplois, à l'amélioration des conditions de vie des populations locales et au développement d'activités génératrices de revenus, notamment dans le secteur informel.
- Sur le plan environnemental : les travaux de construction pourraient entraîner des nuisances telles que la pollution de l'air (émissions de gaz d'échappement), la dégradation de la végétation (élagage ou abattage d'arbres), la perturbation de la faune et la contamination des sols et des ressources en eau (infiltration de produits chimiques, perturbation des habitats naturels).

✓ Mesures prévues pour limiter les impacts négatifs

Des mesures spécifiques seront mises en œuvre afin de réduire ou compenser les effets indésirables du projet. Cela inclut l'optimisation du tracé de la ligne, la compensation des pertes écologiques, ainsi que la mise en place d'un plan de gestion environnementale et sociale. (Voir **Annexe 13 : Plan de gestion d'impact environnemental et social**)

L'analyse menée révèle que le projet générera à la fois des effets bénéfiques et des impacts négatifs, comme c'est le cas pour toute initiative de développement. Des mesures de réduction ont été définies pour minimiser les effets néfastes. Il est également recommandé d'instaurer un dialogue avec toutes les parties prenantes tout au long du processus, notamment au stade de l'étude de faisabilité, afin de cerner les enjeux spécifiques et de rechercher des solutions consensuelles répondant aux attentes de chacun.

CONCLUSION GENERALE

L'analyse approfondie de la ligne aérienne de 6,6 kV a mis en évidence de sérieuses insuffisances techniques tant au niveau de sa conception initiale que de sa mise en œuvre. Non seulement cette ligne ne respecte pas les normes électriques et mécaniques actuellement en vigueur, mais elle présente également des lacunes structurelles susceptibles de compromettre la fiabilité du réseau à court et moyen terme. Du point de vue électrique, un surdimensionnement notable des isolateurs et des conducteurs a été identifié, ce qui entraîne non seulement une inefficacité énergétique, mais également des coûts d'exploitation inutilement élevés. À cela s'ajoute une répartition inappropriée des supports, compromettant gravement la continuité du service et augmentant le risque de pannes ou d'interruptions inopinées. Sur le plan mécanique, la structure de la ligne actuelle montre une vulnérabilité inquiétante face aux contraintes environnementales telles que les vents violents, les surcharges ou encore le vieillissement des matériaux. Ces facteurs, pris ensemble, mettent sérieusement en péril la durabilité de l'infrastructure et la sécurité de son exploitation. Pour faire face à cette situation critique, deux pistes majeures d'intervention ont été envisagées. La première consiste à moderniser la ligne existante en procédant à un renforcement des dispositifs de protection, à une meilleure régulation de l'énergie réactive et à une répartition plus rationnelle des éléments porteurs. Cette solution, bien que moins coûteuse à court terme, nécessite une planification rigoureuse et une mise en œuvre progressive afin d'en garantir l'efficacité. La seconde option est plus ambitieuse : il s'agit de reconstruire intégralement la ligne en la remplaçant par une nouvelle infrastructure en 33 kV, conforme aux standards actuels. Une telle solution permettrait d'augmenter significativement la capacité de transport de l'énergie, d'améliorer la fiabilité globale du réseau et de mieux répondre aux besoins futurs en matière de charge et d'expansion. Dans les deux cas, nous recommandons vivement de mener des études complémentaires approfondies, incluant une évaluation environnementale et sociale, ainsi qu'une modélisation numérique précise pour valider les différentes options techniques envisagées. Ces analyses permettront de justifier les choix technologiques et d'assurer une gestion optimale des ressources. Par ailleurs, il est impératif de mettre en place un plan de maintenance préventive structuré, associé à un système de surveillance intelligent et automatisé. Ce dispositif contribuera à assurer la pérennité de l'installation, à anticiper les défaillances potentielles et à optimiser les interventions de maintenance. En définitive, cette étude met en lumière l'urgence d'une réhabilitation stratégique de l'infrastructure électrique afin de garantir la sécurité, la

Étude de la fiabilité du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina SA et compensation de l'énergie réactive.

fiabilité et l'efficacité du réseau, tout en anticipant les évolutions technologiques et les exigences croissantes du secteur énergétique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] E. MINING, «CREATING MEANINGFUL VALUE,» Abidjan, 2024.
- [2] A.-A. TANOU et M. K. M. Sani, «DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE ET MECANIQUE D'UNE LIGNE AERIENNE 225 kV : CAS DE LA LIGNE ZINIARE – KAYA,» Ouagadougou, 2021.
- [3] A. CHANAL et J.-P. LEVÈQUE, «Conducteurs et câbles de garde,» *In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique*, pp. D4 422 1-D4 4422 10.
- [4] B. Younes et H. Amar, «Exploitation du signal du courant de fuite pour le diagnostic de l'état du réseau électrique avec LabVIEW».
- [5] D. Xavier, «Lignes aériennes-Isolateurs,» *In Technique de l'ingénieur, traité génie électrique*, p. D4423.
- [6] T. V. Sandra., «Etude de la construction d'une ligne électrique haute tension 90 kV Pa-Wona,» 2014.
- [7] t. g. é. In Technique de l'ingénieur, Éd.«Lignes aériennes-Dimensionnement,» p. D4421.
- [8] A. Power, «pv.magazine,» 31 05 2024. [En ligne]. Available: www.pv.magazine.com/2024/05/31/amea-power-switches-on-26-6mv-solar-farm-in-burkina-faso. [Accès le 05 09 2025].
- [9] L. Jean-Louis, «Transport et Distribution de l'Energie Electrique,» 2000 1999.
- [10] N. T. Handbook, *Chapitre sur les câbles moyenne tension (HTA)*.
- [11] Règlement général sur les installations électriques - Livre 3 - 01.06.2020, p. 262.
- [12] «www.inesmax.com,» [En ligne].
- [13] A. t. d. 1. M. 2001, «<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGITEXT000005631045/2021-01-06/> [Consulté le 10/12/2020],» [En ligne].
- [14] M. MERAI, M. W. NAOUAR et I. SLAMA-BELKHODJA, «Compensation des courants harmoniques et réactifs dans un réseau électrique,» p. D 4 247 1 D 4 267 14.
- [15] K. Nazim et R.TAHMI, «Installation et dimensionnement de batteries de compensation,» Alger, Algérie, 2013.
- [16] S. Electric, Guide de la compensation d'énergie réactive et du filtrage des harmonique n°6, 2001.

Étude de la fiabilité du réseau électrique de la mine souterraine de SEMAFO Burkina SA et compensation de l'énergie réactive.

- [17] O. Z. A. Malick., «Etude d'exécution et mise en œuvre de l'entrée en coupure de la ligne 90 kV DIVO-GAGNOA,» 2019.
- [18] «2721 GEN-MAN-001 Manuel Général v2.pdf».
- [19] IEC 60909. *Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems..*
- [20] IEEE, Éd., *Electric Power Distribution for Industrial Plants.*
- [21] Ing.PODA, Écrivain, *Cours réseau électrique. [Performance].* 2025.

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Générateur de type CAT 3516B	IV
Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288	V
Annexe 3 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 148	VI
Annexe 4 : Devis fourniture, installation et mise en service d'une batterie de compensation Schneider VarSet 1150 kVAR SAH.....	VII
Annexe 5 : Devis amélioration des protections du réseau électrique	VIII
Annexe 6 : Devis de construction de la nouvelle ligne 33 kV	X
Annexe 7 : Devis fourniture et installation transformateur élévateur 6,6/33 kV	XII
Annexe 8 : Tableau de caractéristiques des conducteurs câblés (alliage d'aluminium, AMS, en fonction de la section).....	XIII
Annexe 9 : Plan électrique de l'installation Underground	XIV
Annexe 10 : Configuration des cellules 11000V 6-WAY 630A CCVVVV	XV
Annexe 11 : Charges appliquées aux pylônes	XVI
Annexe 12 : Fiche technique du transformateur	XVIII
Annexe 13 : Plan de gestion d'impact environnemental et social	XIX

Annexe 1 : Générateur de type CAT 3516B



Annexe 2 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 288

Hypothèses	P N/m	q N/m ²	F N/m	φ degré (°)	Péqu N/m	Pc (m)	Pmoy = 77m	a	T (N)	T/Trupture	fmax(en m)	
ASTER 281												
A	A	8	1 112,23	24,52	72	25,79	4,14	Pmoy > Pc	-1,73.10⁻³	- 3031, 74	-3,26	4,29
	20 °C							Pmoy > Pc	-	20415,23	21,98	
B	B	8	69,51	1,53	10,82	8,14	14,88	Pmoy > Pc	-1,89.10⁻³	-895,16	-0,96	
	20 °C							Pmoy > Pc	-	23059,15	24,83	
C	C	8	400,4	8,82	88,85	8,98	13,12	Pmoy > Pc	-1,89.10⁻³	-967,44	-1,04	8,1
	20 °C							Pmoy > Pc	-	23057,99	24,83	
D	D1	8	1 112,23	24,52	72	25,79	7,32	Pmoy > Pc	-1,73.10⁻³	-3031,74	-3,26	4,29
	D2		400,4	8,82	88,85	8,98			-	20475,76	22,05	
	D3		0	0	0	8			-	20477,33	22,05	
	CANICULE		0	0	0	8			-	20477,33	22,05	

Annexe 3 : Résultats des calculs des paramètres pour l'Aster 148

Hypothèses	P N/m	q N/m ²	F N/m	ϕ degré (°)	Péqu N/m	Pc (m)	P _{moy} = 100m	a	T (N)	$\frac{T}{T_{rupture}}$ (en %)	f _{max} (en m)	
ASTER 288												
A	A	4	794,45	12,51	72	13,13	8,43	$P_{moy} > P_c$	-1,87.10⁻³	10205,06	21,4	9,24
	20 °C								-	10215,78	21,43	
B	B		49,65	0,78	11,03	4,07	140,40	$P_{moy} < P_c$	-1,91.10⁻³	10214,73	21,36	
	20 °C								-	13059,15	27,40	
C	C		286	4,50	48,36	6,02	23,45	$P_{moy} > P_c$	-1,90.10⁻³	6938,43	14,5	25,71
	20 °C								-	6798,56	14,26	
D	D1		794,45	12,51	72	13,13	14,91	$P_{moy} > P_c$	-1,87.10⁻³	6878,45	14,43	16,34
	D2		286	4,50	48,36	6,02			-	13248,85	27,80	
	D3		0	0	0	4			-	1139,97	2,3	
	CANICULE								-			
	D4		0	0	0	4			-	6956,49	14,59	

Annexe 4 : Devis fourniture, installation et mise en service d'une batterie de compensation Schneider VarSet 1150 kVAR SAH

Poste	Quantité	Prix unitaire (FCFA HT)	Montant (FCFA HT)
Fourniture VarSet SAH 4.2 (réseau pollué)	1	28 089 000	28 089 000
Cellule HTA avec protection	1	7 800 000	7 800 000
Installation électrique HTA	1	5 000 000	5 000 000
Transport & manutention	1	800 000	800 000

Total HT : 41 689 000 FCFA

TVA (18%) : 8 404 020 FCFA

Total TTC : 49 193 020 FCFA

Annexe 5 : Devis amélioration des protections du réseau électrique

N°	Désignation	Qté	Prix Unitaire (FCFA)	Total (FCFA)	Remarques
1	Remplacement de relais électromécaniques par des relais numériques communicants	6 unités	2 295 850	13 775 100	Inclut configuration, paramétrage et mise en service
2	Uniformisation ou ajustement des ratios de transformateurs de courant (TC)	Étude + 6 TC	393 574	2 361 444	Recalibrage ou justification selon charges
3	Motorisation des disjoncteurs (commandes motorisées)	4 unités	1 311 914	5 247 656	Ajout de moteurs d'ouverture/fermeture + câblages
4	Étude des charges réelles pour ajustement des ratios CT	Étude complète	1 639 893	1 639 893	Relevés, calculs, rapport de préconisations
Total HT estimé				23 024 093	

Annexe 6 : Devis de construction de la nouvelle ligne 33 kV

Bordereau n° : Matériels et équipements											
Poste	Libellé	code	unité	Quantité	Prix unitaire		Prix total (FCFA)				
					Hors Taxe	TTC (TVA=18%)					
CONSTRUCTION DE LA LIGNE ELECTRIQUE 33KV											
I.1	ETUDE D'EXECUTION:										
	Projet détaillé de la ligne (tracé, levée topo, profil en long, calcul mécaniques, définition matériels, planning) établissement d'un profil en long		forfait	1	10000000	11800000	11800000				
I.2	COULOIR DE LA LIGNE:										
	Ouverture couloir de ligne (abattage, dessouchage etc.)		km	1.8	500000	590000	1062000				
I.3	FOURNITURE ET MONTAGE:										
I.3.1	2HEA ou HEB/12m jumelés équipés de :										
	1IACM + commande		ensemble	1	4242000	5005560	5005560				
	2 herses d'arrêt										
	6 chaines d'ancrage (iso composites)										
I.3.2	1 mise à terre des masses métalliques										
	2HEA ou HEB/12m jumelés équipés de :										
	2 herses d'arrêt		ensemble	1	1404000	1656720	1656720				
	6 chaines d'ancrage (iso composites)										
	1 chaines de suspension (iso composites)										
I.3.3	4HEA ou HEB/13m portique équipés de :										
	2 herses d'arrêt		ensemble	0	2284000	2695120	0				

	6 chaines d'ancrage (iso composites)						
	1 chaines de suspension (iso composites)						
I.3.4	HEA ou HEB/12m équipé de :						
	Nappes Voûte NV2		ensemble	16	621000	732780	11724480
	3 chaines de suspension (iso composites)						
I.3.5	HEA ou HEB/12m équipé de :						
	Nappes voûte NW		ensemble	0	626000	738680	0
	3 chaines de suspension (iso composites)						
I.3.6	Câble ALMELEC 148mm² y compris :						
	Connexions		ml	1800	1500	1770	3186000
	Déroulage						
	Réglage						
I.3.7	Numérotation des supports		Forfait	19	5000	5900	112100
I.3.8	Fourniture et pose de jeux de parafoudres		ensemble	2	70000	82600	165200
I.4	Fourniture et pose de IACM		ensemble	1	2900000	3422000	3422000
	TOTAL						38134060

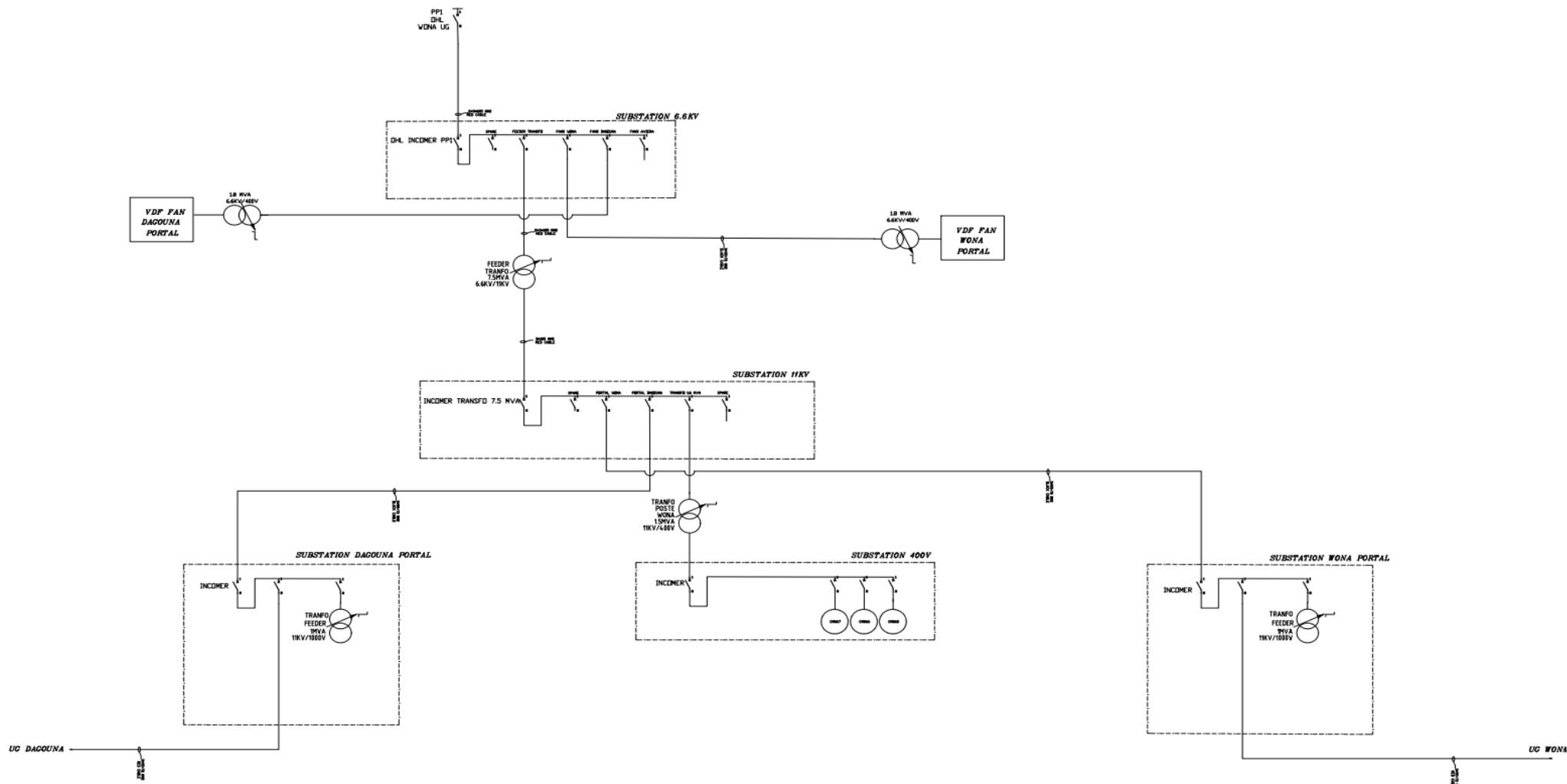
Annexe 7 : Devis fourniture et installation transformateur élévateur 6,6/33 kV

Transformateur élévateur 6,6/33 kV			
Désignation	Quantité	Prix unitaire +TVA(18%)	
Transformateur 6,6/33 kV- MVA	1	15 000 000	17 700 000
Cellule HTA départ 33kV	1	2 400 000	2 832 000
Armoire BT de protection et commande	1	1 800 000	2 124 000
Travaux de raccordement (câbles, génie civil)	1	1 800 000	2 124 000
Total			24 780 000

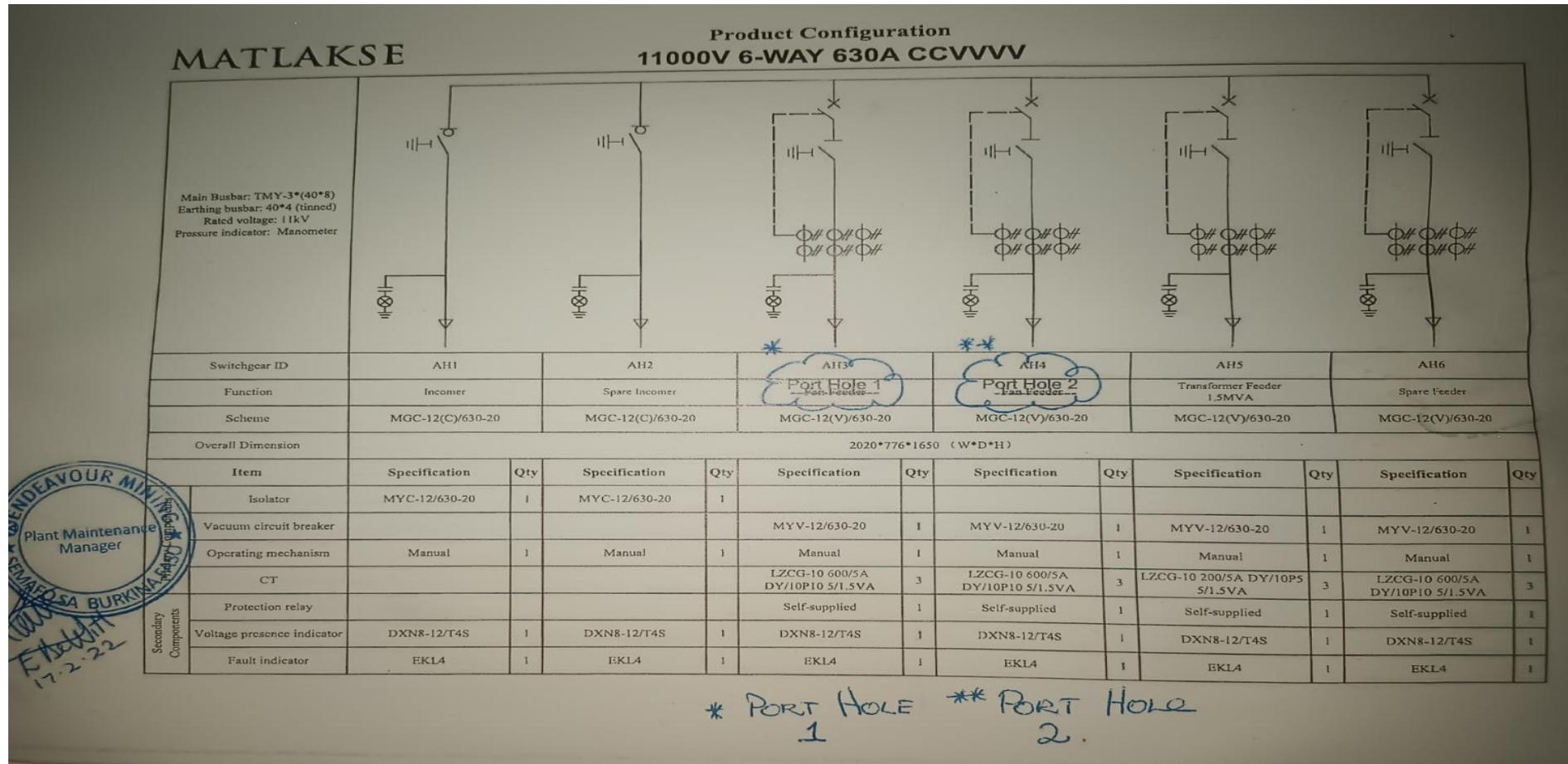
Annexe 8 : Tableau de caractéristiques des conducteurs câblés (alliage d'aluminium, AMS, en fonction de la section)

Section nominale mm ²	Section Théorique mm ²	Nombre de fils	Diamètre nominal mm	Diamètre extérieur du conducteur mm	Masse par km de conducteur ¹² kg/km	Masse de graisse par km de conducteur ¹³ kg/km	Résistance électrique par km de conducteur ¹⁴ Ω/km à 20°C	Charge de rupture nominale du conducteur daN	Module d'élasticité du conducteur ¹⁵ N/mm ²	Coefficient de dilatation linéique du conducteur ¹⁶ 10 ⁻⁶ K ⁻¹	Intensité de courant admissible A
35	34,36	7	2,5	7,50	94	5	0,967	1105	59000	23 10 ⁻⁶	180
55	54,55	7	3,15	9,45	149	8	0,609	1755	59000	23 10 ⁻⁶	240
95	93,27	19	2,5	12,5	257	5	0,358	3005	56000	23 10 ⁻⁶	340
117	116,99	19	2,8	14	322	7	0,286	3765	56000	23 10 ⁻⁶	385
148	148,07	19	3,15	15,75	407	8	0,226	4765	56000	23 10 ⁻⁶	450
153	152,81	19	3,2	16	421	9	0,218	4920	56000	23 10 ⁻⁶	460
182	181,62	37	2,5	17,50	501	14	0,184	5845	56000	23 10 ⁻⁶	510
198	197,96	37	2,61	18,3	546	15	0,169	6375	56000	23 10 ⁻⁶	535
210	210,28	37	2,69	18,85	579	16	0,159	6770	56000	23 10 ⁻⁶	560
228	227,83	37	2,8	19,6	627	17	0,147	7335	56000	23 10 ⁻⁶	585
248	247,77	37	2,92	20,45	682	19	0,135	7980	56000	23 10 ⁻⁶	620
265	265,04	37	3,02	21,15	731	20	0,127	8985	56000	23 10 ⁻⁶	645
288	288,35	37	3,15	22,05	795	22	0,116	9285	56000	23 10 ⁻⁶	680
298	297,57	37	3,2	22,4	819	22	0,112	9585	56000	23 10 ⁻⁶	695
313	312,64	37	3,28	22,95	859	24	0,107	10070	56000	23 10 ⁻⁶	715
318	318,38	37	3,31	23,2	878	24	0,105	10250	56000	23 10 ⁻⁶	720
366	366,23	37	3,55	24,85	1009	28	0,0913	11795	56000	23 10 ⁻⁶	790
446	445,68	61	3,05	27,45	1230	37	0,0752	14355	54000	23 10 ⁻⁶	895
475	475,38	61	3,15	28,35	1312	40	0,0705	15310	54000	23 10 ⁻⁶	925
570	570,24	61	3,45	31,05	1573	48	0,0588	18365	54000	23 10 ⁻⁶	1035
621	620,90	61	3,6	32,4	1713	52	0,0540	19995	54000	23 10 ⁻⁶	1095
709	709,17	91	3,15	34,65	1964	63	0,0474	22840	54000	23 10 ⁻⁶	1185
851	850,69	91	3,45	37,95	2356	76	0,0395	27390	54000	23 10 ⁻⁶	1330
926	926,27	91	3,6	39,6	2562	83	0,0636	29830	54000	23 10 ⁻⁶	1410

Annexe 9 : Plan électrique de l'installation Underground



Annexe 10 : Configuration des cellules 11000V 6-WAY 630A CCVVVV



Annexe 11 : Charges appliquées aux pylônes

Tableau 33 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'arrêt par le câble ASTER 148.

Pylônes d'arrêt	(m)	w (daN/m)	a₁ (m)	a₂ (m)	P_i (kg)	V_B daN
UG 01	1	0,4	0	100	11,40	31,40
UG 02	1	0,4	100	100	11,40	51,40

Tableau 34 : Charges verticales appliquées aux pylônes d'alignement par le câble ASTER 248.

Pylônes d'alignement	(M)	W (daN/m)	a1 (m)	a2 (m)	Pi kg	V_B daN
UG 02	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 03	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 04	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 05	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 06	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 07	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 08	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 09	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 10	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 11	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 12	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 13	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 14	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 15	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 17	1	0,4	100	100	11,40	51,40
UG 18	1	0,4	100	100	11,40	51,40

Tableau 35 : Charges horizontales transversale H déterminées pour les pylônes d'alignement et les pylônes d'alignement et d'angle.

Pylônes d'alignement et d'angle	Hypothèses	F en N/m	a1 en m	a2 en m	Ha en N (0 ° à 2 °)
UG 16	A	24,67	100	100	3576,80
	B	16,44	100	100	2753,80
	C	8,88	100	100	1997,80
	D1	24,67	100	100	3576,80
	D2	8,88	100	100	1997,80
	D3	0	100	100	1109,80
	D4	0	100	100	1109,80
	D2	8,88	100	100	1997,80
	D3	0	100	100	1109,80
	D4	0	100	100	1109,80

Tableau 36 : Charges longitudinales L appliquées par l'ASTER sur les pylônes d'arrêt et d'angle.

Pylônes d'arrêt et d'angle	Hypothèses	Tension à l'hypothèse considérée (N)	Tension L pour un pylône d'angle 30° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 70° (N)	Tension L pour un pylône d'angle 80° (N)
UG 16	A	75501,39	39082,40	86611,64	97062,72
	B	61262,08	31711,59	70276,97	78757,01
	C	61293,1	31727,64	70312,56	78796,89
	D1	61167,41	31662,58	70168,37	78635,31
	D2	56196,9	29089,66	64466,44	72245,34
	D3	34872,6	18051,39	40004,20	44831,35
	D4	41805,45	21640,09	47957,24	53744,05

Annexe 12 : Fiche technique du transformateur

Modèle	SS-8 MVA-33 / 6,6 (0,4) KV
Type	Transformateur de puissance immergé dans l'huile
la norme	Ampli IEC60076 GG; SANS780
Puissance nominale	8 MVA
La fréquence	50 HZ
Phase	Trois
Type de refroidissement	SUR UN
Tension primaire	33 KV
Tension secondaire	6,6 (0,4) KV
Matériel d'enroulement	Cuivre
Groupe de vecteur	Dyn1yn1
Impédance	8%
Changeur de prises	NLTC
Plage de taraudage	± 2 * 2,5% @ côté primaire
Aucune perte de charge	7 KW
En cas de perte de charge	60 KW
Accessoires	Configuration standard
Remarques	N/A

Annexe 13 : Plan de gestion d'impact environnemental et social

Milieu Récepteur	Impact	Actions Environnementales	Objectif de l'Action	Tâches à Réaliser	Acteurs de l'Action	Auteurs du Suivi	Calendrier	Indicateurs de Suivi
Humain	Accidents de circulation	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de la signalisation des travaux • Réduction de la vitesse à la traversée des localités 	Réduire les risques d'accidents liés à la circulation	<ul style="list-style-type: none"> • Installation de panneaux de signalisation • Contrôle de la vitesse des engins de chantier • Construction de ralentisseurs 	Entreprise	SONABEL	Pendant les travaux	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre d'accidents enregistrés pendant les travaux • Nombre de constats d'accidents établis par la gendarmerie ou la police