

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Études de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Électrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par

Sofiane BOUDALI
Feila ACHIR

Thème

Dimensionnement et Simulation d'une Ligne Aérienne HTB 220kV Hassi Messaoud – Oued El Meraa

Mémoire soutenu publiquement le 30 /06 / 2024 devant le jury composé de :

M Mhand MEKIOUS

Maitre de Conférences Classe B,

UMMTO,

Président

M Mustapha ZAOUIA

Professeur,

UMMTO,

Encadrant

M Farid LAMANI

Maitre Assitant

UMMTO,

Examineur

M Youcef CHERFOUH

Ingénieur

SONELGAZ-Alger

Co-Encadrant

Remerciements

Cet accomplissement couronne nos années d'études en ingénierie, résultant à la fois de notre engagement personnel et d'une collaboration fructueuse avec d'autres personnes.

En ce moment propice aux remerciements, nous souhaitons exprimer notre gratitude envers ceux qui ont été d'un soutien inestimable pour nous : en premier lieu, nos parents et notre famille, pour leur amour et leur soutien indéfectibles tout au long de notre parcours académique.

Nous tenons également à adresser notre profonde reconnaissance à Monsieur le Professeur Zaouia Mustapha, pour ses conseils précieux, sa disponibilité sans faille et sa guidance exceptionnelle. Nous souhaitons également exprimer notre gratitude envers l'équipe du service des travaux et études de la société de transport d'électricité STE ainsi que tout le groupe SONELGAZ. Nous tenons tout particulièrement à remercier Monsieur Cherfouh Youcef pour son accompagnement durant notre stage pratique au sein de SONELGAZ ainsi que les membres du jury le jour de notre soutenance.

Enfin, nous n'oublions pas tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont apporté leur aide précieuse dans la réalisation de ce travail.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques.	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Organisation des réseaux électriques	3
I.2.1. Réseaux de transport	4
I.2.2. Réseaux de répartition.....	4
I.2.3. Réseaux de distribution.....	4
I.3. Les différents niveaux de tension.....	4
I.4. Structure topologique des réseaux électriques	5
I.4.1. Réseau maillé	6
I.4.2. Réseau radial	6
I.4.3. Réseau bouclé	6
I.4.4. Réseau arborescent.....	7
I.5. Eléments constituant le réseau électrique	7
I.5.1. Les unités de production	7
I.5.2. Les lignes de transport	7
I.6. Les câbles conducteurs	8
I.6.1. Câbles aluminium-acier (ACSR)	9
I.6.2. Conducteurs homogènes en almélec (AAAC).....	9
I.6.3. Câbles almélec-acier (AACSR)	9
I.7. Les isolateurs	10
I.8. Les pylônes	11
I.8.1. Types d'armement	12
I.8.1.1 Armement en triangle	12
I.8.1.2. Armement en nappe	12
I.8.1.3. Armement en drapeau	13
I.8.2. Types de pylônes	14
I.8.2.1. Pylône d'alignement	14
I.8.2.2. Pylône d'ancrage	14
I.8.2.3. Pylône anti-cascade	14
I.9. Les câbles de garde	14

I.10. Les câbles de garde à circuits de télécommunication incorporés OPGW.....	15
I.11. Les câbles de mise à la terre	15
I.12. Les éclateurs	15
I.13. Accessoires fixés sur les conducteurs	16
I.13.1. Balises lumineuses	16
I.13.2. Balises diurnes	16
I.13.3. Balises avifaunes.....	17
I.13.4. Contrepoids anti giratoires	17
I.13.5. Contrepoids de bretelles.....	18
I.13.6. Bretelles antivibratoires	18
I.13.7 Amortisseurs « stock bridge »	18
I.13.8. Espaceurs	18
I.13.9. Entretoises	19
I.13.10. Dispositifs de liaison (manchons)	19
I.14. Les postes électriques	19
I.14.1. Les transformateurs	20
I.14.1.1. Transformateur de tension	20
I.14.1.2. Transformateur de courant	21
I.14.1.3. Transformateur de puissance	22
I.14.2. Les disjoncteurs	22
I.14.3. Les sectionneurs	23
I.14.4. Les jeux de barres	24
I.14.5. Les parafoudres	25
I.14.5.1 Parafoudres à carbure de silicium	26
I.14.5.2 Parafoudre à oxyde de zinc	26
I.15. Conclusion du chapitre	27

Chapitre II : Dimensionnement électrique et mécanique d'une ligne aérienne.

II.1. Introduction	28
II.2. Dimensionnement électrique d'une ligne aérienne.....	28
II.2.1. Schéma équivalent d'une ligne électrique	28
II.2.2. Critères techniques d'une ligne aérienne	30
II.2.2.1. Courant nominal dans les conducteurs	30

II.2.2.2. Courant admissible dans les conducteurs	31
II.2.2.2.1. Echauffement des conducteurs en régime permanent	31
II.2.2.2.2. Echauffement des conducteurs en régime de surcharge	
temporaire.....	32
II.2.2.2.3. Choix de la température ambiante	33
II.2.2.3. Courant de court-circuit.....	34
II.2.2.4. Chute de tension	35
II.2.2.5. Critère économique.....	37
II.2.3. Paramètres linéiques d'une ligne électrique	39
II.2.3.1. Résistance linéique	39
II.2.3.1.1. Résistance linéique en courant continu	39
II.2.3.1.2. Résistance linéique en courant alternatif	40
II.2.3.2. Inductance linéique	41
II.2.3.3. Capacité linéique	43
II.2.3.4. Réactance inductive linéique	44
II.2.3.5. Réactance capacitive linéique.....	44
II.2.3.6. Susceptance capacitive de la ligne.....	44
II.2.3.7. Conductance de la ligne.....	45
II.2.3.8. Admittance de la ligne	45
II.2.4. L'effet couronne dans les lignes électriques.....	45
II.2.5. Dimensionnement des chaînes d'isolation	46
II.2.6. Contexte, description et fiche technique du projet en question.....	47
II.2.6.1. Calcul de la résistance des câbles	48
II.2.6.2. Courant nominal dans les conducteurs	48
II.2.6.3. Courant admissible dans les conducteurs	49
II.2.6.4. Calcul de l'inductance linéique	49
II.2.6.5. Calcul de la réactance inductive linéique	50
II.2.6.6. Calcul de la chute de tension	50
II.2.6.7. Calcul des isolateurs	51
II.3. Dimensionnement mécanique d'une ligne aérienne.....	51
II.3.1. Jargon mécanique des lignes aériennes	52
II.3.2. Objectif de l'étude mécanique	54
II.3.3. Hypothèses de dimensionnement	54
II.3.3.1. Hypothèses administratives	54

II.3.3.1.1 Hypothèse A	54
II.3.3.1.2. Hypothèse B	55
II.3.3.1.3. Hypothèses de répartition	55
II.3.3.2. Hypothèses particulières à SONELGAZ.....	56
II.3.3.2.1. Hypothèses de givre.....	56
II.3.3.2.2. Hypothèses dérivées	56
II.3.3.2.2.1. Hypothèse EDS (Every Day Stress)	56
II.3.3.2.2.2. Hypothèses à vents réduits	57
II.3.3.3. Hypothèses d'opportunité.....	57
II.3.3.3.1. Hypothèse de torsion	57
II.3.3.3.2. Hypothèse de givre dissymétrique.....	57
II.3.3.3.3. Hypothèse anti-cascade	58
II.3.4. Coefficient de sécurité et de stabilité K.....	58
II.3.4.1. Conditions normales	58
II.3.4.2. Conditions exceptionnelles (rupture et givre).....	58
II.3.5. Application du vent	58
II.3.6. Coefficient de surcharge m.....	59
II.3.7. Balancement des chaines d'isolateurs	60
II.3.8. Distances de croisement	61
II.3.9. Les traversées	62
II.3.10. Efforts transmis aux pylônes par les conducteurs	63
II.3.11. Taux de travail des câbles.....	65
II.3.12. Forme de la courbe d'équilibre.....	66
II.3.13. Equation de la courbe d'équilibre.....	67
II.3.14. Equation de la flèche	67
II.3.15. Longueur du câble	67
II.3.16. Etablissement de l'équation de changement d'état.....	68
II.3.17. Généralisation de l'équation de changement d'état.....	69
II.3.17.1. La portée	69
II.3.17.2. La portée de niveau.....	69
II.3.17.3. La portée dénivelée.....	70
II.3.17.4. Portée moyenne d'un canton	70
II.3.18. Application et calculs mécaniques	71

II.4. Conclusion du chapitre	71
Chapitre III : Simulation sur PLS-CADD	
III.1. Introduction	72
III.2. Introduction au logiciel PLS-CADD	72
III.2.1. Coffret power line	72
III.2.2. Simulation de la ligne aérienne	72
III.3. Hypothèses de calcul	73
III.4. Simulation de la ligne Hassi Messaoud - Oued El Meraa	73
III.4.1. Tracé et situation topographique de la ligne	74
III.4.2. Modèle du terrain et code topographique	75
III.4.3. Profil en long	76
III.4.4. Implantation des supports	77
III.5. Différentes hypothèses pour la simulation de la ligne	78
III.6. Résultats de simulation et discussion	78
III.6.1. Taux de travail des pylônes	79
III.6.2. Vérification des angles de balancement	80
III.6.3. Taux de travail des câbles	80
III.6.4. Distances au sol et aux obstacles	81
III.6.5. Distances de croisement	83
III.6.6. Tensions et flèches de pose	83
III.7. Conclusion du chapitre	84
Conclusion générale	85
Références bibliographiques	86

Introduction générale

Dans le monde industrialisé, l'énergie électrique est omniprésente. Issue de diverses sources primaires, cette énergie produite par des centrales de production de l'énergie électrique doit être acheminée vers les usagers via des lignes souterraines ou aériennes de transport et de distribution. Ces lignes, jouent un rôle aussi fondamental que celui des centres de production. En acheminant cette énergie vers les consommateurs, les dépenses d'investissement et d'exploitation nécessaires à son transport et à sa distribution augmentent [1].

L'étude d'implantation d'une ligne de transport de l'énergie électrique mêle étroitement les études techniques aux procédures administratives. L'objectif essentiel est de réaliser une ligne électrique fiable au coût minimal, mais s'intégrant parfaitement dans l'environnement. Le respect de cet environnement lors de la réalisation d'une ligne de transport de l'énergie électrique se traduit par l'évitement des obstacles et les difficultés de passage qui font que le tracé est rarement une ligne droite [2]. Pour l'étude des lignes de transport de l'énergie électrique, SONELGAZ impose un plan de réalisation et de mise en fonctionnement de ces lignes [3].

L'objet de notre mémoire est d'étudier une ligne aérienne de transport de l'énergie électrique à haute tension Hassi Messaoud – Oued El Meraa, allant du poste de transformation 400/220 kV de Hassi Messaoud vers la ligne 220kV d'Oued El Meraa, sur une longueur totale de 67 km. Pour réaliser notre mémoire, un stage d'une durée de trois mois au sein du département travaux et études de la Société de Transport d'Electricité STE, une filiale du groupe SONELGAZ située à l'immeuble 700 Bureaux, 38 Rue du Gué de Constantine, Alger.

L'objectif principal de ce travail est le dimensionnement et la simulation d'une ligne aérienne de transport d'électricité haute tension de type HTB de 220 kV. L'étude de cette ligne électrique à haute tension nécessitera essentiellement de recourir à des concepts d'électrotechnique tels que les paramètres des lignes électriques notamment sa résistance, son inductance et sa capacité (R, L, C) ainsi qu'à des principes de mécanique. La simulation de cette ligne se fera à travers l'utilisation du logiciel de calcul et de conception des lignes aériennes Power Lines System – Computer Aided Design and Drafting (PLS-CADD). Sachant que ce logiciel est destiné principalement à la simulation de l'étude mécanique des lignes aériennes de transport de l'énergie électrique. Notre mémoire est structuré en trois chapitres :

Le premier chapitre sera consacré aux généralités sur les réseaux de transport de l'énergie électrique, tels que la configuration des réseaux, les niveaux de tension employés, les capacités de transmission, les spécificités des lignes aériennes, ainsi que les composants des lignes à très haute tension.

Le deuxième chapitre sera subdivisé en deux parties distinctes. La première partie abordera le dimensionnement électrique, mettant en lumière les méthodes et les concepts fondamentaux pour le dimensionnement des composants d'une ligne électrique aérienne haute tension, ainsi que les équations régissant les circuits correspondants, et les calculs qui en découlent tels que la chute de tension et les courants électriques. Tandis que la deuxième partie se concentrera sur le dimensionnement mécanique en mettant en évidence les hypothèses administratives telles que les hypothèses climatiques et météorologiques sur lesquelles repose ce dernier, et inclura l'établissement des équations mécaniques, car c'est grâce à ces équations qu'on peut calculer plusieurs paramètres de la ligne tels que la tension et la flèche qui sont des éléments essentiels pour le calcul mécanique.

Dans le troisième chapitre, nous mettrons en application les connaissances acquises lors de notre stage au sein de la SONELGAZ. Nous explorerons le tracé de la ligne sous différents angles, en examinant les types de pylônes utilisés, les niveaux de tensions, les caractéristiques de pose et en vérifiant les hypothèses posées au préalable. Cette étape sera essentiellement réalisée à l'aide du logiciel PLS-CADD, qui jouera un rôle crucial dans ce chapitre, les résultats obtenus seront interprétés et discutés.

Enfin, nous terminons par une conclusion.

I.1. Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'un niveau de tension à l'autre grâce aux transformateurs. Le réseau est l'élément essentiel qui a pour tâche de réaliser à chaque instant l'équilibre entre la production d'énergie électrique et la consommation nécessaire à l'ensemble des clients connectés au système. C'est également un moyen efficace pour réaliser des économies d'échelle liées au couple production/consommation. Dans ce chapitre nous allons présenter les éléments constituant les réseaux électriques, les différents types et topologies de ces derniers ainsi que les niveaux de tension en vigueur. Nous nous étalerons ensuite sur les différents ouvrages permettant de faire fonctionner cette complexe infrastructure, les éléments clés permettant de l'exploiter, l'asservir et la protéger.

I.2. Organisation des réseaux électriques

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir les lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes, particulièrement importants, comportent habituellement des transformateurs avec dispositifs de contrôle, de réglage et de protection comme illustré dans la Figure I.1 [4].

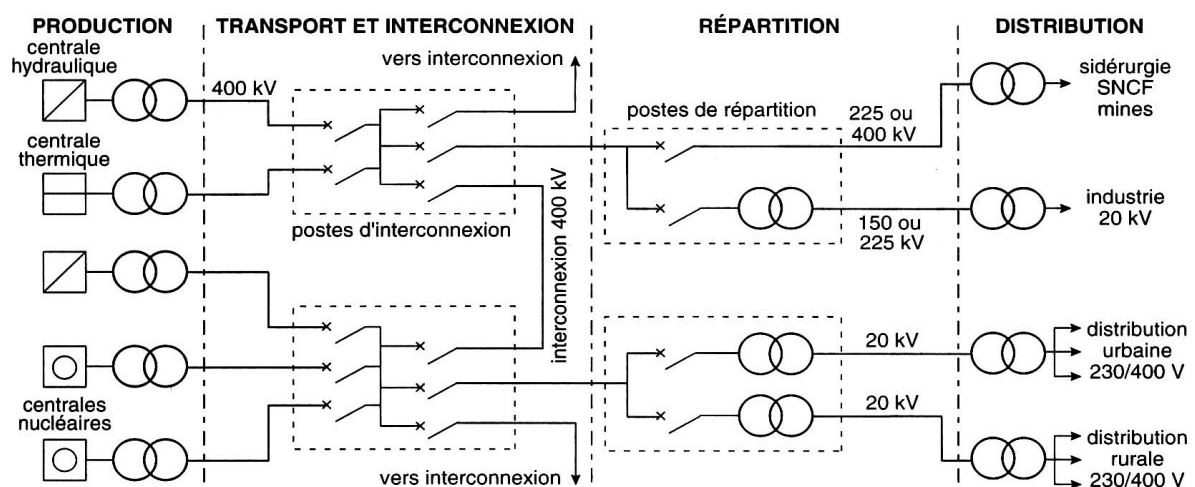


Figure I.1: Organisation d'un réseau électrique.

I.2.1. Réseaux de transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV [2].

I.2.2. Réseaux de répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT(MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV [2].

I.2.3. Réseaux de distribution

Le réseau de distribution électrique est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs. Il achemine l'énergie électrique d'un réseau de transport (Haute tension B) ou un réseau de répartition (Haute tension A) aux transformateurs aériens desservant les clients. Ils comprennent des postes électriques de transformation, des lignes aériennes et un réseau de conducteurs les reliant aux transformateurs de secteur. Le réseau de distribution dessert parfois directement les compteurs électriques de clients industriels. Dans Les réseaux de distribution on utilise deux niveaux de tension [2] :

- Réseaux de distribution à moyenne tension HTA (10 à 30 kV le plus répandu).
- Réseaux de distribution à basse tension BTA (220 / 380 V).

I.3. Les différents niveaux de tension

Le niveau de tension au sein d'un réseau est l'une des grandeurs électriques fondamentales dans l'exploitation. Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions déterminées. Le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures. Le but est de réduire les chutes de tension, les pertes en ligne et, également, d'améliorer la stabilité des réseaux. Les différents niveaux de tension sont définis de manière précise par la norme CEI (Commission Electrotechnique Internationale) qui est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de

favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout comité national intéressé par le sujet peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux.

Les tensions de service sont classées dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : Les différents niveaux de tensions réglementaires.

Domaine de tension		Valeur de la tension nominale (U_n en Volt)	
		Courant alternatif	Courant continu
Très basse tension TBT		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute tension HT	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n \geq 50000$	$U_n \geq 75000$

I.4. Structure topologique des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs structures topologiques qui répondent aux objectifs suivants :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens.
- Obtenir un niveau de qualité de service fixe.
- Assurer le résultat économique souhaité, mais doit soumettre à des impératifs.
- Etre en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelé densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant :
 - Zone à faible densité de charge $< 1 \text{ MVA/km}^2$
 - Zone à forte densité de charge $> 5 \text{ MVA/km}^2$
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (température minimale et maximale, vent et neige).

Ainsi, on dénombre plusieurs structures, notamment :

I.4.1. Réseau maillé

C'est un réseau où les liaisons forment des boucles réalisant une structure aux mailles d'un filet (voir Figure I.2). Cette structure apporte une meilleure solution dans la mesure où elle permet par l'usage des transformateurs de choisir la tension la mieux adaptée à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique et aussi à la maîtrise des courts-circuit, en revanche son étude est très complexe et sa réalisation est coûteuse.

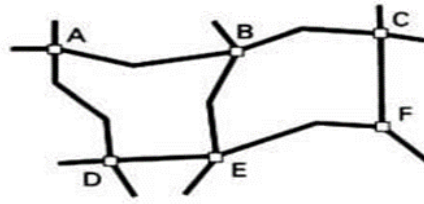


Figure I.2 : Exemple de structure maillée.

I.4.2. Réseau radial

Est un réseau, à partir d'un poste d'alimentation, où chaque artère se séparant des autres à la manière des branches d'un arbre et ne présentant donc qu'un point commun avec une autre liaison. Ce mode de distribution (MT et BT) radial est plus employé dans les installations industrielles



Figure I.3 : Exemple de structure radiale.

I.4.3. Réseau bouclé

Des postes HT/MT, deux lignes réunies par leurs extrémités. Chaque ligne alimente en cascade un certains nombres de postes MT/BT. Ce réseau nous donne la possibilité d'alimenter les abonnés par un autre poste dans le cas d'une coupure en attendant le dépannage

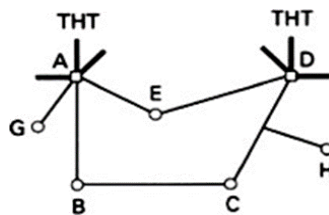


Figure I.4 : Exemple de structure bouclée.

I.4.4. Réseau arborescent

Est un réseau à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations comme montré dans la Figure I.5. Des sous-dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sur un même interrupteur à commande manuel un ensemble MT/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation.

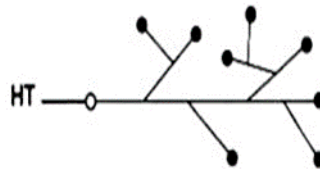


Figure I.5 : Exemple de structure arborescent.

I.5. Éléments constituant le réseau électrique

Comme toute infrastructure, le réseau électrique est constitué de plusieurs éléments permettant son bon fonctionnement, nous dénombrons :

I.5.1. Les unités de production

Les unités de production sont l'ensemble des groupes de production dans une centrale électrique. Un groupe de production d'énergie électrique est constitué d'une turbine, d'un alternateur, et d'un transformateur élévateur. L'organe principal d'une centrale est l'alternateur qui est couplé à sa turbine, et via lequel la centrale électrique produit de l'énergie électrique obtenue par conversion électromécanique d'une énergie primaire ayant différentes origines à savoir [2] :

- Thermiques classiques (gaz, fuel, charbon, lignite...),
- Nucléaires (Uranium),
- Hydrauliques (eau),
- Renouvelables (solaire, éolienne, biomasse...etc.).

I.5.2. Les lignes de transport

Les lignes aériennes sont composées des conducteurs, généralement en alliage d'aluminium (Almélec) ou cuivre, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. On dénombre deux types de lignes pour le transport : des lignes à Très Haute Tension ($220\ 000 \leq THT \leq 400\ 000$ volts) et des lignes à Haute Tension ($63\ 000 \leq HT \leq 90\ 000$ volts). Les ouvrages de tension plus élevées permettent de transporter de très grandes quantité d'énergie en limitant les pertes.

En effet, les lignes de transport sont un ensemble d'infrastructures, de technologies et d'éléments importants qui travaillent ensemble afin de mener à bien cette tâche, nous citons :

I.6. Les câbles conducteurs

Les conducteurs sont réalisés sous forme de câbles qui peuvent être soit [4] :

- Des câbles en aluminium renforcés par une âme en acier qui assure leur rigidité mécanique. La conduction n'est pas affectée par l'âme en acier car à cause de l'effet de peau la quasi-totalité du courant circule dans la couronne en aluminium ;
- Des câbles dans un alliage spécial en aluminium, magnésium, silicium appelé Almélec qui a des propriétés intéressantes de conductivité et de rigidité mécanique ;
- Peuvent également se présenter sous la forme de câbles creux renforcés ou lorsque la tension devient très élevée, être divisés et organisés en faisceaux afin de diminuer l'intensité du champ électrique extérieur.

Tout en assurant une bonne continuité électrique, ils doivent pouvoir supporter, sans détérioration ni rupture, les contraintes extérieures auxquelles ils sont soumis (vent, givre...). Ils sont généralement constitués de fils en aluminium ou en alliage d'aluminium. Pour certains d'entre eux, une âme en fils d'acier permet de leur donner une résistance mécanique plus élevée [2].

Les conducteurs nus, utilisés pour la construction des lignes aériennes, sont des câbles constitués de fils ronds ou exceptionnellement de fils trapézoïdaux ou profilés en forme de Z. Pour réaliser ces câbles, les métaux conducteurs de faible résistivité sont peu nombreux. Seuls sont utilisés actuellement l'aluminium dans sa forme écroui dur, de grande pureté d'une part, et un alliage d'aluminium, l'almélec, d'autre part.

Les caractéristiques de ces métaux ont peu évolué au cours des dernières décennies et leur température maximale de fonctionnement ne peut dépasser 100 °C. Cependant, certains métaux conducteurs, par exemple l'aluminium recuit, ou certains alliages devraient permettre des températures de fonctionnement plus élevées, de l'ordre de 200 °C, et sont actuellement testés. Depuis plusieurs années, le cuivre n'est plus utilisé en raison de sa masse et de son coût. Parmi les matériaux constituant les conducteurs, nous dénombrons [5] :

I.6.1 Câbles aluminium-acier (ACSR)

L'aluminium utilisé, écroui et de grande pureté (norme NF EN 60889) a une contrainte à la rupture en traction de 160 MPa très insuffisante pour réaliser les lignes à haute tension. Pour pallier cet inconvénient, les câbles ACSR (steel-reinforced aluminium conductor) comportent au centre une âme en fil d'acier galvanisé qui supporte la plus grande partie de la tension mécanique et autour de cette âme, plusieurs couches de fils d'aluminium conduisant le courant électrique. Les fils d'acier sont zingués, soit après tréfilage, soit avant le dernier passage dans la filière, cette deuxième façon d'opérer donnant une meilleure adhérence à la couche de zinc. Deux types d'acier sont utilisés, caractérisés par leur contrainte minimale à 1% d'allongement (norme NF EN 50189) [5] :

- Acier à très haute résistance mécanique toujours retenu pour les lignes HTB : 1410 à 1450 MPa.
- Acier normal : 1140 à 1170 MPa.

I.6.2. Conducteurs homogènes en almélec (AAAC)

Les alliages d'aluminium utilisés pour les conducteurs AAAC (all-aluminium alloyconductor) de lignes aériennes contiennent de faibles additions de magnésium et de silicium et sont appelés « Almélec ». La métallurgie de ces alliages permet, dans certaines limites, une adaptation de caractéristiques électriques et mécaniques aux utilisations envisagées. Les deux caractéristiques précédentes varient dans le même sens, si on diminue la résistivité, on diminue également la résistance mécanique et inversement [5].

I.6.3. Câbles almélec-acier (AACSR)

Dans le but d'obtenir des câbles très résistants mécaniquement pour les zones fortement givrées ou les lignes de montagne, des câbles almélec-acier (AACSR : all-aluminium alloyconductor steel reinforced aluminium alloyconductor) sont réalisés avec des sections voisines de celles des câbles alu-minium-acier (ACSR), les fils d'aluminium étant remplacés par des fils d'almélec. On utilise toujours de l'acier à très haute résistance mécanique. La Figure I.6 illustre la composition du noyau avec 7 brins d'acier ayant un diamètre de 2,21 mm. La partie en aluminium est composée de 42 brins de 3,99 mm répartis sur 3 couches pour donner un conducteur dont le diamètre hors tout est de 30,56 mm [5].



Figure I.6 : Conducteur aérien aluminium-acier (ACSR).

Le tableau suivant compare les caractéristiques des matériaux utilisés :

Tableau I.2 : Caractéristiques comparées des matériaux utilisés [5].

Caractéristique	Cuivre	Almélec	Aluminium	Acier
Résistivité à 20 C (10 $\Omega \cdot m$)	1,72	3,26	2,82	~ 15
Coefficient de température ($10^{-3}K^{-1}$)	4,1	3,6	4	
Masse volumique ($kg \cdot m^{-3}$)	8 890	2 700	2 700	7 800
Contrainte à la rupture en traction acier à très haute résistance mécanique ; contrainte minimale à 1 % d'allongement (MPa)	380 à 450	320 à 380	150 à 190	1 410 à 1 450
Module d'élasticité(MPa)	câble : 105 000 fil : 120 000	câble : 60 000	câble : 60 000 fil : 65 000	câble : 185 000 fil : 200 000
Coefficient de dilatation linéique ($10^{-6}K^{-1}$)	17	23	23	11.5

I.7. Les isolateurs

Les isolateurs sont fabriqués en verre ou en porcelaine. Ils ont des formes spéciales pour allonger les distances d'isolement et donc la tenue diélectrique, c'est-à-dire qu'ils servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement. Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe. Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues au poids et à la tension mécanique des conducteurs, ils transmettent aux supports tous les efforts agissant sur les conducteurs. Les isolateurs sont de deux types principaux : rigides et à chaîne (Figure I.7a et Figure I.7b). La partie supérieure des isolateurs rigides sur laquelle est fixé le conducteur est constituée d'une ou de plusieurs jupes en

porcelaine. Une tige vissée à l'intérieur des isolateurs permet de les fixer à un support, ou être intercalés de façon articulée entre le conducteur et le support (chaînes d'isolateurs) [6].

Pour des tensions supérieures à 70 kV, on emploie toujours des chaînes d'isolateurs constituées d'un certain nombre d'éléments en porcelaine réunis par des pièces métalliques. Le nombre d'éléments varie avec la tension : pour une tension de 110 kV, on en admet de 4 à 7, pour une tension de 230 kV, de 13 à 16. La pollution et en particulier la pollution saline est un très gros problème pour les isolateurs qui lorsqu'ils sont recouverts de sel (qui est conducteur) ou de particules grasses conductrices ne sont plus en mesure de remplir leur fonction (perte de propriétés et de distance d'isolement) ce qui crée des amorçages au niveau des pylônes [6].

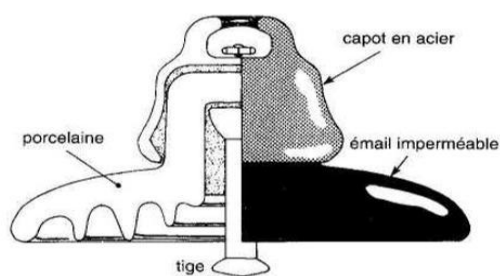


Figure I.7a : Vue en coupe d'un isolateur rigide.

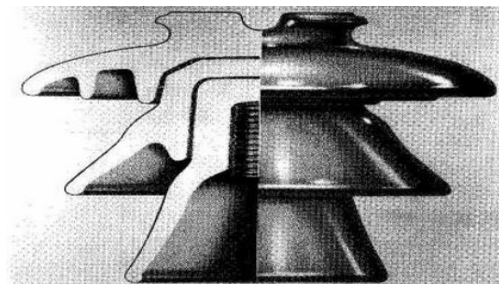


Figure I.7b : Vue en coupe d'un élément d'isolateur à chaîne.

I.8. Les pylônes

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au-dessus du sol par l'intermédiaire de traverses ou bras, ils comprennent des conducteurs et des câbles de garde destinés à protéger les conducteurs des coups de foudre. De forme et d'importance très variées, ils peuvent aller des simples poteaux en bois ou en béton, d'une douzaine de mètres de hauteur, aux pylônes en treillis d'acier, de plus de 50 mètres de hauteur et ayant une masse pouvant atteindre voire dépasser les 100 tonnes. Ils sont définis en fonction des contraintes mécaniques principalement créées par les conducteurs qu'ils supportent et en fonction des contraintes d'isolement électrique [6].

La distance entre les fils conducteurs doit être suffisante pour empêcher leur contact, même sous l'action d'un vent violent. L'écartement entre les fils doit être d'autant plus grand que la distance entre les pylônes est plus grande et que la tension de la ligne est plus élevée. Leur forme, leur hauteur et leur robustesse, ou résistance mécanique, dépendent de leur environnement (conditions climatiques) et des contraintes mécaniques (terrain)

auxquelles ils sont soumis. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs [7].

I.8.1. Types d'armement

Pour des raisons de fonctionnalité et de flexibilité et afin de leur permettre de transporter divers équipements, les pylônes ont différents armements, notamment :

I.8.1.1 Armement en triangle

Les trois conducteurs sont répartis aux sommets d'un triangle équilatéral comme montré dans la Figure I.8. Il y a alors une répartition régulière des conducteurs de phase et donc de leurs caractéristiques électriques (inductances et capacités) mais une dissymétrie par rapport au sol. Cet armement exige des dimensions transversales réduites, donc permet d'obtenir assez facilement une bonne tenue du support aux efforts de torsion, mais la hauteur est nécessairement élevée. Pour éviter le télescopage des deux conducteurs situés du même côté du support, en cas d'oscillations verticales résultant de détente après rupture ou de charges dissymétriques de givre, on dispose généralement ces deux conducteurs dans deux plans verticaux suffisamment distants [2].



Figure I.8 : Armement en triangle.

I.8.1.2. Armement en nappe

Les conducteurs sont tous dans un même plan horizontal tel illustré dans la Figure I.9, les caractéristiques par rapport au sol sont identiques mais la répartition entre phases est dissymétrique. Il existe une variante dite nappe voûte dans laquelle le conducteur central est surélevé par rapport aux conducteurs latéraux. Ce type d'armement est d'usage fréquent pour les lignes HT et THT. Le pylône du type chat, très utilisé pour les lignes HT, peut être considéré comme armé en nappe, bien que la poutre centrale soit légèrement plus haute que les consoles. Cet armement en nappe exige des supports plus larges mais moins élevés et donne une plus grande sécurité en cas de décharge de givre ou d'oscillations verticales des conducteurs. Il

permet, par installation de deux câbles de garde, de protéger la ligne contre les coups de foudre et est bien adapté aux lignes de montagne. Il faut signaler ici l'armement dit nappe voûte normalisé pour les lignes BT et HT sur poteaux (NFC 66-428). Un armement similaire à écartement de 1,70 m au lieu de 1,40 m est également normalisé et utilisé dans le cas des portées supérieures à environ 200 mètres [7].

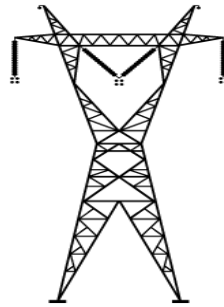


Figure I.9 : Armement en nappe type chat.

I.8.1.3. Armement en drapeau

Dans cette répartition les conducteurs sont dans un même plan vertical. Il n'y a plus aucune symétrie dans le calcul des caractéristiques électriques. Cet armement présente les défauts de l'armement en triangle, mais cette disposition est pratiquement imposée par un grand nombre de lignes, notamment en THT, lorsque l'encombrement en projection horizontale est limité (zones fortement urbanisées, en traversées de forêts). Dans les zones fortement givrées, les contacts entre phases sont plus fréquents (charges de givre différentes sur les conducteurs, décharge de givre). Une solution, lorsque l'on ne peut éviter ce type d'armement, est l'emploi d'espaceurs isolés entre phases, techniques de plus en plus utilisées en 60 et 90 kV. Ces espaceurs, placés en milieu de portée, sont du même type qu'un isolateur composite. Leur légèreté est un atout supplémentaire [7].



Figure I.10 : Armement en drapeau.

I.8.2. Types de pylônes

I.8.2.1. Pylône d'alignement

Également appelé pylône de ligne ou pylône de support, est un type de structure utilisé dans les lignes électriques pour soutenir les conducteurs et maintenir leur alignement sur une distance donnée. Son rôle principal est de maintenir une distance et une hauteur constantes entre les conducteurs grâce à une résistance mécanique élevée pour assurer le bon fonctionnement et la sécurité du système de transmission d'électricité.

I.8.2.2. Pylône d'ancrage

Également appelé pylône d'arrêt, est un type de structure utilisé dans les lignes électriques pour ancrer les câbles ou les conducteurs de la ligne. Il est installé à chaque extrémité de la ligne électrique pour fournir un point fixe et sécurisé où les câbles y sont attachés et maintenus en place, les pylônes sont dimensionnés pour supporter le poids des câbles ancrés.

I.8.2.3. Pylône anti-cascade

Également appelé pylône antichute en cascade, est un pylône dont la conception particulièrement robuste lui permet de résister aux charges longitudinales, il est installé après chaque dix pylône d'alignements de façon à éviter un effondrement des pylônes ordinaires d'alignement ou d'ancrage en cas de conditions inhabituelles.

I.9. Les câbles de garde

Situés au-dessus des conducteurs, ils sont plus tendus que ceux-ci pour assurer une bonne protection contre la foudre. Ces conducteurs, servent à l'intercepter avant que la décharge n'atteigne les conducteurs sous tension de la ligne, ils améliorent la circulation des courants de défauts à la terre et diminuent les effets d'induction sur les installations voisines. Ils ne portent normalement aucun courant ; pour cette raison, ils sont ordinairement en acier. On les relie solidement à la terre à chaque pylône. Cependant, malgré leur faible section, ils doivent présenter une sécurité mécanique équivalente à celle des conducteurs en cas de vent violent ou de surcharge de givre ou de neige.

Électriquement, ils doivent assurer l'interconnexion des mises à terre des supports et tolérer les échauffements provoqués par les courants de court-circuit. Pour satisfaire à ces conditions, les câbles de garde comportent toujours une section importante d'acier et, autour de l'âme d'acier, une couche ou exceptionnellement deux couches de fils d'aluméc [6].

Deux types de câbles de garde sont utilisés :

- Des câbles almélec-acier normaux.
- Des câbles almélec-acier comportant à l'intérieur des circuits de télécommunication.

I.10. Les câbles de garde à circuits de télécommunication incorporés OPGW

Ils permettent la transmission d'ordres ou de données entre deux postes haute tension. Les circuits de télécommunication sont inclus dans un tube central en aluminium qui assure à la fois la protection et l'étanchéité. Autour de ce tube sont disposées les couches de fils d'acier et d'almélec (voir Figure I.11). Les câbles de garde comportant des fibres optiques installés presque systématiquement sur les lignes HT permettent des longueurs importantes de transmission et ont l'avantage d'être indifférents à tout phénomène électrique [5].

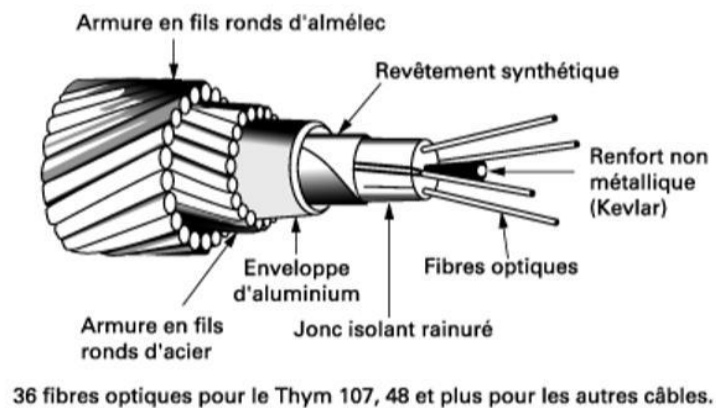


Figure I.11 : Câble de garde à fibre optique.

I.11. Les câbles de mise à la terre

Ces câbles de terre sont connectés au pylône, L'objectif est de créer un chemin de faible résistance pour permettre l'écoulement des courants de défaut vers la terre en cas de défaut ou de coups de foudre, ce qui évite les dangers électriques et réduit les risques de dommages aux équipements.

I.12. Les éclateurs

Les éclateurs sont composés de deux électrodes situées dans l'air, l'une connectée au conducteur à protéger et l'autre à la terre. L'espace entre les électrodes est ajusté pour déclencher une décharge si les surtensions du réseau dépassent les niveaux de protection définis.

Les électrodes d'un éclateur, de formes diverses, sont généralement constituées de deux simples tiges placées en vis-à-vis. Parfois, des anneaux sont ajoutés aux électrodes d'amorçage pour éliminer les effets de couronne. La distance entre les deux extrémités de l'éclateur est ajustée avec précision lors de l'installation, en fonction des surtensions potentielles entre la phase et la terre. Il est important de noter que la distance entre les pointes de l'éclateur est généralement plus courte que celle entre les éléments de la chaîne d'isolateurs. En cas de décharge, il est préférable d'avoir un arc dans l'air (entre les pointes de l'éclateur) plutôt qu'un arc entre les éléments de la chaîne d'isolateurs, car cela pourrait endommager ces éléments. La figure I.12 illustre des éclateurs sur ligne 400 kV.



(a)



(b)

Figure I.12 : (a) Coté ancrage, deux cornes ;(b) cornes de réception avec anneaux anti-couronnes.

I.13. Accessoires fixés sur les conducteurs

Il existe plusieurs types de pièces installées sur les conducteurs. La plupart de ces pièces sont fixées sur le câble. Nous citons [8] :

I.13.1. Balises lumineuses

Ces balises permettent le balisage nocturne des lignes à proximité des aérodromes. Elles sont dimensionnées en fonction de la tension d'exploitation de la ligne à équiper et sont constituées de feux fixes de couleur rouge

I.13.2. Balises diurnes

Ces pièces permettent le balisage diurne des lignes à proximité des aérodromes (20 km), elles sont réalisées par des sphères dont le grand cercle à une surface de 0,20 m ou par toute autre forme présentant la même surface apparente minimale, quel que soit le point de vue.

Ces balises rouges ou blanches sont métalliques pour l'ensemble des conducteurs mais peuvent être aussi en plastique pour les câbles de garde.



Figure I.13 : Balise diurne.

I.13.3. Balises avifaunes

Les balises avifaunes permettent le balisage des lignes sur les lieux de migration des oiseaux. Ces balises rouges ou blanches sont constituées d'un fil préformé en matière plastique. La spirale comprend à ses extrémités deux hélices d'accrochage, comme montré dans la Figure I.14, pour la fixation sur le câble et des spires centrales de plus grand diamètre pour améliorer la visibilité.

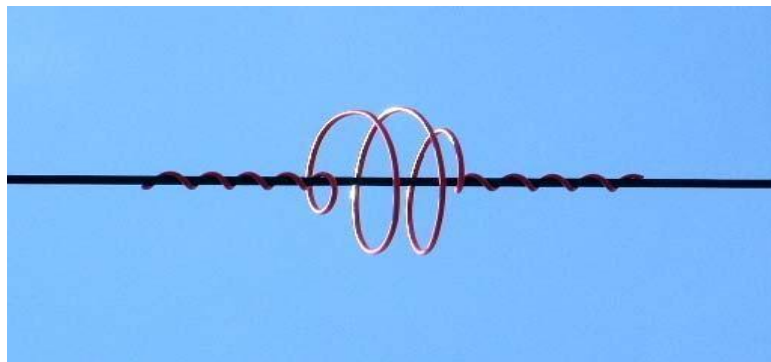


Figure I.14 : Balise avifaune.

I.13.4. Contrepoids anti giratoires

Les contrepoids anti giratoires limitent la surcharge de givre ou de neige collante autour des câbles. Ils sont constitués d'une pince ou mâchoire pour la fixation sur le câble, d'une tige et d'une masse sphérique (contrepoids). Ils sont dimensionnés en fonction des différentes sections de câbles et doivent être montés sur les câbles avec une garniture de câble (fils préformés en hélice).

I.13.5. Contrepoids de bretelles

Ces contrepoids permettent de réduire l'amplitude des balancements des bretelles de continuité (ou ponts) sous l'effet du vent. Ils sont positionnés directement sur le câble constituant la bretelle et sont dimensionnés en fonction de différentes plages de sections de câbles. La masse unitaire d'un contrepoids est de 20 kg.

I.13.6. Bretelles antivibratoires

Les bretelles antivibratoires permettent d'amortir les phénomènes vibratoires induits par le vent sur les câbles au droit des chaînes de suspension. Elles sont fixées sur les câbles de part et d'autre des pinces de suspension à l'aide de blocs de bretelles légers adaptés à chaque section de câbles.

I.13.7 Amortisseurs « stock bridge »

L'atténuation des vibrations éoliennes s'effectue également au moyen de dispositifs amortisseurs fixés sur les câbles à proximité des points d'accrochage. Les plus utilisés dans le monde sont connus sous le nom de stockbridge illustré dans la Figure I.15. Ce sont des masses oscillantes chargées de modifier les caractéristiques dynamiques du conducteur et d'absorber l'énergie d'oscillation du conducteur. L'installation de stockbridge est réalisée à partir d'une étude d'amortissement qui détermine leur nombre et leur positionnement sur le câble.

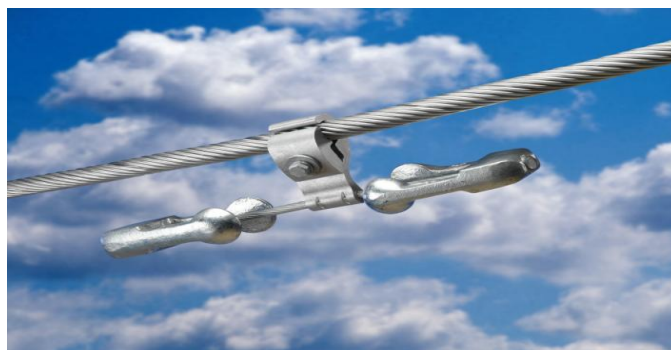


Figure I.15 : Amortisseur « stock bridge ».

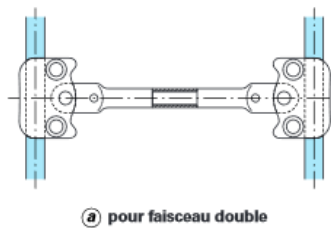
I.13.8. Espaceurs

Les espaceurs sont des matériels isolants qui ont pour but de maintenir un écartement minimal entre deux conducteurs de phase ou entre un conducteur et un câble de garde lorsque les distances minimales ne peuvent être réalisées. Les espaceurs doivent donc tenir la tension électrique entre phase lors d'une surtension de manœuvre ou d'un choc de foudre, dans toutes

les conditions climatiques ou atmosphériques envisageables (pollution marine ou/et industrielle éventuelle). Ils doivent également résister aux efforts électrodynamiques développés entre phases en cas de court-circuit.

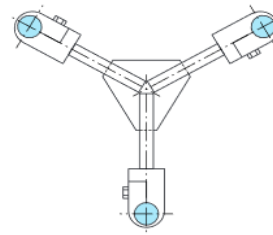
I.13.9. Entretoises

La géométrie de l'entretoise doit être en accord avec la configuration du faisceau pour un maintien de l'écartement des sous-conducteurs pour limiter les vibrations de câble et maintenir l'équipotentialité aussi bien dans les conditions normales qu'après court-circuit.



a) pour faisceau double

Figure I.16a : Entretoise pour faisceau double.



b) pour faisceau triple

Figure I.16b : Entretoise pour faisceau triple.

I.13.10. Dispositifs de liaison (manchons)

Ils sont généralement appelés manchons, il existe les manchons de jonction, d'ancrage et d'extrémité. Le manchonnage consiste à insérer les bouts des conducteurs à relier au niveau des extrémités du manchon et après de maintenir la liaison par compression à l'aide d'une presse et d'une pompe hydraulique.

Les manchons étant destinés à assurer :

- La liaison mécanique du conducteur au support ;
- La jonction mécanique (continuité électrique) de deux conducteurs identiques ;
- La dérivation entre deux conducteurs ou l'extrémité d'un conducteur.

I.14. Les postes électriques

Les postes électriques sont des éléments principaux du réseau électrique. Ils reçoivent l'énergie électrique, la transforment en passant d'un niveau de tension à un autre et la répartissent tout en assurant la jonction des différents réseaux électriques. On y trouve un certain nombre d'appareils électriques notamment les transformateurs, les disjoncteurs, les sectionneurs...etc, qui participent au bon fonctionnement du réseau.

On distingue trois types de postes selon les fonctions qu'ils assurent :

- **Postes d'interconnexion** : Permettent de relier entre eux plusieurs sections du réseau, leur but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques. Ils comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension.
- **Postes de transformation** : Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.
- **Les postes mixtes** : Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Un poste électrique est composé de plusieurs éléments essentiels qui travaillent ensemble pour permettre la conversion, la distribution et la gestion de l'électricité. Les principaux composants d'un poste électrique comprennent :

I.14.1. Les transformateurs

Les transformateurs sont la pièce maîtresse d'un réseau électrique sans laquelle le transport et l'exploitation de l'énergie électrique serait impossible vu le rôle primordial et indispensable qu'ils occupent dans cette tâche. Le transformateur, un composant passif, est un appareil électrique utilisé pour convertir un système de tensions et de courants en un autre sans modifier la fréquence, en utilisant un circuit magnétique. Il est composé d'une ou plusieurs bobines de fil placées à proximité d'autres bobines. Le transformateur est essentiel pour connecter des circuits en courant alternatif, où les bobines primaires sont reliées à la source d'énergie et les autres bobines sont les bobines secondaires. On distingue alors trois types de transformateurs :

I.14.1.1. Transformateur de tension

Le transformateur de tension est un appareil électrique qui sert à augmenter ou abaisser la tension grâce à l'induction magnétique entre les enroulements du primaire et du secondaire. À la sortie de la centrale de production, le courant produit aura une tension très élevée, c'est une nécessité pour éviter une perte trop importante d'énergie. Une fois l'électricité acheminée à destination, chaque type d'utilisateurs aura besoin d'une tension différente, fonction des machines et équipements électriques utilisés. Les usines auront ainsi besoin d'une tension nettement supérieure aux particuliers. Ce sont les transformateurs qui permettront à chaque type d'utilisateurs de disposer de la tension dont il a besoin [4].



Figure I.17 : Image illustrant des transformateurs de tension monophasé, biphasé et triphasé.

I.14.1.2. Transformateur de courant

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de courant est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ». La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A /1A [4].



Figure I.18 : Transformateur de courant.

I.14.1.3. Transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique ». Il peut être monophasé ou triphasé. Grâce à l'utilisation d'alliages d'acier spéciaux pour coupler les champs magnétiques entre les bobines primaires et secondaires, les rendements des transformateurs dépassent souvent 99%. Les pertes d'énergie électrique dans un transformateur de grande taille ne représentent que 0,5%. Cependant, en raison de la chaleur générée, ces dispositifs nécessitent des systèmes de refroidissement spécifiques pour fonctionner de manière optimale [4].



Figure I.19 : Transformateur de puissance à refroidissement forcé.

I.14.2. Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courant de court – circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr et pas besoin de le remplacer après chaque interruption [2][5] .



Figure I.20a : Disjoncteur SF6 monophasé.



Figure I.20b : Disjoncteur SF6 triphasé.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à air comprimé
- Les disjoncteurs à vide
- Les disjoncteurs à l'huile
- Les disjoncteurs au SF6

Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre. Les disjoncteurs sont des éléments clés dans la protection des installations électriques, car ils permettent de prévenir les surcharges et les courts-circuits, contribuant ainsi à la sécurité des personnes et des biens. Ils sont largement utilisés dans tous les domaines de l'électricité, de l'habitat à l'industrie [2][5].

I.14.3. Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties. Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur, n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture. Le sectionneur, pour satisfaire aux normes en vigueur, doit pouvoir être condamné en position ouverte [4].



Figure I.21 : Sectionneur à haute tension à isolement dans l'air.

I.14.4. Les jeux de barres

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé dominant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux les départs de même tension qui y aboutit. Un poste électrique peut être doté d'un, deux, voire trois jeux de barres pour une tension donnée. Il s'agit d'un conducteur en cuivre ou en aluminium utilisé pour distribuer l'énergie électrique dans un poste de transformation. Pour obtenir un courant maximal, il est nécessaire d'avoir une section maximale du conducteur dans le jeu de barres. Dans les postes haute tension, des tubes creux d'une épaisseur allant de 0,8 à 10 mm sont utilisés pour une fréquence de 50 à 60 Hz. Cette forme permet de réduire efficacement les pertes par effet de peau. La figure suivante illustre un modèle de jeu de barres utilisé pour connecter les conducteurs des différentes phases. Les jeux de barres se réfèrent généralement à des systèmes de distribution électrique utilisés pour acheminer l'électricité à partir d'une source vers différents équipements ou circuits. Ils sont utilisés pour relier et distribuer l'électricité de manière efficace et sécurisée dans les installations électriques. Ces systèmes de jeux de barres sont couramment utilisés dans les tableaux électriques, les sous-stations et d'autres équipements électriques. L'utilisation de jeux de barres appropriés contribue à garantir un fonctionnement stable et fiable des systèmes électriques dans de nombreuses applications, de l'industrie à l'infrastructure urbaine [2].



Figure I.22 : Jeu de barres d'un poste 400kV.

I.14.5. Les parafoudres

Les parafoudres fonctionnent de manière similaire aux éclateurs en dissipant le courant induit par une surtension, ce qui permet de maintenir la surtension dans des limites acceptables. Cependant, contrairement aux éclateurs, les parafoudres ont l'avantage de limiter eux-mêmes l'amplitude et la durée du courant traversant le réseau après la surtension, grâce à une résistance non linéaire. En général, cela permet d'éviter le déclenchement des disjoncteurs du réseau.

Un parafoudre typique est constitué d'un boîtier contenant des dispositifs de protection et des composants qui peuvent conduire l'énergie de la surtension en toute sécurité vers la terre. Ils sont conçus pour réagir rapidement aux variations brusques de tension, en dirigeant l'énergie excédentaire vers la terre avant qu'elle ne puisse causer des dommages. Les parafoudres sont généralement installés aux entrées et aux sorties des postes d'interconnexion, ainsi que sur les équipements sensibles à l'intérieur du poste, afin de protéger efficacement l'ensemble de l'installation. Ils nécessitent cependant une maintenance régulière pour s'assurer qu'ils sont en bon état de fonctionnement. En cas de déclenchement d'un parafoudre ou de surtension importante, il peut être nécessaire de le remplacer. En outre, les parafoudres sont un élément crucial de la protection des postes d'interconnexion et d'autres installations électriques contre les surtensions potentiellement destructrices. Ils contribuent à prévenir les pannes coûteuses et à assurer la continuité de l'alimentation électrique, en particulier dans les régions sujettes à des conditions météorologiques défavorables, comme la foudre.

I.14.5.1 Parafoudres à carbure de silicium

Les parafoudres à base de carbure de silicium, composés de varistances et d'éclateurs, ont été les premiers à être développés, mais leur utilisation est désormais moins courante. La présence d'éclateurs en série posait un inconvénient majeur en termes de coordination de l'isolement, car les tensions d'amorçage variaient en fonction de la pente du front de la surtension. Cela nécessitait de prévoir des marges plus importantes entre les niveaux de protection des parafoudres et les niveaux de tenue des équipements à protéger.



Figure I.23 : Parafoudre à carbure de silicium.

I.14.5.2 Parafoudre à oxyde de zinc

Les parafoudres actuels ne comprennent plus d'éclateurs en série, ce qui élimine les incertitudes liées aux tensions de protection dues aux variations des tensions d'amorçage des éclateurs. Ils sont conçus pour supporter une tension permanente maximale à fréquence industrielle, appelée tension maximale de service permanent.



Figure I.24 : Parafoudres à oxyde de zinc.

I.15. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu général sur le réseau électrique, notamment les différentes topologies de ces réseaux et les éléments les constituant à savoir les centrales de production de l'énergie électrique, les transformateurs, les câbles, les pylônes et les dispositifs de protection. Tous ces éléments contribuent à l'acheminement de l'énergie électrique vers les consommateurs.

II.1. Introduction

Le dimensionnement d'une ligne aérienne est une étape cruciale dans la conception et la construction d'un réseau électrique. Il s'agit d'un processus complexe qui vise à déterminer et dimensionner les caractéristiques des parties électriques et mécaniques de la ligne afin de garantir qu'elle puisse transporter l'énergie électrique en toute sécurité et efficacité dans les conditions prévues. Dans le présent chapitre, nous présenterons les principaux critères et hypothèses du dimensionnement électriques et mécaniques d'une ligne aérienne, nous détaillerons ses caractéristiques linéiques et nous nous étalerons sur les formules mathématiques permettant de les calculer, comme nous aborderons la chute de tension et quelques phénomènes électriques notamment l'effet couronne. Ensuite, nous nous intéresserons particulièrement au dimensionnement mécanique d'une ligne HTB 220kV où nous aborderons les différentes conditions et hypothèses régissant ce dimensionnement notamment les conditions climatiques et météorologiques ainsi que les obstacles.

II.2. Dimensionnement électrique d'une ligne aérienne

Le dimensionnement électrique d'une ligne aérienne implique une série de considérations techniques complexes. Chaque aspect du dimensionnement est crucial pour assurer le bon fonctionnement du réseau et minimiser les pertes d'énergie. Dans cette partie, nous explorerons les principaux aspects techniques du dimensionnement électrique des lignes aériennes, en mettant en lumière les formules et les termes permettant de les calculer.

II.2.1. Schéma équivalent d'une ligne électrique

Le schéma équivalent d'une ligne électrique est une représentation simplifiée qui permet de modéliser son comportement électrique. Il s'agit d'un circuit électrique composé d'éléments impédants qui représentent les différentes caractéristiques de la ligne, telles que sa résistance, son inductance et sa capacité. Les éléments principaux du schéma équivalent d'une ligne aérienne sont les suivants :

- Résistances (R) : Des résistances sont placées en série avec chaque conducteur pour représenter la résistance électrique des conducteurs eux-mêmes.
- Inductances (L) : Des inductances sont placées en série avec chaque conducteur pour représenter l'inductance de la ligne due au champ magnétique créé par le courant circulant dans les conducteurs.
- Capacités (C) : Des capacités sont placées entre chaque conducteur et la terre pour représenter la capacité de la ligne due au champ électrique créé entre les conducteurs.

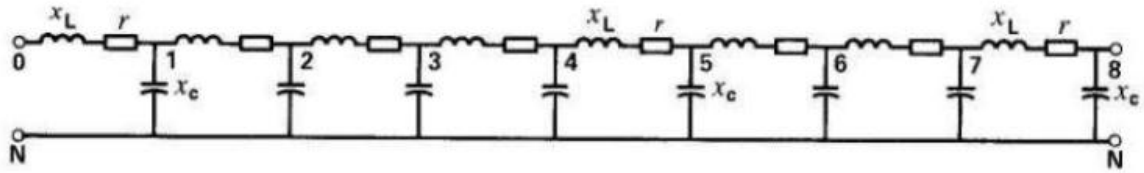


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une ligne électrique.

Le dimensionnement électrique d'une ligne aérienne nécessite une analyse approfondie du schéma équivalent pour garantir que la ligne répondra aux exigences de performance et de sécurité. L'utilisation d'un schéma équivalent permet de calculer les pertes de puissance et d'analyser le comportement de la tension et du courant dans la ligne ainsi que d'étudier les surtensions et les oscillations de tension.

Le choix du schéma équivalent approprié dépend de la longueur de la ligne, de la tension de service et de la précision requise pour la modélisation. Il existe deux types de schémas équivalents couramment utilisés pour les lignes aériennes :

- **Modèle en T :** Ce modèle est simple et intuitif, mais il ne prend pas en compte toutes les caractéristiques de la ligne. Il est généralement utilisé pour les lignes courtes et à basse tension.

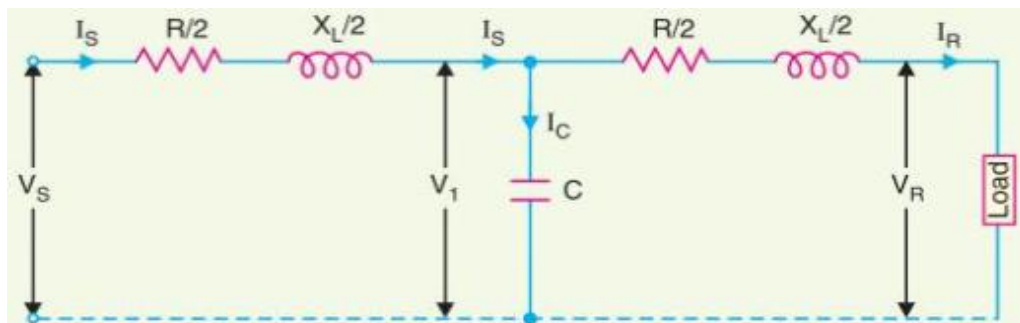


Figure II.2a : Schéma de modélisation en T d'une ligne électrique.

- **Modèle en Pi :** Ce modèle est plus complexe que le modèle en T, mais il prend en compte plus précisément les caractéristiques de la ligne, notamment les pertes par effet de peau et les effets de champ de bord. Il est généralement utilisé pour les lignes longues et à haute tension.

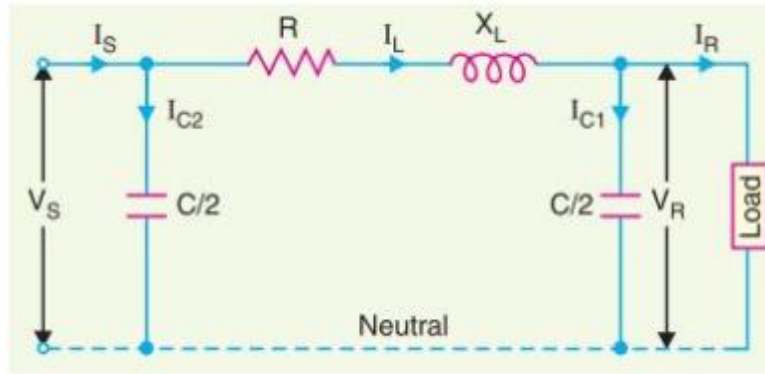


Figure II.2b : Schéma de modélisation en π d'une ligne électrique.

II.2.2. Critères techniques d'une ligne aérienne

La conception d'une ligne électrique implique la prise en compte de plusieurs critères techniques afin de garantir son bon fonctionnement, sa sécurité et sa fiabilité. Pour ce faire, il est crucial voire impératif de faire le bon choix de la section du câble conducteur en tenant compte des aspects électriques et économique de ce dernier. Les critères qui guident ce choix sont :

II.2.2.1. Courant nominal dans les conducteurs

Le critère de courant nominal permet de vérifier que le conducteur supportera sans difficulté le courant nominal sur sa durée de vie. On admet le raisonnement suivant:

Vus la puissance de départ $P_{\text{départ}}$ et le pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée « a », on détermine tout d'abord la puissance P_T circulant dans la ligne après « T » années d'utilisation, ce qui nous mène à calculer le courant circulant dans le conducteur dans chaque phase $I_{N,T}$. Le courant en régime permanent qui circule dans chaque conducteur de phase de la liaison aérienne pendant les T années d'utilisation est calculé en utilisant la formule suivante [9]:

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- $I_{N,T}$: courant circulant dans chaque phase en (T) années [A].
- n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau, sinon $n=1$,
- U_n : tension nominale de service,
- $\cos \varphi$: facteur de puissance.

Puis on pose la condition de fonctionnement normal de la ligne :

$$I_{N,T} < I_{ADM} \quad (\text{II.2})$$

- I_{ADM} : courant admissible dans le conducteur [A].

On commence par la détermination de la puissance active circulant dans le conducteur de phase après les (T) années d'utilisation selon la relation suivante [9]:

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1 + a)^T \quad (\text{II.3})$$

- P_T : puissance transporté après T années d'utilisation[MW],
- T : durée d'utilisation du conducteur [années],
- $P_{\text{départ}}$: puissance transportée par le conducteur,
- a : pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée [%],

Ensuite, nous calculons le courant du régime permanent de service de conducteurs autrement dit le courant admissible dans le conducteur, au pour but de vérifier que notre conducteur supportera sans difficultés le passage du courant nominal.

Le problème est essentiellement d'ordre thermique de faite que le passage du courant entraîne un échauffement par effet Joule. Il faut tenir également compte de l'apport de chaleur dû au soleil. En ce qui concerne l'énergie dissipée, elle prend deux formes : par rayonnement et par convection [10].

II.2.2.2. Courant admissible dans les conducteurs

Le courant admissible dans les conducteurs d'une ligne aérienne est une spécification cruciale lors du dimensionnement électrique. Il représente le niveau de courant maximal que les conducteurs peuvent transporter en toute sécurité sans surchauffe excessive.

II.2.2.2.1. Echauffement des conducteurs en régime permanent

A chaque température d'équilibre du conducteur correspond une charge bien définie. L'équation donnant l'intensité du courant en fonction de différents paramètres est la suivante : Pour un conducteur torsadé [9] :

$$i(\theta_2) = \sqrt{\frac{P_{rad} + P_{conv} - P_{sol}}{R}} \quad (\text{II.4})$$

Où : R est la résistance en courant alternatif à la température d'équilibre θ_2 et W_C , W_R , W_I sont donnés par les formules : [9]

$$P_{conv} = \lambda \cdot N_u \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot \pi \quad (\text{II.5})$$

$$P_{rad} = \sigma \cdot \pi \cdot D \cdot \eta \cdot (\theta_2^4 - \theta_1^4) \quad (\text{II.6})$$

$$P_{sol} = \gamma \cdot D \cdot S_i \quad (\text{II.7})$$

Avec :

- P_{conv} : l'énergie dissipée par convection [W],
- P_{rad} : l'énergie dissipée par rayonnement solaire [W],
- P_{sol} : échauffement dû au rayonnement solaire [W].

Où :

- θ_2 : température du conducteur à l'équilibre (75°C),
- θ_1 : température ambiante (20°C),
- $i(\theta_2)$: courant maximal admissible dans le conducteur [A],
- R : résistance linéique du conducteur en courant alternatif à la température θ_2 [Ω/m],
- N_u : nombre de Nusselt ($N_u = 24,9397$),
- λ : conductivité thermique du film d'air en contact avec le conducteur ($\lambda = 0.02585$ W.m⁻¹.K⁻¹),
- D : diamètre du conducteur [m],
- S_i : énergie du rayonnement solaire ($S_i = 1200$ W/m² pour le sud de l'Algérie),
- γ : coefficient d'absorption solaire ($\gamma = 0,5$),
- η : pouvoir émissif par rapport au corps noir ($\eta = 0.6$),
- σ : constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma = 5,7 \cdot 10^{-8}$ W/(m². K⁴)).

Parmi les paramètres et les coefficients intervenant dans la formule, il n'y a que la température ambiante qui se mesure aisément et qui peut, éventuellement, être choisie en fonction de la saison et de la situation géographique. En pratique, pour les lignes à 400 kV et à 225 kV, la température maximale de fonctionnement est fixée à 75 °C [9].

II.2.2.2.2. Echauffement des conducteurs en régime de surcharge temporaire

L'équation permettant d'étudier les surcharges temporaires est donnée par [9]:

$$\rho \cdot C \cdot Sec \cdot \frac{d\theta}{dt} + P_{conv} + P_{rad} + P_{sol} = R \cdot i^2 \quad (\text{II.8})$$

où ρ est la masse volumique du conducteur en kg/m³, C la capacité thermique massique en

J/kg. °C et Sec la section du conducteur en mm².

II.2.2.2.3. Choix de la température ambiante

En règle générale, il n'est pas réaliste de déduire l'intensité de courant admissible en prenant en compte, pour chaque ouvrage du réseau, la valeur exacte de la température ambiante, d'autant plus que la vitesse du vent qui intervient beaucoup dans la détermination de cette intensité maximale est fixée forfaitairement. L'exploitant du réseau doit, par ailleurs, connaître à l'avance les intensités admissibles du courant. Une température ambiante conventionnelle est donc fixée en fonction des saisons. Le tableau II.1 indique les intensités de courant admissibles, dans quelques câbles usuels en hiver et en été [2].

Tableau II.1 : Valeurs de la température ambiante retenues pour le calcul des intensités de courant

Période saisonnière	Température ambiante maximale (°C)
Eté	30
Intersaison (pour les lignes à 400 kV uniquement)	20
Hiver 1	15
Hiver 2 (courtes périodes d'hiver déterminées en fonction des prévisions météorologiques)	5

Tableau II.2 : Intensités maximales de courant admissibles (en ampères) pour quelques câbles usuels.

Conducteur	Régime permanent (60°C)		Surcharge temporaire (75°C)	
	Été	Hiver 1	Été	Hiver 1
Aster 228 (228/AGS/37)	495	630		
Pastel 299 (299R/AGS+ c/42+19)	490	620		
Aster 366 (366/AGS/37)	670	850		
Pastel 412 (412R/AGS+ c/32 +19)	640	820		
Aster 570 (570/AGS/61)	970	1120	1130	13 20
Pétunia 612 (612R/AGS+ c/62 +19)	840	1080	1080	12 70
Aster 1144(1144/AGS/91)	1280	1650	1750	20 30
Aster 1600 (1600/AGS/127)	1530	1980	2170	25 00

II.2.2.3. Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est calculé directement par la formule suivante [11] :

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{n \cdot \sqrt{3} U_n} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

- I_{CC} : courant de court-circuit [A],
- S_{CC} : puissance de court-circuit [VA],
- n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau.

La puissance de court-circuit S_{CC} est en fonction du réseau environnant la ligne étudiée. Mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs indiquées dans le tableau II.3 en fonction des principales tensions caractéristiques :

Tableau II.3 : Puissance et courant de court-circuit.

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

Cette nouvelle valeur de courant conduit alors au choix d'une nouvelle section normalisée (celle qui lui est juste supérieure) qui permet de supporter ce courant durant le temps de court-circuit (t_{cc}) tel que donnée par la formule suivante [12] :

$$S_{min} = \frac{I_{CC} \cdot \sqrt{t_{CC}}}{a} \quad (\forall t < 5 \text{ secondes}) \quad (\text{II.10})$$

Avec :

- S_{min} : section minimale de court-circuit [mm²].
- t_{cc} : temps de court-circuit [s].
- a : facteur qui dépend de la nature du conducteur utilisé, spécialement de son âme conductrice, on trouve les valeurs suivantes :

Tableau II.4 : Tableau donnant le facteur *a*.

Type de matériau	<i>a</i>
Cuivre	105,3
Aluminium	55,07
AMS (alliage Al, Mg, Si)	61,98
Alliage d'aluminium (Almélec)	76,4

II.2.2.4. Chute de tension

On calcule la chute de tension sur le long de la ligne pour vérifier que la section adoptée ne donne pas des chutes de tension considérables qui augmentent avec l'exploitation de la ligne. Pour déterminer ce critère, on se base sur le modèle simplifié de la ligne électrique tel représenté par un schéma équivalent dans la Figure II.3 contenant une résistance (R) en série avec une réactance initiale (X) [11] :

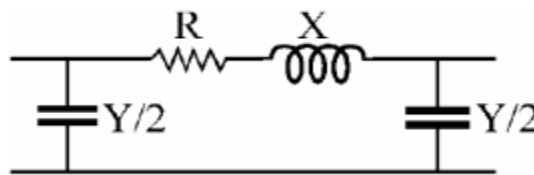


Figure II.3 : Schéma simplifié d'une ligne électrique.

Avec :

$$\frac{Y}{2} = \omega \frac{C}{2} \tag{II.11}$$

$$X = \omega l \tag{II.12}$$

Si la longueur de la liaison n'est pas trop importante (inférieure à environ 50 km), Nous pouvons négliger l'effet des capacités et la chute de tension se détermine alors directement à partir du diagramme vectoriel régissant le transport de puissance dans la ligne [11]:

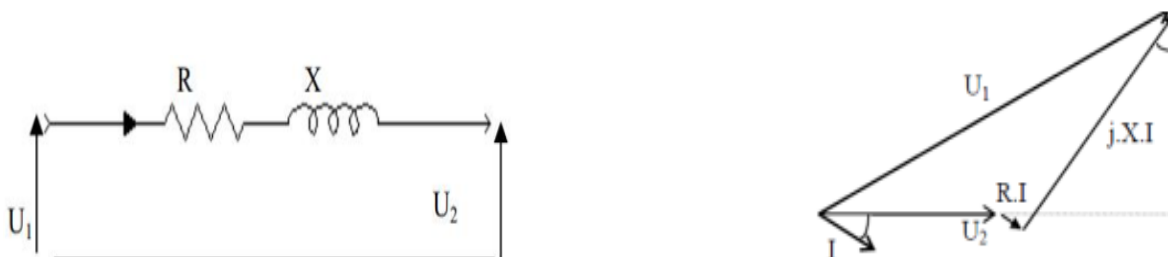


Figure II.4 : Schéma du modèle réduit et représentation vectorielle d'une ligne électrique.

Depuis le diagramme vectoriel, nous obtenons la relation suivante [11] :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P.R+Q.X}{U_n} \quad (\text{II.13})$$

Où :

$$P = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi \quad (\text{II.14})$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cdot \sin \varphi \quad (\text{II.15})$$

Avec :

- P : puissance active transmise par la ligne électrique ($P = P_{\text{départ}}$) [MW],
- Q : puissance réactive transportée par la ligne électrique [MVAR],
- I_n : courant nominal circulant dans la ligne [A],
- U_n : tension nominal de service [kV],
- R : résistance linéique de la ligne à 70°C [Ω],
- X : réactance inductive linéique de la ligne [Ω],
- φ : angle de déphasage entre la tension et le courant.

La formule de la chute de tension est finalement :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{I_n}{U_n} (R'_{70^\circ\text{C}} \cdot l \cdot \cos \varphi + X' \cdot l \cdot \sin \varphi) \quad (\text{II.16})$$

Où :

$$I_n = \frac{P_{\text{départ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \quad (\text{II.17})$$

Avec :

- $\frac{\Delta U}{U}$: Chute de tension [%],
- X' : réactance inductive linéique de la ligne [Ω],
- l : longueur de la ligne [km],
- φ : angle de déphasage entre la tension et le courant.

Si la chute de tension vient à dépasser la limite imposée, il est nécessaire de choisir une section normalisée plus grande présentant une résistance plus faible. Il faut donc refaire les calculs jusqu'à obtenir une section satisfaisant les trois critères techniques cités au-dessus.

II.2.2.5. Critère économique

Il faut évaluer le coût total de l'investissement pour l'achat, la pose du câble et son utilisation durant le nombre d'années d'utilisation planifiées. En effet, le câble continue à coûter de l'argent même après sa pose et sa mise en service : sa résistance crée en permanence des pertes lors de son fonctionnement. Nous pourrions nous demander, à priori, pourquoi une plus grosse section peut conduire en définitive à un coût global moindre. Cela est dû au fait que, dans certains cas, même si la ligne coûte plus cher à l'achat, il est plus économique à l'usage vu sa moindre résistance (donc moins de pertes).

Le calcul du coût total de l'investissement pour les conducteurs d'une ligne aérienne en fonction de la section se fait à l'aide de la formule suivante [10] [13]. :

$$C_t = A + B \cdot S + C/S \quad (\text{II.18})$$

Avec :

- C_t : coût total des conducteurs sur les T années d'utilisation [€],
- A : frais fixes (pose, coût fixe pour les trois phases, ...) [€],
- B : coût des conducteurs [€],
- C/S : coûts d'actualisation [€],
- S : section du conducteur du câble [mm²].

Le terme C tenant compte des pertes se calcule par la formule suivante [13] :

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{ndv}^2 \cdot P \cdot N \cdot f_{actu} \cdot \frac{I_n}{N} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

- ρ : résistivité électrique du conducteur,
- N : nombre d'heures d'utilisation à pleine charge du point de vue perte
- P : prix de KWh de perte d'énergie,
- f_{actu} : facteur d'actualisation, prend en compte l'érosion de la valeur de l'argent au cours des années ; il est obtenu comme suit :

$$f_{actu} = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (\text{II.20})$$

Où :

$$Q = \frac{1-r^r}{1-r} \quad (\text{II.21})$$

$$\text{Et où : } r = \frac{(1 + \frac{a}{100})^2 \times (1 + \frac{b}{100})}{1 + \frac{i}{100}} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

- a : augmentation annuelle de la puissance,
- b : pourcentage d'accroissement du prix du kWh [%],
- i : taux d'intérêt [%].

La section idéale du point de vue économique est donnée par la formule suivante en [mm²] [11] :

$$S_{ECO} = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (\text{II.23})$$

Tableau II.5 : Sections normalisées et caractéristiques du conducteur Almélec.

Section nominale [mm ²]	Nombre de fils	Diamètre nominal [mm]	Diamètre extérieur du conducteur [mm]	Masse du conducteur par km [kg/km]	Masse de graisse par km de conducteur [kg/km]	Résistance électrique par km du conducteur [Ω/km]	Charge de rupture nominale du conducteur [daN]	Module d'élasticité du conducteur [N/mm ²]	Coefficient de dilatation linéique 10 ⁻⁶ K ⁻¹	Intensité de courant admissible [A]
35	7	2.	7,50	94	5	0.967	1105	59000	23 10 ⁻⁶	180
55	7	3.15	9.45	149	8	0.609	1755	59000	23 10 ⁻⁶	240
95	19	2.5	12.5	257	5	0.358	3005	56000	23 10 ⁻⁶	340
117	19	2.8	14	328	7	0.286	3765	56000	23 10 ⁻⁶	385
148	19	3.15	15.75	407	8	0.226	4765	56000	23 10 ⁻⁶	450
153	19	3.2	16	421	9	0.218	4920	56000	23 10 ⁻⁶	460
182	37	2.5	17.50	501	14	0.184	5845	56000	23 10 ⁻⁶	510
198	37	2.61	18.3	546	15	0.169	6375	56000	23 10 ⁻⁶	535
210	37	2.69	18.85	579	16	0.159	6770	56000	23 10 ⁻⁶	560
228	37	2.8	19.6	627	17	0.147	7335	56000	23 10 ⁻⁶	585
248	37	2.92	20.45	682	19	0.135	7980	56000	23 10 ⁻⁶	620
265	37	3.02	21.15	731	20	0.127	8985	56000	23 10 ⁻⁶	645
288	37	3.15	22.05	795	22	0.116	9285	56000	23 10 ⁻⁶	680
298	37	3.2	22.4	819	22	0.112	9585	56000	23 10 ⁻⁶	695
313	37	3.8	22.95	859	24	0.107	10070	56000	23 10 ⁻⁶	715
318	37	3.31	23.2	878	24	0.105	10250	56000	23 10 ⁻⁶	720
366	37	3.55	24.85	1009	28	0.0913	11795	56000	23 10 ⁻⁶	790
446	61	3.05	27.45	1230	37	0.0752	14355	54000	23 10 ⁻⁶	895
475	61	3.15	28.35	1312	40	0.0705	15310	54000	23 10 ⁻⁶	925
570	61	3.45	31.05	1573	48	0.0588	18365	54000	23 10 ⁻⁶	1035

II.2.3. Paramètres linéiques d'une ligne électrique

Les paramètres linéiques d'une ligne aérienne se réfèrent aux caractéristiques électriques de la ligne qui varient le long de sa longueur. Ces paramètres sont importants pour modéliser mathématiquement le comportement de la ligne et comprendre son fonctionnement dans différents scénarios électriques.

II.2.3.1. Résistance linéique

La résistance linéique est un paramètre qui dépend du type du matériau, des conducteurs, de la longueur et la section de la ligne, de la température de l'environnement et des effets particuliers tels que l'effet de peau [14].

II.2.3.1.1. Résistance linéique en courant continu

Également appelée résistance ohmique, est donnée par la formule suivante :

$$R_{cc} = \rho \frac{l}{S} \quad (\text{II.24})$$

Avec :

- R_{cc} : Résistance linéique en courant continu [Ω],
- ρ : Résistivité du matériau à la température d'utilisation,
- l : Longueur du conducteur [m],
- S : Section du conducteur [mm^2].

Où :

$$\rho = \rho_0 [1 + \alpha_0 (\theta - \theta_0)] \quad (\text{II.25})$$

Avec:

- ρ : Résistivité à la température d'utilisation [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]
- ρ_0 : Résistivité à la température ambiante θ_0 (20 ou 25°C) [$\Omega\cdot\text{m}$],
- α_0 : Coefficient de température du conducteur [$^{\circ}\text{C}^{-1}$],
- θ : Température de service [$^{\circ}\text{C}$],
- θ_0 : Température ambiante [$^{\circ}\text{C}$].

II.2.3.1.2. Résistance linéique en courant alternatif

Dans le cas d'un courant alternatif, il y aura une augmentation de la résistance, le courant est localisé dans une épaisseur à la surface du conducteur appelée épaisseur de peau comme illustré dans la Figure II.5. Donc, la résistance en courant alternatif est supérieure à celle en courant continu. L'effet de peau est la concentration du courant à la périphérie du conducteur, la distribution uniforme du courant sur la section d'un conducteur n'existe qu'en courants continus, celle-ci se perd au fur et à mesure qu'on augmente la fréquence [13].

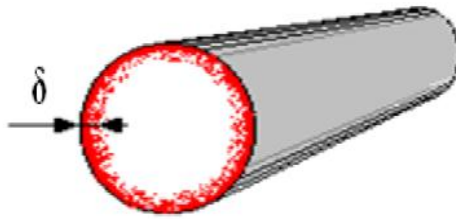


Figure II.5 : Illustration de l'effet de peau.

La résistance linéique en courant alternatif est obtenue en multipliant la résistance linéique en courant continu par le coefficient de correction de l'effet de peau K [4] :

$$R_{ca} = K \cdot R_{cc} \quad (\text{II.26})$$

Où :

$$K = \frac{1}{4} \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right)^6 + \left(\frac{D}{4\delta}\right)^6} \quad (\text{II.27})$$

Avec :

- D : Diamètre du conducteur en [m],
- δ : Profondeur de pénétration du courant [m].

Et où :

$$\delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_0\mu_r}} = \sqrt{\frac{\rho}{\pi f\mu_0\mu_r}} \quad (\text{II.28})$$

Avec :

- f : Fréquence du réseau [Hz],
- μ_0 : Perméabilité magnétique du vide ($4\pi 10^{-7}$) [H/m],
- μ_r : Perméabilité magnétique relative du conducteur.

La résistance linéique en alternatif dépend aussi de deux autres paramètres K_1 et K_2 définis comme suit :

- K_1 : dû au traitement que subit le métal au cours des opérations de tréfilage.
- K_2 : dû aux câblages des couches extérieures.

Donc :

$$R_L = K_1 \cdot K_2 \cdot R_{ca} \quad (\text{II.29})$$

$$\Rightarrow R_L = K \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot \frac{\rho_0}{5 \cdot 10^{-3}} [1 + \alpha_0 (\theta - \theta_0)] \quad (\text{II.30})$$

Généralement, le produit $K_1 \cdot K_2 = 1$ et le coefficient K est négligeable pour tout conducteur de lignes à moyenne tension, basse tension et les lignes en aluminium acier en haute tension. Alors l'expression finale de la résistance linéique en courant alternatif à la température θ ($^{\circ}\text{C}$) s'exprime comme suit [12] :

$$R_L = R_0 \cdot [1 + \alpha_0 (\theta - \theta_0)] \quad (\text{II.31})$$

Où :

$$R_0 = K \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot \frac{\rho_0}{5 \cdot 10^{-3}} \quad [\Omega/\text{m}] \quad (\text{II.32})$$

II.2.3.2. Inductance linéique

Chaque tronçon de ligne est soumis à un champ variable créée par le courant circulant dans les tronçons voisins. Il est donc le siège de phénomènes d'induction caractérisés par l'inductance. C'est un paramètre qui dépend de plusieurs éléments, à savoir [12] :

- Le rayon du conducteur,
- Le type du matériel du conducteur à utiliser (magnétique ou non magnétique),
- La distance entre phases,
- Le nombre de conducteurs par phase,
- Le nombre de ternes sur les pylônes.

Nous avons deux types d'inductances [9] :

- L'inductance propre ou self-inductance d'un conducteur électrique parcouru par un courant est définie comme étant le rapport entre les valeurs du flux induit par le courant et ce courant lui-même.

- L'inductance mutuelle se manifeste par l'interaction entre les conducteurs de phases, entre les conducteurs des différents ternes et entre tous les conducteurs parcourus par un courant tel que le fil de garde et le retour par la terre.

Pour la ligne électrique triphasée à simple terna avec un conducteur par phase, l'expression de l'inductance linéique est donnée par la formule suivante :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\frac{\mu_r}{4n} + \ln \left(\frac{d}{r} \right) \right) \quad (\text{II.33})$$

Avec :

- L_L : Inductance linéique [H/m]
- μ_0 : constante de champs magnétique ($\mu_0 = 0.00125664 \text{ H/km}$),
- d : Distance entre les deux conducteurs [m],
- r : Rayon de chaque conducteur [m].

Le terme $(\mu_r/4n)$ correspond à l'inductance créée par le flux intérieur de chaque conducteur, et le terme $(\ln(D/r))$ correspond à l'inductance extérieure. Cette formule ne tient pas compte de l'effet pelliculaire, qui tend à augmenter la densité de courant près de la surface des conducteurs et à diminuer le terme $\mu_r/4n$. En fait, dans les calculs de lignes de transport d'énergie du réseau de transport, ce terme est négligé. Il reste donc [10] :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{d}{r} \right) \quad (\text{II.34})$$

Lorsque la ligne est symétrique (même rayon des conducteurs et même distance entre eux), on considère que les conducteurs sont disposés au sommet d'un triangle équilatéral comme montré dans la Figure II.6 :

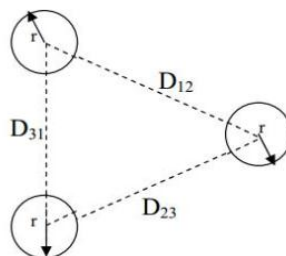


Figure II.6 : Position en triangle des conducteurs.

La distance moyenne entre conducteurs en [m] vaut :

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \quad (\text{II.35})$$

Le rayon moyen du faisceau de conducteurs [m] vaut :

$$GMR_{cond} = 0,5. D. Kg \quad (II.36)$$

Avec :

- D : Rayon du conducteur [m],
- Kg : facteur de câblage, se référer au Tableau II.6.

Tableau II.6 : Facteur de câblage kg.

Aluminium		Acier		Facteur de câblage Kg
Nombre de conducteurs	Nombre de couches	Nombre de conducteurs	Nombre de couches	
6	1	1	-	1
18	2	1	-	0,7765
7	1	-	-	0,7256
22	2	7	1	0,7949
26	2	7	1	0,8116
19	2	-	-	0,7577
37	3	-	-	0,7678
61	4	-	-	0,7722
45	3	7	1	0,7939
54	3	7	1	0,8099
72	4	7	1	0,7889
84	4	7	1	0,8005
91	5	-	-	0,7743
54	3	19	2	0,8009
72	4	19	2	0,7889
84	4	19	2	0,8005

L'expression de l'inductance linéique est finalement :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{GMD}{GMR_{cond}} \right) \quad (II.37)$$

II.2.3.3. Capacité linéique

On peut assimiler les lignes aériennes à un condensateur qui est constitué de deux conducteurs (les conducteurs de phase et la terre). A cause de la présence des charges, sur ces deux conducteurs, le potentiel a des valeurs différentes. Le rayon du conducteur, la hauteur du conducteur au-dessus du sol, la distance géométrique entre phases ; tous ces éléments interviennent sur le paramètre de la capacité linéique, qui pour la position de conducteur illustré sur la Figure II.6 se calcule avec la formule suivante [14] :

$$C_L = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left(\frac{GMD}{r_c} \right)} \quad (II.38)$$

Avec :

- C_L : Capacité linéique [F/m],
- r_c : Rayon équivalent du faisceau de conducteur [m],
- ϵ_0 : Permittivité diélectrique.

Pour les conducteurs électriques, la permittivité diélectrique relative est égale à l'unité, alors :

$$\epsilon = \epsilon_r \cdot \epsilon_0 = \frac{1}{36 \cdot \pi \cdot 10^9} \quad (\text{II.39})$$

II.2.3.4. Réactance inductive linéique

Elle dépend de l'inductance, de la longueur de la ligne et la fréquence du courant alternatif. Elle est donnée par la formule suivante [10]:

$$X_L = 2\pi f \cdot l \cdot L_L \quad (\text{II.40})$$

Avec:

- X_L : réactance inductive de la ligne [Ω/Km],
- f : fréquence du réseau [Hz],
- l : longueur de la ligne [Km],
- L_L : inductance linéique de la ligne [H/km].

II.2.3.5. Réactance capacitive linéique

La réactance capacitive linéique d'une ligne se calcule avec la formule suivante [10] :

$$X_L = \frac{1}{2\pi f C_L} \quad [\text{F/km}] \quad (\text{II.41})$$

II.2.3.6. Susceptance capacitive de la ligne

La Susceptance capacitive dépend de la capacité, la longueur de la ligne et la fréquence du courant alternatif, sa formule est la suivante [12] :

$$B_L = 2\pi f l C_L \quad (\text{II.42})$$

Avec :

- B_L : Susceptance capacitive de la ligne en Siemens par phase [S/Phase] ,
- l : Longueur de la ligne [Km].

II.2.3.7. Conductance de la ligne

Elle dépend essentiellement du degré de perfection de l'isolement et de l'effet couronne. La conductance G_l est généralement négligeable dans les calculs de la ligne de transport d'énergie électrique. Elle correspond en particulier aux pertes de fuites le long des chaînes d'isolateurs, elle dépend donc du niveau d'isolement de la ligne, lequel est suffisamment élevé pour empêcher des fuites appréciables [15].

La conductance de la ligne est donnée par la formule II.42 suivante :

$$G_L = (G_{iz} + G_C)l \quad (\text{II.43})$$

Avec :

- G_L : Conductance de la ligne en micro Siemens par phase [$\mu\text{S}/\text{phase}$],
- G_{iz} : Conductance due à l'imperfection de l'isolement en [$\mu\text{S}/\text{km}$] et par phase,
- G_C : Conductance due à l'effet couronne [$\mu\text{S}/\text{km}$],
- l : Longueur de la ligne [km].

II.2.3.8. Admittance de la ligne

L'admittance d'une définie par une valeur complexe, nous notons :

$$\bar{Y}_L = G_L + jB_L \quad (\text{II.44})$$

Avec :

- \bar{Y}_L : Admittance totale d'une phase de la ligne [S],
- G_L : Conductance d'une phase de la ligne [S/phase],
- B_L : Susceptance d'une phase de la ligne.

II.2.4. L'effet couronne dans les lignes électriques

Egalement appelé « effet corona » est une décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur. En effet, dès que le champ électrique à la surface du conducteur devient suffisamment grand c'est-à-dire supérieur au champ d'ionisation de l'air, ($\approx 30 \text{ kV/cm}$), l'air s'ionise et il se produit des crépitements avec formation d'effluves bleutés et d'aigrettes lumineuse visibles la nuit. L'effet Couronne se produit principalement sur les conducteurs de ligne mais aussi sur les parties métalliques constituant les ossatures du pylône

notamment les bras de fixation des conducteurs ainsi que sur l'isolateur surtout par temps humide. A partir d'un certain niveau de tension, nous devons aussi vérifier que l'effet couronne ne devient pas trop important. Nous aboutissons ainsi à une section techniquement optimale mais non normalisée. Il faut décider donc de prendre une section normalisée supérieure. Le calcul des différents coûts de la ligne nous aide à choisir celle qui convient le mieux. L'effet couronne est un phénomène difficile à quantifier et une littérature abondante sur ce sujet est disponible dans les bibliothèques. Le critère souvent utilisé consiste à vérifier que le champ superficiel reste bien inférieur à 18 kVeff/cm. Ce champs E_{max} se calcul par la formule suivante [7] [16] :

$$E_{max} = \frac{U_{eff}}{r \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h \cdot D}{r \cdot \sqrt{4 \cdot h^2 + D^2}}\right)} \quad (\text{II.45})$$

Avec :

- E_{max} : Champs électrique maximal de l'effet couronne [kVeff/cm],
- r : Rayon du conducteur [cm],
- h : Distance minimale entre un conducteur et le sol,
- D : Ecartement entre phases.

II.2.5. Dimensionnement des chaines d'isolation

Le dimensionnement correct des chaines d'isolation dans les lignes électriques est essentiel pour assurer la sécurité, la fiabilité, la durabilité et la conformité aux réglementations. Des chaines d'isolation mal dimensionnées peuvent mettre en danger les personnes et les biens, perturber l'approvisionnement en électricité et augmenter les coûts d'exploitation. Le nombre d'isolateurs par chaîne dépend de la tension maximale de la ligne et du niveau de pollution de la région. Il devra être calculé en accord avec les valeurs de ligne de fuite spécifiques définies par la norme CEI 60815-2 [17]. Le nombre d'isolateurs par chaîne est donné par la formule suivante :

$$N = \frac{U_{max-m} \cdot l_f}{L_f} \quad (\text{II.46})$$

Avec :

- U_{max-m} : tension la plus élevée pour le matériel [kV],
- L_f : la ligne de fuite de l'isolateur [mm].

- l_f : longueur de la ligne de fuite [mm/kV], définie selon le degré de pollution de la zone par laquelle passe la ligne (zone avec forte densité d'industries 25 mm/kV).

En général, pour une exploitation en milieu peu pollué (classe 1 CEI) on utilise la norme 16 mm de ligne de fuite par kVeff de la tension d'exploitation du réseau. Pour les milieux plus pollués, on utilise une ligne de fuite plus importante. Le choix de la ligne de fuite est illustré par le Tableau II.7 suivant [18] :

Tableau II.7 : Longueur de la ligne de fuite selon les zones [18].

Niveau de pollution	Exemples d'environnements typiques	l_f (mm)
I Faible	<ul style="list-style-type: none"> - Zones sans industries et avec faible densité d'habitations équipées d'installations de chauffage. - Zones avec faible densité d'industries ou d'habitations mais soumises fréquemment aux vents et/ou pluies. - Régions agricoles. - Régions montagneuses. Toutes ces régions doivent être situées d'au moins 10 à 20 km de la mer et ne doivent pas être exposées aux vents venant directement de la mer.	16,0
II Moyen	<ul style="list-style-type: none"> - Zones avec industries ne produisant pas de fumées particulièrement polluantes et/ou avec une densité moyenne d'habitation équipées d'installations de chauffage. - Zones à forte densité d'habitations et/ou d'industries mais soumises fréquemment aux vents et/ou à des chutes de pluies. - zones exposées au vent de mer mais pas trop proches de la cote (distante d'au moins quelques km). 	20,0
III Fort	<ul style="list-style-type: none"> - Zones avec forte densité d'industries et banlieues de grandes villes avec forte densité d'installation de chauffage polluantes. - Zones situées près de la mer, ou en tout cas exposées à des vents relativement forts venant de la mer. 	25,0
IV Très fort	<ul style="list-style-type: none"> - Zones généralement peu étendues, soumises à des poussières conductrices et à des fumées industrielles produisant des dépôts conducteurs particulièrement épais. - Zones généralement peu étendues très proches de la cote et exposées au embruns et aux vents très forts et polluants venant de la mer. - Zones désertiques caractérisées par de longues périodes sans pluies, exposées aux vents forts transportant du sable et du sel et soumises à une condensation régulière. 	31,0

II.2.6. Contexte, description et fiche technique de la ligne considérée

En effet, après avoir découvert d'importants gisements pétroliers dans les sous-sols de la ville de Hassi Messaoud, le gouvernement algérien envisage de déplacer sa population avoisinant les 50 000 habitants 80 km plus au nord au lieu-dit Oued El Meraa. La nouvelle ville de Hassi Messaoud est sensée accueillir une population de 80 000 habitants, une zone d'activités techniques (ZAL) implantée sur 965 hectares, une zone de protection de 313

hectares, une zone technique comprenant une station solaire, un centre d'enfouissement technique (CET) et une station de traitement (STEP).

Un projet d'une telle envergure nécessite une grande alimentation électrique, c'est pourquoi l'entreprise SONELGAZ entreprend de réaliser la ligne électrique aérienne Hassi Messaoud – Oued El Meraa avec les caractéristiques suivantes :

- Tension de service : 220kV,
- Puissance transportée par circuit : 200 MW,
- Facteur de puissance : $\cos \varphi = 0.9$,
- Câbles conducteurs : 1*3*1*570 mm² (une phase/ 3 faisceaux/ un câble conducteur de 570mm²), conducteur homogène en alliage d'Aluminium AAAC,
- Câble de garde : Câble de garde à 24 fibres optiques incorporés (OPGW) et ses accessoires,
- Isolateurs : type « capot et tige » en verre trempé type aérodynamique norme de 16 A selon CEI 120. Les câbles de garde seront suspendus sur des accessoires sans isolateurs,
- Supports : - les supports seront constitués par des pylônes métalliques en treillis métallique type (A et C) EUCOMSA. Pour les traversées spéciales, les croisements, etc. des pylônes spéciaux peuvent être utilisés. Pylône anti-cascade est le C,
- Mise à la terre : les pylônes seront reliés électriquement au sol par boucles de câbles en cuivre de 48mm² de section.
- Longueur de la ligne : 67 km.

II.2.6.1. Calcul de la résistance des câbles de la ligne

La résistance en courant continu à la température de service, soit 75°C, pour un câble de type AAAC est de l'ordre de $R_{dc} = 0.070083 \Omega/\text{km}$. La résistance en courant alternatif est donnée par la formule (II.26) comme suit :

$$R_{ca} = K \cdot R_{cc} ; K \text{ étant le coefficient de l'effet peau, dans notre cas } K = 1.01470.$$

$$\text{Donc : } R_{ca}(75^\circ\text{C}) = 0.070083 \times 1.01470 = 0.0711132 \Omega/\text{km}$$

II.2.6.2. Courant nominal dans les conducteurs

Le courant nominal est donné par la formule (II.17) comme suit :

$$I_n = \frac{P_{\text{départ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} ; P_{\text{départ}} \text{ étant la puissance transportée } P_T = 200 \text{ MW.}$$

$$\Rightarrow I_n = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \times 220 \cdot 10^3 \times 0,9} = 583,863 \text{ A}$$

II.2.6.3. Courant admissible dans les conducteurs

Le courant maximal admissible à la température de service (75°C) est donné par la formule (II.4) :

$$i(\theta_2) = \sqrt{\frac{P_{rad} + P_{conv} - P_{sol}}{R}}$$

Avec :

$$P_{rad} = \sigma \cdot \pi \cdot D \cdot \eta \cdot (\theta_2^4 - \theta_1^4) = 5,67 \cdot 10^{-8} \times 3,14 \times 0,0311 \times 0,6 \times ((75)^4 - (20)^4)$$

$$P_{rad} = 0,1045 \text{ W} \quad (\text{II.6})$$

$$P_{conv} = \lambda \cdot N_u \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot \pi = 0,02585 \times 24,9397402 \times (75 - 20) \times 3,14$$

$$P_{conv} = 111,338 \text{ W} \quad (\text{II.5})$$

$$P_{sol} = \gamma \cdot D \cdot S_i \equiv 0,5 \times 0,0311 \times 1200$$

$$P_{sol} = 18,66 \text{ W} \quad (\text{II.7})$$

$$\Rightarrow i(\theta_2) = \sqrt{\frac{0,1045 + 111,338 - 18,66}{0,71113 \cdot 10^{-4}}} = 1142,243 \text{ A}$$

II.2.6.4. Calcul de l'inductance linéique

L'inductance linéique est donnée par la formule (II.37) comme suit :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{GMD}{GMR_{cond}}\right)$$

Les conducteurs sont disposés en nappe sur un pylône EUCOMSA type C comme montré dans la Figure II.7 :

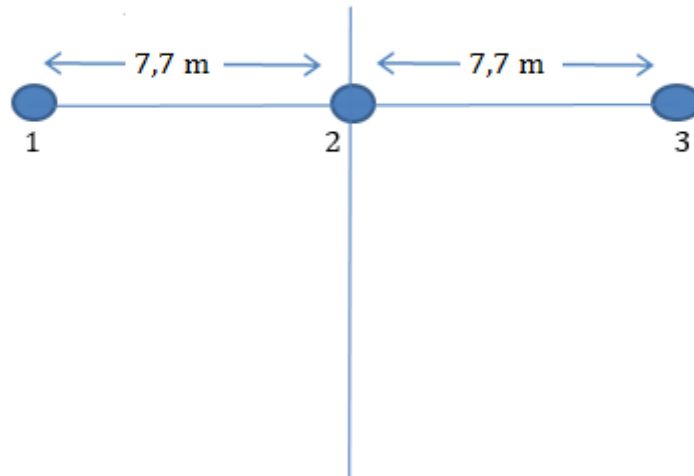


Figure II.7 : Disposition des conducteurs sur un pylône EUCOMSA type C [20].

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = \sqrt{7,7 \times 7,7 \times 15,4} = 9,7013 \text{ m} \quad (\text{II.35})$$

$$GMR_{cond} = 0,5 \cdot D \cdot kg = 0,5 \times 0,0311 \times 0,7722 = 0,0120 \text{ m} \quad (\text{II.36})$$

$Kg = 0,7722$ pour un nombre de brins = 61 et pour un nombre de couches = 4.

$$\Rightarrow L_L = \frac{0,00125664}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{9,7013}{0,0120}\right) = 0,001337 \text{ H/km}$$

II.2.6.5. Calcul de la réactance inductive linéique

D'après la formule (II.40) :

$$X_L = 2\pi f \cdot l \cdot L_L = 2 \times 3,14 \times 50 \times 0,001337 = 0,42009 \text{ } \Omega/\text{km}$$

II.2.6.6. Calcul de la chute de tension

Selon la formule (II.16) :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta U}{U} &= \frac{I_n}{U_n} (R'_{70^\circ\text{C}} \cdot l \cdot \cos \varphi + X' \cdot l \cdot \sin \varphi) \\ &= \frac{583,863}{220 \cdot 10^3} (0,0711132 \times 67 \times 0,9 + 0,42009 \times 67 \times 0,43) \end{aligned}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 4,35 \%$$

Ce résultat est très satisfaisant et rentre dans la norme ne dépassant pas les 5% fixée par la SONELGAZ.

II.2.6.7. Calcul des isolateurs

Nous choisissons l'isolateur type aérodynamique F12D/127DC, illustré dans la Figure II.7, qui présente un rapport ligne de fuite/pas d'environ 2,4. L'absence de nervure permet de limiter l'accumulation de dépôt de pollution solide (poussière, sable) sur sa surface inférieure. Il est particulièrement adapté dans les zones désertiques où le vent est prédominant et la pluie rare. Il est également efficace en chaînes d'ancrage en cas de très forte pollution industrielle. Il permet aussi de résoudre les problèmes d'accumulation de glace lorsqu'il est utilisé en alternance avec d'autres profils dans une chaîne [17] [19].

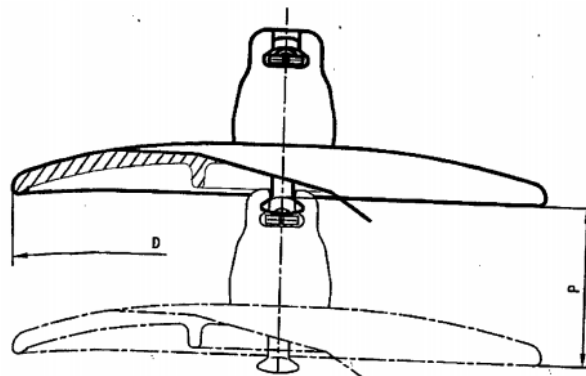


Figure II.8 : Isolateur type aérodynamique F12D/127DC [19].

Dimensions suivant CEI 60305 [19] :

- Diamètre (D) : 380 mm,
- Pas (P) : 127 mm,
- Ligne de fuite : 360 mm.
- Tension la plus élevée pour le matériel : 245 kV.

D'après la formule (II.45), le nombre d'isolateurs est le suivant :

$$N = \frac{U_{max} - m \cdot l_f}{L_f} = \frac{245 \times 25}{360} = 17.01 \quad \text{Donc 18 isolateurs.}$$

II.3. Dimensionnement mécanique d'une ligne aérienne

La présente partie se portera sur l'étude mécanique d'une ligne électrique aérienne qui est l'étude des mouvements de déformation, les variations des tensions mécaniques et de l'état d'équilibre mécanique du système de transport électrique (recherche des contraintes) dans des conditions météorologiques et climatiques (vent, givre et température) les plus défavorables afin d'assurer la stabilité de la ligne et la rendre plus résistante aux contraintes mécaniques, géométriques et aux ruptures rencontrées quotidiennement après la mise en service de la ligne.

II.3.1. Jargon mécanique des lignes aériennes

Comme tout autre domaine, les lignes aériennes ont un lexique et un vocabulaire propres à elles, les définitions à prendre en compte sont les suivantes [20] :

- **Portée horizontale** : Distance horizontale entre deux supports [m].

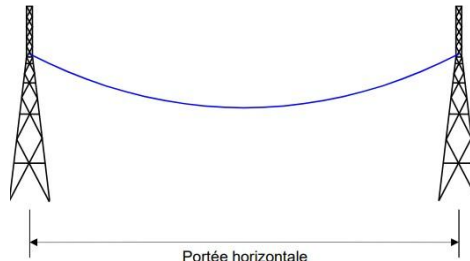


Figure II.9 : Portée horizontale.

- **La flèche** : La flèche est considérée comme la distance verticale maximale entre la droite joignant les deux attaches et les conducteurs. A l'origine, elle dépend de la tension de réglage de la ligne et varie ensuite sous l'influence de la température et des surcharges sur la ligne. La flèche est choisie en fonction de la température maximale des conducteurs qui sont généralement pris à 75 °C, c'est le cas considéré comme le plus défavorable.

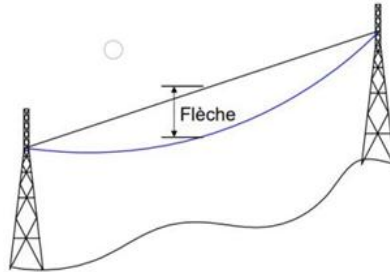


Figure II.10 : La flèche.

- **Le dénivelé** : C'est la distance verticale entre deux points d'accrochage [m].

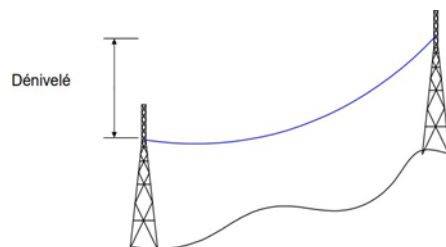


Figure II.11 : Le dénivelé.

- **Le canton** : Un canton est une succession des portées comprises entre deux ancrages. Une limite de canton permet d'éviter une rupture en cascade de toute la

ligne en cas d'incident. Selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser 15 portées.

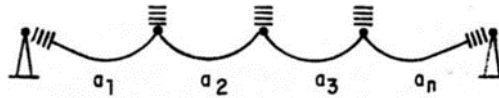


Figure II.12 : Le canton

- **Support de suspension** Les câbles sont suspendus à la structure.

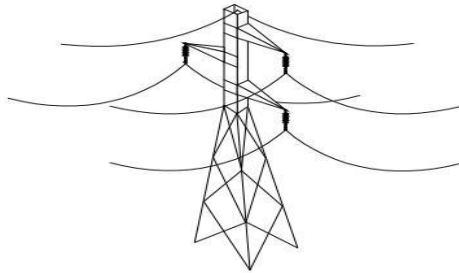


Figure II.13 : Support de suspension.

- **Support d'ancrage** : Les câbles sont ancrés à la structure.

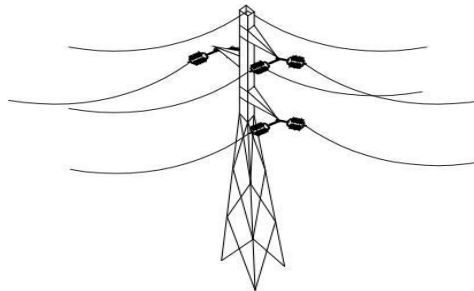


Figure II.14 : Support d'ancrage.

- **Le Paramètre** : Le paramètre P d'une ligne aérienne est le rapport entre la tension unitaire du conducteur et son poids linéique. Il représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole. Valeur numérique exprimée en mètres donnant l'image à la courbure que prend le câble, plus le paramètre est grand plus le câble est tendu.

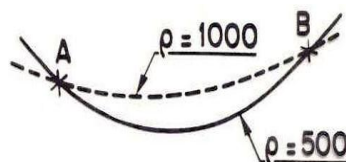


Figure II.15 : Le paramètre P .

- **VHL** : Composantes des projections verticales, horizontales et longitudinales de l'effort des câbles appliqués au point d'accrochage de la structure.

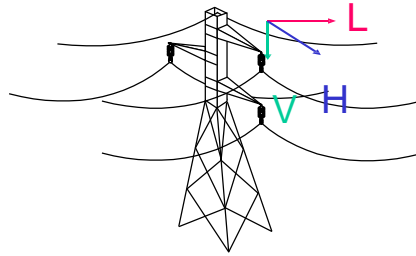


Figure II.16 : Projections de l'effort qu'appliquent les câbles sur les supports.

II.3.2. Objectif de l'étude mécanique

Le but des calculs mécaniques et géométriques des éléments constitutifs d'une ligne électrique de transport à haute tension est :

- Le respect du facteur de sécurité et de surcharges dans les conditions prévues.
- Vérification des distances réglementaires à la flèche maximale.
- Choix des supports d'après les efforts exercés sur les pylônes.

II.3.3. Hypothèses de dimensionnement

Lors du dimensionnement mécanique d'une ligne électrique, il est crucial de prendre en compte les conditions climatiques et météorologiques car elles sont primordiales dans le dimensionnement des ouvrages notamment les supports et les conducteurs électriques. Elles concernent en particulier les températures, l'action du vent et les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige . Nous dénombrons [21] :

II.3.3.1. Hypothèses administratives

Les ouvrages seront calculés, conformément aux prescriptions de l'arrêté Technique déterminant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les études des lignes HT et THT de troisième catégorie [21].

II.3.3.1.1 Hypothèse A

A la température moyenne de la zone avec un vent horizontal créant sur les lignes les pressions suivantes [21]:

- Conducteurs, câbles de garde : 48 daN/m²
- Surfaces planes : 120 daN/m²

Les pressions de l'hypothèse A sont produites approximativement par un vent de 100 km/h (28,5 m/s). Dans les zones exceptionnellement ventées, les pressions à considérer sont celles énoncées précédemment multipliées par 1,33.

II.3.3.1.2. Hypothèse B

A la température minimale de la zone avec un vent horizontal créant sur les lignes aériennes les pressions suivantes [21] :

- Conducteurs, câble de garde : 18 daN/m²
- Eléments plans de supports : 30 daN/m²
- La température de répartition sera de 75° C.

Les pressions de l'hypothèse B sont produites approximativement par un vent de 65 km/h (17,5 m/s) de l'échelle Beauford. Afin d'assurer une sécurité suffisante, malgré les Conditions climatiques variées des régions traversées, celles-ci sont divisées en Trois zones géographiques caractérisées par des régimes de températures définis ci-après :

- Zone I (littoral) : Zone soumise à l'influence marine sans surcharge de givre.
 - Température moyenne : 20°C
 - Température minimale : -5°C
 - Température maximale : 75°C
- Zone II (hauts plateaux) : massifs montagneux, plaines intérieures avec givre.
 - Température moyenne : 20°C
 - Température minimale : -5°C
 - Température maximale : 75°C
- Zone III (Sahara) : zone déserte sans givre.
 - Température moyenne : 25°C
 - Température minimale : -5°
 - Température maximale : 75°C

II.3.3.1.3. Hypothèses de répartition

Les hauteurs de surplomb au-dessus du sol, des voies de communications ou des constructions doivent être respectées à la température suivante dite "température de répartition" utilisée pour disposer la chaînette sur le profil en long la température de répartition est de 75 °C [21].

II.3.3.2. Hypothèses particulières à SONELGAZ

En plus des dispositions de l'arrêté technique, SONELGAZ adopte ses propres hypothèses dans les cahiers des charges [21].

II.3.3.2.1. Hypothèses de givre

Il y a lieu d'en tenir compte dans les calculs justificatifs des dépôts de givre qui peuvent se produire sur les ouvrages. SONELGAZ adopte les hypothèses indiquées ci-après, pour une température minimale de la zone [21].

- Hypothèse à givre léger : poids linéique du givre 2 kg/m,
- Hypothèse à givre moyen : poids linéique du givre 4 kg/m,
- Hypothèse à givre lourd : poids linéique du givre 6 kg/m.

Le vent exerçant une pression de 180 Pa sur le manchon de givre. Le calcul de la surcharge de givre est fait en supposant une masse volumique du manchon de 0,6 Kg/dm³. Suivant la situation géographique de l'ouvrage ou de la position de l'ouvrage étudiée, l'hypothèse à considérer peut-être l'hypothèse de givre léger ou moyen ou lourd. Quand un conducteur est composé de plusieurs câbles en faisceau, les surcharges dues au vent et au givre sont appliquées à chacun des câbles. La masse linéique du givre varie selon l'altitude [21] :

- Altitude entre 0 et 500 m : 0 kg/m,
- Altitude entre 500 et 1000 m : 2 kg/m,
- Altitude entre 1000 et 1500 m : 4 kg/m,
- Altitude entre 1500 et plus : 6 kg/m.

II.3.3.2.2. Hypothèses dérivées

II.3.3.2.2.1. Hypothèse EDS (Every Day Stress)

A la température moyenne de la zone, sans vent, le rapport d'EDS ne doit en aucun cas dépasser les 18 %, la ligne doit être protégée par le dispositif antivibratoire (stock bridge). Les câbles de garde à fibres optiques (OPGW) doivent être munis de manière systématique par des pinces AGS (absorbeurs des vibrations) et des stock bridges. La vérification mécanique à l'hypothèse de l'EDS s'établit comme suit [21] :

La tension mécanique horizontale dans le câble calculé à 20°C sans vent et sans givre doit rester inférieure à 18 % de la CRA (Charge de Rupture Assignée) du câble. Autrement dit, si l'on note

T_0 la tension horizontale dans le câble, la vérification de l'EDS à 20°C, en l'absence de vent et de givre s'écrit [22] :

$$T_0 < 0,18 \times CRA \quad (\text{II.47})$$

La tension mécanique horizontale du câble doit être considérée dans son état final, c'est-à-dire sans prendre en compte la correction de température prévue pour le calcul de la flèche de pose. Cette règle s'applique à la fois sur les câbles conducteurs et les câbles de garde.

II.3.3.2.2. Hypothèses à vents réduits

A la température moyenne de la zone avec un vent créant sur les lignes aériennes les pressions suivantes [21] :

- Zone à vent normal : vent de 24 daN/m sur le conducteur,
- Zone à vent fort : vent de 36 da/m sur le conducteur.

Ces deux hypothèses permettent la vérification de la tenue diélectrique des ouvrages.

II.3.3.3. Hypothèses d'opportunité

II.3.3.3.1. Hypothèse de torsion

Les supports mécaniques doivent avoir une résistance minimale à la torsion, nécessaire pour éviter les avaries de supports en cas de rupture d'un conducteur ou d'un manchon de jonction ou d'ancrage. Les conditions de calcul sont celles de l'hypothèse A avec rupture dans une portée adjacente du câble qui y est fixé. Cette application doit être faite à chaque point d'accrochage, le point le plus défavorable étant à retenir. Pour les pylônes de suspension, l'effort doit être déterminé en tenant compte de la détente résultante de l'inclinaison de la chaîne. Dans le cas d'un conducteur en faisceau, ne considérer que la rupture d'un seul câble du faisceau [21].

II.3.3.3.2. Hypothèse de givre dissymétrique

Dans les conditions de température et de vent définies ci-dessus, on considère une différence d'épaisseur de givre égale à 2 cm sur les câbles des portées du canton situé de part et d'autre du support à calculer, c'est-à-dire [21] :

- 2 et 0 cm pour les zones à givre léger,
- 3 et 1 cm ou 4 et 2 cm pour les zones à givre moyen,
- 5 et 3 cm ou 6 et 4 cm pour les zones à givre lourd.

II.3.3.3. Hypothèse anti-cascade

On considère ici la rupture totale des câbles d'un côté puis de l'autre du support. On doit mettre en place des supports anti-cascades à intervalles réguliers (tous les 10 supports environ). L'hypothèse anti-cascade est à considérer conformément au rapport technique de la norme CEI 826 paragraphe 3.6.3.3 page 138 [21].

II.3.4. Coefficient de sécurité et de stabilité K

Le coefficient de sécurité K est un facteur multiplicateur à appliquer à la charge ou aux charges maximales admissibles permettant de déterminer les efforts entraînant les destructions d'un ensemble d'éléments. Les lignes aériennes doivent obligatoirement supporter les charges des hypothèses administratives dans les conditions suivantes [21] :

II.3.4.1. Conditions normales

- Efforts maximaux admissibles dans les câbles, pièces d'élément, isolateurs et d'une façon générale toutes les pièces travaillant à la traction : $1/3$ fois la charge de rupture nominale (Câbles) ou l'effort ou contrainte de rupture (Armements) ($1/3$).
- Contraintes maximales admissibles dans les éléments des supports métalliques : $1/1,8$ fois la contrainte de la limite élastique minimale garantie.

II.3.4.2. Conditions exceptionnelles (rupture et givre)

- Effort maximal admissible dans les câbles, pièces d'éléments, isolateurs et d'une façon générale toutes les pièces travaillant à la traction : $1/1,75$ fois la charge de rupture.
- Contrainte maximale admissible dans les éléments des supports métalliques : $1/1,2$ fois la contrainte de la limite élastique minimale garantie.

II.3.5. Application du vent

Par convention, dans le cas général, le vent sera appliqué dans le cas le plus défavorable c'est à dire perpendiculairement à l'élément considéré, d'un côté puis d'un autre [22].

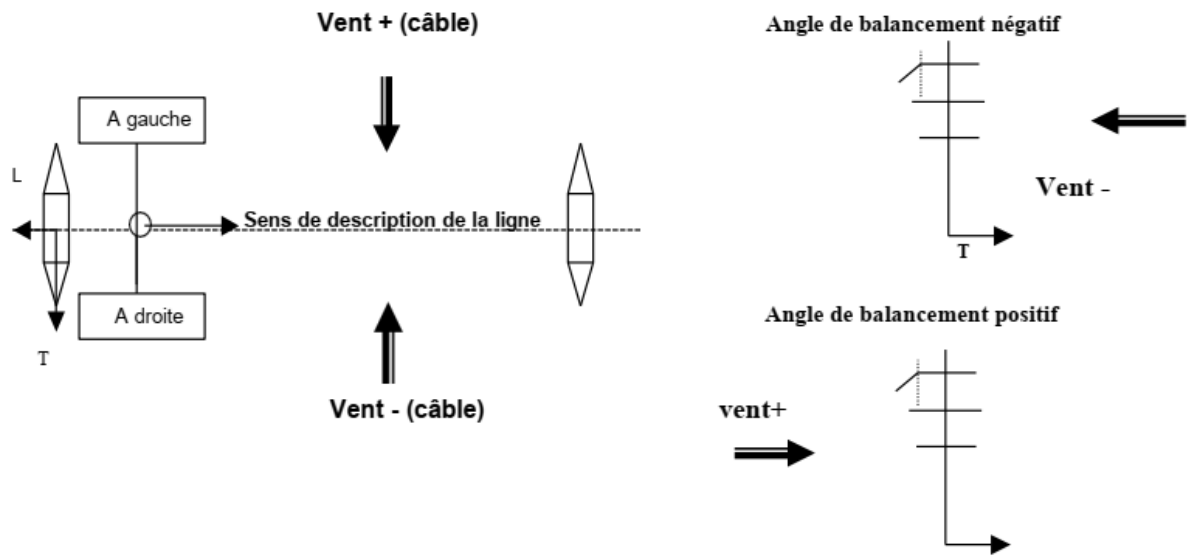


Figure II.17a : Application du vent sur les câbles.

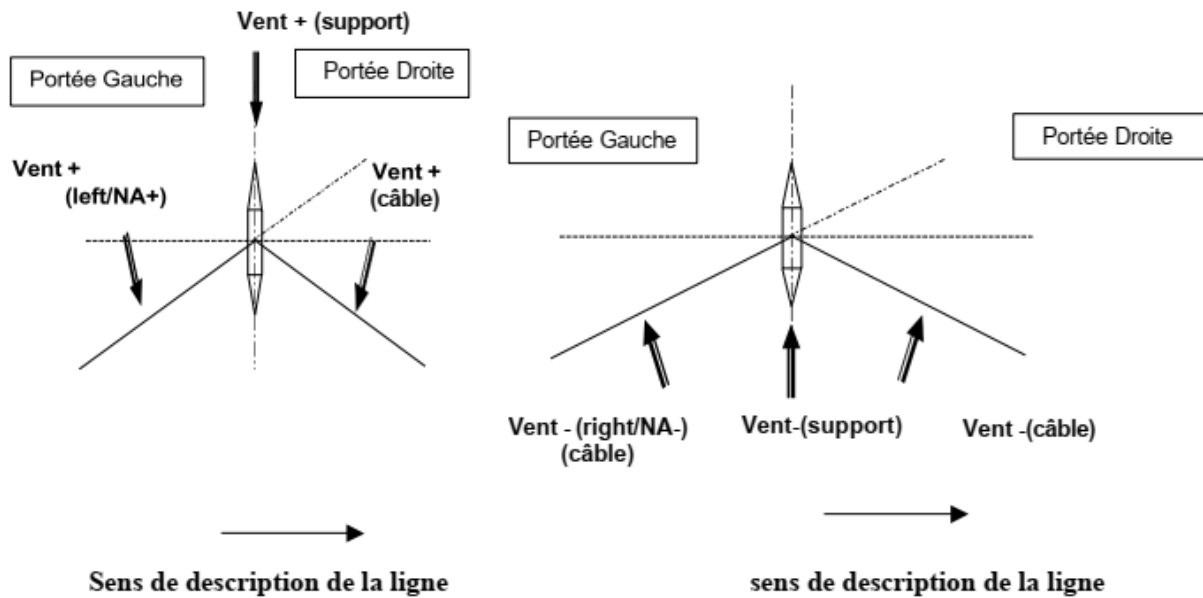


Figure II.17b : Application du vent sur les portées.

II.3.6. Coefficient de surcharge m

Le câble peut être surchargé par un poids P de givre et par un effort horizontal V au vent comme montré dans la Figure II.18 [22].

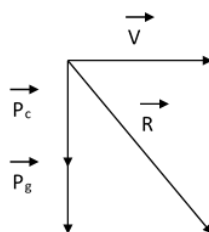


Figure II.18 : Surcharge de câble.

Le coefficient m se calcul comme suit [22] :

$$m = \frac{R}{P_c} \quad (\text{II.48})$$

Où :

$$R = \sqrt{V^2 + (P_c + P_g)^2} \quad (\text{II.49})$$

Donc :

$$m = \frac{\sqrt{V^2 + (P_c + P_g)^2}}{P_c} \quad (\text{II.50})$$

Avec :

- P_c : le poids du câble [kg /m],
- P_g : le poids du givre [kg /m],
- V : l'effort du vent sur le câble [kg /m].

II.3.7. Balancement des chaînes d'isolateurs

Le balancement des chaînes d'isolateurs, n'est pas dû seulement à l'action du vent sur le conducteur et sur la chaîne, mais il est dû surtout à l'emplacement du pylône, où l'effort du conducteur et de la chaîne ne suffit pas pour assurer le maintien en position verticale de la chaîne d'isolateurs, il suffit alors d'une légère pression de vent transversale et la chaîne risque un fort balancement. Les chaînes doubles sont réservées pour les traversées de routes et les croisements de lignes. Les distances à la masse, en mètres, ne doivent pas être inférieures aux valeurs suivantes [20] [23] :

- A la température de 25 C° sans vent : 1.1 m.
- A la température de 25 C° avec vent réduit : 0.8 m.

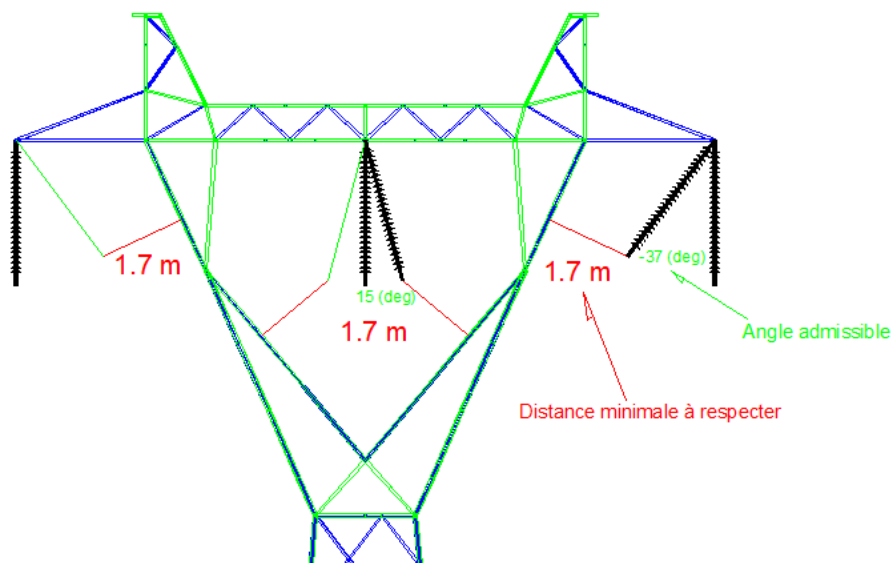


Figure II.19 : Angle admissible des chaînes de suspension.

La vérification de l'angle de balancement est calculée par la formule suivante [20]:

$$\text{Arctg} = \frac{H+V_{ch}+E_{tc}}{V+0,5M_{ch}+C} \quad (\text{II.51})$$

Avec :

- H : effort transversal sur la chaine à la suite de l'effet du vent sur conducteur [daN],
- V_{ch} : effort transversal à la suite de l'effet du vent sur la chaine [daN],
- E_{tc} : effort transversal sur la chaine à la suite de l'effet de tension du conducteur sous l'angle sur la chaine (pour pylônes d'alignement dans l'angle) [daN],
- V : effort vertical sur la chaine en raison du poids du conducteur [daN],
- M_{ch} : masse de chaine [kg],
- C : masse du contrepoids [kg].

II.3.8. Distances de croisement

L'arrêté technique précise des distances de tension et des distances minimales à respecter au-dessus des sols, des voies de communication et autres lignes aériennes. Les distances précisées dans le tableau II.8 sont données pour une température des câbles à 75 °C sans vent, pour les grandes portées ayant des flèches médianes supérieures à 30 ou 40 m, les distances minimales sont égales à la somme d'une distance de base proportionnelle à la racine carrée de la flèche et de la distance de tension [23].

- **Croisement supérieur** : La ligne en projet passe au-dessus de la ligne existante
 - La ligne en projet doit être vérifiée à la température maximale du conducteur, en l'absence de vent et de givre.
 - La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.
- **Croisement inférieur** : La ligne en projet passe en dessous de la ligne existante
 - La ligne en projet doit être vérifiée à la température minimale de la zone considérée, en l'absence de vent et de givre.
 - La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.
- **Distance de croisement minimale (Dm)** : C'est la distance verticale entre l'ouvrage traversé et le point le plus proche du conducteur, à la température maximale de 75°C. Cette distance est la somme des distances b et t :

$$D_m = b + t \quad (\text{II.52})$$

Avec :

- b : la distance de base en fonction de la nature du surplomb. Cette distance est donnée par la formule suivante [20] [23] :

$$b = 1 + \frac{2d}{a} (0,5\sqrt{f} - 1) \quad (\text{II.53})$$

Où :

- d : la distance entre l'ouvrage traversé et le pylône le plus proche,
- a : la portée,
- f : la flèche à la température maximale,
- t : la distance de tension, fonction de la probabilité d'une surtension.

II.3.9. Les traversées

L'étude des traversées consiste à respecter les distances entre la ligne et les différents obstacles qui sont : sol et voie de circulation, maisons et immeubles, chemins de fer, lignes aériennes et Plans d'eau. Ces distances sont précisées dans le tableau suivant [20] [23] :

Tableau II.8 : Distances minimales des portées.

Nature de l'installation survolée ou surplombée	Distances minimales (en mètre)	
	Portées courantes	Grandes Portées
Hauteurs au-dessus du sol		
* Terrain ordinaire pour le nord et hauts plateaux	8 m	$3 + 0,6\sqrt{F} + t_1$
* Terrain agricole	9 m	$3 + 0,6\sqrt{F} + t_2$
* Zone de dunes mobiles	14 m	$3 + 0,6\sqrt{F} + t_1$
* Terrain avec franchissement d'engins de hauteur h.	h+4 m	$h + 2m + 0,6\sqrt{F} + t_2$
* Terrain ordinaire pour le sud	10m	
Voies de circulation		
* Voies de circulation (communale)	10 m	$6 + 0,6\sqrt{F} + t_3$
* Voies pour véhicules de grande hauteur	h+4 m	$h + 2 + 0,6\sqrt{F} + t_2$
* Voies à grande circulation (wilaya nationale, autoroute)	12m	$6 + 0,6\sqrt{F} + t_3$
Hauteurs au-dessus des eaux		
* Hauteur au-dessus des plus hautes eaux	8 m	$0,6\sqrt{F} + t_1$
* Hauteur sur le niveau d'étiage	7,5 m	$3 + 0,6\sqrt{F} + t_1$
* Distance au support fils de contact	19,6 m	
* Distance au gabarit cinématique	19,6 m	

Avec :

- F: Flèche médiane (en mètres) calculée à la température de répartition (75°C) sans vent,
- t_1 : Distance de tension pour une probabilité de voisinage faible « $t_1 = 0,0025U$ »,
- t_2 : Distance de tension pour une probabilité de voisinage moyenne « $t_2 = 0,0050U$ »,
- t_3 : Distance de tension pour une probabilité de voisinage fort « $t_3 = 0,0077U$ ».

II.3.10. Efforts transmis aux pylônes par les conducteurs

Dans ce titre les pylônes seront vérifiés pour 3 hypothèses :

- Hypothèse A ou hypothèse d'été (vent de 48 daN- température +15°C)
Charge maximale $< \frac{CRN}{3}$ (CRN : charge de rupture nominal)
- Hypothèse B ou hypothèse d'hiver (vent de 18 daN- température -20°C)
Charge maximale $< \frac{CRN}{3}$
- Hypothèse G ou hypothèse de givre léger (vent de 18 daN- température -5°C – manchon de givre 2cm de chaque côté du pylône).

Charge maximale $<$ charge maximale admissible (limite élastique).

Les supports devront, en particulier, être calculés pour résister aux efforts suivants [22] :

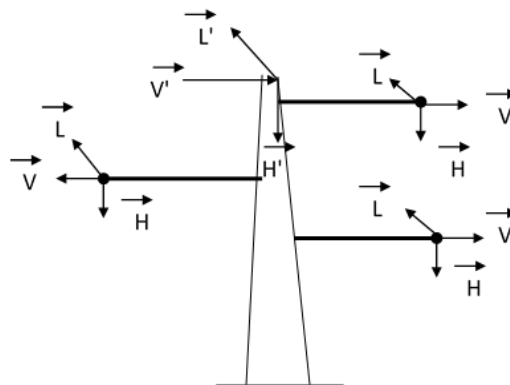


Figure II.20 : Efforts transmis aux pylônes par les conducteurs.

Avec :

- V : Effort vertical (effort du vent sur le conducteur).
- H : Effort horizontal (poids de conducteur).
- L : Effort longitudinal (effort dû au conducteur).
- V' : Effort vertical (effort du vent sur le câble de garde).

- H' : Effort horizontal. (Poids de câble de garde).
 - L' : Effort longitudinal (Effort dû au câble de garde).
- Formules utilisées dans les calculs [22]:
- Pylônes de suspension :

Tableau II.9 : Formules utilisées dans les calculs de pylônes de suspension.

Effort	Equations
Vertical V	$V = \eta \cdot (m_c + m_g) \cdot \frac{g}{10} \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + \eta \cdot t \cdot s \cdot \left(\pm \frac{d_1}{a_1} + \frac{d_2}{a_2}\right) + M_{ch}$
Horizontal H	$H = 2 \cdot \eta \cdot t \cdot \sin \alpha + \eta \cdot P_{v-cond} \cdot (D_c + 2 \cdot e_g) \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) \cdot \cos \alpha + V_{ch}$ $V_{ch} = P_{v-cond} \cdot K_p \cdot A_{ch}$ $K_p = \frac{P_{v-isol}}{P_{v-cond}}$
Longitudinal L	$L = 0$

- Pylônes d'ancrage :

Tableau II.10 : Formules utilisées dans les calculs de pylônes d'ancrage.

Effort	Equations
Vertical V	$V = V_1 + V_2$ $V_1 = \eta \cdot (m_c + m_g) \cdot \frac{g}{10} \cdot \frac{a_1}{2} \pm \eta \cdot t_1 \cdot s \cdot \frac{d_1}{a_1} + M_{ch 1}$ $V_2 = \eta \cdot (m_c + m_g) \cdot \frac{g}{10} \cdot \frac{a_2}{2} \pm \eta \cdot t_2 \cdot s \cdot \frac{d_2}{a_2} + M_{ch 2}$
Horizontal H	$H = H_1 + H_2$ $H_1 = \eta \cdot t_1 \cdot \sin \alpha_1 + \eta \cdot P_{v-cond} \cdot (D_c + 2 \cdot e_g) \cdot \frac{a_1}{2} \cdot \cos \alpha_1 + V_{ch 1}$ $H_2 = \eta \cdot t_2 \cdot \sin \alpha_2 + \eta \cdot P_{v-cond} \cdot (D_c + 2 \cdot e_g) \cdot \frac{a_2}{2} \cdot \cos \alpha_2 + V_{ch 2}$ $V_{ch 1,2} = P_{v-cond} \cdot K_p \cdot A_{ch 1,2}$ $K_p = \frac{P_{v-isol}}{P_{v-cond}}$
Longitudinal L	$L = L_1 - L_2 $ $L_1 = \eta \cdot t_1 \cdot s \cdot \cos \alpha_1$ $L_2 = \eta \cdot t_2 \cdot s \cdot \cos \alpha_2$

Avec :

- η : Nombre de conducteurs par phase (faisceau),
- m_c : Masse linéique du câble [kg/m],
- m_g : Masse linéique du manchon de givre [kg/m],

- g : Accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$),
- α_1 : Portée à gauche du pylône [m],
- α_2 : Portée à droite du pylône [m],
- d_1 : Dénivelée à gauche du pylône [m],
- d_2 : Dénivelée à droite du pylône [m],
- t_1 : Tension unitaire des câbles de la portée à gauche du pylône [daN/mm^2],
- t_2 : Tension unitaire des câbles de la portée à droite du pylône [daN/mm^2],
- t : Tension unitaire des câbles [daN/mm^2],
- S : Section du câble [mm^2],
- D_c : Diamètre du câble [m]
- e_g : Epaisseur du manchon de givre [m],
- $P_{v\text{-}cond}$: Pression du vent sur les conducteurs [daN/mm^2],
- $P_{v\text{-}isol}$: Pression du vent sur les isolateurs [daN/mm^2],
- M_{ch1} : Poids de la chaîne d'isolateurs de la portée à gauche du pylône d'ancrage [daN],
- M_{ch2} : Poids de la chaîne d'isolateurs de la portée à droite du pylône d'ancrage [daN],
- M_{ch} : Poids de la chaîne d'isolateurs du pylône de suspension [daN],
- V_{ch1} : Effort du vent sur la chaîne d'isolateurs de la portée à gauche du pylône d'ancrage [daN],
- V_{ch2} : Effort du vent sur la chaîne d'isolateurs de la portée à droite du pylône d'ancrage [daN],
- V_{ch} : Effort du vent sur la chaîne d'isolateurs du pylône de suspension [daN],
- A_{ch1} : Aire de la chaîne d'isolateurs de la portée à gauche du pylône d'ancrage [m^2],
- A_{ch2} : Aire de la chaîne d'isolateurs de la portée à droite du pylône d'ancrage [m^2],
- A_{ch} : Aire de la chaîne d'isolateurs du pylône de suspension [m^2],
- α_1 : Angle de la portée à gauche du pylône d'ancrage,
- α_2 : Angle de la portée à droite du pylône d'ancrage,
- α : Angle du pylône de suspension, GR (avec $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$).

II.3.11. Taux de travail des câbles

On calcule le taux de travail du câble par les équations suivantes [22] :

$$T_m = T_0 + m \cdot \omega \cdot H_m \quad (\text{II.54})$$

La tension horizontale T_0 :

$$T_0 = m \cdot \omega \cdot \rho \quad (\text{II.55})$$

Avec :

- m : coefficient de surcharge,
- ω : Poids linéique du câble [daN/m],
- ρ : Paramètre de répartition [m],
- H_m : Hauteur entre le point M et le pont bas [m].

II.3.12. Forme de la courbe d'équilibre

On apprend, en mécanique rationnelle, que la courbe d'équilibre d'un fil pesant, homogène, inextensible, flexible, suspendu entre deux points fixes est une chaînette. Or, les conducteurs des lignes électriques sont extensibles du fait de l'élasticité des fils qui les composent, flexibles, quoique possèdent une certaine raideur, quelquefois homogènes (acier des câbles de garde, almélec, aluminium pur) mais le plus souvent hétérogènes (aluminium acier, almélec acier). La courbe d'équilibre n'est donc pas une chaînette, mais une courbe élastique transcendante, très voisine cependant de la chaînette que l'on considère, à juste titre, comme la courbe la plus proche de la courbe élastique véritable [22].

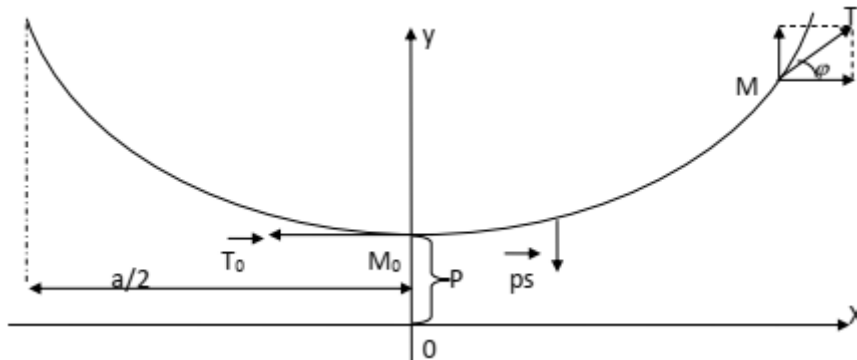


Figure II.21 : Forme de la courbe d'équilibre.

Avec :

- T_0 : Projection horizontale de la tension [daN],
- T : Tension au points quelconque [daN],
- P : Paramètre [m],
- p : Poids linéique du conducteur [kg/m],
- $a/2$: Demi portée [m],
- $M M_0 = s$: la longueur de portion de câble [m].

II.3.13. Equation de la courbe d'équilibre

L'équation de la chaînette rapportée à ses axes ox et oy est [22]:

$$Y = P_{ch} \cdot \frac{X}{P} \quad (\text{II.56})$$

Cette équation est compliquée et difficile à résoudre, donc il est nécessaire de faire une simplification en utilisant le développement limite en série [20].

Effectuons un changement d'axes $\begin{cases} y = Y - p \\ x = X \end{cases}$

$$y + P = P \left(1 + \frac{x^2}{2!P^2} + \frac{x^4}{4!P^4} + \frac{x^6}{6!P^6} + \dots \right)$$

Négligeons les infiniment petits :

$$y + P = P \left(1 + \frac{x^2}{2!P^2} \right)$$

Finalement :

$$y = \frac{x^2}{2P} \quad (\text{II.57})$$

II.3.14. Equation de la flèche

La Figure II.22 représente un câble entre deux supports où X_1 et X_2 sont respectivement les abscisses du premier et deuxième support avec un dénivelé d [22] :

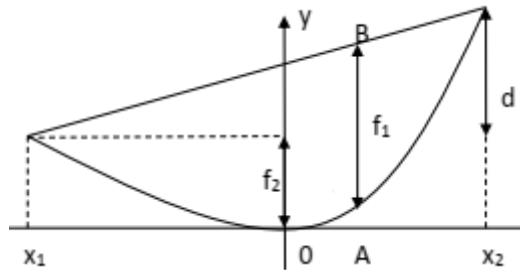


Figure II.22 : représentations d'un conducteur avec une portée dénivelée (cas de deux flèches f_1 et f_2).

$$f_1 = \frac{a^2}{8P} \quad (\text{II.58})$$

$$f_2 = f_1 \left(1 - \frac{d}{4f_1} \right)^2 \quad (\text{II.59})$$

Où les termes f , a , P et d ont précédemment été définis.

II.3.15. Longueur du câble

La longueur du câble est donnée par la formule suivante [22] :

$$L = 2P \left(\frac{a}{2P} + \frac{a^3}{48P} \right) \left(1 + \frac{d^2}{2a^2} \right) \quad (\text{II.60})$$

Si la portée n'est pas dénivelée $d=0$, donc :

$$L = a + \frac{a^3}{24P^2} \quad (\text{II.61})$$

II.3.16. Etablissement de l'équation de changement d'état

Dans les calculs mécaniques relatifs aux conducteurs, deux questions principales se posent, tout d'abord celle du changement d'état, c'est le problème qui consiste à calculer la tension d'un conducteur dans une hypothèse déterminée en partant de la tension connue du même conducteur dans une autre hypothèse. Ensuite, celle des flèches, cette question a été traitée précédemment en faisant intervenir le paramètre du conducteur P , c'est-à-dire le rapport entre la projection horizontale de la tension du conducteur T et son poids linéique p [24].

On a les caractéristiques générales du conducteur :

- Section S en $[\text{mm}^2]$,
- Le diamètre D en $[\text{m}]$,
- Le coefficient d'élasticité E (module de Young),
- Le coefficient de dilatation linéaire α ,
- Le poids linéique p en $[\text{kg}]$,
- La Portée a en $[\text{m}]$.

Nous partons d'une hypothèse de base (État 1) définie par :

- La température du conducteur θ_1 $[\text{°C}]$,
- L'état de charge du conducteur défini par le coefficient de surcharge m_1 ,
- La tension totale du conducteur (projection horizontale) t_1 $[\text{daN}]$,
- Longueur du câble L_1 $[\text{m}]$.

Nous souhaitons déterminer la nouvelle tension du conducteur T_2 dans une hypothèse différente (État 2) définie par :

- La nouvelle température du conducteur θ_2 $[\text{°C}]$,
- Le nouvel état de charge du conducteur défini par le coefficient de surcharge m_2 ,
- La tension du conducteur (à calculer) t_2 $[\text{daN}]$,
- Longueur du câble L_2 $[\text{m}]$.

Toutes les autres données restent inchangées. A partir de l'état d'équilibre initial faisons varier la température, deux phénomènes apparaissent :

- La dilatation :
$$\Delta L_1 = L_1 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \quad (\text{II.62})$$

Cette dilatation fait varier la tension.

- Variation de longueur due à la variation de tension (loi de Hooke) :

$$\Delta L_2 = L_1 \cdot \frac{t_2 - t_1}{E} \quad (\text{II.63})$$

L'équation de changement d'état est donnée comme suit :

$$t_2 + C = \frac{D}{t_2^2} \quad (\text{II.64})$$

Où :

$$C = \left(\frac{a^2 \cdot m_1^2 \cdot k}{t_1^2} + \alpha \cdot E \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right) \quad (\text{II.65})$$

$$D = a^2 \cdot m_2^2 \cdot k \quad (\text{II.66})$$

$$k = \frac{\omega^2 \cdot E}{24} \cdot \frac{g^2}{100} \quad (\text{II.67})$$

Avec :

ω : Fréquence angulaire [rad/s].

II.3.17. Généralisation de l'équation de changement d'état

L'équation de changement d'état présentée sous la forme (II.64) a été établie pour une portée simple dont les points d'appui sur les pylônes sont rigoureusement fixes. Ce serait le cas, par exemple, d'une portée entre deux ancrages sur des pylônes non élastiques. Mais dans le cas général, les lignes modernes sont équipées en alignement avec des pylônes munis de chaînes de suspension. Les ancrages ne sont utilisés que dans les angles importants. L'extrémité inférieure des chaînes de suspension est libre de se déplacer sous l'effet des différences de tension entre les portées, compte tenu des charges verticales des conducteurs que chacune d'elles supporte [24].

II.3.17.1. La portée

C'est la portée équivalente dans un canton. Le canton est un tronçon de ligne comprenant une ou plusieurs portées et se trouve encadré par deux supports d'ancrages [24].

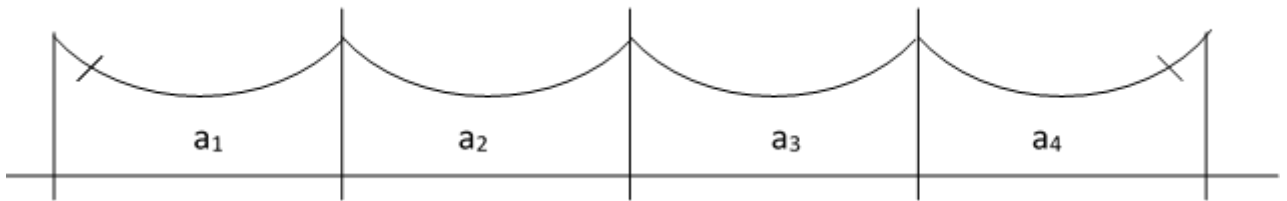


Figure II.23 : Représentation d'un canton.

II.3.17.2. La portée de niveau

Considérons le conducteur dans deux états différents, état 1 et état 2. Ecrivons la variation de longueur de chaque côté [24] :

Portée 1 :

$$\frac{a_1^3 \cdot m_2^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_2^2} - \frac{a_1^3 \cdot m_1^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_1^2} = a_1 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + a_1 \frac{t_2 - t_1}{E}$$

Portée 2 :

$$\frac{a_2^3 \cdot m_2^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_2^2} - \frac{a_2^3 \cdot m_1^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_1^2} = a_2 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + a_2 \frac{t_2 - t_1}{E}$$

Portée n :

$$\frac{a_n^3 \cdot m_2^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_2^2} - \frac{a_n^3 \cdot m_1^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_1^2} = a_n \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + a_n \frac{t_2 - t_1}{E}$$

Additionnons pour avoir le résultat sur la portion de ligne comprise entre deux points fixes d'ancrages :

$$(a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3) \cdot \left(\frac{m_2^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_2^2} - \frac{m_1^2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{g^2}{100}}{24 \cdot t_1^2} \right) = (a_1 + a_2 + \dots + a_n) \left(\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \frac{t_2 - t_1}{E} \right)$$

Posons :

$$\frac{a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + \dots + a_n} = \frac{\sum a^3}{\sum a} = a_e^3$$

Finalement :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (\text{II.68})$$

II.3.17.3. La portée dénivelée

Considérons une portée de la section de ligne : $a_1, a_2, \dots, a_{n-1}, a_n$. Désignons par a la longueur de la portée mesurée suivant l'horizontale et par d la dénivelée du conducteur (la distance entre le point le plus haut et le point le plus bas). Nous avons d'après l'équation pour la longueur d'arc (II.60) [24] :

$$L = 2P \left(\frac{a}{2P} + \frac{a^3}{48P} \right) \left(1 + \frac{d^2}{2a^2} \right) \quad (\text{II.60})$$

Appliquons le même procédé que dans le cas des portées de niveau, pour obtenir l'équation de changement d'état. Nous arrivons au même résultat à la condition de choisir une portée fictive telle que :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum \left(a + \frac{d^2}{2a} \right)}} \quad (\text{II.69})$$

II.3.17.4. Portée moyenne d'un canton

La portée moyenne est la somme des portées dans un canton divisé par le nombre des portées dans ce canton [24] :

$$a_m = \frac{\sum a}{n_a} \quad (\text{II.70})$$

n_a : le nombre de portées dans le canton.

II.3.18. Application et calculs mécaniques

Compte tenu de la longueur de la ligne et du nombre important des supports atteignant 186 pylônes, il est très difficile, lent, pénible voire quasi impossible de calculer théoriquement tous les paramètres tout au long des 67 km de la ligne, c'est pourquoi nous ferons appel au logiciel de modélisation des lignes électriques PLS-CADD pour le calcul de nos paramètres et qui fera l'objet du troisième chapitre.

II.4. Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons mis en évidence les principaux paramètres électriques d'une ligne de transport d'électricité qui sont sa résistance, son inductance, sa capacité, le courant nominal ainsi que le courant admissible dans les conducteurs électriques tout en mettant le point sur les formules régissant ces paramètres. En second lieu, nous nous sommes penchés sur l'étude mécanique, cette dernière repose sur nombreuses hypothèses notamment les hypothèses administratives, les hypothèses particulières à SONELGAZ et les hypothèses d'opportunité, comme nous avons donné les formules permettant de calculer différents paramètres mécaniques de la ligne, tels que la tension et la flèche.

III.1. Introduction

Ce chapitre vise à présenter l'analyse et la simulation d'une ligne électrique haute tension type HTB en utilisant le logiciel Power Lines System – Computer Aided Design and Drafting (PLS-CADD). Nous commencerons par une présentation du logiciel PLS-CADD, mettant en lumière ses fonctionnalités clés et son importance dans le processus de conception. Ensuite, à travers l'étude du cas de la ligne aérienne haute tension HTB de 220kV Hassi Messaoud – Oued El Meraa, nous explorerons les différentes étapes de la simulation de cette ligne électrique en mettant l'accent sur les calculs mécaniques nécessaires pour garantir la sécurité et la performance de la ligne et du réseau. Sachant que ce logiciel ne prend pas en compte le calcul électrique des lignes. Dans la simulation par le logiciel PLS-CADD nous considèrerons la ligne haute tension HTB de 220kV et une ligne de 60kV comme obstacle pour le calcul mécanique. Les résultats obtenus seront interprétés et discutés et nous mettrons en évidence les différentes solutions pour le bon fonctionnement de la ligne et du réseau.

III.2. Présentation du logiciel PLS-CADD

Le logiciel PLS-CADD est un logiciel de conception de lignes aériennes, il intègre tous les aspects de la conception de celle-ci dans un programme autonome unique avec une interface cohérente simple et logique. Lors du dimensionnement de la ligne, le logiciel PLS-CADD permet de calculer séparément les différentes vérifications mécaniques, les distances de croisement, les distances entre pylônes ainsi que les distances par rapport aux obstacles [25].

III.2.1. Coffret power line

Le coffret « POWER LINE » contient les exécutable suivants :

- **PLS CADD** : Modélisation de la ligne dans son environnement 3D et tous types de calculs mécaniques et de distance y compris les distances au sol et aux obstacles.
- **TOWER** : Modélisation et calcul des supports treillis et haubanés aux éléments finis.
- **PLS-POLE** : Modélisation et calcul des supports monopodes et portiques métalliques, bois et bétons aux éléments finis.

III.2.2. Simulation de la ligne aérienne

La simulation de notre ligne en utilisant le logiciel PLS-CADD est réalisée étape par étape comme suit [26] :

- Saisie des données de terrain à savoir les coordonnées topographiques en 3D (X,Y,Z).
- Codes topographiques de terrain et les distances à respecter.

- Conditions climatique et cas de charge.
- Génération du profil en long et affectation des supports.
- Sélection des matériels d'accrochage et calculs des angles admissibles.
- Réalisation du câblage.

Chaque vérification correspond un menu adapté, ces vérifications peuvent être réalisées pour toute la ligne ou sur une partie de celle-ci. Pour certaines vérifications, il est nécessaire de lancer plusieurs calculs afin de respecter les différentes conditions préconisées par les directives des lignes aériennes. Le logiciel prend en charge [26] :

- Le calcul des distances au sol et aux obstacles.
- Le calcul du taux de travail du câble.
- La vérification mécanique des supports et des angles admissibles.
- Le respect des distances entre câbles et distances à la masse.

III.3. Hypothèses de calcul et données

Dans l'établissement d'un projet de ligne électrique, il faut, en premier lieu, définir les conditions climatiques à retenir, ces conditions jouent un rôle important dans l'étude des ouvrages et notamment dans celle des conducteurs, des supports et de leurs fondations. Elles concernent en particulier les températures, l'action du vent. Les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige. Il s'agit, en effet, des hypothèses administratives, les hypothèses particulières à SONELGAZ et les hypothèses d'opportunité détaillées dans le chapitre précédent (titre II.3.3. Pages 53 à 57), à savoir :

- Les température d'hiver, d'été et l'hypothèse de tous les jours (Every Day Stress –EDS)
- Carte d'état-major de la ligne
- Les données topographiques en 3D
- Code topographique : différents obstacles qu'on peut rencontrer le long de la ligne.

III.4. Simulation de la ligne Hassi Messaoud - Oued El Meraa

Dans un premier temps, nous procéderons à l'étude géométrique de la ligne aérienne afin de déterminer les types et emplacements des pylônes, câbles conducteurs et câbles de garde avec le respect des portées poids et vent, ainsi que les distances à la masse.

III.4.1. Tracé et situation topographique de la ligne

Le tracé sur carte constitue l'une des premières étapes de la réalisation de la ligne. Dans un premier temps, nous utilisons Google Earth pour obtenir un tracé sommaire. Ensuite, nous nous appuyons sur une carte état-major pour davantage de précision comme montré par la Figure III.1. Cependant, pour une précision optimale, une sortie sur le terrain est nécessaire afin de repérer les obstacles qui pourraient ne pas être évidents. L'objectif du tracé est de trouver un cheminement pratique, en évitant les obstacles et les terrains inaccessibles. Idéalement, le tracé doit être proche des routes ou des sites accessibles.

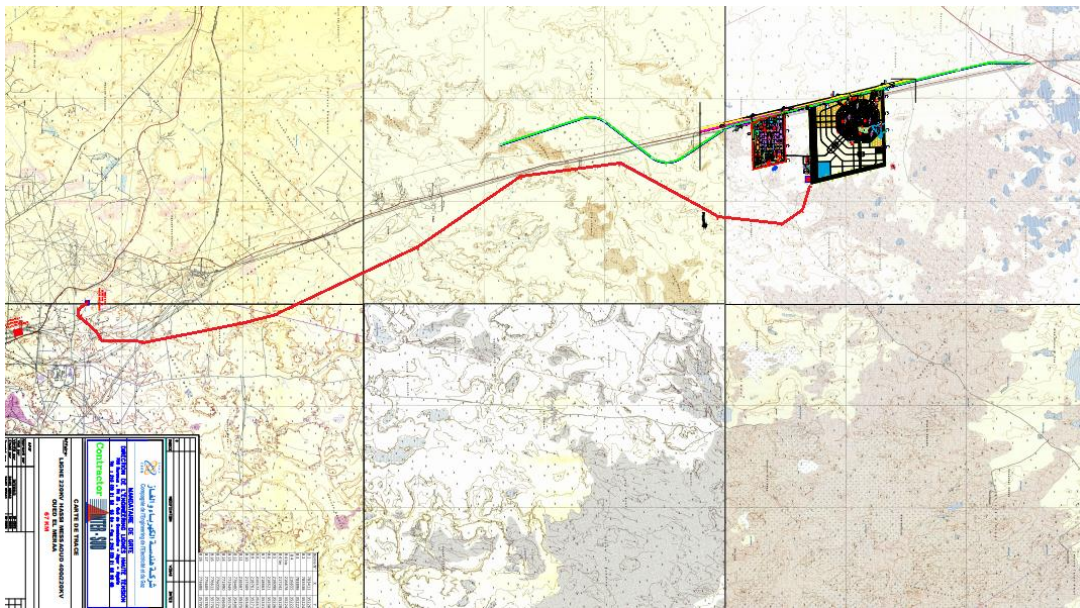


Figure III.1 : Tracé (en rouge) de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa sur la carte d'état-major

Une fois le tracé préliminaire effectué, une équipe topographique se déplace sur le terrain pour réaliser le tracé final de la ligne. Un relevé topographique est alors effectué pour chaque pylône de la ligne avec des coordonnées X, Y, Z. Le Tableau III.1 représente les coordonnées d'implantation des supports électriques, autrement dit les coordonnées topographiques des 20 premiers pylônes de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

Tableau III.1 : Coordonnées d'implantation des supports électriques.

	N° de Support	Absc. Long. Cumulée (m)	Déplac. Vert (m)	Déplac. Trans. (m)	Orientat. (deg)	X Easting (m)	Y Northing (m)	Centerline Z Elevation (m)	TIN Z Elevation (m)	Portée à droite (m)	Angle en ligne (deg)	Transverse Axis Azimuth (deg)
1	1	0.000	0.300			783410.255	522680.663	166.055	0.000	276.005	0.0000	242.4298
2	2	276.005	0.300			783538.000	522436.000	157.215	0.000	420.195	-30.8580	227.0008
3	3	696.200	0.300			783896.000	522216.000	166.488	0.000	335.000	-36.9900	193.0768
4	4	1031.200	0.300			784229.503	522247.633	165.566	0.000	305.000	0.0000	174.5817
5	5	1336.200	0.300			784533.140	522276.432	166.012	0.000	193.863	0.0000	174.5817
6	6	1530.063	0.300			784726.137	522294.738	165.486	0.000	293.264	-38.5670	155.2982
7	7	1823.327	0.300			784937.146	522498.402	164.182	0.000	190.000	-6.8741	132.5777
8	8	2013.327	0.300			785057.079	522645.766	164.022	0.000	349.587	0.0000	129.1406
9	9	2362.914	0.300			785277.747	522916.905	159.988	0.000	395.000	3.9367	131.1090
10	10	2757.914	0.300			785547.526	523205.426	164.510	0.000	400.000	0.0000	133.0773
11	11	3157.914	0.300			785820.720	523497.599	159.807	0.000	393.154	0.0000	133.0773
12	12	3551.068	0.300			786089.238	523784.772	165.577	0.000	225.000	15.2210	140.6878
13	13	3776.068	2.000			786280.667	523903.009	166.047	0.000	254.855	0.0000	148.2983
14	14	4030.923	0.300			786497.496	524036.934	164.682	0.000	276.058	-30.5595	133.0186
15	15	4306.981	0.300			786625.985	524281.267	166.899	0.000	340.000	-31.3955	102.0411
16	16	4646.981				786604.301	524620.575	164.315	0.000	365.000	0.0000	86.3433
17	17	5011.981				786581.022	524984.832	153.149	0.000	400.000	0.0000	86.3433
18	18	5411.981				786555.511	525384.018	160.832	0.000	345.000	0.0000	86.3433
19	19	5756.981	0.300			786533.508	525728.315	164.098	0.000	375.000	0.0000	86.3433
20	20	6131.981	0.300			786509.591	526102.552	163.957	0.000	487.328	0.0000	86.3433

III.4.2. Modèle du terrain et code topographique

Un modèle tridimensionnel de terrain est intégré dans le logiciel PLS CADD. Ce système permet la création ou l'importation d'un modèle numérique représentant la forme du sol et les caractéristiques des obstacles à l'aide de points. Les différents types d'obstacles et les caractéristiques du terrain sont définis par un code topographique. La largeur de la bande de couloir de la ligne est de 50 mètres [25]. La Figure III.2 représente les types d'obstacles du terrain de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa sur PLS-CADD munie de son code topographique. Le Tableau III.2 représente le code topographique de la ligne.

Tableau III.2 : Code topographique de la ligne Hassi Messaoud - Oued El Meraa.

	Feat. Code	Feature Description	Prof Symbol	Plan Symbol	Line From Feature Top To Bottom	Aerial Obstacle	Point is on Ground	Req Vert Clear 220kV (m)	Req Horiz Clear 220kV (m)	XYZ Point Count
1	11	Piste	☒	☒	Yes	No	Yes	10	25	128
2	12	CP	☒	☒	Yes	No	Yes	10	25	31
3	14	CLOTUR	+	+	Yes	No	Yes	6	25	4
4	15	Pipe	●	●	Yes	No	Yes	10	25	128
5	23	LIGNE 220KV	+	+	Yes	No	Yes	4.5	25	28
6	24	LIGNE 60 KV	+	+	Yes	No	Yes	4	25	17
7	50	LIGNE MT	+	+	Yes	No	Yes	3.5	25	10
8	200	TN	.	.	Yes	No	Yes	10	25	2886
9	710	BORNE	+	+	Yes	No	Yes	10	25	20

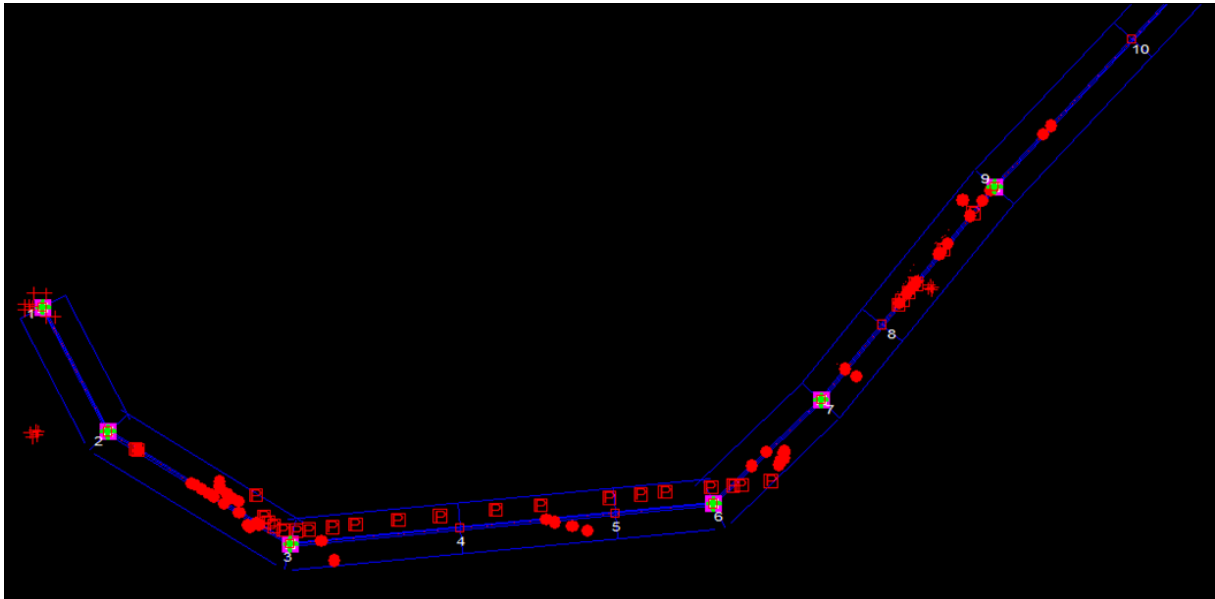


Figure III.2 : Type d'obstacles du terrain sur PLS-CADD.

La Figure III.3 représente la simulation de la ligne sur AutoCad.

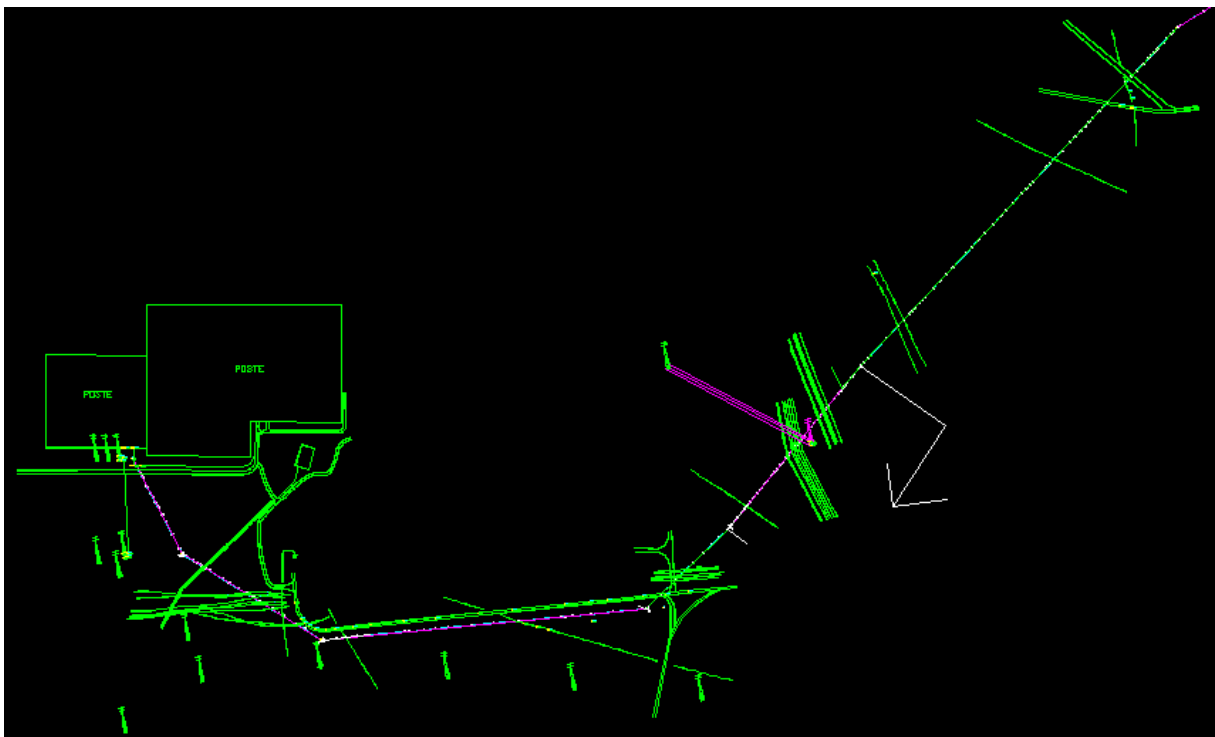


Figure III.3 : Plan du terrain sur AutoCad de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

III.4.3. Profil en long

La représentation sur le logiciel PLS-CADD de la ligne sur un profil en long est illustrée dans la Figure III.4 suivante :

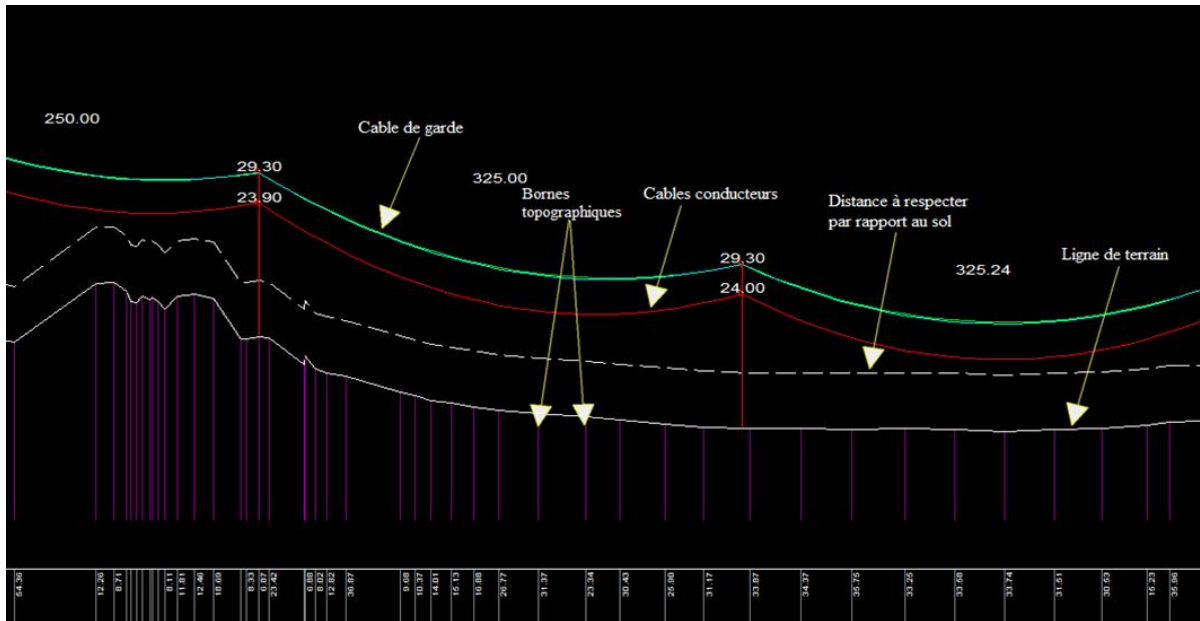


Figure III.4 : Profil en long de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

III.4.4. Implantation des supports

Lorsque le profil en long de la ligne est établi, il est primordial de procéder à l'implantation des supports en sélectionnant soigneusement leur emplacement afin d'éviter les zones restreintes. Le choix des supports ainsi que leur positionnement doivent être minutieusement étudiés. Le matériel d'accrochage est spécifique à chaque modèle de support et est donc saisi dans les modules correspondants, tels que TOWER. Une fois que l'implantation des supports et la saisie du matériel d'accrochage sont achevées, le câblage de la ligne peut être réalisé. Le paramétrage des câbles s'effectue alors dans un canton dédié. La Figure III.5 montre le profil en long de la ligne avec l'emplacement des supports et le câblage associé.

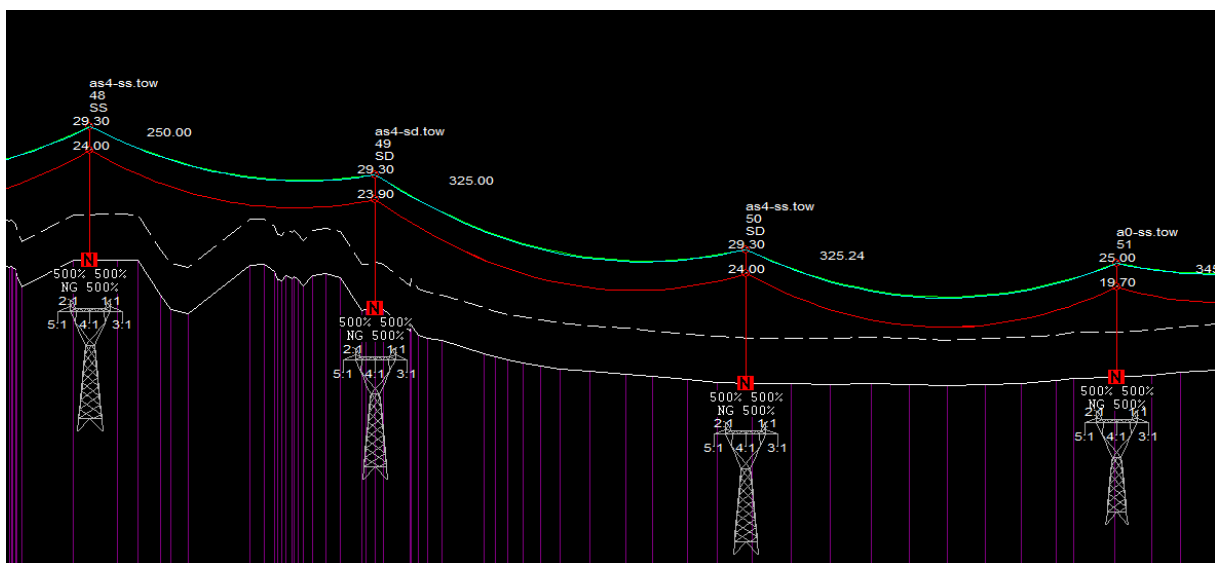


Figure III.5 : Profil en long de la ligne avec câblage et emplacement des supports.

La Figure III.6 représente respectivement une vue zoomée et tridimensionnelle d'un support en ancrage, un support en suspension et une vue d'ensemble de trois supports tout en mettant en évidence leurs disposition et câblage.

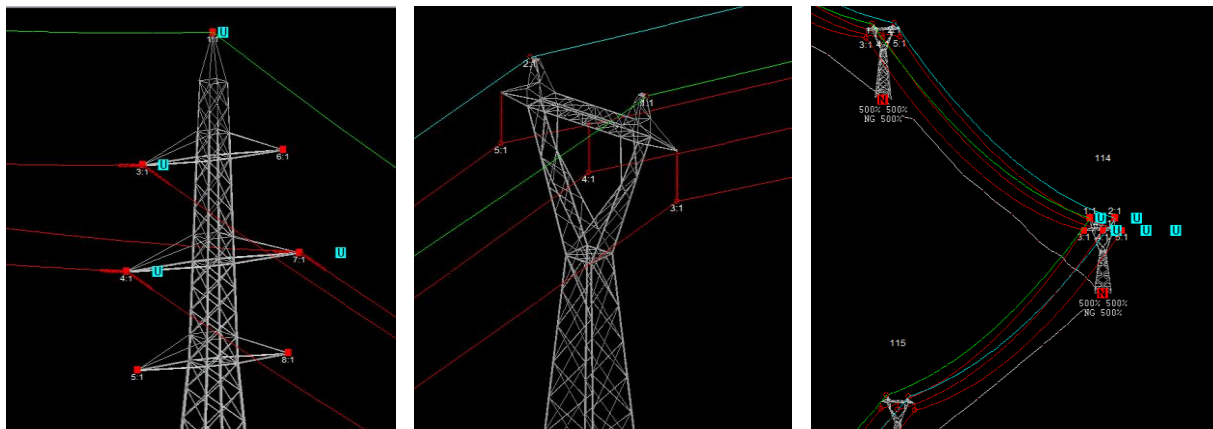


Figure III.6 : Vue en 3D et zoom sur pylônes et le câblage.

III.5. Différentes hypothèses pour la simulation de la ligne

Les hypothèses à considérer pour la simulation en utilisant le logiciel PLS-CADD sont résumées dans le suivant :

Tableau III.3 : Conditions utilisées pour le calcul du taux de travail des pylônes, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

N° Série	Hypothèses administratives	Température (C°)	Pressions de vent (Pa)	Densité du givre (kg/dm ³)	Tension maximale par rapport à la tension de rupture	Masse du givre (kg)
1	HYPOTHESES "A"	25	480	0	31,66%	0
2	HYPOTHESES "B"	-5	180	0	31,66%	0
7	HYPOTHÈSE EVERY DAY STRESS (EDS)	25	0	0	17,10%	0

III.6 Résultats de simulation et discussions

Dans ce qui suit nous donnons les différents résultats obtenus par le logiciel.

III.6.1. Taux de travail des pylônes

Lorsqu'on effectue la vérification mécanique des supports, on examine également le matériel d'accrochage. Le taux de travail maximal fourni par le logiciel PLS CADD correspond au taux de travail maximal du support ou du matériel d'accrochage selon le cas de charge. Le Tableau III.4 présente le taux de travail maximal des supports pour le cas le plus contraignant. En tenant compte du nombre important de supports atteignant les 186 pylônes, le Tableau III.4 donne les résultats de la simulation des efforts appliqués sur les pylônes et le taux de travail. Le détail de ces résultats est donné en annexe.

Tableau III.4 : Résultats du taux de travail des pylônes, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

PYLONES		TAUX TRAVAIL %	OBSERVATION
N°	Type		
1	T70+8	70	OK
10	AS4+2	79	OK
20	AS8+0	85	OK
30	A0 Pied+0	80	OK
40	AS4+0	80	OK
50	A0 Pied+0	75	OK
60	AS4+0	79	OK
70	AS4+0	79	OK
80	AS4+0	79	OK
90	AS4+0	79	OK
100	AS4+0	80	OK
110	AS4+0	79	OK
120	AS4+0	79	OK
130	CS4+0	72	OK
140	AS4+0	79	OK
150	AS4+0	79	OK
160	CS4+0	72	OK
170	CS8+0	72	OK
180	AS8+0	68	OK
186	CS8+0	66	OK

D'après le Tableau III.4, on constate que le taux de travail de chacun des supports ne dépasse pas 90%, les 186 pylônes sont donc conformes aux exigences du cahier des charges.

III.6.2. Vérification des angles de balancement

Cette phase implique le calcul pour vérifier les angles de balancement des ensembles de suspensions conductrices et des distances par rapport à la masse pour les ensembles d'ancrage et les bretelles de continuité en comparant les angles de balancement autorisés avec ceux résultant de l'équilibre du câble. Ces angles représentent le déplacement latéral de la chaîne par rapport à l'axe du support. On examine également les aspects géométriques des chaînes. Le Tableau III.5 donne les résultats de balancement des chaînes du premier au dernier support tous les dix pylônes. Le détail de ces résultats sont donnés en annexe.

Tableau III.5 : Résultat de balancement des chaînes pour la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

Pylône		Taux (%)	
N.°	Type		
4	AS4	62,7	OK
11	AS4+2	64,7	OK
31	AS4	64,5	OK
41	AS4	61,7	OK
61	AS8+0	59,1	OK
71	AS4	63,9	OK
81	AS4+2	60,4	OK
91	AS4	60,1	OK
101	AS4	64,8	OK
111	AS4+2	60,9	OK
121	AS4	65,3	OK
131	AS4	61,8	OK
141	AS4	59,7	OK
151	AS4	58,8	OK
161	AS4	60,3	OK
171	AS4	64,9	OK
181	CS8	60,2	OK
185	AS8+0	54,6	OK

L'angle de balancement admissible est de l'ordre de 56° pour les chaînes doubles et 52° pour les chaînes simples. Le taux de balancement des chaînes de notre ligne n'atteint pas les 100%. Ils sont donc conformes au cahier des charges.

III.6.3. Taux de travail des câbles

La résistance mécanique des câbles est évaluée selon les critères de calcul illustrés dans le Tableau III.3. Cette évaluation peut être basée sur la plus grande tension mécanique et peut être effectuée sur un tronçon de câble ou sur l'ensemble de la ligne. Les résultats des calculs sont présentés dans le Tableau III.6.

Tableau III.6 : Taux de travail des câbles par conditions climatiques, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

CANTON	EDS						B						A					
	25°C sans vent						-5 °C avec vent réduit (180Pa)						25 °C avec vent maximale (480Pa)					
	Câble conducteur		Câble OPGW		Câble CDG		Câble conducteur		Câble OPGW		Câble CDG		Câble conducteur		Câble OPGW		Câble CDG	
Du -Au Support	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%	Traction (daN)	%
1-15	2247	67	977	69	977	69	2828	46	1793	49	1793	49	2892	47	1368	56	1368	56
15-16	1851	56	797	56	797	56	2131	35	1350	37	1350	37	2461	40	1182	49	1182	49
16-19	2279	68	989	70	989	70	2679	44	1706	47	1706	47	2991	49	1432	59	1432	59
19-21	2192	66	951	67	951	67	2492	41	1591	44	1591	44	2913	48	1406	58	1406	58
21-22	2465	74	1067	75	1067	75	3111	51	1952	53	1952	53	3153	52	1480	61	1480	61
22-23	2666	80	867	61	867	61	4394	72	1976	54	1976	54	2986	49	1063	44	1063	44
23-24	1931	58	721	51	721	51	2273	37	1221	34	1221	34	2550	42	1077	44	1077	44
24-26	2414	72	1041	73	1041	73	2836	46	1789	49	1789	49	3164	52	1501	62	1501	62
26-36	2678	80	1164	82	1164	82	3254	53	2057	56	2057	56	3450	56	1627	67	1627	67
36-45	2686	81	1167	82	1167	82	3246	53	2039	56	2039	56	3457	57	1623	67	1623	67
45-48	2386	72	1030	73	1030	73	2817	46	1783	49	1783	49	3123	51	1485	61	1485	61
48-51	2561	77	1102	78	1102	78	3182	52	1972	54	1972	54	3276	54	1521	63	1521	63
51-53	2614	78	1125	79	1125	79	3319	54	2049	56	2049	56	3318	54	1534	63	1534	63
53-63	2664	80	1158	82	1158	82	3227	53	2043	56	2043	56	3434	56	1624	67	1624	67
63-73	2674	80	1163	82	1163	82	3252	53	2059	56	2059	56	3445	56	1627	67	1627	67
73-83	2671	80	1162	82	1162	82	3244	53	2054	56	2054	56	3442	56	1626	67	1626	67
83-88	2693	81	1171	83	1171	83	3289	54	2077	57	2077	57	3460	57	1630	67	1630	67
88-98	2664	80	1159	82	1159	82	3232	53	2049	56	2049	56	3434	56	1625	67	1625	67
98-108	2655	80	1155	81	1155	81	3209	53	2033	56	2033	56	3430	56	1623	67	1623	67
108-114	2660	80	1157	82	1157	82	3220	53	2039	56	2039	56	3432	56	1623	67	1623	67
114-124	2723	82	1183	83	1183	83	3344	55	2100	58	2100	58	3487	57	1634	67	1634	67
124-130	2670	80	1161	82	1161	82	3233	53	2045	56	2045	56	3440	56	1624	67	1624	67
130-136	2634	79	1140	80	1140	80	3265	53	2046	56	2046	56	3372	55	1579	65	1579	65
136-145	2741	82	1191	84	1191	84	3404	56	2141	59	2141	59	3500	57	1640	67	1640	67
145-155	2683	80	1167	82	1167	82	3257	53	2055	56	2055	56	3454	57	1626	67	1626	67
155-160	2534	76	1098	77	1098	77	3036	50	1919	53	1919	53	3290	54	1556	64	1556	64
160-170	2723	82	1183	83	1183	83	3352	55	2109	58	2109	58	3483	57	1635	67	1635	67
170-174	2535	76	1099	77	1099	77	3046	50	1929	53	1929	53	3289	54	1558	64	1558	64
174-179	2650	79	1153	81	1153	81	3192	52	2022	55	2022	55	3425	56	1621	67	1621	67
179-181	2405	72	1039	73	1039	73	2863	47	1813	50	1813	50	3139	51	1492	61	1492	61
181-186	2856	86	1239	87	1239	87	3668	60	2281	62	2281	62	3591	59	1663	68	1663	68

III.6.4. Distances au sol et aux obstacles

La distance de sécurité par rapport au sol et aux obstacles peut être observée sur le profil en long comme illustré dans la Figure III.7 et la Figure III.8 en se déplaçant le long du profil. Si les câbles atteignent leur point le plus bas et croisent les distances de sécurité le logiciel en indiquera la nature de l'obstacle. Habituellement, cette vérification est effectuée à 75°C. En cas de croisement entre la ligne de sécurité et les câbles, la vue 3D est utilisée.

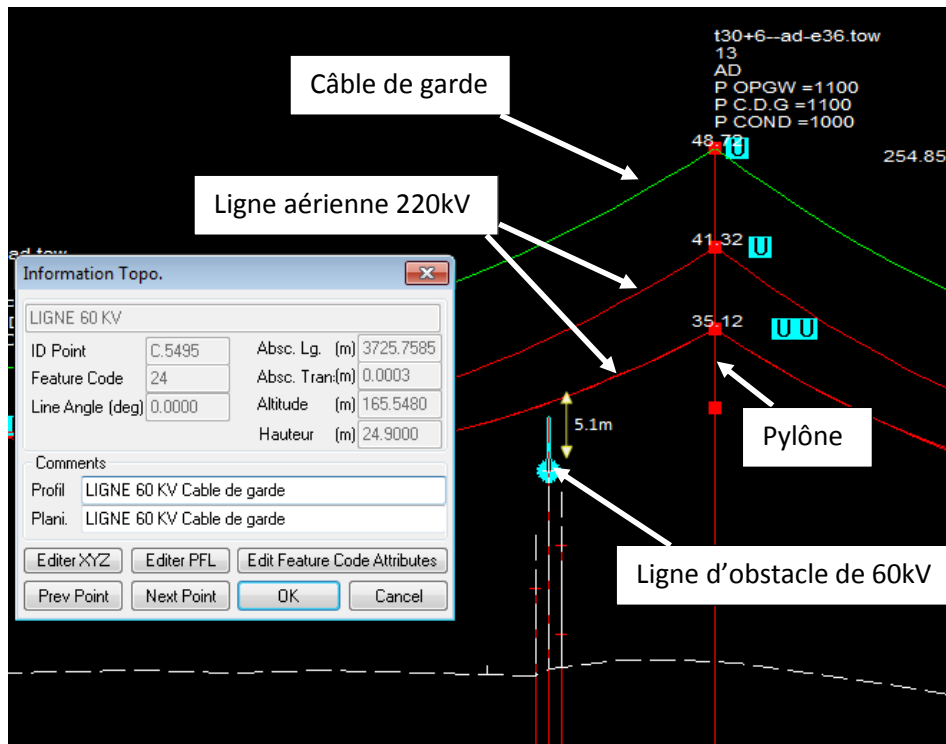


Figure III.7 : Distance verticale entre la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa 220kV et une autre ligne de 60kV.



Figure III.8 : Distance horizontale entre un pylône de la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa et une piste.

D'après la Figure III.7 et la Figure III.8, nous constatons que les distances verticales et horizontales par rapport aux obstacles sont respectées à savoir

III.5.5. Distances de croisement

Vérification des distances minimales à respecter au-dessus des sols, des voies de communication et autres lignes aériennes selon les distances sont données par le Tableau II.8 dans le chapitre précédant pour une température de service de 75 °C. Les résultats des calculs sont présentés dans le Tableau III.7.

Tableau III.7 : Résultats des calculs des distances de croisement et comparaison avec les distances réelles du projet.

N°	Tension de la ligne (projet)	Portée Pylône N°	Croisement	Tension croisement existant	Portée (m)	x (m)	Paramètre (m)	Flèche (m)	t3 (m)	Dmin calculée (m)	D réelle projet (m)
1	220,0	8 - 9	220 kV	220,0	349,6	104,9	1300,0	11,8	2,06	3,7	4,85
	220,0	8 - 9	220 kV	220,0	349,6	112,0	1300,0	11,8	2,06	3,7	5,16
	220,0	8 - 9	220 kV	220,0	349,6	119,2	1300,0	11,8	2,1	3,8	5,4
2	220,0	12 -13	60 kV	60,0	225,0	50,3	1200,0	5,3	1,8	3,0	5,1
3	220,0	14 - 15	220 kV	220,0	276,1	58,9	1100,0	8,7	2,1	3,4	11,2
	220,0	14 - 15	220 kV	220,0	276,1	66,5	1100,0	8,7	2,1	3,4	10,7
	220,0	14 - 15	220 kV	220,0	276,1	73,3	1100,0	8,7	2,1	3,5	10,2
4	220,0	21 - 22	60 kV	60	300,0	45,9	1200	9,4	1,83	3,1	4,7
5	220,0	23 -24	220 kV	220,0	316,8	134,6	1020	12,3	2,06	4,0	5,2
	220,0	23 -24	220 kV	220,0	316,8	145,2	1020	12,3	2,06	4,1	5,3
	220,0	23 -24	220 kV	220,0	316,8	155,7	1020	12,3	2,06	4,1	5,3
6	220,0	30 - 31	MT	30,0	345,0	145,8	1350	11,0	1,74	3,5	6,7
7	220,0	84 - 85	MT	30,0	285,0	84,0	1350	7,5	1,74	3,0	4,3
8	220,0	98 - 99	MT	30,0	380,0	92,2	1350	13,4	1,74	3,2	7,9
9	220,0	105 - 106	MT	30,0	360,0	133,3	1350	12,0	1,74	3,4	5,9
10	220,0	120 - 121	MT	30,0	310,0	110,0	1500	8,0	1,7	3,2	6,3

On constate d'après les résultats obtenus que les distances réelles dépassent largement les distances minimales admissibles calculées par le logiciel, les distances de croisement des lignes considérées dans notre projet sont donc conformes aux exigences du cahier des charges citées dans le chapitre deuxième.

III.5.6. Tensions et flèches de pose

Pendant le déroulement du câble et les ajustements sur un canton, un tableau de pose est utilisé. Il fournit les flèches pour chaque portée à différentes températures (de -5°C à +75°C par pas de 10°), ainsi que la tension mécanique équivalente de la portée pour le canton considéré. Les résultats du canton des supports 26 à 36 sont présentés dans le Tableau III.8.

Tableau III.8 : Tensions et flèches de pose, canton 26-36, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

	Flèche en milieu de portée	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid
		Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span
		Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag
Température C°	-5 °C	5 °C	15 °C	25 °C	35 °C	45 °C	55 °C	65 °C	75 °C	
Pylône N°	Portée (m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
26-27	414,3	11,82	12,45	13,06	13,66	14,25	14,82	15,38	15,93	16,46
27-28	380	9,94	10,47	10,98	11,49	11,98	12,46	12,93	13,39	13,84
28-29	250	4,3	4,53	4,75	4,97	5,18	5,39	5,6	5,79	5,99
29-30	355	8,68	9,14	9,59	10,03	10,46	10,88	11,29	11,69	12,08
30-31	345	8,19	8,63	9,05	9,47	9,87	10,27	10,66	11,04	11,41
31-32	330	7,5	7,89	8,28	8,66	9,03	9,4	9,75	10,1	10,44
32-33	370	9,43	9,92	10,41	10,89	11,36	11,82	12,26	12,69	13,12
33-34	365	9,17	9,66	10,13	10,6	11,05	11,5	11,93	12,35	12,77
34-35	380	9,94	10,47	10,98	11,49	11,98	12,46	12,93	13,39	13,84
35-36	395,7	10,78	11,35	11,91	12,46	12,99	13,52	14,03	14,52	15,01
Tension horizontal (N)		29253	27792	26488	25329	24290	23349	22503	21737	21031

III.6. Conclusion

À travers l'utilisation du logiciel PLS-CADD, nous avons pu simuler avec succès la ligne électrique aérienne Hassi Messaoud – Oued El Meraa 220kV, en respectant les différentes contraintes techniques et mécaniques requises pour assurer la sécurité et la performance de la ligne. Le logiciel PLS-CADD s'est avéré être un outil puissant et polyvalent pour la conception de lignes électriques aériennes, permettant la simulation en 3D, le calcul des distances, des contraintes mécaniques, et la vérification des angles de balancement, tout en offrant une interface conviviale. Les résultats de notre étude ont démontré que la ligne électrique modélisée répond aux normes et exigences spécifiées dans les hypothèses de calcul, ainsi qu'aux directives de sécurité et de performance établies par SONELGAZ.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce projet de fin d'études est consacré essentiellement au dimensionnement et la simulation de la ligne électrique aérienne 220kV allant de Hassi Messaoud à Oued El Meraa sur une longueur de 67 km.

En premier lieu, nous avons présenté un aperçu sur les réseaux électriques d'une manière globale en citant les principaux composants et les infrastructures permettant de les asservir et de les exploiter dans de bonnes et optimales conditions. En second lieu, nous avons abordé le dimensionnement électrique de la ligne aérienne où nous avons défini les principaux critères et donné les équations permettant de la dimensionner et de calculer les paramètres linéiques ainsi que les critères techniques tels que la chute de tension et les courants électriques. Nous nous sommes aussi penchés sur le dimensionnement mécanique d'une ligne aérienne où nous avons détaillé les termes et conditions imposées par le cahier des charges ainsi que les hypothèses de dimensionnement. Enfin, dans le troisième chapitre, nous avons utilisé le logiciel PLS-CADD qui est un outil incontournable dans le dimensionnement mécanique et la simulation des lignes aériennes, pour étudier particulièrement la ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

Le travail effectué dans ce mémoire nous a démontré l'importance des paramètres linéiques et des critères techniques tels que le courant admissible et la chute de tension dans le dimensionnement électrique d'une ligne aérienne, car ces derniers agissent directement sur le choix de la section du câble donc sur le critère économique de la ligne. Les résultats obtenus par le logiciel PLS-CADD et qui concerne la partie mécanique nous ont montré l'influence des conditions climatiques et météorologiques sur les efforts subis par les supports et les câbles conducteurs, ainsi que l'influence des obstacles (ligne électrique aérienne 60kV) sur le tracé de la ligne qui agissent fortement sur le choix des matériaux et l'emplacement des pylônes.

Ce projet de fin d'études et le stage effectué au sein de la SONELGAZ, nous ont permis d'approfondir nos connaissances en électrotechnique et le monde de l'ingénierie et du professionnalisme. Il nous a permis d'acquérir de nouvelles connaissances complémentaires à savoir l'étude mécanique des lignes aériennes de transport de l'énergie électrique à travers l'utilisation du logiciel de simulation PLS-CADD mis à notre disposition par l'entreprise SONELGAZ.

Références bibliographiques

- [1] : Olivier HOUET, "Dimensionnement d'une jonction triphasée", mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du grade académique d'ingénieur Electromécanicien (Electricité), Université de Liège, 1998.
- [2] : André CHANAL : "Lignes aériennes : Présentation et calcul des lignes", Technique de l'ingénieur, Réf : D4420 v2, février 2000.
- [3] : Cahier des Charges Générales de construction des lignes, fascicule N°1 à 10, SONELGAZ, 2013.
- [4] : Jean-claude SABONNADIÈRE et Nouredine HADJSAID, "Lignes et réseaux électriques 1 : Lignes d'énergie électrique", Lavoisier, 2007.
- [5] : André CHANAL, Jean-Pierre LEVEQUE. : " Lignes aériennes : matériels, Conducteurs et câbles de garde", Technique de l'ingénieur, Réf : D4422 v2, février 2003.
- [6] : Gilbert SYBILLE, Théodore WILDI, " ÉLECTROTECHNIQUE ", 4^{ème} édition, DE BOECK, 2005.
- [7] : Jean-François DIDIERLAURENT, " Lignes aériennes : matériels - Supports", Technique de l'ingénieur, Référence : D4424 v3, 2005.
- [8] : Christian DAUVILLIERS, " Lignes aériennes : matériels – Accessoires", Technique de l'ingénieur, Référence : D4428 v1, 2004.
- [9] : Mekhilef Fadia, "Elaboration du dossier technique d'une ligne électrique HT". Mémoire de Master, Université Mohammed Seddik Ben Yahia de Jijel, 2021.
- [10] : Faïz BELAID, " Contribution au dimensionnement des lignes électriques de transport de l'électricité", Mémoire de Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2014.
- [11] : <https://fr.scribd.com/document/239098048/Transport-Et-Distribution-de-l-Energie-Electrique>
<https://fr.scribd.com/document/239098048/Transport-Et-Distribution-de-l-Energie-Electrique>
- [12] : CHIBANE Samira, "Calcul de la coupure de la ligne DTF 220 kV Jijel - Ain Mlila au poste haute tension de El Milia", Mémoire Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, promotion 2012.

- [13] : William D. STEVENSON Jr, " Elements of Power System Analysis, 1 ed, McGraw-Hill Publisher Company, 1955.
- [14] : P. A. CHAMOREL, "Energie Electrique II : paramètres électriques des lignes", Ecole d'ingénieur LAUSANE (EIL), 1994.
- [15] : BOUMGHAR Said et BOURICHA Nabila, " Calcul d'une ligne aérienne", Mémoire de Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2015.
- [16] : GARY, C. et MOREAU, M, " L'effet de couronne en tension alternative ", éditions Eyrolles (Paris), 1976.
- [17] : SEDIVER, Isolateurs Sediver en verre trempé pour courant alternatif.
- [18] : Alain Sabot et Jean Michaud, "Lignes et postes : choix et coordination de isolements", Techniques de l'ingénieur, 1997.
- [19] : MARCHE N°2007/342/KDL/040, Ligne 220 kV Sidi Ali Boussidi (Ben Badis) - Mascara simple terne, SONELGAZ, 2010. (Suivant CEI 60305)
- [20] : Charles AVRIL, " Construction des lignes aériennes de haute tension", Edition Eyrolles, 1974.
- [21] : Cahier des charges générales, Pièce III : *CAHIER DES PRESCRIPTIONS GENERALES*, SONELGAZ.
- [22] : Youcef CHERFOUH "Etude de la ligne de transport d'énergie électrique à haute tension Ramdane Djamel - Hamma Bouziane", Magister en génie mécanique, USTHB, Alger, 2006.
- [23] : MARCHE N° 069/2003/DTE/038, Ligne 60 kV TOUGGOURT-TAIBET, SONELGAZ, 2013.
- [24] : Guide technique de la distribution d'électricité, "Etude mécanique de lignes aériennes HTA", Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG).
- [25]: Logiciel PLS-CADD - Version 8 (C) Power Line Systems, Inc. 2007.
- [26] : Mustapha DJADANE, "Suivi des travaux de réalisation des lignes électriques à haute tension" , Mémoire, Université Montpellier 2, France, 2014.

Annexe 1 : Taux de travail des câbles, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

PYLONES		TAUX TRAVAIL %	OBSERVATION
N.º	Type		
1	T70+8	70	OK
2	CS8+2	82	OK
3	CS8+2	71	OK
4	AS4+0	79	OK
5	A0 Pied+0	78	OK
6	C0 Pied+0	72	OK
7	C0 Pied+0	73	OK
8	A0 Pied+0	78	OK
9	CS4+0	73	OK
10	AS4+2	79	OK
11	AS4+2	79	OK
12	CS8+0	88	OK
13	T70+8	63	OK
14	CS4+0	73	OK
15	C+0+0	62	OK
16	CS8+0	64	OK
17	AS8+0	89	OK
18	AS8+0	89	OK
19	CS8+0	64	OK
20	AS8+0	85	OK
21	CS8+2	67	OK
22	CS8+2	75	OK
23	C0 Pied+0	73	OK
24	C0 Pied+0	75	OK
25	AS8+3	83	OK
26	CS8+2	74	OK
27	AS4+0	80	OK
28	AS4+0	79	OK
29	AS4+0	78	OK
30	A0 Pied+0	80	OK
31	AS4+0	78	OK
32	AS4+0	79	OK
33	AS4+0	79	OK
34	AS4+0	79	OK
35	AS4+2	80	OK
36	CS8+0	72	OK
37	A0 Pied+0	78	OK
38	AS4+0	79	OK
39	AS4+0	81	OK
40	AS4+0	80	OK

41	AS4+0	80	OK
42	AS4+0	79	OK
43	AS4+0	79	OK
44	AS4+2	80	OK
45	CS8+0	72	OK
46	AS4+2	76	OK
47	AS4+2	75	OK
48	CS8+0	68	OK
49	AS4+0	77	OK
50	A0 Pied+0	75	OK
51	CS4+0	70	OK
52	AS4+2	77	OK
52 bis	A0 Pied+0	76	OK
53	CS8+0	71	OK
54	AS4+2	80	OK
55	AS8+0	63	OK
56	AS8+0	71	OK
57	AS4+2	80	OK
58	AS4+0	79	OK
59	AS4+0	79	OK
60	AS4+0	79	OK
61	AS8+0	72	OK
62	AS4+0	79	OK
63	CS8+0	72	OK
64	AS4+2	79	OK
65	AS4+0	79	OK
66	AS4+0	80	OK
67	AS4+0	79	OK
68	AS4+0	79	OK
69	AS4+0	79	OK
70	AS4+0	79	OK
71	AS4+0	80	OK
72	AS4+0	80	OK
73	CS8+0	72	OK
74	AS4+0	79	OK
75	AS4+2	79	OK
76	AS4+0	79	OK
77	AS4+0	80	OK
78	AS4+0	79	OK
79	AS4+0	79	OK
80	AS4+0	79	OK
81	AS4+2	79	OK
82	AS4+0	80	OK
83	CS8+0	72	OK
84	AS4+0	79	OK
85	AS8+0	65	OK

86	AS4+0	79	OK
87	AS4+0	79	OK
88	CS4+0	74	OK
89	AS8+0	59	OK
90	AS4+0	79	OK
91	AS4+0	79	OK
92	AS4+0	79	OK
93	AS4+0	79	OK
94	AS4+0	78	OK
95	AS8+0	71	OK
96	AS4+0	79	OK
97	AS4+0	79	OK
98	CS8+0	72	OK
99	AS8+0	70	OK
100	AS4+0	80	OK
101	AS4+0	79	OK
102	AS4+0	78	OK
103	AS4+0	78	OK
104	AS8+0	73	OK
105	AS8+0	68	OK
106	AS8+0	71	OK
107	AS4+0	79	OK
108	CS4+0	73	OK
109	AS4+0	78	OK
110	AS4+0	79	OK
111	AS4+2	79	OK
112	AS4+0	79	OK
113	AS4+0	80	OK
114	CS4+0	73	OK
115	A0 Pied+0	79	OK
116	A0 Pied+0	78	OK
117	A0 Pied+0	79	OK
118	AS4+0	80	OK
119	AS4+0	80	OK
120	AS4+0	79	OK
121	AS4+0	79	OK
122	AS8+0	63	OK
123	AS8+0	61	OK
124	CS8+0	73	OK
125	AS4+0	79	OK
126	AS4+0	79	OK
127	AS4+0	79	OK
128	AS4+2	79	OK
129	AS4+0	79	OK
130	CS4+0	72	OK
131	AS4+0	78	OK

132	AS4+0	77	OK
133	AS4+0	78	OK
134	A0 Pied+0	77	OK
135	A0 Pied+0	78	OK
136	CS4+0	72	OK
137	AS4+0	79	OK
138	AS4+0	79	OK
139	AS4+0	79	OK
140	AS4+0	79	OK
141	AS4+0	80	OK
142	AS4+0	80	OK
143	AS4+0	79	OK
144	AS4+0	79	OK
145	CS4+0	74	OK
146	AS4+0	79	OK
147	AS4+0	79	OK
148	AS4+0	78	OK
149	AS4+0	79	OK
150	AS4+0	79	OK
151	AS4+0	79	OK
152	AS4+0	79	OK
153	AS4+0	79	OK
154	AS4+0	79	OK
155	CS8+0	71	OK
156	AS4+0	76	OK
157	AS4+0	77	OK
158	AS4+0	77	OK
159	AS4+2	77	OK
160	CS4+0	72	OK
161	AS4+0	79	OK
162	AS4+0	79	OK
163	AS4+0	80	OK
164	AS4+0	80	OK
165	AS4+0	80	OK
166	AS4+0	79	OK
167	AS4+0	79	OK
168	AS4+0	79	OK
169	AS4+0	79	OK
170	CS8+0	72	OK
171	AS4+0	77	OK
172	AS4+0	76	OK
173	AS4+0	77	OK
174	CS8+0	70	OK
175	AS4+2	79	OK
176	AS4+2	79	OK
177	AS4+2	79	OK

178	AS8+0	74	OK
179	CS8+0	71	OK
180	AS8+0	68	OK
181	CS8+0	74	OK
182	AS8+0	66	OK
183	AS8+0	59	OK
184	AS8+0	55	OK
185	AS8+0	57	OK
186	CS8+0	66	OK

Annexe 2 : Taux de balancement des chaines, ligne Hassi Messaoud – Oued El Meraa.

Pylône		Taux (%)	
N.º	Type		
1	T70+8	79	OK
2	CS8+2	81,8	OK
3	CS8+2	70,5	OK
4	AS4	79	OK
5	A0	77,9	OK
6	C0	71,9	OK
7	C0	72,7	OK
8	A0	78,4	OK
9	CS4	73,3	OK
10	AS4+2	79,4	OK
11	AS4+2	78,7	OK
12	CS8	90	OK
13	AD	81	OK
14	CS4	72,8	OK
15	C0	61,7	OK
16	CS8	64,4	OK
17	AS8	89,2	OK
18	AS8	89,1	OK
19	CS8	64	OK
20	AS8	89,5	OK
21	CS8+2	66,5	OK
22	CS8+2	75	OK
23	C0	73,3	OK
24	C0	75,2	OK
25	AS8+3	91,3	OK
26	CS8+2	74,1	OK
27	AS4	79,5	OK
28	AS4	78,5	OK
29	AS4	77,6	OK
30	A0	79,7	OK
31	AS4	78,3	OK
32	AS4	78,8	OK
33	AS4	79,1	OK
34	AS4	79,2	OK
35	AS4+2	79,7	OK
36	CS8	72,2	OK
37	A0	78,4	OK
38	AS4	78,5	OK
39	AS4	80,6	OK
40	AS4	80,2	OK
41	AS4	80	OK
42	AS4	79,2	OK
43	AS4	78,5	OK
44	AS4+2	79,5	OK
45	CS8	72,3	OK
46	AS4+2	75,7	OK
47	AS4+2	75,2	OK
48	CS8	68,2	OK

49	AS4	77	OK
50	A0	74,9	OK
51	CS4	69,8	OK
52	AS4+2	76,9	OK
52 bis	A0	75,7	OK
53	CS8	70,8	OK
54	AS4+2	79,6	OK
55	AS8+0	63,1	OK
56	AS8+0	70,6	OK
57	AS4+2	79,8	OK
58	AS4	78,7	OK
59	AS4	78,8	OK
60	AS4	79	OK
61	AS8+0	71,7	OK
62	AS4	79,4	OK
63	CS8	72,3	OK
64	AS4+2	79,2	OK
65	AS4	79,2	OK
66	AS4	79,7	OK
67	AS4	78,6	OK
68	AS4	78,7	OK
69	AS4	78,6	OK
70	AS4	79	OK
71	AS4	79,5	OK
72	AS4	79,7	OK
73	CS8	72,2	OK
74	AS4	79	OK
75	AS4+2	79,4	OK
76	AS4	78,9	OK
77	AS4	79,5	OK
78	AS4	79	OK
79	AS4	78,8	OK
80	AS4	79,3	OK
81	AS4+2	79,2	OK
82	AS4	79,8	OK
83	CS8	72,3	OK
84	AS4	79	OK
85	AS8	94	OK
86	AS4	78,6	OK
87	AS4	79,4	OK
88	CS4	74,3	OK
89	AS8+0	58,7	OK
90	AS4	78,5	OK
91	AS4	78,8	OK
92	AS4	78,9	OK
93	AS4	78,8	OK
94	AS4	78,4	OK
95	AS8+0	71,1	OK
96	AS4	79	OK
97	AS4	79,3	OK
98	CS8	72,1	OK
99	AS8+0	69,6	OK

100	AS4	79,6	OK
101	AS4	78,5	OK
102	AS4	78,1	OK
103	AS4	78,4	OK
104	AS8+0	73,3	OK
105	AS8+0	68,3	OK
106	AS8+0	71	OK
107	AS4	79	OK
108	CS4	72,9	OK
109	AS4	78,2	OK
110	AS4	78,7	OK
111	AS4+2	79,2	OK
112	AS4	78,6	OK
113	AS4	79,5	OK
114	CS4	72,9	OK
115	A0	79,2	OK
116	A0	77,8	OK
117	A0	79,4	OK
118	AS4	79,9	OK
119	AS4	79,9	OK
120	AS4	78,7	OK
121	AS4	78,9	OK
122	AS8+0	62,6	OK
123	AS8+0	60,5	OK
124	CS8	72,5	OK
125	AS4	79,1	OK
126	AS4	79	OK
127	AS4	78,8	OK
128	AS4+2	79	OK
129	AS4	78,8	OK
130	CS4	72	OK
131	AS4	77,5	OK
132	AS4	77,4	OK
133	AS4	77,5	OK
134	A0	77,3	OK
135	A0	77,5	OK
136	CS4	71,9	OK
137	AS4	78,6	OK
138	AS4	79,3	OK
139	AS4	79,2	OK
140	AS4	78,9	OK
141	AS4	79,5	OK
142	AS4	79,5	OK
143	AS4	79,1	OK
144	AS4	79	OK
145	CS4	73,6	OK
146	AS4	78,8	OK
147	AS4	78,5	OK
148	AS4	78,4	OK
149	AS4	79,1	OK
150	AS4	78,8	OK
151	AS4	79,2	OK

152	AS4	78,7	OK
153	AS4	79,2	OK
154	AS4	79	OK
155	CS8	71,3	OK
156	AS4	76,2	OK
157	AS4	76,7	OK
158	AS4	76,8	OK
159	AS4+2	76,9	OK
160	CS4	71,8	OK
161	AS4	78,6	OK
162	AS4	79,2	OK
163	AS4	79,5	OK
164	AS4	79,9	OK
165	AS4	79,5	OK
166	AS4	78,9	OK
167	AS4	79,3	OK
168	AS4	79,2	OK
169	AS4	78,9	OK
170	CS8	72	OK
171	AS4	76,8	OK
172	AS4	76,4	OK
173	AS4	76,8	OK
174	CS8	69,6	OK
175	AS4+2	79,1	OK
176	AS4+2	79,4	OK
177	AS4+2	79,1	OK
178	AS8	94,1	OK
179	CS8	71,3	OK
180	AS8+0	68,3	OK
181	CS8	74	OK
182	AS8+0	66	OK
183	AS8+0	58,5	OK
184	AS8+0	54,6	OK
185	AS8+0	56,8	OK
186	C0	54	OK