

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

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMERRI 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 Electriques

*Présenté par*

**Kheir Eddine HOCINE**  
**Sofiane NEZLIOUI**

Thème

# Contribution au dimensionnements électromagnétique et mécanique Des Lignes Électriques HTA/HTB

*Mémoire soutenu publiquement le Mercredi 26/06/2024 devant le jury composé de :*

**M Mhand MEKIOUS**

Maitre de Conférences Classe B, UMMTO, Président

**M M'hemed RACHEK**

Professeur, UMMTO, Encadrant

**M Azouz MIOUAT**

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

# Remerciements

*Grace à Dieu le tout puissant, ce travail  
a pu être terminé.*

*Nous avons le plaisir d'adresser nos vifs  
remerciement à :*

*Ms RACHEK M'HEMED promoteur de ce projet, pour  
ses conseils, son encouragement, son encadrement, et  
son soutien et supports qui nous ont facilité toutes les  
taches afin de terminer notre mémoire dans des  
conditions agréables.*

*Nous remercions tous les enseignants qui ont contribué  
à notre formation.*

*Que les membres de jury, soient tous spécialement  
remerciés pour avoir accepté  
de nous consacrer une partie de leur temps,  
afin d'examiner et de juger notre travail.*

# Dédicaces

*Nous dédions ce modeste travail  
A nos chers parents,  
A nos chers frères et nos sœurs en particulier  
**AYA et ELYAS**  
A tous nos amis*

*Et en fin, à ceux qu'ils nous connaissent  
De près ou de loin.*



Kheiroo/Sofiane



## Liste des figures

### **Chapitre I : Présentation technique des réseaux électriques**

<i>Figure (I.1) : Production, Distribution et Utilisation de l'énergie électrique</i> .....	3
<i>Figure (I.2) : Organisation d'un réseau électrique (réseau nationale)</i> .....	4
<i>Figure (I.3) : Structure maillée</i> .....	6
<i>Figure (I.4) : Structure bouclée</i> .....	6
<i>Figure (I.5) : Structure radiale</i> .....	7
<i>Figure (I.6) : Structure arborescente</i> .....	7
<i>Figure (I.7) : Poste électrique HTA</i> .....	7
<i>Figure (I.8) : Composants d'un poste HT</i> .....	8
<i>Figure (I.9) : Transformateur de puissance</i> .....	9
<i>Figure (I.10) : Disjoncteurs à bain d'huile</i> .....	10
<i>Figure (I.11) : Deux disjoncteurs au SF6</i> .....	10
<i>Figure (I.12) : Sectionneur HT</i> .....	11
<i>Figure (I.13) : Transformateur de courant</i> .....	11
<i>Figure (I.14) : Transformateur de tension</i> .....	12
<i>Figure (I.15) : Jeux de barre</i> .....	12
<i>Figure (I.16) : Ligne électrique à haute tension (aérienne)</i> .....	13
<i>Figure (I.17) : Lignes électriques sous terraines haute tension</i> .....	16
<i>Figure (I.18) : Conducteur en aluminium</i> .....	17
<i>Figure (I.19) : Conducteur en cuivre</i> .....	17
<i>Figure (I.20) : Différents types et armements des supports</i> .....	18
<i>Figure (I.21) : Isolateur de type verre</i> .....	19
<i>Figure (I.22) : Isolateur de type céramique</i> .....	19
<i>Figure (I.23) : Isolateur de type suspension</i> .....	19
<i>Figure (I.24) : Isolateur de type pin</i> .....	19
<i>Figure (I.25) : Câble de garde</i> .....	20

### **Chapitre II : Dimensionnement électromagnétique**

<i>Figure (II.1) : Exemple de relation coût/section.</i> .....	26
<i>Figure (II.2) : Modèle simplifié d'une ligne électrique</i> .....	27
<i>Figure (II.3) : Modèle réduit et représentation vectorielle</i> .....	27
<i>Figure (II.4) : Schéma équivalent d'une ligne électrique</i> .....	31
<i>Figure (II.5) : Conducteur cylindrique.</i> .....	33
<i>Figure (II.6) : Position en triangle des conducteurs</i> .....	34
<i>Figure (II.7) : Une phase en faisceau</i> .....	34
<i>Figure (II.8) : Effet de couronne avec présence de petites saillies à la surface des conducteurs...</i>	36
<i>Figure (II.9) : Deux conducteurs au-dessus du sol et ses images</i> .....	37
<i>Figure (II.10) : circulation d'un champ magnétique le long d'une courbe fermée.</i> .....	38

### **Chapitre III : Dimensionnement Mécanique**

<i>Figure (III.1) : Conducteurs de phases entre pylônes.</i> .....	41
<i>Figure (III.2) : Effort mécanique sur une ligne électrique.</i> .....	42
<i>Figure (III.3) : Givre uniforme.</i> .....	45
<i>Figure (III.4) : Givre dissymétrique</i> .....	45

<i>Figure (III.5) : Rupture d'un conducteur.....</i>	46
<i>Figure (III.6) : flèche et portée d'une ligne. ....</i>	47
<i>Figure (III.7) : Efforts appliqués sur l'extrémité de câble conducteur. ....</i>	48
<i>Figure (III.8) : La portée (a) et La flèche (f) d'un conducteur. ....</i>	51
<i>Figure (III.9) : Support modèle triangle. ....</i>	52
<i>Figure (III.10) : La chaîne d'isolateur. ....</i>	55

### **Chapitre IV : Calcul d'une jonction triphasée**

<i>Figure (IV.1) : Organigramme électrique .....</i>	61
<i>Figure (IV.2) : Organigramme mécanique .....</i>	62
<i>Figure (IV.3) : Résultats de calcul ligne HTB .....</i>	66
<i>Figure (IV.4) : Résultats de calcul ligne HTA .....</i>	67
<i>Figure (IV.5) : Diagramme d'induction magnétique (T) .....</i>	68
<i>Figure (IV.6) : Diagramme de l'induction magnétique résultante (T) .....</i>	69
<i>Figure (IV.7) : Diagramme du champ électrique des conducteurs (KV/m).....</i>	70
<i>Figure (IV.8) : Diagramme du champ électrique résultant (KV/m).....</i>	71
<i>Figure (IV.9) : Diagramme d'induction magnétique (T).....</i>	72
<i>Figure (IV.10) : Diagramme de l'induction magnétique résultante (T).....</i>	73
<i>Figure (IV.11) : Diagramme du champ électrique des conducteurs (KV/m).....</i>	74
<i>Figure (IV.12) : Diagramme du champ électrique résultant (KV/m).....</i>	75

## Liste des tableaux

### **Chapitre I : présentation technique des réseaux électriques**

<i>Tableau (I.1) : Tensions normalisées</i> .....	4
<i>Tableau (I.2) : Comparaison entre lignes aériennes et câbles souterrains</i> .....	15

### **Chapitre II : Dimensionnement électromagnétique**

<i>Tableau (II.1) : Puissance et courant de court-circuit.</i> .....	24
<i>Tableau (II.2) : Tableau donnant le facteur</i> .....	25
<i>Tableau (II.3) : Caractéristiques des conducteurs (Alliage Aluminium, AMS) en fonction de la section</i> .....	27
<i>Tableau (II.4) : Valeurs de la température ambiante retenues pour le calcul des intensités de courant</i> .....	30
<i>Tableau (II.5) : Intensités maximales de courant admissibles (en ampères) pour quelques câbles usuels</i> .....	31
<i>Tableau (II.6) : Facteur de proportionnalité entre <math>R_{DC}</math> et <math>R_{AC}</math> en fonction de la fréquence.</i> .....	33

### **Chapitre III : Dimensionnement Mécanique**

<i>Tableau (III.1) : Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent.</i> .....	43
<i>Tableau (III.2) : Récapitulatif (Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent).</i> ...	44
<i>Tableau (III.3) : Hypothèses de givre.</i> .....	46
<i>Tableau (III.4) : Vitesse du vent et pression dynamique en fonction de la hauteur</i> .....	49
<i>Tableau (III.5) : L'inclinaison <math>\psi(\Psi)</math> et le poids équivalent <math>P_{\acute{e}q}</math> pour les quatre hypothèses.</i> ....	50
<i>Tableau (III.6) : Dégagement minimal en fonction du type de tension et de la nature du terrain.</i> .....	53
<i>Tableau (III.7) : Nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension</i> .....	55
<i>Tableau (III.8) : Salinité et tension de contournement en fonction du niveau de pollution.</i> .....	56
<i>Tableau (III.9) : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre.</i> .....	56
<i>Tableau (III.10) : Caractéristiques d'assiette standard.</i> .....	58
<i>Tableau (III.11) : BIL vs. Nombre d'assiettes (standard)</i> .....	58
<i>Tableau (III.12) : Caractéristiques d'assiettes antibrouillard</i> .....	58
<i>Tableau (III.13) : BIL vs. Nombre d'assiettes (Antifog)</i> .....	59

### **Chapitre IV : Calcul D'une Jonction Triphasée**

<i>Tableau (IV.1) : Données de la jonction triphasée</i> .....	61
<i>Tableau (IV.2) : Résultat de calcul électrique HTB</i> .....	62
<i>Tableau (IV.4) : Résultat de calcul mécanique et magnétique HTB</i> .....	63
<i>Tableau (IV.3) : Résultat de calcul électrique HTA</i> .....	63
<i>Tableau (IV.4) : Résultat de calcul mécanique et magnétique HTA</i> .....	64

Introduction Générale.....	1
----------------------------	---

**CHAPITRE I- PRESENTATION TECHNIQUE DES RESEAUX ELECTRIQUES**

I.1 : Introduction.....	3
I.2 : Production de l'énergie électrique .....	3
I.3 : Organisation et niveau de tension des réseaux électriques .....	4
I.4 : Présentation et Gestionnaire des réseaux électriques.....	4
I.5 : Les différents types de réseaux. ....	5
I.5.1 : Les réseaux de transport .....	5
I.5.2 : Les réseaux de répartition. ....	5
I.5.3 : Les réseaux d'interconnexion.....	5
I.5.4 : Les réseaux de distribution .....	5
I.6 : Structure topologique des réseaux électriques .....	6
I.6.1 : Réseau maillé .....	6
I.6.2 : Réseau bouclé .....	6
I.6.3 : Réseau radiale .....	7
I.6.4 : Réseau arborescent .....	7
I.7 : Poste Electrique. ....	7
I.7.1 : Définition .....	8
I.7.2 : Types de postes électriques.....	8
I.7.3 : Objectifs des postes électriques .....	8
I.7.4 : Différents éléments d'un poste électrique .....	8
I.7.4.1 : Composants d'un poste électrique HT .....	8
I.7.4.2 : Transformateur de puissance .....	9
I.7.4.3 : Disjoncteurs .....	10
I.7.4.4 : Sectionneurs.....	11
I.7.4.5 : Transformateur de courant .....	11
I.7.4.6 : Transformateur de tension .....	12
I.7.4.7 : Jeux de barre .....	12
I.8 : Lignes électriques aérienne.....	13
I.8.1 : Lignes de distribution BT .....	13
I.8.2 : Lignes de distribution MT .....	13
I.8.3 : Lignes de transport HT .....	14
I.8.4 : Lignes de transport THT.....	14
I.9 : Propriétés des lignes de transport .....	14
I.9.1 : Câbles sous-terrain.....	16
I.10 : Composantes des lignes aériennes .....	16
I.10.1 : Matériaux conducteurs.....	16
I.10.2 : Supports et Armement .....	17
I.10.3 : Les isolateurs .....	18
I.10.4 : Câble de garde.....	20
I.11 Conclusion .....	20

**CHAPITRE II- DIMENSIONNEMENT ELECTROMAGNETIQUE DES LIGNES HTA ET HTB**

II.1 : Introduction .....	21
II.2 : Nécessité du dimensionnement des lignes aériennes .....	21
II.3 : Méthode de dimensionnement d'une ligne aérienne HT.....	22

II.4 : Etude Topographique .....	22
II.5 : Calcul de la section du conducteur .....	22
II.5.1 : Importance de calcul de la section sur le dimensionnement électromagnétique .....	23
II.5.2 : Courant nominal dans les conducteurs .....	23
II.5.3 : Critère du courant de court-circuit.....	24
II.5.4 : Critère économique .....	25
II.5.5 : Critère de la chute de tension.....	27
II.5.6 : Courant admissible dans les conducteurs .....	28
II.5.6 a. Echauffement des conducteurs en régime permanent.....	28
II.5.6 b. Echauffement des conducteurs en régime de surcharge temporaire.....	30
II.5.6 c. Choix de la température ambiante .....	30
II.6 : Calcul des paramètres linéiques d'une ligne aérienne.....	31
II.6.1 : Schéma équivalent d'une ligne électrique .....	31
II.6.2 : Calcul des paramètres linéiques de la ligne électrique .....	32
II.6.2.1 a) Résistance linéique d'une ligne .....	32
II.6.2.1 b) Résistance linéique en courant continu .....	32
II.6.2.1 c) Résistance linéique en courant alternatif .....	32
II.6.2.2 : Inductance linéique d'une ligne.....	33
II.6.2.3 : Réactance inductive linéique d'une ligne .....	35
II.6.2.4 : Capacité linéique d'une ligne .....	35
II.6.2.5 : Réactance capacitive linéique d'une ligne.....	36
II.7 : Effet Couronne des lignes haute tension .....	36
II.8 : Champ superficiel émis par une ligne.....	36
II.9 : Calcul du champ magnétique .....	37
II.10 : Calcul du Champ d'Induction Magnétique B.....	38
II.11 : Conclusion.....	39

### **CHAPITRE III- DIMENSIONNEMENT MECANIQUE DES LIGNES HTA ET HTB**

III.1 Introduction .....	40
III.2 : Grandeurs du dimensionnement mécanique des lignes électriques aériennes .....	40
III.3 : Hypothèses climatiques pour le dimensionnement mécanique.....	42
III.3.1 : Impact des conditions climatiques .....	42
III.3.2 : Hypothèse climatiques concernant le vent .....	43
III.3.2.1 : Hypothèse de tempête (hypothèse A).....	43
III.3.2.2 : Hypothèse de vent faible associé à une température basse (hypothèse B)...	43
III.3.2.3 : Hypothèses climatiques concernant le givre .....	44
a) Hypothèse de givre uniforme .....	45
b) Hypothèse de givre dissymétrique .....	45
III.4 : Définition des éléments géométriques du calcul mécaniques .....	47
a) La portée.....	47
b) La flèche.....	47
III.5 : Calcul mécanique de la ligne HT .....	47
III.5.1 : Calcul du poids équivalent et de l'angle d'inclinaison .....	47
III.5.2 : Angle d'inclinaison .....	47
a) effort du vent .....	48

b) poids linéique du conducteur .....	49
III.5.3 : Poids équivalent .....	49
III.5.4 : Portée critique et constante .....	50
III.5.5 : Portée critique .....	51
III.5.6 : Constante $K$ .....	51
III.6 : Calcul de la flèche maximale et hauteur des conducteurs.....	51
III.6.1 : Calcul de garde au sol .....	52
a) La hauteur hors de sol .....	53
III.6.2 : Hauteur minimale des conducteurs .....	53
III.6.3 : Distance phase/phase et phase/terre .....	54
III.6.4 : Distance phase/phase .....	54
III.6.5 : Distance phase/Neutre.....	54
III.7 : Détermination de la longueur de la chaîne de suspension .....	54
III.7.1 : Règle de bonne pratique .....	55
III.7.2 : Méthode développée par le service de TDEE (ULg) .....	55
III.7.2.1 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL .....	56
III.7.2.2 : Ligne de fuite des isolateurs.....	56
III.7.2.3 : Choix de la chaîne d'isolateurs .....	56
III.8 : Conclusion.....	59

#### **CHAPITRE IV - CALCUL DE JONCTION TRIPHASEES HTA ET HTB**

IV.1 : Introduction .....	60
IV.2 : Organigramme de calcul .....	60
IV.3 : Cahier de charge de la jonction triphasée .....	61
IV.4 : Présentation de résultat de calcul .....	62
IV.5 : Niveaux des champs électriques et magnétiques générés par la ligne.....	64
IV.6 : Conclusion .....	74
Conclusion Générale.....	75
Résumé	

## CHAPITRE II

# Dimensionnement électromagnétique des Lignes HTA/HTB

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ont des conséquences économiques et sociétales considérables. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service. [1]

Les lignes de transport de l'énergie électrique sont devenues une partie importante dans la société moderne. Elles transportent l'énergie électrique vers les foyers et les entreprises. La ligne de transport de l'énergie électrique est constituée à la fois de composantes électriques (conducteurs, isolateurs) et structurelles (pylônes...). Ce transport d'énergie électrique peut se faire par trois voies de transmission à savoir la voie aérienne et la voie souterraine et la voie sous-marin. [1]

Cependant, la construction d'une ligne électrique aérienne assurant le transport de l'énergie n'est pas une chose facile car dépendant de beaucoup de paramètres tels que la puissance à transporter, la tension en ligne, la distance sur laquelle s'effectue le transport, ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux, des matériaux et éléments entrant dans sa réalisation.

Le rôle fondamentale d'une ligne est de transporter l'énergie électrique. Les conducteurs aériens sont soumis à l'action des facteurs atmosphériques : température, vent, pluie, givre, etc. Ces facteurs interviennent de façon importante dans le choix des paramètres d'une ligne haute tension (HT) : type de conducteur électrique (matériaux et géométrie), hauteur et distance des pylônes, tension mécanique maximum sur le conducteur afin de maintenir une garde au sol suffisante, ...etc. (que ce appelle dimensionnement géométrique). [1]

Dans la conception de lignes de transmission électrique, les charges verticales induites par la gravité et les charges transversales induites par le vent sont les deux plus importantes charges à prendre en considération.

L'objectif de comprendre tous ces éléments est d'utiliser les réseaux électriques dans les meilleures conditions, de maintenir la qualité de l'énergie à un niveau optimal et de rétablir la distribution d'électricité après une interruption. Ainsi, ces faits nous ont poussés à mener des études plus approfondies, en mettant l'accent sur la compréhension de tous ces paramètres afin de réaliser les calculs requis sur les lignes aériennes. [1]

Pour cela, le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre comprend une présentation technique sur les réseaux électriques ;
- Le deuxième chapitre porte sur le dimensionnement électromagnétique des lignes HT (section des conducteurs, paramètres linéiques des lignes,...etc.). ;
- Le troisième chapitre traite le dimensionnement mécaniques des lignes HT (la portée, la flèche maximale, la longueur de la chaîne d'isolateurs,...etc.). ;
- Le dernier chapitre est consacré au calcul électromagnétique et mécanique d'une ligne et à la présentation de l'algorithme et les différents résultats obtenus par l'application des deux tensions HTB /HTA avec le programme MATLAB.

Nous terminons ce mémoire par une conclusion générale.

# Introduction Générale

## I.1 Introduction

Le réseau électrique est l'ensemble des appareils destinés à faire transiter ou transporter l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation : Il englobe la totalité des installations, notamment les lignes, les transformateurs et les appareils avec leurs moyens de contrôle et de sécurité nécessaires au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Dans ce chapitre, nous allons décrire brièvement un tel réseau avec ses différents types, composants, et ses différentes structures.

## I.2 Production de l'énergie électrique

La production de l'énergie électrique est en fait une transformation de l'énergie contenue à l'intérieur de sources primaires, par des procédés de conversions de différents types, sous forme d'énergie électrique disponible délivrant une force électromotrice aux bornes du générateur. Lorsque ce dernier est connecté à une charge, cette force électromotrice produit un courant électrique sous une tension donnée à fin de fournir la puissance requise. Nous pouvons classer les sources primaires en deux grandes familles : Les énergies fossiles que l'on extrait du sol tel que le pétrole, le gaz, le charbon et bien sûr l'uranium qui est le minerai de base de l'énergie nucléaire, les énergies renouvelable comme celles provenant du soleil. Cette énergie est transportée ou consommée sur des lignes à haute tension (HTB), à moyenne tension (HTA) et à basse tension (BT) selon une échelle de tension recommandée par divers organismes de normalisation. A cet effet, un réseau électrique est indispensable. [1]

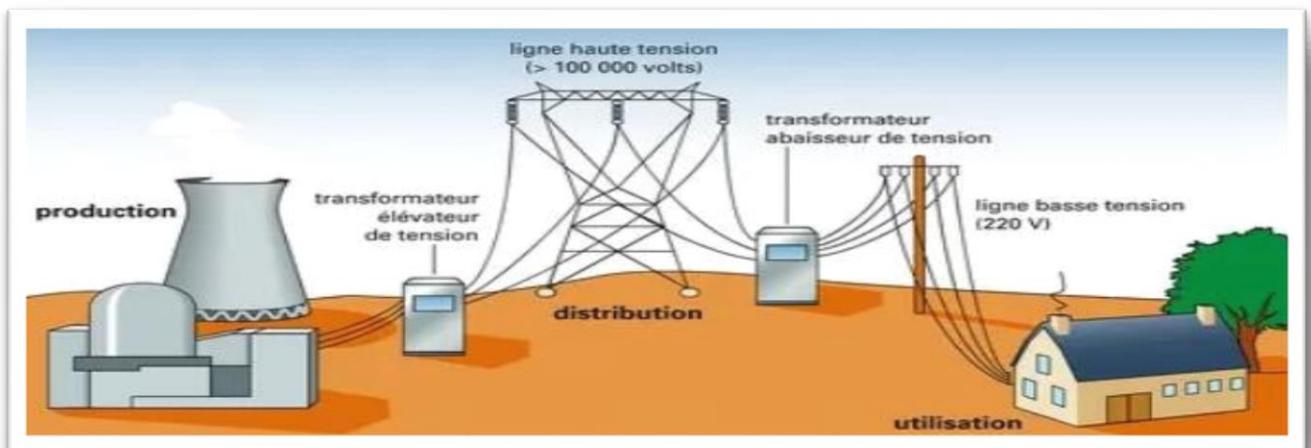


Figure (I-1) : Production, Distribution et Utilisation de l'énergie électrique. [1]

### I.3 Organisation et niveaux de tension des réseaux électriques

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir des 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. [2]

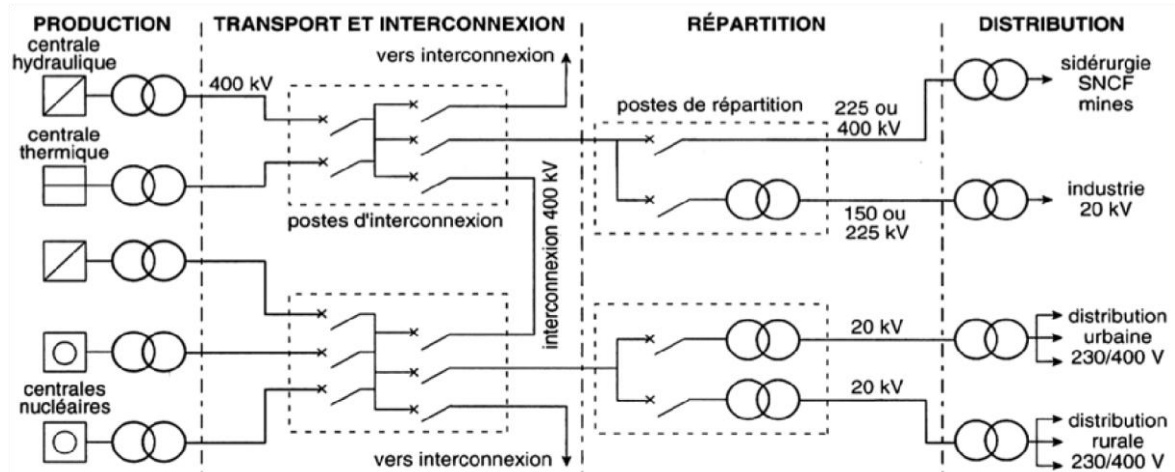


Figure (I-2) : Organisation d'un réseau électrique. [2]

Les réseaux électriques sont classés selon le niveau de tension (tension composée) donné par la norme française UTE C 18-510 en cinq domaines qui sont illustré dans le tableau ci- dessous (tableau I.1). [3]

	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Alternatif (V)	$U \leq 50$	$50 < U \leq 500$	$500 < U \leq 1.000$	$1.000 < U \leq 50.000$	$U > 50.000$
continu (V)	$U \leq 120$	$120 < U \leq 750$	$750 < U \leq 1.500$	$1500 < U \leq 75.000$	$U > 75.000$

Tableau (I.1) : Tensions normalisées. [3]

### I.4 Présentation et gestionnaires des réseaux électriques

Dans sa politique énergétique, l'Algérie a opté, dès son indépendance, pour le développement des infrastructures électriques et gazières, et l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel.

Afin d'assurer les besoins en électricité et en gaz du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz, Sonelgaz en tant qu'entreprise publique et outil de l'Etat, assume la mission de service public dans le domaine de la distribution de

l'électricité et du gaz. La promulgation de la loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations a permis la réorganisation de Sonelgaz, avec la création de la société holding « Sonelgaz » ainsi qu'une quarantaine de filiales et de sociétés en participation. Cette loi a également créé la commission de régulation de l'électricité et du gaz « CREG » installée en 2005, qui encadre et régule les activités du secteur de l'électricité et gaz.

## **I.5 Différents types des réseaux**

### **I.5.1 Réseaux de transport**

Les réseaux de transport sont à très haute tension (200 kV à 1000 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les grands centres de dispatching. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, en général (220 à 400 kV pour le réseau national algérien). [4]

### **I.5.2 Réseaux de répartition**

Les réseaux de répartition fournissent la puissance aux réseaux de distribution, Ces réseaux ont une structure maillée ou en boucle qui couvre des zones plus ou moins étendues, leur rôle est de fournir la puissance aux réseaux de distribution et collecter la puissance fournie par les petites usines .Les échelons de tensions nécessaires sont actuellement de 60 kV à 90 kV. [4]

### **I.5.3 Réseaux d'interconnexion**

Sont destinés à assurer la liaison entre les réseaux de transport puissants, leur rôle est d'assurer un secours entre les réseaux de transports. La gamme de tension correspondante est de 220 kV pour les réseaux nationaux algériens. [4]

### **I.5.4 Réseaux de distribution**

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT. Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs tout en réalisant le moins de pertes possibles. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;
- les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques. [4]

## I.6 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.
- 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  $<1\text{MVA}/\text{km}^2$
  - Zone à forte densité de charge  $>5\text{MVA}/\text{km}^2$
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (température minimale et maximale...). [5]

### I.6.1 Structure maillée

Cette structure est destinée au réseau de transport qui a pour mission d'acheminer l'énergie et permettre de réaliser à chaque instant l'égalité de la production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension.

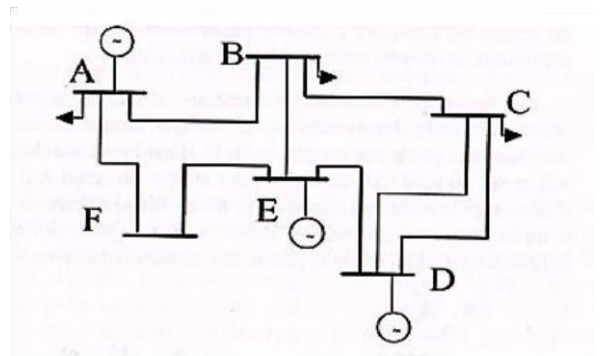


Figure (I.3) : Structure maillée. [5]

### I.6.2 Structure bouclée

Ce sont les réseaux de répartition qui ont une telle structure vue leur fonction qui est la liaison entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution.

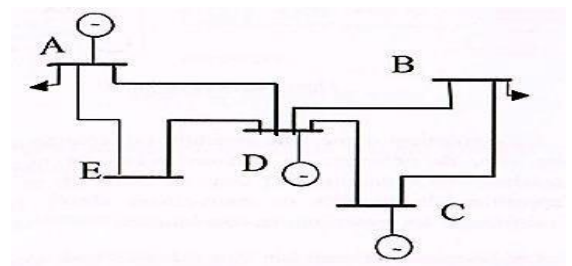


Figure (I.4) : Structure bouclée. [5]

### I.6.3 Structure radiale

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre). Ce sont les réseaux de distributions qui ont une telle structure.

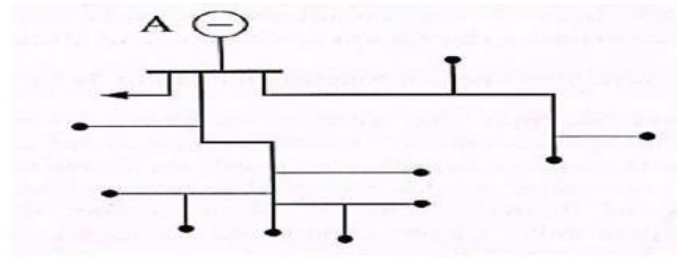


Figure (I.5) : Structure radiale. [5]

### I.6.4 Structure arborescente

Est un réseau à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations 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.

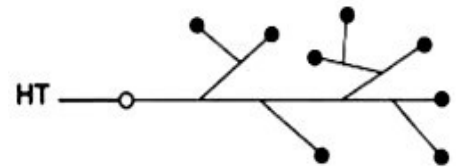


Figure (I-6) : Structure arborescente. [5]

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation.

## I.7 Poste électrique

### I.7.1 Définition

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 autre) et la répartissent (en assurant la jonction des différents réseaux électriques). On y trouve un certain nombre d'appareils électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...) qui participent au bon fonctionnement du réseau. [6]



Figure (I.7) : Poste électrique HTA. [6]

## I.7.2 Types des postes électriques

Il existe quatre grandes catégories de postes électriques, selon le rôle à accomplir, on distingue :

- Les postes d'interconnexion.
- Les postes de livraison.
- Les postes de distribution.
- Les postes mixtes.

Nous pouvons donc classer les postes par rapport aux réseaux sur lesquels ils sont utilisés ainsi que par les fonctions qu'ils remplissent. [7]

## I.7.3 Objectifs des postes électriques

Les postes électriques ont 3 fonctions principales :

- Le raccordement de plusieurs réseaux d'électricité.
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques.
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension. [7]

## I.7.4 Différentes éléments D'un poste électrique

### I.7.4.1 Composants d'un poste électrique HT

Un poste électrique HTA, comprend plusieurs éléments essentiels pour assurer la distribution fiable de l'électricité. Parmi ces éléments, on site :

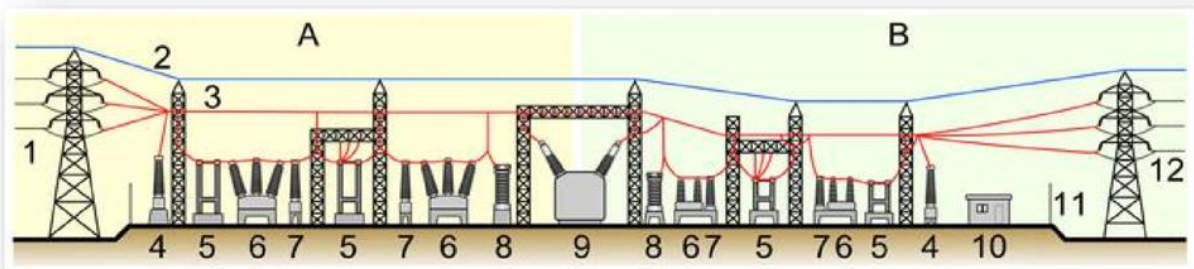


Figure (I.8) : Composants d'un poste HT. [7]

1. Ligne électrique primaire
2. Câble de garde
3. Ligne électrique
4. Transformateur de tension
5. Sectionneur

6. Disjoncteur
7. Transformateur de courant
8. Parafoudre
9. Transformateur de puissance
10. Bâtiment secondaire
11. Clôture
12. Ligne électrique secondaire.

Les éléments d'un poste électrique se décomposent en deux parties "éléments primaires" (équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension) Parmi les équipements primaires on trouve :

#### **I.7.4.2 Transformateur de puissance**

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la CEI 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, en plus il existe deux types de transformateur : [7]

- Transformateurs éleveurs  $U$  primaire inférieur à  $U$  secondaire.
- Transformateurs abaisseurs  $U$  primaire supérieur à  $U$  secondaire



*Figure (I.9) : Transformateur de puissance. [7]*

### I.7.4.3 Disjoncteurs

Un 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 courants de court-circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr sous besoin de le remplacer après chaque interruption.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs à bain d'huile.
- Les disjoncteurs à vide.
- Les disjoncteurs au SF<sub>6</sub>.

Dans les disjoncteurs à gaz (SF<sub>6</sub>), le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre. [7]



Figure (I-10) : Disjoncteurs à bain d'huile. [7]



Figure (I-11) : Disjoncteur SF6. [7]

#### I.7.4.4 Sectionneurs

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide .Ne possédant aucun pouvoir de coupure, ils permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique. [7]



Figure (I-12) : Sectionneur HT. [7]

#### I.7.4.5 Transformateur de courant

Selon la définition de la CEI, 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. L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelque ampère. [7]



Figure (I-13) : Transformateur de courant. [7]

#### I.7.4.6 Transformateur de tension

Un transformateur de tension, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de son secondaire une tension proportionnelle à celle du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente en général des appareils de mesure et des relais de protection. Il est constitué d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. [7]



Figure (I-14) : Transformateur de tension. [7]

#### I.7.4.7 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 ou trois jeux de barres pour une tension donnée. Les jeux de barres sont typiquement soient des barres plates, soient des tubes. [7]



Figure (I-15) : Jeux de barre. [7]

## I.8 Les lignes électriques aériennes

Une ligne aérienne est un élément du réseau électrique destiné à transporter l'énergie électrique entre deux ou plusieurs de ses nœuds. La notion de ligne est générale, aussi bien dans son utilisation que dans sa construction. Elle est utilisée pour le transport, l'alimentation et la distribution de l'énergie électrique ; ainsi que pour l'interconnexion des réseaux régionaux et interterritoriaux. [8]

Nous distinguons quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension ;
- Ligne de distribution à moyenne tension ;
- Ligne de transport à haute tension ;
- Ligne de transport à très haute tension



*Figure (I-16) : Ligne électrique à haute tension (aérienne). [8]*

### I.8.1 a) Lignes de distribution BT :

Ce sont les lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, cuisinières, lampes, etc.

### I.8.2 b) Lignes de distribution MT :

Ce sont les lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité.

**I.8.3 c) Lignes de transport HT :**

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération.

**I.8.4 d) Lignes de transport THT :**

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs de 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 kV.

**I.9 Propriétés des lignes de transport**

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active. En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes

- a. La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges entre zéro et la charge nominale.
- b. Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- c. Les pertes joules ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs.

Le tableau I.2 résume une approche de comparaison entre les lignes électriques aériennes, et les câbles souterrains. [9] [11]

Ligne Critères de comparaison	Ligne électrique aérienne	Câble électrique souterrain
Flexibilité de correction du dimensionnement en fonction des changements des conditions réseau	Possibilité d'augmentation de portée par renforcement ligne et remplacement conducteurs jusqu'à 30%	Très limitée et coûteuse : les câbles doivent être dimensionnés pour la portée prévue à long terme
Possibilité de surcharge	Surcharge limitée à environ 10% pour une dizaine de minutes	Surcharge jusqu'à 200% pour quelques dizaines d'heures au détriment d'un vieillissement accéléré du câble :
Nécessité de compensation du Réactif	Dans le cas où la chute de tension dans les lignes dépasse les 10%	Nécessité de compenser le réactif à partir de longueurs de 25 à 30 km :
Impact visuel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Très important : la hauteur des pylônes pour les lignes double terna à 400 kV est de l'ordre de 50 à 60 mètres.</li> <li>• Si les câbles ne sont pas colorés artificiellement (laques vertes, brunes, noires ou bleues,...) ils réfléchissent la lumière et peuvent être très apparents en contraste sur le fond.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pratiquement nul le long du parcours (à part les limitations de culture).</li> <li>• Impact des postes d'extrémité et de compensation du réactif semblables à ceux des postes de transformation en très haute tension.</li> </ul>
Les coupures	Les lignes sont soumises plus fréquemment aux interruptions de courte durée	Les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue, ce qui peut avoir un effet préjudiciable sur la sécurité du système
Champ électrique et magnétique	Zone de respect à $10 \mu\text{T}$ : 35 m Zone de respect à $0.5 \mu\text{T}$ : 180 m Zone de respect à $0.2 \mu\text{T}$ : 300 m	Zone de respect à $10\mu\text{T}$ 8m Zone de respect à $0.5\mu\text{T}$ 16 m Zone de respect à $0.2\mu\text{T}$ 60m

Tableau (I.2) : Comparaison entre lignes aérienne et câbles souterraines. [11]

### I.9.1 Câbles souterrains

Sont des câbles enterrés sous le sol plutôt que d'être aériennes sont utilisés dans les zones urbaines pour éviter les problèmes liés aux câbles aériennes, tel que les dommages causés par les intempéries ou les problèmes esthétique.



Figure (I-17) : Ligne électrique souterraines HT. [11]

### I.10 Composantes des lignes aériennes

Une ligne électrique aérienne se compose des conducteurs, d'isolateurs, des supports, et d'autres accessoires, on trouve :

#### I.10.1 Les Matériaux Conducteurs

Le conducteur est un élément principal de la ligne. Il est destiné à acheminer l'énergie électrique, suivant un tracé déterminé. Grâce à sa conductivité élevée, **le cuivre** a longtemps été un matériau très apprécié dans la mise en œuvre des lignes électrique. Cependant, étant donné sa masse volumique importante, son coût fluctuant, on s'est peu à peu tourné vers **l'aluminium** qui quant à lui a une bonne conductivité électrique, mais présente cependant une faible résistance mécanique à la fatigue, ce qui le rend particulièrement non convenable dans le cas d'apparition des vibrations dues au vent. **L'acier** par contre présente, en même temps l'avantage capital d'être un matériau de grande résistance mécanique et l'inconvénient d'être un mauvais conducteur. En raison de sa grande résistance mécanique, il trouve une large application dans la conception et la réalisation des conducteurs des lignes aériennes. En effet, il est utilisé en mélange avec **l'aluminium** et **le cuivre** pour former un conducteur, en même temps, de conductivité élevée et de grande résistance mécanique. C'est le cas de ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), et AAAC (All Aluminium Alloy Conductor), on retrouve aussi l'almélec (ou AMS) qui est un

alliage d'aluminium, de magnésium (0,7 %) et de silicium (0,6 %), ou des combinaisons aluminium-acier, almélec-acier. [10]

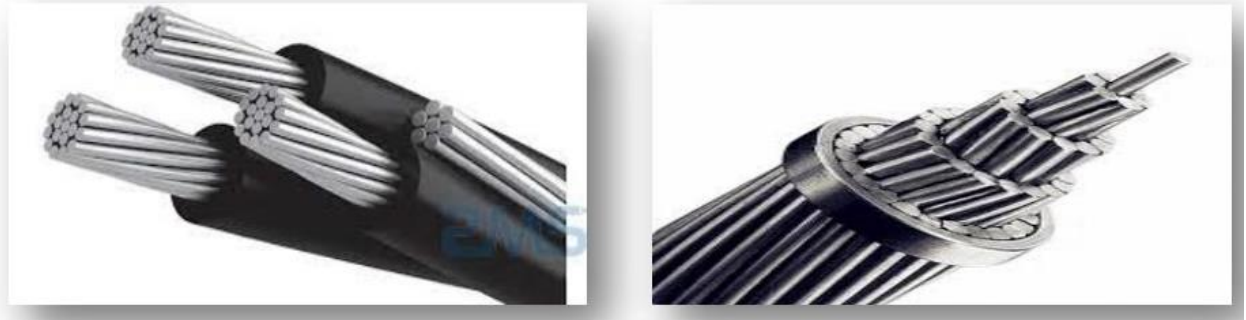


Figure (I.18) : Conducteur en aluminium. [10]

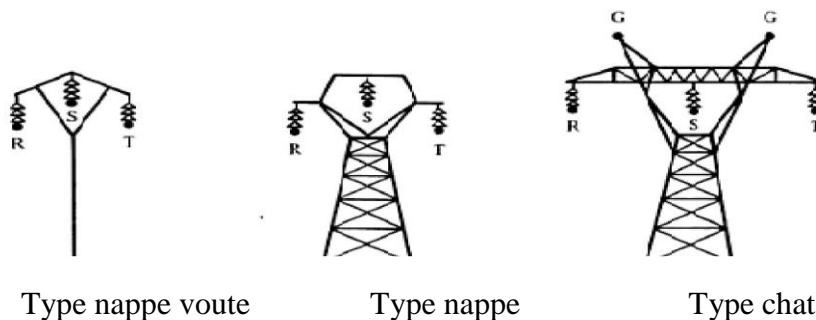


Figure (I.19) : Conducteur en cuivre. [10]

### I.10.2 Supports et armements

Les supports de lignes aériennes sont couramment, des poteaux de béton armé, des assemblages des pièces métalliques de formes et d'importances très variées, allant de la simple poutrelle aux pylônes métalliques en treillis. Les pylônes et les poteaux en particulier sont des maillons nécessaires à la constitution des lignes aériennes de transport et de distribution de l'électricité. Leur rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. Le type de support (pylône) peut varier en fonction des efforts mécaniques à supporter, du relief et du mode d'insertion paysagère. [10]

La Figure I.20 montre quelques types de pylônes que l'on peut rencontrer.



Type nappe voute

Type nappe

Type chat

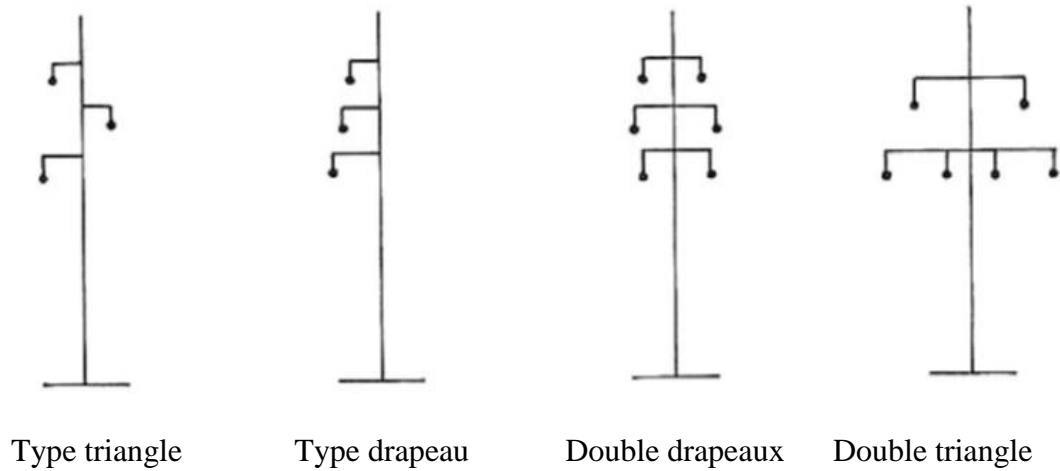


Figure (I.20) : Différents types et armements des supports. [12]

### I.10.3 Les isolateurs

La fixation et l'isolation entre les conducteurs sous tension et le support est assurée par des isolateurs, de ce fait les isolateurs jouent deux rôles importants.

- D'un point de vue **électrique** : les isolateurs doivent assurés l'isolation entre des conducteurs nus sous tension et de la masse.
- D'un point de vue **mécanique** : les isolateurs doivent êtres résistants pour supporter le poids des conducteurs.

Les isolateurs sont de deux types principaux :

- **Isolateur de type rigide** : Un isolateur rigide est relié au support par une ferrure fixe. Cet isolateur est principalement soumis à des efforts de flexion et de compression, lorsqu'il est placé en position verticale. Il peut, dans certains cas, être placé horizontalement, ou en oblique.
- **Élément de chaîne** : C'est un isolateur constitué par un matériau isolant équipé de pièces métalliques de liaison , nécessaires pour le relier de façon flexible à d'autres éléments de chaîne, à la pince de suspension du conducteur ou au support. Ces éléments sont généralement utilisés en suspension et forment des chaînes d'isolateurs soit verticales (chaînes d'alignement), soit horizontales (chaînes d'ancrage). Il existe deux types principaux d'éléments de chaîne : les isolateurs à capot et tige et les isolateurs à long fût. [10]



*Figure (I.21) : Isolateur de type verre. [10]*



*Figure (I.22) : Isolateur de type céramique. [10]*



*Figure (I.23) : Isolateur de type suspension. [10]*



*Figure (I.24) : Isolateur de type pin. [10]*

### I.10.4 Câbles de garde

Le câble de garde est un conducteur qui est normalement porté à une tension nulle, la présence du câble de garde sur une ligne aérienne à une influence dans plusieurs domaines. Il a une double utilité :

- Il protège les conducteurs de coups de foudre directs et permet, en cas d'incident, l'écoulement à la terre des courants de foudre et de court-circuit, via les supports ;
- Il est aussi utilisé comme voie de télécommunication : les liaisons de télécommunication incorporées au câble (fibres optiques) permettent de transporter les informations nécessaires au fonctionnement du réseau de transport d'électricité, d'un poste électrique à l'autre. **[10]**



Figure (I.25) : Câble de garde. **[10]**

### I.11 Conclusion

Ce premier chapitre a été consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques où nous avons fait quelques rappels sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques ainsi les lignes et ses différentes composantes.

## CHAPITRE III

# Dimensionnement mecanique des Lignes HTA/HTB

## II.1 Introduction

Les lignes électriques sont les éléments de la liaison entre les centrales de production de l'énergie et les utilisateurs. Les sites de production sont généralement éloignés des lieux d'utilisation, d'où la nécessité de transporter d'énergie avec des lignes électriques à haute tension. L'accroissement des pertes de puissance et les chutes de tension fait l'objet de la recherche, et de bien dimensionner ces lignes de transport.

L'objectif de notre deuxième chapitre est de faire un dimensionnement électrique et magnétique d'une ligne aérienne haute tension. Le dimensionnement d'une ligne aérienne dans le cadre d'un régime permanent se fait en deux parties : choix de la section du conducteur et choix du gabarit des pylônes, le choix de la section du conducteur dépend de considérations électriques et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques.

Afin de choisir la section du câble, nous devons vérifier trois choses :

- Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?
- Supporte-t-il la puissance de court-circuit ?
- La chute de tension est-elle bien inférieure à la limite ?

## II.2 Nécessité du dimensionnement des lignes aériennes

Une ligne à très haute tension permet de transporter sur de grandes distances de grandes quantités d'énergie ; elle doit être un ouvrage de technologie simple, fiable, facile et rapide à étudier et à réaliser. Elle doit s'accommoder aux contraintes du tracé et d'un accès facile pour l'exploitation. Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation. Les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production, pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire aux exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- Fournir une tension stable dont les variations ne dépassent pas les 10% de la tension nominale.
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas les 0.1 Hz.
- Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- Maintenir des normes de sécurités rigoureuses.
- Veiller à la protection de l'environnement.

Pour cela une étude de terrain de réalisation, le choix des éléments constitutifs d'une ligne de transport d'énergie électrique ainsi que le dimensionnement de ses différents paramètres électriques et mécaniques doit se faire avant d'entamer un projet de réalisation de ligne électrique.

[1]

### **II.3 Méthode de dimensionnement d'une ligne aérienne HT**

La construction d'une ligne électrique aérienne assurant le transport de l'énergie n'est pas une chose aisée, car dépendants de certains paramètres (puissance à transporter, tension en ligne, distance sur laquelle s'effectue le transport). Ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux des matériaux et éléments entrants dans sa réalisation. Ainsi, le dimensionnement d'une ligne électrique aérienne doit répondre à certaines spécifications, ceci à travers la nature climatique de la région, la détermination des caractéristiques des conducteurs en ligne à utiliser, paramètres linéiques de la ligne.

Ces choix dépendent en général des considérations électriques et économiques. Le choix des conducteurs se base sur la détermination de leurs sections ; ce calcul de section se fait en vérifiant le courant nominal et la limite de chute de tension dans le conducteur. [1]

### **II.4 Etude Topographique**

Pendant que se déroule l'enquête de tracé dont l'aboutissement demande généralement plusieurs mois, il est de règle de commencer l'étude topographique de la ligne, une fois obtenu de l'administration le permis de pénétration. Cette étude topographique doit être faite par un géomètre averti, ayant une parfaite connaissance de la ligne à construire et des sujétions qu'entraîne son établissement. C'est pourquoi il est justifié à cet égard d'utiliser les services de construction de lignes électriques, plutôt que de confier ces études à des cabinets de géomètres qui, sauf exception, sont sans références particulières dans la spécialité.

L'objectif ici c'est de trouver un conducteur qui laisse passer le courant nominal, qui supporte la puissance de court-circuit et entraînant une chute de tension inférieure à la limite. [3]

### **II.5 Calcul de la section du conducteur**

Il existe plusieurs types de conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique. La plupart de ces conducteurs sont constitués de plusieurs torons (conducteurs cylindriques tordus) enroulés les uns contre les autres, appelés conducteurs toronnés. De tels conducteurs possèdent non seulement une plus grande flexibilité, mais aussi une grande résistance mécanique par rapport à un conducteur unique de même section. [2]

### II.5.1 Importance de calcul de la section sur le dimensionnement électromagnétique

Le calcul de la section dans le dimensionnement électromagnétique est essentiel pour assurer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité des systèmes électriques en garantissant que les conducteurs sont dimensionnés correctement pour supporter le courant électrique nécessaire soit risque de surchauffe.

### II.5.2 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  $P_{départ}$  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 :

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

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

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

$$I_N < I_{ADM} \quad (\text{II.2})$$

- $I_{ADM}$  : courant admissible dans le conducteur.

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 :

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

Avec :

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

Puis on calcule 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.

[1]

### II.5.3 Critère du courant de court-circuit

Nous déduisons directement ce courant de la formule donnant la puissance de court-circuit [1] :

$$I_{CC} = S_{CC} / (\sqrt{3} \cdot u) \quad (\text{II.4})$$

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

Tension phase/phase $U_n$ [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

Tableau (II.1) : Puissance et courant de court-circuit. [13]

Afin de trouver la section minimale permettant de supporter ce courant durant le temps  $t_{cc}$ , nous disposons de la formule suivante, où «  $a$  » est un facteur dépendant du type de matériau constituant

$$S^{\min} = \frac{I_{CC} \cdot \sqrt{t_{CC}}}{a} \quad (\forall t_{CC} < 5 \text{ secondes}) \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.5})$$

Avec :

- $S^{\min}$  : section minimale de court-circuit [ $\text{mm}^2$ ].
- $t_{CC}$  : temps de court-circuit [s].
- $a$  : facteur qui dépend du la nature du conducteur utilisé, spécialement son âme conductrice, ayant les valeurs suivantes [6] :

Type de matériau	$\alpha$
Cuivre	105,3
Aluminium	55,07
AMS (alliage Al, Mg, Si)	61,98
Alliage d'aluminium (Almélec)	76,4

Tableau (II.2) : Tableau donnant le facteur [6]

Cette nouvelle valeur du courant conduit alors au choix d'une nouvelle section normalisée (celle qui lui est juste supérieure).

### Remarque

Le cuivre est toujours supérieur à l'aluminium pour une même section, étant donné sa meilleure capacité à évacuer la chaleur.

#### II.5.4 Critère économique

La forme de la fonction coût de conducteur adoptée est la suivante :

$$T1(S) = A + (B \cdot S) + C/S \quad [€] \quad (II.6)$$

Où A est relatif aux fixes (installation, pièces et accessoires, etc.) [€] ,

B.S représente la partie du coût du câble qui est proportionnelle à la section 'S' [€/mm<sup>2</sup>] et

C/S reflète le coût d'actualisation et des pertes [€/mm<sup>2</sup>]. Les pertes sont inversement proportionnelles à la section car une plus grosse section entraîne des pertes Joule moins élevées.

#### [8]

Cette fonction est loin d'être parfaite mais, dans le cadre d'une première approche du problème, elle est suffisante.

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{N, T} \quad [mm^2] \quad (II.7)$$

Le facteur '3' permet de tenir compte des 3 phases ;

$\rho$  = résistivité du matériau conducteur (généralement AMS) à 75° [Ω/mm] ;

l = longueur de la ligne ;

$I_{N, T}$ , début de vie = courant nominal en début de vie de la ligne (en ampères) ;

P = prix du kWh de pertes, coût des pertes par kWh [€/kW.h].

$$f_{actu} = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (II.8)$$

Avec :

$$Q = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad (\text{II.9})$$

$$r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{1 + \frac{i}{100}} \quad (\text{II.10})$$

Où :

- $i$  : taux d'intérêt ;
- $a$  : augmentation annuelle de la puissance ;
- $b$  : pourcentage d'accroissement du prix du kWh ;

La section optimale du point de vue économique est donc celle pour laquelle la dérivée de cette fonction par rapport à  $S$  est nulle. Sa valeur peut être directement calculée par :

$$S_{ECO} = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.11})$$

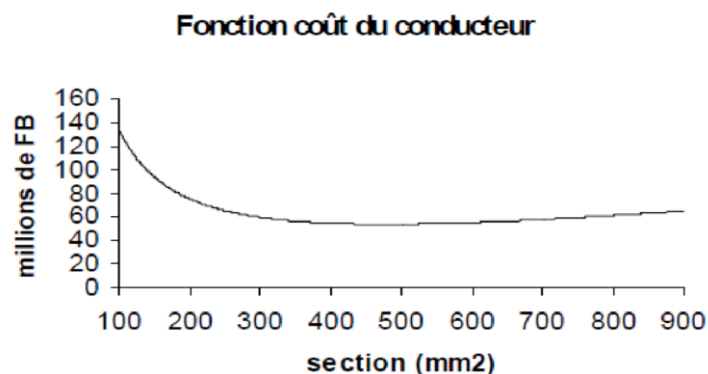


Figure (II.1) : Exemple de relation coût/section [4]

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 évaluerons également une section théorique qui minimiserait le coût global actualisé sur la durée de vie du la ligne. 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)... [4]. Après avoir calculé la section technique et économique, on doit choisir la plus grande section normalisée, selon le tableau II.3 suivant :

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

Tableau (II.3) : Caractéristiques des conducteurs (Alliage Aluminium, AMS) en fonction de la section. [4]

### II.5.5 Critère de la 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.

Afin de déterminer la chute de tension dans la ligne, nous nous basons sur le modèle classique suivant (schéma équivalent monophasé) [7] :

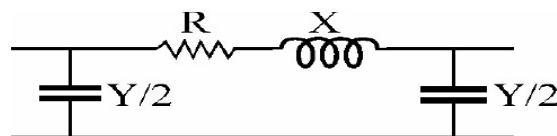


Figure (II.2) : Modèle simplifié d'une ligne électrique. [7]

Avec :

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

$$\frac{Y}{2} = \omega \cdot \frac{C}{2} \tag{II.13}$$

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 régnant le transport de puissance dans la ligne :

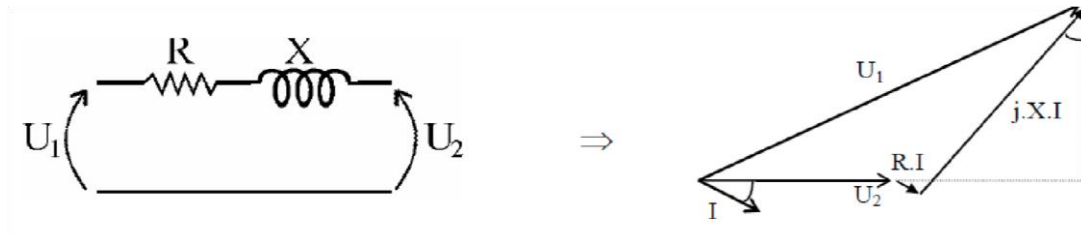


Figure (II.3) : Modèle réduit et représentation vectorielle. [8]

Un simple calcul nous donne la relation de la chute tension suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N}{U_N} \cdot (R'_{70^\circ\text{C}} \cdot l \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot l \cdot \sin(\varphi)) \quad [\%] \quad (\text{II.14})$$

$$I_N = \frac{P_{\text{départ}}}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos(\varphi)} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.15})$$

De cette formule on tire la relation :

$$R'_{70^\circ\text{C}} = \left( \frac{\Delta U}{U} \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_N} - X' \cdot l \cdot \sin(\varphi) \right) \cdot \frac{1}{l \cdot \cos(\varphi)} \quad [\Omega] \quad (\text{II.16})$$

Avec :

- $I_n$  : courant électrique de départ circulant dans la ligne [A],
- $U_n$  : tension nominale de service [kV],
- $R'_{70^\circ\text{C}}$  : résistance linéique de la ligne à  $70^\circ\text{C}$  [ $\Omega$ ],
- $X'$  : réactance inductive linéique de la ligne [ $\Omega$ ],
- $l$  : longueur de la ligne [km],
- $\varphi$  : angle de déphasage entre la tension et le courant,

Si la chute de tension vient à dépasser la limite imposée, il faut choisir une section normalisée plus grande, car celle-ci présentera une résistance plus faible. Nous referons les calculs jusqu'à obtenir une section satisfaisant aux trois critères techniques. [8]

A ce niveau, nous avons donc déterminé une section normalisée minimum permettant de satisfaire aux critères techniques.

## II.5.6 Courant admissible dans les conducteurs

### II.5.6 a. 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 [4] :

$$i(\theta_2) = \sqrt{\frac{W_C + W_R - W_I}{R}} \quad [A] \quad (II.17)$$

Où :

R est la résistance en courant alternatif à la température d'équilibre

$\theta_2$  et  $W_C, W_R, W_I$  sont donnés par les formules :

$$W_C = 8,55(\theta_2 - \theta_1) (v\phi)^{0,448} \quad (II.18)$$

$$W_R = \varepsilon\sigma\pi\phi(\theta_2^4 - \theta_1^4) \quad (II.19)$$

$$W_I = \alpha W_S \phi \quad (II.20)$$

Avec :

- $W_R$  : l'énergie dissipée par rayonnement ;
- $W_C$  : l'énergie dissipée par convection ;
- $W_I$  : l'énergie fournie par le rayonnement solaire.

Où :

- $\theta_2$  : température du conducteur ;
- $\theta_1$  : température ambiante ;
- $I_{ADM}$  : intensité du courant dans le conducteur ;
- R : résistance linéique du conducteur en courant alternatif à la température  $\theta_2$  ;
- $\phi$  : diamètre du conducteur ;
- W : énergie du rayonnement solaire ;
- $\alpha$  : coefficient d'absorption solaire ;
- v : vitesse du vent transversal ;
- $\varepsilon$  : pouvoir émissif par rapport au corps noir ;
- $\sigma$  : constante de Stefan =  $\frac{5,7.10^{-8} \text{ W}}{(\text{m}^2.\text{K}^4)}$

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. [5]

Les autres paramètres ou coefficients doivent être fixés à l'avance par des statistiques météorologiques ou des mesures faites en laboratoire.

La vitesse du vent est certainement le paramètre le plus difficile à choisir. Le vent influe beaucoup sur le résultat du calcul. Il paraît raisonnable de supposer que le vent le plus faible a une vitesse :

$$v = 1 \frac{m}{s} \quad (\text{II.21})$$

L'énergie maximale retenue pour le rayonnement solaire correspond à une valeur moyenne, en France :

$$W_s = 900 \text{ W/m}^2 \quad (\text{II.22})$$

$\alpha$ , le coefficient d'absorption solaire étant pris égal à 0,5, à la suite d'études effectuées en laboratoire.

Le pouvoir émissif par rapport au corps noir est compris entre la valeur de 0,3 correspondant au câble neuf et la valeur de 1 correspondant au corps noir ; on choisit :  $\alpha = 0.6$  (II.23)

En pratique, pour les lignes à 400 kV et à 225 kV, la température maximale de fonctionnement est fixée à 75 °C.

### II.5.6 b. Echauffement des conducteurs en régime de surcharge temporaire

L'équation permettant d'étudier les surcharges temporaires s'écrit :

$$\rho \cdot C \cdot \text{Sec} \cdot \frac{d\theta}{dt} + W_C + W_R + W_I = R \cdot i^2 \quad (\text{II.24})$$

Où différents termes ont déjà été définis en a), et où ' $\rho$ ' est la masse volumique du conducteur, en kg/m<sup>3</sup>, 'C' la chaleur spécifique, en J/kg. °C, et 'Sec' la section du conducteur, en m<sup>2</sup>.

### II.5.6 c. 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, les règles actuelles retiennent les valeurs du tableau (II.4) pour le calcul des intensités du courant, Des valeurs, par régions, pourraient éventuellement être utilisées. Le tableau (II.5) indique les intensités de courant admissibles, dans quelques câbles usuels, en hiver et en été. [5]

Dénomination des périodes saisonnières	Température ambiante maximale (°C)
Été	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.4) : Valeurs de la température ambiante retenues pour le calcul des intensités de courant. [5]

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	1320
Pétunia 612 (612R/AGS+ c/62 +19)	840	1080	1080	1270
Aster 1144(1144/AGS/91)	1280	1650	1750	2030
Aster 1600 (1600/AGS/127)	1530	1980	2170	2500

Tableau (II.5) : Intensités maximales de courant admissibles (en ampères) pour quelques câbles usuels. [5]

## II.6 Calcul des paramètres linéiques d'une ligne aérienne

Les facteurs importants dans la conception et l'exploitation d'une ligne de transmission électrique sont la détermination de la chute de tension, les pertes de puissance et du rendement de la ligne de transmission. Ces valeurs sont fortement influencées par les paramètres électriques  $R$ ,  $L$  et  $C$  de la ligne de transport d'énergie. Nous allons développer dans ce qui va suit des formules grâce auxquelles nous pouvons calculer les paramètres linéiques des lignes électriques. [9]

### II.6.1 Schéma équivalent d'une ligne électrique

Les lignes électriques possèdent des propriétés électriques communes malgré leur diversité. En effet, une ligne possède une résistance, une conductibilité, une réactance inductive et une réactance capacitive. Ces impédances sont réparties uniformément sur toute la longueur de la ligne (figure II.4).

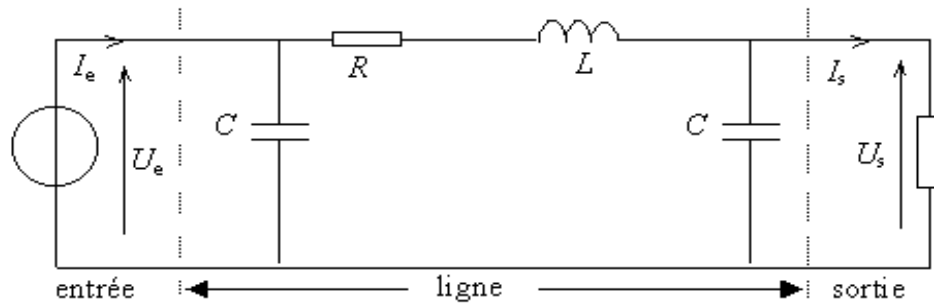


Figure (II.4) : Schéma équivalent d'une ligne électrique. [9]

R : Résistance linéique de la ligne ;

L : Inductance linéique de la ligne ;

C : Capacité linéique de la ligne ;

$I_e$  : Courant électrique d'entrée ;

$I_s$  : Courant électrique de sortie ;

$U_e$  : Tension d'entrée ;

$U_s$  : Tension de sortie ;

## II.6.2 Calcul des paramètres linéiques de la ligne électrique

### II.6.2.1 a) Résistance linéique d'une ligne

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,
- des effets particuliers tels que l'effet de peau.

### II.6.2.1 b) Résistance linéique en courant continu

La résistance Ohmique R, exprimée en ( $\Omega$ ), en courant continu, d'un conducteur homogène de longueur L (en m), de section uniforme S (en  $\text{mm}^2$ ) et de résistivité  $\rho$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ) est donnée par la formule classique suivante :

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad [\Omega] \quad (\text{II.25})$$

Les formulaires, ainsi que les prescriptions des organismes de normalisation indiquent généralement les valeurs de la résistivité des conducteurs à  $20^\circ\text{C}$  ( $\rho_{20}$ ) ou à  $0^\circ\text{C}$  ( $\rho_0$ ). Pour une autre température  $\theta$  comprise entre  $(-100)$  et  $(+100)$   $^\circ\text{C}$ , on calcule la valeur de la résistivité ( $\rho_\theta$ ) par la formule [II-26] :

$$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \quad [\Omega\text{mm}^2/\text{m}] \quad (\text{II.26})$$

Avec :

$\alpha$  : étant le coefficient de température de la résistivité à 20°C.

$$R_L = \frac{R}{L} \quad : \text{Résistance linéique en courant continu.}$$

**II.6.2.1 c) Résistance linéique en courant alternatif**

Considérons (figure II.5) un conducteur cylindrique de section circulaire pleine, de rayon  $r(m)$ , de résistivité  $\rho$  et de perméabilité magnétique  $\mu$ . [9]

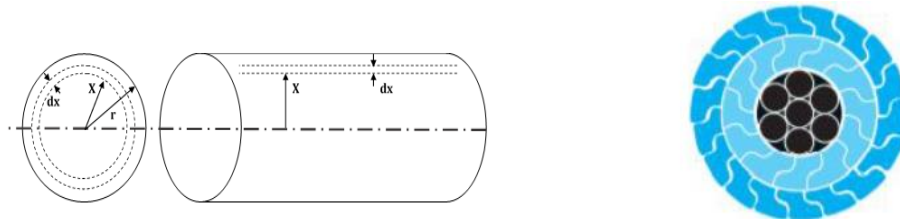


Figure (II.5) : Conducteur cylindrique. [9]

En courant alternatif, la résistance linéique est fonction de la température et de la fréquence (effet pelliculaire). Elle est proportionnelle à la résistance en courant continu [4] :

$$R_{AC} = K. R_{DC} \tag{II.27}$$

Où le coefficient de proportionnalité ‘K’ est donné par le tableau suivant, en fonction du facteur

$$x = 5,013246. 10^{-2}. \sqrt{\frac{f \cdot \mu}{R_{DC}}} \tag{II.28}$$

Avec ‘f’ la fréquence à laquelle nous voulons calculer, ‘ $R_{AC}$ ’, ‘ $\mu$ ’ la perméabilité magnétique relative du matériau (en pratique égale à l’unité sauf pour les matériaux ferromagnétiques) et ‘ $R_{DC}$ ’ La résistance en courant continu à la température à laquelle nous voulons calculer ‘ $R_{AC}$ ’.

$x$	$K$	$K'$	$x$	$K$	$K'$	$x$	$K$	$K'$	$x$	$K$	$K'$
0.0	1.00000	1.00000	2.9	1.28644	0.86012	6.6	2.60313	0.42389	17.0	6.26817	0.16614
0.1	1.00000	1.00000	3.0	1.31809	0.84517	6.8	2.67312	0.41171	18.0	6.62129	0.15694
0.2	1.00001	1.00000	3.1	1.35102	0.82975	7.0	2.74319	0.40021	19.0	6.97446	0.14870
0.3	1.00004	0.99998	3.2	1.38504	0.81397	7.2	2.81334	0.38933	20.0	7.32767	0.14128
0.4	1.00013	0.99993	3.3	1.41999	0.79794	7.4	2.88355	0.37902	21.0	7.68091	0.13456
0.5	1.00032	0.99984	3.4	1.45570	0.78175	7.6	2.95380	0.36923	22.0	8.03418	0.12846
0.6	1.00057	0.99966	3.5	1.49202	0.76550	7.8	3.02411	0.35992	23.0	8.38748	0.12288
0.7	1.00124	0.99937	3.6	1.52879	0.74929	8.0	3.09445	0.35107	24.0	8.74079	0.11777
0.8	1.00212	0.99894	3.7	1.56587	0.73320	8.2	3.16480	0.34263	25.0	9.09412	0.11307
0.9	1.00340	0.99830	3.8	1.60314	0.71729	8.4	3.23518	0.33460	26.0	9.44748	0.10872
1.0	1.00519	0.99741	3.9	1.64051	0.70165	8.6	3.30557	0.32692	28.0	10.15422	0.10096
1.1	1.00758	0.99621	4.0	1.67787	0.68632	8.8	3.37597	0.31958	30.0	10.86101	0.09424
1.2	1.01071	0.99465	4.1	1.71516	0.67135	9.0	3.44638	0.31257	32.0	11.56785	0.08835
1.3	1.01470	0.99266	4.2	1.75233	0.65677	9.2	3.51680	0.30585	34.0	12.27471	0.08315
1.4	1.01959	0.99017	4.3	1.78933	0.64262	9.4	3.58723	0.29941	36.0	12.98160	0.07854
1.5	1.02582	0.98711	4.4	1.82614	0.62890	9.6	3.65766	0.29324	38.0	13.68852	0.07441
1.6	1.03323	0.98342	4.5	1.86275	0.61563	9.8	3.72812	0.28731	40.0	14.39545	0.07069
1.7	1.04205	0.97904	4.6	1.89914	0.60281	10.0	3.79857	0.28162	42.0	15.10240	0.06733
1.8	1.05240	0.97390	4.7	1.93533	0.59044	10.5	3.97477	0.26832	44.0	15.80936	0.06427
1.9	1.06440	0.96795	4.8	1.97131	0.57852	11.0	4.15100	0.25622	46.0	16.51634	0.06148
2.0	1.07816	0.96113	4.9	2.00710	0.56703	11.5	4.32727	0.24516	48.0	17.22333	0.05892
2.1	1.09375	0.95343	5.0	2.04272	0.55597	12.0	4.50358	0.23501	50.0	17.93032	0.05656
2.2	1.11126	0.94482	5.2	2.11353	0.53506	12.5	4.67993	0.22567	60.0	21.46541	0.04713
2.3	1.13069	0.93527	5.4	2.18389	0.51566	13.0	4.85631	0.21703	70.0	25.00063	0.04040
2.4	1.15207	0.92482	5.6	2.25393	0.49764	13.5	5.03272	0.20903	80.0	28.53593	0.03553
2.5	1.17538	0.91347	5.8	2.32380	0.48086	14.0	5.20915	0.20160	90.0	32.07127	0.03142
2.6	1.20056	0.90126	6.0	2.39359	0.46521	14.5	5.38560	0.19468	100.0	35.60666	0.02828
2.7	1.22753	0.88825	6.2	2.46338	0.45056	15.0	5.56208	0.18822	$\infty$	$\infty$	0
2.8	1.25620	0.87451	6.4	2.53321	0.43682	16.0	5.91509	0.17649			

Tableau (II.6) : Facteur de proportionnalité entre  $R_{DC}$  et  $R_{AC}$  en fonction de la fréquence. [4]

### II.6.2.2 Inductance linéique d'une ligne

Une inductance (supposée linéaire) est toujours le quotient entre le flux magnétique embrassé par la boucle conductrice et le courant qui la parcourt. Chaque tronçon de ligne électrique est aussi soumis à un champ magnétique variable créé par le courant circulant dans les tronçons voisins. Il est donc le siège de phénomènes d'induction caractérisés par l'inductance ( $L_L$ ). [1]

Cette dernière dépend des éléments suivant :

- Le rayon de conducteur ;
- Le type de matériel du conducteur à utiliser (magnétique ou non magnétique) ;
- La distance entre les phases de la ligne ;
- Le nombre de conducteur par la phase de la ligne ;
- Le nombre de terna sur les supports ;

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 :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left( \frac{\mu_r}{4n} + \ln \frac{D}{r} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (\text{II.29})$$

Avec :

$N$  : nombre de conducteurs par faisceaux ;

$D$  : Distance entre les deux conducteurs [m] ;

$r$  : Rayon de chaque conducteur [m] ;

Le terme  $(\mu_r/4n)$  correspond à l'inductance intérieure, c'est à dire créée par le flux intérieur à chaque conducteur, et le terme  $(\ln(D/r))$  correspond à l'inductance extérieure  $n$ .

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 :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{D}{r} \quad [\text{H/m}] \quad (\text{II.30})$$

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.

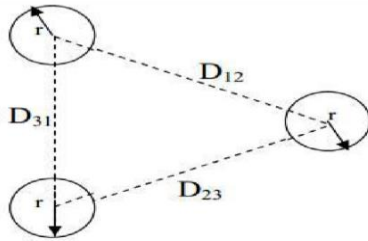


Figure (II.6) : Position en triangle des conducteurs [14]

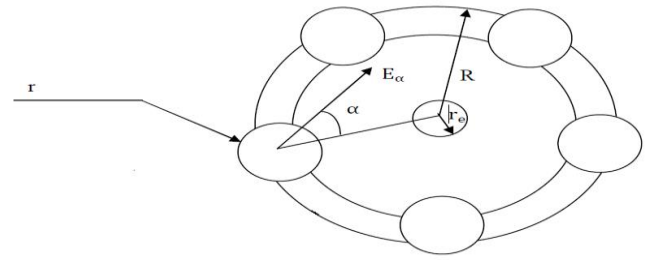


Figure (II.7) : Une phase en faisceau [14]

La distance moyenne inter conducteur vaut :

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

Le rayon moyen du faisceau de conducteurs vaut :

$$\text{GMR}_{\text{cond}} = R \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r}{R}} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.32})$$

Avec :

- R : Rayon de faisceau ;
- r : Rayon de conducteur élémentaire ;
- n : Nombre de conducteur élémentaire ;

L'expression de l'inductance linéique sera :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{\text{GMD}}{\text{GMR}_{\text{cond}}} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (\text{II.33})$$

### II.6.2.3 Réactance inductive linéique d'une ligne

Elle dépend de l'inductance linéique, de la longueur de la ligne et de la fréquence du courant alternatif, elle se calcule par la formule suivante :

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_L \quad [\Omega/\text{km}] \quad (\text{II.34})$$

Avec :

- $X_L$  : Réactance inductive de la ligne [ $\Omega/\text{Km}$ ] ;

### II.6.2.4 Capacité linéique d'une ligne

La capacité linéique est un paramètre qui peut dépendre des éléments suivants :

- Le rayon du conducteur ;
- La hauteur du conducteur au-dessus du sol ;
- La distance géométrique entre phases ;

- De la permittivité diélectrique du conducteur isolé ;

Pour la position de conducteur illustré sur la figure II.6, la capacité linéique de la ligne se calcule avec la formule suivante :

$$C_L = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{r_c}\right)} \quad [\text{F/m}] \quad (\text{II.35})$$

Avec :

$r_c$  : rayon équivalent du faisceau de conducteur [m].

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

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

### II.6.2.5 Réactance capacitive linéique d'une ligne

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

$$X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_L} \quad [\text{F/km}] \quad (\text{II.37})$$

## II.7 Effet Couronne des lignes haute tension

Effet couronne désigne l'ensemble des phénomènes liés à l'apparition d'une conductivité suite à l'ionisation d'un gaz entourant un conducteur porté à une haute tension. 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. [10]

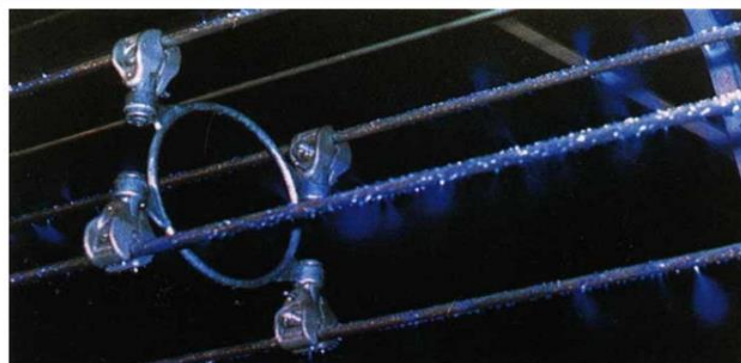


Figure (II.8) : Effet de couronne avec présence de petites saillies à la surface des conducteurs. [10]

## II.8 Champ superficiel émis par une ligne

De la façon la plus générale, le champ superficiel se calcule par le théorème de Gauss :

$$E = \frac{Q}{2\pi\epsilon_0 r} \quad (\text{V/cm}) \quad (\text{II.38})$$

Avec :

- $E(\text{V/cm})$  : champ superficiel,
- $Q(\text{c/m})$  : charge superficielle par unité de longueur,
- $r(\text{cm})$  : rayon du conducteur lisse équivalent,
- $\epsilon_0 = \frac{1}{36\pi 10^9}$  : est la permittivité du vide (ou de l'air) (F/m).

Cette expression montre bien que le calcul du champ électrique exige la connaissance de la répartition des charges électriques.

La relation générale que l'on emploie pour calculer les charges portées par les conducteurs d'une ligne multifilaire est l'équation matricielle suivante :

$$[Q] = [C] [V] \quad (\text{II.39})$$

Où :

- $[Q]$  et  $[V]$  : sont respectivement les matrices uni-colonnes des charges et des potentiels des conducteurs (le sol étant au potentiel nul).
- $[C]$  : est la matrice carrée des coefficients de capacité propre et mutuelle.

Pour déterminer  $[C]$ , on commence d'abord par calculer les coefficients de potentiel  $[P]$  de la ligne. Ces coefficients sont obtenus par application directe de la théorie des images. **[11]**

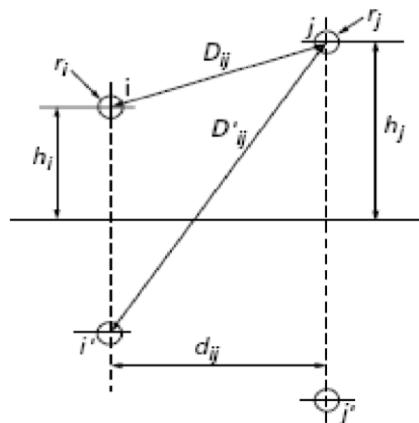


Figure (II.9) : Deux conducteurs au-dessus du sol et ses images. **[11]**

Les coefficients de potentiel s'écrivent :

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i} \quad (\text{II.40})$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \quad (\text{II.41})$$

Par inversion on en déduit enfin la matrice des capacités :

$$[C] = [P]^{-1} \quad (\text{II.42})$$

## II.9 Calcul du champ magnétique

Bien que moins souvent évoqué que le champ électrique, le champ magnétique est lui aussi un critère de dimensionnement des lignes aériennes. Son calcul est assez aisé. Nous ferons cependant plusieurs hypothèses, ce qui permettra de simplifier nos calculs sans pour autant générer des erreurs significatives.

Avant toute chose, nous devons faire l'hypothèse que l'analyse est conduite en considérons l'indépendance des champs électriques et magnétiques. **[11]**

La première loi fondamentale de la magnétostatique nous donne d'après le théorème d'ampère :

$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{l} = NI \quad (\text{II.43})$$

H : c'est le champ magnétique.

dl : élément élémentaire de longueur L.

Nous allons l'appliquer dans le cas du fil long et rectiligne parcouru par un courant donné I.

Considérons un cercle de contour (c), dans un plan perpendiculaire à l'axe du conducteur, centré sur celui-ci. Pour des raisons de symétrie, le champ magnétique H est constant tout au long du cercle.

Si le rayon de celui-ci est r, le champ magnétique sera donné par :

$$H = \frac{I}{2\pi r} \quad [\text{A/m}] \quad (\text{II.44})$$

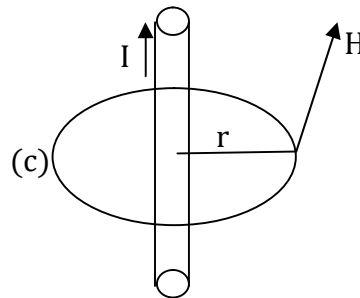


Figure (II.10) : circulation d'un champ magnétique le long d'une courbe fermée. **[11]**

## II.10 Calcul du Champ d'Induction Magnétique B

Le champ d'induction magnétique B traduit l'effet du déplacement des charges électriques **[12]**. Si un courant constant traverse un conducteur électrique de longueur élémentaire dl, on écrit localement la loi de Biot et Savart :

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \oint \frac{Idl \times \vec{\mu}}{r^2} \quad (\text{II.45})$$

Avec :

dl : longueur du circuit soumis au courant I, orienté dans le sens de I ;

$r$  : distance de l'élément  $dl$  au point d'expression de l'induction  $dB$ , portée par le vecteur  $u$  (vecteur unité allant de  $dl$  vers le point d'expression de  $dB$ ) ;  
 $\mu_0$  : Perméabilité magnétique du vide ( $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ ), L'induction s'exprime en Tesla.

## II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné les principales formules qui permettent d'établir un dimensionnement correct et les différentes contraintes qui interviennent sur les lignes aériennes, parmi eux les contraintes physiques qui nous amènent aux calculs des différents paramètres qui constituent la ligne (résistance, inductance, capacité, conductance), et le choix de la section optimale qui repose sur le calcul des critères techniques (courant nominale, courant de court-circuit, et la chute de tension).

## CHAPITRE III

# Dimensionnement mécanique des Lignes HTA/HTB

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons au dimensionnement mécanique d'une ligne aérienne haute tension. Le calcul des contraintes mécanique (portées, flèche maximale, hauteur du conducteur...etc.) de la ligne dépend de plusieurs facteurs, climatique et atmosphérique. Notre étude consiste préalablement estimer ces contraintes en tenant compte de ces facteurs dans le but d'avoir un dimensionnement mécanique correcte de la pour une ligne électrique.

Nous devons d'abord déterminer le poids équivalent et l'angle d'inclinaison des chaînes de suspension des câbles en s'appuyant sur deux hypothèses ' $H_1$ ' et ' $H_2$ ' (respectivement été et hiver). Nous déterminerons ensuite la portée critique que nous comparerons avec la portée moyenne. En fonction du résultat de cette comparaison, nous déterminerons, parmi ' $H_1$ ' et ' $H_2$ ', quelles sont les conditions météorologiques qui imposent les contraintes mécaniques les plus importantes sur notre portée. Nous en tirerons alors la constante «  $K$  » de l'équation d'état (dite de Blondel). Une fois cette constante obtenue, nous pourrons déterminer la tension mécanique dans les câbles quel que soient les paramètres météorologiques. Nous déterminerons ensuite la flèche maximale et la hauteur d'accrochage des conducteurs, la longueur de la chaîne de suspension et les distances phase/phase et phase/terre.

Les calculs des tensions et des flèches de pose aux différentes températures ont pour but :

- Le respect du facteur de sécurité et de surcharges dans les conditions prévues.
- Vérification des distances réglementaires à la flèche maximale.
- Calcul des efforts exercés par les conducteurs sur le support.

### III.2 Grandeurs du dimensionnement mécanique des lignes électriques aériennes

Le dimensionnement des lignes électrique est fonction de la tension de ligne, du nombre de circuits, du type de conducteurs et de la configuration des circuits. La forme géométrique la plus juste des conducteurs suspendus entre deux pylônes peut être décrite comme elle représente la figure III.1.



*Figure (III.1) : Conducteurs de phases entre pylônes. [1]*

Le dimensionnement mécanique des lignes aériennes consiste principalement à déterminer, en fonction de l'environnement climatique, les efforts appliqués aux différents éléments de l'ouvrage (câbles, supports, matériels d'armement, massifs de fondations). Les efforts sont de deux types :

- Les efforts appliqués en permanence, en l'absence de conditions météorologiques défavorables ; ils proviennent du poids propre des éléments de l'ouvrage et de la tension mécanique des câbles ;
- Les efforts « occasionnels » engendrés par un vent violent, par une température très basse tendant les câbles conducteurs ou par des dépôts de givre ou de neige sur les câbles et les pylônes. Ces efforts occasionnels peuvent être très importants dans des situations extrêmes (tempête, chute de neige collante, pluie verglaçante, grands froids) ; ils sont souvent prépondérants dans le dimensionnement des lignes ; puis qu'ils conditionnent principalement le coût. Le concepteur avant d'établir le dimensionnement mécanique, doit donc connaître sur les conditions climatiques des régions traversées. [1]

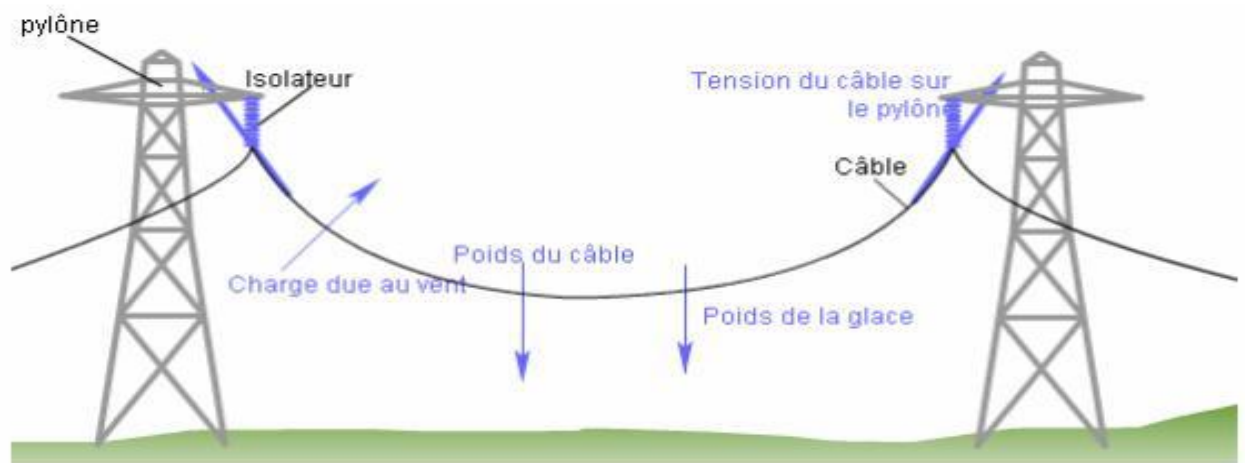


Figure (III.2) : Effort mécanique sur une ligne électrique. [1]

### III.3 Hypothèses climatiques pour le dimensionnement mécanique

#### III.3.1 Impact des conditions climatiques

Dans l'établissement d'un projet de ligne, le concepteur doit disposer des conditions climatiques à prendre en compte dans son calcul. Les températures, l'action du vent et les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige. Ces conditions vont nous permettre de calculer l'angle d'inclinaison que font les conducteurs par rapport à la verticale suite à l'effet du vent (ce sont les angles  $\Psi$ ), ainsi que le poids équivalent que devront supporter les chaînes d'isolateurs. En pratique, quelques hypothèses climatiques suffisent pour calculer correctement les lignes. Elles schématisent les situations extrêmes suivantes [1] :

- **Vent** : Des vents forts peuvent causer des vibrations excessives sur les conducteurs, ce qui peut entraîner leur usure prématurée et des ruptures.
- **Givre** : La formation de givre sur les conducteurs peut augmenter leur poids et réduire leur résistance à la rupture.
- **Températures extrêmes** : Les températures extrêmes, qu'elles soient chaudes ou froides, peuvent affecter la capacité de transport des lignes HTA. En effet, la chaleur provoque une dilatation des conducteurs, ce qui peut entraîner leur affaissement, tandis que le froid peut les rendre plus fragiles.
- **Tempêtes** : avec leurs vents violents, leurs chutes de neige et de grêle, constituent une menace importante pour les lignes HTA (haute tension aérienne). Elles peuvent causer des dommages importants au réseau électrique, entraînant des coupures de courant, des dégâts matériels et des risques pour la sécurité des personnes.

### III.3.2 Hypothèses climatiques concernant le vent

#### III.3.2.1 Hypothèse de tempête (hypothèse A)

Les pressions de l'hypothèse A sont produites approximativement par un vent de 100 km/h soit (28.5 m/s). Dans les zones exceptionnellement ventées, les pressions à considérer sont celles énoncées précédemment multipliées par 1.33. On distingue trois niveaux de sévérité :

- La zone à vent normal (ZVN) correspond à la plus grande partie du territoire.
- La zone à vent fort (ZVF) correspond certaines régions montagneuses particulièrement ventées.
- La zone à haute pression de vent (HPV) est utilisée :
  - pour les portées de grande hauteur, notamment les traversées des estuaires ou des fleuves ouverts à la circulation maritime ;
  - pour les ouvrages implantés sur certains sites montagneux très exposés, tels que les arêtes séparant deux vallées.

Le tableau III.1 indique les pressions sur les câbles retenues par l'Arrêté technique pour les lignes HTA et HTB et les vitesses de vent correspondant à ces pressions pour les trois niveaux de sévérité.

Niveaux de sévérité	Pression sur les câbles (Pa)	Vitesse approximative du vent (km/h)	Vitesse approximative du vent entraînant la ruine de l'ouvrage (km/h)
Vent normal (ZVN)	480	110	150
Vent fort (ZVF)	640	125	170
Haute pression de vent (HPV)	720	160	> 200

Tableau (III.1) : Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent. [1]

#### III.3.2.2. Hypothèse de vent faible associé à une température basse (hypothèse B)

Considérant une température très basse ; à la température minimale de la zone avec un vent horizontal créant sur les lignes aériennes les pressions suivantes [3] :

- Conducteurs et câbles de garde : **180 Pa**
- Surfaces planes des supports : **300 Pa**

- Éléments cylindriques des supports : **180 Pa**

L'action d'une température basse est contraignante pour les portées courtes, alors que celle d'un grand vent est contraignante pour les portées longues.

Éléments de la ligne aérienne	Lignes BT		Lignes HTA et HTB		Cas particuliers des lignes HTB
	Zone à vent normal ZVN (Pa)	Zone à vent fort ZVF (Pa)	Zone à vent normal ZVN (Pa)	Zone à vent fort ZVF (Pa)	Zone à haute pression de vent HPV (Pa)
HYPOTHÈSE A Conducteurs et câbles de garde	360	480	480	640	720
Cornières	750	1 000	1 000	1 330	2 000
Poteaux cylindriques	300	400	400	530	720
Surfaces planes des poteaux	750	1000	1000	1330	2000
Éléments cylindriques des supports de diamètre Ø inférieur ou égal 15 cm	(540-12) Ø	(720-16) Ø	(720-16) Ø	(960-21,3) Ø	(1440-32) Ø
Éléments cylindriques des supports de diamètre Ø supérieur à 15 cm	360	480	480	640	960
HYPOTHÈSE B Surfaces planes des supports	225	225	300	300	
Surfaces cylindriques des supports	135	135	180	180	

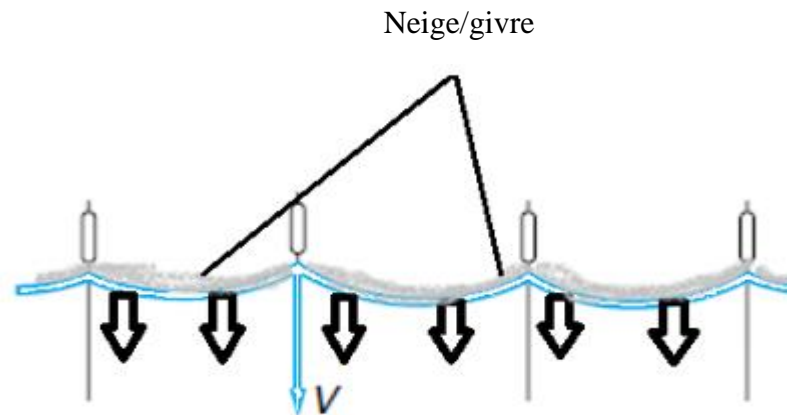
Tableau (III.2) : Récapitulatif (Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent). [3]

### III.3.2.3 Hypothèses climatiques concernant le givre

Il y a lieu d'en tenir compte dans les calculs justificatifs des dépôts de givre qui peuvent se produire sur les ouvrages. On va considérer deux hypothèses :

### a) Hypothèse de givre uniforme

Tous les conducteurs sont entourés d'un manchon uniforme de givre.



V: Effort vertical.

Figure (III.3) : Givre uniforme.

### b) Hypothèse de givre dissymétrique

Dans les conditions de température et de vent définies dans l'hypothèse de givre uniforme, on suppose que la surcharge des câbles n'est pas la même des deux côtés d'un support.

L : Effort horizontal longitudinal (dans le sens parallèle à la ligne).

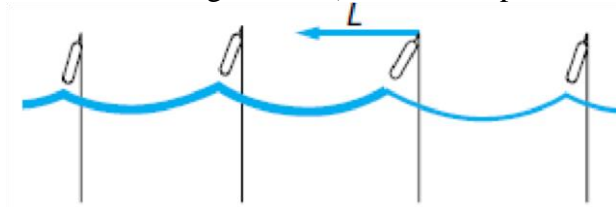


Figure (III.4) : Givre dissymétrique.

Adopte les hypothèses indiquées ci-après, pour une température minimale de la zone (valeurs données pour les lignes aériennes HTB). [3]

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/dm<sup>3</sup>**. 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 :

- Altitude entre 0 et 500 m  $\Rightarrow$  givre 0 kg/m ;
- Altitude entre 500 et 1000 m  $\Rightarrow$  givre 2 kg/m ;

- Altitude entre 1000 et 1500 m ⇒ givre 4 kg/m ;
- Altitude entre 1500 et plus ⇒ givre 6 kg/m.

Le tableau III.3 indique les surcharges correspondant aux différents degrés de sévérité et les surcharges minimales imposées par l'Arrêté technique de 1991.

Hypothèses	Ligne aériennes HTA		Ligne aériennes HTB	
	Surcharge uniforme (kg/m)	Surcharge dissymétrique (1) (kg/m)	Surcharge uniforme (cm)	Surcharge dissymétrique (2) (cm)
Givre léger	3	3-1,5	2	2-0
Givre moyen	5	5-3	4	4-2
Givre lourd	8	8-5	6	6-4
Surcharge minimale (Arrêté technique du 2 avril 1991)	1	1-0	2	2-0

Tableau (III.3) : Hypothèses de givre. [8]

• **Hypothèses de rupture**

Elle est représentative de la rupture d'un câble. Dans le cas d'un faisceau, on n'envisage la rupture que d'un seul câble. Elle est représentative, également, de l'effort de torsion pouvant solliciter les supports, lorsque les charges de givre, de verglas ou de neige sont inégales sur les différents conducteurs ou ne sont situées que sur une seule phase. [1]



Figure (III.5) : Rupture d'un conducteur. [1]

• **Hypothèse été :**

$$X_{été} = \sqrt{\frac{\frac{T_{max} - T_{canicule}}{E \cdot S} - \alpha \cdot (\theta_{canicule} - \theta_{été})}{\left(\frac{P_{été}}{T_{max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [m] \quad (III.1)$$

• **Hypothèse hiver :**

$$X_{hiver} = \sqrt{\frac{\frac{T_{max} - T_{canicule}}{E \cdot S} - \alpha \cdot (\theta_{canicule} - \theta_{hiver})}{\left(\frac{P_{hiver}}{T_{max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [m] \quad (III.2)$$

- **Hypothèse canicule :**

$$X_{\text{critique}} = T_{\text{max}} * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_{\text{hiver}} - \theta_{\text{été}})}{p_{\text{éqété}}^2 - p_{\text{éqhiver}}^2}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.3})$$

### III.4 Définition des éléments géométriques du calcul mécanique

#### a- La portée

La portée (a) est une distance horizontale exprimée en mètre qui est comprise entre deux supports consécutifs.

#### b- 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 de conducteurs qui sont généralement pris 55 °C, c'est le cas considéré comme le plus défavorable. [4]

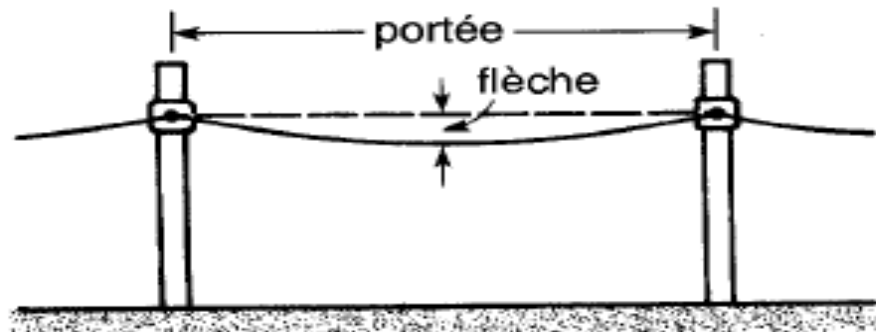


Figure (III.6) : flèche et portée d'une ligne. [1]

### III.5 Calcul mécanique de la ligne HT

#### III.5.1 Calcul du poids équivalent et de l'angle d'inclinaison

Le calcul du poids équivalent du conducteur et l'angle d'inclinaison nécessite la considération des conditions géographique et climatique du milieu. [5]

#### III.5.2 Angle d'inclinaison ( $\Psi$ )

L'angle d'inclinaison du conducteur par l'action du vent est déterminé par la formule :

$$\Psi = \arctg\left(\frac{F}{p}\right) \quad [^\circ] \quad (\text{III.4})$$

Avec :

$\Psi$  : angle d'inclinaison [ $^\circ$ ] ;

$p$  : poids linéique du conducteur avec graissage [N/m] ;

$F$  : effort du vent [N/m].

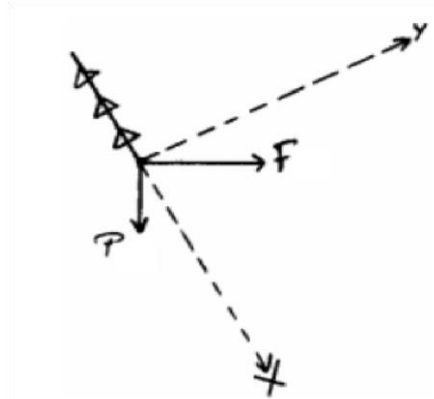


Figure (III.7) : Efforts appliqués sur l'extrémité de câble conducteur. [3]

**a- Effort du vent  $F$  :**

$$F = C_x \cdot q \cdot d \quad (\text{III.5})$$

- $C_x$  : coefficient de trainée du conducteur ;
- $d$  : diamètre extérieur du conducteur en [mm] ;
- $q$  : pression dynamique du vent en [Pa] qu'on déduit de la pression dynamique de base ; c'est-à-dire :

$$q = f_c \cdot q_b \quad \text{Ou} \quad q_{base} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot V_{vent}^2 \quad (\text{III.6})$$

$$q_b = \frac{\vartheta V^2}{2g} \quad (\text{III.7})$$

- $\vartheta$  : poids spécifique de l'air = 1,2 [kg/m<sup>3</sup>] ;
- $g$  : accélération de la pesanteur = 9,81 [m/S<sup>2</sup>] ;
- $V$  : vitesse du vent qui est fonction de la hauteur que se trouve le conducteur [m/S].

$f_c$  : facteur correctif sur le calcul de la pression dynamique du vent.

Les valeurs de ce facteur « $f_c$ » sont :

- Pour le calcul de l'effort du vent sur les supports, traverses, isolateurs :
  - 0.8 pour le vent horizontal maximum normal ;
  - 1.6 pour le vent horizontal maximum exceptionnel ;
- Pour le calcul de l'effort du vent sur les conducteurs actif, de garde et de terre :
  - Pour les portées inférieures à 100 m :
    - 0.7 pour le vent horizontal normal ;
    - 1.4 pour le vent horizontal exceptionnel ;
  - Pour les portées supérieures à 100 m :
    - 0.5 pour le vent horizontal normal ;
    - 1 pour le vent horizontal exceptionnel ;

#### b- Le poids linéique du conducteur $p$ :

$$p = (\text{Masse conductrice} + \text{Masse de graisse}). g \quad (\text{III.8})$$

Hauteur au-dessus du sol [m]	Vitesse du vent [m/s]	Pression dynamique de base ( $q_b$ ) [Pa]
Jusque 25	35	750
de 25 à 50	36,6	800
de 50 à 75	37,27	850
de 75 à 100	38,36	900
de 100 à 125	39,41	950
de 125 à 150	40,43	1000
de 150 à 175	41,43	1050
de 175 à 200	42,21	1100

Tableau (III.4) : Vitesse du vent et pression dynamique en fonction de la hauteur. [9]

#### III.5.3 Poids équivalent

Le poids équivalent du conducteur pour 1 km (figure III.7) est déterminé par la formule suivante [5] :

$$P_{\text{équivalent}} = p \cdot \cos(\Psi) + F \cdot \sin(\Psi) \quad [\text{N/m}] \quad (\text{III.9})$$

$p$  : Poids linéique du conducteur [N/m]

Il faut calculer les angles d'inclinaison et les poids équivalents pour chaque condition ETE, HIVER, CANICULE.

	$\Psi$ [ $^{\circ}$ C]	$P_{\acute{e}q}$ [N/m]
Cas général	$\Psi = \tan^{-1} \left[ \frac{F}{P} \right]$	$P_{\acute{e}q} = P \cos(\Psi) + F \sin(\Psi)$
Hypothèse été	$\Psi_1 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{\acute{e}té}}{P} \right]$	$P_{\acute{e}q \acute{e}té} = P \cos(\Psi_1) + F_{\acute{e}té} \sin(\Psi_1)$
Hypothèse hiver	$\Psi_2 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{hiver}}{P} \right]$	$P_{\acute{e}q hiver} = P \cos(\Psi_2) + F_{hiver} \sin(\Psi_2)$
Hypothèse canicule	$\Psi_3 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{canicule}}{P} \right]$	$P_{\acute{e}q canicule} = P \cos(\Psi_3) + F_{canicule} \sin(\Psi_3)$

Tableau (III.5) : L'inclinaison  $\psi(\Psi)$  et le poids équivalent  $P_{\acute{e}q}$  pour les quatre hypothèses. [8]

### III.5.4 Portée critique et constante « $K$ »

Pour chaque type de conducteur, il existe une portée critique en dessous de laquelle l'hypothèse hiver sera plus défavorable, tandis qu'au-dessus ce sera l'hypothèse été qui conduira aux contraintes les plus élevées. Cette portée critique se calcule à l'aide de l'équation d'état (dite de Blondel) en exprimant que les tensions dans le conducteur doivent être égales pour les deux hypothèses en utilisant la tension maximale admissible, c'est-à-dire un tiers de la tension de rupture [6]. L'équation de Blondel ou équation de changement d'état est exprimée comme suit:

$$\frac{P_{\acute{e}quivalent}^2 \cdot a^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = K \quad (III.10)$$

Avec :

$a$ : Portée moyenne [m] ;

$\alpha$  : Coefficient de dilatation thermique [ $^{\circ}$ C $^{-1}$ ] ;

$T = T_{max}$  : l'effort de traction maximal admissible [N] ;

$\theta$ : Température [ $^{\circ}$ C] ;

$K$ : Constante dont on va déterminer au paragraphe suivant ;

$E$ : Module de Young [N/mm $^2$ ] ;

$S$ : Section du conducteur [mm $^2$ ].

Ceci donne un paramètre «  $K$  » adimensionnel.

### III.5.5 Portée critique

La portée critique est obtenue en égalisant l'équation d'état de l'hypothèse Hiver à celle de l'été, d'où on a [6] :

$$\frac{P^2_{\text{équivalent,été}} \cdot a^2_{\text{critique}}}{24 \cdot T_{\text{max}}^2} - \frac{T_{\text{max}}}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta_{\text{été}} = \frac{P^2_{\text{équivalent,hiver}} \cdot a^2_{\text{critique}}}{24 \cdot T_{\text{max}}^2} - \frac{T_{\text{max}}}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta_{\text{hiver}} \quad (\text{III.11})$$

Donc :

$$a_{\text{critique}} = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot T_{\text{max}}^2 \cdot (\theta_{\text{été}} - \theta_{\text{hiver}})}{P^2_{\text{équivalent,été}} - P^2_{\text{équivalent,hiver}}}} \quad (\text{III.12})$$

Avec :  $\alpha_x = 1/3 T_{\text{rupture}}$  (imposé par le R.G.I.E : Règlement Général Belge sur les Installations Electriques).

### III.5.6 Constante K

K est déterminé par l'équation de Blondel :

$$K = \frac{P^2_{\text{équivalent}} \cdot a^2}{24 \cdot T_{\text{max}}^2} - \frac{T_{\text{max}}}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta \quad (\text{III.13})$$

Si  $a < a_{\text{critique}}$  : on calcul K avec le poids équivalent et la température de l'hypothèse Hiver.

Si  $a > a_{\text{critique}}$  : on calcul K avec le poids équivalent et la température de l'hypothèse Eté.

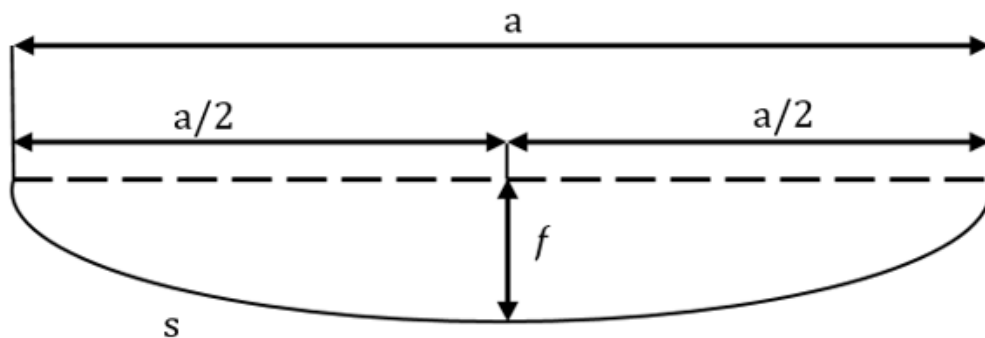


Figure (III.8) : La portée (a) et La flèche (f) d'un conducteur. [2]

### III.6 Calcul de la flèche maximale et hauteur des conducteurs

La valeur de la flèche maximale est obtenue en prenant en considération les paramètres climatiques de l'hypothèse CANICULE ( $H_3$ ) [6]. On doit déterminer en premier la tension qui règne dans notre portée à partir de cette équation :

$$\frac{P^2_{\text{équivalent,canicule}} \cdot a^2}{24 \cdot T_{\text{canicule}}^2} - \frac{T_{\text{canicule}}}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta_{\text{canicule}} = K \tag{III.14}$$

$$-\frac{T_{\text{canicule}}^3}{E \cdot S} - (K + \alpha \cdot \theta_{\text{canicule}}) \cdot T_{\text{canicule}}^2 + \frac{P^2_{\text{équivalent,canicule}} \cdot a^2}{24} = 0 \tag{III.15}$$

C'est une équation du 3<sup>ème</sup> degré à 1 inconnue " $T_{\text{canicule}}$ ", qui admet deux solutions complexes et une solution réelle mais on ne prend que la solution réelle. La flèche maximale est donnée par la formule :

$$f_{\text{max}} = \frac{P_{\text{équivalent,canicule}} \cdot a^2}{8 \cdot T_{\text{canicule}}} \tag{III.16}$$

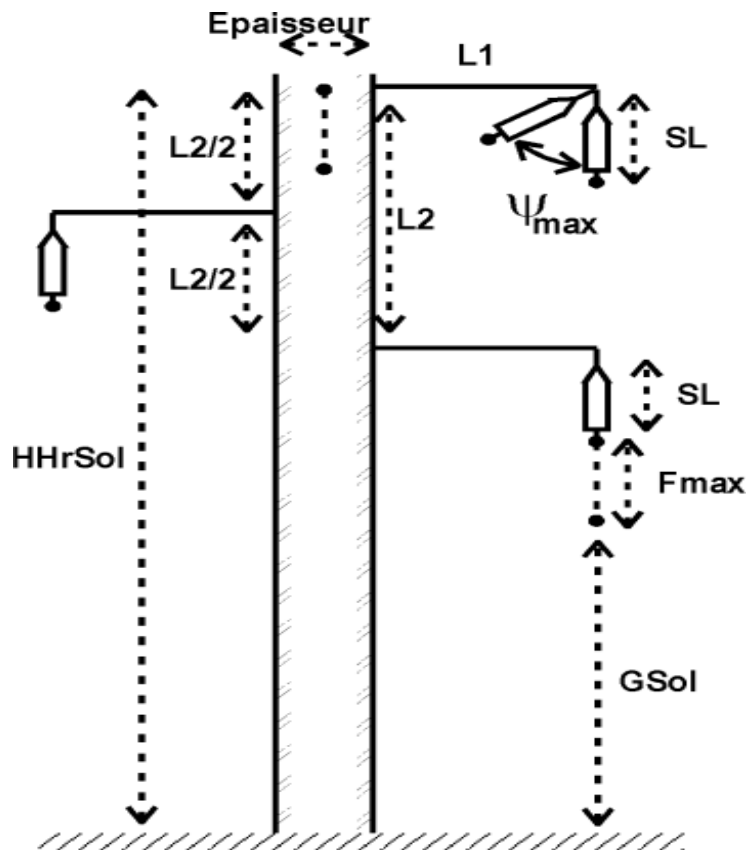


Figure (III.9) : Support modèle triangle. [1]

### III.6.1 Calcul de garde au sol

La Garde au sol (G sol) signifie la hauteur en dessous de laquelle un conducteur ne peut passer trouver. Sa valeur est déterminante pour le calcul de la hauteur des supports. Le tableau II.15 ci-dessous donne en fonction de la tension de la ligne et la nature du terrain la distance

minimale entre le conducteur et le sol.

		Distance verticale	Distance directe
Ligne à basse tension	conducteur, câble aérien, conducteur de terre	6 m	5 m
Ligne ordinaire à haute tension dans des régions impraticables, non carrossables	conducteur	6 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	6 m	5 m
Ligne ordinaire à haute tension dans d'autres régions	conducteur	7 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	7 m	5 m
Ligne à grandes portées à haute tension	conducteur	7,5 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	7,5 m	5 m

s = 0,01 m par kV de tension nominale.

Tableau (III.6) : Dégagement minimal en fonction du type de tension et de la nature du terrain. [10]

Ensuite la longueur L1 est définie avec l'espacement horizontal entre la phase et le pylône :

$$L1 = E_{H \text{ horizontale}} \times \cos(\psi_{MAX}/2) \quad [m] \quad (III.17)$$

Tandis que pour L2, nous devons considérer à la fois la distance phase/ phase et la distance phase/terre :

$$L2 = \max(E_{H \text{ verticale}} ; SL + E_N) \quad [m] \quad (III.18)$$

### a) La hauteur hors de sol

La hauteur hors de sol se calcule avec la formule suivante :

$$HHrSol = G_{sol} + f_{max} + SL + L2 \quad (III.19)$$

### III.6.2 Hauteur minimale des conducteurs

La hauteur du conducteur dépend généralement de la topographie du milieu environnant. Mais toutefois, il y a une hauteur minimale  $H_{min}$  que le conducteur doit respecter. Il s'agit ici donc de la hauteur minimale du conducteur la plus basse. [6]

On a :

$$H_{min} = f_{max} + \text{Garde du sol} + \text{majoration} \quad [m] \quad (III. 20)$$

La garde du sol est une hauteur de base donnée (de l'ordre de 6 m et 7 m). La majoration est une distance verticale qui est fonction de la tension nominale  $U_N$  :

- Pour  $U_N < 50$  kV       $majoration = 1$  [m]
- Pour  $U_N > 50$  kV       $majoration = 1 + \frac{U_N - 50}{100}$

On peut aussi calculer pour le pylône qui bénéficie de fondations la profondeur d'enfouissement pour toute tension supérieure à 1 kV :

$$Profondeur = \frac{H_{min}}{10} + 1 \quad [m] \quad (III.21)$$

Avec un maximum de 3 m.

### III.6.3 Distance phase/phase et phase/terre

La distance phase/phase et phase/terre sont des valeurs minimales qui assurent le bon isolement du conducteur.

### III.6.4 Distance phase/phase

Cette distance se calcule à partir de cette formule :

$$D_{PP} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{max} + L_{chaîne}} \quad (III.22)$$

Où :

$U_N$  : la tension nominale [kV] ;

$CFI$  : coefficient qui dépend de la nature du conducteur ;

$f_{max}$  : la flèche maximale [m] ;

$L_{chaîne}$  : la longueur de la chaîne d'isolateur [m].

### III.6.5 Distance phase/Neutre

La distance verticale minimale entre phase et neutre est donnée par la formule :

$$D_{PN} = \frac{U_N}{150} \quad [m] \quad (III. 23)$$

$D_{PN}$  : est une distance verticale.

### III.7 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension

Il y a deux méthodes pour déterminer la longueur de chaîne d'isolateur. La première est la règle de bonne pratique et la deuxième est une méthode développée par le service de TDEE (ULg).



Figure (III.10) : La chaîne d'isolateur. [6]

### III.7.1 Règle de bonne pratique

Cette méthode consiste à savoir approximativement le nombre d'assiettes qui compose la chaîne d'isolateur en connaissant la valeur de la tension nominale d'une ligne. De ce fait, on a trouvé une corrélation empirique pour déterminer le nombre d'assiettes pour une ligne qui est donné par le tableau suivant [III-6] :

Tension $U_N$ [kV]	Nombre d'assiettes
15	1 à 2
90	5 à 6
120	6 à 7
150	7 à 8

Tableau (III.7) : Nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension. [11]

### III.7.2 Méthode développée par le service de TDEE (ULg)

Nous déterminons d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre « BIL » et finalement la longueur de fuite "théorique" « $L_f$ » qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger la ligne de façon correcte [6]. En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir attribuer une valeur à la tension de contournement « $\beta$ » [cm/kV<sub>PP</sub>] (tableau III.7).

	Zones de pollution			
	I	II	III	
Salinité	7	20	80	[kg/m <sup>3</sup> ]
Niveau	faiblement polluée	moyennement polluée	fortement polluée	
Localisation	majeure partie du territoire	zones éloignées de quelques kilomètres du bord de mer ou des industries	bord de mer et proximité d'industries	
$\beta$	1,48	1,83	2,34	[cm/kV]

Tableau (III.8) : Salinité et tension de contournement en fonction du niveau de pollution. [9]

### III.7.2.1 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL »

Cette méthode, fait intervenir d'autres critères de dimensionnement (en plus de la tension nominale). Nous avons, d'une part, la tension la plus élevée admissible par le matériel  $U_M$  et, d'autre part, la tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » (basic insulation level).

Les normes C.E.I ont établi le tableau III.8. [7]

	Tension nominale de la ligne [kVeff]	Tension la plus élevée pour le matériel $U_M$ [kVeff]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kVcrête]
Classe A : $1 \leq U_M \leq 52$	3	3,6	40
	6	7,2	60
	10	12	75
	15	17,5	95
	20	24	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_M \leq 300$	50	52	250
	70	72,5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	220	245	750

Tableau (III.9) : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre. [9]

### III.7.2.2 Ligne de fuite des isolateurs

La longueur de la ligne de fuite des isolateurs se calcule par la formule :

$$L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta \quad [\text{mm}] \quad (\text{III.24})$$

### III.7.2.3 Choix de la chaîne d'isolateurs

Nous déterminons le 'BIL' (à partir de  $U_N$ , tableau III.8), le niveau de pollution (définit la valeur de ' $\beta$ ') et l'effort de traction maximal ' $T_{max}$ ' auquel la chaîne sera soumise.

- Nous considérons d'abord des assiettes de type « standard ». En fonction de l'effort de traction ' $T_{max}$ ' que la chaîne devra supporter, nous choisissons, parmi les modèles d'assiettes convenant [6], celui de pas le plus petit parmi la liste proposée au tableau III.9.

- En se référant au tableau III.10, nous déterminons le nombre ' $N_1$ ' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.

- Nous déterminons le nombre ' $N_2$ ' en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (\text{III.25})$$

- Comparant  $N_1$  et  $N_2$ , si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs ' $N_1$ ' et ' $N_2$ '. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et avons recours à des assiettes de type « antifog ». Ces dernières sont surdimensionnées au point de vue de la ligne de fuite par rapport aux assiettes « standard ». Dans ce cas, nous recommençons le calcul en se basant sur les tableaux III.11 et III.12.

- Une fois les caractéristiques de pas et masse de l'assiette ainsi que le nombre d'assiettes déterminées, nous pouvons calculer la longueur «  $L_{chaîne}$  » et le poids de la chaîne d'isolateurs. Soit ' $N$ ' le nombre final de notre chaîne d'isolation.

La longueur totale de la chaîne d'isolation est donnée par la formule :

$$L_{chaîne} = N \cdot \text{Longueur d'une assiette} \quad [\text{m}] \quad (\text{III. 26})$$

La masse totale de la chaîne d'isolation est donnée par la formule :

$$M_{chaîne} = N \cdot \text{masse d'une assiette} \quad [\text{m}] \quad (\text{III. 27})$$

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

Tableau (III.10) : Caractéristiques d'assiette standard. [9]

Type standard	Pas [mm]			
	127	146	170	195
Nombre d'assiettes	BIL [kV]			
2	190	190	205	225
3	260	270	285	315
4	320	340	360	405
5	380	410	440	495
6	435	480	520	580
7	490	550	600	665
8	550	620	675	745
9	615	690	755	830
10	675	760	835	910
11	735	830	915	990
12	795	900	990	1070

Tableau (III.11) : BIL vs. Nombre d'assiettes (standard). [9]

Type antifog	Effort en tête					
	100	120	160	210	240	300
Caractéristiques d'une assiette	F100P/146	F120P/146	F160P/170	F210P/170	F240P/170	F300P/195
Pas [mm]	146	146	170	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	445	445	545	530	530	690
Masse [kg]	5,6	6,7	8,5	9,5	10,4	15,2

Tableau (III.12) : Caractéristiques d'assiettes antibrouillard. [9]

Type antifog	Pas [mm]		
	146	170	195
Nombre d'assiettes	BIL [kV]		
2	235	270	280
3	320	370	390
4	390	450	495
5	465	540	600
6	545	625	700
7	620	710	810
8	695	800	910
9	775	890	1015
10	855	980	1120
11	935	1070	1230
12	1015	1170	1340

Tableau (III.13) : BIL vs. Nombre d'assiettes (Antifog). [9]

### III.8 Conclusion

L'étude mécanique pour les lignes aériennes, traite les différentes parties à savoir les supports avec le calcul des efforts qu'ils subissent, les flèches qui dépendent des hypothèses de calcul (condition climatique), les portées (été, hiver, critique)...etc. Ainsi que la tension mécanique avec laquelle le conducteur est soumis par les pylônes qui doivent être inférieure à la tension de rupture. Ces paramètres constituent un ensemble de critères à respecter pour bien dimensionner la ligne électrique.

## CHAPITRE IV

Calcul D'une jonction triphasée HTA et HTB

## **IV.1 Introduction**

Le calcul de section et le calcul des paramètres mécaniques des lignes haute tension sont essentiels pour garantir la fiabilité, l'efficacité... du réseau électrique, ainsi que pour se conformer aux réglementations en vigueur. Ce chapitre est consacré pour un calcul des paramètres électriques et mécaniques d'une ligne électrique avec deux niveau de tension HTA et HTB sous le programme MATLAB.

## **IV.2 Organigramme de calcul**

Pour notre étude combinée en électromagnétisme et mécanique, nous avons établi un organigramme détaillé qui résume notre parcours de dimensionnement électromagnétique et mécanique pour guider nos calculs.

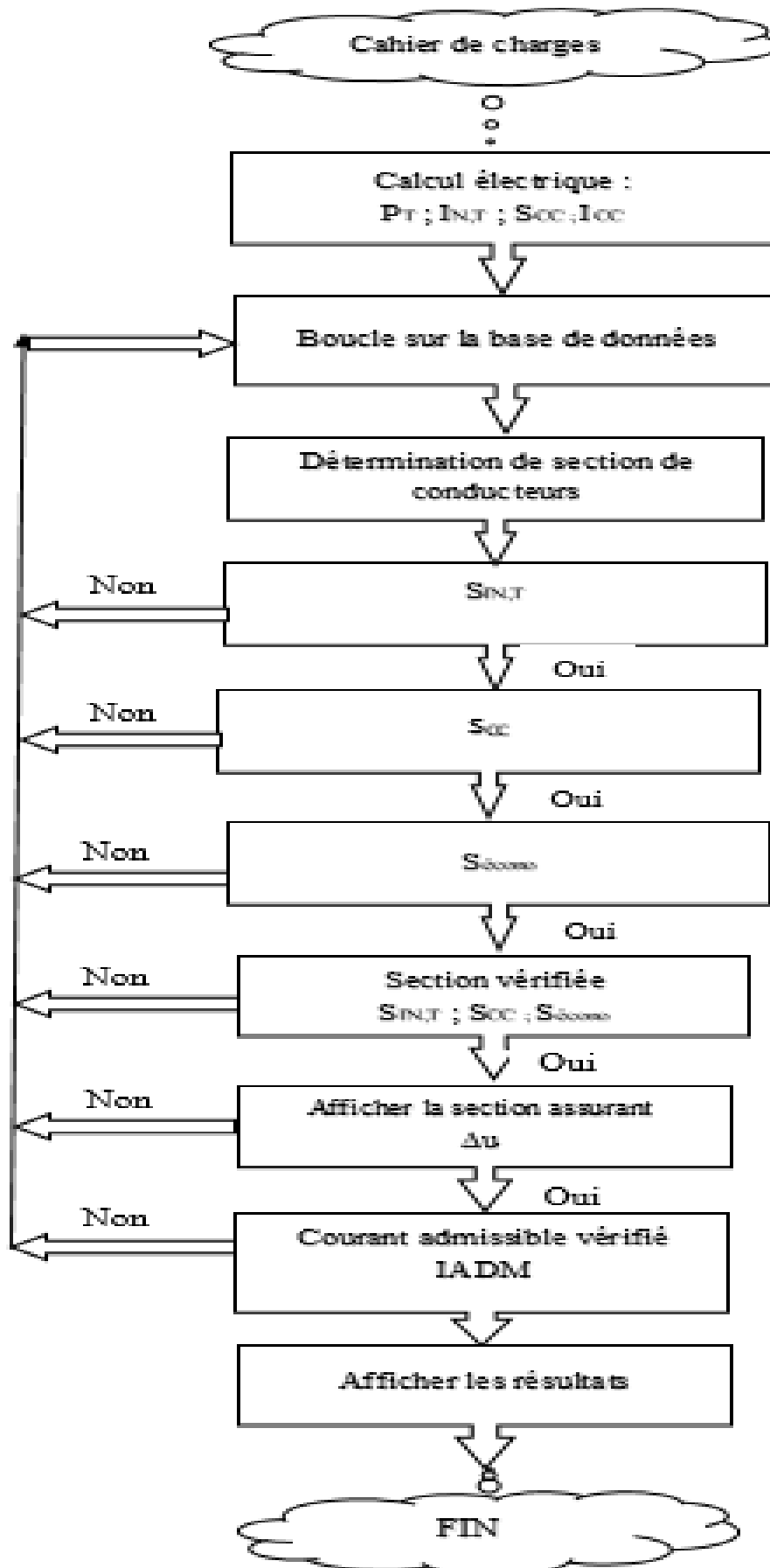


Figure (IV.1) : Organigramme électrique

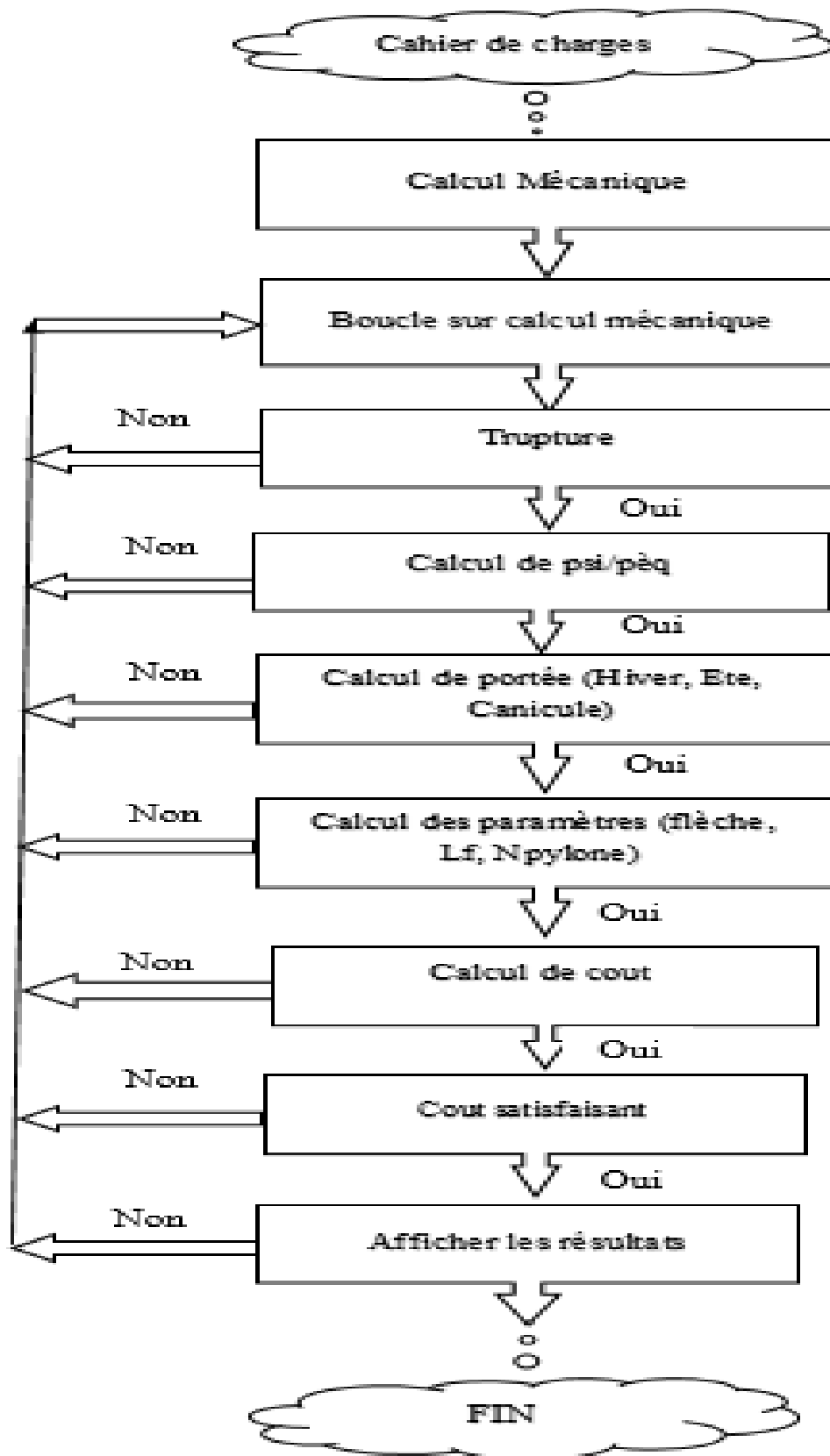


Figure (IV.2) : Organigramme mécanique

### IV.3 Cahier de charge de la jonction triphasée

Les caractéristiques de la ligne électrique à calculer sont illustrées :

<b>Cahier de charges de la ligne électrique</b>		
	<b>HTB</b>	<b>HTA</b>
Puissance active à transporter (MW)	6	10
Tension nominale (kV)	225	36
Facteur de puissance (cos)	0,9	0.9
Longueur de la ligne (km)	84	35
Puissance de court-circuit (MVA)	2000	
Temps de court-circuit (s)	0,5	
Chute de tension admissible (%)	5	
Utilisation de pleine charge (heures)	4000	
<b>Données économiques</b>		
Taux d'actualisation (%)	20	
Augmentation annuelle de la puissance (%)	3	
Augmentation annuelle du prix de kWh (%)	2	
Nombre d'années d'utilisation (an)	20	
<b>Données géographiques</b>		
Pourcentage de pylône d'alignement (%)	80	
Pourcentage de pylône d'arrêt (%)	10	
Pourcentage de pylône d'angle(%)	10	
Angle de pylône d'angle (degré)	30	
<b>Données climatiques</b>		
Hypothèse été	Température : +15 °C Vent : force maximal normal	
Hypothèse hiver	Température :-15°C Vent : force réduite	
Hypothèse canicule	Température : +70°C Vent : sans vent	

Tableau (IV.1) : Données de la jonction triphasée

### IV.4 Présentation de résultat de calcul

Nous avons obtenus des résultats pour les deux dimensionnements électromagnétiques et mécaniques HTA et HTB suite à un calcul qui était effectué sous le logiciel MATLAB.

- Pour  $U_n=225$  KV (HTB)

Paramètres électriques	Cuivre torsadé	Aluminium torsadé	AMS torsadé	AMS lisse
$I_{AD}$ [A]	541,97	741,47	713,53	749,07
$I_N$ [A]	561,30	561,30	561,30	561,30
$S_{nomI_N}$ [mm <sup>2</sup> ]	288	228	228	228
$S_{nomCC}$ [mm <sup>2</sup> ]	206,82	395,47	351,38	351,38
$S_{éco}$ [mm <sup>2</sup> ]	509,66	1178,95	1324,88	1324,88
$R_{service}$ [ $\Omega$ /Km]	0,041	0,028	0,032	0,032
$R_{20}$ [ $\Omega$ /Km]	0,034	0,024	0,026	0,026
Diam [mm]	27,47	38,74	41,07	41,01

Tableau (IV.2) : Résultats de calcul électrique HTB

Paramètres mécaniques et physiques	Résultats de calcul
péq été [N/m]	19,42
péq hiver [N/m]	14,49
péq canicule [N/m]	12,42
péq everyday [N/m]	12,42
X critique [m]	469,91
X moyenne [m]	406,25
X hiver [m]	406,25
X été [m]	326,65
T canicule [N]	25656,42
T été [N]	46000,84
T hiver [N]	47850
T max [N]	47850
$f_{max}$ [m]	9,99
Longueur T <sub>conducteur</sub> [Km]	252,68
$R_{service}$ [ $\Omega$ /Km]	0,0873
Type d'isolateur	F70 /127
Pas d'un isolateur [mm]	127
Nombre d'assiette	12
$L_f$ [mm]	3840
SL [mm]	1524
Masse de la chaine [Kg]	42
Tenue au choc foudre [kN]	750
$H_{min\ sol}$ [m]	20,24
$E_{phphHoriz}$ [m]	3,91
$E_{phN}$ [m]	1,5
$G_{sol}$ [m]	7,5
HHsol [m]	22,93
Profondeur pylone [m]	3,02
Nombre de pylônes	207
$H_{pylone}$ [m]	26,59

Diamètre [m]	27,45
$E_{max}$ [kVeff/cm]	85.22

Tableau (IV.4) : Résultats de calcul mécanique et magnétique HTB

- Pour  $U_n = 36$  KV (HTA)

Paramètres électriques	Cuivre torsadé	Aluminium torsadé	AMS torsadé	AMS lisse
$I_{AD}$ [A]	390,51	435,30	416,95	451,31
$I_N$ [A]	321,83	321,83	321,83	321,83
$S_{nomI_N}$ [mm <sup>2</sup> ]	95	95	95	95
$S_{nomCC}$ [mm <sup>2</sup> ]	70,22	134,27	119,30	119,30
$S_{éco}$ [mm <sup>2</sup> ]	149,85	346,64	389,55	389,55
$R_{service}$ [ $\Omega$ /Km]	0,139	0,097	0,109	0,109
$R_{20}$ [ $\Omega$ /Km]	2,022	1,952	1,523	1,523
Diam [mm]	19,60	27,45	24,85	24,85

Tableau (IV.3) : Résultats de calcul électrique HTA

Paramètres mécaniques et physiques	Résultats de calcul
péq été [N/m]	16,91
péq hiver [N/m]	12,21
péq canicule [N/m]	10,17
péq everyday [N/m]	10,17
X critique [m]	426,51
X moyenne [m]	170
X hiver [m]	170
T canicule [N]	13304,21
T été [N]	30881,40
T hiver [N]	39316,66
T max [N]	39316,66
$f_{max}$ [m]	2,76
Longueur T <sub>conducteur</sub> [Km]	105,13
$R_{service}$ [ $\Omega$ /Km]	0,097
Type d'isolateur	F70 /127
Pas d'un isolateur [mm]	127
Nombre d'assiette	2
$L_f$ [mm]	640
SL [mm]	254
Masse de la chaîne [Kg]	7
Tenue au choc foudre [kN]	170
$H_{min sol}$ [m]	8,76

$E_{ph_{Horiz}}$ [m]	1,58
$E_{phN}$ [m]	0,24
$G_{sol}$ [m]	6
$HH_{rsol}$ [m]	10,59
Profondeur pylone [m]	1,85
Nombre de pylônes	206
$H_{pylone}$ [m]	12,88
Diamètre [m]	24,85
$E_{max}$ [kVeff/cm]	45,10

Tableau (IV.4) : Résultats de calcul mécanique et magnétique HTA

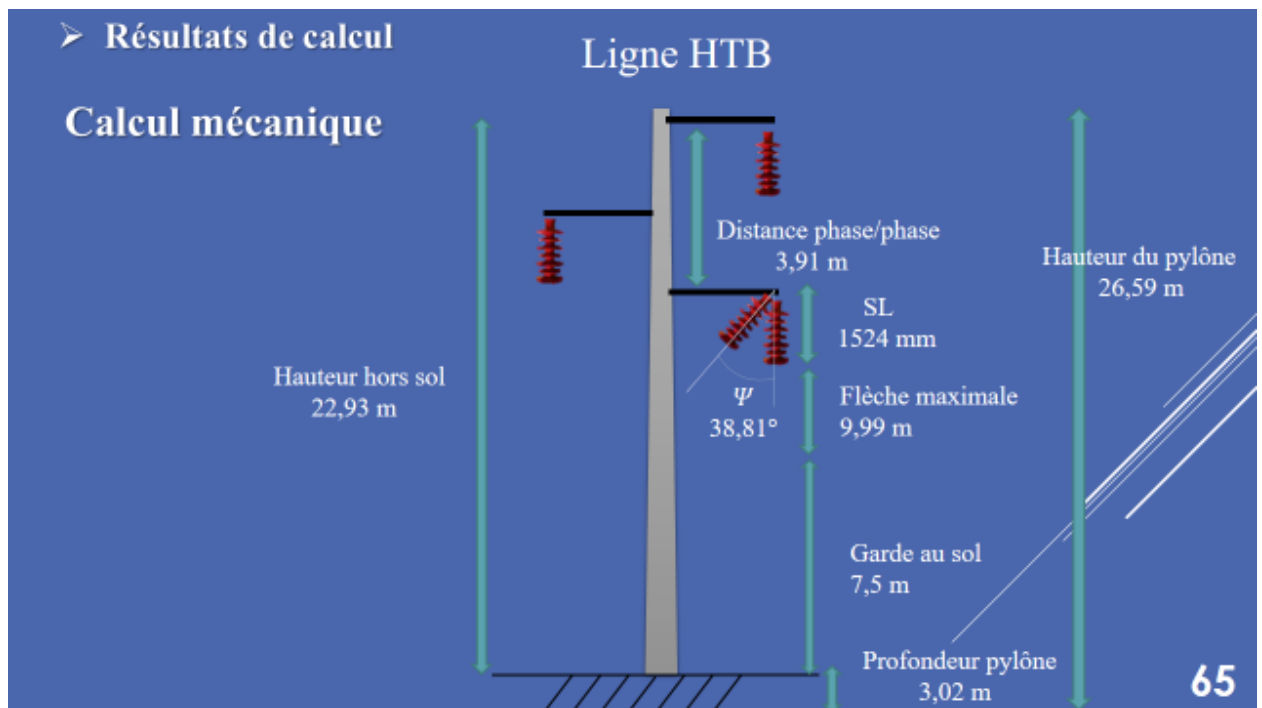


Figure (IV.3) : Résultats de calcul ligne HTB

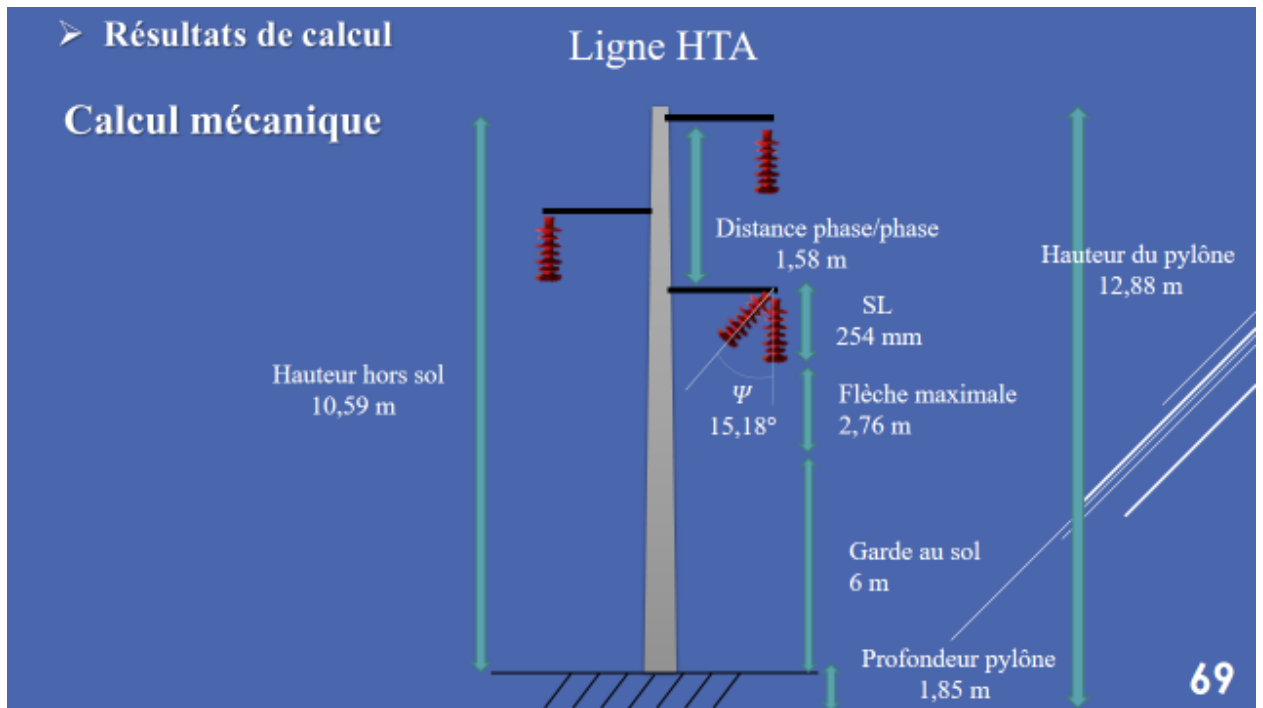


Figure (IV.4) : Résultats de calcul ligne HTA

### IV.5 Niveaux des champs électriques et magnétiques générés par la ligne

- Pour  $U_n=225$  KV (HTB)

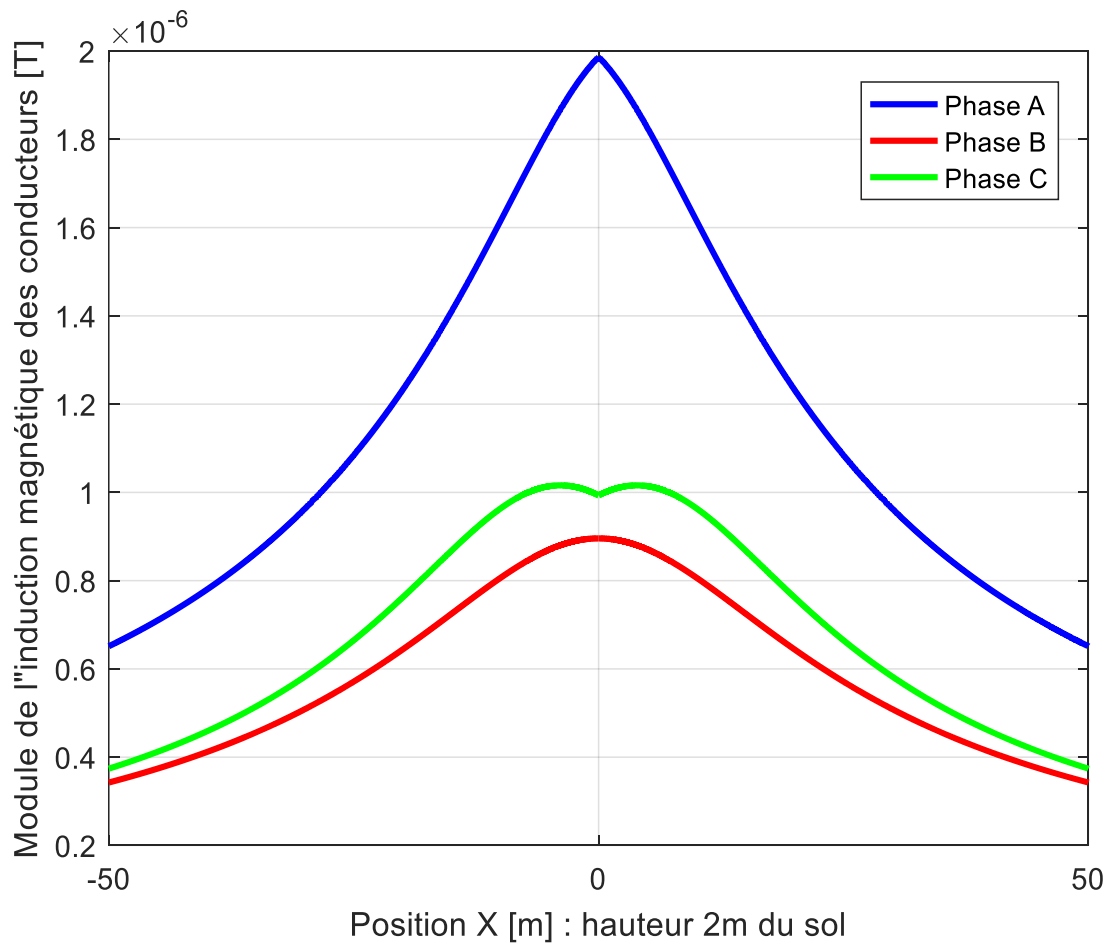


Figure (IV.5) : Diagramme d'induction magnétique (T)

La figure (IV.5) montre l'allure du champ magnétique a 2m au-dessus du sol, on remarque que le champ magnétique au niveau de sol (hauteur moyenne phase B) vaut environ  $0,9 \mu\text{T}$ , tandis que le champ magnétique pour la phase C est de  $1 \mu\text{T}$ , a la phase A cette valeur devienne  $2 \mu\text{T}$ , le champ maximale est situé à la dernière phase, le champ magnétique est maximale au niveau de centres des phases  $X=0$ , à partir de ce point le champ décroît latéralement jusqu'à  $0,65 \mu\text{T}$  pour la phase A et  $0,39 \mu\text{T}$  pour la phase C et  $0,38 \mu\text{T}$  pour la phase B, et que ces valeurs maximales sont inferieures par rapport à la valeur moyenne de l'induction magnétiques qui est de  $30\mu\text{T}$ .

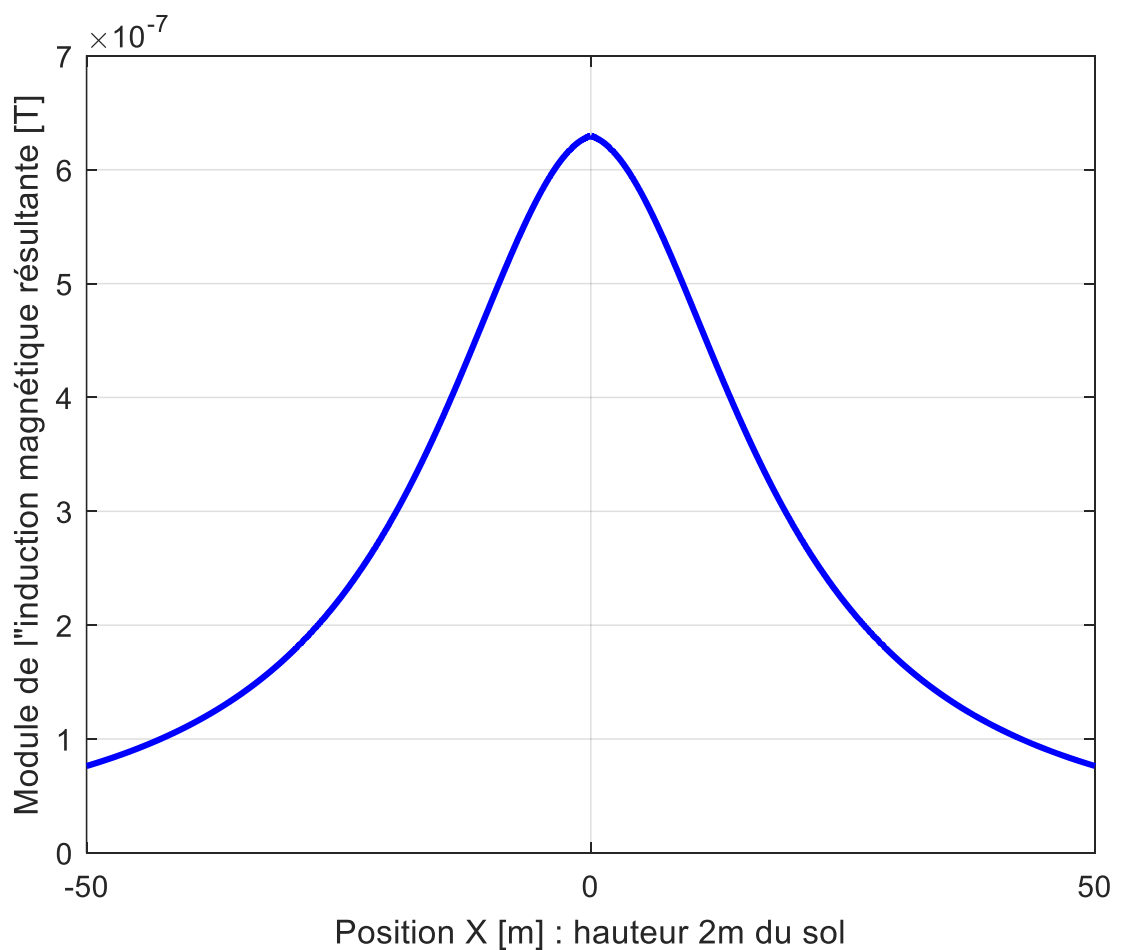


Figure (IV.6) : Diagramme de l'induction magnétique résultante (T)

La figure (IV.6) représente la variation longitudinale de l'induction magnétique, on remarque que la portée tandis que le champ magnétique au niveau de sol est de  $(0,80 \times 10^{-7})$  T, au niveau de la flèche l'induction magnétique peut atteindre jusqu'à  $(6,3 \times 10^{-7})$  T. L'influence de la flèche est remarquable pour les valeurs du champ magnétique surtout au niveau de la flèche  $X=0$ , on remarque que le champ magnétique devient très important.

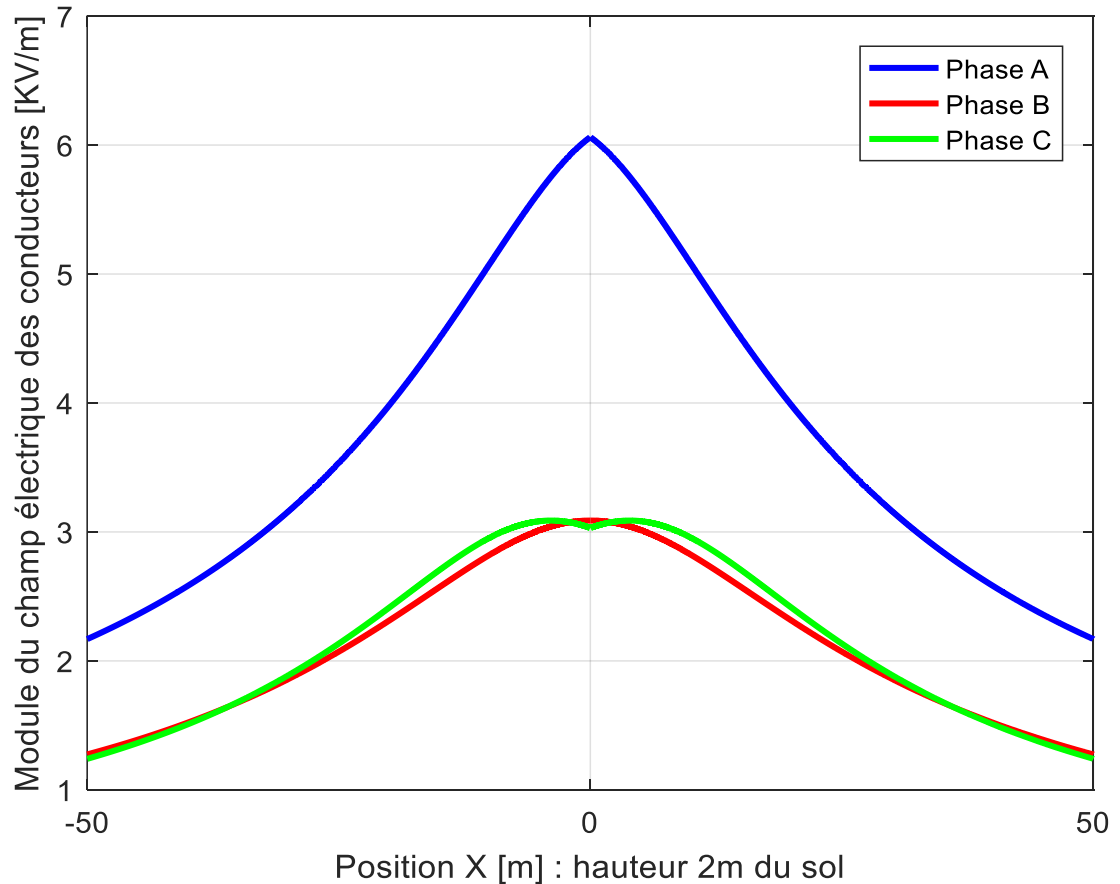


Figure (IV.7) : Diagramme du champ électrique des conducteurs (KV/m)

La figure (IV.7) montre l'allure de champ électrique à 2m au-dessus de sol, on remarque que le champ électrique au niveau de sol d'une ligne sans flèche (ligne parabolique) est de 3 KV/m au voisinage de pylône, au niveau de la flèche  $x=0$  cette valeur devient 6 KV/m, le champ maximum est situé au milieu de centre de phase B, à partir ce point le champ décroît latéralement de manière continue pour atteindre à une distance de 50 m à la valeur 2,1 KV/m.

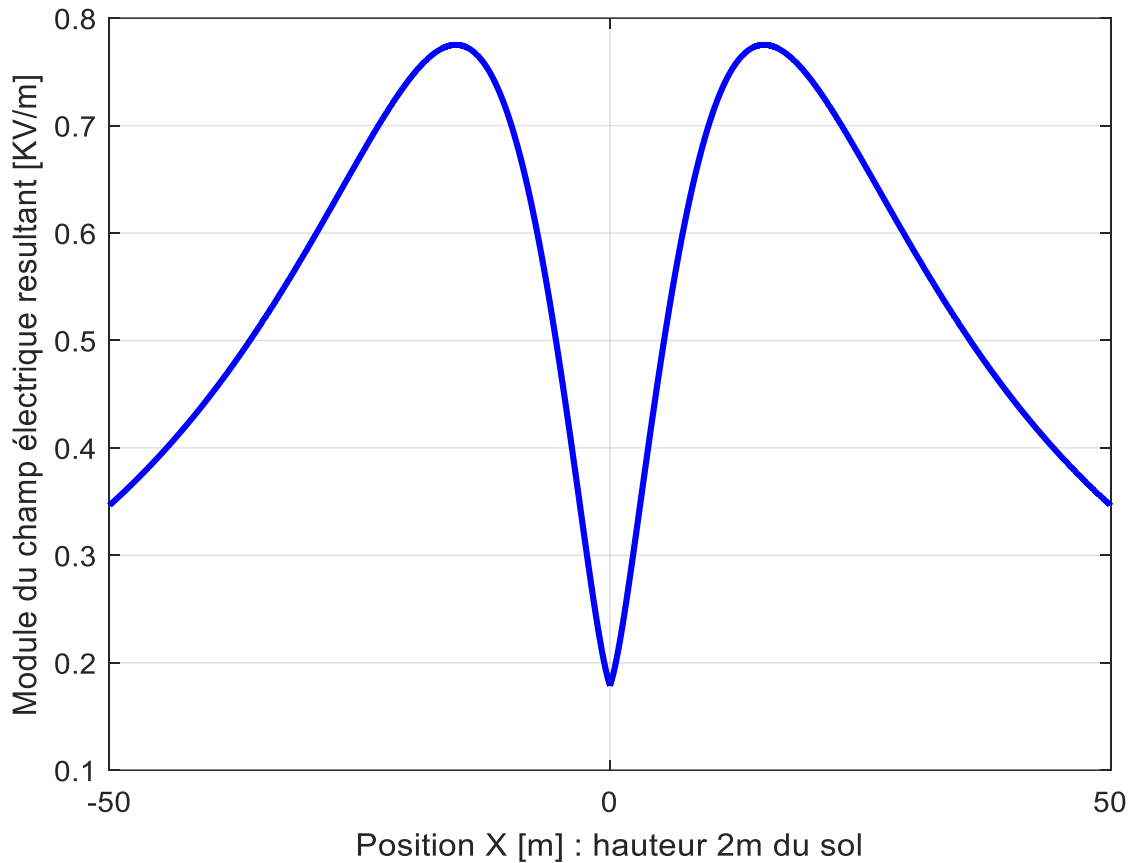


Figure (IV.8) : Diagramme du champ électrique résultant (KV/m)

La figure (IV.8) montre l'allure de champ électrique a 2m du sol, on remarque que le champ au niveau de sol est de 0,35 KV/m, puis l'allure augmente jusqu'au atteindre une valeur de 0,75 KV/m. Au niveau de  $X=0m$ , le champ prend la valeur minimale qui est de 0,19 KV/m, ces valeurs sont inférieures aux valeurs moyennes (30KV/m).

- Pour  $U_n=36$  KV (HTA)

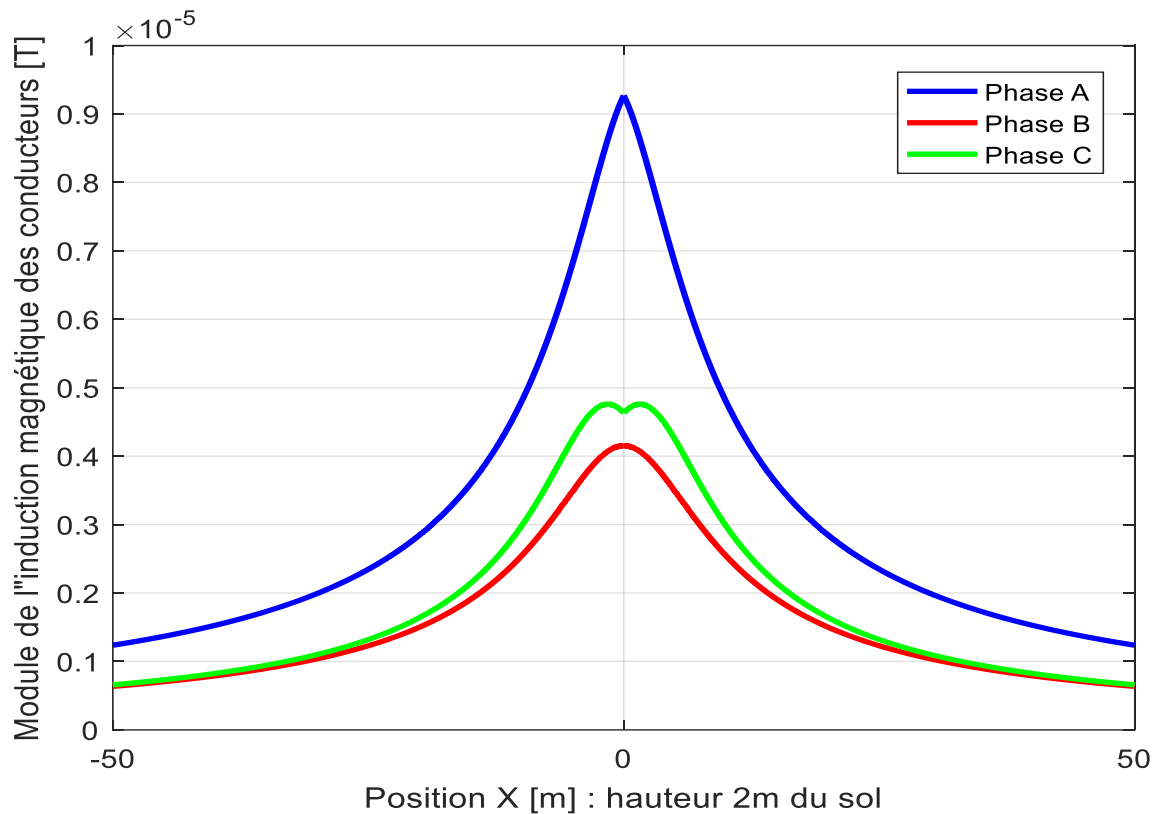


Figure (IV.9) : Diagramme d'induction magnétique (T)

La figure (IV.9) montre l'allure du champ magnétique à 2m au-dessus du sol, on remarque que le champ magnétique au niveau de sol (hauteur moyenne phase B) vaut environ  $0,07 \mu\text{T}$  avec la même valeur pour le champ magnétique pour la phase C, à la phase A cette valeur devienne  $0,14 \mu\text{T}$ , le champ magnétique est maximale au niveau de centres des phases ( $0\text{m} ; 0,92 \mu\text{T}$ ) à partir de ce point le champ décroît latéralement jusqu'à sa valeur initiale. Pour la phase B et ( $0\text{m} ; 0,41 \mu\text{T}$ ) pour la phase C et ( $0\text{m} ; 0,45 \mu\text{T}$ ), et que ces valeurs maximales sont inférieures par rapport à la valeur moyenne de l'induction magnétiques qui est de  $30 \mu\text{T}$ .

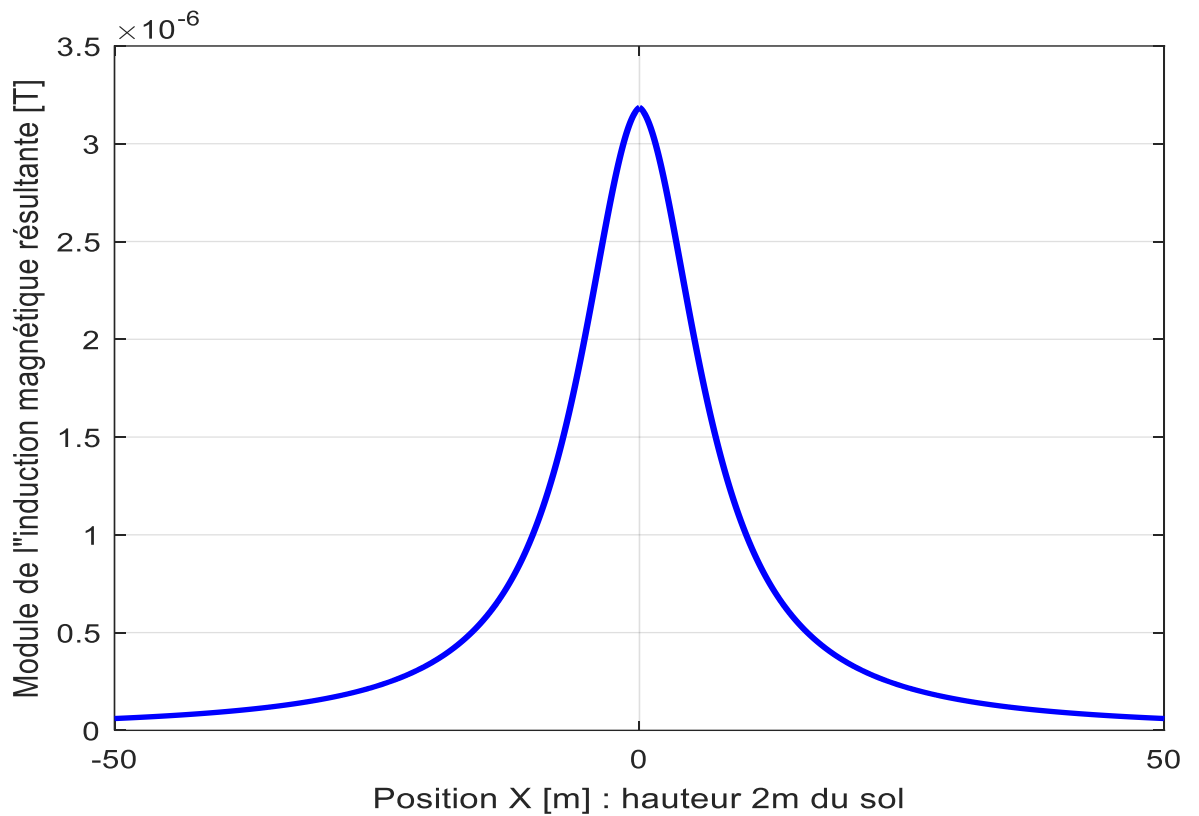


Figure (IV.10) : Diagramme de l'induction magnétique résultante (T)

La figure (IV.10) représente la variation longitudinale de l'induction magnétique, on remarque que la portée tandis que le champ magnétique au niveau de sol est de  $0,1\mu\text{T}$ , au niveau de la flèche l'induction magnétique peut atteindre jusqu'à  $3,2\mu\text{T}$ . L'influence de la flèche est remarquable pour les valeurs du champ magnétique surtout au niveau de la flèche  $X=0$ , on remarque que le champ magnétique devient très important.

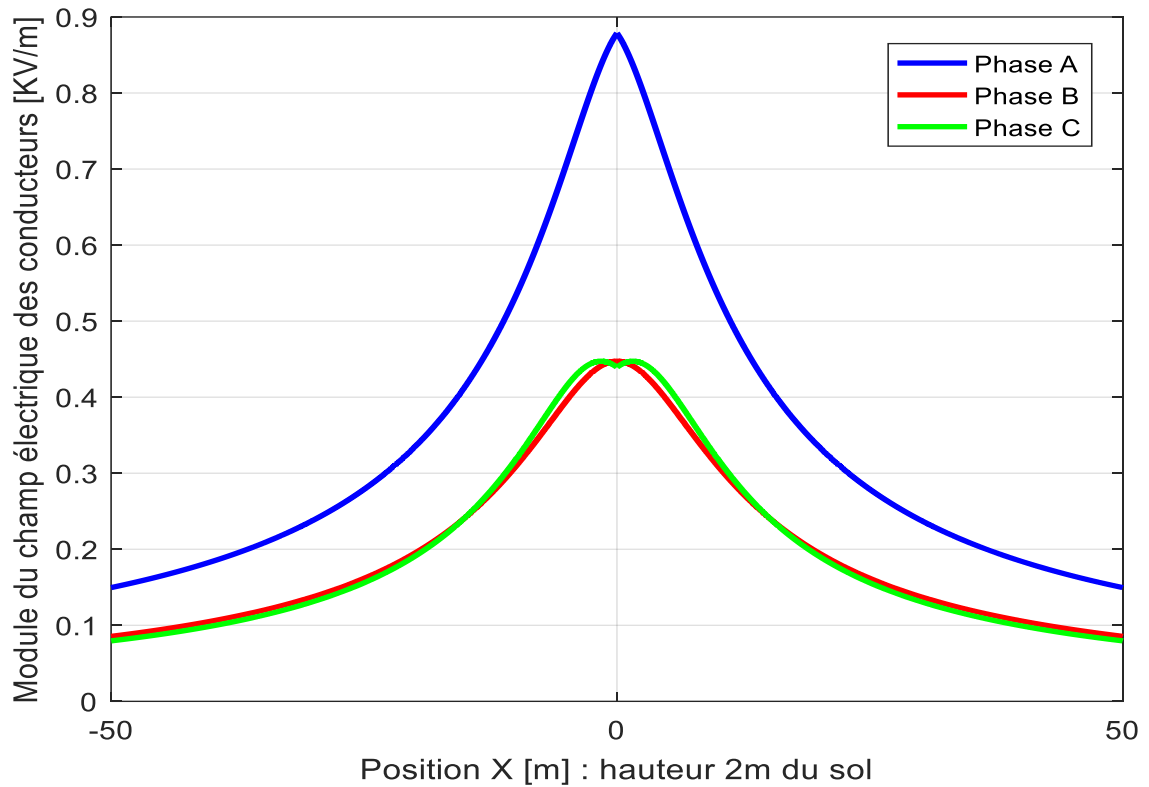


Figure (IV.11) : Diagramme du champ électrique des conducteurs (KV/m)

La figure (IV.11) montre l'allure de champ électrique a 2m au-dessus de sol, on remarque que le champ électrique au niveau de sol d'une ligne sans flèche (ligne parabolique) est de 0,45KV/m au voisinage de pylône , au niveau de la flèche  $x=0$  cette valeur devient 0,88KV/m le champ maximum est situé au milieu de centre de phase B a partir ce point le champ décroît latéralement de manière continue pour atteindre à une distance de 50 m à la valeur 0,15 KV/m.

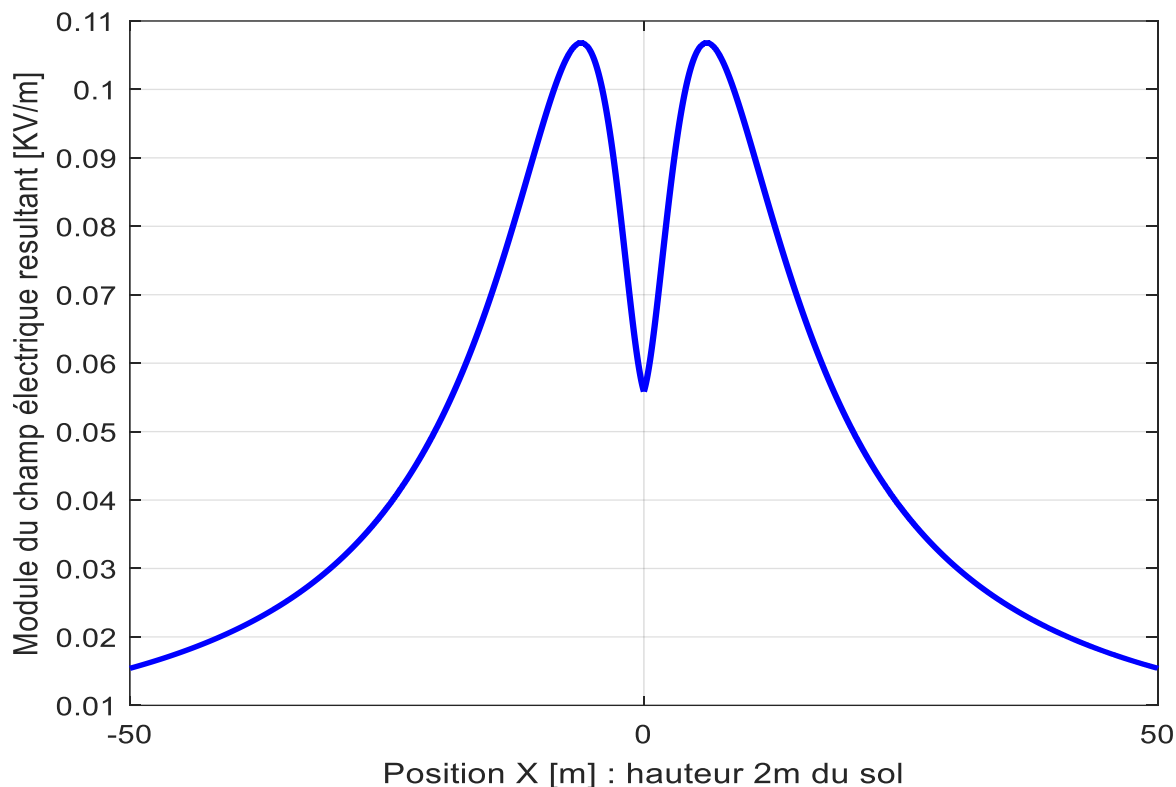


Figure (IV.12) : Diagramme du champ électrique résultant (KV/m)

La figure (IV.12) montre l'allure de champ électrique a 2m du sol, on remarque que le champ au niveau de sol est de 0,015 KV/m, puis l'allure augmente jusqu'au atteindre une valeur maximale de 0,105 KV/m. Au niveau de  $X=0$ m, le champ prend la valeur de 0,055 KV/m, cette courbe est symétrique axiale pour  $X=0$ . Ces valeurs sont inférieures à valeurs moyennes (30KV/m).

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un exemple de calcul de dimensionnement de la ligne arienne, Un pour le dimensionnement électrique et magnétique et l'autre pour le dimensionnement mécanique. Les résultats trouvés au niveau du champ électrique et au niveau de l'induction magnétiques sont inferieurs par rapport aux résultats limités, ce qui confirme la réalité du calcul de la ligne.

# Conclusion Générale

Dans le cadre de notre mémoire, les trois chapitres principaux sont structurés de la manière que le premier chapitre traitera des généralités sur des réseaux en mettant en lumière le concept fondamentaux et les différents types de réseau, le deuxième chapitre concentrera sur le dimensionnement électromagnétique en explorant les calculs et les méthodes utilisées pour évaluer les interactions électromagnétiques. Le troisième chapitre abordera le dimensionnement mécanique en examinant les forces et les contraintes mécaniques.

Dans le contexte de la production décentralisée, il est crucial d'avoir un dimensionnement des lignes pour garantir un fonctionnement efficace et fiable du système, le calcul des lignes électriques est essentielles pour minimiser les pertes d'énergie et assuré une distribution équilibrée de l'électricité et maintenir la stabilité du réseau. En outre, dans le cadre de la production décentralisée au plusieurs sources d'énergie sont connectés au réseau à différents endroits, un calcul rigoureux des lignes permis de gérer efficacement les fluctuations de la production et de la demande, cela contribue à assurer une alimentation électrique stable et continue pour les utilisateurs finaux tout en optimisant l'efficacité globale du réseau électrique.

L'étude d'une ligne aérienne indique les solutions viables, qui méritent un approfondissement technique et une étude comparative. Les résultats de cette étude sont rassemblés dans un programme de calcul sous MATLAB qui nous permet de calculer tous les paramètres physiques et mécaniques de la ligne.

Le dimensionnement des lignes permettra de gérer plus rationnellement les systèmes présents et les réseaux futurs, en effet sont particulièrement intéressants :

- De disposer d'une plus grande densité de puissance à transportée.
- De réduire les pertes de transport (pertes de puissance, pertes par effet couronne,... etc.).
- De pouvoir réduire l'intensité des champs électriques et magnétiques.
- Des contraintes d'environnement, géographique et climatique qui doit amener les concepteurs à prendre en compte l'influence de ces derniers sur la structure des lignes.

Cette présente étude nous a été très bénéfique il nous a permis de compléter et d'enrichir nos connaissances théoriques dans le domaine.

Enfin nous espérons avoir été plus explicite par rapport à l'étude et dimensionnement de ligne HTA HTB et que ce travail soit un support d'étude pour les promotions à venir

## **Chapitre I**

- [1] **Zerguine B**, MODELISATION D'UN SYSTEME DE PRODUCTION ELECTRIQUE PAR LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE, 2010.
- [2] **S.ABBASSEN et N.KACED**. « Etude des protections des départs MT application poste 60/30KV FREHA ». Université de TIZI-OUZOU année 2008.
- [3] **Guillaume RAMI** « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution», Thèse de doctorat INPG, 2006
- [4] **DELON (J-P)** - POSTES A HAUTE TENSION –CONSTRUCTION ET EQUIPEMENTS (D 4 575) Réseaux électriques et application (2006).
- [5] **Jean-François DIDIERLAURENT**, « Lignes aériennes : matériels Supports », Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique 17/09/2008, D 4423, 10p.
- [6] **TAILLEBOIS (j-P)** – POSTES A HAUTE ET TRES HAUTE TENSION – POSTE SOUS ENVRLOPPE METTALIQUE – (D 4 590) réseaux électriques et applications (2001)
- [7] **P. FONTI** « Paramétrage et réglage d'un relais de protection micom » p142 du départ 30kv hta ssempacs issu du poste source th oued-aissi. Schneider Electric Cahier technique n°194-2017.
- [8] **Jean .L. LILIEN**, Transport et Distribution de l'Energie Electrique, Notes de cours Université de Liège, édition 1999/2000.
- [9] **S.KHEMRI et B.MAOUEL** « Protection numérique et mise en service d'une installation électrique et son réseau de distribution ». Université de TIZI-OUZOU année 2009.
- [10] **Bounaya Kamel**, «Les réseaux électriques : Elément de description et d'analyse de base», vol 1. Direction de publication universitaire, Guelma : offices des publications universitaire - Algérie, 108p, 2010.
- [11] **SIMMONS D.L**, Paramètres et influence magnétiques et électriques intervenant dans le calcul des lignes électriques, édition, octobre 1925.
- [12] **Olivier Houet**, « Dimensionnement d'une jonction triphasée », Université 72de Liège-Faculté des Sciences Appliquées-Institut d'électricité Montefiore, Liège-Belgique, 142p, 1997-1998.

## **Chapitre II**

- [1] **Deo**, Dimensionnement des lignes aériennes hautes tension. Paris : Éditions Techniques(2000).
- [2] **Julie. Rosine**, « Construction d'une ligne de distribution électrique HTA 15 kV et restructuration d'un réseau électrique BTA au secteur 30 de Bobo-Dioulasso »2018/2019.

- [3] **ANDRIAMIRADY. Hariniaina**, « Calculs numériques des lignes électriques », Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur, grade Master en Génie Electrique, 2014.
- [4] **CALCUL D'UNE LIAISON AÉRIENNE**. 2009.
- [5] **André. CHANAL**, « Lignes aériennes. Dimensionnement », Technique de l'ingénieur, D4421, 2007.
- [6] **HOUSSAMATOU. DOUDOUA et Maman. Kabirou**, « Étude de la construction d'une ligne haute tension catégorie A (20kV) et la conception d'un réseau HTA/BT pour l'alimentation en énergie électrique de la cité MAOUREY » 2017/2018.
- [7] **Bachir. farhat et ziouche. Kamel**, « Etude de la construction d'une ligne aérienne HT/THT » 2008/2009.
- [8] **Jean-Louis LILIEN**, « Transport et Distribution de l'Énergie Electrique », Manuel de travaux pratiques destiné au cours du Professeur Jean-Louis LILIEN, 1999/2000.
- [9] **Standard Handbook for Electrical Engineers', D. G. Fink & H. W. Beaty**, 12th Edition, McGraw-Hill, 1987.
- [10] **GARY, C. et MOREAU, M**, « L'effet de couronne en tension alternative », éditions Eyrolles (Paris) 1976, pp.17-33,283-302.
- [11] **Claude Gary** « Effet couronne sur les réseaux électriques aériens » Direction des études et recherches d'électricité de France EDF, Technique de l'ingénieur, 1998.
- [12] **Jackson, J. D** Classical Electrodynamics John Wiley & Son, 1999
- [13] documentation technique de référence chapitre 3 – performance de RPT article 3.3-capacité d'accueil .2003
- [14] **Smith, J., & Johnson, A.** (2019). Electrical Conductor Bundles: A Review of Design Considerations. Journal of Electrical Engineering, 25(3), 102-11

### **Chapitre III**

- [1] **André. CHANAL**, « Lignes aériennes. Dimensionnement », Technique de l'ingénieur, D4421.2000
- [2] **OLIVIER HOUET**. « Dimensionnement d'une jonction triphase » 1997-1998.
- [3] **CHIBANE Samira**, «Dimensionnement d'une Ligne Aérienne à Haute Tension »2012.
- [4] **YACOUBA CHAOULANI**, «Etude d'électrification de la cite Gobir au Niger » 2019.
- [5] **ANDRIAMIRADY. Hariniaina**, « Calculs numériques des lignes électriques » 2014.

[6] CALCUL D'UN LIAISON E AÉRIENNE.

[7] **Smith, J., & Johnson, A.** Étude de la tension de choc de foudre dans les systèmes électriques. Journal de l'électricité et de l'électronique.2020

[8] Document obtenue à partir de guide de SONALGAZ.

[9] **Professeur Jean-Louis LILIEN.** « transport et distribution de l'énergie électrique ». Université de liège ,1999-2000.

[10] Ordonnance sur les lignes électriques (OLEI). Fédération suisse, 1994.

[11] South Valley University High Institute of Energy Aswan 2013

## **Résumé**

*Le transport de l'énergie électrique, des centrales de production aux centres de consommation, se fait généralement au biais du Réseau Electrique Transport-Répartition et Distribution. Le réseau électrique est un ouvrage constitué des lignes électriques aériennes et d'un ensemble d'infrastructures supports (pylônes/isolateurs) et des postes de transformations. Le dimensionnement d'une ligne électrique est conduite à travers d'une part la détermination de la grandeur géométrique essentielle qu'est la section des conducteurs satisfaisants divers critères: courants nominale/de court-circuit/admissible, chute de tension, cout des pertes et des matériaux. D'autres part à partir de la connaissance de la section des conducteurs, donc de leurs propriétés mécaniques, des conditions climatiques liées aux vents et températures (été, hivers, every day et canicule), et la prédiction des contraintes mécaniques associées, le dimensionnement des pylônes (hauteur, flèche maximale, les portés critique/moyenne, distance inter-phases et phase-neutre...) ainsi que de la chaine d'isolateurs. Au final, les paramètres électriques (résistance, inductances et les capacités), ainsi que les niveaux d'induction magnétique et de champ électrique sont calculés. Le code de calcul implémenté sous MATLAB, à été validé à travers le dimensionnement de deux lignes électriques HTB et HTA. Les résultats obtenus sont en très bonne concordance avec les données réelles de ces lignes.*

**Mots clés :** *Dimensionnement électrique et magnétique, ligne électrique, Section optimal, Flèche, Portée inter-pylônes, Chaine d'Isolateur, niveaux perturbateur du champ électromagnétique*

## **Abstract**

The transport of electricity, from power plants to consumer centres, is generally carried out through aerial power lines, which are composed of a set of infrastructures, the most significant of which are electrical conductors and their supports. These electrical conductors are characterized by electrical parameters, such as strength, induction and capacity, which vary according to the type of line, type of conductors, and their position on the pylons, and mechanical parameter that depends on the range and nature of the conductor. Our goal is to write a program in MATLAB that calculates these parameters, by choosing the type of line, the types of drivers and their arrangements on the supports

Key words.