



# *REMERCIEMENTS*

Après avoir remercié **ALLAH** tout puissant de nous avoir donné la volonté, le courage et les moyens d'achever ce modeste travail, nous ne saurons le présenter sans adresser nos vifs et sincères remerciements à tous ceux qui de près ou de loin ont participé à sa réalisation, contribué à notre formation, ou qui nous ont apporté une aide morale ou matérielle aussi modeste soit-elle.

Nous remercions notre directeur de Projet de Fin d'Etudes Monsieur BEKKI Brahim, d'avoir accepté de nous encadrer afin de réaliser ce travail, pour ces précieux conseils, pour son sens de responsabilité et du bon comportement envers nous.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à :

Monsieur MOUDJAHED Mohamed pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury.

Madame BELAHCEL Keira et Madame BOURENANE Hayet pour avoir accepté de juger notre travail.

Nous remercions chaleureusement tous les enseignants du département des sciences et de technologie- l'université de Tiaret et en particulier ceux du département de Génie électrique.

Enfin, nous saluons nos collègues qui nous ont chaleureusement accueillis, pour les bons moments passés ensemble.

# DÉDICACE

*Avec les sentiments de gratitude les plus profonds,  
J'ai un grand plaisir de dédier ce travail :*

*A mes chers **parents, frères et sœurs** pour tout l'effort consenti,  
l'amour et la confiance portés en moi « Que la réussite de ce projet soit  
la récompense de leurs efforts » ;*

*A toute ma **famille**, pour tant de confiance, d'amour, de patience et  
d'abnégation ;*

*A mon binôme **Moussa Dicko**, «Merci infiniment pour toutes les peines  
et difficultés partagées ensemble lors de l'élaboration de ce projet et le  
bon moment passé ensemble » ;*

*Et à tous mes amis qui ne cessent de m'apporter leur soutien moral  
partout où ils se trouvent.*

*AMINE ISSAKHA Mahamat*

# DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail*

*A mes parents et mes sœurs avec toute ma gratitude pour toutes ces années de sacrifices et d'encouragement*

*A mon frère « Moubarak »*

*A mon tuteur **Alhaji Abdourahamane Djibi** et sa famille.*

*A mon binôme **Amine** « Infiniment merci pour le bon moment passé ensemble ».*

*En fin à tous ceux qui m'ont aidé d'une façon ou d'une autre durant mon cursus.*

***HAMA BOUREIMA DICKO** Moussa*

# Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction.....	3
I.2 Description générale d'un réseau électrique.....	3
I.3 Différents types des réseaux et leurs fonctions.....	4
I.3.1 Réseau de transport .....	4
I.3.2 Réseau de répartition.....	4
I.3.3 Réseau de distribution.....	4
I.4 Game de tension .....	5
I.4.1 Tension nominale .....	5
I.4.2 La tension la plus élevée d'un réseau.....	5
I.4.3 La tension la plus élevée pour le matériel .....	6
I.4.4 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre .....	6
I.5 Les architectures des réseaux électriques .....	6
I.5.1 Structure générale d'un réseau électrique .....	7
I.5.2 Les différentes structures de réseaux .....	8
I.5.2.1 Structure maillée.....	8
I.5.2.2 Structure bouclée.....	8
I.5.2.3 Structure radiale .....	8
I.6 Les câbles souterraines .....	9
I.7 Les lignes aériennes .....	11
I.7.1 Composantes des lignes aériennes .....	11
I.7.1.1 Conducteurs.....	11
I.7.1.2 Les isolateurs.....	12
I.7.1.3 Supports et armements .....	13
I.7.1.4 Câbles de garde .....	15
I.7.1.5 Autres accessoires .....	15
I.8 Les postes de transformation .....	16
I.8.1 Le poste HTB/HTA (HT/MT).....	16
I.8.2 Le poste HTA/HTA (MT/MT).....	17
I.8.3 Le poste HTA/BT (MT/BT).....	18
I.9 Les charges .....	18

I.10 Schéma équivalent d'une ligne électrique .....	19
I.11 Phénomènes observés sur le réseau .....	19
I.11.1 Effet couronne.....	19
I.11.2 Courant de court-circuit .....	20
I.12 conclusion .....	20

## Chapitre II : Calculs électriques d'une ligne aérienne

II.1 Introduction .....	21
II.2 dimensionnement des charges .....	21
II.2.1 Puissance installée .....	21
II.2.2 Puissance absorbée .....	22
II.2.3 Puissance d'utilisation et puissance foisonnée .....	22
II.3 Choix de la tension .....	23
II.4 Détermination de la section optimale du conducteur .....	24
II.4.1 Critères techniques.....	24
II.4.1.1 Critères de courant nominal .....	24
II.4.1.2 Courant de court-circuit .....	24
II.4.1.3 Chute de tension.....	26
II.5 Critère économique .....	28
II.5.1 Section économique.....	28
II.6 Organigramme de calcul de la section optimale .....	30
II.7 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension.....	31
II.8 Distance d'isolement .....	31
II.8.1 Distance entre les conducteurs et la masse du support .....	32
II.8.2 Distance entre les conducteurs de phases .....	32
II.8.2.1 Distance verticale entre phases .....	32
II.8.2.2 Distance horizontale entre phases .....	32
II.9 Conclusion.....	32

## Chapitre III : Calculs mécaniques d'une ligne aérienne

III.1 Introduction .....	33
III.2 hypothèses de calcul.....	33
III.3 Portée .....	34
III.4 Flèche .....	34
III.4.1 Flèche en un point quelconque .....	38
III.4.1.1 Cas d'une portée nivelée.....	38

III.4.1.2 Cas d'une portée dénivelée .....	39
III.5 Calcul de la longueur d'arc .....	40
III.6 Equation d'état de la corde.....	41
III.7 Tension mécanique maximale.....	44
III.8 Poids équivalent et angle d'inclinaison.....	44
III.9 Calcul de la portée critique .....	45
III.10 Calcul de paramètres divers .....	45
III.10.1 Flèche maximale.....	46
III.10.2 Garde au sol.....	46
III.11 Efforts appliqués au support .....	47
III.11.1 supports en alignement.....	47
III.11.2 supports d'angle et d'arrêt.....	48
III.11.2.1 Supports d'ancrage avec angle .....	48
III.11.2.2 Support d'arrêt.....	51
III.12 Exemple de dimensionnement d'une ligne électrique aérienne HTA.....	51
III.12.1 Données du problème.....	51
III.12.2 résultats du calcul .....	52
III.13 conclusion .....	57

#### Chapitre IV : Techniques de construction d'une ligne aérienne

IV.1 introduction.....	58
IV.2 Procédures administratives .....	58
IV.2.1 les parties concernées.....	58
IV.2.2 Etude d'impact .....	58
IV.3 Études techniques .....	59
IV.3.1 Mise au point du tracé de détail .....	59
IV.3.2 Profil en long.....	60
IV.3.3 Recherche de la répartition des supports.....	61
IV.4 les travaux préparatoires .....	61
IV.4.1 Les accès .....	62
IV.4.2 Les aires d'intervention.....	62
IV.5 Mise en place de la ligne.....	62
IV.5.1 Procédés de montage des supports.....	62
IV.5.1.1 Montage par rotation .....	63
IV.5.1.2 Montage à l'avancement.....	64
IV.5.1.3 Montage mixte.....	64

IV.5.1.4 Montage à la grue .....	65
IV.5.1.5 Montage à l'hélicoptère .....	66
IV.5.1.6 Mise à la terre des supports .....	66
IV.5.2 Mise en place des conducteurs .....	66
IV.5.2.1 Déroulage .....	67
IV.5.2.2 Le réglage des conducteurs .....	67
IV.5.2.3 Technique de pose .....	68
IV.5.2.4 Mise sur pinces .....	69
IV.6 Contrôles de conformité.....	69
IV.7 conclusion .....	69
Conclusion générale.....	70
Bibliographie.....	71



# Liste des figures

Figure I.1 Schéma simplifié d'un réseau électrique.....	3
Figure.I.2 Structure générale d'un réseau électrique.....	7
Figure.I.3 Structure maillée.....	8
Figure.I.4 Structure bouclée.....	8
Figure.I.5 Structure radiale d'un réseau de distribution.....	9
Figure.I.6 réseau en antenne.....	9
Figure I.7 Coupe type d'un câble souterrain ( à 4 conducteur).....	10
Figure I.8 Coupe type d'un câble souterrain (Unipolaire).....	10
Figure I.9 Coupe type d'un câble souterrain (tripolaire).....	11
Figure I.10 Exemple de conducteur aérien. (À gauche) AAAC (all aluminium alloy conductors), (à droite) ACS (aluminium conductors steel-reinforced).....	12
Figure I.11 Isolateurs rigides en verre en trois pièces avec fixation sur tige.....	13
Figure I.12 Assemblage des éléments de chaîne à rotule.....	13
Figure I.13 différents types et armements des supports.....	14
Figure I.14 Manchon de jonction comprimé en aluminium-acier.....	15
Figure I.15 Entretoise pour faisceau triple.....	16
Figure I.16 Balise avifaune.....	16
Figure I.17 Poste HTB/HTA (HT/MT).....	17
Figure I.18 Poste HTA/HTA(MT/MT).....	17
Figure I.19 Poste HTA/BT (MT/BT).....	18
Figure I.20 : schéma équivalent unifilaire d'une ligne en T.....	19
Figure I.21 schéma équivalent unifilaire d'une ligne en $\pi$ .....	19
FigureII.1 représentation vectorielle d'une ligne électrique .....	27

Figure II.2 Organigramme de calcul de la section optimale.....	30
Figure III.1 : flèche et portée d'une ligne.....	34
Figure III.2 calcul de la flèche.....	35
Figure III.3 Portée nivelée.....	38
Figure III.4 Portée dénivelée.....	39
Figure III.5 efforts appliqués sur le conducteur.....	44
Figure III.6 : Différentes hauteurs relatives à un support.....	46
Figure III.7 Efforts sur le support en alignement.....	47
Figure III.8 Efforts sur le support d'ancrage avec angle.....	49
Figure III.9 : effet de traction des conducteurs en angle.....	50
Figure III.10 : support en arrêt franc.....	51
Figure III.11 Les dimensions des fouilles.....	55
Figure III.12 Les différentes distances relatives au support.....	56
Figure IV.1 Tracé de détail d'une ligne.....	59
Figure IV.2 Extrait du profil en long d'une ligne électrique.....	60
Figure IV.3 Extrait de profil en long en 3D.....	60
Figure IV.4 Exemple de répartition provisoire des pylônes.....	61
Figure IV.5 Zone de déboisement.....	62
Figure IV.6 Levage des pylônes par rotation.....	63
Figure IV.7 Levage des pylônes à l'avancement.....	64
Figure IV.8 Rotation de panneaux.....	65
Figure IV.9 Montage à la grue.....	65
Figure IV.10 Mise à la terre d'un support métallique.....	66
Figure IV.11 déroulage du conducteur.....	67

Figure IV.12 Tirage de conducteurs sous faible tension mécanique.....	68
Figure IV.13 Tirage de conducteur sous tension mécanique.....	68

# *Liste des Tableaux*

Tableau I.1 Classification des tensions selon CEI pour des réseaux fonctionnant à 50Hz ou à 60Hz.....	5
Tableau I.2 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre selon C.E.I.....	6
Tableau II.1 facteur d'utilisation maximum.....	22
Tableau II.2 facteur de simultanéité.....	23
Tableau II.3 : niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance et de la distance.....	23
Tableau II.4 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension.....	31
Tableau III.1 hypothèses de calcul.....	33
Tableau III.2 Caractéristiques du conducteur à deux états.....	41
Tableau III.3 caractéristique du conducteur.....	52
Tableau III.4 Caractéristiques des isolateurs.....	53
Tableau III.5 Les caractéristiques de la jonction.....	53
Tableau III.6 Caractéristiques du support béton.....	54
Tableau III.7 Caractéristiques du support « bs ».....	54
Tableau III.8 Les différentes distances relatives au support.....	55

---

## Introduction générale

L'électricité est une énergie souple et adaptable mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation et la demande des clients sont constamment variables. Pour cela, à tout instant, la production d'électricité doit être égale à celle qui est consommée, mais les centrales de la production de l'énergie électrique se trouvent généralement dans des endroits éloignés par rapport aux différents points de consommation. Ces exigences nécessitent la réalisation des lignes électriques fiables qui peuvent assurer en permanence et dans des conditions optimales le transport de cette énergie.

Pour un réseau électrique, les lignes constituent les artères par lesquelles circule l'énergie électrique qui est transmise à partir des centrales de production aux lieux de consommation. Ces lignes peuvent être aériennes ou souterraines et ont des rôles différents (transport, interconnexion, répartition et distribution). Elles sont réalisées en fonction de la puissance à transporter, la distance à parcourir et le niveau de tension...

Dans le but de construire une ligne électrique qui peut assurer les conditions d'acheminement des transites de puissances (sécurité, continuité, qualité), nous avons fait une étude sur les travaux de réalisation d'une ligne électrique.

Cette étude est répartie comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons donné un aperçu général sur les réseaux électriques et leurs différentes fonctions, ainsi que les différents constituants d'une ligne électrique aérienne.

Dans le deuxième chapitre, nous avons effectué une étude électrique basée sur les critères de choix de la section des conducteurs et le calcul des différentes distances d'isollements.

La troisième partie est consacrée à l'étude mécanique d'une ligne électrique qui est basée sur le calcul du poids équivalent, d'angle d'inclinaison, de la tension mécanique en fonction des hypothèses climatiques, de la flèche maximale, et la distance entre le point le plus bas d'une portée et le sol. Dans cette partie nous avons essayé de traduire les méthodes de calcul des différents paramètres (électrique et mécanique) sous forme d'un programme sous Matlab.

Pour conclure, nous terminerons par un exemple avec lequel nous validons les résultats obtenus par notre programme.

---

Après avoir calculé les différents paramètres essentiels intervenants dans le dimensionnement électrique et mécanique d'une ligne électrique aérienne, l'étape suivante sera la mise en place de cette dernière, que nous rappellerons brièvement dans le chapitre IV.

## I.1 Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures destinées à la production, transport, et à la distribution de l'énergie électrique. Dans ce chapitre, nous allons décrire brièvement un tel réseau avec ses différents types, composantes, et ses différentes structures.

## I.2 Description générale d'un réseau 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 [1]. Cette énergie est transportée ou consommée sur des lignes à très haute tension (THT), à haute tension (HTB), à moyenne tension (HTA ou MT) et à basse tension (BT) selon une échelle de tension recommandée par divers organismes de normalisation. A cet effet, un réseau électrique est indispensable[2].

Un réseau électrique est constitué par des éléments distincts de caractéristiques, de propriétés et de fonctions différentes. Ces éléments sont essentiellement, les lignes et les différents postes de transformation ( d'interconnexion, d'alimentation et de distribution) [3]. Comme le montre le schéma de principe de la figure I.1 ci-dessous.

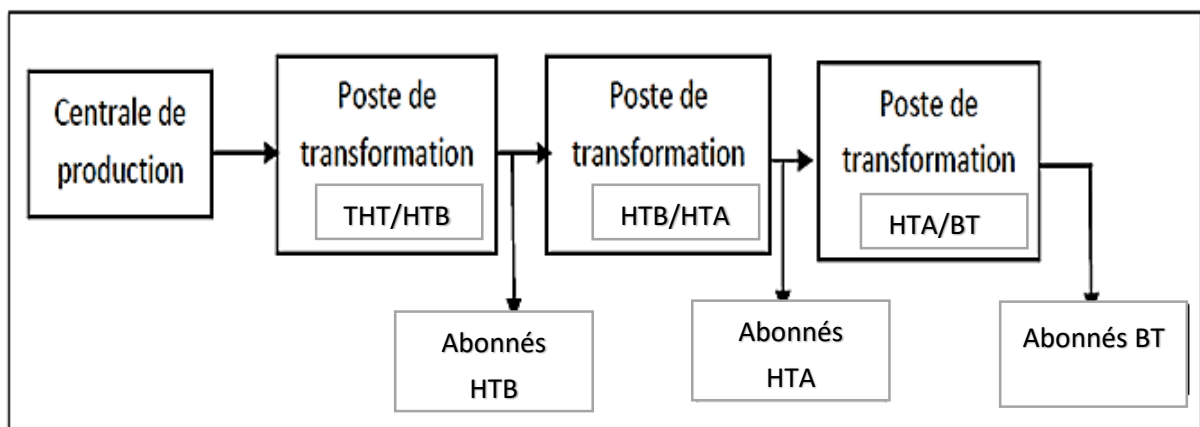


Figure I.1 Schéma simplifié d'un réseau électrique [4]

### **I.3 Différents types des réseaux et leurs fonctions**

Suivant le trajet de l'énergie depuis sa production jusqu'à son utilisation, il y a successivement différents types de réseaux dont les missions sont parfaitement définies [4].

#### **I.3.1 Réseau de transport**

Le rôle du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales situées à des différents endroits du territoire jusqu'au réseau de distribution qui en dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles-mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert inter-régional de l'énergie, dans les situations d'urgences[5]. Il doit de ce fait présenter une forte garantie de fonctionnement non seulement en régime normal, mais également lors d'incident d'exploitation qui entraîne la perte d'une ou plusieurs lignes à très haute tension ou l'arrêt imprévu d'un ouvrage de production.

Pour remplir correctement sa mission et faire face aux évènements imprévus, le réseau de transport aura une structure fortement maillée qui permet d'assurer la redondance des transits possible en cas d'incident mais aussi en fonctionnement normal d'assurer dans de bonnes conditions le maintien de la tension lors des fortes variations de la puissance transitée[1].

#### **I.3.2 Réseau de répartition**

Ces réseaux comprennent les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en général des zones de consommation importantes, comme par exemple des grandes agglomérations ou des concentrations d'installations industrielles qui du fait de leurs importance économique doivent être alimentées en permanence. Pour assurer cette fonction (même lors de la défaillance de certaines lignes de transport) les réseaux de répartition auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet sans aller jusqu'à un maillage aussi dense que celui du réseau de transport, d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties[1].

#### **I.3.3 Réseau de distribution**

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :



- Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HTB/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. Les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution[4].

Les réseaux de distribution sont en général à structure radiale ou arborescente, c'est-à-dire qu'il n'y a qu'une seule ligne entre deux nœuds.

#### I.4 Game de tension

La tension au sein d'un réseau est avec la fréquence de fonctionnement une des grandeurs électriques fondamentales dans l'exploitation car elle conditionne la plupart des grandeurs caractéristiques que sont la puissance transmissible, le courant de ligne, les pertes, etc.

Les électriciens ont introduit plusieurs concepts qui caractérisent les tensions auxquelles les réseaux sont soumis. Les différents niveaux de tension sont définis par le **Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I)** qui est au niveau international l'organisation de référence pour la normalisation dans le domaine de l'électricité [1].

Tableau I.1 montre la Classification des tensions selon CEI.

Domaine de tension		Tension nominale en volts(V)
Très basse tension	TBT	$U \leq 50$
Basse tension	BTA	$50 < U \leq 500$
	BTB	$500 < U \leq 1000$
Haute tension	HTA(MT)	$1000 < U \leq 50000$
	HTB(HT)	$50000 < U$

Tableau I.1 Classification des tensions selon CEI pour des réseaux fonctionnant à 50Hz ou à 60Hz[1]

##### I.4.1 Tension nominale

C'est la valeur efficace de la tension entre phases pour laquelle un réseau est dénommé et à laquelle certaines caractéristiques de fonctionnement de ce réseau sont rattachées [1].

##### I.4.2 La tension la plus élevée d'un réseau

C'est la valeur efficace de la tension composée la plus élevée qui se présente à un instant quelconque et en un point quelconque du réseau dans les conditions normales d'exploitation [1].

### I.4.3 La tension la plus élevée pour le matériel

C'est la valeur efficace 'Um', de la tension la plus élevée pour laquelle le matériel est spécifié en ce qui concerne son isolation, cette valeur efficace de la tension est égale ou supérieure à la tension la plus élevée du réseau. Elle sert à déterminer la contrainte maximale à laquelle le matériel sera soumis en régime normal de fonctionnement[1].

### I.4.4 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre

C'est la valeur de la tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » (basic insulation level). C'est une tension impulsionnelle dite de choc[6].

Le tableau I.2 montre les tensions nominales de tenue aux chocs de foudre en fonction de 'Um'.

	Tension nominale de la ligne Un [kVeff]	Tension la plus élevée pour le matériel Un [kVeff]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kV crête]
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 I.2 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre selon C.E.I[6].

### I.5 Les architectures des réseaux électriques

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons

représenter les différentes structures des réseaux puis quelques exemples des postes de transformation [7].

### I.5.1 Structure générale d'un réseau électrique

Le lien entre les différents types de réseaux est matérialisé à travers des éléments particuliers que l'on appelle les postes de transformation. Nous avons représenté la structure générale d'un réseau qui relie la production aux différents types de consommateurs avec un exemple des niveaux de tension sur la figure ci-dessous[1].

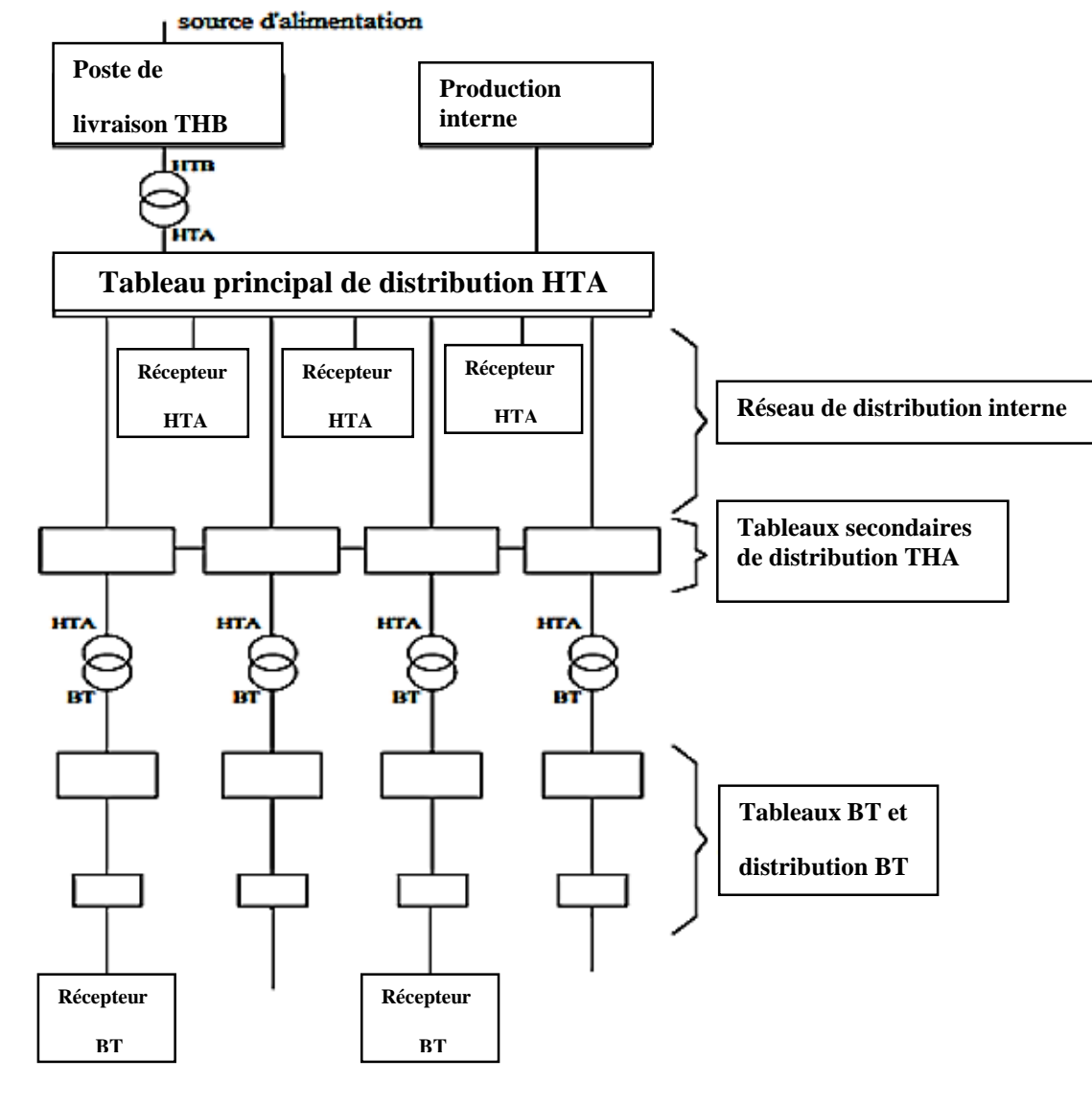


Figure.I.2 Structure générale d'un réseau électrique[7]

### I.5.2 Les différentes structures de réseaux

Comme nous avons mentionné précédemment, nous allons identifier les principales structures de réseaux selon leurs fonctions. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré [1].

#### I.5.2.1 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 [1].

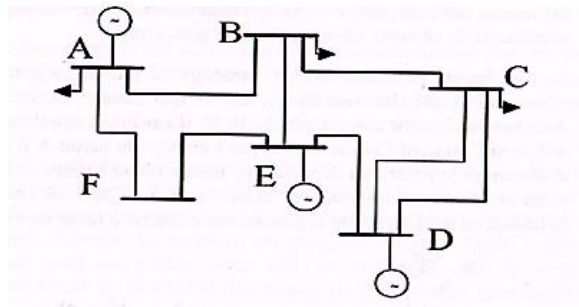


Figure.I.3 Structure maillée[1]

#### I.5.2.2 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 [1].

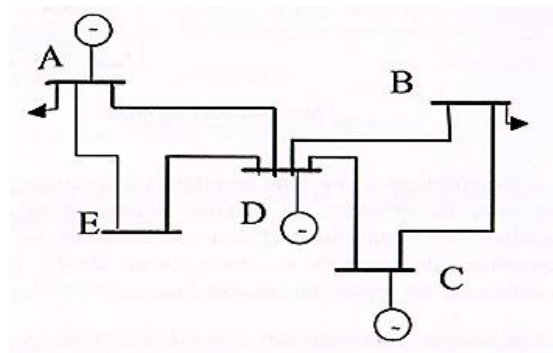


Figure.I.4 Structure bouclée[1].

#### I.5.2.3 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 [1].

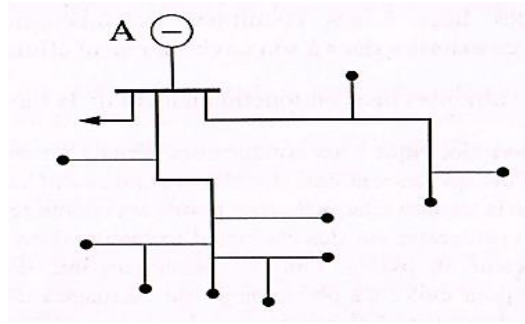


Figure.I.5 Structure radiale d'un réseau de distribution[1]

Une configuration particulière est celle de réseaux en antennes que l'on trouve plus fréquemment en milieu rural pour alimenter des consommateurs éloignés et situés en bout de ligne, situation qui est la plus exposée du point de vue de qualité et sécurité d'alimentation[1].

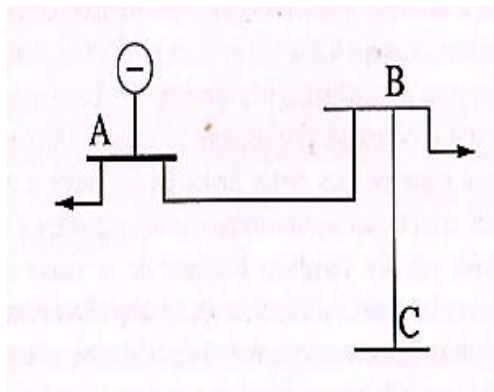


Figure.I.6 réseau en antenne[1]

### I.6 Les câbles souterraines

Les conducteurs électriques, isolés par l'air en aérien, ont besoin d'un isolant spécifique en souterrain (isolant synthétique, technologie la plus utilisée aujourd'hui). Ces câbles présentent des variations au niveau de la composition de leurs écrans (aluminium), de leurs âmes (cuivre ou aluminium) et de leurs diamètres. Ceci conditionne leur poids et leur capacité à supporter des intensités plus ou moins élevées pour une tension donnée[8].

En basse tension, les câbles sont composés de trois ou quatre conducteurs en Cuivre ou en Aluminium, de type massif ou formés de brins toronnés parfois de forme sectorielle, qui permet une structure plus compacte. Chaque conducteur de phase ou de neutre est muni de sa propre isolation. Les conducteurs sont ensuite toronnés et couvert d'un bourrage commun. Dans la réalisation à 3 conducteurs, le neutre est réalisé sous forme de conducteur tubulaire autour du bourrage.



Figure I.7 Coupe type d'un câble souterrain (à 4 conducteurs)

En moyenne tension, les câbles utilisés sont soit unipolaire ou tripolaires. Pour les câbles unipolaires chaque conducteur est isolé individuellement et l'ensemble des trois phases est disposé suivant une certaine géométrie (mode de pose).

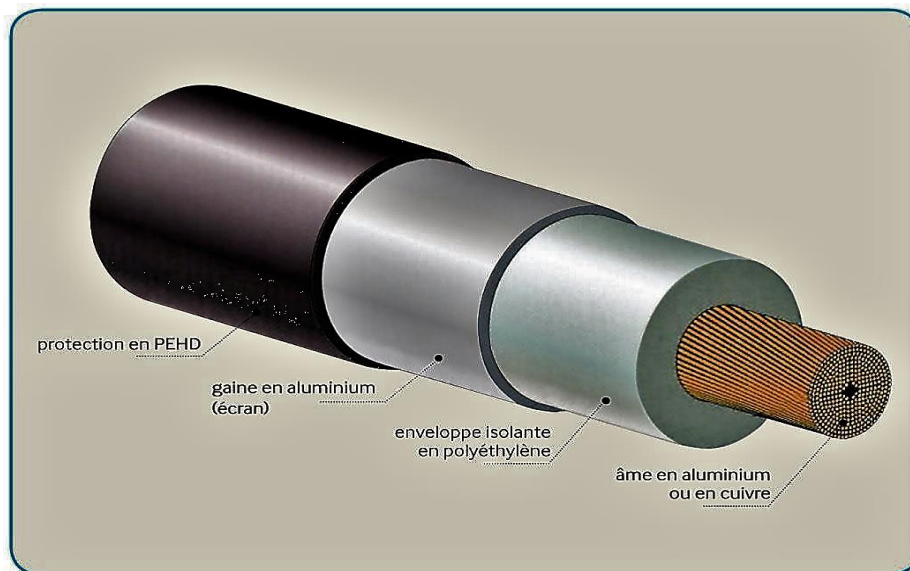


Figure I.8 Coupe type d'un câble souterrain (Unipolaire) pour une phase[8]

Pour les câbles tripolaires les trois conducteurs ont une gaine commune où ils sont isolés les uns par rapport aux autres avec un écran. Tous les câbles sont entourés d'une gaine, armée ou non qui protège les conducteurs et l'isolation contre les contraintes mécaniques et les actions chimiques[9].



Figure 1.9 Coupe type d'un câble souterrain (tripolaire).

## I.7 Les lignes aériennes

Pour transporter le courant électrique on utilise des conducteurs qui sont portés par des supports. Ces conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolement électrique est assuré par l'air et non par une « gaine isolante » [8].

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 inter territoriaux [3].

### I.7.1 Composantes des lignes aériennes

Par lignes aérienne on sous-entend une installation qui intègre dans sa construction un ensemble de composants[3].

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

#### I.7.1.1 Conducteurs

Le conducteur est un élément principal de la ligne. Il est destiné à canaliser champ électromagnétique, donc l'énergie électrique, suivant un tracé déterminé.

Grâce à sa conductivité exceptionnelle, 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 et ses problèmes de fluage, 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[3],[13]. 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.

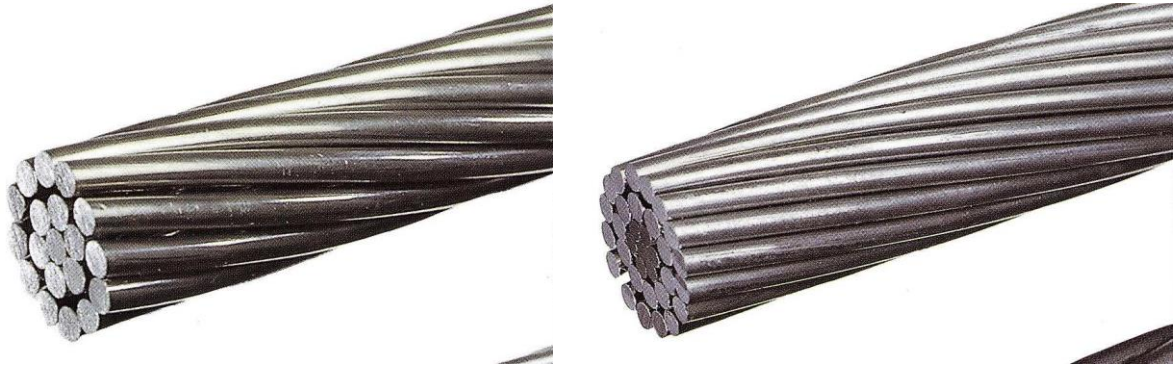


Figure I.10 Exemple de conducteur aérien. (À gauche) AAAC (all aluminium alloy conductors), (à droite) ACS (aluminium conductors steel-reinforced)[14].

### I.7.1.2 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 assurer l'isolation entre des conducteurs nus sous tension et de la masse.
- D'un point de vue mécanique : les isolateurs doivent être 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[15].

Les Figures I.11 et I.12 montrent respectivement un isolateur rigide, et un Assemblage d'éléments de chaîne.

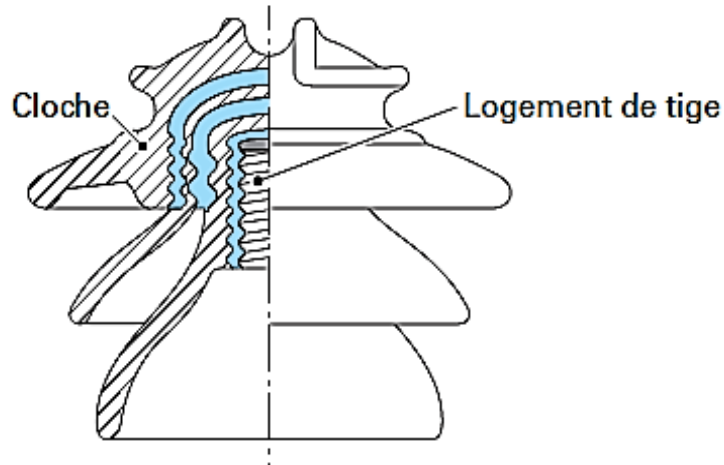


Figure I.11 Isolateurs rigides en verre en trois pièces avec fixation sur tige[15].

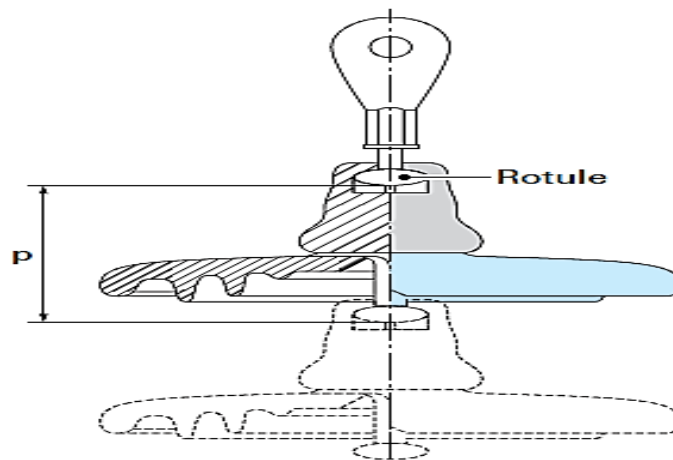


Figure I.12 Assemblage des éléments de chaîne à rotule[15].

### I.7.1.3 Supports et armements

Les supports en général, 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.

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 [16],[8].

Le design des lignes électrique est fonction de la tension de ligne, du nombre de circuits, du type de conducteurs et de la configuration des circuits. De plus, la protection contre la foudre par des conducteurs de terre, le terrain et l'espace disponible sur site doivent être pris en considération. Dans les régions fortement enneigées, il est recommandé de ne pas placer les conducteurs dans un même alignement vertical, afin d'éviter les chocs lorsqu'un amas se détache du conducteur supérieur. Pour les niveaux (basses et moyennes tensions), un arrangement horizontal est préférable et les câbles de terres sont omis. Tandis qu'en haute et très haute tension, une grande variété de configuration peut être imaginée[6].

La Figure I.13 montre quelques types de supports et armements que l'on peut rencontrer.

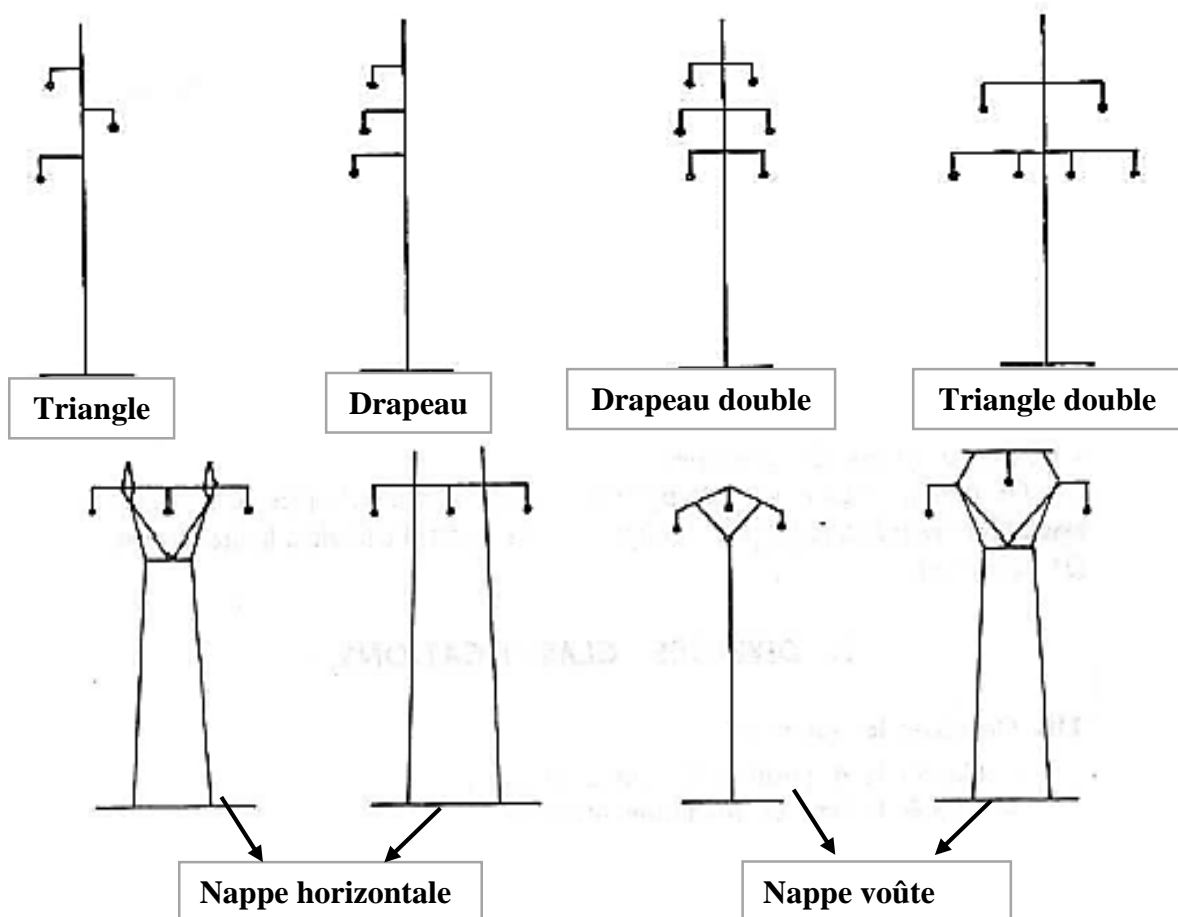


Figure I.13 différents types et armements des supports[13].

### I.7.1.4 Câbles de garde

Un câble dit « de garde » est installé sur les lignes. De section plus petite que les câbles conducteurs, il est directement raccordé à la partie supérieure des pylônes et est relié à la terre. 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[8].

### I.7.1.5 Autres accessoires

Les principaux accessoires de lignes sont les organes de raccordement des conducteurs entre eux (bout à bout ou pour les dérivations) et les organes de fixation des conducteurs aux isolateurs (en suspension ou en ancrage). Pour les lignes en faisceau, il faut signaler les entretoises qui maintiennent l'écartement entre les sous-conducteurs. Enfin, il faut également évoquer les accessoires fixés sur les conducteurs (Balises avifaunes, Balises lumineuses, Balises diurnes, Contrepoids anti giratoires, Contrepoids de bretelles, Bretelles antivibratoires, Amortisseurs, etc.,)[17].

Les Figures I.14, I.15, et I.16 illustrent l'exemple de quelque accessoire que nous pouvons retrouver sur les lignes électrique aériennes.

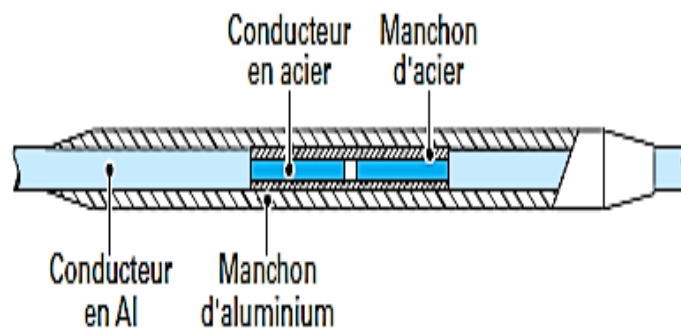


Figure I.14 Manchon de jonction comprimé en aluminium-acier[17].

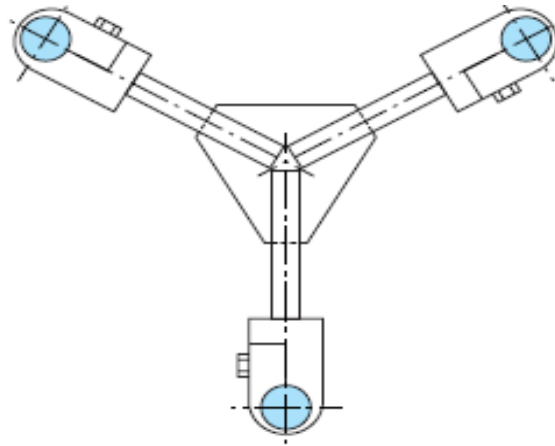


Figure I.15 Entretoise pour faisceau triple[17].

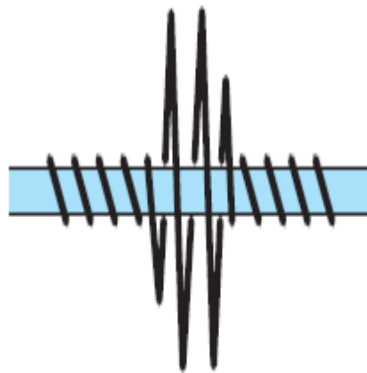


Figure I.16 Balise avifaune[17].

## I.8 Les postes de transformation

### I.8.1 Le poste HTB/HTA (HT/MT)

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA.

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HTB, deux transformateurs HTB/HTA, et des départs HTA.

Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain[4].

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes :

- **Etage HTB**

Se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HTB, Jeux de barres, Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs.....).

- **Etage HTA**

Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HTB/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA qui se trouve à l'intérieur du bâtiment (moyenne tension).

Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain[4].

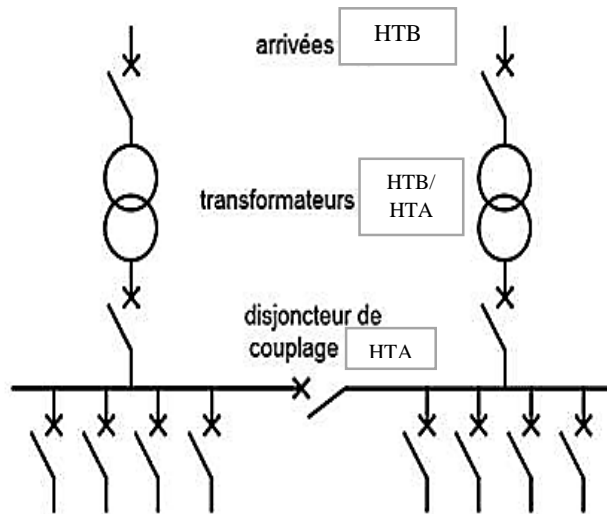


Figure I.17 Poste HTB/HTA (HT/MT)[4].

### I.8.2 Le poste HTA/HTA (MT/MT)

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué des arrivées HTA et des départs HTA.
- assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA, ou chez les clients HTA qui disposent de matériels qui fonctionnent avec des tensions HTA non disponibles sur le réseau de distribution [4].

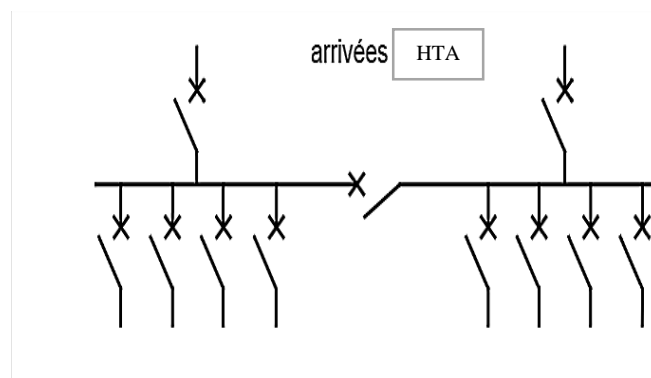


Figure I.18 Poste HTA/HTA(MT/MT)[4].

### I.8.3 Le poste HTA/BT (MT/BT)

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est destiné à assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont ;
- Le transformateur de distribution HTA/BT ;
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) ;
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents[4].

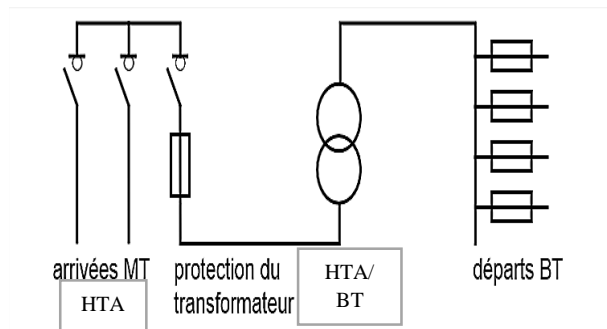


Figure I.19 Poste HTA/BT (MT/BT)[4].

### I.9 Les charges

Les charges sont à caractère industriel, commercial et résidentiel. Si de très grandes charges industrielles peuvent être directement alimentées par des réseaux de transports, les petites charges le sont par le réseau de distribution.

Les charges industrielles sont des charges composées où les moteurs représentent la plus grande part. Ces charges composées sont fonction de la fréquence et de la tension et constituent la majeure partie de la charge totale d'un réseau électrique. Les charges à caractère commercial et résidentiel sont celles liées essentiellement à l'éclairage, le chauffage et la climatisation. Elles sont indépendantes de la tension et de la fréquence et absorbent très peu d'énergie réactive.

La puissance active fournie à la charge s'exprime en kilowatts ou en mégawatts. L'amplitude de la puissance totale fournie, varie durant une journée et doit être à chaque instant, adaptée à la demande du consommateur[5].

### I.10 Schéma équivalent d'une ligne électrique

Dans le but de modélisation, une ligne électrique peut être représentée par un schéma équivalent unifilaire, ce schéma peut soit être en T lors que nous voulons modéliser une ligne courte ; ou en  $\pi$  si la ligne que nous voulons modéliser est longue.

Les Figures I.20 et I.21 présentent les deux cas de figure.

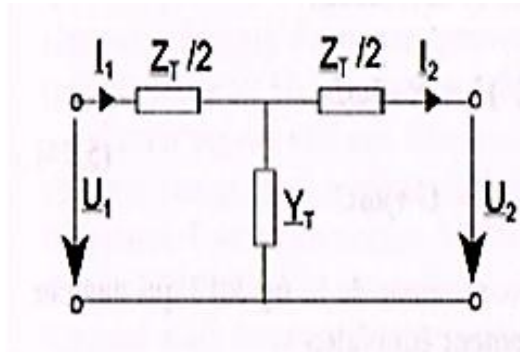


Figure I.20 schéma équivalent unifilaire d'une ligne en T[9].

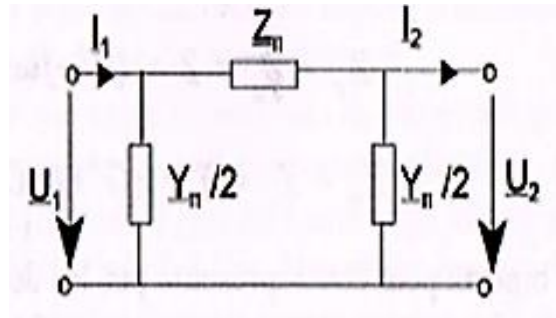


Figure I.21 schéma équivalent unifilaire d'une ligne en  $\pi$ [9].

### I.11 Phénomènes observés sur le réseau

L'exploitation des réseaux électriques est souvent accompagnée de certains phénomènes physiques dus à la circulation des charges sur les lignes on peut citer quelque uns de ces phénomènes à titre d'exemple.

#### I.11.1 Effet couronne

Lorsqu'une tension alternative est appliquée entre deux conducteurs parallèles, dont l'écartement est grand par rapport au diamètre, l'air qui entoure ces conducteurs n'est le siège d'aucun phénomène apparent tant que la tension est suffisamment basse. Si la tension est progressivement élevée, elle peut atteindre une valeur à laquelle l'air, dans le voisinage immédiat des conducteurs, émet une faible lueur violette ; au même instant, on peut entendre un sifflement.

L'intensité du phénomène dépend :

- du champ électrique superficiel au niveau des conducteurs ;
- des conditions atmosphériques ;

- de l'état de surface des conducteurs [8], [9].

**Inconvénients :** pertes couronnes, interférences avec les ondes radio, nuisance acoustique, vibration des conducteurs.

**Avantages :** plusieurs applications industrielles (filtres électrostatiques, séparateurs électrostatiques, photocopie.....).

### **I.11.2 Courant de court-circuit**

Un courant de court-circuit se produit généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur une impédance nulle ou de faible valeur. C'est le cas d'une mise à la terre accidentelle d'une ou plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique. C'est le cas également d'une connexion accidentelle entre phases ayant une impédance négligeable pour la limitation du courant de court-circuit. On dit aussi que c'est un courant de <<défaut>> dès lors que cela représente un fonctionnement anormal du système et de ces équipements. Les courants de défauts sont caractérisés par des valeurs très élevées. En fonction de l'impédance globale vue du point de défaut, ces courants représentent plusieurs fois le courant nominal (de l'ordre de 10 fois) [18].

### **I.12 conclusion**

Etant donné son rôle d'assurer la continuité de service en toute sécurité, il est important de connaître les structures et les fonctions des différents types des réseaux, ainsi que les différents composants des lignes le constituant ; afin de bien dimensionner les différentes parties à étudier.



## II.1 Introduction

Le calcul des paramètres des lignes électrique doit respecter les conditions imposées par le cahier des charges chose qui va sans doute ajouter certaines difficultés à résoudre les problèmes liés à la résolution des équations électriques de la ligne. Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser aux calculs électriques qui concernent la détermination de la section optimale du conducteur, des différentes distances entre les conducteurs et de la longueur des isolateurs.

## II.2 dimensionnement des charges

La première étape du choix d'une source d'électricité (groupe électrogène, système de batterie, raccordement au réseau électrique public, installation solaire...) est de calculer la puissance électrique qu'elle devra fournir.

Pour cela, on commence par lister tous les appareils électriques à alimenter et leur nombre : ampoules, réfrigérateur, télévision, chauffe-eau électrique, ventilateurs, climatisation, ordinateurs...[19]

Dans la conception d'une installation, il est nécessaire de connaître la puissance maximale que le concessionnaire devra fournir. Baser ce calcul sur la simple somme arithmétique des récepteurs installés conduirait à une surévaluation des coûts d'exploitation. Pour l'optimiser, nous allons définir des grandeurs prenant en compte :

- La diversité d'utilisation des récepteurs installés.
- Le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés.
- Le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installés.

Les valeurs à suivre seront basées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes[20].

### II.2.1 Puissance installée

La puissance installée  $P_{inst}$  est égale à la somme des puissances nominales  $P_{nom}$  des récepteurs de l'installation.

$$P_{inst} = \sum P_{nom} (\text{récepteur}) \quad (\text{II.1})$$

La valeur de la puissance nominale d'un récepteur est donnée par sa documentation technique. En pratique, la puissance nominale d'un récepteur n'est pas toujours égale à la puissance consommée par ce dernier[20].

### II.2.2 Puissance absorbée

La puissance absorbée  $P_{abs}$  d'un récepteur est donnée par la puissance nominale  $P_{nom}$ , le rendement unitaire  $\rho$  et le facteur de puissance  $\cos\phi$ .

$$P_{abs} = \frac{P_{nom}(\text{récepteur})}{\rho \cdot \cos(\phi)} \quad (\text{II.2})$$

La puissance absorbée est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance) pour des raisons de confort de calcul.

Par conséquent, la valeur de la puissance apparente est supérieure à la valeur de la puissance absorbée, la différence représente une marge d'erreur acceptable lors de la phase de conception[20].

### II.2.3 Puissance d'utilisation et puissance foisonnée

- La puissance d'utilisation  $P_u$  est égale à la somme des puissances absorbées et valorisées par le facteur suivant :

$$P_u = K_u \cdot P_{abs} \quad (\text{II.3})$$

Avec  $K_u$  facteur d'utilisation maximum : Il traduit le fait que le régime de fonctionnement d'un récepteur peut être inférieur à la puissance nominale. Il s'applique individuellement à chaque récepteur.

Utilisation	$K_U$
Force motrice	0.75 à 1
éclairage	1
chauffage	1
Ventilation	1
PC	1

Tableau II.1 facteur d'utilisation maximum[20]

- La puissance foisonnée  $P_F$  d'une distribution est égale à la somme des puissances absorbées et valorisées par le facteur suivant :

$$P_F = K_S \cdot P_u = K_S \cdot K_u \cdot P_{abs} \quad (\text{II.4})$$

$K_S$  étant le facteur de simultanéité : Il traduit le fait qu'un ensemble de récepteurs ne soit pas utilisé en même temps. Il s'applique à chaque regroupement de récepteurs[20].

Utilisation	Ks
Eclairage	1
chauffage	1
Prise de courant	0.1 à 0.2
Ascenseur	1

Tableau II.2 facteur de simultanéité[20]

### II.3 Choix de la tension

Pour le transport de l'énergie électrique on utilise des hautes tensions alternatives jusqu'à 1MV. L'augmentation des besoins d'énergie et celle des puissances à transiter qui en découle a fait augmenter progressivement les tensions, la puissance économique optimale d'une ligne de transport étant proportionnelle à  $U^2$ . Doubler la tension permet donc théoriquement d'augmenter de quatre fois la puissance économique de transport. Pour limiter la chute de tension lors du transport d'une puissance ohmique-inductive donnée, il suffit d'augmenter  $U^2$  proportionnellement à la distance. Les hautes tensions permettent ainsi de surmonter des grandes distances sans dépense supplémentaire pour la compensation[1].

La tension de service est choisie en fonction de la puissance à transporter et de la distance sur laquelle cette puissance doit être transportée en tenant compte du niveau de tension du point de raccordement à la source d'énergie et du coût des investissements prévus[6].

Le tableau II.3 ci-dessous indique le niveau de tension d'alimentation en fonction de la puissance et de la distance à parcourir.

Tension(KV)	Puissance(MW)	Distance(Km)
63	20	
150	80	100
225	200	200
400	700	400
	1200	100
750	2500	200
	1000	600

Tableau II.3 : niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance et de la distance[1].

## II.4 Détermination de la section optimale du conducteur

Comme dans tous les problèmes de dimensionnement, il faut tenir compte des aspects techniques et économiques[22].

### II.4.1 Critères techniques

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

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

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[6].

#### II.4.1.1 Critères de courant nominal

Nous devons, bien entendu, dimensionner le câble de telle façon qu'il puisse supporter le courant qui va y circuler en fin de vie, c'est-à-dire à la fin de la période d'utilisation prévue.

En effet, c'est à ce moment que la puissance transportée sera la plus importante.

Nous déterminons tout d'abord la puissance qui circulera dans le câble après les 'T'années d'utilisation projetées. Cette puissance 'P<sub>T</sub>' se calcule par la formule suivante [6]:

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1 + a)^T \quad [\text{MW}] \quad (\text{II.5})$$

Ensuite nous en déduisons le courant circulant dans chaque phase de la liaison par :

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.6})$$

Nous choisissons dans ce cas la section normalisée juste supérieure pouvant supporter le courant I<sub>NT</sub>.

#### II.4.1.2 Courant de court-circuit

La contrainte thermique des conducteurs actifs doit être vérifiée pour le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble.

Nous déduisons ce courant de la formule donnant la puissance de court-circuit.

$$S_{cc} = \sqrt{3}U.I_{cc} \quad [\text{MVA}] \quad (\text{II.7})$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.8})$$

Pour une durée de court-circuit inférieure à 5 secondes, l'échauffement du câble est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant[7].

Afin de trouver la section minimale permettant de supporter ce courant durant le temps  $t_{cc}$ , nous procédons de la manière suivante :

Soit un conducteur de longueur  $L$ , de section  $S$  et de résistivité  $\rho$ , parcouru par un courant  $I$  ; l'énergie dissipée dans ce conducteur est :

$$dE = RI^2 dt \quad (\text{II.9})$$

$$dE = SL\delta C d\theta \quad (\text{II.10})$$

Avec

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{II.11})$$

$$I = \sigma S \quad (\text{II.12})$$

$\delta$  : est la masse spécifique [kg/m<sup>3</sup>] ;

$C$  : est la capacité calorifique supposée constante sur l'intervalle de température

Considérez [J/kg K] ;

$\sigma$  : est la densité de courant [A/mm<sup>2</sup>];

$\theta$  : est la température ;

$\alpha = \alpha_{20^\circ\text{C}}$  est le coefficient de variation de la résistivité en fonction de la température [K<sup>-1</sup>].

$\rho$  est la résistivité à la température considérée [ $\Omega\text{m}$ ]

En tenant compte (II.7) et (II.8) l'équation (II.9) s'écrit :

$$dE = \rho LS^{-1}(\sigma S)^2 dt \quad (\text{II.13})$$

$$dE = \rho LS\sigma^2 dt \quad (\text{II.14})$$

En égalisant (II.10) et (II.14)

$$SL\delta Cd\theta = \rho LS\sigma^2 dt \quad (\text{II.15})$$

$$\delta Cd\theta = \rho\sigma^2 dt \quad (\text{II.16})$$

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha\theta) \quad (\text{II.17})$$

En remplaçant (II.17) dans (II.16)

$$\delta Cd\theta = \rho_0(1 + \alpha\theta)\sigma^2 dt \quad (\text{II.18})$$

$$\sigma^2 dt = \frac{\delta Cd\theta}{\rho_0(1 + \alpha\theta)} \quad (\text{II.19})$$

$$\int \sigma^2 dt = \int \frac{\delta Cd\theta}{\rho_0(1 + \alpha\theta)} \quad (\text{II.20})$$

Après intégration de (II.20)

$$\sigma^2 t = \left(\frac{I_{cc}}{S}\right)^2 t_{cc} = \frac{\delta C}{\alpha\rho_0} \ln \left[ \frac{1 + \alpha(\theta_{finale} - \theta_0)}{1 + \alpha(\theta_{initiale} - \theta_0)} \right] = k^2 \quad (\text{II.21})$$

Où 'k' est constant pour un métal donné.

Les valeurs du paramètre k sont les suivantes : k = 105,3 pour le cuivre, k = 55,07 pour l'aluminium et k = 61,98 pour l'AMS[6].

$$S = \frac{I_{cc}\sqrt{t_{cc}}}{k} \quad (\text{Pour } t < 5 \text{ secondes}) \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.22})$$

### II.4.1.3 Chute de tension

Le choix de la section 'S' d'un tronçon de ligne influe évidemment sur la chute de tension dans ce tronçon.

Pour que la tension fournie à la clientèle reste acceptable en tout point du réseau, il faut limiter la chute de tension entre le poste source et le point le plus défavorisé. La chute de tension maximale serait, dans ce cas théorique, proportionnelle à la longueur totale des tronçons en cascades[23].

Pour cet effet, nous vérifions que la section satisfaisant le courant nominal et celle satisfaisant le courant de court-circuit vues précédemment ne conduisent pas à une chute de tension supérieure à celle imposée.

Afin de déterminer la chute de tension dans le câble, nous nous basons sur le schéma équivalent monophasé.

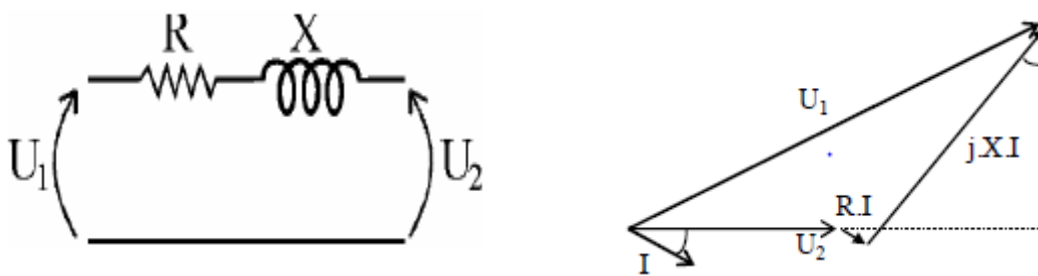


Figure II.1 représentation vectorielle d'une ligne électrique

$$\frac{\Delta U}{U} \cong \sqrt{3} \frac{I_n}{U_n} (R'_{70^\circ c} L \cos \varphi + X' L \sin \varphi) \quad (\text{II.23})$$

Où

$$\Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \quad (\text{II.24})$$

Avec

$$R'_{70^\circ c} = R'_{20^\circ c} (1 + \alpha \Delta \theta) \quad (\text{II.25})$$

Nous pouvons alors déterminer la résistance maximale de la ligne à 20°C.

Dans le cas des lignes, nous négligeons les effets capacitifs car les valeurs sont approximativement 50 fois plus faibles pour les lignes que pour les câbles. Pour l'impédance longitudinale, nous prendrons, généralement, comme valeur de départ : 0,4  $\Omega/\text{km}$ [6].

## II.5 Critère économique

Commençons par le cas très simple d'une puissance à transporter entre deux points sous une tension  $U$ . Il est bien clair que, plus la section est élevée, plus le coût de la ligne est important et plus les pertes seront faibles ; on peut donc chercher à déterminer une section optimale[23].

### II.5.1 Section économique

Il faut évaluer le coût total de l'investissement pour l'achat, la pose du câble et son utilisation durant le nombre d'années d'utilisation planifiées. En effet, le conducteur 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 conducteur.

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 le conducteur coûte plus cher à l'achat, il est plus économique à l'usage vu sa moindre résistance (donc moins de pertes), ... Sur plusieurs années d'utilisation, le prix gagné sur les pertes peut compenser un plus gros investissement de départ[6].

Le coût total d'investissement pour le câble en fonction de sa section peut s'évaluer à l'aide de l'équation (II.26). [6]

$$CT = A + BS + \frac{C}{S} \quad (\text{II.26})$$

Avec :

$CT$  = coût global sur les 'T'années

$A$  = frais fixes (pose, coût fixe pour les trois phases, ...)

$B.S$  = prix des câbles pour les trois phases

$C/S$  = coûts d'actualisation

$S$  = section du conducteur du câble [ $\text{mm}^2$ ]

$$C = 3\rho I_N^2 NPf \quad (\text{II.27})$$

$\rho$  = résistivité du matériau conducteur (généralement AMS) à  $75^\circ$  [ $\Omega/\text{mm}$ ]



$l$  = longueur de la ligne (en millimètres)

$I_N$  = courant nominal en début de vie de la ligne (en ampères)

$N$  = nombre d'heures d'utilisation équivalant à la pleine charge au niveau des pertes [h/an]

$p$  = prix du kWh de pertes, coût des pertes par kWh.

$f$  = facteur d'actualisation (qui dépend du taux d'actualisation, du taux d'intérêt, et du pourcentage d'accroissement du prix du kWh.

La section optimale économique (SOE) est celle qui annule la dérivée par rapport à «  $S$  » de CT :

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.28})$$

**Remarque1** : L'idéal est de comparer, en fonction de la section, les coûts à court terme et à long terme ainsi que les investissements et pertes. Nous nous faisons ainsi une idée de ce que nous gagnons ou de ce que nous perdons en fonction de la section[6].

## II.6 Organigramme de calcul de la section optimale

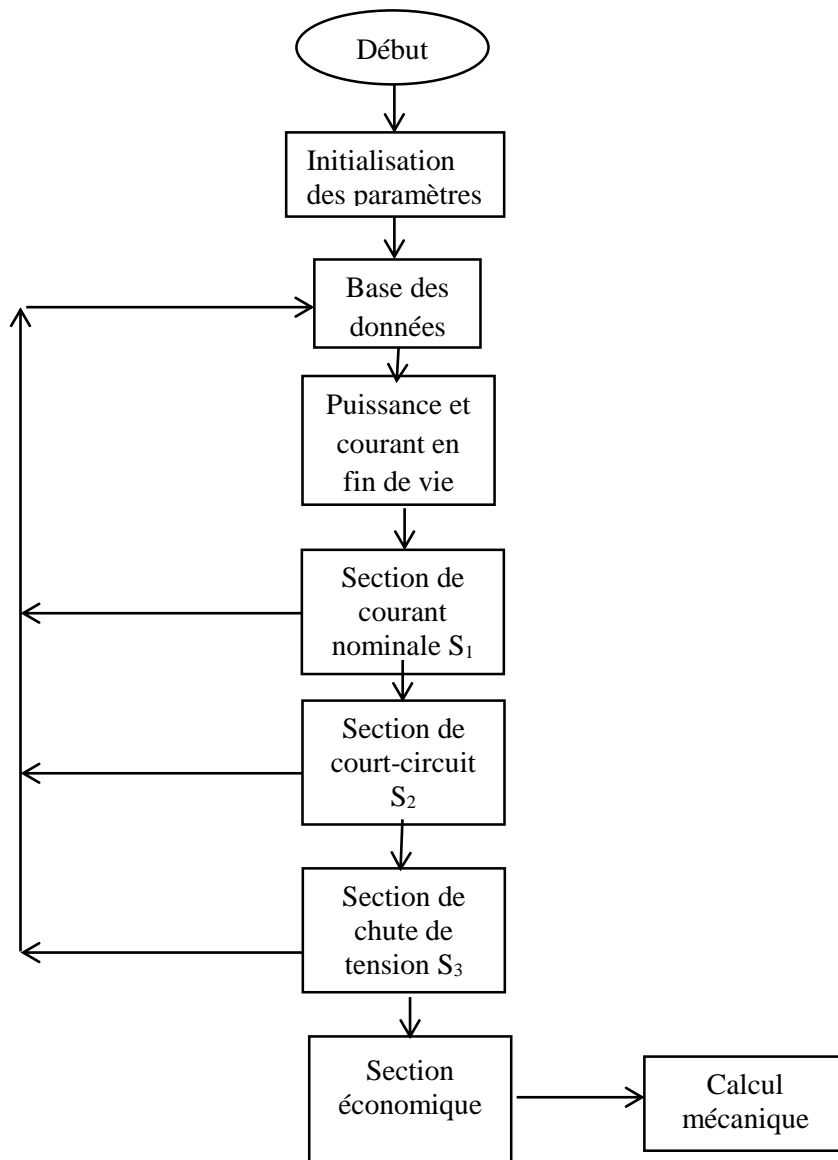


Figure II.2 Organigramme de calcul de la section optimale

La figure II.2 représente un organigramme de calcul de la section d'une ligne aérienne.

Début : début du programme

Initialisation de paramètres : exemple la tension nominale, la puissance...

Base des données : on reprend les caractéristiques des conducteurs stockées dans la base des données.

Puissance et courant en fin de vie : calcul de la puissance et courant en fin de vie en tenant compte de l'actualisation.

Section de courant nominale  $S_1$  : calcul de la section qui supporte le courant nominal (courant nominal de fin de vie).

Section de court-circuit  $S_2$  : calcul de la section qui supporte le courant de court-circuit

Section de chute de tension  $S_3$  : choix de la section engendrant moins de chute de tension (< à la chute de tension maximale)

Section économique : calcul de la section optimale économique.

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

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant [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 II.4 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension[6].

La longueur de la chaîne d'isolateurs est obtenue en multipliant le pas par le nombre d'assiettes.

Le pas étant la longueur d'une assiette d'isolateur.

## II.8 Distance d'isolement

Une ligne aérienne est caractérisée par sa tension entre phases. Cette tension définit l'isolement de la ligne qui est obtenu en maintenant, en toutes circonstances, entre les conducteurs et les objets au potentiel de la terre et entre les conducteurs eux-mêmes des intervalles d'air de longueur suffisante. Ces intervalles sont soumis en permanence à la tension de la ligne, mais ils subissent également des contraintes exceptionnelles, les plus gênantes étant les surtensions provoquées par la foudre. Ils peuvent, de surcroît, varier en fonction des conditions climatiques (température ambiante, vitesse du vent, surcharge de givre ou de neige) ou sous l'effet d'efforts électrodynamiques provoqués par un défaut.

La détermination de l'isolement d'une ligne est donc complexe : cela explique les divergences qui peuvent exister entre les réglementations ou directives utilisées dans les différents pays[12].

### II.8.1 Distance entre les conducteurs et la masse du support

Les distances entre conducteurs et masse des supports doivent respecter certaines règles.

Ce sont les distances entre les matériels sous tension (conducteurs, anneaux de garde, bretelles de continuité ou antivibratoires) et la charpente métallique ou l'armement des supports (pylône ou poteau)[12].

$$E_{phase-terre} = \frac{U_N}{150} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.29})$$

### II.8.2 Distance entre les conducteurs de phases

La vérification de la distance entre phases doit être faite pour les conducteurs d'un même circuit ou pour deux conducteurs de deux circuits voisins portés par un même support.

#### II.8.2.1 Distance verticale entre phases

$$E_{phase-phase} = \frac{U_N}{150} + CFI \sqrt{f_{\max} + S_L} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.30})$$

$U_N$  est la tension nominale [kV], CFI le coefficient qui dépend de la nature du conducteur

$f_{\max}$  la flèche maximale [m] et  $S_L$  la longueur de la chaîne d'isolateur [m] [13].

#### II.8.2.2 Distance horizontale entre phases

$$E_{entre-phase-horizontale} \geq \frac{0.8}{\cos\left(\frac{\delta}{2}\right)} \left( \frac{U_N}{150} + CFI \sqrt{f_{\max} + S_L} \right) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.31})$$

$\delta$  est l'angle du virage de la ligne

Dans le cas des pylônes de suspension et d'ancrage on a  $\delta = 0$ , mais dans le cas des pylônes d'angle  $\delta \neq 0$  [13].

## II.9 Conclusion

Le calcul électrique d'une ligne est basé sur les études technico-économiques permettant de choisir des équipements fiables avec un bon rendement et à un coût acceptable. Il permet aussi de bien déterminer les distances d'isolement afin d'assurer une continuité de service en pleine sécurité

### III.1 Introduction

Avant d'entreprendre la construction d'une ligne, il est important de faire le calcul mécanique qui concerne l'effort de traction et la flèche de la corde en fonction de la distance entre les pylônes (portée), pour pouvoir dimensionner les supports (pylônes). Nous donnons dans ce chapitre les méthodes de calcul y intervenant dans ce dimensionnement.

### III.2 hypothèses de calcul

Dans l'établissement d'un projet de ligne électrique, le concepteur doit connaître les hypothèses de calcul à prendre en compte dans son calcul : les températures, l'action du vent et les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige[13].

Les hypothèses climatiques de température et du vent à prendre en compte dans notre travail sont représentées dans le tableau III.1.

Zones	HYP.R Temp.Max vent	HYP.A Temp.Max vent	HYP.B Temp.Min vent	HYP.C Temp.Giv vent	HYP.EDS Temp.Moy vent
Littoral	+ 45°C 0 daN/m <sup>2</sup>	+ 20°C 48 daN/m <sup>2</sup>	- 5°C 18 daN/m <sup>2</sup>		+ 20°C 0 daN/m <sup>2</sup>
Hauts plateaux	+ 50°C 0 daN/m <sup>2</sup>	+ 20°C 48 daN/m <sup>2</sup>	- 10°C 18 daN/m <sup>2</sup>	- 5°C +Giv 48 daN/m <sup>2</sup>	+ 20°C 0 daN/m <sup>2</sup>
Sahara	+ 55°C 0 daN/m <sup>2</sup>	+ 25°C 48 daN/m <sup>2</sup>	- 5°C 18 daN/m <sup>2</sup>		+ 25°C 0 daN/m <sup>2</sup>
Coefficient de sécurité		K = 3	K = 3	K = 1.75	K = 5

Tableau III.1 hypothèses de calcul [24].

- HYP.R : Hypothèse de répartition
- HYP. E.D.S: Hypotheses Every Day Stress
- HYP.A : Hypothèse des températures moyenne et vents forts
- HYP.B : Hypothèse des grands froids et vents réduits
- HYP. C : Hypothèse de givre

**Remarque1** : Ces valeurs sont susceptibles d'être modifiées suivant la norme du pays et en fonction des conditions géographiques et climatiques que devra supporter la ligne au cours de sa vie.

### III.3 Portée

Une portée de câbles correspond à la distance entre deux supports (pylône) consécutifs comme le montre la figure III.1.

Concernant les portées des lignes, étant donné la possible irrégularité des distances entre pylônes, nous définissons les longueurs suivantes :

- Portée basique ou normale = La plus économique ;
- Portée moyenne = Moyenne arithmétique des différentes portées ;
- Portée équivalente = Cette valeur se rapproche généralement de la portée moyenne lorsque le nombre de portées augmente. C'est sur cette valeur que se calcule la tension horizontale à appliquer au canton ; elle est de :

$$L_{\text{éq}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n L_i^3}{\sum_{i=1}^n L_i}} \quad (\text{III.1})$$

- Portée « de vent » = La somme des deux demi portées adjacentes au pylône. Elle correspond à la portée à considérer pour le calcul des efforts en tête du pylône ;
- Portée « de poids » = La somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des deux portées adjacentes [6].

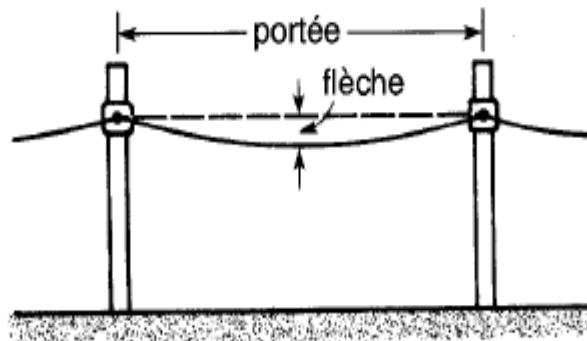


Figure III.1 : flèche et portée d'une ligne[2].

### III.4 Flèche

Un fil supporté et tendu entre deux supports (poteaux) n'est pas horizontal ; il prend plutôt une forme courbée. La distance verticale entre la droite qui joint les deux points de support et le point le plus bas d'un fil porte le nom de « flèche ». Plus le fil est tendu plus la flèche est courte[2].

En nous référant à la figure III.2 ci-dessous, nous calculons les forces agissant sur un élément 'ds' de la corde de section S.

Avec

$\sigma$  = tension de la corde [N/mm<sup>2</sup>]

$\gamma_0$  = poids spécifique de la corde [N/mm<sup>2</sup>, m]

$\gamma_s$  = poids supplémentaire [N/mm<sup>2</sup>, m]

$\gamma$  = poids total de la corde [N/mm<sup>2</sup>, m]

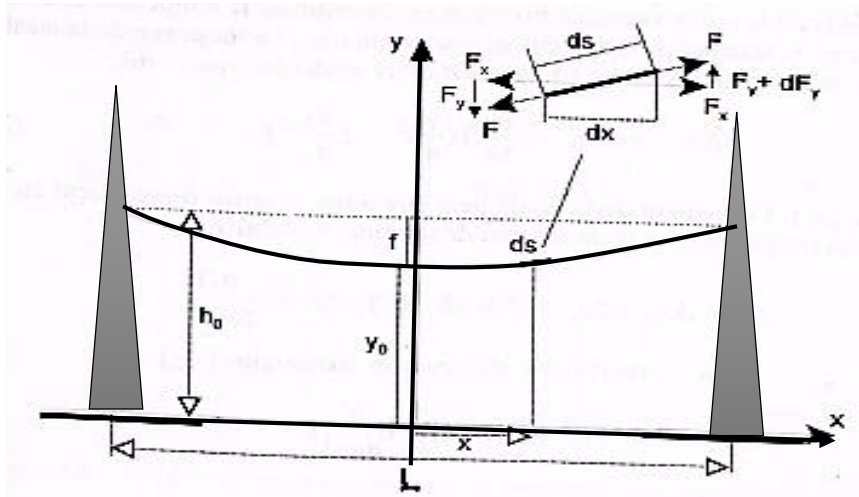


Figure III.2 calcul de la flèche [22].

f : flèche

h<sub>0</sub> : hauteur du support sous fil

$$F_x = \sigma S \tag{III.2}$$

$$dF_y = \gamma ds \cdot S = (\gamma_0 + \gamma_s) ds \cdot S \tag{III.3}$$

Pour un élément ds, de la corde ; la Figure III.2 nous donne :

$$F_x = ds \cdot \cos \alpha \tag{III.4}$$

$$F_y = ds \cdot \sin \alpha \tag{III.5}$$

En utilisant (III.4) et (III.5) on aura :

$$\frac{F_y}{F_x} = \frac{ds \cdot \sin \alpha}{ds \cdot \cos \alpha} = \tan \alpha \tag{III.6}$$

$$F_y = F_x \tan \alpha \tag{III.7}$$

Avec  $\tan \alpha = \frac{dy}{dx}$  on peut écrire :

$$F_y = F_x \frac{dy}{dx} \quad (\text{III.8})$$

En dérivant (III.8) on aura :

$$\frac{dF_y}{dx} = F_x \frac{d\left(\frac{dy}{dx}\right)}{dx} \quad (\text{III.9})$$

$$dF_y = F_x \frac{d\left(\frac{dy}{dx}\right)}{dx} . dx \quad (\text{III.10})$$

L'égalité entre (III.3) et (III.10) donne :

$$dF_y = F_x \frac{d\left(\frac{dy}{dx}\right)}{dx} . dx = \gamma ds . S \quad (\text{III.11})$$

L'utilisation de (III.2) dans (III.11) et la simplification du terme 'S' permet d'écrire (III.12) et (III.13) :

$$dF_y = \gamma ds . S = \sigma . S \frac{d^2 y}{dx^2} dx \quad (\text{III.12})$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{\gamma}{\sigma} \frac{ds}{dx} \quad (\text{III.13})$$

Avec

$$ds^2 = dx^2 + dy^2 \quad (\text{III.14})$$

$$ds = \sqrt{dx^2 + dy^2} \quad (\text{III.15})$$

$$ds = \sqrt{dx^2 \left(1 + \frac{dy^2}{dx^2}\right)} \quad (\text{III.16})$$



$$ds = dx \sqrt{\left(1 + \frac{dy^2}{dx^2}\right)} \quad (\text{III.17})$$

$$\frac{ds}{dx} = \sqrt{\left(1 + \frac{dy^2}{dx^2}\right)} \quad (\text{III.18})$$

En remplaçant l'équation (III.18) dans (III.13) on aura :

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{\gamma}{\sigma} \sqrt{\left(1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right)} \quad (\text{III.19})$$

La solution de l'équation (III.19) est :

$$y = \frac{\sigma}{2\gamma} \left( e^{\frac{\gamma}{\sigma}x} + e^{-\frac{\gamma}{\sigma}x} \right) \quad (\text{III.20})$$

L'utilisation de (III.20) permet d'avoir (III.21)

$$y = \frac{\sigma}{\gamma} ch\left(\frac{\gamma}{\sigma}x\right) \quad (\text{III.21})$$

Avec

$$y_0 = \frac{\sigma}{\gamma} \quad (\text{III.22})$$

On peut écrire (III.21) sous la forme :

$$y = y_0 ch\left(\frac{x}{y_0}\right) \quad (\text{III.23})$$

Le développement de l'expression (III.23), en série de Taylor permet d'avoir l'expression (III.24) :

$$ch\left(\frac{x}{y_0}\right) = 1 + \frac{x^2}{2!y_0} + \frac{x^4}{4!y_0} + \dots + \frac{x^n}{n!y_0} \quad (\text{III.24})$$

L'équation suivante (III.25), est obtenue par approximation de l'équation de la chaînette (III.23) par une parabole, en négligeant les termes supérieurs à deux de l'expression (III.24) :

$$y = y_0 + \frac{x^2}{2y_0} \quad (\text{III.25})$$

Pour  $x = \frac{L}{2}$ , l'équation (III.25) s'écrit :

$$y = h_0 = y_0 \left( 1 + \frac{L^2}{8y_0^2} \right) \quad (\text{III.26})$$

Pour  $x = 0$ , l'équation (III.25) s'écrit :

$$y = y_0 = h_0 - f \quad (\text{III.27})$$

En utilisant (III.26) dans (III.27)  $f$  s'écrit :

$$f = \frac{L^2}{8y_0} \quad (\text{III.28})$$

$f$  : étant la flèche entre deux points situés au même niveau[10],[22].

### III.4.1 Flèche en un point quelconque

#### III.4.1.1 Cas d'une portée nivelée

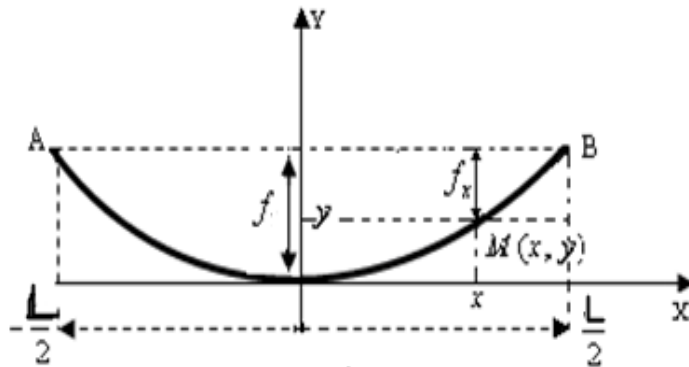


Figure III.3 Portée nivelée[10].

Les points A, B, et M ont pour coordonnées :  $A\left(-\frac{L}{2}, \frac{L^2}{8.y_0}\right)$ ,  $B\left(\frac{L}{2}, \frac{L^2}{8.y_0}\right)$ ,  $M\left(x, \frac{x^2}{2.y_0}\right)$

La flèche  $f_x$  au point  $M(x, y)$  est telle que :

$$f_x = f - \frac{x^2}{2y_0} \quad (\text{III.29})$$

En prenant en considération l'équation (III.28) on obtient :

$$f_x = \frac{L^2 - 4x^2}{8y_0} \quad (\text{III.30})$$

### III.4.1.2 Cas d'une portée dénivelée

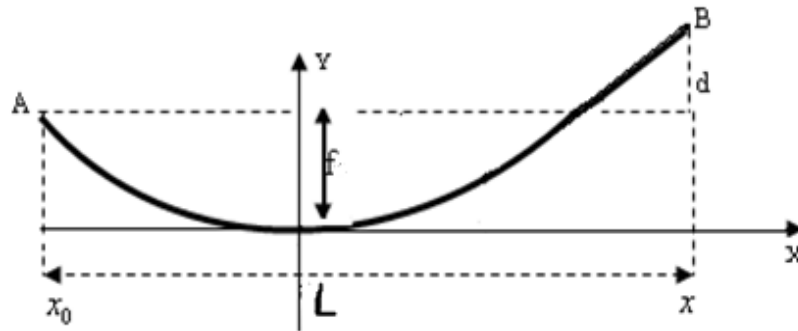


Figure III.4 Portée dénivelée[22].

A et B ont pour abscisses respectifs  $-x_0$  et  $x$  d'où :  $A(-x_0, \frac{x_0^2}{2y_0})$ ,  $B(x, \frac{x^2}{2y_0})$ ,  $x$  étant égal  $a - x_0$  B

s'écrit  $B(L - x_0, \frac{(L - x_0)^2}{2y_0})$ .

Si la dénivelée est égale à  $d$  (figure III.4), on obtient :

$$\frac{(L - x_0)^2}{2y_0} = f + d \quad (\text{III.31})$$

$f$  est tel que[13] :

$$f = \frac{x_0^2}{2y_0} \quad (\text{III.32})$$

Tenant compte des équations (III.31) et (III.32) on obtient :

$$x_0 = \frac{L}{2} - \frac{y_0 d}{L} \quad (\text{III.33})$$

### III.5 Calcul de la longueur d'arc

La longueur d'arc se définit comme étant la longueur de la corde entre deux supports, elle est déterminée par intégration de l'élément 'ds' de  $x=-L/2$  jusqu'à  $x=L/2$  dans le cas d'une portée nivelée [22].

$$s_{AB} = \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} ds \quad (\text{III.34})$$

En tenant compte de la relation (III.17) on aura :

$$s_{AB} = \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} .dx \quad (\text{III.35})$$

En dérivant l'expression (III.23) on obtient :

$$\frac{dy}{dx} = sh \frac{x}{y_0} \quad (\text{III.36})$$

En remplaçant  $\frac{dy}{dx}$  dans l'expression (III.35) par l'expression (III.36) on obtient :

$$s_{AB} = \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} \sqrt{1 + \left( sh \frac{x}{y_0} \right)^2} .dx \quad (\text{III.37})$$

Avec

$$chx^2 - shx^2 = 1 \quad (\text{III.38})$$

$$chx^2 = 1 + shx^2 \quad (\text{III.39})$$

En utilisant (III.39) dans (III.37) on aura, l'expression (III.40)

$$s_{AB} = \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} ch \frac{x}{y_0} dx = 2 \int_0^{\frac{L}{2}} ch \frac{x}{y_0} dx = \left[ (2y_0 sh \frac{x}{y_0}) \right]_0^{\frac{L}{2}} \quad (\text{III.40})$$

En développant en série de Taylor, sinus hyperbolique de l'équation (III.40) s'écrit :

$$s_{AB} = 2 \left[ \left( x + \frac{x^3}{6y_0^2} + \frac{x^5}{120y_0^4} + \dots \right) \right]_0^{\frac{L}{2}} \quad (\text{III.41})$$

Et en arrêtant le développement au second terme, on aura :

$$s_{AB} = L + \frac{L^3}{24y_0^2} \quad (\text{III.42})$$

En remplaçant le paramètre  $y_0$  par son expression (III.22) dans l'expression (III.42), on obtient :

$$s_{AB} = s = L + \frac{\gamma^2 L^3}{24\sigma^2} \quad (\text{III.43})$$

's'étant la longueur d'arc [22].

### III.6 Equation d'état de la corde

Le tableau III.2 Ci-dessous donne les caractéristiques du conducteur à l'état initial et à l'état final.

	ETAT INITIAL	ETAT FINAL
Température	$\theta_1$	$\theta_2$
tension de la corde	$\sigma_1$	$\sigma_2$
Poids total	$\gamma_1$	$\gamma_2$
Longueur	$s_1$	$s_2$

Tableau III.2 Caractéristiques du conducteur à deux états[10].

La température a une influence notable sur l'étirement de la corde et par conséquent sur la tension de traction et sur la flèche. Il est important de s'assurer que, même dans les conditions les plus extrêmes, la valeur critique de la tension de traction ne soit pas dépassée [19],[10].

La variation de longueur du câble entre ces deux états est égale à :

$$\Delta s = \frac{\gamma_2^2 L^3}{24\sigma_2^2} - \frac{\gamma_1^2 L^3}{24\sigma_1^2} \quad (\text{III.44})$$

Cette variation de longueur est due à :

- L'allongement du câble sous l'effet des variations de température entre les deux états :

$$s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1) \quad (\text{III.45})$$

$\alpha$  : étant le coefficient de dilatation du métal (1/mK)

- La déformation élastique du câble :

$$s_1 \left( \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \right) \quad (\text{III.46})$$

Où E est le module de Young du conducteur (N/m<sup>2</sup>) et S sa section (mm<sup>2</sup>).

$$\Delta s = s_1 \left[ \left( \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \right) + \alpha(\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (\text{III.47})$$

Tenant compte des équations, (III.44) et (III.47)  $\Delta s$  s'écrit :

$$\Delta s = \frac{\gamma_2^2 L^3}{24\sigma_2^2} - \frac{\gamma_1^2 L^3}{24\sigma_1^2} = s_1 \left[ \left( \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \right) + \alpha(\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (\text{III.48})$$

L étant la portée et  $s_1$  la longueur de l'arc, on peut admettre que pour les portées courantes et peu dénivelées, L est très voisine de  $s_1$  ; ceci donne  $s_1/L \approx 1$ .

Ainsi l'équation (III.48) devient :

$$\frac{\gamma_2^2 L^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\gamma_1^2 L^2}{24\sigma_1^2} = \left[ \left( \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \right) + \alpha(\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (\text{III.49})$$

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) = \frac{\gamma_2^2 L^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\gamma_1^2 L^2}{24\sigma_1^2} - \left( \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \right) \quad (\text{III.50})$$

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) = \left( \frac{\gamma_2^2 L^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\sigma_2}{E} \right) - \left( \frac{\gamma_1^2 L^2}{24\sigma_1^2} - \frac{\sigma_1}{E} \right) \quad (\text{III.51})$$

$$\frac{\gamma_2^2 L^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\sigma_2}{E} - \alpha\theta_2 = \frac{\gamma_1^2 L^2}{24\sigma_1^2} - \frac{\sigma_1}{E} - \alpha\theta_1 = cste \quad (\text{III.52})$$

Où « cste » est une constante adimensionnelle.

Cette équation est souvent écrite sous la forme suivante :

$$\frac{\gamma^2 L^2}{24\sigma^2} - \frac{\sigma}{E} - \alpha\theta = cste \quad (\text{III.53})$$

Lorsque l'on recherche  $\sigma_2$  connaissant les conditions de l'état initial, le problème consiste alors à trouver une solution à l'équation (III.54) :

$$\sigma_2^3 + \sigma_2^2 \left[ \frac{\gamma_1^2 L^2}{24\sigma_1^2} E + \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - \sigma_1 \right] = \frac{\gamma_2^2 L^2}{24} E \quad (\text{III.54})$$

T : étant la tension mécanique du conducteur en Newton et p le poids du conducteur

$$\sigma = \frac{T}{S} \quad (\text{III.55})$$

$$p = (\gamma_0 + \gamma_s) S = \gamma S \quad (\text{III.56})$$

En tenant compte de (III.55) et (III.56), les équations (III.53) et (III.54) peuvent s'écrire sous la forme :

$$\frac{p^2 L^2}{24T^2} - \frac{T}{ES} - \alpha\theta = cste \quad (\text{III.57})$$

$$T_2^3 + T_2^2 \left[ \frac{p_1^2 L^2}{24T_1^2} ES + \alpha(\theta_2 - \theta_1) ES - T_1 \right] = \frac{p_2^2 L^2}{24} ES \quad (\text{III.58})$$

L'équation (III.58) peut s'écrire sous la forme :

$$\sigma_2^3 + A\sigma_2^2 - B = 0 \quad (\text{III.59})$$

Avec

$$A = \frac{p_1^2 L^2}{24T_1^2} ES + \alpha(\theta_2 - \theta_1) ES - T_1 \quad (\text{III.60})$$

$$B = \frac{p_2^2 L^2}{24} ES \quad (\text{III.61})$$

La résolution de l'équation non linéaire (III.59) se fait numériquement par la méthode de Newton.

Soit une équation  $f(x)$  non linéaire,  $f'(x)$  est sa dérivée.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{III.62})$$

Avec  $f(x) \neq \text{constante}$

Appliquée à l'équation de changement d'état (III.58) et posant :

$$f(T_n) = T_n^3 + AT_n^2 - B \quad (\text{III.63})$$

Alors

$$f'(T_n) = 3T_n^2 + 2AT_n \quad (\text{III.64})$$

Et par suite le calcul itératif se fera avec l'équation suivant :

$$T_{n+1} = T_n - \frac{T_n^3 + AT_n^2 - B}{3T_n^2 + 2AT_n} \quad (\text{III.65})$$

Nous pouvons grâce à cette résolution, calculer les tensions dans notre conducteur en fonction de l'hypothèse utilisée. [6],[25] [24].

**Remarque2 :** Le rapport entre la tension nominale dans le câble (sous l'hypothèse de répartition HYP.R), et la tension de rupture est un critère important de dimensionnement. Ce rapport doit être inférieur à approximativement 20%. Plus précisément, ce critère permet à notre câble de ne pas subir de rupture par fatigue au niveau des pinces d'ancrage[6].

### III.7 Tension mécanique maximale

Si l'on connaît le matériau dans lequel la ligne sera réalisée, on connaît aussi le poids de la ligne, mais aussi la tension de rupture de celle-ci. Pour le dimensionnement d'une ligne aérienne, on prend un coefficient de sécurité égal à 3, on limite ainsi la tension dans le conducteur à 1/3 de la tension de rupture[6]:

$$T_{\max} = \frac{1}{3} T_{\text{rupture}} \quad (\text{III.66})$$

### III.8 Poids équivalent et angle d'inclinaison

Il est nécessaire, dans une étude, de vérifier la portance des chaînes d'isolateur, c'est-à-dire de s'assurer que la résultante des efforts est dirigée vers le sol et suffisante pour éviter que sous l'action du vent la chaîne ne s'incline trop pour respecter les distances entre conducteurs et masses[6].

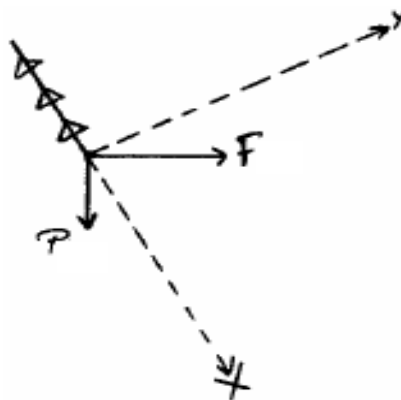


Figure III.5 efforts appliqués sur le conducteur



En projetant les différentes forces selon l'axe 'x' nous pouvons écrire (III.60) :

$$p \cos \psi + F \sin \psi = P_{\text{équi}} \quad (\text{III.67})$$

Avec

$P_{\text{équi}}$  = le poids équivalent

$p$  = le poids du conducteurs (poids propre plus surcharge éventuelle)

$F$  = la force due au vent horizontal

$F$  est exprimé par la relation suivante

$$F = C_x \cdot V \cdot d \quad (\text{III.68})$$

Où ' $C_x$ ' est le coefficient de traînée du câble et ' $d$ ', son diamètre et ' $V$ ' est la pression du vent.

Si l'on projeté les différentes forces selon l'axe 'y' on peut écrire :

$$F \cos \psi - p \sin \psi = 0 \quad (\text{III.69})$$

$$F \cos \psi = p \sin \psi \quad (\text{III.70})$$

$$\tan \psi = \frac{F}{p} \quad (\text{III.71})$$

$$\psi = \arctan \left( \frac{F}{p} \right) \quad (\text{III.72})$$

$\psi$  est l'angle d'inclinaison du conducteur sous l'effort du vent.

### III.9 Calcul de la portée critique

L'équation de changement d'état permet de calculer la portée dite **portée critique** au-dessus de laquelle l'hypothèse « HYP.A » est plus sévère que l'hypothèse « HYP.B » [25].

On considère que cette portée de longueur  $L_{cr}$  est soumise à une tension maximale admissible dans le conducteur  $T_{\max}$ .

$$L_{cr} = \sqrt{\frac{24T_{\max}^2 \alpha (\theta_2 - \theta_1)}{(p_2^2 - p_1^2)}} \quad (\text{III.73})$$

### III.10 Calcul de paramètres divers

La figure (III.6) ci-dessous montre les différentes distances intervenant dans le dimensionnement d'un support de ligne électrique.

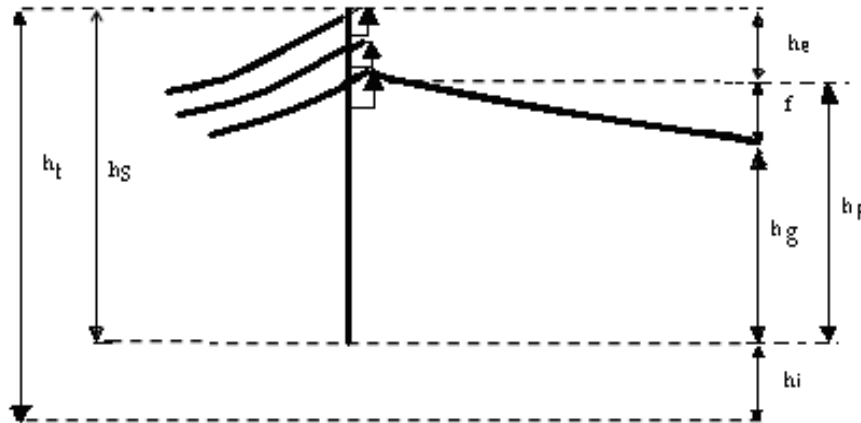


Figure III.6 : Différentes hauteurs relatives à un support[10].

$h_e$  : Encombrement au sommet du support

$h_i$  : Implantation (enfouissement du support)

$$h_i = \frac{h_t}{10} + 0.5 \quad [\text{m}] \quad (\text{III.77})$$

$h_s$  : Hauteur hors-sol du support

$h_p$ : Hauteur du support sous fil (point de suspension le plus bas)

$h_t$  : Hauteur totale du support

$h_g$  : la garde au sol

$f$  : flèche à la température maximale

### III.10.1 Flèche maximale

Dans des conditions des températures importante et de vent réduit (HYP.R), la flèche des conducteurs d'une portée sera la plus importante, cette dernière est appeler flèche maximal [13].

Elle est exprimée à partir des expressions (III.22) et (III.28) comme suit :

$$f_{\max} = \frac{p_{\text{HYP.R}} L^2}{8.T_{\text{HYP.R}}} \quad (\text{III.78})$$

### III.10.2 Garde au sol

La garde au sol est la distance entre le point le plus bas du conducteur et le sol. Sa valeur est déterminante pour le calcul de la hauteur des supports.

Nous retiendrons une hauteur minimale de six mètres (6m), cette dernière varie en fonction de la tension et des obstacles aux voisinages de la ligne (maison, route, voie ferrée, terrain agricole.....) [6].

$$hg = 6 + 1 + \frac{U_N - 50}{100} \quad [\text{m}] \quad \text{si } U_N > 50\text{KV} \quad (\text{III.79})$$

Si non, si  $U_N < 50\text{KV}$  le terme tenant compte de la tension  $\frac{U_N - 50}{100}$  est négligé.

### III.11 Efforts appliqués au support

Les supports sont soumis à l'effort du vent  $F_{vs}$  et aux efforts dus à la traction  $T$  sur les conducteurs.

L'effort résultant  $\vec{F}_R$  sur le support est alors tel que :

$$\vec{F}_R = \vec{F}_{vs} + \vec{T} \quad (\text{III.80})$$

Pour les réseaux basse et moyenne tensions, on ne tient pas compte des efforts transmis par les ferrures et les isolateurs. La valeur des efforts à prendre en compte pour le choix de support est celle résultant de l'hypothèse la plus défavorable.

#### III.11.1 supports en alignement

Les supports de suspension ou d'alignement ont uniquement pour rôle de maintenir les conducteurs à une hauteur suffisante au-dessus du sol.

En général un support d'alignement est soumis à un effort horizontal exercé par le vent sur les conducteurs et un effort vertical dû au poids des conducteurs (avec ou sans givre)[24].

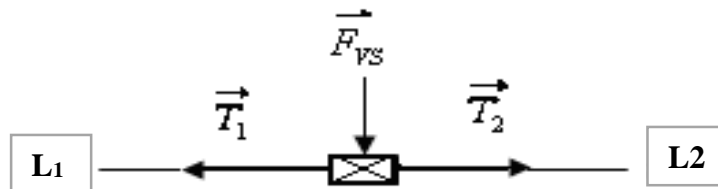


Figure III.7 Efforts sur le support en alignement [24].

- **Effort du vent**

L'effort du vent  $\vec{F}_{vs}$  sur un support à n conducteurs en alignement se calcul comme suit :

$$F_{VS} = Vnd \left( \frac{L_1 + L_2}{2} \right) \quad (\text{III.81})$$

Où

V : la pression du vent sur les conducteurs,

d : diamètre du conducteur en mètres,

$L_1$  et  $L_2$  les portées adjacentes[24].

- **Effort de traction**

L'effort de traction  $\vec{T}$  est tel que :

$$\vec{T} = \vec{T}_1 + \vec{T}_2 \quad (\text{III.82})$$

Si les deux portées adjacentes sont égales ( $L_1 = L_2$ ) et leurs conducteurs identiques, les deux tensions mécaniques égales et opposées s'annulent. Dans le cas contraire, le support subit dans la direction de la ligne un effort égal à la différence des tensions mécaniques.

Il y a lieu de vérifier que cet effort transversal est acceptable pour le support choisi [24].

L'effort résultant  $\vec{F}_R$  sur le support est alors tel que :

$$\vec{F}_R = \vec{F}_{VS} + \vec{T} \quad (\text{III.83})$$

$$F_R = Vnd \left( \frac{L_1 + L_2}{2} \right) + T_1 + T_2 \quad (\text{III.84})$$

### III.11.2 supports d'angle et d'arrêt

A la différence des supports d'alignement, les supports d'angle et d'arrêt sont soumis à des efforts permanents importants dus aux angles du tracé ou à l'arrêt des câbles. Ces supports ont une orientation par rapport à l'axe de la ligne qui répond à des exigences particulières[14].

#### III.11.2.1 Supports d'ancrage avec angle

Le support d'ancrage et d'arrêt se trouvent aux limites des cantons de pose, l'angle quant à lui est utilisé lorsque l'on doit imposer un changement de direction à la ligne[6].

- Effort du vent :** Les deux portées adjacentes étant égales ( $L_1 = L_2$ ) et leurs conducteurs identiques, le vent de force  $\vec{F}_{VS}$  souffle dans le sens de la bissectrice de l'angle formé par les deux conducteurs (de part et d'autre du support). La résultante du vent sur le support est  $\vec{F}_{RV}$  et se trouve sur la bissectrice[10].

Pour chaque demi- portée, nous avons :

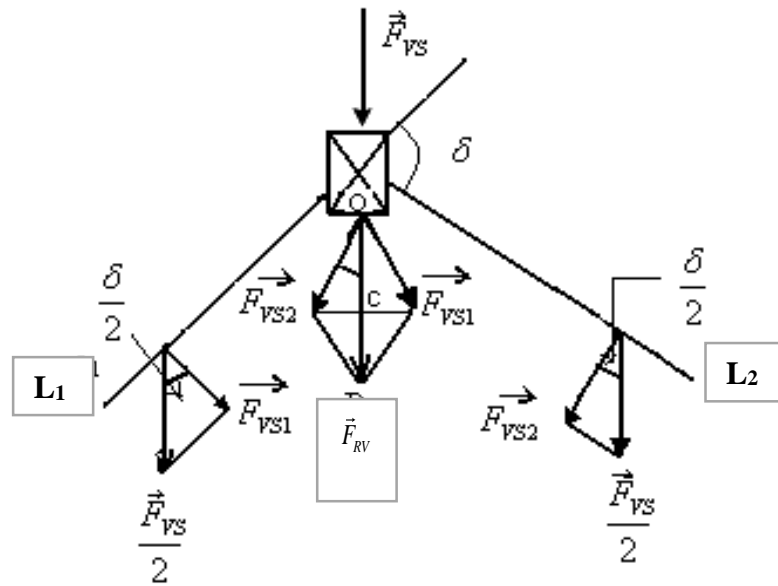


Figure III.8 Efforts sur le support d'ancrage avec angle

$$F_{VS1} = F_{VS2} = \frac{F_{VS}}{2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \tag{III.85}$$

La force  $F_{VS1}$  se confond alors à  $F_{RV}$

$$F_{RV} = 2F_{VS1} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \tag{III.86}$$

En tenant compte de (III.85) et en remplaçant  $F_{VS1}$  dans (III.86), on obtient :

$$F_{RV} = F_{vs} \cdot \cos^2 \frac{\delta}{2} \tag{III.87}$$

**Remarque3:** Dans le cas où  $L_1 \neq L_2$ , on peut considérer le vent comme soufflant sur une portée moyenne égale à  $\frac{L_1+L_2}{2}$  agissant dans la direction de la résultante de traction des conducteurs[10].

- **Effort de traction :** Les deux portées étant égales et leurs conducteurs identiques pour une ligne rigide, si  $T_1=T_2=T$ , la résultante  $\vec{F}_{RT}$  se trouve sur la bissectrice de l'angle formé par les deux conducteurs (de part et d'autre du support).

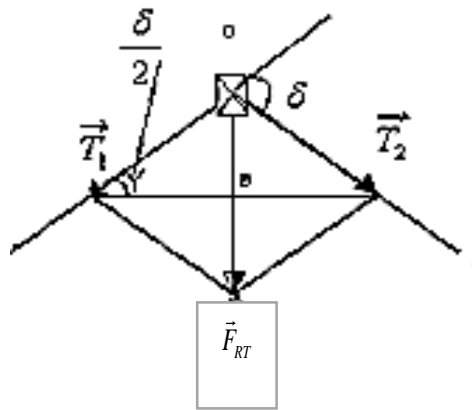


Figure III.9 : effet de traction des conducteurs en angle

Avec  $T_1=T_2=T$

$$OB = T \sin \frac{\delta}{2} \quad (\text{III.88})$$

$$\vec{F}_{RT} = 2OB = 2.T \sin \frac{\delta}{2} \quad (\text{III.89})$$

**Remarque4 :** Dans le cas où  $T_1$  est différente de  $T_2$ , la résolution graphique s'impose pour rechercher la direction et la grandeur de la résultante. Pour les angles importants de déviation  $\delta$ , on peut déterminer une nouvelle tension  $T' < T$  compte tenu que les conducteurs ne sont plus soumis à un effort du vent [10].

Les supports d'angle sont déterminés suivant l'effort résultant  $\vec{F}_R$  sur le support dans le sens horizontal perpendiculaire à la ligne d'après la formule (III.89) dans laquelle :

$F_R$  : est l'effort résultant appliqué au support

$T$  : tension mécanique maximale du conducteur pour le canton considéré

$F_{RT}$  : La résultante de la tension mécanique dans le fil

$F_{RV}$  : La résultante de l'effort de vent

$\delta$  : Angle de dérivation de la ligne

$$F_R = F_{RT} + F_{RV} = 2T \sin \frac{\delta}{2} + F_{vs} \cos^2 \frac{\delta}{2} \quad (\text{III.90})$$

### III.11.2.2 Support d'arrêt

Les supports d'arrêt sont situés aux extrémités de la ligne, à l'entrée ou à la sortie d'un poste.

Le vent sur les conducteurs est compensé par le vent prévu sur le support dans le sens de T il ne sera pas pris en compte dans le calcul.

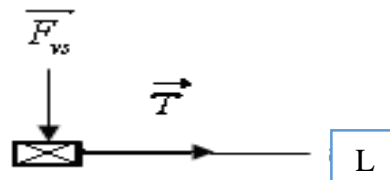


Figure III.10 : support en arrêt franc

Dans ce cas  $F_{VS}$  est nulle

C'est qui conduit à dire que la résultante se confond avec la tension T.

Avec T la tension mécanique dans le conducteur

$$F_R = T \quad (\text{III.91})$$

## III.12 Exemple de dimensionnement d'une ligne électrique aérienne HTA

### III.12.1 Données du problème

Une ligne électrique aérienne en conducteur AMS (alliage Al, Mg, Si) devant transiter une puissance de 10MW, sur 20Km sous une tension nominale de 30kv.

Nombre d'années projetées, T =20 ans avec une utilisation de 760 heures par an à pleine charge et une augmentation annuelle de la puissance  $a = 3\%$ , le facteur de puissance est de 0,9 inductif.

L'alliage conducteur possède une résistivité de  $0,357 \cdot 10^{-7} \Omega \cdot m$  à  $20^\circ C$  et un coefficient de température de  $0,004 K^{-1}$ , Masse volumique à  $20^\circ C$  vaut  $2697 kg/m^3$ .

La puissance de court-circuit à considérer ne dépassera jamais 700 MVA, durée de court-circuit tcc 0.5 secondes, chute de tension maximale de 9%.

Pourcentage d'accroissement du prix du kWh,  $b$  : 2% ; taux d'intérêt,  $i$  : 8,5%, le prix du kWh de perte vaut 6.944DA/kWh, le coût du conducteur est de 555.52DA/kg (y compris le tirage)

Pourcentage de support d'alignement 80 %, d'angle 10 % et d'arrêt 10 %, avec un angle maximal pour les supports d'angle 30°.

Pour les supports d'alignement un armement nappe voûte est utilisé, tandis que pour les supports d'angle et d'arrêt un armement nappe horizontale est utilisé.

### III.12.2 résultats du calcul

Voici les résultats de notre calcul.

- les caractéristiques du conducteur utilisé sont regroupées dans le tableau III.3 ci-dessous.

Caractéristiques du conducteur	Valeurs
Section économique	318 mm <sup>2</sup>
Nombre des brins	37
Diamètre extérieur	23.2 mm
Résistance linéique à 20°C	0.105 Ohm/Km
Coefficient de dilatation	23.10 <sup>-6</sup> K <sup>-1</sup>
Tension de rupture	102.500 KN

*Tableau III.3 caractéristique du conducteur*



- Les isolateurs utilisés ont pour caractéristiques résumé dans le tableau III.4 ci-après

Caractéristiques des isolateurs	valeurs
Nombre d'assiette	3
Modèle d'assiette	F70/127 type standard
pas	127 mm
Masse totale de la chaîne d'isolateur	10.5 kg
Longueur totale de la chaîne d'isolateur	0.381 m
Tension de tenue aux chocs de foudre (BIL)	260 KV
Tension la plus élevée pour le matériel	52 KV

*Tableau III.4 Caractéristiques des isolateurs*

- Les caractéristiques de la jonction sont données dans le tableau III.5 ci-dessous

Caractéristiques de la jonction	valeurs
Portée Moyenne	100 m
Tension mécanique (HYP.A)	25.1314 KN
Tension mécanique (HYP.B)	34.1667 KN
Tension mécanique(HYP.R)	12.549 KN
Tension mécanique (Every day Stress)	10.991 KN
Probabilité de rupture du conducteur	10.72%

*Tableau III.5 Les caractéristiques de la jonction*

Le choix du type de support dépend essentiellement de la zone d'implantation, pour la zone rurale on prend le type « bs » ou bout-soudés ; pour les zones urbaines ou semi-rurale on utilise le béton.

Les tableaux III.6 et III. 7 suivants résument les différentes caractéristiques des supports utilisés.

Pour tenue de ligne nous choisissons des supports de type béton de caractéristiques :

Support			Effort (daN)	
Type béton	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V
11-250	805	11	250	500

*Tableau III.6 Caractéristiques du support béton*

Support			Effort (daN)	
Type bs	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V
95bs66	317	11	450	600

*Tableau III.7 Caractéristiques du support « bs »*

- Les dimensions des fouilles sont représentées sur la figure III.11

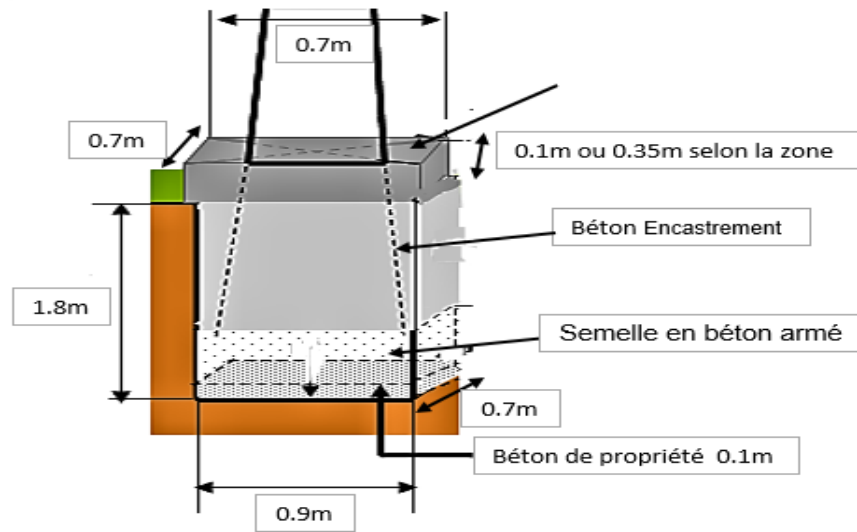


Figure III.11 Les dimensions des fouilles

Un volume de béton de  $0.872 \text{ m}^3$  est utilisé dans les zones urbaines et  $0.961 \text{ m}^3$  dans les zones rurales pour les supports en béton [26].

Un volume de béton de  $1.766 \text{ m}^3$  est utilisé dans les zones urbaines et  $1.888 \text{ m}^3$  dans les zones rurales pour les supports métalliques « bs » [26].

- Les différentes distances relatives au support sont quant à elles données par la figure III.15 ci-après.

Distances	Valeur
Garde au sol	7 m
Point le plus bas de suspension	7.88 m
Flèche maximale	0.88 m
Profondeur d'enfouissement	1.6 m
Distance phase-phase	1.32 m
Distance phase-masse	0.2 m

Tableau III.8 Les différentes distances relatives au support

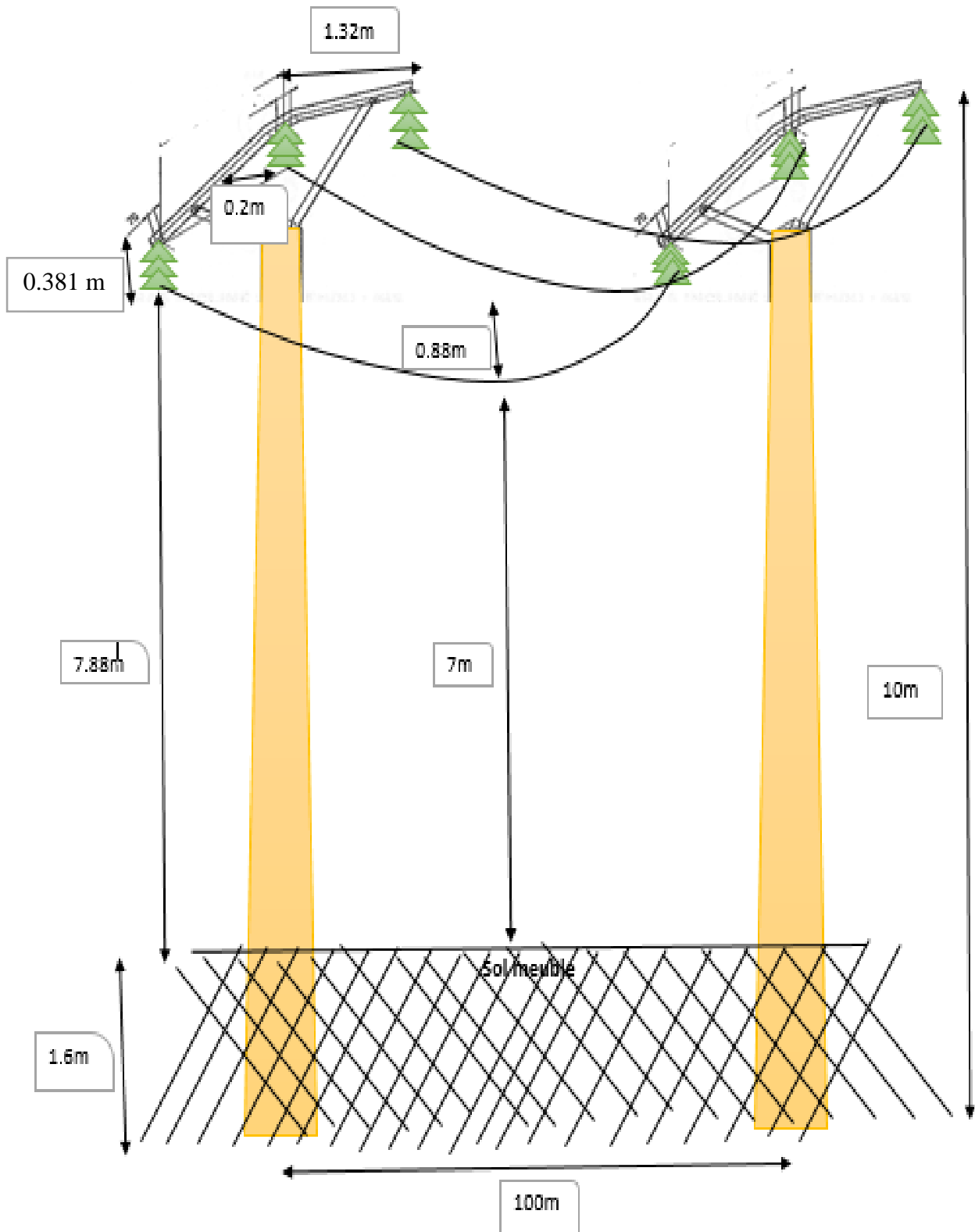


Figure III.12 Les différentes distances relatives au support

**III.13 conclusion**

Pour les lignes aériennes, l'étude mécanique traite les différentes parties de ces lignes à savoir les supports avec le calcul des efforts qu'ils subissent, les flèches qui dépendent des hypothèses de calcul ( condition climatique ) et la nature du terrain ( les portées nivelée et dénivelée) etc..

Ces paramètres constituent un ensemble de critères à respecter pour bien dimensionner la ligne électrique

Dans cette partie nous avons essayé de joindre le théorique au pratique pour pouvoir dégager un modèle qui sera utiliser pour le calcul des paramètres de l'exemple traiter pour ensuite utiliser ces résultats pour valider notre programme de calcul.

## IV.1 Introduction

Les calculs techniques pour le dimensionnement électrique et mécanique de la ligne électrique aérienne nécessitent la connaissance des différentes conditions et contraintes liées à la réalisation de cette ligne électrique.

Pour cela avant d'entamer cette phase il faut élaborer un cahier des charges, ce cahier est établi sur la base des données recueillies sur terrain et après avoir fait les différentes enquêtes et sondages concernant le projet à réaliser tout en respectant les exigences des exploitants de cette ligne

Ces phases sont regroupées dans une procédure administrative bien règlementée. Ce n'est qu'après l'achèvement de cette procédure que nous pouvons entamer le reste des phases à savoir la partie étude puis la réalisation.

## IV.2 Procédures administratives

L'étude d'implantation d'une ligne mêle étroitement les études techniques aux procédures administratives. Le processus complet dépend des règles en usage dans chaque pays et des conditions exigées par le cahier de charge Notons, cependant, que cette façon de procéder n'est pas figée et subit en permanence des modifications.

L'objectif poursuivi est, bien entendu, de réaliser une ligne électrique fiable au coût minimal, mais s'intégrant parfaitement dans l'environnement. Le respect de l'environnement, l'évitement des obstacles et les difficultés de passage font que le tracé est rarement une ligne droite [27].

### IV.2.1 les parties concernées

Lors des procédures administratives, les parties mises en jeu sont :

- les représentants de l'État (différents service concernés par le projet d'implantation de la ligne ainsi que les représentants de la SONELGAZ et la DMI, ...)
- les élus (les députés, les maires,...)
- le public (les associations et organisations, les exploitants, les propriétaires) [27].

### IV.2.2 Etude d'impact

L'étude d'impact permet de sélectionner le meilleur tracé. Elle s'élabore en quatre phases successives :

- la définition d'une aire d'étude suffisamment vaste et la détermination, à l'intérieur de cette aire, des tracés possibles, choix facilités par l'étude et l'analyse des différents documents mis à disposition par l'Institut géographique national (photographies aériennes, plan d'occupation

- des sols, cartes d'état-major etc.) et par l'usage de carte satellite qui permet, surtout en zone difficile, de repérer les points délicats et de sélectionner les passages apparemment favorables;
- l'étude de l'état initial de l'environnement de l'aire regroupée en quelques grands titres (le paysage et sa perception, le milieu naturel, l'agriculture, l'habitat, les contraintes techniques,...);
  - la synthèse de l'état initial et le choix de la bande de moindre impact dans laquelle s'inscrira le tracé définitif (couloir de largeur variable en fonction des différentes contraintes techniques ou d'environnement);
  - la définition du tracé avec analyse des contraintes résiduelles et les mesures retenues, ainsi que leur coût, pour réduire ou si possible compenser les conséquences dommageables [27].

### IV.3 Études techniques

#### IV.3.1 Mise au point du tracé de détail

Le tracé résultant des procédures précédentes est le tracé de principe qui laisse au maître d'œuvre la possibilité de prendre en compte des contraintes localisées (limites de parcelles, chemins, proximité d'habitations, etc.). C'est pourquoi ce tracé doit être affiné afin que soient déterminés tous les détails techniques de l'ouvrage et sa localisation par un balisage sommaire sur le terrain. Les études sur le terrain et les informations recueillies auprès des administrations, des maires, des chambres d'agriculture, des propriétaires et des exploitants aboutissent au projet détaillé de construction, qui comporte notamment les emplacements des pylônes, matérialisés par des points alignés sur une carte [27].

La figure IV.1 montre le tracé de détail d'une ligne électrique.

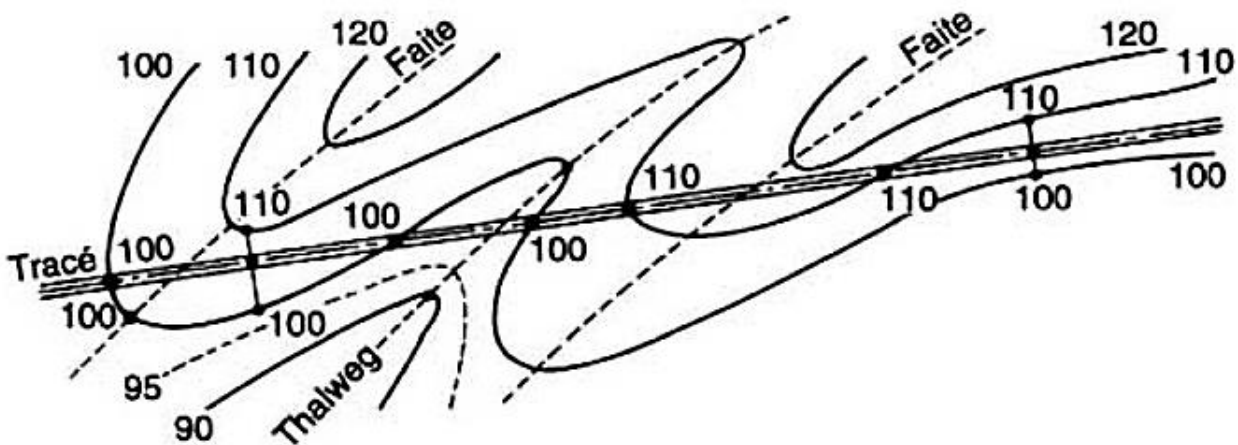


Figure IV.1 Tracé de détail d'une ligne électrique [27]

### IV.3.2 Profil en long

Le profil en long est le document topographique le plus important, puisqu'il sert de base à la détermination de l'emplacement et de la hauteur des supports et des câbles. Pour aboutir à ces documents nécessaires à l'étude complète de la ligne, il y a lieu de réaliser une restitution graphique soit par des méthodes topographiques classiques (à partir de relevés de terrain), soit par des procédés photogrammétriques (à partir de photos aériennes) [27].

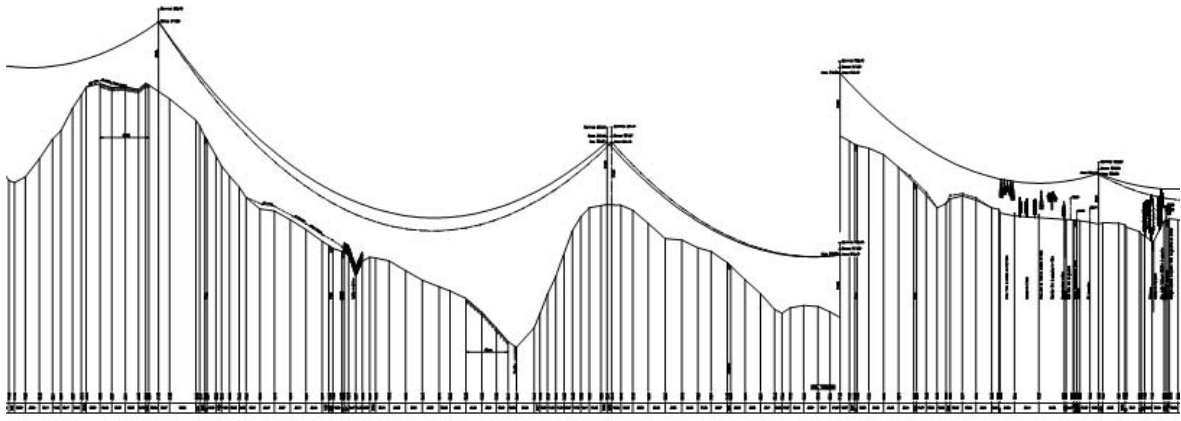


Figure IV.2 Extrait du profil en long d'une ligne électrique [21]

La vue de profil illustre le modèle numérique de terrain et les obstacles sous la nappe.

L'image en 3D du profil en long ci-dessous permet de visualiser facilement les angles en ligne et les proximités latérales [28]

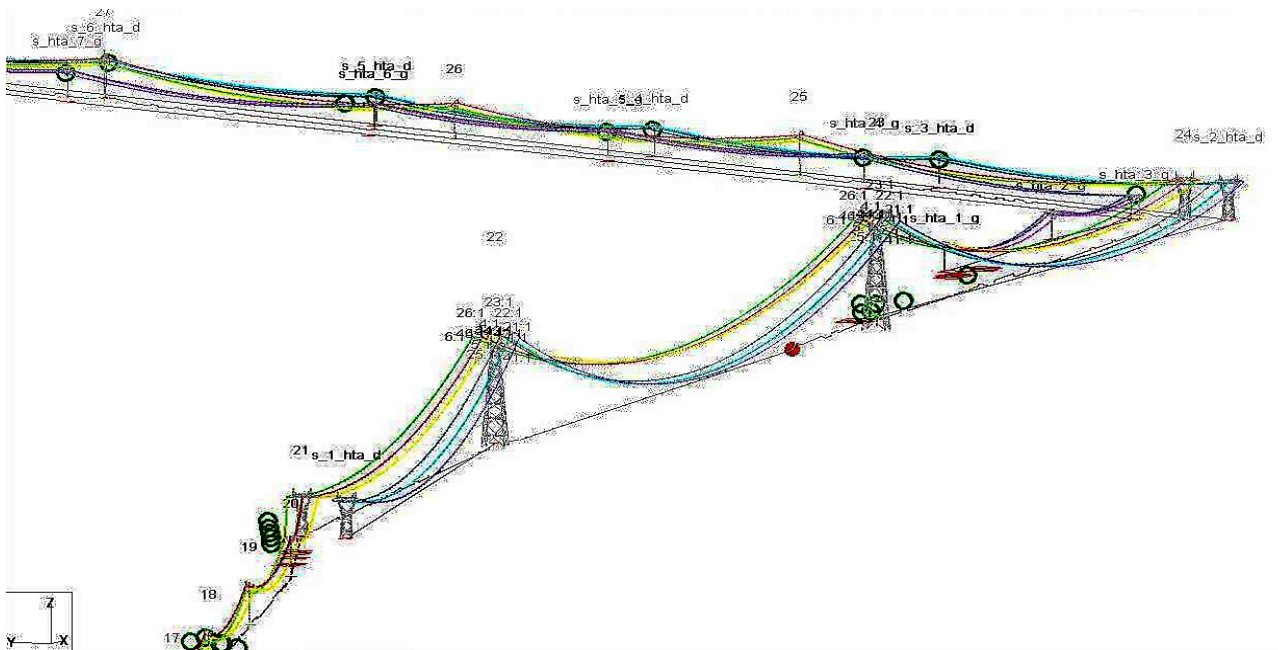


Figure IV.3 Extrait de profil en long en 3D [28]



### IV.3.3 Recherche de la répartition des supports

Pour étudier l'implantation des supports, le maître d'œuvre fait le choix d'un paramètre de répartition correspondant au paramètre des câbles pour des températures maximales en exploitation atteintes.

Il existe toujours des points d'implantation obligés (sommets, angles, points singuliers) et il est recommandé d'effectuer la répartition à partir de l'un de ces points en utilisant au mieux le profil du terrain tout en respectant les distances minimales des conducteurs inférieurs au sol ou aux obstacles dans des zones particulières (routes, voies ferrées, chemins, terrains de culture, etc.).

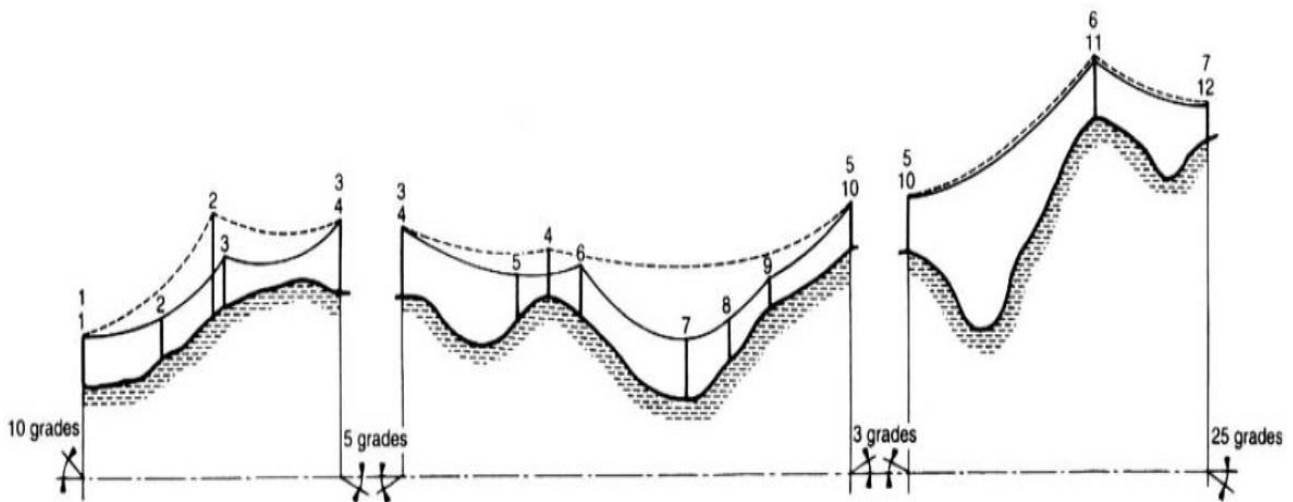


Figure IV.4 Exemple de répartition provisoire des pylônes [27]

### IV.4 les travaux préparatoires

Les travaux de construction commencent par un dégagement des emprises (déboisement élagage, écimage) nécessaires à l'implantation de l'ouvrage et à la création des accès utiles à sa construction[8].

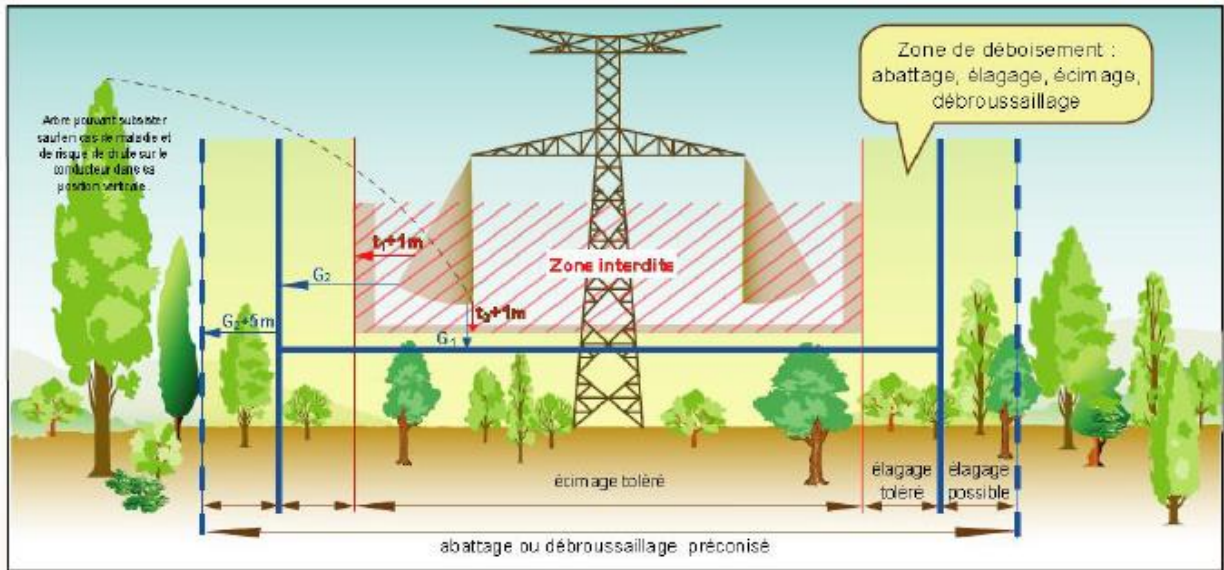


Figure IV.5 Zone de déboisement [21]

#### IV.4.1 Les accès

L'accès à l'emplacement des pylônes, s'il n'existe pas de route ou de chemin, nécessite la réalisation d'une piste ou le renforcement de pistes existantes. Cette piste est généralement provisoire. Le cas échéant, afin de réduire l'empreinte écologique des chantiers, des moyens spéciaux à faibles empreintes peuvent être mis en œuvre[8].

#### IV.4.2 Les aires d'intervention

Au niveau de l'emplacement de chaque pylône, une aire d'intervention est réalisée. Elle est nécessaire aux opérations de réalisations des fondations, d'assemblage et de levage des pylônes[8].

#### IV.5 Mise en place de la ligne

Après avoir approvisionné le chantier (au pied d'œuvre) en matériels (cornière, treuil....) les étapes de la construction commencent par la réalisation des fondations (selon le nombre de pieds du support).

##### IV.5.1 Procédés de montage des supports

Le procédé de montage utilisé dépend des caractéristiques des pylônes (hauteur, dimensions à la base, masse des éléments à lever), des facilités d'assemblage au sol (aire d'assemblage), ainsi que des possibilités d'amener à pied d'œuvre des engins de levage et enfin des moyens dont dispose l'Entreprise[27]. On rencontre :

### IV.5.1.1 Montage par rotation

Le levage par rotation (figure IV.6) est surtout appliqué aux pylônes de faibles dimensions, mais il peut l'être, également, assez exceptionnellement, aux grands pylônes métalliques. Dans tous les cas, cette méthode n'est applicable qu'en terrain plat ou peu accidenté.

Après avoir complètement assemblé le pylône en position horizontale au niveau du sol, on fixe les montants inférieurs sur les embases à l'aide de charnières et on fait pivoter le pylône autour de celles-ci à l'aide de câbles tirés par un treuil. Il est avantageux d'utiliser un mât (ou une chèvre) suffisamment élevé, afin de réduire l'effort à fournir au début du levage du pylône (période de l'effort maximal)[27].

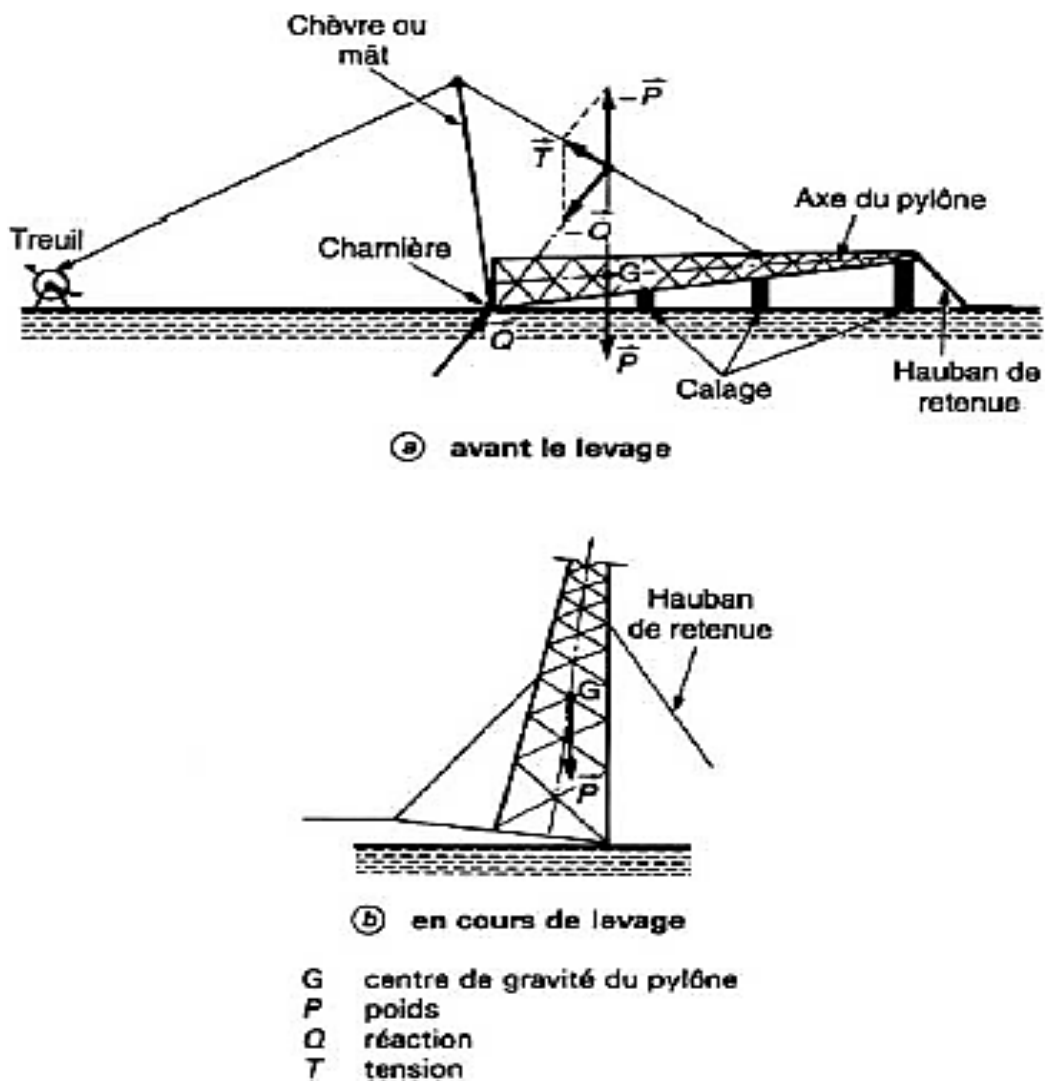


Figure IV.6 Levage des pylônes par rotation[27].

### IV.5.1.2 Montage à l'avancement

Le montage à l'avancement s'effectue à l'aide d'un mât de levage haubané. La base du mât est placée au sol pour le montage des parties inférieures, puis sur les tronçons édifiés, pour le levage des tronçons supérieurs.

Le montage barre par barre est peu utilisé. Il a été remplacé par le montage d'ensembles préalablement assemblés (tronçons, panneaux, poutres, consoles, etc.).

La figure IV.7 illustre ce type de montage[27].

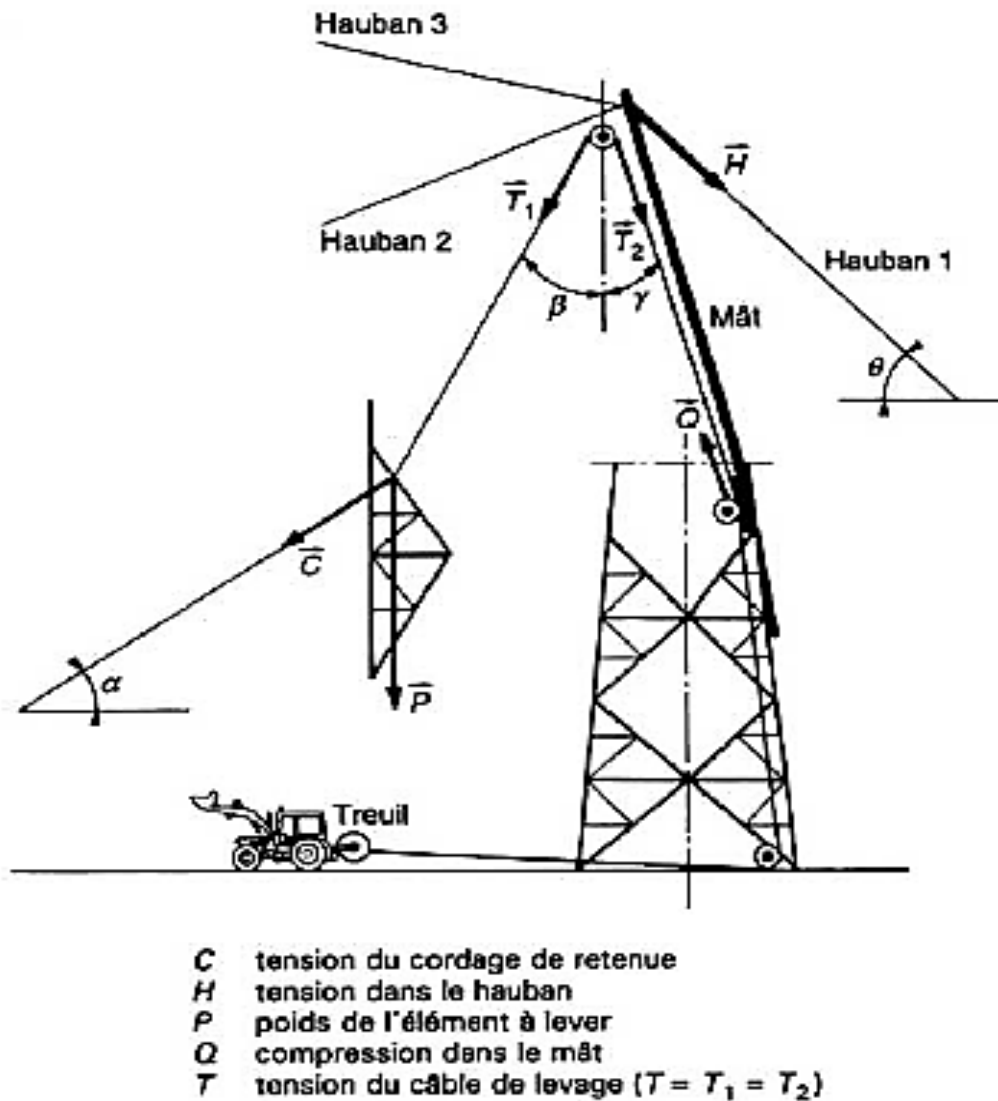
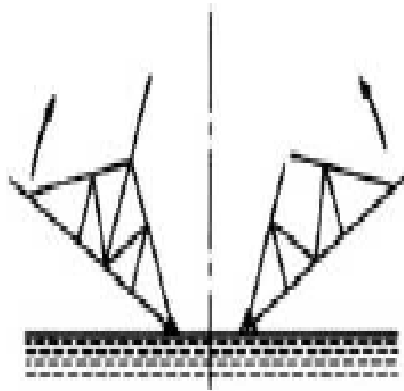


Figure IV.7 Levage des pylônes à l'avancement[27].

### IV.5.1.3 Montage mixte

Cette méthode consiste en une combinaison de la méthode par rotation et de la méthode à l'avancement. Au commencement du levage (figure IV.8), on réalise deux rotations, en sens opposés,

de deux panneaux symétriques (2 ou 3 tronçons de support). Ces deux panneaux sont ensuite assemblés, lorsqu'ils ont pris leur position définitive. La poursuite du levage s'effectue, ensuite, à l'avancement[27].



*Figure IV.8 Rotation de panneaux[27].*

#### **IV.5.1.4 Montage à la grue**

La partie basse du support (le fût) est assemblée au sol et levée par grue. Puis, la partie haute (la tête) est assemblée et équipée des chaînes d'isolateurs et levée par grue également[8].



*Figure IV.9 Montage à la grue[8]*

#### IV.5.1.5 Montage à l'hélicoptère

L'hélicoptère permet de mettre en place, successivement, différents tronçons de pylônes haute-tension. Un système automatique d'emboîtement provisoire ou définitif évite toute présence de personnel sur le pylône, d'où une sécurité accrue. L'assemblage définitif est assuré au fur et à mesure par les monteurs, après le départ de l'hélicoptère[27].

#### IV.5.1.6 Mise à la terre des supports

Les prescriptions relatives à la mise à la terre de certains supports ont pour objet de réduire à une valeur négligeable, les effets éventuels des arcs électriques contournant l'isolation suite à :

- la rupture des systèmes d'attache des conducteurs.
- la rupture des conducteurs eux même à proximité immédiate des attaches des bris d'isolateurs[26].

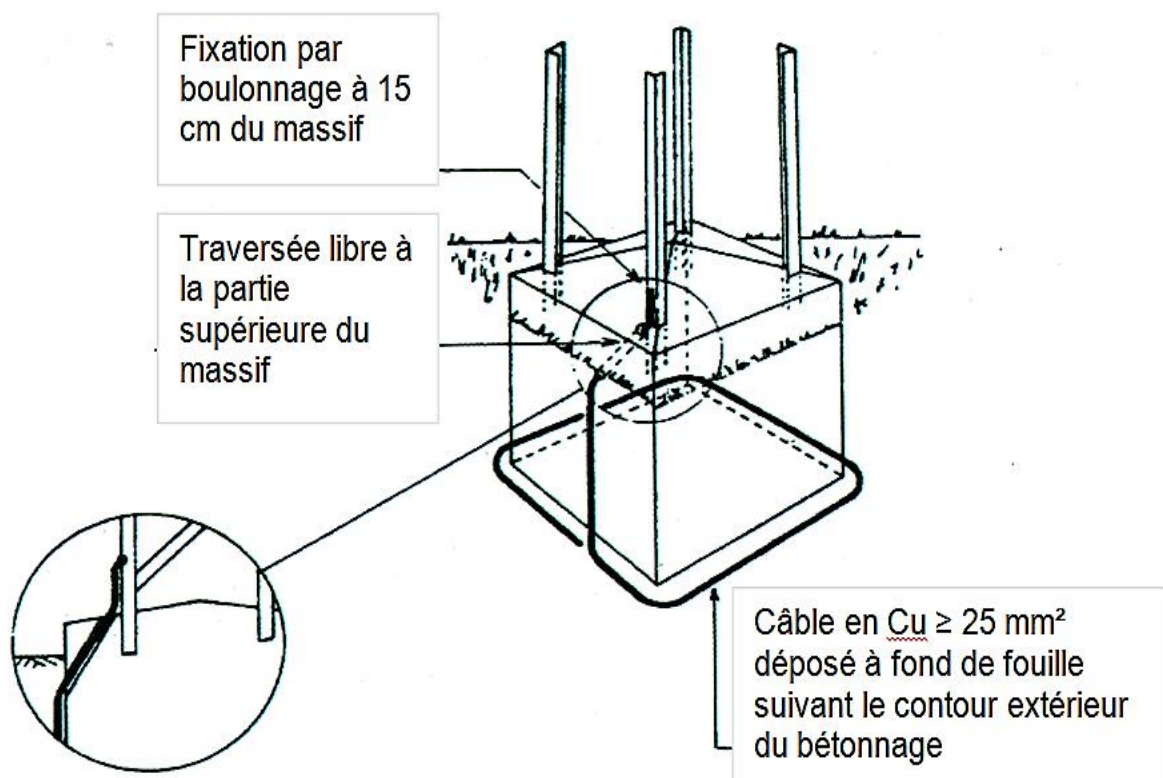


Figure IV.10 Mise à la terre d'un support métallique[26].

#### IV.5.2 Mise en place des conducteurs

Le montage des câbles représente le travail le plus délicat dans la construction des lignes. Il comporte deux opérations principales :

- le déroulage des câbles conducteurs et des câbles de garde ;

- le réglage et la mise sur pinces des câbles avec le montage des accessoires (bretelles, contrepoids, entretoises, boules de balisage, etc.)[27].

#### IV.5.2.1 Déroulage

Le déroulage des conducteurs est une opération délicate, car il faut éviter leur dégradation, notamment par frottement sur le sol, les arbres,...

Les tourets de câbles conducteurs sont placés aux deux extrémités (support 1 et 4), à l'extrémité 1, le poste dérouleur et à l'autre extrémité le poste tracteur. Une câblette en acier est déroulée par l'intermédiaire de poulies suspendues à l'extrémité des chaînes d'isolateurs. Elle est ensuite jointe au câble conducteur au niveau du poste dérouleur et tractée par le poste tracteur. On applique un faible effort de traction à l'aide du treuil sur la câblette qui entraîne le câble et on dispose des protections en bois pour éviter que le câble conducteur ne traîne sur le sol ou les obstacles[26].

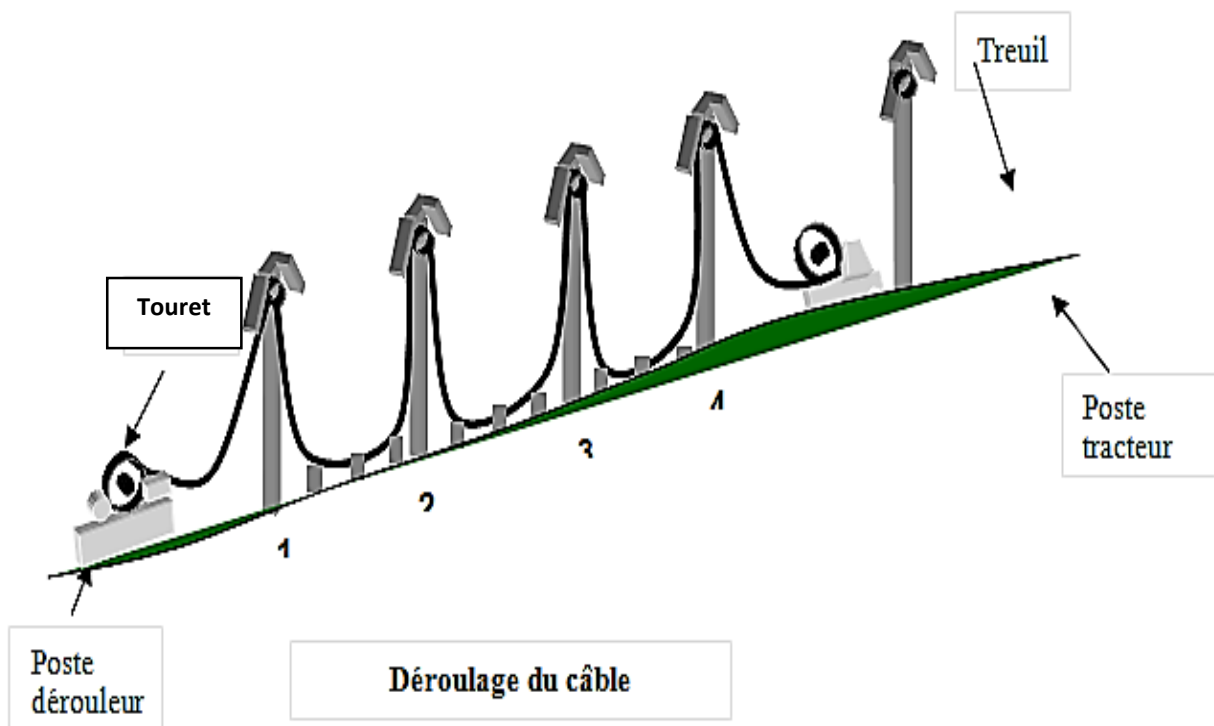


Figure IV.11 déroulage du conducteur[26].

#### IV.5.2.2 Le réglage des conducteurs

Le point de départ de l'étude mécanique d'une ligne électrique est la tension que l'on va appliquer aux conducteurs, et cela tout en restant dans les limites de la sécurité d'exploitation.

L'équilibre d'une ligne électrique dépend de quatre facteurs :

- La portée : c'est la distance entre deux supports
- La température du métal
- La flèche que prend le conducteur : la distance mesurée entre le point le plus bas que forment l'arc de cercle et la ligne imaginaire joignant l'extrémité des supports.

La tension spécifique est la tension résultante de l'effort maximum que subit le conducteur sous l'effet du vent, de la température et du poids du conducteur [26].

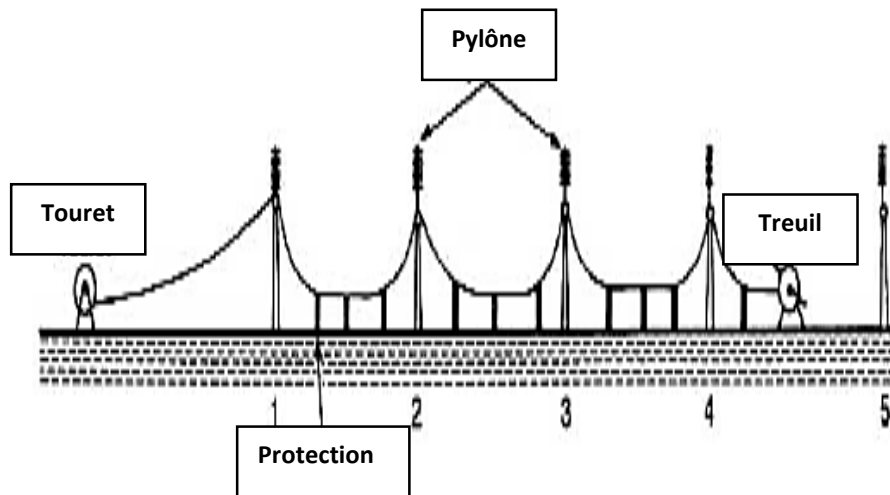


Figure IV.12 Tirage de conducteurs sous faible tension mécanique[27].

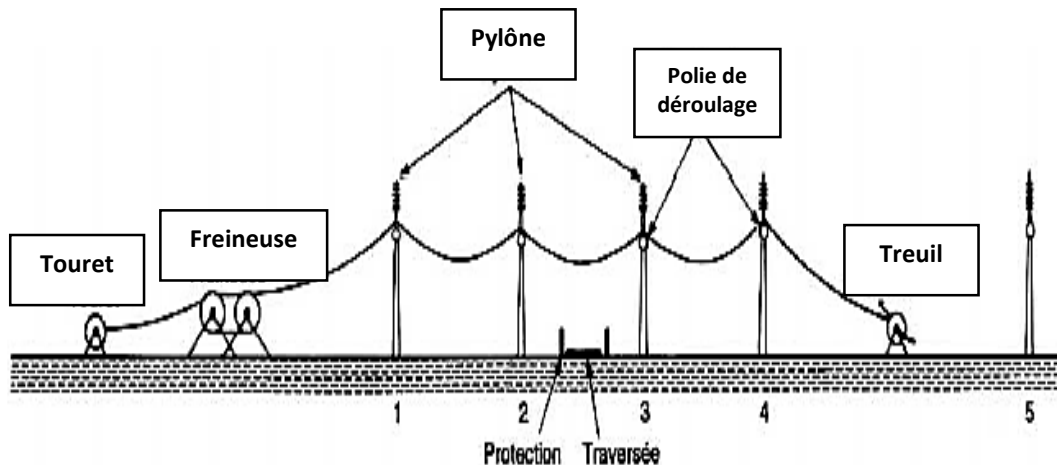


Figure IV.13 Tirage de conducteur sous tension mécanique[27].

### IV.5.2.3 Technique de pose

La mise en œuvre des conducteurs doit être soignée pour éviter toute blessure de l'isolant.

Il faut veiller tout particulièrement à :



- Eviter la déformation du câble.
- Eviter le contact du câble avec des objets rugueux, contondants ou coupants, tel que pièce métalliques, arêtes de murs,...
- Eviter l'écrasement au sol par les véhicules et même les piétons [26].

#### **IV.5.2.4 Mise sur pinces**

On procède enfin à la mise sur pinces des câbles. Au cours de cette opération, on s'efforce de maintenir les chaînes d'isolateurs verticales. La mise en position de ces chaînes peut présenter certaines difficultés[27].

#### **IV.6 Contrôles de conformité**

Chaque phase de contrôle a lieu après achèvement ou en cours d'une phase particulière de travaux (bétonnage, levage ou déroulage) concernant l'ensemble ou une partie de l'ouvrage[27]. Une fois ce dernier est conforme au cahier de charge on procède à la mise en service de la ligne.

#### **IV.7 conclusion**

Le montage d'une ligne aérienne est l'un des étapes les plus importantes, car c'est la mise en application des deux parties précédentes (calcul mécanique et calcul électrique). Cette étape se fait en trois parties : la réalisation des fondations pour les supports, le levage des supports, et la mise en place des câbles (la pose des accessoires et le déroulage des câbles se font soit hors ou sous tension mécanique après la fixation des isolateurs).

---

## Conclusion générale

La construction d'une ligne électrique aérienne assurant le transport, la répartition ou la distribution de l'énergie électrique n'est pas une chose aisée car dépendant de plusieurs facteurs importants telles que ; la puissance à transiter, le niveau de tension, la distance sur laquelle s'effectue le transport, le nombre d'années projetées, le facteur d'actualisation, et surtout le facteur économique. Ceux-ci imposent de faire des choix et des calculs judicieux des matériaux et les éléments entrant dans sa réalisation.

Dans ce travail nous nous sommes intéressés à la détermination de la section optimale économique (SOE) et des différents paramètres électriques entrant dans la réalisation de cette ligne dans le cas d'un conducteur en Almélec.

La deuxième étape consiste à la détermination des paramètres mécaniques tels que la tension mécanique, flèche maximale, garde au sol en fonction de différentes zones et hypothèses de calcul.

Nous avons établis un programme sous « **MATLAB** » pour permettre de mener à bien ces calculs. Ce programme prend en compte les caractéristiques de la ligne (puissance, tension, distance...) la zone où elle est implantée et ses conditions climatiques.

Faute d'avoir un exemple réel à traiter nous nous sommes rabattu sur un exemple théorique (voir la référence) qu'on a utilisé pour valider les résultats obtenus par notre programme.

Cependant le manque de donnée ou d'exemple réel nous a forcé à ne pas considérer certaine facette de l'étude des lignes électriques citant par exemple :

- La détermination de la gamme de support à mettre en place,
- La considération du cas de portée dénivelée,
- L'exploitation des levées topographiques...,
- etc.

Sachant bien que c'est un sujet classique et qui a fait l'objet de centaines de travaux nous avons à notre tour essayé de le développer en traduisant cette étude sous forme d'un programme informatique pouvant faciliter les calculs et qui peut constituer un premier pas à un logiciel complet que peut exploiter la SONEGAS au lieu de se rabattre toujours sur la solution achat de logiciel à l'étranger sous forme de boîte noire.

---

## Bibliographie

- [1] Jean-Claude Sabonnadière et Noureddine Hadjsaid, « *Lignes et réseaux électriques 1 : lignes d'énergie électrique* » vol. 1, 2 vols, Lavoisier, Paris : Hermès Science, 2007.180p.
- [2] Théodore Wildi, et Gilbert Sybille « *Electrotechnique* », De Boeck Université. Bruxelles, 1196p.1999.
- [3] 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.
- [4] Ben Deradji Selsabil, « *Calcul des protections d'un départ HTA (30kv)* », Mémoire master académique, Université Kaski Merbah, Ouargla, 84p, 2013-2014.
- [5] Mohamed Boudour et Abdelhafid Hellal « *Le réseaux électriques, Fondamentaux et concepts de base* », Pages bleues revue et corrigée, 506p, 2014.
- [6] Jean-Louis Lilien « *Transport et distribution de l'énergie électrique – Manuel de travaux pratiques* ». Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées, 287p, 2012.
- [7] Christophe Prévé et Robert Jeannot « *Guide de conception des réseaux électriques industriels* ». Schneider Electric, 945p, 1997.
- [8] Collectif « *Mémoire descriptif* », Réseaux de transport d'électricité RTE, France, projet 2,118p, JUILLET 2013.
- [9] Valentin Crastan « *Les réseaux d'énergie électrique 1 : modélisation des éléments du réseau triphasé* », vol. 1, 2 vols. Lavoisier. Paris : Hermès Science, 417p. 2006.
- [10] Mahmoudi Mebarka et Mouel Abdelkader, « *Etude de l'installation d'une ligne de distribution électrique HTA/BTA (MT et BT)* », Projet de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état Génie Electrique, Université Ibn Khaldoun, Tiaret/Algérie, 48p, 2007/2008.
- [11] MEKHLLOUFI Med Abdelatif, « *Modélisation, simulation et analyse des régimes de fonctionnement et des conditions d'exploitation des longues lignes de transport d'énergie électrique a extra haute tension (E.H.V) 400 kv et plus* », Mémoire en vue l'obtention du Diplôme de Magister en Electrotechnique, Université des Sciences et de la technologie MOHAMED BOUDIAF, ORAN, 98p, 2012.
- [12] André Chanal, « Lignes aérienne : dimensionnement », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 17/09/2008, D 4421, 21p.
- [13] Olivier Houet, « *Dimensionnement d'une jonction triphasée* », Travail de fin d'études en de l'obtention du grade académique d'Ingénieur Civil Electromécanicien (Electricité), Université

---

de Liège-Faculté des Sciences Appliquées-Institut d'électricité Montefiore, Liège-Belgique, 142p, 1997-1998.

- [14] Soumanou WADE D. YACOUBOU, « *Contribution au dimensionnement de pylône de transport d'énergie électrique (Haute Tension HT) selon la norme Eurocode : Cas d'un pylône d'angle* », Mémoire pour l'obtention du master en ingénierie de l'eau et de l'environnement, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, Ouagadougou, 102p, 2013.
- [15] X. Ducouret, « Lignes aériennes : matériels Isolateurs », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 17/09/2008, D 4424, 14p.
- [16] Jean-François DIDIERLAURENT, « Lignes aériennes : matériels Supports », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 17/09/2008, D 4423, 10p.
- [17] Christian DAUVILLIERS, « Lignes aériennes : matériels Accessoires », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 17/09/2008, D 4428, 6p.
- [18] Jean-Claude Sabonnadière et Noureddine Hadjsaid, « *Lignes et réseaux électriques 2: méthodes d'analyse des réseaux électriques*», Lavoisier, vol. 2, 2 vols. Paris : Hermès Science, 203p, 2007.
- [19] Théodore Laconde « *Dimensionner la puissance d'une installation électrique ~ Energie et développement*». [En ligne]. Disponible sur : <http://energie-developpement.blogspot.com/2011/09/la-premiere-etape-du-choix-dun-groupe.html>. [Consulté le : 02-juin-2017].
- [20] Collectif « *ET3-RESEAUX: Présentation et dimensionnement des installations courants forts(CFO) et courants faibles(CFA)* » département Génie civil- enseignement S3 université d'ARTOIS, 70p.
- [21] Magalie LACROIX, « *Projet de renforcement mécanique de la ligne électrique 225 kV Enco de Botte-Escaillon*», Réseaux de transport d'électricité RTE, France, dossier de demande de dérogation au titre de l'article l411-2 du code de l'environnement, 73p, Mars 2014.
- [22] Vatin Crastan, «*Les réseaux d'énergie électrique 2 : régime stationnaire, court-circuit, coupure des circuits et protections* », Lavoisier., vol. 2, 2 vols. Paris : Hermès Science, 315p, 2007.
- [23] Henri Persoz, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet, et Gerard Santoucci, «*La planification des réseaux électriques*». EYROLLES Saint-Germain Paris 5 : Direction des études et recherche d'électricité de France, 421p, 1984.
- [24] collectif « *Directives techniques pour l'étude et la construction des lignes aériennes de distribution* ». SONEGAS Direction de la distribution centre, Alger, 41p 2000.
- [25] André Chanal, « lignes aériennes. Présentation et Calcul des lignes », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 17/09/2008, D 4420, 12p.

- 
- [26] Collectif, « *Guide du surveillant de travaux d'électricité Sonelgaz Distribution Centre* ». SONELGAZ Direction de la distribution centre, Alger, 51p 2000.
- [27] Robert de FORGES de PARNY et Jean-Pierre LEVÊQUE, « lignes aériennes : construction », *Tech. L'Ingénieur, Traité Génie Électrique* 06/1993, D 4429, 21p.
- [28] Collectif «*Etude géométrique et mécanique d'une ligne aérienne haute tension* », Université de RENNES 1p

