Sommaire

Introduction générale……1

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques...……...3

Introduction du chapitre……..3
I. Normes des niveaux tensions……...3
II. Types des réseaux électriques……4
III. Structure des réseaux électriques……..5
IV. Interconnexion ……9
V. Constitution des réseaux électriques……10
VI. Défaut de fonctionnement d'une ligne……17
Conclusion du chapitre …….....18

Chapitre II : Les paramètres caractérisant une ligne aérienne……..19

Introduction du chapitre……19
I.1. Résistance linéique d'une ligne……..19
I.2. Inductance linéique……21
I.3. Réactance inductive linéique……..22
I.4. Impédance linéique…….. ..22
I.5. Capacité linéique de la ligne……...23
I.6. Susceptance capacitive de la ligne……..25
I.7. Conductance de la ligne…… .25
I.8. Admittance de la ligne……26
II. Schéma équivalent d'une ligne électrique……26
Conclusion du chapitre……..28

Chapitre III : Constitution et technologies des lignes aériennes à HT……...…….29

Introduction du chapitre……28
I. Les supports…… 29
II. Les isolateurs……36
III. Types et choix du câble……...43
Conclusion du chapitre……48

Chapitre IV : Vérifications de ligne aérienne à HT…….……...49

Introduction du chapitre……..……..49

IV.1. Conditions de vérification mécanique……49
IV.2. Conditions de vérification diélectriques……..57
Conclusion du chapitre…… 66

Chapitre V : calcul de la coupure à El Milia de la ligne 220KV ……..…… ..67
DT JIJEL-Ain M'LILA

Introduction du chapitre…… 67
I. Présentation du groupe SONELGAZ……67
II. Consistance du projet……...71

III. Caractéristiques générale de la ligne……..71
III. Caractéristiques de la fourniture ……71
IV. Démarche à suivre pour le calcul de la coupure de cette ligne……...75
V. Calcul des paramètres électriques de la ligne……...76
VI. Vérifications diélectrique et mécanique……79
Conclusion du chapitre……..85

Conclusion générale……86

Bibliographie

Annexes

Summary

The transport and the distribution of electrical energy are done thanks to an electrical network highly planned. This transport of electrical energy be established by see air and see underground.

This memory aims at the modeling and the calculation of a cut of an air line with high voltage (220Kv), a project dossier with SONELGAZ, by observing the technical requirements and the specifications.

Résumé

Le transport et la distribution de l'énergie électrique se fait grâce à un réseau électrique hautement planifié. Ce transport de l'énergie électrique s'établis par vois aérienne et vois souterraine.

Ce mémoire a pour objectif la modélisation et le calcul d'une coupure d'une ligne aérienne à haute tension (220KV), un dossier en projet à SONELGAZ, en respectant les conditions techniques et les cahiers de charge.

Liste des abréviations

Abréviations	Signification
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
TBT	très basse tension
BTA	basse tension catégorie A
BTB	basse tension catégorie B
HTA	haute tension catégorie A
HTB	haute tension catégorie B
KV	Kilo volte
THT	très haute tension
R_{cc}	résistance linéique en courant continu
ρ	la résistivité du matériel conducteur à la température d'utilisation
l	la longueur du conducteur
S	la section du conducteur
ρ_0	résistivité à la température ambiante θ_0
α_0	coefficient de la température du conducteur
θ	température différente de θ_0
D	diamètre du conducteur
μ_0	perméabilité
f	fréquence du réseau
ρ	résistivité du métal
δ	profondeur de pénétration du courant
R_0	Résistance électrique à la température 20°C
L_L	inductance de la ligne
μ	perméabilité magnétique du conducteur
r	rayon du conducteur
D_m	distance moyenne géométrique entre phase
X_L	réactance inductive de la ligne
L	longueur de la ligne
Z_L	impédance linéique d'une phase de la ligne
$\overline{Z_d}$	impédance propre de séquence directe
$\overline{Z_i}$	impédance propre de séquence inverse
d	écartement entre les conducteurs
X_i	réactance propre interne du conducteur
Z_0	impédance propre de séquence homopolaire
$\wp$	résistivité du sol
f_c	la flèche des conducteurs à la température moyenne
r	le rayon du conducteur
B_L	susceptance capacitive de la ligne
G_L	conductance de la ligne
$\overline{Y_L}$	admittance totale d'une phase de la ligne
Lf	ligne de fuite
Lc	ligne de contournement
E	module de Young
α	coefficient de dilatation thermique

ZVN	zone à vent normal
ZVF	zone à vent fort
HPV	zone à haute pression de vent
t	distance de tension
b	distance de base
A	Portée horizontale en mètres
X	Distance par rapport au support le plus proche en mètres
SPE	La Société Algérienne de Production de l'Électricité
GRTE	La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité
OS	L'Opérateur Système électrique
SDA	La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger
SDC	La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre
SDE	La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est
SDO	La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest
EGA	Electricité et Gaz d'Algérie
N	nombre d'isolateurs par chaines
DTF	double terne faisceau

Introduction Générale

De tous les besoins de l'homme, l'énergie est sans doute une nécessité incontournable qui, depuis l'antiquité, a toujours suscité un intérêt particulier de la part de l'espèce humaine. Cette énergie est utilisée sous diverses formes parmi lesquelles la forme électrique. Produite dans des centrales thermiques, nucléaires, hydrauliques,…, l'énergie électrique doit être transportée et distribuée grâce à un réseau électrique hautement planifié. Ce transport de l'énergie électrique peut se faire donc par deux voies de transmission à savoir vois aérienne et vois souterraine.

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

Ainsi, nous allons nous lancer dans la conception d'une ligne électrique aérienne répondant a certaines spécifications : selon la nature du trajet, la détermination des caractéristiques des conducteurs en lignes à utiliser, du choix du type de support à utiliser, du dimensionnement et des vérifications à effectuer.

Pour aboutir aux objectifs de notre travail, notre mémoire sera structuré en cinq chapitres présentés comme suit :

- Le premier chapitre traite les définitions et les généralités concernant les réseaux électriques,
- Dans le second chapitre nous avons passé en revue les formules des paramètres constituants une ligne électrique,
- Le troisième chapitre est consacré à la détermination des caractéristiques des différents éléments constituant la ligne électrique,

cicours.com

- Le quatrième chapitre est consacré aux différentes vérifications nécessaires pour le bon dimensionnement de la ligne,
- Le dernier chapitre sera consacré au calcul de la coupure DTF 220Kv de la ligne JIJEL-Ain M'LILA au poste haute tension d'El Mlila. Un dossier en projet à SONELGAZ.

Introduction

Dans le but de s'affranchir du dilemme qui réside dans la fourniture immédiate d'une puissance électrique à un consommateur qui en a besoin alors que la production est éloignée et les moyens de stockages très insuffisants on a eu recours à un système physique capable de relier efficacement les moyens de production à la consommation en ajustant à chaque instant la puissance produite à la quantité demandée et de l'acheminer dans des conditions de sécurité et d'économie acceptable au point de consommation : c'est le rôle des réseaux électriques.

En effet, un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

L'intérêt de ce chapitre est d'élaborer quelques généralités sur les réseaux électriques.

I. Normes des niveaux de tensions

Les niveaux tensions au sein d'un réseau est l'une des grandeurs électriques fondamentales dans l'exploitation. Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions déterminées.

Le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures. Le but est de réduire les chutes de tension, les pertes en ligne et, également, d'améliorer la stabilité des réseaux

Les électrotechniciens ont introduit plusieurs concepts qui caractérisent les tensions auxquelles les réseaux sont soumis.

Les différents niveaux de tension sont définis de manière précise par la norme CEI (Commission Electrotechnique Internationale) qui est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout comité national intéressé par le sujet peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux.

Clicours.COM

Les tensions de service sont classées dans le tableau suivant **[1] :**

Tableau n°1 : Tension normalisées d'après la CEI

TBT (très basse tension)	$U_n < 50$ V
BTA (basse tension catégorie A)	$50 < U_n < 500$ V
BTB (basse tension catégorie B)	$500 < U_n < 1000$ V
HTA (haute tension catégorie A)	1 KV $< U_n < 50$ KV
HTB (haute tension catégorie B)	50 KV $< U_n$

II. Types des réseaux électriques

Un réseau électrique est un système comprenant transport, répartition et distribution de l'énergie électrique.

II.1. Réseaux de transport

Les réseaux de transport ont pour mission d'acheminer l'énergie électrique des lieux de production vers les lieux de consommation et de réaliser à chaque instant l'égalité production-consommation sur l'ensemble du territoire. Ils doivent de ce fait présenter une forte garantie de fonctionnement en assurant un bon rendement et en limitant à un taux admissible le pourcentage de l'énergie perdue. Les pertes par effet joule sont les plus prépondérantes.

Pour remplir correctement leur mission et faire face aux événements imprévus, les réseaux de transport auront une structure fortement maillée. Dans ces réseaux, on trouve uniquement de la très haute tension sous la forme HTB 150 KV, 220 KV, 400 KV.

II.2. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ont pour fonction de faire la liaison entre les réseaux de transport et de distribution. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en générale des zones importante de consommation comme par exemple les grandes agglomérations ou de concentration d'installation industrielle qui du fait de leur importance économique doivent être alimenté en permanence. Pour assurer cette fonction en permanence même lors de la défaillance de certaines lignes de transport, les réseaux de répartition auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans les conditions de sécurité raisonnablement garantie. Dans ces réseaux on trouve essentiellement la haute tension sous la forme HTA 45 KV et HTB 63 KV ; 90 KV.

II.3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble de consommateur. Dans Les réseaux de distribution on utilise deux niveaux de tension :

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

Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution.

III. Structure des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures. Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents.

III.1. Structure maillée

Elle est utilisée dans les niveaux de tension les plus élevés : c'est le réseau de transport. Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques apportant une grande sécurité d'alimentation comme l'illustre la figure suivante :

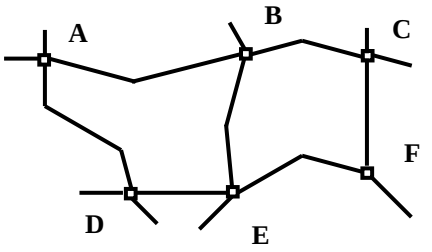


Figure I.1 : Structure maillée

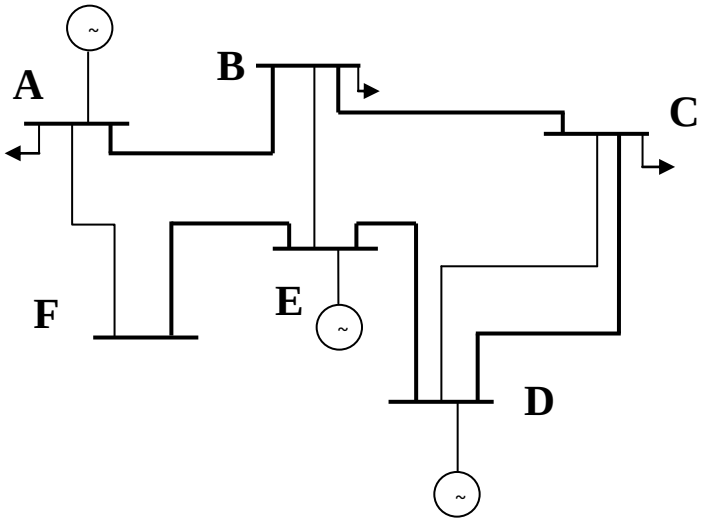


Figure I.2 : Réseau maillé **[1]**

III.2. Structure bouclée

La structure bouclée est utilisée dans les niveaux de tension inférieurs, en parallèle de la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Elle permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties comme l'illustre la figure suivante :

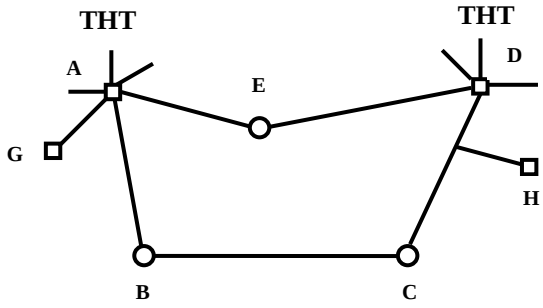


Figure I.3 : Structure bouclée

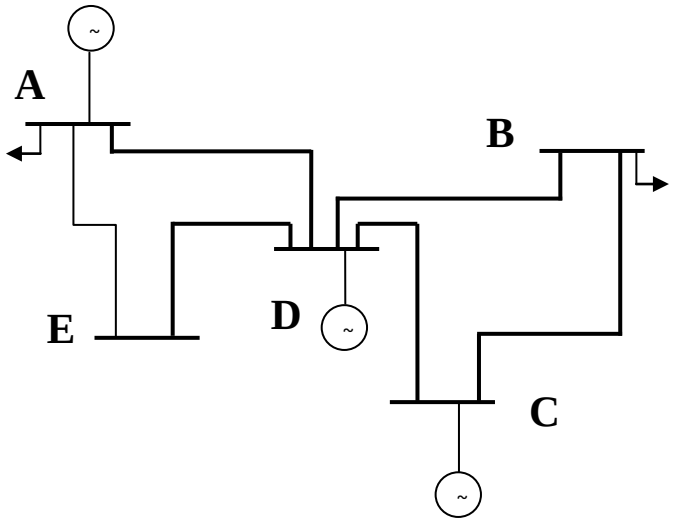


Figure I.4 : Réseau bouclé **[1]**

III.3. Structure arborescente ou radiale

La structure arborescente ou radiale est quasiment exclusivement utilisée pour les plus bas niveaux de tension : c'est le réseau de distribution. Ce type de structure est utilisé pour alimenter à partir d'un poste d'alimentation l'ensemble des consommateurs d'une rue. L'avantage d'une telle structure est sa simplicité et son faible coût. Par contre, lorsqu'un défaut se produit en un point quelconque de l'arborescence tous les usagers qui se trouvent en aval du défaut vont être coupés pendant toute la durée de l'élimination du défaut.

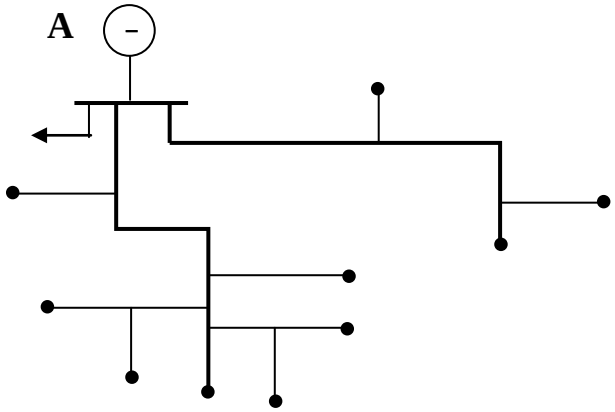


Figure I.5 : Réseau de distribution à structure radiale **[1]**

Remarque : on peut trouver aussi une configuration particulière celle des réseaux en antenne 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 la sécurité d'alimentation.

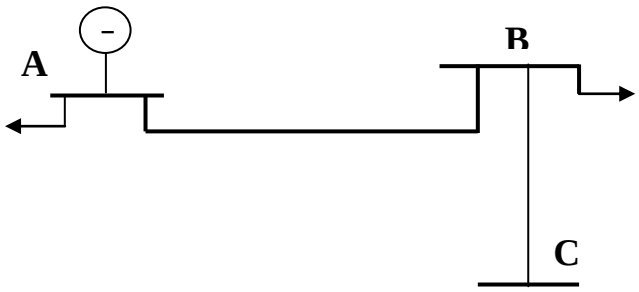


Figure I.6 : Réseau en antenne **[1]**

IV. Interconnexion :

Pour pouvoir fournir de l'énergie électrique à tout moment à partir de n'importe quelle centrale, il est nécessaire de tirer une vaste toile d'araignée de lignes réunissant les centrales entre elles et aux centres de consommation, ce procédé est appelé « Interconnexion ». Tous les alternateurs doivent fonctionner en parallèle et débitent par l'intermédiaire de poste de transformation élévateur dans le réseau (THT), de même, tous les centres de consommation d'énergie doivent être branchés en parallèle sur le réseau (THT) par l'intermédiaire du réseau de répartition.

IV.1. Avantage de l'interconnexion

L'interconnexion peut présenter les avantages suivants :

- **Stabilité des réseaux**

  Les interconnectés forment un ensemble plus puissant, ils peuvent supporter les perturbations. Si la charge augmente subitement sur un réseau, un transfert d'énergie se produit immédiatement sur les lignes d'interconnexion de sorte que la charge accrue sera supportée par toutes les centrales interconnectées.

- **Continuité de service**

  De la même manière, si une centrale tombe en panne ou débranchée, sa clientèle peut être alimentée par les autres centrales.

- **Economie**

L'intérêt de répartir la charge entre les centrales réduit le coût de Fonctionnement global. On peut arrêter une centrale pendant la nuit pour augmenter le rendement des autres, de façon que la puissance qu'elle débite soit voisine de leur puissance nominale.

V. Constitution des réseaux électriques

Le réseau est constitué de centrales électriques, lignes électriques, les transformateurs de puissance et les postes électriques, à divers niveaux de tension.

V.1. Centrales électriques

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques ;
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifié de thermiques ;
- Les centrales hydroélectriques ;
- Les centrales solaires ou photovoltaïques ;
- Les centrales éoliennes.

V.2. Lignes électriques

Les lignes électriques assurent la fonction transport de l'énergie sur les longues distances. On distingue deux types de lignes de transport : les lignes aériennes et souterraines.

V.2.1. Les lignes aériennes

Elles sont composées de câbles conducteurs nus en cuivre posés sur des isolateurs fixés à des supports ainsi que des câbles de garde.

V.2.1.1. Les câbles conducteurs

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs portés par les pylônes. Le courant utilisé est triphasé. Chacune des phases peut utiliser de un à quatre câbles.

Les câbles conducteurs sont "nus" (l'isolation électrique est assurée par l'air et non par une " gaine isolante "). La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

V.2.1.2. Les isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, servent à supporter et à immobiliser les conducteurs sous tension d'une part, et d'autre part, assurer l'isolement électrique entre le pylône et les conducteurs. Les isolateurs sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

Les isolateurs doivent avoir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface ni perforés à travers leur masse qu'ils ont à supporter.

Sur la figure suivante on peut voire un exemple d'une isolatrice constituée d'un ensemble d'isolateur en verre.

Figure I.7 : Exemple de chaîne

V.2.1.3. Les pylônes (supports)

Leur rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité (définie par l'arrêté technique du 17 mai 2001 fixe les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électriques) du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone : généralement, les lignes sont soit simples (un circuit électrique par file de pylônes), soit doubles. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

V.2.1.4. Les câbles de garde

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les "câbles de garde". Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs au sommet des supports et les protègent contre les décharges atmosphériques dangereuses (la foudre). Ils sont en acier et on les relie solidement à la terre à chaque support. Certains permettent aussi de transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau public de transport d'électricité.

V.2.2. Les lignes souterraines [3]

Elles sont constituées par un ou plusieurs câbles unipolaires ou par un câble multipolaire.

- **Un câble unipolaire :** comprend généralement un conducteur de phase centrale en cuivre ou en aluminium, entouré par un isolant (papier imprégné à l'huile, gaz sous pression, polyéthylène), des écrans semi-conducteurs, une gaine métallique, et une protection contre l'humidité et les agressions mécaniques et chimique.
- **Un câble tripolaire :** il est composé de trois conducteurs de phase isolés et groupés sous une armure métallique commune.

La figure ci-après illustre un exemple de câble souterrain :

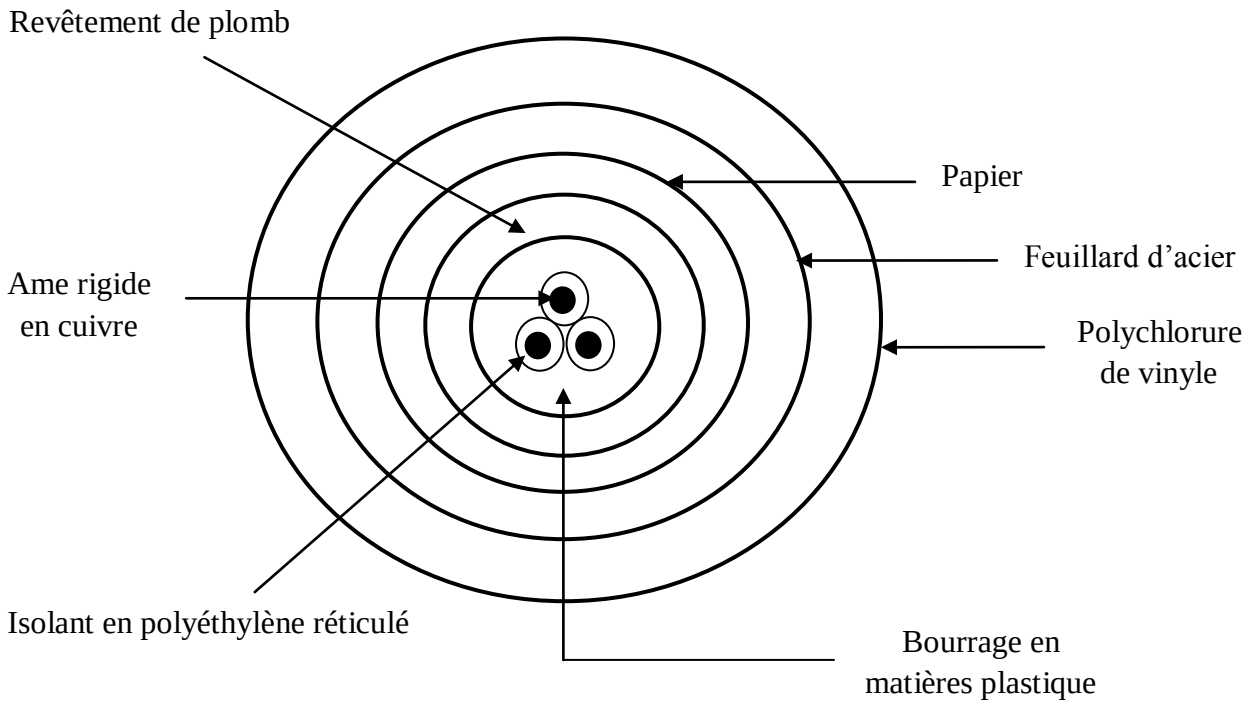


Figure I.8 : Vue en coupe d'un câble souterrain U 1000 RGPF V

V.3. Les postes électriques [2]

Le réseau est une maille dont les nœuds sont appelés « postes ». Un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation. Ils sont destinés à assurer les fonctions suivantes :

- L'évacuation de l'énergie produite par les centrales ;
- L'aiguillage de la ligne à même tension ;
- Etablissement des liaisons entre les lignes de tension différente par l'intermédiaire des transformateurs ;
- La conversion : où l'on réalise une modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence; passage de l'alternatif au continu ;
- La protection des installations en cas de défaut électrique.

Clicours.COM

V.3.1. Constitution d'un poste

Les postes sont constitués des éléments suivants :

V.3.1.1. Jeu de barres

Le jeu de barres est la partie essentielle de chaque poste, c'est un système de trois conducteurs en tube et parfois en câble en méplat. Il sert à établir la connexion entre les arrivées et les départs d'un poste. Chaque branche est raccordée au jeu de barres par l'intermédiaire d'un appareil de coupure qui permet de le séparer du réseau en cas de défaut.

V.3.1.2. Appareil de coupure

Il existe deux types d'appareil de coupure :

- **Le disjoncteur**

C'est un organe qui permet d'ouvrir ou de fermer un circuit, suite à une manœuvre d'exploitation ou à un défaut imprévu dans le réseau.

- **Le sectionneur**

A pour principale fonction d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège par rapport au reste du réseau afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

V.3.1.3. Les isolateurs

Les isolateurs sont constitués d'une matière solide qui présente une bonne résistance au passage du courant électrique et dont la conductibilité est pratiquement nulle.

V.3.1.4. Les transformateurs

Le transformateur a pour rôle de modifier la valeur de la tension ou d'un courant alternatif. Cet appareil est réversible, il permet soit l'élévation soit l'abaissement de la tension. On distingue deux types de transformateurs :

- **Le transformateur de puissance**

C'est un appareil statique permettant de convertir l'énergie à des tensions adaptées aux installations de production, de transport et de distribution. On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateur de puissance :

- Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service ;
- Les transformateurs avec régleurs en charge : ils sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

- **Transformateur de mesure**

Étant donné les valeurs élevées des grandeurs électriques à mesurer, il n'est pas possible d'opérer directement donc on fait appel à une méthode indirecte, on utilisant des transformateurs de mesure qui ramènent les tensions et les courants des circuits primaires à des valeurs plus facile à mesurer à leurs circuits secondaires.

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes.

V.3.2. Les différents types de postes [2]

Trois types de postes sont utilisés dans les réseaux électriques :

- Poste d'interconnexion assure la liaison entre deux réseaux d'interconnexion de tension différente. Ce poste est équipé en général d'un double jeu de barre ;
- Poste de répartition en ce qui concerne ce poste, la puissance mise en jeu étant très inferieure à celle de poste d'interconnexion, la nécessité d'un double jeu de barre n'est pas obligatoire. Cependant, il est obligatoire de prévoir un jeu de barre disjonctant ;
- Poste de distribution ce poste est en général « HT/BT » avec un seul jeu de barre sectionnant à la puissance transitée de l'ordre de 10 MVA.

V.4. Avantages et inconvénients des lignes aériennes et souterraines [3]

Le tableau ci-après résume brièvement les avantages et les inconvénients des lignes aériennes et des lignes souterraines :

Tableau n°2 : Avantages et inconvénients des lignes

	Avantages	désavantages
Lignes aériennes	-frais de construction et d'entretien acceptable, -surveillance facile, -détection des défauts, -défauts souvent fugitifs	-sujet aux atteintes extérieures (vulnérables), -exposées aux décharges atmosphériques (la foudre) , - environnement et esthétique, -difficultés de droit de passage, -dangers pour l'aviation et en cas de rupture de conducteurs.
Lignes souterraines	-protégés des atteintes extérieures (décharges atmosphériques) -respecte l'environnement et l'esthétique, - seule solution en ville et pour la traversée de cours d'eau, -perturbation radio faible, Pas de champ E extérieur.	-frais de construction 5à20 fois chaire que les lignes aériennes, -entretien difficile, -problème de surveillance, -localisation des défauts malaisée, -Problèmes de corrosion, -longueur limitée des câbles.

VI. Défaut de fonctionnement d'une ligne [2]

Les réseaux de transport d'énergie électrique peuvent être le siège de perturbations accidentelles qui sont dues en générale à l'apparition de défauts. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court circuit, soit entre conducteurs soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

VI.1. Caractéristique des défauts

Les défauts sont caractérisés par des phénomènes non-conforme au fonctionnement normal d'un système et peuvent être à deux caractères :

- Défauts momentanés : les défauts momentanés disparaissent d'eux même au bout d'un temps variable et ne provoquent pas d'interruption durable de service.
- Défauts permanents : ce sont des défauts qui ne disparaissent ni spontanément ni par l'effet des dispositions de protection à réenclenchement automatique, ce qui nécessite une intervention du personnel d'exploitation, pour la réparation et la mise en service.

VI.2. Caractérisation des courants de court circuit

Plusieurs types de court circuit peuvent se produire dans un réseau électrique. Ils sont dues soit à un contacte accidentel entre phases ou entre phase et terre, soit un défaut d'isolement, soit une fosse manœuvre. On distingue quatre formes de court circuit :

- **Court circuit triphasé**

  Il correspond à la réunion des trois phases, il est celui qui provoque généralement les courants les plus élevés.

- **Court circuit monophasé terre**

  Il correspond à un défaut entre une phase et le terre, il est le plus fréquent.

- **Court circuit biphasé isolé**

  Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

- **Court circuit biphasé terre**

  Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en exergue quelques généralités sur les réseaux électriques et nous avons établis une étude sur les différents composants nécessaire au transport, la répartition et la distribution de l'énergie électrique.

Introduction

Les lignes électriques assurent la fonction « transport de l'énergie » sur les longues distances. Il existe deux types principaux de lignes : les lignes aériennes et les câbles souterrains. L'avantage de la ligne aérienne est tout d'abord économique. Elle est en outre plus accessible, ce qui, en cas de panne, limite le temps de réparation.

Dans ce chapitre nous allons développer les méthodes de calcul des grandeurs caractéristiques que sont la résistance, l'inductance, l'impédance, la capacité, la susceptance, la conductance et l'admittance. Les lignes homogènes sont caractérisées par les valeurs de ces paramètres par unité de longueur que l'on appelle paramètres linéiques.

I.1. Résistance linéique d'une ligne [2]

La résistance linéique est un paramètre qui dépend :

- Du type du matériau des conducteurs ;
- De la longueur et la section de la ligne ;
- La température de l'environnement ;
- Des effets particuliers tels que l'effet de peau.

I.1.1. Résistance linéique en courant continu

Elle se calcul par la formule suivante :

$$R_{cc} = \rho \frac{l}{S} \qquad \text{(II.1)}$$

Avec :

- R_{cc} : résistance linéique en courant continu (Ω/m);
- ρ: la résistivité du matériau conducteur à la température d'utilisation (Ω.m);
- l : la longueur du conducteur (m);
- S : la section du conducteur (m^2).

La résistivité peut être considérée comme variante linéairement avec la température θ suivant la formule :

$$\rho = \rho_0[1 + \alpha_0(\theta - \theta_0)]$$

Avec :

- ρ_0 : résistivité à la température ambiante θ_0 (20 ou 25°C) (Ω.m);
- α_0 : coefficient de la température du conducteur (°C^{-1}) ;
- θ : température différente de θ_0(°C).

I.1.2. Résistance linéique en courant alternatif

En courant alternatif, il faut tenir compte, en fonction de la fréquence et de la section de l'effet de peau ou bien l'effet pelliculaire (quand la fréquence est suffisamment grande, le courant est localisé dans une épaisseur δ à la surface du conducteur appelée épaisseur de peau). L'effet de peau entraine une augmentation de pertes par effet joules. Donc résistance linéique en courant alternatif est obtenue en multipliant la résistance linéique en courant continu par le coefficient K.

D'après la formule suivante :

$$K = \frac{1}{4} + \sqrt[6]{\left(\frac{3}{4}\right)^6 + X^6} \quad \text{Où} \quad X = \frac{D}{4\delta} \quad ; \quad \delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_0}} = \sqrt{\frac{\rho}{\pi f \mu_0}}$$

Avec :

- D : diamètre du conducteur (m) ;
- μ_0 : perméabilité = $4\pi\ 10^{-7}$ (H/m) ;
- f : fréquence du réseau (H_Z) ;
- ρ : résistivité du métal (Ω.m) ;
- δ : profondeur de pénétration du courant (m).

La résistance linéique en alternatif dépend aussi de deux autre paramètres K_1 et K_2 :

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

Donc : $$R_L = K.K_1.K_2\ \frac{\rho_0}{S.10^{-3}}\ [1 + \alpha_0(\theta - \theta_0)]$$

Remarque

- Généralement le produit $K_1 . K_2 = 1$;
- Le coefficient K est négligeable pour tout conducteur de lignes à moyenne tension, basse tension et les lignes en aluminium acier en haute tension.

Alors l'expression finale de la résistance linéique en courant alternatif à la température θ (°C) s'exprime comme suit :

$$R_L = R_0[1 + \alpha_0(\theta - \theta_0)] \quad \text{(II.2)}$$

Où $R_0 = K.K_1.K_2 \frac{\rho_0}{S.10^{-3}}$ (Ω/m)

I.2. Inductance linéique

Chaque tronçon de ligne est soumis à un champ variable crée par le courant circulant dans les tronçons voisins. Il est donc le siège de phénomènes d'induction caractérisés par l'inductance. C'est un paramètre qui dépend des éléments suivant :

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

Pour les lignes électriques triphasées à simple terne avec un conducteur par phase, celui-ci étant composé de plusieurs brins de matériaux non magnétiques (l'aluminium, le bronze et le cuivre), l'expression de l'inductance s'écrit :

$$L_L = \left[4{,}6 \log\left(\frac{D_m}{r}\right) + \frac{\mu}{2}\right] 10^{-4} \quad \text{(II.3)}$$

Avec :

- L_L : inductance de la ligne (H/Km) ;
- μ : perméabilité magnétique du conducteur ;
- r : rayon du conducteur (m) ;
- D_m : distance moyenne géométrique entre phase (m)

I.3. Réactance inductive linéique

Elle dépend de l'inductance, de la longueur de la ligne et la fréquence du courant alternatif.

$$X_L = 2\pi . f . l . L_L \qquad \text{(II.4)}$$

Avec :

- X_L : réactance inductive de la ligne (Ω/Km) ;
- f : fréquence du réseau (H_Z) ;
- L : longueur de la ligne (Km) ;
- L_L : inductance linéique de la ligne (H/Km) et phase.

I.4. Impédance linéique

L'impédance d'une ligne est définit par une valeur complexe dans laquelle interviennent la résistance et la réactance inductive de la ligne.

$$\overline{Z_L} = R_L + jX_L \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

- $\overline{Z_L}$: impédance linéique d'une phase de la ligne (Ω/Km) ;
- R_L : résistance linéique d'une phase de la ligne (Ω/Km) ;
- X_L : réactance linéique d'une phase de la ligne (Ω/Km).

I.4.1. Impédance directe et inverse de la ligne sans câble de garde

$$\overline{Z_d} = \overline{Z_i} = R_L + j\left[0{,}1447\frac{f}{50}\log\left(\frac{2d}{D}\right) + X_i\right] \quad \text{(II.6)}$$

Avec :

- $\overline{Z_d}$: impédance propre de séquence directe (Ω/Km) ;
- $\overline{Z_i}$: impédance propre de séquence inverse (Ω/Km) ;
- d : écartement entre les conducteurs (m) ;
- D : diamètre extérieur du conducteur (m) ;
- X_i : réactance propre interne du conducteur (Ω/Km).

I.4.2. Impédance propre de séquence homopolaire sans câble de garde

$$Z_0 = \left(R_L + 0{,}1482\frac{f}{50}\right) + j\left(0{,}1447\frac{f}{50}\log\frac{2\left(\frac{\wp}{f}\right)^{3/2}}{d^2D} + 2{,}09\frac{f}{50} + X_i\right) \quad \text{(II.7)}$$

Avec :

- Z_0 : impédance propre de séquence homopolaire (Ω/Km) ;
- $\wp$: résistivité du sol (Ω.m).

I.5. Capacité linéique de la ligne

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

- Le rayon du conducteur ;
- La hauteur moyenne du conducteur au dessus du sol ;
- La distance géométrique entre phase.

Clicours.COM

En prenant l'exemple d'une ligne à simple ternes, l'expression de la capacité linéique est donnée comme suit :

$$C_L = \frac{10^5}{A_{11} - A_{12}} \qquad \text{(II.8)}$$

Où :

$$A_{11} = 4{,}6 \log\left(\frac{2h}{r}\right) 9.10^{11} \quad ; \quad A_{12} = 2{,}3 \log\left[\left(\frac{2h}{D_m}\right)^2 + 1\right] 9.10^{11}$$

Avec :

- $h = (h_1.h_2.h_3)^{1/3}$ (cm) ;
- $h_1 = H_1 - (2/3)f_c$ (cm) ;
- $h_2 = H_2 - (2/3)f_c$ (cm) ;
- $h_3 = H_3 - (2/3)f_c$ (cm) ;
- H_1, H_2, H_3 : les hauteurs des points d'appui des conducteurs (cm) ;
- f_c : la flèche des conducteurs à la température moyenne (cm) ;
- r : le rayon du conducteur (cm) ;
- D_m : les distances moyennes géométriques.

Concernant les lignes à simple terne, on peut utiliser la formule simplifiée suivante :

$$C_L = \left[\frac{0{,}02413}{\log\left(D_m/r\right)}\right].10^{-6} \qquad \text{(II.9)}$$

I.6. Susceptance capacitive de la ligne

Elle dépend de:

- La capacité ;
- La longueur de la ligne ;
- La fréquence du courant alternatif.

$$B_L = 2.\pi.f.L.C_L \quad \text{(II.10)}$$

Avec :

- B_L : susceptance capacitive de la ligne (S/phase);
- L : longueur de la ligne (Km) ;
- C_L : capacité de la ligne (F/Km) et phase.

I.7. Conductance de la ligne

Elle dépend essentiellement du degré de perfection de l'isolement et de l'effet couronne.

La conductance G_L est généralement négligeable dans les calculs de la ligne de transport d'énergie électrique. Elle correspond en particulier aux pertes de fuites le long des chaînes d'isolateurs. Elle dépend donc du niveau d'isolement de la ligne, lequel est suffisamment élevé pour empêcher des fuites appréciables.

La conductance G_L est donnée par :

$$G_L = (G_{iZ} + G_C)l \quad \text{(II.11)}$$

Avec :

- G_L : conductance de la ligne en micro (Siemens/phase) ;
- G_{iZ} : conductance due à l'imperfection de l'isolement en μ (S/Km) et phase ;
- G_C : conductance due à l'effet couronne en micro (S/Km) et phase ;
- L : longueur de la ligne (Km).

I.8. Admittance de la ligne

L'admittance d'une ligne est définit aussi par une valeur complexe :

Avec :

$$\overline{Y_L} = G_L + jB_L \quad \text{.....(II.12)}$$

- $\overline{Y_L}$: admittance totale d'une phase de la ligne (S) ;
- G_L : conductance d'une phase de la ligne ;
- B_L : susceptance d'une phase de la ligne.

II. Schéma équivalent d'une ligne électrique

Les lignes possèdent des propriétés électriques communes malgré leur diversité. En effet, une ligne possède une résistance, une conductibilité, une réactance inductive et une réactance capacitive.ces impédances sont reparties uniformément sur toute la longueur de la ligne si bien qu'on peut représenter la ligne par une série de section R, L, C identiques comme on peut le voir sur la figure II.1.chaque section représente un tronçon de ligne de longueur donnée et les éléments r_0, l_0, c_0, g_0 représentent les impédances pour cette longueur.

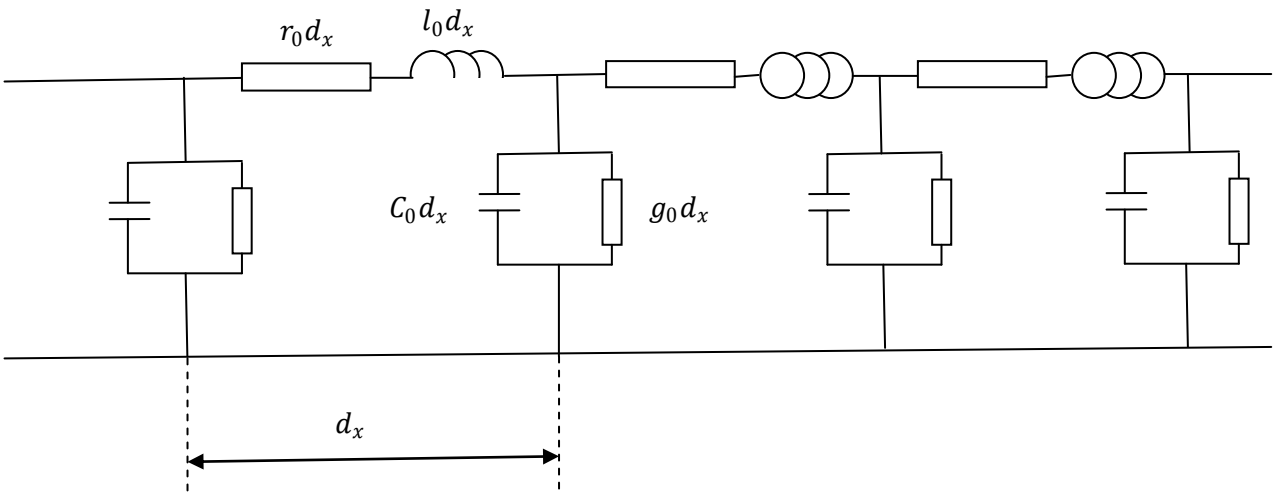


Figure II.1 : Schéma équivalent de la ligne triphasée en cascade.

On met sur le schéma équivalent relatif à chaque petite partie de la ligne les paramètres suivants : r, l, c et g. Dans ce cas on a un schéma équivalent à plusieurs éléments montés en cascade.

Avec :

- $r_0, l_0, c_0 \; et \; g_0$ Sont respectivement : la résistance, l'inductance, la capacité et la conductibilité kilométrique.
- d_x est la longueur d'un élément.
- r_0dx, l_0dx, c_0dx, et g_0dx sont respectivement : la résistance, l'inductance, la capacité et la conductibilité d'un élément de la ligne.

En réalité ces paramètres sont répartis tout le long de la ligne, dans ce cas on fait les calculs des lignes à l'aide de la théorie des champs électromagnétiques, mais dans le cas des calculs pratiques on utilise le schéma équivalent représenté sur la figure (II.2) et on applique la théorie des circuits électriques (loi de Kirchhoff).

Le schéma précédent est utilisé pour les lignes longues où le processus électromagnétique a un caractère ondulatoire. Pour les lignes ayant des longueurs inférieures à 300km, on fait une certaine simplification, en supposant que ces paramètre sont localisés soit au milieu de ma ligne (schéma équivalent de forme T), soit aux bouts de la ligne (schéma équivalent de forme π).

Pour le régime équilibré, on utilise les schémas équivalents monophasés(la figure II.2)

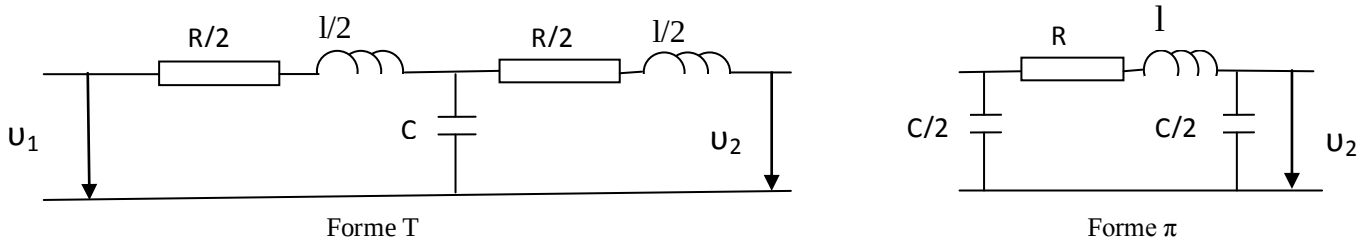


Figure II.2 : Schémas équivalents monophasés de forme T et π

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons rappelé les différents paramètres d'une ligne électrique que sont la résistance, l'inductance, l'impédance, la capacité, la susceptance, la conductance et l'admittance. Leurs valeurs sont déterminées par les formules qu'on a vues précédemment. Elles dépendent de plusieurs phénomènes qu'on a cités. On a constaté aussi que chaque phase peut être représentée par un circuit équivalent.

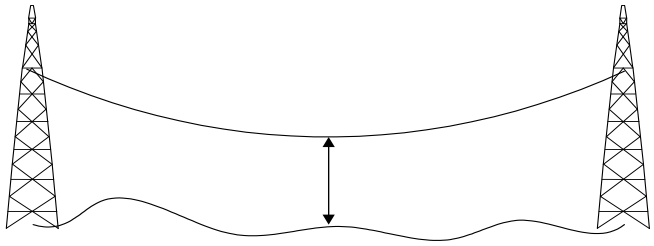
Introduction

Durant ce chapitre, nous allons passer en revue les éléments qui constituent la ligne aérienne à savoir : les conducteurs, les isolateurs, les supports et les technologies mises en œuvre pour chaque élément.

I. Les supports

I.1.Fonction des supports [4]

Les supports ont pour but de maintenir les conducteurs des lignes aériennes à une certaine distance au dessus du sol, ou au dessus de certains obstacles (lignes électriques, lignes de télécommunications, etc...).



I.2. Types de supports [5]

Trois types de supports sont utilisés sur les lignes à haute tension :

- Les poteaux bois : ils sont surtout utilisés sur les réseaux de basse tension et sur quelques lignes à 15 ou 20KV ;
- Les poteaux béton : ils peuvent être utilisés comme supports de ligne à 63 et 90kv avec des armements nappe-voute ou des armements canadiens ;
- Les pylônes métalliques à treillis : ils représentent le type de l'ouvrage le plus couramment utilisé sur l'ensemble des lignes à très haute tension. C'est en effet le pylône qui peut le plus facilement être adapté aux formes que l'on désire et aux hypothèses de calcul que l'on a choisies. Ils comprennent les conducteurs dont la géométrie est appelée armement et les câbles de garde destinés à protéger les conducteurs de cout de foudre.

Nous pouvons classer les différents types de supports des lignes électriques en trois catégories :

- Les poteaux de faible hauteur,
- Les poteaux de moyenne hauteur,
- Les pylônes métalliques.

I.3. classification des pylônes [6]

Les pylônes à treillis sont constitués de deux ensembles principaux qui sont la **tête** et le **fût.**

- **La tête :** la tête d'un pylône à treillis est une structure métallique qui supporte le câble de garde et les conducteurs de la ligne électrique. elle est développée et calculée pour répondre à la fois :
  - à des conditions de résistance basée sur les hypothèses de calcul de l'ouvrage,
  - à des contraintes électriques dues à la tension de la ligne et aux distances minimales à respecter entre câble,
  - à des contraintes géométriques dues à la configuration du câble de garde et des conducteurs et aux distances à la masse à respecter dans les différentes hypothèses.
- **Le fût :** le fût du pylône a pour but essentiel de maintenir la tête et les câbles à une certaine distance du sol pour respecter les hauteurs réglementaires et à transmettre au sol, par intermédiaire des fondations, les efforts dus aux charges horizontales et verticales appliquées sur le câble et le pylône.

La classification des pylônes peut se faire sous différentes formes. En effet on peut classer les pylônes :

- Par famille,
- D'après la disposition de leurs armement c'est-à-dire la disposition géométrique des conducteurs et le câble de garde,
- D'après leur aptitude à résister aux efforts longitudinaux.

I.3.1. Classification des pylônes par famille

Une famille de pylônes est constituée par un ensemble de supports ayant des silhouettes voisines mais présentant des résistances mécaniques différentes. Ce choix est cohérent avec la notion de catalogue due à la standardisation des matériels qui présentent des avantages indéniables aussi bien pour le concepteur et l'exploitant que pour le maître d'œuvre et le client.

La normalisation des études, de la fabrication, de la construction et de la maintenance sont d'un intérêt considérable sans oublier l'impact sur l'environnement.

Les pylônes normalisés qui sont utilisés sur un réseau national doivent être en nombre suffisant pour répondre aux besoins des différentes lignes.

Les types suivants sont généralement requis pour une famille normalisée :

- pylône d'alignement à base normale pouvant être utilisé pour les angles faibles de 1° à 2°,
- pylône d'alignement à base étroite pouvant être plus facilement intégré dans l'environnement en particulier pour les zones de culture intensive,
- pylône d'angle de 5 à 15° en suspension,
- pylône d'angle de 15 à 30° en ancrage utilisé aussi comme pylône anti cascade en alignement,
- pylône d'angle de 60 à 90° utilisé aussi comme pylône d'arrêt de 90°,
- pylône de dérivation.

I.3.2. Classification d'après la disposition des armements

Dans un pylône, l'armement est la disposition géométrique des conducteurs et accessoirement des câbles de garde.

Parmi les armements utilisés, on distingue deux grandes classes :

- le système à phases étagées dans lequel les conducteurs sont disposés à des étages différents : pylônes triangle, drapeau, danube, double drapeaux, double triangles.
- le système dans lequel les conducteurs sont disposés au même niveau ou à des niveaux peu différents :
  - pylône ou portique nappe horizontale
  - pylône « chat » simple ou double ternes
  - pylône « chaînette »

I.3.2.1. Pylône à phase étagées

Pour les pylônes à phases étagées, un câble de garde suffit bien souvent pour protéger les câbles conducteurs avec un angle de protection de 30°. Si le cahier des charges exige un angle de protection plus faible de l'ordre de 15°, deux câbles de garde sont nécessaires à moins d'utiliser un chevalet très haut.

Les pylônes à phase étagées présentent l'avantage de faciliter des constructions isostatiques avec des treillis simples ou multiples et permettent d'obtenir généralement, à charges égales, la structure la plus économique.

La forme de la tète, assez étroite, permet en forêt de réduire la zone de déboisement, mais par contre, l'étroitesse relative du fût dans la partie supérieure ne permet pas une bonne résistance aux sollicitations de torsion développées en cas de givre dissymétrique. Ce système à phases étagées, présente l'inconvénient, surtout pour les pylônes double ternes, d'une superposition des phases qu'il vaut mieux éviter dans les régions à givre.

Par contre, ces pylônes sont faciles à fabriquer en usine, à assembler et à lever sur le chantier. Ils sont bien adaptés au déroulage des câblettes par hélicoptère et au déroulage des câbles sous tension mécanique. Ils permettent d'obtenir des lignes économiques dans les régions ou les pays ou le givre n'a pas d'influence.

Enfin, ils font parties de la catégorie des pylônes semi rigides qui sont susceptibles de prendre des déformations élastiques limitées.

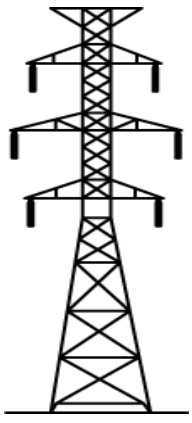


Figure III.2 : Pylône en drapeau

Figure III.1 : Pylône en triangle

I.3.2.2. Pylône nappe

Les pylônes à nappe horizontale ou les pylônes « chat »à phase centrale décalée peuvent avoir un fût différent suivant les pays les régions traversées ou d'après les exigences du cahier des charges :

- Fût unique en tronc de pyramide qui est le cas le plus courant
- Fût unique à membrure verticale parallèle
- Mât verticale haubané
- Fût en « V » haubané avec poutre horizontale
- Double fût incliné haubané avec chainette

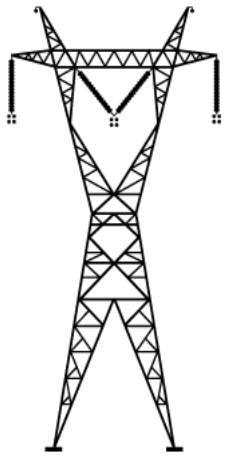


Figure III.3 : exemple d'un Pylône nappe

I.3.3. Classification d'après leur altitude aux efforts longitudinaux

Cette classification comporte quatre tipes d'ouvrages :

- Les pylônes semi- rigide
- Les pylônes rigides
- Les pylônes souples
- Les pylônes haubanés

Clicours.COM

Remarque1

Dans les régions accidentées, l'implantation et le choie des pylônes doit tenir conte des pontes transversales du terrain

Ceci nécessite le relevé de contre profils à l'emplacement des pylônes et au point bas de le courbe d'équilibre des câbles pour pouvoir vérifier que la phase extérieur passe à la distance réglementaire du sol avec ou sans vent.

Remarque2

Outre leur fonction de support de ligne, certains pylônes dits « d'ancrage », présentent une résistance mécanique plus importante que les autres pylônes, dits de «suspension». Ils s'utilisent lors d'un changement de direction de la ligne ou pour consolider un tronçon de ligne. Ils permettent de limiter la propagation de l'écroulement des pylônes par «effet domino». Ils sont notamment installés dans le cadre du programme de sécurisation mécanique.

❖ Autres types de pylône en fonction de tension de service

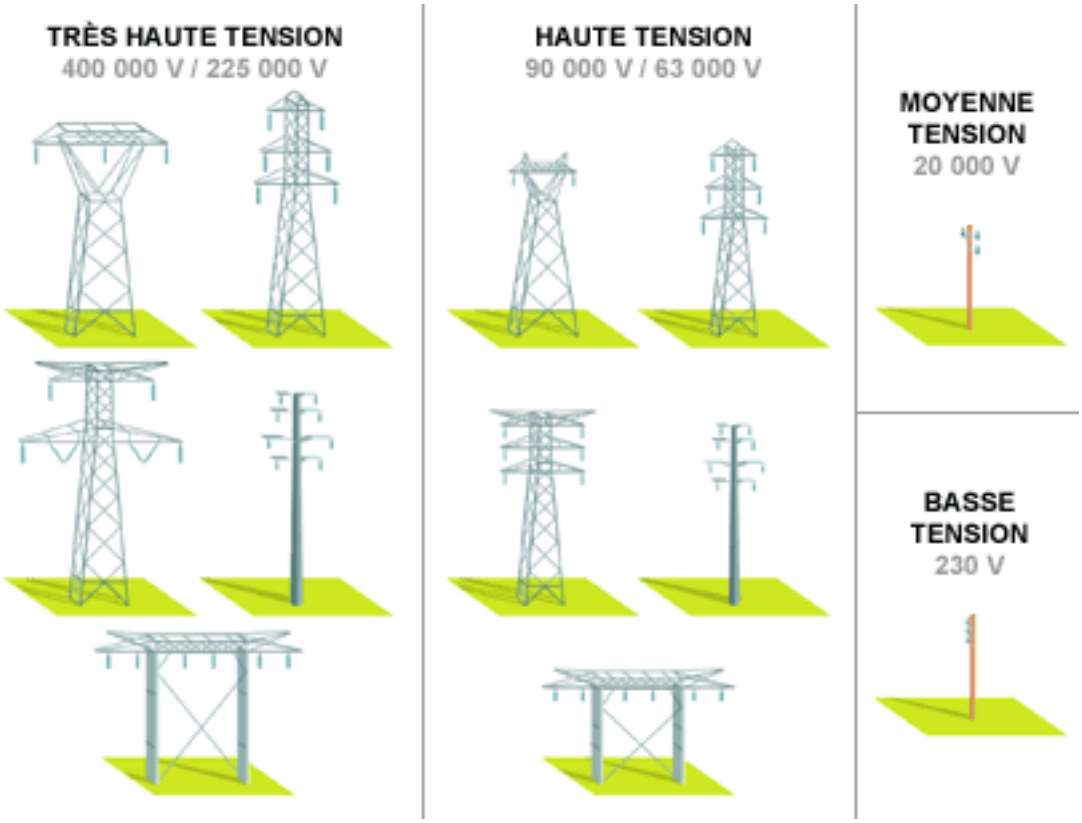


Figure III.4 : Les différents types de pylône en fonction de la tension

I.4. Choix des pylônes

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone : généralement, les lignes sont soit simples (un circuit électrique par file de pylônes), soit doubles. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs. En d'autre terme, leur forme, leur hauteur et leur robustesse, ou résistance mécanique, dépendent des contraintes auxquelles ils sont soumis.

II. Les isolateurs [7]

Les isolateurs assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Sur le réseau de transport, les isolateurs sont utilisés en chaîne, dont la longueur augmente avec le niveau de tension. La chaîne d'isolateurs joue également un rôle mécanique : elle doit être capable de résister aux efforts dus aux conducteurs, qui subissent les effets du vent, de la neige ou du givre. Les isolateurs sont des composants indispensables au transport et à la distribution de l'énergie électrique.

II.1. Caractéristiques Générales des Isolateurs

Les Isolateurs doivent présenter trois qualités principales :

- Une rigidité diélectrique suffisante pour tenir, avec un coefficient de sécurité adéquat, la tension de service sans qu'il se produise ni percement de l'isolation ni arc de contournement. Si toutefois une surtension anormale venait à se produire, il faut absolument que la constitution de l'isolateur soit telle qu'il s'amorce un arc de contournement plutôt qu'un percement du matériau isolant,
- L'isolateur doit être constitué de manière à réduire les fuites de courant. Les fuites seront d'autant plus importantes que l'isolateur est pollué.les cloches ont pour but d'allonger la ligne de fuite, d'assurer une protection contre la pluie et le dépôt d'humidité en cas de brouillard, de telle sorte à garder la plus grande partie possible de la ligne de fuite à l'état sec. La forme des diverses cloches emboitées l'une dans l'autre doit être choisie de telle façon que les lignes de champ électrique entre le conducteur et la tige soient autant que possible normales aux surfaces extérieures afin de réduire les courants de fuite,
- L'isolateur doit avoir les propriétés mécaniques requises pour résister aux sollicitations exercées sur lui par le conducteur.

II.2. Types de chaîne d'isolateurs

II.2.1. Ancrage

Ce type de chaîne, qui se distingue par sa position quasi horizontale, s'utilise sur les pylônes d'ancrage.

Figure III.5 : Chaîne isolatrice type ancrage

II.2.2. Suspension en V

La chaîne en V permet de limiter le balancement latéral des conducteurs.

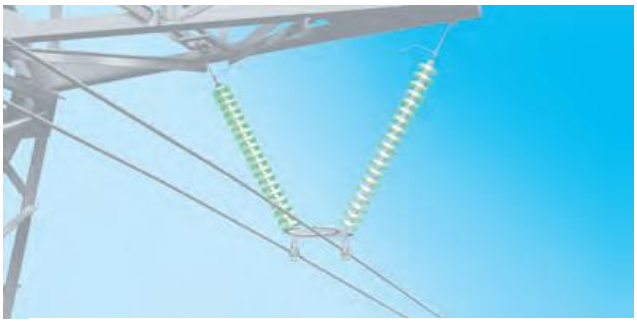


Figure III.6 : Chaîne isolatrice type suspension en V

II.2.3. Suspension droite

Ce type d'isolation est la plus fréquemment utilisé.

Figure III.7 : Chaîne isolatrice type suspension droite

II.3.Matériaux utilisés dans la fabrication des isolateurs

Les isolateurs sont fabriqués en porcelaine ou en verre, mais aussi depuis un certain nombre d'années en matériaux composites.

- **La porcelaine** : elle nécessite un vernissage pour éviter le dépôt de poussière et d'humidité. Sa rigidité diélectrique varis de 12 à 28 kV/mm, et sa résistance mécanique est de 690 MN/m^2 à la tension. En pratique, il est difficile de fabriquer des isolateurs en porcelaine de grosses épaisseurs à cause des contraintes thermiques internes, c'est pourquoi on fabrique les isolateurs en plusieurs pièces collées les unes aux autres.
- **Le verre** : le verre résiste mieux que la porcelaine à la chaleur des arcs électrique. Un autre avantage du verre est que celui-ci se casse en petits fragments en cas de fissure. Ceci permet de détecter, à partir du sol, l'élément défectueux. La rigidité diélectrique du verre est aussi beaucoup plus faible, ce qui réduit les contraintes mécaniques internes dues aux écarts de températures. Le verre est plus résistant que la porcelaine à la compression. Quant à l'effort de tension, le verre a la même résistance que la porcelaine. L'inconvénient du verre est qu'il favorise la condensation de la vapeur d'eau à sa surface.
- **Les matériaux composites** : les isolateurs composites sont plus légers (5 à 10 fois par rapport aux isolateurs traditionnels). Ils sont flexibles et ont un revêtement plus solide. Ils sont constitués :
    - D'un noyau en fibres de verre imprégnées de résines dont la fonction est de supporter les efforts mécaniques exercées par les conducteurs tout en conservant de parfaites caractéristiques diélectriques.
    - D'un revêtement en élastomère à base d'EPDM qui protège le noyau des agents extérieurs (humidité, contaminants chimiques) et fournir à l'isolateur la ligne de fuite nécessaire aux conditions normales d'exploitation.

II.4.Claquage d'un isolateur

Il peut intervenir de deux façons différentes :

- Par perforation : cela dépend des caractéristiques du matériau et du soin mis lors de sa mise en œuvre.
- Par contournement : cela dépend de la pollution accumulée à la surface et de la forme de l'isolateur.

II.5.Tenue sous pluie des isolateurs

Sous pluie et sous pollution, la ligne de fuite joue un rôle prépondérant pour déterminer la tenue des isolateurs. La ligne de fuite se définit comme la distance la plus courte entre pièces métalliques d'un isolateur, mesurée le long de la surface du matériau isolant, sans perdre le contact avec celle-ci.

- **Essai sous pluie normalisé :**

Cet essai permet de vérifier la tenue sous pluie de l'isolateur.

Les conditions de l'essai sous pluie en laboratoire**,** définies par la publication 60 de la CEI, sont les suivants :

- Résistivité de l'eau : 9000 à 1 1000 Ω.cm
- Débit de l'eau : 3 mm/mn
- Inclinaison du jet de pluie artificielle par rapport à la verticale45°

Cet essai vise essentiellement à reproduire les conditions d'une violente averse. Les phénomènes de contournement sous pluie restent encore mal connus. On sait que la tension de contournement varie avec la conductivité, le débit de pluie et que l'effet de « ruissellement » a une grande importance, surtout lorsque la chaine d'isolateurs est verticale.

Si « Us » est la tension de service nominale, l'isolateur d'extérieur doit supporte sous pluie, sans contournement ni rupture, la tension d'essai de tenue « U_{et} » :

$$U_{et} = 2{,}2\ Us + 20\ (kV_{eff}) \quad \text{(III.1)}$$

Le contournement de l'isolateur ne doit intervenir que pour tension U_{ch} définie comme suit :

$$U_{ch} \geq 1{,}1\ U_{et} \quad \text{(III.2)}$$

II.6.Comportement des isolateurs sous pollution [7]

La tenue sous pollution se définit en termes de résistivité de couche polluante sous laquelle l'isolateur tient pendant une heure à la tension de service ou légèrement au-dessus.

- **Définition de la pollution :**
  - Une poussière très hygroscopique à laquelle s'ajoute le brouillard ou la condensation matinale ou une pluie fine donne un électrolyte conducteur.
  - En bordure de mer, l'air humide salé porté par les vents.
  - Les particules contenues dans les fumées des usines (sidérurgie, cimenterie, ect...)

En laboratoire, pour essayer les isolateurs sous pollution, on pulvérise à leur surface de l'eau salé avec un débit et une pression bien définie, le paramètre variable étant la salinité en grammes de NaCl/litre. Cet essai permet de prévoir la tenue de l'isolateur à la pollution dans chaque site dont on connaît le degré de salinité. Le degré de salinité et la longueur de la ligne de fuite peuvent être déterminés à partir du tableau suivant en fonction de la nature du site :

Tableau n°3 : degré de salinité et longueur de la ligne de fuite en fonction de la nature du site

Définition du site	Salinité équivalente gramme de NaCI/ I	Ligne de fuite en cm/kVeff
Zone non polluée : l'isolement normal convient	5	2,4
Zone faiblement polluée : le renforcement de l'isolement est néanmoins nécessaire	28	3,2
Zone à forte pollution : proximité de la mer ou zone industrielle avec usines chimiques très polluantes, charbonnages, ect.	80	4,9
Zone à très forte pollution : région comportant plusieurs sources de pollution, région côtières et industrielles simultanées	226	6,4

- **Définition :**

La ligne de fuite : est la plus courte distance ou somme des plus courtes distances le long des surfaces extérieures des parties isolantes situées entre les parties sous tension.

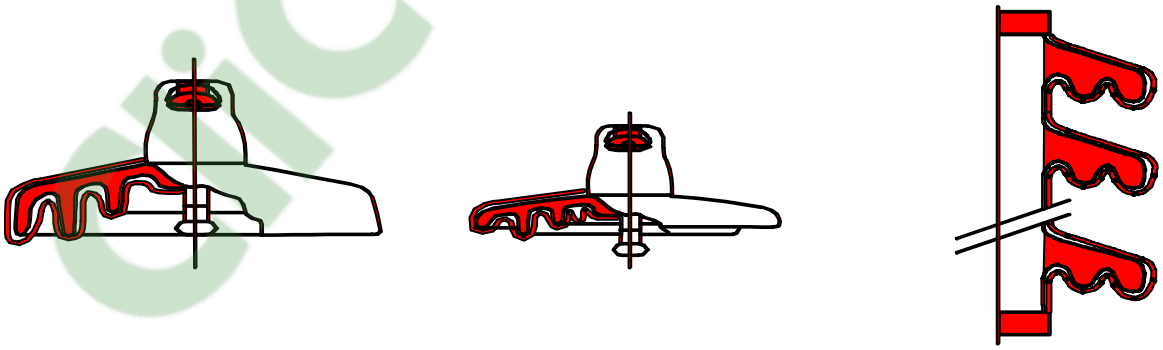


Figure III.8 : Représentation de ligne de fuite

II.7. Répartition du potentiel le long d'une chaîne d'isolateurs

Sur le premier élément de la chaîne d'isolateurs placé à côté du conducteur haute tension, s'applique la plus grande chute de tension. Ceci est dû au fait que cet élément est traversé par tout le courant capacitif (courant entre la terre et chaque élément de la chaîne et courant capacitif de chaque élément de la chaîne). Une meilleure répartition du potentiel le long de la chaîne d'isolateurs peut être obtenue en installant des anneaux de garde aux deux bouts de la chaîne.

II.8. Critère de base de dimensionnement d'un isolateur

La rigidité diélectrique du milieu ambiant (air ou gaz) étant en général beaucoup plus élevé (10 à 100 fois) que la tenue diélectrique d'une interface solide/gaz, il est nécessaire d'assurer :

$$Lf >> Lc \qquad \text{(III.3)}$$

Où :

- Lf : ligne de fuite
- Lc : ligne de contournement

Remarques

- Les chaînes sont elles-mêmes protégées par un dispositif corne-anneau (armature) entre lequel se développe l'arc électrique en cas d'amorçage par surtension. Les armatures assurent les rôles suivants :
  - La protection des surfaces des isolateurs contre les effets thermiques d'amorçage direct d'arcs.
  - L'équilibrage capacitif de la chaîne d'isolateurs, en jouant le rôle d'écran et en augmentant la capacité partielle entre les capots d'isolateurs et le conducteur de ligne.

- L'équilibre du potentiel permettant une limitation des pertes par effet de couronne ainsi que des perturbations radiophoniques.

- On améliore les performances des isolateurs qui sont soumis à de fortes contraintes extérieures (pollution marine ou industrielle, brouillard, givre…) soit en intervenant sur leur dimension, soit en augmentant leur nombre sur une même chaîne isolante.

III. Types et choix du câble

III.1.matériaux utilisés pour les câbles

Quatre types de matériaux sont utilisés dans les lignes à haute tension : l'Aluminium, Alliage d'aluminium « almélec », l'Acier et le Cuivre. Ce dernier qui était utilisé autrefois pour les conducteurs des lignes aériens et remplacé actuellement par l'aluminium. **[4]**

L'aluminium possède une excellente conductibilité électrique, inférieure cependant à celle du cuivre. Mais il est beaucoup plus léger (plus de trois fois). Par contre il a une faible résistance mécanique (rupture entre 16 et 18kg /mm^2) et une faible dureté superficielle. Il s'écrase facilement.

L'almélec est un alliage d'aluminium, de magnésium (0,7%) et de silicium (0,6%) possède une conductivité un peu plus faible que l'aluminium pur, mais sa résistance à la rupture (32à34kg/$mm^{2)}$, environ le double de celle de l'aluminium, lui confère d'excellentes qualités mécaniques. **[8]**

III.2.Types de câbles [4]

Les matériaux déjà cités permettent de fabriquer 5 types de câbles :

- Câbles homogènes en Almélec (NF EN 50183) : fabriqué avec des fils de même diamètre, sont dit équibrins. Ils sont constitués par un seul toron, à partir d'un brin central sur lequel sont disposées des couches de fils successives dont chacune est enroulée en sens inverse de la précédente. Les torons les plus utilisés sont de 37 fils.
- Câbles mixtes en aluminium – acier (NF EN 50189) : sont en général équibrins pour les sections inférieures à 300 mm^2. Ce sont des câbles de 37 fils (30d'aluminium et 7 d'acier),

Clicours.COM

- Câbles mixtes en almélec – acier,
- Câbles Aluminium,
- Câbles cuivre.

Remarques

❖ **Câbles équibrins**

Tous les brins sont de même diamètre .Tous les Almélec à brins ronds sont équibrins. Mais également des almélec-acier et des alu-acier.

❖ **Câbles non équibrins**

Les câbles non équibrins sont des câbles dont les brins n'ont pas tous le même diamètre

III.3.Désignation des câbles

❖ ACSR 612 : aluminium acier section 612 mm²,
❖ AAAC 570 : almélec 570 mm²,
❖ AACSR 612 : almélec acier section 612 mm²,
❖ ACSS 883 : aluminium acier section 883 mm² haute température.

III.4.Constitution des câbles

III.4.1.Constitution des câbles conducteurs

- L'aluminium écroui à une contrainte à la rupture de 160MPA , il est donc associé à une âme en acier

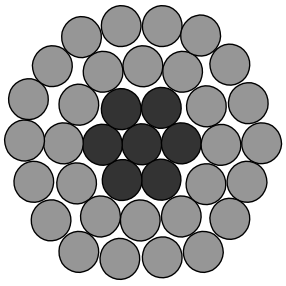


Figure III.9: câble Alu écroui

- L'ACSS est un câble aluminium (recuit) acier ou seul l'acier supporte la charge mécanique, les brins d'alu sont profilés

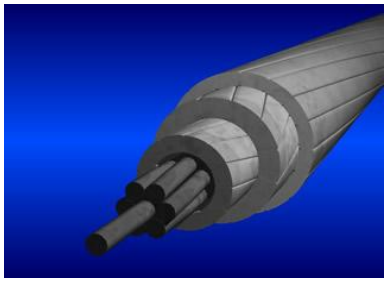


Figure III.10 : câble ACSS

- L'almélec alliage d'aluminium à une contrainte à la rupture de 320MPA , il peut donc être utilisé en câble homogène

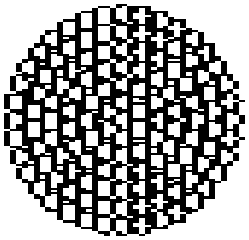


Figure III.11 : câble à brin rond

- Les brins d'acier des câbles bi-métallique ont leur contrainte d'environ 1400 MPA ou 1150 MPA pour un allongement de 1%.

  Les brins des câbles ne sont pas tous rond ils peuvent être en Z ou trapézoïdaux. Ces brins profilés permettent d'augmenter la section utile du câble sans augmenter le diamètre .

Figure III.12 : câble bi-métallique
Constitué de brin extérieur en Z

III.4.2.Constitution des câbles de garde

Avec circuit de télécommunication incorporé OPGW

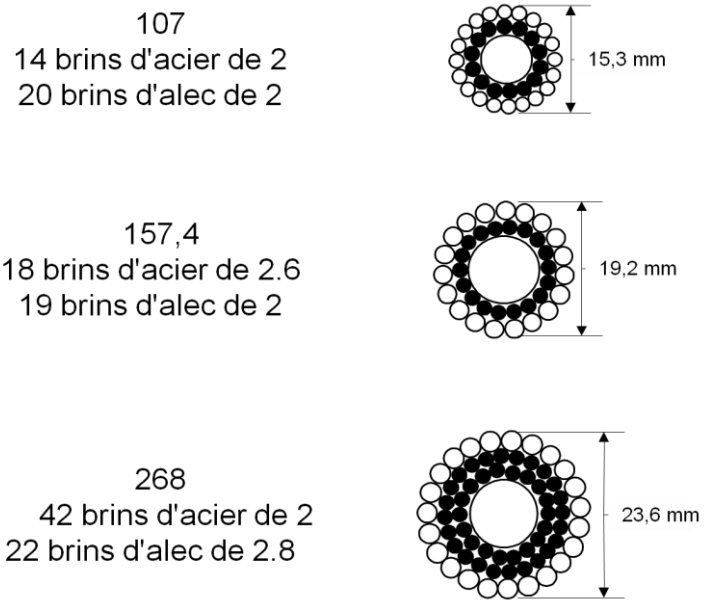


Figure III.13 : constitution de câble de garde

III.5.Propriétés des câbles mixtes

On peut définir les deux propriétés suivantes :

III.5.1. le module d'élasticité des câbles mixtes(Le module de Young) [8]

Le module de Young est le module d'élasticité longitudinal d'un matériau. Chaque matériau possède un module de Young qui lui est propre. Ce module est désigné par la lettre E.

Pour les câbles mixtes on considère un module de Young équivalent égal à :

$$E = \frac{E_1 S_1 + E_2 S_2}{S} \qquad \text{(III.4)}$$

Où :

E_1 : module de Young de l'almélec,

E_2 : module de Young de l'acier,

S_1 : section de l'almélec,

S_2 : section de l'acier,

E : module de Young équivalent,

$S=S_1+S_2$ section du cable.

III.5.2. Le Coefficient de dilatation thermique du câble [8]

Les dimensions de tout corps soumis à des variations de température varient proportionnellement à cette variation. Chaque matériau possède un coefficient de dilatation qui lui est propre. Ce coefficient est noté par la lettre **α**. Par exemple :

- **α** acier =11,5. 10^{-6}
- **α** almélec = 23.10^{-6}

Pour les câbles mixtes on considère un coefficient équivalent égal à :

$$\alpha = \frac{\alpha_1 E_1 S_1 + \alpha_2 E_2 S_2}{ES} \qquad \text{(III.5)}$$

Où :

α_1 : coefficient de dilatation de l'almélec,

α_2 : coefficient de dilatation de l'acier,

E_1 : module de Young de l'almélec,

E_2 : module de Young de l'acier,

S_1 : section de l'almélec,

S_2 : section de l'acier,

E : module de Young équivalent,

$S=S_1+S_2$ section du câble.

III.5.3.Les contraintes techniques des câbles :

- Echauffement
  - T° max = 65°C en 60 et 90 kV et 75 ou 90°C en 220 et 400 Kv.
  - ΔT° max = 170 °C en court – circuit.
- pertes joules fonction de $R.I^2$
  - environ 2 % de la puissance transmise.
- effet couronne
  - pertes couronne (< 0,01% puissance transmise), bruit.

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons essayé de nous familiariser avec la technologie et les matériaux utilisés pour la construction des différents éléments constituant la ligne électrique.

Introduction

La prise en compte de l'environnement climatique, malgré le perfectionnement des études météorologiques et des statistiques, est toujours la préoccupation majeure des constructeurs de ligne. En effet le dimensionnement des lignes aériennes est soumis à des contraintes dues à son environnement climatique (le vent, le givre, la neige, la température,…). Il est aussi soumis à des contraintes liées à ses conditions de fonctionnement (la tension électrique, l'intensité du courant…). Les vérifications consistent à s'assurer que les distances réalisées sont supérieures ou égales aux distances à respecter.

IV.1. Conditions de vérification mécaniques

IV.1.1. Efforts appliqués aux éléments de l'ouvrage

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

- les efforts appliqués en permanence, en l'absence de conditions météorologiques défavorables ; ils proviennent du poids propre des éléments de l'ouvrage et de la tension mécanique des câbles ;
- les efforts « occasionnels » engendrés par un vent violent, par une température très basse tendant les câbles conducteurs ou par des dépôts de givre ou de neige sur les câbles et les pylônes. Ces efforts occasionnels peuvent être très grands dans des situations extrêmes (tempête, chute de neige collante, pluie verglaçante, grands froids) ; ils sont souvent prépondérants dans le dimensionnement des lignes ; ils conditionnent, de façon importante, le coût.

  Le maître d'œuvre, avant d'établir un ouvrage, doit donc se renseigner sur les conditions climatiques des régions traversées.

IV.1.2. Hypothèses climatiques

Pour dimensionner une ligne, il faut schématiser les situations réelles et appliquer des hypothèses conventionnelles, dites hypothèses climatiques, dans lesquelles interviennent nos calcul. On sait, par exemple, que le vent n'est pas constant dans le temps et dans l'espace. On détermine, à partir des vitesses maximales de vent mesurées dans les stations météorologiques les plus proches, une pression s'appliquant à toutes les portées et pouvant être introduite

aisément dans les calculs. De même, les manchons de givre ou de neige peuvent se former simultanément sur tous les câbles ou, au contraire, ne se former ou subsister que sur certaines portées, les autres étant déchargées. On peut envisager, également, que certains conducteurs d'une même portée soient recouverts de givre ou de neige et que les autres ne le soient pas. Ces situations conduisent à des efforts très différents sur les éléments de la ligne et il est nécessaire de rechercher des représentations conventionnelles pour les évaluer.

En pratique, quelques hypothèses climatiques suffisent pour calculer correctement les lignes. Elles schématisent les situations extrêmes suivantes :

- une tempête ;
- une période de grands froids ;
- une surcharge uniforme de givre ou de neige sur tous les conducteurs ;
- des charges différentes de givre ou de neige sur les portées situées de part et d'autre d'un support ;
- la surcharge dans une même portée de certains conducteurs, les autres étant déchargés : situation sensiblement équivalente à la rupture d'un conducteur.

IV.1.3. Hypothèses climatiques concernant le vent [9]

IV.1.3.1. Hypothèse de tempête (hypothèse A)

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

- Conducteurs, câbles de garde : **480 Pa**
- Surfaces planes des supports : **1200 Pa**
- Éléments cylindriques des supports de diamètre d (cm)
  * d inférieur ou égal à 15 cm : (**720 – 16 d) Pa**
  * d supérieur à 15 cm : **480 Pa**

Les pressions de l'hypothèse A sont produites approximativement par un vent de 100 km/h soit (28.5 m/s)

Dans les zones exceptionnellement ventées, les pressions à considérer sont celles énoncées précédemment multipliées par 1.33.

On distingue trois niveaux de sévérité :

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

Le tableau n°4 indique les pressions sur les câbles retenues par l'Arrêté technique pour les lignes HTA et HTB et les **vitesses de vent** correspondant à ces pressions pour les trois niveaux de sévérité.

Tableau n°4: Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent

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

IV.1.3.2. Hypothèse de vent faible associé à une température basse (hypothèse B)

Considérant une température très basse **;** a la température minimale de la zone avec un vent horizontal créant sur les lignes aériennes les pressions suivantes :

clicours.com

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

Tableau n°5 : récapitulatif (Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent)

Éléments de la ligne aérienne	Lignes BT		Lignes HTA et HTB		Cas particuliers des lignes HTB
	Zone à vent normal ZVN (Pa)	**Zone à vent fort ZVF (Pa)**	**Zone à vent normal ZVN (Pa)**	**Zone à vent fort ZVF (Pa)**	**Zone à haute pression de vent HPV (Pa)**
HYPOTHÈSE A Conducteurs et câbles de garde	360	480	480	640	720
Surfaces planes des poteaux	750	1 000	1 000	1 330	2 000
Cornières	750	1 000	1 000	1 330	2 000
Éléments cylindriques des supports de diamètre Ø inférieur ou égal à 15 cm	540 – 12 Ø	720 – 16 Ø	720 – 16 Ø	960 – 21,3 Ø	1 440 – 32 Ø
Éléments cylindriques des supports de diamètre Ø supérieur à 15 cm	360	480	480	640	960
Poteaux cylindriques	300	400	400	530	720
HYPOTHÈSE B Surfaces planes des supports	225	225	300	300	
Surfaces cylindriques des supports	135	135	180	180	

IV.1.4. Hypothèses climatiques concernant le givre

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

- **Hypothèse de givre uniforme**

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

- **Hypothèse de givre dissymétrique**

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

Le Client adopte les hypothèses indiquées ci-après, pour une température minimale de la zone. (Valeurs données pour les lignes aériennes HTB)

- Hypothèse à givre **« Léger »** : poids linéique du givre : 2 **kg/m**
- Hypothèse à givre **« Moyen »** : poids linéique du givre : **4 kg/m**
- Hypothèse à givre **« Lourd »** : poids linéique du givre : **6 kg/m**

Le vent exerçant une pression de **180 Pa** sur le manchon de givre. Le calcul de la surcharge de givre est fait en supposant une masse volumique du manchon de **0,6 Kg/dm^3**.

Suivant la situation géographique de l'ouvrage ou de la position de l'ouvrage étudiée, l'hypothèse à considérer peut être l'hypothèse de givre léger ou moyen ou lourd.

Quand un conducteur est composé de plusieurs câbles en faisceau, les surcharges dues au vent et au givre sont appliquées à chacun des câbles

- Altitude entre 0 et 500 m ➔ givre 0 kg/m
- Altitude entre 500 et 1000 m ➔ givre 2 kg/m
- Altitude entre 1000 et 1500 m ➔ givre 4 kg/m
- Altitude entre 1500 et plus ➔ givre 6 kg/m

L'altitude à considérer est celle indiquée sur la carte d'état major. **[9]**

Le tableau n°6 indique les surcharges correspondant aux différents degrés de sévérité et les surcharges minimales imposées par l'Arrêté technique de 1991.

Clicours.COM

Tableau n° 6 : Surcharge en givre

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

IV.1.5. Hypothèse d'opportunité

IV.1.5.1. Hypothèse de torsion

Les supports métalliques doivent avoir une résistance minimale à la torsion, nécessaire pour éviter les avaries de supports en cas de rupture d'un conducteur ou d'un manchon de jonction ou d'ancrage.

Les conditions de calcul sont celles de l'hypothèse A avec rupture dans une portée adjacente du câble qui y est fixé. Cette application doit être faite à chaque point d'accrochage, le point le plus défavorable étant à retenir.

Pour les pylônes de suspension, l'effort doit être déterminé en tenant compte de la détente résultante de l'inclinaison de la chaîne.

La valeur maximale de cet effort doit être limitée à 3000 daN. Dans le cas d 'un conducteur en faisceau, ne considérer que la rupture d'un seul câble du faisceau.

IV.1.5.2.Hypothèse anti-cascade

L'hypothèse anti-cascade est à considérer conformément au rapport technique de la **norme CEI 826.**

IV.1.6. Hypothèses pour la construction ou l'entretien de l'ouvrage

Au cours des travaux de construction ou d'entretien, les pylônes doivent supporter des efforts exceptionnels, variables suivant les modes opératoires utilisés, les hypothèses appropriées de chantier doivent être vérifiées.

Les conditions météorologiques sont les conditions normales de travail soit une température de 10 °C sans vent.

Les charges appliquées aux pylônes sont les suivantes :

IV.1.6.1. Dissymétrie des charges sur un pylône d'alignement

- Pour les pylônes nappe horizontale ou chat, on suppose qu'un ou deux conducteurs (ou faisceau de conducteurs) n'ont pas été mis en place ou sont décrochés, le cas le plus défavorable est retenu.
- Pour les pylônes armés en triangle ou double drapeau, on suppose qu'un seul conducteur ou faisceau de conducteurs n'a pas été mis en place.

IV.1.6.2. Haubanage d'un câble (conducteur ou câble de garde) est retenu par hauban ancré au sol

Un câble (conducteur ou câble de garde) est retenu par un hauban ancré au sol, les conditions particulières du haubanage sont :

- Détente admise correspondant à une inclinaison de **10 °** de la chaîne de suspension d'un conducteur; elle est supposée nulle pour un câble de garde.
- La pente du hauban doit être égale à :
  * **1/3** pour le type le plus léger de la série **(β = 18 °)**
  * **1/2** pour les autres types **(β = 27°)**
- La dénivellation de la portée précédant l'haubanage est égale à :
  * **+ 0,05** pour le type le plus léger de la série
  * **+ 0,10** pour les autres types **(β = 27°)**
- La dénivellation de la portée succédant au haubanage est nulle.

IV.1.6.3. Montage des supports

On applique au milieu de toutes les barres, autres que les membrures, une force verticale de **150 daN** correspondant au poids d'un monteur et de son petit outillage. Cette force s'ajoute aux efforts normaux supportés par le pylône à **+10 ° sans vent**.

IV.1.7. Coefficients de sécurité et de stabilité

Le coefficient de sécurité est un facteur multiplicateur à appliquer à la ou aux charges maximales admissibles permettant de déterminer les efforts entraînant les destructions d'un élément ou d'un ensemble d'éléments.

Les lignes aériennes doivent obligatoirement supporter les charges des hypothèses administratives dans les conditions suivantes :

IV.1.7.1. Conditions normales

- Efforts maximaux admissibles dans les câbles, pièces d'élément, isolateurs et d'une façon générale toutes les pièces travaillant à la traction :

1/3 fois la charge de rupture nominale (Câbles) ou l'effort ou contrainte de rupture

- Contraintes maximales admissibles dans les éléments des supports métalliques :

1/1,8 fois la contrainte de la limite élastique minimale garantie.

- Coefficient de stabilité des massifs de fondation pour les efforts

d'arrachement égaux à :

- 1,5 pylône d'ancrage, angles souples supérieur à 10 grades
- 1,5 pylônes d'arrêt, angle supérieur à 30 grades et en cas de traversée importante de voies de communication (non-respect des distances de croisement)
- 1,3 pour les autres supports

- Efforts de compression au fond de la fouille inférieur à la pression nominale pouvant être supportés par le terrain

IV.1.7.2. Conditions exceptionnelles (rupture et givre)

- Effort maximal admissible dans les câbles, pièces d'éléments, isolateurs et d'une façon générale toute les pièces travaillant à la traction :

1/1,75 fois la charge de rupture.

- Contrainte maximale admissible dans les éléments des supports métalliques **1/1,2 fois** la contrainte de la limite élastique minimale garantie.
- Coefficient de stabilité des massifs de fondation pour les efforts d'arrachement doit être supérieur à (1) un.

IV.2. Conditions de vérification diélectriques

IV.2.1.Distances d'isolement

IV.2.1.1.Tension nominale

Une ligne aérienne est caractérisée par sa tension entre phases, en effet, elle définit l'isolement de la ligne, les distances minimales entre phases, entre conducteurs et la masse et entre conducteur et sol ou installation quelconque. Elle peut fixer également le diamètre des conducteurs.

L'arrêté technique fixe certaines hypothèses de calcul, mais prescrit des dispositions de sécurité pour les personnes et les ouvrages situés au voisinage de la ligne, en donnant uniquement le principe du calcul de la distance minimale à respecter.

En France, l'Arrêté technique précise les distances minimales à respecter pour assurer la sécurité des personnes au regard du risque électrique :

- distances verticales au-dessus du sol des constructions et des voies de circulation ;
- distances aux obstacles latéraux ;
- distances aux autres lignes aériennes.

Cette distance minimale est la somme de deux distances :

- Une distance de tension : t
- Une distance de base : b

IV.2.1.2.Distance de base « b »

La distance de base "b" est en fonction de la nature du surplomb. Elle est de :

- 6 mètres au-dessus du sol et des routes.

Pour les traversées de lignes aériennes, la distance de base « b » est fonction de la flèche des conducteurs et de la position du croisement, un calcul de détente est nécessaire.

IV.2.1.3.La distance de tension « t » [10]

La distance de tension « t » est en fonction de la tension entre phases U(kv) et de la probabilité de la présence simultanée d'une personne ou d'un objet au voisinage de la ligne en cas de surtension.

Trois cas de probabilité de voisinage sont prévus :

- probabilité de voisinage faible : t1 = 0,0025 Umax
- probabilité de voisinage moyenne : t2 = 0,0050 Umax
- probabilité de voisinage forte : t3 = 0,0075 Umax.

Avec :

- t1 : facteur intervenant dans le calcul de la distance entre conducteurs,
- t2 : facteur intervenant dans le calcul de la distance entre conducteurs et la masse,
- t3 : facteur intervenant dans le calcul de la distance de croisement des lignes et de câbles de garde.

Les valeurs usuelles de t1, t2 et t3 en fonction de Umax sont données dans le tableau n°7 suivant :

Tableau n° 7 : Les valeurs usuelles de t1, t2 et t3 en fonction de U_{max} sont données

U_{max}	BT	20 kV	63 kV	90 kV	225 kV	400 KV
t1	0	0	0,2	0,2	0,6	1,0
t2	0	0	0,3	0,5	1,1	2,0
t3	0	0,2	0,5	0,7	1,7	3,0

IV.2.2. Conditions de vérification

Les distances minimales d'isolement sont vérifiées dans des conditions de température, de vent et de givre. Celles-ci se réfèrent, pour des zones de vent et les surcharges de givre, aux hypothèses climatiques utilisées pour le calcul mécanique des lignes.

IV.2.2.1. Température de répartition

On appelle température de répartition celle choisie pour déterminer les distances minimales entre les conducteurs sous tension et le sol ou les constructions. Cette température (tableaun° 8), en l'absence de surcharge de givre ou de neige, correspond à la flèche maximale. Elle est toujours supérieure ou égale à la température maximale de fonctionnement retenue pour calculer l'intensité maximale du courant admissible dans les conducteurs.

Tableau n° 8 : valeurs de la température de répartition pour différentes tensions **[10]**

Tension de la ligne	**20 kV**	**63kv ou90 kV**	**225 kV**	**400 KV**
Température maximale de fonctionnement (°C)	40	60	75	75
Température de répartition (°C)	45	65	75	90

IV.2.2.2.Vent

Les distances aux obstacles latéraux doivent, bien évidemment, tenir compte des balancements provoqués par le vent. Les pressions retenues pour déterminer les inclinaisons maximales tiennent compte à la fois des variations rapides de la vitesse du vent et de l'inertie des câbles. On définit ainsi pour les zones à vent normal (ZVN) et les zones à vent fort (ZVF) un **vent** dit « **réduit** » qui correspond à des pressions très inférieures à celles retenues pour les calculs mécaniques. Comme on peut le constaté sur le tableau n° 9.

Tableau n° 9: Les différents pressions de vent et les vérification à effectuer **[10]**

Désignation de la vérification	Température **(°C)**	Pression du vent sur les conducteurs **(Pa)**	Vitesse approximative du vent **(km/h)**	Vérification associée le plus couramment
Vent nul	15	Vent nul	—	Distances à la masse sur les supports
Vent réduit	15	-Zone à vent normal (ZVN) : 240 -Zone à vent fort (ZVF) : 360	110 125	-Distances entre câbles -Distances à la masse sur les supports -Distances aux obstacles latéraux
Vent extrême	15	800	> 150	-Distances à la masse des supports -Distances aux maisons et immeubles

IV.2.2.3.Givre

Trois surcharges de givre ou de neige sont retenues pour les lignes HTB :

- givre léger ……épaisseur du manchon de 2 cm ;
- givre moyen ……épaisseur du manchon de 4 cm ;
- givre lourd ……...épaisseur du manchon de 6 cm.

Dans les zones de givre moyen ou lourd, la position la plus basse des câbles givrés peut être inférieure à la position correspondant à la température de répartition.

IV.2.3. Hauteurs à respecter

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

Dans le cas de terrain présentant des contre-pentes importantes, les distances au sol doivent être vérifiée sous balancement des conducteurs, à la température moyenne de la zone et, sous le vent réduit de 24 daN./m² dans le cas de zones à vent normal ou 360 Pa en cas de zones à vent fort.

Remarque :

« F » est la Flèche médiane (en mètres) calculée à la température de répartition (75°C) sans vent.

Tableau n° 10: Distances minimales en fonction de la tension

Nature de l'installation survolée ou surplombée	**Distances minimales (en mètres) En fonction de la tension**			
	Portées Courantes			**Grandes Portées**
	60Kv	**220Kv**	**400Kv**	
❖ **HAUTEURS AU-DESSUS DU SOL**				
Terrain ordinaire pour le nord et hauts plateaux	7	7.5m	8 m	3 + 0.6 √ F + t1
Terrain agricole	8	8,5m	9m	3 + 0.6 √ F + t2
Zone de dunes mobiles	14	14m	14m	3 + 0.6 √ F + t1
Terrain avec franchissement d'engins de hauteur h.	h+2m	h + 3 m	h+4m	h+2m+0.6 √ F + t3
Terrain ordinaire pour le sud	10m	10m	10m	
❖ **Voies de circulation**				
Voies de circulation (communale)	9m	9 m	10 m	6 + 0.6 √ F + t3
Voies pour véhicules de grande hauteur	h+2m	h + 3 m	h+4 m	h + 2 + 0.6√ F + t2
Voies à grande circulation (wilaya national, autoroute)	12m	12m	12m	6 + 0.6 √ F + t3
❖ **Hauteurs au-dessus des eaux**				
Hauteur au-dessus des plus hautes eaux	7 m	7.5 m	8 m	0.6 + √ F +t1
Hauteur sur le niveau d'étiage	6.5m	7 m	7.5 m	3 + 0.6 √ F + t1
❖ **Hauteurs au-dessus des voies ferrées**				
Distance au support fils de contact	19.6m	19.6m	19.6 m	
Distance au gabarit cinématique	19.6m	19.6m	19.6m	

IV.2.4. Distances entre conducteurs et masse des supports

Ce sont les distances entre la masse d'un support et l'une quelconque des pièces sous tension de l'ouvrage (câbles, extrémité de chaînes isolantes, bretelles de continuité, contrepoids, ...).

Les distances à la masse sont vérifiées dans les hypothèses suivantes :

- pour la température moyenne de la zone sans vent
- pour la température moyenne de la zone avec un vent réduit exerçant sur la surface diamétrale d'un câble une pression de **240 Pa** en cas de zone à vent normal ou **360 Pa** en cas de zone à vent fort.

Les distances à la masse en mètres doivent être supérieures ou égales aux valeurs du tableau ci-après :

Tableau n° 11: Distances à la masse (en mètres) fonction de la tension à la température moyenne **[9]**

	Distances à la masse (m)		
HYPOTHESES	**60 kV**	**220 kV**	**400 kV**
"Vent nul"	0,54	1,84	3,00
"Vent réduit"	0,36	1,225	2,10
"Vent extrême"	0,15	0,4	0,7

IV.2.5. Distances entre câbles

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. Sous l'effet du vent, les câbles s'inclinent et oscillent autour d'une position moyenne d'équilibre. Ces oscillations ne sont pas complètement synchrones, du fait des irrégularités de la vitesse du vent. Il en résulte des « fluctuations de la distance » entre câbles, d'autant plus importantes que la flèche du conducteur et la longueur de la chaîne sont plus grandes.

Faute de pouvoir apprécier cette fluctuation en considérant une situation météorologique bien définie, on l'admet proportionnelle à :

$$\sqrt{f+l}$$

Avec : f (m) flèche médiane de la portée à la température d'été,
l : (m) longueur de la chaîne d'isolateurs.

- Il a été admis que la distance minimale d_{min} entre conducteurs simples au milieu de la portée est fonction de la distance de tension t1 et de la distance de base correspondant à la fluctuation, soit :
  - Pour les portées dont la **flèche** médiane est inférieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = k_1\sqrt{f+l} + t_1\sqrt{3} \quad \text{(IV.1)}$$

Où : K1 dépend du coefficient de surcharge dû au vent. Cette formule s'applique pour les portées dont la flèche médiane est inférieure à 80 m, avec :

$K_1 = 0,6m'$

m' : étant le coefficient de surcharge pour le vent réduit :

- 240 Pa dans le cas normal
- 360 Pa en cas de vent fort

  - Pour les grandes portées dont la **flèche** médiane est supérieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = m'\left(\frac{f+l}{30} + 2,7\right) + t_1\sqrt{3} \quad \text{(IV.2)}$$

- Pour les conducteurs en faisceau, la distance entre les axes des deux phases doit être majorée de la largeur « e » du faisceau. En effet :
  - Pour les portées dont la **flèche** médiane est inférieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = k_1\sqrt{f+l} + t_1\sqrt{3} + e \quad \text{(IV.3)}$$

Clicours.COM

- Pour les grandes portées dont la **flèche** médiane est supérieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = m'\left(\frac{f+l}{30} + 2{,}7\right) + t_1\sqrt{3} + e \qquad \text{(IV.4)}$$

e : écartement du faisceau (0,6m ou 0,4m)

IV.2.6. Distances entre conducteurs et câbles de garde

Les distances minimales entre conducteurs et câbles de garde sur les lignes HTB sont également calculées avec les formules donnant les distances entre phases, mais la distance de tension $t_1\sqrt{3}$ doit être remplacée par t_1

IV.2.7. Distances de croisement des lignes aériennes

IV.2.7.1. Croisement entre conducteurs

Les distances minimales de croisement sont égale à la somme d'une distance de base b et de la distance de tension t3, qui doivent être calculée comme suit :

- La distance de base b est donnée en mètres par la formule suivante :

$$b = 1 + \frac{2X}{A} + \left(0{,}5\sqrt{f-1}\right) \qquad \text{(IV.5)}$$

Avec :

A : Portée horizontale en mètres
f : Flèche de la portée en mètres à la température de répartition
X : Distance par rapport au support le plus proche en mètres

Remarque : La distance de base ne doit pas être inférieure à 1 mètre.

- La distance de tension en mètres doit être égale à t3 (t3 = 0,0075 U)

En cas de traversée de lignes BT, MT, PTT ou câbles de gardes, U et la plus haute tension des deux lignes qui se croisent.

En cas de traversées de conducteurs de troisième catégorie :

- U = U1 + 0,4 U2 si les lignes sont de tension différentes : U1 > U2
- U = 1,25 U1 si les lignes sont de même tension.

Les distances de croisement ne doivent pas être inférieures à 2 mètres.

Les distances minimales de croisement doivent être respectées pour chacune des lignes par rapport à l'autre, pour la position des conducteurs de la ligne considérée correspondant à :

- **Croisement supérieur**

La ligne en projet passe au dessus de la ligne existante :

- La ligne en projet doit être vérifiée à la température maximale du conducteur, en l'absence de vent et de givre
- La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.

- **Croisement inférieur**

La ligne en projet passe en dessous de la ligne existante :

- La ligne en projet doit être vérifiée à la température minimale de la zone considérée, en l'absence de vent et de givre.
- La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.

IV.2.7.2. Croisement entre conducteur et câble de garde

La distance de croisement entre conducteur et câble de garde est supérieure à t1, pour les deux conditions suivantes :

- Dans l'hypothèse d'une surcharge uniforme recouvrant le câble de garde, le conducteur étant totalement déchargé.

Conclusion

On a pu constater au cours de ce chapitre les différentes vérifications à effectuées aux cours de la construction d'une ligne électrique et ceux en tenant compte des différent conditions climatiques et aux conditions de fonctionnement.

Introduction

Afin d'illustrer les différents éléments développés dans les chapitres précédents et dans le but de mettre en exergue la méthode de dimensionnement d'une ligne électrique, notamment les lignes aériennes à haute tension, l'étude de cas pratiques s'avère nécessaire et indispensable au cours de ce dernier chapitre.

Pour ce faire, nous allons établir dans ce dernier chapitre les dimensionnements et les vérifications du projet, tout en utilisant les techniques précédemment abordées et en effectuant la modélisation et les calculs d'une coupure d'une ligne aérienne à haute tension, un dossier en projet à SONELGAZ.

I. Présentation du groupe SONELGAZ

I. 1.profil du groupe

SONELGAZ vit, depuis quelques années, une phase particulièrement importante de son histoire. Désormais, la restructuration de SONELGAZ, suite à l'avènement de la loi N°01.02 du 05 février 2002 s'est achevée avec la création de la société holding « SONELGAZ » ainsi que l'ensemble des filiales. SONELGAZ est aujourd'hui érigé en Groupe industriel composé de 35 filiales et 5 sociétés en participation.

Ainsi, les filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations. On compte :

- La Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE),
- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité (GRTE),
- L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité,
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA),
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (SDC),
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE),
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO).

Les sociétés travaux du Groupe SONELGAZ, CEEG, Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux …) et c'est grâce à ces sociétés que l'Algérie dispose aujourd'hui d'infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays.

Par ailleurs, les filiales métiers périphériques sont en charge d'activités annexes, telles que la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels.

SONELGAZ détient également des participations dans des sociétés, dont le métier est en rapport avec le domaine de l'électricité et du gaz.

Grâce à sa ressource humaine formée et qualifiée, le Groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de **98%** en taux d'électrification et **48 %** pour la pénétration gaz.

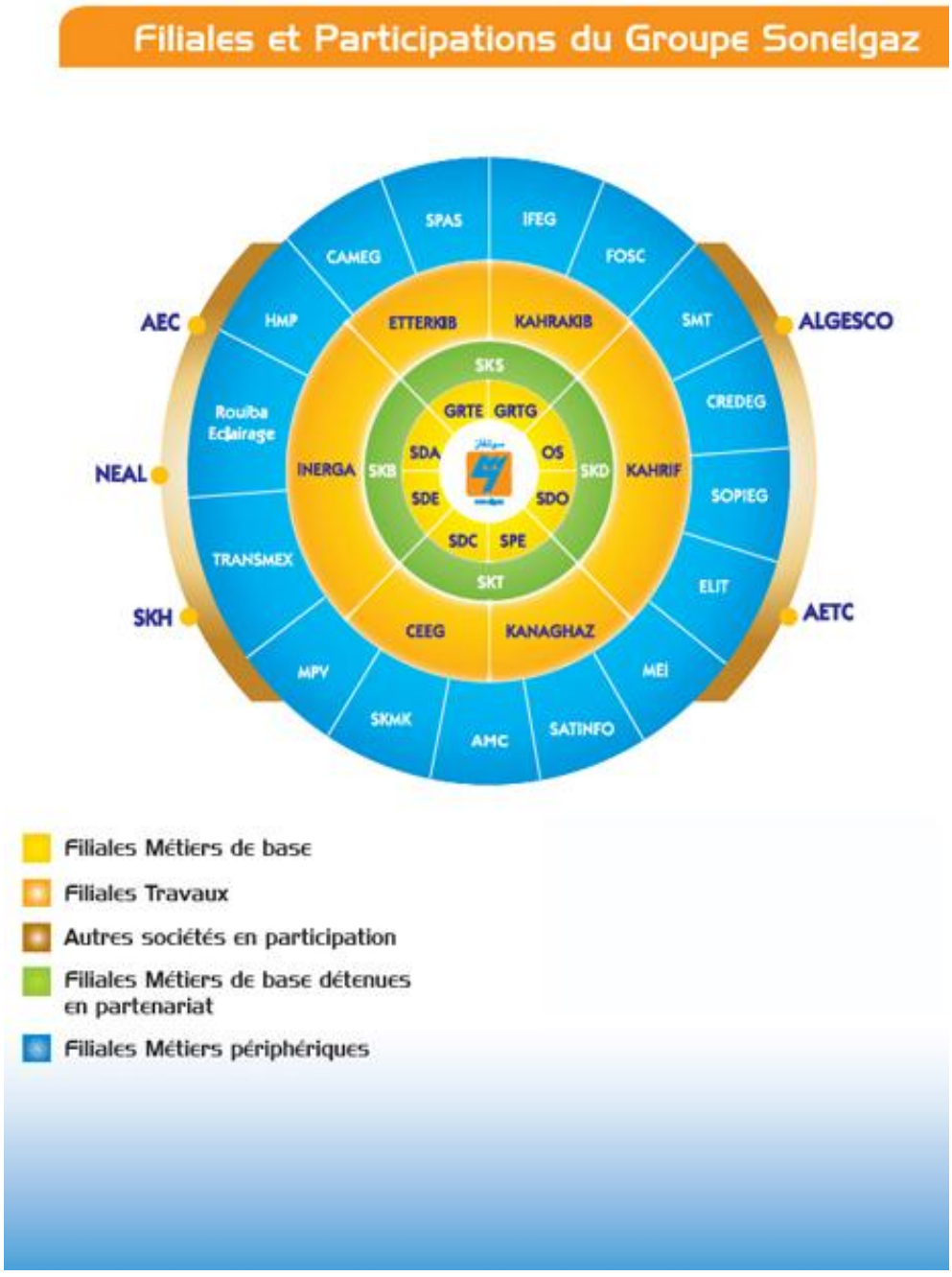


Figure V.1 : Sociétés Du Groupe SONELGAZ

I .2. Histoire de SONELGAZ

- **1947, Création d'EGA**

C'est à la fin de la seconde guerre mondiale que l'industrialisation nouvelle de l'Algérie fut prise, l'objectif stratégique étant de transformer la colonie en véritable base arrière industrielle de la France.

C'est ainsi qu'il fut envisagé le lancement d'industries telles que la sidérurgie avec la création de hauts fourneaux à Bône (Annaba) pour exploiter le minerai de fer de l'Ouenza, la cimenterie avec l'ouverture d'usines de la Pointe Pescade et de Sfisef, ainsi que d'autres domaines tels les faïencerie, verrerie, huilerie .

C'est le décret du 5 juin 1947 qui porte création de l'Etablissement Public National « Electricité et Gaz d'Algérie » (EGA par abréviation).

A l'époque, 16 sociétés se partageaient les concessions électriques en Algérie : le groupe Lebon et la Société algérienne d'éclairage et de force (SAEF) au centre et à l'ouest, la Compagnie Du Bourbonnais à l'est ainsi que les usines Lévy à Constantine.

Par décret du 16 août 1947, ces 16 compagnies concessionnaires sont transférées à EGA. Elles détenaient alors 90% des propriétés industrielles électriques et gazières du pays.

- **1969, Création de SONELGAZ**

C'est l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969 (parue au journal officiel n° 63 du 1er août 1969) qui porte dissolution d' « Electricité et Gaz d'Algérie » (EGA) et création de la nouvelle Société Nationale de l'Electricité et du gaz « SONELGAZ ».

Ce texte s'inscrit dans le cadre des mesures de nationalisation des secteurs clés de l'économie nationale dont le processus avait été lancé en 1966, voire même avant, pour certains secteurs.

Pour que SONELGAZ puisse contribuer à la construction de l'infrastructure économique nationale, l'ordonnance précitée lui a défini un champ d'intervention très large. Elle lui a notamment attribué le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité et du gaz manufacturé (art. 4 et 7). L'ensemble des biens de l'ex-EGA lui a été légué.

En 1969, SONELGAZ était déjà une entreprise de taille importante dont le personnel est de quelque 6000 agents. Elle desservait déjà 700 000 clients.

Dés sa mise en place, l'entreprise a effectué, outre la vente d'énergie, l'installation et l'entretien d'appareils domestiques fonctionnant à l'électricité ou au gaz. Elle s'est attachée à promouvoir l'utilisation du gaz naturel et de l'électricité dans les secteurs industriels, artisanaux et domestiques.

II. Consistance du projet

Ce projet à pour objectif la réalisation de la coupure DT 220kv de la ligne JIJEL-Ain M'LILA, d'une longueur de 23,09 km, au poste haute tension de El Milia.

III. Caractéristiques générale de la ligne (se référé à l'annexe n° 1)

- **Tension de service** : 220kv,
- **Longueur de la ligne** : 23,09,
- **Câble** :
  - 2×3×2×570 mm^2 en Almélec,
  - Un câble de garde à fibre optique (48 fibres),
  - Un câble de garde 116mm^2 en Aluminium acier.
- **Isolateurs** : l'isolement sera réalisé au moyen de chaines formées par des éléments en verre trempé au nombre de 21 isolateurs type capot et tige aérodynamique norme 20A, Φ380.

  Le câble de garde sera suspendu sur des accessoires sans isolateurs,
- **Supports** : les supports seront constitués par des pylônes métalliques en treillis type (A, AGP, B&C) ENEL (DT) EDF(ST),
- **Mise à la terre** : les pylônes seront reliés électriquement au sol par boucle de câbles en cuivre de 48mm^2 de section.
- **Fondations** : les fondations de pylônes seront constituées de quatre(4) massifs indépendants dont les dimensions seront en fonction de la nature et caractéristiques du terrain rencontré.

clicours.com

III. Caractéristiques de la fourniture

III.1.Caractéristiques des câbles

Le tableau n°12 a était réalisé d'après le cahier des charges qui nous a était fourni par SONELGAZ (voir annexe n°2)

Tableau n°12 : caractéristiques des câbles

	Câble conducteur	**Câble de garde**	**Câble OPGW**	**Câble de mise à la terre**
Norme	AAAC 570	NF C34-125&BS EN 50182	-	IS 8130
Nature	ALMELEC	ALU-ACIER	24 fibre optique	CUIVRE
Code	570-AL4	-	-	-
Section	570,22	116,2	174,6	48
Diamètre extérieur (mm)	31,05	14	17,8	9
Masse linéique (kg /km)	1574	634	643	441,7
Charge de rupture (daN)	18530	104 ,93	7890	1874
Module de YOUNG (module d'élasticité)(N/mm^2)	54000	124000	75200	-
Coefficient de dilatation ($\times 10^{-6}$ 1/C°)	23	14,2	19,3	-
Résistance électrique (Ω/km) à 20°C	0,0583	0,512	0,0212	0,373

III.2.Caractéristiques des chaines isolatrices (voir annexe n°3)

Tableau n°13 : caractéristiques des chaines isolatrices

type	Isolateur " Capot et Tige " Type Aérodynamique plat
Norme	20A Φ380
Diamètre Pièce de Verre (mm)	420
Pas (mm)	146
Ligne de Fuite Nominale (mm)	**375**
Charge de Rupture Electromécanique et Mécanique(KN)	160
Poids Approximatif (kg)	8
Tension de Tenue à sec 1 minute (kv)	60
Tension de Tenue au choc de foudre (kv)	90
Tension de Tenue 1 minute, sous Pluie(kv)	50

Clicours.COM

❖ **Calcul de nombre d'isolateurs par chaine :**

$$N = \frac{U_{max} \times lf}{Lf}$$

Où :

- N : nombre d'isolateurs par chaines,
- Umax : la tension maximale (kv),
- lf : niveau d'isolement (mm/kv),
- Lf : ligne de fuite nominale (mm).

$$N = \frac{245 \times 32}{375} = 20{,}9 \approx 21$$

N = 21 isolateurs par chaine

❖ **Longueur de la chaine de suspension simple :** (voir l'annexe n°4)

L_T = étrier+œillet à rotule droite+isolateurs+Ball socket droit+ palonnier+œillet à double chantourne +pince de suspension

= 158+139+ (21×146) +135+24+70+145

= 3737mm

L_T =3737mm

❖ **Longueur de la chaîne double de suspension :**

L_T = étrier+œillet à double chantourne+palonnier+œillet à rotule +isolateurs+Ball socket droit+palonnier+œillet à double chantourne +pince de suspension

L_T =158+115+100+59+ (21×146) +75+60+70+145

=3848mm

L_T =3848mm

IV. Démarche à suivre pour le calcul de la coupure de cette ligne

Pour le bon déroulement de l'étude de réalisation de la coupure de la ligne nous allons passer par les étapes suivantes :

- Une proposition de tracé,
- Le levé topographique détaillé du tracé,
- Modélisation en utilisant deux logiciels (PLS CADD et TOWER qui permet la modalisation et les calculs électriques et mécaniques et l'obtention du design,
- Vérification de la ligne (vérification mécanique et vérification diélectrique).

IV.1. Aperçu du logiciel utilisé

PLS-CADD est un logiciel de conception de Lignes Aériennes équipé de deux modules de modélisation et de calcul des supports :

- **TOWER** pour les pylônes tétrapodes,
- **PLS-POLE** pour les pylônes monopodes.

PLS-CADD propose différentes vues de la ligne (vue 3D, profil en long, vue en plan, dessins des plans). Tous les calculs et les modifications peuvent être réalisés dans une de ces vues et ces opérations sont prises en compte dans les autres vues.

Lors du dimensionnement de la ligne, PLS-CADD permet de calculer séparément les différentes vérifications mécaniques (support, câble) et de distances (distance à la masse, distance au sol et aux obstacles, distances entre câbles). Ces vérifications sont réalisées sur toute ou une partie de la ligne.

PLS-CADD est un logiciel « ouvert » qui permet de réaliser la modélisation et le calcul de tout type de configuration de lignes qu'elles soient en exploitation ou en projet équipées de support treillis, haubanés et/ou de supports monopodes ou portiques métalliques, béton, bois ou mixtes quels que soient les armements.

Les modes opératoires liés aux travaux et à la maintenance des lignes sont aussi modélisables et peuvent être justifiés par PLS-CADD et ses modules de structure.

V. Calcul des paramètres électriques de la ligne

V.1. Calcul de résistance linéique et total de la ligne

On va se référé à la formule (II.2) :

$$R_L = 0{,}0583[1 + 23 \times 10^{-6}\,(20 - 75)]$$

- α_0 : coefficient de la dilatation du conducteur (°C^{-1}) = 23×10^{-6} 1/C°
- θ : température différente de θ_0(°C)= 75°C
- θ_0 : température ambiante = 20°C
- R_0 : résistance électrique à la température 20°C = 0,0583 Ω/km

$$R_L = 0{,}0583\ \Omega/\text{km}$$

- **La résistance totale est calculée comme suit :**

$R_T = R_L \times a$ (où : « a » est la longueur de la ligne)

$R_T = 0{,}0583 \times 23{,}09 = 1{,}346\ \Omega$

$$R_T = 1{,}346\ \Omega$$

V.2.Calcul de l'inductance linéique et total de la ligne

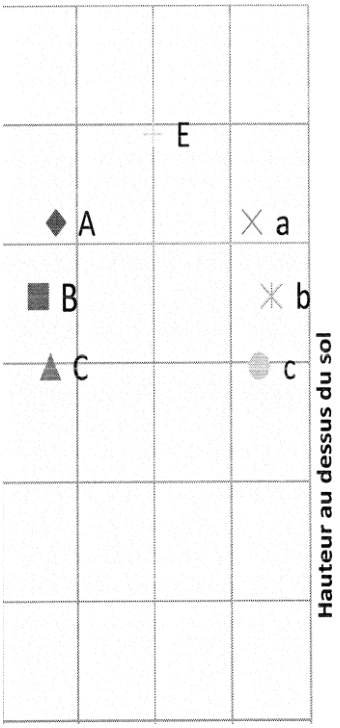
On va se référé à l'équation (II.3) :

$$L_L = \left[4{,}6 \log\left(\frac{D_m}{r}\right) + \frac{\mu}{2}\right] 10^{-4}$$

- **Calcul de D_m :**

Sur toute la ligne on va utilisé 74 Pylônes , pour le calcul on va prendre un exemple d'un pylône de type double terne A_0(voir annexe°5) donc :

$$D_m = \frac{D_M D_{M2}}{D_{M1}} ; \qquad \text{Avec :} \begin{cases} D_M = \sqrt[3]{D_{AB} D_{AC} D_{BC}} \\ D_{M1} = \sqrt[3]{D_{Aa} D_{Ab} D_{Bc}} \\ D_{M2} = \sqrt[3]{D_{Ab} D_{Ab} D_{Bc}} \end{cases}$$



$$D_m = 11{,}16\text{m}$$

$$L_L = \left[4{,}6 \log\left(\frac{11{,}16}{0{,}0155}\right) + \frac{1}{2}\right] 10^{-4}$$

$$L_L = 0{,}001364\ H/km$$

$$L_T = O{,}O315\ \text{H}$$

V.3.Calcul de réactance inductive linéique

On se réfère à l'équation (II.4)

$$X_L = 2 \times 3{,}14 \times 50 \times 0{,}001364 = 0{,}428$$

$$X_L = O{,}428\ \Omega/km$$

$$X_T = 9{,}889\ \Omega$$

V.4.Calcul de l'impédance linéique

On se réfère à l'équation (II.5)

$$\overline{Z_L} = 0{,}0583 + O,428j$$

$$Z_L = \sqrt{(0{,}0583)^2 + (O,428)^2} = 0{,}1865\ \Omega/km$$

$$\Longrightarrow \quad \boxed{Z_L = 0{,}1865\ \Omega/km}$$

$$\boxed{Z_T = 4{,}308\ \Omega}$$

V.5.Calcul de Capacité linéique de la ligne

On se réfère à l'équation (II.8)

$$C_L = \frac{10^5}{A_{11} - A_{12}}$$

$f_c = 15{,}24m$ (qu'on a calculé en utilisant le logiciel PLS-CADD)

$H_1 = 51{,}6m$,

$H_2 = 44{,}1m$,

$H_3 = 36{,}6m$.

$$A_{11} = 4{,}6 \log\left(\frac{2h}{r}\right) 9.10^{11} = 1{,}504 \times 10^{13}$$

$$A_{12} = 2{,}3 \log\left[\left(\frac{2h}{D_m}\right)^2 + 1\right] 9.10^{11} = 3{,}241 \times 10^{12}$$

$$C_L = \frac{10^5}{1{,}504\times10^{13} - 3{,}241\times10^{12}} = 8{,}475.10^{-9} \Longrightarrow$$

$C_L = 8{,}475.10^{-3}\mu F/km$ $\Longrightarrow$ $C_T = 0{,}1957\mu F$

VI. Vérifications diélectrique et mécanique

VI.1. Distance de base « b »

La distance de base "b" est en fonction de la nature du surplomb. Elle est de :

- 6 mètres au-dessus du sol et des routes.

Pour les traversées de lignes aériennes, la distance de base « b » est fonction de la flèche des conducteurs et de la position du croisement, un calcul de détente est nécessaire.

Dans notre cas b = 2,05 m

VI.2.La distance de tension « t »

Trois cas de probabilité de voisinage sont prévus :

- probabilité de voisinage faible : t1 = 0,0025 Umax
- probabilité de voisinage moyenne : t2 = 0,0050 Umax
- probabilité de voisinage forte : t3 = 0,0075 Umax.

On a : Umax=245kv

- t1 =0,6125m
- t2 =1,225m
- t3 =1,8375m

VI.3.Température de répartition

On tenant compte des valeurs du tableau n° 6, on peut déduire que la température de répartition est de 75°C.

VI.4. Hauteurs à respecter

On se réfère au tableau n°9 pour une tension de 220kv , la valeurs trouvées sont portés sur le tableau ci-après

Nature de l'installation survolée ou surplombée	**Distances minimales (en mètres) En fonction de la tension**	
❖ **HAUTEURS AU-DESSUS DU SOL**	**Portées Courantes**	**Grandes Portées**
Terrain ordinaire pour le nord et hauts plateaux	7.5m	3 + 0.6 √ F + t1
Terrain agricole	8,5m	3 + 0.6 √ F + t2
Zone de dunes mobiles	14m	3 + 0.6 √ F + t1
Terrain avec franchissement d'engins de hauteur h.	h + 3 m	h+2m+0.6 √ F + t3
Terrain ordinaire pour le sud	10m	
❖ **Voies de circulation**		
Voies de circulation (communale)	9 m	6 + 0.6 √ F + t3
Voies pour véhicules de grande hauteur	h + 3 m	h + 2 + 0.6√ F + t2
Voies à grande circulation (wilaya national, autoroute)	12m	6 + 0.6 √ F + t3
❖ **Hauteurs au-dessus des eaux**		
Hauteur au-dessus des plus hautes eaux	7.5 m	0.6 + √ F +t1
Hauteur sur le niveau d'étiage	7 m	3 + 0.6 √ F + t1
❖ **Hauteurs au-dessus des voies ferrées**		-
Distance au support fils de contact	19.6m	-
Distance au gabarit cinématique	19.6m	-

VI.5. Distances entre conducteurs et masse des supports

Les distances à la masse entre conducteurs et masse des supports pour une tension de 220kv sont portés dans le tableau suivant :

HYPOTHESES	Distances à la masse (m)
A la température moyenne "Vent nul"	1,84
A la température moyenne "Vent réduit"	1,225

VI.6. Distances entre câbles

Pour les conducteurs en faisceau, la distance entre les axes des deux phases doit être majorée de la largeur « e » du faisceau. En effet :

- Pour les portées dont la **flèche** médiane est inférieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = k_1\sqrt{f+l} + t_1\sqrt{3} + e \text{.....(1)}$$

- Pour les grandes portées dont la **flèche** médiane est supérieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = m'\left(\frac{f+l}{30} + 2{,}7\right) + t_1\sqrt{3} + e \text{.....(2)}$$

e : écartement du faisceau (0,6m ou 0,4m)

ClicCours.com

Dans notre cas en va utiliser la deuxième relation car notre porté est de **A=118m >80m** (voie annexe n°7)

$$\boldsymbol{d_{min} = 1,461m}$$

VI.7. Distances entre conducteurs et câbles de garde

Les distances minimales entre conducteurs et câbles de garde sur les lignes HTB sont également calculées avec les formules donnant les distances entre phases, mais la distance de tension $t_1\sqrt{3}$ doit être remplacée par t_1

- Pour les portées dont la **flèche** médiane est inférieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = k_1\sqrt{f + l} + t_1 + e$$

- Pour les grandes portées dont la **flèche** médiane est supérieure ou égale à **80 mètres** :

$$d_{min} = m'\left(\frac{f + l}{30} + 2,7\right) + t_1 + e$$

$$\boldsymbol{d_{min} = 1,015}$$

VI.8. Distances de croisement des lignes aériennes

IV.8.1. Croisement entre conducteurs (voir annexe n°6)

Les distances minimales de croisement sont égale à la somme d'une distance de base b et de la distance de tension t3, qui doivent être calculée comme suit :

- La distance de base b est donnée en mètres par la formule suivante :

$$b = 1 + \frac{2X}{A} + \left(0,5\sqrt{f - 1}\right)$$

Avec :

A : Portée horizontale en mètres =118m (voir annexe n°7)

f : Flèche de la portée en mètres à la température de répartition=15,24

X : Distance par rapport au support le plus proche en mètres =59,5m (voir annexe n°7)

b = 2,05 m

Remarque : La distance de base ne doit pas être inférieure à 1 mètre.

- La distance de tension en mètres doit être égale à t3 (t3 = 0,0075 U)

En cas de traversée de lignes BT, MT, PTT ou câbles de gardes, U et la plus haute tension des deux lignes qui se croisent

En cas de traversées de conducteurs de troisième catégorie :

- U = U1 + 0,4 U2 si les lignes sont de tension différentes : U1 > U2
- U = 1,25 U1 si les lignes sont de même tension.

On effet les tensions ne sont pas les méme donc :

- la distance minimale est la somme des deux distances donc :

D = 4,243 m

- Qui est une valeur justifiée car la valeur mesurée sur le terrain est de **5m.** **(**Voir annexe n°8)

Les distances de croisement ne doivent pas être inférieures à 2 mètres.

Les distances minimales de croisement doivent être respectées pour chacune des lignes par rapport à l'autre, pour la position des conducteurs de la ligne considérée correspondant à :

Clicours.COM

- **Croisement supérieur**

La ligne en projet passe au dessus de la ligne existante :

- La ligne en projet doit être vérifiée à la température maximale du conducteur, en l'absence de vent et de givre
- La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.

- **Croisement inférieur**

La ligne en projet passe en dessous de la ligne existante :

- La ligne en projet doit être vérifiée à la température minimale de la zone considérée, en l'absence de vent et de givre.
- La ligne existante est considérée dans sa position à la température moyenne de la zone.

VI.8.2. Croisement entre conducteur et câble de garde

La distance de croisement entre conducteur et câble de garde est supérieure à t1, pour les deux conditions suivantes :

- Dans l'hypothèse d'une surcharge uniforme recouvrant le câble de garde, le conducteur étant totalement déchargé.

Donc :

$d_{min} > 0{,}6125m$ (**voir le paragraphe IV.2.7.2)**

Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avant effectuer la modélisation et les calculs d'une coupure d'une ligne aérienne à haute tension (220 kv), un dossier en projet à SONELGAZ en se basant sur les cahiers de charge de celle-ci et les techniques précédemment développées en utilisant l'outil informatique. En suite on a établie les vérifications nécessaires pour le bon fonctionnement de la ligne.

Conclusion générale

Le sujet étudier nous a permis de comprendre le fonctionnement du réseau électrique à haute tension ,de mettre en pratique les connaissances acquises au cours de notre cursus universitaire , de nous familiarisé d'avantage avec le calcul électrique des lignes aérienne en tenant compte des hypothèses et des conditions élaborées par SONELGAZ et nous adapté à l'outil informatique .

A travers ce projet nous avons réalisé l'intérêt d'un bon dimensionnement d'une ligne électrique à haute tension.

Ce projet nous a permis d'élargir et d'approfondir nos connaissances et d'améliorer notre savoir faire dans le domaine pratique .Il nous a aidé a acquérir une expérience et une assurance dans le domaine du travail.

Nous souhaitons que ce modeste travail puisse apporter intérêt à tous ceux qui auront à le consulter.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

[1] Jean-Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd, « Lignes et réseaux électriques », édition LAVOISIER, Paris, 2007,

[2] M^{elle} SAIDI Hayat , M^{elle} MOUHOUB Souhila « étude d'alimentation du projet station de compression SONATRACH Hassi-Rmel » mémoire d'ingénieur USTHB promotion 1999,département E.L.T,

[3] P-A.Chamorel, « énergie électrique », école d'ingénieurs du CANTON DE VAUD, département E+I, 1997,

[4] Cahier technique RTE,

[5] Michel BOUGUE, « Lignes électriques aériennes à très haute tension » tome 4, édition INEO, Juillet 2006,

[6] Michel BOUGUE, « Lignes électriques aériennes à très haute tension » tome 2, édition INEO, septembre 2002,

[7] Cours technique de la haute tension (les isolateurs), Mr A. HANDALA,

[8] Charles AVRIL, « construction des lignes aériennes à haute tension », édition EYROLLES, PARIS 1974,

[9] Arrêté technique de SONELGAZ (Cahier des prescriptions générales),

[10] Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique,

Web bibliographie

- www.sonelgaz.dz

Liste des annexes

Annexe 1 : Caractéristiques générale de la ligne.

Annexe 2 : Caractéristiques des câbles

Annexe 3 : Caractéristiques de la chaine d'isolateurs

Annexe 4 : Accessoires de la chaine pour les câbles

Annexe 5 : Pylône d'alignement type « A »220kv double terne faisceau

Annexe 6 : Plan détaillé de la ligne de la traversé

Annexe 7 : Plan détaillé du croisement (valeurs de A et X)

Annexe 8 : Tableau des traversées

Liste des tableaux

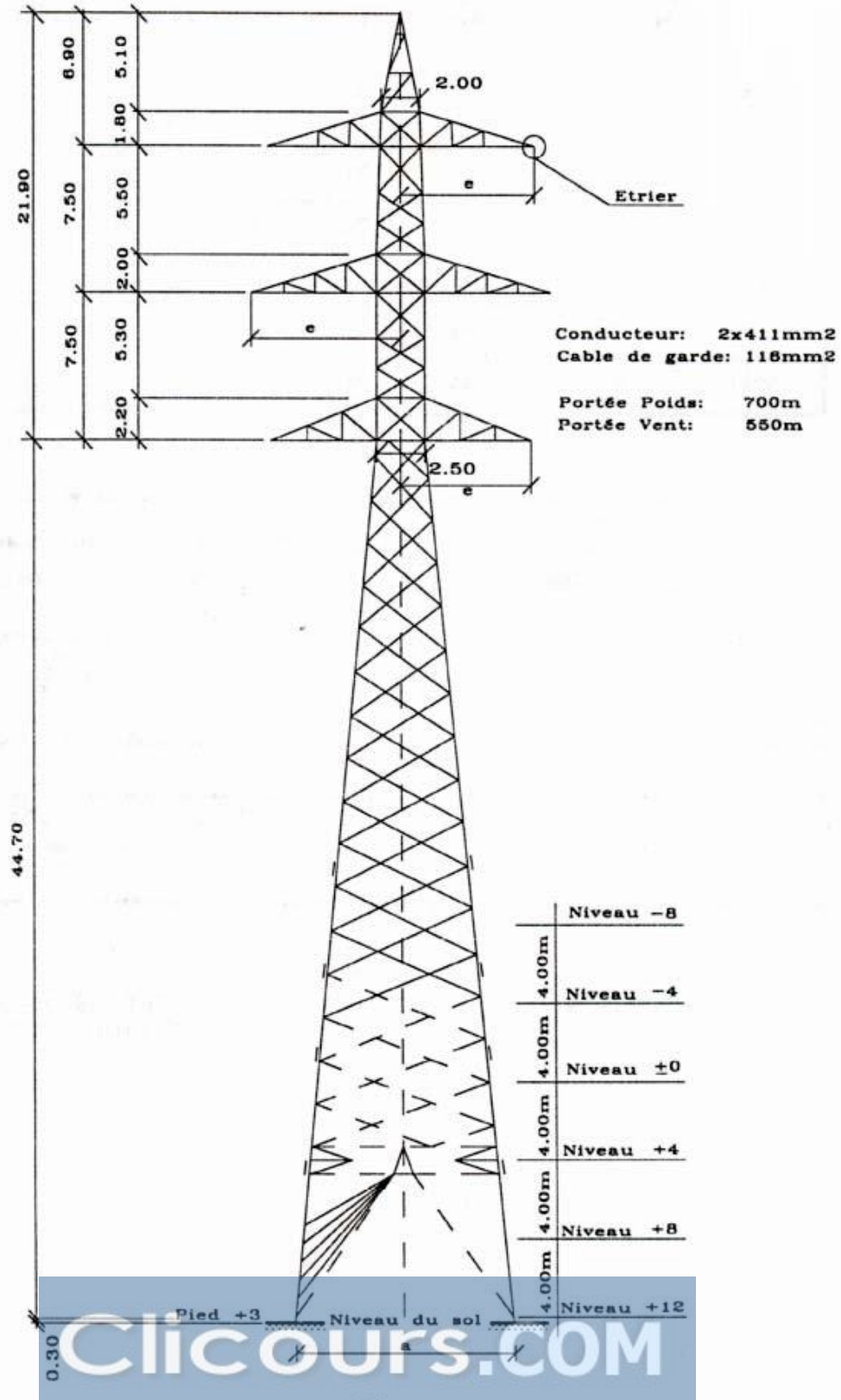
Tableaux	Désignation	Page
Tableau 1	Tension normalisées d'après la CEI	4
Tableau 2	Avantages et inconvénients des lignes	16
Tableau 3	degré de salinité et longueur de la ligne de fuite	41
Tableau 4	Pression sur les câbles pour les niveaux de sévérité du vent	51
Tableau 5	récapitulatif	52
Tableau 6	Surcharge en givre	54
Tableau 7	Les valeurs usuelles de t1, t2 et t3 en fonction de U_{max} sont données	58
Tableau 8	valeurs de la température de répartition pour différentes tensions	59
Tableau 9	Les différents pressions de vent et les vérification à effectuer	60
Tableau 10	Distances minimales en fonction de la tension	61
Tableau 11	Distances à la masse (en mètres) fonction de la tension à la température moyenne	62
Tableau 12	caractéristiques des câbles	72
Tableau 13	caractéristiques des chaines isolatrices	73

clicours.com

Liste des figures

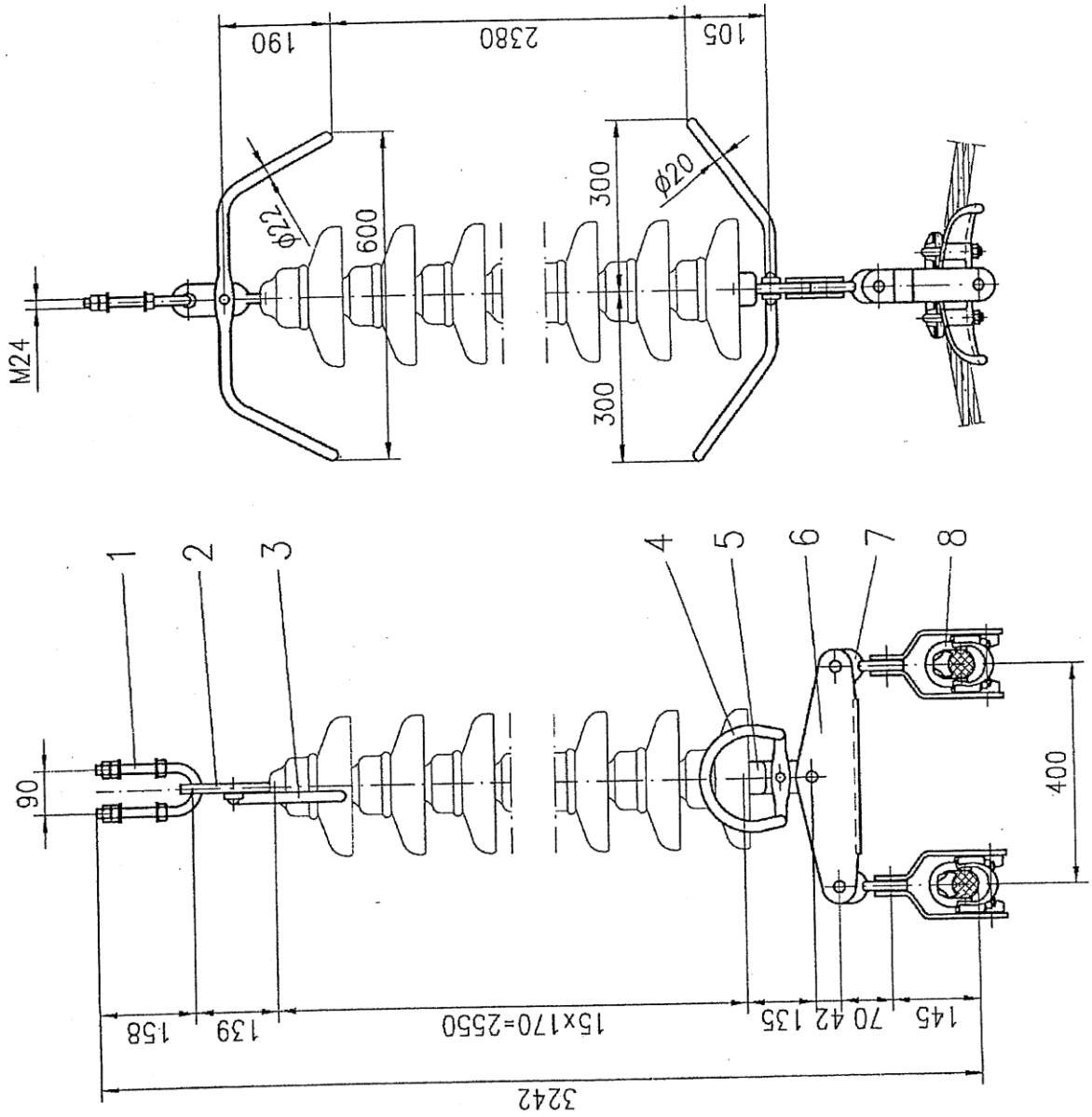
Figures	Désignation	Page
Figure I.1	Structure maillée	6
Figure I.2	Réseau maillé	7
Figure I.3	Structure bouclée	7
Figure I.4	Réseau bouclé	8
Figure I.5	Réseau de distribution à structure radiale	8
Figure I.6	Réseau en antenne	9
Figure I.7	Exemple de chaîne isolateur	11
Figure I.8	Vue en coupe d'un câble souterrain	13
Figure III.1	Pylône en drapeau	33
Figure III.2	Pylône en triangle	33
Figure III.3	exemple d'un Pylône nappe	33
Figure III.4	Les différents types de pylône en fonction de tension	35
Figure III.5	Chaîne isolatrice type ancrage	37
Figure III.6	Chaîne isolatrice type suspension en V	37
Figure III.7	Chaîne isolatrice type suspension droite	37
Figure III.8	Représentation de ligne de fuite	41
Figure III.9	câble Alu écroui	44
Figure III.10	câble ACSS	45
Figure III.11	câble à brin rond	45
Figure III.12	câble bi-métallique	45
Figure III.13	constitution de câble de garde	46

PYLONE D'ALIGNEMENT TYPE "A" 220Kv
DOUBLE TERNE FAISCEAU
-ENEL-

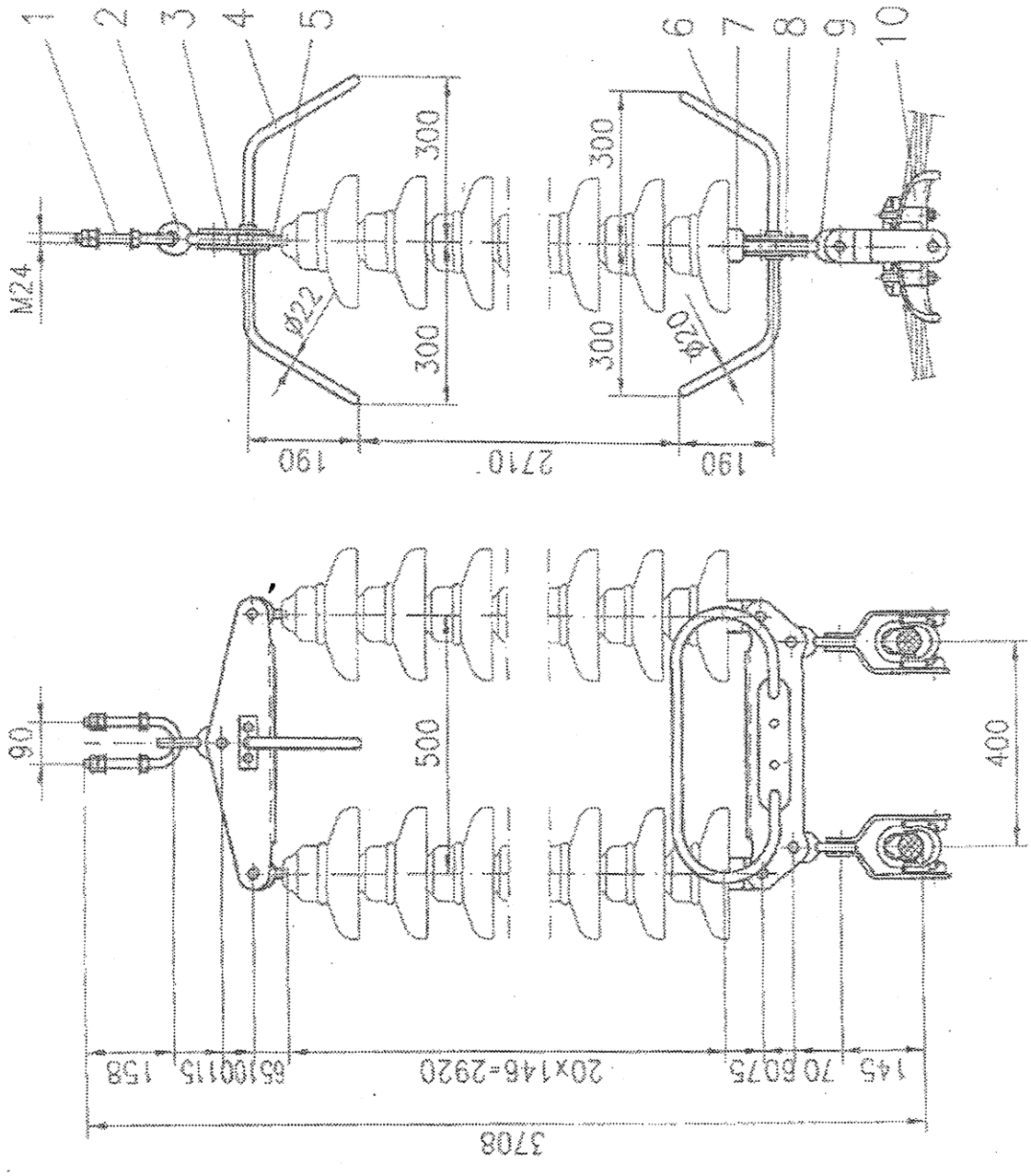


Clicours.COM

Chaine de suspension simple



Chaine de suspension double



CARACTERISTIQUES

Niveau	Hauteur sous console (m)	Hauteur totale (m)	Distance de la console à l'axe du fût - e - (m)			Empattement du pylône (m)
			sup	med	Inf	
A-8	21,7	43,6	5,8	7,7	6,7	
A-4	25,7	47,6	5,8	7,7	6,7	
A±0	29,7	51,6	5,8	7,7	6,7	
A+4	33,7	55,6	5,8	7,7	6,7	
A+8	37,7	59,6	5,8	7,7	6,7	
A+12	41,7	63,6	5,8	7,7	6,7	

Niveau	Poids du pylône hors sol (kg)	Poids Boulonnerie (kg)	Poids embase (kg)	Poids total (kg)
A-8	8965,4	346,3	560,4	9872,1
A-4	10284,8	377,2	560,4	11222,4
A±0	11412,9	390,0	560,4	12363,3
A+4	12356,4	406,0	572,4	13334,8
A+8	14158,3	438,7	572,4	15169,4
A+12	15426,0	450,8	572,4	16449,2

Cornières utilisées (E24,E36) :
L45x4,5 - L50x5 - L60x5 – L60x6 - L70x5 – L70x6 - L80x5 - L80x7 - L90x7 - L90x8 – L100x7 – L100x8 - L110x10 – L110x11 - L120x10 - L120x12 – L120x15 – L150x12 – L75x100x7.

Boulonnerie (Classe 5.6) :
∅10 - ∅14 - ∅16.

Table des Matières

Introduction générale……...1

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques…… ..3

Introduction du chapitre……..3
I. Normes des niveaux tensions……...3
II. Types des réseaux électriques……4
II.1. Réseaux de transport……....5
II.2. Réseaux de répartition……5
II.3. Réseaux de distribution……...5
III. Structure des réseaux électriques……..5
III.1. Structure maillée……6
III.2. Structure bouclée……7
III.3. Structure arborescente ou radiale……...8
IV. Interconnexion ……9
IV.1. Avantage de l'interconnexion……9
V. Constitution des réseaux électriques……10
V.1. Centrales électriques…… 10
V.2. Lignes électriques……..10
V.2.1. Les lignes aériennes……10
V.2.1.1. Les câbles conducteurs……11
V.2.1.2. Les isolateurs……...11
V.2.1.3. Les pylônes (supports)……11
V.2.1.4. Les câbles de garde……..12
V.2.2. Les lignes souterraines……12
V.3. Les postes électriques……13
V.3.1. Constitution d'un poste……...14
V.3.1.1. Jeu de barres……14
V.3.1.2. Appareil de coupure……14
V.3.1.3. Les isolateurs……...15
V.3.1.4. Les transformateurs……15
V.4.2. Les différents types de postes……15
V.4. Avantages et inconvénients des lignes aériennes et souterraines……..15
VI. Défaut de fonctionnement d'une ligne……17
VI.1. Caractéristique des défauts……...17
VI.2. Caractérisation des courants de court circuit…… ..17
Conclusion du chapitre……..18

Chapitre II : Les paramètres caractérisant une ligne aérienne ……..19

Introduction du chapitre……19
I.1. Résistance linéique d'une ligne……..19
I.1.1. Résistance linéique en courant continu……19
I.1.2. Résistance linéique en courant alternatif……20
I.2. Inductance linéique……21
I.3. Réactance inductive linéique……..22
I.4. Impédance linéique…….. ..22
I.4.1. Impédance directe et inverse de la ligne sans câble de garde……..23

I.4.2. Impédance propre de séquence homopolaire sans câble de garde…… ..23
I.5. Capacité linéique de la ligne……...23
I.6. Susceptance capacitive de la ligne……..25
I.7. Conductance de la ligne…… .25
I.8. Admittance de la ligne……26
II. Schéma équivalent d'une ligne électrique……26
Conclusion du chapitre……..28

Chapitre III : Constitution et technologies des lignes aériennes à HT……...29

Introduction du chapitre……29
I. Les supports…… 29
I.1.Fonction des supports……..30
I.2. Types de supports……...30
I.3.classification des pylônes ……..30
I.3.1. Classification des pylônes par famille……31
I.3.2. Classification d'après la disposition des armements……32
I.3.2.1. Pylône à phase étagées……..32
I.3.2.2. Pylône nappe……33
I.3.3. Classification d'après leur altitude aux efforts longitudinaux……34
I.4. Choix des pylônes…… .35
II. Les isolateurs……36
II.1. Caractéristiques Générales des Isolateurs……36
II.2. Types de chaîne d'isolateurs……37
II.2.1. Ancrage……..37
II.2.2. Suspension en V……37
II.2.3. Suspension droite ……...37
II.3.Matériaux utilisés dans la fabrication des isolateurs……38
II.4.Claquage d'un isolateur……..39
II.5.Tenue sous pluie des isolateurs……..39
II.6.Comportement des isolateurs sous pollution……..40
II.7. Répartition du potentiel le long d'une chaîne d'isolateurs……42
II.8. Critère de base de dimensionnement d'un isolateur……..42
III. Types et choix du câble……...43
III.1.matériaux utilisés pour les câbles……..43
III.2.Types de câbles……43
III.3.Désignation des câbles……..44
III.4.Constitution des câbles ……44
III.4.1.Constitution des câbles conducteurs ……..44
III.4.2.Constitution des câbles de garde……46
III.5.Propriétés des câbles mixtes……..46
III.5.1. le module d'élasticité des câbles mixtes(Le module de Young)……...46
III.5.2. Le Coefficient de dilatation thermique du câble……...47
III.5.3.Les contraintes techniques des câbles……48
Conclusion du chapitre……48

Chapitre IV : Vérifications de ligne aérienne à HT……....49

Introduction du chapitre……49
IV.1. Conditions de vérification mécanique……49
IV.1.1. Efforts appliqués aux éléments de l'ouvrage……...49

IV.1.2. Hypothèses climatiques……...49
IV.1.3. Hypothèses climatiques concernant le vent……50
IV.1.3.1. Hypothèse de tempête (hypothèse A)……50
IV.1.3.2. Hypothèse de vent faible associé à une température basse ……51
V.1.4. Hypothèses climatiques concernant le givre……53
IV.1.5. Hypothèse d'opportunité……..54
IV.1.5.1. Hypothèse de torsion……54
IV.1.5.2.Hypothèse anti-cascade…… .55
IV.1.6. Hypothèses pour la construction ou l'entretien de l'ouvrage……55
IV.1.6.1. Dissymétrie des charges sur un pylône d'alignement ……..55
IV.1.6.2. Haubanage d'un câble……..55
IV.1.6.3. Montage des supports……...56
IV.1.7. Coefficients de sécurité et de stabilité……56
IV.1.7.1. Conditions normales ……56
IV.1.7.2. Conditions exceptionnelles ……..56
IV.2. Conditions de vérification diélectriques……..57
IV.2.1.Distances d'isolement……57
IV.2.1.1.Tension nominale……57
IV.2.1.2.Distance de base « b » ……57
IV.2.1.3.La distance de tension « t » ……58
IV.2.2. Conditions de vérification……58
IV.2.2.1. Température de répartition……59
IV.2.2.2.Vent ……59
IV.2.2.3.Givre……60
IV.2.3. Hauteurs à respecter……60
IV.2.4. Distances entre conducteurs et masse des supports……..62
IV.2.5. Distances entre câbles……...62
IV.2.6. Distances entre conducteurs et câbles de garde……..64
IV.2.7. Distances de croisement des lignes aériennes……64
IV.2.7.1. Croisement entre conducteurs……...64
IV.2.7.2. Croisement entre conducteur et câble de garde……65
Conclusion du chapitre……66

Chapitre VI : calcul de la coupure à El Milia de la ligne 220kv DT JIJEL-Ain M'LILA ..67

Introduction du chapitre……...67
I. Présentation du groupe SONELGAZ……67
I. 1.profil du groupe ……67
I .2. Histoire de SONELGAZ……70
II. Consistance du projet……...71
III. Caractéristiques générale de la ligne……..71
III. Caractéristiques de la fourniture ……71
III.1.Caractéristiques des câbles……....72
III.2.Caractéristiques des chaines isolatrices……....73
IV. Démarche à suivre pour le calcul de la coupure de cette ligne……...75
IV.1. Aperçu du logiciel utilisé……....75
V. Calcul des paramètres électriques de la ligne……...76
V.1. Calcul de résistance linéique et total de la ligne……..76
V.2.Calcul de l'inductance linéique et total de la ligne……76
V.3.Calcul de réactance inductive linéique……..77
V.4.Calcul de l'impédance linéique……..78

V.5.Calcul de Capacité linéique de la ligne……..78
VI. Vérifications diélectrique et mécanique…….79
VI.1. Distance de base « b » ……79
VI.2.La distance de tension « t »……79
VI.3.Température de répartition……..80
VI.4. Hauteurs à respecter……...80
VI.5. Distances entre conducteurs et masse des supports……81
VI.6. Distances entre câbles…… 81
VI.7. Distances entre conducteurs et câbles de garde……82
VI.8. Distances de croisement des lignes aériennes……..82
IV.8.1. Croisement entre conducteurs……82
VI.8.2. Croisement entre conducteur et câble de garde……..84
Conclusion du chapitre……85

Conclusion générale……86

Bibliographie

Annexes