

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur
et de la Recherche scientifique



Université d'EL-Oued
Faculté des Sciences et de Technologies

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et de Technologies
Filière : Génie Électrique
Spécialité : Réseaux Électriques

Thème

*CALCUL MÉCANIQUE ET
ÉLECTRIQUES D'UNE LIGNE HT*

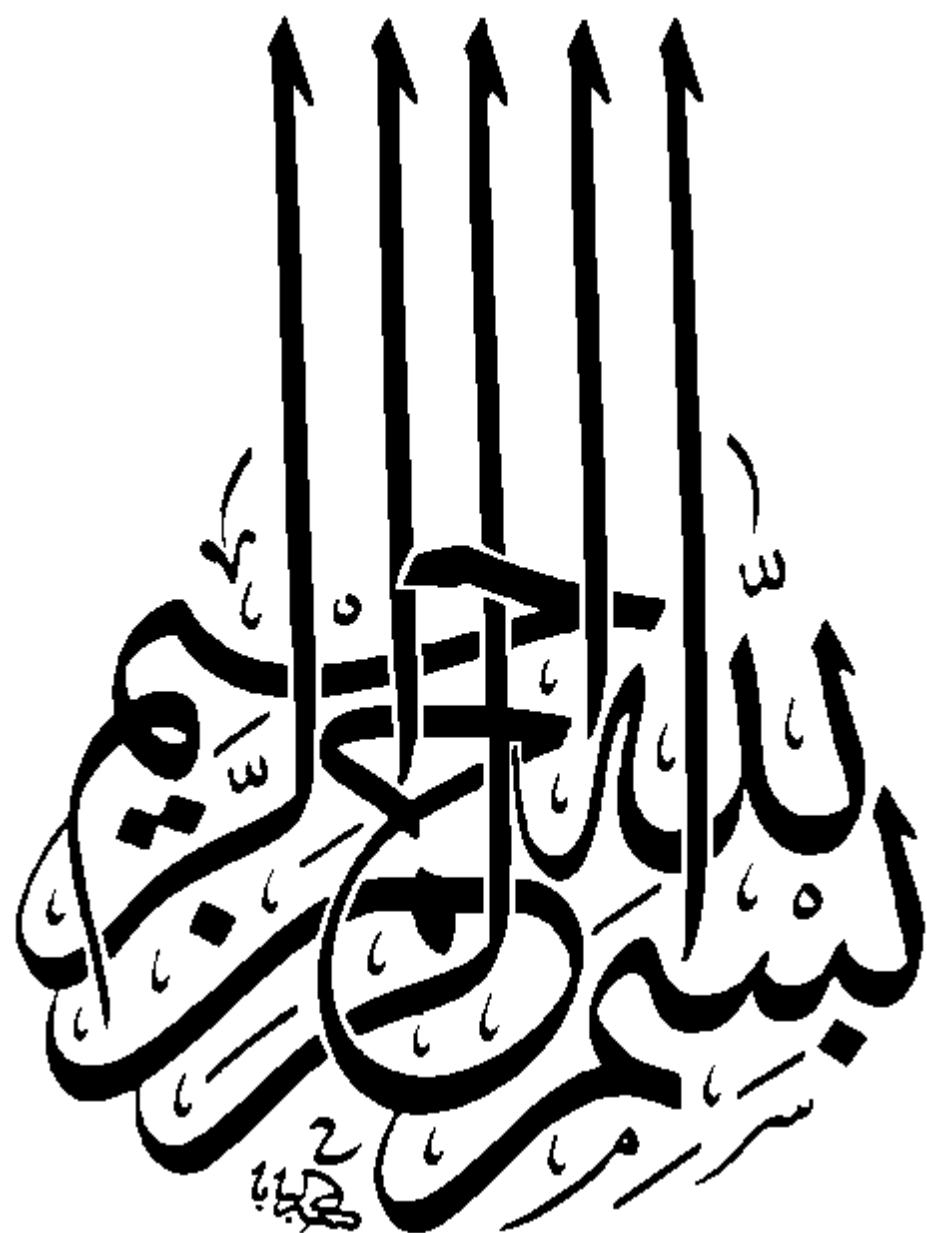
Diriger par :

p. BEN ATTOUS DJILANI

Réaliser par :

LOUHIDI Abdelkader
BEKKOUCHE ABD ERAZZAK
MEGUERHI AHMED

Soutenu 27 Septembre 2020



« REMERCIEMENTS »

En préambule à ce mémoire

*Nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage
durant ces longues années d'étude.*

*Nous souhaitons adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous
ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire
ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.*

*Nous tenant à remercier sincèrement P. BEN ATTOUS en tant que Encadreur, qui
à toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce
mémoire,*

*Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui
nous ont toujours soutenue et encouragée au cours de la réalisation de ce mémoire*

Abdelkader & Abd Erazzak & Ahmed



«DEDICACES»

Je suis dédis ce modeste travail à :

** Ma très chère mère.*

** Mon très cher père.*

** Mes sœurs et mes frères*

** toutes mes familles*

** Mon binôme*

** Tout mes amis.*

** Tout la promotion 2019/2020*



TABLE DE MATIERE

	Page
Dédicace	
Remerciement	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles et acronymes	
Introduction général	1
Chapitre I: Généralités sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction	3
I.2 la production de L'énergie électrique	3
I.3 Système de transformation	4
I.4 Description des réseaux électriques	4
I.5 Les niveaux de tensions	4
I.6 Structure et fonction du système électrique	5
I.6.1 Réseau de transport THT	5
I.6.2 Réseau de répartition HT	6
I.6.3 Réseau de distribution	6
I.7 Poste de transformation	7
I.7.1 Poste de transformation HTA/BT	7
I.7.2 Postes sources	8
I.8 Lignes aériennes et câbles souterrains	9
I.8.1 Réseaux HTA aériens	9
I.8.2 Réseaux HTA souterrains	10
I.9 Avantages et inconvénients respectifs des lignes aériennes et câbles souterraines	11
I.9.1 Lignes aériennes	11
A AVANTAGE	11
B INCONVÉNIENTS	11
I.9.2 Câbles souterraines	11
a AVANTAGES	11

B	INCONVÉNIENTS	11
Conclusion		12
Chapitre II: caractéristique de ligne électrique		
II.1	Les paramètres longitudinaux	14
II.1.1.	la résistance de la ligne	14
A	Effet de spirilage du conducteur	14
B	Effet de température	14
C	Effet pelliculaire ou effet Kelvin	15
II.1.1.2	Inductance de la ligne	15
II.1.1.2.1	Définition	15
II.1.1.2.2	Inductance d'un conducteur	16
a.	Inductance d'un conducteur due au flux intérieur	16
b.	Inductance d'un conducteur due au flux extérieur	17
c.	L'inductance d'un conducteur due au flux total	17
II.1.1.2.3	Inductance d'un ensemble de n conducteur en parallèles parcourus chacun par un courant	19
II.1.1.2.4	Rayon moyen géométrique (RMG) des conducteurs toronnés	21
II.1.1.2.5	Inductance des lignes triphasées	21
a.	Disposition triangle équilatéral (espacements égaux)	21
b.	Disposition quelconque	23
II.1.1.2.6	Inductance des lignes triphasées avec des conducteurs en faisceaux	25
II.1.1.2.7	Inductance linéique d'une ligne triphasée à deux ternes	26
II.1.2	Les paramètres transversaux	26
II.1.2.1	Conductance	26
II.1.2.2	La capacité de la ligne	26
II.1.2.2.1	Capacité d'une ligne monophasée	26
II.1.2.2.2	Capacité d'une ligne triphasée	27
a.	Capacité d'une ligne triphasée avec espacement de phase égal	27
b.	Capacité d'une ligne triphasée avec espacement de phase inégal	28
II.1.2.2.3	capacité des conducteurs en faisceaux	29
II.1.2.2.4	Effet de la terre sur la capacité de la ligne triphasée	30
	Conclusion	30

Chapitre III : Caractéristique mécanique de linge électrique

III.1	Introduction	32
III.2	Rappels	33
III.3	Les éléments des lignes électriques	34
III.3.1	Les conducteurs	34
A)	Critère de courant nominal	34
B)	Critère du courant de court-circuit	34
C)	Critère de la chute de tension	35
D)	Critère économique	36
III.4	Les Supports	37
III.5	Poids équivalent et angle d'inclinaison du cable	38
III.6	Portée critique et choix de la constante « a »	41
III.7	Flèche maximale et hauteur des conducteurs	42
III.8	Détermination de la longueur de la chaîne de suspension	43
A)	Règle de bonne pratique	43
B)	Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg4	44
C)	Degré de salinité	44
D)	Ligne de fuite des isolateurs	45
E)	Choix de la chaîne d'isolateurs	46
F)	Distance phase/phase et phase/terre	47
G)	géométrie des pylônes	48
H)	Calcul des efforts en tête de pylone	48
K)	Evaluation du coût des supports	49
L)	Effet couronne	49

Chapitre IV : application

IV.1	Introduction	51
IV.2	calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée	51
IV.2. 2	Application a une ligne contenant un conducteur par phase (n=1)	52
IV.2. 3	Application a une ligne a conducteur de phase en fiscaux de 3 cordes	53
IV.3	Calcul des caractéristiques de la ligne électrique triphasée	54
IV.3.1	Calcul des caractéristiques de la ligne longue	54
IV.3.1.1	Algorithme de calcul des caractéristiques de ligne longue	55
IV.3.2	Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne	58

IV.3.2.1	Algorithme Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne	59
IV.3.3	Calcul des caractéristiques de la ligne courte	61
IV.3.3.1	L'algorithme de calcul des caractéristiques de la ligne courte	62
IV.4	Enoncé	64
A)	Données du réseau	64
B)	Contraintes électriques	64
C)	Données économiques	65
D)	Données géographiques	65
E)	Données météorologiques	65
F)	Nous demandons	66
IV.5	Résolution	67
IV.5.1	Les Conducteurs	67
IV.5.1.1	Critère du courant nominal	67
IV.5.1.2	Critère du courant de court-circuit	67
IV.5.1.3	Critère de la chute de tension	67
IV.5.1.4	Critère économique	68
IV.6	Les Supports	70
IV.6.1	Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble	70
A)	Hypothèse Eté	70
B)	Hypothèse Hiver	70
C)	Hypothèse Canicule	70
IV.7	Portée critique et choix de la constante 'a'	70
IV.8	Flèche maximale et hauteur des conducteurs	71
IV.9	Détermination de la longueur de la chaîne de suspension	72
IV.9.1	Bonne pratique	72
A)	Méthode développée par le service de TDE (ULg)	72
IV.10	Distance phase/phase et phase/neutre	73
A)	Distances verticales	73
B)	Pylône d'alignement	73
	Conclusion	74
	Conclusion générale	76
	Bibliographie	
	Résumé	

LISTE DES FIGURES

Page

CHAPITRE I

Figure I.1	Schéma d'un réseau électrique	4
Figure I.2	Niveaux de tension normalisés	5
Figure I.3	Structure du système électrique	5
Figure I.4	Architectures des réseaux électriques	7
Figure I.5	Schéma général d'un poste source HTB/HTA 90 ou 63/20 Kv	8
Figure I.6	Réseau HTA aérienne en Simple dérivation	9
Figure I.7	Réseaux HTA souterrains en Double dérivation	10
Figure I.8	Réseaux HTA souterrains en Coupure d'artère	10

CHAPITRE II

Figure II.1	Un conducteur massif	16
Figure II.2	Conducteur de section circulaire plein	17
Figure II.3	flux d'un ensemble de conducteurs en parallèles	19
Figure II.4	Disposition des conducteurs en triangle équilatéral	22
Figure II.5	Transposition de la ligne	23
Figure II.6	Liaisons triphasé à disposition quelconque	24
Figure II.7	Conducteurs en faisceaux	25
Figure II.8	Liaison monophasée	26
Figure II.9	Liaison triphasée avec espacement de phase égal	27
Figure II.10	Liaison triphasée avec espacement de phase inégal	28
Figure II.11	Ligne triphasée avec deux conducteurs en faisceaux	29
Figure II.12	La configuration des conducteurs en faisceaux	29
Figure II.13	effet partielle à la terre	30

CHAPITRE III

Figure III.1	Modèle réduit de la liaison	36
Figure III.2	Exemple de relation coût/section	37
Figure III.3	Types de supports à phases étagées	38
Figure III.4	Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute	38
Figure II.5	Efforts appliqués	41

CHAPITRE IV

Figure IV.1	organigramme de calcul des paramètres de la ligne	52
Figure IV.2	les données de la ligne contenant un conducteur par phase	53
Figure IV.3	les données de la ligne en faisceau	54
Figure IV.4	les données de la ligne longue	55
Figure IV.5	organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne longue	57
Figure IV.6	les données de la ligne moyenne	59
Figure IV.7	organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne moyenne	60
Figure IV.8	les données de la ligne courte	62
Figure IV.9	organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne courte	63
Figure IV.10	fonction coût du conducteur	69

LISTE DES TABLEAUX

	Page
CHAPITRE II	
Tableau II.1 les températures de certain conducteur	13
Tableau II.2 valeurs du RMG selon le nombre de brins	19
CHAPITRE 3	
Tableau III.1 Classification des niveaux de tension	30
Tableau III.2 Puissance et courant de court-circuit	32
Tableau III.3 Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur	37
Tableau III.4 Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension	41
Tableau III.5 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL »	41
Tableau III.6 Tension nominale de tenue aux chocs de foudre	42
Tableau III.7 Caractéristiques d'assiettes standard	43
Tableau III.8 BIL vs. Nbre d'assiettes (standard)	43
Tableau III.9 Caractéristiques d'assiettes anti-brouillard	44
Tableau III.10 BIL vs. Nbre d'assiettes (Antifog)	44
CHAPITRE IV	
Tableau IV.1 résultats de calcul des paramètres d'une ligne sans faisceau	53
Tableau IV.2 résultats de calcul d'une ligne avec 3 cordes en faisceau	54
Tableau IV.3 caractéristiques linéiques de la ligne longue	58
Tableau IV.4 les caractéristiques de la ligne longue	58
Tableau IV.5 caractéristiques de la ligne moyenne	61
Tableau IV.6 caractéristiques de la ligne courte	64
Tableau IV.7 Comparaison des coûts des conducteurs	69
Tableau IV.8 nombre d'assiettes selon la « bonne pratique »	72
Tableau IV.9 Pollution saline	72
Tableau IV.10 Ligne de fuite des isolateurs	73
Tableau IV.11 F70 / 127	73

Nomenclature

Abréviations

T.H.T : Très Haute Tension

H.T : Haute Tension

HTA : Haute Tension A

HTB : Haute Tension B

BTA : Basse Tension A

BTB : Basse Tension B

TBT : Très Basse Tension

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution.

CEI : Commission Electrotechnique Internationale

RMG : Rayon moyen géométrique

Symboles

R' : résistance linéique (Ω/km)

L' : inductance linéique (H/km)

C' : capacité linéique (F/km)

ρ : résistivité du matériau ($\Omega.\text{mm}^2/\text{m}$)

S : Section des conducteurs (mm^2)

l : Longueur de la ligne ou câble (km)

t_1, t_2 : les températures en $^{\circ}\text{C}$ à l'Etat initiale et à l'état final du conducteur.

R_1, R_2 : les résistances du conducteur respectivement aux températures t_1 et t_2 .

T : température paramétrique ($^{\circ}\text{C}$).

K : le coefficient du spiralage du conducteur.

q : facteur de Kelvin

f : fréquence du réseau (Hz).

B : induction magnétique (wb/m^2)

H : champ magnétique (At/m)

Ψ : Flux ($\text{Wb.t}/\text{m}$)

: La permittivité du vide ou de l'air ($\mu_0 = 4\pi.10^{-7} \text{ H}/\text{m}$)

G_{11} : Rayon moyen géométrique du faisceau.

g_{11} : Rayon moyen géométrique d'une corde.

n : Nombre de corde dans un faisceau.

r_T : Rayon du cercle passant par les centres des cordes.

D_{eq} : Distance géométrique moyenne (GMD)

Y : Admittance de la ligne (Ω^{-1})

Z : Impédance de la ligne (Ω)

$\bar{Z}_c$: Impédance caractéristique (Ω)

γ : Coefficient de propagation

θ : Angle propagation

V_R : Tension au récepteur (kV)

I_R : Courant au récepteur (A)

$\cos(\varphi_R)$: facteur de puissance au récepteur

V_S : Tension a la source (kV)

I_S : Courant a la source (A)

S_S : Puissance apparente a la source

P_S : Puissance active a la source (MW)

Q_S : Puissance réactive a la source (MVAR)

Q_C : Puissance réactive fournie par une capacité (MVAR)

$\cos(\varphi_S)$: Facteur de puissance a la source

η : Le rendement de la ligne (%)

$\Delta \bar{U}$: la chute de tension dans la ligne

Résumé

Cette étude porte sur: L'étude des propriétés électriques et mécaniques des réseaux de transport à haute tension, et l'étude a été divisée comme suit:

Le premier chapitre est consacré à des généralités sur les réseaux électriques l'architectures et l'exploitation de ces différents types de réseaux.

Dans Le deuxième chapitre sont présentées des lignes aériennes avec les différents composants qui les constituent ; ainsi qu'une description théorique de calcul des paramètres des lignes électriques. Mentionnant aussi les effets créés par les paramètres transversales (R & L) et longitudinale (C & G) tout au long de la ligne.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des différents types de lignes de transport de l'énergie électrique en utilisons le modèle en II.

Le quatrième chapitre sera consacré à la programmation sur Matlab pour calculer les paramètres électriques et les caractéristiques des différents types de ligne électrique. Aunis caractéristiques mécaniques .

Finalement une conclusion générale achèvera notre présent mémoire

Mots clés: haute tension, propriétés électriques, propriétés Mécanique, applications sur matlab

الملخص:

تغطي هذه الدراسة: دراسة الخواص الكهربائية والميكانيكية لشبكات نقل الجهد العالي ، وقد قسمت الدراسة على النحو التالي:

الفصل الأول مخصص للعموميات المتعلقة بالشبكات الكهربائية ، وبنى وتشغيل هذه الأنواع المختلفة من الشبكات.

في الفصل الثاني يتم عرض الخطوط العلوية مع المكونات المختلفة التي تشكلها ؛ بالإضافة إلى وصف نظري لحساب معلمات خط الطاقة. ذكر أيضاً التأثيرات الناتجة عن المعلمات العرضية (R & L) والطولية (C & G) على طول الخط.

الفصل الثالث مخصص لنمذجة أنواع مختلفة من خطوط نقل الطاقة الكهربائية باستخدام النموذج في II.

سيخصص الفصل الرابع للبرمجة على Matlab لحساب المعلمات الكهربائية وخصائص أنواع مختلفة من الخطوط الكهربائية. الخصائص الميكانيكية أونيس.

أخيراً، سنكمل خلاصة عامة موجزنا الحالي.

الكلمات المفتاحية: التوتر العالي، الخصائص الكهربائية، الخصائص الميكانيكية، تطبيقات على الماتلاب

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie électrique est très présente dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants et surtout dans les pays industrialisés. en particulier consomme une partie très importante de leur énergie sous forme électrique[1] .

Autrement dit, parmi les autres énergies la place de l'énergie électrique est tout à fait centrale, car elle se transporte bien, inodore et autorise des transferts à très bon rendement par ailleurs cette dernière est directement liée à l'ensemble des énergies existantes.

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures. conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit

»du haut en bas « : Production –Transport Distribution[2] .

Dans le réseau électrique la ligne joue un rôle très important dans la transmission de l'énergie électrique sur l'ensemble d'un territoire, elle représente dans le système électrique Ce que représente une veine dans un corps humain.

Selon la longueur on distingue trois types de ligne, la ligne longue ; la ligne moyenne et la ligne courte. Cependant les calculs relative aux lignes sont très long et le risque de faire des erreurs est grand, le calcul avec l'outil informatique s'avère nécessaire.

Dans ce contexte on élaboré un ensemble de programme pour le calcul des paramètres et des caractéristiques de différent type de lignes.

Notre travail est organisé de la manière suivante:

Le premier chapitre est consacré à des généralités sur les réseaux électriques l'architectures et l'exploitation de ces différent types de réseaux.

Dans Le deuxième chapitre sont présentées des lignes aériennes avec les différents composants qui les constituent ; ainsi qu'une description théorique de calcul des paramètres des lignes électriques. Mentionnant aussi les effets créés par les paramètres transversales (R & L) et longitudinale (C & G) tout au long de la ligne.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des différents types de lignes de transport de l'énergie électrique en utilisons le modèle en II.

Le quatrième chapitre sera consacré à la programmation sur Matlab pour calculer les paramètres électriques et les caractéristiques des différents types de ligne électrique. Aunis caractéristiques mécaniques .

Finalement une conclusion générale achèvera notre présent mémoire

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux consommateurs. Ainsi, les transits de puissances circulent depuis les centrales de productions d'énergie électrique de type thermique, hydraulique ou nucléaire, vers les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence.

I.2 la production de L'énergie électrique [3]

La centrale de production est la composante principale du système électrique. Une centrale peut regrouper sur un même site plusieurs groupes de production.

Elle est destinée à produire de l'électricité par l'intermédiaire des alternateurs. La moyenne tension de production est élevée à une valeur entre 63 et 400 kV à l'aides des transformateurs situés dans un poste de départ placé au voisinage immédiat de l'usine pour un transport économique de l'énergie.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des centrales capables de produire de l'électricité en grande quantité. Les trois principaux modes de production sont les centrales nucléaires, les centrales à combustibles fossiles et les centrales hydroélectriques. Les centres de production sont répartis presque uniformément dans l'ensemble du réseau interconnecté, d'autres modes de production existent tels que l'éolien, solaire, marémotrice, géothermale,...etc.

La turbine et l'alternateur sont les deux pièces maîtresses de ces générateurs d'électricité.

Dans le cas des usines thermiques, la turbine est entraînée par la vapeur produite dans les chaudières où l'on brûle les combustibles. Alors que dans le cas des usines hydroélectriques, la turbine est animée par la force de l'eau. La turbine est couplée à un alternateur.

Les moyens mis en oeuvre sont diversifiés, et dépendent de plusieurs facteurs :

- ✓ Les technologies disponibles et sa fiabilité;
- ✓ La production nécessaire;
- ✓ Le rendement possible;
- ✓ Le coût des éventuelles matières premières.

I.3 système de transformation [3]

Pour transporter une énergie électrique à grande distance, il est essentiel, sur le plan économique, de minimiser l'énergie gaspillée par effet Joule de long de la ligne de transport, la solution la plus rentable consiste à élever le niveau de tension au départ pour le ramener à une tension plus basse, éventuellement la tension de départ, au point d'utilisation. Les deux opérations de changement de tension sont effectuées par des transformateurs.

I.4 Description des réseaux électriques [4]

Comme l'électricité ne se stocke pas en grande quantité, la production doit s'adapter sans cesse à la consommation. C'est pourquoi l'énergie produite doit être acheminée en temps réel jusqu'aux consommateurs. On appelle réseau électrique l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centrales électriques, vers les consommateurs d'électricité (figure. I.1).

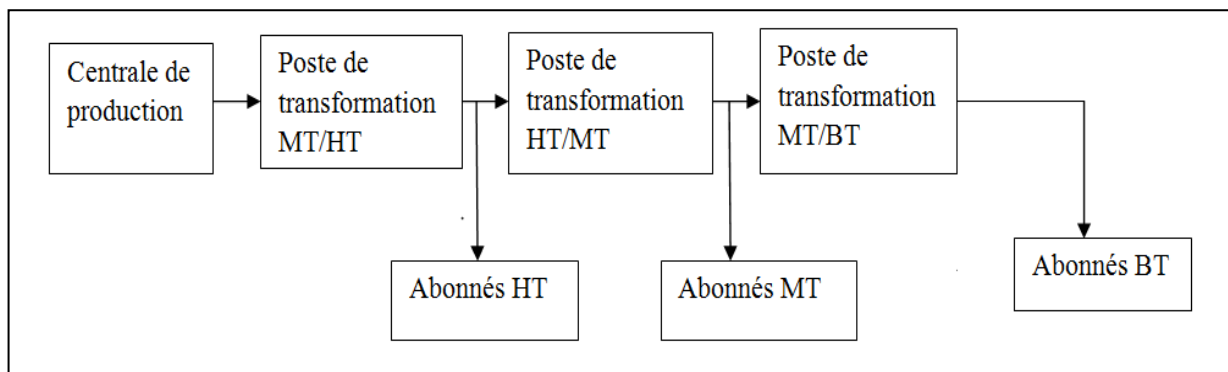


Fig. 1.1: Schéma d'un réseau électrique

I.5 Les niveaux de tensions [4]

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- ✓ HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV
- ✓ HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- ✓ BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV

- ✓ BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- ✓ TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

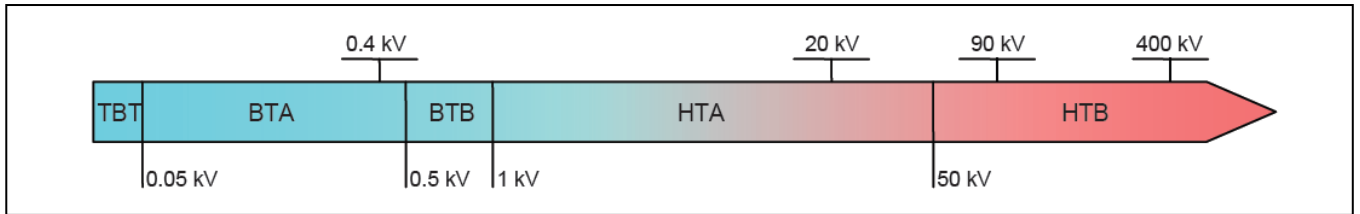


Fig. 1.2 : Niveaux de tension normalisés [5]

I.6 Structure et fonction du système électrique [2]

Celui-ci est hiérarchisé par niveau de tension et est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

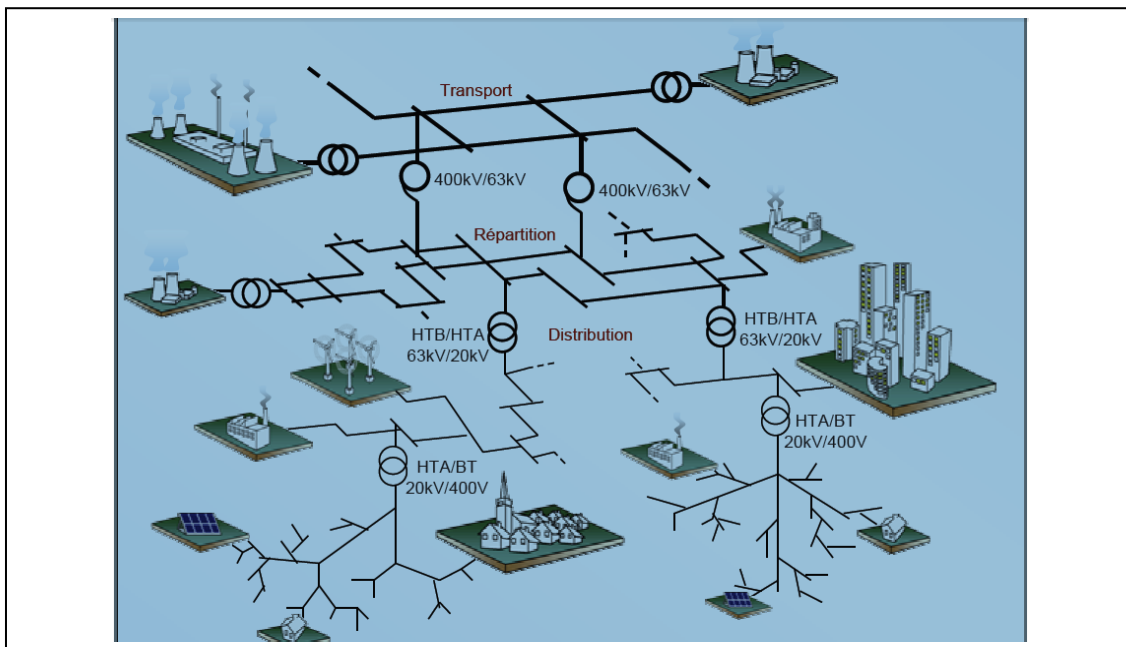


Fig. I.3 : Structure du système électrique

I.6.1 Réseau de transport THT

La première de ces subdivisions est le réseau de transport qui permet de transporter de l'énergie électrique depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau THT que sont branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW). Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs).

Ces réseaux sont, pour la plupart, aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches.

Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant à la limite thermique de la ligne.

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes.

Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou de dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence

I.6.2 Réseau de répartition HT

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition, il est généralement à plus basse tension et donc moins dispendieux et contraignant à installer et opérer.

De plus, son rôle est de répartir la puissance vers les centres de charges dans un rayon d'environ 100 kilomètres d'un poste de répartition. Le réseau de répartition est donc formé des lignes et des postes alimentant le réseau de distribution à partir du réseau de transport. Généralement le réseau de répartition est aérien. Il existe aussi certaines installations de répartition souterraines.

Notons aussi, que certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie sont parfois branchées directement au réseau de répartition sans passer par le réseau de distribution (par exemple les alumineries et les papeteries).

I.6.3 Réseau de distribution

La troisième subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau.

Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente, ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée.

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes.

Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition, puis ceux de distribution d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension.

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous formes de boucles, voici leurs différentes structures de liaisons.

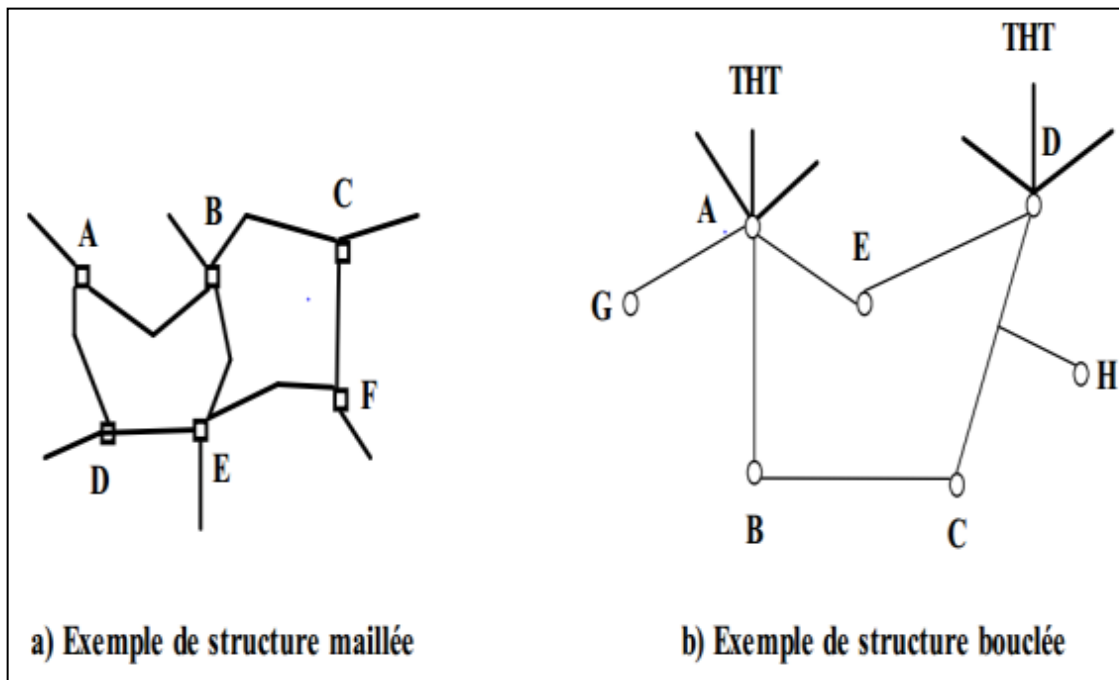


Fig. I.4: Architectures des réseaux électriques

I.7 Poste de transformation

Un poste de transformation est un local logeant un transformateur, les appareils de protections (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudre, ...etc.), des appareils de mesure et de contrôle.

A la sortie des centrales, les postes de transformation transforment la moyenne tension de production à la haute tension ou à la très haute tension nécessaire pour réaliser un transport économique de l'énergie électrique. La tension élevée pour le transport, doit être de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation successifs pour alimenter les réseaux de répartition puis les réseaux de distribution

I.7.1 Poste de transformation HTA/BT [8]

- ✓ Les postes HTA/BT assurent l'alimentation et la protection du réseau BT. On rencontre deux types principaux :
- ✓ Les postes HTA/BT sur réseaux aériens sont très majoritairement représentés par les transformateurs sur poteau sans appareil de coupure sur la HTA.

- ✓ Les postes HTA/BT sur réseaux souterrains sont majoritairement représentés par les postes en cabine avec deux interrupteurs sectionneurs HTA pour manoeuvrer sur l'artère et un interrupteur fusible en protection du transformateur.

I.7.2 Postes sources [8]

- ✓ Les postes HTB/HTA, appelés aussi les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition HTB et les réseaux de distribution HTA (figure.5). Leurs fonctions essentielles sont :
- ✓ la transformation de la tension du niveau HTB vers le niveau HTA, depuis une ou plusieurs lignes HTB et par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs transformateurs HTB/HTA ;
- ✓ la répartition de l'énergie électrique avec un ou plusieurs tableaux de répartition HTA, formés de l'assemblage de disjoncteurs HTA raccordés par embrochage à un jeu de barres ;
- ✓ la protection du réseau HTA par des disjoncteurs actionnés par différents types de protections définis selon le plan de protection retenu sur le réseau ;

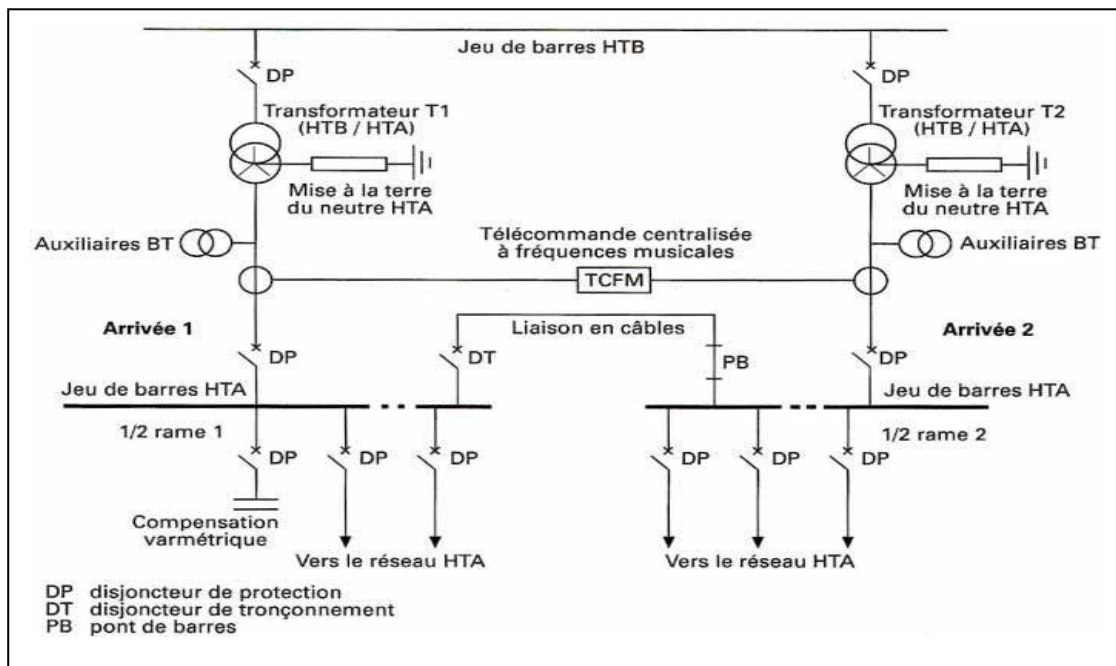


Fig. I.5 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA 90 ou 63/20 Kv

I.8 Lignes aériennes et câbles souterrains [9]

Depuis 1994 la plupart des compagnies d'électricité ont pris la décision de ne plus établir de nouvelles liaisons aériennes en deçà de 150 kV. A terme donc tout le réseau de distribution et progressivement celui de répartition se fera en câbles souterrains.

L'utilisation de câbles en plus haute tension - même s'il existe quelques cas à 220 kV, 400 kV et 500 kV - est confronté à des problèmes technologiques significatifs (surtout les jonctions) ainsi qu'à un coût très élevé (si le coût en basse tension est similaire, voire inférieur pour une liaison souterraine, il devient jusqu'à environ 20 fois plus élevé à 400 kV par rapport à une liaison aérienne). En 2006, l'ordre de grandeur du coût d'une liaison aérienne à 400 kV (2 ternes) est chez nous de 1 millions de €/km.

Les lignes aériennes sont constituées de conducteurs nus en aluminium (souvent un alliage pour renforcer les propriétés mécaniques), parfois avec une âme en acier.

I.8.1 Réseaux HTA aériens [5]

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (figure I.6), traditionnellement moins coûteuses que les câbles souterrains.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir.

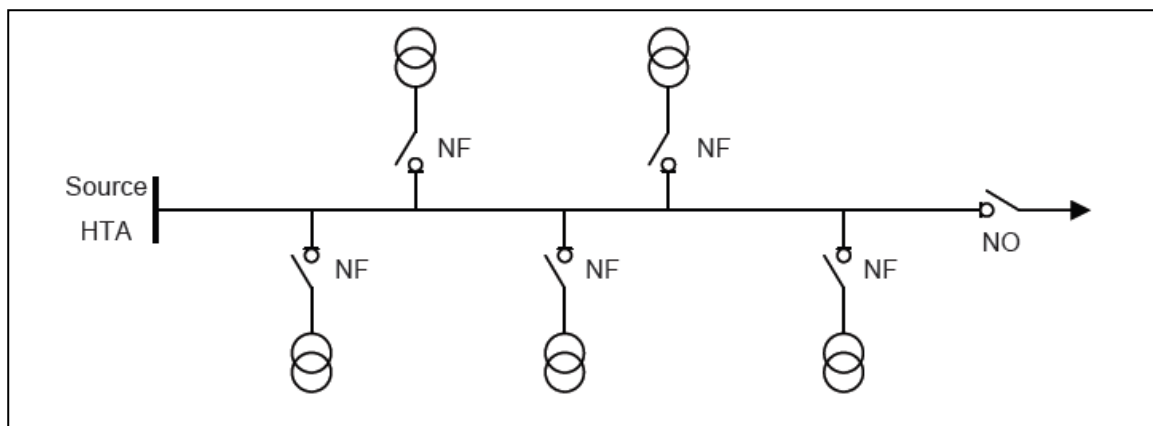


Fig. I.6 : Réseau HTA aérienne en Simple dérivation

NF désigne un interrupteur normalement ferme, et NO un interrupteur normalement ouvert.

I.8.2 Réseaux HTA souterrains [5]

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure I.7) ou en coupure d'artère (figure I.8).

En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut.

La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir.

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût liée à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

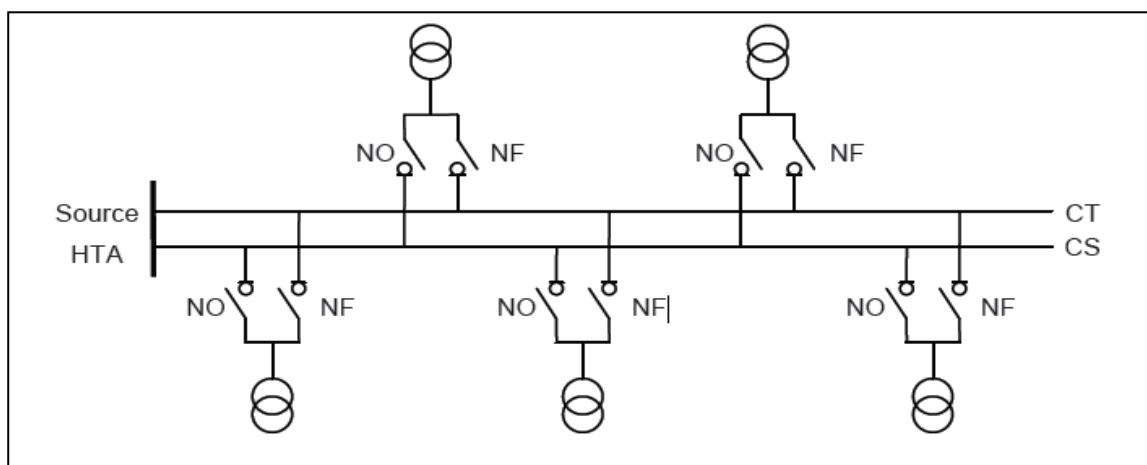


Fig. I.7 : Réseaux HTA souterrains en Double dérivation

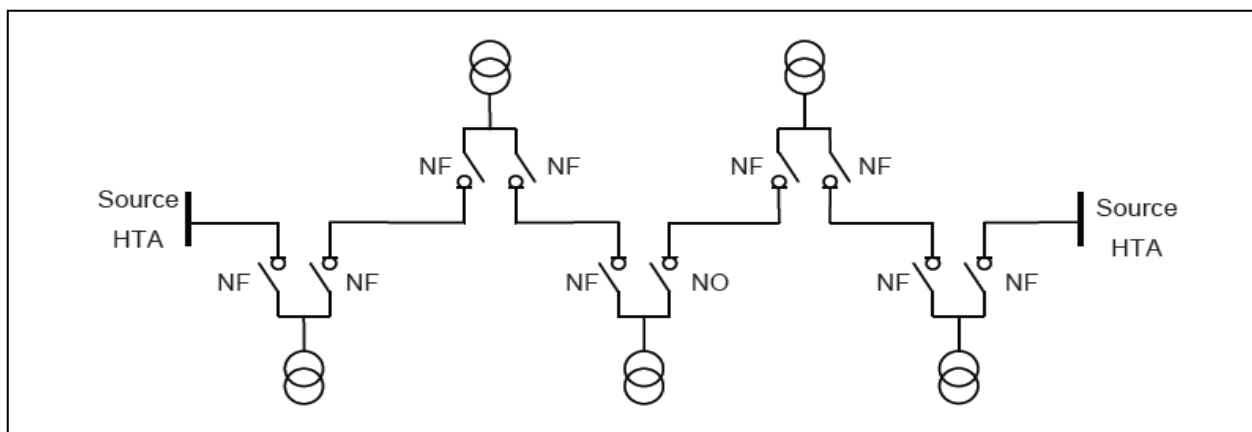


Fig. I.8 : Réseaux HTA souterrains en Coupure d'artère

I.9 Avantages et inconvénients respectifs des lignes aériennes et câbles souterraines

I.9.1 Lignes aériennes

a. AVANTAGE

- ✓ Sont moins coûteuses que les câbles souterraines au point de vue des frais d'installation et de réparation;
- ✓ permettent une surveillance aisée de leur état et un repérage facile des accidents et défauts;
- ✓ peuvent être réparées très rapidement en cas d'accident ou de défaut.
- ✓ peuvent être surchargées en intensité de courant sans trop de danger.

b. INCONVÉNIENTS

Sont exposées aux surtensions d'origine atmosphérique;

- ✓ leur installation donne lieu à de difficiles discussions avec les propriétaires des terrains surplombés;
- ✓ soulèvent des problèmes d'esthétique et de respect des sites;
- ✓ sont susceptibles d'induire des forces électromotrices perturbatrices ou dangereuses dans les circuits de télécommunication;
- ✓ sont susceptibles de produire des perturbations radioélectriques gênant les réceptions de radiodiffusion et de télévision;
- ✓ la rupture de leurs conducteurs est susceptible de présenter des dangers pour les personnes, les animaux.
- ✓ Selon certains scientifiques, les champs électriques et magnétiques peuvent exercer une influence néfaste sur la santé.

I.9.2 Câbles souterraines

a. AVANTAGES

- ✓ Constituent la seule solution possible dans les agglomérations denses;
- ✓ sont soustraites aux surtensions d'origine atmosphérique ;
- ✓ ne causent pas d'interférences avec les circuits de télécommunications et les réceptions de radiodiffusion et télévision;
- ✓ seule solution possible pour traverser de larges fleuves ou des bras de mer lorsque la distance franchir dépasse 3 km.

b. INCONVÉNIENTS

- ✓ Sont d'un coût beaucoup plus élevé que celui des lignes aériennes. La différence est d'autant plus grande que la tension est plus élevée;
- ✓ le repérage des défauts y est délicat et lent,

✓ les réparations sont coûteuses et parfois malaisées;
leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants vagabonds,
risquent d'être détériorés en cas de mouvements de terrains (particulièrement à craindre dans les régions minières),
leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge.

Conclusion

L'objectif, de ce chapitre est de donner une vision globale des concepts classiques, des réseaux électriques, qui restent toujours d'actualité comme les cheminements de l'énergie électrique, la classification des tensions selon les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) et les schémas d'exploitation des différents types de réseau.

Les lignes et les câbles constituent des circuits de transmissions de l'énergie électrique des centres de productions (centrale électrique) jusqu' aux consommateurs. On a mentionné leurs avantages et inconvénients sous forme de comparaison entre les deux moyennes de transport de l'énergie électrique.

Chapitre II

Caractéristique de ligne électrique

Chapitre II

Caractéristique de ligne électrique

II.1 Introduction

Les lignes aériennes constituent des circuits de transmissions des réseaux triphasés reliant le générateur aux charges. Une ligne de transmission électrique a quatre paramètres, à savoir la résistance, inductance, capacité et la conductance shunt. Ces derniers sont répartis uniformément sur toute la ligne. Chaque élément de ligne a sa propre valeur, et il est impossible de les concentrer en des points discrets sur la ligne. Pour cette raison, les paramètres des lignes sont connus en tant que paramètres distribués, mais peuvent être regroupés en vue de l'analyse sur base approximatives.

II.1.1. Les paramètres longitudinaux

II.1.1.1. la résistance de la ligne [16]

Les résistances acourant continue d'un conducteur homogène de longueur l en (m), de section uniforme s (mm²) et de résistivité ρ a 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$) est donnée par la

$$R = \rho \frac{l}{s} (\Omega / \text{km})$$

formule : (II.1)

La valeur de la résistance en courant continu peut être modifiée par l'effet de spiralage du conducteur et par l'effet température.

a. Effet de spiralage du conducteur

L'effet de spiralage du conducteur fait augmenter la résistance de 1%environ pour les conducteurs à trois brins et de 2% environ pour les conducteurs a nombre de brins supérieur.

b. Effet de température

La résistance du matériau croit avec la température selon la loi :

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (\text{II.2})$$

- ✓ t et t sont les températures en °Cà l'Etat initiale et à l'état final du conducteur.
- ✓ R et R sont les résistances du conducteur respectivement aux températures t et t .
- ✓ T est une température paramétrique en °C lie à la nature du matériau du conducteur.

Tab. II-1:les températures de certain conducteur

T(°C)	Nature de conducteur
234.5	Pour le cuivre recuit ayant 100% de conductivité
241	Pour le cuivre étiré ayant 97.3% de la conductivité du cuivre recuit
228	Pour l'aluminium étiré (et ses alliages) ayant 61% de la conductivité du recu

c. Effet pelliculaire ou effet Kelvin

En courant alternatif, la densité de courant dans un conducteur n'est pas uniforme à travers la section du conducteur.

La densité de courant va en croissant vers la périphérie du conducteur ce phénomène appelle «effet pelliculaire» ou « effet kelvin».

Ou «effet de peau», modifie la valeur de la résistance et l'inductance du conducteur.

Le facteur de Kelvin est calculé à l'aide de l'expression suivante :

$$q = \pi.d.\sqrt{\frac{2.f.10^{-5}}{\rho}} \quad (\text{II.3})$$

d : diamètre de conducteur en cm.

f : fréquence du réseau en Hz

ρ : résistivité du métal ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)

II.1.1.2. Inductance de la ligne [15]

II.1.1.2.1. Définition

L'inductance est la grandeur du circuit qui relie la tension induite à la vitesse de la variation du courant. La variation de l'intensité de courant dans les conducteurs fait changer le nombre de ligne du champ magnétique et l'intensité de celui-ci dans le circuit.

Tout variation du flux couple induit une tension proportionnel à la vitesse de variation du flux

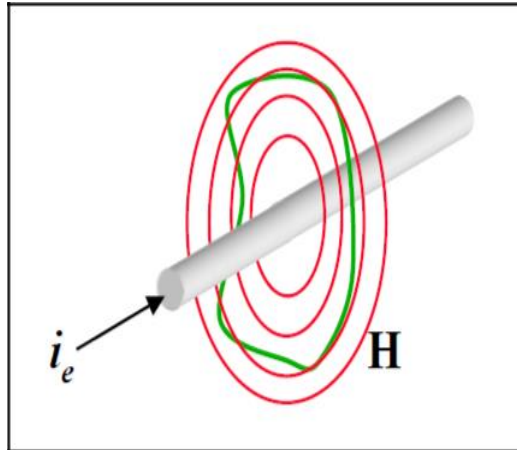
$$e = \frac{d\Phi}{dt} = L \frac{di}{dt}$$

II.1.1.2.2 Inductance d'un conducteur

a. Inductance d'un conducteur due au flux intérieur

Un courant électrique d'intensité I , parcourant un fil conducteur, crée un champ magnétique autour de celui –ici.

D'après la loi de Maxwell, l'intégrale linéique de l'intensité de champ magnétique est égale au courant entouré.



Soit un conducteur de rayon r parcouru par un courant I , considérant le champ magnétique H crée à l'intérieur de ce conducteur a une distance x du centre .soit le courant entoure par un cercle de rayon x . H constant à chaque point du cercle.

$$H 2\pi x = I_x$$

$$H = \frac{I_x}{2\pi x} \text{ (At/m)} \quad \square$$

$$B = \mu_0 H \text{ (wb/m}^2\text{)} \quad \square$$

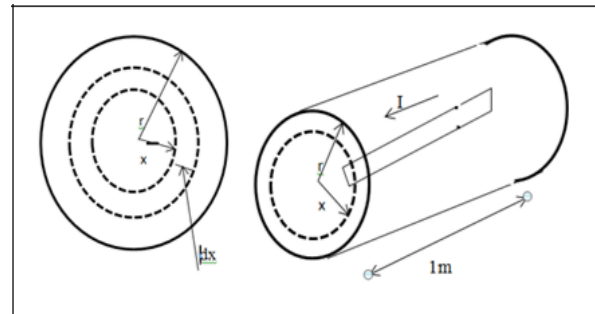


Fig. II.1 : Un conducteur massif

$$B = \mu_0 \frac{I_x}{2\pi x} \quad (II.4)$$

Le flux travers une section d'épaisseur dx et de longueur de $1m$ est :

$$d\phi = B.ds = B.dx .1$$

Supposant que la densité du courant est uniforme:

$$\frac{I_x}{\pi x^2} = \frac{I}{\pi r^2} \Rightarrow I_x = \frac{x^2}{r^2} I$$

Le flux intérieur entoure seulement une partie du conducteur, donc comme le courant, il constitue une portion du flux total.

$$d\psi = \frac{x^2}{r^2} = d\phi$$

$$d\psi = \frac{x^2}{r^2} \cdot B \cdot d.x = \frac{x^2}{r^2} \mu_0 \frac{1}{2\pi x} \cdot \frac{x^2}{r^2} I dx$$

$$d\psi = \mu_0 \cdot I \frac{x^3}{2\pi r^4} dx$$

$$\psi_{\text{int}} = \int_0^r d\psi = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi r^4} \int_0^r x^3 dx$$

$$\psi_{\text{int}} = \frac{\mu_0 I}{8\pi} = \frac{1}{2} \cdot 10^{-7} I (\text{wb.t / m}) \quad (\text{II.5})$$

μ_0 : ($\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ H / m}$): La permittivité du vide ou de l'air

$$L_{\text{int}} = \frac{\psi_{\text{int}}}{I} = \frac{1}{2} \cdot 10^{-7} (\text{H / m}) \quad (\text{II.6})$$

b. Inductance d'un conducteur due au flux extérieur

Pour déterminer le flux extérieur entre deux contours situés respectivement à la distance et du centre du conducteur, considérant un élément d'épaisseur dx entre et

$$\int_0^{2\pi} H \cdot dx = I$$

$$H \cdot 2\pi X = I$$

$$H = \frac{I}{2\pi X} (\text{At / m}) x \rangle r$$

$$B = \mu_0 H (\text{wb / m}^2)$$

$$B = \mu_0 \frac{1}{2\pi x}$$

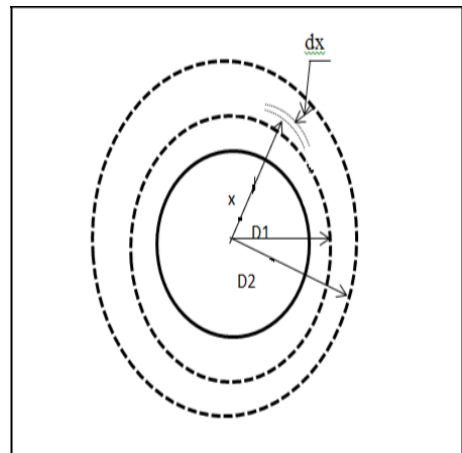


Fig. II.2 : Conducteur de section circulaire plein

Le flux à travers un cylindre d'épaisseur dx et de longueur de 1m est :

$$d\Phi = B.ds = B.dx.1$$

$$d\Phi = \mu_0 I \frac{dx}{2\pi x}$$

$$d\Phi = 2.10^{-7} I \frac{dx}{x}$$

Le flux crée entre deux contours et D_1 D_2

$$\psi_{12} = 2.10^{-7} I \ln \frac{D_2}{D_1} (\text{Wb.t / m}) \quad (II.7)$$

$$\text{Si } D_1 = r \text{ et } D_2 = D$$

$$\psi_{ext} = 2.10^{-7} I \ln \frac{D}{r} \quad (II.8)$$

L'inductance d'un conducteur due au flux extérieure

$$L_{ext} = 2.10^{-7} \ln \frac{D}{r} (H / m) \quad (II.9)$$

c. L'inductance d'un conducteur due au flux total

Le flux de liaison total est :

$$\psi = \psi_{int} + \psi_{ext}$$

$$\psi = \frac{1}{2} . 10^{-7} I + 2.10^{-7} \ln \frac{D}{r} \quad (II.10)$$

Sachant que:

$$2 \ln e^{\frac{1}{4}} = \frac{1}{2}$$

$$\psi = 2.10^{-7} I \left[\ln e^{\frac{1}{4}} + \ln \frac{D}{r} \right] \quad (II.11)$$

$$\psi = 2.10^{-7} I \ln \frac{D}{re^{-\frac{1}{4}}} \quad (II.12)$$

En posant:

$$re^{-\frac{1}{4}} = r'$$

Le flux crée par un conducteur est

$$\psi = 2.10^{-7} I \ln \frac{D}{r} (\text{wb.t / m}) \quad (\text{II.13})$$

L'inductance du conducteur est:

$$L = \frac{\psi}{I} = 2.10^{-7} \ln \frac{D}{r} (H / m) \quad (\text{II.14})$$

II.1.1.2.3 Inductance d'un ensemble de n conducteur en parallèles parcourus chacun par un courant

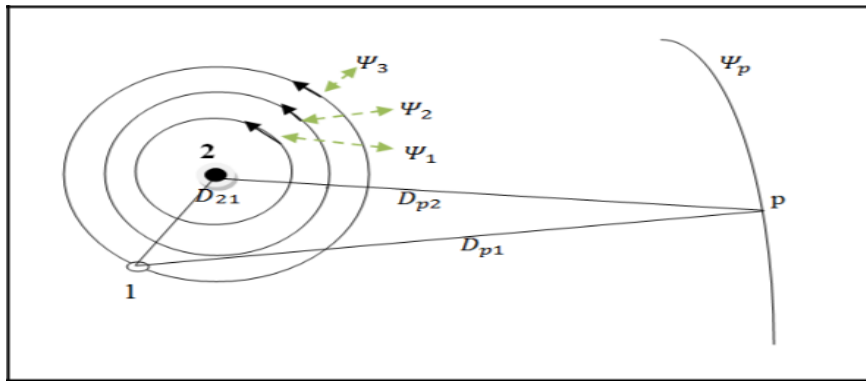


Fig. II.3 : flux d'un ensemble de conducteurs en parallèles

Et Considérant n conducteurs parallèles parcourus chacun par un courant ($I_1 I_2 \dots I_n$)

($I_1 + I_2 + \dots + I_n = 0$) considérons que le système est équilibré.

On a calculé le flux du au conducteur 1 seul et on a ajouté la contribution des flux des conducteurs 2,3,...,n, en faisant la superposition.

Soit le flux crée par le conducteur 2, les lignes de ce flux sont des cercles concentriques.

Les lignes ψ_1 du flux, n'entoure pas le conducteur 1

Les lignes ψ_2 et ψ_3 du flux crée par le conducteur 2 entourent le conducteur 1.

La ligne ψ_p et ψ_{p1} du flux crée par le conducteur 2 marque les limite extrêmes du flux due au conducteur 2 entourant le conducteur 1.

D'après la relation (II.7), le flux a un point p par le conducteur 1 est :

$$\psi_{12} = 2.10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{p2}}{D_{12}} \quad (\text{II.15})$$

De la même manière, le flux crée par le conducteur 3 autour du conducteur 1 est

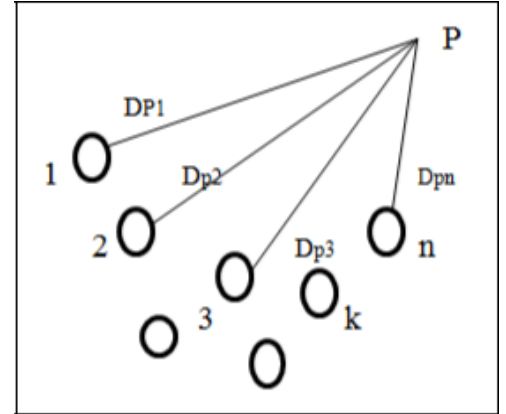
$$\psi_{13} = 2.10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{p3}}{D_{13}} \quad (II.16)$$

$$\psi_{1n} = 2.10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{pn}}{D_{1n}} \quad (II.17)$$

Le flux total crée autour du conducteur 1 a un point p distant de..... du centre du conducteur 1 est :

$$\psi_1 = \psi_{11} + \psi_{12} + + \psi_{1n}$$

$$\psi_1 = 2.10^{-7} \sum_{j=1}^n I_j \ln \frac{D_{pj}}{D_{1j}} \quad (II.18)$$



D'une manière générale, le flux total crée autour d'un conducteur k a un point p disant de du centre du conducteur k est :

$$\psi_k = \psi_{k1} + \psi_{k2} + + \psi_{kj} + \psi_{kk} + \psi_{kn}$$

est le flux crée par le conducteur j autour de k, c'est le flux mutuel.

$$\psi_k = 2.10^{-7} \sum_{j=1}^n I_j \ln \frac{D_{pj}}{D_{kj}} \quad (II.19)$$

$D_{jk} = D_{kj}$ est la distance entre deux conducteurs j et k.

$D_{kk} = r'_k$ est le rayon du conducteur k.

$$\psi_k = 2.10^{-7} \left[\sum_{j=1}^n I_j \ln \frac{1}{D_{kj}} + \sum_{j=1}^n I_j \ln D_{pj} \right] \quad (II.20)$$

$$I_n = -(I_1 + I_2 + I_{n-1}) = -\sum_{j=1}^{n-1} I_j$$

D'où

$$\psi_k = 2.10^{-7} \left[\sum_{j=1}^{n-1} I_j \ln \frac{1}{D_{kj}} + \sum_{j=1}^{n-1} I_j + \ln \frac{D_{pj}}{D_{pm}} \right]$$

Comme le point p est supposé très loin des conducteur, les valeurs :

$$\frac{D_{p1}}{D_{pn}} \cong \frac{D_{p2}}{D_{pn}} \cong \frac{D_{pn-1}}{D_{pn}} \cong 1$$

$$\psi_k = 2.10^{-7} \sum_{j=1}^n I_j \ln \frac{1}{D_{kj}} \text{ (Wb.t / m)} \quad (II.21)$$

II.1.1.2.4. Rayon moyen géométrique (RMG) des conducteurs toronnés

Pour les conducteurs toronnés, les valeurs de RMG peuvent être calculées à partir de la section utile S du conducteur et du nombre de brins.

Tab. II-2: valeurs du RMG selon le nombre de brins

Type	g_{11} RMG
Conducteur de section circulaire pleine	$0.4394S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 7 brins	$0.4642S^{\frac{1}{2}}$
Corde à 3brins sans âme centrale	$0.4750S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 19 brins	$0.4902S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 37 brins	$0.4982S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 61 brins	$0.5020S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 91 brins	$0.5038S^{\frac{1}{2}}$
Corde circulaire à 127 brins	$0.5046S^{\frac{1}{2}}$

II.1.1.2.5. Inductance des lignes triphasées

a. Disposition triangle équilatéral (espacements égaux)

Les trois conducteurs de la ligne sont de rayon r et espacés de la distance D.

Les courants dans les conducteurs satisfont la relation :

$$I_1 + I_2 + I_3 = 0$$

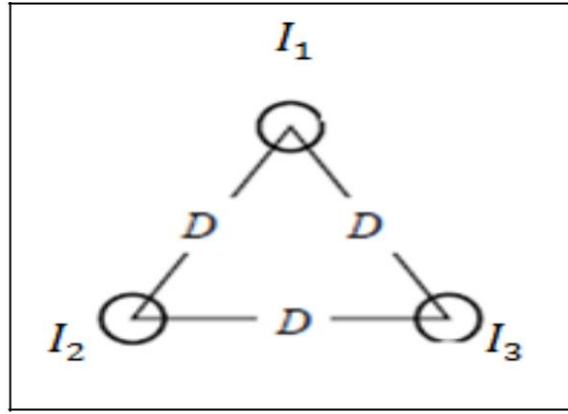


Fig. II.4 : Disposition des conducteurs en triangle équilatéral

En appliquant la relation (II.21), on peut déterminer le flux du conducteur 1 due aux courants

$$\psi_k = 2 \cdot 10^{-7} \sum_{j=1}^3 I_j \ln \frac{1}{D_{kj}}$$

$$\psi_1 = 2 \cdot 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{D_{11}} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} \right)$$

(II.22)

$$\psi_1 = 2 \cdot 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} + (I_2 + I_3) \ln \frac{1}{D} \right) \quad (II.23)$$

: On a

$$I_1 = -(I_2 + I_3)$$

$$\psi_1 = 2 \cdot 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} - I_1 \ln \frac{1}{D} \right) \quad (II.24)$$

$$\psi_1 = 2 \cdot 10^{-7} I_1 \ln \frac{D}{r'} \quad (II.25)$$

L'inductance du conducteur 1 est :

$$L_1 = \frac{\psi_1}{I_1} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad (D/m) \quad (II.26)$$

A cause de la symétrie, les trois inductances sont égales.

L'inductance linéique par phase de la ligne est :

$$L' = 2.10^{-7} \ln \frac{D}{g_{11}} \quad (II.27)$$

est le rayon moyen géométrique du conducteur (RMG).

b. Disposition quelconque

Si les conducteurs des phases de la ligne ne sont pas régulièrement espacés, les capacités et les inductances des phases sont différentes. Ce problème peut être résolu par la transposition de la ligne.

La transposition de la ligne est la permutation des conducteurs de phase à des intervalles réguliers le long de la ligne telle que chaque conducteur occupera sa position originale

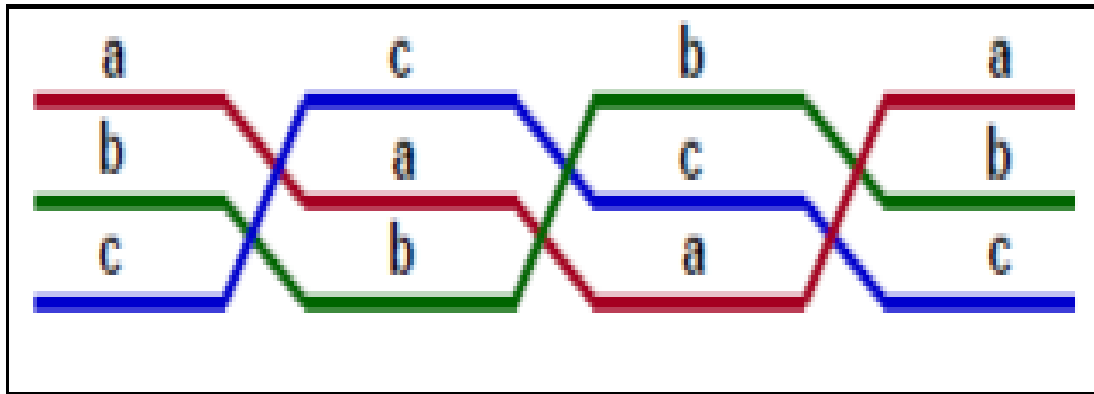


Fig. II.5 : Transposition de la ligne

Les trois conducteurs de la ligne sont de rayon r et les courants dans les conducteurs satisfont la relation $I_1 + I_2 + I_3 = 0$

Les distances, $D_{12} \neq D_{23} \neq D_{31}$ les inductances des phases sont différentes, cela conduit à des chutes de tension différentes dans chaque phase par conséquent les tensions à la sortie de la ligne sont différentes

En appliquant la relation (II.21) on peut déterminer le flux du conducteur 1 du aux Courants.....,.....etdans les positions I, II et III.

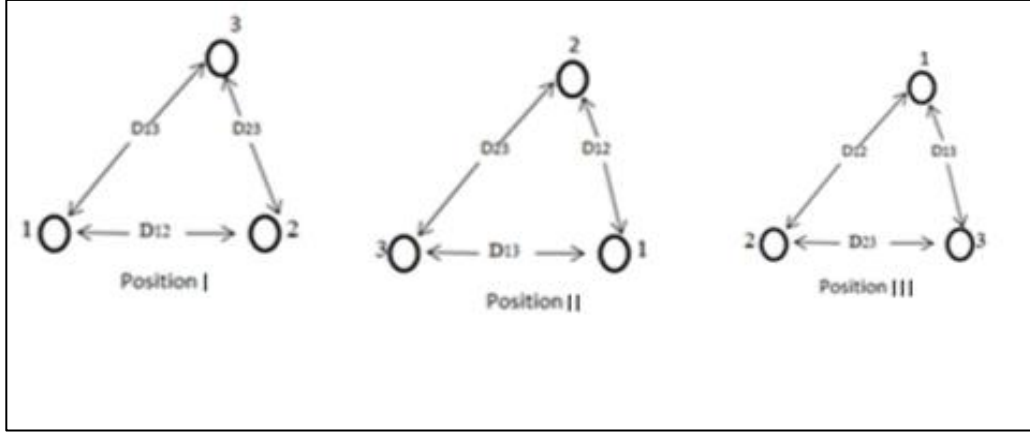


Fig. II.6 : Liaisons triphasé à disposition quelconque

$$\begin{cases} \psi_{1I} = 2.10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ \psi_{2II} = 2.10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{23}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{12}} \right) \\ \psi_{3III} = 2.10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{13}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \end{cases} \quad (II.28)$$

Le flux moyen de la phase 1 on utilise les équations (II.28):

$$\psi_1 = \frac{\psi_{1I} + \psi_{2II} + \psi_{3III}}{3}$$

$$\psi_1 = \frac{2}{3} \cdot 10^{-7} \left(3I_1 \ln \frac{1}{r'} + (I_2 + I_3) \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{13}} \right) \quad (II.29)$$

Comme

$$I_1 = -(I_2 + I_3)$$

$$\psi_1 = 2.10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r'} - I_1 \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}} \right) \quad (II.30)$$

$$\psi_1 = 2.10^{-7} I_1 \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}}{r'} \quad (II.31)$$

L'inductance linéique d'une phase de la ligne est :

$$L' = \frac{\psi_1}{I} \quad (II.34)$$

$$L' = 2.10^{-7} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}}{g_{11}} \quad (H/m) \quad (II.32)$$

Avec $D_{\text{eq}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ la distance moyenne géométrique (DMG)

Donc

$$L' = 2.10^{-7} \ln \frac{D_{\text{eq}}}{G_{11}} \quad (H/m) \quad (II.33)$$

II.1.1.2.6. Inductance des lignes triphasées avec des conducteurs en faisceaux

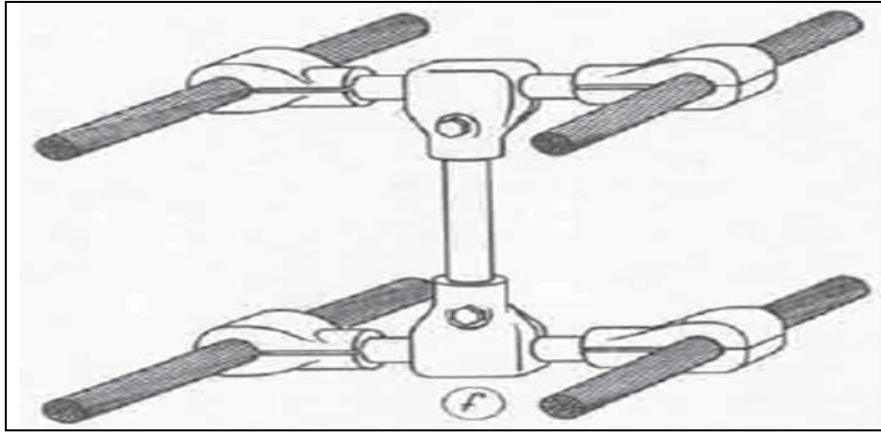


Fig. II.7 : Conducteurs en faisceaux

Si la ligne est formée par des conducteurs de phase en faisceaux, l'inductance linéique est :

$$L' = 2.10^{-7} \ln \frac{D_{\text{eq}}}{G_{11}} \quad (H/m) \quad (II.34)$$

Avec

$$G_{11} = \sqrt[n]{n \cdot g_{11, r_T^{n-1}}}$$

g_{11} Rayon moyen géométrique du faisceau.

G_{11} Rayon moyen géométrique d'une corde.

Γ_T n Nombre de corde dans un faisceau.

Rayon du cercle passant par les centres des cordes.

II.1.1.2.7. Inductance linéique d'une ligne triphasée à deux ternes

$$L' = 2.10^{-7} \ln \frac{D_{eq}.D'_n}{g_{11}.D_n} (H / m) \quad (II.35)$$

$$D_n = \sqrt[3]{D_{Aa}D_{Bb}D_{Cc}} \quad \text{Avec}$$

$$D'_n = \sqrt[3]{D_{Ab}D_{AC}D_{BC}}$$

II.1.2. Les paramètres transversaux

II.1.2.1. Conductance [17]

Le terme G, en effet, dû aux courants superficiels au long des chaînes d'isolateurs et à l'effet couronne des conducteurs est, par temps sec, G est inférieur à 0.005 Cω ; ce n'est que sous très forte pluie, lorsque les courants superficiels et les pertes par effet couronne sont les plus élevés, que G peut atteindre 0.1 Cω. Ces conditions étant particulièrement rares, il est donc généralement admis de négliger la conductance transversale G des lignes.

II.1.2.2. La capacité de la ligne [15]

Les charges superficielles sur le conducteur de la ligne créent un champ électrique perpendiculaire à la surface du conducteur et un courant capacitif. Ce phénomène est représenté par la capacité linéique C'de la ligne. Pour son calcul, le fait qu'un conducteur soit creux ou plein ne joue plus aucun rôle puisque la charge se concentre à la périphérie (loi de faraday).

II.1.2.2.1. Capacité d'une ligne monophasée [15]

$$V_{xy} = \frac{q}{\pi \times \epsilon} \ln \frac{D}{\sqrt{r_x r_y}}$$

$$C_{xy} = \frac{\pi \times \epsilon}{\ln \frac{D}{\sqrt{r_x r_y}}} (F / m)$$

$$V_{xn} = V_{yn} = \frac{V_{xy}}{2}$$

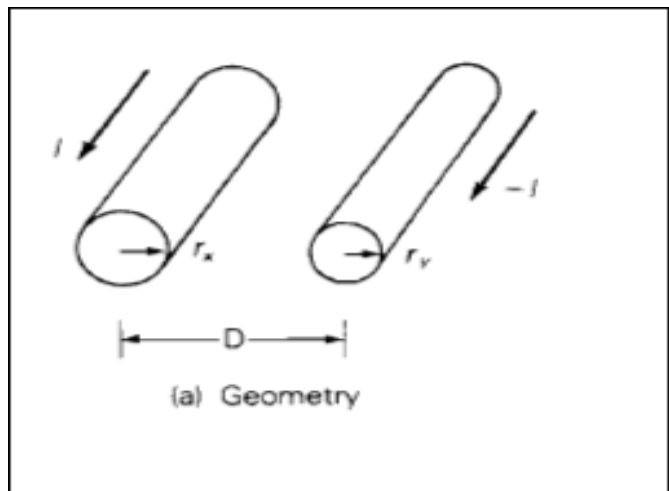


Fig. II.8 : Liaison monophasée

$$C_{xn} = \frac{\pi \times \varepsilon}{\ln \frac{D}{\sqrt{r_x r_y}}} \left(\frac{F}{m} \right) \quad (II.36)$$

II.1.2.2.2. Capacité d'une ligne triphasée [15]

a. Capacité d'une ligne triphasée avec espacement de phase égal

On montre les trois conducteurs A, B et C de la ligne triphasée de transport aérienne ayant des charges QA, QB et QC par mètre de longueur, respectivement. Que les conducteurs soient équidistants (mètres d) de l'autre. Nous allons trouver la capacité de conducteur de ligne à neutre dans cette ligne espacés symétriquement. En se référant à la (Figure II.14).

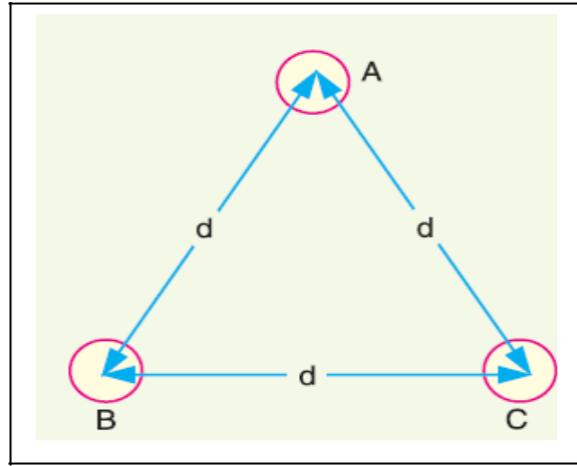


Fig. II.9: Liaison triphasée avec espacement de phase égal

$$D_{ab} = D_{ba} = D_{ca} = D_{cb} = D$$

$$D_{aa} = D_{bb} = r$$

$$\begin{cases} V_{ab} = \frac{1}{2 \times \pi \times \varepsilon} \left[q_a \ln \frac{D}{r} + q_b \ln \frac{r}{D} \right] \\ V_{ac} = \frac{1}{2 \times \pi \times \varepsilon} \left[q_a \ln \frac{D}{r} + q_c \ln \frac{r}{D} \right] \\ V_{an} = \frac{q_a \ln \frac{D}{r}}{2 \times \pi \times \varepsilon} \end{cases} \quad (II.37)$$

$$C_{an} = \frac{2 \times \pi \times \varepsilon}{\ln \frac{D}{r}} \quad (F/m) \quad (II.38)$$

b. Capacité d'une ligne triphasée avec espacement de phase inégal

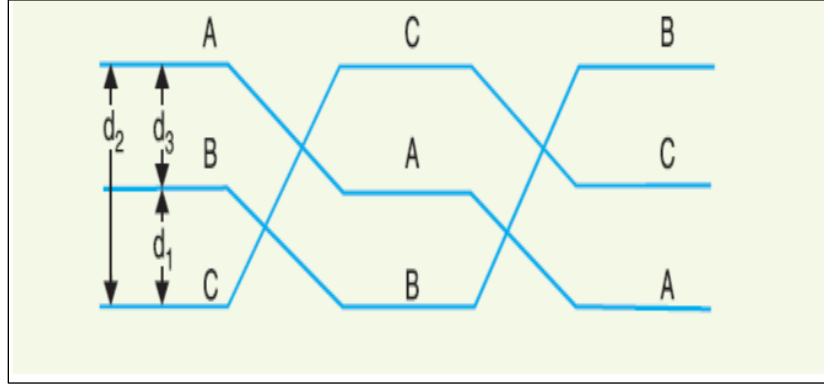


Fig. II.10 : Liaison triphasée avec espacement de phase inégal

$$V_{ab} = \frac{1}{2 \times \pi \times \varepsilon} \left[q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{eq}} \right] \quad (II.39)$$

$$V_{ac} = \frac{1}{2 \times \pi \times \varepsilon} \left[q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} + q_c \ln \frac{r}{D_{eq}} \right] \quad (II.40)$$

$$V_{an} = \frac{q_a \ln \frac{D_{eq}}{r}}{2 \times \pi \times \varepsilon}$$

$$C_{an} = \frac{2 \times \pi \times \varepsilon}{\ln \frac{D_{eq}}{r}} \quad (F/m) \quad (II.41)$$

Ou,

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$

D_{eq} : Distance géométrique moyenne (GMD)

II.1.2.2.3. capacité des conducteurs en faisceaux

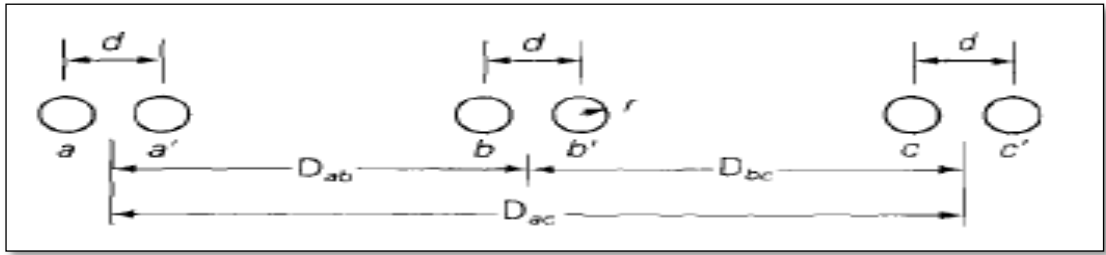


Fig. II.11 : Ligne triphasée avec deux conducteurs en faisceaux

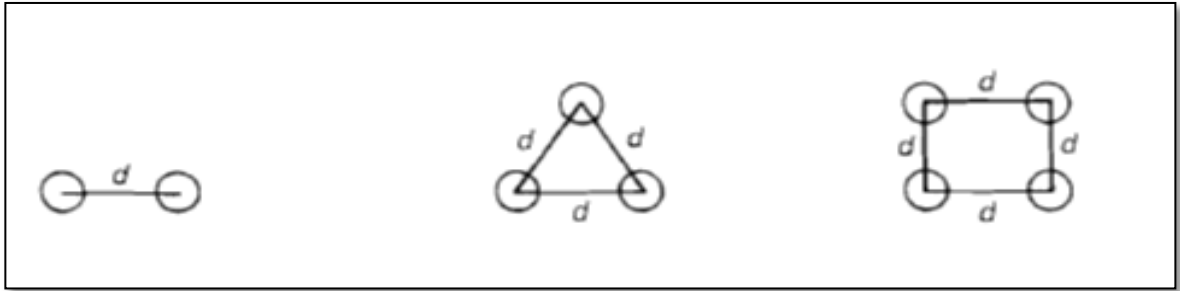


Fig. II.12 : La configuration des conducteurs en faisceaux

$$V_{ab} = \frac{1}{2 \times \pi \times \varepsilon} \left[q_a \ln \frac{D_{ba}}{\sqrt{rd}} + q_b \ln \frac{\sqrt{rd}}{D_{ab}} + q_c \ln \frac{D_{bc}}{D_{ac}} \right] \quad (II.42)$$

$$C_{an} = \frac{2 \times \pi \times \varepsilon}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} (F / m)$$

Ou:

$$D_{sc} = \sqrt{rd} \quad \text{Pour deux conducteurs en faisceaux}$$

$$D_{sc} = \sqrt[3]{rd^2} \quad \text{Pour trois conducteurs en faisceaux}$$

Pour quatre conducteurs en faisceaux.

$$D_{sc} = 1.091 \times \sqrt[4]{rd^3}$$

II.1.2.2.4. Effet de la terre sur la capacité de la ligne triphasée

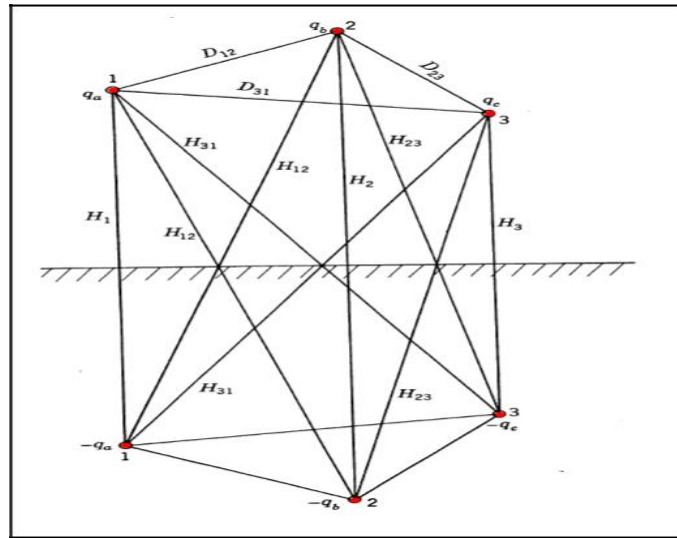


Fig. II.13 effet partielle à la terre

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right) - \ln\left(\frac{\sqrt[3]{H_{13}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}\right)} \quad (II.44)$$

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la théorie de calcul des paramètres d'une ligne électrique aérienne.

La Connaissance de ces paramètres est très importante pour l'analyse des réseaux électriques tel que La capacité a peu d'influence dans le cas de lignes courtes à basse tension, mais elle prend une grande importance dans le calcul des régimes de fonctionnement des lignes à haute tension de grande longueur. La conductance latérale due aux pertes d'énergie (par effet couronne) dans l'isolement qui entoure les conducteurs est négligeable. Elle peut être très appréciable dans certains cas.

La branche transversale (résistance et inductance) influe sur la chute de tension dans la ligne, tel qu'une résistance importante induit des pertes par effet joule.

Chapitre III

Caractéristique mécanique de linge électrique

Chapitre III

Caractéristique mécanique de linge électrique

III.1 Introduction

Le dimensionnement d'une ligne aérienne dans le cadre d'un régime permanent se fait en deux parties : choix de la section du conducteur et choix du gabarit des pylônes.

Le choix de la section du conducteur dépend de considérations électriques et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques. Ces considérations ont déjà été abordées dans le cadre du calcul d'une liaison souterraine.

Afin de choisir la section du câble, nous devons vérifier trois choses : Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?

Supporte-t-il la puissance de court-circuit ?

La chute de tension est-elle bien inférieure à la limite ?

A partir d'un certain niveau de tension, nous devons aussi vérifier que l'effet couronne ne devient pas trop important. Nous aboutissons ainsi à une section techniquement optimale mais non normalisée. Il faut décider donc de prendre une section normalisée supérieure. Le calcul des différents coûts de la ligne nous aide à choisir celle qui convient le mieux.

En réalité, il faudrait optimiser le coût global (câble + pylône) en tenant compte des contraintes techniques et des pertes. C'est alors un calcul plus complexe auquel nous ajoutons le choix du niveau de tension et la longueur de portée moyenne. Dans ce cas, nous avons recours à une simulation par ordinateur.

Très souvent, le niveau de tension est imposé¹ et les longueurs de portée également (emplacement des pylônes imposé par la disponibilité du terrain). La démarche proposée permettra à l'étudiant de limiter le nombre de calculs à effectuer tout en incluant la majorité des critères et contraintes à respecter. [27]

III.2 Rappels :

Les lignes assurent la continuité électrique entre deux noeuds du réseau et peuvent être classées selon les types suivants :

- lignes de grand transport : entre un centre de production et un centre de consommation ou un grand poste d'interconnexion ;
- lignes d'interconnexion : entre plusieurs régions ou plusieurs pays (secours mutuel) ;
- lignes de répartition : entre grands postes et petits postes ou gros clients nationaux de ;
- lignes de distribution : vers les consommateurs BT.

Les différentes classes de tension en courant alternatif sont définie, par le RGIE, de la manière décrite dans le tableau III.1 (unités : Volts).

Tableau III.1 : Classification des niveaux de tension

Très basse tension		$U \leq 50$
Basse tension	1 ^{ère} catégorie	$50 < U \leq 500$
	2 ^{ème} catégorie	$500 < U \leq 1000$
Haute tension	1 ^{ère} catégorie	$1000 < U \leq 50\,000$
	2 ^{ème} catégorie	$U > 50\,000$

Les principaux composants des lignes aériennes sont :

- Les conducteurs (Phases + câble(s) de garde) ;
- Les isolateurs ;
- Le pylône ;
- Les fondations ;
- Autres accessoires (pinces de suspension, jonctions de connecteurs, amortisseurs dynamiques,...).

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

- Portée basique ou normale = La plus économique ;
- Portée moyenne = Moyenne arithmétique des différentes portées ;

- Portée équivalente = $L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^2}{\sum_{i=1}^n l_i}}$. Cette valeur se rapproche généralement de la Portée moyenne lorsque le nombre de portées augmente. C'est sur cette valeur que se calcule la tension horizontale à appliquer au canton ;

- Portée « de vent » = La somme des deux demi portées adjacentes au pylône. Elle correspond à la portée à considérer pour le calcul des efforts en tête du pylône ;

- Portée « de poids » = La somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des deux portées adjacentes. Cette valeur est utilisée pour déterminer le poids mort que représentent les conducteurs sur le support.

III.3 Les éléments des lignes électriques

III.3.1 Les conducteurs

Au niveau mécanique, le calcul de la résistance des conducteurs est soumis aux réglementations internationales.

Les conditions climatiques doivent être connues (givre, températures, intensité du vent,...).

Ce paragraphe explicite les critères électriques permettant le dimensionnement de la section des conducteurs des lignes aériennes. Ils sont fort similaires à ceux associés aux câbles, cfr.

a) Critère de courant nominal

Nous devons vérifier que le câble supporte le courant nominal sur toute sa durée de vie.

Vu $P_{départ}$ et a donnés, nous déterminons tout d'abord la puissance circulant dans le câble après les T années d'utilisation par la relation III.1 :

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

Nous en déduisons le courant circulant alors dans chaque phase du câble :

$$I_{NT} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} \quad [A] \quad (III.2)$$

b) Critère du courant de court-circuit

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

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I _{cc} [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [A] \quad (III.3)$$

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

Tableau III.2 : Puissance et courant de court-circuit

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I _{cc} [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

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

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (\forall t < 5 \text{ sec}) \quad [mm^2] \quad (III.4)$$

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

Remarques :

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

- les valeurs du paramètre a sont les suivantes : **a = 105,3** pour le cuivre, **a = 55,07** pour l'aluminium et **a = 61,98** pour l'AMS.

c) Critère de la chute de tension

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension:

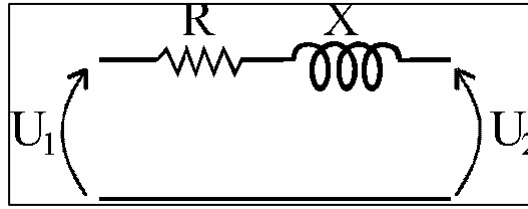


Figure III.1: Modèle réduit de la liaison

$$\frac{\Delta U}{U} \cong \sqrt{3} \cdot \frac{I_N}{U_N} \cdot (R'_{70^\circ C} \cdot 1 \cdot \cos(\phi) + X' \cdot 1 \cdot \sin(\phi)). \quad (\text{III. 5})$$

$$\text{ou } \Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \quad (\text{III. 6})$$

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

Dans le cas des lignes, nous négligeons les effets capacitifs car les valeurs sont approximativement 50 fois plus faibles pour les lignes que pour les câbles. Pour l'impédance longitudinale, nous prendrons, généralement, comme valeur de départ : 0,4 Ω/km.

d) Critère économique

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

$$T_1(S) = A + B \cdot S + C/S \quad [\text{€}] \quad (\text{III.7})$$

où A est relatif aux frais fixes (installation, pièces et accessoires, etc.) [€], B.S représente la partie du coût du câble qui est proportionnelle à la section 'S' [€/mm²] et C/S reflète les coût d'actualisation et des pertes [€/mm²]. Les pertes sont inversement proportionnelles à la section car une plus grosse section entraîne des pertes Joule moins élevées.

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

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{N, \text{début de vie}}^2 \cdot N \cdot p \cdot f \quad [\text{€} \cdot \text{mm}^2] \quad (\text{III.8})$$

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

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

l = longueur de la ligne (en millimètres) ;

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

N = nbre d'heures d'utilisation équivalent à la pleine charge au niveau des pertes [h/an] ;

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

$$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad \text{ou} = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad \text{avec} \quad r = \frac{(1 + \frac{a}{100})^2 (1 + \frac{b}{100})}{(1 + \frac{i}{100})} \quad (\text{III. 9})$$

La section optimale économique (SOE) est celle qui annule la dérivée de T1(S). Vu la forme de T1(S), nous pouvons la déterminer directement : [27]

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{III.10})$$

Fonction coût du conducteur

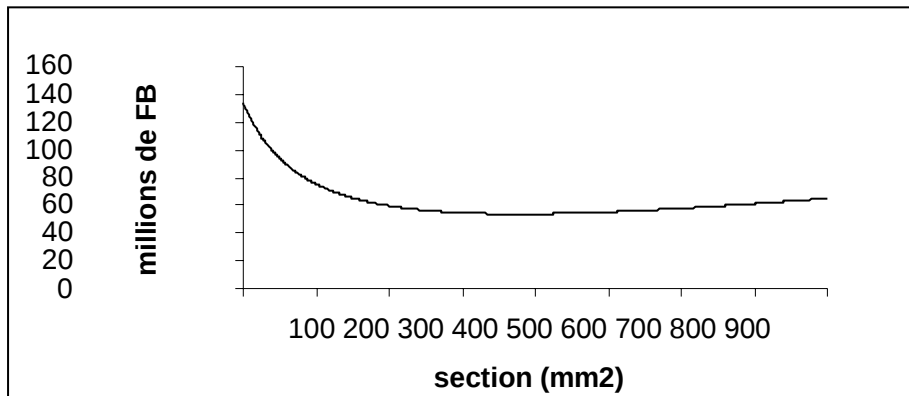


Figure III.2 : Exemple de relation coût/section

III-4 Les Supports

Nous devons d'abord déterminer le poids équivalent et l'angle d'inclinaison des chaînes de suspension des câbles en s'appuyant sur deux hypothèses 'H1' et 'H2' (respectivement été et hiver).

Nous déterminerons ensuite la portée critique que nous comparerons avec la portée moyenne.

En fonction du résultat de cette comparaison, nous déterminerons, parmi 'H1' et 'H2', quelles sont les conditions météorologiques qui imposent les contraintes mécaniques les plus importantes sur notre portée. Nous en tirerons alors la constante « a » de l'équation d'état (dite de Blondel). Une fois cette constante obtenue, nous pourrions déterminer la tension mécanique dans les câbles quel que soient les paramètres météorologiques. [27]

Nous déterminerons ensuite la flèche maximale et la hauteur d'accrochage des conducteurs, la longueur de la chaîne de suspension et les distances phase/phase et phase/neutre.

L'étape suivante consistera à calculer les gabarits des pylônes d'alignement, d'angle, d'ancrage. Les principaux types de supports que l'on rencontre sont décrits sur les figures III.3 et III.4. Ils se différencient principalement, entre ces deux figures, par la position verticale des

conducteurs de puissance : dans la seconde figure, ces lignes sont suspendues à une hauteur qui peut être considérée relativement constante. [27]

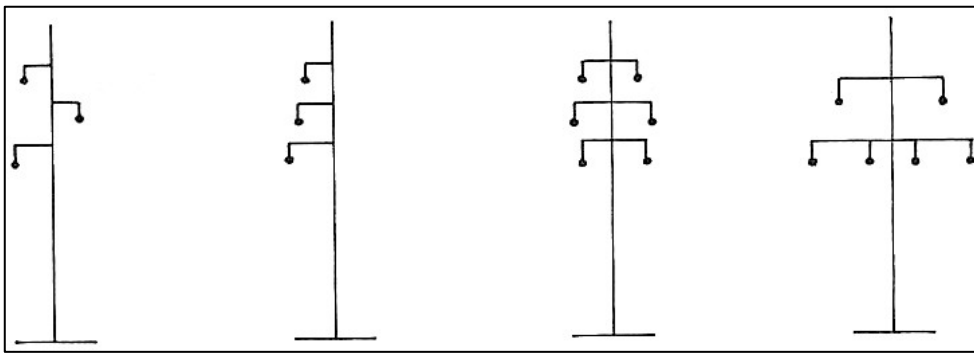


Figure III.3 : Types de supports à phases étagées

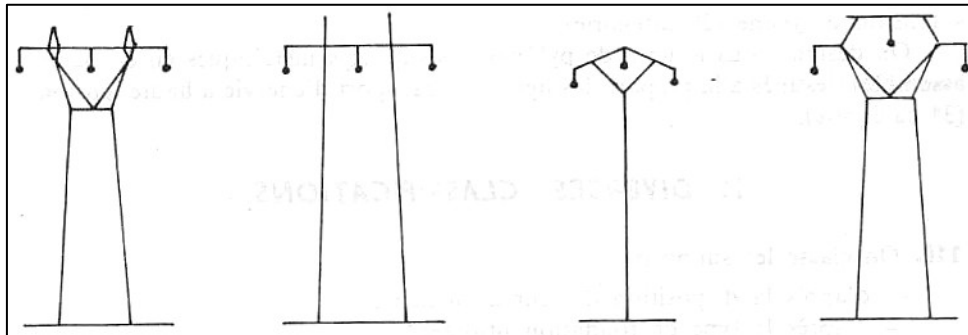


Figure III.4 : Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute

Le calcul des efforts en tête de pylône nous permettra d'obtenir une estimation du coût des pylônes. Finalement, nous pourrions évaluer le coût global de la ligne.

III-5-Poids équivalent et angle d'inclinaison du cable

Nous allons utiliser deux hypothèses « H1 » et « H2 ». Elles représentent deux groupes de paramètres qui correspondent respectivement à des conditions extrêmes HIVER et ETE. Il serait en effet inutile d'utiliser simultanément les valeurs les plus critiques de ces paramètres.

L'idée se trouvant en amont du choix de ces hypothèses est que l'action d'une basse température est surtout dangereuse pour les portées courtes (contraction thermique, cumulée à une faible différence entre la longueur de la portée et la longueur du câble) tandis que l'action du vent est surtout dangereuse pour les portées longues (effort transversal proportionnel à la longueur).

Ces conditions sont définies par le R.G.I.E.2 de la manière suivante :

« Tous les éléments constitutifs de la ligne aérienne, à savoir les supports, ancrages, ferrures et fondations éventuelles, sont calculés en tenant compte de l'état de sollicitation résultant :

- de la traction des conducteurs actifs, de garde et de terre ;
- du poids propre des conducteurs actifs, de garde et de terre, des isolateurs, des ferrures et du support ;
- de la combinaison la plus défavorable des charges extrêmes résultant des circonstances de vent et de température déterminées ci-après.

Le vent souffle dans la direction horizontale la plus défavorable dans les conditions suivantes :

- à la température de +15°C avec sa force maximale normale ou exceptionnelle ;
- à la température de -15°C avec une force réduite. »

Ces valeurs varient en fonction de la situation géographiques et des conditions climatiques.

Nous calculons donc l'angle d'inclinaison « θ » et le poids équivalent « $p_{\text{équ}}$ » (dans les plans des conducteurs) pour les deux hypothèses via les formules 6.11 et 6.12 qui suivent.

Effort du vent :

$$F = c \cdot q \cdot A \quad [\text{N/m}] \quad (\text{III.11})$$

Dans cette équation, « c » est le coefficient aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent, « A » la surface en m^2 des pleins que l'élément présente au vent, perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle et « q » est la pression dynamique (en pascal). Cette dernière se déduit de la pression dynamique de base, « q_b », donnée, en fonction de la vitesse du vent (fonction de la hauteur au-dessus du sol), dans le tableau 6.3. Elle se calcule par la formule : $q_b = aV^2/2g$, où « a » représente le poids spécifique de l'air

($1,2 \text{ kg/m}^3$) ; « V » est la vitesse du vent (en m/s) et « g » est l'accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$). L'équation II.11 peut se réécrire, dans le cas des lignes, « $F = C_x \cdot q \cdot d$ », où ' C_x ' est le coefficient de traînée du câble et 'd', son diamètre.

Pour les conducteurs actifs, de garde et de terre, la hauteur à prendre en considération est la hauteur du point d'attache aux isolateurs ou au support.

La pression dynamique « q » se déduit de « q_b » par l'application d'un facteur correctif : $q = f_c \cdot q_b$. Les valeurs de ce facteur « f_c » sont les suivantes :

Pour le calcul de l'effort du vent sur les supports, traverses, isolateurs :

- 0,8 pour le vent horizontal maximum normal ;
- 1,6 pour le vent horizontal maximum exceptionnel.

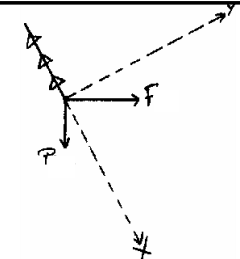
Pour le calcul de l'effort du vent sur les conducteurs actif, de garde et de terre :

- Pour les portées inférieures à 100 m :
 - 0,7 pour le vent horizontal normal ;
 - 1,4 pour le vent horizontal exceptionnel.
- Pour les portées supérieures à 100 m :
 - 0,5 pour le vent horizontal normal ;
 - 1 pour le vent horizontal exceptionnel.

Tableau III.3: Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur

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

En écrivant les équations d'équilibre projetées, aux extrémités du câble, nous obtenons (cfr. figure III.3) :



Selon X : $p \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) = p_{\text{éq}}$
 Selon Y : $p \sin(\varphi) = F \cos(\varphi)$

ce qui donne, finalement :

$$\varphi = \arctg \left| \frac{F}{p} \right| \text{ et } p_{\text{éq}} = p \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) \quad (\text{III.11})$$

Figure III.5 : Efforts appliqués

Remarque : En Belgique, les surcharges de givre ou de neige ne sont pas à considérer.

III-6 Portée critique et choix de la constante « a »

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

$$P_c = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\text{MAX}}) \cdot T_{\text{hiver}} - \theta_{\text{été}}^2}{p_{\text{équ,hiver}}^2 - p_{\text{équ,été}}^2}} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.13})$$

avec $T_{\text{MAX}} = 1/3 T_{\text{RUPTURE}}$ (imposé par le R.G.I.E.).

Dans le cas où la portée moyenne est inférieure à la portée critique, c'est la constante a associée à l'hypothèse hiver qui sera retenue, sinon ce sera celle associée à l'hypothèse été. Pour la calculer, c'est encore l'équation d'état que nous utiliserons :

$$\frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = \partial$$

où

« $p_{\text{équ}}$ » est le poids équivalent dans l'hypothèse retenue [N/m] ;

« P » la portée moyenne [m] ;

« T » $\equiv T_{\text{MAX}}$ l'effort de traction maximal admissible [N] ;

« E » est le module de Young [n/mm²] ;

« S » la section [mm²] ;

« α » le coefficient de dilatation thermique [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] et

« θ » la température dans l'hypothèse retenue [$^{\circ}\text{C}$]. Ceci donne un paramètre « a » adimensionnel.

III-7-Flèche maximale et hauteur des conducteurs

Nous l'obtenons par l'hypothèse H3, dite canicule. La température correspond généralement à une ambiance de 40°C plus 30°C d'échauffement. Le vent nul impose au fil d'être vertical.

Nous devons tout d'abord déterminer la tension qui règne dans notre portée. Pour cela nous prendrons l'équation d'état dans l'hypothèse H3, qui se réduit à une équation du 3e degré à 1 inconnue, « T ». Nous obtenons les trois racines (numériquement et/ou analytiquement).

$$\frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = \partial \quad - (\partial + \alpha \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \quad (\text{III. 15})$$

Des trois racines obtenues, deux sont complexes et nous les rejetterons. La tension de référence dans notre câble est donc déterminée. Maintenant, grâce à l'équation d'état, nous pouvons calculer les tensions dans notre câble pour les hypothèses été et hiver.

Principe de la protection par éloignement : Les conducteurs des lignes aériennes sont écartés du sol des voies publiques, des cours, des jardins et terrains surplombés et des constructions d'une distance appelée « distance minimale d'éloignement ». Ces distances sont calculées et contrôlées sous les hypothèses suivantes :

- pour les mesures dans le plan vertical : vent nul, t° du conducteur égale à 75°C (lignes HTB installées après le 01/01/83) ou 40°C (autres lignes) ;

- pour les mesures dans le plan horizontal : vent horizontal maximal défavorable, t° du conducteur égale à 15°C .

La formule qui suit exprime la flèche maximale en fonction de la tension, sous l'hypothèse de canicule (H3, la plus contraignante à ce niveau) :

$$f_{\text{MAX}} \frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{8 \cdot f_{\text{H3}}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III. 16})$$

Les conducteurs devront être accrochés à une hauteur supérieure à « fMAX + garde au sol ». Le R.G.I.E. impose, pour la garde au sol, une hauteur de base de 6 m (7 m pour une voie traversée). Une majoration de cette distance verticale doit être prise en compte de la manière suivante : + 1 m par rapport à une voie publique (contrairement au cas des cours, jardins et terrains), sauf dans le cas basse tension inférieure à 500 V

+ $(U - 50)/100$, terme proportionnel à la tension³, dès que celle-ci devient supérieure à 50 kV.

Soit, pour une ligne HT 2ème catégorie, la garde au sol peut s'écrire :

$$H_{MIN} = 6 + 1 + \frac{U - 50}{100} \quad [\text{m}] \quad (\text{III. 17})$$

Pour plus de détails, se référer à l'article 164 du RGIE. Il conviendra de normaliser la hauteur au ½ m supérieur.

Le R.G.I.E. impose également que le pylône bénéficie de fondations pour toute tension supérieure à 1 kV. La profondeur d'enfouissement est imposée par la NBN (normes belges) :

$$H_{rof} = \frac{H}{10} + 1 \quad [\text{m}] \quad (\text{III. 18})$$

avec un maximum de 3 m.

Le rapport entre la tension nominale dans le câble (sous l'hypothèse H4 : 15°C, sans vent), et la tension de rupture est un critère important de dimensionnement. Ce rapport doit être inférieur à approximativement 20%. Plus précisément, ce critère permet à notre câble de rester en dessous de la courbe de Wöhler, et donc de ne pas subir de rupture par fatigue au niveau des pinces d'ancrage.

III-8 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension

A. Règle de bonne pratique

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant :

Tableau III.4 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension

Tension U_N (kV)	Nombre d'assiettes
15	1 à 2
90	5 à 6
120	6 à 7
150	7 à 8

B. Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg4

Nous déterminons d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre « BIL » et finalement la longueur de fuite "théorique" « L_f » qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger la ligne de façon correcte.

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir attribuer une valeur à la tension de contournement « β » [cm/kV $_{\phi\phi}$] (cfr tableau II.5).

C. Degré de salinité :

Tableau III.5 :Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL »

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

Cette méthode, fait intervenir d'autres critères de dimensionnement (en plus de la tension nominale). Nous avons, d'une part, la tension la plus élevée admissible par le matériel (UM) et, d'autre part, la tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » (basic insulation level). Les normes C.E.I. ont établi le tableau II.6 :

Tableau III.6 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre

	Tension nominale de la ligne U_N [kV _{eff}]	Tension la plus élevée pour le matériel U_M [kV _{eff}]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kV _{crête}]
Classe A : 1 $1 U_m \leq 52$	3	3.6	40
	6	7.2	60
	10	12	75
	15	17.5	95
	20	24	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_m \leq 300$	50	52	250
	70	72.5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	220	245	750

D. Ligne de fuite des isolateurs :

La longueur de la ligne de fuite des isolateurs se calcule par la formule 6.19 :

$$L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta \quad [\text{mm}] \quad (\text{II.19})$$

E. Choix de la chaîne d'isolateurs :

- Nous déterminons le 'BIL' (à partir de U_N , tableau II.6), le niveau de pollution (définit la valeur de ' β ') et l'effort de traction maximal ' T_{MAX} ' (par l'équation III.14) auquel la chaîne sera soumise.
- Nous considérons d'abord des assiettes de type « standard ». En fonction de l'effort de traction ' T_{MAX} ' que la chaîne devra supporter, nous choisissons, parmi les modèles d'assiettes convenant, celui de pas le plus petit parmi la liste proposée au tableau III.7.
- En se référant au tableau III.8, nous déterminons le nombre ' N_1 ' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.
- Nous déterminons le nombre ' N_2 ' en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.20})$$

- Comparant N_1 et N_2 , si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs ' N_1 ' et ' N_2 '. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et avons recours à des assiettes de type
- « antifog ». Ces dernières sont surdimensionnées au point de vue de la ligne de fuite par rapport aux assiettes « standard ». Dans ce cas, nous recommençons le calcul en se basant sur les tableaux 6.9 et 6.10.
- Une fois les caractéristiques de pas et masse de l'assiette ainsi que le nombre d'assiettes déterminées, nous pouvons calculer la longueur « SL » et le poids de la chaîne d'isolateurs.

Tableau III.7 : Caractéristiques d'assiettes standard

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

Tableau III.8 : BIL vs. Nbre d'assiettes (standard)

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

Tableau III.9 : Caractéristiques d’assiettes anti-brouillard

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

Tableau III.10 : BIL vs. Nbre d’assiettes (Antifog)

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

F. Distance phase/phase et phase/terre

L'écartement vertical entre phases, $E_{\phi\phi}$, vaut :

$$E_{\phi\phi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX}} + SL \quad [m] \quad (III. 17)$$

où U_N est la tension nominale [kV] ; CFI coefficient qui dépend de la nature du conducteur ; f_{MAX} la flèche maximale [m] ; SL la longueur de la chaîne d'isolateur [m].⁵

La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

$$E_{\varphi N} = U_N/150 \quad [\text{m}] \quad (\text{II.22})$$

Pour des pylônes d'angle quelconque « β », la distance horizontale minimale entre phases, imposée par le RGIE, est donnée par la formule II.23 :

$$E_{H\min} \geq E_V \cdot 0,8/\cos(\beta/2) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.23})$$

G. géométrie des pylônes

Le design des lignes électrique est fonction de la tension de ligne, du nombre de circuits, du type de conducteurs et de la configuration des circuits. De plus, la protection contre la foudre par des conducteurs de terre, terrain et l'espace disponible sur site doivent être pris en considération.

Dans les régions fortement enneigées, il est recommandé de ne pas placer les conducteurs dans un même alignement vertical, afin d'éviter les chocs lorsqu'un amas se détache du conducteur supérieur.

Pour les niveaux basse- et moyenne-tension, un arrangement horizontal est préférable et les câbles de terres sont omis.

En haute et très haute tension, une grande variété de configurations peuvent être imaginées. Nous retiendrons la configuration dite « Danube » (dissymétrique : 1 phase d'un côté et deux de l'autre, alternées), couramment utilisée en raison de ses faibles encombrement et coût.

Nous limiterons notre étude à la proposition d'un modèle qui respecte toutes les conditions mécaniques et électriques pour chaque type de pylônes (alignement/suspension, angle, ancrage/arrêt).

Le but de ce paragraphe est de montrer que nous avons bien appréhendé la géométrie des pylônes. Ce genre de calcul est habituellement réservé au génie civil. Il s'agit donc de faire preuve d'ingéniosité, d'imagination et de bonne pratique tout en se rappelant qu'il n'y a pas qu'un seul modèle valable, mais une infinité.

Il est difficile, à l'heure actuelle, de donner une méthode précise de cette recherche du gabarit idéal. Nous conseillerons donc au lecteur de se reporter à l'exercice résolu.

H. Calcul des efforts en tête de pylone

L'appui est soumis à trois moments :

M_1 = moment dû au poids propre de l'ensemble formé par les conducteurs, les chaînes d'isolateurs et la ferrure.

M_2 = moment dû à la force aérodynamique du vent s'exerçant sur les conducteurs.

M_3 = moment dû à la force aérodynamique appliquée de façon répartie sur le support.

Pour obtenir l'effort en tête résultant, il suffit de diviser le moment résultant par la hauteur hors-sol.

Ces moments sont déterminés aisément à partir de la connaissance des conditions météorologiques dimensionnantes (H1 ou H2), permettant le calcul de la constante « a » de Blondel, de la tension de la ligne et des angles d'application des efforts.

K. Evaluation du coût des supports

La fonction coût du pylône s'exprime comme une fonction de la hauteur et de l'effort en tête. Nous y incorporons le coût des fondations. Cette fonction peut être obtenue par régression des statistiques de l'ALE, par exemple : $-11500/40,3399 + 50/40,3399 h_{2,3} + 1,6/40,3399 E$ euros. Nous devons y ajouter le prix des chaînes de suspension ou des chaînes d'ancrage et obtenir finalement le coût des supports.

Dans ce coût, nous ne tenons pas compte des différents obstacles géographiques qui modifient les proportions entre pylônes d'alignement, d'angle et d'ancrage, ainsi que la garde au sol. Nous avons également omis le prix de la ferrure.

L. Effet couronne

L'effet couronne est un phénomène difficile à quantifier et une littérature abondante sur ce sujet est disponible dans les bibliothèques. Le critère souvent utilisé consiste à vérifier que le champ superficiel reste bien inférieur à 18 kVeff/cm. Ce champ « EMAX » se calcule par la formule III.24 :

$$E_{MAX} = \frac{V_{eff}}{r \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_{MIN} \cdot EPH}{r \cdot \sqrt{4 \cdot H_{MIN}^2 + EPH^2}} \right)} \quad \begin{matrix} [\text{kVeff/cm}] & [\text{m}] \end{matrix} \quad (\text{III. 24})$$

EPH représente l'écartement entre phases et HMIN la distance minimale entre un conducteur et le sol.

Conclusion

Après toutes les hypothèses et simplifications que nous avons dû faire, il est évident que le coût total de notre ligne est sous-évalué. De toute façon, notre but était d'évaluer rapidement ce coût.

Chapitre IV

Application

Conclusion générale

Chapitre IV

Application

IV.1 Introduction

Le calcul des paramètres et des caractéristiques des lignes électriques en élaborant des logiciels est une chose très importante pour l'analyse des réseaux électriques. Plusieurs travaux se sont intéressés à ce sujet.

Le but de notre travail est la réalisation d'un ensemble de programmes sous MATLAB pour le calcul des paramètres des lignes électriques triphasées et de leurs Caractéristiques pour les différents types de lignes (longue, moyenne courte). L'intérêt de notre travail est de faciliter et réduire le temps de calcul ainsi que la précision.

Notre travail est fait en deux étapes. Dans la première étape on expliquera les algorithmes des programmes et la deuxième étape on fera des exemples d'application en utilisant ces programmes.

IV.2 calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée

IV.2.1 Algorithmes de calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée

Dans le but de calculer des paramètres linéiques d'une ligne électrique triphasée par ordinateur sous Matlab ; on a abordé l'algorithme du déroulement du programme suivant :

Le calcul de la résistance de la ligne à courant continu a une température de 20°C

$r = \rho_{au}.l/s \text{ } (\Omega/\text{km})$;

Calcul de l'effet de spirilage sur les conducteurs $R=k*r$;

Calcul du coefficient de kelvin : $q = \pi \cdot d \cdot \sqrt{\frac{2.f.10^{-s}}{\rho_{au}}}$.

$q < 1 \Rightarrow R$;

Calcul de l'effet de température : $R_T = R \cdot \frac{T+t_2}{T+t_1}$

Calcul de l'inductance de la ligne (basé sur le RMG tirés des tableaux donnés par les fabricants).

Calcul de la distance moyen géométrique : $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$

Calcul du rayon moyen géométrique : $g_{11} = u \cdot \sqrt{s}$

u : voir le tableau II-2.

Calcul du Rayon moyen géométrique du faisceau : $G_{11} = \sqrt[n]{n \cdot g_{11} \cdot r_T^{n-1}}$

$$L' = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_{\text{eq}}}{G_{11}}$$

~ 19 ~

Calcul de la capacité de la ligne : $C = 2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \log \frac{D_{\text{eq}}}{G_{11}}$

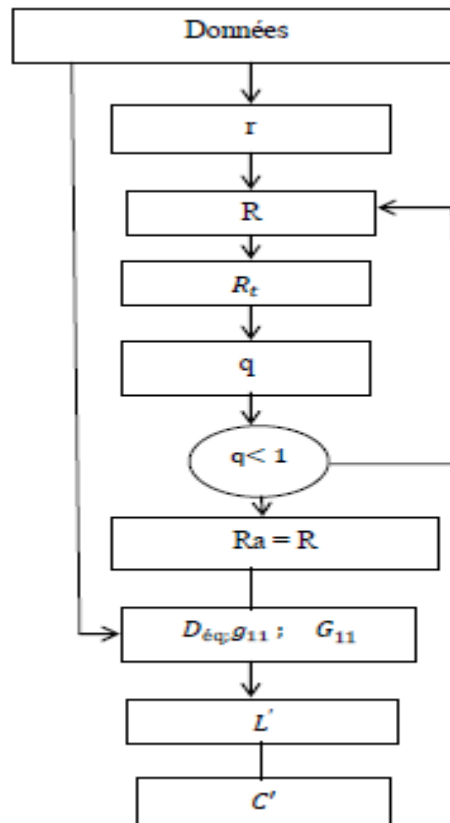


Fig. IV.1 : organigramme de calcul des paramètres de la ligne

IV.2. 2 Application a une ligne contenant un conducteur par phase (n=1)

On va déterminer les résistances linéiques, en courant continue et en courant alternative en Ω des conducteurs de phase respectivement à 20°C et à 50°C. Ensuite les autres paramètres linéiques ; inductance et capacité respectivement en H/km et F/km.

Soit une ligne de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (III.2) ci-dessous.

```

1 - 210 % s section du cable en mm^2
2 - 1 % l la longueur du cable km
3 - 35.9 % rau la resistivité du materiau mm^2/m à 20°C
4 - 1.02 % k le coeficean du spiralge du conducteur
5 - 50 % f la frequence de la ligne en Hz
6 - 228 % T la temperature du conducteur de la ligne °C
7 - 50 % t2 la température °C
8 - 2.75 % D12 la distance entre le conducteur 1 et 2 en m
9 - 2.75 % D23 la distance entre le conducteur 2 et 3 en m
10 - 7.75 % D13 la distance entre le conducteur 1 et 3 en m
11 - 0.4982 % u coeficeant depend du nombre de brin du conducteur
12 - 1 % n nombre de conducteurs en faisceaux
13 - 1 % rt rayon du centre des conducteur en m
14

```

Fig. IV.2 : les données de la ligne contenant un conducteur par phase

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tab. IV 1: résultats de calcul des paramètres d'une ligne sans faisceau

Paramètres longitudinales		Paramètres transversales	
R (Ω/km)		L (H/km)	C (F/Km)
Résistance continue (20°C)	0.1710	0.0013	8.8433×10^{-9}
Effet spiralage (2%)	0.1744		
Effet température	0.1955		
Facteur de kelvin	0.2711		
Résistance alternatif	0.1744		

IV.2.3 Application a une ligne a conducteur de phase en fiscaux de 3 cordes

On va déterminer les mêmes paramètres que l'exemple précédent, mais avec une ligne triphasée symétrique disposition nappe horizontale, à conducteurs de phases en faisceaux de 3 cordes placées sur un triangle équilatéral de 40 cm de côté. Les données des different éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.3) ci-dessous.

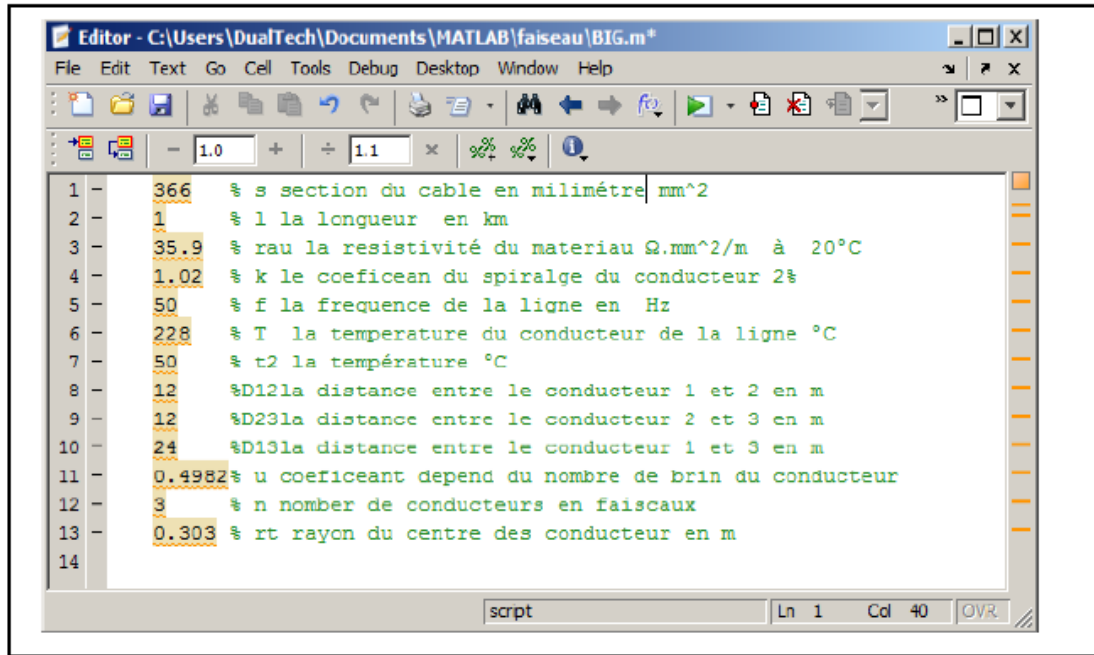


Fig. IV.3 : les données de la ligne en faisceau

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tab. IV 2: résultats de calcul d'une ligne avec 3 cordes en faisceau.

Paramètres longitudinales		Paramètres transversales	
R (Ω/km)		L (H/km)	C (F/Km)
Résistance continue (20°C)	0.0981	9.3937×10^4	1.1839×10^{-11}
Effet spiralage (2%)	0.10		
Effet température	0.1122		
Facteur de kelvin	0.3579		
Résistance alternatif	0.10		

IV.3 Calcul des caractéristiques de la ligne électrique triphasée

IV.3.1 Calcul des caractéristiques de la ligne longue

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne longue de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.4) ci-dessous.

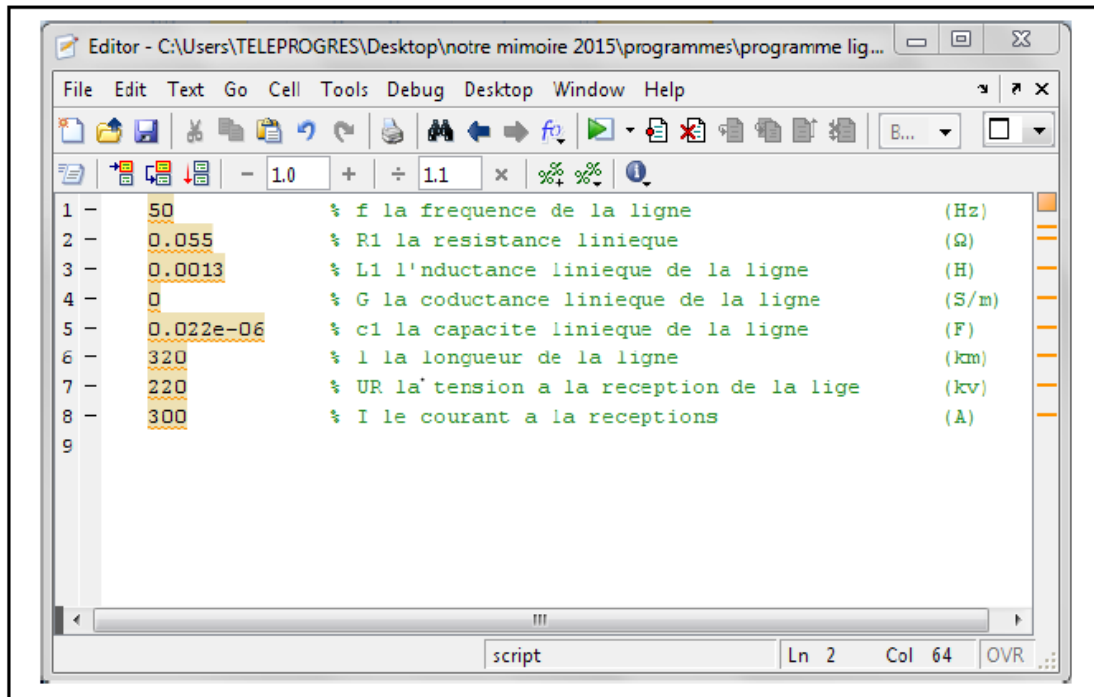


Fig. IV.4 : les données de la ligne longue

IV.3.1.1 Algorithme de calcul des caractéristiques de ligne longue

Dans le but de modéliser la ligne longue on a fait l'algorithme du déroulement du programme :

Calcul de coefficient de propagation : $\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}' \bar{Y}'}$

Calcul des impédances et l'admittance de la ligne :

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}'}{\bar{Y}'}}$$

$$\bar{Z} = \bar{Z}_c \cdot \sinh(\bar{\gamma} l)$$

$$\bar{Y} = \frac{\cosh \bar{\gamma} l - 1}{\bar{Z}}$$

Calcul des caractéristiques à la source :

$$\begin{cases} \bar{V}_s = \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z}' \bar{I}_R \\ \bar{I}_s = \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{2}\right) \bar{I}_R \end{cases}$$

La puissance maximale transmise dans la ligne :

$$P_{max} = \frac{U_S U_R - U_R^2 \cos \beta}{U_R}$$

Calcul du rendement avec la formule suivante :

$$\eta \% = \frac{P_R}{P_S} \%$$

La régulation de la tension :

$$R \% = \frac{V_S - V_R}{V_R} \cdot 100 \% = \frac{U_S - U_R}{U_R} \cdot 100 \%$$

Calcul de la puissance réactive fournit par la ligne :

$$Q_C = \frac{\bar{Y}}{2} U_R^2$$

Calcul de la chute de tension :

$$\Delta U_L = \frac{R P_2 + X(Q_2 - Q_{C2})}{U_2}$$

$$\Delta U_T = \frac{X P_R + X(Q_R - Q_{C2})}{U_R}$$

Calcul des pertes de puissance active et réactive :

$$\Delta P = 3 \cdot R I^2$$

$$\Delta P = 3 \cdot R I^2 - Y p (U_S^2 + U_R^2)$$

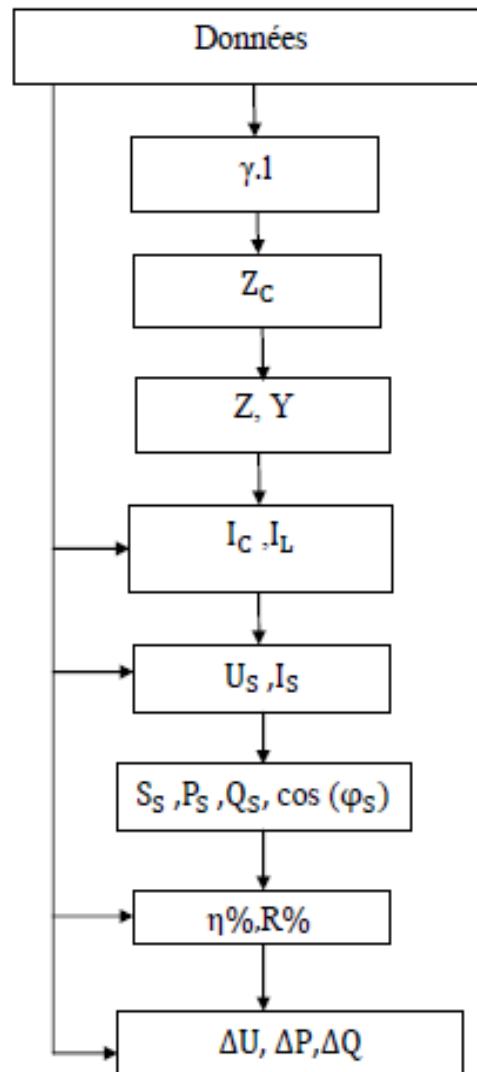


Fig. IV.5 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne longue

Les résultats de calculs sont présentés dans les tableaux suivants :

Tab. IV.3: caractéristiques linéiques de la ligne longue

Impédance linéique Z' (Ω/Km)	$0.4121e^{i82.3301}$
Admittance linéique Y' (Ω^{-1}/Km)	$6.2832 \times 10^{-6}e^{i90}$
Coefficient de propagation γ	$0.0017e^{i86.1651}$
γl	$0.5401e^{86.1651i}$
Impédance caractéristique $Z_c(\Omega)$	$244.1809e^{-3.8349i}$
Impédance de la ligne $Z(\Omega)$	$125.6096e^{i82.7092}$
Admittance de la ligne Y (Ω^{-1})	$0.0011e^{i89.8077}$

Tab. IV.4: les caractéristiques de la ligne longue

$U_s(\text{kV})$	$239.8837e^{12.2508i}$
$I_s(\text{A})$	$238.5938e^{i29.4843}$
S_s (MVA)	$99.133e^{-17.2334i}$
$P_s(\text{MW})$	94.683
$Q_s(\text{MVAR})$	29.370
$\cos\varphi_s$	0.9551
$\Delta U(\text{kV})$	$52.801e^{74.1652i}$
$P_{\max}(\text{MW})$	371.2472
$\Delta P(\text{MW})$	4.3039
$\Delta Q(\text{MVAR})$	22.102
n%	96.5878
R%	8.2889

IV.3.2 Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne moyenne de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.6) ci-dessous.

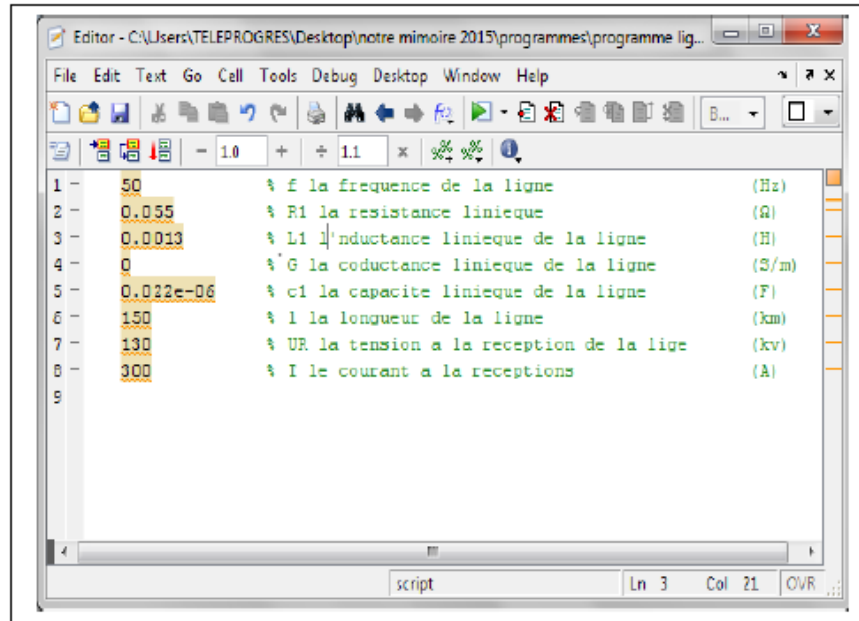


Fig. IV.6 : les données de la ligne moyenne

IV.3.2.1 Algorithme Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

Dans le but de modéliser la ligne électrique de longueur moyenne on a fait l'algorithme du déroulement du programme, est le suivant :

Calcul de l'impédance de la ligne : $\bar{Z} = (R + jX_L)$. 1et l'admittance de la ligne : $\frac{\bar{Y}}{2} = j \frac{CW}{2} 1$

Le courant passant la branche transversale :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R$$

Calcul de la chute de tension dans la ligne :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z} \bar{I}_L$$

Calcul des caractéristiques à la source :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Y} \cdot \bar{Z}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Y} \cdot \bar{Z}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Y} \cdot \bar{Z}}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}$$

La puissance apparente :

$$\bar{S}_1 = \sqrt{3} \bar{U}_1 \bar{I}_1^*$$

Calcule du rendement avec la formule suivant :

$$n\% = \frac{P_R}{P_S} \%$$

La régulation de la tension :

$$R\% = \frac{V_S - V_R}{V_R} \cdot 100\% = \frac{U_S - U_R}{U_R} \cdot 100\%$$

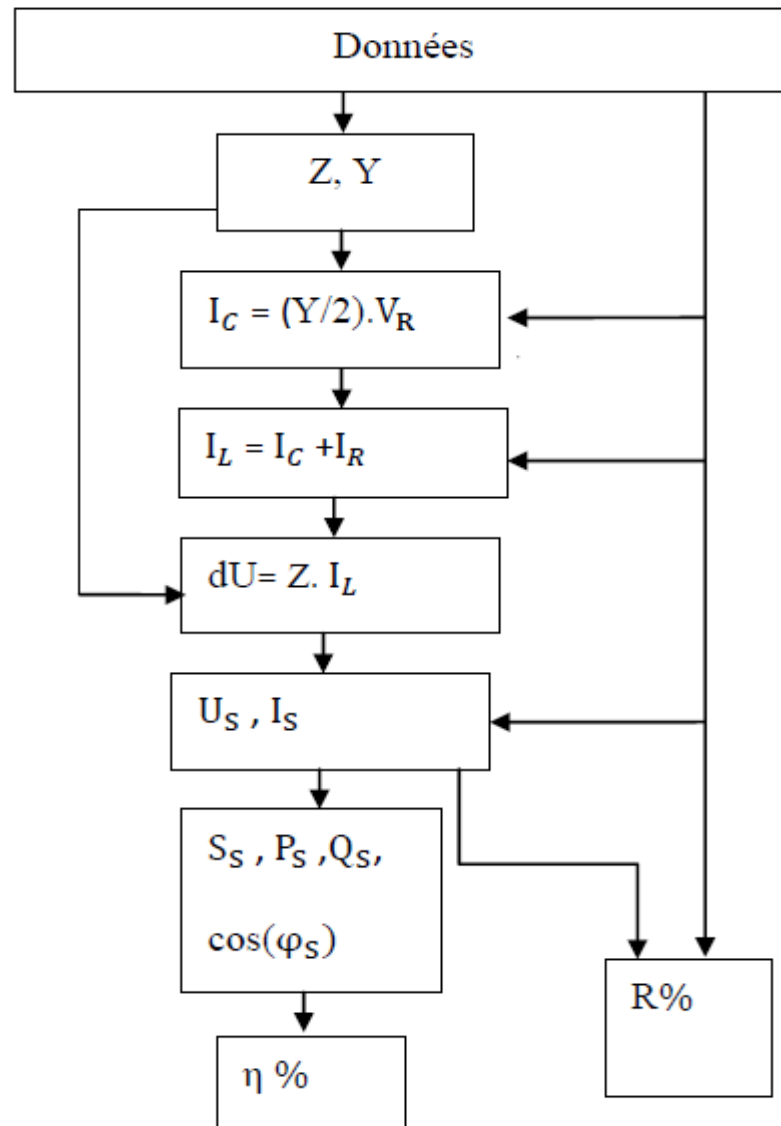


Fig. IV.7 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

Les résultats de calcul sur la ligne moyenne sont présentés sur les tableaux suivants :

Tab. IV 5 : caractéristiques de la ligne moyenne

$Z \ (\Omega)$	$10.2752e^{36.5960i}$
$Y \ (\Omega^{-1})$	$10.3672 \times 10^{-4} e^{90i}$
$I_L \ (A)$	$278.4017e^{-30.4510i}$
$I_{C1} \ (A)$	$40.3807e^{90.2252i}$
$I_{C2} \ (A)$	$38.9060e^{90i}$
$I_s \ (A)$	$260.1288e^{-22.7785i}$
$U_s \ (kV)$	$134.9276e^{0.2252i}$
$S_s \ (MVA)$	$60.792e^{23.0037i}$
$P_s \ (MW)$	55.958
$Q_s \ (MVAR)$	23.757
$\cos(\varphi_s)$	0.9205
$\Delta U \ (kV)$	$22.022e^{54.6310i}$
$\Delta P(MW)$	0.63999
$\Delta Q \ (MVAR)$	-8.2855
$P_{\max}(MW)$	386.5670
R%	3.6520
n%	96.5719

IV.3.3 Calcul des caractéristiques de la ligne courte

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne courte de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.8) ci-dessous.

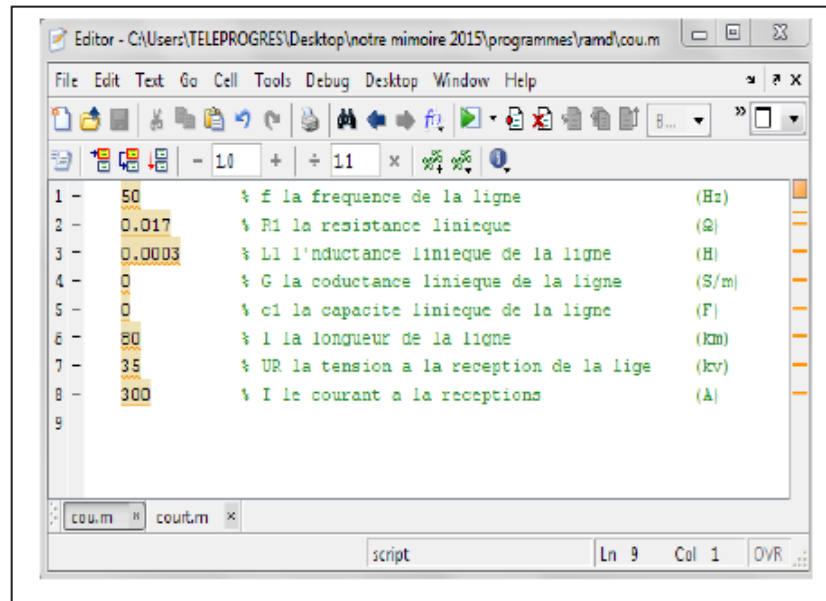


Fig. IV.8 : les données de la ligne courte

IV.3.3.1 L'algorithme de calcul des caractéristiques de la ligne courte :

Dans le but de modéliser la ligne électrique de longueur moyenne on a fait

L'algorithme du déroulement du programme, est le suivant :

Calcul de l'impédance de la ligne :

$$\bar{Z} = (R + jX_L) \cdot l$$

Calcul de la chute de tension avec la formule suivante :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z} \bar{I}_L \quad , \quad \bar{I}_L = \bar{I}_R$$

Calcul de la tension et courant à la source :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}$$

La puissance maximale transmise dans la ligne :

$$P_{max} = \frac{U_S U_R - U_R^2 \cos \beta}{U_R}$$

Calcule du rendement avec la formule suivante :

$$n\% = \frac{P_2}{P_1} \%$$

La régulation de la tension :

$$R\% = \frac{V_S - V_R}{V_R} \cdot 100\% = \frac{U_S - U_R}{U_R} \cdot 100\%$$

Calcul des pertes de puissance active et réactive :

$$\Delta P = 3RI^2$$

$$\Delta Q = 3.X_I I^2 - Q_C$$

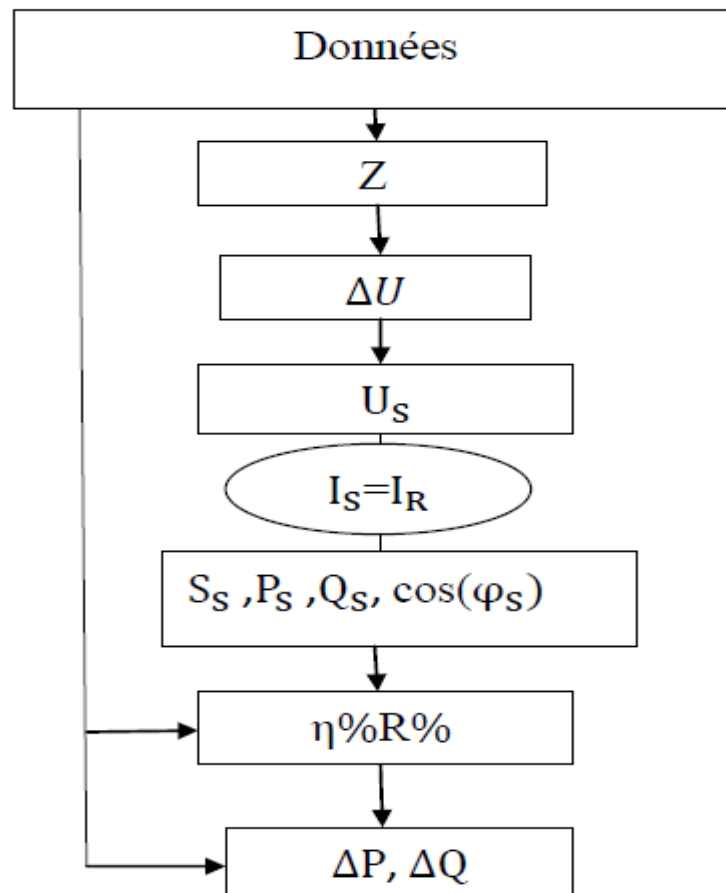


Fig. IV.9 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne courte

Les résultats de calcul sur la ligne court sont présentés sur le tableau suivant :

Tab. IV 6 : caractéristiques de la ligne courte

$Z \ (\Omega)$	$7.6615e^{79.7752i}$
$I_s \ (A)$	$300e^{-36.8700i}$
$U_s \ (kV)$	$38.0128e^{4.0885i}$
$S_s \ (MVA)$	$19.752e^{40.9585i}$
$P_s \ (MW)$	14.916
$Q_s \ (MVAR)$	12.948
$\cos(\varphi_s)$	0.7552
$\Delta U \ (kV)$	$3.9810 e^{42.9052i}$
$\Delta P(MW)$	0.367200
$\Delta Q (MVAR)$	2.0358
$P_{max}(MW)$	145.2714
n%	97.5383
R%	7.9257

IV.4 Enoncé :

Dimensionner (choix de la section, gabarit du pylône) et évaluer le coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne à 36kV en conducteur AMS (alliage Al, Mg, Si) de 35 km devant transiter une puissance de 10MW (facteur de puissance 0,9 inductif). Nombre d'années projetées, T : 20 ans ; augmentation annuelle de la puissance, a : 3%. L'alliage conducteur possède une résistivité de $0,357.10^{-7} \ \Omega.m$ à 20°C et son coefficient de température « α » vaut 0,004 K⁻¹.

a) Données du réseau:

Nous savons que la puissance de court-circuit à considérer ne dépassera jamais 700 MVA pendant 1,5 secondes.

b) Contraintes électriques:

Nous admettrons une chute de tension maximale de 9%.

Nous pouvons tabler sur une utilisation de 2000 heures par an à pleine charge.

c) Données économiques:

Les paramètres concernant le facteur d'actualisation sont les suivants:

Taux d'intérêt, i : 8,5%;

Pourcentage d'accroissement du prix du kWh, b : 2% ; Nous ne les utiliserons que dans le calcul de ce facteur.

Le prix du kWh de perte vaut 0,062 €/kWh.

Le coût du conducteur est de 4,96 €/kg (y compris le tirage) et sa masse volumique à 20°C vaut 2697 kg/m³.

Les accessoires coûtent 297,47 € pour une chaîne de suspension et 495,79 € pour une chaîne d'ancrage.

Le coût des pylônes se déduit à partir de la formule suivante : « $-285,08 + 1,24.h^{2,3} + 0,04.F$ » et s'exprime en €, avec « h » [m] la hauteur totale du poteau (le sommet se situant au niveau du point d'accrochage des conducteurs sur les chaînes de suspension) et « F » l'effort en tête [N].

d) Données géographiques:

La ligne pourra être tirée avec une portée moyenne de 160m, avec 80% de pylônes d'alignement, 10% de pylônes d'angle (30°) et 10% de pylônes d'arrêt.

e) Données météorologiques:

Les hypothèses à considérer seront les suivantes:

- H1 : + 15°C et vent de force maximale normale (été);
- H2 : -15°C et vent réduit (hiver) ;
- H3 : +70°C sans vent (canicule);
- H4 : +15°C sans vent.

Le vent à considérer sera de 35 m/s, ce qui correspond à une pression dynamique de base q_b de 750 N/m². Les supports seront en béton précontraint (coefficient de traînée 1,85), les câbles sont torsadés (coefficient de traînée de 1,45). Nous considérerons une pression de 0,5. q_b sur les câbles par vent de force maximale normale et de 0,25 q_b pour le vent réduit.

Rappel : Force linéique = $C_x \cdot q \cdot \phi$ (N/m) où C_x est le coefficient de traînée, q la pression considérée et ϕ le diamètre du câble.

f) Nous demandons:

Choisir de la section des conducteurs de phase de manière à respecter les critères de dimensionnement conformément à la théorie. La température de service vaut environ 70°C, et la température maximale environ 250°C.

Déterminer les efforts de tractions et flèches dans les trois hypothèses (H1 à H3), l'espacement entre phases et déduire un gabarit du pylône.

Nous trouverons, ci-joint, un tableau des valeurs normalisées des sections AMS avec leurs caractéristiques, incluant les intensités admissibles en régime nominal.

L'équation de changement d'état peut s'écrire:

$$\frac{P^2 \cdot S^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot A} - \alpha \cdot \vartheta = C^{te}$$

Où

P est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble;

S la portée [m];

T la traction [N] dans l'état considéré;

E le module d'élasticité [N/m²];

A la section du câble [m²];

α le coefficient de dilatation thermique linéaire [°C⁻¹] (= 23.10⁻⁶ °C⁻¹ pour l'AMS);

ϑ la température de l'état considéré.

Nous déduirons, de cette formule, la portée critique (pour laquelle la traction est identique sous les hypothèses (H1 et H2).

Pour l'inductance, nous considérerons « $X = 0.4 \Omega/\text{km}$ » comme valeur de départ. Il n'est pas prévu de compensation réactive.

IV.5 Résolution:

IV.5.1 Les Conducteurs:

IV.5.1.1 Critère du courant nominal:

La puissance que notre liaison devra transiter vaut 10 MW sous une tension nominale de 36 kV. Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule per la formule suivante où le $\cos(\phi)$ vaut 0,9. Nous avons alors:

Puissance max. à transiter (après 20 ans): $P_{20} = P_0 \cdot (1+a)^T = 18,1 \text{ MW}$; Intensité du courant en fin de vie:

Nous avons: $P_T = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{N,T} \cdot \cos(\phi)$

$$I_{N.20} = \frac{P_{20}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\phi)} = \frac{18,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 322 \text{ A}$$

La plus petite section normalisée que nos tables nous proposent et supportant un courant de 322 A au moins vaut 95 mm². Toutes les sections supérieures respectent ce critère du courant nominal.

IV.5.1.2 Critère du courant de court-circuit:

Nous savons que la puissance de court-circuit reste inférieure à 700 MVA pendant un temps de 1,5 s. Calculons d'abord le courant de court-circuit correspondant :

$$I_{N.20} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{700 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3} = 11\,200 \text{ A}$$

$$S = \frac{I_{CC} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a} = (\text{mm}^2)$$

où 'a' vaut 61,98 pour l'AMS (température de service 70°C et maximale 250°C) ; Dans notre cas, le calcul nous donne une section minimale de 222 mm².

IV.5.1.3 Critère de la chute de tension:

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension:

$$I_{N.20} = \frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \frac{U_{N.1}}{U_n} (R70^\circ \cdot \cos(\phi) + \cdot \sin(\phi))$$

ce qui, après calcul du courant nominal au départ, permet de déterminer la résistance maximale de la ligne:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\phi)} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot 0.9} (R70^\circ \cdot \cos(\phi) + \cdot \sin(\phi))$$

$$R_{\max, 70^\circ\text{C}} = (0,09/\sqrt{3} \times 36000 / (178 \times 35) - 0,4 \times 0,436) / 0,9 = 0,140 \, \Omega/\text{km} \text{ à } 70^\circ\text{C};$$

$$R_{\max, 20^\circ\text{C}} = 0,140 / (1 + 0,004 \times 50) = 0,116 \, \Omega/\text{km} \text{ à } 20^\circ\text{C}.$$

Bref, toutes les sections de résistance électrique supérieure à 0,116 Ω/km sont à rejeter car elles conduisent à une chute de tension supérieure à 9 %. La section minimale supportant ce critère vaut de 288 mm^2 .

IV.5.1.4 Critère économique:

Dans notre cas, le paramètre 'A' est nul car le tirage du conducteur est compris dans le prix au kilo, et les accessoires seront comptés dans la deuxième partie de ce travail, mais ce n'est pas toujours le cas: il est possible d'avoir un coût fixe pour le conducteur en plus du coût au km.

Le câble coûte 4,96 euros par kg, tirage compris. La masse volumique à 20°C vaut 2700 kg/m^3 , soit, 2697 kg/m^3 à 70°C.

$$B.S \quad 3 = [\text{phases}] \cdot 4,96 \, [\text{€/kg}] \cdot 2697 \cdot 10^{-9} \, [\text{kg}/\text{mm}^3] \cdot 35 \cdot 10^6 \, [\text{mm}] \cdot S \, [\text{mm}^2]$$

$$\cdot 1 \, 404 = S \, [\text{€}] \quad \text{où } S \text{ s'exprime en } [\text{mm}^2].$$

$$C = 3 \cdot \rho \cdot 1 \cdot I_{\text{début de vie}}^2 \cdot N \cdot P \cdot f \, [\text{€} \cdot \text{mm}^2]$$

$$\text{où } \rho = 3,57 \cdot 10^{-8} [1 + 4 \cdot 10^{-3} \cdot (70-20)] = 4,284 \cdot 10^{-8} \, \Omega \cdot \text{m} = 4,284 \cdot 10^{-5} \, [\Omega \cdot \text{mm}];$$

$$l = 35 \cdot 10^6 \, [\text{mm}];$$

$$I_{\text{début de vie}} = 178 \, [\text{A}];$$

$$N = 2000 \, [\text{h/an}] \text{ de pleine charge};$$

$$P = 0,062 \, \text{€/kWh} = 6,2 \cdot 10^{-5} \, [\text{€/Wh}];$$

$$r = (1+a/100)^2 \cdot (1+b/100) / (1+i/100) = 0,997$$

$$Q = (1-r^n)/(1-r) = 19,5$$

$$f = \text{facteur d'actualisation} = Q / (1+i/100) = 18,0$$

ce qui donne : $C = 0,318 \cdot 10^9 \text{ €} \cdot \text{mm}^2$

Notre fonction coût globale s'écrit :

$$T_1(s) = 1,40 \cdot 10^3 \cdot S + \frac{0,318 \cdot 10^9}{s}$$

dans laquelle 'S' est exprimé en mm^2 .

La section optimale économique (SOE) vaut :

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} = 476 \text{ mm}^2$$

Dans ces conditions, le coût global de la jonction vaut 1,34 millions d'euros.

Deux possibilités s'offrent à nous: soit choisir la section normalisée inférieure 318 mm^2 , soit choisir la supérieure 709 mm^2 .

Tableau IV.7 Comparaison des coûts des conducteurs

	$S_N = 318 \text{ mm}^2$	$S_N = 709 \text{ mm}^2$
Coût des conducteurs	1,45 millions d'€	1,44 millions d'€
Coût à court terme (B.S)	0,45 millions d'€	1,00 millions d'€
Coût à long terme (C/S)	1,00 millions d'€	0,45 millions d'€

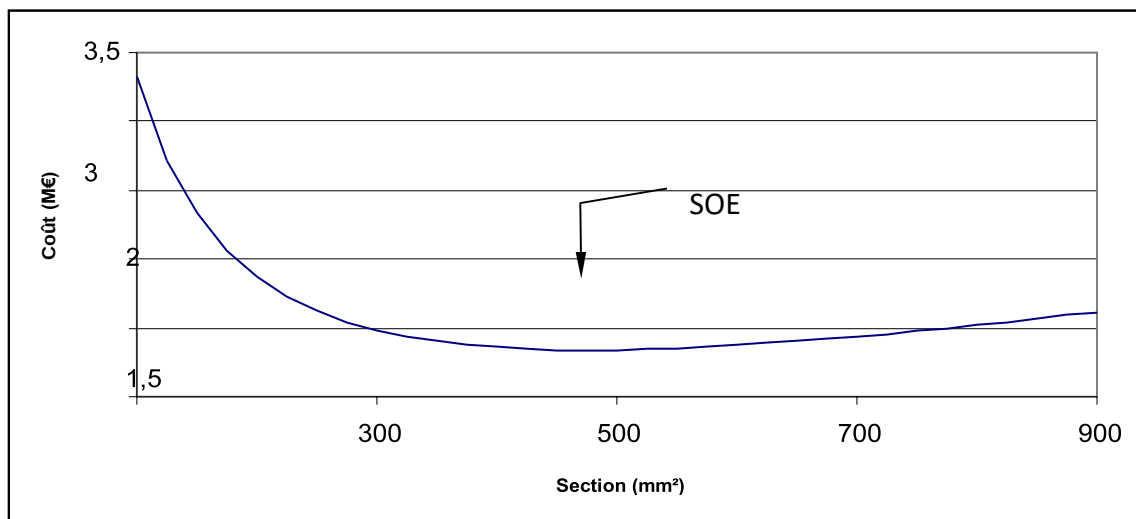


Figure IV.10: fonction coût du conducteur

IV.6 Les Supports

IV.6.1 Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble:

La charge linéique est tirée des tables normalisées (tableau 6.17 en annexe). Elle vaut $\lambda = 878 \text{ kg/km}$, soit le poids linéique $p = 8,85 \text{ N/m}$. Ce poids comprend le poids de la graisse (24 kg/km).

A) Hypothèse Eté:

$$q = 0,5 \cdot q_B \quad \text{vent de force maximale normale ;}$$

$$C_X = 1,45 \quad \text{pour le conducteur;}$$

$$d = 23,2 \text{ mm} \quad \text{cfr.}$$

$$q = 0,5 \cdot 750 = 375 \text{ N/m}^2 ;$$

$$F = C_X \cdot q \cdot d = 12,6 \text{ N/m.}$$

Aux extrémités du câble, par équilibre des forces en présence, nous obtenons :

$$H1 \begin{cases} \emptyset = 55,0^\circ \\ P = 15,4 \text{ N/m} \end{cases} \quad (ETE)$$

B) Hypothèse Hiver :

$$q = 0,25 \cdot q_B \quad \text{vent réduit.}$$

$$q = 0,25 \cdot 750 = 187,5 \text{ N/m}^2$$

$$F = C_X \cdot q \cdot d = 6,31 \text{ N/m}$$

$$H1 \begin{cases} \emptyset = 35,0^\circ \\ P = 10,9 \text{ N/m} \end{cases} \quad (HIVER)$$

C) Hypothèse Canicule :

$$q = 0 \text{ N/m}^2$$

$$H1 \begin{cases} \emptyset = 0^\circ \\ P = 8,85 \text{ N/m} \end{cases} \quad (CANICULE)$$

IV.7 Portée critique et choix de la constante 'a' :

Soient, $T_{RUPTURE} = 10250 \text{ daN}$, charge de rupture nominale du conducteur

$$T_{MAX} = 1/3 T_{RUPTURE} \text{ (imposé par le R.G.I.E.)} = 34\,200 ;$$

$$\theta_{\text{été}} = 15^{\circ}\text{C} \quad \text{et} \quad \theta_{\text{hiver}} = -15^{\circ}\text{C};$$

$$p_{\text{équ,été}} = 15,4 \text{ N/m} \quad \text{et} \quad p_{\text{équ,hiver}} = 10,9 \text{ N/m};$$

$$\alpha = 23.10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}.$$

$$P = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\text{été}} - \theta_{\text{hiver}})}{P_{\text{équ}}^2 - P_{\text{qu}}^2}} = 402 \text{ m}$$

Nous savons que la portée moyenne, de 160 m, est largement inférieure à la portée Critique. Dès lors, c'est la constante 'a', associée à l'hypothèse hiver, qui sera retenue. Sa Valeur se détermine à partir de l'équation suivante :

$$\frac{P_{\text{équ}}^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = A$$

$$\text{où } p_{\text{équ}} = 10,9 \text{ N/m}$$

$$P = 160 \text{ m}$$

$$T = T_{\text{MAX}} = 34\,200 \text{ N}$$

$$E = 56.10^3 \text{ N/mm}^2$$

$$S = 318 \text{ mm}^2$$

$$\theta = -15^{\circ}\text{C}$$

$$\text{ce qui donne : } a = -1,47 \cdot 10^{-3}$$

IV.8 Flèche maximale et hauteur des conducteurs:

Nous nous basons à présent sur l'hypothèse 'Canicule'. Nous cherchons à déterminer l'effort maximal subi par liaison :

$$-\frac{T^3}{E \cdot S} - (A + a \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \rightarrow \begin{cases} T_1 = 10600 \text{ N} \\ T_2 = -6590 + 9820i \\ T_3 = -6590 - 9820i \end{cases}$$

Nous rejetons, évidemment, les deux racines complexes. La tension dans notre câble vaut donc $T_{H3} = 10\,600 \text{ N}$ "canicule."

Maintenant, grâce à l'équation d'état, nous pouvons calculer les tensions dans notre câble en fonction de l'hypothèse utilisée : $T_{H1} = 26\,400 \text{ N}$ "été" ; $T_{H2} = 34\,200 \text{ N}$ "hiver" et cette dernière correspond bien au tiers de la tension de rupture.

Ensuite, il nous suffit d'exprimer la flèche en fonction de la tension :

$$f_{\text{MAX}} = \frac{P_{\text{équ}} \cdot P^2}{8 \cdot T} = \frac{8,85 \cdot (160^2)}{8 \cdot 10600} = 2,67 \text{ m}$$

Les conducteurs devront être accrochés à $f_{MAX} + \text{garde au sol}$, donc $2,67 + 6 + 1 = 9,67\text{m}$. Nous devons normaliser, soit 10 m, avec un enfouissement de $10/10+1 = 2$ m dans le sol. Finalement, le pylône aura la phase inférieure suspendue à une hauteur d'environ 10 m et sera enfoui à une profondeur avoisinant 2 m

Afin d'estimer les risques de rupture par fatigue, nous estimons la tension dans le câble dans les conditions définies à partir de l'hypothèse 4 (15 °C, sans vent).

$$TH4 = 22\,800 \text{ N donc le rapport } \frac{T_{H4}}{T_{RUPTURE}} = \frac{22800}{102500} = 22,3\%$$

Nous constatons que ce critère donne un rapport très légèrement supérieur aux 20 % max. préconisés.

IV.9 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension:

IV.9.1 Bonne pratique:

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant dans lequel nous interpolons la tension de 36 kV:

Tableau IV.8: nombre d'assiettes selon la « bonne pratique »

Tension U_N (kV)	Nombre d'assiettes
15	1 à 2
90	5 à 6
120	6 à 7
150	7 à 8

Nous obtenons, par cette méthode empirique, un nombre d'assiettes égal à 3.

A) Méthode développée par le service de TDE (ULg):

Tension nominale U_N : 36 kV;

Tension la plus élevée U_M : 42 kV .

Tension nominale de tenue de chocs de foudre 'BIL' : 195 kV .

Tableau IV.9: Pollution saline

Pollution saline		
1- faible	$\beta = 1,48 [\text{cm/kV}_{\phi\phi}]$ pour une salinité de	7 $[\text{kg/m}^3]$
2- moyenne	$\beta = 1,83 [\text{cm/kV}_{\phi\phi}]$ pour une salinité de	20 $[\text{kg/m}^3]$
3- élevée	$\beta = 2,34 [\text{cm/kV}_{\phi\phi}]$ pour une salinité de	80 $[\text{kg/m}^3]$

Tableau IV.10: Ligne de fuite des isolateurs

Ligne de fuite des isolateurs			
1	$L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta =$	66,748 [mm]	
2		82,533 [mm]	
3		105,534 [mm]	

Type d'assiette: TMAX = 34,2 kN, donc notre choix se portera sur l'assiette F70/127 dont les caractéristiques sont:

Tableau IV.11: F70 / 127

F70 / 127	
pas	127 [mm]
ligne de fuite	320 [mm]
masse	3,5 [kg]

Le pas est de 127 mm. Nous en déduisons le 'BIL' (cfr. tableau 6.6) = 195 kV, donc,

$N_1 = 3$ assiettes.

$$N_2 = \frac{\text{ligne de fuite totale}}{\text{ligne de fuite d' une assiette}} = \begin{bmatrix} 66,748 \\ 82,533 \\ 105,534 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{320} = \begin{bmatrix} 0,209 \\ 0,258 \\ 0,330 \end{bmatrix}$$

en fonction du degré de salinité

$|N_1 - N_2| < 5 \Rightarrow$ Nous choisirons donc un nombre d'assiettes égal à 3.

La chaîne d'isolateurs possède ainsi une longueur « SL » valant : $SL = 3 \times 127 = 381$ mm. De même, son poids vaut = $3 \times 3,5 = 10,5$ kg.

IV.10 Distance phase/phase et phase/neutre :

A) Distances verticales :

La distance phase/neutre, notée $E_{\phi N}$, vaut $U_N/150 = 0,24$ m.

La distance phase/phase, notée « $E_{\phi\phi}$ », vaut :

$$E_{\phi\phi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX} + SL} = 1,99 \text{ m}$$

Remarque : CFI = 0,75 pour les conducteurs en cuivre et CFI = 1 pour l'aluminium.

B) Distances horizontales:

$E_{Hmin} \geq E_V \cdot 0,8 / \cos(\beta/2) = 1,58$ m pour un pylône de suspension.

Conclusion

A travers ce travail on a réalisé un ensemble de programmes sous Matlab pour le Calcul des paramètres linéiques et des caractéristiques de la ligne électriques (tension, et courant à la source, chutes de tension, pertes de puissances actives et réactive, la puissance maximale transmise par la ligne le rendement de la ligne et la régulation de la tension.

On a fait des exemples d'application en utilisant ces programmes et on a constaté la rapidité et l'efficacité des calculs.

Conclusion générale

Le but de nos travaux actuels est de calculer les paramètres électriques et mécaniques et les propriétés d'une ligne de transport d'énergie.

Nos travaux se sont déroulés en quatre parties, la première partie était consacrée aux généralisations sur les étapes du chemin de l'énergie électrique, tandis que les deuxième et troisième parties étaient consacrées à l'étude des propriétés électriques et mécaniques des réseaux de transport d'électricité, et dans la dernière partie nous avons utilisé le programme informatique de programmation MATLAB, qui nous a permis de créer facilement des programmes et de réduire Temps de calcul et erreur à chaque fois

Enfin, nous espérons que notre travail sera utile et que d'autres futurs étudiants seront Va encore évoluer pour l'intégrer dans le logiciel Matlab.

Bibliographies

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Wikipedia.org/wiki/4G.
- [2] D. Christian, « La Convergence se jouera entre Wi MAX, LTE et UMB », In-Stat, Article Rédigé dans www.generation-nt.com, 2007.
- [3] Bchini Tarek, « Gestion de la Mobilité, de la Qualité de Service et Interconnexion de Réseaux Mobiles de Nouvelle Génération », Doctorat, l'université de Toulouse.2010.
- [4] André Pérez, « Architecture des réseaux de mobiles », Lavoisier 2011.
- [5] Emmanuel Tonye, Landry Ewoussoua, «Planification et Ingenieurie des réseaux de Telecoms», University of Yaounde I.
- [6] Yannick Bouguen, Eric Hardouin, Francois Xavier Wolff, « Préface d'Alain Maloberti LTE et les réseaux 4G », Sous la direction de Guy Pujolle Groupe Eyrolles, 2012.
- [7] <http://www.efort.com>, « Réseau d'accès UMTS, Architecture et Interfaces ».
- [8] Mustafa Ergen, « Mobile Broadband Including WIMAX and LTE », Springer, 2009.
- [9] Wuweiming, Lijunyi, Guyongh, « Research of key Technologies in TD-LTE System», University of Posts and Telecommunications, Beijing, China, IEEE Industrial Electronics Magazine.
- [10] Anne Wei, «4G, LTE (Long Term Evolution) », CNAM Paris, 2011.
- [11] Jivesh Govil1, Jivika Govil2, « 4G: FunctionalitesDevelopmentv and an Analysis of Mobile Wireless Grid », Cisco Systems Inc. USA, MaharshiDayanand University, India2, IEEE Computer Society, 2008.
- [12] [12] HarriHolma and AnttiToskala, «LTE for UMTS: OFDMA and SC-FDMA Based Radio Access», both of Nokia Siemens Networks, Finland John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [13] la direction régionale de Mobilis de la wilaya de Sétif.
- [14] Germin Seide, « planification d'un Réseau de Quatrième Génération à partir d'un Réseau de Troisième Génération », Université de Montréal, 2011.
- [15] Badr Benmammar, « Agents et mobiles de 3ème et 4ème génération », Laboratoire Bordelais de Recherche en Informatique, France, publié dans Intelligence dans les réseaux (2005).
- [16] Sami Tabbane, « Ingénierie des réseaux cellulaires, Lavoisier 2002.
- [17] Maciej, Nawrocki, MischaDohler and A. Hamid Aghvami, « Understanding UMTS Radio-network Network Modeling and Planning », John W & Sons 2006.
- [18] Samuel pierre, « réseau et système de l'informatiques mobiles », école de polytechnique de Montréal, 2003.
- [19] Al-imran, AjayiOluwafemi Samuel, « Evaluation of Video Quality of Service in 3G/UMTS Wireless Networks as Succor for B3G/4G Wireless Network », Blekinge Institute of Technology, May 2010.
- [20] David Amzallag, Michael Livschitz, Joseph (Seffi) Naor, Danny Raz, « Cell Planning of 4G Cellular Network Algorithmic Techniques and Result».
- [21] AaqifAfzaalAbbasi and MureedHussain, « A QoS Enhancement Framework for

- Ubiquitous Network Environments », International Journal of Advanced Science and Technology Vol. 43, June, 2012.
- [22] Gordana Gardasevic, Milojko Ijevtovic, Philip Constantinou, « Optimization of Application QoS Protocols for 3G/4G Mobile Networks », Wseas Transactions on Communications, Issue 9, Volume 7, September 2008.
- [23] Mohamad Salhani, « Modélisation et Simulation des Réseaux Mobiles de 4ème Génération », Doctorat de L'université de Toulouse, Octobre 2008.
- [24] « Rapport sur la couverture et la qualité des services mobiles en France métropolitaine », November, 2012.
- [25] Amit Sehgal, Rajeev Agrawal, Member, IEEE, « QoS Based Network Selection Scheme for 4G Systems », IEEE Transactions on Consumer Electronics, Vol. 56, No. 2, May 2010.
- [26] Manu Mohan CMM Tech Scholar, Angamaly Benoy Abraham Assistant Professor, ECE Dept. FISAT, Angamaly, « A Novel Algorithm for the Optimal Network Selection Scheme in the User Centric 4G networks », International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 61– No.16, January 2013.
- [27] CALCUL D'UNE LIAISON AÉRIENNE