



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Badji-Mokhtar ANNABA

Faculté des Sciences et de la technologie annaba

Département des Sciences d'ingénieurs

Mémoire de fin d'étude

**En vue pour d'obtention du diplôme licence
en électrotechnique**

Thème

conception et calculs d'une ligne HTB 220KV EL KHROUB-EL HADJAR

Présenté par :

- ✓ MR : SOLTANI KARIM
- ✓ MR : KHECHINE MOHAMED HICHEM

Encadré par :

PR. ABDERREZAK ABDALLAH

Année universitaire : 2020/2021

Remerciements

Nos remerciements les plus sincères vont à toute personne ayant eu la bonté et la patience de satisfaire notre curiosité et de nous aider dans notre travail par leurs précieux conseils, réponses et recommandations..

A notre encadrant, Mr. PR. ABDERREZAK ABDALLAH, nous adressons notre plus profonde reconnaissance pour son bon encadrement et pour les conseils fructueux qu'il n'a cessé de nous prodiguer.

Nous devons chaque bricbe de notre connaissance à nos enseignants à département électrotechnique qui ont si bien mené leur noble quête d'enseigner les bases de l'électrotechnique. Nous les remercions non seulement pour le savoir qu'ils nous ont transmis, mais aussi pour la fierté et l'ambition que leurs personnes nous aspirent.

Que messieurs les membres du jury trouvent ici l'expression de notre reconnaissance pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Et toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce travail, qu'elles voient en ces mots l'expression de notre gratitude pour leur présence, pour leur dévouement et pour l'aide inestimable qu'elles nous ont apportées tout au long de ce parcours. Un petit bout de chemin certes, mais un grand enrichissement.

Dédicaces

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect : mon cher père NAOUI.

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non âmes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse: mon adorable mère YASMINA.

A ma chère amour de ma vie MA FEMME qui n'a pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Et mes précieux enfants ABD ERRAHMENE ET OTHMENE, Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

A tous mes amis et mon binôme khechine hichem et qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.

A tous ceux que j'aime.

Merci !

Dédicaces

Je dédie cet ouvrage

A ma MAMAN qui m'a soutenu et encouragé durant ces années d'études.

Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

A mes frères, mes GRANDS-PARENTS et Ceux qui ont partagé avec moi tous

*les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont
chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.*

*A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la
vivacité.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de
succès.*

*Sans oublier mon binôme soltani karim pour son soutien moral, sa patience et
sa compréhension tout au long de ce projet*

A tous ceux que j'aime.

Merci !

SOMMAIRE

I. CHAPITRE : GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.	.1	Introduction	08
I.	.2	Historique.....	08
II.		Normes des niveaux de tension.....	09
III.		Réseaux de transport	10
IV.		Réseaux de distribution.....	10
V.		Structure des réseaux électriques.....	10
1.		Les réseaux radiaux	10
2.		Les réseaux bouclés	10
3.		Les réseaux maillés	10
VI.		Carte réseaux HT de la région DTE/ ANNABA de la ligne	11

II. Chapitre : Définition et propriétés de la ligne

1.		Lignes Aériennes 220 KV de la région Annaba.....	13
2.		Les caractéristiques de la ligne.....	13
3.		Représentations les schémas unifilaire des postes.....	14
3.1		Schéma unifilaire de poste 220 KV de EL KHROUB.....	14
➤		Départ EL HADJAR	
3.2		Schéma unifilaire de poste 220 KV de EL HADJAR.....	15
➤		Départ EL KHROUB	
4.		Génie civil et les fondations d'un pylône.. ..	16
5.		Silhouette du pylône.....	17
6.		Destination des supports.....	17
7.		Les coefficients de sécurité à respecter pour les supports, câbles et armements sont récapitulés	19
A.		Massifs de fondation.....	19
B.		Exigences particulières pour les pylônes anti-cascade.....	19
8.		Constitution des câbles conducteurs.....	20
9.		Constitution des câbles de garde et opgw.....	21

III. CHAPITRE : Calcul électrique

1	Caractéristiques de construction de la ligne.....	23
2	.Calculs des capacités	27
3	Permutation des phases transpositions).....	27
4	Calcul des chutes de tension et des pertes en ligne.....	34
5	Diagramme vectoriel : (tension et courants de phase).....	36

IV. CHAPITRE : simulation par matlab :

1.	Chute de tentions en fonction du courant de charge I2et (U2=220KV).....	39
2.	Rendement de la transmission en fonction du courant	40
3.	Chute de tension en fonction du courant de circuit I2et (U2=150KV).....	41
4.	Augmentation const pour pour diminution le courant côté alimentation en fonction courant de charge I2et (U2=220KV).....	42
5.	Augmentation const pour pour diminution le courant côté alimentation en fonction courant de charge I2et (U2=150KV).....	43

V. Chapitre : régime de fonctionnement et plan de protection

1)	Application du vent.....	45
2)	Conditions diélectriques.....	45
1.	Distances d'isolement.....	45
1.1	Tension nominale.....	45
1.2	Distance de base "b".....	46
1.3	Distance de tension " t ".....	46
3)	Conditions de vérification.....	47
3.1	Température de répartition.....	47
3.2	Vent.....	47
3-4	Hauteurs à respecter.....	48
4-	Distances de croisement des lignes aériennes.....	48
4.1	Croisement entre conducteurs.....	48
	La distance de tension.....	48
4.2	Croisement supérieur.....	49
4.3	Croisement inférieur.....	49

4.4 Régimes de fonctionnement des câbles.....	51
4.5 Croisement entre conducteur et câble de garde.....	56
4.6 Distance de voisinage latéral.....	56
4.7 Distances entre conducteurs et masse des supports.....	57
4.8 Distances entre phases.....	58
Durée de vie.....	59
– La conclusion.....	60

CHAPITRE I

Généralité sur les réseaux électrique

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I. .1 Introduction

A notre époque sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu construire des centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur. En Algérie, ce service est assuré par la SONELGAZ qui est une société nationalisée à cet effet, SONELGAZ a une triple mission :

- Produire l'énergie dans des centrales (thermiques , à gaz.....ex.).
- Transporter cette énergie par des lignes à haute tension ou très haute tension.
- Distribuer cette énergie aux usagers en basse tension.

I. .2 Historique

XIXe siècle

- En 1882, la première transmission à haute tension se fait entre Munich et Bad Brook.
- En 1891, le premier usage de courant alternatif triphasé sur lignes aériennes se fait à l'occasion du Salon international de l'électricité, à Francfort.
- En 1892, la ligne aérienne triphasée du Salon international de l'électricité sera prolongée jusqu'à Heilbronn. C'est donc la première ville au monde à être alimentée en électricité par des lignes aériennes longue distance.

XXe siècle

- En 1912, la première ligne à haute tension 110 KV entre en service.
- En 1921, la première ligne de 120 kV pour desservir les aciéries de Saint-Chamond.
- Dans les années 1920, l'Énergie électrique du littoral méditerranéen bâtit une ligne de 170 km et 160 kV.
- En 1923, pour la première fois, c'est une tension de 220 kV qui est appliquée à la ligne.
- En 1957, la première ligne de 380 kV entre en service. Dans la même année, la ligne aérienne traversant le détroit de Messine a été mise en service en Italie.
- En 1965, au Québec (Canada), Hydro-Québec met en service la première ligne au monde de 735 kV.
- Dès 1967 en Russie et aux États-Unis, des lignes à haute tension de 765 kV sont construites.
- En 1982, des lignes sont construites en Union soviétique, près de Moscou alimentées par un courant alternatif triphasé à 1 200 kV.

XXIe siècle

- En 2003, la construction de la plus grande ligne à haute tension a débuté en Chine

III. Réseaux de transport :

Les réseaux de transport ont pour mission d'acheminer l'énergie électrique des lieux de production vers les lieux de consommation et de réaliser à chaque instant l'égalité production-consommation sur l'ensemble du territoire.

Ils doivent de ce fait présenter une forte garantie de fonctionnement en assurant un bon rendement et en limitant à un taux admissible le pourcentage de l'énergie perdue. Les pertes par effet joule sont les plus prépondérantes.

Pour remplir correctement leur mission et faire face aux événements imprévus, les réseaux de transport auront une structure fortement maillée. Dans ces réseaux, on trouve uniquement de la très haute tension sous la forme HTB 150 KV, 220 KV, 400 KV. Et on trouve la haute tension sous la forme HTA 45 KV et HTB 63 KV ; 90 KV.

IV. Réseaux de distribution

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

- **Réseaux de distribution à moyenne tension**

HTA (10 à 30 kV le plus répandu).

- **Réseaux de distribution à basse tension**

BTA (220 / 380 V).

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

V. Structure des réseaux électriques

4. Les réseaux radiaux :

Sont, à partir d'un poste d'alimentation, constituées de plusieurs artères. En pratique si l'on regarde une carte de tel réseau, on aperçoit des points communs. Mais ces réseaux sont en fait « bouclables mais non bouclés » car en ces points est toujours placés un appareil de coupure, ouvert en exploitation normale. Cette disposition, permet en cas d'incident sur une artère de reprendre l'alimentation de certaines dérivations par les artères voisines.

5. Les réseaux bouclés :

Sont alimentés à la fois par plusieurs sources (en général 2 ou 3 rarement plus). L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation, en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateur) ou sur une boucle.

6. Les réseaux maillés :

Sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées. Cette structure nécessite que tous les tronçons de lignes soient capables de surcharges permanentes, et qu'il soit muni, à leurs deux extrémités, d'appareils de coupure. On obtient ainsi la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé.

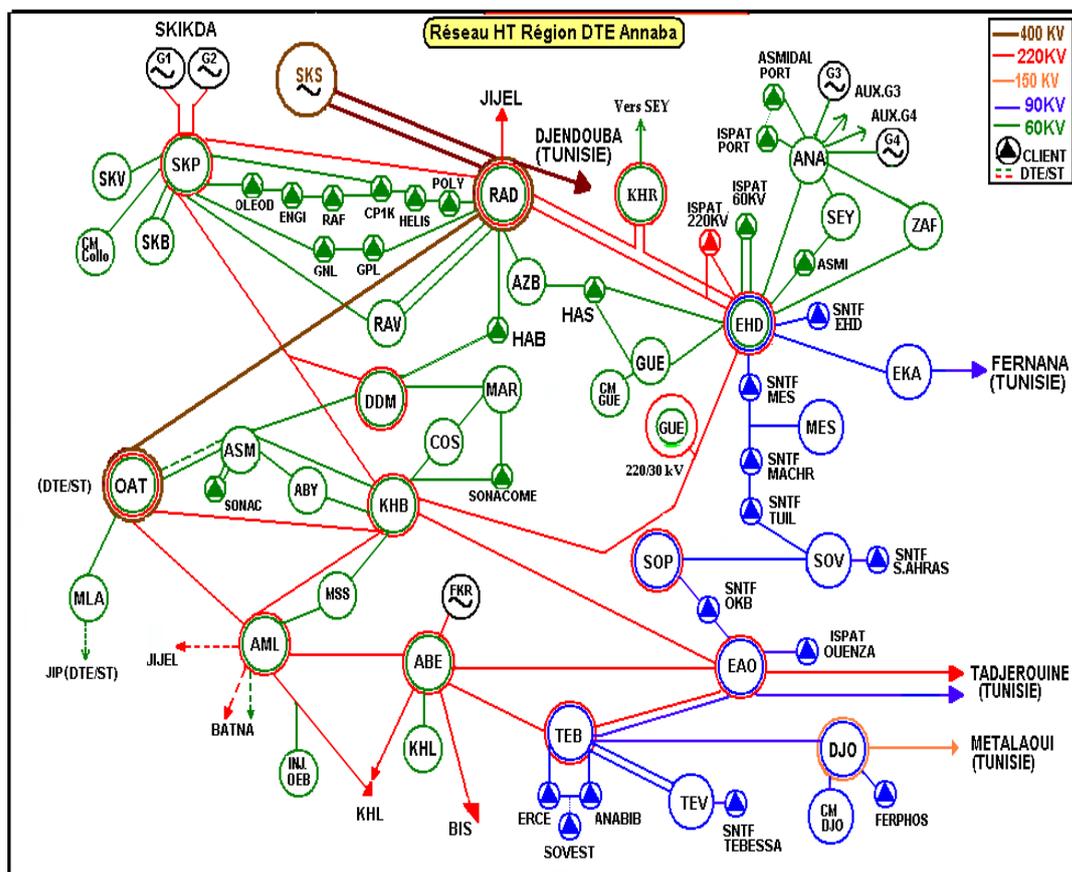
On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion**, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

- **Les postes de transformation**, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.
- **Les postes mixtes**, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation. Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :
 - D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs
 - D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs
 - De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

VI. Carte réseaux HT de la région DTE/ ANNABA de la ligne :

▪ **Profil :**



N.B: Les lignes 220 kV EHD/SOP et KHB/SOP ne sont pas encore raccordées à SOP
La ligne 220 kV AML/KHL est exploitée provisoirement en 60 kV

CHAPITRE 2

Définition et propriétés de la ligne

220 KV

EL HADJAR-EL KHROUB

II. Chapitre : Définition et propriétés de la ligne 220 KV KHROUB-ELHADJAR (KHB-EHD)

1. Lignes Aériennes 220 KV de la région Annaba

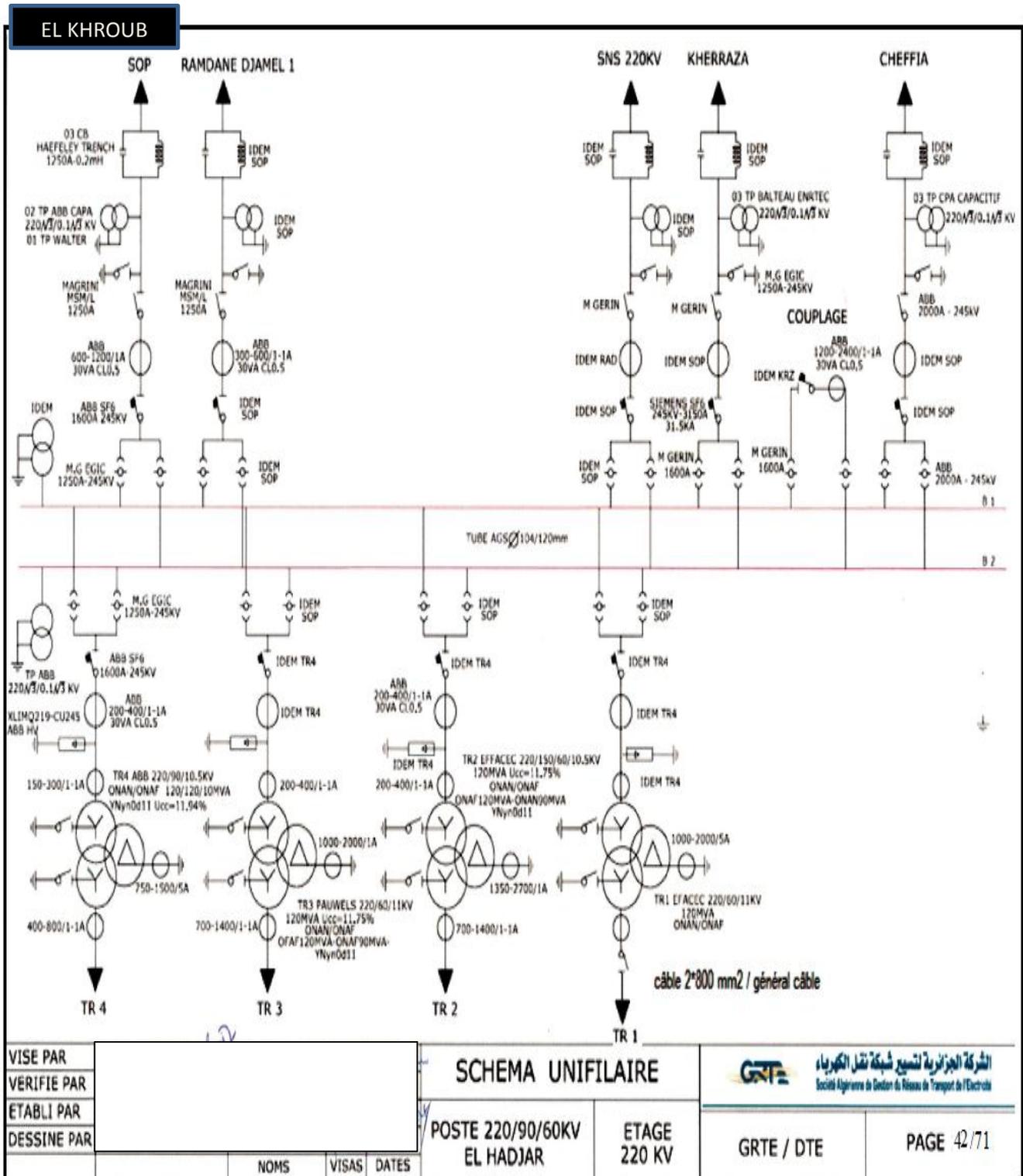
NBR	Lignes	Tension	Long. (KM)	Cond.	Section (m..m ²)	D.M.S	Pylone		Isolateur		Temp
							TYPE	NBR	NBR	TYPE	
1	ABEID-KHENCH	220	40,31	AL-AC	1*411	30/06/1993	SADELMI	108	16	U120	
2	ABEID-TEBES	220	69,73	AL-AC	1*411	30/06/1993	SADELMI	199	16	U120	60
3	BEIDA-BISKRA	220	245,00	ALMELEC	2*570	14/10/2003	SADELMI	556	35	U160AS	60
4	AMLIL-ABEID	220	85,00	AL-AC	1*411	02/01/1984	SADELMI	210	16	U120	60
5	EAOUI-ABEID	220	53,27	AL-AC	1*411	30/01/1981	SADELMI	125	16	U120	60
6	EAOUI-TADJE	220	37,67	AL-AC	1*411	29/10/1980	SADELMI	84	16	U120	60
7	EAOUI-TEBES F	220	46,79	AL-AC	1*411	04/06/1998	C1	148	15	U160AS	60
8	EHADP-RADJA 1	220	71,45	AL-AC	1*288	04/07/1970	SPIE2	203	15	U160AS	60
9	EHADP-RADJA F 2	220	76,95	AL-AC	1*411	23/10/1998	HERLICQN	187	15	U160AS	55
10	FKIRINA-ABEID	220	5,91	AL-AC	1*411	12/08/2004		19	18	U160A	
11	JIJEP-RADJA F	220	97,66	AL-AC	1*411	29/12/1998	HERLICQN	235	15	U160AS	60
12	KHROU-AMLIL	220	30,33	AL-AC	1*411	04/05/1978	SADELMI	84	14	U120	60
13	KHROU-EAOUI	220	119,39	AL-AC	1*288	13/01/1959	SPIE1	297	12	U120	55
14	KHB-EHD	220	125,34	AL-AC	1*288	10/05/1951	DURAFOR	351	14	U120	55
15	KHROU-SKIKP	220	74,90	AL-AC	1*288	04/07/1970	SPIE2	208	14	U120	55

2. Les caractéristiques de la ligne :

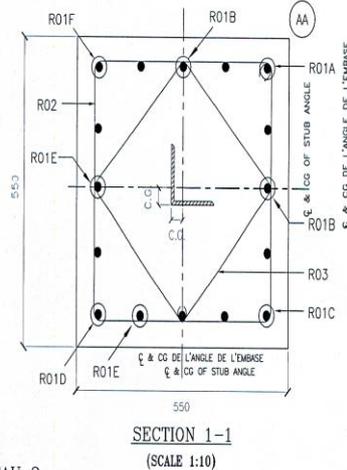
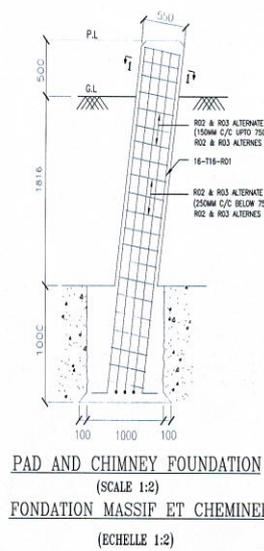
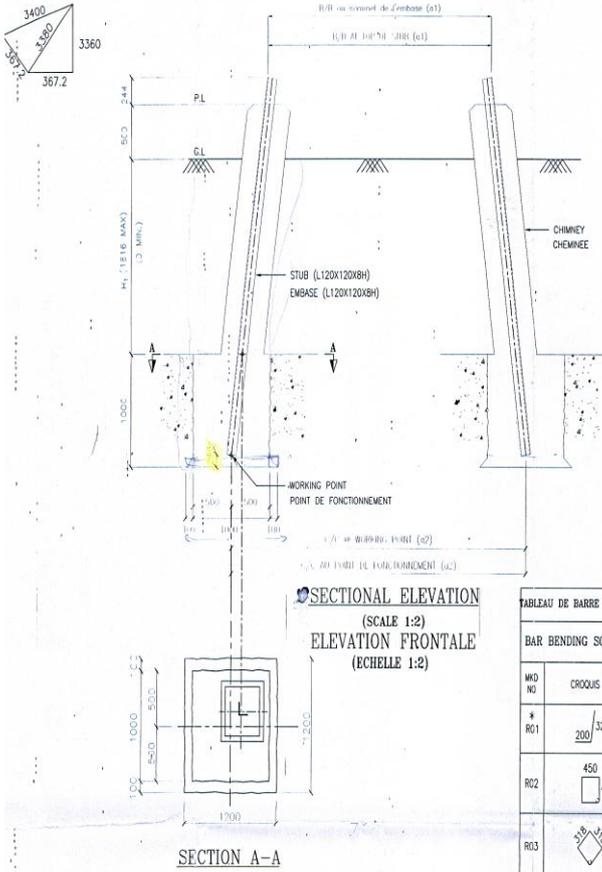
- Distance de la ligne : 125.34 KM
- Nombre des pylônes : 351 pylônes
- Section de conducteur : 288 mm²
- Section câble de garde : 94 mm²
- Armement : Nappe
- Type du câble : Alu-Ac
- **Type d'isolateurs : U 120 AS**

3.2 Schéma unifilaire de poste 220 KV de EL HADJAR :

➤ Départ EL KHROUB :



4. Génie civil et les fondations d'un pylône :



TABEAU DE BARRE DE FLEXION POUR A+0M RE (TTE BALANCE D'EXTN)
BAR BENDING SCHEDULE FOR A+0M BE (FOR ALL LEG EXTN)

BAR NO	CROQUIS	DA EN MM	LONGUEUR EN MM	NBR/ PLYONE	POS UNIT EN KG/PLYONE	POIDS UNITAIRE/ PLYONE(KG)	
R01		200	3254	16	4 X 16	1.579	349
R02		450	450	8	4 X 8	0.395	24
R03		150	150	8	4 X 8	0.395	17
TOTAL WEIGHT OF STEEL REQUIRED IN KG							390
POIDS TOTAL DE L'ACIER REQUIS EN KG							390

TABEAU 2:

TRANCHEE DE MARKAGE DES DIMENSIONS POUR SOL TYPE-1
PIT MARKING DIMENSIONS FOR SOIL TYPE - 1

NIVEAU	8/8 EN HAUT D'EMBASE (a1) (mm)	DIAG. B/B EN HAUT D'EMBASE (d1) (mm)	C/C AU POINT DE FONCTIONNEMENT (a2) (mm)	DIAG. C/C AU POINT DE FONCTIONNEMENT (d2) (mm)
H21	6128.1	8666.4	6798.8	9614.9
H22	6348.1	8977.6	7018.8	9926.0
H23	6568.1	9288.7	7238.8	10237.2
H24	6788.1	9599.8	7458.8	10548.3
H25	7008.1	9911.0	7678.8	10859.4
H26	7228.1	10222.1	7898.8	11170.6
H27	7448.1	10533.2	8118.8	11481.7
H28	7668.1	10844.3	8338.8	11792.8
H29	7888.1	11155.5	8558.8	12103.9
H30	8108.1	11466.6	8778.8	12415.1
H31	8328.1	11777.7	8998.8	12726.2
H32	8548.1	12088.8	9218.8	13037.3
H33	8768.1	12400.0	9438.8	13348.4
H34	8988.1	12711.1	9658.8	13659.6
H35	9208.1	13022.2	9878.8	13970.7
H36	9428.1	13333.3	10098.8	14281.8
H37	9648.1	13644.5	10318.8	14593.0
H38	9868.1	13955.6	10538.8	14904.1
H39	10088.1	14266.7	10758.8	15215.2
H40	10308.1	14577.9	10978.8	15526.3
H41	10528.1	14889.0	11198.8	15837.5
H42	10748.1	15200.1	11418.8	16148.6
H43	10968.1	15511.2	11638.8	16459.7
H44	11188.1	15822.4	11858.8	16770.8
H45	11408.1	16133.5	12078.8	17082.0

TABEAU 1:
TABLE 1:

TYPE PYLONE	TYPE TERRAIN	Tranche de rallaage	VOLUME DU BETON Par Pylone (M³)	Poids du ferrallaage par pylone (en KG)
TOWER TYPE	SOIL TYPE	BODY EXTENSION	VOLUME OF CONCRETE PER TOWER (M³)	WEIGHT OF REINFORCEMENT PER TOWER (IN KG)
A	1	+0m	6.84	390
		+6m	6.84	390
		+12m	6.84	390
		+18m	6.84	390

TABEAU 3:(PARAMETRES DU TERRAIN)

TABLE 3: (SOIL PARAMETERS)

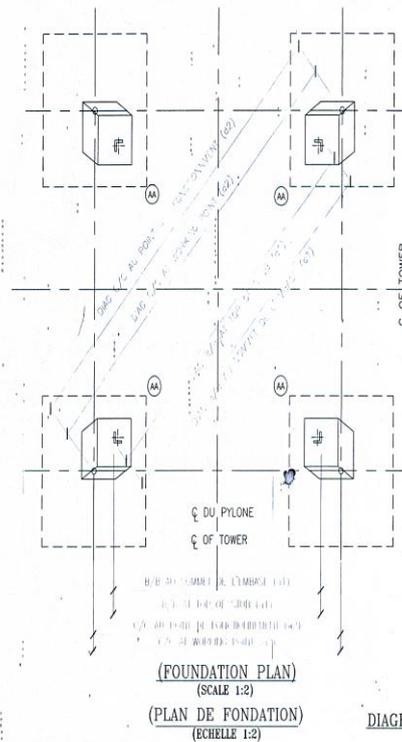
SL.NO	DESCRIPTION / DESIGNATION	UNIT	TYPE-1
1	ANGLE OF SOIL CONE / ANGLE DE CONE DU SOL	DEG	65
2	UNIT WEIGHT OF CONCRETE / POIDS UNITAIRE DU BETON	kg/m³	2200
3	UNIT WEIGHT OF SOIL / POIDS UNITAIRE DU SOL	kg/m³	2000
4	ALLOWABLE BEARING PRESSURE / PRESSION DE RUPTURE ADMISSIBLE	kg/m²	70000

* ABOVE PIT MARKING DIMENSIONS ARE FOR MAXIMUM HEIGHT FROM G.L TO TOP OF BLOCK. (i.e. 1816mm)
 * FOR OTHER VALUES OF H, THE ABOVE VALUES SHALL BE CALCULATED AS PER THE FORMULA GIVEN BELOW
 * la tranchée des dimensions ci-dessus sont pour une hauteur max du G.L au sommet du bloc
 * Pour d'autres valeurs de H, les valeurs ci-dessus doivent être calculées selon la formule ci-dessous

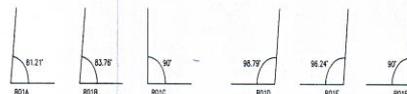
CALCUL DU POINT DE FONCTIONNEMENT DU C/C
CALCULATION OF C/C OF WORKING POINT

$$a_1 = a_1 + [(74 + H_1 + 804) \times 2 \tan \alpha] - (2 \times C.C.)$$

$$d_1 = a_1 \times \sqrt{2}$$



SCHMATIC DIAGRAM FOR BAR BENDING ANGLE
DIAGRAMME SCHEMATIQUE DES ANGLES DE FLEXION DES BARRES



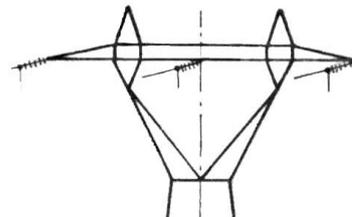
5. Silhouète du pylône :

La silhouette du pylône est imposée par les distances de sécurité, la configuration des chaînes d'isolateurs et la hauteur de sécurité. Le nombre d'éléments et les distances de sécurité dépendent des surtensions envisageables sur la ligne à étudier.

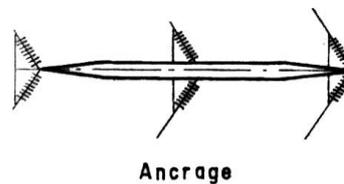
Lors des essais des chaînes d'isolateurs à la tension d'essai, on peut constater que la valeur des tensions de contournement n'est pas constante pour une même chaîne d'isolateurs; en effet, à chaque essai renouvelé dans les mêmes conditions, la valeur de contournement est différente, et on parle de dispersion des tensions de contournement. La résistance diélectrique des isolateurs est donc un événement accidentel régi par les lois statistiques.

6. Destination des supports :

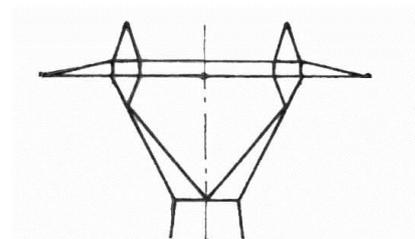
Les pylônes d'ancrage



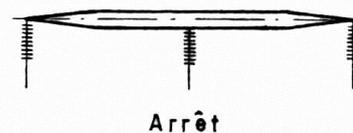
Séparation de deux cantons et Angle important.



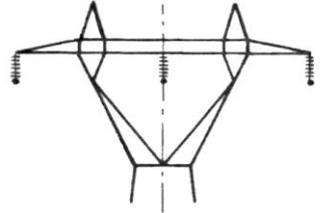
Les pylônes d'arrêt sec



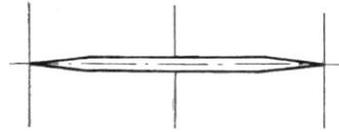
Arrêt de la ligne à l'arrivée au Poste ou aéro-souterrain.



Les pylônes d'alignement

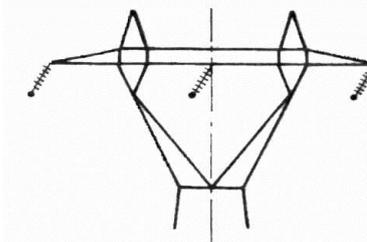


Angle inférieur à 5 gr

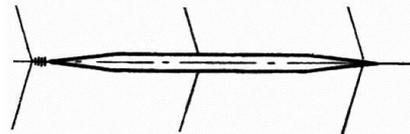


Alignement

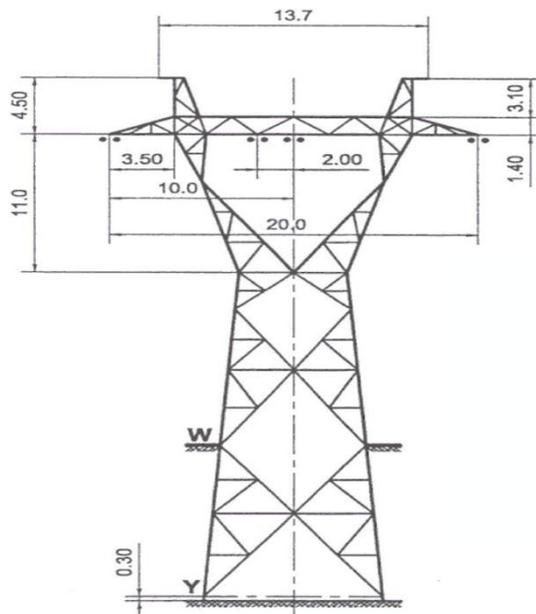
Les pylônes d'angle souple



Angle supérieur à 5 gr



Angle souple



Double pente : 15% et 25%

7. Les coefficients de sécurité à respecter pour les supports, câbles et armements sont récapitulés ci-après :

Cas de vérification			Coefficients de sécurité à respecter							
Nature des surcharges		Hypothèses climatiques	Câbles et manchons (***)		Armements (matériel d'équipement)		Supports et éléments métalliques		Supports béton	
			Effort maximal admissible		Effort maximal admissible		Contrainte max. admissible		Effort maximal admissible	
Charges statiques		A-ZVN, A-ZVE	0,95 x CRA/3	*	R/3	*	Rem/1,8	*	R/2,1	*
		B	0,95 x CRA/3	*	R/3	*	Rem/1,8	*	R/2,1	*
		givre léger, moyen, lourd, (symétrique et dissymétrique)	0,95 x CRA/1,75	*	R/1,75	*	Rem/1,2	*	R/1,3	*
Surcharge électrodynamique		vent A-ZVN température 50°C	0,95 x CRA/1,4	0	R/1,4	0	Rem/1,2	0	R/1,3	0
Charges de sûreté	Hypothèse de torsion	A-ZVN					Rem/1,2	**	R/1,3	**
	Hypothèses de vent particulières	A-ZVN					Rem/1,8	**	R/2,1	**
Charges de construction et d'entretien	Hypothèse de déroulage des câbles	+ 5°C vent nul					Rem/1,8	**	R/2,1	**
	Hypothèse de montage des supports	+ 5°C vent nul					Rem/1,2	**	R/1,4	**

CRA : charge de rupture assignée
R : effort ou contrainte de rupture
Rem : contrainte de limite élastique minimale garantie
* : vérification à effectuer dans chaque projet
0 : vérification particulière à effectuer selon les conditions de court-circuit
** : vérification à effectuer lors de l'étude d'un nouveau support

(***) Pour les manchons, on doit prendre le minimum entre cette colonne et la colonne armements
Le facteur 0,95 tient compte de la perte de tenue du câble et du manchon lors de l'opération de matriçage

Massifs de fondation

Les conditions de stabilité que doivent respecter les massifs de fondations sont explicitées dans le Chapitre 5 « Règles générales pour les fondations » du présent CC-LA

Dans l'hypothèse électrodynamique, le coefficient de stabilité utilisé pour les fondations est de 1.

Exigences particulières pour les pylônes anti-cascade

La mise en place de supports anti-cascade a pour objectif de limiter la ruine totale de l'ouvrage en cas de rupture totale des conducteurs d'un côté ou de l'autre du support.

Tout ouvrage doit donc comporter à intervalles réguliers (tous les 5 km ou 10 supports environ) des supports répondant aux exigences anti-cascades définies dans ce paragraphe.

Pour des raisons constructives et de maintenance, il est exigé que ces supports anti-cascade soient des supports d'ancrage.

Les supports anti cascade doivent donc :

- d'une part : résister aux efforts générés par les hypothèses climatiques le respect des coefficients de sécurité.

- **et d'autre part se conformer aux exigences du présent paragraphe**, dans lequel on considère la rupture totale des conducteurs d'un côté puis de l'autre du support.
- **Tension de tenue et distances d'isolement associées**

Les principes généraux concernant les distances d'isolement et les tensions de tenue diélectrique des matériels des lignes aériennes sont définis au CC-G

Pour améliorer la résistance au court-circuit des lignes aériennes 60 kV, les dispositions d'isolement sont surdimensionnées. Les valeurs retenues correspondent au palier 90 kV.

Tension nominale du réseau	60/90 kV	220 kV	400 kV
Distance d'isolement des chaînes (en m) (distance minimale entre cornes)	0,97	1,54	2,54
Tension la plus élevée entre phases (en kV valeur efficace)	100	245	420
Tension de tenue crête aux chocs de foudre des chaînes (en kV) à sec	580	890	1425
Tension de tenue crête aux chocs de manœuvre des chaînes (en kV) à sec	480	710	1050

8. Constitution des câbles conducteurs

▪ Matériaux utilisés

4 types de matériaux utilisés :

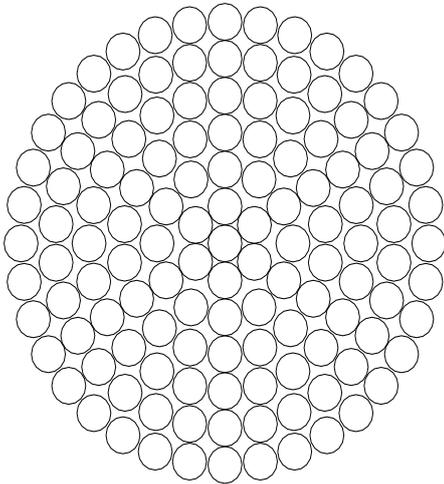
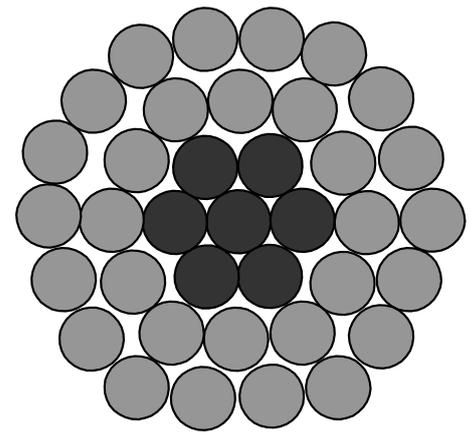
- Aluminium,
- Alliage d'aluminium « almélec »,
- Acier.
- Cuivre

I. **L'almélec est un alliage d'aluminium qui contient des additions de silicium et de magnésium.**

Ces matériaux permettent de fabriquer 5 types de câbles :

- Câbles homogènes en Almélec (NF EN 50183).
- Câbles mixtes en aluminium – acier (NF EN 50189).
- Câbles mixtes en almélec – acier.
- Câbles Aluminium.
- Câbles cuivre.

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



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

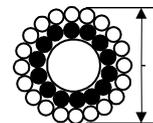


L'ACSS est un câble aluminium (recuit) acier ou seul l'acier supporte la charge mécanique, les brins d'alu sont profilés

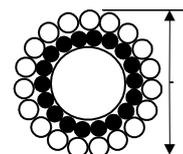
9. Constitution des câbles de garde et opgw :

Avec circuit de télécommunication incorporé OPGW

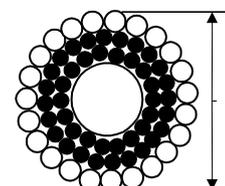
10
14 brins d'acier de 2
20 brins d'alec de 2



157,
18 brins d'acier de 2.6
19 brins d'alec de 2



26
42 brins d'acier de 2
22 brins d'alec de 2.8



CHAPITRE 3

Calcul électrique

220 KV

EL HADJAR-EL KHROUB

IV. CHAPITRE : Calcul électrique :

1 Caractéristiques de construction de la ligne :

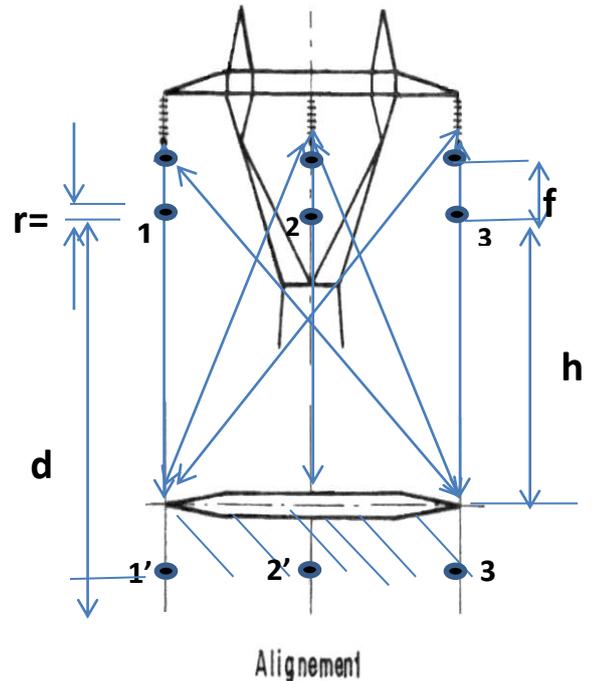
La puissance transité à 220V : $S_{MAX} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 510 = 194 \text{ MVA}$

La puissance normale transité à un courant ($I_n = 400 \text{ A}$)

$U_2 = 150\text{V}$ $S_n = 104 \text{ MVA}$

$U_2 = 220\text{V}$ $S_n = 152 \text{ MVA}$

Schéma représenté les distances apprendre selon une portée sur notre ligne comme suit :



$$V_0 = 440 \text{ C}^0$$

$$h_m = 7000 + 1/3 \cdot 13000 = 13370 \text{ mm}$$

$$\text{Ou } h_m = H - 0.7 \cdot F = 20000 - 0.7 \cdot 13100 = 10.900 \text{ mm}$$

La température de service max 80^0 ($V_0 = 55^0$ et $\Delta V_0 = 25^0$)

Le courant de service pour 80^0 $I_{max} = 510 \text{ A}$

Le courant de service normal $I_n = 400 \text{ A}$

$$t = V_0 \cdot (I_n / I_{max})^2 = 55 \cdot (400 / 510)^2 = 15^0 \quad \text{La température de service sera envi } 15^0$$

Conducteur AL-AC : 234/54.6 mm²

$$\text{Résistance ohmique à } 20^0 = 1000 / 54.6 \cdot 234.5 = 0.124 \Omega$$

$$\eta_{al} 20^0 = 0.029 \Omega / \text{mm}^2$$

$$\tau_{al} 20^0 = 34.5 \text{ sm} / \text{mm}^2$$

La puissance transité à

$$U_2=150V : S_{MAX} = \sqrt{3} \cdot 150 \cdot 510 = 132.5 \text{ MVA.}$$

$$U_2=220V : S_{MAX} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 510 = 194 \text{ MVA.}$$

$d_{11}' = 21,2\text{m}$	}	$\ln \frac{21200}{11,025} = 7,56$	}	Q
$r_{11}' = 11,025 \cdot 10^{-3}$				
$d_{12}' = \sqrt{T} \cdot 21,2^2 = 22,3\text{m}$	}	$\ln \frac{22,3}{8} = 1,26$	}	Q
$r_{12} = 7\text{m}$				
$d_{13}' = \sqrt{14^2 + 21,8^2} = 25,40\text{m}$	}	$\ln \frac{25,4}{14} = 0,595$	}	Q
$r_{13} = 14\text{m}$				

$$V_1 \cdot 2\pi\epsilon_0 = Q_1/d_1 + Q_2/d_2 + Q_3/d_3$$

$d_{22}' = 21,2\text{m}$	}	$\ln \frac{21200}{11,025} = 7,56$	}	Q
$r_{22}' = 11,025 \cdot 10^{-3}\text{m}$				
$d_{21}' = 22,3\text{m}$	}	$\ln \frac{22,3}{7} = 1,16$	}	Q
$r_{21} = 7\text{m}$				
$d_{23}' = 22,3\text{m}$	}	$\ln \frac{22,3}{7} = 1,16$	}	Q
$r_{23} = 7\text{m}$				

$d_{33}' = 21,2\text{m}$	}	$\ln \frac{21200}{11,025} = 7,56$	}	Q
$r_{33}' = 11,025 \cdot 10^{-3}$	}			
$d_{32}' = 22,3\text{m}$	}	$\ln \frac{22,3}{7} = 1,16$	}	Q
$r_{32} = 7\text{m}$	}			
$d_{31}' = 25,4\text{m}$	}	$\ln \frac{25,4}{14} = 0,595$	}	Q
$r_{31} = 14\text{m}$	}			

OBS : ln : logarithme népérien

$$V_1 = 18 \cdot 10^9 (Q_1 \cdot 7,56 + Q_2 \cdot 1,26 + Q_3 \cdot 0,595)$$

$$55,5 \cdot 10^{-12} \cdot v_2 = 7,56 Q_1 + 1,16 Q_2 + 0,595 Q_3$$

$$55,5 \cdot 10^{-12} \cdot 2 \pi \epsilon_0 = 2 \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-12}$$

$$V_2 = 18 \cdot 10^9 (Q_1 \cdot 1,26 + Q_2 \cdot 7,56 + Q_3 \cdot 1,16) \rightarrow$$

$$55,5 \cdot 10^{-12} \cdot V_2 = 1,16 Q_1 + 7,56 Q_2 + 1,16 Q_3$$

$$V_3 = 18 \cdot 10^9 (0,595 Q_1 + 1,16 Q_2 + 7,56 Q_3) \rightarrow$$

$$55,5 \cdot 10^{-12} \cdot v_3 = 0,595 Q_1 + 1,16 Q_2 + 7,56 Q_3$$

$$D = \begin{vmatrix} 7,56 & 1,16 & 0,595 \\ 1,16 & 7,56 & 1,16 \\ 0,595 & 1,16 & 7,56 \end{vmatrix} = \begin{aligned} & 7,56 (7,56 \cdot 7,56 - 1,16^2) - 1,16 \cdot \\ & (1,16 \cdot 7,56 - 1,16 \cdot 0,595) + 0,595 \cdot \\ & (1,16 \cdot 1,16 - 7,56 \cdot 0,595) \end{aligned}$$

$$D = 421 - 9,35 - 1,87 = 403,78$$

$$D1 = \begin{vmatrix} 755,5 \cdot 10^{-12} V_1 & 1,16 & 0,595 \\ 55,5 \cdot 10^{-12} V_2 & 7,56 & 1,16 \\ 55,5 \cdot 10^{-12} V_3 & 1,16 & 7,56 \end{vmatrix} = \begin{aligned} & 55,5 \cdot 10^{-12} [V_1(7,56v_2 - 1,16^2) \\ & - V_2(1,16 \cdot 7,56 - 1,16 \cdot 0,595v_3) + \\ & + V_3(1,16 - 7,56 \cdot 0,595)] \end{aligned}$$

$$D1 = 55,5 \cdot 10^{-12} (56,645v_1 - 8,07v_2 - 3,15V_3)$$

$$Q_1 = \frac{D1}{D} = 0,1355 \cdot 10^{-12} (55,65 v_1 + 8,07 v_2 - 3,25 v_3)$$

$$D2 = \begin{vmatrix} 7,56 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_1 & 0,595 \\ 1,16 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_2 & 1,16 \\ 0,595 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_3 & 7,56 \end{vmatrix} = \begin{aligned} & 55,5 \cdot 10^{-12} [7,56(7,56v_2 - 1,16v_3) \\ & - 1,16(7,56v_1 - 0,595v_3) + \\ & + 0,595(1,16v_1 - 0,595v_2)] \end{aligned}$$

$$= 55,5 \cdot 10^{-12} (-8,07v_1 + 56,645v_2 - 8,07v_3)$$

$$Q_2 = \frac{D2}{D} = 0,1355 \cdot 10^{-12} (-8,07 v_1 + 56,645 v_2 - 8,07 v_3)$$

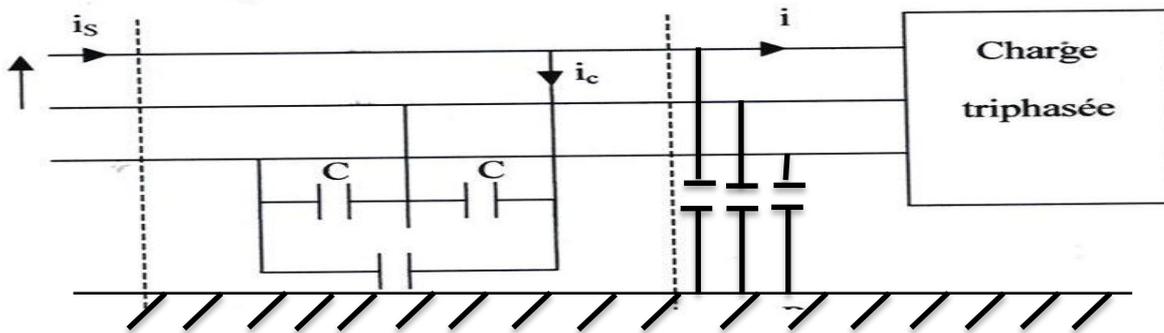
$$D3 = \begin{vmatrix} 7,56 & 1,16 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_1 \\ 1,16 & 7,56 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_2 \\ 0,595 & 1,16 & 55,5 \cdot 10^{-12} V_3 \end{vmatrix} = \begin{aligned} & 55,5 \cdot 10^{-12} [7,56(7,56v_2 - 1,16v_2) \\ & - 1,16(1,16v_3 - 1,16v_1) + \\ & + 0,595(1,16v_2 - 0,595v_1)] \end{aligned}$$

$$D3 = 55,5 \cdot 10^{-12} (-3,15v_1 + 8,07v_2 - 55,65v_3)$$

$$Q_3 = \frac{D3}{D} = 0,1355 \cdot 10^{-12} (-3,15 v_1 + 8,07 v_2 + 55,65 v_3)$$

$$\begin{aligned} Q_1 &= 10^{-12} (7,53v_1 - 1,092v_2 - 0,427v_3) \\ Q_2 &= 10^{-12} (-1,092v_1 + 7,66v_2 - 1,092v_3) \\ Q_3 &= 10^{-12} (-0,427v_1 - 1,092v_2 + 7,53v_3) \end{aligned}$$

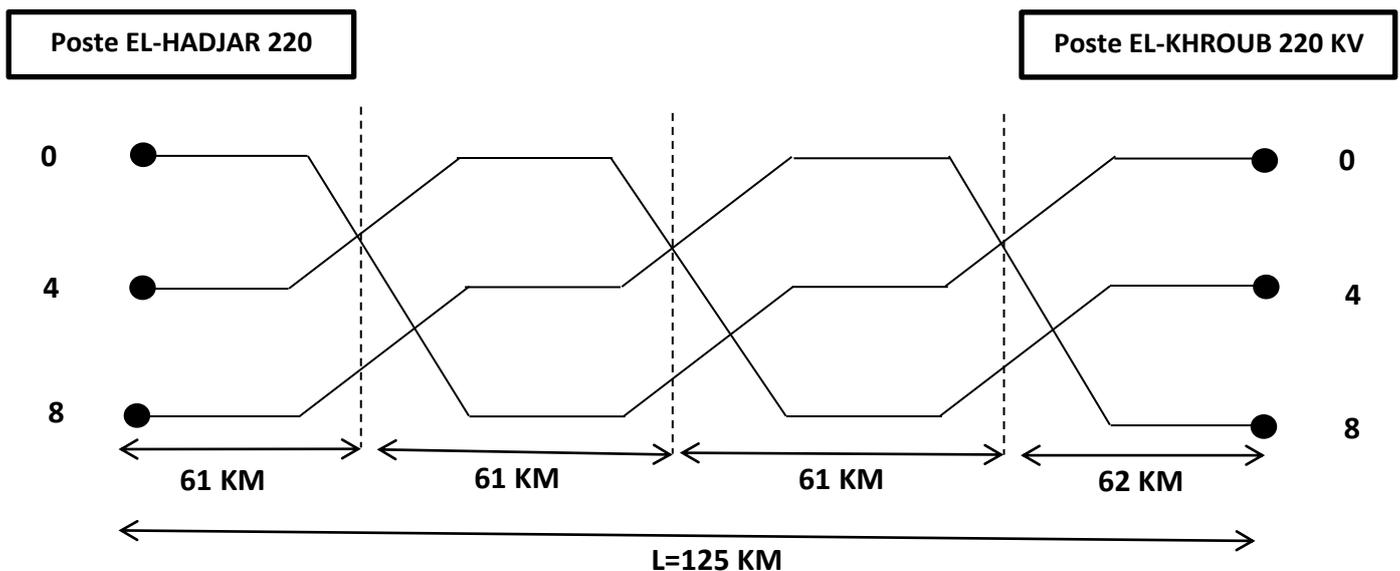
2 .Calculs des capacités :



Il résulte du calcul ci-dessus que par rapport à la valeur moyenne s , l'asymétrie des capacités est :

$$S = \frac{8,755 - 8,29}{8,45} \cdot 100 = 5,5\%$$

3 Permutation des phases (transpositions):



Contrôle des capacités selon revue AEG N° 6/1967

$$\text{Capacité de terre : } \frac{h}{d} = \frac{10,6}{8,83} = 1,2 \text{ et } \frac{d}{r} = \frac{8,83 \cdot 10^3}{11,025} = 800$$

$$C_e = 6,1 \cdot 10^{-12} \text{ F/m (calcul } 5,83 \cdot 10^{-12} \text{ F/m) (erreur + 4,6\%)}$$

$$\text{Capacité de service : } \frac{C = 8,35 \cdot \frac{10^{-12} \text{ F}}{m}}{\text{(erreur - 1,2\%)}} \text{ (calcul } 8,45 \cdot 10^{-12} \text{ F/m)}$$

5) Détermination de la tension critique d'après la formule de Peck :

(Selon ouvrage de Girkmann – Königshofer, page 19)

$$R = 1,1025 \text{ cm}$$

$$D = 700 \text{ cm}$$

$$M_1 = 0,72 \dots 0,89$$

$$M_2 = 0,8 \text{ (pour neige, brouillard, pluie) ou } m_2 = 1,0 \text{ (temps sec)}$$

$$S = \frac{3,92 \cdot b}{273+t} \quad b = 76 \text{ cm} \quad t_{\text{moyen}} = 30^\circ\text{C}$$

$$S = \frac{3,92 \cdot 76}{303} = 0,98$$

$$\text{Tension critique : } U_{\text{crit}} = \sqrt{3} \cdot 21,1 \cdot r \cdot 2,3 \log \frac{d}{r} \cdot m_1 \cdot m_2.$$

$$U_{\text{crit}} = \sqrt{3} \cdot 21,1 \cdot 1,1025 \cdot 2,3 \log \frac{700}{1,1025} (0,72 \dots 0,89) \cdot 0,8.$$

$$0,98 = \underline{148 \dots 183 \text{ kV}}$$

(Valeur moyenne : 165 kV)

Cette tension est inférieure à la tension nominale de service

$$\text{De } U_n = 220 + 10\% = 242 \text{ kV.}$$

$$\text{On obtient même pour temps sec } U_{\text{crit}} = \frac{1,0}{0,8} (148 \dots 183) = \underline{185 \dots}$$

$$\underline{\dots 229 \text{ kV}}$$

(Valeur moyenne 207 kV) donc une valeur toujours inférieure à 242 kV.

Il en résulte qu'au point de vue des pertes par effet couronne, la ligne ne fonctionne pas de manière économique puisqu'il faudrait augmenter la section des conducteurs de $\frac{242}{165} = 1,46$ ce qui correspond à un nouveau

$$T' = 1,46 \cdot 1,1025 = 1,61 \text{ cm.}$$

Un tel rayon donne une section de conducteur de plus de 500 mm², ce qui conduirait à appliquer au mieux la solution des conducteurs en faisceaux.

6) Détermination des pertes par effet couronne

Selon Biermans, page 36, on détermine les pertes par effet couronne sous pluie par la formule suivante :

$$P_{ph} = \frac{4,44}{\sqrt{2}} \cdot 10^{-4} \cdot Er \cdot (Er - Ed) \cdot f \cdot r^2 \cdot \left[\ln \frac{\sqrt{2} \cdot 10^3 \cdot Er}{f \cdot r} - 1 \right]$$

En (kW/km, ph.)

En admettant comme tension normale $U_n + 5\% = 220 + 5\% = 231$ kV

$$U_{ph} = \frac{231}{3} = 133,5 \text{ kV}, f = 50 \text{ Hz}, h = 1060 \text{ cm}, r = 1,1025 \text{ cm}$$

$$Er = \frac{U_{ph}}{r \cdot \ln \frac{2h}{r}} = \frac{133,5}{1,1025 \ln \frac{2120}{1,1025}} = 16 \text{ kV/cm (intensité de champ électrique à la surface$$

du conducteur pour $U_{ph} = 133,5$ kV)

a) $Ed = 18$ kV/cm pour corde et beau temps

$Ed = 8,5 \dots 11,5$ kV/cm pour corde et mauvais temps (pluie, neige) (valeur moyenne 10 kV/cm).

Dans le cas àà, $Ed > Er$, donc les pertes par effet couronne sont négligeables. Par contre, par mauvais temps, on aura $Er - Ed = 16 - 10 = 6$ kV/cm (valeur moyenne). Il s'en suit des pertes par effet couronne relativement importantes qui valent :

$$P_{ph} = 3,14 \cdot 10^{-4} \cdot 16 \cdot 6 \cdot 50 \cdot 1,1025^2 \left[\ln \frac{\sqrt{2} \cdot 16 \cdot 000}{50 \cdot 1,1025} - 1 \right] =$$

$$= 9,1 \text{ kW/km,ph.}$$

Ou pou les trois phases p pour $= 9,1 = 27,3$ kW/km

Ces pertes sont très importantes comparativement aux pertes

Ohmiques à $S_n = 150$ MVA et $U_2 = 220$ kV ;

$$I_2 = \frac{150 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 395 \text{ A.}$$

$$P_{cu70^\circ} = 3 \cdot 395^2 \cdot 0,149 \cdot 10^{-3} = 70 \text{ kW/km}$$

Il s'en suit que les pertes par effet couronne, par mauvais temps, valent le 40% des pertes ohmique, ce qui n'est absolument pas économique.

D'après « Simens-Formel und Tabellenbuch » page 454, il est indiqué une valeur moyenne de résistance corona et perdittance à U= 231 kV de env.

$R_A=40.10^6 \Omega \text{km/ph}$, d'où résultent les pertes par effet couronne et perdittance :

$$P_{\text{cour}} + \text{perd.} = \frac{U^2}{R_A} = \frac{231^2 \cdot 10^3}{40 \cdot 10^6} = 1,35 \text{ kW/km}$$

Il en résulte que les pertes réelles par effet couronne par pluie sont dans notre cas environ 20 fois plus importantes que ce qui est considéré comme étant normal.

Par augmentation de $r' = 1,4 \cdot 1,1025 = 1,55 \text{ cm}$ on obtiendrait :

$$E_r = \frac{133,5}{1,55 \cdot \ln \frac{2120}{1,55}} = 11,9 \text{ kV/cm}$$

d'où il s'en suit une diminution des pertes par effet couronne.

$$P_{\text{ph}} = 3,14 \cdot 10^{-4} \cdot 11,9 \cdot 1,9 \cdot 50 \cdot 1,55^2 \left[\ln \frac{\sqrt{2} \cdot 11900}{50 \cdot 1,55} - 1 \right] =$$

= 3,7 kW soit le 40% de 9,1 kW d'où il s'en suit que le : pertes par effet couronne diminuent de 2,5 fois par rapport à ce qu'elles sont avec $r = 1,1025 \text{ cm}$

7) Flèches

Pour une longueur de portée de $a = 385 \text{ m}$, on a déterminé

Les flèches maximum suivantes :

$$\text{Sans vent ni surcharge pour } V_0 = 30^\circ\text{c} \quad f_{\text{max}} = 10,5 \text{ m}$$

$$\text{Pour } V_0 = 55^\circ\text{c} \quad f_{\text{max}} = 11,5 \text{ m}$$

$$\text{Pour } a = 425 \text{ m} : V_0 = 30^\circ\text{c} \quad f_{\text{max}} = 13 \text{ m}$$

$$V_0 = 55^\circ\text{c} \quad f_{\text{max}} = 13,8 \text{ m}$$

La capacité de service de la ligne a été calculée avec une valeur moyenne de

$$F_{\text{moyen}} = 12 \text{ m}$$

La hauteur moyenne des conducteurs au-dessus du sol servent à la détermination de la capacité de service est :

$$H = 7 + 0,3 \times f_{\text{moyen}} = 7 + 0,3 \cdot 1 = 10,6 \text{ m}$$

8) Détermination des constantes de la ligne :

Caractéristiques des conducteurs

Aluminium / acier :

$$A_{\text{tot}} = 288,6 \text{ mm}^2$$

$$A_{\text{Al}} = 234 \text{ mm}^2$$

$$A_{\text{Acier}} = 54,6 \text{ mm}^2$$

$$G = 1,083 \text{ kp/m (poids du conducteur)}$$

Diamètre de la corde : $d = 22,05 \text{ mm}$

Conductibilité spécifique de l'Alu : $K_{20^\circ} = 34,5 \text{ Sm/mm}^2$

Coefficient de température : $\alpha_{20^\circ} = 0,00403 \text{ } 1/^\circ\text{C}$

a) Résistance ohmique :

$$R_{20^\circ} = \frac{1000}{34,5 \cdot 234} = 0,124 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R_{70^\circ} = (1 + 50 \cdot 0,00403) \cdot 0,124 = 0,149 \text{ } \Omega/\text{km}$$

b) Réactance : $(d_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}} = \sqrt[3]{7 \cdot 7 \cdot 14} = 8,83 \text{ m})$

$$\begin{aligned} \text{c) Conducteurs 1 et 3 : } x_{1'} = x_{3'} &= w (4,6 \log \frac{d_m}{r} + 0,5) \cdot 10^{-4} \\ &= 314 (4,6 \log \frac{883}{1,1025} + 0,5) \cdot 10^{-4} = 0,437 \text{ } \Omega/\text{km} \end{aligned}$$

$$\text{Conducteurs 2 : } x_{2'} = w (4,6 \log \frac{d}{r} + 0,5) \cdot 10^{-4} =$$

$$314 (4,6 \log \frac{700}{1,1025} + 0,5) \cdot 10^{-4} = 0,421 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\begin{aligned} \text{Valeur de l'asymétrie maximum par rapport à la valeur moyenne : } &\frac{0,437 - 0,421}{0,432} \cdot 100 \\ &= 3,7\% \end{aligned}$$

Cette asymétrie peut être supérieure en opérant la permutation des phases.

Selon revue AEG N° 6/1967, on obtient à partir du nomogramme ;

$$X' = 0,435 \Omega/\text{km}$$

C'est-à-dire à peu près la même valeur que par le calcul.

Constantes définitives :

Résistance linéique : $R'_{70^\circ} = 0,149 \Omega/\text{km}$ (calcul)

Inductance linéique : $L' = \frac{0,432}{314} = 1,34 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$ (calcul)

Capacité linéique : $C' = 8,45 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$ (calcul)

Perdite linéique : $G' = 25 \cdot 10^{-9} / \text{km}$ (valeur moyenne été-hiver, formulaire

Siemens page 454)

Constante de propagation : (v. Siemens page 87)

$$X = A + jB = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')}$$

$$A = \frac{\omega \sqrt{L'C'}}{\sqrt{\cos e \cdot \cos b}} \cdot \sin \frac{e+b}{z} = L \sin \frac{e+b}{z}$$

$$B = \frac{\omega \sqrt{L'C'}}{\sqrt{\cos e \cdot \cos b}} \cos \frac{e+b}{z} = K \cdot \cos \frac{e+b}{z}$$

$$\text{Tg } e = \frac{R'}{\omega L'} = \frac{0,149}{0,432} = 0,346 \Rightarrow e = 20,2^\circ \Rightarrow \cos e = 0,938$$

$$\text{Tg } b = \frac{G'}{\omega C'} = \frac{25 \cdot 10^{-9}}{2,65 \cdot 10^{-6}} = 0,0094 \Rightarrow b = 0,6^\circ \Rightarrow \cos b = 0,999^\circ$$

$$\sin \frac{e+b}{2} = \sin 10,4^\circ = 0,181 \quad \sin \frac{e-b}{2} = \sin 9,8^\circ \quad \cos e = 0,070$$

$$\cos \frac{e+b}{2} = \sin 10,4^\circ = 0,983 \quad \cos \frac{e-b}{2} = \cos 9,8^\circ \quad \cos e = 0,085$$

$$A = \frac{314 \cdot \sqrt{1,34 \cdot 8,45 \cdot 10^{-6}}}{\sqrt{0,938 \cdot 0,999}} \cdot 0,181 = 0,198 \cdot 10^{-3}$$

$$b = \frac{314 \cdot \sqrt{1,34 \cdot 8,45 \cdot 10^{-6}}}{\sqrt{0,938 \cdot 0,997}} \cdot 0,983 = 0,983 \cdot 10^{-3}$$

Impédance caractéristique :

$$Z' = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \cdot \sqrt{\frac{\cos b}{\cos e}} \cdot \left(\cos \frac{e-b}{2} - j \sin \frac{e-b}{2} \right)$$

$$Z' = \sqrt{\frac{1,34 \cdot 10^{-3}}{8,45 \cdot 10^{-9}}} = \sqrt{\frac{0,999}{0,937}} \cdot (0,985 - j 0,170) = 410 \Omega / -9,8^\circ$$

$$403 - j 69,$$

Puissance naturelle :

$$A \quad U_2 = 150 \text{ kV} : P_{\text{nat}} = \frac{U^2}{z'} = \frac{150^2}{410} = 55 \text{ MW}$$

$$A \quad U_2 = 220 \text{ kV} : P_{\text{nat}} = \frac{220^2}{410} = 118 \text{ MW}$$

Le calcul est établi pour un courant de charge de $I_2 = 400 \text{ A}$ constant. On obtient de la sorte à l'extrémité de la ligne :

$$A \quad U_2 = 150 \text{ kV} : S_2 = \sqrt{3} \cdot 150 \cdot 400 = 104 \text{ MVA}$$

$$A \quad U_2 = 220 \text{ kV} : S_2 = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 400 = 152 \text{ MVA}$$

C'est-à-dire que la puissance transitée est supérieure à la puissance naturelle.

Courant admissible au point vue thermique pour $V = 80^\circ\text{C}$ pour la section de conducteur adoptée :

$$I_{\text{max}} = 510 \text{ A}$$

Il en découle la puissance maximum pouvant être transitée à :

$$U_2 = 150 \text{ kV} : S_{2 \text{ max}} = 132,5 \text{ MVA}$$

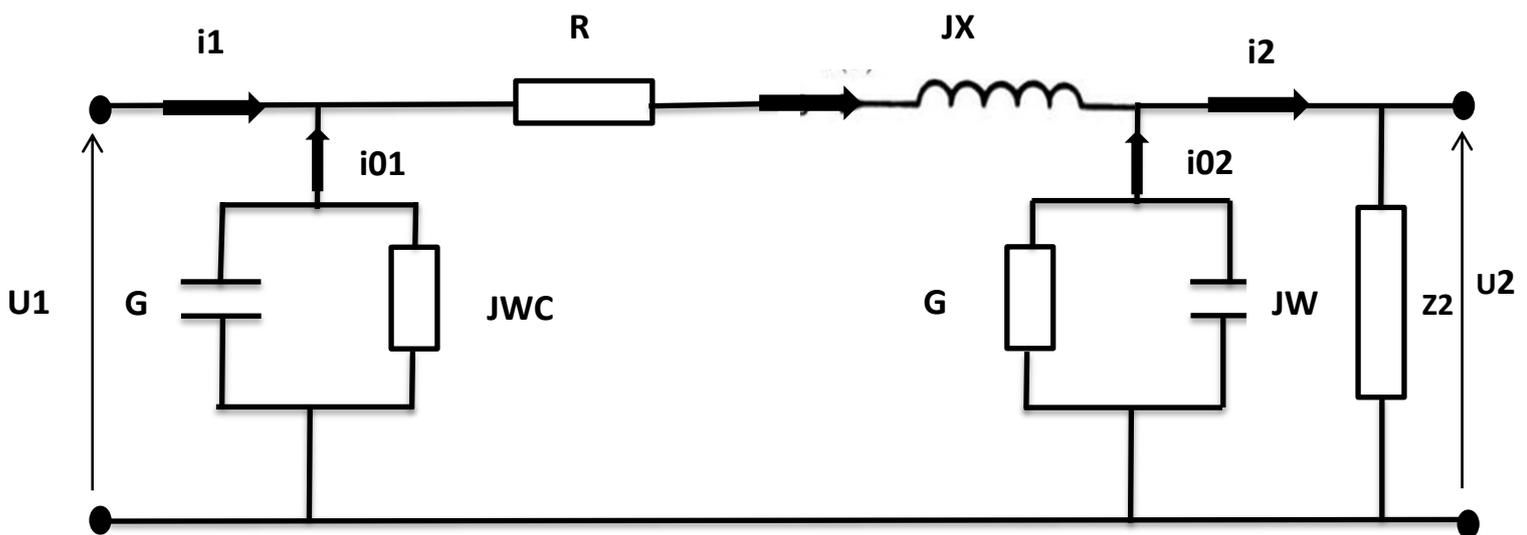
$$U_2 = 220 \text{ kV} : S_{2 \text{ max}} = 194 \text{ MVA}$$

4 Calcul des chutes de tension et des pertes en ligne pour le tronçon EL-HADJAR– Khroub (l=124.25 km) selon caractéristiques suivantes :

Schéma en Π



Schéma équivalent :



$$U_2 = \frac{220'000}{\sqrt{3}} \quad 0^\circ = 127'000 \quad 0^\circ \text{ v (f=50Hz)}$$

$$I_2 = 400 (0,9 - j 0,436) = 360 - j 174,4 = 400 \quad -25,8^\circ$$

Equation de ligne :

$$U_1 = A \cdot U_2 + B \cdot I_2$$

$$I_1 = C \cdot U_2 + D \cdot I_2$$

$$A = D = \cosh (fl) = \cosh (A l + jbl) = \cosh (A' + jB')$$

$$A + D = \cosh U' \cdot \cos b' + \sinh d' \cdot \sin b'$$

$$A' = A l = 0,198 \cdot 10^{-3} \cdot 125,34 = 29,7 \cdot 10^{-3}$$

$$B' = bl = 1,07 \cdot 10^{-3} \cdot 125,34 = 160,5 \cdot 10^{-3}$$

$$A = D = 1,00043 \cdot 0,987 + j 0,03 \cdot 0,16 = 0,987 + j 0,0048$$

$$B = Z \cdot \sinh (fl) \quad Z = 403 - j 69,7$$

$$\begin{aligned} \sinh (f l) &= \sinh (dl + jbl) = \sinh(A' + jB') = \\ &= \sinh d' \cdot \cos b' + j \cosh d' \cdot \sin b' = \\ &= 0,03 \cdot 0,987 + j 1,00043 \cdot 0,16 = \\ &= 0,0296 + j 0,16 \end{aligned}$$

$$B = (403 - j 69,7) \cdot (0,0296 + j 0,16) = 23,10 + j 62,4$$

$$\begin{aligned} U &= \frac{1}{Z} \sinh (fl) = \frac{(0,0296 + j 0,16) \cdot (403 + j 69,7)}{403^2 + 69,7^2} = \\ &= 10^{-3} (0,00395 + j 0,41) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_1 &= A U_2 + B \cdot I_2 = (0,987 + j 0,0048) \cdot 127000 + (23,10 + j 62,43) \\ &\quad \cdot (360 - j 174,4) = \\ &= 144220 + j 19035 = 145500 \quad +7,5^\circ \text{ V} \end{aligned}$$

$$DU [\%] = \frac{U_1 - U_2}{U_2} \cdot 100 = \frac{145500 - 127000}{127000} = 14,6 \%$$

220

$U_{1\text{comp}} = \sqrt{3} \cdot 145,5 = 252 \text{ kV}$, tension à Darguinah pour obtenir

A Kharoub :

$$U_{2\text{comp}} = 220 \text{ kV}$$

$$I_1 = C U_2 + D I_2 = 10^{-3} (0,00395 + j 0,41) \cdot 127000 + (0,987 + j 0,0048) \cdot (360 - j 174,4)$$

$$I_1 = 356,33 - j 118,17 = 376 \text{ A } -18,5^\circ$$

5 Diagramme vectoriel : (tension et courants de phase)



$$\alpha_1 = 18,5 + 7,5 = 26^\circ \rightarrow \sin \alpha_1 = 0,438$$

$$\cos \alpha_1 = 0,8987$$

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot 252 \cdot 376 \cdot 0,8987 = \mathbf{147,5 \text{ MW}}$$

$$P_2 = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 400 \cdot 0,9 = \mathbf{137,5 \text{ MW}}$$

$$D^P [\%] = \frac{P_1 - P_2}{P_2} \cdot 100 = \mathbf{7,3\%} \quad n = \frac{P_2}{P_1} \frac{137,5}{147,5} = 0,932$$

$$Q_1 = \sqrt{3} \cdot 252 \cdot 376 \cdot 0,438 = \mathbf{71,8 \text{ MVar}}$$

$$Q_2 = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 400 \cdot 0,436 = \mathbf{66,5 \text{ MVar}}$$

$$DQ [\%] = \frac{71,8 - 66,5}{66,5} \cdot 100 = \mathbf{8\%}$$

Pour :

$$U_2 = \frac{15000^\circ}{\sqrt{3}} \quad 0^\circ = 86600 \quad 0^\circ \text{ v}$$

$$I_2 = 400 \text{ A} \quad -25,8^\circ = 360 - j 174,4$$

$$L = 125,34 \text{ km}$$

A, B, C et D comme ci-devant.

$$\begin{aligned} U_1 &= A U_2 + B I_2 = (0,987 + j 0,0048) \cdot 86600 + \\ &\quad + (23,10 + j 62,43) \cdot (360 - j 174,4) \\ &= 104700 + j 18896 = 106200 \text{ v} \quad +10 \quad 2^\circ \end{aligned}$$

$$DU_{150} [\%] = \frac{106,2 - 86,6}{86,6} \cdot 100 = 22,6\%$$

$$U_{1\text{comp}} = 106,2 \cdot \sqrt{3} = 184 \text{ kV}$$

$$\begin{aligned} I_1 &= 10^{-3} (0,00395 + j 0,41) \cdot 86600 + (0,987 + j 0,0048) \\ &\quad \cdot (360 - j 174,4) = 356,2 - j 135,76 = 380 \text{ A} \quad - 20,9^\circ \end{aligned}$$

$$\alpha_1 = 20,9 + 10,1 = 31^\circ \rightarrow \cos \alpha_1 = 0,857$$

$$\sin \alpha_1 = 0,515$$

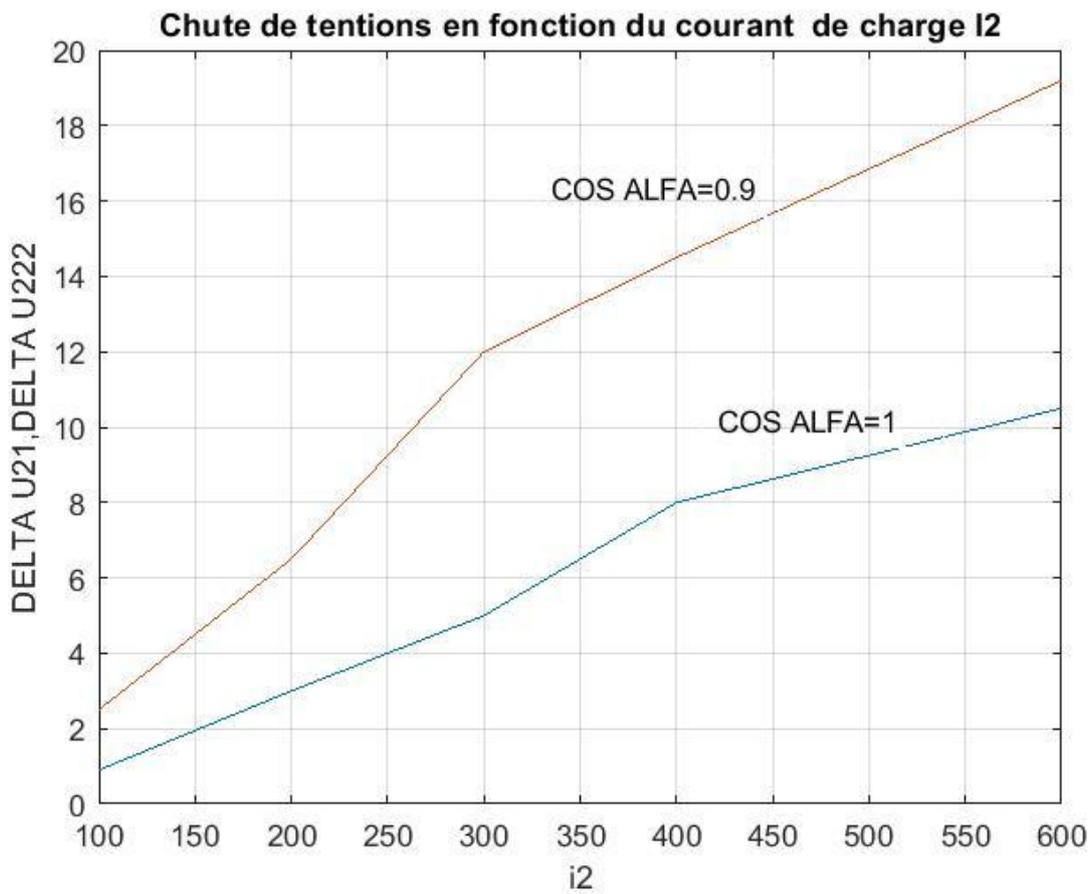
Chapitre 4

Simulations par MATLAB :

V. CHAPITRE : simulation par MATLAB :

1. Chute de tentions en fonction du courant de charge I2 pour :

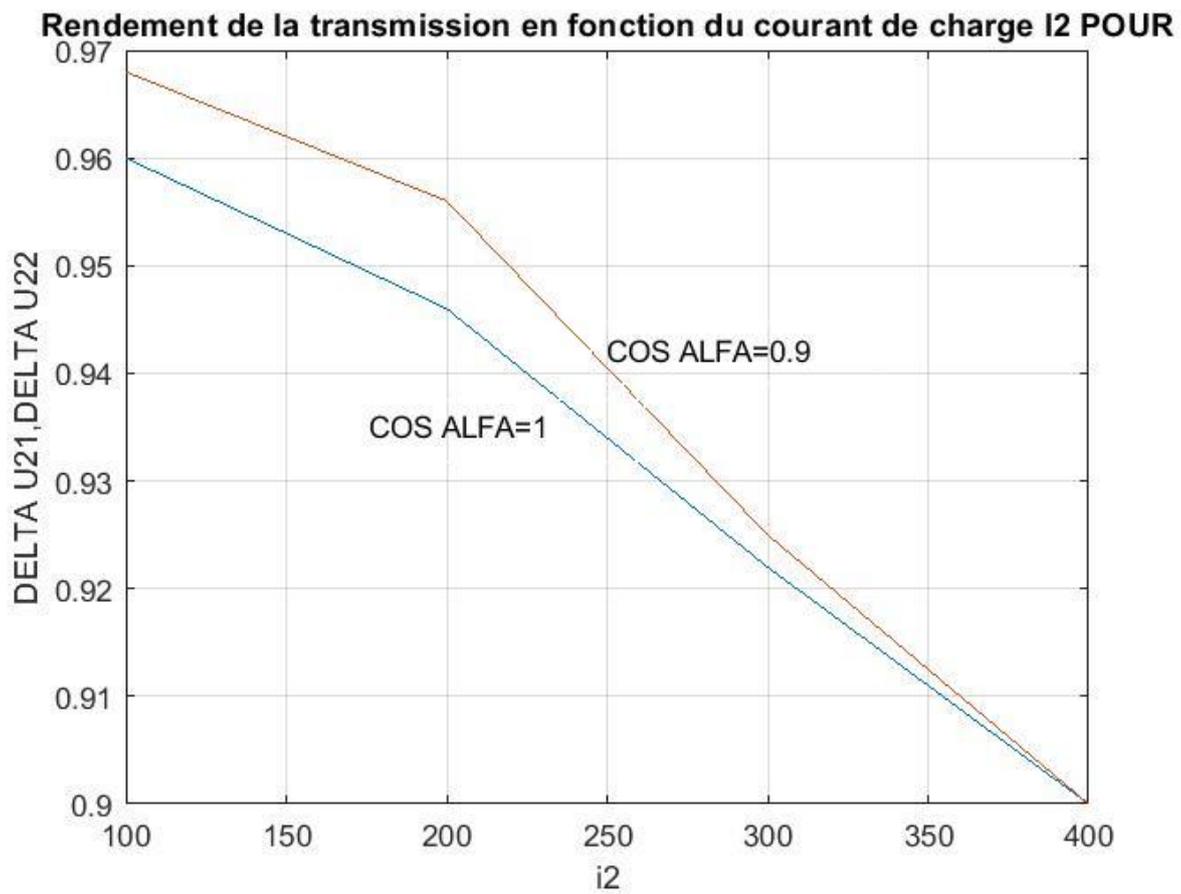
$$U_2 = 220000/\sqrt{3} = \text{cont vot/ph}$$



2. Rendement de la transmission en fonction du courant de charge I2 POUR :

$$U_2 = 150000/\sqrt{3} \text{ v/ph}$$

$$\eta = 1 - (P_1/P_2)$$

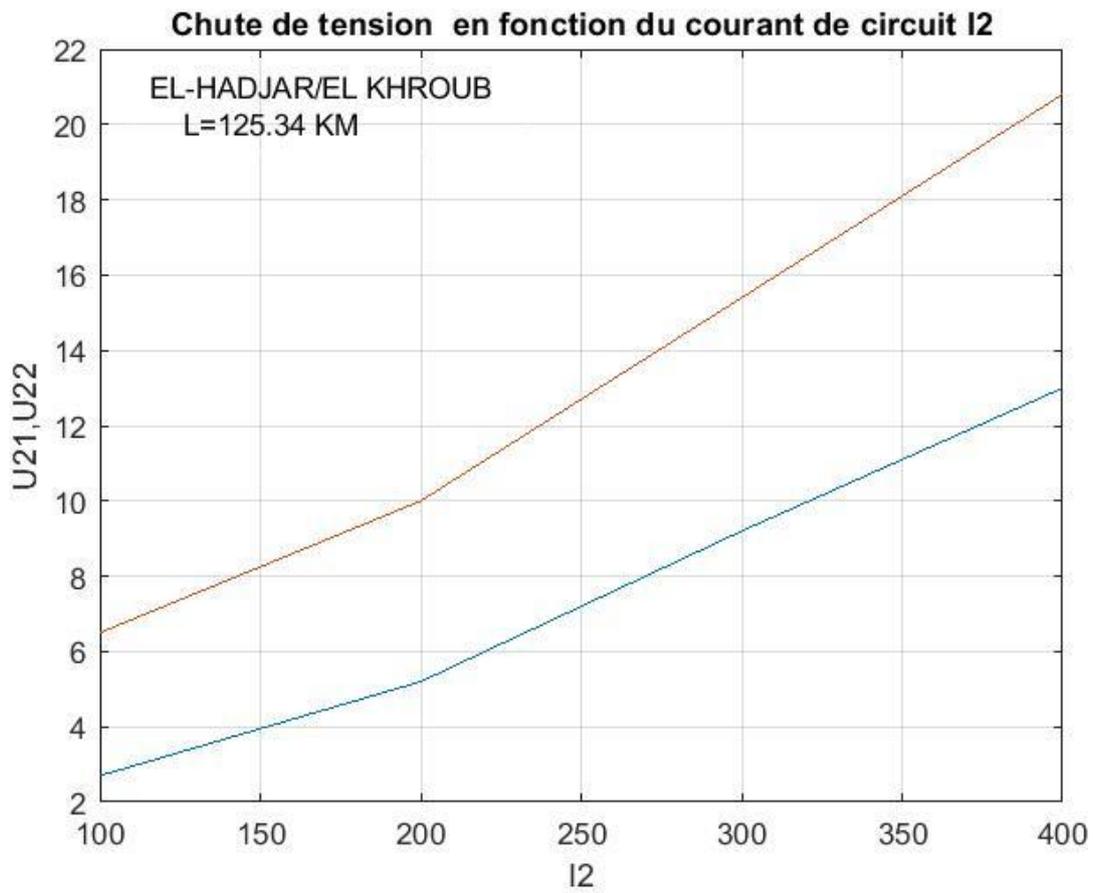


3. Chute de tension en fonction du courant de circuit I2 pour :

$$U_2 = 150000/\sqrt{3} \text{ v/ph}$$

$$\Delta U[\%] = (U_1 - U_2)/U_2$$

$$U_1 = (\Delta U/100 + 1) \cdot U_2$$



4. Augmentation cont pour pour diminution le courant côté alimentation en fonction courant de charge I2 :

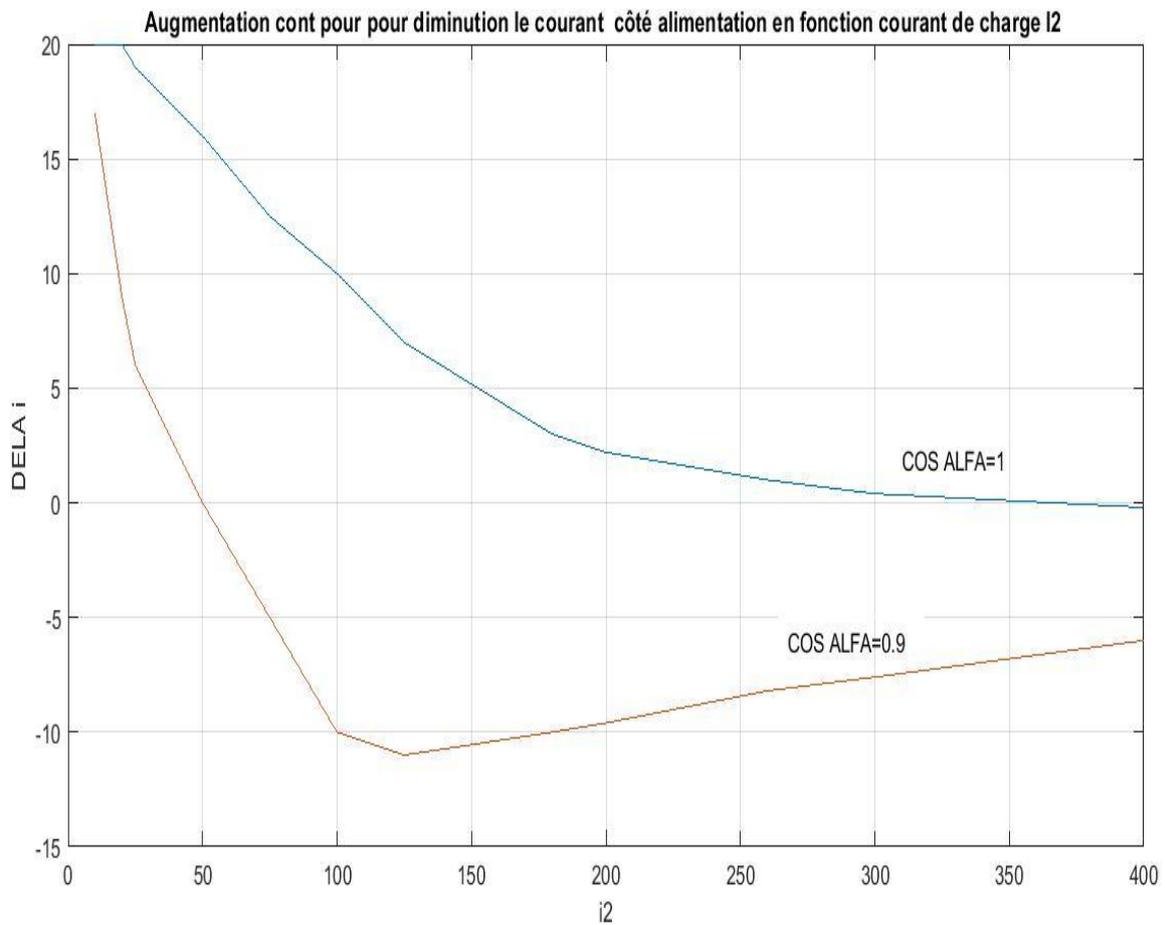
POUR $U_2 = 220000/\sqrt{3}$ v/ph

$$\Delta I[\%] = (I_1 - I_2) / I_2 \cdot 100$$

$$U_1 = (\Delta U / 100 + 1) \cdot U_2$$

POUR $I_1 < I_2 \rightarrow \Delta I[\%]$ est négatif

$I_1 > I_2 \rightarrow \Delta I[\%]$ est positif



5. Augmentation cont pour pour diminution le courant côté alimentation en fonction courant de charge I2 :

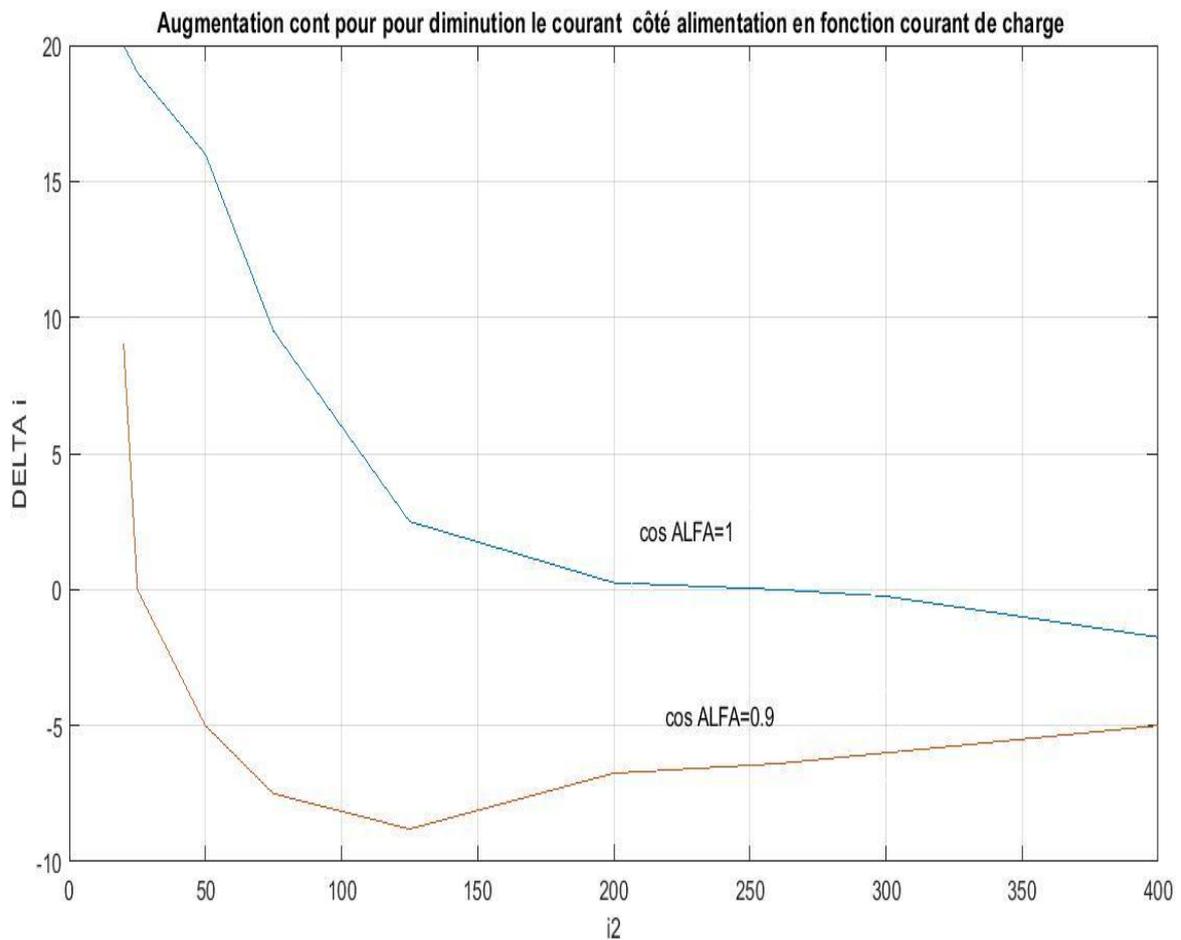
POUR $U_2 = 150000/\sqrt{3}$ v/ph

$$\Delta I[\%] = (I_1 - I_2) / I_2 \cdot 100$$

$$U_1 = (\Delta U / 100 + 1) \cdot U_2$$

POUR $I_1 < I_2 \rightarrow \Delta I[\%]$ est négatif

$I_1 > I_2 \rightarrow \Delta I[\%]$ est positif



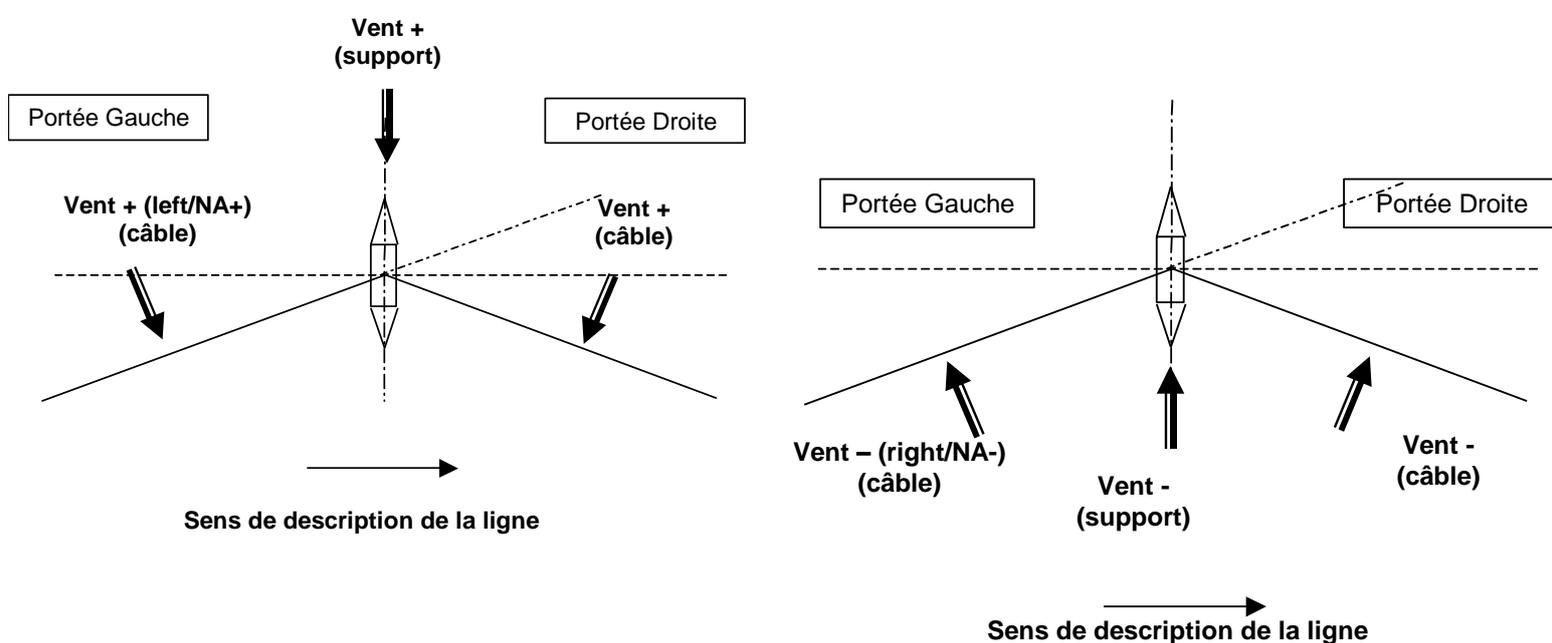
Chapitre 5

REGIMES DE FONCTIONNEMENT ET PLAN DE PROTECTION :

VI. Chapitre : régime de fonctionnement et plan de protection

1) Application du vent :

Par convention à GRTE, dans le cas général, le vent sera appliqué dans le cas le plus défavorable c'est à dire perpendiculairement à l'élément considéré.



1) CONDITIONS DIELECTRIQUES

1. Distances d'isolement

1.1 Tension nominale

La tension est une contrainte qui caractérise bien une ligne aérienne, elle définit l'isolement de la ligne, les distances minimales entre phases, entre conducteurs et

masses et entre conducteur et sol ou installation quelconque. Elle peut fixer également le diamètre des conducteurs.

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

Cette distance minimale est la somme de deux distances :

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

1.2 Distance de base "b"

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

- **3 mètres au-dessus des maisons et autres bâtiments**
- **6 mètres au-dessus du sol et des routes**

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

1.3 Distance de tension " t "

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

Trois cas de probabilité de voisinage sont prévus :

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

t1, t2 et t3 sont exprimées en mètres et U tension nominale (entre phases) du réseau en kV.

Les valeurs numériques suivants sont données pour les niveaux communs de tension :

U (kV)	60/90 kV	220 kV	400 kV
t1	0.2 m	0.6 m	1.0 m
t2	0.5 m	1.1 m	2.0 m
t3	0.7 m	1.7 m	3.0 m

4) Conditions de vérification :

Les distances minimales d'isolement doivent être vérifiées dans des conditions de température, de vent et de givre. Celles-ci doivent se référer, pour des zones de vent et de surcharge de givre, aux hypothèses climatiques utilisées pour le calcul mécanique des lignes.

3.1 Température de répartition :

Les hauteurs de surplomb au-dessus du sol, des voies de communication ou des constructions doivent être respectées à la température de répartition de 75 °C en absence du givre, elle correspond en absence de surcharge de givre ou de neige à la flèche maximale .

3.2 Vent :

Les distances aux obstacles latéraux doivent tenir compte des balancements provoqués par le vent. Les pressions retenues pour déterminer les inclinaisons maximales du câble et des chaînes sont :

- **240 Pa** en cas de zone à vent normal
- **360 Pa** en cas de zone à vent fort

3-3 Hauteurs à respecter :

L'arrête technique précise des distances de tension et des distances minimales à respecter au-dessus du sol, des constructions, des voies de communication et autres lignes aériennes.

Dans chaque cas, la distance minimale est la somme de deux distances précisées au paragraphe 1.

Les distances précisées dans le **tableau 1** sont données pour une température des câbles à 75 °C sans vent.

Pour les grandes portées ayant des flèches médianes supérieures à 30 ou 40 m : les distances minimales sont égales à la somme d'une distance de base proportionnelle à la racine carrée de la flèche et de la distance de tension.

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

4- Distances de croisement des lignes aériennes :

4.1 Croisement entre conducteurs :

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

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

$$b = 1 + \frac{2 X}{(0.5 \sqrt{f} - 1)}$$

A) La distance de tension :

A : Portée horizontale en mètres

f : Flèche de la portée en mètres à la température de répartition

X : Distance par rapport au support le plus proche en mètres

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

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

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

En cas de traversées de conducteurs de troisième catégorie :

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

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

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

4.2 Croisement supérieur :

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

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

4.3 Croisement inférieur :

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

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

Les distances minimales de croisement à respecter sont :

Hypothèse	Distance de l'arrêté interministériel	Distances minimales en mètre en fonction de la tension nominale de la ligne		
		HT	220 kV	400 kV
Surplomb Température de répartition vent nul	$b+t3$ mini = 2 m (b = 1 m)	2.00	2.70	4.00

REGIMES DE FONCTIONNEMENT DES CABLES

CABLE : AL-AC
 SECTION : 288. MM2
 ETAT DU CONDUCTEUR : VIEUX
 FACTEUR DE PUISSANCE : 0.85

		Limite thermique en régime permanent en MVA								REGIM de COURT- CIRCUIT (A)
		ETE				HIVER				
TENSION KV		400	220	0	0	400	220	0	0	
SUD	I(A)	594				1028				68107
	S(MVA)	441	226	0	0	712	392	0	0	
	P(MW)	350	192	0	0	605	333	0	0	
NORD	I(A)	763				1137				
	S(MVA)	529	291	0	0	788	433	0	0	
	P(MW)	450	247	0	0	699	368	0	0	

I REGIME PERMANENT I

LIMITE

THERMIQUE (A)

ZONE : SUD

CABLE : 1x570 MM2 ALEC

```

*****
*
*           TEMPERATURE DE FONCTIONNEMENT EN C           *
*
*****
*TEMP. *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *
*  AMB. *  55. *  60. *  65. *  70. *  75. *  80. *  85. *  90. *  95. * 100. * 105. * 110. *
*   C   *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *
*****
* -5. * 1353.* 1404.* 1451.* 1495.* 1537.* 1576.* 1613.* 1647.* 1680.* 1712.* 1742.* 1771.*
*  0. * 1281.* 1336.* 1387.* 1434.* 1478.* 1520.* 1559.* 1595.* 1630.* 1664.* 1695.* 1725.*
*  5. * 1206.* 1265.* 1320.* 1370.* 1418.* 1462.* 1503.* 1542.* 1579.* 1614.* 1648.* 1679.*
* 10. * 1126.* 1191.* 1250.* 1304.* 1355.* 1402.* 1446.* 1488.* 1527.* 1564.* 1599.* 1633.*
* 15. * 1041.* 1112.* 1176.* 1235.* 1290.* 1340.* 1387.* 1431.* 1473.* 1512.* 1549.* 1585.*
* 20. *  949.* 1028.* 1099.* 1163.* 1222.* 1276.* 1326.* 1373.* 1417.* 1459.* 1498.* 1536.*
* 25. *  849.*  938.* 1016.* 1086.* 1150.* 1209.* 1263.* 1313.* 1360.* 1404.* 1446.* 1485.*
* 30. *  735.*  838.*  926.* 1005.* 1075.* 1138.* 1197.* 1250.* 1301.* 1348.* 1392.* 1433.*
* 35. *  602.*  726.*  828.*  916.*  994.* 1063.* 1127.* 1185.* 1239.* 1289.* 1336.* 1380.*
* 40. *  430.*  594.*  717.*  819.*  906.*  983.* 1053.* 1116.* 1174.* 1228.* 1278.* 1325.*
* 45. *   93.*  423.*  586.*  709.*  810.*  897.*  974.* 1043.* 1106.* 1164.* 1217.* 1267.*
* 50. *    0.*   83.*  417.*  579.*  701.*  802.*  888.*  965.* 1034.* 1096.* 1154.* 1208.*
    
```

ZONE : NORD

CABLE : 1x570 MM2 ALEC

```
*****
*
* TEMPERATURE DE FONCTIONNEMENT EN C
*
*****
*TEMP. * * * * *
* AMB. * 55. * 60. * 65. * 70. * 75. * 80. * 85. * 90. * 95. * 100. * 105. * 110. *
* C * * * * *
*****
* -5. * 1374.* 1424.* 1470.* 1513.* 1554.* 1592.* 1629.* 1663.* 1695.* 1726.* 1756.* 1784.*
* 0. * 1303.* 1357.* 1406.* 1453.* 1496.* 1537.* 1575.* 1611.* 1646.* 1678.* 1710.* 1739.*
* 5. * 1229.* 1287.* 1340.* 1390.* 1436.* 1480.* 1520.* 1559.* 1595.* 1630.* 1662.* 1694.*
* 10. * 1151.* 1214.* 1272.* 1325.* 1374.* 1421.* 1464.* 1505.* 1543.* 1580.* 1614.* 1647.*
* 15. * 1068.* 1137.* 1200.* 1257.* 1310.* 1360.* 1406.* 1449.* 1490.* 1528.* 1565.* 1600.*
* 20. * 979.* 1055.* 1124.* 1186.* 1243.* 1296.* 1346.* 1392.* 1435.* 1476.* 1515.* 1551.*
* 25. * 881.* 967.* 1043.* 1111.* 1173.* 1230.* 1283.* 1332.* 1378.* 1422.* 1463.* 1501.*
* 30. * 773.* 871.* 956.* 1031.* 1099.* 1161.* 1218.* 1271.* 1320.* 1366.* 1409.* 1450.*
* 35. * 647.* 763.* 861.* 945.* 1020.* 1088.* 1150.* 1206.* 1259.* 1308.* 1354.* 1397.*
* 40. * 492.* 639.* 754.* 851.* 935.* 1010.* 1077.* 1139.* 1195.* 1248.* 1297.* 1343.*
* 45. * 256.* 485.* 631.* 746.* 842.* 926.* 1000.* 1067.* 1128.* 1185.* 1237.* 1286.*
* 50. * 0.* 251.* 479.* 624.* 738.* 834.* 917.* 991.* 1058.* 1119.* 1175.* 1228.*
```

REGIME VARIABLE

LIMITE THERMIQUE (A)

ZONE : SUD

CABLE : 1x570 MM2 ALEC

* DUREE DE SURCHARGE EN MINUTE *														
TEMP.	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
* AMB.*	5.*	10.*	15.*	20.*	25.*	30.*	35.*	40.*	45.*	50.*	55.*	60.*	*	*
* C *	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

* -5.*	1746.*	1595.*	1537.*	1508.*	1491.*	1480.*	1473.*	1468.*	1464.*	1462.*	1460.*	1458.*	*	*
* 0.*	1715.*	1556.*	1496.*	1465.*	1447.*	1435.*	1427.*	1422.*	1418.*	1416.*	1414.*	1412.*	*	*
* 5.*	1683.*	1516.*	1452.*	1420.*	1400.*	1388.*	1380.*	1374.*	1370.*	1367.*	1365.*	1364.*	*	*
* 10.*	1650.*	1474.*	1407.*	1372.*	1351.*	1338.*	1330.*	1324.*	1319.*	1316.*	1314.*	1312.*	*	*
* 15.*	1615.*	1430.*	1358.*	1321.*	1299.*	1286.*	1276.*	1270.*	1265.*	1262.*	1260.*	1258.*	*	*
* 20.*	1579.*	1384.*	1307.*	1268.*	1244.*	1230.*	1220.*	1213.*	1208.*	1204.*	1202.*	1200.*	*	*
* 25.*	1541.*	1335.*	1253.*	1211.*	1186.*	1170.*	1159.*	1152.*	1146.*	1143.*	1140.*	1138.*	*	*
* 30.*	1501.*	1283.*	1196.*	1150.*	1123.*	1106.*	1094.*	1086.*	1080.*	1076.*	1073.*	1071.*	*	*
* 35.*	1459.*	1228.*	1134.*	1085.*	1055.*	1036.*	1023.*	1014.*	1008.*	1004.*	1000.*	998.*	*	*
* 40.*	1416.*	1169.*	1068.*	1014.*	981.*	960.*	946.*	936.*	929.*	924.*	921.*	918.*	*	*
* 45.*	1370.*	1106.*	996.*	936.*	900.*	876.*	861.*	849.*	842.*	836.*	832.*	829.*	*	*
* 50.*	1321.*	1038.*	917.*	850.*	809.*	782.*	764.*	751.*	742.*	735.*	730.*	727.*	*	*

ZONE : NORD

CABLE : 1x570 MM2 ALEC

```
*****
*
*          DUREE DE SURCHARGE EN MINUTE          *
*
*****
*TEMP. *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *
*  AMB. *   5. * 10. * 15. * 20. * 25. * 30. * 35. * 40. * 45. * 50. * 55. * 60. *
*   C   *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *      *
*****
* -5. * 1749.* 1601.* 1545.* 1516.* 1499.* 1489.* 1481.* 1477.* 1473.* 1471.* 1469.* 1468.*
*  0. * 1722.* 1566.* 1506.* 1476.* 1458.* 1447.* 1439.* 1434.* 1431.* 1428.* 1426.* 1425.*
*  5. * 1693.* 1529.* 1466.* 1434.* 1415.* 1403.* 1395.* 1389.* 1385.* 1383.* 1381.* 1379.*
* 10. * 1662.* 1489.* 1423.* 1389.* 1369.* 1356.* 1348.* 1342.* 1338.* 1335.* 1332.* 1331.*
* 15. * 1630.* 1448.* 1378.* 1341.* 1320.* 1306.* 1297.* 1291.* 1286.* 1283.* 1281.* 1279.*
* 20. * 1596.* 1404.* 1329.* 1291.* 1268.* 1253.* 1243.* 1237.* 1232.* 1228.* 1226.* 1224.*
* 25. * 1561.* 1358.* 1278.* 1237.* 1212.* 1196.* 1186.* 1178.* 1173.* 1170.* 1167.* 1165.*
* 30. * 1524.* 1309.* 1223.* 1178.* 1152.* 1135.* 1123.* 1116.* 1110.* 1106.* 1103.* 1101.*
* 35. * 1484.* 1256.* 1164.* 1116.* 1087.* 1068.* 1056.* 1047.* 1041.* 1037.* 1034.* 1031.*
* 40. * 1443.* 1200.* 1101.* 1048.* 1016.*  996.*  982.*  973.*  966.*  961.*  957.*  955.*
* 45. * 1399.* 1139.* 1031.*  973.*  938.*  916.*  900.*  889.*  882.*  876.*  872.*  870.*
* 50. * 1353.* 1074.*  956.*  891.*  851.*  826.*  808.*  796.*  787.*  781.*  776.*  773.*
*****
```

4.4 Croisement entre conducteur et câble de garde

La distance de croisement entre conducteur et câble de garde est supérieure à t_1 , pour les deux conditions suivantes :

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

4.5 Distance de voisinage latéral :

Les conducteurs de la ligne projetée sont à considérer dans leur position correspondant à la température moyenne de la zone pour une pression de vent de **240 Pa** en cas de zone à vent normal ou de **360 Pa** en cas de zone à vent fort; les câbles de la ligne existante sont à considérer dans leur position à la **température moyenne de la zone**.

Les distances minimales de voisinage à respecter sont :

Hypothèse	Distance de l'arrêté interministériel	Distances minimales en mètre en fonction de la tension nominale de la ligne		
		HT	220 kV	400 kV
Voisinage latéral +θ_{moyen} vent de 240 Pa ou 360 Pa	$b+t_1$ ($b = 1 \text{ m}$)	1.20	1.60	2.00

En cas de voisinage de la ligne à des sites sensibles, la distance de voisinage latéral à respecter doit être telle qu'elle n'y ait aucun contact entre le support ruiné et l'obstacle au cou et après renversement éventuel, son calcul doit comprendre une distance de garde de 3 mètres entre le support en question et l'obstacle

Les sites sensibles sont :

- ✓ Limite d'emprise d'une autoroute

- ✓ Une voie ferrée établie sur plate-forme
- ✓ Gabarit cinématique
- ✓ Une voie rigide pour véhicules guidés
- ✓ Un téléphérique à voyageurs
- ✓ Une remonte pente
- ✓ Équipements sportifs en plein air

4.6 Distances entre conducteurs et masse des supports :

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

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

Les distances à la masse en mètres ne doivent pas être inférieures aux valeurs suivantes :

Hypothèses	Distance à la masse (m)		
	60 et 90 kV	220 kV	400 kV
Vent nul	1.10	1.70	3.00
Vent réduit	0.8	1.10	2.00
Vent extrême	0.15	0.4	0.7

Ces distances permettent de déterminer les angles limites de distance à la masse.

L'angle limite de balancement de chaîne double avec bretelle pendante sous un vent réduit est fixé à **40 degrés** par rapport à la distance limite à la masse pour les pylônes de suspension.

4.7 Distances entre phases :

La distance minimale entre conducteurs simple au milieu de la portée est fonction de la distance de tension « t 1 » et de la distance de base correspondant à la

fluctuation soit :

- pour (fm + L) inférieure ou égale à **80 mètres** :

$$E_m = 0.6 m' \sqrt{f_m + L} + t_1 \sqrt{3} + E_f$$

- pour (fm + L) supérieur à **80 mètres** :

$$E_m = m' \left[\frac{f_m + L}{30} + 2,7 \right] + t_1 \sqrt{3} + E_f$$

fm : flèche médiane de la portée en mètre pour la température de répartition,
m' : coefficient de surcharge pour le vent :

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

t1 : distance de tension en mètre pour la probabilité de voisinage faible.

Ef : écartement en mètre des câbles du faisceau

La distance minimale entre phase de même terre au milieu de la portée doit être inférieure à la moyenne de la projection des distances réalisées entre phase.

La distance minimale entre conducteur et câbles de garde doit être calculée en remplaçant la distance de tension $t_1 \sqrt{3}$ par t1 (tension simple)

Le paramètre du câble de garde étant supérieur à celui du conducteur (Pcdg = Pc/0.85), la flèche médiane à prendre en compte est celui du conducteur.

	Unité	SECTION (mm ²)							
		1185	865	617	411	288	228	181	147
Résistance électrique à 20°C	Ohm/km	0.0303	0.0405	0.0566	0.0898	0.1225	0.1570	0.1970	0.2430
Diamètre extérieur	Mm	44.70	38.10	32.20	26.40	22.05	19.60	17.50	15.75
Masse au mètre lineaire	Kg/m	4.478	3.174	2.241	1.593	1.074	0.848	0.675	0.547
Sens de câblage externe		GAUCHE							
Charge de rupture nominale	daN	46940	31890	22750	16960	9690	7710	6260	5950
Module d'Young E	h.bar	6300	6650	6200	7200	7550	7550	7550	7550
Coefficient de dilatation	10⁻⁶ /°C	18.0	18.3	18.3	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0

Les équipements HT et BT, et les réglages des protections sont adaptés à ces différents niveaux de tension.

En revanche, sur le plan de la géométrie des implantations et de l'isolement :

- les lignes aériennes du réseau 60 kV sont conçues dans le dimensionnement et l'isolement du niveau 90 kV. Ce surdimensionnement a pour objectif une meilleure qualité de service de ces lignes. Ces lignes sont appelées « lignes sur isolées ».

- les structures des postes du réseau 60 kV sont conçues dans le dimensionnement géométrique 90 kV. Ce surdimensionnement a pour unique objectif, d'obtenir les distances nécessaires à la manipulation des outils permettant d'effectuer des Travaux Sous Tension (perches). Il n'a pas pour autant l'objectif d'obtenir les distances d'isolement dans l'air du niveau 90 kV. De plus, les matériels de postes restent des matériels 60 kV.

Durée de vie

Les conditions normales de service sont les conditions pour lesquelles le fonctionnement d'un ouvrage du Réseau de Transport d'Electricité peut être maintenu sans usure ou vieillissement prématuré, par rapport à l'objectif de durée de vie indiqué ci-dessous.

Pour ces conditions normales de service, un objectif de durée de vie de 50 ans est défini et doit être pris en compte à la conception du génie-civil, des infrastructures, superstructures et bâtiments.

Cet objectif ne concerne pas la durée de vie des matériels et fournitures des lignes et des postes.

– **La conclusion :**

La possibilité d'exploiter en toute sécurité et la facilitation de la maintenance pendant toute la durée de vie de l'ouvrage, doivent être intégrées pendant les phases de conception et de réalisation l'exploité dans des bonne conditions et qualité de service de celui-ci qui sont concéder le développement des pays.

Dans ce but, à ce dossier de la conception et calcul sur cette ligne de la haute tension doit être réalisé des calculs suivant un exemple réel sur terrain selon cahier de charge SONELGAZ qui sa marche comme on a noté dans ci-dessus avec la communauté européenne que nos

objectifs atteints pendant ce projet peuvent être définis sous deux angles principaux :

- Pouvoir mener les études de conception et réalisation d'une ligne Haute Tension de catégorie B et en connaitre les composantes ;
- Pouvoir réaliser de façon optimale un tel projet en tenant compte des différentes contraintes de temps, de coût et de qualité.

La ligne ainsi construite devient sujette des intempéries (vent, pluie, foudre...) pouvant déclencher des courts circuits, des surtensions dont les conséquences peuvent être des pertes en vie humaines, la non continuité de service, des pertes économique et une durée de vie limitée. Pour une protection complète de la dite ligne des dispositifs de sécurité et de protection doivent être intégrés dans les postes de transformations. Afin de d'assurer la stabilité et la pérennité de notre ouvrage il devient impératif de s'intéresser au fonctionnement et au dimensionnement des postes.