



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2022

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN GENIE ELECTRIQUE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Par :

MOHAMED ABDALLAHI ISSELMOU
HAMCHERIF ABDELKARIM

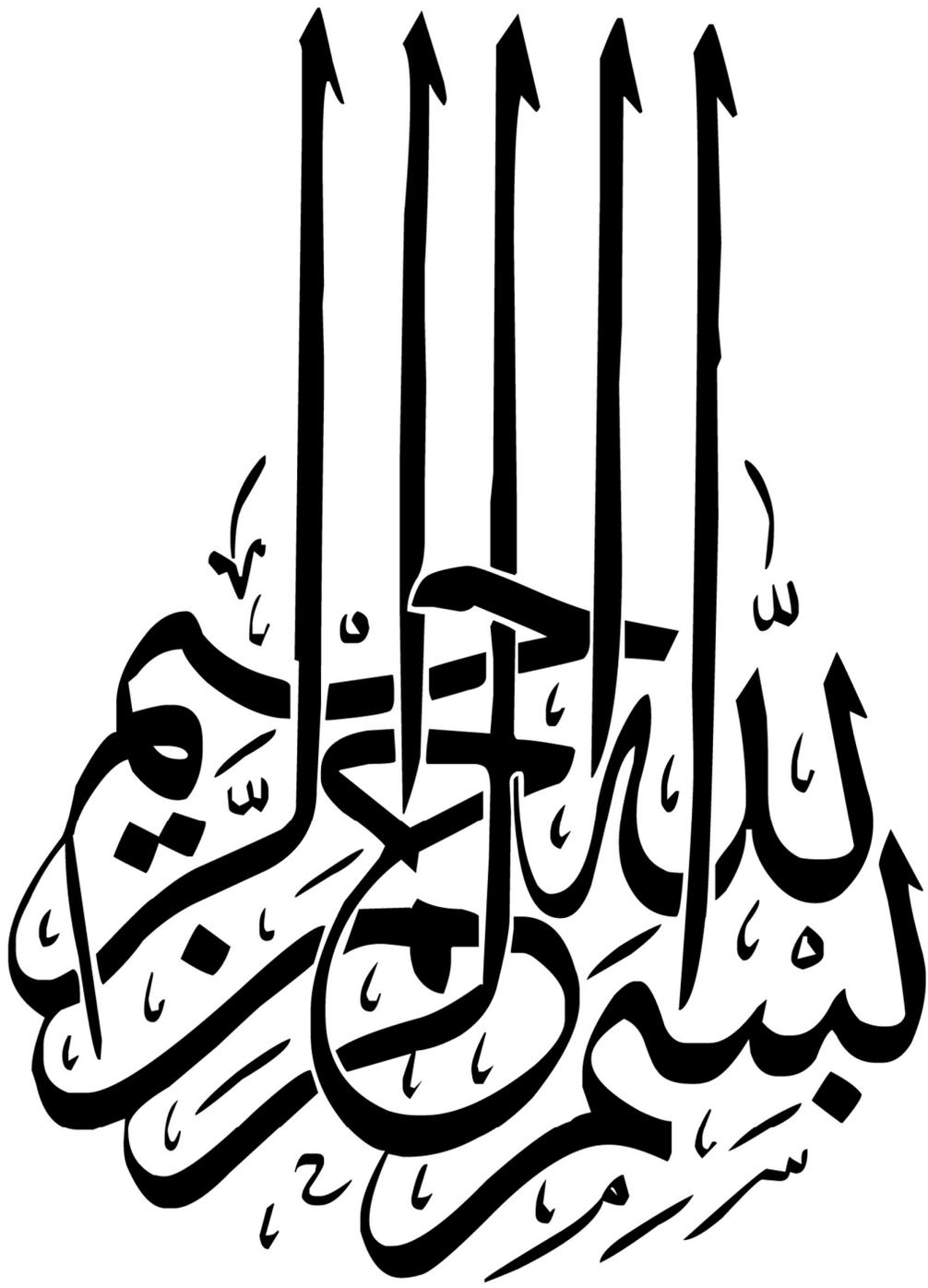
Intitulé du sujet :

**Etude de conception d'une ligne aérienne MT suivant
la normalisation algérienne**

Soutenu le 03 / 07 / 2022 devant le jury composé de :

Président :	BECHIRI.F	MCB	Université de Mostaganem
Examineur :	RIZINI.S	MCA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	SOUAG.S	MCB	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2021/2022



Remerciement

Je remercie dieu de nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Je remercie mes très chers parents.

Je remercie mon encadreur Dr. S.SOUAG pour son aide, son encouragement et sa patience, ainsi pour ces orientations et ses conseils judicieux.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de ma formation.

Et nous n'oublions pas tous les enseignants de département génie électrique.

Le, 07,2022

Dédicace

Je dédie ce travail,

*A nos très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour
Notre réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les garde
éternellement heureux.*

*A tous nos amis et mes collègues, et à tous ceux qui
M'ont aidé pour réaliser ce mémoire.*

MOHAMED ABDALLAHI Isselmou

Le, 07/2022

Dédicace

Je dédie ce travail,

*A nos très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour
Notre réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les garde
éternellement heureux.*

*A tous nos amis et mes collègues, et à tous ceux qui
M'ont aidé pour réaliser ce mémoire.*

HAMCHERIF Abdelkarim

Le, 07/2022

TABLE DES MATIERES

Table des matières

REMERCIEMENT.....	III
DEDICACE.....	IV
DEDICACE.....	V
:الملخص.....	XIII
RESUME :.....	XIV
ABSTRACT:.....	XV
INTRODUCTION GENERAL	16
CHAPITRE I GENERALITE SUR LES LIGNES AERIENNES	17
INTRODUCTION.....	18
I.1 LES TYPES DE RESEAUX ELECTRIQUES :	18
<i>I.1.1 Réseaux de transports :</i>	<i>18</i>
<i>I.1.2 Réseaux de répartitions :</i>	<i>18</i>
<i>I.1.3 Réseaux de distributions :</i>	<i>18</i>
<i>I.1.4 Réseaux d'interconnexion :</i>	<i>18</i>
I.2 LES TYPES DE POSTE ELECTRIQUE :	19
<i>I.2.1 Poste de transformation HTA/BT :</i>	<i>19</i>
<i>I.2.2 Postes sources :</i>	<i>19</i>
I.3 LE RESEAU MOYEN TENSION HTA :	19
<i>I.3.1 Réseau HTA aérien :</i>	<i>20</i>
<i>I.3.2 Réseau HTA souterrain :</i>	<i>21</i>
<i>I.3.3 Comparaisons entre les lignes aériennes et les câbles HTA souterrains :</i>	<i>22</i>
<i>I.3.4 Les types des lignes HTA :</i>	<i>23</i>
I.4 MODELISATION DES LIGNES ELECTRIQUES :	23
I.5 PARAMETRES DES LIGNES ELECTRIQUES :	27
<i>I.5.1 Résistance :</i>	<i>27</i>
<i>I.5.2 La conductance :</i>	<i>28</i>
<i>I.5.3 L'inductance :</i>	<i>28</i>
<i>I.5.4 Impédance de la ligne :</i>	<i>29</i>
<i>I.5.5 La capacité :</i>	<i>29</i>
<i>I.5.6 L'inductance :</i>	<i>32</i>
I.6 LES EQUATIONS DES PUISSANCES D'UNE LIGNE :	33
<i>I.6.1 Les puissances à l'entrée de la ligne :</i>	<i>33</i>
<i>I.6.2 Les puissances aux bornes de la charge :</i>	<i>34</i>
<i>I.6.3 Les puissances dans la ligne :</i>	<i>34</i>
<i>I.6.4 La puissance réactive fournie par la ligne :</i>	<i>35</i>
<i>I.6.5 Les pertes de puissance réactive dans la ligne :</i>	<i>35</i>
I.7 LE RENDEMENT DE LA LIGNE :	35
I.8 LES NORMES ALGERIENNES :	35
<i>I.8.1 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :</i>	<i>35</i>
<i>I.8.2 Les valeurs normalisées de tension HTA :</i>	<i>36</i>
CONCLUSION	37
CHAPITRE II COMPOSITION DES LIGNES AERIENNES HTA	38

INTRODUCTION	39
II.1 LES CONDUCTEURS	39
II.1.1 Généralité sur les conducteurs de distribution :	39
II.1.2 Caractéristiques des conducteurs utilisés en HTA par SONELGAZ	40
II.2 LES SUPPORTS :	41
II.2.1 Les supports suivant l'utilisation :	41
II.2.2 Les différentes composantes d'un support :	41
II.2.3 Les types des supports :	42
II.3 LES ISOLATEURS POUR LES LIGNES AERIENNES :	46
II.3.1 Les types des isolateurs :	47
II.3.2 Chaines des isolateurs :	47
II.3.3 Les matériaux de fabrication des isolateurs :	48
II.4 LES ARMEMENTS OU LES FERRURES :	48
II.4.1 Pour l'alignement :	49
II.4.2 Pour l'arrêt :	50
II.4.3 Les types des armements :	51
II.4.4 Autres armements utilisé en HTA :	53
II.4.5 Disposition des lignes HTA par rapport au réseau BT :	53
II.5 ENCASTREMENT ET COEFFICIENT DE SECURITE DES SUPPORTS SELON SDEG ALGERIENNE :	54
II.5.1 Poteau en béton :	54
II.5.2 Pour le support métallique BSG :	55
II.6 ACCESSOIRES DE RACCORDEMENT :	55
II.6.1 Accessoires de l'alignement et suspension :	55
II.7 MISE A LA TERRE DES SUPPORTS MALT :	58
II.8 LE CONTOURNEMENT :	59
II.9 COURANT DE FUITE :	59
II.10 LA TENSION DE CONTOURNEMENT :	59
II.11 LES APPAREILLAGES DE PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS	60
II.11.1 Le parafoudre :	60
II.11.2 Les éclateurs :	60
II.12 LES APPAREILLAGES DE PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES.....	61
II.12.1 Fusible HTA :	61
II.12.2 Les disjoncteurs :	61
II.12.3 Les relais de protection :	62
II.13 LES INTERRUPTEURS :	62
II.13.1 IACM :	62
II.13.2 IATCT :	63
II.14 SCADA :	64
II.15 LES POSTES DE TRANSFORMATION :	65
II.15.1 Poste HTB/HTA :	65
II.15.2 Poste HTA/BT :	65
II.16 CLASSIFICATION DES ZONES EN ALGERIE :	67
II.16.1 Définitions des zones :	67
II.16.2 Hypothèses climatiques de calcul et coefficients de sécurité pour les zones :	68
II.16.3 Définition des hypothèses	68
CONCLUSION	69
CHAPITRE III CONCEPTION DES LIGNES AERIENNES HTA	70

INTRODUCTION	71
III.1 CALCUL DE LA PUISSANCE :	72
III.1.1 La puissance installée P_i :	72
III.1.2 Calcul de la puissance maximale :	73
III.1.3 La puissance apparente :	74
III.1.4 La puissance active :	74
III.2 CALCUL DES COURANTS :	74
III.2.1 Le courant nominal I_n :	74
III.2.2 Le courant de court-circuit I_{cc} :	74
III.2.3 Le courant maximal de court-circuit I_{ccmax} :	75
III.2.4 Le courant admissible I_z :	75
III.3 LA CHUTE DE TENSION :	77
III.4 LES PERTES TECHNIQUES :	77
III.5 CHOIX DES CONDUCTEURS :	77
III.6 CHOIX DU TRANSFORMATEUR :	78
III.6.1 Calcul de la puissance apparente :	78
III.6.2 Calcul du rapport de transformation :	78
III.6.3 Le courant secondaire :	78
III.6.4 Le courant primaire :	79
III.7 ETUDE MECANIQUE DE LA LIGNE HTA :	79
III.7.1 Coefficient de sécurité k :	79
III.7.2 Canton :	80
III.7.3 La portée :	80
III.7.4 Flèche f :	82
III.7.5 Efforts appliqués sur les conducteurs :	83
III.7.6 Les efforts sur les supports :	84
III.7.7 La distance minimale entre phases (écartement minimal) e :	86
III.7.8 La distance entre la ligne et le sol (la garde au sol) :	87
III.7.9 Calcul de la variation de tension mécanique :	88
III.7.10 Calcul des pentes de la ligne :	89
III.7.11 Inclination et retournement des chaines :	89
III.7.12 Etude de départ HTA :	90
CONCLUSION	93
CHAPITRE IV CONCEPTION SUR ETAP ET RESULTATS	94
INTRODUCTION	95
IV.1 CONCEPTION SUR ETAP :	96
IV.2 ECOULEMENT DE PUISSANCE :	97
IV.2.1 Résultat de l'écoulement de puissance :	97
IV.2.2 Les données de production charge et tension de bus :	100
IV.2.3 Les données des transformateurs :	100
IV.2.4 Connections des branches :	101
IV.2.5 Les pertes dans le réseau :	102
IV.3 INTERPRETATION :	103
IV.4 LA MAINTENANCE DES LIGNES HTA :	103
IV.4.1 Type des maintenances :	103
IV.4.2 Intervention d'équipe de maintenance :	104
CONCLUSION	105
CONCLUSION GENERALE	106

BIBLIOGRAPHIE.....	107
ANNEXE.....	108

La liste des tableaux

Tableau 1 : lignes aériennes et câbles souterrains.....	22
Tableau 2 : La nouvelle norme en vigueur en Algérie définit les niveaux de tension.....	35
Tableau 3 : Les normes techniques des conducteurs nus HTA	36
Tableau 4 : les conducteurs en aluminium [9].....	39
Tableau 5 : Caractéristiques techniques de conducteurs de l'almélec	40
Tableau 6: caractéristiques des conducteurs en almélec	41
Tableau 7: les volumes moyennes pour support en bois.....	43
Tableau 8 Dimensions et efforts en bois :	43
Tableau 9 Type des terrains utilisés en fabrication du support en béton :	44
Tableau 10 Les caractéristiques des armements NVS utilisé en HTA :	49
Tableau 11 Les caractéristiques techniques des armements NSAH en lignes HTA.....	50
Tableau 12 : hauteur pour l'encastrement du support en béton	55
Tableau 13 : hauteur pour l'encastrement du support BSG	55
Tableau 14 Caractéristiques techniques de pince d'alignement en réseau HTA :.....	56
Tableau 15 Caractéristiques techniques de pince d'ancrage HTA :	58
Tableau 16 Hypothèses climatiques et coefficient de sécurité	68
Tableau 17: tableau des coefficients de simultanéité.....	73
Tableau 18 des valeurs de α selon le type de conducteur.....	75
Tableau 19 coefficients de la nature des conducteurs K	76
Tableau 20 : les portées maximales pour 3 isolateurs avec pas 110mm :.....	81

Tableau 21: les portées maximales pour 4 isolateurs avec pas 110mm :	81
Tableau 22: les portées maximales pour 3 isolateurs avec pas 110mm :	81
Tableau 23: les portées maximales pour isolateurs avec pas 110mm :	81
Tableau 24 Caractéristique technique des supports BSG utilisés en HTA par SONELGAZ :	86

La liste des figures

Figure 1: simple antenne et double antenne	20
Figure 2: Double dérivation Double jeu de barres.....	20
Figure 3: Boucle ouverte et Boucle fermée.....	21
Figure 4: Production local et production de remplacement (normal/secours).....	21
Figure 5: Schéma unifilaire du réseau de distribution.....	22
Figure 6 : modélisation d'une ligne électrique	23
Figure 7 : circuit équivalent d'une ligne courte.....	23
Figure 8 : circuit équivalent d'une ligne moyenne	23
Figure 9 : circuit équivalent d'une ligne longue.....	24
Figure 10: Conducteurs nus	40
Figure 11 Support des lignes	42
Figure 12 Support métallique BSG Bas	44
Figure 13 Support métallique BSG Haut.....	45
Figure 14 Support métallique BSG 106 88	45
Figure 15 Support métallique jumelé	45
Figure 16 Raccordement métallique BSG.....	45
Figure 17 : Portique.....	46
Figure 18 BSG NAV & BSG NSAH	46
Figure 19 Chaine d'isolateurs 1*3 d'alignement	47
Figure 20 Chaine d'isolateurs 1*4 d'ancrage	48
Figure 21 Isolateur	48
Figure 22 Nappe voute +Armement Simple.....	49

Figure 23 NSAH	50
Figure 24 Armement Simple.....	51
Figure 25 Support en drapeau.....	52
Figure 26 Armement nappe-voute pour HTA et BT isolé.....	53
Figure 27 Armement drapeau pour HTA et BT isolé.....	54
Figure 28 Pince d'alignement.....	56
Figure 29 Œillets à rotule	56
Figure 30 Ball socket.....	57
Figure 31 Pince d'ancrage HTA	58
Figure 32 Parafoudre fabriqué par DEHNMID DEHN FRANCE	60
Figure 33 Eclateur à cornes munis de dispositif anti-oiseau pour réseau HTA.....	61
Figure 34 : IACM.....	63
Figure 35 IATCT	64
Figure 36 Poste sur poteau.....	66
Figure 37 Postes préfabriqués en bas de poteau	66
Figure 38 Poste compact	66
Figure 39 : Schéma unifilaire du réseau.....	95

المخلص:

مشروعنا مخصص لإجراء دراسة عميقة للخطوط الهوائية ذات الجهد المتوسط بناءً على المعايير الجزائرية، هذه الدراسة مكونة من أربعة فصول تطرقنا فيها إلى جميع النقاط الأساسية لهذا الجزء من الشبكة الكهربائية.

يتم توزيع الجهد المتوسط دائمًا عن طريق الخطوط الهوائية ولكن في بعض الأحيان يوزع بواسطة الكابلات الأرضية، فالخط العلوي أفضل من تحت الأرض في حالة الصيانة وعوامل أخرى.

بعد تقديم جميع المعلومات والمكونات العامة لخطوط الجهد المتوسط، قمنا بإجراء محاكاة على برنامج ETAP الذي يمكننا من معرفة تدفق الطاقة والجهد المنخفض والتيار في كل تكرار للشبكة.

بالإضافة إلى ذلك، قمنا بعمل نمذجة على SOLIDWORKS لتقديم جميع العناصر الأساسية لخطوط الجهد المتوسط العلوية في نموذج ثلاثي الأبعاد.

نذكر أن هذه الدراسة يمكن استخدامها لكل إنشاءات خطوط الجهد المتوسط في كل مكان تحتاج فقط إلى اتباع المعايير المستخدمة في هذه الحالة.

Résumé :

Notre Projet consacré à une étude approfondie des lignes aériennes Moyenne Tension basée sur les normes algériennes, cette étude composée de quatre chapitres dans lesquelles nous avons étudiés tous les points essentiels de cette section du réseau électrique.

La moyenne tension est toujours distribuée par des lignes aériennes mais parfois est distribué par des câbles souterrains, la ligne aérienne est meilleure que le souterrains dans cas de maintenance et d'autres facteurs.

Après avoir donné toutes les informations générales et les composants des lignes de moyenne tension, nous avons fait une simulation sur le logiciel ETAP qui nous permet de connaître le flux de puissance, la chute de tension et le courant à chaque itération du réseau.

De plus, nous avons fait une modélisation sur SOLIDWORKS pour présenter en modèle 3D tous les éléments essentiels des lignes MT aériennes.

Nous mentionnons que cette étude peut être utilisée pour chaque construction de ligne moyenne tension partout où il suffit de suivre les normes utilisées dans ce cas.

Abstract:

Our Project dedicated for a deep study of Medium voltage overhead lines based on the Algeria standards, this study compound fort chapter that in it we had touched the all the essential points of this section of the electrical network.

The Medium voltage always distributed by overhead lines but sometimes we found it distributed by underground cables, the overhead line is better than underground in case of maintenance and others factors.

After have giving all the general information and components of the Medium voltage lines, we have done a simulation on ETAP software that enable us to know the power flow, drop voltage and current in every iteration of the network.

In addition, we have done a modelization on SOLIDWORKS to present in 3D model all the essential elements of the MV overhead lines.

We mention that this study can used for every medium voltage line construction in everywhere just need to follow the standards used in that case.

Introduction générale

Le réseau de distribution est l'un des parties du réseau électrique intéressant et le plus complexe en structure, ce réseau se fait en aérien (lignes aériennes nus ou isolées) ou souterrain, les lignes aériennes nus sont les plus utilisés par SONELGAZ et sont le sujet de cette étude,

Ce mémoire est composé des quatre chapitres dont le premier chapitre est la généralité sur le réseau à moyenne tension et la modélisation des lignes et le calcul de ses paramètres.

Dans le deuxième chapitre on détaille sur les différentes compositions des lignes et les éléments de protection.

Dans le troisième chapitre (conception de ligne aérienne) nous avons consacré l'étude pour l'estimation des charges, l'étude électrique et mécanique de ligne.

Dans le dernier chapitre nous avons fait la simulation d'un réseau de distribution sous logiciel ETAP,

Deux logiciels sont utilisés dans cette étude SOLIDWORKS pour la modélisation des composants et ETAP pour la simulation de réseau.

Mots clés :

HTA : haute tension catégorie A (1KV à 50KV).

MT : moyenne tension

NVS : nappe voûte soudé

NSAH : nappe soudé à armements horizontales

Support BSG : support métallique à bras soudé galvanisé

CHAPITRE I

Généralité sur les lignes aériennes

Introduction

Les réseaux de distribution électrique représentent un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers des clients en adaptant si nécessaire le niveau de tension.

I.1 Les types de réseaux électriques :

Le transport d'électricité passe par plusieurs étapes avant d'arriver aux clients ; suivant ces étapes on les divise en quatre grandes catégories :

I.1.1 Réseaux de transports : [1]

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

I.1.2 Réseaux de répartitions :

Le réseau de répartition est l'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution ; avec une gamme de tension entre 30 et 60KV.

I.1.3 Réseaux de distributions :

Avec une gamme de tension 1-30 KV sert à distribuer le courant dans les grandes villes, l'alimentation d'une zone rurale ou alimenter les consommateurs en moyenne tension.

I.1.4 Réseaux d'interconnexion :

Ce réseau sert à relier et assure la liaison entre plusieurs réseaux de distribution.

I.2 Les types de poste électrique :

I.2.1 Poste de transformation HTA/BT : [2]

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour : Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple. Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties :

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

I.2.2 Postes sources : [3]

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 I.9). 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 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.

I.3 Le réseau moyen tension HTA :

Un réseau HTA soit aérien ou souterrain ; le plus utilisé c'est le réseau aérien notamment pour le réseau de 30 KV.

I.3.1 Réseau HTA aérien :

Utilisé dans les agglomérations de faible densité, une ligne aérienne est formée par trois conducteurs (trois phases) généralement sans le conducteur neutre jusqu'au la poste de transformation HTA/BT.

Plusieurs types des réseaux sont utilisés en aérienne

Architecture des réseaux HTA : [4]

I.3.1.1 Radial :

Ce type du réseau utilisé généralement en aérienne dans les zones rurales

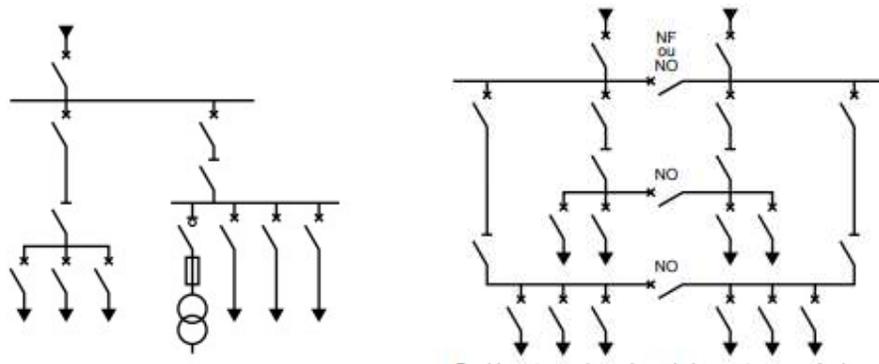


Figure 1: simple antenne et double antenne

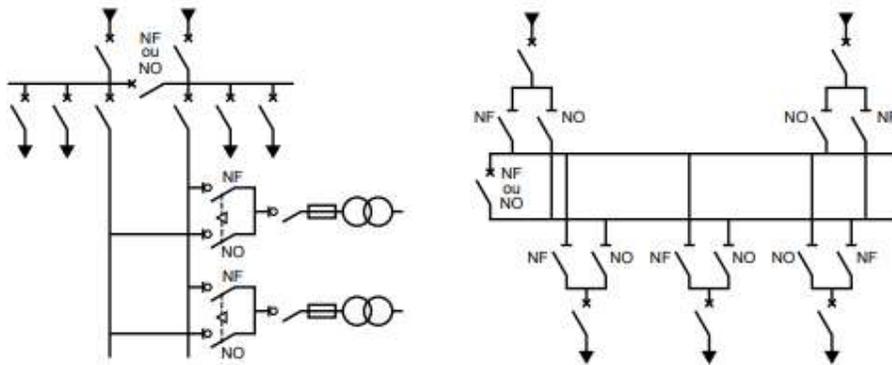


Figure 2: Double dérivation Double jeu de barres

I.3.1.2 Le réseau en boucle :

Ces types des réseaux utilisés dans les zones urbaines

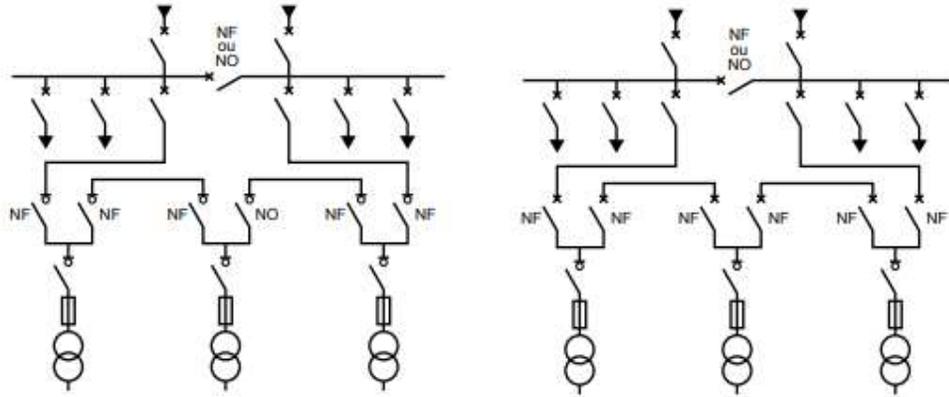


Figure 3: Boucle ouverte et Boucle fermée

I.3.1.3 Réseau avec production interne d'énergie :

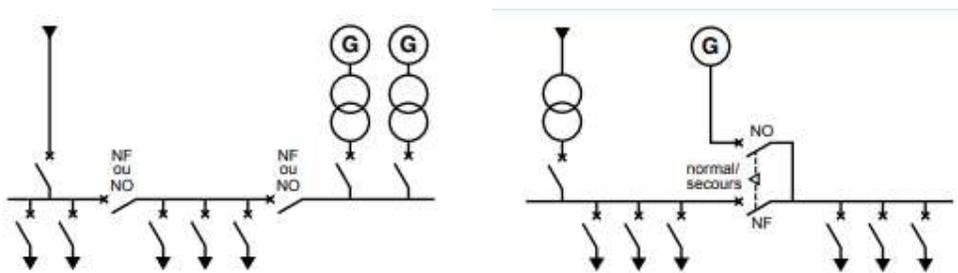


Figure 4: Production local et production de remplacement (normal/secours)

I.3.2 Réseau HTA souterrain :

Très utilisé dans les grandes villes, ce réseau est formé par des câbles triphasés ; obligatoirement bien isolés.

Deux types de réseaux souterrains sont utilisés :

- Réseaux en double dérivation
- Réseaux en coupure d'artère

I.3.3 Comparaisons entre les lignes aériennes et les câbles HTA souterrains :

Tableau 1 : lignes aériennes et câbles souterrains

	Lignes HTA aériennes	câbles HTA souterrains	
Avantages	moins coûteuses dépannage rapide moins danger	Pollution visuel moindre que la ligne aérienne. Les pertes par effet joule plus faible. La production de champs électromagnétiques moins que celle produit par la ligne aérienne.	
Inconvénients	Des interruptions fréquentes. Emission des Perturbations sur les ondes radios et télévisions Le danger de rupture d'un conducteur Pollution visuel	Un cout élevé Difficulté de réparations	

Schéma unifilaire du réseau moyen tension :[5]

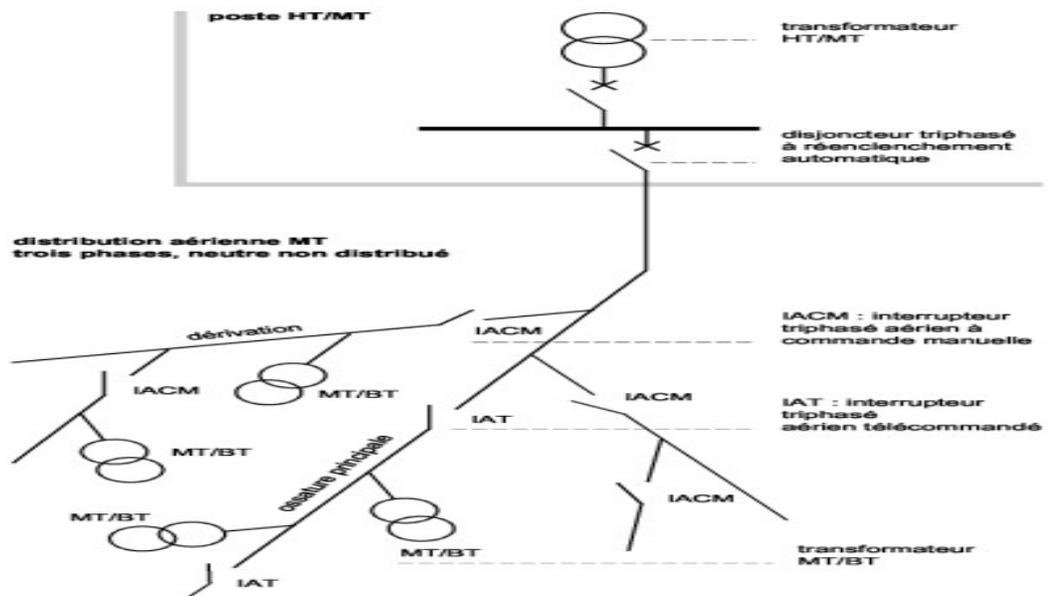


Figure 5: Schéma unifilaire du réseau de distribution

I.3.4 Les types des lignes HTA :

- lignes sur isolateurs rigides (ligne rigide)
- lignes sur isolateurs suspendues (lignes suspendues)
- lignes dont les conducteurs isolés

I.4 Modélisation des lignes électriques :[6]

La modélisation permet de représenter les comportements électriques d'une ligne sous forme des équations mathématiques :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & C \\ B & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (I.1)$$

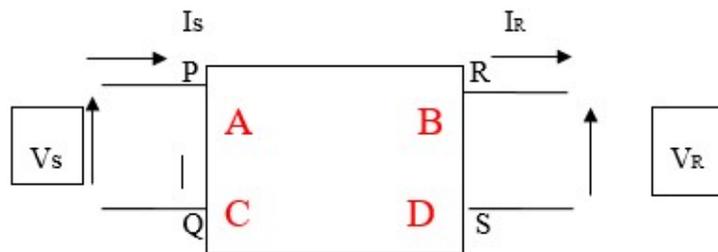


Figure 6 : modélisation d'une ligne électrique

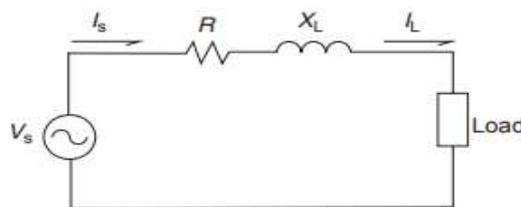


Figure 7 : circuit équivalent d'une ligne courte

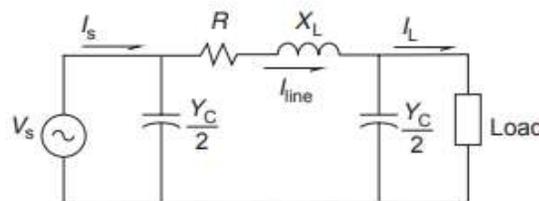


Figure 8 : circuit équivalent d'une ligne moyenne

Une ligne de transport est définie comme une ligne courte si sa longueur ($L < 80\text{km}$), pour

Cette ligne on considère seulement la résistance et la réactance inductive.

La ligne de transport est dite une ligne moyenne si sa longueur est définie entre 80km et 240km ; son circuit équivalent est représenté sous forme π .

Si la longueur d'une ligne est supérieure à 240 km , alors elle est définie comme une ligne longue, et la résolution mathématique pour déterminer ses paramètres (l'impédance série et la capacité en shunt) nécessite une résolution pour les équations différentielles correspondantes

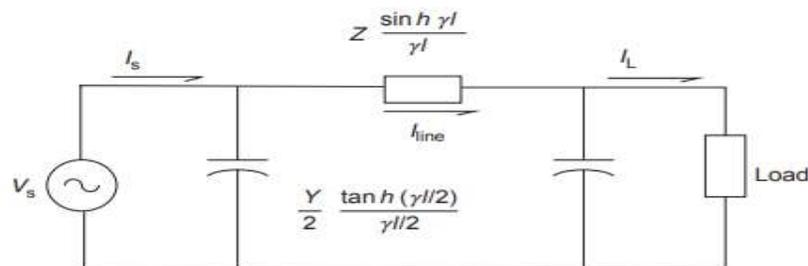


Figure 9 : circuit équivalent d'une ligne longue

On résout les équations différentielles correspondent aux circuits équivalent de la ligne, pour trouver ses paramètres.

L'impédance de ligne en série :

$$Z = R + jL\omega \tag{I.2}$$

Avec ω : la fréquence du courant.

L'admittance de ligne en dérivation :

$$y = g + jC\omega \tag{I.3}$$

Avec g : généralement égale à 0 ($g=0$).

$$dI = (V + dV) y dx = Vy dx \tag{I.4}$$

$$\frac{dV(x)}{dx} = -ZI \tag{I.5}$$

$$\frac{d^2V(x)}{d^2x} = \frac{ZdI}{dx} = ZyV \quad (I.6)$$

$$\frac{d^2V(x)}{d^2x} - ZyV = 0 \quad (I.7)$$

Prenons γ comme constante de propagation $\gamma = \sqrt{Z * y}$

On résoudre l'équation différentielle (1.6) en utilisant le transformer de Laplace :

$$(s^2 - \gamma^2) = (s - \gamma)(s + \gamma) \quad (I.8)$$

$$(s^2 - \gamma^2) = (s - \gamma)(s + \gamma)V(x) = k_1e^{\gamma x} + k_2e^{-\lambda x} \quad (I.9)$$

$$V(x) = (k_1 + k_2) \frac{e^{\gamma x} + e^{-\lambda x}}{2} + (k_1 - k_2) \frac{e^{\gamma x} - e^{-\lambda x}}{2} \quad (I.10)$$

Posons $k_1 = k_1 + k_2$ et $k_2 = k_1 - k_2$ Ce qui nous donne :

$$V(x) = (k_1) \frac{e^{\gamma x} + e^{-\lambda x}}{2} + (k_2) \frac{e^{\gamma x} - e^{-\lambda x}}{2} \quad (I.11)$$

$$V(x) = k_1 \cosh(\gamma x) + k_2 \sinh(\gamma x) \quad (I.12)$$

$$\frac{dV(x)}{dx} = ZI = k_1\gamma \sinh(\gamma x) + k_2\gamma \cosh(\gamma x) \quad (I.13)$$

Conditions initiales : $x=0$ donc $V(x=0) = V_r$ donc

$$k_1 = V_r \quad (I.14)$$

$$k_2 = \frac{ZI_r}{\gamma} = I_r \sqrt{\frac{Z}{\gamma}} \quad (I.15)$$

$$V(x) = V_r \cosh(\gamma x) + I_r Z_c \sinh(\gamma x) \quad (I.16)$$

L'impédance caractéristique : $Z_c = \sqrt{\frac{Z}{\gamma}}$

Faisons la même chose pour I (x) :

$$I(x) = I_r \cosh(\gamma x) + \frac{V_r}{Z_c} \sinh(\gamma x) \quad (\text{I.17})$$

$$\frac{V_S - V_R}{Z'} - V_R \frac{y'}{2} = I_R \quad (\text{I.18})$$

$$V_s = \left(1 + \frac{Z'y'}{2}\right) V_R + Z'I_R \quad (\text{I.19})$$

$$I_s = V_s \frac{y'}{2} + V_R \frac{y'}{2} + I_R \quad (\text{I.20})$$

$$I_s = y' \left(1 + \frac{Z'y'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Z'y'}{2}\right) I_R \quad (\text{I.21})$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z'y'}{2} & Z' \\ y' \left(1 + \frac{Z'y'}{4}\right) & 1 + \frac{Z'y'}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.22})$$

On peut alors écrire la forme en quadripôle :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.23})$$

Avec :

$$A = 1 + \frac{Z'y'}{2} \quad (\text{I.24})$$

$$B = Z' \quad (\text{I.25})$$

$$C = y' \left(1 + \frac{Z'y'}{4}\right) \quad (\text{I.26})$$

$$D = A \quad (\text{I.27})$$

NB :

Pour une ligne longue :

$$Z' = \frac{Z_c \sinh \gamma l}{\gamma l} \quad (\text{I.28})$$

$$\frac{y'}{2} = \frac{\frac{y}{2} \tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}} \quad (\text{I.29})$$

Pour une ligne moyenne :

$$Z' = Z \quad (\text{I.30})$$

$$Y' = Y \quad (\text{I.31})$$

Pour une ligne courte :

$$Z' = Z \quad (\text{I.32})$$

$$Y' = 0 \quad (\text{I.33})$$

I.5 Paramètres des lignes électriques :

I.5.1 Résistance :

La résistance de ligne électrique est proportionnelle à sa longueur

La résistance du conducteur diminue par rapport à l'augmentation de sa section

Ce paramètre est essentiel car il provoque une perte d'énergie connus par la perte par effet joule dont sa valeur donné par la relation suivant :

$$P = RI^2 \quad (\text{I.34})$$

En courant direct la résistance est :

$$R_{DC} = \rho \frac{L}{S};$$

En courant alternatif la résistance de ligne R_{AC} est :

$$R_{AC} \approx 1.02 * R_{DC} \text{ (I.35)}$$

La résistance d'une ligne en courant alternatif est supérieure à sa résistance en courant continu, à cause de l'effet de peau qui apparut sur les lignes aériennes qui transport le courant en alternatif.

I.5.2 La conductance :

$$G = \frac{1}{R} = \rho \frac{S}{L} \text{ (I.36)}$$

R_{DC} : La résistance en (Ω)

ρ : La résistivité d'un matériau conducteur en ($\Omega.m$)

L : la longueur de ligne en (m)

S : la surface en (m^2)

G : la conductance s'exprime en Siemens (S).

I.5.3 L'inductance :

Le passage du courant dans un conducteur génère un flux magnétique autour de ce conducteur ; ce flux magnétique produit une tension induite si le courant varie en fonction de temps, ce qui implique la présence d'une inductance magnétique, cette inductance est le quotient du flux de ce champ magnétique par l'intensité du courant traversant le conducteur.

$$L = \frac{\lambda}{I} \text{ (I.37)}$$

La réactance inductive s'exprime en fonction de l'inductance ;

$$X_L = 2\pi.f.L \text{ (I.38)}$$

L : l'inductance s'exprime en Henry

λ : flux magnétique en Wb

I : intensité du courant en A

X_L : Réactance inductive en $(\frac{\Omega}{Km})$

f : La fréquence du réseau

l : Longueur de la ligne en Km

I.5.4 Impédance de la ligne :

L'impédance de la ligne (Z_L) donnée sous forme complexe :

$$Z = a + jb \quad (I.39)$$

Avec a représente la valeur de la résistance de la ligne ; et b représente celle de la réactance inductive :

$$Z_L = R + jX_L \quad (I.40)$$

Généralement : l'induction magnétique $B = \mu_0\mu_r H$

B : l'induction magnétique en tesla (T) ou $\frac{Wb}{m^2}$

μ_0 : Perméabilité du vide ($\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{Wb}{Am}$)

μ_r : Perméabilité relative ; il n'y'a pas d'unité

H : Intensité du champ magnétique ; son unité (A/m)

I.5.5 La capacité :

La capacité d'une ligne électrique est due à la différence de potentielle entre deux points d'une ligne électrique ou entre un conducteur et la terre :

Les effets capacitifs peuvent être négligés pour une ligne aérienne MT et BT.

La capacité de la ligne électrique avec la terre est relativement faible pour une ligne aérienne, par contre pour les câbles souterrains, qui ont une capacité intéressant.

$$V_{1-2} = \int_{D_1}^{D_2} E dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi\epsilon_0 x} dx = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \quad (I.41)$$

I.5.5.1 Cas des lignes monophasées :

$$V_{1-2}(q_1) = \frac{q_1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D}{R}\right) \quad (\text{I.42})$$

$$V_{2-1}(q_2) = \frac{q_2}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D}{R}\right) = -V_{1-2}(q_2) \quad (\text{I.43})$$

$$V_{1-2} = V_{1-2}(q_2) + V_{1-2}(q_1) \quad (\text{I.44})$$

Prenons : $q_2 = -q_1 = -q$

$$V_{1-2} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad (\text{I.45})$$

$$C_{1-2} = \frac{q}{V_{1-2}} = \frac{\pi\epsilon_0}{2\ln\left(\frac{D}{r}\right)}; s'exprime en \left(\frac{F}{m}\right) \quad (\text{I.46})$$

La capacité entre une ligne et la terre :

$$C_{1-G} = \frac{q}{V_{1-G}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)}; s'exprime en \left(\frac{F}{m}\right) \quad (\text{I.47})$$

I.5.5.2 Cas de ligne triphasé :

Considérons une ligne triphasé équilibrée (trois phases a b c ont la même tension déphasé entre eux par 120°) ; donc, nous pouvons écrire les différences potentielles entre eux comme ci-dessous :

$$V_{A-B} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln\left(\frac{D_{AB}}{r_A}\right) + q_B \ln\left(\frac{r_B}{D_{AB}}\right) + q_C \ln\left(\frac{D_{BC}}{D_{AC}}\right) \right] \quad (\text{I.48})$$

$$V_{A-C} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln\left(\frac{D_{AC}}{r_A}\right) + q_B \ln\left(\frac{D_{CB}}{D_{AB}}\right) + q_C \ln\left(\frac{r_C}{D_{AC}}\right) \right] \quad (\text{I.49})$$

Avec espacement de phase égal : $D_{AB} = D_{AC} = D_{BC} = D$; $r_A = r_B = r_C = r$

$$V_{A-B} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln\left(\frac{D}{r}\right) + q_C \ln\left(\frac{r}{D}\right) \right] (V) \quad (I.50)$$

On a la relation entre la tension composée et la tension simple :

$$V_{A-B} = \sqrt{3}V_{AN} \angle 30^\circ, \text{ et } V_{A-C} = -V_{C-A} = \sqrt{3}V_{AN} \angle -30^\circ$$

$$V_{AN} = \frac{V_{A-B} + V_{A-C}}{3} \quad (I.51)$$

Ce qui donne :

$$V_{AN} = \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[2q_A \ln\left(\frac{D}{r}\right) + (q_B + q_C) \ln\left(\frac{r}{D}\right) \right] \quad (I.52)$$

Or $q_B + q_C = -q_A$; donc

$$V_{AN} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln\left(\frac{D}{r}\right) (V) \quad (I.53)$$

La capacité phase neutre est :

$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} (F / m) \quad (I.54)$$

Avec espacement de phase inégal :

$$V_{A-B} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln\left(\frac{D_m}{r}\right) + q_B \ln\left(\frac{r}{D_m}\right) \right] \quad (I.55)$$

$$V_{AN} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln\left(\frac{D_m}{r}\right) \quad (I.56)$$

La capacité phase neutre est :

$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_m}{r}\right)} (F / m) \quad (I.57)$$

Où D_m La distance moyenne géométrique (DMG)

$$D_m = \sqrt[3]{D_{12} + D_{23} + D_{31}} \quad (I.58)$$

I.5.6 L'inductance :

Dans les lignes de transmission réelles, les conducteurs de phase ne peuvent pas maintenir une disposition symétrique le long de toute la longueur en raison de considérations de construction, même lorsque des entretoises de conducteurs en faisceau sont utilisées.

Avec un espacement asymétrique, l'inductance sera différente pour chaque phase, avec un correspondant chute de tension déséquilibrée sur chaque conducteur.

Par conséquent, le circuit équivalent monophasé pour représenter le système d'alimentation ne peut pas être utilisé.

Cependant, il est possible de supposer une disposition symétrique dans la ligne de transmission en transposant les conducteurs de phases.

Dans un système transposé, chaque conducteur de phase occupe l'emplacement des deux autres phases pour un tiers de la longueur totale de la ligne, Dans ce cas, la distance moyenne géométrique (GMD) remplace la distance D, et le calcul de l'inductance de phase dérivé pour l'arrangement symétrique est toujours valable.

Notons que les lignes aériennes sont des lignes inductives, contrairement aux câbles souterrains

L'inductance par phase par unité de longueur dans une ligne de transmission devient :

$$L_{1-phase\ système} = \frac{\lambda}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{DMG}{GMR}\right) (H / m) \quad (I.59)$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{GMR} \quad (I.60)$$

Une fois l'inductance par phase obtenue, la réactance inductive par unité de longueur est

$$X_{L_{phase}} = 2\pi f L_{phase} = \mu_0 f \ln\left(\frac{DMG}{GMR_{phase}}\right) (\Omega / m) \quad (I.61)$$

Pour les conducteurs en faisceau, la valeur GMR_{bundle} est déterminée, comme dans le cas de la ligne de transmission monophasée, par le nombre de conducteurs, et par le nombre de conducteurs par faisceau et la séparation entre eux.

L'expression de la réactance inductive totale par phase donne :

$$X_{L_{phase}} = \mu_0 f \ln \left(\frac{DMG}{GMR_{bundle}} \right) (\Omega / m) \quad (I.62)$$

$GMR_{bundle} : (d^{n-1} GMR_{stranded})^{\frac{1}{n}}$ Jusqu'à trois conducteurs par faisceau (m)

$GMR_{bundle} : 1.09(d^4 GMR_{stranded})^{\frac{1}{4}}$ pour quatre conducteurs par faisceau (m)

d : distance entre les conducteurs du faisceau (m)

n : nombre de conducteurs par faisceau

f : fréquence (Hz)

Inductance linéique d'une ligne triphasée à deux ternes :

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG D'_n}{GMR D_n} \quad (I.63)$$

Avec :

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} \quad (I.64)$$

$$D'_n = \sqrt[3]{D_{Ab} \cdot D_{Ac} \cdot D_{Bc}} \quad (I.65)$$

$$D_n = \sqrt[3]{D_{Aa} \cdot D_{Bb} \cdot D_{Cc}} \quad (I.66)$$

RMG : Le rayon moyen géométrique d'un conducteur en faisceaux.

I.6 Les équations des puissances d'une ligne : [7]

I.6.1 Les puissances à l'entrée de la ligne :

La puissance active :

$$P_1 = V_1 * I_1 \cos \varphi_1, \text{ en (W) par phase} \quad (\text{I.67})$$

$$P_1 = \sqrt{3} U_1 * I_1 \cos \varphi_1, \text{ en (W) par trois phases} \quad (\text{I.68})$$

La puissance réactive :

$$Q_1 = V_1 * I_1 \sin \varphi_1, \text{ en (VAR) par phase} \quad (\text{I.69})$$

$$Q_1 = \sqrt{3} U_1 * I_1 \sin \varphi_1, \text{ en (VAR) par trois phases} \quad (\text{I.70})$$

La puissance apparente :

$$S_1 = V_1 * I_1 = P_1 + jQ_1, \text{ en (VA)} \quad (\text{I.71})$$

$$S_1 = \sqrt{3} U_1 * I_1 = P_1 + jQ_1, \text{ en (VA)} \quad (\text{I.72})$$

I.6.2 Les puissances aux bornes de la charge :

Puissance active :

$$P_2 = V_2 * I_2 \cos \varphi_2, \text{ en (W) par phase} \quad (\text{I.73})$$

$$P_2 = \sqrt{3} U_2 * I_2 \cos \varphi_2, \text{ en (W) par trois phases} \quad (\text{I.74})$$

La puissance réactive :

$$Q_2 = V_2 * I_2 \sin \varphi_2, \text{ en (VAR)} \quad (\text{I.75})$$

$$Q_2 = \sqrt{3} U_2 * I_2 \sin \varphi_2, \text{ en (VAR)} \quad (\text{I.76})$$

La puissance apparente :

$$S_2 = V_2 * I_2 = P_2 + jQ_2, \text{ en (VA)} \quad (\text{I.77})$$

$$S_2 = \sqrt{3} U_2 * I_2 = P_2 + jQ_2, \text{ en (VA)} \quad (\text{I.78})$$

I.6.3 Les puissances dans la ligne :

Les pertes de puissance active :

$$\Delta P = RI^2 \quad \text{Par phase} \quad (\text{I.79})$$

$$P = 3RI^2 \quad \text{Pour le triphasé} \quad (\text{I.80})$$

La puissance réactive consommé par la ligne :

$$Q_L = L\omega I^2 = x_L * I^2 \quad \text{Par phase} \quad (\text{I.81})$$

$$Q_L = 3L\omega I^2 = 3x_L * I^2 \quad \text{Par trois phases} \quad (\text{I.82})$$

I.6.4 La puissance réactive fournie par la ligne :

$$Q = Q_{C1} + Q_{C2} = \frac{Y}{2}V_1^2 + \frac{Y}{2}V_2^2 = \frac{Cw}{2}(V_1^2 + V_2^2) \quad (\text{VAR}) \quad (\text{I.83})$$

$$Q = Q_{C1} + Q_{C2} = \frac{Y}{2}U_1^2 + \frac{Y}{2}U_2^2 = \frac{Cw}{2}(U_1^2 + U_2^2) \quad (\text{VAR}) \quad (\text{I.84})$$

I.6.5 Les pertes de puissance réactive dans la ligne :

$$\Delta Q = LwI^2 - \frac{Cw}{2}(V_1^2 + V_2^2) \quad (\text{VAR}) \quad \text{Par phase} \quad (\text{I.85})$$

$$\Delta Q = 3LwI^2 - \frac{Cw}{2}(U_1^2 + U_2^2) \quad (\text{VAR}) \quad \text{Par trois phases} \quad (\text{I.86})$$

I.7 Le rendement de la ligne :

Le rendement donné par le rapport entre la puissance entrante et sortante

$$\eta\% = \frac{P_2}{P_1}\% = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P}\% \quad (\text{I.87})$$

I.8 Les normes algériennes :

Les normes utilisés par l'Algérie dans le domaine électrique et industriel sont des normes françaises, donc toutes les fonctions accomplies sur le territoire doivent être conforme aux ces normes.

I.8.1 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :

Dans ce thème on s'intéresse à la moyenne tension (HTA)

Tableau 2 : La nouvelle norme en vigueur en Algérie définit les niveaux de tension

Symboles	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Tension	Très basse tension	Basse tension A	Basse tension A	Haute tension A	Haute tension B
Courant alternatif	$U \leq 50V$	$50 < U \leq 500V$	$500 < U \leq 1000V$	$1000 < U \leq 50KV$	$U > 50KV$
Courant Continu	$U \leq 120V$	$120 < U \leq 750V$	$750 < U \leq 1500V$	$1500 < U \leq 75KV$	$U > 75KV$
Sécurité du voisinage	Aucun danger	$D \geq 30cm$	$D \geq 30cm$	$D \geq 2m$	$D \geq 3m$

I.8.2 Les valeurs normalisées de tension HTA :

Suivant les normes utilisées en Algérie les valeurs de la tension du réseau HTA sont 10KV, 20KV ou 30KV utilisées en aérienne ou souterrain, le 30 KV est plus utilisé en aérienne.

I.8.3 Les normes techniques des conducteurs nus HTA

Les types des lignes dépendent de :

- la puissance à transporter
- distance de transport
- coût
- esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Tableau 3 : Les normes techniques des conducteurs nus HTA

Section mm ²	Nombre de fils	Diamètre		Masse linéique kg /km	Charge de rupture assignée kN	Résistance en c.c Ω/km	Sens de la couche extérieure
		Fil mm	Conducteur mm				
34.4	7	2.50	7.50	93.8	11.17	0.9593	S
93.3	19	2.50	12.50	256	30.31	0.3554	S
117	19	2.80	14	321.2	38.02	0.2833	S

Selon la norme NFC 11-201, les portées des lignes HTA ne doivent excédées 80 m en agglomération. Nous avons respecté au mieux les règles de l'art suivantes : - Réaliser des portées aussi égales que possible et en évitant des angles. - Tenir compte du nombre des portées qui ne doivent pas dépasser 15 par canton. - Éviter les surplombs des habitations en milieu des portées Pour cette étude en zone lotie, les supports armés en drapeau sont implantés à 1,5 m des limites des lotissements, tout en respectant les distances règlementaires entre de garde hors sol qui sont de 6 m en terrain dit ordinaire ou normal et de 8 m pour les traversées des routes.

Conclusion

Dans ce chapitre on a donné une généralité sur le réseau électrique et nous avons bien concentré le travail sur les lignes aériennes en détaillant sur la modélisation et les différents paramètres des lignes et ses équations (Résistance, Inductance, capacité ...etc.).

En fin du chapitre nous avons parlé de la normalisation conformée en Algérie dans le domaine de distribution électrique.

CHAPITRE II

Composition des lignes aériennes HTA

Introduction

Le transport de l'électricité se fait en moyenne tension et en haute tension en utilisant des lignes aériennes, ces lignes aériennes composent des plusieurs matériels nécessaires pour le découlement de l'électricité ses matériels sont : les conducteurs ; les pylônes (supports) et les isolateurs.

II.1 Les conducteurs

II.1.1 Généralité sur les conducteurs de distribution :

La distribution électrique se fait soit par des câbles (conducteurs isolés) souterrains ou aériens ou par des conducteurs nus en aériennes.

Les matériaux conducteurs le plus utilisés en fabrication des câbles sont l'aluminium, l'almélec, l'acier et le cuivre.

En distribution aérienne HTA on utilise généralement des conducteurs nus de section 34.4 et 93.3 ; fabriqué par l'almélec pour son faible poids et sa bonne conductivité :

L'aluminium possède une excellente conductibilité électrique, inférieure cependant à celle du cuivre. Mais il est beaucoup plus léger (plus de trois fois). Par contre il a une faible résistance mécanique (rupture entre 16 et 18kg /mm²) et une faible dureté superficielle. Il s'écrase facilement.

L'almélec est un alliage d'aluminium, de magnésium (0,7%) et de silicium (0,6%) possède une conductivité un peu plus faible que l'aluminium pur, mais sa résistance à la rupture (32à34kg/mm²), environ le double de celle de l'aluminium, lui confère d'excellentes qualités mécaniques. [8]

Tableau 4 : les conducteurs en aluminium [9]

Matériaux	Résistivité à 20°C (10 ⁻⁸ Ω.m)	Contrainte de Rupture à la traction (Mpa)	Température maximale permanente (°C)
Aluminium écroui dur	2.825	160 à 180	75
Almélec	3.26	315 à 325	75
Aluminium recuit	2.92	59 à 97	250



Figure 10: Conducteurs nus

La fabrication des conducteurs nus se passe par deux étapes essentielles :

- 1ère étape : le tréfilage ; cette étape comprend la mise en forme de la section du conducteur et de la longueur demandés.
- 2ème étape : le câblage, dans cette phase les conducteurs sont câblés en couches concentriques, deux couches successives doivent être câblées en sens inverse.

L'aspect extérieur du conducteur doit être lisse et ne présente ni aspérité, ni bavure, ni inclusion

Tableau 5 : Caractéristiques techniques de conducteurs de l'almélec

Nature des fils	Rapport de câblage	
	Minimal	Maximal
Fils en alliage d'aluminium		
-Couche extérieur	10	14
-Couches internes	10	16

II.1.2 Caractéristiques des conducteurs utilisés en HTA par SONELGAZ

SONELGAZ utilise aujourd'hui deux type de conducteur en almélec pour les lignes HTA qui sont :

✚ Dorsale : $93.3mm^2$

Sont les lignes principales du réseau

✚ Dérivation : $34.4mm^2$

Sont des lignes secondaires

Tableau 6: caractéristiques des conducteurs en aluélec

Désignation	Section	
	$34.4mm^2$	$93.3mm^2$
Ligne	Dérivation	Dorsale
Nombre de brins	7	19
Diamètre d'un brin	2.5mm	2.5mm
Diamètre extérieur	7.5mm	12.5mm
Masse linéique	108 kg/km	256kg/km
Charge de rupture	1105 daN	2605 daN
Module d'élasticité	6000 Hbar	6000 Hbar
Coefficient dilatation	$23 \cdot 10^{-6}$	$23 \cdot 10^{-6}$
Résistance linéique à $20^{\circ}C$	$0.957 \Omega/km$	$0.357 \Omega/km$
Intensité admissible	140 A	270 A

II.2 Les supports :

Les supports sont utilisés pour supporter les lignes aériennes et pour isoler les lignes entre eux et entre les lignes et le sol.

II.2.1 Les supports suivant l'utilisation :

- supports d'alignement (suspension)
- supports d'Ancrage

II.2.2 Les différentes composantes d'un support :

Les pylônes de transport généralement se décomposent en trois parties, chaque partie formée par plusieurs sous-parties ; les trois principales parties sont :

La tête : comprend chaînes des isolateurs, les armements ; consoles

Le fût : tronc commun, extension.

Le pied : bien foncé dans une fondation dans le sol.

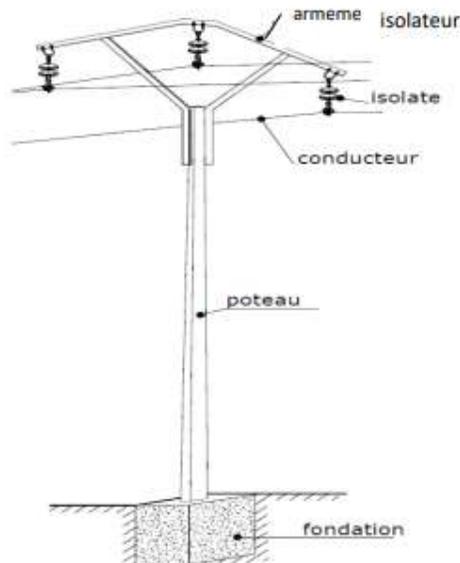


Figure 11 Support des lignes

II.2.3 Les types des supports :

Plusieurs types des supports sont utilisés dans la distribution aérienne de l'électricité ; en moyenne tension les supports utilisés sont trois types :

II.2.3.1 Support en bois :

Caractérisé par son faible coût mais pas efficace, léger et flexible ; très utilisées en basse tension ; aussi utilisées en moyenne tension pour certaines tensions jusqu'à 20KV ; il existe plusieurs types des poteaux en bois selon l'effort nominal qui est désigné par une lettre (C, D ou E), appelée aussi classe de l'appui du poteau.

Les volumes moyens pour les poteaux en bois sont indiqués dans le tableau suivant selon la hauteur total des poteaux :

Tableau 7: les volumes moyennes pour support en bois

Hauteur total (m)	Valeurs en dm^2		
	S190	S255	S325
11	375	435	515
12	430	500	590

Tableau 8 Dimensions et efforts en bois :

		Caractéristique	Hauteur	
			11(m)	12(m)
			Poteaux	S190
Diamètre minimal à 1m de la base (cm)	23	24		
Charge d'essai (daN)	590	605		
Effort disponible (nominal) (daN)	190	190		
Effort de déformation permanente (daN)	65	65		
S255	Diamètre minimal au sommet (cm)	17		17
	Diamètre minimal à 1m de la base (cm)	25		26
	Charge d'essai (daN)	760		770
	Effort disponible (nominal) (daN)	255		255
	Effort de déformation permanente (daN)	85		85
S325	Diamètre minimal au sommet (cm)	19		19
	Diamètre minimal à 1m de la base (cm)	27		28
	Charge d'essai (daN)	960		960
	Effort disponible (nominal) (daN)	325		325
	Effort de déformation permanente (daN)	110		110

Ces support soit simple, jumelés ou portiques ; les portiques constituées par deux poteaux de même effort nominal écartés de 2m, 25m ou 3m.

II.2.3.2 Support en béton :

Ces types de supports sont préfabriqués en usine, il est difficile de transporter et d'implanter car ils sont fragiles et lourds (0.7 à 2 tonnes).

Les classes des poteaux désignés par (A, B, C, D ou E).

Tableau 9 Type des terrains utilisés en fabrication du support en béton :

Type	Nature	Pression à fond de fouillés [[daN/m ²]
Terrain Marécageux	Vase, tourbes et argiles molles	5000
Terrain Meuble	Sable argileux et terre vierge non humide	2000
Terrain Fermé	Marne ou argile humide compacte	3000
Terrain Rocheux	Roche compacté	6000

II.2.3.3 Supports métallique BSG :

Ces supports le plus utilisés pour lignes HTA et BT, ces supports sont formés par deux ou trois tronçons qui sont liés entre eux par plusieurs plaques boulonnées ces supports capable de d'être démontés sur place.

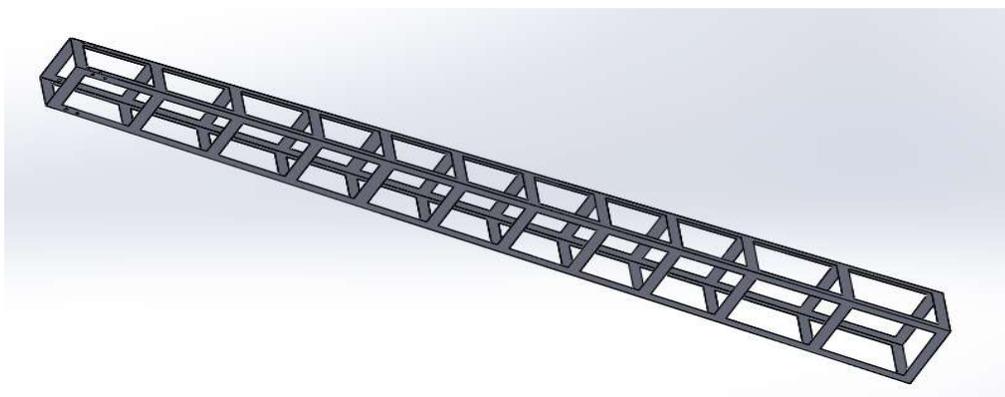


Figure 12 Support métallique BSG Bas

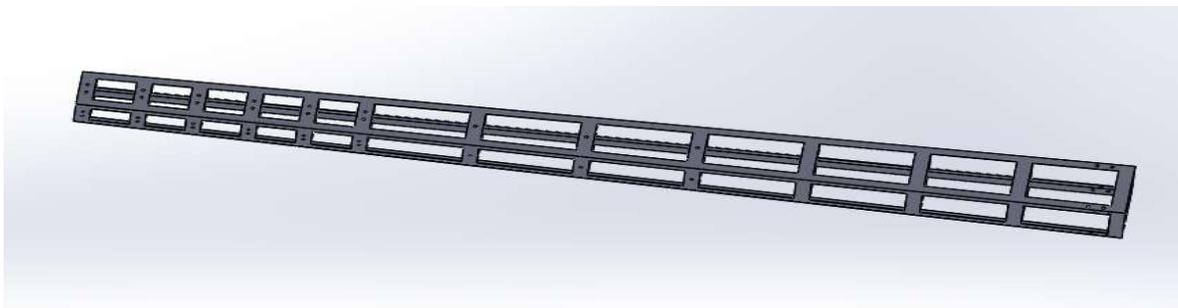


Figure 13 Support métallique BSG Haut

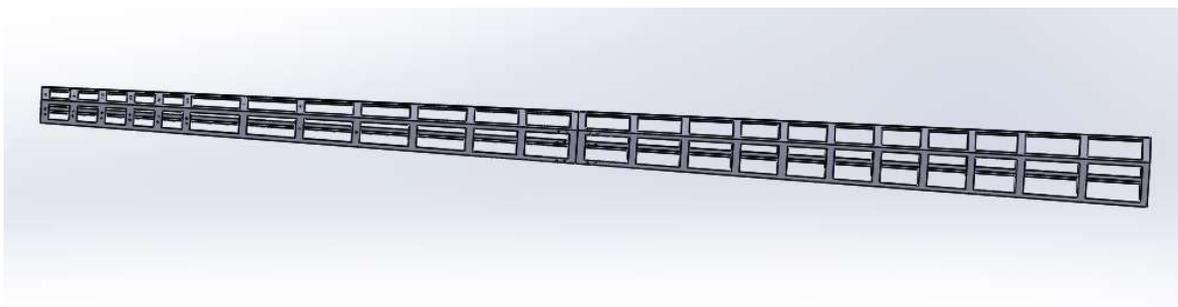


Figure 14 Support métallique BSG 106 88

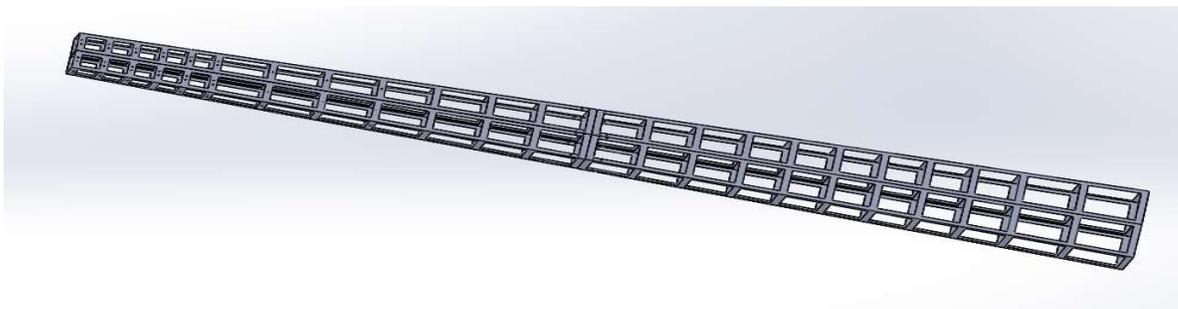


Figure 15 Support métallique jumelé

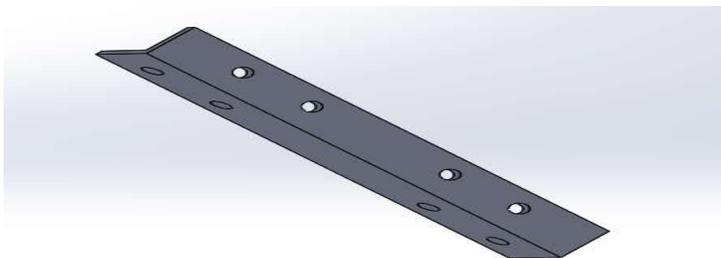


Figure 16 Raccordement métallique BSG

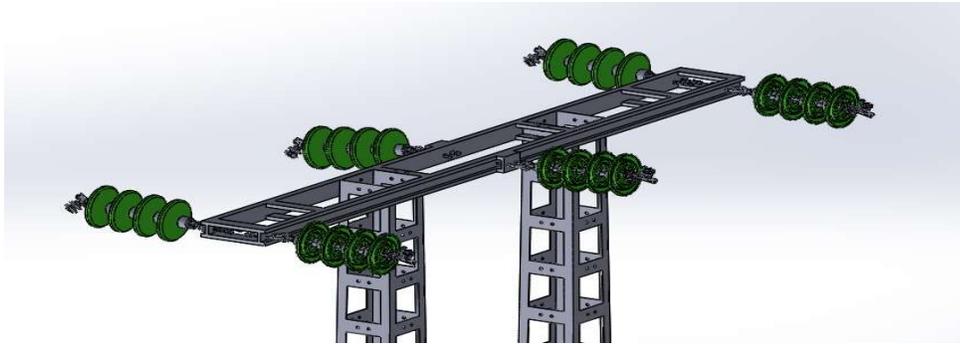


Figure 17 : Portique

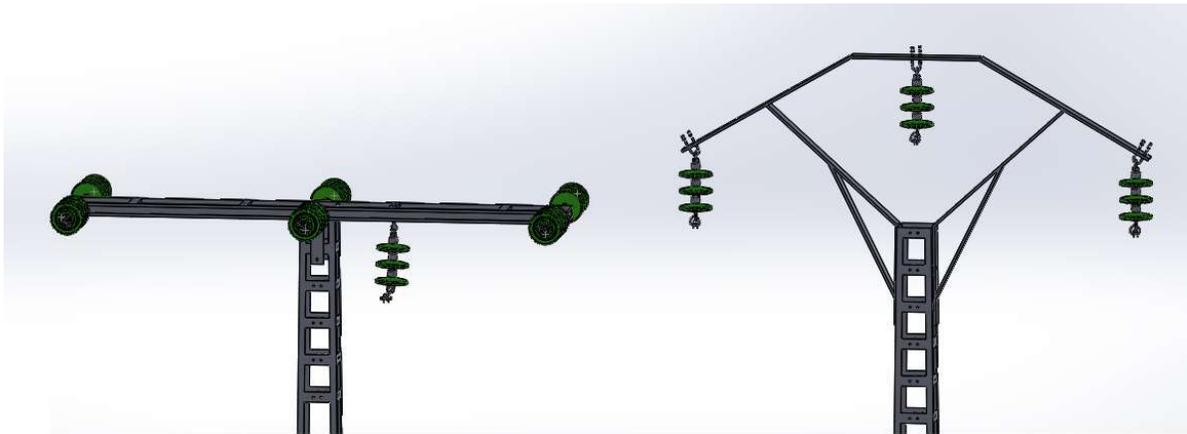


Figure 18 BSG NAV & BSG NSAH

II.2.3.4 Critères de Choix d'un support :

Le choix d'un support dépend de plusieurs facteurs :

- Adaptation du support utilisé avec l'environnement (support en béton, support en bois, support métallique).
- Calcul de la hauteur : la distance entre les conducteurs et le sol
- Calcul des efforts : (effort du vent sur le support, effort de traction dû aux conducteurs).
- La considération économique (rentabilité)

II.3 Les isolateurs pour les lignes aériennes :

En lignes MT les isolateurs représentent un élément essentiel en sécurité, ces isolateurs sont utilisés pour deux rôles :

- Rôle électrique : la protection contre le court-circuit (isolement entre le conducteur et le support).
- Rôle mécanique : pour relier les conducteurs aux pylônes (porte les conducteurs),

II.3.1 Les types des isolateurs :

Plusieurs types des isolateurs sont utilisés en aérienne, ces types dépendent de la tension transportée et la position visé (verticale, horizontale) :

- ✚ Isolateurs rigides : Isolateur rigide à socle et Isolateur rigide à tige ; très fréquent dans le réseau HTA.
- ✚ Isolateurs suspendus : Les isolateurs à capot et tige et les isolateurs à long fût ; formant une chaine d'isolateur ; utilisés en HTB et HTA.

II.3.2 Chaines des isolateurs :

Plusieurs parties d'isolateurs associés en série, formant une chaine pour qu'il soit capable d'isoler une tension déterminée.

Les nombres des discs isolateurs dépendent de la tension de ligne.



Figure 19 Chaine d'isolateurs 1*3 d'alignement

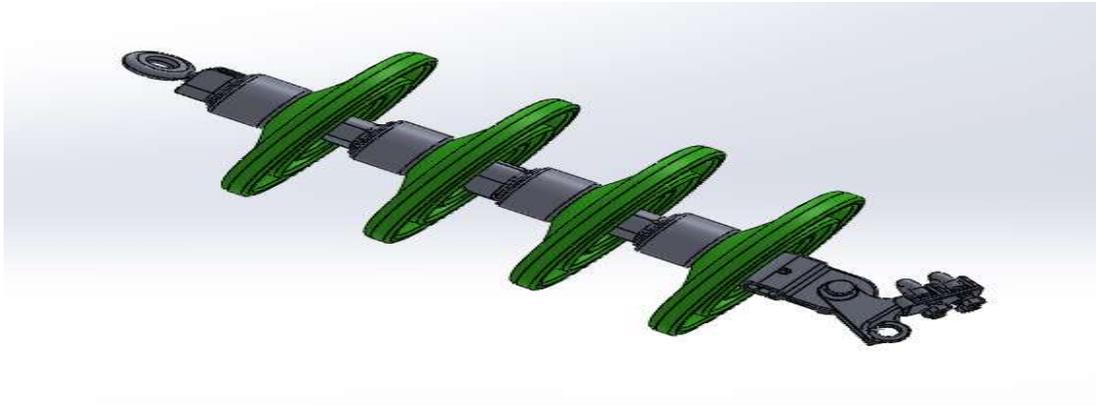


Figure 20 Chaine d'isolateurs 1*4 d'ancrage

II.3.3 Les matériaux de fabrication des isolateurs :

Les isolateurs sont fabriqués par plusieurs types des matériaux isolants : Céramique, Verre, Matériaux synthétiques, Matériaux polymères.

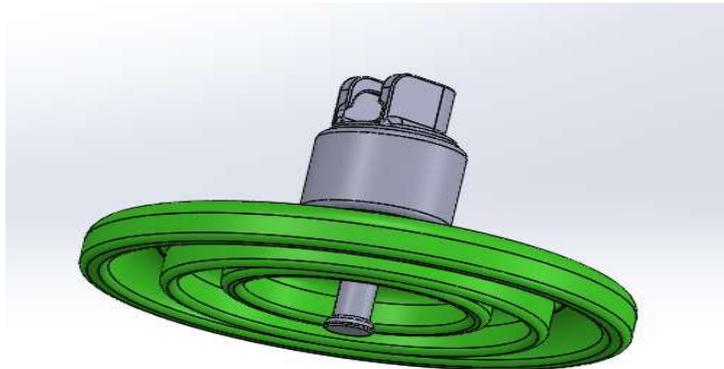


Figure 21 Isolateur

II.4 Les armements ou Les ferrures :[10]

L'armement est l'intermédiaire entre l'isolateur et le pylône donc il porte l'isolateur et le conducteur ; en ligne HTA on utilise deux types des armements, qui sont les nappes-voûtes ; les nappes horizontales (sous forme alternés ou drapeau), Ces armements sont les plus utilisées en aérienne, soit pour l'alignement soit pour l'ancrage (en arrêt ou en angle).

II.4.1 Pour l'alignement :

On utilise les nappes voutes soudées (NVS), dont les types sont :

-NVS type 170 avec et sans givre pour une section de conducteur Almélec $34.4mm^2$, $93.3 mm^2$ et $117mm^2$.

-NVS type 200 avec givre pour une section de conducteur Almélec $93.3 mm^2$ et $117mm^2$.

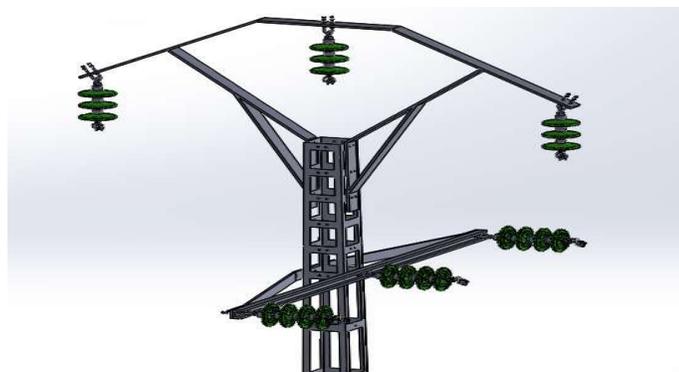


Figure 22 Nappe voute +Armement Simple

Tableau 10 Les caractéristiques des armements NVS utilisé en HTA :

Référence	Givre	Désignation	cornière	Quantité	Longueur (m)	Poids (Kg/ml)	Poids (kg)	Poids total prescrit (Kg)
NVS 170/34	Sans givre	Traverse	L50*50*5	01	3.604	3.77	13.59	44.63
		Montants	L60*60*6	02	2.332	5.42	25.28	
		Contrefiche	L40*40*4	02	1.19	2.42	5.76	
	Avec givre	Traverse	L70*70*7	01	3.604	7.38	26.60	60.94
		Montants	L60*60*6	02	2.34	5.42	25.37	
		Contrefiche	L50*50*5	02	1.19	3.77	8.97	
NVS 170/93	Sans givre	Traverse	L50*50*5	01	3.604	3.77	13.59	78.33
		Montants	L70*70*7	02	2.332	7.38	34.42	
		contrefiche	L50*50*5	02	1.19	3.77	8.97	
	Avec givre	Traverse	L80*80*8	01	3.6	9.63	34.57	78.33
		Montants	L70*70*7	02	2.35	7.38	34.69	
		contrefiche	L50*50*5	02	1.19	3.77	8.97	
NVS	Sans	Traverse	L60*60*6	01	3.604	5.42	19.53	

170/117	givre	Montants	L80*80*8	02	2.332	9.63	44.91	77.35
		contrefiche	L60*60*6	02	1.19	5.42	12.9	
	Avec givre	Traverse	L90*90*9	01	3.6	12.2	43.92	102.08
		Montants	L80*80*8	02	2.35	9.63	43.26	
		contrefiche	L60*60*6	02	1.19	5.42	12.9	

Nappe voute horizontale :

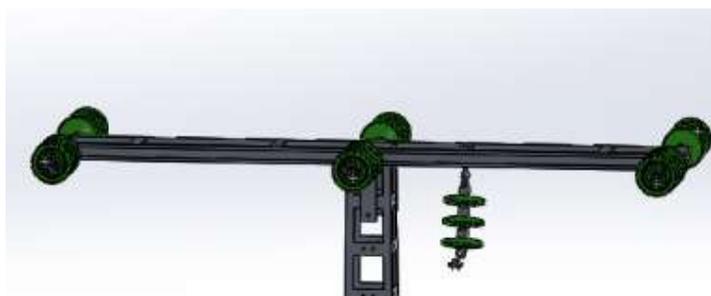


Figure 23 NSAH

Tableau 11 Les caractéristiques techniques des armements NSAH en lignes HTA

Référence	Protection	Profilés (mm)	Longueur (mm)
NSAH 1700 Soudée et boulonné	GALVA	U80*45*6	3520
		FER PLAT 120*8	340
		U100*50*6	3520
		FER PLAT 120*8	350
NSAH 2000 Soudée et boulonné	GALVA	U80*45*6	4120
		FER PLAT 120*8	340
		U100*50*6	4120
		FER PLAT 120*8	350

II.4.2 Pour l'arrêt :

On utilise les nappes soudées horizontale (NSAH), dont les types sont :

- NSAH type 1700 sur un seul support.
- NSAH type 2000 sur un seul support

-NSAH type 2000 sur portique

-NSAH type 3000 sur portique

-NSAH type 1700 avec deux supports jumelés (d'utilisation exceptionnelle).

-NSAH type 2000 avec deux supports jumelés (d'utilisation exceptionnelle).

Les armements sont construits par cornières à ailes égales (acier) sa construction doit être répondre aux normes suivants :

Si les cornières obtenue par profilage à froid :

- NFEN 37-101.

Si les cornières obtenue par laminage à chaud :

- NFEN 10056-2.
- NFA 45-009 ou équivalentes.

II.4.3 Les types des armements :

Les armements en nappe-voûte : utilisés pour l'alignement ou l'ancrage pour les angles inférieures à 10° .

Nappe voûte simple :

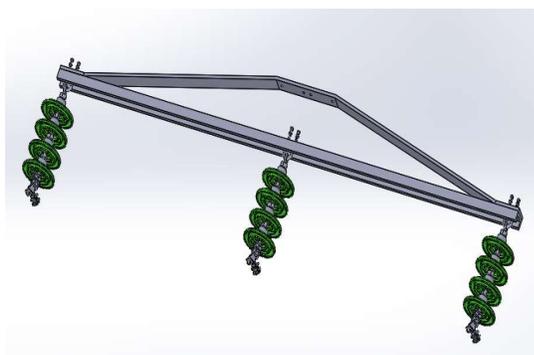
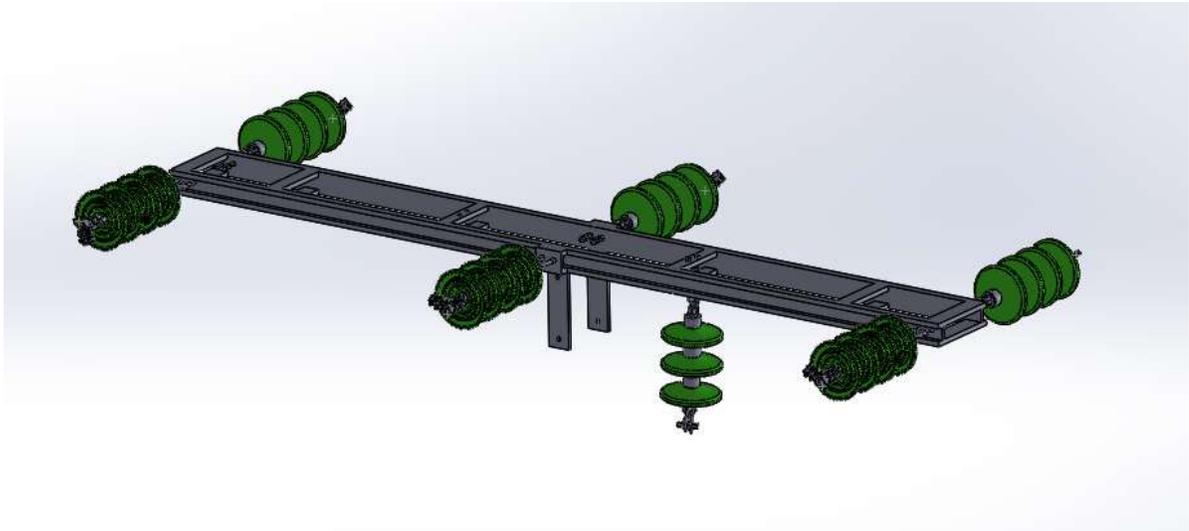
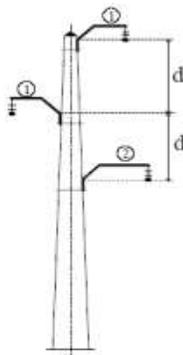


Figure 24 Armement Simple

Nappe horizontale : ce type d'armement utilisé dans le réseau de dérivation, que se soit monophasé ou triphasé ; utilisé pour les ancrages.



Les armements alternés : souvent utilisés dans les agglomérations.



Les armements en drapeau : très utilisé pour les lignes HTA dans les zones urbaines ; aussi pour les lignes BT.

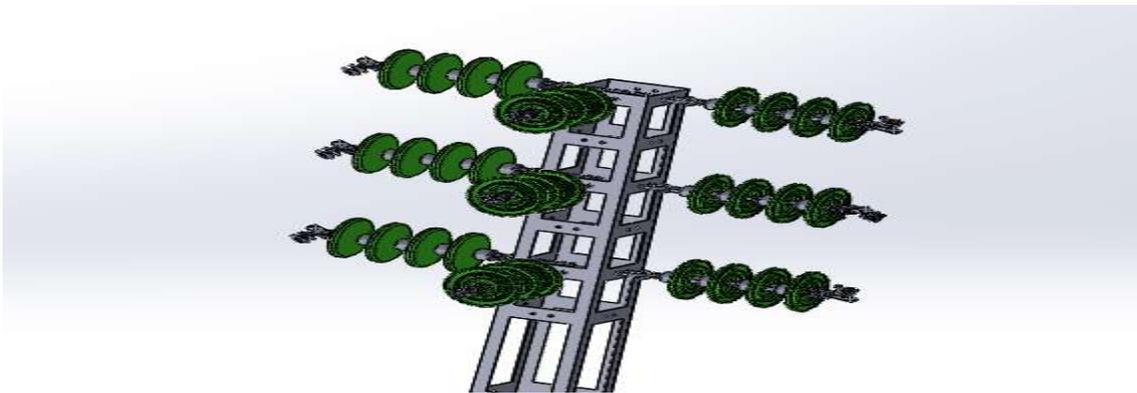


Figure 25 Support en drapeau

II.4.4 **Autres armements utilisé en HTA :**

- chaise de transformateur pour poste ACC 100KVA et 10 KVA
- Bras de dérivation
- Potence

II.4.5 **Disposition des lignes HTA par rapport au réseau BT :**

Pour éviter la multiplication des supports on fait la disposition de réseau HTA et BT sur les mêmes supports.

Selon la norme NF C 11-201 ; les câbles du réseau BT toujours disposés au-dessous des lignes HTA, avec une différence supérieure au égale 1m, comme ci-dessous :

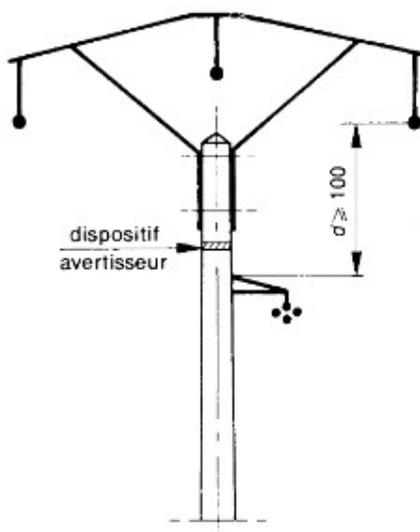


Figure 26 Armement nappe-voute pour HTA et BT isolé

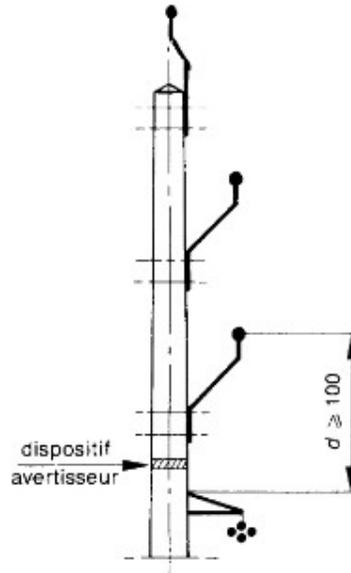


Figure 27 Armement drapeau pour HTA et BT isolé

II.5 Encastrement et coefficient de sécurité des supports selon SDEG algérienne :

II.5.1 Poteau en béton :

Pour ces types des supports on utilise les armements en nappe-voûte ou en nappe horizontal et son encastrement dépend de la hauteur du poteau (H) :

- nappe-voûte : la formule de l'encastrement est :

$$\frac{H+1}{10} + 0.5$$

- Nappe horizontal : la formule de l'encastrement est :

$$\frac{H}{10} + 0.5$$

Exemple : poteau de 11m ; dont l'armement est de type nappe-voûte, donc l'encastrement est 1.7m.

Poteau de 11m ; dont l'armement est de type nappe horizontal, donc l'encastrement est 1.6m.

Tableau 12 : hauteur pour l'encastrement du support en béton

Coefficient de sécurité	K=2.1	K=1.25
Coefficient de stabilité	Cs=1	Cs=1.5
Encastrement	1.1 à 1.7	1.1 à 1.7

II.5.2 Pour le support métallique BS :

La profondeur d'implantation pour les supports métallique se calcule comme ci-dessous selon la norme NFC 11-201.

En cas de double ancrage et simple fixation :

$$H = \frac{H}{20} + 1.3$$

En cas de semi arrêt, arrêt simple et arrêt double :

$$H = \frac{H}{20} + 1.5$$

Pour ce type des supports, l'encastrement est varié de 1.1m à 1.4m.

Tableau 13 : hauteur pour l'encastrement du support BSG

Coefficient de sécurité	K=3	K=1.75
Coefficient de stabilité	Cs=1	Cs=1.5
Encastrement	1.1 à 1.4	1.1 à 1.4

II.6 Accessoires de raccordement :

La fixation des lignes et des armements sur les supports faite par plusieurs types des accessoires selon l'utilisation.

II.6.1 Accessoires de l'alignement et suspension :

- Pince d'alignement

Utilisé pour la suspension des conducteurs nus dans le réseau moyenne tension HTA

Fabriqué par l'alliage d'aluminium et d'acier galvanisé pour son axe et les autres sous-matériels.

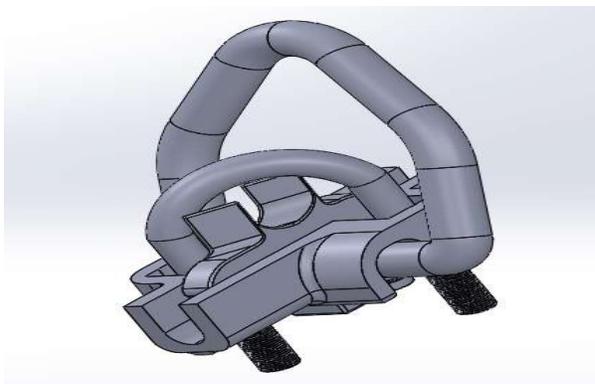


Figure 28 Pince d'alignement

Tableau 14 Caractéristiques techniques de pince d'alignement en réseau HTA :

Caractéristique mécanique et dimensionnelles	Type de pince		
	PA 34.4	PA 93.3	PA 117
Charge de rupture (daN)	1500	3500	4500
Capacité de serrage (diamètre admissible) \varnothing (mm)	22 à 54	54 à 94	94 à 117
Couple de serrage (m.N)	35	35	35
Diamètre des étriers (mm)	10	10	12

- Œillets à rotule

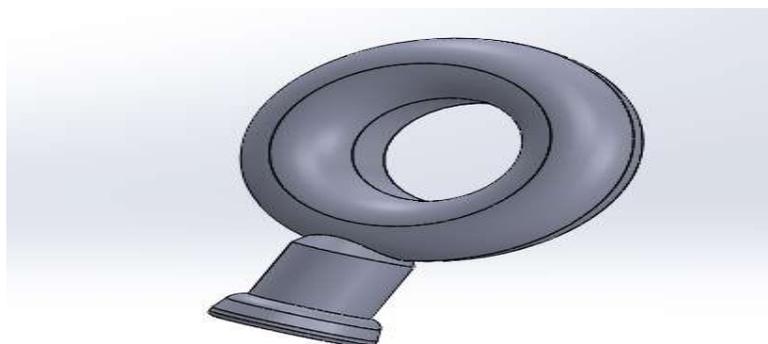


Figure 29 Œillets à rotule

- Ball socket

Représente l'intermédiaire qui relie l'isolateur à la pince de l'alignement ou de l'ancrage ; formé par l'acier forgé galvanisé.

Les deux types utilisés :

Ball socket avec tôle pliée

Ball socket avec acier forgé

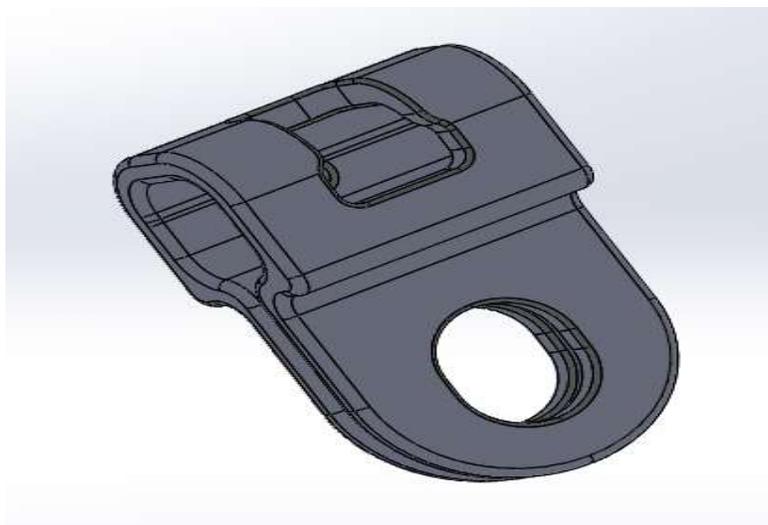


Figure 30 Ball socket

Les conducteurs sont fixés aux chaînes d'isolateurs et aux isolateurs suspendus par des pinces. Ces pinces seront à axe à manille. Les œillets à rotule et les ball-sockets seront du type allongé de façon à faciliter le travail. Seules seront autorisées les articulations par Ball-socket verrouillées au moyen d'une goupille dont la mise en place peut facilement être réalisée.

6.2 Les accessoires d'ancrage :

- Manchon d'ancrage
- Pince à serrage mécanique
- Œillets à rotule
- Ball socket

Pince d'ancrage : Utilisé pour l'ancrage des conducteurs nus dans le réseau moyenne tension HTA, Son corps fabriqué par l'alliage d'aluminium et les sous-matériels (étrier...etc.) sont fabriqués par l'acier galvanisé.

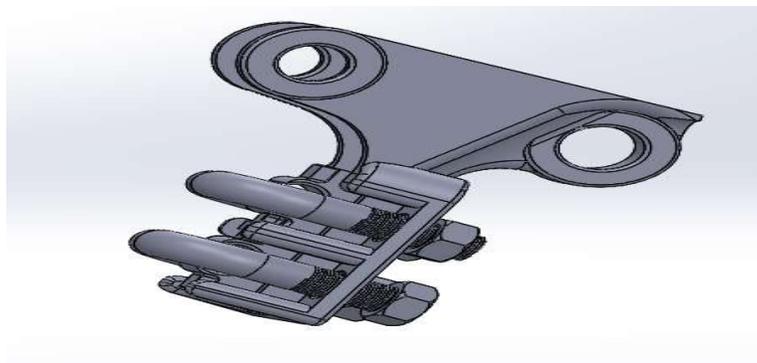


Figure 31 Pince d'ancrage HTA

Tableau 15 Caractéristiques techniques de pince d'ancrage HTA :

Caractéristique mécanique et dimensionnelles	Désignation		
	Pince d'ancrage 34.4 mm ²	Pince d'ancrage 93.3 mm ²	Pince d'ancrage 117 mm ²
Charge de rupture (daN)	3500	4500	5500
Couple de serrage (m.N)	35	35	45
Section de conducteur (mm ²)	34.4	93.3	117
Diamètre de l'axe (mm)	12	14	16
Nombres d'étriers	02	03	03
Diamètre étrier (mm)	10	10	10

II.7 Mise à la terre des supports MALT :

On relie les supports métalliques, les armements et le masse des appareils de la protection de la ligne HTA, à une prise de terre ; cette prise de terre est fabriquée pour véhiculer le courant de foudre qui frappe les supports vers la terre.

Pour les supports fabriqués par le bois et béton la ferrure qui porte la ligne doit être mise à la terre par un câble de cuivre isolé de section supérieure à 38mm²

Le passage du courant vers la prise de terre provoque une chute de tension ; cette dernière ne doit pas dépassée la tension du contournement.

II.8 Le contournement :

La pollution de l'isolateur provoque une décharge électrique qui s'établit entre les deux extrémités de cet isolateur ; ce phénomène est appelé le contournement, et se déroule en quatre étapes :

Première étape : le dépôt de pollution sur la surface de l'isolateur,

Deuxième étape : transformation de la pollution à une matière conductrice (électrolyte conducteur).

Troisième étape : à un moment donné la densité de courant entre les extrémités de l'isolateur s'élève et cause la vaporisation d'une partie de l'électrolyte, ce qui fait la présence d'une bande sèche.

Quatrième étape : le contournement

II.9 Courant de fuite : [11]

C'est un courant de faible amplitude, circulant à travers la couche polluante le long de la surface de l'isolateur, son intensité devient importante lorsqu'on s'approche de la tension de contournement. Il dépend de plusieurs facteurs tels que la nature de la couche polluante et de la longueur de la ligne de fuite. Dans les conditions de forte humidité, la dissolution des sels contenus dans la couche polluante, provoque la formation d'une couche électrolytique.

II.10 La tension de contournement :

Est la tension la plus basse à partir duquel un arc peut joindre les deux extrémités d'un isolateur.

La tension de contournement dépend : [12]

- de la résistivité volumique moyenne de la pollution ;
- de la répartition de la couche de pollution ;
- de la longueur de l'isolateur ;
- du profil de l'isolateur.

Tension de tenue :

La tension que peut supporter un isolateur sans provoquer un contournement.

II.11 Les appareillages de protection contre les surtensions

II.11.1 Le parafoudre :

Dans la ligne HTA, les parafoudres utilisés dans les postes de transformation aériennes (installé sur le support de transformateur).

Son emplacement est sur une console placée au-dessus de l'armement du support ; le parafoudre est relié à la terre par un conducteur en cuivre.

Le parafoudre le plus utilisés en HTA est le Parafoudre à base d'oxyde métallique, ceci peut supporter une tension jusqu'au 51 KV



Figure 32 Parafoudre fabriqué par DEHNMID DEHN FRANCE

II.11.2 Les éclateurs :[13]

Les éclateurs sont des moyens de protection contre les surtensions, utilisées en réseau aérienne, le plus utilisé en HTA c'est les éclateurs à cornes

II.11.2.1 Eclateurs à cornes :

L'éclateur est un dispositif formé par deux électrodes montées sur une chaîne d'isolateur rigide, dont l'une reliée à la partie à protéger, et l'autre reliée à la terre. Entre ces deux électrodes se trouve une tige anti-oiseaux.

Ce dispositif utilisé pour la protection contre les surtensions dont l'origine atmosphérique qui peuvent subir les postes sur poteau.

Composant de l'éclateur :

Isolateur : Verre trempé,

Capot : fonte galvanisée,

Tige : Acier galvanisé,

Cornes : Acier galvanisé,

Dispositif anti-oiseaux : Acier galvanisé,

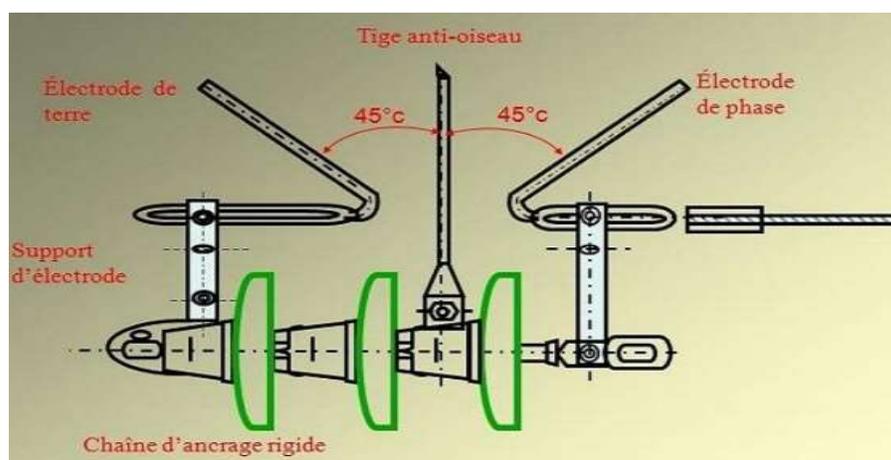


Figure 33 Eclateur à cornes munis de dispositif anti-oiseau pour réseau HTA

II.12 Les appareillages de protection contre les surintensités

II.12.1 Fusible HTA :

Les fusibles HTA sont des dispositifs utilisés pour la protection des postes de transformation HTA/BT contre les effets causés par le courant de court-circuit.

II.12.2 Les disjoncteurs :

A l'objectif de interrompre le passage de courant en cas de défaut (le courant de surcharge ou le courant de court-circuit)

La différence entre le disjoncteur et le fusible est que le disjoncteur lors d'un défaut il ne subit aucun dommage contrairement au fusible.

Deux types sont utilisés :

- 1- disjoncteur à air comprimé
- 2- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre (SF6)

II.12.3 Les relais de protection :

Ce sont des dispositifs de surveillance des grandeurs électriques du réseau. Ils sont destinés à donner des ordres de coupure ou de mise hors tension du circuit de ce réseau lorsque les grandeurs qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

Plusieurs types des relais sont utilisés :

- 1- Relais électromagnétique :
- 2- Relais thermique
- 3- Relais statique

Selon le fonctionnement :

- 1- Relais de tension
- 2- Relais de courant
- 3- Relais différentiels

II.13 Les Interrupteurs :[14]

Sont des dispositifs pour la protection utilisés en réseau HTA ; les types des interrupteurs utilisés sont interrupteur Aérien télécommandé à ouverture dans le creux de tension (IATCT), ou Interrupteur Aérien à commande manuelle (IACM).

II.13.1 IACM :

Son rôle est d'isoler ou établir une partie d'une ligne électrique dans les conditions normales de charge ; notons que ce type des interrupteurs peuvent être utilisés comme des sectionneurs ; et a le

pouvoir de supporter le passage de courant anormale pendant un temps déterminé, par exemple le courant de court-circuit, il se trouve généralement au niveau des dérivations ; son emplacement est sur un support en béton d'une ligne HTA.

II.13.1.1 Constitution d'IACM :

Interrupteur aérien à commande manuelle, est formé par trois parties :

1ère partie : c'est la partie active ; constituée par deux contacts l'un fixe et l'autre mobile.

2ème parties : constitué par des isolateurs, qui peuvent être en porcelaine, verre recuit ou polymère ; cette partie est nommée la partie isolante.

3ème partie : appelée la partie métallique ; formée par le châssis, la chaise et le tringle de commande ; ce dernier composé par un tube en acier galvanisé, une poignée isolée et des supports isolateurs.

II.13.1.2 Commande mécanique :

- ✚ Système de tringlerie actionne par une poignée à double maneton
- ✚ Double isolement pour la partie intérieur
- ✚ Appareil ferme = poignée haute
- ✚ Cadenas d'exploitation + cadenas personnel



Figure 34 : IACM

II.13.2 IATCT :

L'interrupteur aérien télécommandé est un ensemble constitué de :

- un interrupteur à enveloppe métallique étanche (inoxydable), remplie de SF6 intégrant le transformateur d'alimentation HTA-BT.

Le mécanisme motorisé à manœuvre indépendante est fixé sous la face inférieure de l'interrupteur et protégé par un capot assurant une protection d'indice IP45,

- 6 parafoudres et leur ferrure installés au-dessus du caisson interrupteur pour la protection amont et aval,

- Les câbles de liaison entre l'interrupteur et les parafoudres,

- un coffret de contrôle-commande, placé en bas de poteau à hauteur d'homme,

- La tringlerie et sa commande manuelle de secours.



Figure 35 IATCT

L'IATCT toujours raccordé avec un transformateur HTA/BT pour l'alimentation de coffret contrôle commande de l'interrupteur et une batterie assure la sauvegarde de l'alimentation en absence de la moyenne tension.

Le commande gérer par SCADA (*supervisory control and data acquisition*) qui établie le protocole de communication entre les différents postes de surveillances.

II.14 SCADA :

La SONELGAZ a employés des systèmes SCADA (*Supervisory control and data acquisition*) et installer des centres de téléconduite pour la commande, le contrôle et la protection des réseaux électriques dont l'objectif principal est de réduire les durées des interruptions lors d'incidents et de proposer à l'opérateur des reconfigurations du réseau permettant une exploitation optimale des

équipements. Ce système a apporté des atouts incontestables aux entreprises notamment : ses fonctionnalités dans la supervision, l'analyse de données et une rapidité d'intervention d'où il s'est avéré un outil très puissant à utiliser dans l'industrie.

II.15 Les postes de transformation :

Une ligne HTA commence par un poste de transformation HTB/HTA et se termine par une Poste HTA/BT, ou un récepteur à HTA.

II.15.1 Poste HTB/HTA :

Sont dédié, pour le transport et l'interconnexion entre les lignes de distribution selon SONELGAZ l'abaissement de la tension HTB/HTA se fait généralement de 60KV vers 30KV ou 10 KV.

II.15.1.1 Cellule départ HTA :

Ce cellule compose des plusieurs matériaux dont les jeux de barres alimentés par le transformateur HTA, les disjoncteurs, les relais de protection, des sectionneurs d'isolement.

II.15.2 Poste HTA/BT :

Appelé aussi poste de livraison est un poste de transformation de haute tension à basse tension.

Plusieurs types des postes sont utilisés selon la puissance livrée :

II.15.2.1 Poste sur poteau : 25KVA à 160KVA

Ces types des postes sont placés dans les zones rurales, et sont alimentés par des réseaux HTA simple dérivation (antenne)



Figure 36 Poste sur poteau

II.15.2.2 Postes préfabriqués en bas de poteau :

Sont utilisés pour une puissance peut atteindre 250KVA, et sont installés en bas de poteaux

L'enveloppe utilisée pour ces types des postes est généralement fait en béton armé.



Figure 37 Postes préfabriqués en bas de poteau

II.15.2.3 Postes compacts : utilisé pour une puissance de 100KVA à 630KVA.



Figure 38 Poste compact

II.15.2.4 Poste de 160KVA à 1250KVA :

Plusieurs types des postes peuvent être utilisés ; soit un poste compact préfabriqué, un poste maçonné traditionnel, un poste ouvert maçonné ou poste en cellule préfabriquée métallique.



II.16 Classification des Zones en Algérie :[10]

L'Algérie caractérisée par sa diversité écologique, climatique et environnementale ; suivant cette diversité on peut la diviser en trois zones :

- Zones littorales
- Hauts plateaux connus aussi par hautes plaines
- Sahara

II.16.1 Définitions des zones :

Chaque zone a ces caractéristiques (vent – humidité - température - nature du sol -forêts) essentiels de l'étudier avant une installation des lignes électriques.

II.16.1.1 Zones littorales :

C'est la bande située dans la partie nord de l'Algérie de l'est à l'ouest cette zone est limitée entre la mer méditerranéenne et les hauts plateaux.

Cette Zone caractérisé par une humidité très élevée ; la pluie et la neige sont fréquent en hiver ; la température n'accède pas $30^{\circ}C$ en mois de juillet.

II.16.1.2 Hauts plateaux :

Ils sont constitués de deux grands ensembles : les steppes algéro-oranaises et les hautes plaines du Constantinois, plus humides. La végétation est de type steppique. Les étés sont généralement arides et les hivers rigoureux, La température peut atteindre dans certaines parties $46^{\circ}C$ dans l'été. Wikipédia.

II.16.1.3 Sahara :

Représente 80% de la superficie de l'Algérie ; cette partie situé géographiquement dans la sud ; elle comprend plusieurs villes intéressantes, constitué par d'oasis, d'ergs, de regs et de massif montagneux.

Le Sahara est la zone la plus ventée et sa température très chaude pendant le jour atteint parfois plus de $40^{\circ}C$.

II.16.2 Hypothèses climatiques de calcul et coefficients de sécurité pour les zones :

Tableau 16 Hypothèses climatiques et coefficient de sécurité

Zones	HYP.R Temp.Max Vent	HYP.A Temp.Moy Vent	HYP.B Temp.Giv Vent	HYP.G Temp.Min Vent	HYP.EDS Temp.Moy Vent
Littoral	$+45^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$	$+20^{\circ}C$ $48 \text{ daN}/m^2$	$-5^{\circ}C$ $18 \text{ daN}/m^2$		$+20^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$
Hauts plateaux	$+50^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$	$+20^{\circ}C$ $48 \text{ daN}/m^2$	$-10^{\circ}C$ $18 \text{ daN}/m^2$	$-5^{\circ}C + GIV$ $48 \text{ daN}/m^2$	$+20^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$
Sahara	$+55^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$	$+25^{\circ}C$ $48 \text{ daN}/m^2$	$-5^{\circ}C$ $18 \text{ daN}/m^2$		$+25^{\circ}C$ $0 \text{ daN}/m^2$
Coefficient de sécurité	K=3	K=3	K=3	K=1.75	K=5

II.16.3 Définition des hypothèses

HYP.R : hypothèse de répartition

HYP.A : Hypothèse A ; Elle tient compte de l'influence prédominante du vent à la température ambiante moyenne de la région.

HYP.B : Hypothèse B ; Elle tient compte de l'influence prédominante du froid à la température minimale de la région.

HYP .E.D.S : (Evry Day Stress) ; afin de diminuer les vibrations des conducteurs à la température moyenne et sans vent ; la tension du conducteurs ne devra pas dépasser le 20% de sa charge de rupture.

HYP.G: pour la zone des hauts plateaux à la température de $-5^{\circ}C$; une tension de $48\text{daN}/m^2$ est appliqué sur le conducteur nu, lequel est surchargé de givre dont la valeur est fixée à $1\text{kg}/\text{ml}/m$ d'altitude (valeur à prendre à partir d'une altitude de 600m).

Selon SONEGAS, pour certains endroits spécifiques du pays où le givre est important, le charge d'études, peut choisir une autre valeur de surcharge de givre de $2\text{kg}/\text{ml}$ avec une tension des conducteurs de $48\text{daN}/m^2$.

Conclusion

L'étude dans ce chapitre est consacrée pour les différentes infrastructures des lignes aériennes à moyenne tension en détaillant sur toutes les compositions de la départ jusqu'à les postes des transformations HTA/BT.

Nous avons donné un aperçu sur les conducteurs, les différentes types des supports, les armements et les isolateurs n'oublions pas les éléments de protection et supervision (les interrupteurs et le SCADA.)

En fin nous avons donné une généralité sur les zones en Algérie selon les contraintes géologiques et climatiques qui doivent être prise en compte avant de la construction d'une ligne électrique.

CHAPITRE III

Conception des lignes aériennes HTA

Introduction

La construction d'une ligne électrique dépend de plusieurs paramètres très sensibles pour la stabilité et la disponibilité de l'électricité ses paramètres doivent être bien déterminés sont la puissance transporter, la tension, dimensionnement des postes de transformation, type du réseau nécessaire et plusieurs paramètres seront détaillés dans ce chapitre.

Le constructeur du réseau électrique aussi prend en compte les contraintes environnementales (l'humidité, le vent, zone géographique...etc.)

Deux catégories de tension sont utilisées dans le réseau HTA aérienne, distribution de 30 KV ou 10KV ; dans cette étude on concentre sur ces deux tensions comme des tensions de départs HTA.

III.1 Calcul de la puissance : [15]

III.1.1 La puissance installée P_i :

Le calcul de cette puissance nécessite l'évaluation de la consommation de la zone dont sera alimentée ; cette évaluation requiert l'étude de :

Recensement de la population

Nature des activités

La superficie

$$P_i = P_d + P_{id} \quad (II.1)$$

La puissance domestique P_d :

La puissance utilisée par l'ensemble des matériels électrique pour un abonné

$$P_d = C_s(t) \cdot I(t) \cdot N(t) \quad (II.2)$$

$C_s(t)$: Puissance unitaire

$N(t)$: Nombre des abonnés

$I(t)$: Taux de desserte au temps t qui le rapport entre le nombre d'abonnés potentiels et le nombre de concessions

La Puissance industrielle P_{id} :

La puissance industrielle demandée par les unités industrielles dans la zone sera alimentée.

Calcul de la puissance utilisée P_u ou puissance foisonnée P_f :

C'est la puissance réellement consommée, donné par la multiplication de la puissance installée par le coefficient de simultanéité appelé aussi coefficient de foisonnement).

$$P_u = P_i \cdot K_s \quad (II.3)$$

K_f ou K_s : Ou Coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité

Les coefficients de simultanéité ou de foisonnement :

Ces coefficients ci-dessous utilisées dans le calcul de puissance utilisée et sont donnés selon les nombres d'abonnés ou de ménages

Tableau 17: tableau des coefficients de simultanéité

Nombres d'abonnés	2-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-49	>50
K_S ou K_f	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41	0.38

III.1.2 Calcul de la puissance maximale :

La puissance maximale ou le demande maximum c'est la puissance évalué de la charge qui sera utilisé dans m ans en prenant en compte l'extension populaire de la zone.

Pour diminuer l'investissement et les pertes à vide, il faut que le nombre de l'année choisi soit petit, par exemple 3 ans ou 4 ans.

Le calcul de cette puissance donné par une suite géométrique, en considérons que la puissance appelé dans l'année m est la puissance de l'année précédent (m-1), suivis d'une augmentation annuelle.

Calcul du taux d'accroissement de la charge τ :

$$\tau = \frac{P_{m+1} - P_m}{P_m} \tag{II.4}$$

$$P_1 = P_0(\tau + 1) \tag{II.5}$$

$$P_2 = (\tau + 1)P_1 = P_0(\tau + 1)^2$$

$$P_3 = P_2(\tau + 1) = P_0(\tau + 1)^3$$

$$P_4 = \dots\dots\dots$$

Par récurrence on a :

$$P_m = P_0(\tau + 1)^m \tag{II.6}$$

Avec :

P_0 : La puissance à l'année d'électrification

P_m : La puissance provisionnée après m années

τ :Taux de croissance annuelle

III.1.3 La puissance apparente :

Le transport et distribution électrique se fait en triphasé

$$S = \sqrt{3} * U * I \quad (\text{II.7})$$

III.1.4 La puissance active :

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos \varphi \quad (\text{II.8})$$

III.2 Calcul des courants :

III.2.1 Le courant nominal I_n :

$$S_n = \sqrt{3} * U_n * I_n \quad (\text{II.9})$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \quad (\text{II.10})$$

$$P_n = \sqrt{3} * U_n * I_n * \cos \varphi \quad (\text{II.11})$$

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n * \cos \varphi} \quad (\text{II.12})$$

I_n : Le courant nominal

U_n :Tension nominal

S_n : Puissance nominal

P_n : Puissance active

III.2.2 Le courant de court-circuit I_{cc} :

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc} * \sqrt{3}} \quad (\text{II.13})$$

Z_{cc} : L'impédance équivalente de toute la ligne de la point de source jusqu'au point de court-circuit.

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum lw)^2} \quad (II.14)$$

Pour la ligne :

$$R = r * L$$

$$Lw = x * L$$

III.2.3 Le courant maximal de court-circuit I_{ccmax} :

$$I_{ccmax} = \frac{S * a}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (II.15)$$

S : Section du conducteur

t_{cc} : Temps de défaut

a : Paramètre dépend de la nature des conducteurs

Tableau 18 des valeurs de a selon le type de conducteur

Type de conducteur	a
Almélec	76.4
Cuivre	105.3
Aluminium	55.07

III.2.4 Le courant admissible I_z :

Le courant admissible dépend de la section et nature du conducteur est toujours supérieure au courant nominal ; son calcul se fait comme ci-dessous :

$$I_z = K * S^{0.62} \quad (II.16)$$

S : Section du câble

K : coefficient due à la nature de l'âme conductrice

Tableau 19 coefficients de la nature des conducteurs K

Matériaux	K
Almélec	17.1
Cuivre	21
Alu-Acier	16.4

Pour les lignes aériennes dont les conducteurs en almélec les courants admissibles pour les sections les plus utilisées sont :

Section 34.4 mm^2

$$I_z = K * S^{0.62} = 17.1 * (34.4^{0.62}) = 153.34 \text{ A}$$

Section 93.3 mm^2

$$I_z = K * S^{0.62} = 17.1 * (93.3^{0.62}) = 284.65 \text{ A}$$

Section 117 mm^2

$$I_z = K * S^{0.62} = 17.1 * (117^{0.62}) = 327,55 \text{ A}$$

Notons que, pour SONELGAZ le courant admissible pour le conducteurs 34.4 mm^2 est 140 A, pour 93.3 mm^2 est 270 A et pour 117 mm^2 est 320 A.

La section minimale du conducteur :

$$S = \left(\frac{I_z}{K}\right)^{\frac{1}{0.62}}$$

Puissance maximale admissible par les conducteurs :

$$P_{max} = \sqrt{3} * U * I_z * \cos \varphi \quad (\text{II.17})$$

III.3 La chute de tension :

La différence entre la tension de la sortie et celle de la tension d'entrée, cette chute de tension $\frac{\Delta U}{U}$, s'exprime en %.

$$\Delta U = (R_0 + X_0 * \tan \varphi) \frac{P * L}{U} \quad (\text{II.18})$$

$$\frac{\Delta U}{U} = (R_0 + X_0 * \tan \varphi) \frac{P * L}{U^2} \text{ en \%} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

R_0 : Résistance linéique (Ω/km),

X_0 : Réactance linéique en (Ω/km),

U : tension en (kV)

P : puissance (MW)

L : longueur de la ligne (km)

III.4 Les pertes techniques :

$$P_e = \frac{10^3 RLTP^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{II.20})$$

L : est la longueur de la ligne (km)

T : la durée annuelle d'utilisation de la puissance P (heures)

R : la résistance linéique en (Ω/km)

U : la tension entre phase (V)

P : la puissance active appelée (kW)

III.5 Choix des conducteurs :

Le choix des conducteurs se base sur plusieurs critères qui sont :

- Le courant admissible I_z par le conducteur qui doit être supérieure au courant nominal I_n
- Le courant de court-circuit I_{cc} doit être inférieur au courant de court circuit maximal I_{ccmax} qui pourra supporter par le conducteur.
- La chute de tension : La chute de tension pour une ligne HTA, doit être inférieure a la chute de tension prévité par la norme ne doit pas excédée le 5% de la tension transitée selon NF C 11-201.

III.6 Choix du transformateur :

Le choix du transformateur dépend de la puissance foisonnée, les caractéristiques électriques du transformateur sont :

- La puissance apparente
- La tension entrante
- La tension sortant

Suivant la puissance apparente on détermine les types et nombres des postes MT/BT, les catégories de puissance transporter 30KV ou 10 KV selon la nécessité

Exemple pour transformateur HTA/BT

400 KVA, 30/0.4KV

III.6.1 Calcul de la puissance apparente :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

III.6.2 Calcul du rapport de transformation :

Le rapport de transformation est donné par la formule suivant :

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{II.21})$$

III.6.3 Le courant secondaire :

C'est équivalent à le courant nominal circulant dans le coté BT, ce courant calculé de la puissance apparente nominale

$$I_2 = I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{20}} \quad (\text{II.22})$$

III.6.4 Le courant primaire :

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} * I_2 \quad (\text{II.23})$$

U_{20} : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

S_n : Puissance assignée du transformateur (VA).

III.7 Etude mécanique de la ligne HTA :

Cette étude a pour but de déterminer :

Les variations des tensions mécaniques, les flèches de la ligne, les efforts appliqués sur les supports de ligne

III.7.1 Coefficient de sécurité k :

Le coefficient de sécurité ne doit pas dépassé $k = 3$, pour les conducteurs et les ferrures, les isolateurs...etc.

Ne doit pas dépassé $k = 2.1$ pour les supports métalliques

$$k = \frac{\text{Charge de rupture}}{t_m} \quad (\text{II.24})$$

Charge de rupture en daN est donnée par le fabriquant.

t_m : Tension maximale, charge de l'effort sur le conducteur

La charge de rupture pour les conducteurs en (almélec) dont la section 34.4 mm^2 est 32.12 daN/mm^2 .

La charge de rupture pour les conducteurs en (almélec) dont la section 93.3 mm^2 est 27.92 daN/mm^2 .

Pour les conducteurs almélec (34.4mm^2) et dans le cas exceptionnel on prend $k = 3$, puis on calcul la tension maximale t_m .

$$t_m = \frac{\text{Charge de rupture}}{k} = \frac{32.12}{3} = 10.70\text{daN/mm}^2$$

Donc dans ce cas la tension maximale est 10.70daN/mm^2 .

III.7.2 Canton :

Est une série successive des supports dont les armements en alignement ou en double ancrage d'une ligne électrique ; selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser 15 points de fixation ou des supports.

III.7.3 La portée :

La distance horizontale entre deux supports consécutifs, elle est exprimée en mètre, la portée maximale selon la norme NF C 11-201 est 180m.

III.7.3.1 La portée équivalente :

Pour une ligne rigide la portée la plus petite d'un canton est la portée équivalente.

Tandis que pour une ligne suspendue la portée équivalente est donnée par le calcul suivant

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (\text{II.25})$$

Cette portée nous permet de déterminé l'effort de tractions sur les supports d'arrêt ou en ancrage.

III.7.3.2 La portée maximale :

Le calcul de la portée maximal se fait en fonction de l'écartement entre phases et en fonction l'inclinaison des chaines

$$a_m = \sqrt{8P \left[\left(\frac{e}{k_z} - \frac{U}{150} \right)^2 - L \right]} \quad (II.26)$$

Voici la portée maximale en fonction de l'écartement entre conducteurs (U=33KV), selon SONELGAZ.

Tableau 20 : les portées maximales pour 3 isolateurs avec pas 110mm :

Longueurs de chaîne (m)	Ecartement (m)	Paramètre	Portée maximale (m)
0.545	170	300	86.03
0.545	170	350	92.93
0.545	170	400	99.34
0.545	170	450	105.37
0.545	170	500	111.07

Tableau 21: les portées maximales pour 4 isolateurs avec pas 110mm :

Longueurs de chaîne (m)	Ecartement (m)	Paramètre	Portée maximale (m)
0.655	170	300	84.48
0.655	170	350	91.25
0.655	170	400	97.25
0.655	170	450	103.47
0.655	170	500	109.07

Tableau 22: les portées maximales pour 3 isolateurs avec pas 110mm :

Longueurs de chaîne (m)	Ecartement (m)	Paramètre	Portée maximale (m)
0.545	200	300	105.8
0.545	200	350	114.5
0.545	200	400	122.03
0.545	200	450	129.43
0.545	200	500	136.43

Tableau 23: les portées maximales pour isolateurs avec pas 110mm :

Longueurs de chaîne (m)	Ecartement (m)	Paramètre	Portée maximale (m)
0.655	200	300	104.42
0.655	200	350	112.79
0.655	200	400	120.58

0.655	200	450	127.89
0.655	200	500	134.81

III.7.4 Flèche f :

La flèche est la distance verticale entre le milieu du conducteur et la droite joignant les deux extrémités du conducteur.

La flèche dépend de la température, elle augmente quand la température augmente, aussi elle diminue avec la température.

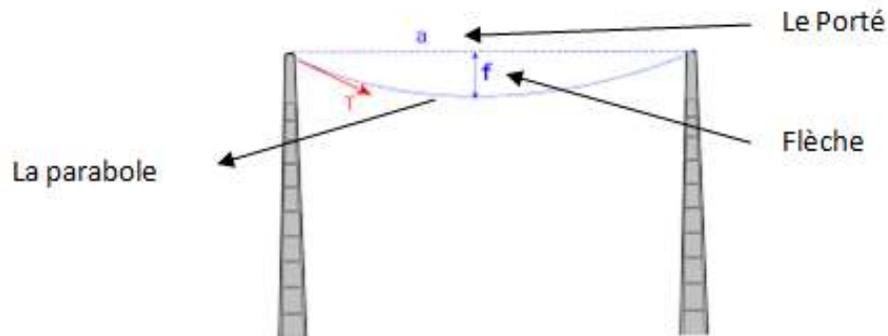
$$f = \frac{a^2 \omega}{8t} = \frac{a^2}{8P} \quad (\text{II.27})$$

t : La tension unitaire en (daN/mm²), $t = \omega * P$

P : le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole liant deux supports successives.

a : Le porté représente la distance horizontale entre deux supports.

ω : Poids spécifique de la conducteur ; pour l'almélec, $\omega = 0,00273 \text{ kg}/(\text{mm}^2 * \text{m})$



III.7.5 Efforts appliqués sur les conducteurs :

III.7.5.1 Effort longitudinal L :

Est négligeable en général

III.7.5.2 L'effort exerçant sur le conducteur dû à la traction :

$$T = T * S \quad (II.28)$$

Avec

T = tension unitaire (daN/mm²) ;

S = section du conducteur (mm²) ;

Efforts dû au vent sur le conducteur :

$$F = V * \varnothing * L \text{ , en (daN)}$$

Avec

V : poussée du vent en (Pa)

∅ : diamètre extérieur du conducteur (m)

L : longueur du conducteur (m)

III.7.5.3 Effort dû au poids du conducteur :

$$P = \omega * S * L \text{ en (daN)} \quad (II.29)$$

Avec

ω : Poids spécifique du conducteur en daN/m/mm²

S : section du conducteur (mm²)

L : longueur du conducteur (m)

III.7.6 Les efforts sur les supports :

Le calcul de ces efforts dépend des types des supports (d'alignement, d'ancrage et d'arrêt) sur lequel s'exercent les forces mécaniques et de la température qui agit sur les forces d'attraction de conducteurs sur le support, aussi les portées entre les supports :

III.7.6.1 Pour les supports d'alignement :

Les forces d'attraction sur le support d'alignement sont égales donc il reste seulement la force de vent :

$$F_V = n\vartheta\sigma \frac{a_1+a_2}{2} \quad (\text{II.30})$$

L'effort total du vent est :

$$F_R = \frac{1}{k} (F_V + F_{armement}) \quad (\text{II.31})$$

K= 0,9 pour les armements de type nappe-voûte (NV...);

K=1 pour les d'angles ou d'arrêt (NA...).

Avec

n : Nombres des conducteurs supportés par les supports ; en HTA 3 conducteurs.

ϑ : Pression du vent selon l'hypothèse.

σ : Diamètre extérieure du conducteur

III.7.6.2 Support d'angle de portées inégales :

Effort dû au vent sur le conducteur :

$$F = F_V * \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \quad (\text{II.32})$$

$$F_V = n\vartheta\sigma \frac{a_1+a_2}{2} \quad (\text{II.33})$$

Effort dû à la traction du conducteur :

$$F = 2 \times T \times \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (\text{II.34})$$

$$T = n \times t_f \times S \quad (\text{II.35})$$

Avec

β : Angle de piquetage

t_f : Tension mécanique dans le conducteur à l'hypothèse défavorable

La force résultante est la somme de deux force (force due à l'attraction et force due au vent)

$$F_R = \sum F$$

III.7.6.3 Support d'arrêt :

Ce support subit une seule force d'attraction et la force de vent

Effort dû à la traction :

$$F = n \times S \times T_f \quad (\text{II.36})$$

Effort dû au vent :

$$F = F_v * \left(\frac{a}{2}\right) \quad (\text{II.37})$$

$$F_v = n g \sigma \quad (\text{II.38})$$

Avec :

T_f : Force de traction

L'effort résultant est calculé par la formule suivant :

$$F_R = \sqrt{\sum F^2}$$

Tableau 24 Caractéristique technique des supports BSG utilisés en HTA par SONELGAZ :

Type de supports		Effort du vent v(daN)		Effort nominal N (daN)		Effort total V+N (daN)		Poids en (Kg)	Nombre de tronçon et hauteur total (m)
		C.N	C.E	C.N	C.E	C.N	C.E		
96bs	96bs55	121		300	510	421	631	271	Tronçon 1 :6m Tronçon 2 :5m Ht =11m
	96bs66	131		450	770	581	901	317	
	96bs77	147		710	1215	857	1362	412	
	96bs99	173		1350	2310	1523	2484	657	
106bs	106bs55	133		270	460	403	593	297	Tronçon 1 :6m Tronçon 2 :6m Ht =12m
	106bs66	145		450	770	595	915	351	
	106bs88	188		950	1625	1133	1808	572	
	106bs1010	202		1610	2760	1812	2962	842	

Ces types des supports sont les plus utilisés aujourd’hui.

III.7.7 La distance minimale entre phases (écartement minimal) e :

Un écartement minimal doit être respecté au long de la ligne entre les conducteurs ; pour éviter le risque d’amorçage.

Ce paramètre tient compte la tension transporter par la ligne ; la disposition des conducteurs et l’action du vent dans la zone.

$$e = k_c * \left(\frac{U}{150} + k_z * \sqrt{f + L} \right) \quad (II.39)$$

Avec,

e : Écartement minimal en mètre (m)

f : La flèche en mètre (m)

L : longueur libre de la chaîne d’isolateur en mètre (m)

U : la tension entre phase en KV

Kc : coefficient suivant la disposition des conducteurs (0,8 pour armement en drapeau)

Kz : coefficient suivant les hypothèses climatiques (0,9 pour les zones à vent normal)

Les valeurs des coefficients Kc suivant la disposition des conducteurs sont

En suspendu :

$Kc = 1$ pour les armements type 'drapeau' ou alternés

$Kc = 0,8$ pour les armements type : 'nappe horizontale', 'Nappe Voute'

En rigide

$Kc = 0,8$ pour les armements type 'drapeau'

$Kc = 0,7$ pour les armements type 'nappe horizontale' ou en triangle.

Les valeurs des coefficients Kz suivant l'hypothèse climatique :

$Kz = 0,9$ dans les zones à vent normal

$Kz = 1$ dans les zones à vent fort et les zones givrées

III.7.8 La distance entre la ligne et le sol (la garde au sol) :

La garde au sol représente la distance entre le sol et le point le plus bas de la ligne ; le calcul de cette distance dépend de la flèche et les types des armements.

$$D = H - (H_i + f + L) \quad (\text{II.40})$$

H : Hauteur total du support

H_i : Hauteur d'enfouissement du support

L : la longueur des chaines des isolateurs

f : La flèche

III.7.9 Calcul de la variation de tension mécanique :

La variation de la tension mécanique des conducteurs due au changement de la température Ce calcul se fait par l'équation suivant appelée équation de changement d'état permet de déterminer la composante horizontale de la tension du conducteur à un état final en connaissant sa valeur à l'état initial :

$$t_f^3 + t_f^2 \left[\frac{m_i^2 * a_e^2 * \omega^2 * E}{t_i^2 * 24} - t_i + E * \alpha (\theta_f - \theta_i) \right] = \frac{m_f^2 * a_e^2 * \omega^2 * E}{24} \quad (\text{II.41})$$

Posons, $A = \frac{m_i^2 * a_e^2 * \omega^2 * E}{t_i^2 * 24} - t_i + E * \alpha (\theta_f - \theta_i)$ et $B = \frac{m_f^2 * a_e^2 * \omega^2 * E}{24}$

L'équation devient $t_f^2 (t_f + A) = B$

$$t_f = \sqrt{\frac{B}{(t_f + A)}}$$

t_f : Tension horizontale finale du conducteur

t_i : tension horizontale initiale

m_i : Coefficient de surcharge initial

m_f : Coefficient de surcharge final

E : module d'élasticité

α : coefficient de dilatation

θ_f : Température finale

θ_i : Température initiale

a_e : La portée équivalente

ω : Poids spécifique

III.7.10 Calcul des pentes de la ligne :

Avec portées de niveau ($h=0$)

La traction des conteurs est quasi nulle et n'influence pas la portance des chaines

$$F_v = \varpi * S * \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (\text{II.42})$$

Avec portées dénivelées et $\frac{h}{a} < \frac{1}{4}$

1er Cas : la traction des conducteurs augmente la portance des chaines.

$$F_v = \varpi * S * \frac{a_1 + a_2}{2} + T * \left(+ \frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.43})$$

2ème Cas : la traction d'un côté augmente la portance, l'autre la soulage

$$F_v = \varpi * S * \frac{a_1 + a_2}{2} + T * \left(+ \frac{h_1}{a_1} - \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.44})$$

3ème Cas : la traction des conducteurs soulage la portance des chaines.

$$F_v = \varpi * S * \frac{a_1 + a_2}{2} + T * \left(- \frac{h_1}{a_1} - \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.45})$$

Dans les deux derniers cas, le résultat de la portance peut être négatif, ce qui entraine un retournement des chaines si elle excède « -3% »

III.7.11 Inclinaison et retournement des chaines :

L'inclinaison des chaînes est provoqué par:

- 1- Pression due au vent sur les conducteurs et sur les chaînes elle-même.
- 2- Les efforts longitudinaux qui se produisent dans certaines portées.
- 3- Les angles du tracé de la ligne.

A cet effet il faut s'assurer que la résultante des efforts soit dirigée vers le sol, et que sous l'action du vent la chaîne ne s'incline pas trop pour respecter les distances entre conducteurs et masse.

Le retournement des chaînes a lieu lorsque la résultante des efforts verticaux est dirigée vers le haut ; L'angle d'inclinaison doit être :

- Pour les lignes avec armement nappe voûte soit $\text{tg}(\alpha) < 1.73$
- Pour les lignes avec armement en bras FRF (drapeau et mono suspendu) soit $\text{tg}(\alpha) < 3.077$.

III.7.12 Etude de départ HTA :

Un départ HTA compose par le transformateur, les disjoncteurs qui sont les moyens de coupure et de manœuvres, les jeux des barres (triphasées) et les interrupteurs dont le rôle est de connecter ou de déconnecter les transformateurs et les disjoncteurs.

Des parafoudres sont utilisés pour la protection des départs pour le protéger contre les coups de foudre.

III.7.12.1 Régime de neutre : [16]

Le choix du régime de neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Coordination des isolements, les courants de défauts à la terre des ouvrages, des montées en tension locales compatibles avec les isolements des matériels a basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tension de masse, la sensibilité de détection.

On distingue cinq régimes de neutre qui sont :

- Neutre isolé, Z_n est infini
- Neutre relié à la terre par une résistance
- Neutre relié à la terre par une réactance
- Neutre relié à la terre par une impédance
- Neutre relié directement à la terre ($Z=0$) ; c'est le cas adopté en Algérie (par SONELGAZ).

III.7.12.2 Neutre relié directement à la terre :

Dans ce cas de réseau, un défaut entre la phase et la terre est un court-circuit monophasé, ce qui provoque un courant très élevé, Cette mise à la terre est idéale pour l'écoulement des courants vers la terre.

L'inconvénient de cette mise à la terre est le non continuité de service (déclenchement au premier défaut)

III.7.12.3 **Les jeux de barres MT :**

Un jeu de barres avec une source d'alimentation

Un jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation

Un jeu de barres avec deux source d'alimentation sans ou avec couplage

Deux demi-jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentations

Trois sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation

III.7.12.4 **Le transformateur HT/HTA : [10]**

Notre départ est alimenté par un transformateur dont les caractéristiques sont

Puissance de court-circuit $S_{cc} = 2357 \text{ MVA}$.

Puissance nominale $S_n = 40 \text{ MVA}$

Tension primaire $U_p = 60 \text{ KV}$

Tension secondaire $U_s = 30 \text{ KV}$

Tension de court-circuit $U_{CC} = 12\%$.

III.7.12.5 **Calcul de l'impédance HT ramené en MT :**

$$X_{HT} = \frac{U_n^2(KV)}{S_{CC}(MVA)} \quad (II.46)$$

$$X_{HT} = \frac{33^2}{2357} = 0.462\Omega$$

S_{CC} : Puissance de court-circuit triphasé du réseau amont

III.7.12.6 **Calcul de l'impédance du transformateur HT/MT :**

$$X_T = \frac{U_{CC} * U_n^2(KV)}{100 S_n(MVA)} \quad (II.47)$$

$$X_T = \frac{12}{100} * \frac{33^2}{40} = 3.267\Omega$$

U_n : Tension nominale du secondaire du transformateur :

- 10.5 KV pour les réseaux 10KV.
- 33 KV pour les réseaux 30 KV.

Calcul de l'impédance des canalisations :

$$R_L = R_0 * L ; \text{ et } X_L = X_0 * L$$

Pour la ligne dorsale dont la longueur est 11.872 Km :

$$R_L = 0.357 * 11.872 = 4.238 \Omega$$

$$X_L = 0.4 * 11.872 = 4.7488 \Omega$$

Pour les lignes des dérivations :

$$R_L = 0.958 *$$

$$X_L = 0.4 *$$

III.7.12.7 Réglage des protections d'un départ HTA :

Réglage du courant de phase :

A. Surcharge

Les relais à maximum de courant de phase doivent être régler à une valeur de courant inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de ce manifester entre les phases.

$$I_{r1} \leq K \cdot I_h \quad \text{Si } 0.85 I_{ccb} > K I_h$$

$$I_{r1} \leq 0.85 I_{ccb} \quad \text{Si } 0.85 I_{ccb} < K I_h$$

I_h : Courant de la limite thermique des conducteurs

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs

I_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé le plus loin.

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 * \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}} \quad (\text{II.48})$$

Pour la ligne dorsale :

$$I_{ccb} = \frac{30 * 10^3}{2 * \sqrt{4.238^2 + (0.462 + 3.267 + 4.7488)^2}}$$

$$I_{ccb} = 1582 \text{ A}$$

B. Seuil haut (violent) :

Il doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être Suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur le réseau BT.

$$I_{r2} = 2 \text{ à } 3 * I_{r1}$$

Réglage du courant homopolaire :

$$0.120.12I_{TC} \leq I_{0r} < K(3I_0)$$

Le seuil de réglage de la protection doit être supérieur à :

- 12% du calibre nominal des transformateurs de courant lorsque la mesure est effectuée par trois TC.
- 6%, lorsque la mesure est effectuée par un tore.

En cas de défaut phase-terre, les tensions entre phase et terre du départ sont déséquilibrées, la tension V_1 de phase est nulle tant que les tensions simples V_2 et V_3 ont pour amplitude la tension composée U et déphasé entre elles de 60° , le courant mesurer par le relais de courant homopolaire est dans ces conditions :

$$3I_0 = I\sqrt{3} \quad ; \quad I = UC_0\omega$$

C_0 : Capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre.

Ce courant capacitif est de l'ordre de 8A/100Km pour les lignes aériennes en 30KV,

Conclusion

L'étude de conception est basé sur le calcul et l'estimation de la charge et l'étude électrique et mécanique de la ligne.

Dans l'étude électrique on fait l'estimation de la charge de cette charge on détermine le courant et la section nécessaire de conducteur les chute de tension dans la ligne

L'étude mécanique est consacrée pour calcul l'état des conducteur et les supports en déterminant la portée et la flèche et fais choisir la bon tracé pour la ligne.

CHAPITRE IV

Conception sur ETAP et résultats

Introduction

L'étude dans ce chapitre est consacrée pour la simulation d'une ligne HTA dans la zone (Commune Sour) à Mostaganem sous logiciel ETAP, la représentation de l'écoulement de puissance et les courants de court-circuit.

Le réseau étudié se compose d'une ligne dorsale (93.3mm²) et des lignes de dérivation (34.4mm²) sous une tension de 30KV, des récepteurs de moyenne tension et des postes ACC HTA/BT 160KVA et autres postes HTA/BT 400KVA.

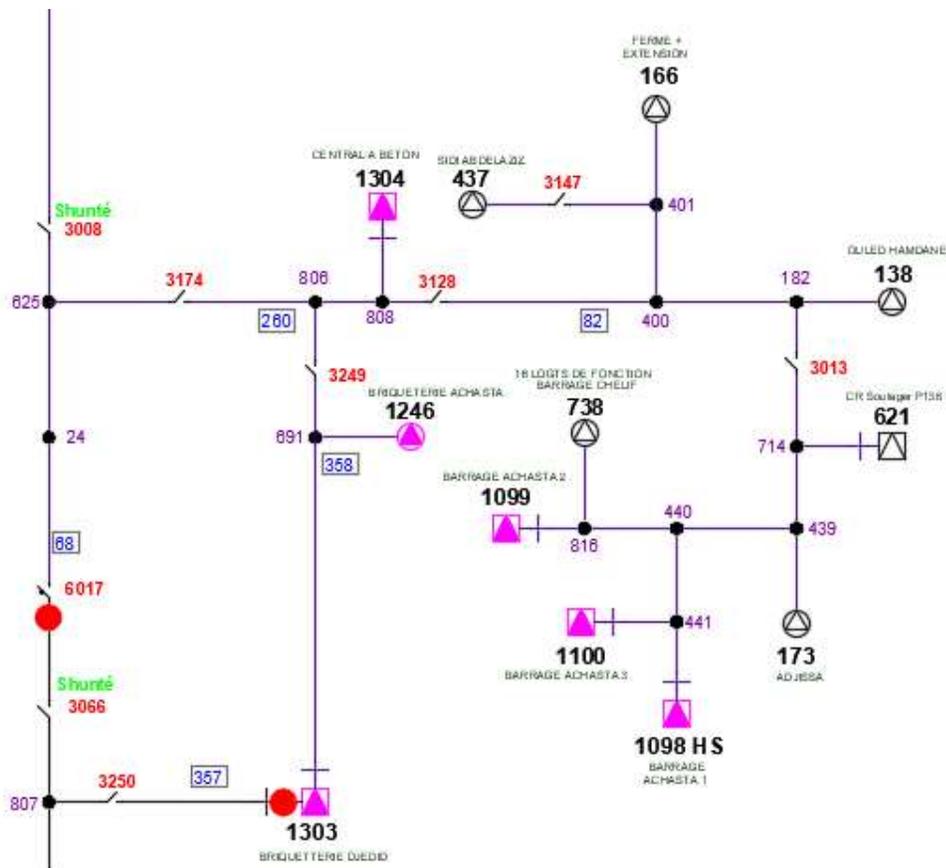


Figure 39 : Schéma unifilaire du réseau

IV.2 Ecoulement de puissance :

IV.2.1 Résultat de l'écoulement de puissance :

La valeur de tension et de la puissance active et réactive des différents bus.

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Load		Load Flow					XFMR	
	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
Bus66	30.000	99.572	-0.3	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus69	1.790	1.318	43.0	80.5		
								Bus68	-1.790	-1.318	43.0	80.5		
* Bus68	60.000	100.000	0.0	1.790	1.334	0.000	0.000	Bus66	1.790	1.334	21.5	80.2		
Bus69	30.000	98.163	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus66	-1.769	-1.324	43.3	80.0		
								Bus71	1.769	1.324	43.3	80.0		
Bus70	30.000	100.024	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus157	0.000	0.002	0.0	0.0		
								Line77~	0.000	-0.001	0.0	0.0		
								Line78~	0.000	-0.001	0.0	0.0		
Bus71	30.000	98.066	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus78	1.352	1.011	33.1	80.1		
								Bus69	-1.767	-1.325	43.3	80.0		
								Bus162	0.415	0.314	10.2	79.7		
Bus72	30.000	98.016	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus127	0.122	0.094	3.0	79.1		
								Bus162	-0.415	-0.319	10.3	79.3		
								Bus160	0.293	0.225	7.3	79.4		
Bus77	0.400	91.048	-6.3	0.000	0.000	0.292	0.181	Bus173	-0.292	-0.181	545.4	85.0		
Bus78	30.000	98.006	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus71	-1.351	-1.011	33.1	80.1		
								Bus129	0.293	0.225	7.3	79.4		
								Bus163	1.058	0.786	25.9	80.3		
Bus80	0.400	91.049	-6.3	0.000	0.000	0.292	0.181	Bus129	-0.292	-0.181	545.4	85.0		
Bus81	30.000	97.973	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus82	0.218	0.157	5.3	81.2		
								Bus86	0.839	0.630	20.6	80.0		
								Bus163	-1.058	-0.787	25.9	80.2		
Bus82	30.000	97.922	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus81	-0.218	-0.161	5.3	80.5		
								Bus164	0.109	0.082	2.7	79.8		
								Bus165	0.109	0.079	2.6	81.2		
Bus86	30.000	97.919	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus81	-0.839	-0.632	20.6	79.9		
								Bus141	0.075	0.057	1.9	79.6		
								Bus170	0.764	0.575	18.8	79.9		
Bus90	30.000	97.816	-0.6	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus170	-0.470	-0.357	11.6	79.6		
								Bus167	0.067	0.051	1.7	79.9		
								Bus145	0.403	0.306	9.9	79.6		

CHAPITRE IV : CONCEPTION SUR ETAP ET RESULTATS

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
Bus108	0.400	90.813	-6.4	0.000	0.000	0.292	0.181	Bus147	-0.292	-0.181	546.5	85.0		
Bus114	0.400	91.536	-5.9	0.000	0.000	0.109	0.067	Bus164	-0.109	-0.067	201.7	85.0		
Bus116	0.400	91.507	-5.9	0.000	0.000	0.109	0.067	Bus166	-0.109	-0.067	201.7	85.0		
Bus118	0.400	90.736	-6.5	0.000	0.000	0.075	0.047	Bus141	-0.075	-0.047	140.6	85.0		
Bus120	0.400	90.896	-6.4	0.000	0.000	0.292	0.181	Bus142	-0.292	-0.181	546.1	85.0		
Bus122	0.400	91.537	-5.8	0.000	0.000	0.067	0.041	Bus167	-0.067	-0.041	124.1	85.0		
Bus124	0.400	91.381	-5.9	0.000	0.000	0.109	0.067	Bus171	-0.109	-0.067	201.9	85.0		
Bus126	0.400	90.787	-6.5	0.000	0.000	0.121	0.075	Bus127	-0.121	-0.075	226.5	85.0		
Bus127	30.000	98.015	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus72	-0.122	-0.094	3.0	79.0		
								Bus126	0.122	0.094	3.0	79.0		
Bus129	30.000	97.991	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus78	-0.293	-0.226	7.3	79.2		
								Bus80	0.293	0.226	7.3	79.2		
Bus141	30.000	97.914	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus86	-0.075	-0.058	1.9	79.0		
								Bus118	0.075	0.058	1.9	79.0		
Bus142	30.000	97.850	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus170	-0.293	-0.226	7.3	79.2		
								Bus120	0.293	0.226	7.3	79.2		
Bus145	30.000	97.775	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus90	-0.402	-0.308	10.0	79.4		
								Bus147	0.293	0.226	7.3	79.2		
								Bus171	0.109	0.083	2.7	79.7		
								Bus172	0.000	-0.001	0.0	0.0		
								Line69~	0.000	0.000	0.0	0.0		
Bus147	30.000	97.772	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus145	-0.293	-0.226	7.3	79.2		
								Bus108	0.293	0.226	7.3	79.2		
* Bus155	60.000	100.000	0.0	0.000	-0.039	0.000	0.000	Bus157	0.000	-0.039	0.4	0.0		
Bus157	30.000	100.012	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus70	0.000	-0.039	0.7	0.0		
								Bus155	0.000	0.039	0.7	0.0		
Bus160	30.000	98.010	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus173	0.293	0.225	7.3	79.4		
								Bus72	-0.293	-0.225	7.3	79.4		
Bus162	30.000	98.037	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus71	-0.415	-0.317	10.2	79.5		
								Bus72	0.415	0.317	10.2	79.5		
Bus163	30.000	98.001	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus78	-1.058	-0.787	25.9	80.2		
								Bus81	1.058	0.787	25.9	80.2		
Bus164	30.000	97.919	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus82	-0.109	-0.083	2.7	79.7		

CHAPITRE IV : CONCEPTION SUR ETAP ET RESULTATS

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
								Bus114	0.109	0.083	2.7	79.7		
Bus165	30.000	97.901	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus166	0.109	0.081	2.7	80.1		
								Bus82	-0.109	-0.081	2.7	80.1		
Bus166	30.000	97.892	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus165	-0.109	-0.083	2.7	79.7		
								Bus116	0.109	0.083	2.7	79.7		
Bus167	30.000	97.816	-0.6	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus90	-0.067	-0.051	1.7	79.8		
								Bus122	0.067	0.051	1.7	79.8		
Bus170	30.000	97.877	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus86	-0.763	-0.577	18.8	79.8		
								Bus142	0.293	0.225	7.3	79.4		
								Bus90	0.470	0.352	11.5	80.0		
Bus171	30.000	97.774	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus145	-0.109	-0.083	2.7	79.7		
								Bus124	0.109	0.083	2.7	79.7		
Bus172	30.000	97.775	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus145	0.000	0.000	0.0	0.0		
Bus173	30.000	97.990	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus160	-0.293	-0.226	7.3	79.2		
								Bus77	0.293	0.226	7.3	79.2		
Line69~	30.000	97.775	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus145	0.000	0.000	0.0	0.0		
Line77~	30.000	100.024	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus70	0.000	0.000	0.0	0.0		
Line78~	30.000	100.024	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus70	0.000	0.000	0.0	0.0		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

IV.2.2 Les données de production charge et tension de bus :

Les données correspondent aux déférant tension, puissance au niveau du jeu de barre.

Bus					Load							
					Initial Voltage		Constant kVA		Constant Z		Constant I	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus165	30.000	1	100.0	0.0								
Bus166	30.000	1	100.0	0.0								
Bus167	30.000	1	100.0	0.0								
Bus170	30.000	1	100.0	0.0								
Bus171	30.000	1	100.0	0.0								
Bus172	30.000	1	100.0	0.0								
Bus173	30.000	1	100.0	0.0								
Line69~	30.000		100.0	0.0								
Line77~	30.000		100.0	0.0								
Line78~	30.000		100.0	0.0								
Total Number of Buses: 43					1.610	0.998	0.179	0.111	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus68	60.000	Swing	1	100.0	0.0					
Bus155	60.000	Swing	2	100.0	0.0					
						0.000	0.000			

IV.2.3 Les données des transformateurs :

Les déférant données des transformateurs au niveau de chaque départ et au niveau de chaque poste de transformation.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	40.000	60.000	30.000	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T28	3-Phase	0.400	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T30	3-Phase	0.400	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T50	3-Phase	0.400	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T55	3-Phase	0.160	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T57	3-Phase	0.160	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T59	3-Phase	0.100	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T61	3-Phase	0.400	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T63	3-Phase	0.100	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T65	3-Phase	0.160	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T67	3-Phase	0.160	30.000	0.400	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000
T69	3-Phase	40.000	60.000	30.000	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Dyn	0.000

IV.2.4 Connections des branches :

Les valeurs des impédances.

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus68	Bus66	0.69	31.24	31.25	
T28	2W XFMR	Bus173	Bus77	69.43	3124.23	3125.00	
T30	2W XFMR	Bus129	Bus80	69.43	3124.23	3125.00	
T50	2W XFMR	Bus147	Bus108	69.43	3124.23	3125.00	
T55	2W XFMR	Bus164	Bus114	173.57	7810.57	7812.50	
T57	2W XFMR	Bus166	Bus116	173.57	7810.57	7812.50	
T59	2W XFMR	Bus141	Bus118	277.71	12496.91	12500.00	
T61	2W XFMR	Bus142	Bus120	69.43	3124.23	3125.00	
T63	2W XFMR	Bus167	Bus122	277.71	12496.91	12500.00	
T65	2W XFMR	Bus171	Bus124	173.57	7810.57	7812.50	
T67	2W XFMR	Bus127	Bus126	173.57	7810.57	7812.50	
T69	2W XFMR	Bus155	Bus157	0.69	31.24	31.25	
Lme1	Line	Bus66	Bus69	41.80	49.14	64.52	0.0318530
Lme15	Line	Bus78	Bus71	2.30	2.70	3.54	0.0017500
Lme17	Line	Bus81	Bus82	18.01	7.19	19.40	0.0038500
Lme19	Line	Bus86	Bus81	3.36	3.95	5.18	0.0025590
Lme30	Line	Bus71	Bus69	2.88	3.39	4.45	0.0021958
Lme33	Line	Bus162	Bus71	3.52	4.13	5.43	0.0026801
Lme35	Line	Bus72	Bus127	0.89	0.35	0.95	0.0001895
Lme37	Line	Bus72	Bus162	2.67	3.14	4.12	0.0020362
Lme39	Line	Bus129	Bus78	3.90	1.56	4.20	0.0008328
Lme41	Line	Bus163	Bus78	0.25	0.29	0.38	0.0001899
Lme45	Line	Bus81	Bus163	1.37	1.61	2.12	0.0010456
Lme47	Line	Bus82	Bus164	1.76	0.70	1.90	0.0003765
Lme48	Line	Bus165	Bus166	6.11	2.44	6.58	0.0013066
Lme49	Line	Bus165	Bus82	14.05	5.61	15.12	0.0030022
Lme51	Line	Bus86	Bus141	5.31	2.12	5.72	0.0011346
Lme53	Line	Bus170	Bus86	2.88	3.39	4.45	0.0021958
Lme55	Line	Bus170	Bus142	6.86	2.74	7.39	0.0014662
Lme57	Line	Bus90	Bus170	6.66	7.83	10.28	0.0050740
Lme59	Line	Bus90	Bus167	0.84	0.34	0.90	0.0001795
Lme61	Line	Bus90	Bus145	7.78	3.11	8.38	0.0016632
Lme64	Line	Bus145	Bus147	0.65	0.26	0.70	0.0001396
Lme66	Line	Bus145	Bus171	0.18	0.07	0.19	0.0000374
Lme68	Line	Bus172	Bus145	2.70	1.08	2.90	0.0005760
Lme71	Line	Bus70	Bus157	48.47	56.98	74.81	0.0369353
Lme73	Line	Bus160	Bus173	5.15	2.05	5.54	0.0010997
Lme75	Line	Bus160	Bus72	1.40	0.56	1.51	0.0002992
Lme69	Line	Line69~	Bus145	1.20	0.48	1.29	0.0002568
Lme77	Line	Line77~	Bus70	1.50	1.76	2.31	0.0011419
Lme78	Line	Line78~	Bus70	1.09	1.28	1.68	0.0008310

IV.2.5 Les pertes dans le réseau :

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	% Drop in Vmag
Line1	1.790	1.318	-1.769	-1.324	21.0	-6.4	99.6	98.2	1.41
Line15	1.352	1.011	-1.351	-1.011	0.7	-0.9	98.1	98.0	0.06
Line17	0.218	0.157	-0.218	-0.161	0.1	-3.6	98.0	97.9	0.05
Line19	0.839	0.630	-0.839	-0.632	0.4	-2.0	98.0	97.9	0.05
Line30	1.769	1.324	-1.767	-1.325	1.5	-0.4	98.2	98.1	0.10
Line33	0.415	0.314	-0.415	-0.317	0.1	-2.5	98.1	98.0	0.03
Line35	0.122	0.094	-0.122	-0.094	0.0	-0.2	98.0	98.0	0.00
Line37	-0.415	-0.319	0.415	0.317	0.1	-1.9	98.0	98.0	0.02
Line39	0.293	0.225	-0.293	-0.226	0.1	-0.8	98.0	98.0	0.02
Line41	1.058	0.786	-1.058	-0.787	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.01
Line45	-1.058	-0.787	1.058	0.787	0.2	-0.7	98.0	98.0	0.03
Line47	0.109	0.082	-0.109	-0.083	0.0	-0.4	97.9	97.9	0.00
Line48	0.109	0.081	-0.109	-0.083	0.0	-1.2	97.9	97.9	0.01
Line49	0.109	0.079	-0.109	-0.081	0.0	-2.9	97.9	97.9	0.02
Line51	0.075	0.057	-0.075	-0.058	0.0	-1.1	97.9	97.9	0.01
Line53	0.764	0.575	-0.763	-0.577	0.3	-1.8	97.9	97.9	0.04
Line55	-0.293	-0.226	0.293	0.225	0.1	-1.4	97.8	97.9	0.03
Line57	-0.470	-0.357	0.470	0.352	0.2	-4.6	97.8	97.9	0.06
Line59	0.067	0.051	-0.067	-0.051	0.0	-0.2	97.8	97.8	0.00
Line61	0.403	0.306	-0.402	-0.308	0.2	-1.5	97.8	97.8	0.04
Line64	0.293	0.226	-0.293	-0.226	0.0	-0.1	97.8	97.8	0.00
Line66	0.109	0.083	-0.109	-0.083	0.0	0.0	97.8	97.8	0.00
Line68	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.0	-0.6	97.8	97.8	0.00
Line69	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.2	97.8	97.8	0.00
Line71	0.000	0.002	0.000	-0.039	0.0	-36.9	100.0	100.0	0.01
Line73	0.293	0.225	-0.293	-0.226	0.1	-1.0	98.0	98.0	0.02
Line75	0.293	0.225	-0.293	-0.225	0.0	-0.3	98.0	98.0	0.01
Line77	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.0	-1.1	100.0	100.0	0.00
Line78	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.0	-0.8	100.0	100.0	0.00
T1	-1.790	-1.318	1.790	1.334	0.3	15.6	99.6	100.0	0.43
T28	-0.292	-0.181	0.293	0.226	1.0	44.6	91.0	98.0	6.94
T30	-0.292	-0.181	0.293	0.226	1.0	44.6	91.0	98.0	6.94
T50	-0.292	-0.181	0.293	0.226	1.0	44.8	90.8	97.8	6.96
T55	-0.109	-0.067	0.109	0.083	0.3	15.2	91.5	97.9	6.38
T57	-0.109	-0.067	0.109	0.083	0.3	15.3	91.5	97.9	6.38
T59	-0.075	-0.047	0.075	0.058	0.3	11.9	90.7	97.9	7.18
T61	-0.292	-0.181	0.293	0.226	1.0	44.7	90.9	97.8	6.95
T63	-0.067	-0.041	0.067	0.051	0.2	9.2	91.5	97.8	6.28
T65	-0.109	-0.067	0.109	0.083	0.3	15.3	91.4	97.8	6.39
T67	-0.121	-0.075	0.122	0.094	0.4	19.2	90.8	98.0	7.23
T69	0.000	-0.039	0.000	0.039	0.0	0.0	100.0	100.0	0.01
					31.4	204.8			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

IV.3 Interprétation :

En cas de défaut au niveau départ1 (départ principale), l'alimentation du réseau sera assuré par le deuxième départ (départ secoure) sans coupure jusqu'à la maintenance du départ principale

Cette substitution entre les départs est faite manuellement par l'intervention d'équipe de maintenance.

En cas de panne au niveau d'une charge le disjoncteur pré de la charge sera ouvert pour isoler la charge en panne du réseau.

La Barrage Achasta alimenté par trois transformateurs (1 transformateur en fonction et deux en secours).

IV.4 La maintenance des lignes HTA :

Les lignes aériennes sont exposées à plusieurs contraintes :

- Atmosphérique :
- Naturelle (pluie, vent ; temps...etc.)

IV.4.1 Type des maintenances :

Deux types de maintenance sont fréquemment utilisés au niveau du départ HTA :

IV.4.1.1 Maintenance prédictive :

La maintenance prédictive se fait soit par

- le caméra infrarouge pour surveiller les différents équipements de la poste et détecte les points chauds sur les éléments d'un poste de transformation et mesure ses leurs température.

- Visite, cette visite faite sur le long de la ligne notamment les supports pour garantir le bon fonctionnement des éléments du réseau (chaines d'isolateurs, les interrupteuretc.)

- changement d'huile pour les transformateurs

IV.4.1.2 **Maintenance curative :**

La maintenance curative se fait après l'observation d'une dégradation sur les éléments du réseau, cette maintenance soit :

- Perte conducteur
- Remplacement des éléments
- Nettoyage des chaînes d'isolateurs
- Remplacement des conducteurs endommagés
- Remplacement ou soutènement d'un support

IV.4.2 **Intervention d'équipe de maintenance :**

Deux types de maintenance envisagés en cas de réparation sur le réseau électrique :

IV.4.2.1 **Intervention d'équipe de maintenance hors tension :**

La mise en place de ces éléments peut se faire depuis le sol.

- Mettre la partie de réseau sujet d'opération de maintenance hors tension
- Vérification de l'absence de tension par Antenne détrompeuse pendant 3 secondes sur chaque phase en utilisant une perche isolant PPOLE CEI 62193 Avec tube terminal CEI 60855-1.
- Mise à la terre et en court-circuit des conducteurs, la mise à la terre

IV.4.2.2 **Intervention d'équipe de maintenance sous tension :**

L'intervention sous tension a pour but d'assurer la continuité et la disponibilité de service dans les cas de maintenance des lignes.

Ce genre d'intervention est très dangereux et nécessite des précautions pour la sécurité de l'équipe.

- Les gans longs isolants : assure la protection électrique et mécanique.
- Un tirant d'ancrage pour reprendre la tension mécanique du conducteur
- Protecteurs en plastique mise en place sur les conducteurs proche de celui endommagé.
- Dispositif de chantage en cas de séparation d'un conducteur.

Conclusion

Dans ce chapitre on a vu que le logiciel ETAP est logiciel le plus adaptée pour l'analyse du réseau électrique que ce soit son degré de difficulté (réseau possède plusieurs itérations).

Dans cette étude nous avons fait la simulation d'une ligne électrique à moyenne tension qui alimente plusieurs quartiers résidentielles et des sociétés industrielles en vue d'apercevoir l'écoulement de puissance, la chute de tension et le courant en cas de court-circuit comme citer dans les tableau ci-dessus

Conclusion générale

L'objectif de notre travail consistait à faire une étude approfondie sur les lignes aériennes à moyenne tension suivant la normalisation algérienne.

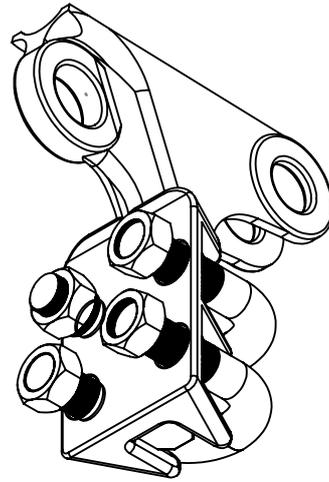
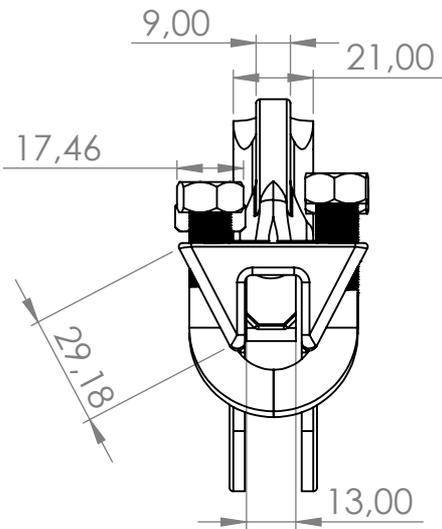
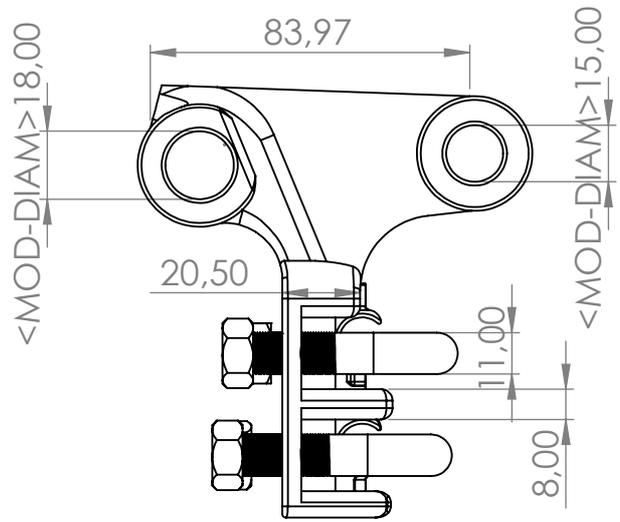
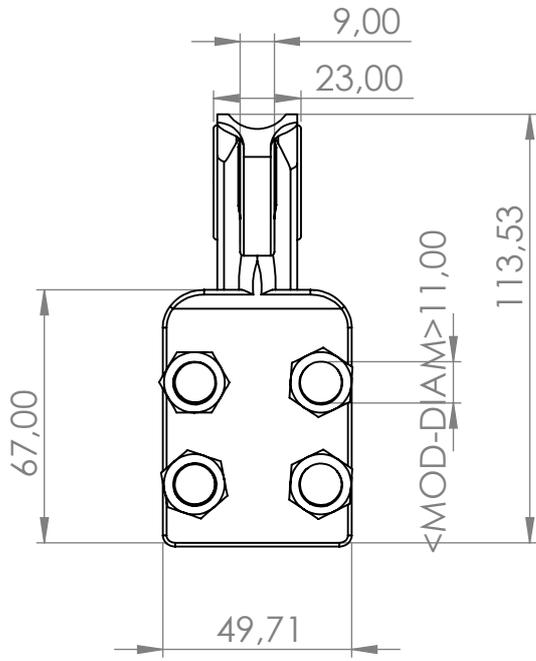
Ce travail nous a permis de voir une formation technique sur la construction et le dimensionnement d'une ligne électrique et de faire mise en application les notions d'étude prêtes acquises durant notre cursus universitaire.

Notons que la simulation sous ETAP donne les informations de l'écoulement de puissance (Power-flow or load-flow), aussi donne l'état de réseau en chaque point et à l'aide de ce logiciel nous avons exporté toutes les grandeurs électriques de cette ligne.

Bibliographie

1. Hamoudi, *Réseaux de transport et distribution électrique*. université de A.MIRA-BEJAIA.
2. Hocine, H.B.E., *Les étages Moyenne Tension », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG)*. Avril 2004: Centre Ain M'Lila, Groupe SONELGAZ.
3. G.VALENTIN, R.F., B. JOYEUX-BOUILLON & J-C TURPAIN, «Postes à moyenne tension», Techniques de l'Ingénieur D 4 600-7.
4. *Guide de la distribution électrique basse tension et HTA – 2009 chorus*.
5. PURET, C., *Les réseaux de distribution de publique moyenne tension dans le monde*. 1991. **Technique de l'ingénieur 155**.
6. Grigsby, L.L., *Electric Power Engineering* ed. H.S. Edition.
7. Oussama MESSAD , N.A., *Calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques triphasées* UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
8. 1974, C.A., *construction des lignes aériennes à haute tension*. paris 1974: EYROLLES, PARIS.
9. André CHANAL, Jean-Pierre.L. «Doc D 4 422 » Traité de l'ingénieur 2000.
10. document SDEG, SONELGAZ.
11. Abdelmalek, D., *Influence de la pollution sur le comportement d'un modèle plan d'isolateur sous haute tension*. 2017, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF-M'SILA.
12. Satta, S., *Contribution a l'étude de l'influence de la pollution discontinue sur le comportement des isolateurs: expérimentation et simulation*. 2018.
13. Essaid, H. and B. Farés, *Etude des protections d'un départ HTA Tizirt issu de la cabine mobile de Tamda (60/30 kV)*. 2014, Université Mouloud Mammeri.
14. Adda, B., *DEUA en électrotechnique*.
15. Julie Rosine YE , CONSTRUCTION D'UNE LIGNE DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE HTA 15 kV ET RESTRUCTURATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE BTA AU SECTEUR 30 DE BOBO-DIOULASSO
16. D. MELLAL « Protection des réseaux ».Document SONELGAZ

ANNEXE



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
SURFACE FINISH:
TOLERANCES:
LINEAR:
ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
BREAK SHARP
EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE	
DRAWN				
CHK'D				
APPV'D				
MFG				
Q.A				
			MATERIAL:	
			Métal	
			WEIGHT:xx	

TITLE:		pince D'ancrage	
DWG NO.		A4	
SCALE:1:2		SHEET 1 OF 1	

4

3

2

1

F

E

D

C

B

A

F

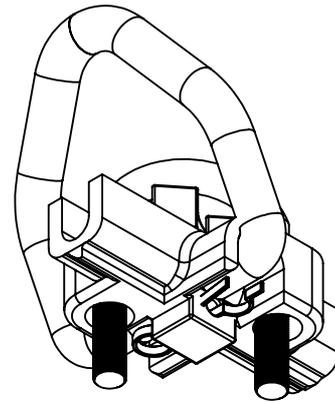
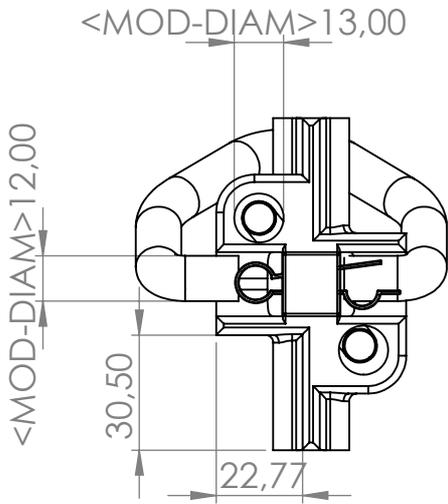
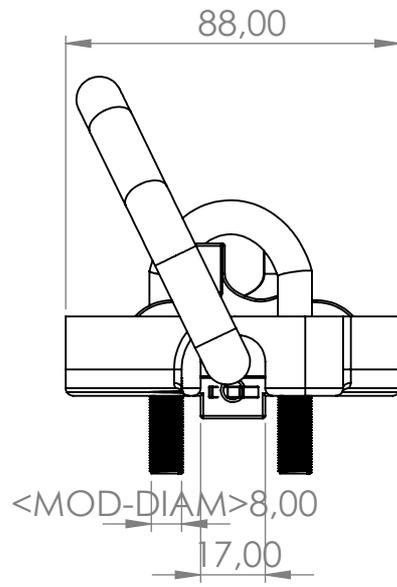
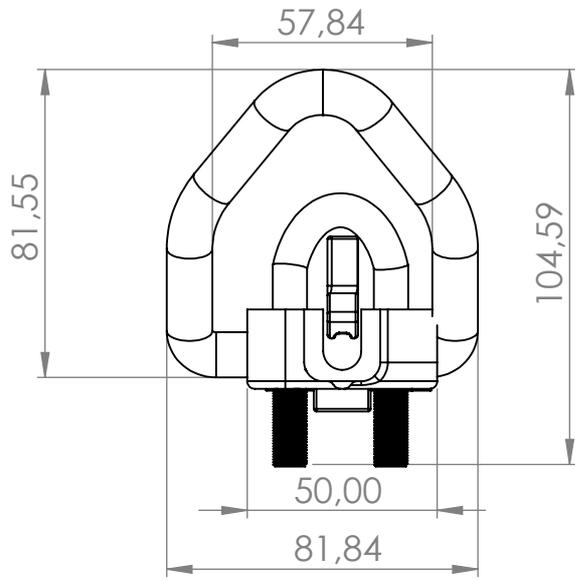
E

D

C

B

A



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
SURFACE FINISH:
TOLERANCES:
LINEAR:
ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
BREAK SHARP
EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE
DRAWN			
CHK'D			
APPV'D			
MFG			
Q.A			

TITLE:

pince alignement

MATERIAL:

Métal

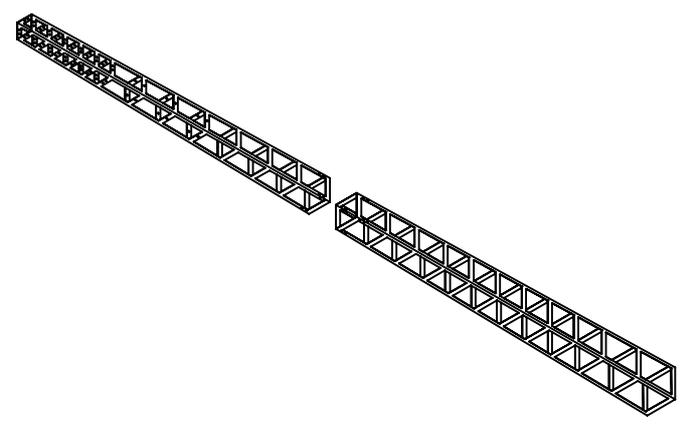
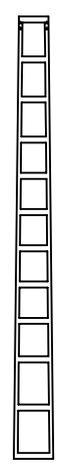
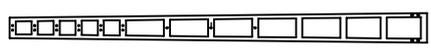
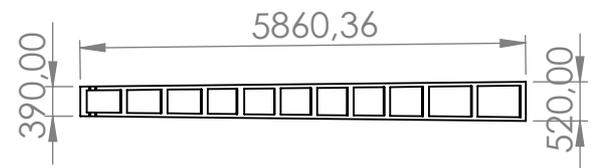
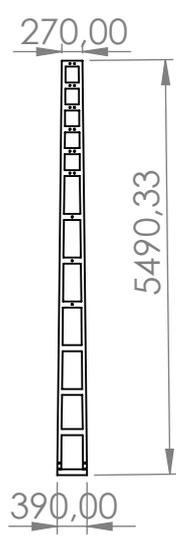
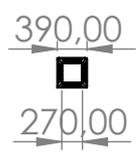
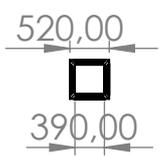
DWG NO.

A4

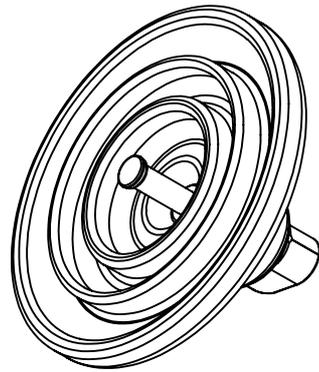
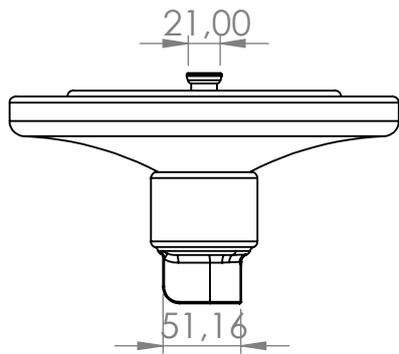
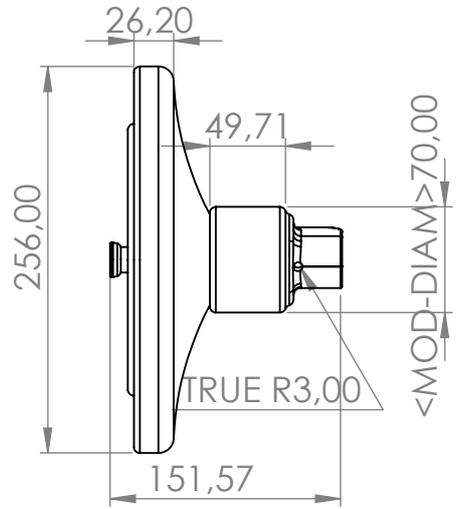
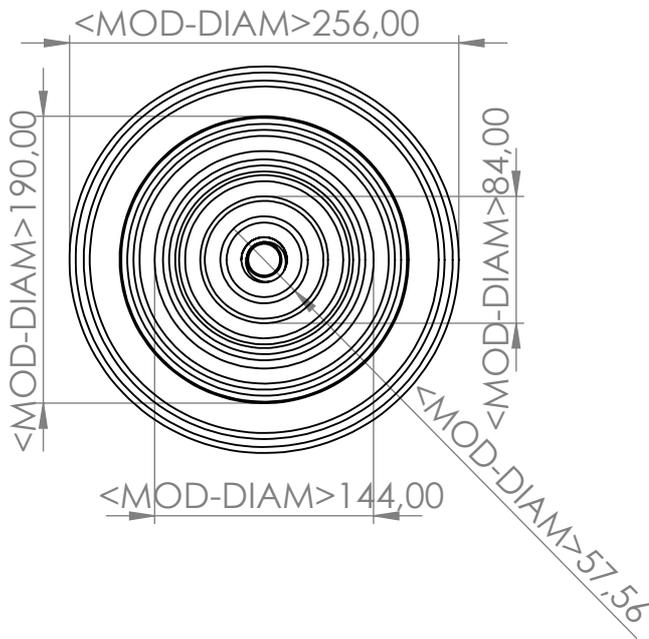
WEIGHT:xx

SCALE:1:2

SHEET 1 OF 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS SURFACE FINISH: TOLERANCES: LINEAR: ANGULAR:			FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION		
DRAWN			SIGNATURE		DATE		TITLE: support BSG				
CHK'D											
APPV'D											
MFG											
Q.A							MATERIAL: Métal Galvanisé		DWG NO.		A4
							WEIGHT:xx		SCALE:1:100		SHEET 1 OF 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
 DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
 SURFACE FINISH:
 TOLERANCES:
 LINEAR:
 ANGULAR:

FINISH:

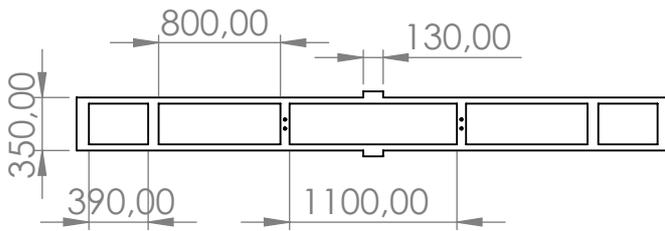
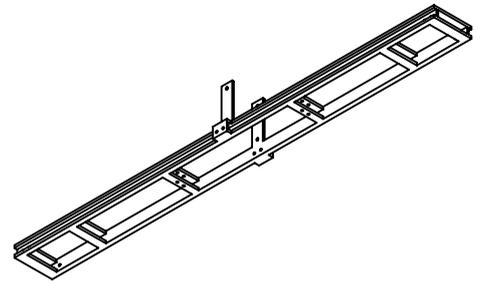
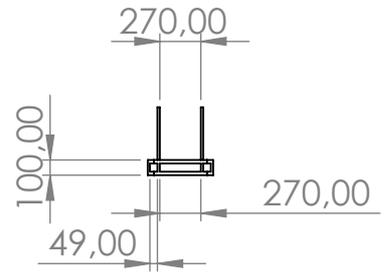
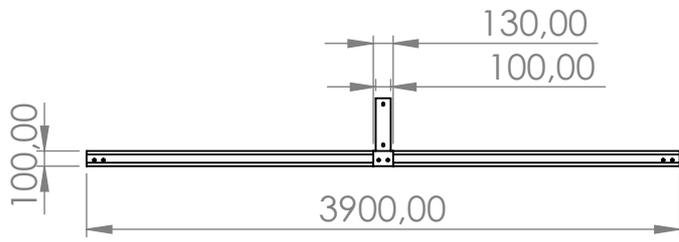
DEBURR AND
 BREAK SHARP
 EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE
DRAWN			
CHK'D			
APPV'D			
MFG			
Q.A			
MATERIAL:			
verre & ceramique & Métal			
WEIGHT:xx			

TITLE:		Isolateur	
DWG NO.			
SCALE:1:5		SHEET 1 OF 1	



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
SURFACE FINISH:
TOLERANCES:
LINEAR:
ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
BREAK SHARP
EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE	
DRAWN				
CHK'D				
APPV'D				
MFG				
Q.A				

TITLE:

armement NSAH

MATERIAL:

Métal Galvanisé

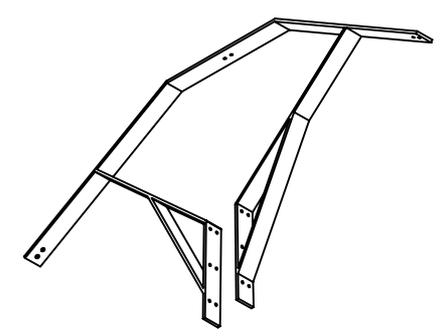
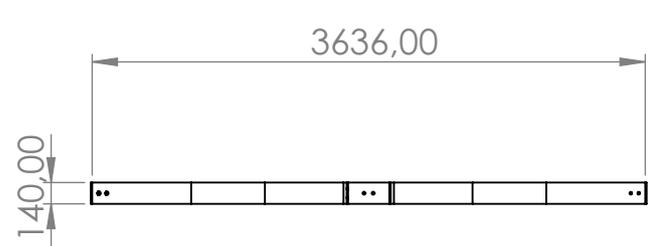
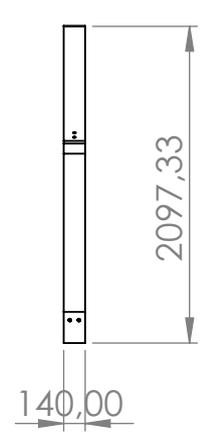
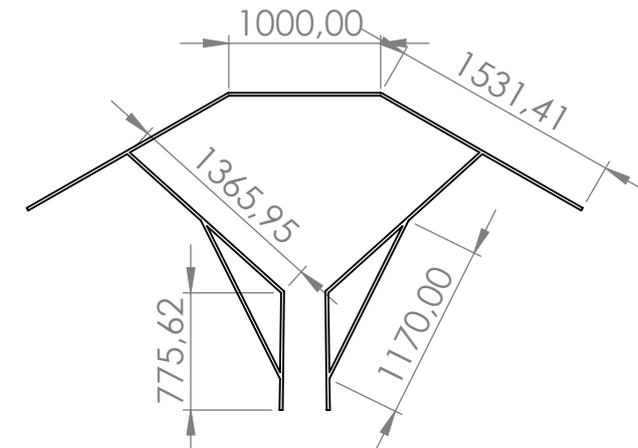
DWG NO.

A4

WEIGHT:xx

SCALE:1:50

SHEET 1 OF 1



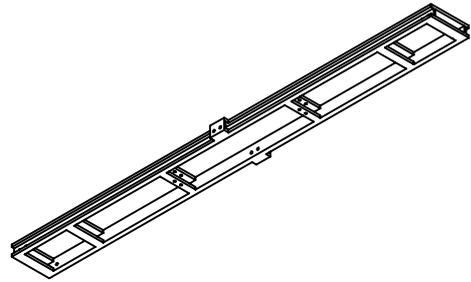
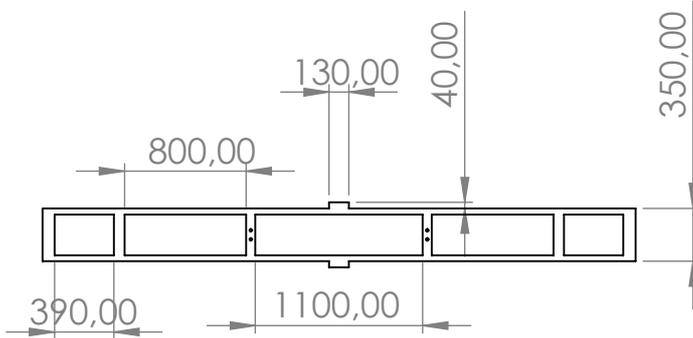
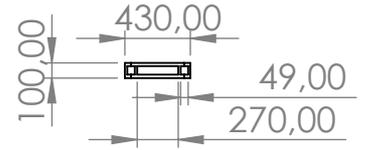
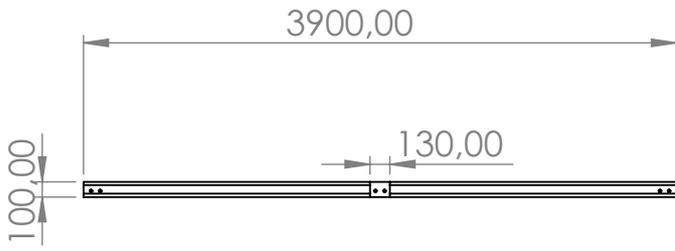
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS SURFACE FINISH: TOLERANCES: LINEAR: ANGULAR:			FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION		
DRAWN			SIGNATURE		DATE		TITLE: Aremement NAV				
CHK'D											
APPV'D											
MFG											
Q.A											
			MATERIAL: Métal Galvanisé			DWG NO.			A4		
			WEIGHT:xx			SCALE:1:50			SHEET 1 OF 1		

F
E
D
C
B
A

F
E
D
C
B
A

4 3 2 1

4 3 2 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
 DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
 SURFACE FINISH:
 TOLERANCES:
 LINEAR:
 ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
 BREAK SHARP
 EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE	
DRAWN				
CHK'D				
APPV'D				
MFG				
Q.A				

TITLE:

armement NSAH portique

MATERIAL:

Métal galvanisé

DWG NO.

A4

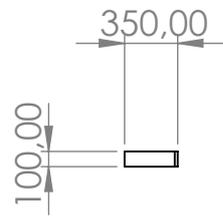
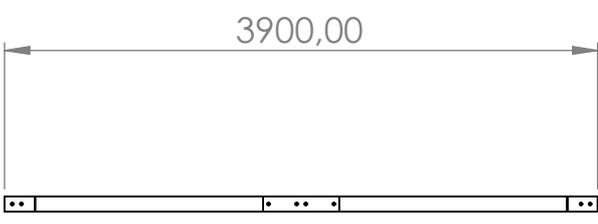
WEIGHT:xx

SCALE:1:50

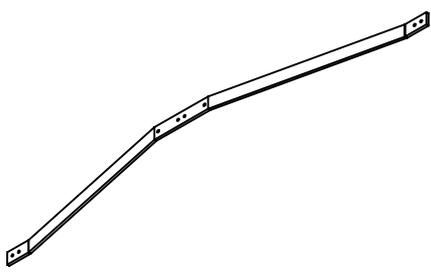
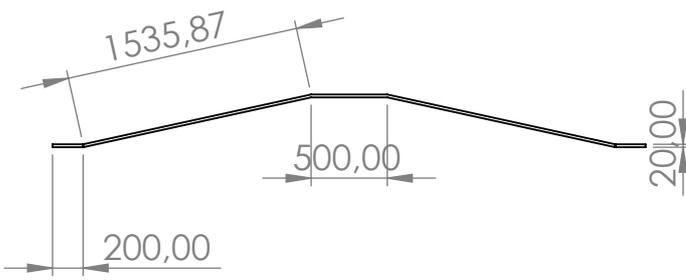
SHEET 1 OF 1

4 3 2 1

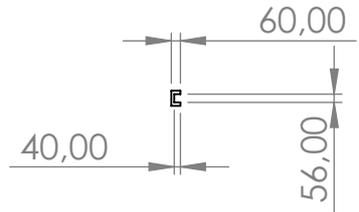
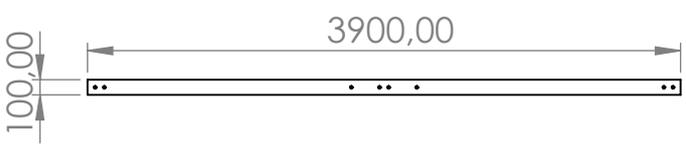
F



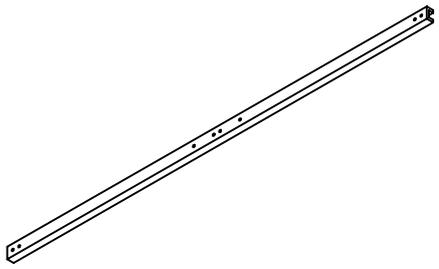
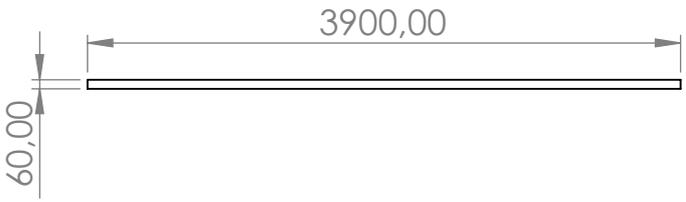
E



D



C



B

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
SURFACE FINISH:
TOLERANCES:
LINEAR:
ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
BREAK SHARP
EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

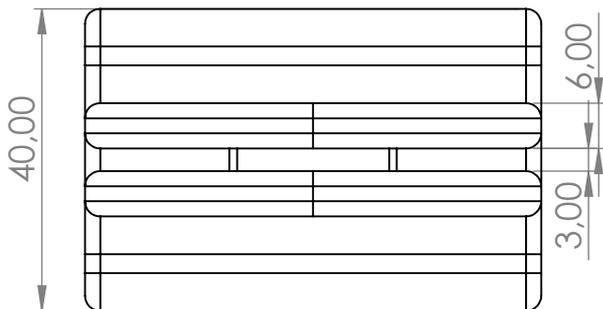
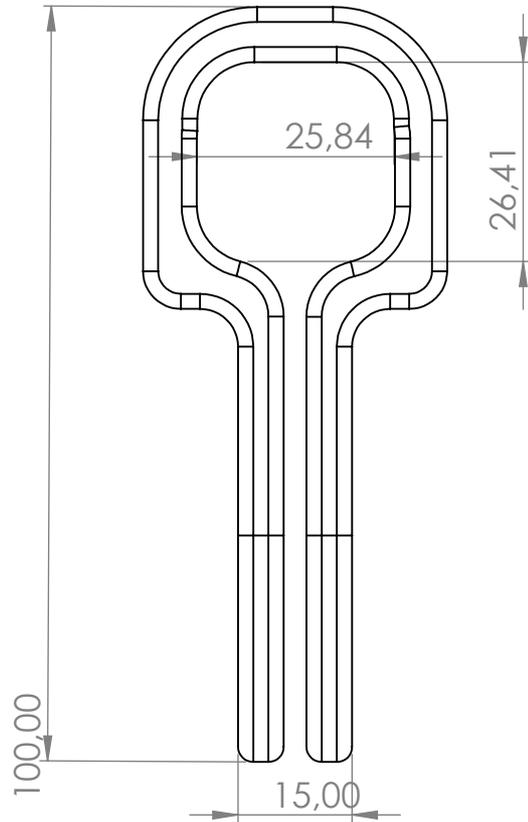
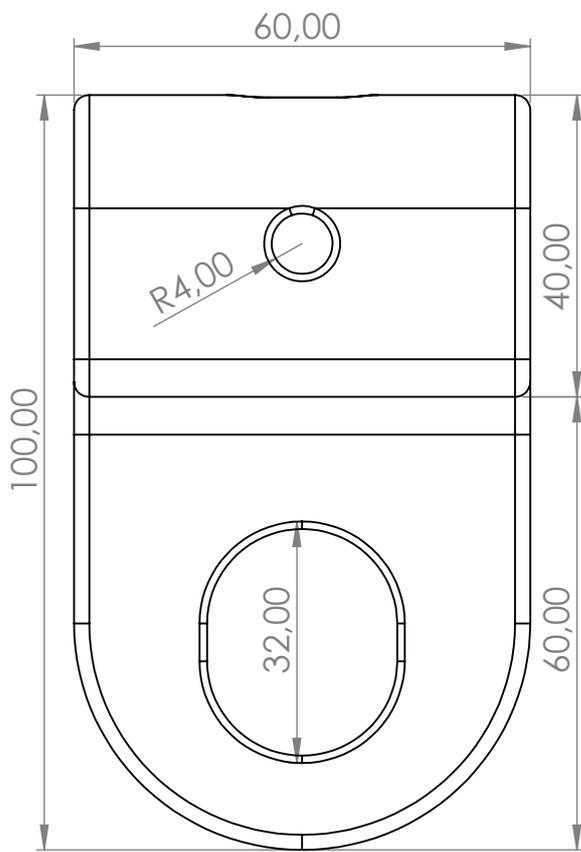
REVISION

A

	NAME	SIGNATURE	DATE	
DRAWN				
CHK'D				
APPV'D				
MFG				
Q.A				
			MATERIAL:	
			Métal galvanisé	
			WEIGHT:xx	

TITLE:		A4
armemenet simple		
DWG NO.		
SCALE: 1:50		SHEET 1 OF 1

4 3 2 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
 DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
 SURFACE FINISH:
 TOLERANCES:
 LINEAR:
 ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
 BREAK SHARP
 EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE
DRAWN			
CHK'D			
APPV'D			
MFG			
Q.A			

TITLE:

ball socket

MATERIAL:

Métal

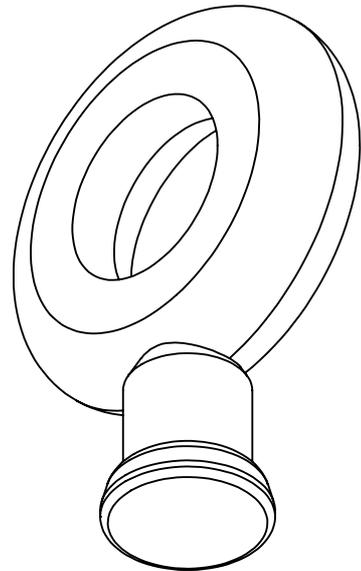
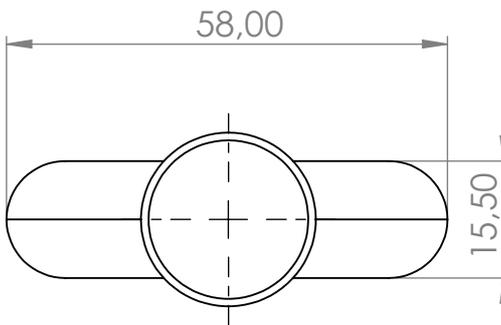
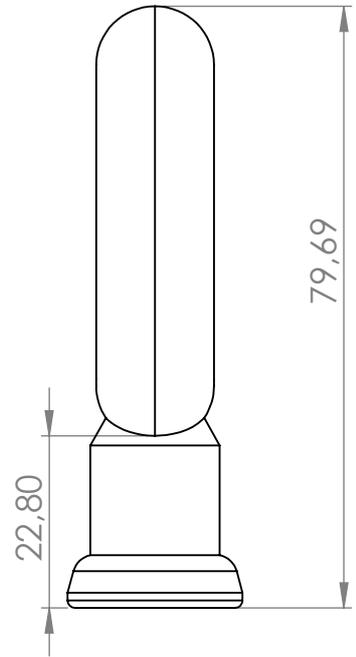
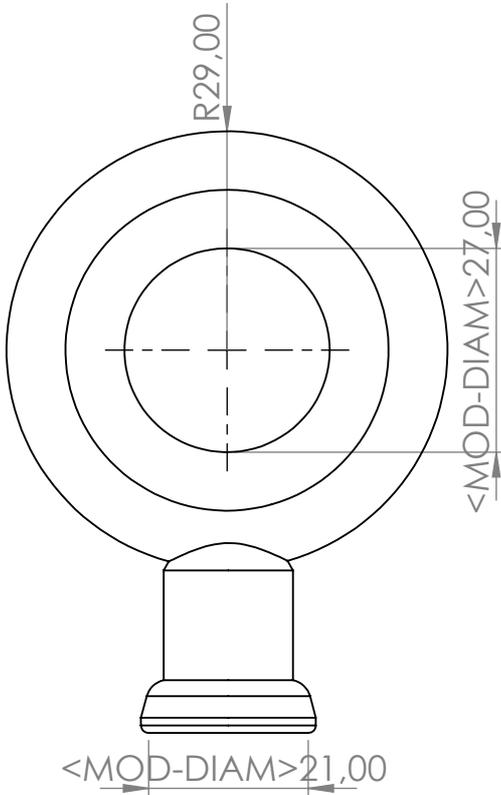
DWG NO.

A4

WEIGHT:xx

SCALE:1:1

SHEET 1 OF 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED:
 DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS
 SURFACE FINISH:
 TOLERANCES:
 LINEAR:
 ANGULAR:

FINISH:

DEBURR AND
 BREAK SHARP
 EDGES

DO NOT SCALE DRAWING

REVISION

	NAME	SIGNATURE	DATE
DRAWN			
CHK'D			
APPV'D			
MFG			
Q.A			

TITLE:

Oeillets a Rotule

MATERIAL:

Métal

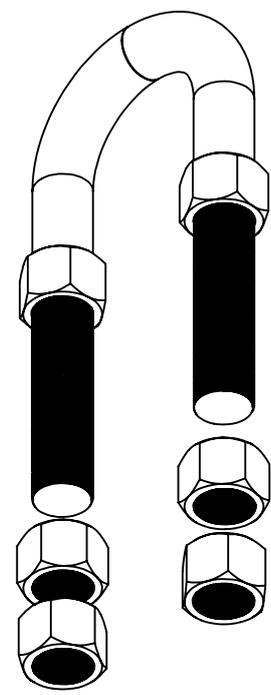
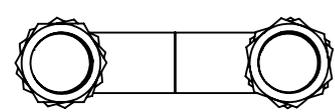
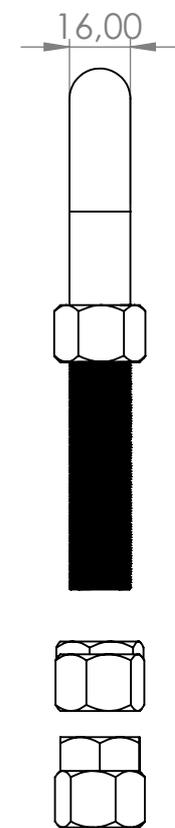
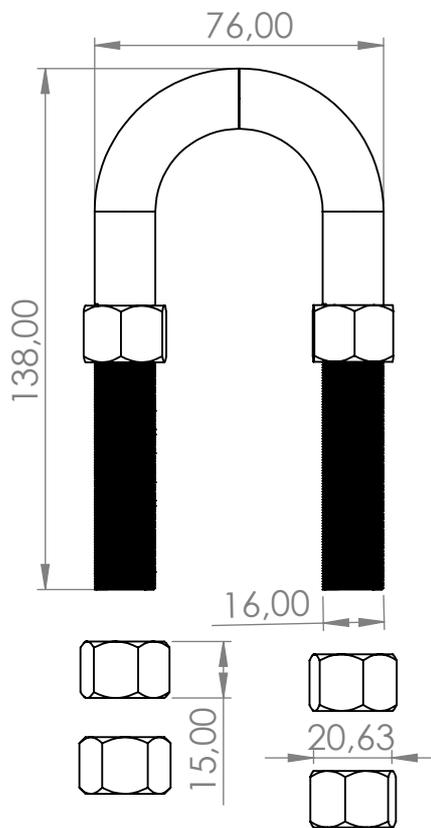
DWG NO.

A4

WEIGHT:xx

SCALE:1:1

SHEET 1 OF 1



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS SURFACE FINISH: TOLERANCES: LINEAR: ANGULAR:			FINISH:	DEBURR AND BREAK SHARP EDGES	DO NOT SCALE DRAWING	REVISION
NAME	SIGNATURE	DATE			TITLE: etriers _ U -bolts	
DRAWN						
CHK'D						
APPV'D						
MFG						
Q.A			MATERIAL: Métal	DWG NO.	A4	
			WEIGHT:xx	SCALE:1:2	SHEET 1 OF 1	