

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud MAMMERY de Tizi-Ouzou

Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'Electrotechnique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur
D'Etat en Electrotechnique

Option : Réseau Electrique

Thème

***Dimensionnement d'une ligne
aérienne de 35 km sous une
tension de 36 Kv***

Proposé et dirigé par :

M^r HADJ SAID

Etudié par :

M^{elle} AIT RAMDANE FATIHA

Trgmgtign 2013

Remerciements

*Je remercie Dieu   gur m ad  gir d  gn la sant et le c  gurage
d instirer la c  nnaissance et le sad  gir.*

*Je tiens   remercies ma familles ma c  usine NAÏMA,
mes amis, m  gn   rgm  teur Mr HADJ SAÏD
  gur ses enc  guragements et ses c  nseils.*

*Ainsi que les membres de jury d ad  gir acce  t juger
m  gn tra  ail.*

*L ensemble du   ers  nnel du d   artement Electrgtechnique
de l uni  ersit M  gul  ud Mammeri de
TIZI-  UZ  U*

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A mes très chers parents qui étaient de près pour me soutenir, je vous souhaite prospérité et parfaite santé.

A ma très chère sœur FEROUJJA et son mari RACHID qui sans eux je n'aurai pas arrivé à ce stade.

A mes sœurs CILYA, SABIHA, NACERA.

A mes frères HAKIM, MASSI, ZOUHIR, MOUSTAFA.

A mes tentes NADIA, HADJILA, SMINA.

A tous mes camarades de la promo 2013 et à tous ceux que j'aime et qui m'aiment

Fatiha

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
Introduction	2
I.2- Structure générale des réseaux	2
I.2.1- Réseau de transport et d'interconnexion	3
I.2.2- Réseau de répartition.....	3
I.2.3- Réseau de Distribution	4
I.3.- Structures topologiques des réseaux de transport.....	6
I.3.1- Structure en antenne	6
I.4-Réseaux moyen tension	7
I.4.1- Structure des réseaux MT aériens	7
I.4.2- Structure des réseaux MT souterrain.....	7
I.5- Equipement en lignes et câbles.....	8
I.5.1- Câbles souterrains	8
I.5.2- Lignes aériennes.....	8
I.6- Les postes de transformation	8
I.6.1- Différents types de postes électriques.....	9
I.6.2-Constitution d'un poste de transformation.....	12
I.6.2.1- Jeu de barres	12
I.6.2.2- Sectionneurs.....	13
I.6.2.3- Disjoncteurs	13
I.7- Les transformateurs	14
I.7.1- Transformateur de mesure.....	14
I.7.2- Transformateur d'isolement.....	15
Conclusion.....	17

Chapitre II : Généralités sur les moyens de productions de l'énergie électriques

Introduction	18
II.1- Production de l'énergie électrique.....	19
II.2-Turbine a gaz.....	19
II.2.1.- Principe de fonctionnement	19
II.2.2-Avantage des turbines a gaz.....	20
II.2.3-Inconvénient des turbines a gaz	21
II.3- Centrale thermique a flamme (vapeur).....	21
II.3.1-Fonctionnement d'une centrale thermique a flamme	22
II. 3.2.- Avantage des centrales thermiques à flamme	23
II.3.3.-Inconvénient des centrales thermiques a flamme	23
II.4.-Centrales hydrauliques	23
II.4.1.-Avantages des centrales hydrauliques	24
II.4.2- Inconvénients des centrales hydrauliques.....	24
II.5.- Centrales nucléaires.....	24
II.6.- Centrales hydroélectrique.....	25
II.7.- Centrales solaires ou photovoltaïque	25
II.8.- Centrales éoliennes.....	26
II.8.1.- Avantages d'éolienne.....	26
II.8.2.- Inconvénient d'éolienne.....	27
II.9.- Centrales marémotrice.....	27
II .9.1-Avantage	28
II.9.2-Inconvénient.....	28
Conclusion.....	29

Chapitre III : Calcule d'une ligne aérienne de 35 km sous une tension de 36 Kv.

III.1- Introduction.....	30
III.2- Les éléments des lignes électriques	32
III.2.1- Les conducteurs	32
A. Critère de courant nominal	32
B. Critère du courant de court-circuit.....	33

C. Critère de la chute de tension.....	34
D. Critère économique	34
III.2.2- Les Supports	36
III.2.3- Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble.....	37
III.2.4- Portée critique et choix de la constante « a »	40
III.2.5- Flèche maximale et hauteur des conducteurs	41
III.2.6- Détermination de la longueur de la chaîne de suspension.....	42
A. Règle de bonne pratique	42
B. Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg	43
III.2.7- Distance phase/phase et phase / terre	47
III.2.8- Géométrie des pylônes	47
III.2.9- Calcul des efforts en tête de pylône.....	48
III.2.10- Evaluation du coût des supports	49
III.2.11- Effet couronne	49
III.3-Exemple d'application	49
III.3.1-Enoncé	49
III.3.2-Travail demandé	51
III.3.3-Résolution	53
A- Les conducteurs	53
B- Les supports	56
Conclusion	68
Conclusion générale	70

*Introduction
and role*

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Cependant, parler de l'énergie électrique s'avère désormais insuffisant si l'on n'évoque pas les différents réseaux assurant sa desserte. En effet, les réseaux de transport et de distribution assurent l'acheminement de l'énergie des centres de production aux points de consommation. Retenons que leur construction est subordonnée à des règles établies et bien précises afin d'assurer le bon fonctionnement.

Le dimensionnement d'une ligne de transport d'énergie électrique nécessite une étude très élaborée afin de répondre à toutes les exigences réglementaires et techniques pour son bon fonctionnement.

Dans notre étude nous avons effectué des calculs pour choisir la section des conducteurs, le gabarit des pylônes en fonction de la tension et de la longueur de la ligne.

De multiples paramètres interviennent dans le dimensionnement de notre ligne comme le matériau des conducteurs, la chute de tension admissible, le facteur de puissance, etc.

Une évaluation de coût de l'investissement a été élaborée juste pour avoir un aperçu sur le plan économique en nous basant sur certaines données dont nous disposons.

Pour réaliser notre étude nous avons divisé notre travail en trois chapitres :

- 1^{er} chapitre concerne les généralités sur les réseaux électriques, leur structure et les composantes qui les constituent.
- 2^{ème} chapitre est consacré aux généralités sur les moyens de production de l'énergie électrique.

Nous avons consacré le 3^{ème} chapitre à un exemple de calcul d'une ligne qui nous a permis d'avoir un aperçu global sur l'installation d'une ligne électrique.

Cette étude nous a permis d'émettre une conclusion sur les paramètres influant dans la réalisation d'une ligne électrique comme la section des conducteurs le coût des investissements bien que le critère économique est plutôt flou puisque les données sont difficiles à obtenir.

Chapitre I

*Généralités sur les réseaux
électriques*

Introduction :

Pour répondre aux besoins en énergie électrique, il est nécessaire de faire appel à plusieurs procédés techniques de production et de conversion de l'énergie.

On appelle communément « système électrique » l'ensemble des installations électriquement interconnectées qui assure la livraison, à tous les utilisateurs d'électricité, des kilowattheures produits à partir de sources d'énergie primaire telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

I.2. Structure générale d'un réseau :

Dans les pays dotés d'un système électrique élaboré, le réseau est structuré en plusieurs niveaux (figure I.1), assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, raccordées à des nœuds appelés postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs avec des dispositifs de contrôle, de réglage et de protection. On distingue trois types de réseaux :

I.2.1 Réseau de transport et d'interconnexion :

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension 230 kV jusqu'à 750 kV et a une double mission :

- Collecter l'énergie fournie par les centrales afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion). La préparation des programmes, la surveillance du transport d'énergie, les ordres de réglage aux centrales et généralement la conduite du réseau sont confiés à un service des mouvements d'énergies plus souvent désigné sous le nom de « dispatching national ».

Les dispatchings sont des centres de décision qui ont pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle dans les meilleures conditions de qualité, de sécurité et de prix de revient. Ils doivent être renseignés à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points bien déterminés du réseau, sur la charge des transformateurs et la production des centrales.

I.2.2. Réseau de répartition :

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension (ligne HT entre 69 kV à 230 kV) joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaines de (MW) sur quelques dizaines de kilomètres. Ce réseau doit être particulièrement fiable ; aussi ses mailles sont beaucoup plus serrées que celles du réseau du transit.

I.2.3. Réseau de distribution :

Ce sont les réseaux alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. Ils peuvent être aériens ou souterrains. On distingue deux sous niveaux :

- Les réseaux à moyenne tension MT : 2.3kV à 69kV
- Les réseaux à basse tension BT : 110V à 600V

La liaison entre les sources d'énergie (centrales) et les centres de consommation est illustrée par le schéma ci-dessous (figure I.1).

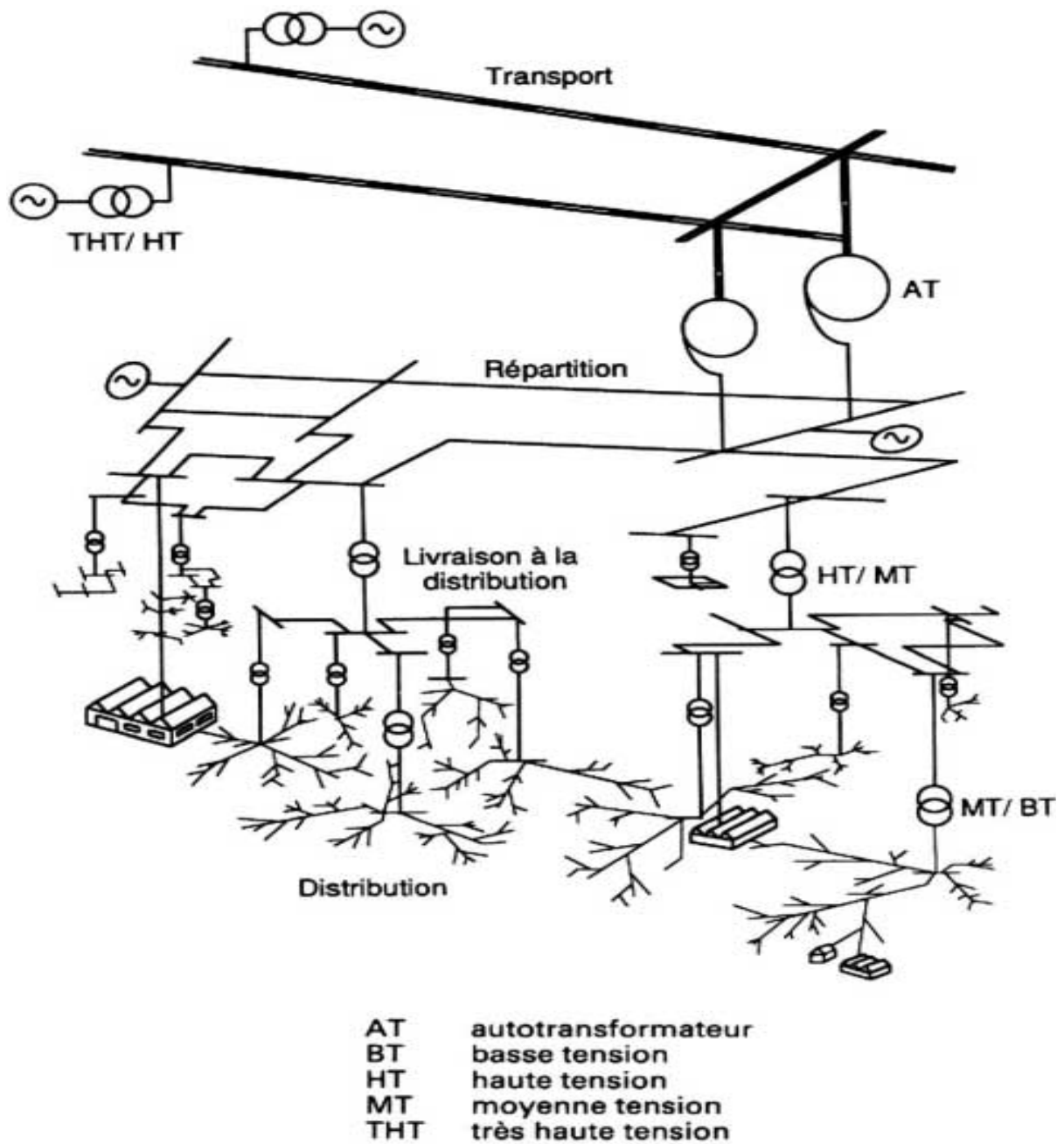


Fig. I.1 : Hiérarchisation d'un réseau.

I.3. Structures topologiques des réseaux de transport :

I.3.1. Structure en antenne :

L'alimentation en antenne est un cas particulier et simplifié d'un réseau radial. Parfois utilisé dans les réseaux HT et THT. Un poste en antenne est alimenté par une ligne simple issue d'un poste source. Le secours peut être assuré, soit par une seconde liaison issue du même poste d'origine, soit par une ligne appuyée sur un autre poste source. Mais non bouclé électriquement.

On distingue une alimentation simple antenne (figure I.3) et double antenne.

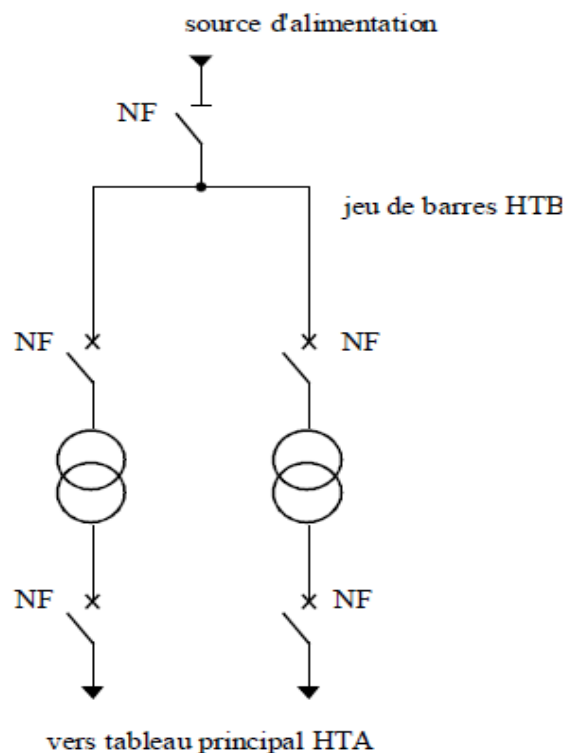


Fig. I.4 : Alimentation en simple antenne.

I.4. Réseau moyenne tension :

I.4.1 Structure des réseaux MT aériens :

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes (Figure I.4): dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur aérien un ensemble de postes MT/BT. Cette structure est destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, et la probabilité d'incident sur la dérivation.

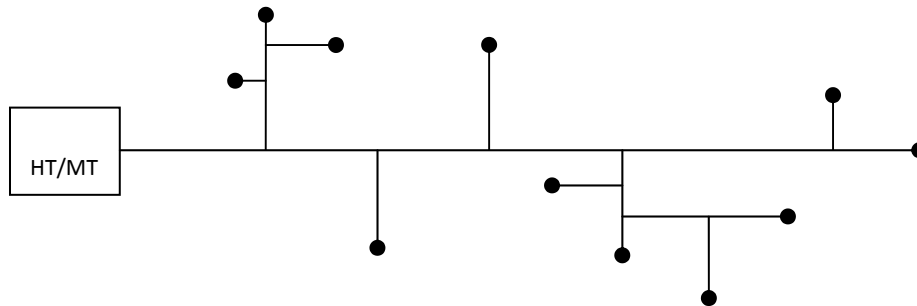


Fig. I.5 : Structure arborescente du réseau aérien.

I.4.2. Structure des réseaux MT souterrain :

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes : les dorsales. Ces réseaux, par leur constitution (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien), il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins, soit par un câble de secours.

I.5. Equipement en lignes et câbles :

Le transport de l'énergie électrique se fait par des conducteurs tels que les lignes aériennes et les câbles souterrains. Malgré leurs simplicités apparentes, les conducteurs cachent des propriétés importantes qui influent grandement sur le transport d'énergie électrique.

I.5.1. Câbles souterrains :

Actuellement, on utilise sur les réseaux MT deux types de câbles :

1. Les câbles sous plomb isolés au papier imprégné unipolaires ou tripolaires pour réalisation des réseaux proprement dits.
2. Les câbles unipolaires à isolation synthétique pour différents cas particuliers.

I.5.2. Lignes aériennes :

Les conducteurs actuellement utilisés en MT sont des conducteurs nus en alu-méc de deux sections différentes : $34,4 \text{ mm}^2$ et $93,3 \text{ mm}^2$, dans le cas des lignes HT et la THT, on utilise des câbles en aluminium avec âme en acier].

Les conducteurs des lignes aériennes sont rarement massifs, on fait usage du conducteur unique seulement pour les petites surfaces (10 mm^2), pour les grandes surfaces on a recours aux câbles.

On utilise aussi les conducteurs creux, ainsi on augmente le rayon du conducteur dans le but de réduire l'effet couronne (on augmente le diamètre du conducteur sans accroître sa section conductrice ni son poids).

Pour des tensions supérieures ou égales à 220 kV, on constitue fréquemment chaque conducteur au moyen d'un faisceau de plusieurs conducteurs (câble) pour minimiser les pertes.

I.6. Les postes de transformation :

Un poste électrique est une partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et, éventuellement, des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de

la baisser en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Dans les autres langues, on parle généralement de substation (sous-station).

Pour la transmission de l'énergie électrique, il est économiquement intéressant d'augmenter la tension, car cela limite les déperditions d'énergie par effet Joule. En effet, à puissance délivrée constante, plus la tension est élevée et plus l'intensité passant dans les câbles est faible, donc moins d'échauffement, ce qui permet entre autres de réduire la section des câbles, d'où une économie considérable. Les niveaux utilisés pour les transmissions à grande distance sont généralement entre 400 kV et 800 kV, qualifiés de très haute tension (dénomination actuelle : haute tension B). La tension est ensuite réduite pour une consommation à un niveau de tension usuel, en Europe 230 V, en Amérique 110 V.

I.6.1. Différents types de postes électriques :

On distingue plusieurs types de postes selon :

1.6.1.1 Les fonctions qu'ils assurent :

a. Postes de distribution public (DP) : ce sont des postes de transformation appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution sous la tension de raccordement, la basse tension. On distingue deux catégories de poste :

- ✓ Les postes sur poteau. Ces postes de puissance limitée sont alimentés via un réseau HTA.
- ✓ Les postes en élévation préfabriqués, maçonnés ou en immeuble. Ces postes sont raccordés via une liaison souterraine ou aéro-souterraine HTA.

b. Postes livraisons (LIV) : Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont les puissances installées dépassent 40 kw.

c. Postes mixtes : Dans les postes de transformation mixtes, on trouve deux parties : l'une destinée à la distribution publique et l'autre à livraison.

I.6.1.2 Les puissances transmises :

a. Poste HT/HTA [5] :

En phase initiale, ce type de poste (figure I.8) est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HT (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième (T2), puis, en stade final, un troisième (parfois plus) transformateur (T3) généralement en double attache.

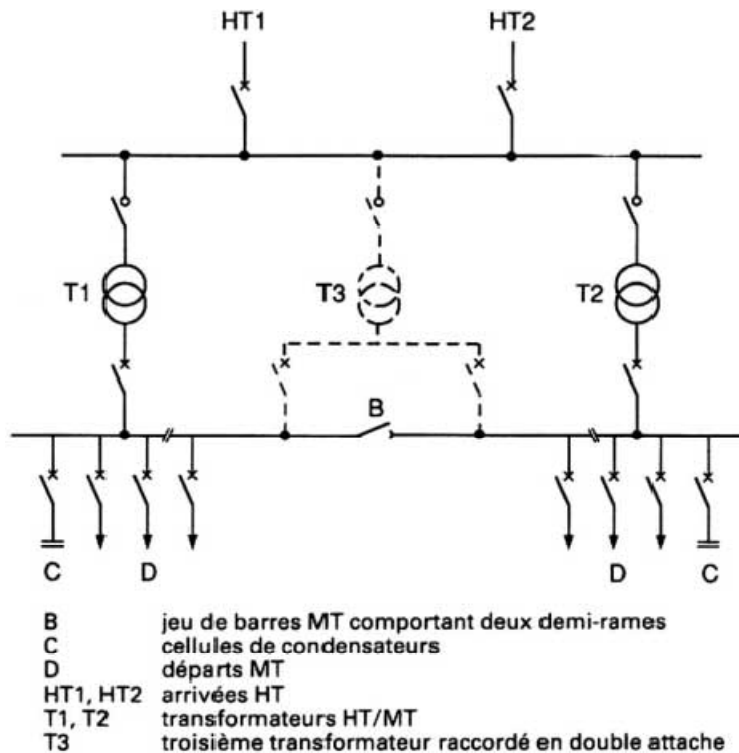


Fig. I.8 : Schéma de poste HT/MT.

En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arrivée HT (HT2), dite *garantie ligne*, opérant en cas de défaut sur la première.

Le ou les transformateurs débitent sur un tableau MT qui forme un jeu de barres composé de rames. Chaque rame est un ensemble d'une dizaine de cellules environ, organisée en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre.

La demi-rame élémentaire comprend :

- ✓ une arrivée de transformateur ;
- ✓ plusieurs départs MT ;
- ✓ une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
- ✓ éventuellement, un disjoncteur shunt.

Au fur et à mesure de l'évolution de la charge à desservir et de l'augmentation du nombre de départs MT que l'on veut créer à partir du poste, on est amené à multiplier le nombre de rames.

Différentes configurations peuvent être retenues pour l'alimentation des rames en régime normal ; par exemple :

- ✓ un seul transformateur alimente l'ensemble des rames, le deuxième n'opérant qu'en cas de secours ;
- ✓ les alimentations des différentes rames sont réparties sur plusieurs transformateurs de manière prédéterminée (en général, les transformateurs ne sont jamais en parallèle sauf quelques instants pendant une manœuvre de changement de schéma d'exploitation).

Le choix de ces configurations dépend de la puissance à desservir au regard de la puissance installée à un moment donné, en recherchant les pertes minimales.

Les départs MT sont regroupés sur les différentes rames en fonction :

- ✓ de leur nature (réseau aérien ou souterrain), afin d'éviter de répercuter sur les réseaux souterrains les perturbations affectant les lignes aériennes plus exposées ;
- ✓ de leur similitude quant à leur courbe de charge, pour un bon fonctionnement des régulateurs en charge.

b. Poste HTA/ BT :

Ils sont l'interface entre les réseaux MT et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation MT/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation MT (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

On peut citer trois types :

- ✓ Poste rural.
- ✓ Poste sur poteau.
- ✓ Poste urbain.

I.6.2. Constitution d'un poste de transformation**I.6.2.1. Jeu de barres :**

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés.

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres. On trouve des jeux de barres de petites sections (10 mm^2), mais les postes à haute tension utilisent des tubes métalliques d'un diamètre allant jusqu'à 120 mm et d'une section allant jusqu'à $1\,000 \text{ mm}^2$ comme jeu de barres.

Les jeux de barres sont soit des barres planes, soit des tubes creux, car ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon ratio entre leur surface dissipatrice et leur surface conductrice. L'effet de peau rend inefficace les jeux de barres de plus de 8 ou 10 mm d'épaisseur à 50-60 Hz, les tubes creux épais ou les barres planes sont les plus courantes dans des applications à fort courant. Ces tubes ayant une rigidité meilleure que les barres ou tiges, on les utilise fréquemment dans des postes de grande dimension.

Un jeu de barres peut être supporté par des isolateurs ou bien complètement entouré d'isolant.

On doit protéger les jeux de barres d'un contact accidentel soit en les plaçant dans une enceinte métallique fermée, soit en les plaçant à une hauteur hors d'atteinte.

- ✓ En HT, on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :
 - Jeux de barres dits posés, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs.
 - Jeux de barres dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques.
- ✓ En MT, on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électrique (câble ou file isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de dispositifs de connexion (trous, bornes, etc.).

I.6.2.2. Sectionneurs :

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en absence de tout courant. Ils servent à séparer et à isoler par exemple, un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

La commande de ces derniers peut être manuelle directe, ou bien manuelle à distance par exemple une perche, il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétique intenses produites par les courants de court-circuit.

I.6.2.3. Disjoncteurs :

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles qu'un court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- ✓ Les disjoncteurs à l'huile.

- ✓ Les disjoncteurs à air comprimé.
- ✓ Les disjoncteurs au SF6.
- ✓ Les disjoncteurs à vide.

I.7. Les transformateurs :

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

I.7.1. Transformateur de mesure :**-Transformateur de courant TC**

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, aujourd'hui c'est le type d'appareil le plus employé en THT.

Un transformateur de courant peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

- ✓ Secondaire « mesure » : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.
- ✓ Secondaire « protection » : Dans ce cas la plage de précision est très large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

Il existe deux types de transformateurs de courant :

- ✓ Les transformateurs de type primaire bobiné; utilisés pour les courants de faible intensité.
- ✓ Les transformateurs de type primaire à barres; utilisés pour les courants supérieurs à 100 A, le primaire ne comporte qu'un tour de câble où la barre conduisant le

courant, le courant passe dans la fenêtre d'un circuit magnétique toroïdale, sur le tore l'enroulement secondaire est bobiné très soigneusement.

-Transformateur de tension TT :

Ce transformateur est l'un des moyens pour mesurer des tensions alternatives élevées. Il s'agit d'un transformateur qui a la particularité d'avoir un rapport de transformation étalonné avec précision, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible charge au secondaire, correspondant à un voltmètre. Le rapport de transformation permet de mesurer des tensions primaires s'exprimant en kilovolt (kV). Il est utilisé en MT et HT.

-Transformateur de puissance TP :

Le transformateur de puissance reçoit l'énergie électrique de l'alternateur et élève la tension en vue du transport, le bobinage primaire sera donc à la même tension que l'alternateur tandis que la tension du secondaire dépendra de la ligne utilisée pour le transport.

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

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

I.7.2. Transformateur d'isolement

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution de problèmes techniques. Tous les transformateurs à enroulement primaire isolé du (des) secondaire(s) devraient être considérés comme des transformateurs d'isolement, toutefois, en pratique, ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie a la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements presque identiques au primaire et au secondaire :

- ✓ Le nombre de spires du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spires du primaire pour compenser la faible chute de tension en fonctionnement.

- ✓ Les sections des fils au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même.

Conclusion :

On a consacré ce chapitre aux généralités sur les réseaux électriques à savoir :

- ✓ Des notions sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique.
- ✓ Des rappels sur les différents éléments constituant un réseau électrique tels que les postes et leurs appareillages.

Chapitre II

*Généralités sur les moyens
de réduction de l'énergie
électrique*

Introduction :

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux consommateurs les plus éloignés.

II.1- Production de l'énergie électrique :

Une centrale de production d'énergie électrique est un site industriel destiné à la production de l'électricité. Ces centrales transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique.

Nous pouvons classer les sources primaires en deux grandes familles :

- ✓ Les énergies fossiles : le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium.
- ✓ Les énergies renouvelables : solaire, éolienne et hydraulique.

Il existe cinq (05) types de centrales électriques :

- Centrales à combustible fossile utilisant le gaz, le pétrole et le charbon. Elles sont aussi dites centrales thermiques classiques.
- Centrales nucléaires que l'on peut qualifier de centrales thermiques.
- Centrales hydroélectriques.
- Centrales solaires ou photovoltaïques.
- Centrales éoliennes.

II.2- Turbine à gaz

II.2.1.Principe de fonctionnement

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, une turbine à gaz (aussi appelée turbine à combustion) est composée de trois éléments : un compresseur, une chambre de combustion, une turbine.

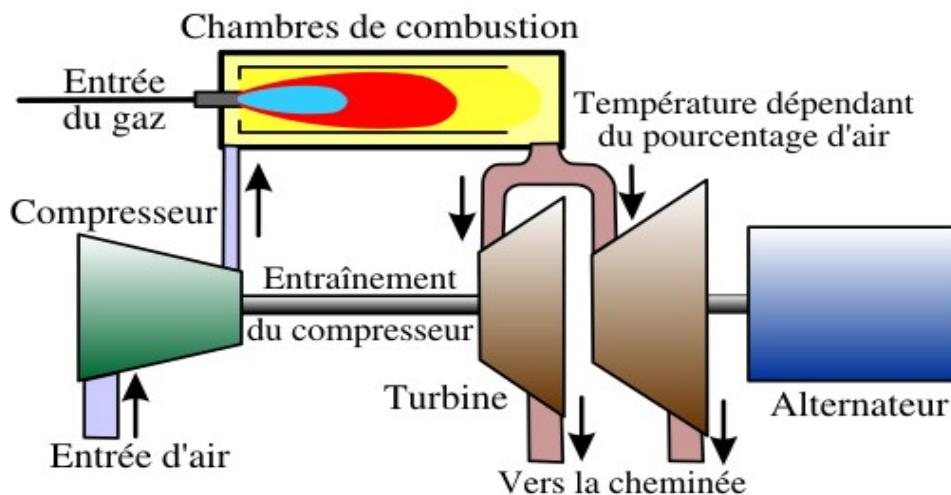


Fig. II.1 : Schéma de principe d'une turbine a gaz.

La turbine à gaz est un moteur thermique réalisant les différentes phases de son cycle thermodynamique dans une succession d'organes traversés par un fluide moteur gazeux en

écoulement continu. C'est une différence fondamentale par rapport aux moteurs à pistons qui réalisent une succession temporelle des phases dans un même organe (généralement un cylindre).

Dans sa forme la plus simple, la turbine à gaz fonctionne selon le cycle dit de joule comprenant successivement et schématiquement

- ✓ une compression adiabatique qui consomme de l'énergie mécanique ;
- ✓ un chauffage isobare comme pour un moteur diesel;
- ✓ une détente adiabatique jusqu'à la pression ambiante qui produit de l'énergie mécanique ;
- ✓ isobare un refroidissement

II.2.2. Avantage des turbines à gaz

Bien que théoriquement supérieure au moteur Diesel, la turbine à gaz présente de sévères limitations dues aux contraintes techniques de sa réalisation. Ces principales limites sont les suivantes :

- ✓ taux de compression (et donc rendement) limité par le nombre d'étages de compression nécessaires, mais les machines « heavy duty » récentes dépassent maintenant un taux de compression de 19 ;
- ✓ baisse importante de rendement des compresseurs centrifuges à une vitesse de rotation plus faible que la vitesse nominale ;
- ✓ baisse progressive de la puissance disponible lorsque la température de l'air extérieur augmente. On estime que la puissance diminue de 1 % pour chaque degré d'élévation ; ceci est dû à la diminution du débit massique de l'air ambiant quand sa température augmente ;
- ✓ température de combustion (et donc rendement) limitée par la résistance mécanique des aubages fixes et mobiles de la turbine ;
- ✓ chute importante du rendement à charge partielle en particulier pour les machines à simple arbre ;
- ✓ coût d'usinage des aubages notamment de la turbine ;
- ✓ encombrement important des filtres d'aspiration d'air. Cet inconvénient est particulièrement pénalisant à bord des navires ;

La plupart des turbines à gaz ne peuvent pas brûler de fioul lourd contrairement au moteur Diesel ; elles utilisent alors du gaz naturel, du biogaz ou du gasoil, voire du kérosène. Toutefois, les turbines à gaz *heavy duty* peuvent brûler du fioul lourd, voire du pétrole brut (crude oil) ; ceci peut nécessiter le réchauffage du combustible afin d'en diminuer la viscosité pour permettre sa pulvérisation correcte dans les injecteurs ; certains fiouls lourds nécessitent l'injection d'inhibiteur

pour réduire les effets néfastes du vanadium contenu naturellement dans le pétrole brut de beaucoup de gisements

II.2.3. Inconvénient des turbines à gaz

- ✓ Fonctionnement coûte cher : pétrole, gaz, ...
- ✓ Pollution atmosphérique.
- ✓ Sources d'énergie non renouvelable.

II.3. Centrale thermique à flamme (vapeur)



Fig. II.2 : Centrale thermique a flamme

Une centrale thermique à flamme utilise l'énergie fournie par la combustion d'un combustible (charbon, pétrole, gaz naturel, gaz issus des hauts fourneaux). Cette combustion a lieu dans une chaudière.

La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression.

Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour se transformer en eau puis renvoyée dans la chaudière.

On trouve souvent ces centrales près de la mer, des rivières et des lacs car leur refroidissement et la condensation de la vapeur sortante nécessitent de grandes quantités d'eau.

II.3.1 Fonctionnement d'une centrale thermique à flamme

Le principe de fonctionnement d'une centrale thermique à flamme est à peu près similaire à celui d'une centrale nucléaire mis à part le fait que dans ce cas, on utilise du pétrole, du charbon, du gaz et non de l'uranium.

Pour fonctionner, une centrale thermique à flamme a besoin d'une source de chaleur qui va chauffer un fluide dans une chaudière (dans la majorité des cas, il s'agit d'eau), ce fluide va ainsi passer de l'état liquide à l'état gazeux (tel que la vapeur par exemple). Le gaz ainsi obtenu va faire tourner une turbine qui elle-même est reliée à un alternateur qui va produire de l'énergie électrique.

Pour pouvoir faire tourner la turbine, il faut condenser le gaz en aval de la turbine grâce à une source froide pour diminuer sa pression, à la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour la retransformer en eau puis, elle est renvoyée dans la chaudière. Le refroidissement de la vapeur est confié à une réserve d'eau (cours d'eau ou plus rarement à une tour de refroidissement similaire à celle d'une centrale nucléaire).

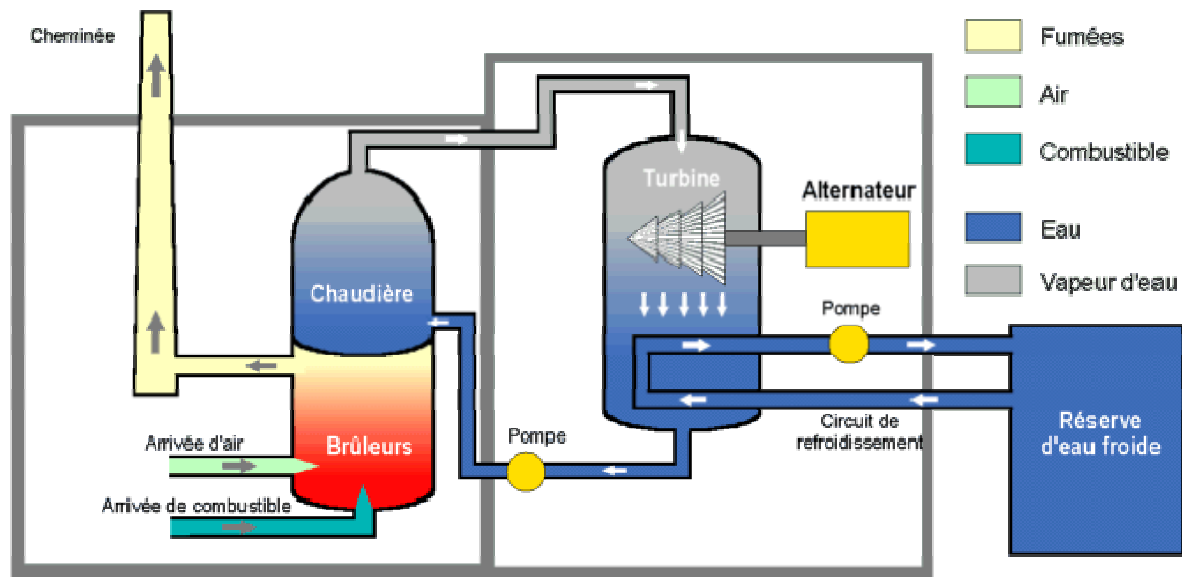


fig. II.3 : Schéma d'une centrale thermique à flamme.

II.3.2. Avantage des centrale thermique à flamme

- ✓ Construction rapide
- ✓ Technique bien connue
- ✓ On peut l'installer presque partout
- ✓ Bonne production.
- ✓ Système d'appoint lorsque la demande est forte
- ✓ Faible cout de construction

II.3.3. Inconvénient des centrales thermique à flamme

- ✓ Source d'énergie non renouvelable ;
- ✓ Pollution : poussière et atmosphérique ;
- ✓ Pluie acide et gaz à effet de serre ;

- ✓ Cout de production parfois très élevé ;
- ✓ Conséquences à long terme sont majeures pour l'environnement.

II.4-Centrales hydrauliques

Une centrale hydraulique utilise l'énergie fournie par une masse d'eau en mouvement pour produire de l'énergie électrique. Un barrage retient une grande quantité d'eau sous la forme d'un lac de retenue.

Pour produire de l'électricité, les vannes du barrage sont ouvertes, de l'eau s'y engouffre dans une conduite forcée dans le barrage, sa vitesse augmente.

A la sortie de cette conduite, l'eau fait tourner une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale.

L'eau est ensuite libérée au pied du barrage et reprend le cours normal de la rivière.

Plusieurs variantes des centrales hydrauliques existent. Certaines fonctionnent en exploitant l'énergie fournie par les marées ou par les vagues. Leur nombre reste toutefois très limité.

Les centrales hydrauliques ont une puissance qui peut aller de quelques milliers de watts pour une centrale individuelle (destinée à alimenter une seule habitation) à 500 MW (mégawatts) pour un barrage d'importance.

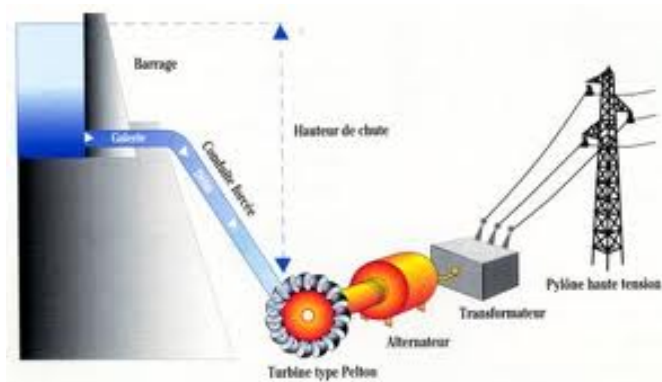


Fig. II.4 : Schéma de fonctionnement d'une centrale hydraulique.

II.4.1. Avantages des centrales hydrauliques

- ✓ Une grande production d'électricité ;
- ✓ Faible cout de production pendant plusieurs années ;
- ✓ Energie propre : peu de pollution atmosphérique ;

- ✓ Source d'énergie renouvelable, l'eau.

II.4.2. Inconvénients des centrales hydrauliques

- ✓ Délai de construction assez grand ;
- ✓ Inondation de grands territoires ;
- ✓ Parfois loin des grands centres : Donc grandes lignes de transports ;
- ✓ Impact sur les populations et l'environnement.

II.5 - Centrales nucléaires :

Ces centrales aussi utilisent le principe de la conversion thermodynamique, néanmoins leur chaudière est un réacteur nucléaire.

L'énergie nucléaire obtenue par fission de l'uranium est la source de chaleur utilisée. Ces centrales produisent environ 15% de l'électricité.

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique sauf que la chaudière brûlant le combustible est remplacée par un réacteur nucléaire.



Fig. II.5 : Centrale nucléaire.

II.6- Centrales hydroélectrique:

Les centrales hydroélectriques convertissent l'énergie potentielle de l'eau en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.



Fig. II.6 : Centrale hydroélectrique

II.7- Centrales solaires ou photovoltaïque:

Ce mode de production d'électricité avec l'énergie solaire, utilise les rayonnements lumineux du soleil qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules assemblées en panneaux à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière-électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension.



Fig. II.7 : Centrale solaire ou photovoltaïque

II.8- Centrales éoliennes:[3]

Dans une centrale éolienne, l'énergie électrique est produite directement par des génératrices éoliennes. Ces machines formées d'un mat surmonté d'un générateur électrique entraîné par une hélice. Elles sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou des collines ventées. L'alternateur permet de transformer cette énergie mécanique en énergie électrique.



Fig. II.8 : Centrale éolienne.

II.8.1- Avantages d'éolienne :

Pour Hubert revers, « chaque éolienne est garante d'un peu moins de gaz carbonique dans l'atmosphère ou d'un peu moins de déchets nucléaire à gérer par les générations à venir ».

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, idéale selon *Ressources naturelles Canada* car :

- ✓ il s'agit d'une forme d'énergie indéfiniment durable et propre pendant son fonctionnement (la production d'une éolienne reste polluante) ;
- ✓ elle ne nécessite aucun carburant pour fonctionner ;
- ✓ elle ne crée pas de gaz à effet de serre (la production des éoliennes, même intermittente, permet la baisse de production correspondante des centrale thermique) hors de sa production et installation ;

- ✓ chaque mégawatt-heure éolien aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO₂ rejetées annuellement par la production d'électricité d'origine thermique ;

Lorsque de grands parcs d'éoliennes sont installés sur des terres agricoles, seulement 2 % du sol environ est requis pour les éoliennes ; la surface restante est disponible pour l'exploitation agricole, l'élevage et d'autres utilisations.

II.8.2-Inconvénients

Santé

Lorsque les éoliennes sont placées à des distances trop faibles, elles peuvent affecter la santé des riverains, notamment par leurs nuisances sonores. En 2006 l'Académie nationale de médecine (France) propose, à titre conservatoire, une distance minimale de 1 500 mètres pour les machines de plus de 2,5 MW (dont il n'existe à l'époque aucun exemplaire en France). Celle-ci est portée à 2 miles (3,2 km) aux États-Unis. Ces distances minimales ne sont pas toujours respectées en France.

II.9- Centrale marémotrice

L'énergie marémotrice est issue des mouvements de l'eau créés par les marées et causés par l'effet conjugué des forces de gravitation de la lune et du soleil. Elle est utilisée soit sous forme d'énergie potentielle - l'élévation du niveau de la mer, soit sous forme d'énergie cinétique - les courants de marée.

L'énergie marémotrice n'est pas nouvelle : des moulins à marée ont été construits dès le un siècle sur l'Adour.

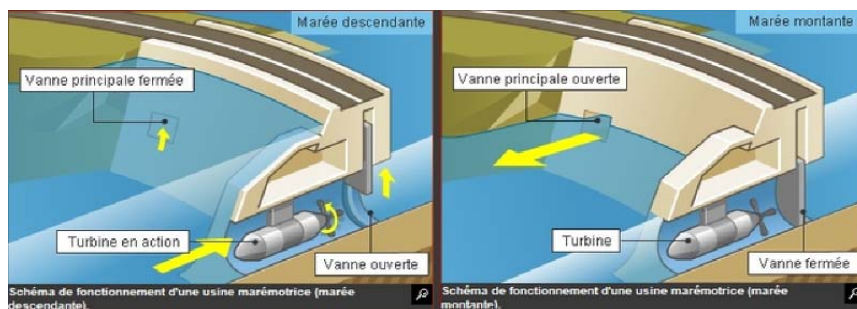


Fig. II.9 - Centrale marémotrice.

Usine marémotrice Annapolis Royal, Nouvelle-Écosse, Canada

Le Réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes.

- ✓ Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- ✓ Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale.

- ✓ Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0,1$ Hz.
- ✓ Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- ✓ Maintenir des normes de sécurité rigoureuses.
- ✓ Veiller à la protection de l'environnement

II.9.1-Avantage

- ✓ 100% renouvelable ;
- ✓ Non polluante ;
- ✓ Silencieuse ;
- ✓ Cout nul du combustible ;
- ✓ Disponible à n'importe quel climat et époque de l'année.

II.9.2- Inconvénient

- ✓ Impact sur le paysage côtier ;
- ✓ Modifier les horaires des marées ;
- ✓ Dépond de l'amplitude des marées ;
- ✓ Transfer d'énergie couteux ;
- ✓ Energie limitée ;
- ✓ Accès fermés à l'estuaire (barrage).

Conclusion

Après la production de l'énergie électrique il faut la transporter vers les zones de consommation c'est le rôle des réseaux électriques.

Chapitre III

*Calcul d'une ligne aérienne
de 35Km sous une tension
de 36kV*

III.1. Introduction

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

Le choix de la section du conducteur dépend de considérations électriques et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques.

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

Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?

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

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

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

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

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

Rappels :

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

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

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

Tableau III.1 : Classification des niveaux de tension [9]

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

Les principaux composants des lignes aériennes sont :

- ✓ Les conducteurs (phases+câble(s) de garde) ;
- ✓ Les isolateurs ;
- ✓ Les pylônes ;
- ✓ Les fondations ;
- ✓ Autres accessoires (pinces de suspension, jonctions de connecteurs, amortisseurs dynamiques, ...).

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

- ✓ Portée basique ou normale = la plus économique ;
- ✓ Portée moyenne = moyenne arithmétique des différentes portées ;

- ✓ Portée équivalente = $L_{\text{eq}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{\sum_{i=1}^n l_i}}$. Cette valeur se rapproche généralement de la portée moyenne lorsque le nombre de portées augmente. C'est sur cette valeur que se calcule la tension horizontale à appliquer au canton;
- ✓ Portée « de vent » = la somme des deux demi-portées adjacentes au pylône. Elle correspond à la portée à considérer pour le calcul des efforts en tête du pylône ;
- ✓ Portée « de poids » = la somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des deux portées adjacentes. Cette valeur est utilisée pour déterminer le poids mort que représentent les conducteurs sur le support.

III.2. Les éléments des lignes électriques :

III.2.1. Les conducteurs :

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

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

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

A. Critère de courant nominal :

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

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

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

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

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

B. Critère du courant de court-circuit :

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

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

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

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I _{cc} [kA]
150	8000	30.8
70	2500	20.6
15	350	13.5
6	120	11.6

Tableau III.2 : Puissance et courant de court-circuit [9]

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

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

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

Remarque :

- le cuivre est toujours supérieur à l'aluminium pour une même section, étant donné sa meilleure capacité à évacuer la chaleur ;
- les valeurs du paramètre a sont les suivantes : $a = 105,3$ pour le *cuivre*, $a = 55,07$ pour l'*aluminium* et $a = 61,98$ pour l'*AMS (alliage AL, Mg, Si)*.

C. Critères de la chute de tension :

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

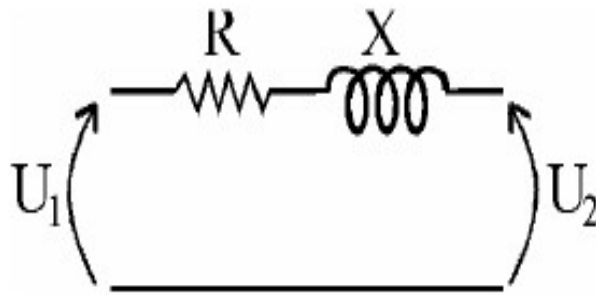


Figure III.1 : Modèle réduit de la liaison

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

$$\text{Où } \Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \text{ [V]} \quad (\text{III.6})$$

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

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

D. Critère économique :

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

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

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

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

$$C = 3 \cdot \rho \cdot I \cdot I_{N,débutdevie}^2 \cdot N \cdot p \cdot f \text{ [€/mm}^2\text{]} \quad (\text{III.8})$$

Le facteur « 3 » permet de tenir compte des 3 phases ;

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

l = longueur de la ligne (en millimètres) ;

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

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

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

$$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \text{ ou :}$$

$$Q = \frac{1-rT}{1-r} \quad \text{avec :} \quad r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)} \quad \text{(III.9)}$$

La section optimale économique (SOE) est celle qui annule la dérivée de $T_1(S)$. Vu la forme de $T_1(S)$, nous pouvons la déterminer directement :

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

Fonction coût du conducteur

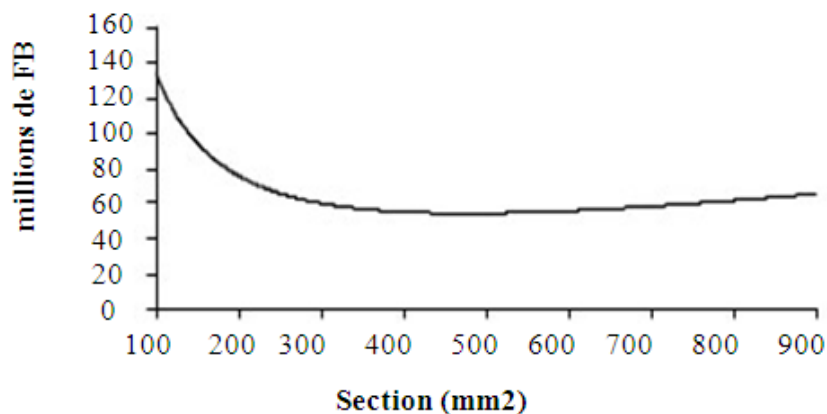


Fig. III.2 : exemple de relation coût/section [9]

Le critère économique est un critère plutôt flou. Le but est de justifier notre choix. L'idéal est de comparer, en fonction de la section, les coûts à court terme et à long terme ainsi que les investissements et pertes. Nous pouvons alors nous faire une idée de ce que nous gagnons ou de ce que nous perdons en fonction de la section.

III.2.2. Les Supports :

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

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

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

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

L'étape suivante consistera à calculer les gabarits des pylônes d'alignement, d'angle, d'ancrage. Les principaux types de supports que l'on rencontre sont décrits sur les figures III.3 et III.4. Ils se différencient principalement, entre ces deux figures, par la position verticale des conducteurs de puissance : dans la seconde figure, ces lignes sont suspendues à une hauteur qui peut être considérée relativement constante.

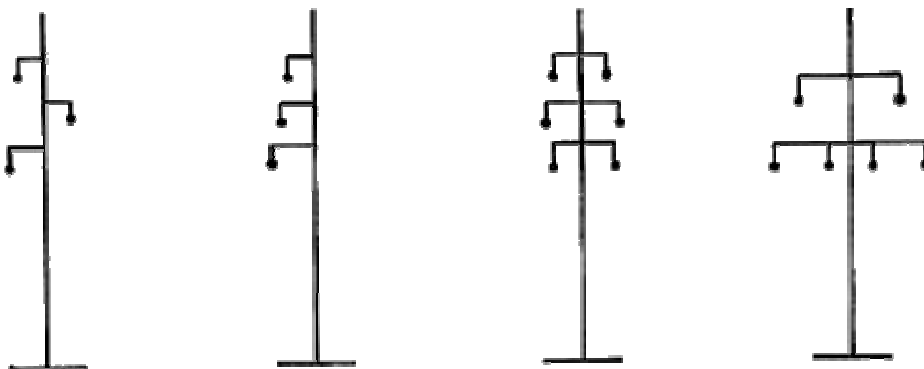


Fig. III.3 : Types de supports à phases étagées.

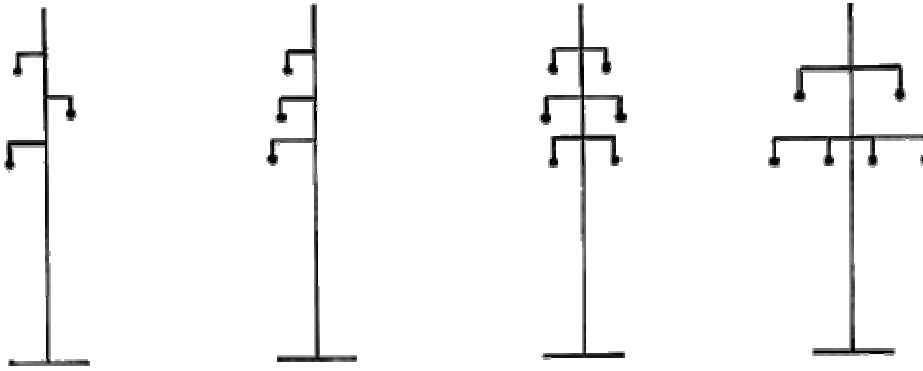


Fig. III.4 : Pylônes ou portiques a armement nappe-voute.

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

III.2.3. Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble

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

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

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

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

- ✓ de la traction des conducteurs actifs, de garde et de terre ;
- ✓ du poids propre des conducteurs actifs, de garde et de terre, des isolateurs, des ferrures et du support ;

- ✓ de la combinaison la plus défavorable des charges extrêmes résultant des circonstances de vent et de température déterminées ci-après.

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

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

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

Nous calculons donc l'angle d'inclinaison « θ » et le poids équivalent « $P_{\text{équi}}$ » (dans les plans des conducteurs) pour les deux hypothèses via les formules III.11 et III.12 qui suivent.

Effet du vent :

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

Dans cette équation, « c » est le coefficient aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent, « A » la surface en m^2 des pleins que l'élément présente au vent, perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle et « q » est la pression dynamique (en pascal). Cette dernière se déduit de la pression dynamique de base, « q_b », donnée, en fonction de la vitesse du vent (fonction de la hauteur au-dessus du sol), dans le tableau III.3. Elle se calcule par la formule : $q_b = aV^2/2g$, où « a » représente le poids spécifique de l'air ($1,2 \text{ kg/m}^3$) ; « V » est la vitesse du vent (en m/s) et « g » est l'accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$). L'équation III.11 peut se réécrire, dans le cas des lignes, « $F = C_X \cdot q \cdot d$ », où ' C_X ' est le coefficient de traînée du câble et ' d ', son diamètre.

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

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

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

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

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

Pour les portées inférieures à 100 m :

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

Hauteur au-dessus du sol [m]	Vitesse du vent [m/s]	Pression dynamique de base (q _b) [Pa]
Jusqu'à 25	35	750
De 25 à 50	36.6	800
De 50 à 75	37.27	850
De 75 à 100	38.36	900
De 100 à 125	39.41	950
De 125 à 150	40.43	1000
De 150 à 175	41.43	1050
De 175 à 200	42.21	1100

Tableau III.3 : Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur [9]

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

Selon X : $P \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) = P_{\text{éq}}$

Selon Y : $P \sin(\varphi) = F \cos(\varphi)$

ce qui donne, finalement :

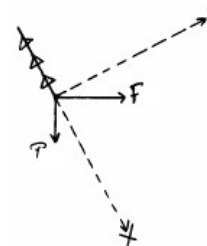


Fig. III.5 : Efforts appliqués.

$$\varphi = \arctg \left[\frac{F}{p} \right] \text{ et } P_{\text{équ}} = P \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) \quad (\text{III.12})$$

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

III.2.4. Portée critique et choix de la constante « a » :

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

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

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

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

$$\frac{P_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = a \quad (\text{III.14})$$

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

« P » la portée moyenne [m] ;

« T » = T_{MAX} l'effort de traction maximal admissible [N] ;

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

« S » la section [mm²] ;

« α » le coefficient de dilatation thermique [°C-1] et

« θ » la température dans l'hypothèse retenue [°C].

Ceci donne un paramètre « a » adimensionnel.

III.2.5. Flèche maximale et hauteur des conducteurs :

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

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

$$\frac{P_{\text{éq}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = a \Leftrightarrow -\frac{T^3}{E \cdot S} - (a + \alpha \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{\text{éq}}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \quad (\text{III.15})$$

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

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

- ✓ pour les mesures dans le plan vertical : vent nul, t° du conducteur égale à 75°C (lignes HTB installées après le 01/01/83) ou 40°C (autres lignes) ;
- ✓ pour les mesures dans le plan horizontal : vent horizontal maximal défavorable, t° du conducteur égale à 15°C.

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

$$F_{\text{max}} = \frac{P_{\text{éq}} \cdot P^2}{8 \cdot TH3} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.16})$$

Les conducteurs devront être accrochés à une hauteur supérieure à « f_{max} + garde au sol ». Le R.G.I.E. impose, pour la garde au sol, une hauteur de base de 6 m (7 m pour une voie traversée). Une majoration de cette distance verticale doit être prise en compte de la manière suivante :

+ 1 m par rapport à une voie publique (contrairement au cas des cours, jardins et terrains), sauf dans le cas basse tension inférieure à 500 V

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

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

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

Pour plus de détails, se référer à l'article 164 du RGIE.

Il conviendra de normaliser la hauteur au $\frac{1}{2}$ m supérieur.

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

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

Avec un maximum de 3m.

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

III.2.6. Détermination de la longueur de la chaîne de suspension :

A. Règle de bonne pratique :

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

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

Tableau III.4 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension [9].

B. Méthode développée par le Service de TDEE del'ULg :

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

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir attribuer une valeur à la tension de contournement « β » [cm/kV] (cfr tableau III.5).

Degré de salinité :

	Zones de pollution			
	I	II	III	
Salinité	7	20	80	[kg/m ³]
Niveau	Faiblement polluée	Moyennement polluée	Fortement polluée	
Localisation	Majeure partie du territoire	Zones éloignées de quelques kilomètres du bord de mer ou des industries	Bord de mer et proximité d'industries	
B	1,48	1,83	2,34	[cm/kV _{φφ}]

Tableau III.5 [9]

Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » :

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

	Tension nominale de la ligne U_N [kVeff]	Tension la plus élevée pour le matériel U_M [kVeff]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kVcrête]
Classe A : $1 \leq U_m \leq 52$	3	3.6	40
	6	7.2	60
	10	12	75
	15	17.5	95
	20	25	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_m \leq 300$	50	52	250
	70	72.5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	220	245	750

Tableau III.6 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre [9]

Ligne de fuite des isolateurs :

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

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

Choix de la chaîne d'isolateurs :

- ✓ Nous déterminons le 'BIL' (à partir de U_N , tableau III.6), le niveau de pollution (définit la valeur de ' β ') et l'effort de traction maximal ' T_{MAX} ' (par l'équation III.14) auquel la chaîne sera soumise.
- ✓ Nous considérons d'abord des assiettes de type « standard ». En fonction de l'effort de traction « T_{MAX} » que la chaîne devra supporter, nous choisissons, parmi les modèles d'assiettes convenant, celui de pas le plus petit parmi la liste proposée au tableau III.7.
- ✓ En se référant au tableau III.8, nous déterminons le nombre « $N1$ » d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le « BIL ».
- ✓ Nous déterminons le nombre « $N2$ » en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (\text{III.20})$$

- ✓ Comparant $N1$ et $N2$, si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs ' $N1$ ' et ' $N2$ '. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et avons recours à des assiettes de type « antifog ». Ces dernières sont surdimensionnées au point de vue de la ligne de fuite par rapport aux assiettes « standard ». Dans ce cas, nous recommençons le calcul en se basant sur les tableaux III.9 et III.10.
- ✓ Une fois les caractéristiques de pas et masse de l'assiette ainsi que le nombre d'assiettes déterminées, nous pouvons calculer la longueur « SL » et le poids de la chaîne d'isolateurs.

<i>Type standard</i>	Effort en tête						
	70	100	120	160	210	240	300
Caractéristiques d'une assiette	F70/127	F100/127	F120/127	F160/146	F210/170	F240/170	F300/195
Pas [mm]	127	127	127	146	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	320	318	315	380	380	380	485
Masse [kg]	3.5	3.7	3.8	6.0	7.1	7.4	10.9

Tableau III.7 : Caractéristiques s'assiettes standard [9].

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

Tableau III.8 : BIL vs. Nbre d'assiettes (standard) [9]

<i>Type antifog</i>	Effort en tête					
	100	120	160	210	240	300
Caractéristiques d'une assiette	F100P/146	F120P/146	F160P/170	F210P/170	F240P/170	F300P/195
Pas [mm]	146	146	170	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	445	445	545	530	530	690
Masse [kg]	5.6	6.7	8.5	9.5	10.4	15.2

Tableau III.9 : caractéristiques de l'assiette antibrouillard [9]

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

Tableau III.10 : BIL vs. Nbre d'assiettes (antifog)[9]

III.2.7. Distance phase/phase et phase/terre :

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

$$E_{\varphi\varphi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX} + SL} \quad [m] \quad (III.21)$$

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

La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

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

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

$$E_{Hmin} \geq E_v \cdot 0,8 / \cos(\beta/2) \quad [m] \quad (III.23)$$

III.2.8. Géométrie des pylônes:

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

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

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

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

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

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

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

III.2.9. Calcul des efforts en tête de pylône :

L'appui est soumis à trois moments :

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

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

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

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

Ces moments sont déterminés aisément à partir de la connaissance des conditions météorologiques dimensionnant (H_1 ou H_2), permettant le calcul de la constante « a » de Blondel, de la tension de la ligne et des angles d'application des efforts.

Remarque :

- ✓ M_1 est nul pour les pylônes dont les conducteurs sont placés en nappe et nappavoûte, grâce à la symétrie. Il ne l'est pas pour les arrangements en triangle ou drapeau.
- ✓ M_2 n'est jamais nul (idem pour M_3). Par rapport au sol, le bras de levier correspond à la somme des hauteurs d'ancrage des différents conducteurs soutenus par le pylône.
- ✓ Pour le calcul des coefficients aérodynamiques relatifs aux supports, se référer à l'article 155 du RGIE.

III.2.10. Evaluation du coût des supports :

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

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

III.2.11. Effet couronne :

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

$$E_{max} = \frac{V_{eff}}{r \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_{min} \cdot EPH}{r \cdot \sqrt{4 \cdot H_{min}^2 + EPH^2}} \right)} \quad [kV_{eff}/cm] \quad (III.24)$$

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

III.3. Exemple d'application

III.3.1. Enoncé

Dimensionnement (choix de la section, gabarit du pylon) et évaluation du coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne de :

- ✓ U : 36 kv.
- ✓ Conducteur AMS (alliage AL, Mg, Si)
- ✓ $\ell = 35$ km.
- ✓ Puissance transitée P = 10 Mw
- ✓ Facteur de puissance cas $\varnothing=0,9$ inductif
- ✓ Nombre d'années projetées T=20ans

- ✓ Augmentation annuelle de la puissance $a=3\%$
- ✓ L'alliage conducteur possède une résistivité de $\rho = 0,357 \cdot 10^{-7} \Omega \text{ m}$ à 20°C .
- ✓ Coefficient de Température $\alpha = 0,004 \text{ K}^{-1}$

Données du réseau :

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

Contraintes électriques:

Nous admettrons une chute de tension maximale de 9%.

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

Données économiques:

- Les paramètres concernant le facteur d'actualisation sont les suivants :
 - Taux d'intérêt $i=8,5\%$
 - pourcentage d'accroissement du prix du kwh est $n=2\%$

Nous ne les utilisons que dans le calcul de ce facteur.

- Le prix du kwh de perte vaut $0,062\text{€}/\text{kwh}$.
- Le coût de conducteur est de $4,96\text{€}/\text{kg}$ (y compris le tirage) et sa masse volumique à 20°C vaut $2697\text{kg}/\text{m}^3$.
- Les accessoires coûtent $297,47\text{€}$ pour une chaîne de suspension et $495,79\text{€}$ pour une chaîne d'ancrage.
- Le coût des pylônes se déduit à partir de la formule suivante :

$(-285,08+1,24h^{2,3}+0,04F)$ et s'exprime en Euros avec :

h : en mètre [m] la hauteur totale du poteau (le sommet se situant au niveau du point d'accrochage des conducteurs sur les chaînes de suspension).

F : l'effort en tête en [N].

Données Géographiques :

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

Données météorologiques:

Les hypothèses à considérer seront les suivantes :

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

Le vent à considérer sera de 35m/s ce qui correspond à une pression dynamique de base $q_b = 750 \text{ N/m}^2$.

Les supports seront en béton précontraint (coefficient de trainée 1,85).

Les câbles sont torsadés (coefficient de trainée de 1,45).

Nous considérerons une pression de 0,5 q_b sur les câbles par vent de force maximale normale et de 0,25 q_b pour le vent réduit.

La force linéique est exprimée comme suit :

Force linéique = $C_x \cdot q \cdot \Phi$ (N/m) à :

C_x : Le coefficient de trainée.

q : La pression considérée.

Φ : Le diamètre du câble.

III.3.2.Travail demandé :

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

Nous donnerons un tableau de valeurs normalisées des sections MS avec leurs caractéristiques, incluant les intensités admissibles en régime nominal.

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

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

Où : p : est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble.

S : La portée en [m].

T : La traction [N] dans l'état considérée.

E : Le module d'élasticité [N/m²].

A : La section de câble [m²].

α : Le coefficient de dilatation thermique linéaire [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] = $23 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ pour AMS.

θ : La température de l'état considéré.

De cette formule donnée ; nous déduisons la portée critique (pour laquelle la traction est identique sans les hypothèses H_1 et H_2).

Pour inductance, nous considérerons ($X = 0,4 \text{ } \Omega/\text{km}$) comme valeur de départ.

Il n'est pas prévu de compensation réactive.

Calculer :

- A) - Critère du courant nominal.
- Critère du courant de court-circuit.
- Critère de la chute de tension.
- Critère économique.

B) Les supports ;

- Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble.
- Porté critique et choix de la constante "a".
- Flèche Maximale et hauteur des conducteurs.
- Logeur de la chaîne de suspension.
- Distance phase/phase et phase/neutre.
- Effort en tête.
- Coût des supports.
- Inductance linéique.
- Effet couronne
- Conclusion

III.3.3. Résolution

A- conducteurs

Critères du courant nominal

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

Puissance max à transiter (après 20 ans) : $P_{20} = P_0 \cdot (1+a)^T = 18,1 \text{ MW}$;

Intensité du courant en fin de vie :

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

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

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

Critère du courant de court-circuit :

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

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

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad [\text{mm}^2]$$

Où a : vaut 61,98 pour l'AMS (température de service 70° et maximale 250°C):

Dans notre cas, le calcul nous donne une section minimale de 222 mm².

Critère de la chute de tension :

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

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_N \cdot l}{U_N} (R_{70^\circ\text{C}} \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi))$$

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

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 178 \text{ A}$$

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

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

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

Critère économique :

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

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

$$\begin{aligned} \text{B.S.} &= 3[\text{phases}] \cdot 4,96 [\text{€/kg}] \cdot 2697 \cdot 10^9 [\text{kg}/\text{mm}^3] \cdot 35 \cdot 10^6 [\text{mm}] \cdot S [\text{mm}^2] \\ &= 1\,404 \cdot S [\text{€}] \quad \text{où } S \text{ s'exprime en } [\text{mm}^2]. \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ce qui donne:

$$C = 0318 \cdot 10^9 \text{ €} \cdot \text{mm}^2$$

Notre fonction coût globale s'écrit :

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

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

La section optimale économique (SOE) vaut :

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

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

Deux possibilités s'offrent à nous : soit choisir la section normalisée inférieure 318 mm², soit choisir la supérieure 709 mm².

	S _N – 318 mm ²	S _N – 709 mm ²
Coût des conducteurs	1,45 millions d'€	1,44 millions d'€
Coût à court terme (B.S)	0,45 millions d'€	1,00 millions d'€
Coût à long terme (C/S)	1,00 millions d'€	0,45 millions d'€

Tableau III.11 : Comparaison des coûts des conducteurs

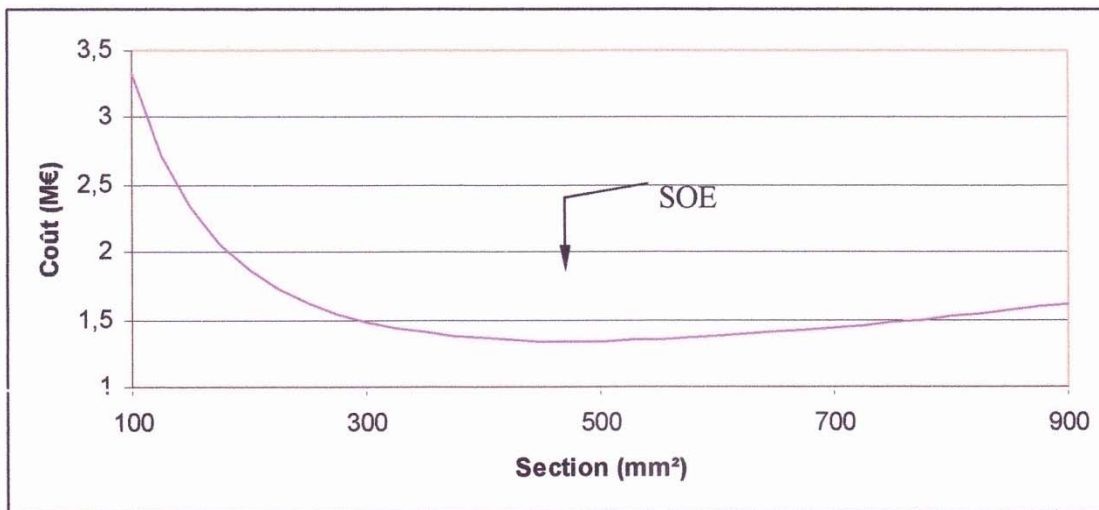


Fig. III.6 : Fonction coût du conducteur

Le critère économique est un critère plutôt flou. Le but est de justifier notre choix. L'idéal est de comparer, en fonction de la section, les coûts à court terme et à long terme ainsi que les investissements et pertes. Nous nous faisons ainsi une idée de ce que nous gagnons ou de ce que nous perdons en fonction de la section.

Dans notre cas, nous pouvons choisir soit d'investir beaucoup et limiter les pertes sur la ligne (S = 709 mm²), soit investir peu et avoir des pertes plus importantes (S = 318 mm²), pour un coût global égal.

Nous choisissons S = 318 mm² parce que l'investissement de départ est moindre.

B. Les supports :**Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble :**

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

Hypothèse Eté :

$q = 0,5 \cdot q_B$ vent de force maximale normale.

$C_x = 1,45$ pour le conducteur.

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

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

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

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

$$H1 \begin{cases} \varphi = 55,0^\circ \\ P_{\text{équ}} = 15,4 \text{ N/m} \end{cases} \quad \text{ETE}$$

Hypothèse Hiver :

$q = 0,25 \cdot q_B$ vent réduit.

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

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

$$H2 \begin{cases} \varphi = 35,5^\circ \\ P_{\text{équ}} = 10,9 \text{ N/m} \end{cases} \quad \text{HIVER}$$

Hypothèse Canicule :

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

$$H3 \begin{cases} \varphi = 0^\circ \\ P_{\text{équ}} = 8,85 \text{ N/m} \end{cases} \quad \text{CANICULE}$$

Portée critique et choix de la constante 'a' :

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

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

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

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

$$A = 23 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

Par Blondel, nous avons :

$$P_c = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\text{été}} - \theta_{\text{hiver}}) \cdot T_{\text{max}}^2}{P_{\text{équ,été}}^2 - P_{\text{équ,hiver}}^2}} = 402 \text{ m}$$

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

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

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

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

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

$$E = 56 \cdot 10^3 \text{ N/mm}^2$$

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

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

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

Flèche maximale et hauteur des conducteurs :

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

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

Nous rejetons, évidemment, les deux racines complexes. La tension dans notre câble vaut donc $T_{H3} = 10600 \text{ N}$ »canicule»

Maintenant grâce à l'équation d'état, nous pouvons calculer les tensions dans notre câble en fonction de l'hypothèse utilisée $T_{H1} = 26\,400 \text{ N}$ « été » : $T_{H2} = 34200 \text{ N}$ « hiver » et cette dernière correspond bien au tiers de la tension de rupture.

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

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

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

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

$T_{H4} = 2\ 800$ N donc le rapport $\frac{T_{H4}}{T_{RUPTURE}} = \frac{22800}{102500} = 22,3\%$

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

Détermination de la longueur de la chaîne de suspension :

Bonne pratique :

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

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

Tableau III.12 : nombre d'assiettes selon la « bonne pratique »

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

Méthode développée par le service de TDE (ULg) :

Tension nominale U_N : 36kV ;

Tension la plus élevée U_M : 42 kV (cfr. Tableau III.6) ;

Tension nominale de tenue de chocs de foudre 'BIL' : 195 kV (cfr. Tableau III.6).

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

Tableau III.13

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

Tableau III.14

Type d'assiette: $T_{max} = 34,2$ kN, donc notre choix se portera sur l'assiette F70/127 (cfr. Tableau III.7 et III.8) dont les caractéristiques sont :

F70/127	
Pas	127 [mm]
Ligne de fuite	320 [mm]
Masse	3,5 [kg]

Tableau III.15

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

En fonction du degré de salinité

$[N_1 - N_2] < 5 \implies$ Nous choisirons donc un nombre d'assiettes égal à 3.

La chaîne d'isolateurs possède ainsi une longueur « SL » valant : $SL = 3 \times 127 = 381$ mm.

De même, son poids vaut $= 3 \times 3,5 = 10,5$ kg.

Distance phase/phase et phase/neutre :

Distances verticales :

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

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

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

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

Distances horizontales :

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

Pylône d'alignement :

Nous nous limiterons donc à proposer un modèle qui respecte les conditions mécaniques et électriques. Le but des calculs qui suivent est de montrer que nous avons bien appréhendé la géométrie des pylônes. Ce genre de calcul est habituellement réservé au génie civil. Il s'agit ici de faire preuve d'ingéniosité, d'imagination et de bonne pratique tout en se rappelant qu'il n'y a pas qu'un seul modèle valable mais une infinité.

Nous prenons un modèle couramment utilisé pour le 15 kV : modèle nappe-voûte. Nous devons tenir compte de l'effet du vent, du poids de la chaîne de suspension, des distances $E_{\varphi\varphi}$ et $E_{\varphi N}$.

Par facilité, nous noterons conducteur 1 la phase supérieure et indistinctivement 2 et 3 les deux autres en nappe (choix).

Dans le cas de modèle de pylône, le plus dur est de respecter la distance $E_{\varphi N}$ du conducteur 1, surtout compte tenu de l'angle $\varphi(H1) = 55^\circ$ dû à l'effet de vent.

- Nous avons $SL \cdot \sin(\varphi_2) = E_{\varphi N}$, d'où : $\varphi_2 = \arcsin \frac{E_{\varphi N}}{SL} = 39^\circ$

Ce qui donne $\varphi_1 + \varphi_2 = 94^\circ$!

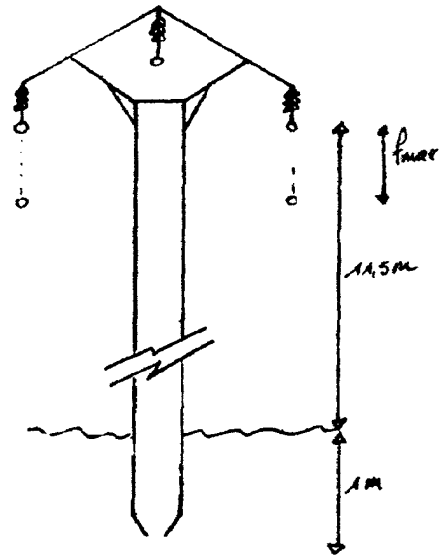


Fig. III.7

Ceci est beaucoup trop pour notre modèle de pylône. L'ordre de grandeur pour cet angle est de 75° . Une solution couramment employée est d'ajouter un balourd à la masse de l'isolateur. Nous pourrions aussi imaginer de prendre un meilleur C_x ou un conducteur de plus grande section. Voyons ce que cela donne. La masse totale contient de l'isolateur (10,5 kg) + le balourd. Nous avons considéré un cas où la masse de la chaîne d'isolation ainsi que celle du balourd sont nulles donc la masse totale l'est aussi.

Les séries (70° ; 75° et 80°) sont basées sur l'angle « $\alpha_1 + \alpha_2$ ».

Caractéristique de paramètre de conducteur en fonction de la masse totale

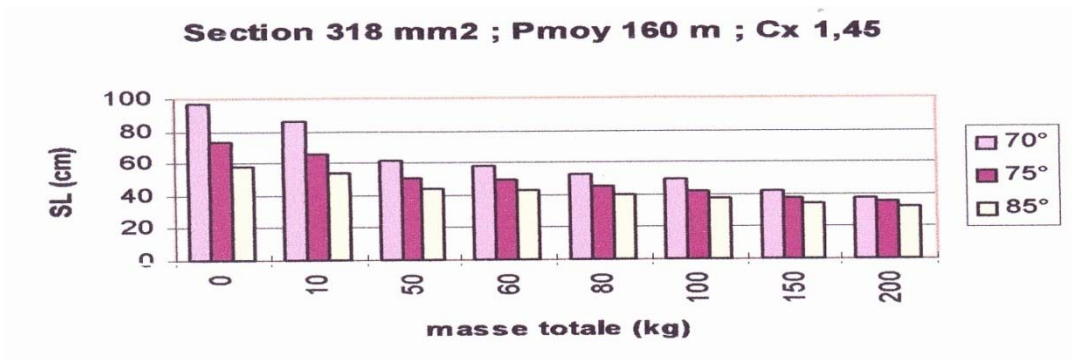


Fig. : III.8.

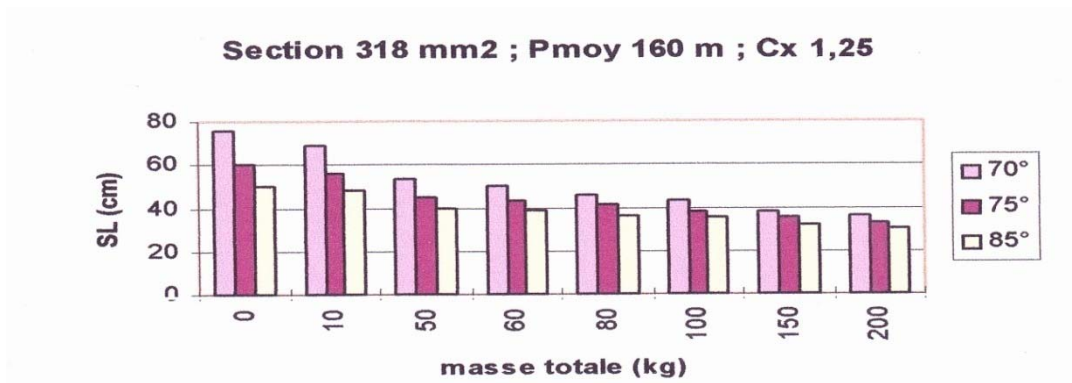


Fig. : III.9.

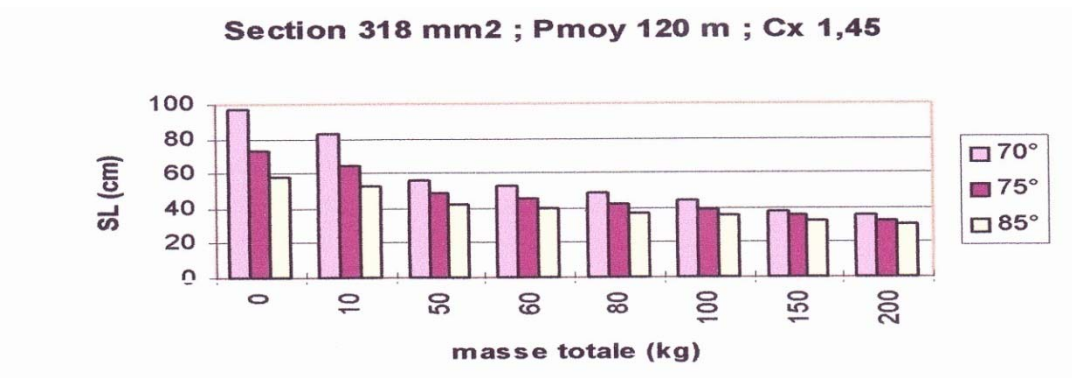


Fig. : III.10.

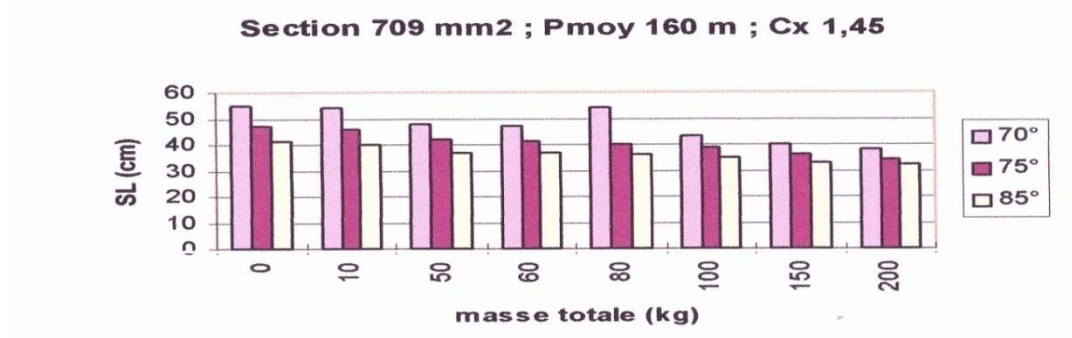


Fig. : III.11.

Il apparait bien vite, au vu des résultats précédents, que pour obtenir une longueur de chaîne d'isolateur de taille raisonnable - 40 cm par exemple – il faut combiner correctement les paramètres. Cela revient vite cher et pèse lourd. Nous choisirons de débiter à partir d'un autre gabarit de pylône.

Cherchons l'intersection de C et D :

$$x^2 + [(x-15).a+64]^2 = 64^2 \iff$$

$$x^2.(1+a^2)+x.(128.a-30.a^2)+(15^2.a^2-30.64.a)=0$$

Nous recherchons une racine double: Le discriminant est nul, ce qui correspond à :

$$(128.a - 30.a^2)^2 - 4.(1+a^2).(15^2.a^2-30.64.a) = 0$$

De là, $a = -7680/15550 = \text{tg}(-\alpha_3)$

Soit, $\alpha_3 = 26,4^\circ$

Cet angle maximal, l'ingénieur qui devra vérifier la résistance de l'ouvrage pourra le modifier afin de diminuer la contrainte aux nœuds de la ferrure.

Maintenant, nous allons déterminer la longueur du bras de soutien du conducteur 2 ou 3.

Nous avons :

$$(0,4+L_2 \cdot \cos30^\circ)^2 + (L_2 \cdot \sin30^\circ)^2 = E_{\phi\phi}^2.$$

Comme nous avons choisi $SL = 0,4\text{m}$, la distance $E_{\phi\phi}$ Change et vaut désormais $1,461\text{ m}$.

D'où nous obtenons $L_2 = 1 ;10\text{ m}$.

Nous constatons graphiquement que ; même par grand vent, le conducteur reste suffisamment éloigné de la ferrure (de la masse).

Dans ce calcul, nous avons considéré un balourd de $3,5\text{ kg}$ dans les conducteurs 2 et 3. Nous pourrions nous en passer, ce qui diminuerait les contraintes dans les bras de soutien. Tous calculs faits, $L_2 = 1,103\text{ m} : 3\text{ mm}$ de plus pour une réduction de poids de 4 kg !

Maintenant que nous avons déterminé tous les paramètres du pylône, nous pouvons en dessiner le gabarit.

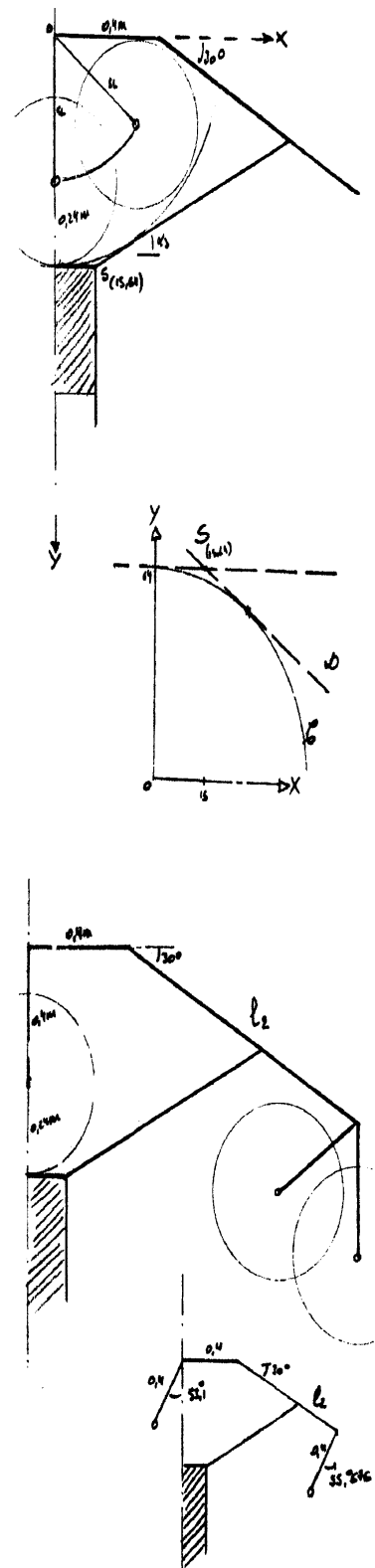


Fig. III.13

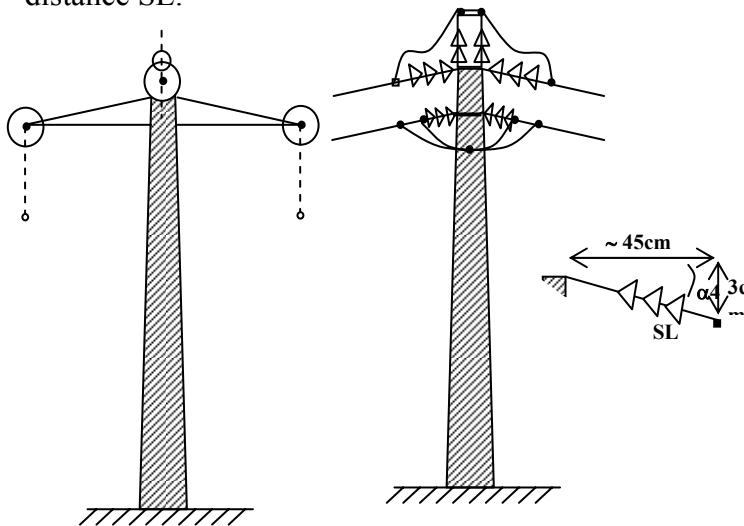
Il nous semble nécessaire de rappeler dans quelles conditions nous déterminons le gabarit du pylône : nous voulons obtenir une ébauche, un modèle très primitif mais suffisant pour notre étude. Ce gabarit devra être retravaillé par exemple via des programmes de Résistance de Matériaux ou d'éléments finis.

Pylône d'ancrage et d'arrêt :

Pour le pylône d'ancrage (et d'arrêt), nous allons nous inspirer des pylônes 15 kV. Cependant il en existe de nombreux modèles. Nous allons donc en choisir un qui ne soit pas trop difficile à étudier, tout en conservant des paramètres obtenus précédemment lors de l'étude du pylône d'alignement.

Pour conserver un gabarit très général, nous allons nous limiter à déterminer quelques paramètres, ceci afin de donner des exemples de calculs.

Nous allons conserver la disposition nappe-voûte ainsi que les distances entre conducteurs obtenues dans le calcul du gabarit des pylônes d'alignement, ainsi que la distance SL.



Nous devons déterminer l'angle que fait l'isolateur avec l'horizontale. Pour cela, nous cherchons la valeur de la dérivée de l'équation « chaînette » du conducteur. A l'encastrement, elle vaut $6,60 \cdot 10^{-2} = \text{tg}(\alpha_4)$ donc :

$$\alpha_4 = 3 ; 78^\circ$$

Nous augmentons SL de 5 cm afin de laisser 8 cm libres pour d'éventuels organes de fixation.

Calculons la longueur du fil dérivateur OB :

$$L_3 \cdot \cos(\alpha_4) \geq E_{\phi N}$$

$$L_3 \geq 0,426 \text{ m}$$

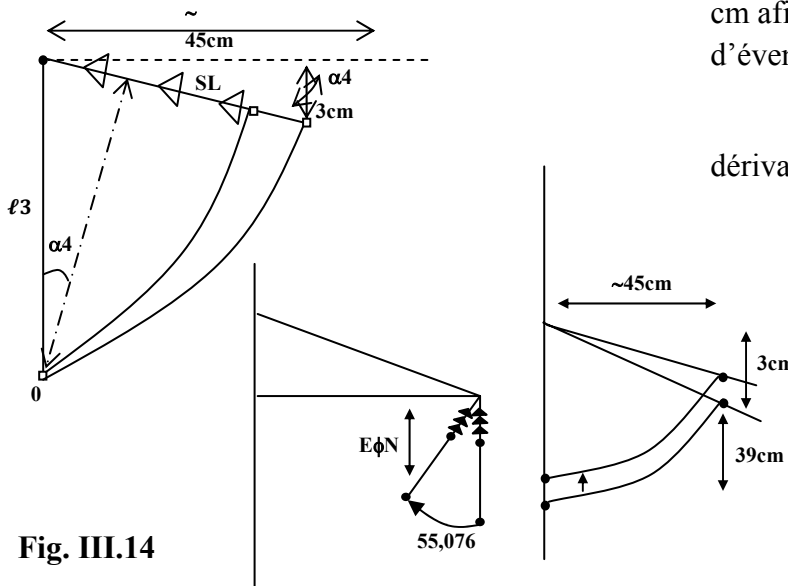


Fig. III.14

La tension qui règne dans le fil dérivateur est obtenue via le facteur 'a' de l'équation de la chaînette. Elle vaut 2,20 N. La longueur approximative est dès lors très facilement calculable :

$$\text{Longueur} = \int_{-0,45}^{0,45} \sqrt{1 + \left(\frac{x}{a}\right)^2} dx = 1,44 \text{ m}$$

Remarquons qu'il suffit d'ajouter un petit balourd à ce fil dérivateur pour pouvoir augmenter la sécurité.

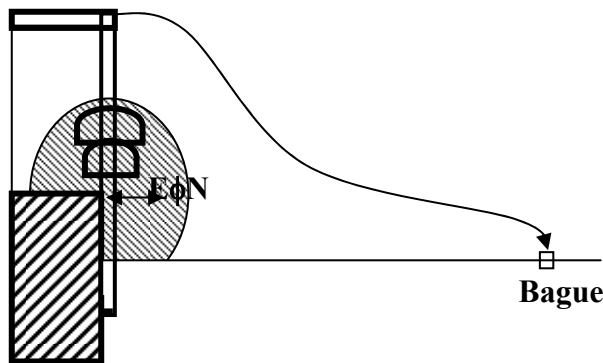


Fig. III.15

Pour que le conducteur 1 puisse passer d'un canon de pose à l'autre, il faut soit le faire passer sur le côté (entre les conducteurs 2 et 3) ; soit le faire passer par au dessus du pylône. Dans les deux cas, une chaîne d'isolations supplémentaire est requise. En observant les modèles 15 kV, nous constatons que cet isolateur a une forme spéciale. Il est difficile de déterminer la géométrie de cette partie car trop d'éléments interviennent : bagues, fusibles, etc.

Vu le prix de la chaîne d'ancrage, il est probable qu'elle consiste en deux isolateurs en parallèle au lieu d'un seul.

Voici le schéma de ce que nous faisons en 15 kV :

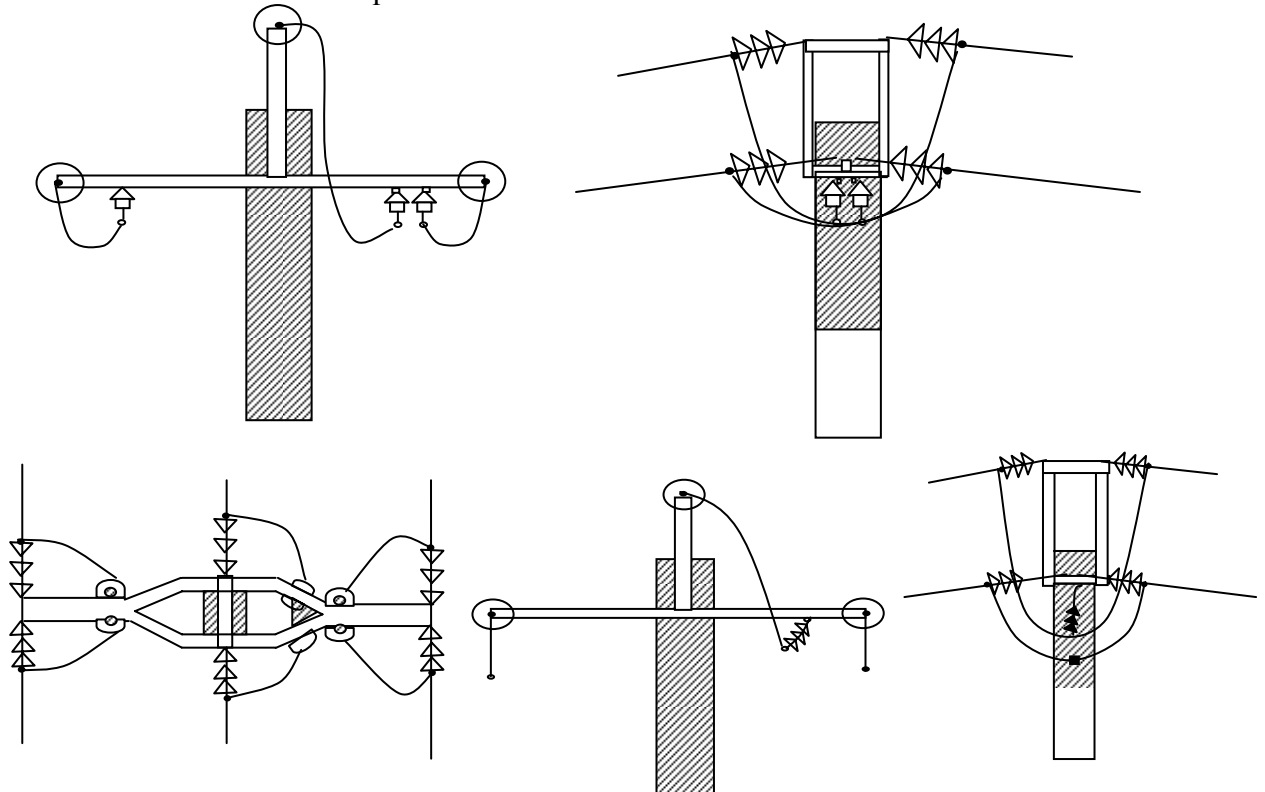


Fig. III.16

Pylône d'angle :

Le pylône d'angle couramment utilisé en 15 kV est du même type que le pylône d'alignement. Cependant, en 15 kV, la distance $E_{\phi N}$ n'est que de 10 cm, tandis qu'elle est de 24 cm dans notre cas, et il est plus difficile de la respecter en 36 kV.

Il existe un autre modèle de pylône d'angle '15 kV', semblable au précédent pylône d'ancrage. Nous avons alors repris ce modèle comme pylône d'angle, avec quelques petites modifications.

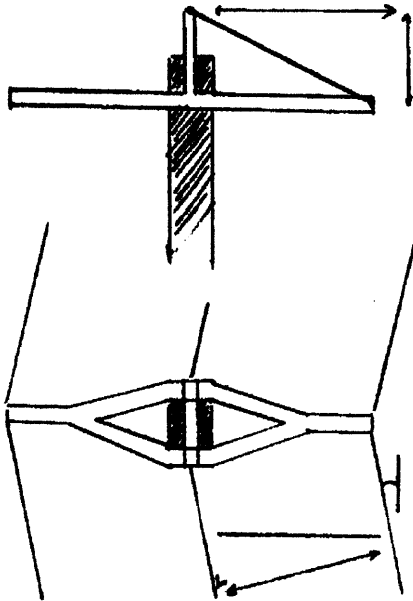


Fig. III.17

La distance « L_4 » va dépendre de l'angle que le pylône doit supporter. Par souci de symétrie, nous placerons le pylône à la moitié de l'angle. Nous avons:

$$L_4^2 + (55,1662 \cdot 10^{-2})^2 = \left(\frac{1,355507}{\cos 15^\circ} \right)^2$$

$$\longrightarrow L_4 = 1,2934 \text{ m}$$

Cependant, ' L_4 ' va dépendre de l'angle. Soit nous le prenons associé à 30° et nous acceptons que la tension mécanique varie légèrement dans les conducteurs, soit nous recalculons ' L_4 ' pour chaque angle et alors il faut prévoir, par exemple, un système de rails permettant de déplacer l'ancrage des isolateurs le long des bras de la ferrure.

Calcul des efforts en tête :

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

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

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

Les efforts de tête sont différents selon que nous considérons un pylône d'alignement, d'angle ou d'ancrage.

Pour obtenir l'effort en tête, il suffit de diviser le moment résultant par la hauteur, à savoir 9,95 m.

Pylône d'alignement :

$$M_1 = 0$$

$$M_2 = F_1 \cdot P_{\text{moy}} \cdot (\text{somme des hauteurs d'accrochage des conducteurs}).$$

$$= 12,6 \cdot 160 \cdot (9,95 + 9,4 + 9,4)$$

$$M_3 = \int_0^{9,95} C_{x,\text{pylône}} \cdot q_{\text{pylône}} \cdot A_{\text{pylône}} \cdot dz$$

$$= C_{x,\text{pylône}} \cdot q_{\text{pylône}} \cdot 0,3 \cdot 0,5 \cdot 9,95^2$$

Avec nos valeurs de $C_{x,\text{pylône}}$ et $q_{\text{pylône}}$, nous déterminons rapidement l'effort en tête :

$$E_1 = 7\,490 \text{ N.}$$

Pylône d'ancrage :

$$M_1 = 0$$

$$M_2 = 12,6 \cdot 160 \cdot (9,95 + 9,4 + 9,4)$$

$$M_3 = C_{x,\text{pylône}} \cdot q_{\text{pylône}} \cdot 0,3 \cdot 0,5 \cdot 9,95^2$$

Ici, nous devons tenir en plus tenir compte du moment longitudinal engendré par la traction maximale dans les conducteurs :

$$M_4 = T_{\text{max}} \cdot (9,95 \cdot 9,4 + 9,4)$$

Ce qui est gênant, c'est que les efforts sont perpendiculaires et, pour être rigoureux, nous devrions les combiner en utilisant le cercle de Mohr. Mais, vu les faibles valeurs de M_2 et M_3 , nous nous limiterons à les combiner comme ceci : $M_{\text{TOTAL}} =$

$$\sqrt{M_4^2 + (M_2 + M_3)^2}$$

L'effort en tête vaut alors : $E_2 = 99\,000 \text{ N}$

Pylône d'angle :

$$M_1 = 0$$

$$M_2 = [2 F_1 P_{\text{moy}} \cos(\beta/2) + 2 \cdot T_{\text{MAX}} \sin(\beta/2)] \cdot (9,95 + 9,4 + 9,4)$$

$$M_3 = C_{x,\text{pylône}} \cdot q_{\text{pylône}} \cdot 0,3 \cdot 0,5 \cdot 9,95^2$$

Avec nos valeurs de $C_{x,\text{pylône}}$ et $q_{\text{pylône}}$, l'effort en tête vaut :

$$E_3 = 64\,000 \text{ N}$$

Evaluation du coût des supports :

Avec une portée moyenne de 160 m pour une ligne de 35 km de long, nous nous attendons à obtenir à peu près 219 pylônes, dont 175 d'alignement, 22 d'ancrage (et d'arrêt) et 22 d'angle. Nous avons fait l'hypothèse que les portées étaient non dénivelées.

La fonction coût du pylône s'exprime comme ceci :

$$- 285,08 + 1,24 \cdot h^{2,3} + 0,04 E$$

Où 'h' est la hauteur du pylône [m] et 'E' l'effort en tête [N], Nous supposons qu'elle incorpore le coût des fondations. La fonction coût peut être obtenue, par exemple, par régression des statistiques de Tractebel.

Pour un pylône d'alignement, nous avons, si nous ajoutons le prix des trois chaînes de suspension :

$$- 285,08 + 1,24 \cdot 11^{2,3} + 0,04 E_1 + 3 \cdot 297,47 = 1212 \text{ €}$$

Pour un pylône d'ancrage, si nous ajoutons le prix des six chaînes d'ancrage, plus l'isolateur de la phase supérieure (considéré au même prix qu'une suspension) :

$$- 285,08 + 1,24 \cdot 11^{2,3} + 0,04 E_3 + 7 \cdot 297,47 = 4644 \text{ €}$$

Au total, les supports vont donc coûter : $T_2 = 175 \cdot 1212 + 22 \cdot 4644 = 473\,000 \text{ €}$, soit, un peu moins de 0,5 millions de €.

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

Inductance linéique de la ligne :

Un calcul rapide nous donne $R = 0,126 \text{ } \Omega/\text{km}$ et $X = 0,32 \text{ } \Omega/\text{km}^8$

Un calcul plus approfondi permet d'obtenir la valeur de $X = \omega \cdot (M_p - M_m)$

Où $M_p = 9,472 \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$ et $M_m = -1,176 \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$, et donc $X = 0,335 \text{ } \Omega/\text{km}$.

Effet couronne :

Nous vérifions que le champ superficiel reste bien inférieur à $18 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$. Dans notre cas, nous considérons un écartement entre phases de 1,457 mètre et un H_{MN} de 8,859 mètres.

$$\text{Dès lors, } E_{\text{MAX}} \text{ vaut : } E_{\text{Max}} = \frac{V}{r \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot H_{\text{min}} \cdot EPH}{r \cdot \sqrt{u \cdot H_{\text{min}}^2 + EPH^2}}\right)} = 3,7 \text{ Kveff/km}$$

Cette valeur est bien inférieure à $18 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$. Nous pouvons considérer que l'effet couronne est négligeable.

C. Conclusion :

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

$$T_1 + T_2 = (1,45 + 0,473) \cdot 10^6 = 1,92 \text{ millions d'€}, \text{ soit environ 2 millions d'euros,}$$

Ce qui revient à - 55 k€ par km de liaison

D. Evolution de la liaison aérienne :

Dans le cas où nous devrions compter sur une durée de vie de 20 ans et avec une augmentation annuelle de la consommation de 4%.

La puissance que la ligne devra transiter alors sera de :

$$P_{20} = 10 \cdot (1+4\%)^{20} = 21,9 \text{ MW}$$

Le courant nominal qui correspondra à cette puissance est :

$$I_{N20} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} = \frac{21,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 390,4 \text{ A}$$

Donc, toutes les sections normalisées conviendront.

Le courant de court-circuit restera le même, donc $S_{\min} = 221,834 \text{ mm}^2$.

Le critère de la chute de tension sera modifié car le courant nominal est plus important. Pour la plus grande section proposée, la chute de tension sera beaucoup trop élevée (13,8%).

Il vaudrait mieux, dans cette éventualité, prévoir un pylône à deux ternes dont un seul terne est installé pendant les x premières années.

*Conclusion
general*

L'étude d'une ligne électrique nécessite la prise en compte de beaucoup de paramètres ; technique, atmosphériques et économique.

Le choix de la section des conducteurs et du gabarit des pylônes est primordial afin de répondre à toutes les exigences et contraintes pour un bon fonctionnement d'une liaison électrique.

Pour opter pour un choix dans la réalisation il faut tenir compte des paramètres importants comme le courant nominal qui circule dans le câble, les puissance de court-circuit et les chutes de tension admissibles, bien que très souvent le niveau de tension et les longueurs de portée sont imposées par la tension disponible et l'emplacement du terrain donc des pylônes.

Les conditions atmosphériques sont un facteur déterminant dans le choix des paramètres des pylônes, des isolateurs, des conducteurs et autre accessoires.

Une étude plus approfondie est nécessaire afin de procéder à la réalisation concrète de notre ligne, nous espérons que celle –ci sera d'un apport appréciable pour les prochains étudiants.

Bibliografi

- [1] M.ADIL, NAIT DJOUDI « Restructuration du réseau MT de Tizirt » Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2009.
- [2] SAIM « Restructuration du réseau MT Azazga » Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2010.
- [3] THEODORE WILDI, Electrotechnique 4^{eme} édition.
- [4] N.ALLILI et H.AOUDJIT « Calcul des chute de tension application »Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 1997.
- [5] F. ZEGHBIB. , N.SALAH « Restructuration du réseau MT de la région de Bouzguene »Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2011.
- [6] Z. AIT ABDELMALEK « Restructuration du réseau MT 30Kv souterrain de la ville de Tizi-Ouzou » 1999.
- [7] Z. ELLAGUI M^d « Etude des protections des réseaux électrique MT 30 et 10 Kv » Mémoire magistère 2010.
- [8] E.NABECHE, « Restructuration du réseau MT 30Kv de la ville de Tizi-Ouzou » Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2011.
- [9] Réseaux de distribution de l'énergie électrique. Considérations technico-économique .Louis MAESEN ULg 1990.