

6. CALCUL D'UNE LIAISON AÉRIENNE

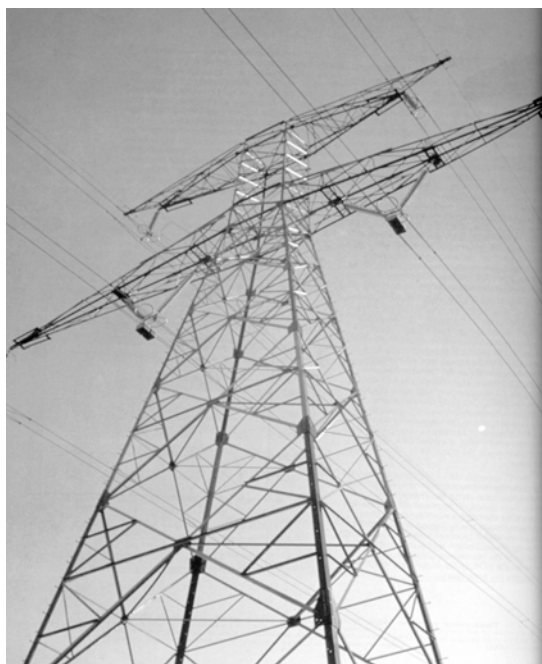


Table des matières

6. CALCUL D'UNE LIAISON AÉRIENNE.....	1
6.1. Introduction	3
6.2. Les éléments des lignes électriques.....	4
6.2.1. Les conducteurs.....	4
A. Critère de courant nominal	5
B. Critère du courant de court-circuit	5
C. Critère de la chute de tension	6
D. Critère économique	6
E. Conclusion.....	7
6.2.2. Les Supports.....	7
6.2.3. Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble	8
6.2.4. Portée critique et choix de la constante « a »	10
6.2.5. Flèche maximale et hauteur des conducteurs	11
6.2.6. Détermination de la longueur de la chaîne de suspension	12
A. Règle de bonne pratique	12
B. Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg.....	13
6.2.7. Distance phase/phase et phase/terre	15
6.2.8. géométrie des pylônes	16
6.2.9. Calcul des efforts en tête de pylone	17
6.2.10. Evaluation du coût des supports	17
6.2.11. Effet couronne	17
6.3. Exercice résolu	19
6.3.1. Enoncé.....	19
6.3.2. Résolution.....	21
A. Les Conducteurs.....	21
B. Les Supports.....	23
C. Conclusion.....	35
D. Evolution de la liaison aérienne	36
6.4. Exercices proposés	37
6.4.1. Enoncé n°1	37
6.4.2. Enoncé n°2	39
6.4.3. Compléments de théorie	41
6.5. Annexe : tables techniques.....	43
6.5.1. Tableau de caractéristiques des conducteurs câblés.....	43
6.5.2. Caractéristique de quelques lignes du réseau belge	45

6.1. Introduction

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

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

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

Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?

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

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

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

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

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

Rappels :

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

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

Les différentes classes de tension en courant alternatif sont définie, par le RGIE, de la manière décrite dans le tableau 6.1 (unités : Volts).

¹ La tension de service est choisie en fonction de la puissance à transporter et de la distance sur laquelle cette puissance doit être transportée en tenant compte du niveau de tension du point de raccordement à la source d'énergie et du coût des investissements prévus.

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	$U > 50\,000$

Tableau 6.1 : Classification des niveaux de tension

Les principaux composants des lignes aériennes sont :

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

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

- Portée basique ou normale = La plus économique ;
- Portée moyenne = Moyenne arithmétique des différentes portées ;
- Portée équivalente = $L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{\sum_{i=1}^n l_i}}$. 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.

6.2. Les éléments des lignes électriques

6.2.1. 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, cfr. Chapitre 5).

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 6.1 :

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1 + a)^T \quad [\text{MW}] \quad (6.1)$$

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

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} \quad [\text{A}] \quad (6.2)$$

B. Critère du courant de court-circuit

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

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [\text{A}] \quad (6.3)$$

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 6.2 : Puissance et courant de court-circuit

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 :

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

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

Remarques :

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

C. Critère de la chute de tension

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

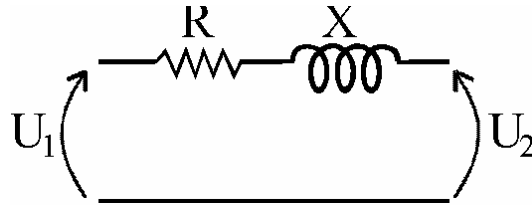


Figure 6.1 : Modèle réduit de la liaison

$$\frac{\Delta U}{U} \cong \sqrt{3} \cdot \frac{I_N}{U_N} \cdot (R'_{70^\circ C} \cdot I \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot I \cdot \sin(\varphi)) \quad (6.5)$$

$$\text{où } \Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \quad [V] \quad (6.6)$$

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

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

D. Critère économique

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

$$T_1(S) = A + B \cdot S + \frac{C}{S} \quad [€] \quad (6.7)$$

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

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

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{N, \text{début de vie}}^2 \cdot N \cdot p \cdot f \quad [€ \cdot \text{mm}^2] \quad (6.8)$$

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

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

l = longueur de la ligne (en millimètres) ;

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

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

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

$$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad \text{où} \quad Q = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad \text{avec} \quad r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)} \quad (6.9)$$

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 :

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad [\text{mm}^2] \quad (6.10)$$

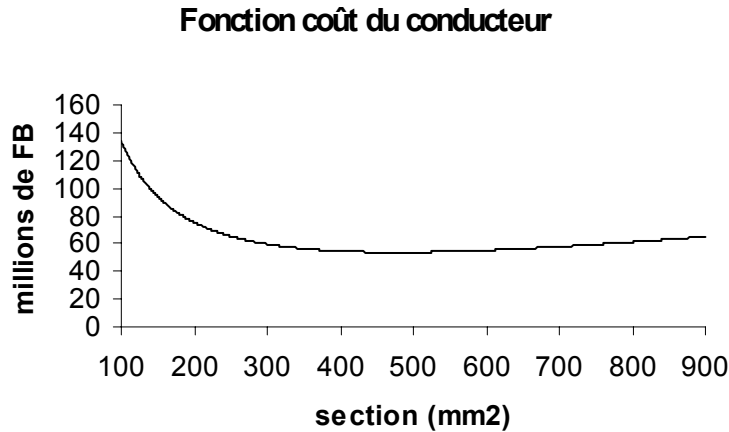


Figure 6.2 : Exemple de relation coût/section

E. Conclusion

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.

6.2.2. 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 6.3 et 6.4. 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.

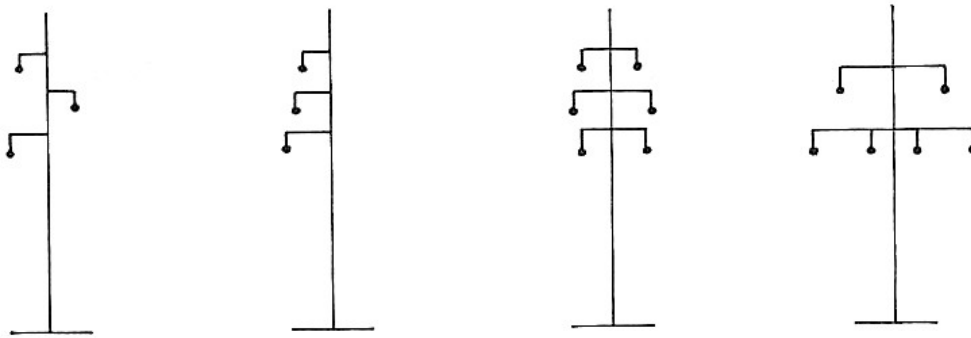


Figure 6.3 : Types de supports à phases étagées

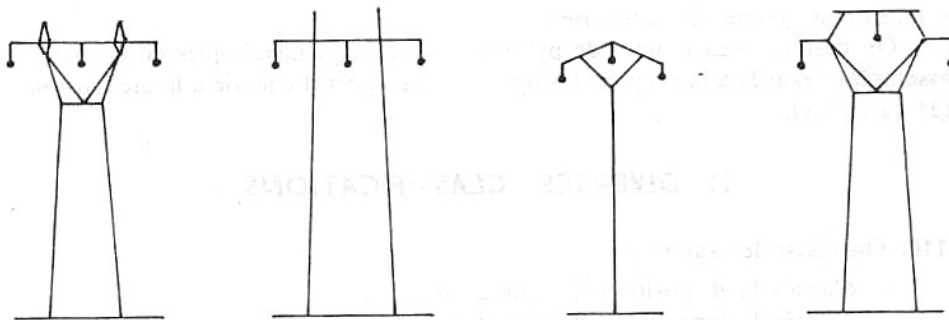


Figure 6.4 : Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute

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

6.2.3. 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.² de la manière suivante :

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

²Règlement Général Belge sur les Installations Electriques

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

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

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

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

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

Effort du vent :

$$F = c \cdot q \cdot A \quad [\text{N/m}] \quad (6.11)$$

Dans cette équation, « c » est le coefficient aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent, « A » la surface en m^2 des pleins que l'élément présente au vent, perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle et « q » est la pression dynamique (en pascal). Cette dernière se déduit de la pression dynamique de base, « q_b », donnée, en fonction de la vitesse du vent (fonction de la hauteur au-dessus du sol), dans le tableau 6.3. Elle se calcule par la formule : $q_b = aV^2/2g$, où « a » représente le poids spécifique de l'air ($1,2 \text{ kg/m}^3$) ; « V » est la vitesse du vent (en m/s) et « g » est l'accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$). L'équation 6.11 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.

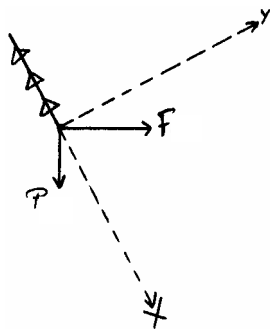
Pour le calcul de l'effort du vent sur les conducteurs actif, de garde et de terre :

- 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]
Jusque 25	35	750
De 25 à 50	36,6	800
De 50 à 75	37,27	850
De 75 à 100	38,36	900
De 100 à 125	39,41	950
De 125 à 150	40,43	1000
De 150 à 175	41,43	1050
De 175 à 200	42,21	1100

Tableau 6.3 : Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur

En écrivant les équations d'équilibre projetées, aux extrémités du câble, nous obtenons (cfr. figure 6.3) :



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

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

ce qui donne, finalement :

$$\varphi = \arctg\left[\frac{F}{p}\right] \text{ et } p_{\text{équ}} = p \cos(\varphi) + F \sin(\varphi) \quad (6.12)$$

Figure 6.5 : Efforts appliqués

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

6.2.4. 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 :

$$P_c = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{\text{été}} - \theta_{\text{hiver}}) \cdot T_{\text{MAX}}^2}{p_{\text{équ,été}}^2 - p_{\text{équ,hiver}}^2}} \quad [\text{m}] \quad (6.13)$$

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

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

$$\frac{p_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = a \quad (6.14)$$

où

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

« P » la portée moyenne [m] ;

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

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

« S » la section [mm²] ;

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

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

Ceci donne un paramètre « a » adimensionnel.

6.2.5. 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^e degré à 1 inconnue, « T ». Nous obtenons les trois racines (numériquement et/ou analytiquement).

$$\frac{p_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = a \Leftrightarrow -\frac{T^3}{E \cdot S} - (a + \alpha \cdot \theta) \cdot T^2 + \frac{p_{\text{équ}}^2 \cdot P^2}{24} = 0 \quad (6.15)$$

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) :

$$f_{\text{MAX}} = \frac{p_{\text{équ}} \cdot P^2}{8 \cdot T_{\text{H3}}} \quad [\text{m}] \quad (6.16)$$

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 tension³, dès que celle-ci devient supérieure à 50 kV.

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

$$H_{MIN} = 6 + 1 + \frac{U - 50}{100} \quad [m] \quad (6.17)$$

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

Il conviendra de normaliser la hauteur au ½ m supérieur.

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

$$Prof = \frac{H}{10} + 1 \quad [m] \quad (6.18)$$

avec un maximum de 3 m.

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

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

Tableau 6.4 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension

³ U représente la tension nominale en kV entre conducteurs.

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

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

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir attribuer une valeur à la tension de contournement « β » [cm/kV_{φφ}] (cfr tableau 6.5).

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	
β	1,48	1,83	2,34	[cm/kV _{φφ}]

Tableau 6.5**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 insulation level). Les normes C.E.I. ont établi le tableau 6.6 :

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

Tableau 6.6 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre

⁴Extraite de : "Réseaux de Distribution de l'Energie Electrique - Considérations Technico-Economiques", Louis MAESEN, ULg, 1990. Réf. Bibliothèque Montéfiore : T2-90-050. Il est fortement conseillé d'y jeter un coup d'œil ...

Ligne de fuite des isolateurs :

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

$$L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta \quad [\text{mm}] \quad (6.19)$$

Choix de la chaîne d'isolateurs :

- Nous déterminons le 'BIL' (à partir de U_N , tableau 6.6), le niveau de pollution (définit la valeur de ' β ') et l'effort de traction maximal ' T_{MAX} ' (par l'équation 6.14) 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 6.7.
- En se référant au tableau 6.8, nous déterminons le nombre ' N_1 ' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.
- Nous déterminons le nombre ' N_2 ' en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (6.20)$$

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

<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 6.7 : Caractéristiques d'assiettes standard

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

Tableau 6.8 : BIL vs. Nbre d'assiettes (standard)

<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 6.9 : Caractéristiques d'assiettes anti-brouillard

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

Tableau 6.10 : BIL vs. Nbre d'assiettes (Antifog)

6.2.7. Distance phase/phase et phase/terre

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

$$E_{\varphi\varphi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX}} + SL \quad [m] \quad (6.21)$$

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].⁵

La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

$$E_{\phi N} = U_N / 150 \quad [m] \quad (6.22)$$

Pour des pylônes d'angle quelconque « β », la distance horizontale minimale entre phases, imposée par le RGIE, est donnée par la formule 6.23 :

$$E_{Hmin} \geq E_v \cdot 0,8 / \cos(\beta/2) \quad [m] \quad (6.23)$$

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

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

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

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

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

⁵Le R.G.I.E. donne les valeurs suivantes : CFI = 0,75 pour les conducteurs en cuivre et CFI = 1 pour les conducteurs à base d'aluminium.

6.2.9. Calcul des efforts en tête de pylone

L'appui est soumis à trois moments :

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

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

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

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

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

Remarques :

- M_1 est nul pour les pylônes dont les conducteurs sont placés en nappe et nappe-voûte, 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.

6.2.10. 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.

6.2.11. Effet couronne⁶

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

⁶ Extrait de : "Réseaux de Distribution de l'Energie Electrique - Considérations Technico-Economiques", Louis MAESEN, ULg, 1990. Réf. Bibliothèque Montéfiore : T2-90-050. Il est fortement conseillé d'y jeter un coup d'œil ...

le champ superficiel reste bien inférieur à 18 kVeff/cm. Ce champ « E_{MAX} » se calcule par la formule 6.24 :

$$E_{MAX} = \frac{V_{eff}}{r \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_{MIN} \cdot EPH}{r \cdot \sqrt{4 \cdot H_{MIN}^2 + EPH^2}} \right)} \quad [kVeff/cm] \quad (6.24)$$

EPH représente l'écartement entre phases et H_{MIN} la distance minimale entre un conducteur et le sol.

6.3. Exercice résolu

6.3.1. Enoncé

- Dimensionner (choix de la section, gabarit du pylône) et évaluer le coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne à 36kV en conducteur AMS (alliage Al, Mg, SI) de 35 km devant transiter une puissance de 10MW (facteur de puissance 0,9 inductif). Nombre d'années projetées, T : 20 ans ; augmentation annuelle de la puissance, a : 3%. L'alliage conducteur possède une résistivité de $0,357 \cdot 10^{-7} \Omega \cdot m$ à 20°C et son coefficient de température « α » vaut $0,004 K^{-1}$.

Données du réseau :

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

Contraintes électriques :

Nous admettons 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, b : 2% ;

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

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

Le coût du conducteur est de 4,96 €/kg (y compris le tirage) et sa masse volumique à 20°C vaut 2697 kg/m^3 .

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

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

Données géographiques :

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

Données météorologiques :

Les hypothèses à considérer seront les suivantes :

- H1 : + 15°C et vent de force maximale normale (été) ;
- H2 : -15°C et vent réduit (hiver) ;

- H3 : +70°C sans vent (canicule) ;
- H4 : +15°C sans vent.

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

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

Nous demandons :

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

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

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

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

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

- où
- p est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble ;
 - S la portée [m] ;
 - T la traction [N] dans l'état considéré ;
 - E le module d'élasticité [N/m²] ;
 - A la section du câble [m²] ;
 - α le coefficient de dilatation thermique linéaire [°C⁻¹] (= $23 \cdot 10^{-6}$ °C⁻¹ pour l'AMS) ;
 - ϑ la température de l'état considéré.

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

Pour l'inductance, nous considérerons « $X = 0.4 \Omega/\text{km}$ » comme valeur de départ.

Il n'est pas prévu de compensation réactive.

6.3.2. Résolution

A. Les Conducteurs

Critère du courant nominal :

La puissance que notre liaison devra transiter vaut 10 MW sous une tension nominale de 36 kV. Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule 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 : $P_T = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{N,T} \cdot \cos(\phi)$

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

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

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°C 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 :

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

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

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

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

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

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

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ce qui donne :

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

Notre fonction coût globale s'écrit :

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

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

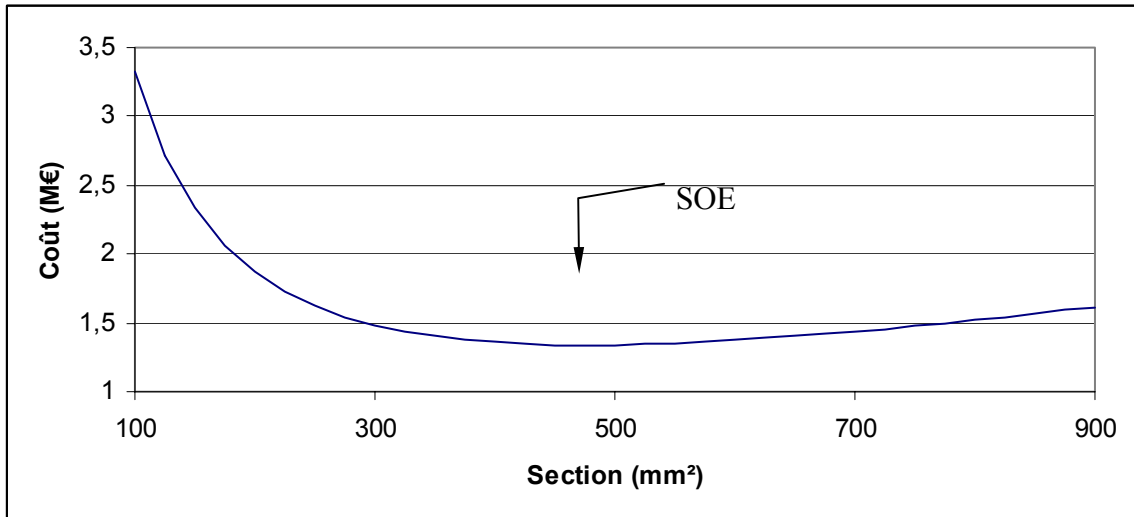
La section optimale économique (SOE) vaut :

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

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

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

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

Tableau 6.11 : Comparaison des coûts des conducteurs**Figure 6.6 : fonction coût du conducteur****Conclusion :**

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 ($S = 709 \text{ mm}^2$), soit investir peu et avoir des pertes plus importantes ($S = 318 \text{ mm}^2$), pour un coût global égal.

Nous choisissons $S = 318 \text{ mm}^2$ 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 (tableau 6.17 en annexe). Elle vaut $\lambda = 878 \text{ kg/km}$, soit le poids linéique $p = 8,85 \text{ N/m}$. Ce poids comprend le poids de la graisse (24 kg/km).

Hypothèse Eté :

$q = 0,5 \cdot q_B$ vent de force maximale normale ;
 $C_X = 1,45$ pour le conducteur ;
 $d = 23,2 \text{ mm}$ cfr. tableau 6.17 en annexe.

$q = 0,5 \cdot 750 = 375 \text{ N/m}^2$;
 $F = C_X \cdot q \cdot d = 12,6 \text{ N/m}$.

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

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

Hypothèse Hiver :

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

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

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

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

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 (cfr. tableau 6.17 en annexe) ;

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

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

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

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

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 se détermine à partir de l'équation suivante :

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

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

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

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

$$E = 56 \cdot 10^3 \text{ N/mm}^2 \quad (\text{cfr. annexes, tableau 6.17})$$

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

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

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

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 :

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

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

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

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

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

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

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

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

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 6.12 : 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 : 36 kV ;

Tension la plus élevée U_M : 42 kV (cfr. tableau 6.6) ;

Tension nominale de tenue de chocs de foudre 'BIL' : 195 kV (cfr. tableau 6.6).

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

Tableau 6.13

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

Tableau 6.14

Type d'assiette : $T_{MAX} = 34,2 \text{ kN}$, donc notre choix se portera sur l'assiette F70/127 (cfr. tableaux 6.7 et 6.8) dont les caractéristiques sont :

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

Tableau 6.15

Le pas est de 127 mm. Nous en déduisons le 'BIL' (cfr. tableau 6.6) = 195 kV, donc, $N_1 = 3$ assiettes.

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

en fonction du degré de salinité

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

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

Distance phase/phase et phase/neutre :

Distances verticales :

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

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

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

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

Distances horizontales :

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

Pylône d'alignement :

Nous nous limiterons donc à proposer un modèle qui respecte toutes 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 indistinctement 2 et 3 les deux autres conducteurs en nappe (choix).

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

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

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

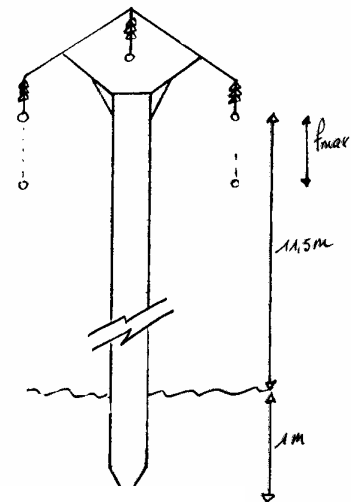


Figure 6.7

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 la masse 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 « $\alpha_1 + \alpha_2$ ».

Section 318 mm² ; Pmoy 160 m ; Cx 1,45

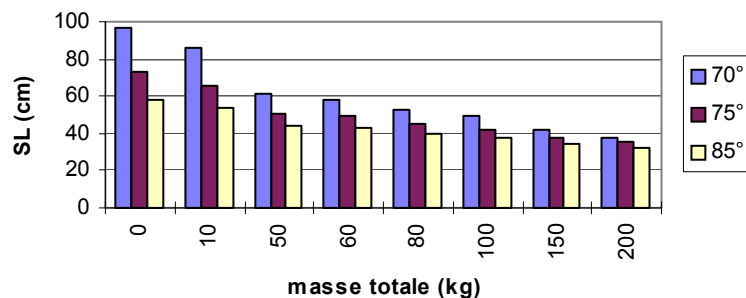


Figure 6.8

Section 318 mm² ; Pmoy 160 m ; Cx 1,25

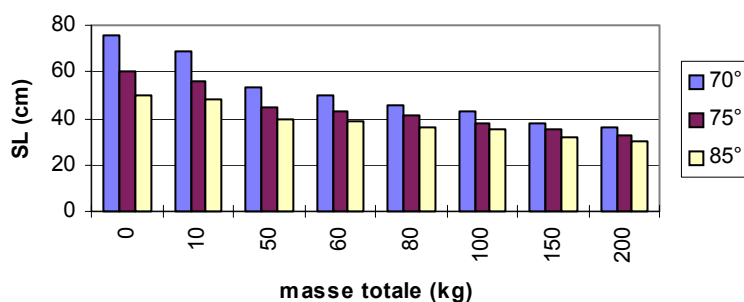


Figure 6.9

Section 318 mm² ; Pmoy 120 m ; Cx 1,45

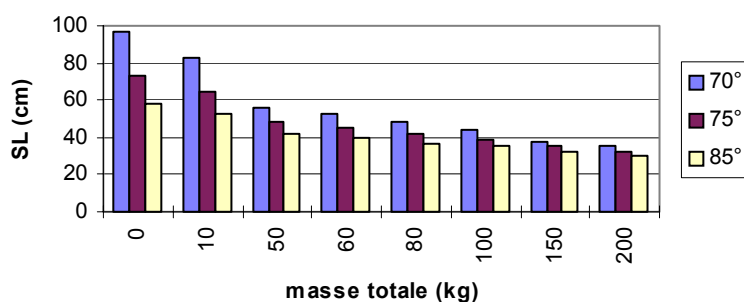


Figure 6.10

Section 709 mm² ; Pmoy 160 m ; Cx 1,45

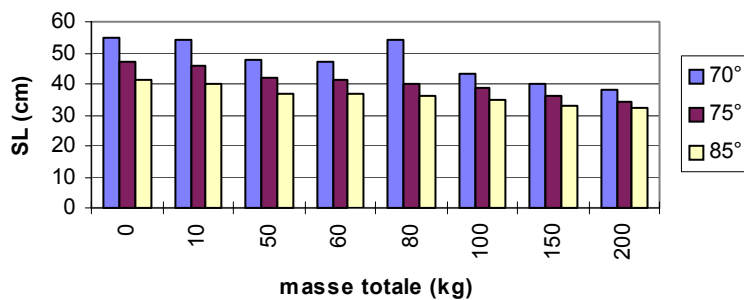


Figure 6.11

Il apparaît 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.

Soit le modèle suivant :

La longueur de la chaîne d'isolateur sera arbitrairement majorée à 40 cm. Nous avons les deux conditions :

$$SL \cdot \cos(\alpha_1) \geq E_{\varphi N}$$

$$SL \cdot \cos(\alpha_1 + \alpha_2) + L_1 \cdot \sin(\alpha_2) \geq E_{\varphi N}$$

Afin de vérifier la première condition, il faut que

$$\alpha_1 \leq \arccos\left(\frac{E_{\varphi N}}{SL}\right) = 53,1^\circ$$

or, sans balourd (donc avec 10,5 kg dus à l'isolateur), nous avons $\alpha_1 = 53,8^\circ$, donc nous devons ajouter un balourd :

$$\arccos\left(\frac{E_{\varphi N}}{SL}\right) = \arctg\left(\frac{F_1 \cdot P_{\text{moy}}}{p \cdot P_{\text{moy}} + 9,81 \cdot \text{balourd}}\right)$$

$$\Rightarrow M_{\text{balourd}} = \frac{P_{\text{moy}}}{9,81} \cdot \left(\frac{F_1}{\tg\left[\arccos\left(\frac{E_{\varphi N}}{SL}\right)\right]} - p \right) - 10,5 \text{ kg, soit un balourd de masse 3,5 kg.}$$

Nous ne discuterons pas de l'endroit où placer ce balourd : une infinité de possibilités peuvent être développées. Le tout est de respecter les distance $E_{\varphi N}$ et $E_{\varphi \varphi}$.

La deuxième condition va nous donner un degré de liberté :

$$L_1 = \frac{E_{\varphi N} - SL \cdot \cos(\alpha_1 + \alpha_2)}{\sin(\alpha_2)}, \text{ ce qui donne :}$$

α_2	L_1 [cm]
20°	36
25°	37
30°	38

En observant des pylônes 15 kV de ce gabarit, nous constatons que α_2 possède une valeur voisine de 20° à 30°.

Finalement, nous choisirons arbitrairement $\alpha_2 = 30^\circ$, $L_1 = 40$ cm et balourd = 3,5 kg ce qui renforce la sécurité.

Maintenant, nous allons positionner la branche de soutien au pylône. L'épaisseur du pylône va de 20 à 40 cm. Nous lui attribuerons arbitrairement la valeur de 30 cm.

Le problème est de déterminer l'angle que cette branche peut prendre sans pénétrer dans la zone interdite (cercle de rayon $E_{\varphi N}$), obtenue en inclinant l'isolateur de 0° à 53,1°.

Suit un calcul de géométrie analytique qui aboutit à l'angle α_3 :

$$\mathcal{C} \equiv x^2 + y^2 = 64^2 ; \mathcal{D} \equiv y = a \cdot x + b. \text{ Or, } (15; 64) \in \mathcal{D} \text{ d'où } \mathcal{D} \equiv y = a \cdot (x - 15) + 64.$$

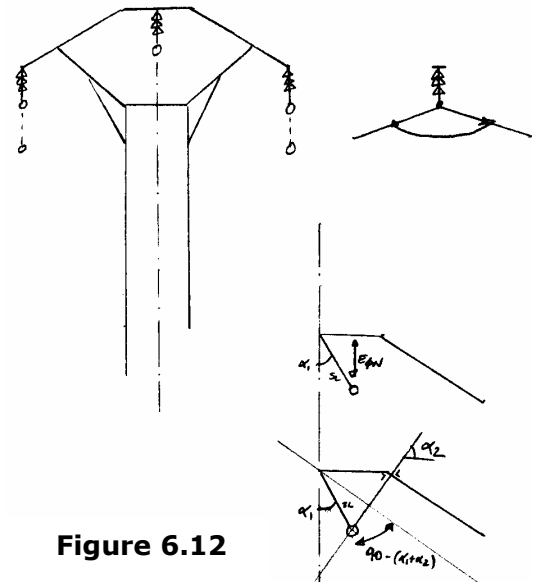


Figure 6.12

Cherchons l'intersection de $\mathcal{C}$ et $\mathcal{D}$:

$$x^2 + [(x-15).a + 64]^2 = 64^2 \Rightarrow \\ x^2.(1+a^2) + x.(128.a-30.a^2) + (15^2.a^2-30.64.a) = 0$$

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

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

$$\text{de là, } a = -7680/15500 = \text{tg}(-\alpha_3)$$

$$\text{soit, } \alpha_3 = 26,4^\circ.$$

Cet angle est un 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 :

$$(0,4 + L_2 \cdot \cos 30^\circ)^2 + (L_2 \cdot \sin 30^\circ)^2 = E_{\varphi\varphi}^2.$$

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

D'où nous obtenons $L_2 = 1,10$ 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 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, $L_2 = 1,103$ m : 3 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.

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 des Matériaux ou d'éléments finis.

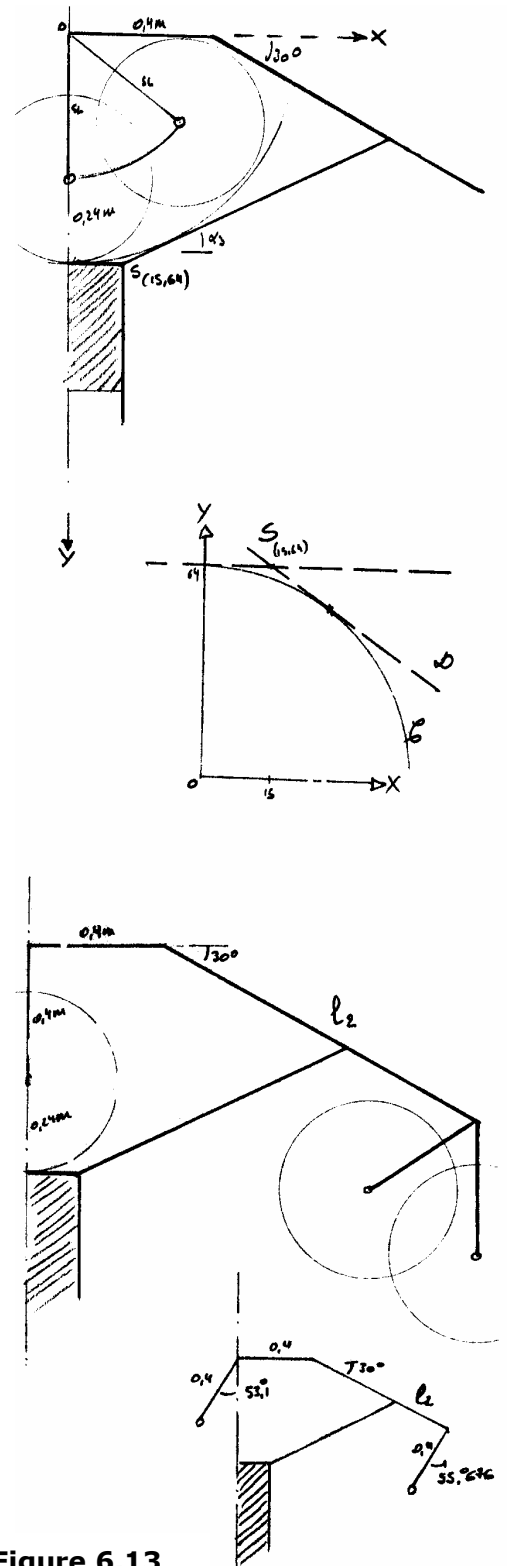


Figure 6.13

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.

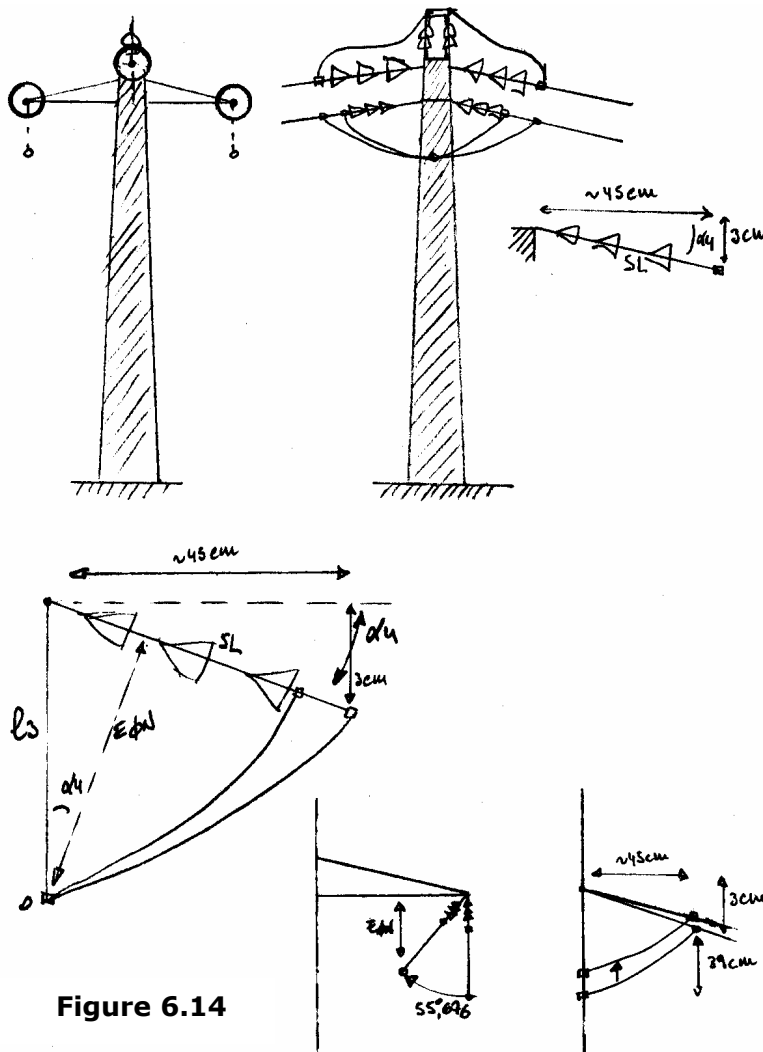


Figure 6.14

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

Calculons la longueur du fil dérivateur OB :

$$L_3 \cdot \cos(\alpha_4) \geq E_{\varphi N} \\ \Rightarrow L_3 \geq 0,241 \text{ m.}$$

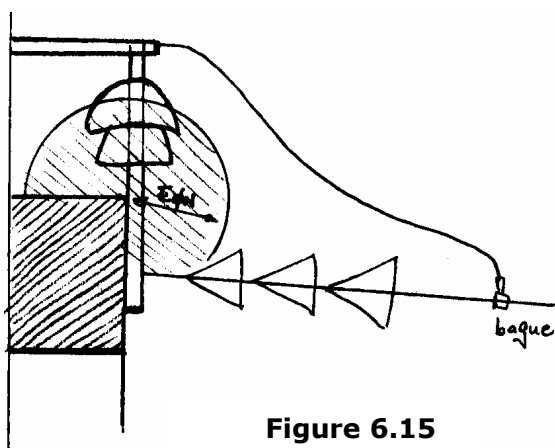
Nous devons tenir compte du vent :

$$L_3 \cdot \cos(55,7^\circ) \geq E_{\varphi N}, \\ \Rightarrow L_3 \geq 0,426 \text{ m.}$$

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 :

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

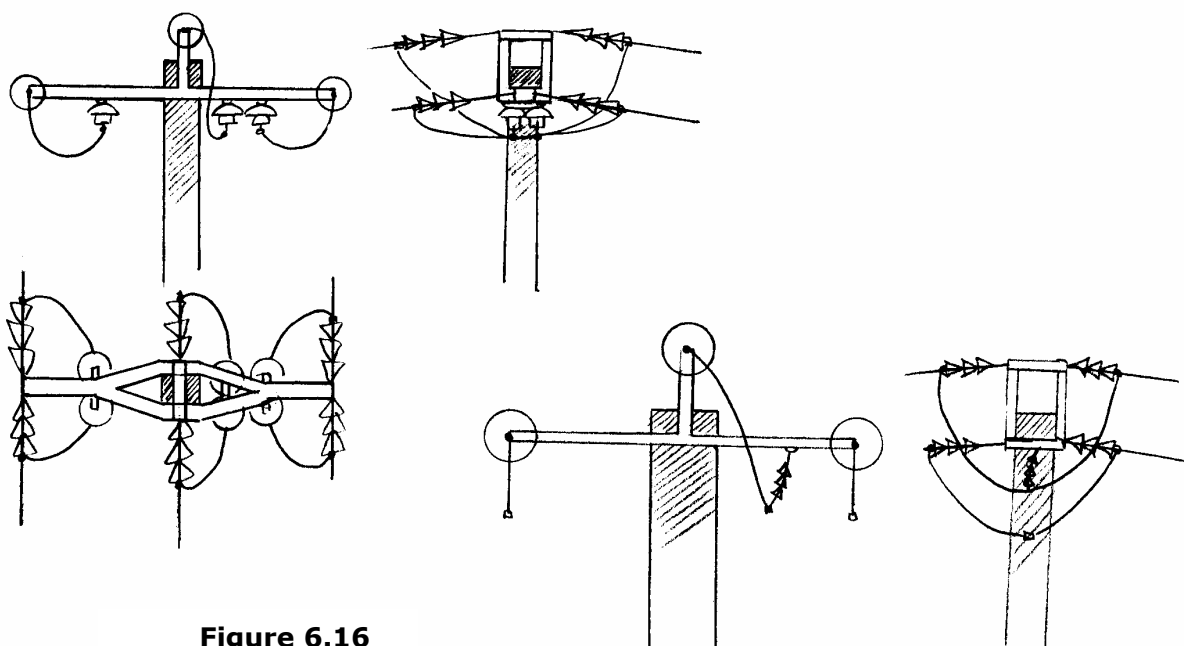
Remarquons qu'il suffit d'ajouter un petit balourd à ce fil dérivateur pour pouvoir augmenter la sécurité.

**Figure 6.15**

Pour que le conducteur 1 puisse passer d'un canton 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'isolation 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.

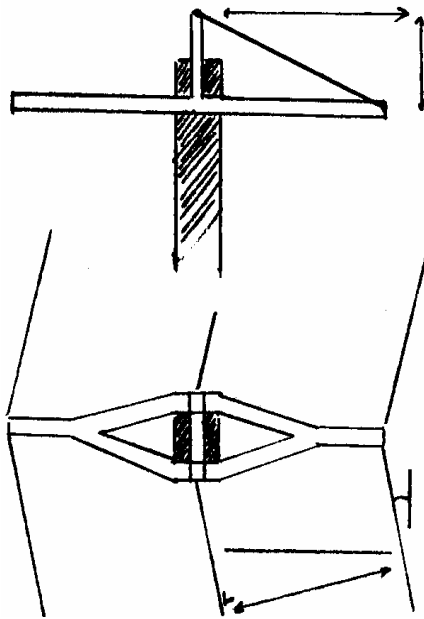
Voici un schéma de ce que nous faisons en 15 kV :

**Figure 6.16**

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.



La distance 'L₄' 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 :

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

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

Cependant, 'L₄' 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 'L₄' 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.

Figure 6.17

Calcul des efforts en tête :

M₁ = moment dû au poids propre de l'ensemble formé par les conducteurs, les chaînes d'isolateurs et la ferrure ;

M₂ = moment dû à la force aérodynamique du vent s'exerçant sur les conducteurs ;

M₃ = 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 pylône} et q_{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 en plus tenir compte du moment longitudinal engendré par la traction maximale dans les conducteurs :

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

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 ceci⁷ : $M_{\text{TOTAL}} = \sqrt{M_4^2 + (M_2 + M_3)^2}$

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

Pylône d'angle :

$$M_1 = 0$$

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

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

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 chaîne de suspension) :

$$-285,08 + 1,24 \cdot 11^{2,3} + 0,04 E_2 + 6 \cdot 495,79 + 1 \cdot 297,47 = 7222 \text{ €}.$$

Pour un pylône d'angle, nous avons, si nous ajoutons le prix des six chaînes de suspension, plus une pour la phase supérieure :

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

⁷Dans la majorité des cas, il est permis de négliger tout simplement les moments M_2 et M_3 vis à vis de M_4 .

Au total, les supports vont donc coûter : $T_2 = 175 \cdot 1212 + 22 \cdot 7222 + 22 \cdot 4644 = 473\,000$ €, 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 $R = 0,126 \, \Omega/\text{km}$ et $X = 0,32 \, \Omega/\text{km}^8$.

Un calcul plus approfondi⁹ 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 $X = 0,335 \, \Omega/\text{km}$.

Effet couronne¹⁰ :

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 mètres et un H_{MIN} de 8,859 mètres. Dès lors, E_{MAX} vaut :

$$\frac{V}{r \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_{\text{MIN}} \cdot \text{EPH}}{r \cdot \sqrt{4 \cdot H_{\text{MIN}}^2 + \text{EPH}^2}} \right)} = \frac{\frac{36}{\sqrt{3}}}{0,5 \cdot 2,32 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 8,859 \cdot 1,457}{0,5 \cdot 2,32 \cdot 10^{-2} \sqrt{4 \cdot 8,859^2 + 1,457^2}} \right)} = 3,7 \, \text{kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$$

Cette valeur est bien inférieure à $18 \, \text{kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$. Nous pouvons ainsi 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 :

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

ce qui revient à ~55 k€ par km de liaison.

⁸ $X = \omega \cdot L$ où $L = \mu_0 / (2 \cdot \pi) \cdot \ln(\text{EPH}/\text{RMG})$, avec EPH espacement entre phases et RMG rayon géométrique moyen.

⁹ Voir problème n°1 de ce présent fascicule.

¹⁰ Extrait de : "Réseaux de Distribution de l'Energie Electrique - Considérations Technico-Economiques", Louis MAESEN, ULg, 1990. Réf. Bibliothèque Montéfiore : T2-90-050.

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.

6.4. Exercices proposés

6.4.1. Enoncé n°1

Dimensionner (choix de la section, gabarit du pylône) et évaluer le coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne à 70kV en conducteur AMS (alliage Al, Mg, Si ; $\rho_{AMS,20^{\circ}C} = 3,57.10^{-8} \Omega.m$; $\alpha = 4.10^{-3} ^{\circ}C^{-1}$) de 50 km devant transiter une puissance de 10MW (facteur de puissance 0,9 inductif).

Données du réseau :

Nous savons que la puissance de court-circuit à considérer ne dépassera jamais 1 GVA pendant 0,3 secondes.

Contraintes électriques :

Nous autoriserons une chute de tension maximale de 10%.

Nous pouvons tabler sur une utilisation de 8000 heures par an à mi-charge.

Données économiques :

Les paramètres concernant le facteur d'actualisation sont les suivants : taux d'intérêt, i : 6% ; augmentation annuelle de la puissance, a : 3,5% ; pourcentage d'accroissement du prix du kWh, b : 2% ; nombre d'années, T : 20 ans.

Le prix du kWh de perte pour l'année 1 vaut 0,062 €/kWh.

Le coût du conducteur est de 4,96 €/kg (y compris le tirage)

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

Les pylônes coûtent $(-285,08 + 1,24 \cdot h^{2,3} + 0,04 \cdot F)$ en € avec h la hauteur totale du poteau (le sommet se situant au niveau du point d'accrochage des conducteurs sur les chaînes de suspension) et F l'effort en tête (N).

Les pinces soutenant les câbles pèsent 9 kg/pince.

Données géographiques :

La ligne pourra être tirée avec une portée moyenne de 180m, avec 80% de pylônes d'alignement, 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 force maximale normale ou exceptionnelle (été) ;

H2 : -15°C et vent de force réduite (hiver) ;

H3 : +70°C sans vent (canicule) ;

H4 : +15°C sans vent.

La zone est peu polluée.

Le vent à considérer sera de 35 m/s, ce qui correspond à une pression dynamique de base q_b de 800 N/m². Les supports seront en béton précontraint (coefficient de traînée 2,1 ; largeur d'un pylône : 50 cm ; $q = 0,8 \cdot q_b$). Les câbles sont torsadés (coefficient de traînée 1,45). Nous considérerons une pression de ' q_b ' sur les câbles par vent de force maximale exceptionnelle et de « $0,25 \cdot q_b$ » pour le vent de force réduite (force linéique = $C_x \cdot q \cdot \phi$ [N/m], où ' C_x ' est le coefficient de traînée, ' q ' la pression considérée et ' ϕ ' le diamètre du câble).

Nous demandons :

Le choix de la section : nominal, c-c (température de service environ 70°C, température maximale environ 250°C), chute de tension, économique ; les tractions et flèches dans les quatre hypothèses, l'espacement entre phases, le gabarit du pylône, une estimation de l'inductance longitudinale de la ligne ainsi qu'une estimation de l'effet couronne.

Equation de changement d'état :

$$\frac{p^2 \cdot S^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot A} - \alpha \cdot \vartheta = c^{ste}$$

où p est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble ; S la portée [m] ; T la traction [N] dans l'état considéré ; E le module d'élasticité [N/m²] ; A la section du câble [m²] ; α le coefficient de dilatation thermique linéaire [°C⁻¹] et ϑ la température de l'état considéré. Nous déduisons de cette formule la portée critique pour laquelle la traction sera identique et valant la valeur maximale pour les deux hypothèses de calcul (vent max., haute température et vent réduit par basse température).

Nous considérons ' $X=0.4 \Omega/\text{km}$ ' comme valeur de départ. Il n'est pas prévu de compensation réactive.

6.4.2. Enoncé n°2

Dimensionner (choix de la section, gabarit du pylône) et évaluer le coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne à 150kV en conducteur AMS (alliage Al, Mg, Si ; $\rho_{AMS,20^{\circ}C} = 3,57.10^{-8} \Omega.m$; $\alpha = 4.10^{-3} ^{\circ}C^{-1}$) de 40 km devant transiter une puissance de 60MW (facteur de puissance 0,85 inductif).

Données du réseau :

Nous savons que la puissance de court-circuit à considérer ne dépassera jamais 8 GVA pendant 0,3 secondes.

Contraintes électriques :

Nous admettons une chute de tension maximale de 8 %.

Nous pouvons tabler sur une utilisation de 8000 heures par an à mi-charge.

Données économiques :

Les paramètres concernant le facteur d'actualisation sont les suivants : taux d'intérêt, i : 9 % ; augmentation annuelle de la puissance, a : 3,5 % ; pourcentage d'accroissement du prix du kWh, b : 2 % ; nombre d'années, T : 25 ans.

Le prix du kWh de perte pour l'année 1 vaut 0,062 €/kWh.

Le coût du conducteur est de 4,96 €/kg (y compris le tirage).

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

Les pylônes coûtent $(-285,08 + 1,24 \cdot h^{2,3} + 0,04 \cdot F)$ en € avec h la hauteur totale du poteau (le sommet se situant au niveau du point d'accrochage des conducteurs sur les chaînes de suspension) et F l'effort en tête (N).

Les pinces soutenant les câbles pèsent 9 kg/pince.

Données géographiques :

La ligne pourra être tirée avec une portée moyenne de 200m, avec 70% de pylônes d'alignement, 15% de pylônes d'angle (30°) et 15% de pylônes d'arrêt.

Données météorologiques :

Les hypothèses à considérer seront les suivantes :

H1 : +15°C et vent de force maximale normale ou exceptionnelle (été) ;

H2 : -15°C et vent de force réduite (hivers) ;

H3 : +70°C sans vent (canicule) ;

H4 : +15°C sans vent.

La zone est peu polluée.

Le vent à considérer sera de 35 m/s, ce qui correspond à une pression dynamique de base q_b de 800 N/m². Les supports seront en béton précontraint (coefficient de traînée 2,1 ; largeur d'un pylône : 50 cm ; $q = 0,8 \cdot q_b$). Les câbles sont torsadés (coefficient de traînée 1,45). Nous considérerons une pression de q_b sur les câbles par vent de force maximale exceptionnelle et

de $0,25 q_b$ pour le vent de force réduite (force linéique = $C_x \cdot q \cdot \phi$ [N/m] où C_x est le coefficient de traînée, q la pression considérée et ϕ le diamètre du câble).

Nous demandons :

1. Le choix de la section : nominal, c-c (température de service environ 70°C, température maximale environ 250°C), chute de tension, économique ; les tractions et flèches dans les quatre hypothèses, l'espacement entre phases, le gabarit du pylône, une estimation de l'inductance longitudinale de la ligne ainsi qu'une estimation de l'effet couronne.

Equation de changement d'état :

$$\frac{p^2 \cdot S^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot A} - \alpha \cdot \vartheta = c^{ste}$$

où p est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble ; S la portée [m] ; T la traction [N] dans l'état considéré ; E le module d'élasticité [N/m²] ; A la section du câble [m²] ; α le coefficient de dilatation thermique linéaire [°C⁻¹] et ϑ la température de l'état considéré. Nous déduirons de cette formule la portée critique pour laquelle la traction sera identique et valant la valeur maximale pour les deux hypothèses de calcul (vent max., haute température et vent réduit par basse température).

Nous considérons 'X=0.4 Ω/km' comme valeur de départ. Il n'est pas prévu de compensation réactive.

2. Échauffement des conducteurs en régime permanent (cfr. § 6.4.3).
Rechercher la puissance active admissible lorsque la température ambiante est de 20°C, la température d'équilibre du câble étant de 70°C (effectuer les calculs pour un vent de 0,6 m/s).
3. Échauffement des conducteurs en régime de surcharge temporaire (cfr. § 6.4.3).
Nous avons une charge initiale de 14 MW ($\cos\phi = 0,85$), une température initiale de 40°C. A l'instant initial ($t = 0s$), nous avons une surcharge de 30 MW.

Représenter l'évolution de la température au cours du temps. En combien de temps la température admissible de 75°C est-elle atteinte ?

Quelle serait l'influence d'une diminution de la vitesse du vent ?

Données supplémentaires :

- $A = 0,5$;
- $W_s = 1000 \text{ W/m}^2$;
- $E = 0,6$;
- $\rho = 2700 \text{ kg/m}^3$;
- $C = 900 \text{ J/kg.}^\circ\text{C}$.

6.4.3. Compléments de théorie ...

Résistance en courant continu en fonction de la température :

La résistance linéique en courant continu en fonction de la température est donnée par la formule :

$$R_{DC}(\theta) = R_{DC}(20^{\circ}\text{C}) \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \quad [\Omega/\text{km}],$$

où 'α' est le coefficient d'accroissement de la résistivité de l'aluminium en fonction de la température ($\alpha = 4.10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$), 'R_{DC}' (20°C) la résistance en courant continu, donnée par le constructeur, et 'θ' la température en °C.

Résistance en courant alternatif en fonction de la température :

En courant alternatif, la résistance linéique est fonction de la température et de la fréquence (effet pelliculaire). Elle est proportionnelle¹¹ à la résistance en courant continu :

$$R_{AC} = K \cdot R_{DC}$$

où le coefficient de proportionnalité 'K' est donné par le tableau suivant, en fonction du facteur

$$x = 5,013246 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{f \cdot \mu}{R_{DC}}}$$

avec 'f' la fréquence à laquelle nous voulons calculer, 'R_{AC}', 'μ' la perméabilité magnétique relative du matériau (en pratique égale à l'unité sauf pour les matériaux ferromagnétiques) et 'R_{DC}' la résistance en courant continu à la température à laquelle nous voulons calculer 'R_{AC}'.

<i>x</i>	<i>K</i>	<i>K'</i>	<i>x</i>	<i>K</i>	<i>K'</i>	<i>x</i>	<i>K</i>	<i>K'</i>	<i>x</i>	<i>K</i>	<i>K'</i>
0.0	1.00000	1.00000	2.9	1.28644	0.86012	6.6	2.60313	0.42389	17.0	6.26817	0.16614
0.1	1.00000	1.00000	3.0	1.31809	0.84517	6.8	2.67312	0.41171	18.0	6.62129	0.15694
0.2	1.00001	1.00000	3.1	1.35102	0.82975	7.0	2.74319	0.40021	19.0	6.97446	0.14870
0.3	1.00004	0.99998	3.2	1.38504	0.81397	7.2	2.81334	0.38933	20.0	7.32767	0.14128
0.4	1.00013	0.99993	3.3	1.41999	0.79794	7.4	2.88355	0.37902	21.0	7.68091	0.13456
0.5	1.00032	0.99984	3.4	1.45570	0.78175	7.6	2.95380	0.36923	22.0	8.03418	0.12846
0.6	1.00067	0.99966	3.5	1.49202	0.76550	7.8	3.02411	0.35992	23.0	8.38748	0.12288
0.7	1.00124	0.99937	3.6	1.52879	0.74929	8.0	3.09445	0.35107	24.0	8.74079	0.11777
0.8	1.00212	0.99894	3.7	1.56587	0.73320	8.2	3.16480	0.34263	25.0	9.09412	0.11307
0.9	1.00340	0.99830	3.8	1.60314	0.71729	8.4	3.23518	0.33460	26.0	9.44748	0.10872
1.0	1.00519	0.99741	3.9	1.64051	0.70165	8.6	3.30557	0.32692	28.0	10.15422	0.10096
1.1	1.00758	0.99621	4.0	1.67787	0.68632	8.8	3.37597	0.31958	30.0	10.86101	0.09424
1.2	1.01071	0.99465	4.1	1.71516	0.67135	9.0	3.44638	0.31257	32.0	11.56785	0.08835
1.3	1.01470	0.99266	4.2	1.75233	0.65677	9.2	3.51680	0.30585	34.0	12.27471	0.08316
1.4	1.01969	0.99017	4.3	1.78933	0.64262	9.4	3.58723	0.29941	36.0	12.98160	0.07854
1.5	1.02582	0.98711	4.4	1.82614	0.62890	9.6	3.65766	0.29324	38.0	13.68852	0.07441
1.6	1.03323	0.98342	4.5	1.86275	0.61563	9.8	3.72812	0.28731	40.0	14.39545	0.07069
1.7	1.04205	0.97904	4.6	1.89914	0.60281	10.0	3.79857	0.28162	42.0	15.10240	0.06733
1.8	1.05240	0.97390	4.7	1.93533	0.59044	10.5	3.97477	0.26832	44.0	15.80936	0.06427
1.9	1.06440	0.96795	4.8	1.97131	0.57852	11.0	4.15100	0.25622	46.0	16.51634	0.06148
2.0	1.07816	0.96113	4.9	2.00710	0.56703	11.5	4.32727	0.24516	48.0	17.22333	0.05892
2.1	1.09375	0.95343	5.0	2.04272	0.55597	12.0	4.50358	0.23501	50.0	17.93032	0.05656
2.2	1.11126	0.94482	5.2	2.11353	0.53506	12.5	4.67993	0.22567	60.0	21.46541	0.04713
2.3	1.13069	0.93527	5.4	2.18389	0.51566	13.0	4.85631	0.21703	70.0	25.00063	0.04040
2.4	1.15207	0.92482	5.6	2.25393	0.49764	13.5	5.03272	0.20903	80.0	28.53593	0.03535
2.5	1.17538	0.91347	5.8	2.32380	0.48086	14.0	5.20915	0.20160	90.0	32.07127	0.03142
2.6	1.20056	0.90126	6.0	2.39359	0.46521	14.5	5.38560	0.19468	100.0	35.60666	0.02828
2.7	1.22753	0.88825	6.2	2.46338	0.45056	15.0	5.56208	0.18822	∞	∞	0
2.8	1.25620	0.87451	6.4	2.53321	0.43682	16.0	5.91509	0.17649			

Tableau 6.16 : Facteur de prop. entre R_{DC} et R_{AC}, en fct de la fréquence (z)

¹¹ 'Standard Handbook for Electrical Engineers', D. G. Fink & H. W. Beaty, 12th Edition, McGraw-Hill, 1987

a) *Echauffement des conducteurs en régime permanent*

A chaque température d'équilibre du conducteur correspond une charge bien définie. L'équation donnant l'intensité du courant en fonction de différents paramètres est la suivante

pour un conducteur torsadé :
$$i(\theta_2) = \sqrt{\frac{W_C + W_R - W_I}{R}},$$

où R est la résistance en courant alternatif à la température d'équilibre θ_2 et W_C , W_R , W_I sont donnés par les formules :

$$\begin{aligned} W_C &= 8,55 \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot (v \cdot d)^{0,448} && \text{[échange par convection] ;} \\ W_R &= \pi \cdot E \cdot S \cdot d \cdot (\theta_2^4 - \theta_1^4) && \text{[échange par rayonnement] ;} \\ W_I &= A \cdot d \cdot W_s && \text{[apport de l'ensoleillement],} \end{aligned}$$

avec i : intensité du courant traversant le conducteur [A] ;
 θ_1 : température ambiante [K] ;
R : résistance linéique en courant alternatif du conducteur à la température θ_2 [Ω/m] ;
 θ_2 : température finale du conducteur [K] ;
v : vitesse du vent [m/s] ;
d : diamètre du conducteur [m] ;
S : constante de Stefan ($5,7 \cdot 10^{-8}$ W/m²) ;
A : coefficient d'absorption solaire ;
 W_s : intensité des radiations solaires [W/m²] ;
E : pouvoir émissif du conducteur par rapport à un corps noir.

b) *Echauffement des conducteurs en régime de surcharge temporaire*

L'équation permettant d'étudier les surcharges temporaires s'écrit :

$$\rho \cdot C \cdot Sec \cdot \frac{d\theta}{dt} + W_C + W_R - W_I = R \cdot i^2$$

où différents termes ont déjà été définis en a), et où ' ρ ' est la masse volumique du conducteur, en kg/m³, 'C' la chaleur spécifique, en J/kg.°C, et 'Sec' la section du conducteur, en m².

6.5. Annexe : tables techniques

6.5.1. Tableau de caractéristiques des conducteurs câblés (alliage d'aluminium, AMS, en fonction de la section)

Section nominale mm ²	Section Théorique mm ²	Nombre de fils	Diamètre nominal mm	Diamètre extérieur du conducteur mm	Masse par km de conducteur ¹² kg/km	Masse de graisse par km de conducteur ¹³ kg/km	Résistance électrique par km de conducteur ¹⁴ Ω/km à 20°C	Charge de rupture nominale du conducteur daN	Module d'élasticité du conducteur ¹⁵ N/mm ²	Coefficient de dilatation linéique du conducteur ¹⁶ 10 ⁻⁶ K ⁻¹	Intensité de courant admissible A
35	34,36	7	2,5	7,50	94	5	0,967	1105	59000	23 10 ⁻⁶	180
55	54,55	7	3,15	9,45	149	8	0,609	1755	59000	23 10 ⁻⁶	240
95	93,27	19	2,5	12,5	257	5	0,358	3005	56000	23 10 ⁻⁶	340
117	116,99	19	2,8	14	322	7	0,286	3765	56000	23 10 ⁻⁶	385
148	148,07	19	3,15	15,75	407	8	0,226	4765	56000	23 10 ⁻⁶	450
153	152,81	19	3,2	16	421	9	0,218	4920	56000	23 10 ⁻⁶	460
182	181,62	37	2,5	17,50	501	14	0,184	5845	56000	23 10 ⁻⁶	510
198	197,96	37	2,61	18,3	546	15	0,169	6375	56000	23 10 ⁻⁶	535
210	210,28	37	2,69	18,85	579	16	0,159	6770	56000	23 10 ⁻⁶	560
228	227,83	37	2,8	19,6	627	17	0,147	7335	56000	23 10 ⁻⁶	585
248	247,77	37	2,92	20,45	682	19	0,135	7980	56000	23 10 ⁻⁶	620
265	265,04	37	3,02	21,15	731	20	0,127	8985	56000	23 10 ⁻⁶	645
288	288,35	37	3,15	22,05	795	22	0,116	9285	56000	23 10 ⁻⁶	680
298	297,57	37	3,2	22,4	819	22	0,112	9585	56000	23 10 ⁻⁶	695
313	312,64	37	3,28	22,95	859	24	0,107	10070	56000	23 10 ⁻⁶	715
318	318,38	37	3,31	23,2	878	24	0,105	10250	56000	23 10 ⁻⁶	720
366	366,23	37	3,55	24,85	1009	28	0,0913	11795	56000	23 10 ⁻⁶	790
446	445,68	61	3,05	27,45	1230	37	0,0752	14355	54000	23 10 ⁻⁶	895
475	475,38	61	3,15	28,35	1312	40	0,0705	15310	54000	23 10 ⁻⁶	925
570	570,24	61	3,45	31,05	1573	48	0,0588	18365	54000	23 10 ⁻⁶	1035
621	620,90	61	3,6	32,4	1713	52	0,0540	19995	54000	23 10 ⁻⁶	1095
709	709,17	91	3,15	34,65	1964	63	0,0474	22840	54000	23 10 ⁻⁶	1185
851	850,69	91	3,45	37,95	2356	76	0,0395	27390	54000	23 10 ⁻⁶	1330
926	926,27	91	3,6	39,6	2562	83	0,0636	29830	54000	23 10 ⁻⁶	1410

Tableau 6.17

¹² Basé sur une masse volumique de 2,70 kg/dm³.

¹³ Toutes les couches graissées sauf la couche extérieure.

¹⁴ Résistance linéique.

¹⁵ Ces valeurs sont données à titre d'information et ne doivent pas être considérées comme des exigences d'essais.

¹⁶ Ces valeurs sont données à titre d'information et ne doivent pas être considérées comme des exigences d'essais.

6.5.2. Caractéristique de quelques lignes du réseau belge

(v=50 Hz)

câble	U [kV]	S [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Y/2 [10 ⁻⁶ S/km]	S _{max} [MVA]	X/R	c [10 ⁶ m/s]	I _{max} [A]	δ [A/mm ²]
	70	93	0,359	0,410	1,48	31	1,1	285,2	255,7	2,749
	70	228	0,146	0,410	1,48	53	2,8	285,2	437,1	1,917
	150	298	0,125	0,424	1,47	180	3,4	281,4	692,8	2,325
	150	475	0,074	0,385	1,38	245	5,2	304,8	943,0	1,985
	150	926	0,042	0,390	1,42	370	9,3	298,5	1424,1	1,538
	150	400	0,060	0,122	52,31	185	2,0	87,9	712,1	1,780
	220	396	0,082	0,300	1,63	240	3,7	317,7	629,8	1,590
	220	405	0,084	0,379	1,43	320	4,5	301,7	839,8	2,074
	380	1240	0,030	0,300	1,72	1420	10,2	306,2	2157,5	1,740

Tableau 6.18 : influence du diélectrique : $\epsilon_{\text{diélectrique}} = 3 \cdot \epsilon_{\text{air}}$