

## LIGNES DE TRANSPORT D'ENERGIE

### 1 Description générale et constitution

Les lignes de transport se présentent sur le territoire comme une série des structures rigides avec la seule fonction de support des conducteurs, câbles flexibles, dans lesquels transite le flux d'énergie.

L'énergie électrique transmise dépend de la tension et du courant, la puissance transmise augmente au fur et à mesure de l'augmentation de ces deux caractéristiques. Il faut dimensionner les distances par rapport à la terre, aux œuvres traversées et entre les phases en fonction de la tension. L'ancrage des conducteurs aux supports (isolateurs) doit aussi être dimensionné en fonction de la tension de la ligne.

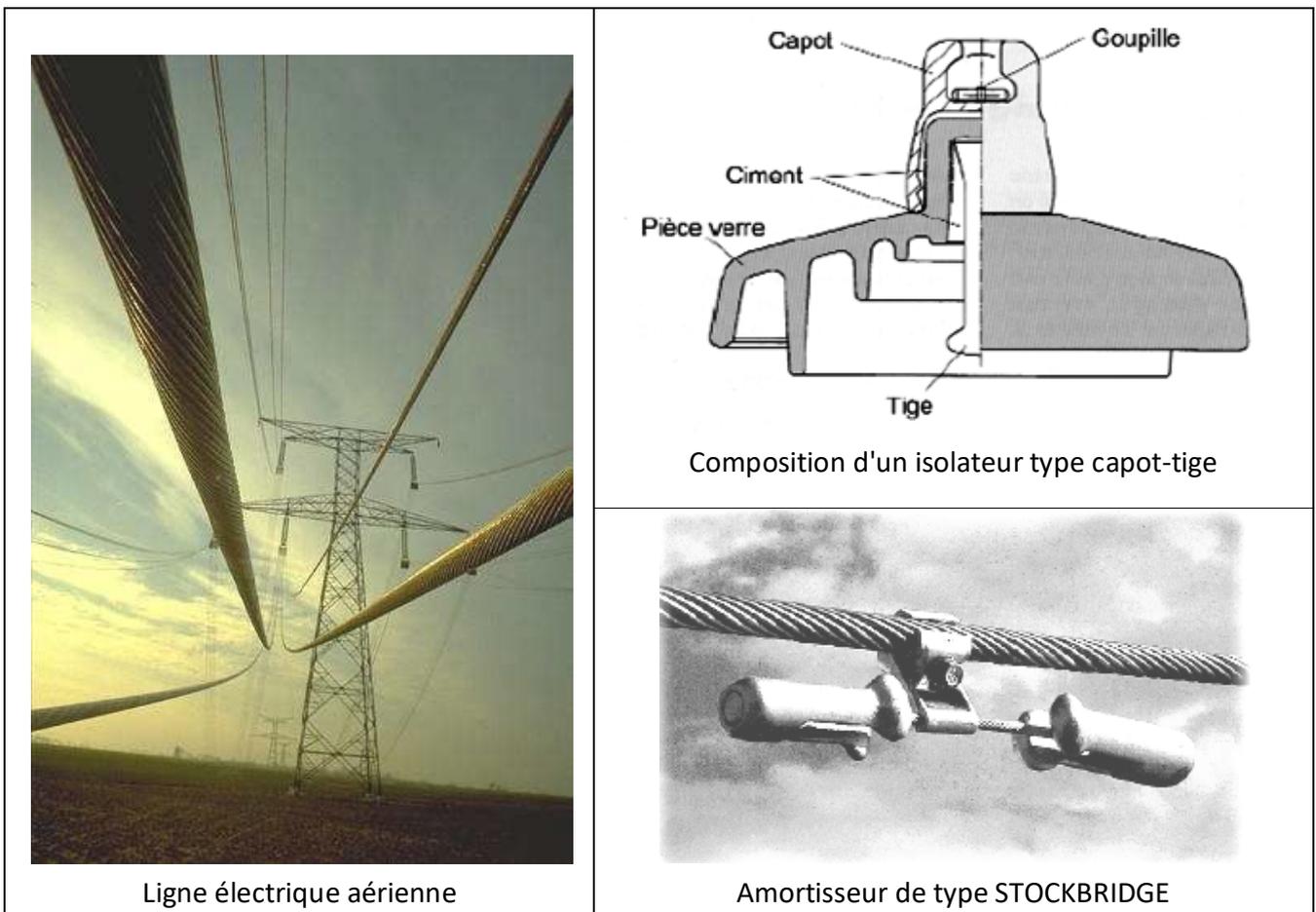
**Les supports** pour lignes à haute tension peuvent être réalisés en charpentes métalliques ou en tôle pliée. On n'utilise plus, depuis longtemps, le béton armé et le bois pour ce type de ligne. Les supports autoporteurs sont réalisés avec 4 montants principaux, raccordés par des pylônes secondaires de stabilisation, culminant avec des consoles placées dans la partie haute du support, transversalement par rapport à la direction de la ligne et sur lesquelles sont fixés le matériel d'équipement et les isolateurs de jonction des conducteurs au support. Le support est raccordé de manière stable au terrain par des fondations séparées pour chaque montant ; on a donc 4 fondations par support (pieds). Chaque support est pourvu d'une mise à la terre.

**Les conducteurs**, en aluminium acier ou en alliage d'aluminium ou spéciaux, sont réalisés avec des conducteurs uniques ou plusieurs conducteurs pour chaque phase. Le choix des conducteurs est très important dans le projet des lignes électriques aériennes: les conducteurs peuvent en effet avoir une influence de 30-40% sur les coûts totaux de la ligne. Le type et la dimension du conducteur influencent les charges de vent, gel et tirage que les supports doivent supporter; en outre les flèches qui peuvent se former à cause du givre ou de la température élevée influencent les hauteurs des supports.

Les conducteurs sont fixés aux supports par **des chaînes d'isolateurs** en verre, porcelaine ou en matière composite et du matériel d'équipement en acier. Les isolateurs permettent d'attacher les conducteurs à la structure métallique de support qui n'est pas sous tension, sans que se produise de contournement électrique. Leur nombre dépend de la tension de la ligne, des conditions de pollution de l'air dans les zones traversées et de l'altitude du tracé des lignes.

En outre, des dispositifs spéciaux sont adoptés pour maintenir la position des conducteurs dans l'espace et contenir les effets **des vibrations éoliennes** sur les conducteurs. Les lignes aériennes sont toujours exposées aux vents qui peuvent induire, dans les conducteurs, des déplacements aux conséquences destructives. Les vibrations éoliennes, de part leurs répétitivités et leurs fréquences, aboutissent à une accumulation rapide de contraintes dynamiques endommageant les conducteurs et parfois les accessoires de ligne. Pour protéger ces lignes, la solution consiste à adjoindre un système d'amortissement externe. Une partie de l'énergie vibratoire de la portée est dissipée dans ce système et les points sensibles sont alors protégés. **L'amortisseur de vibration de type STOCKBRIDGE** est le plus commercialisé. Il est constitué d'une pince de fixation sur le conducteur, un câble "Messenger" et des contrepoids.

La ligne est protégée contre les **décharges atmosphériques** par un ou plusieurs **conducteurs de garde**, placés au-dessus des conducteurs d'énergie, au point le plus haut du support, avec la fonction aussi de raccorder le réseau de la terre des supports et des postes.



## 2 Calcul des lignes de transport

Le dimensionnement d'une ligne aérienne 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.

### 2.1 Calcul mécanique des lignes

Très souvent, le niveau de tension est imposé et les longueurs de portée également (emplacement des pylônes imposé par la disponibilité du terrain).

#### A. Les conducteurs

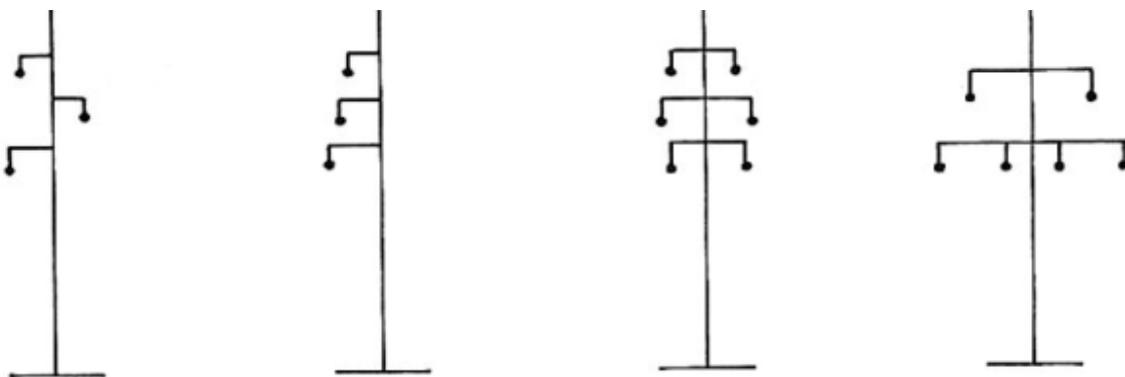
Au niveau mécanique, le calcul de la résistance des conducteurs est soumis aux réglementations internationales. Les conditions climatiques doivent être connues (givre, températures, intensité du vent,...).

#### B. Les Supports

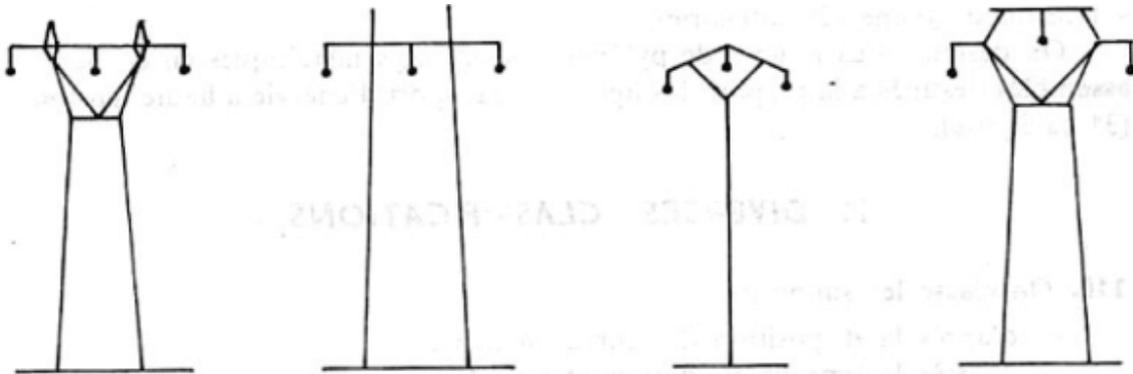
Nous devons d'abord déterminer le poids équivalent et l'angle d'inclinaison des chaînes de suspension des câbles (on doit tenir compte des conditions relatives aux saisons été et hiver). Nous déterminerons ensuite la portée critique que nous comparerons avec la portée moyenne. Nous déterminerons alors 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 ci-dessous. Ils se différencient principalement par la position verticale des conducteurs de puissance.

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.



types de supports à phases étagées



Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute

## 2.2 Choix de la section des conducteurs

Afin de choisir la section du conducteur, 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.

Ce qui suit 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 la puissance de départ  $P_{départ}$  et un accroissement  $a$  donnés, nous déterminons tout d'abord la puissance circulant dans le câble après les  $T$  années d'utilisation par la relation:

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

Nous en déduisons le courant circulant alors dans chaque phase de la ligne :

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

### B. Critère du courant de court-circuit

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

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

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<br>U [kV] | Puissance de court-circuit<br>$S_{cc}$ [MVA] | Courant de court-circuit<br>$I_{cc}$ [kA] |
|-------------------------------|--|---|
| 150                           | 8000   | 30.8                                      |
| 70                            | 2500   | 20.6                                      |
| 15                            | 350  | 13.5                                      |
| 6                             | 120  | 11.6                                      |

**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 :

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

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

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

où 
$$\Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1|$$

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

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

$$T_1(S) = A + B \cdot S + \frac{C}{S}$$

où  $A$  est relatif aux frais fixes (installation, pièces et accessoires, etc.),  $B \cdot S$  représente la partie du coût du câble qui est proportionnelle à la section  $S$  et  $C/S$  reflète les coût d'actualisation et des pertes. 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.

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 :

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

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.

### 2.3 isolation

#### A. isolateurs

Cela concerne la détermination de la longueur de la chaîne de suspension. Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous pouvons utiliser des valeurs approximatives comme sur le tableau ci-dessous. Mais, nous pouvons calculer la longueur de la ligne de fuite des isolateurs par des formules empiriques ou semi-empiriques.

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

#### Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension

#### B. Distance phase/phase et phase/terre

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

$$E_{pp} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{max} + SL} \quad [m]$$

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 minimale entre phases et terre vaut:

$$E_{pN} = \frac{U_N}{150} \quad [m]$$

Pour des pylônes d'angle quelconque  $\beta$ , la distance horizontale minimale entre phases, imposée par la formule:

$$E_{Hmin} \geq E_V \cdot \frac{0.8}{\cos\left(\frac{\beta}{2}\right)} \quad [m]$$

### 3 Paramètres des lignes électriques aériennes

Une ligne de transport électrique aérienne a 4 paramètres électriques qui affectent sa capacité de remplir sa fonction en tant que partie du système de puissance : Résistance, Inductance, Capacitance et Conductance. Un câble de même longueur et de mêmes dimensions qu'une ligne aérienne coûte 10 fois plus cher, pour en transporter la même quantité d'énergie électrique.

#### 3.1 Résistance

C'est l'élément essentiel qui détermine la valeur des pertes de transport. La résistance totale de la ligne caractérise et simule les pertes Joule  $P_J$  dans chaque conducteur des phases.

$$R = \frac{P_J}{I^2}$$

$P_J$ : Pertes par effet Joule ou puissance perdue (W)

$I$  : valeur efficace du courant traversant le conducteur (A)

Dans le cas du courant continu :

$$R_{DC} = \rho \frac{l}{S}$$

avec  $\rho$  :résistivité du conducteur

$l$  : longueur du conducteur

$S$ : section du conducteur

La résistance effective dépend de plusieurs facteurs essentiels décrits ci-dessous.

#### Effet pelliculaire ou influence de la fréquence:

A 50Hz, l'influence est généralement de l'ordre de 1 à 2% sur la valeur de la résistance:

$$R_{AC} \approx 1.015R_{DC}$$

#### Effet de la température

Dans les conditions climatiques normales, la résistance varie en fonction de la température de façon linéaire suivant l'équation:

$$R_t = R_0(1 + \alpha t)$$

avec  $R_t$  : résistance à la température  $t$

$R_0$  : résistance à la température 0°C

$\alpha$  : coefficient de température à 0°C dépendant du matériau

#### Facteur de "longueur" ou effet des brins

La longueur réelle pour chaque brin de conducteur dépasse la longueur du conducteur tressé. L'augmentation varie entre 2 et 4%.

### Résistance de faisceau

La résistance d'un faisceau de conducteurs est la résistance équivalente des résistances des conducteurs élémentaires reliées en parallèle.

### 3.2 Conductance de fuite

C'est la résistance de dérivation qu'on qualifie souvent de conductance de fuite  $G$ . Elle représente toutes les influences associées aux différents chemins de fuite de la ligne vers la terre. Il est difficile de déterminer cette résistance dans le cas des lignes aériennes car elle dépend des conditions climatiques. Le chemin de fuite principal est celui établi le long de la surface des isolateurs (notamment pollués) ainsi que les courants dus à l'ionisation de l'air (effet couronne). Cependant, on néglige souvent la conductance de fuite pour les lignes aériennes dans la majorité des calculs ( $1/G \approx 10^8 \Omega/km$ ).

### 3.3 Inductance

C'est un paramètre série réparti uniformément le long de la ligne rapporté à l'unité de longueur. Il caractérise le stockage de l'énergie sous forme magnétique par l'interaction du courant et du champ magnétique. La forme générale de l'analyse pour déterminer l'inductance suit le schéma suivant:

$$i \rightarrow \vec{H} \rightarrow \vec{B} \rightarrow \phi \rightarrow \lambda$$

$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{l} = i \quad \vec{B} = \mu \vec{H} \quad \phi = \int_S \vec{B} \cdot d\vec{S} \quad \lambda = N\phi$$

$\lambda$  est le flux instantané embrassant ou couplé avec le circuit. Le flux embrasse le conducteur portant  $i$  (self induction) ou les autres conducteurs (mutuelle induction).

La f.e.m induite instantanée, en  $V$ , est:

$$e = \frac{d\lambda}{dt}$$

Dans le cas d'une perméabilité constante ( $\mu = cte$ ), le circuit magnétique est linéaire:

$$e = L \frac{di}{dt} \rightarrow L = \frac{d\lambda}{di} = \frac{\lambda}{i}$$

avec  $L$  en  $H$  (Henry) et  $\lambda$  en  $Wb.t$  (Weber tours).

$$\mu = \mu_r \mu_0 ; \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} H/m \text{ la perméabilité du milieu}$$

Pour le cuivre et l'aluminium comme pour l'air:  $\mu \approx \mu_0$

Pour les grandeurs sinusoïdales:

$$\bar{\lambda} = L \cdot \bar{I} \rightarrow \bar{E} = j\omega \bar{\lambda} = j\omega L \bar{I} = jX \bar{I}$$

On démontre que pour une ligne monophasée ou polyphasée, à conducteurs simples ou composés, en faisceaux ou non:

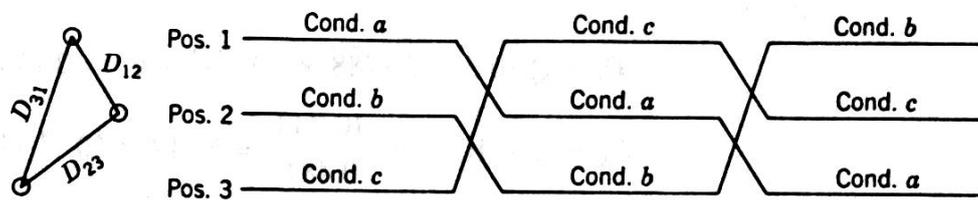
$$L = 2 \cdot 10^{-7} Ln \frac{GMD}{GMR_L} \quad (H/m)$$

*GMD*: distance moyenne géométrique entre phases (distance mutuelle)

*GMR<sub>L</sub>*: rayon géométrique moyen (distance selfique)

**Remarques**

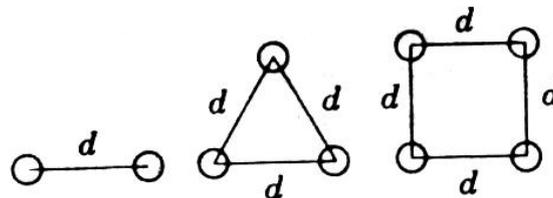
- En pratique, les pylônes des systèmes triphasés sont souvent de configuration non symétrique. On procède alors à une opération de transposition afin d'équilibrer les trois phases (Figure).



Ligne triphasée non symétrique transposée

La distance moyenne géométrique *GMD* est la distance équivalente  $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$ .

- En pratique, les conducteurs élémentaires d'un conducteur en faisceaux sont équidistants de distance *d*. Nous avons alors les cas suivants (Figure):



Configurations possibles pour les conducteurs en faisceaux

2 conducteurs:  $GMR_L = (GMR \cdot d)^{1/2} = \sqrt{GMR \cdot d}$

3 conducteurs:  $GMR_L = (GMR \cdot d \cdot d)^{1/3} = \sqrt[3]{GMR \cdot d^2}$

4 conducteurs:  $GMR_L = (GMR \cdot d \cdot d \cdot d\sqrt{2})^{1/4} = 1.09\sqrt[4]{GMR \cdot d^3}$

où  $GMR \equiv r'$  est fourni par le constructeur pour un conducteur élémentaire.

### Exemples

1. Ligne triphasée non symétrique transposée de phases  $abc$  tels que:

$$D_{ab} = D_{ac} = 0.5m \quad D_{bc} = 1m \quad GMR = 1.2cm$$

calculons l'inductance par phase :

$$GMD = D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} = \sqrt[3]{0,5 \cdot 0,5 \cdot 1} = 0,63m$$

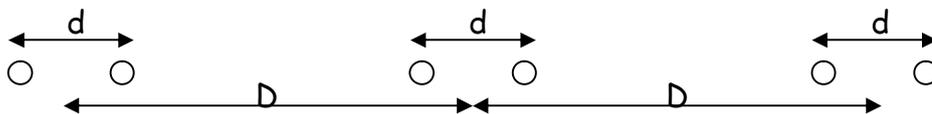
$$GMR_L = GMR = 1,2cm = 0,012m$$

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \text{Ln} \frac{GMD}{GMR_L} = 2 \cdot 10^{-7} \text{Ln} \frac{0,63}{0,012} = 7,92 \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$$

La réactance par phase sera:

$$X_L = \omega L = 2\pi 50 \cdot 7,92 \cdot 10^{-7} = 0,25 \cdot 10^{-3} \Omega/m = 0,25 \Omega/km$$

2. Ligne triphasée non symétrique à conducteurs en faisceaux



Ligne triphasée à conducteurs en faisceaux (2 conducteurs élémentaires)

$$D = 8m \quad d = 45cm \quad GMR = 1,42cm$$

$$GMD = D_{eq} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = \sqrt[3]{8 \cdot 8 \cdot 16} = 10,08m$$

$$GMR_L = \sqrt{GMR \cdot d} = \sqrt{1,42 \cdot 45} = 8cm$$

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \text{Ln} \frac{GMD}{GMR_L} = 2 \cdot 10^{-7} \text{Ln} \frac{1008}{8} = 9,67 \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$$

$$X_L = \omega L = 314 \cdot 9,67 \cdot 10^{-7} = 0,304 \Omega/km$$

### 3.4 Capacité

Si une tension est appliquée à la ligne, la capacité tire un courant de charge en avance sur la tension même si la ligne est sans charge (à vide). Par définition, la capacité est donnée par:

$$C = \frac{Q}{V}$$

On démontre que pour une ligne monophasée ou polyphasée, à conducteurs simples ou composés, en faisceaux ou non:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\text{Ln} \left( \frac{GMD}{GMR_C} \right)} \quad (F/m)$$

$GMD$ : distance moyenne géométrique entre phases (distance mutuelle)

$GMR_C$ : rayon géométrique moyen (utiliser  $r$  à la place de  $GMR$ )

### Remarque

Le  $GMR$  dans ce cas s'écrit de la même manière que pour le calcul de  $L$  mais en remplaçant  $GMR$  par  $r$ .  
 Pour les différentes configurations citées auparavant, on a:

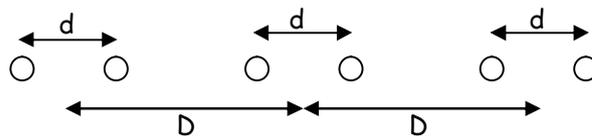
$$2 \text{ conducteurs: } GMR_C = (r \cdot d)^{1/2} = \sqrt{r \cdot d}$$

$$3 \text{ conducteurs: } GMR_C = (r \cdot d \cdot d)^{1/3} = \sqrt[3]{r \cdot d^2}$$

$$4 \text{ conducteurs: } GMR_C = (r \cdot d \cdot d \cdot d\sqrt{2})^{1/4} = 1.09\sqrt[4]{r \cdot d^3}$$

### Exemple

Trouver la capacité ligne-neutre, l'admittance shunt, le courant de charge par phase et la puissance réactive totale fournie par la ligne représentée par la figure ci-dessous. La ligne électrique de tension de service 220kV est longue de 100km et complètement transposée. Chaque conducteur a un rayon de 0,75cm. On donne  $D=5m$  et  $d=0,4m$ .



Ligne triphasée transposée

$$GMD = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = \sqrt[3]{5 \times 5 \times 10} = 6,2996m$$

$$GMR_C = \sqrt{r \cdot d} = \sqrt{0,0075 \times 0,4} = 0,05477m$$

Capacité phase-neutre:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{GMD}{GMR_C}\right)} = \frac{0,0242}{\ln\left(\frac{6,2996}{0,05477}\right)} = 11,718 \cdot 10^{-12} F/m = 0,01172\mu F/km$$

Admittance shunt totale:

$$Y = (\omega C) \cdot l = (314 \times 0,01172 \cdot 10^{-6}) \times 100 = 368 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}$$

Courant de charge par phase:

$$I_{chg} = Y \cdot V = Y \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} = 368 \cdot 10^{-6} \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 46,74 A$$

Puissance réactive totale fournie par la ligne:

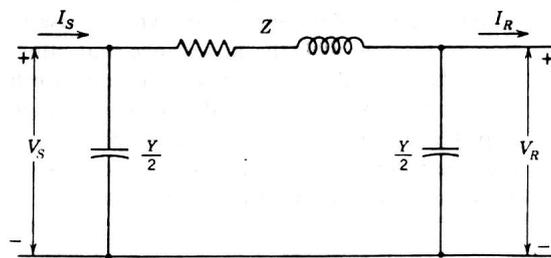
$$Q = \sqrt{3}UI_{chg} = \sqrt{3} \times 220 \cdot 10^3 \times 46,74 = 17,8 \cdot 10^6 VAr = 17,8 MVar$$

## 4 Fonctionnement des lignes de transport

### 4.1 Modèle de la ligne

En général, il est convenable de représenter une ligne par un quadripôle où la tension et le courant à l'entrée (extrémité source ou émission) sont liés à la tension et au courant à la sortie (côté charge ou réception) à travers des paramètres A, B, C et D définissant un modèle dit modèle ABCD de la ligne. Selon la longueur de la ligne, on distingue les trois modèles: ligne courte, ligne moyenne et ligne longue.

Pour les lignes de longueur moyenne, plusieurs représentations sont possibles, le plus utilisé est le modèle en  $\pi$ , où la moitié de la capacité shunt est localisée de part et d'autre des extrémités de la ligne (Figure).



Modèle en  $\pi$  de la ligne moyenne

Dans ce cas:

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

avec:  $\bar{Z} = R + j\omega L$  et  $\bar{Y} = j\omega C$

ou sous la forme générale:

$$\begin{aligned} \bar{V}_S &= A \cdot \bar{V}_R + B \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S &= C \cdot \bar{V}_R + D \cdot \bar{I}_R \end{aligned}$$

avec:

$$\begin{aligned} A &= D = \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2} + 1 \\ B &= \bar{Z} \\ C &= \bar{Y} \left( \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4} + 1 \right) \end{aligned}$$

Ce sont les constantes de transmission. Le modèle de la ligne est alors dit modèle ABCD.

## 4.2 Régulation de tension et chute de tension

La régulation de tension de la ligne peut être définie par la variation de tension à l'extrémité réception entre la valeur à vide et celle à pleine charge mesurée en pourcentage par rapport à la valeur à pleine charge.

$$RV(\%) = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

avec:  $V_{R0}$  la tension à vide et  $V_R$  la tension à pleine charge à l'extrémité réception.

A vide, on a:  $I_R = 0, V_R = V_{R0}$

alors:

$$\overline{V_S} = A \cdot \overline{V_{R0}} \rightarrow V_{R0} = \frac{V_S}{|A|}$$

d'où:

$$RV(\%) = \frac{V_S - |A|V_R}{|A|V_R} \times 100$$

Il est clair que la régulation de tension constitue une mesure de la chute de tension dans la ligne et qui dépend du facteur de puissance de la charge.

### Calcul de la chute de tension:

En considérant que la ligne a une impédance complexe  $\overline{Z} = R + jX$  et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité  $S$ , l'extrémité  $R$  absorbant une puissance  $S_R = P_R + jQ_R$

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure ci-dessous conduit à

$$\Delta V = V_S \cos \delta - V_R$$

$$\delta V = V_S \sin \delta$$

$\Delta V$  est dite **chute de tension longitudinale** et  $\delta V$  chute de tension **transversale**.

Dans la plus part des cas, on peut assimiler la chute de tension à la composante longitudinale  $\Delta V$ .

L'angle de transport  $\delta$  étant petit (réseau peu chargé), si  $\varphi$  désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice  $R$ , on peut écrire, en monophasé :

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

Que l'on peut mettre sous la forme :

$$\Delta V = \frac{RP_R + XQ_R}{V_R}$$

On montre de même que :

$$\sin \delta = \frac{XP_R - RQ_R}{V_S V_R}$$

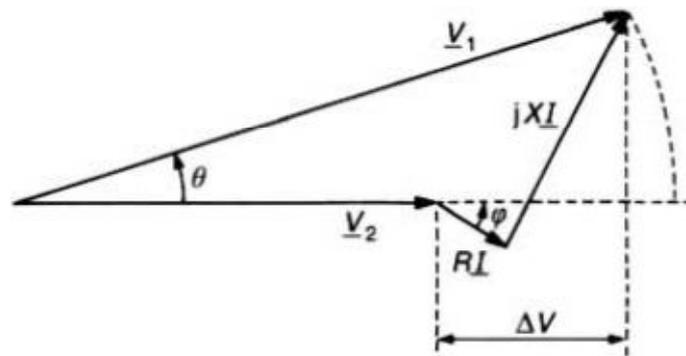


Diagramme des tensions

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :  $V_S \approx V_R \approx V$

soit, pour un réseau triphasé et en notant  $U$  la tension composée correspondant à  $V$ ,  $P$  et  $Q$  les transits triphasés :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP + XQ}{U^2}$$

$$\sin \delta = \frac{XP - RQ}{U^2}$$

On peut aussi noter que si, de plus,  $R$  est très petit par rapport à  $X$  (ce qui est le cas en haute tension), on peut encore simplifier les relations :

$$\Delta U = \frac{XQ}{U}$$

$$\sin \delta = \frac{XP}{U^2}$$

Dans ces conditions, les relations illustrent le fait que :

- la **chute de tension** dépend principalement de la **puissance réactive** consommée par l'extrémité réceptrice ;
- l'**angle de transport**  $\delta$  dépend principalement de la **puissance active** transmise.

D'une autre façon, on peut dire que la variation de  $\delta$  a un effet prépondérant sur le transit de  $P$  que sur celui de  $Q$  alors que la variation de l'amplitude de tension  $V$  a un effet plus grand sur le transit de  $Q$  que sur le transit de  $P$ .

Il est évident que le maillage du réseau, la compensation et la multiplicité des points d'injection facilitent le maintien du plan de tension.

### 4.3 Transit de puissance à travers une ligne de transport

Considérons la ligne de transmission définie par son modèle ABCD dont les paramètres s'écrivent:

$$A = |A|\angle\alpha \quad B = |B|\angle\beta \quad \bar{V}_S = V_S\angle\delta \quad \bar{V}_R = V_R\angle 0^\circ$$

d'où:

$$\bar{V}_S = A.\bar{V}_R + B.\bar{I}_R \quad \rightarrow \quad \bar{I}_R = \frac{\bar{V}_S - A.\bar{V}_R}{B}$$

donc:

$$\bar{I}_R = \frac{V_S}{|B|}\angle\delta - \beta - \frac{|A|.V_R}{|B|}\angle\alpha - \beta$$

La puissance complexe s'écrit:

$$\bar{S}_R = P_R + jQ_R = \bar{V}_R.\bar{I}_R^* = \frac{V_S V_R}{|B|}\angle\beta - \delta - \frac{|A|V_R^2}{|B|}\angle\beta - \alpha$$

soit:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{|B|}\cos(\beta - \delta) - \frac{|A|V_R^2}{|B|}\cos(\beta - \alpha) = V_R I_R \cos\varphi_R$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R}{|B|}\sin(\beta - \delta) - \frac{|A|V_R^2}{|B|}\sin(\beta - \alpha) = V_R I_R \sin\varphi_R$$

Il y a une puissance maximale qui peut être transportée par la ligne, obtenue pour  $\delta = \beta$  soit:

$$P_{max} = \frac{V_S V_R}{|B|} - \frac{|A|V_R^2}{|B|}\cos(\beta - \alpha)$$

On définit le rendement de la ligne par:

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

#### Remarque:

Le développement qui a été fait et les puissances considérées ont été exprimés par phase. Pour les trois phases, il convient de multiplier par le facteur 3 ou remplacer les tensions par leurs valeurs ligne-ligne ou composées.

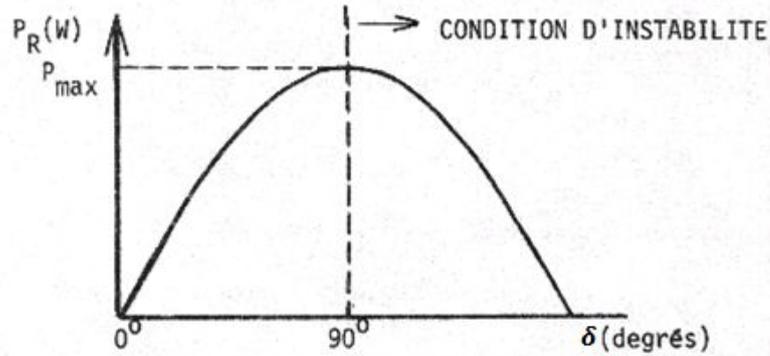
#### Cas de la ligne courte sans pertes

Ce cas malgré sa simplicité permet de dégager les principales caractéristiques du transit de puissance sur les lignes et dont les résultats peuvent être généralisés sans perte de signification à une ligne de transport quelconque.

$$\bar{Z} = jX \quad \rightarrow \quad A = 1 \quad B = \bar{Z} = X\angle 90^\circ \quad C = 0 \quad D = 1$$

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X} \cos(90^\circ - \delta) = \frac{V_S V_R}{X} \sin \delta$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R}{X} \sin(90^\circ - \delta) - \frac{V_R^2}{X} \sin(90^\circ) = \frac{V_S V_R}{X} \cos \delta - \frac{V_R^2}{X}$$



Courbe de la puissance active en fonction de l'angle de déphasage

La puissance maximale transmissible est obtenue pour  $\delta = 90^\circ$ :

$$P_{max} = \frac{V_S V_R}{X}$$

Pour  $\delta > 90^\circ$ , le système est instable et la ligne ne peut transporter plus de puissance. En pratique, on utilise une limite de stabilité statique nettement inférieure pour la zone stable:  $|\delta| < \delta_{max} \approx 45^\circ$ .

si  $\delta > 0$  : La puissance active circule de l'extrémité S vers l'extrémité R

si  $\delta < 0$  : La puissance active circule de l'extrémité R vers l'extrémité S

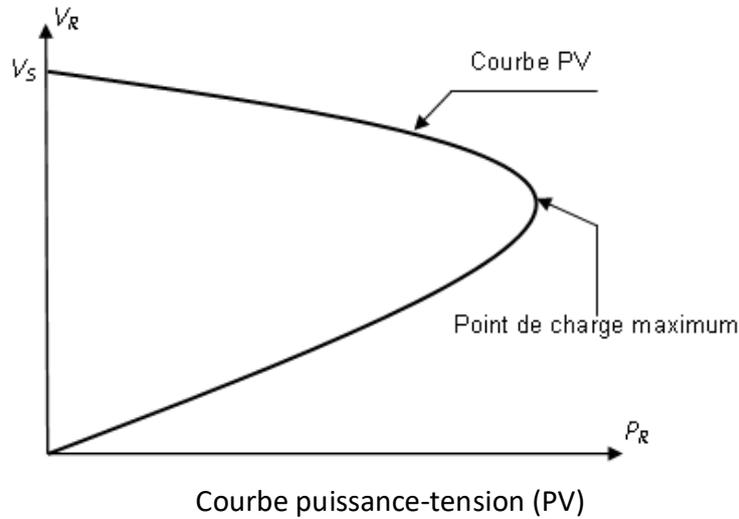
### Stabilité de tension

D'un autre côté, en utilisant l'identité  $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$ , on peut éliminer  $\delta$  :

$$\left(\frac{X P_R}{V_S V_R}\right)^2 + \left(\frac{X}{V_S V_R}\right)^2 \left(Q_R + \frac{V_R^2}{X}\right)^2 = 1$$

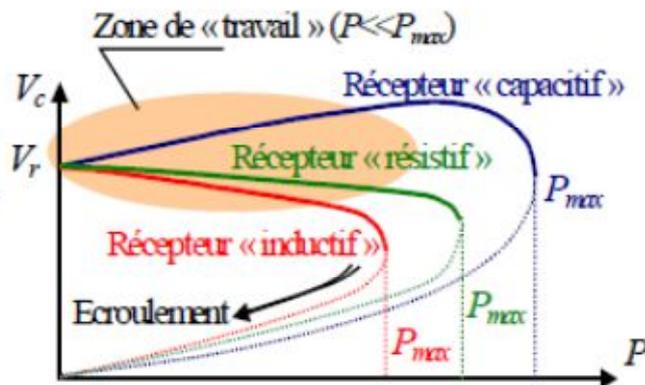
équation quadratique en  $V_R^2$  présentant deux solutions:

$$V_R^2 = \frac{V_S^2}{2} - Q_R X \pm \sqrt{\frac{V_S^4}{4} - X(Q_R V_S^2 + P_R^2 X)}$$



L'allure de la courbe tension-puissance dite courbe PV est donnée par la figure ci-dessus. La figure montre une relation inversement proportionnelle entre la puissance de charge et la tension tel que si la charge augmente la tension diminue graduellement, jusqu'à un point limite où la tension s'effondre. Ce point limite ou de charge maximale représente la limite pour la stabilité de tension. Il y a une quantité maximum de puissance qui peut être transmise par le système. Une marge, en termes de charge supplémentaire, d'un point de fonctionnement au point maximal peut être utilisée comme mesure de proximité à l'instabilité de tension. Cette marge définit la marge de stabilité statique de tension. Une autre propriété du système est qu'une puissance spécifique peut être transmise à deux niveaux différents de tension. La solution de tension élevée/courant bas est le mode de fonctionnement normal pour un réseau dû aux pertes de transmission inférieures. L'autre solution correspond à un point instable.

La nature de la charge ou une compensation à son niveau permet de distinguer plusieurs courbes comme le montre la figure ci-dessous.



#### 4.4 Conséquences pratiques

##### A. Puissance transmissible dans une ligne

La limite de puissance transmissible dans une ligne possède donc trois contraintes principales (Figure).

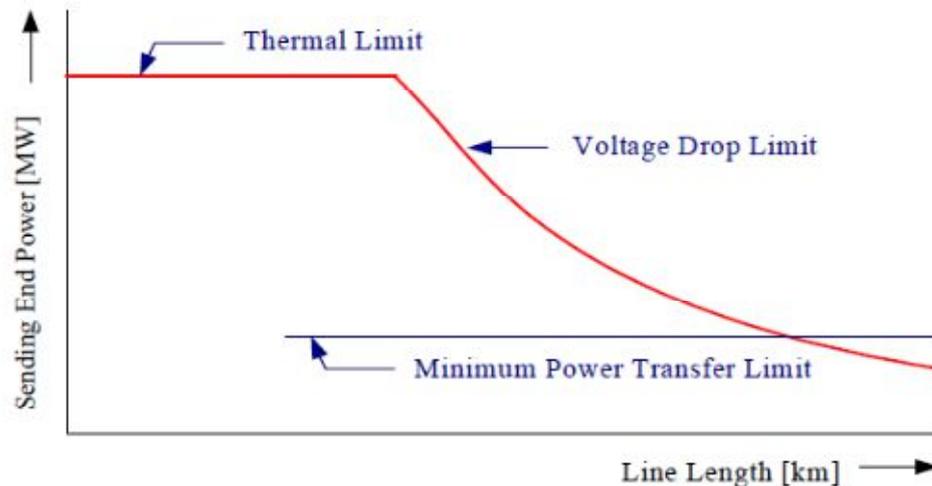


Illustration des limites thermiques et limites de tension pour une ligne de transport d'énergie

- l'échauffement maximal des conducteurs

Que ce soit en aérien ou en souterrain, le conducteur parcouru par du courant et soumis aux conditions locales s'échauffe. Cet échauffement a une limite évidente. En souterrain, elle est liée à la dégradation des isolants. En aérien, elle est liée d'une part à la dégradation de la tenue mécanique du conducteur d'une part et d'autre part à la flèche (un conducteur qui s'échauffe, s'allonge et s'approche du sol) maximale possible compte tenu des obstacles locaux. Cette limite s'appelle également l'**ampacité** des lignes.

- le maintien de la tension proche du niveau nominal.

- la limite plus subtile mais capitale, liée au fonctionnement du système et à sa stabilité.

##### B. Couplage Tension / Puissance

Les tensions en chaque point du réseau dépendent fortement des transferts de puissance et de la nature des lignes et des charges. Il est alors possible que :

- les valeurs de tension sortent des plages normalisées (endommagement du matériel, aspect contractuel, etc.)

- la tension « s'écroule » si la puissance appelée dépasse la puissance maximale transmissible.

- L'écroulement de la tension traduit un dépassement des puissances maximales des lignes, il préconise aussi une cascade de coupures ou des délestages. La cascade de surcharges se produit lorsqu'une ligne déclenche et surcharge ses voisines par son report de transit.

### **C. Couplage Tension / Puissance réactive**

Les lignes aériennes sont essentiellement inductives et les câbles enterrés sont essentiellement capacitifs. Les récepteurs étant également réactifs (inductifs ou capacitifs), il circule sur les réseaux une puissance réactive  $Q$  qui perturbe les tensions.

Dans le cas des lignes aériennes, la puissance réactive  $Q$  tend à faire :

- chuter les tensions et diminuer  $P_{max}$  quand elle est positive (inductive);
- augmenter les tensions et  $P_{max}$  quand elle est négative (capacitive).

Il est alors possible, en réalisant des injections de puissance réactive, de jouer sur les valeurs des tensions et de contrer les tendances naturelles dues aux lignes et aux charges. Cette façon d'agir s'appelle la compensation, c'est un moyen d'action important sur les réseaux, il revient à l'amélioration du facteur de puissance...

Les réalités géographiques ont aussi une influence nette sur le fonctionnement des réseaux. Les réseaux en antenne présentent des impédances séries qui s'ajoutent et font empirer les chutes de tension ainsi que la sensibilité au réactif. Les réseaux maillés présentent des impédances parallèle qui rendent discrètes la sensibilité au réactif et les chutes de tension. Il est alors possible, à cause d'un report de transit, qu'une ligne soit surchargée ( $P > P_{max}$ ) et qu'elle déclenche à son tour...

## 5 Transport d'énergie en courant continu (HVDC: high voltage direct current)

### 5.1 Utilisation du courant continu dans le transport électrique

Le courant alternatif est la technologie la plus utilisée pour transporter l'électricité en haute et très haute tension. Mais dans des situations bien spécifiques, il peut être techniquement plus avantageux d'utiliser le courant continu. Aujourd'hui, sur un réseau à haute et très haute tension, il existe principalement 3 cas de figure, dans lesquels le courant continu peut être plus intéressant que le courant alternatif, voire incontournable.

- lignes aériennes sur de très longues distances
- lignes d'interconnexion entre 2 réseaux asynchrones
- liaisons souterraines ou sous-marines au-delà de 50 km

### 5.2 Principe fondamental d'un système HVDC

Un système de transport HVDC utilise une ligne à courant continu pour relier deux réseaux à courant alternatif. La figure ci-dessous montre les parties essentielles du système. Le convertisseur 1 est un redresseur en pont triphasé, convertissant la puissance alternative du réseau 1 en puissance continue. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le convertisseur 2, fonctionnant en onduleur. Les deux réseaux peuvent fonctionner à des fréquences différentes, sans affecter le transfert de puissance.

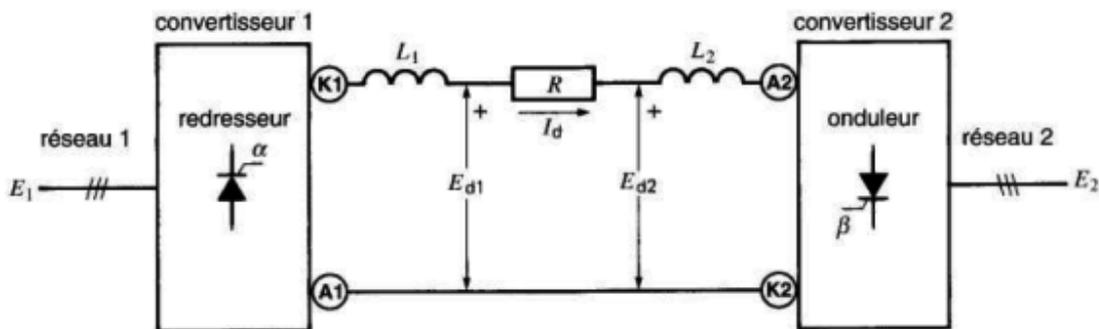


Schéma de principe d'une connexion HVDC

Des inductances de lissage  $L_1$ ,  $L_2$  et des filtres cc sont ajoutés, afin de réduire l'ondulation des tensions de ligne  $E_{d1}$  et  $E_{d2}$ . Sans ces filtres et ces inductances de lissage, les tensions saccadées  $E_1$  et  $E_2$  produiraient dans la ligne des courants harmoniques excessifs. Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau ca, chaque thyristor est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé valve. Par exemple, une valve à 50 kV peut être composée de 50 thyristors raccordés en série.

Les tensions  $E_{d1}$  et  $E_{d2}$  apparaissant aux deux extrémités de la ligne diffèrent seulement par la faible chute de tension RI dans les conducteurs de ligne. On peut inverser la direction de la puissance en faisant varier les angles de retard à l'amorçage de sorte que le convertisseur 1 fonctionne en onduleur et le convertisseur 2 en redresseur. Le changement des angles d'amorçage inverse la polarité des conducteurs, mais la direction du courant demeure la même. On se souviendra en effet que le sens des courants est imposé par les thyristors qui bloquent tout courant en sens inverse. Un faible changement de  $E_{d1}$  ou  $E_{d2}$  provoque un changement important du courant Id.

### **Composants additionnels:**

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs composants additionnels qui assurent son bon fonctionnement:

- des inductances de lissage L
- des filtres harmoniques du côté cc
- des filtres harmoniques du côté ca
- les transformateurs (T)
- les sources de puissances réactives (Q)
- les électrodes de mise à la terre (MALT)
- une liaison par micro-ondes ou fibre optique entre les postes de conversion

### **5.3 Caractéristiques et limitations**

En pratique la tension maximum du continu est de 500 kV mais des tensions de 700 kV sont à l'étude. Les pylônes actuels pour le HVDC n'ont que 2 câbles principaux. Les câbles souterrains ou les câbles en mer sont beaucoup plus chers à construire et ont une puissance plus limitée car la chaleur est plus difficile à dissiper. Les câbles sous-marins ont un prix bien plus élevé que celui des lignes aériennes (20 fois). Le prix élevé des cabines de transformation de continu en alternatif est donc une partie moins importante du coût, ce qui facilite le choix du continu.

Les lignes à courant continu ne sont pas une innovation technologique propre à changer significativement le coût du transport électrique en dessous de 1500 km mais elles ont d'autres avantages. Le transport par courant continu évite la synchronisation entre réseaux indépendants. Le courant continu est actuellement une solution intéressante pour des interconnexions de réseaux indépendants. Ce qui est innovant dans la HVDC est l'emploi de thyristors de puissance. Le courant peut atteindre 5000 ampères mais la tension ne peut pas dépasser 6 kV. Les thyristors (IGCT) sont mis en série. On a besoin de 40 000 IGCT refroidis pour une ligne HVDC.

Au delà d'environ 200 km, et parfois bien avant, le transport à courant alternatif nécessite des compensations séries et parallèles liées au transfert du réactif, problème accru en cas de liaisons souterraines. En courant continu, ces difficultés n'existent pas. Elles sont par contre concentrées dans la station de conversion. Cette dernière (que ce soit en mode onduleur ou redresseur) consomme de la puissance réactive qu'il faut donc produire sur place à partir du réseau alternatif.

En continu, pas de problème de stabilité, le transfert de puissance peut être ajusté automatiquement et rapidement par le contrôle du convertisseur. Mais les surcharges sont beaucoup plus limitées qu'en alternatif suite au comportement des semi-conducteurs (thyristors) de puissance qui possèdent de très mauvaises capacités thermiques. On peut toutefois le prévoir à la conception par un surdimensionnement approprié. C'est pour cela aussi que les recherches actuelles sont orientées vers la conception économique des convertisseurs et le développement des semi-conducteurs de puissance à capacité thermique accrue.

Les disjoncteurs à courant continu n'existent pas aujourd'hui en haute tension (mais bien en basse tension avec des énergies beaucoup plus faibles), mais ils n'empêchent pas l'utilisation de telles lignes. Ils en augmenteraient toutefois la flexibilité d'utilisation. Deux philosophies sont en concurrence, l'une basée sur le contrôle du convertisseur pour limiter le courant à un niveau suffisamment faible, mais au détriment d'une forte chute de tension. L'autre utilise l'arc avec un système oscillant faisant passer le courant par zéro et rejoindre l'application classique).