

Ministère de la formation professionnelle de l'emploi et de
l'artisanat

Centre d'entrepreneuriat et de développement technique « le
G15 »

Ingénieur-Professeur Ngouda DIONE

Suite cours de T.G.P. 2^e année Electrotechnique

Chapitre 2 : Transport de l'énergie électrique

Produite dans des usines appelées centrales électriques par le biais de générateurs électromécaniques appelés alternateurs (énergie conventionnelle), l'énergie électrique pour être utilisée par le consommateur final, a besoin d'une importante logistique. Cette logistique est constituée en amont par des transformateurs, des disjoncteurs, de lignes électriques et en aval de sous stations qui vont alimenter des postes de distribution

I. Le transformateur

Le transformateur est une machine électrique statique fonctionnant exclusivement en courant alternatif sur la base de l'induction électromagnétique. Le transformateur est structuré en bobine primaire et secondaire enroulés autour d'un noyau magnétique. On peut considérer les bobines qui génèrent le champ électromagnétique comme source, le champ magnétique comme véhicule et le noyau magnétique comme la route. L'interaction entre le primaire (alimenté en énergie électrique) et le secondaire produisant une tension par induction, se fait par le biais du flux magnétique d'induction mutuelle.

Ainsi, une bobine à n spires induit une force électromotrice exprimée comme suit :

$$E = 4,44 * f * n * \phi_m$$

f : fréquence standard de 50Hz

$\phi_m = B_m * S$: flux magnétique maximal

B_m : induction maximale

S : section du noyau magnétique

Le transformateur sert, dans le cadre du transport de l'énergie électrique, à faire coïncider les réalités de la production aux besoins du consommateur final.

Les alternateurs des centrales sortant en général des tensions de l'ordre de 6,5 KV, 12 KV, 15 ou 20 KV, on note qu'aucune de ces tensions ne correspond aux besoins du consommateur, que ce soit un consommateur domestique ou industriel.

Il existe des transformateurs monophasés, qui ne font pas l'objet de notre étude, des autotransformateurs dont la structure constitué d'un seul enroulement, aménagé en primaire et secondaire, n'est pas compatible au transport de l'énergie électrique parce que n'assurant pas une isolation entre primaire et secondaire ; et enfin le transformateur triphasé haute tension, fabriqué essentiellement sous deux spécifications : le transformateur à sec et le transformateur immergé (voir document photocopié).

Le transformateur triphasé haute tension permet d'élever la tension sortie des alternateurs pour l'amener à un niveau très élevé, compatible avec le transport en ligne aérienne à moyenne et très longue distance.

II. Les disjoncteurs

Les disjoncteurs utilisés dans les centrales électriques et dans les poste de distribution sont appelées disjoncteurs industriels et sont configurés comme suit :

2.1) Les disjoncteurs SF6

Le SF6 est un gaz inerte aux excellentes propriétés isolantes, même à une pression relativement faible (0,5 MPa), le disjoncteur SF6 est un disjoncteur moderne à cuve sous-tension. Dans cet appareil, l'énergie nécessaire à la coupure du courant de court-circuit est en partie fournie par l'arc lui-même, ce qui fait qu'il nécessite une énergie de manœuvre inférieure de moitié à celle d'un disjoncteur au SF6 à soufflage forcé. Cette moindre consommation énergétique limite les contraintes imposées au disjoncteur, qui gagne ainsi en fiabilité.



Figure II.1 : Disjoncteur SF6

2.2) Les disjoncteurs à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer un soufflage de l'arc pour la coupure. Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 KA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité du réseau en cas de défaut



Figure II.2 : Disjoncteur à air comprimé

2.3) Les disjoncteurs à vide

Les disjoncteurs à vide sont conçus pour être intégrés dans des tableaux d'intérieur blindés et rendus étanches au gaz. En plus des fonctions d'activation et de désactivation ainsi que la fonction de coupure de court-circuit, le disjoncteur à coupure sous vide assure également la fonction de mise à la terre avec un sectionneur à trois positions. Le disjoncteur est placé sous une plaque de montage et permet ainsi une insertion étanche au gaz dans une cellule isolée au gaz.



Figure II.3 : Disjoncteur à vide

Tous ces disjoncteurs sont des appareils de protection destinés à gâcher l'arc électrique en cas de surintensité dans l'installation. Ce sont des disjoncteurs pour des circuits dont l'intensité peut atteindre 3000 A ou plus. On les retrouve dans les centrales électriques comme interface entre les secteurs production (alternateurs)

2.4) Le disjoncteur à huile

Il est constitué d'une cuve remplie d'huile minérale isolante de bornes en porcelaine à l'extrémité desquels se trouvent des contacts fixes et mobiles.

Dans son fonctionnement, le contact d'une phase pénètre par une des bornes, traverse le premier contact fixe, le contact mobile et ensuite le second contact fixe et sort par la deuxième borne.

Lors d'une surcharge, la bobine de déclenchement libère un ressort qui en se détendant entraine la tige isolante et provoque l'ouverture des contacts.

Au moment de la séparation des contacts, un arc électrique apparaît et vaporise l'huile, la pression des gaz ainsi produits agite énergiquement l'huile provoquant une partie froide qui vient alors éteindre l'arc.

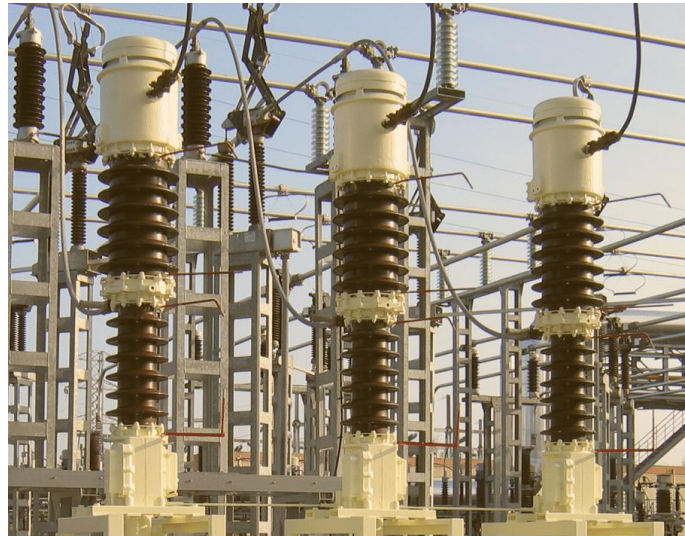


Figure3.8) : disjoncteur à huile

III. Transport par lignes aériennes

Pour transporter l'énergie électrique des centrales électriques aux postes d'interconnexion ou aux sous-stations, on réalise des lignes électriques aériennes. Ces lignes sont portées par des supports. Les supports sont de différentes sortes : les supports en bois, les supports en béton armé ou métallique et les supports sous forme de pylônes.

3.1) Les supports

3.1-1) Les supports en bois

Ils ont été utilisés en général pour la distribution électrique en ce sens que la tension transportée ne dépasse pas 50 KV. Leur durée de vie dépend du traitement suivi du bois qui peut être attaqué par différents microorganismes ; elle est de 8 ans environ. Alors que c'est souhaitable que cela puisse atteindre 30 ans, d'où une maintenance fréquente nécessaire. Le tableau ci-dessous donne quelques caractéristiques des poteaux en bois

Longueur (m)	Diamètre (m)	
	A la base	Au sommet
8	0,2	0,14
10	0,22	0,15
12	0,24	0,17

15	0,28	0,18
----	------	------



Figure 3.1-1 : Support en bois

3.1-2) Les supports en béton armé ou métallique

De tels supports sont utilisés pour les lignes aériennes de tension nominale allant de 30 à 90 KV dans la classification moyenne tension (MT) ou quelques fois en HTB.

Les supports en béton armé doivent être marqués et porter les indications suivantes

- La marque du fabricant,
- La hauteur du poteau,
- La classe,
- L'effort nominal,
- L'année de fabrication,
- Le numéro d'ordre.

La profondeur d'implantation d'un tel poteau est exprimée par la formule ci-après

$$h_i = \left(\frac{H}{10} + 0,5 \right) \text{ en m}$$

On notera que pour les poteaux de 20 à 22m, la profondeur d'implantation est en moyenne de 2,3m



Figure 3.1-2 : Support en béton armé

3.1-3) Les pylônes

Ce sont des infrastructures gigantesques, métalliques, pour les lignes aériennes de très haute tension (90KV et plus).



Figure 3.1-3 : Pylône

Les pylônes sont des supports de lignes aériennes utilisés pour les très hautes tensions, les grandes distances et avec de grandes sections de fil conducteur.

Les pylônes sont utilisés pour les transports interurbains mais surtout pour les transports entre pays.

3.2) Les conducteurs

Le conducteur, en transport aérien, est l'élément de base du système en ce sens que c'est lui qui véhicule le courant électrique. Le conducteur est constitué d'une âme conductrice et d'une enveloppe isolante.

Les conducteurs peuvent être fabriqués sous forme de câbles qui sont le plus souvent en alliage d'aluminium pour des raisons économiques (l'aluminium est très disponible et moins cher) mais aussi pour des facilités d'exécution ; exemple : l'Almelec (Al 98,5%, Mg 0,7%, Si 0.5%, Fe 0,3%) ; mais aussi des câbles en aluminium-acier pour augmenter la résistance mécanique, ce qui a conduit à fabriquer des câbles en almelec-acier dont les plus utilisés sont les Aster 228, les Aster 366, les Aster 570.

La longueur du tracé de la ligne aérienne et la puissance de la ligne détermine la longueur et la section du câble.

Choix des conducteurs (voir document photocopié)

Parmi les conducteurs d'une ligne aérienne il y a un conducteur spécial appelé conducteur de garde et dont la fonction est de protéger la ligne et d'assurer la stabilité.

Les câbles de garde sont souvent en acier galvanisé, en acier recouvert d'aluminium.

Un tel câble protège la ligne contre les coups de foudre mais aussi permet l'interconnexion des mises à la terre des supports. En cas de parallèle entre une ligne de télécommunication et une ligne de transport électrique, le câble de garde joue le rôle d'écran pour éviter les interférences.

L'installation des câbles de garde peut augmenter le coût de la ligne jusqu'à environ 12%.

Si l'on considère les câbles les plus utilisés, le tableau ci-après donne la densité du courant pour un échauffement de 35°C

Conducteurs	Aster 228	Aster 366	Aster 570
Densité en A/mm ² pour échauffement 35°C	2,44	2,04	1,72

On notera que la section d'un conducteur dépend de l'intensité de charge et de la densité du courant.



Figure III.2 : Câble isolé et Câble non isolé

Suivant la tension composée, le tableau ci-après donne la valeur de la portée moyenne en mètre, la distance minimale entre phase en mètre, la distance minimale entre phase et support en mètre ainsi que le diamètre minimal des conducteurs en mm

Tension composée normalisée	B.T.	M.T.		H.T.	T.H.T.		
	127/220/380V	<20KV	30-45KV	63-90KV	150KV	225KV	380KV
Portée moyenne, en m	45	100	150	350	450 à 500	450 à 500	500
Distance minimale entre phase, en m	0,35	1,2	2	4,75	7	8,7	13,6
Distance minimale entre phases et support, en m	0,2	0,5	0,8	2,25	2,65	3	5,2
Distance minimale des conducteurs, en mm	4	4	5	19,6	22,7	26,4	26,4

3.3) Les isolateurs

- Les isolateurs des lignes aériennes relient mécaniquement les conducteurs sous-tension au support ; ils assurent l'isolement électrique entre les conducteurs et les supports.

L'isolement d'une ligne aérienne est obtenu en maintenant en toute circonstance, les conducteurs et autres auxiliaires au potentiel de la terre et aussi à maintenir entre les conducteurs eux-mêmes des intervalles d'air.

- Les isolateurs sont constitués :
 - D'une partie isolante en céramique ou en verre
 - De ferrures permettant l'accrochage de l'isolateur aux traverses

La propriété essentielle du verre trempé est de ne pas se perforer sous l'effet d'un arc électrique, contrairement à la céramique.

- Le modèle d'isolateur utilisé dépend de la tension et de la puissance de la ligne. En basse tension triphasé (distribution), on utilise des isolateurs en porcelaine ; en moyenne tension, on peut utiliser des isolateurs en porcelaine mais souvent des isolateurs en verre blanc ; enfin pour la haute tension, on utilise des isolateurs en verre vert.
- Le choix d'un isolateur est effectué en fonction :
 - De la tension de la ligne
 - Des efforts mécaniques auxquels ils seront soumis
 - De la pollution du site
 - Du prix de revient
- Au niveau des lignes aériennes de très haute tension, à la place d'un isolateur on utilise des chaines d'isolateurs

Ces chaines sont de plusieurs formes :

- Les chaines de suspension qui peuvent être simples ou doubles, c'est-à-dire se présentant en A, dans ce cas la chaîne est équipée des fils d'isolateurs ouverts en A, pour des raisons de sécurité sur les supports encadrant des traversées dans les zones à givre léger ; ou en V où la chaîne est équipée de deux fils d'isolateurs en V. Ce type de chaîne double présente l'avantage d'être indifférent au balancement dans le sens transversal à l'axe de la ligne.
- Les chaines d'ancrage qui peuvent être simples ou doubles.

Si les chaines d'ancrage sont simples, elles sont équipées d'un fil d'isolateur pour des lignes où le diamètre des conducteurs est inférieur à 228mm² ; si les chaines d'ancrage sont doubles, elles sont équipées de deux fils d'isolateurs parallèles et sont installées souvent devant les postes.



Figure III.3 : isolateur seul et isolateur en chaîne

3.4) Les ferrures et les traverses

Les ferrures sont des tiges d'acier permettant de relier les isolateurs ou chaînes d'isolateurs

Les traverses sont des dispositifs métalliques au niveau des pylônes permettant l'ancrage des chaînes d'isolateurs et définissant le nombre de lignes sur un seul pylône (voir document photocopié)

3.5) Autres auxiliaires de ligne aérienne

- Le transformateur d'intensité : l'intensité de courant traversant une ligne aérienne étant très importante, il est nécessaire d'utiliser les transformateurs d'intensité pour permettre aux ampèremètres des postes de commande de pouvoir lire les valeurs. Le transformateur d'intensité est un transformateur de mesure qui permet de convertir une forte intensité en une intensité compatible avec les calibres des appareils de mesure

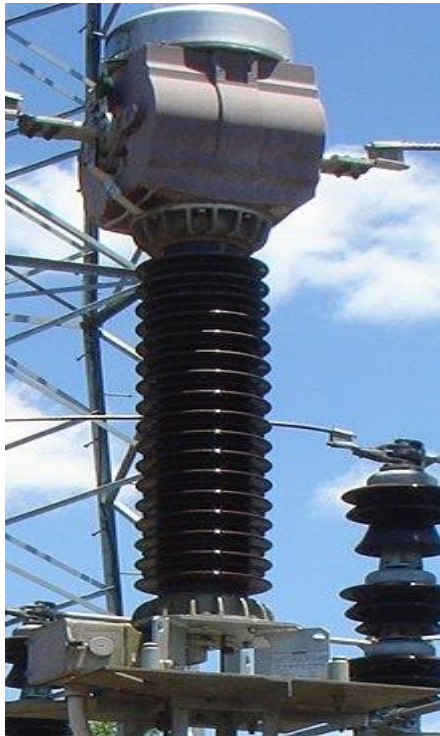


Figure III.5.1 : Transformateur d'intensité

- L'éclateur est un dispositif électrique utilisé pour limiter les surtensions ; ainsi donc c'est un appareil de protection. Il est constitué de deux tiges, l'une fixe et l'autre mobile. A la présence d'une surtension, la tige mobile par le biais d'un vérin bouge et crée un court-circuit rapide et brusque avec celle fixe, ce qui aura pour effet de créer une chute de tension permettant d'éliminer la surtension.



Figure III.5.2 : Eclateur pour ligne électrique

- Les parafoudres : le parafoudre est un dispositif de protection luttant contre les surtensions provoquées par la foudre. Le montage est effectué directement au mât entre la ligne aérienne et le câble



Figure III.5.3 : Parafoudre pour ligne aérienne

- Les interrupteurs aériens : il existe des interrupteurs aériens à commande automatique et à commande manuelle.

Les interrupteurs aériens à commande manuelle (IACM) sont les plus utilisés. Ils sont placés en extrémité de ligne et permettent d'effectuer les manœuvres d'isolement afin d'assurer le sectionnement, le bouclage, les recherches de panne ou les activités de maintenance.

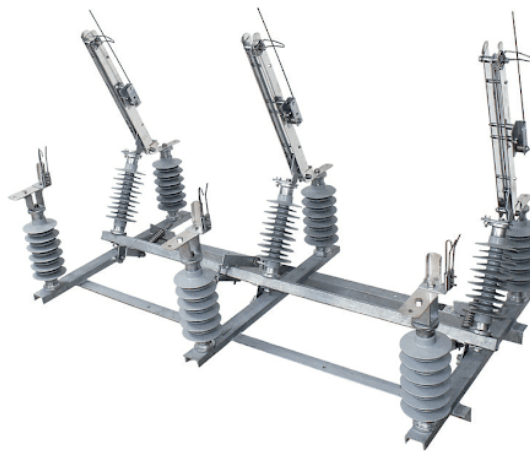


Figure III.5.4 : interrupteur aérien à commande manuelle

3.6) Analyse et calcul des lignes aériennes

3.6-1) Le balisage

Pour construire une ligne aérienne, il est nécessaire au préalable de faire la reconnaissance du tracé. Le balisage consiste à faire l'inventaire de l'ensemble des impasses (contraintes) sur la

ligne. On a besoin de se faire une idée de la nature du sol le long du tracé par des relevés topographiques.

On a besoin de connaître le relief (existence de montagnes, de collines ou de forêt dense), de se faire une idée de l'existence de cours d'eau, ...

Tous ces éléments permettent de valider ou de corriger l'itinéraire de départ du bureau d'étude.

Le balisage renseignera sur le coût de l'investissement final.

3.6-2) La flèche

La flèche exprime la distance entre le point le plus bas de la courbure d'une ligne, entre deux poteaux, et l'horizontale.

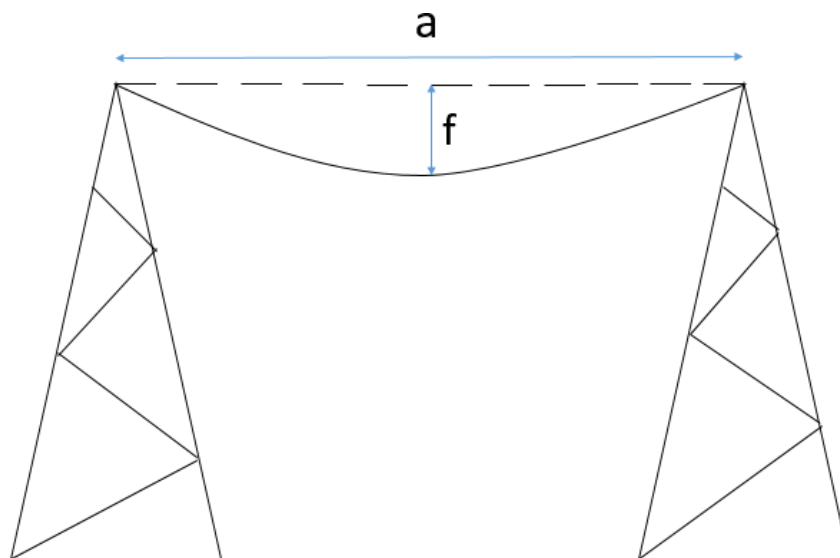


Figure 3.6-2 : Schéma caractérisant la flèche

La flèche est exprimée par l'équation ci-après :

$$f = \frac{P * a^2}{T}$$

P : poids du conducteur par mètre de longueur

a : la portée (distance horizontale entre deux poteaux)

T : tension du câble en Newton (N)

3.6-3) Caractéristiques et paramètres des lignes aériennes

- Avantages et inconvénients des différents types de supports

Nature du support	Avantages	Inconvénients
Poteau en bois	Léger. Facile à transporter pour le montage. Economique.	Peu résistant mécaniquement. Durée de vie relativement courte. Nécessite un amortissement rapide.
Poteau en béton armé	Très résistant mécaniquement. Grande durée de vie. Entretien insignifiant.	Poids élevé et dimensions exagérées quand les efforts sont importants. Difficulté de transport. Assez coûteux.
Pylône métallique	Très résistant mécaniquement. Facile à transporter. Permet d'obtenir des supports de grande hauteur. Possibilités de montage sur place.	Entretien assez coûteux (grattage, peinture) pour éviter la corrosion

- Paramètres des lignes aériennes

Tension nominale (KV)	Distance entre les conducteurs (m)	L'espacement des poteaux (m)	Longueur du poteau (m)
<1	0,5	40-50	8-9
6-20	1	50-100	10
35	3	150-200	10
110	4	200-250	13-14
225	7	250-350	25-30
330	9	350-400	25-30

Ce tableau montre que de façon conventionnelle en distribution d'énergie électrique la tension ne dépasse pas 30KV et la distance entre les poteaux tournent autour de 45 à 50m.

On retiendra que pour les pylônes des lignes aériennes interurbaines la distance entre pylônes est en moyenne de 500m. Le tableau nous indique aussi la hauteur des différents types de poteaux selon la tension et enfin l'espacement entre conducteurs.

- Détermination du nombre d'isolateurs sur une ligne

Le nombre d'isolateurs sur une ligne est obtenu en multipliant le nombre d'isolateurs sur un pylône par le nombre de pylônes.

Le nombre d'isolateurs sur un pylône est fonction de la tension maximale admissible en régime permanent (par exemple, pour une ligne de 30KV, $U_{max} = 50KV$), ce qui donne une tension de contournement $U_{cont} = 1,1U_{max}$. Considérant la pollution autour de la ligne, on peut dire qu'en moyenne un isolateur permet un isolement de 35cm, pour un niveau d'isolement de 3cm/KV. Ainsi le nombre d'isolateurs est exprimé comme suit :

$$\text{nombre d'isolateurs} = \frac{1,1 * \text{niveau d'isolement}}{\text{isolement d'un isolateur}}$$

La distance entre conducteurs est déterminée comme suit :

$$D = K \left(\frac{U_{eff}}{50} + \frac{X}{50} \right)$$

$K = 1$ pour les conducteurs en cuivre, $K = 1,25$ pour l'Almelec, $K = 1,5$ pour l'aluminium

U_{eff} : valeur efficace de la tension en KV

X : portée moyenne

- Calcul de certains paramètres de lignes

- Impédance du réseau amont

$$Z_R = \frac{U}{\sqrt{3}I_{cc}}$$

- Impédance transfo

$$Z_T = \frac{U^2}{S} U_{cc} \%$$

- Résistance active du transformateur

$$R_T = \frac{U^2}{S^2} P_{cc}$$

- Réactance du transformateur

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

- L'intensité de court-circuit

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z}$$

NB : Connaissant l'intensité de court-circuit en aval, on peut choisir le disjoncteur de protection en considérant que ce dernier doit pouvoir supporter un courant de court-circuit supérieur au court-circuit en aval.

- Pertes en ligne
 - ❖ Pour une ligne courte monophasée où l'intensité d'arrivée est égale à l'intensité de départ, les pertes de puissance sont déterminées comme suit :

$$\Delta P = RI^2$$

R étant la résistance active de la ligne et I l'intensité de charge

- ❖ Si la ligne est triphasée, les pertes de puissance ont deux composantes ; une composante active $\Delta P = 3RI^2$ et une composante réactive $\Delta Q = 3XI^2$.

- Intensité admissible sur la ligne

$$I_{adm} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}$$

- Au-delà de la règle issue des lois générales de l'électrotechnique :

$$S = \frac{\pi D^2}{4} = \rho \frac{L}{R_c}$$

Où $\pi=3,14$, D le diamètre du conducteur ; ρ la résistivité du matériau métallique avec lequel le conducteur est fabriqué, L la longueur de la ligne, R_c résistance du conducteur ; on peut exprimer autrement la section (S) :

$$S = \frac{I}{\Delta}$$

I exprime l'intensité de charge, Δ la densité du courant à travers les conducteurs

NB : quelques valeurs de Δ ont été données sur un des tableaux ci-dessus par rapport aux différents types de conducteurs.

- Le câble de garde est choisi en tenant compte de la nature du conducteur, de la section, de la température de fonctionnement de la durée du court-circuit et le l'augmentation de la flèche pour un défaut à 1km du poste. On notera que pour un échauffement et augmentation de la flèche, les intensités de court-circuit sont estimées à :

- ❖ 63000 ou 40000A dans les postes de 400KV
- ❖ 30000 ou 20000A dans les postes de 225KV

❖ 20000A dans les postes de 90 ou 63KV

Ainsi le tableau ci-dessous nous indique l'échauffement d'un câble et l'augmentation de la flèche pour un défaut à 1km du poste

U (KV)	Icc au poste (KA)	Conducteur (Aster)	Echauffement	Augmentation de la flèche défaut à 1km poste
225	30	1 x 228	80°C	3%
225	30	1 x 570	32°C	5%
63-90	20	1 x 228	80°C	20%
63-90	20	1 x 228	50°C	12%
63-90	20	1 x 366	30°C	5%

NB : pour plus d'information voir document polycopié.

3.6-4) L'effet couronne

Au niveau des lignes aériennes de très hautes tensions est souvent observables des phénomènes passagers donnant l'apparence de la propagation d'un flux électromagnétique violet causé par une surtension.

Ainsi, dans l'air va exister une ionisation de l'air entre les conducteurs. Dans les conditions normales, la propagation du courant alternatif le long des conducteurs est le fait d'électrons libres mais également d'ions positifs. Quand une différence de potentiel est appliquée entre les conducteurs, il y a naissance d'un gradient de potentiel dans l'air qui a une valeur maximale. Ce gradient de potentiel influence les électrons libres qui acquièrent une très grande vitesse autant que la tension appliquée sera grande. Lorsque ce gradient de potentiel à la surface des conducteurs atteint 30KV (valeur maximale), la vitesse acquise par les électrons par cm est suffisante pour lâcher les molécules et le résultat sera la formation de l'effet couronne.

- Facteurs affectant l'effet couronne :
 - L'atmosphère : un mauvais temps peut influencer l'effet couronne en ayant une incidence sur la tension critique disruptive.

- Nature des conducteurs : une surface rugueuse et irrégulière peut entraîner l'augmentation de l'effet couronne.
- Distance entre les conducteurs : si cette distance est très grande l'effet couronne peut ne pas être observé.
- Tension de ligne : si la tension est faible il n'y a pas d'effet couronne.
- Paramètres de l'effet couronne :
 - La tension minimale (phase-neutre) pour laquelle l'effet couronne prend naissance, est appelée **tension critique disruptive**.

En ce moment est exprimée une caractéristique qui est égale à la force de rupture (dislocation de l'isolation). Cette force de rupture à 76cm de mercure et à 25°C est de 30KV/cm. Cette force est exprimée par g représentant le gradient de potentiel à la surface des conducteurs

$$g = \frac{V}{r * \log d}$$

V exprime la tension entre phase et neutre, r le rayon du conducteur, d l'espacement entre deux conducteurs

L'expression de la tension critique disruptive (V_c) est formulée à partir de la valeur efficace de g appelée g_0 .

$$g_0 = \frac{30KV/cm}{\sqrt{2}} = 21,21KV/cm$$

V_c dépend aussi des conditions atmosphériques caractérisées par la densité de l'air δ .

$$\delta = \frac{3,95 * b}{273 + t}$$

b exprime la pression atmosphérique.

Ainsi la tension critique disruptive V_c peut être exprimée comme suit :

$$V_c = g_0 \delta r \log \frac{d}{r}$$

On peut corriger ou pondérer la valeur de V_c en introduisant un facteur de régularité m_0 :

$$V_c = m_0 g_0 \delta r \log \frac{d}{r}$$

$m_0=1$ pour les conducteurs lisses ; il varie entre 0,92 et 0,98 pour les conducteurs rugueux et varie entre 0,8 et 0,87 pour les conducteurs torsadés.

- La tension critique visuelle : c'est la tension minimale entre phase et neutre pour laquelle le nuage violet de l'effet couronne apparaît sur les conducteurs. Ainsi donc

l'apparition visuelle de l'effet couronne est au-delà de la tension critique disruptive et correspond à la tension critique visuelle V_v en KV/phase

$$V_v = m_0 g_0 r \delta \left[\frac{0,3}{\sqrt{\delta r}} \right] \log \frac{d}{r}$$

- Perte de puissance sous l'effet couronne :

La formation de l'effet couronne s'accompagne toujours de pertes de puissance, dues à la lumière accompagnée de chaleur et de phénomènes chimiques. Ces pertes de puissance peuvent s'exprimer comme suit :

$$\Delta P = 242,2 \left(\frac{f + 25}{\delta} \right) \sqrt{\frac{r}{d}} (V - V_c) 10^{-5}$$

ΔP est en KW/phase

3.6-5) Tension de pas et de toucher

- Tension de pas

La tension de pas exprimée par la différence de potentiel ΔU , à la surface du sol, entre deux points séparés par un espace d'un pas estimé à 1m, dans la direction du gradient de potentiel maximum.

Il faut tenir compte de la tension de pas dans les zones où de forts courants sont susceptibles de parcourir le sol, par exemple aux abords des transformateurs dont le neutre est relié à la terre ; ou aux abords de très grands pylônes de transport d'énergie électrique.

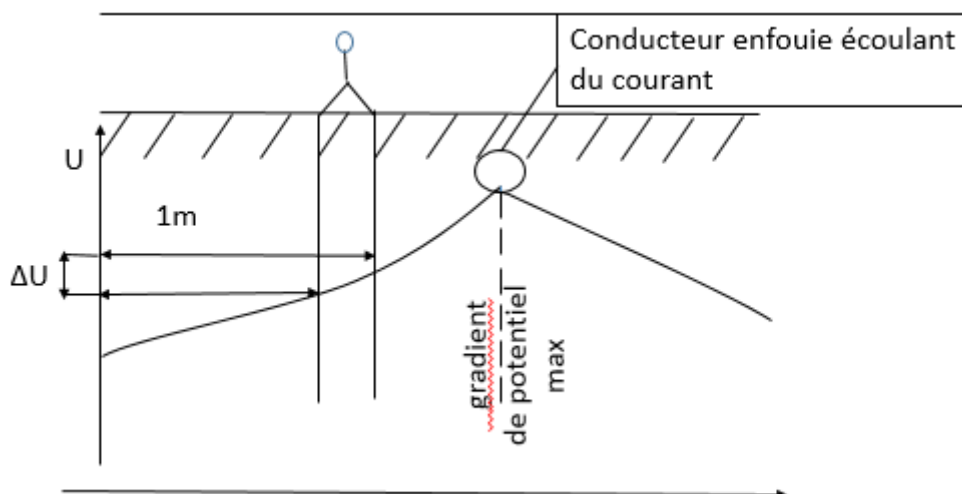


Figure 3.6-5 a) :Schéma caractérisant la tension de pas

- Tension de toucher

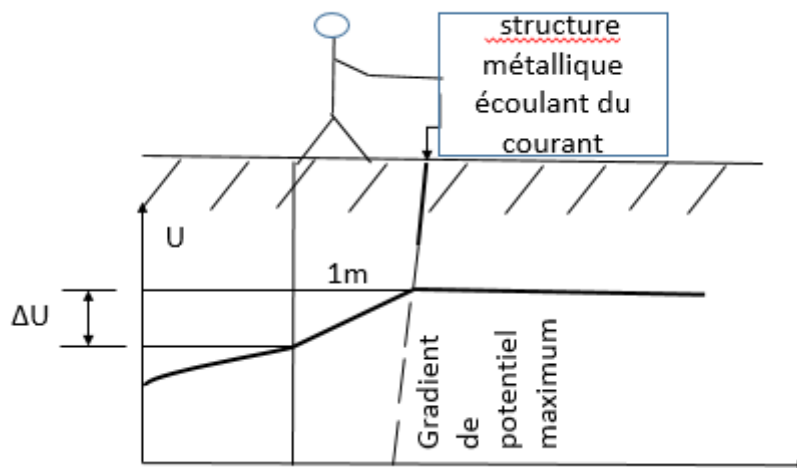


Figure 3.6-5 b) :Schéma caractérisant la tension de toucher

La tension de contact ΔU est la différence de potentiel entre une structure métallique mise à la terre et un point de la surface du sol situé approximativement à 1m.

C'est pour cela que les transformateurs ont leurs prises de terre des masses éloignées de celles du neutre de 25 à 50m selon la nature du sol.

3.7) Les différents types de lignes aériennes

3.7-1) Classification selon la longueur et le niveau de tension

Les principales exigences dans les calculs des lignes aériennes sont :

- la détermination de la chute de tension
- les pertes en ligne
- le rendement ou le $\cos\phi$.

Pour déterminer de tels paramètres, il sera nécessaire de connaître la résistance R de la ligne, l'inductance L et la capacité C de la ligne.

Les lignes aériennes sont subdivisées en lignes courtes, lignes moyennes et lignes longues.

- La ligne courte : on désigne par ligne courte les lignes aériennes de longueur inférieure ou égale à 50km et de tension égale à 20KV. Pour une ligne courte, la capacité est négligée et l'intensité d'arrivée est égale à l'intensité de départ.

- La ligne moyenne : on désigne par ligne moyenne, une ligne aérienne dont la longueur est comprise entre 50 et 150km et la tension supérieure à 20KV mais inférieure à 100KVn
- La ligne longue : on désigne par ligne longue, une ligne aérienne dont la longueur est supérieure à 150km et la tension supérieure ou égale à 100KV
- Régulation de la tension : lorsqu'une ligne aérienne de transport d'énergie électrique alimente une ou des charges alors on observe des pertes dues à la résistance active mais aussi des pertes dues à l'inductance ou subsidiairement à la capacité. Ainsi la tension à l'arrivée V_a est inférieure à celle de départ V_d pour rendre compte de ces effets, on introduit la notion de facteur de régulation :

$$R\% = \frac{\frac{V_d}{A} - V_a}{V_a}$$

A fait partie des quatre paramètres généraux de la ligne. Par exemple, pour une ligne donnée $A=D$ et $AD - BC = 1$

3.7-2) Mode de calcul particulier des lignes aériennes

Une ligne aérienne de transport d'énergie électrique est un réseau à quatre bornes constitué de deux bornes d'entrée et de deux bornes de sortie.

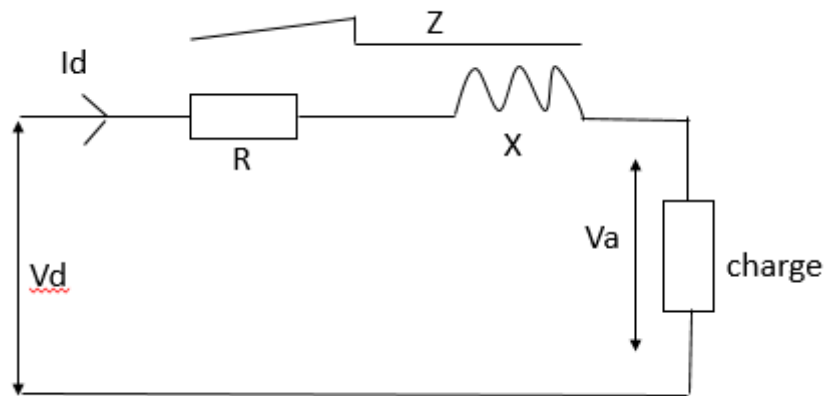
La tension au départ de la ligne et le courant au départ de la ligne peuvent être exprimés sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \underline{V_d} = \underline{A}\underline{V_a} + \underline{B}\underline{I_a} & 1) \\ \underline{I_d} = \underline{C}\underline{V_a} + \underline{D}\underline{I_a} & 2) \end{cases}$$

A, B, C, D sont des paramètres exprimés en complexe ; on les appelle paramètres généraux de la ligne.

Outre les calculs sur la base des lois générales de l'électrotechnique ; des modes de calcul particulier ont été adoptés principalement pour les lignes courtes et les lignes moyennes.

- Lignes courtes

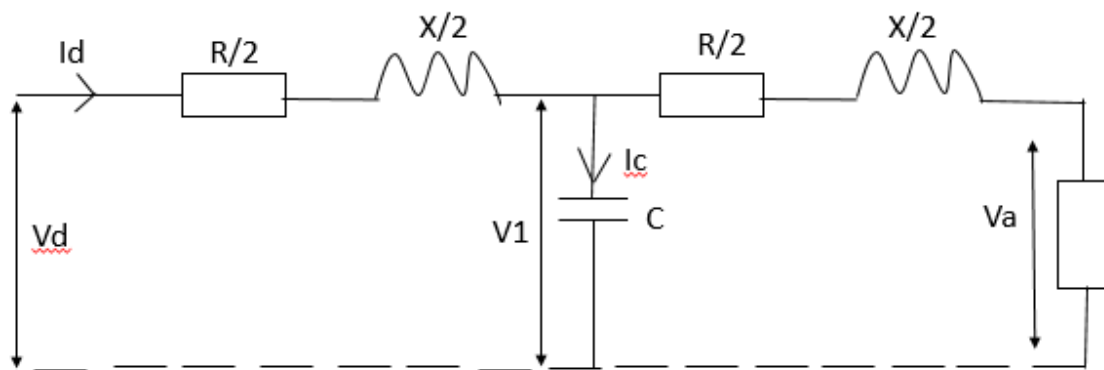


En combinant les équations 1) et 2), on a : $\underline{A}=1$; $\underline{B}=\underline{Z}$; $\underline{C}=0$ et $\underline{D}=1$; $\underline{A}=\underline{D}$; $\underline{AD} - \underline{BC}=1$

- Ligne moyenne :

En ligne moyenne, on utilise deux méthodes de calculs particulières appelées méthode T et méthode π

- Méthode T



$$\begin{cases} \underline{V_d} = \underline{V_1} + \underline{I_d} * \underline{Z}/2 \\ \underline{V_1} = \underline{V_a} + \underline{I_a} * \underline{Z}/2 \end{cases}$$

$$\underline{I_c} = \underline{I_d} - \underline{I_a}$$

$$\underline{I_c} = \underline{V_1} \underline{Y} = \underline{Y}(\underline{V_a} + \underline{I_a} * \underline{Z}/2)$$

$$\underline{I_d} = \underline{Y} \underline{V_a} + \underline{I_a}(1 + \underline{Y} * \underline{Z}/2)$$

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 2$$

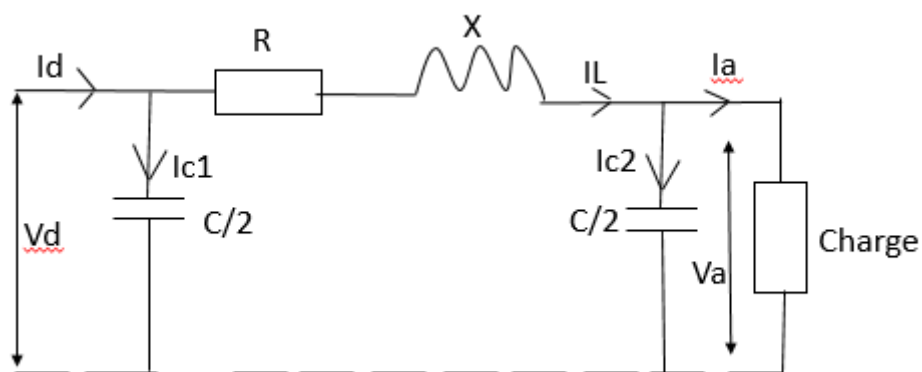
$$\underline{B} = \underline{Z}(1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 2)$$

$$\underline{V}_d = \underline{V}_a + \underline{I}_a^* \underline{Z} / 2 + \underline{I}_d^* \underline{Z} / 2 = (1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 2) \underline{V}_a + (\underline{Z} + \underline{Y}^* \underline{Z} / 4) \underline{I}_a$$

$$\underline{C} = \underline{Y}$$

$$\underline{AD} - \underline{BC} = 1$$

- Méthode π



$$\begin{cases} \underline{Z} = R + jX \\ \underline{Y} = j\omega C \end{cases}$$

$$\underline{I}_d = \underline{I}_L + \underline{I}_{c2} = \underline{I}_L + \underline{V}_d^* \underline{Y} / 2$$

$$\underline{V}_a = \underline{V}_a + j^* 0$$

$$\underline{I}_a = I_a (\cos \varphi_a - j \sin \varphi_a)$$

$$\text{Le courant } \underline{I}_{c1} = j\omega C / 2 * \underline{V}_a$$

$$\underline{I}_L = \underline{I}_a + \underline{I}_{c1} = \underline{I}_a + \underline{V}_a^* \underline{Y} / 2$$

$$\underline{V}_d = \underline{V}_a (1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 2) + \underline{I}_a \underline{Z}$$

$$\underline{I}_d = (\underline{I}_a + \underline{Y} / 2 * \underline{V}_a) + \underline{V}_d^* \underline{Y} / 2$$

$$\underline{A} = \underline{D} = (1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 2) ; \underline{B} = \underline{Z} ; \underline{C} = \underline{Y} (1 + \underline{Y}^* \underline{Z} / 4) ; \underline{AD} - \underline{BC} = 1$$

- Ligne longue

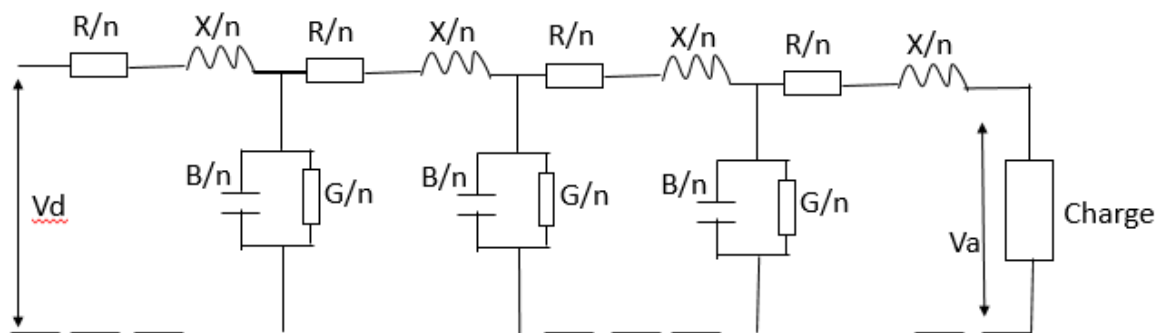
On notera que les paramètres d'une ligne longue sont uniformément répartis sur toute sa longueur, lors des calculs.

Lors du calcul d'une ligne longue, on prend en compte un certain nombre de facteurs tels que :

- La répartition uniforme des paramètres de long de la ligne
- La résistance et la réactance de la ligne
- On prend en compte également la conductance et la susceptance de la ligne qui sont parallèles. La conductance prend en compte les pertes d'énergie sur les isolateurs dus à l'effet couronne.

Pour prendre en compte, l'effet combiné de la conductance et de la susceptance, on introduit la notion d'admittance exprimée par :

$$Y = \sqrt{G^2 + B^2}$$



On constate sur le schéma que toute la longueur est divisée en n sections et chaque section possède un paramètre de 1/n*la ligne.

NB :

- Un conducteur de ligne électrique a une résistance pure et une réactance se manifestant au niveau extérieur comme au niveau intérieur : x_0

$$\begin{aligned} x_0 &= w * 0,46 \ln \frac{D_{moy}}{r} * 10^{-4} + w * 0,5 \mu * 10^{-4} \\ &= 0,144 \ln \left(2 \frac{D_{moy}}{d} \right) + 0,016 \mu = x'_0 + x''_0 \end{aligned}$$

$x'_0 = 0,144 \ln \left(2 \frac{D_{moy}}{d} \right)$: réactance influencée par le champ magnétique extérieur

$x''_0 = 0,016 \mu$: réactance influencée par le champ magnétique intérieur

D_{moy} : distance moyenne entre les axes des conducteurs en

r : rayon extérieur d'un conducteur en cm

μ : perméabilité magnétique ($\mu = 1$ pour le cuivre et l'aluminium)

- Pour les conducteurs en aluminium, marque A70, si la distance entre conducteurs est de : 60cm, $x'_0 = 3,15\Omega/\text{km}$ et si la distance est de 250cm, alors $x'_0 = 0,402\Omega/\text{km}$
- En général pour des lignes allant jusqu'à 1KV, $x'_0 = 0,07\Omega/\text{km}$; jusqu'à 10KV, $x'_0 = 0,08\Omega/\text{km}$; à partir de 35KV, $x'_0 = 0,12\Omega/\text{km}$

3.8) Les points terminaux des lignes de transport d'énergie électrique

A partir des centrales électriques, les lignes de transport véhiculent des tensions et des puissances trop élevées pour les consommateurs finaux.

C'est pourquoi pour satisfaire les demandes de consommation terminale, les lignes de transport doivent aboutir à un poste d'interconnexion qui eux vont ravitailler des sous-stations qui elles-mêmes doivent alimenter les postes de distribution.

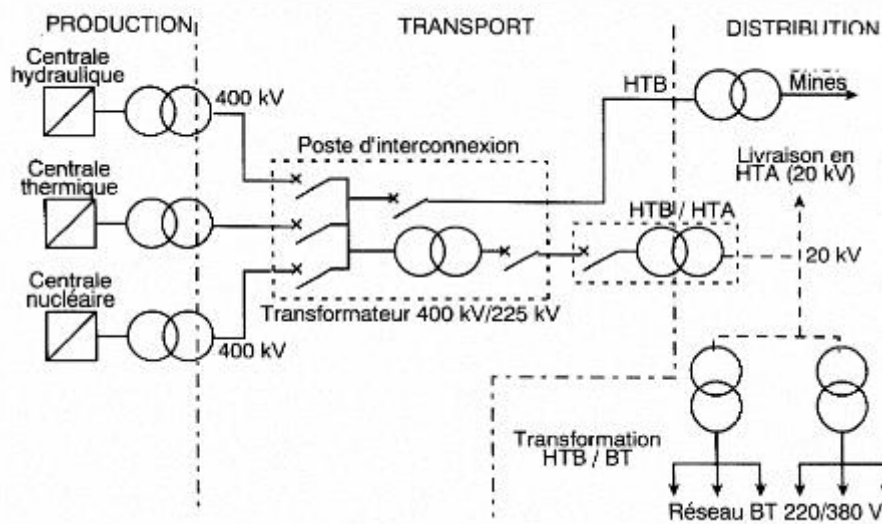


Figure3.8) : poste d'interconnexion de lignes électriques

Les postes d'interconnexion ont pour fonction de convertir les tensions, les puissances, en d'autres tensions ou puissances plus élevées ou plus faibles et souvent procèdent à une conversion de nature (courant alternatif – courant continu). Les postes d'interconnexion sont

protégés par des disjoncteurs industriels haute sécurité tels que les disjoncteurs à huile, les disjoncteurs à air comprimé.

3.9) Exercices d'application

Exercice 1

Une ligne monophasée de 25km, dont on peut négliger la capacité, a, pour les 2 fils et par kilomètre, une résistance de $0,16\Omega$ et une réactance de $0,6\Omega$. A l'arrivée, on doit voir $U_2=60000V$ et $I_2=1000A$, avec un $\cos\varphi_2=0,8$ (déphasage arrière de I_2 sur U_2).

Calculer, par la méthode de Boucherot, la tension U_1 au départ et le facteur de puissance ; vérifier graphiquement.

Solution

Résistance : $R = 0,16 \times 25 = 4\Omega$

Réactance : $X = 0,6 \times 25 = 15\Omega$

Calculs auxiliaires		P (MW)	Q (MVAR)
$S_2 = 60MVA$ $P_2 = 60 \times 0,8 = 48MW$ $Q_2 = 60 \times 0,6 = 36 MVAR$ $p = RI^2 = 4MW$ $q = XI^2 = 15MVAR$	A l'arrivée	48	36
	Résistance	4	
	Inductance		15
	Au départ	52	51

Puissance apparente : $S_1 = \sqrt{52^2 + 51^2} = 73MVA$

Tension : $U_1 = \frac{73 \times 10^6}{1000} = 73000V$

Facteur de puissance : $\cos\varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} = \frac{52}{73} = 0,712$

Chutes de tension utilisées dans le graphique : $RI = 4KV$; $XI = 15KV$

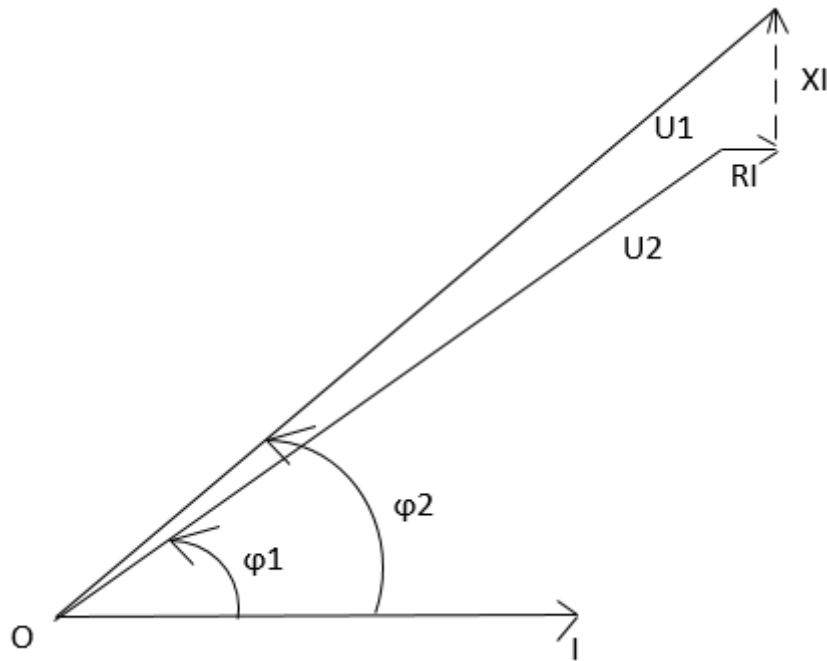


Schéma de vérification graphique

Exercice 2 :

Une ligne électrique monophasé de 200km doit fournir à l'arrivée une intensité 600A déphasé en arrière avec un $\cos\varphi=0,8$; la tension d'alimentation est de 200KV. Sachant qu'au kilomètre de ligne (les deux fils), on a $R=0,1\Omega$, $x_L=0,5\Omega$, $C=5nF$. Calculer :

- Les pertes actives et réactives en ligne
- La tension, le courant et le $\cos\varphi$ au départ de la ligne

Solution

- Paramètre de la ligne

$$R = 0,1 \times 200 = 20\Omega$$

$$L_w = 0,5 \times 200 = 100\Omega$$

$$C_T = 5.10^{-9} \times 200 = 1\mu F \quad \rightarrow \quad x_c = \frac{1}{10C_T} = \frac{1}{1.10^{-6}2\pi.50} = \frac{1}{3183,09} = 3200\Omega$$

- Puissance à l'arrivée

$$S_2 = U_2 I_2 = 200.10^3.600 = 120 \text{ MVA}$$

$$P_2 = S \cos \varphi = 120.10^6.0,8 = 96 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S \sin \varphi = 120.10^6.0,6 = 72 \text{ MVAR}$$

- Puissance réactive consommée par le condensateur :

$$Q = U_2^2 \omega C = \frac{(200.10^3)^2}{3200} = 12,5 \text{ MVAR (elle a une influence négative)}$$

- Calcul du courant I_c

$$I_c = U_2 \omega C = \frac{200.10^3}{3200} = 62,5 \text{ A}$$

- Calcul du courant au départ I_s

$$I_s = I_c + I_2 = 62,5 + 600 = 662,5 \text{ A}$$

- Calcul des pertes réactives inductives

$$Q_L = L \omega I_s^2 = 100(662,5)^2 = 43,89 \text{ MVAR}$$

- Pertes actives dans la résistance ΔP

$$\Delta P = R I_s^2 = 20(662,5)^2 = 8,7 \text{ MW}$$

- Puissance active de départ P_1

$$P_1 = \Delta P + P_2 = 8,7 + 96 = 104,7 \text{ MW}$$

- Puissance réactive de départ

$$Q_1 = Q_L + Q_c + Q_2 = 43,89 + (-12,5) + 72 = 103,39 \text{ MVAR}$$

- Puissance apparente de départ

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{104,7^2 + 103,39^2} = 147,14 \text{ MVA}$$

- Tension de départ

$$S_1 = U_1 I_1 \rightarrow U_1 = \frac{S_1}{I_1} = \frac{147,14.10^6}{662,5} = 221 \text{ KV}$$

- Calcul du facteur de puissance

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} = \frac{104,7}{147,14} = 0,71$$

Exercice 3 : effet couronne

Une ligne de transport triphasé de 220KV avec une fréquence de 50Hz est constituée de conducteurs de rayon $r=1,5\text{cm}$ et disposés sous forme de triangle équilatéral. La température ambiante est de 40°C sous 76cm de mercure, les conducteurs sont espacés de $D=200\text{cm}$. Calculer les pertes de puissance par effet couronne.

$$\delta = \frac{3,95 \cdot 76}{273 + 40} = 0,96$$

$$g_0 = 21,21\text{KV}$$

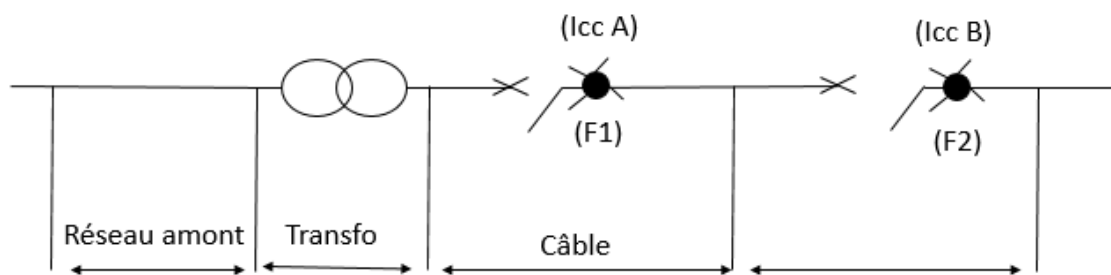
$$V_c = 21,21 \cdot 0,96 \cdot 1,5 \log \frac{200}{1,5} \cdot 0,8$$

$$V = 126 \cdot \sqrt{3} = 127\text{KV}$$

$$\Delta P = 242,2 \left(\frac{50+25}{0,96} \right) \sqrt{\frac{1,5}{200}} (127 - 126) 10^{-5} = 0,0199\text{KW/phase}$$

Ce qui fait les pertes totales de la ligne s'élèvent à $\Delta P_T \times 3$

Exercice 4 :



Caractéristiques électriques de l'installation :

Réseau amont : $S_1=500\text{MVA}$

Transfo : $S_2=630\text{KVA}$, $U_{cc}=4\%$; $U=410\text{V}$; Pertes $\text{Cu}=6500\text{W}$

Câble en cuivre : $L=70\text{m}$; $S_{ph}=185\text{mm}^2$

Afin d'effectuer le choix des disjoncteurs F_1 et F_2 placés sur le schéma ci-dessus, déterminer les courants de court-circuit I_{ccA} et I_{ccB} .

Solution

- Impédance du réseau amont :

$$Z_1 = X_1 = \frac{410^2}{500.10^6} = 0,33.10^{-3}\Omega$$

- Impédance du transfo :

$$Z_2 = X_2 = \left(\frac{410^2}{630.10^3}\right) 0,04 = 10,6.10^{-3}\Omega$$

- Impédance de la ligne :

$$Z_3 \approx R_3 = 0,0225 \left(\frac{70}{185}\right) = 8,5.10^{-3}\Omega$$

- Impédance en A :

$$Z_1 + Z_2 = (0,33.10^{-3}) + (10,6.10^{-3}) = 10,93.10^{-3}\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{410}{\sqrt{3}(10,93.10^{-3})} = 21657A = 21,6KA$$

- Impédance en B

$$Z_1 + Z_2 + Z_3 = (10,93.10^{-3}) + (8,5.10^{-3}) = 13,85.10^{-3}\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{410}{\sqrt{3}(13,85.10^{-3})} = 17091A = 17KA$$

- Choix du disjoncteur en fonction du I_{cc} aval

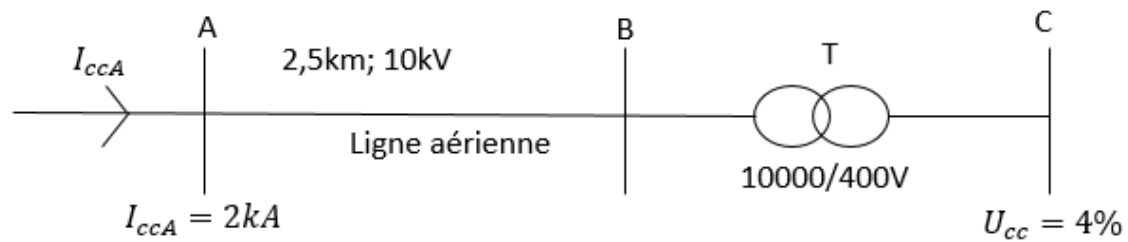
Chaque disjoncteur doit pouvoir supporter au courant de court-circuit supérieur à son I_{cc} aval

Pour $F_1 > 21,6KA$

Pour $F_2 > 17KA$

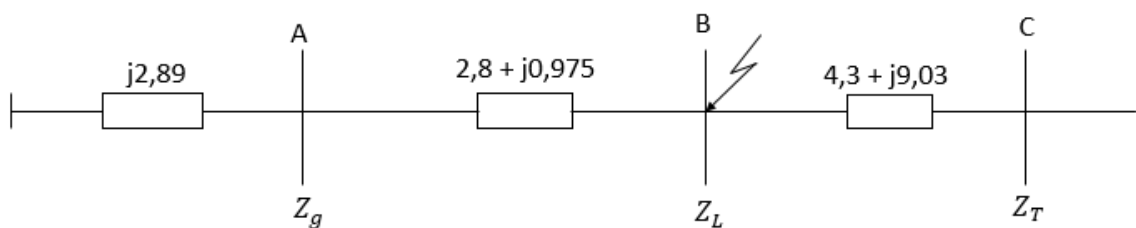
Exercice 5 :

Soit le circuit ci-après :



$R_1 = 1,12\Omega/\text{km}$; $S = 400\text{kVA}$; $X_1 = 0,39\Omega/\text{km}$; $P_{cc} = 6,88\text{kW}$

- 1) Déterminer l'impédance du réseau
- 2) Déterminer l'impédance du transformateur
- 3) Déterminer l'impédance de la ligne
- 4) Considérant le schéma équivalent ci-après



- a) Déterminer le court-circuit en B
- b) Déterminer le court-circuit en C

Solution :

Tension de référence : $U_b = 10\text{kV}$

Impédance du réseau amont :

$$I_{cca} = 2000\text{A}$$

$$Z_R = \frac{U}{\sqrt{3}I_{cc}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2000} = 2,89\Omega \rightarrow \underline{Z_R} = j2,89$$

Impédance du transformateur

$$Z_T = \frac{U_b^2}{S_T} U_{cc} = \frac{10^2}{0,4} * 0,04 = 10\Omega$$

$$R_T = \frac{U_b^2}{S_T^2} P_{cc} = \frac{10^2}{0,4^2} * 6,83.10^{-3} = 4,3\Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{10^2 - 4,3^2} = 9,03\Omega$$

$$\underline{Z}_T = 4,3 + j9,03$$

Impédance de la ligne

$$\underline{Z}_L = 2,5(1,12 + j0,39) = 2,8 + j0,975$$

Court-circuit en B

$$\underline{Z} = \underline{Z}_d + \underline{Z}_L = j2,89 + 2,8 + j0,975 = 2,8 + j3,865$$

$$\text{module } \underline{Z} = \sqrt{2,8^2 + 3,865^2} = 4,77\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{U_b}{\sqrt{3}Z} = \frac{10}{\sqrt{3}*4,77} = 1,21kA = 1210A$$

Court-circuit en C

$$\underline{Z} = \underline{Z}_g + \underline{Z}_L + \underline{Z}_T = 2,8 + j3,865 + 4,3 + j9,03 = 7,1 + j12,895$$

$$Z = \sqrt{7,1^2 + 12,885^2} = 14,72\Omega$$

$$I_{ccb} = \frac{10}{\sqrt{3}*14,72} = 0,392kA = 392A$$

$$I_{cc} = I_{ccb} * \frac{U_b}{U_T} = 392 * \frac{10}{0,4} = 9800A$$

Exercice 6 :

Une charge triphasée équilibrée de 30MW est alimentée sous 132kV, 50Hz avec un cosφ de 0,85 en retard de phase par une ligne de transport la série d'impédance d'un seul conducteur est égale à $20+j52$ et l'admittance totale par phase $=315.10^{-6}S_m$. En utilisant la méthode T, déterminer :

1. Les paramètres A, B, C et D
2. La tension au départ de la ligne
3. Le pourcentage de régulation

Solution

1. Les paramètres de la ligne

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{YZ}{2} \rightarrow AN: \underline{A} = \underline{D} = 1 + j \frac{315.10^{-6}*(20+j52)}{2}$$

$$\underline{A} = \underline{D} = 0,992 + j0,00315 \quad module = 0,92, argument = 0,18^\circ$$

$$\underline{B} = \underline{Z} \left(1 + \frac{YZ}{2} \right) = 20 + j52 \left(1 + \frac{j315.10^{-6}*(20+j52)}{2} \right)$$

$$\underline{B} = 19,84 + j51,82 \quad module = 55,55, argument = 69^\circ$$

$$\underline{C} = \underline{Y} = j315.10^{-6} \quad module = 0,000315, argument = 90^\circ$$

2. La tension de départ

$$V_a = \frac{13^2}{\sqrt{3}} = 76,21kV; I_Q = \frac{30.10^6}{132.10^3*0,85*\sqrt{3}} = 154,37A$$

$$\underline{V}_a = 76210 + j0; \underline{I}_Q = 154(0,8 - j53)$$

$$\underline{V}_d = \underline{V}_a \underline{A} + \underline{B} \underline{I}_a \rightarrow AN: \underline{V}_d = 76210(0,0992 + j0,00315) + (19,84 + j51,82)(131 - j81,62)$$

$$\underline{V}_d = 82,428 + j5413 = 82,6kV$$

$$V_d = 82,6 * \sqrt{3} = 143kV$$

3. Pourcentage de régulation

$$\%R = \frac{\frac{V_d}{A} - V_a}{V_a} = \frac{\frac{82,6}{0,992} - 76,21}{76,21} = 9,25\%$$

Exercice 7 :

Une ligne triphasé de 50Hz, 150km, a une résistance, une réactance inductive et une admittance capacitive shunt de $0,1\Omega$; $0,5\Omega$; $3.10^{-6}Sm$ par km et par phase.

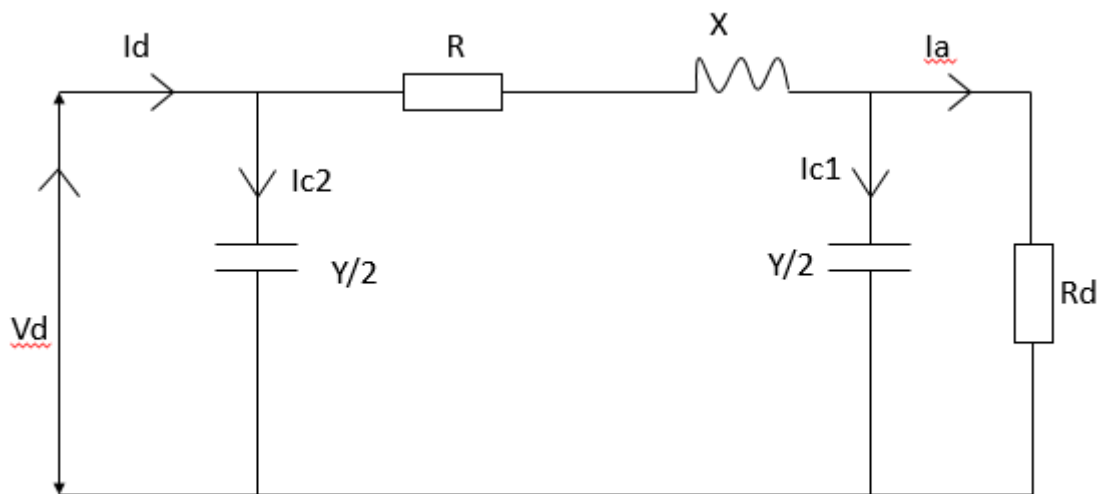
Si la ligne alimente une charge de 50MW sous une tension de 110kV avec un $\cos\phi=0,8$ (en retard)

- 1) Représenter le schéma
- 2) Calculer la tension au départ de la ligne
- 3) Calculer le courant au départ de la ligne

Calculer par la méthode π

Solution

1)



2) Tension au départ de la ligne

$$\underline{V}_a = V_a + j0 = 110000V$$

$$\underline{I}_a = I_a(\cos\varphi - j\sin\varphi)$$

$$I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\varphi} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110000 \cdot 1,8} = 328,03A$$

$$R = 0,1 * 150 = 15\Omega$$

$$X = 0,5 * 150 = 75\Omega$$

$$Y = 3 \cdot 10^{-6} * 150 = 45 \cdot 10^{-5} S_m$$

Tension de phase à l'arrivée : V_a

$$V_a = \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 64kV$$

$$\underline{I}_a = I_a(\cos\varphi_a - j\sin\varphi_a) = 328(0,8 - j0,6) = 262 - j197A$$

$$\underline{I}_{c1} = j \frac{C}{2} \omega \cdot V_a = j \frac{Y}{2} V_a = j14,3A$$

Calcul de I_L

$$\underline{I}_L = \underline{I}_a + \underline{I}_{c1} = 262 - j183$$

Calcul de la tension au départ de la ligne

$$\underline{V}_d = \underline{V}_a + \underline{Z} \underline{I}_L = 64000 + (15 + j75)(262 - j183)$$

$$\underline{V}_d = 81131 + j16142,5 V$$

$$V_d = \sqrt{81131^2 + 16142,5^2} \approx 83kV$$

Tension de la ligne : $U = V_d \cdot \sqrt{3}$

3) Courant au départ de la ligne

$$I_{c2} = j \frac{Y}{2} \cdot j \underline{V}_d = j(81131 + j16142,5)j \frac{45 \cdot 10^{-5}}{2} = -3,8 + j12,25$$

$$I_d = I_{c2} + I_L = (-3,8 + j18,25) + (262 - j183) = 258,6 - j164,25$$

$$I_d = \sqrt{258,6^2 + 164,25^2} = 306,4A$$

Exercice 8

Une ligne de transport moyenne et monophasée de 100km de long, possède les paramètres suivants :

- La résistance par km et par phase est de $0,25\Omega$
- La susceptance (admittance) Y par km et par phase est de $14.10^{-6}S_m$
- La réactance inductive X par km et par phase est de $0,8\Omega$
- La tension d'arrivée $V_a=66kV$.

On considère que toute la capacité est concentrée à l'arrivée de la ligne.

On demande de déterminer :

- 1) Le courant au départ de la ligne
- 2) La tension au départ de la ligne
- 3) Le pourcentage de régulation
- 4) Le $\cos\varphi$ au départ de la ligne

La ligne a une puissance de 15000kW sous un $\cos\varphi$ à l'arrivée ($\cos\varphi_a$) en retard de phase.

Solution

- 1) Le courant au départ de la ligne

$$R = 0,25 * 100 = 25\Omega$$

$$X_L = 0,8 * 100 = 80\Omega$$

$$Y = 14.10^{-6} * 100 = 14.10^{-4}S_m$$

$$\underline{Z_T} = R + jX = 25 + j80$$

$$I = \frac{P}{U \cos\varphi} = \frac{15000.10^3}{66.10^3 * 0,8} = 284A$$

$$\underline{I_a} = I(\cos\varphi - j\sin\varphi) = 284(0,8 - j0,6) = 227 - j170$$

$$\underline{I_c} = jV_a Y = j66 \cdot 10^3 * 14 \cdot 10^{-4} = j92$$

$$\underline{I_d} = \underline{I_a} + \underline{I_c} = 227 + j(92 - 170) = 227 - j78$$

$$I_d = \sqrt{227^2 + 78^2} = 240A$$

La chute de tension

$$\underline{\Delta U} = \underline{I_d} \underline{Z} = (25 + j80)(227 - j78) = 11,915 + j16,210$$

2) La tension au départ de la ligne

$$\underline{V_d} = \underline{V_a} + \underline{\Delta U} = (V_a + j0) + 11,915 + j16,210$$

$$\underline{V_d} = 77,915 \cdot 10^3 + j16,210$$

$$V_d = \sqrt{(77,915 \cdot 10^3)^2 + (16,210)^2} = 77,915kV$$

3) La régulation

$$\%R = \frac{V_d - V_a}{V_a} = \frac{77,915 - 66}{66} * 100 = 18$$

4) Le facteur de puissance au départ

$$\cos\varphi_d = \cos\varphi_a + tg\alpha = \cos\varphi_d + \cos\alpha$$

$$tg\alpha = \frac{16,21}{77,915} \quad \alpha = 11,50^\circ \rightarrow \cos\alpha = 0,08$$

$$\cos\varphi_d = 0,8 + 0,08 = 0,88$$

IV. Transport de l'énergie électrique par lignes souterraines

Le transport de l'énergie électrique à très haute tension, entre villes et entre pays est presque exclusivement réalisé en lignes aériennes.

La réalisation de telles lignes en souterraines auraient un coût exorbitant, compte tenu des exigences techniques d'une ligne souterraine.

Avec les évolutions techniques et technologiques, les lignes de transport pour des tensions allant jusqu'à 90kV, peuvent aujourd'hui être réalisées en souterraines.

Le choix de lignes électriques souterraines a des sous-basements de sécurité (les conducteurs sont dans le sol), environnementaux (pas de forêts de support et de lignes électriques dans le paysage), des sous-basements d'aménagement du territoire.

L'installation de lignes souterraines a plusieurs exigences techniques du côté du type de câble, du mode de pose.

4.1) Les câbles pour lignes souterraines

Les câbles utilisés en lignes souterraines sont au contraire des câbles de lignes aériennes, des câbles à isolation synthétiques ; leur épaisseur est fonction du niveau de tension.

Les câbles sont principalement les câbles à isolation à papier imprégné de masse ; les câbles à isolation en polyéthylène réticulé.

- Les câbles à isolation à papier imprégné de masse : ce sont les câbles qui, aujourd'hui, sont de moins en moins utilisés ; mais considérant leur isolation massive, ces câbles ont une longue durée de vie, raison qui maintient plus ou moins encore leur utilisation.
- Les câbles à isolation synthétiques en polyéthylène réticulé : ce sont des câbles qui, à cause de leur forte protection, sont aujourd'hui les plus utilisés



Figure 4.1) : Câble haute tension pour ligne souterraine

4.2) Mode de pose

L'installation de lignes souterraines se fait en plusieurs modes de pose dépendant de la nature du câble, du milieu traversé et des obstacles rencontrés.

- Le mode de pose à caniveau : les câbles sont placés dans des caniveaux à béton armé remplis de sable et fermés après. Ce mode de pose est utilisé si l'ouverture des caniveaux n'est pas fréquente.
- La pose en fourreau : ici, les câbles sont insérés dans des fourreaux pré-intégrés dans des blocs de béton. Ce mode de pose est utilisé pour la traversée des chaussées en dessous.
- La pose en mortier maigre : les câbles sont installés directement dans un mortier maigre (mélange de sable, d'eau et de ciment ou de chaux). Ce mode est utilisé pour les milieux non encombrés, monde rural principalement.
- La pose en galerie : ici, les câbles sont regroupés dans des galeries souterraines. C'est un mode de pose, surtout utilisé à la sortie des postes de transformation urbain.



Figure 4.2) : Pose d'un câble électrique dans un fourreau

4.3) Les facteurs limitant

A la différence des lignes aériennes où les câbles sont portés par des supports espacés et à hauteur (ce qui facilite d'éviter les impasses), les lignes souterraines sont sous terre et ne peuvent pas faire de sauts.

Cette nature des lignes implique un fonctionnement et une durée de vie influée par plusieurs facteurs :

- La nature des sols et leur environnement : les sols peuvent être meubles et difficiles à aménager, ce qui nécessite de solides caniveaux en béton armé.
Outre cela, les insectes dans le sol et autres aptes à manger ou à détruire l'isolation des câbles exigent des produits de protection de ces caniveaux ou d'autres types de conduite.
- Le comportement capacitif des câbles : les câbles en polyéthylène réticulé ou autres développent des effets capacitifs, exigeants l'installation de station de compensation électrique ; ce qui complexifie plus encore l'installation de la ligne.
- Le coût élevé des lignes souterraines : la nature des impasses à franchir renchérit le coût des lignes souterraines, en sus des différentes protections nécessaires liées à la pédologie des sols. Le coût élevé des lignes souterraines fait qu'elles ne peuvent pas être renvoyées pour de très longues distances afin de ne pas aboutir à des coûts prohibitifs. En général,

les lignes souterraines se limitent en milieu urbain et périurbain pour des tensions ne dépassant pas 90kV et pour des distances non supérieures à 100km.

Par exemple, le Sénégal vient de réaliser une ligne souterraine d'interconnexion Dakar-Yembeul-Malika-Diamniadio avec un poste 30/90kV et un poste 90/225kV à Diamniadio.

V. Transport de l'énergie électrique en courant continu

Aujourd'hui, les besoins immenses et variés en couverture d'énergie électrique, exigent des niveaux de puissance et de tension très importants.

C'est pour répondre à de telles exigences, que le système de production d'énergie électrique est construit sous forme triphasé pour atteindre des puissances importantes. C'est un système triphasé de courant alternatif.

Transporter de l'énergie électrique en courant continu, tenant compte des objectifs précédents, aura principalement trois résultats :

- Diminuer l'investissement en infrastructures (pylônes, conducteurs, autres auxiliaires, ...)
- Réduire fortement les pertes encourues dans le transport en courant alternatif
- Adoucir les effets sur l'aménagement du territoire.

Cependant, la viabilité d'un transport en courant continu est considéré comme acceptable à partir d'une distance de 1500km.

Il reste à noter qu'un tel trajet peut avoir plusieurs nœuds et c'est pour diminuer le nombre de nœuds, qui coûtent chers, qu'on part de 1500km.

En effet, la production se faisant en système triphasé de courant alternatif, pour arriver en courant continu, il faut des convertisseurs. En début de ligne, nous avons besoin de convertisseurs alternatif-continu (redresseurs haute puissance) et au niveau de chaque nœuds au cours de la ligne, nous avons besoin de transformateurs, de convertisseurs continu-alternatif (onduleurs) et en repartant à partir du nœud un autre convertisseur alternatif-continu (redresseur).

Ainsi l'analyse technico-économique d'un transport en courant alternatif consistera à comparer le coût d'investissement global d'un transport en courant alternatif triphasé au coût global d'un transport en courant continu.

Il s'agira donc de déterminer ou de se renseigner sur le prix des pylônes, des conducteurs, des chaînes d'isolateurs et autres auxiliaires ; du côté du courant continu, il s'agira de connaître le prix des redresseurs de puissance des transformateurs, des onduleurs de puissance, des conducteurs type courant continu, etc. Il s'agira enfin de rapporter le coût des pertes au coût global d'investissement.

Si, in fine, la comparaison est favorable au transport en courant continu alors on pourra conclure à la viabilité de l'entreprise

Une comparaison sommaire d'une ligne électrique en courant alternatif triphasé avec une ligne électrique en courant continu, nous permet de dire que la ligne triphasé nous donne plus de puissance, consomme plus de conducteurs et crée plus de pertes ; tandis que la ligne de courant continu utilise moins d'infrastructures, moins de conducteurs et crée moins de perte.