



جامعة غليزان
RELIZANE UNIVERSITY

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

Université de Relizane
Département de : Electrotechnique et Automatique



جامعة غليزان
RELIZANE UNIVERSITY

Support de cours

Réseaux de transport et de la distribution d'énergie électrique

Organisation du transport d'énergie électrique

1ère Année Master

Option: Electrotechnique Industrielle

Dr: Mankour Mohamed

Année universitaire 2022/2023

1. Partie 01: Introduction au système HVDC

2. Partie 02: Modélisation des lignes électrique et

Transformateur de puissance dans les réseaux de

distribution et de transport

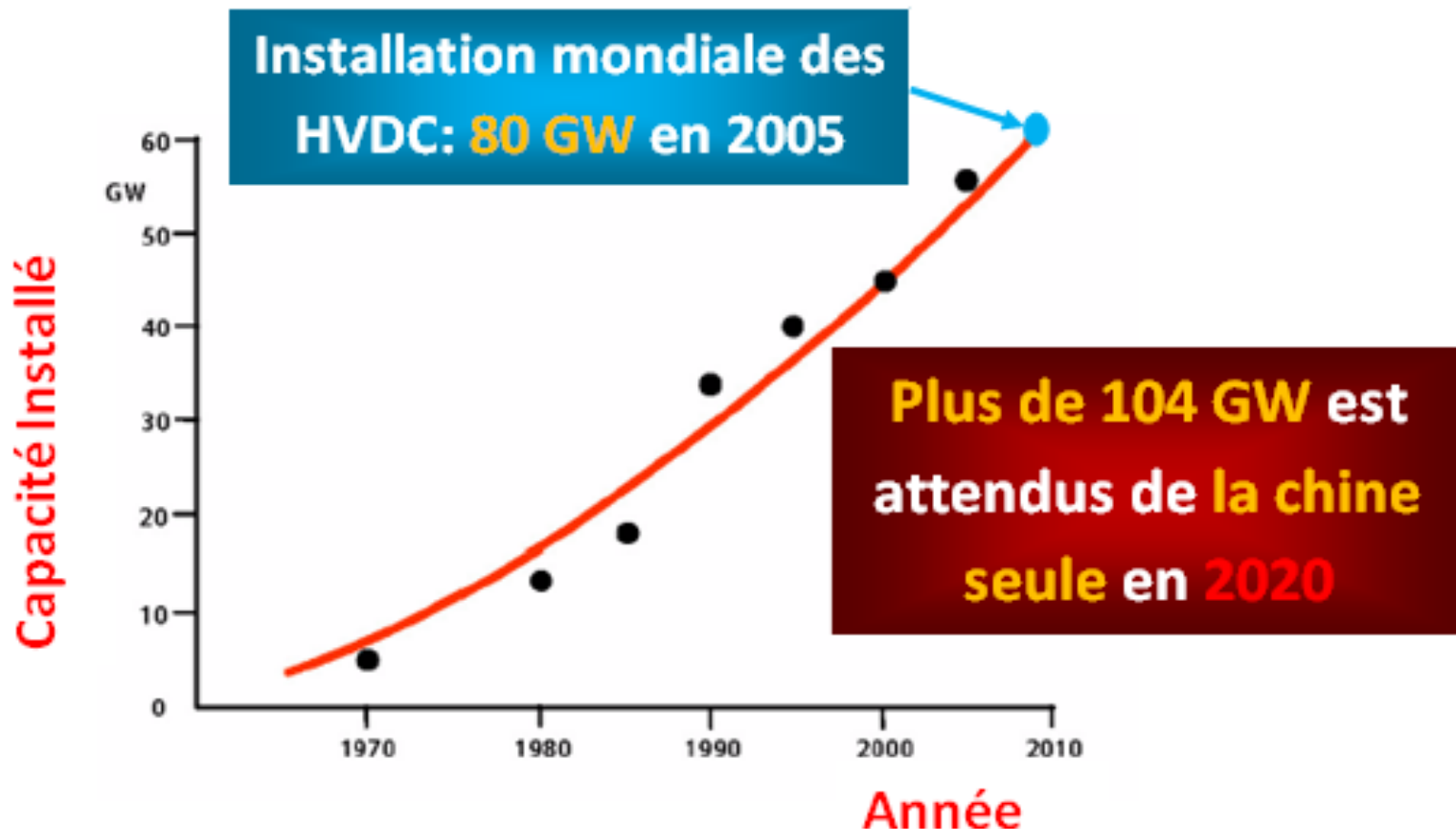
Introduction au systèmes HVDC

l'expansion du réseau AC comporte des mesures législatives problématiques limitant la rapidité de l'expansion. L'expansion est également limitée par la capacité de transmission à longue distance des réseaux CA. Compte tenu de ces défis, on a récemment attiré l'attention sur l'application des réseaux de transport à courant continu à haute tension (CCHT) au dessus ou en complément des réseaux de transport CA existants. Les avantages potentiels d'un réseau HVDC (**High Voltage Direct Current**) comme solution de rechange comprennent, sans toutefois s'y limiter, l'augmentation de l'accès aux sources d'énergie éloignées, l'amélioration de la sécurité du réseau électrique et la réduction d'encombrement des réseaux.

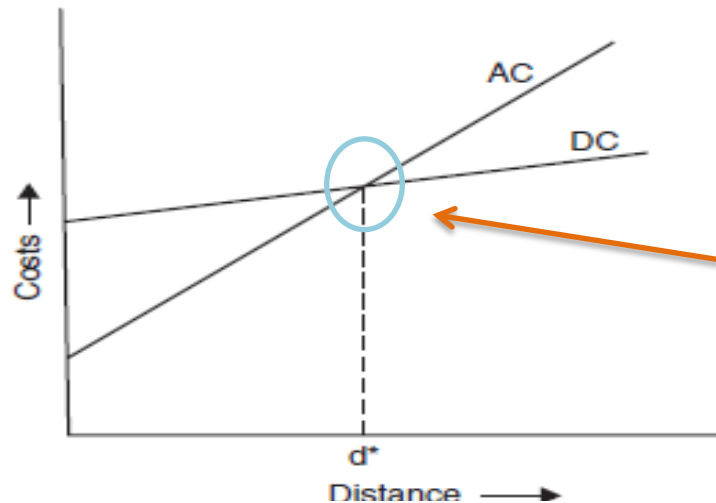
Les systèmes HVDC sont largement utilisés dans les réseaux de transport d'énergie électrique à longue distance. Ceci est attribuable à leurs avantages tels que la transmission d'énergie en masse avec moins de perte d'énergie, l'interconnexion des **réseaux asynchrones** et la **contrôlabilité** des systèmes HVDC, qui améliorent la stabilité du réseau avec une dynamique de charge variable

Croissance d'installation des système HVDC dans le monde

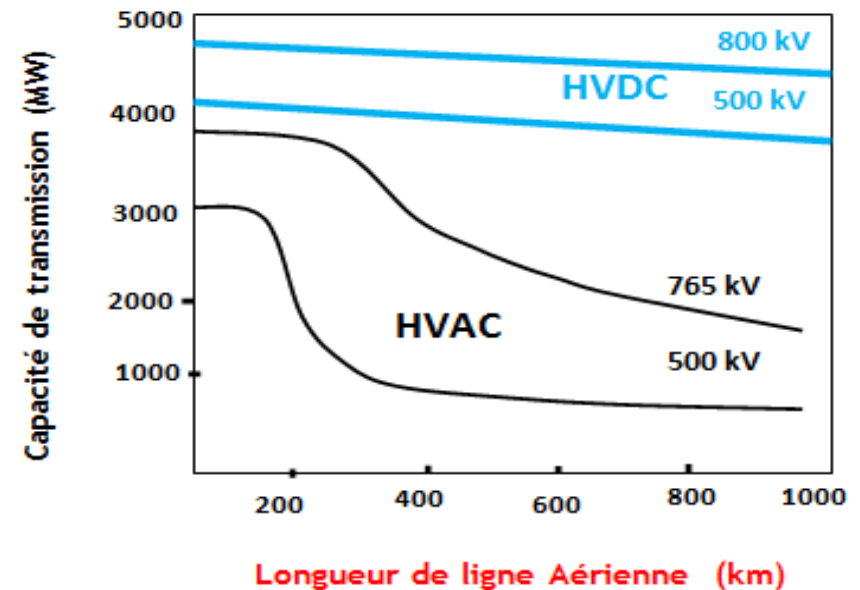
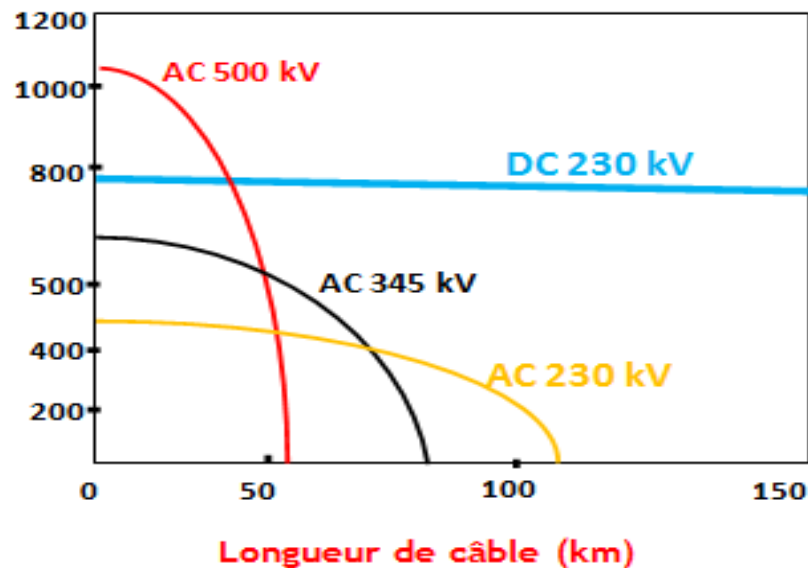
La comparaison des liaisons HVAC et HVDC n'est pas évidente et dépend complètement du cas d'étude : **distance de la liaison**, **puissance considérée**, **les pertes de puissances**, etc. Cependant des études génériques ont été réalisées dans le but de chercher quelle solution est préférable selon différents critères



Critère de choix en HVAC et HVDC



The break even distances peut varier entre 500 to 800 Km.



Illustrations des limites de distance de transmission de puissance

Critère de choix en HVAC et HVDC

6

Courant Alternatif

Avantages	Désavantages
Permet l'utilisation de transformateurs pour élever et abaisser la tension.	Difficulté d'interconnexion de plusieurs réseaux (il faut avoir même tension, même fréquence et même phase).
Facilite la coupure des courants par le passage naturel par zéro 2 fois par période c'est à dire 100 fois par seconde.	Implique des effets inductifs et capacitifs tout au long du réseau, d'où l'existence de puissance réactive pénalisante pour le producteur.
Production directe par alternateurs.	Implique un effet de peau, c'est à dire la concentration du courant dans la périphérie des câbles, d'où la nécessité de câbles et lignes adaptés et donc plus chers.

Courant Continu

Avantages	Désavantage
Pas d'effet réactifs, donc pas de puissance réactive pénalisante pour la production.	Difficulté de couper les courants continus, d'où des dispositifs de coupure plus performants et plus chers.
Facilite l'interconnexion de des réseaux, il suffit d'avoir partout la même tension.	Terminaisons très coûteuses.
Pas d'effet de peau, les câbles et les lignes sont plus simples et moins chers.	Impossibilité de produire ou d'élever la tension dans les très hautes tensions d'où des pertes importantes sur les lignes.

Composant important d'un système HVDC

7

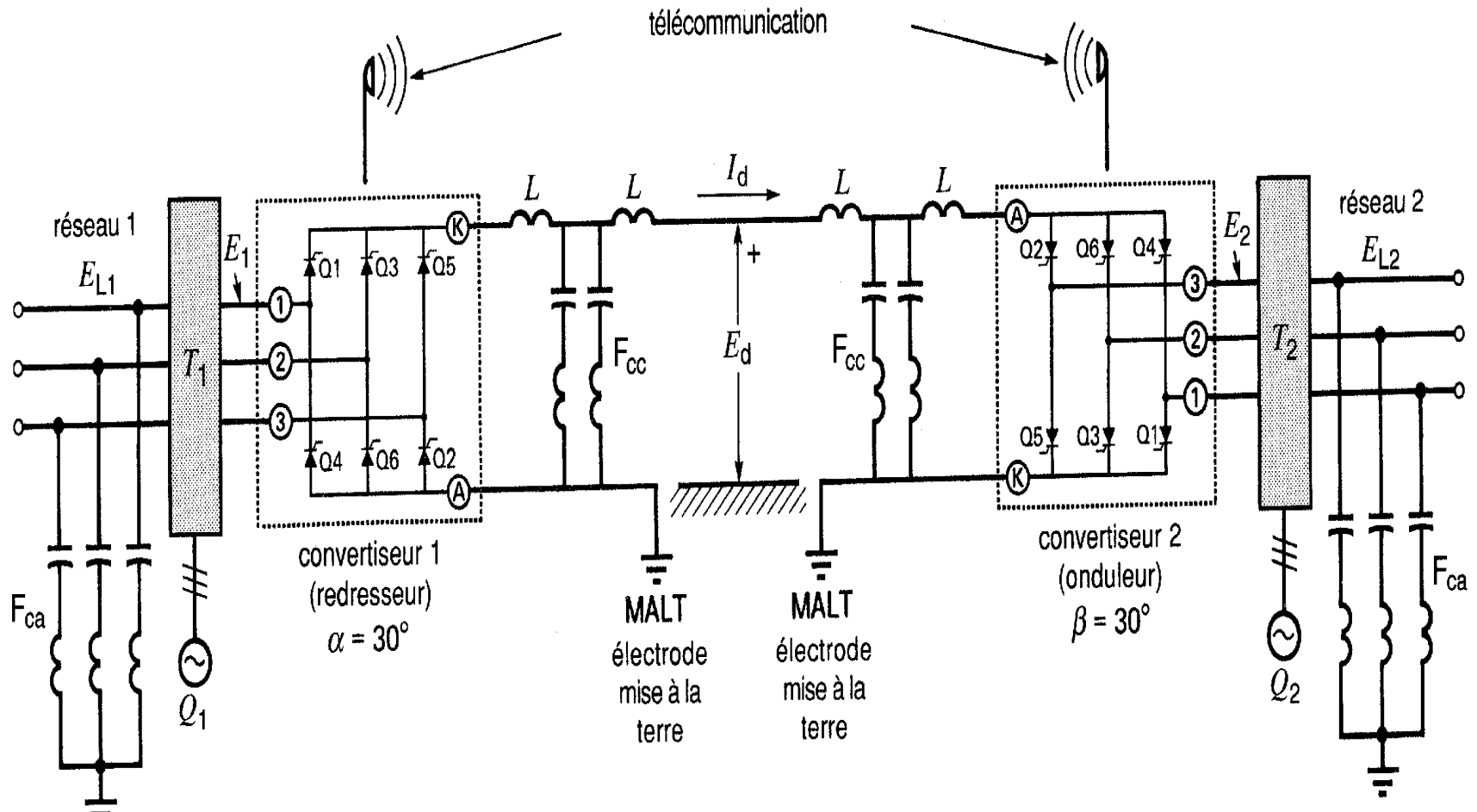
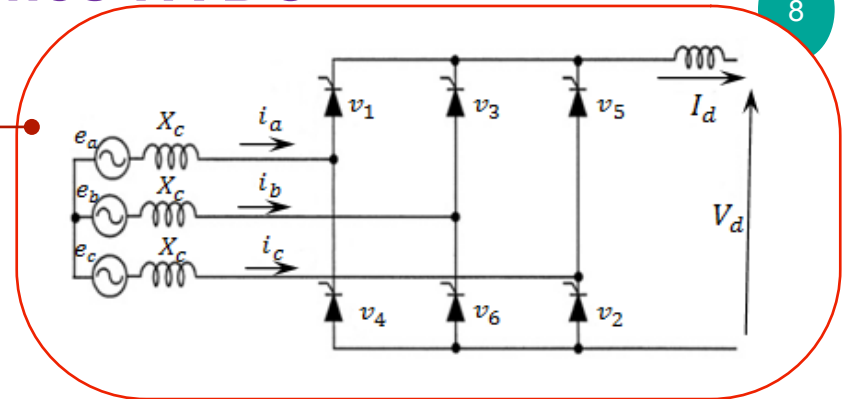
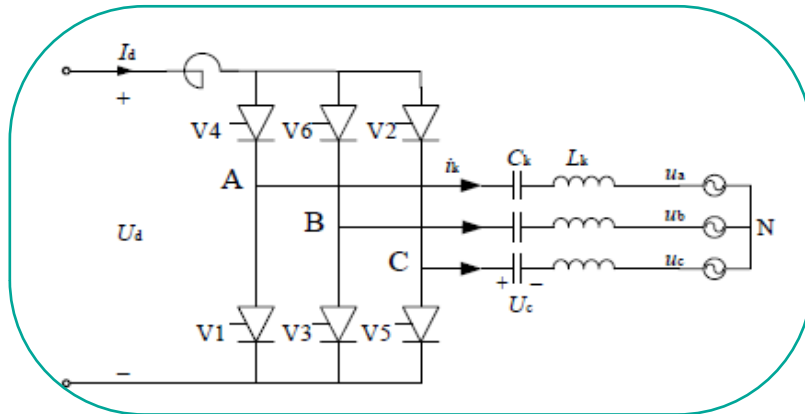


Diagramme schématique montrant les composants importants d'un système de transport à c.c.

Topologies des systèmes HVDC

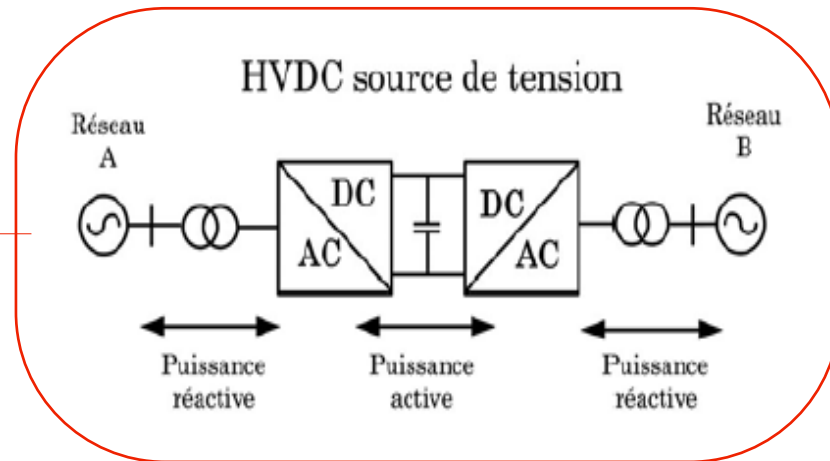
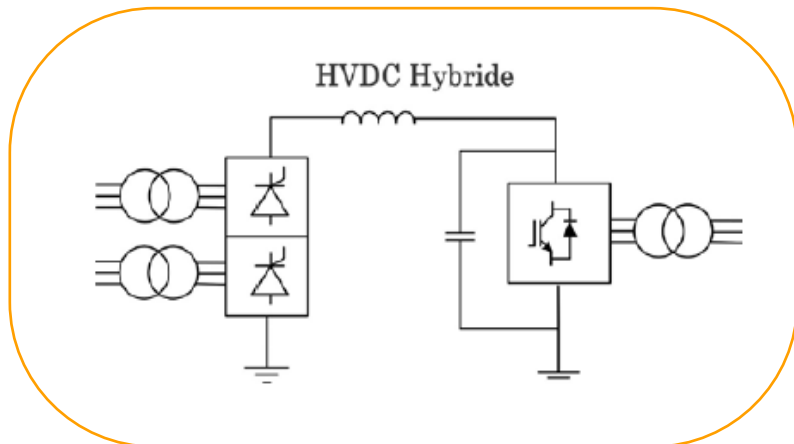
8

1. Convertisseur source de courant LCC



2. Commutation compensée en série

3. Convertisseurs source de tension (VSC)



4. Liaison HVDC Hybride

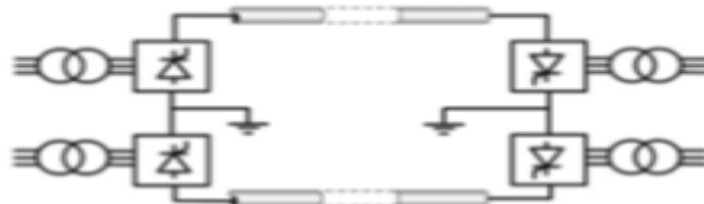
Configurations possibles des liaisons HVDC.



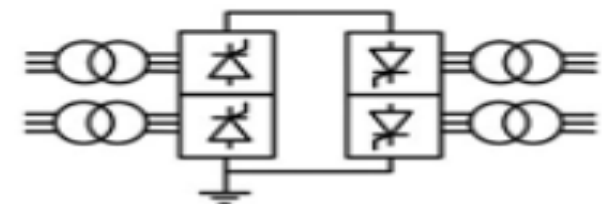
(a) Monopolaire



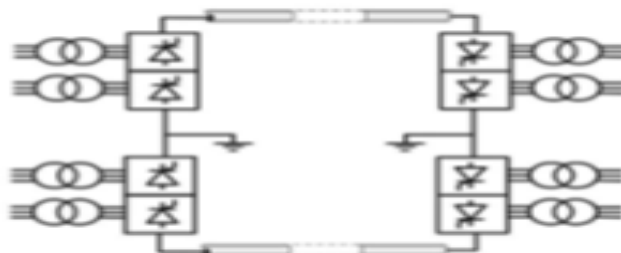
(b) Monopolaire- avec retour métallique



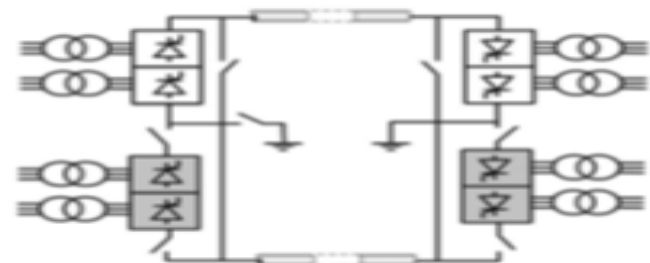
(c) Bipolaire



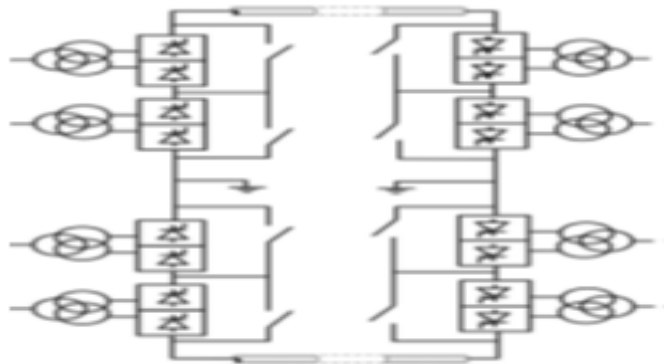
(d) Dos à Dos - Bach to back (B2B)



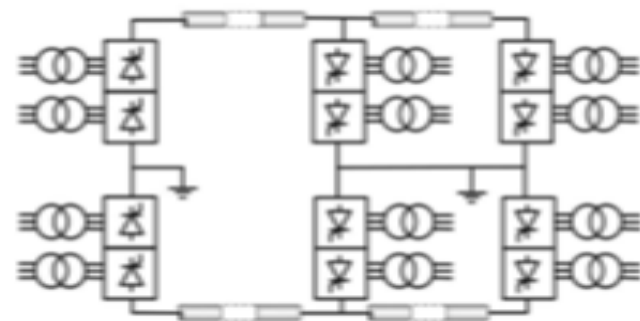
(e) Bipolaire- Retour point intermédiaire à la terre



(f) Bipolaire-retour métallique

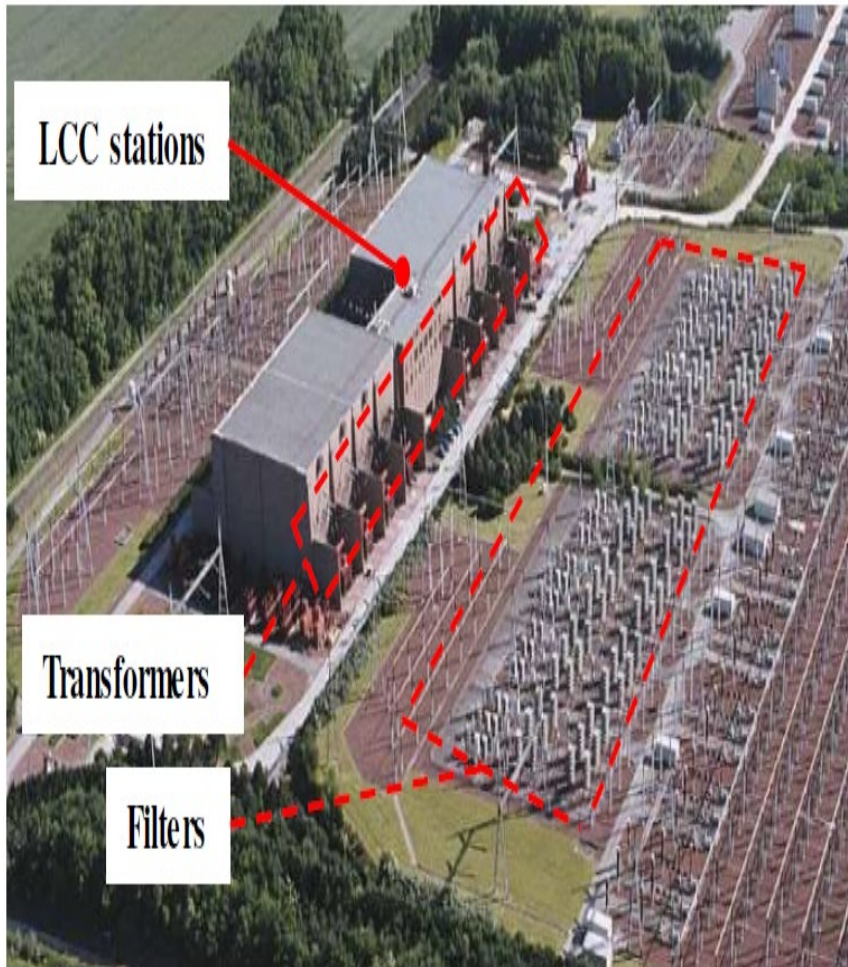


(g) Bipolaire- convertisseur en série



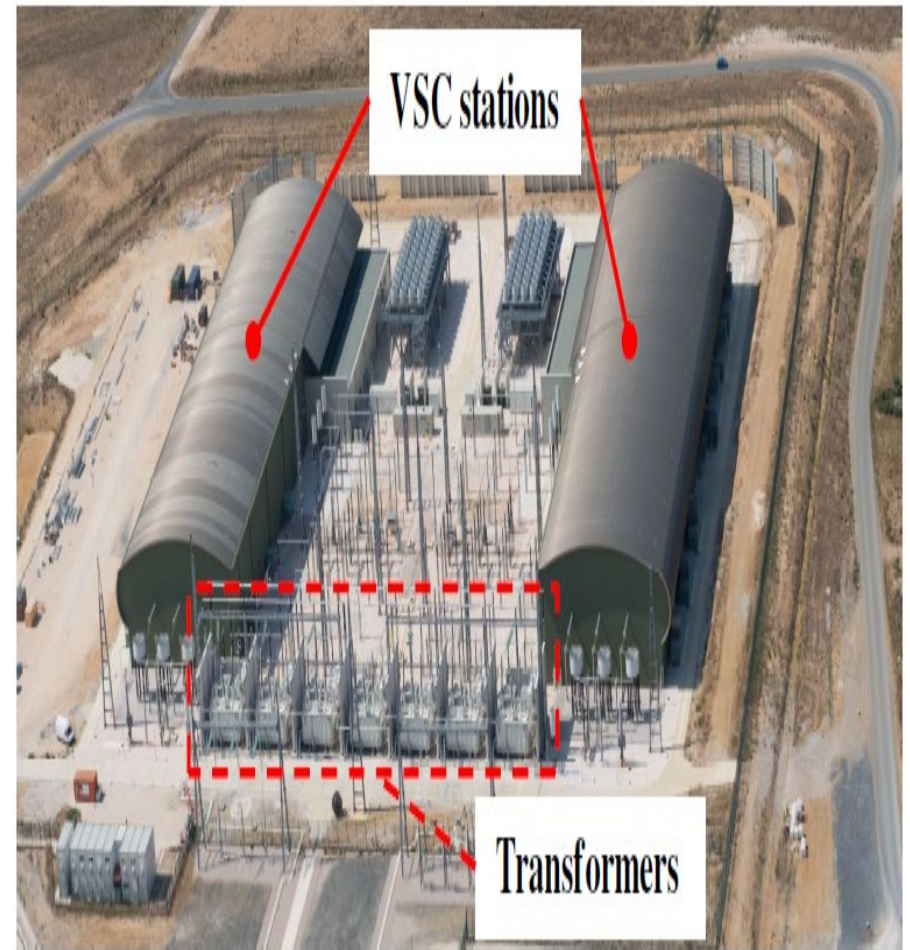
(h) Transmission CC multi-terminal (MTDC)

Liaison LCC-HVDC



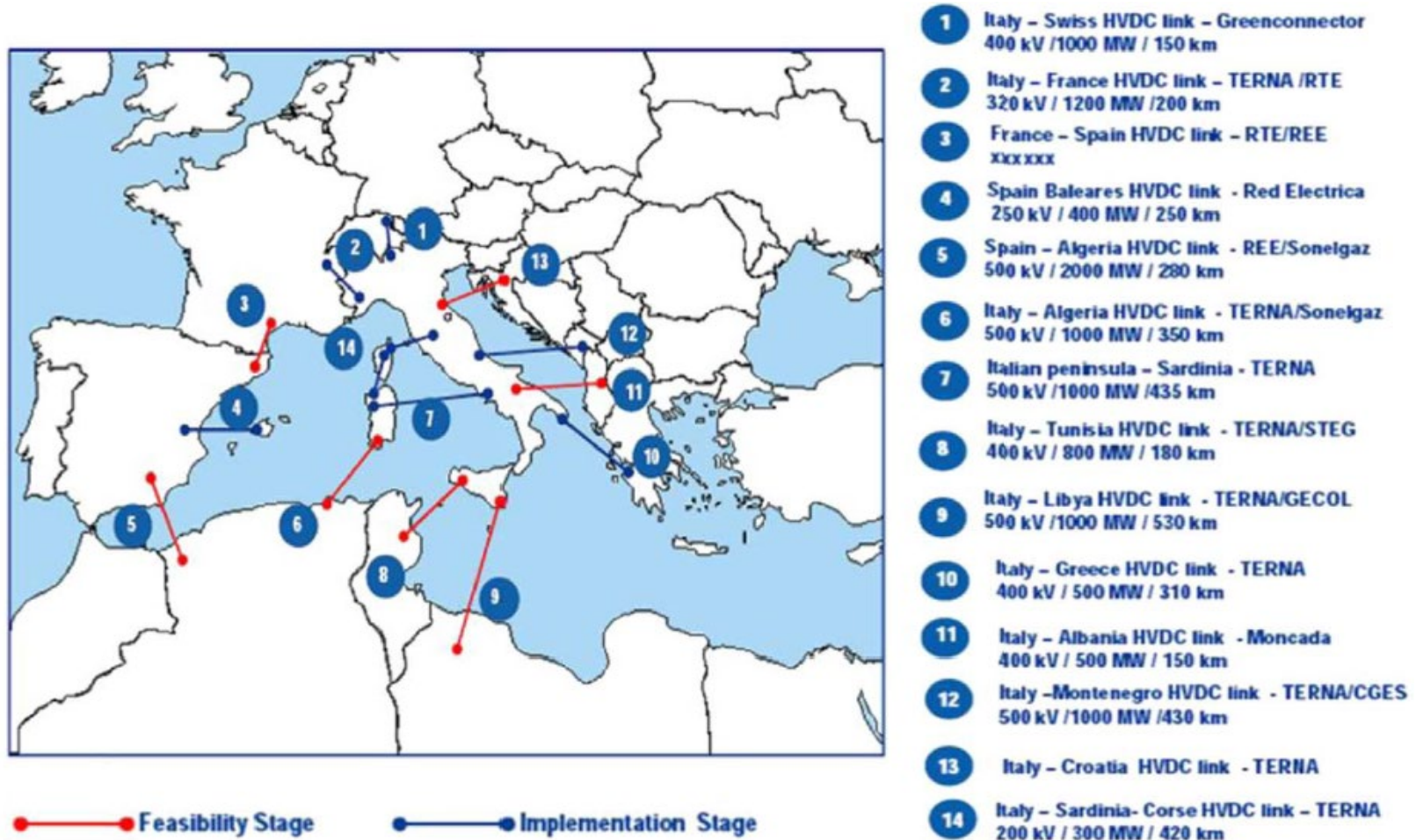
Installation type d'une liaison HVDC-LCC, Projet IFA2000

Liaison HVDC-VSC



: Installation type d'une liaison HVDC-VSC, Projet INELFE

Les liens HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe joueront un rôle croissant dans la recherche d'un système énergétique à faible émission de carbone en Europe. Les liaisons HVDC existantes et prévues en Europe du Sud sont ci-dessous:



Liaisons HVDC existantes et prévues en Europe du Sud.

Name	Type	Tension (kV)	Année de mise en service prévue	Etat	Pays 1 (country)	pays 2 (country)
HVDC Gatica-Cubnezais	Câble sous-marin	320	2025	Accepté	Spain	France
Savoie – Piémont	Câble souterrain	320	2019	En Construction	France	Italy
IFA2	Câble sous-marin	320	2020	En Construction	France	Great Britain
Elmed Project	Câble sous-marin	400	2025	Accepté	Italy	Tunisia
Norway - Germany HVDC	Câble sous-marin	500	2020	En Construction	Norway	Germany
COBRA Cable	Câble sous-marin	400	2019	En Construction	Denmark	Netherlands
NEMO	Câble sous-marin	400	2019	En Construction	Belgium	Great Britain
ALEGrO	Câble souterrain	320	2020	Accepté	Belgium	Germany
Norway - Great Britain	Câble sous-marin	500	2021	En Construction	United Kingdom	Norway
Salgareda - Border IT-SI	Câble souterrain	500	2022	Accepté	Slovenia	Italy
France-Alderney-Britain	Câble sous-marin	320	2022	Accepté	France	Great Britain
Viking Link DKW-GB, TYNDP ID 167.998	Câble sous-marin	515	2022	Accepté	Denmark	Great Britain
ElecLink	Câble souterrain	320	2019	En Construction	United Kingdom	France
Greenconnector	Câble souterrain	400	2022	Accepté	Italy	Switzerland
Hansa Power Bridge	Câble sous-marin	300	2026	Accepté	Germany	Sweden



Partie 02

a. Modélisation des lignes électrique

Modélisation des lignes électrique

Choix des conducteurs d'une ligne

Les pertes ohmiques, Les pertes par effet couronne et Le niveau de perturbation radiophonique sont des facteurs qui déterminants dans le choix des conducteurs d'une ligne. Il est important de choisir un conducteur qui correspond à l'économie maximale compte tenu de la puissance transportée et des pertes par effet joules dans les conducteurs.

Critère 01

Les pertes ohmiques doivent être inférieures à **2 %** de la puissance maximale transportée par la ligne

Critère 02

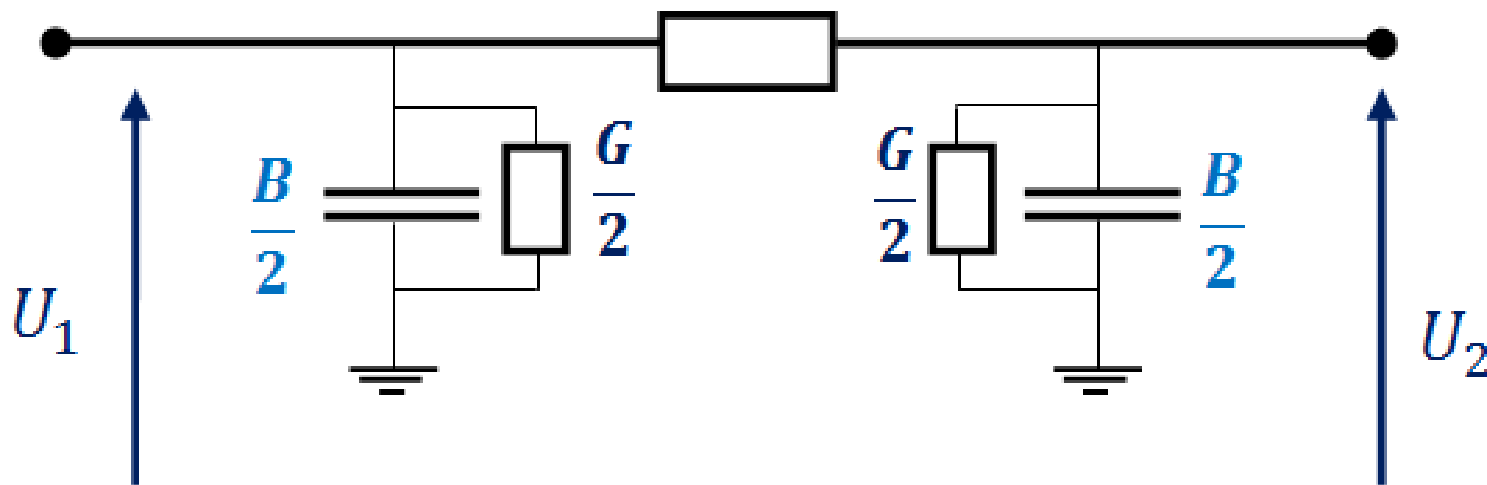
Les pertes par effet couronne doivent être inférieures ou égale à **1.5 kW/km** de la ligne

Critère 03

Le niveau de perturbation radiophonique est aussi un des facteurs limitant le choix d'un conducteur satisfaisant, pour une tension donnée.

Schéma équivalent d'une ligne de transport

$$Z = R + jX$$



r_0 : La résistance de la ligne

x_0 : Réactance inductive de la ligne

b_0 : Effet capacitif entre ligne et terre

g_0 : Pertes par effet couronne (conductance active).

$$R = r_0 l$$

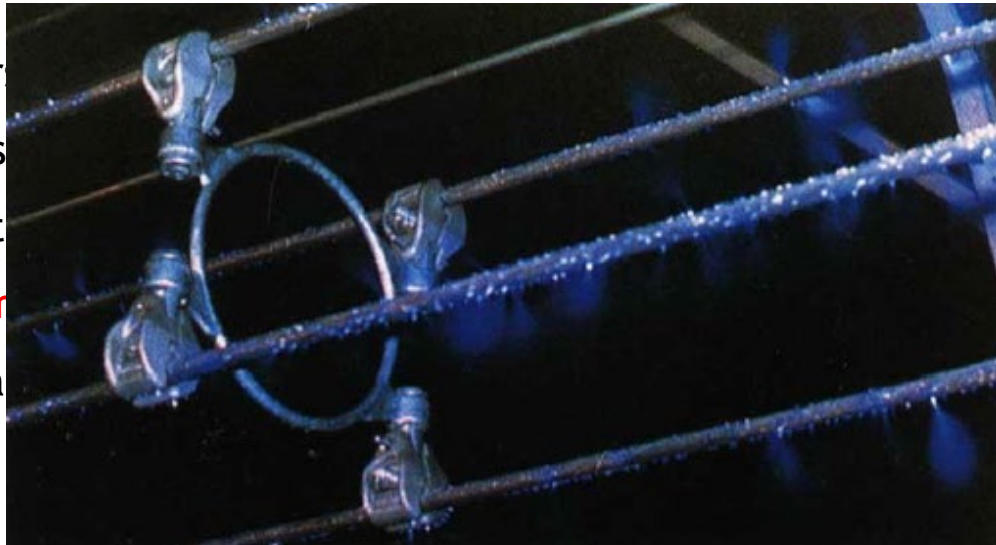
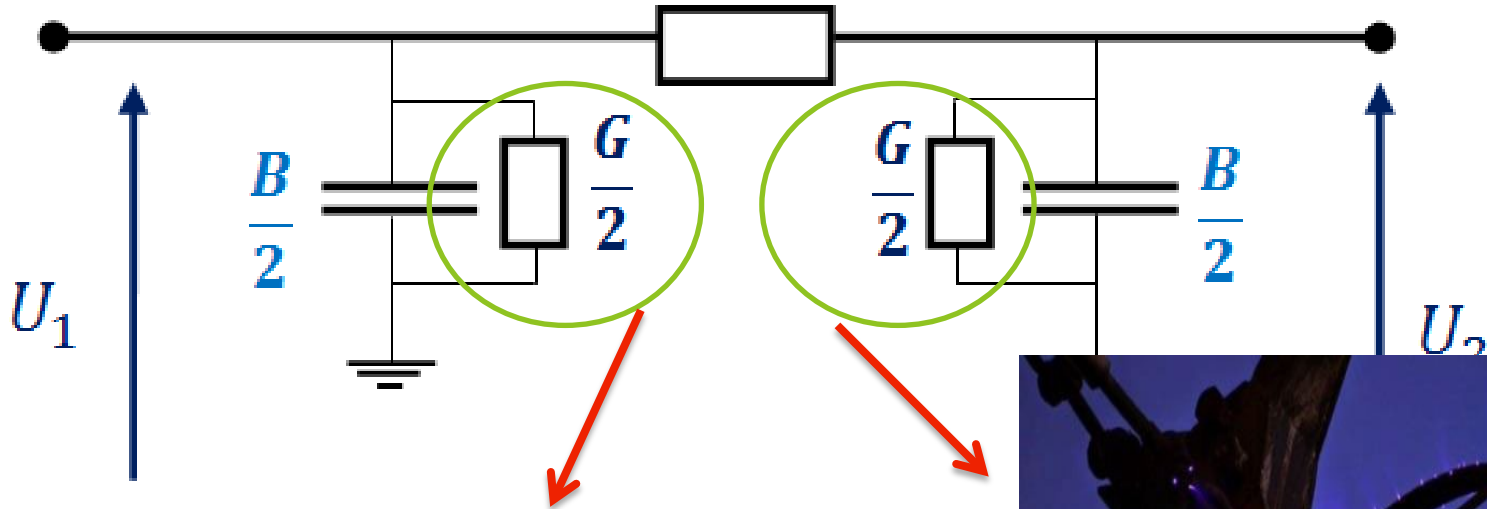
$$X = x_0 l$$

$$B = b_0 l$$

$$G = g_0 l$$

Schéma équivalent d'une ligne de transport

$$Z = R + jX$$



Effet couronne

Choix des conducteurs d'une ligne

1. Les pertes ohmiques (pertes joules)

$$P_{j3\Phi} < 2 \% P_{j3\Phi}$$

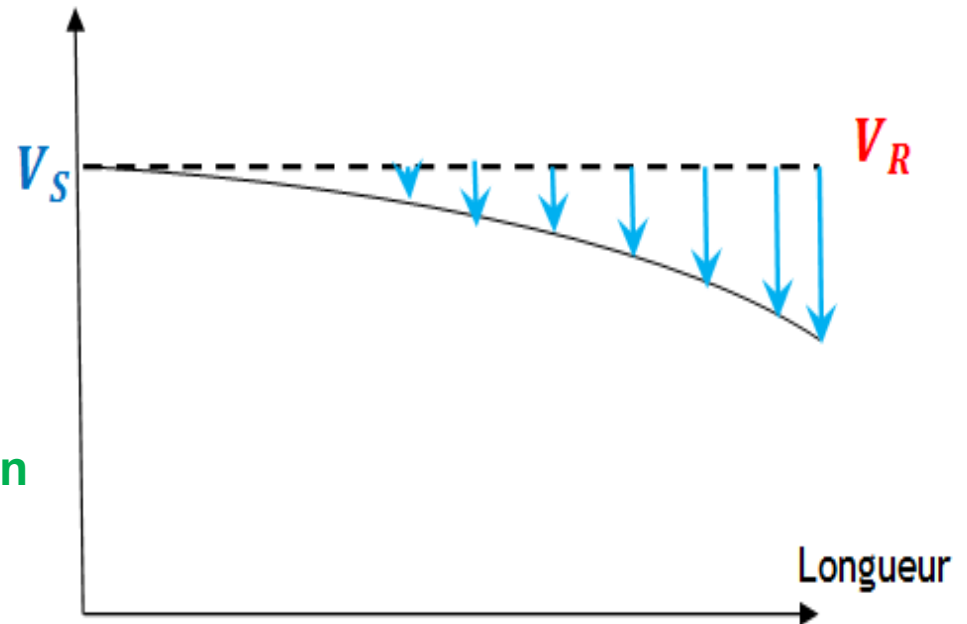
$$P_{j3\Phi} = \sqrt{3} U_{L-L} \cdot I \cdot \cos \varphi$$

$$P_{j3\Phi} = 3 \cdot R \cdot I^2$$

2. Chute de tension

$$\Delta U < 10 \% U_S$$

Si non, on passe à la régulation de la tension

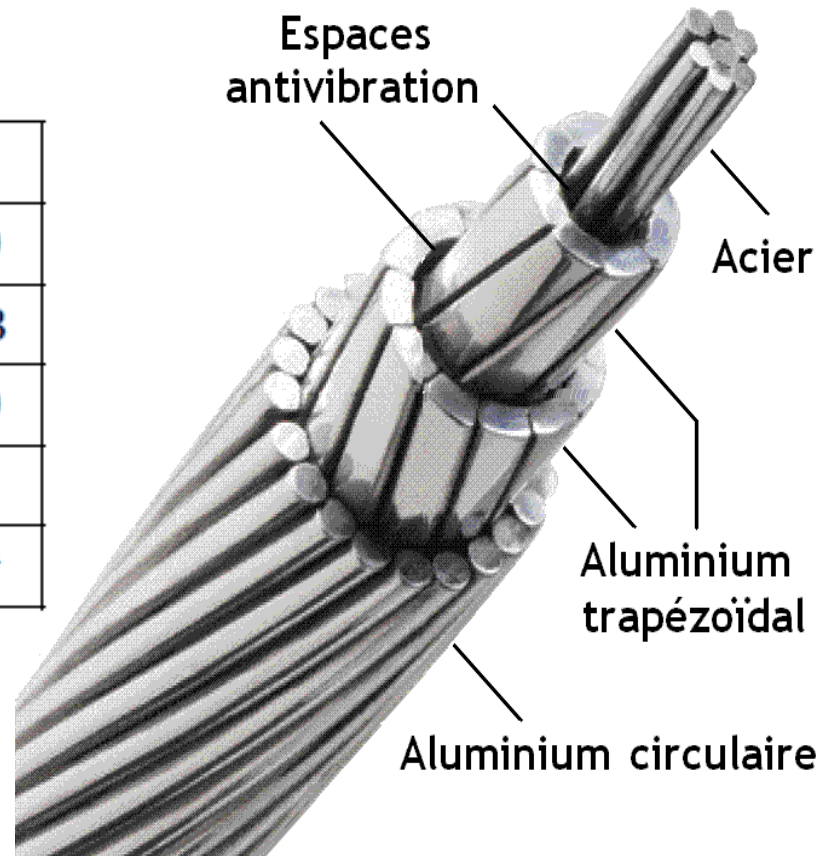


1. Niveau de tension.
2. Longueur de la ligne.
3. Type de conducteur utilisé.
4. Nombre de conducteurs par phase
5. Espacement entre conducteurs (disposition des phases selon la géométrie des supports et des pylônes)

Les conducteurs

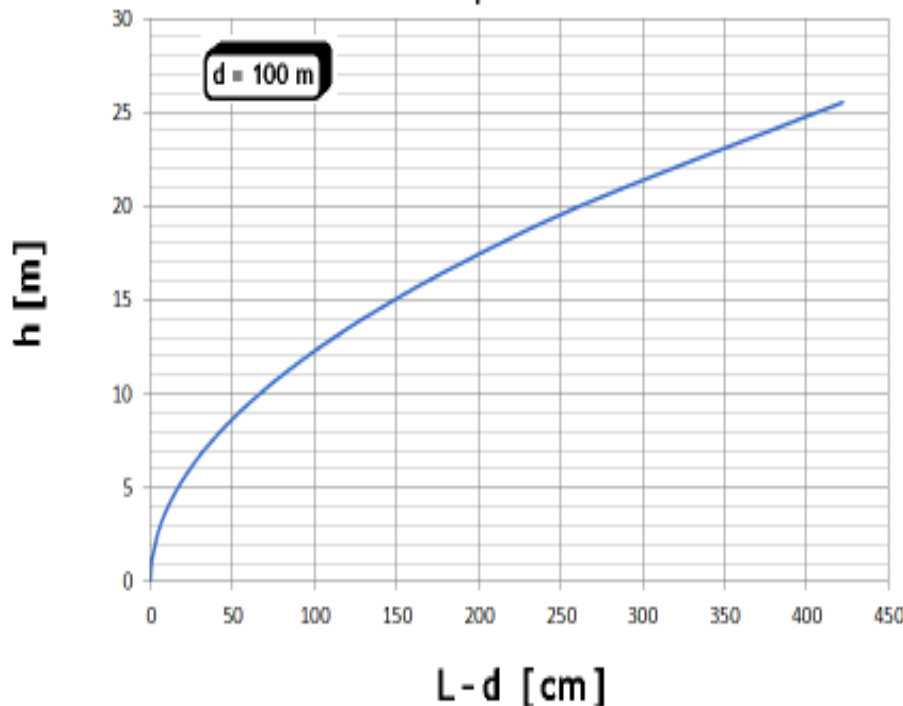
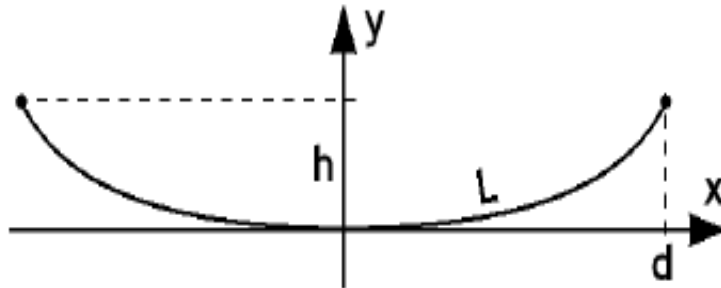
Valeurs typiques	min	max
Courant nominal [A]	105	1150
Résistance [Ω /km]	1,88	0,043
Masse [kg/km]	62	2570
Diamètre total [mm]	5,4	36
Coefficient de dilatation [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]	$2,3 \cdot 10^{-4}$	

Les espaces anti-vibration servent à amortir les oscillations produites par le vent.



Conducteur des lignes aérienne

Suspension des conducteurs



Lorsqu'un courant I circule dans le câble, sa température T_C est supérieure à la température ambiante T_a :

$$T_C = T_a + \frac{\rho I^2}{k 2\pi^2 r^3}$$

avec : r = rayon du conducteur

k = coef. de refroidissement

Sous l'effet de l'échauffement, le câble s'allonge :

$$L(T_C) = L(T_a) [1 + \alpha(T_C - T_a)]$$

avec : α = coef. de dilatation

Résistance de la ligne

La résistance du conducteur est la cause la plus importante de perte de puissance dans une ligne électrique. **La résistance au courant continu** est donnée par:

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

ρ : La résistivité;

l : Longueur du conducteur;

S : Section du conducteur

Il existe plusieurs facteurs qui affectent la valeur de la résistance dans les conducteur en courant continu:

- 1. Effet de peau:** lorsque le courant alternatif circule dans un conducteur, le courant n'est pas réparti uniformément sur la section transversale du conducteur.
- 2. La résistivité** de tout métal varie linéairement sur une température de fonctionnement, et par conséquent la résistance de tout conducteur subit les mêmes variations. **Lorsque la température augmente, la résistance augmente linéairement.**

Correction due à la température

La résistance effective d'un conducteur varie en fonction de la **température**, et en fonction de la fréquence du courant le traversant.

La résistance des conducteur est donnée à **20°C** (résistance kilométrique), mais la résistance effective d'un conducteur est celle calculé à la température réelle du milieu θ_c

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}}(1 + \alpha(\theta_c - \theta_{20^\circ\text{C}}))$$

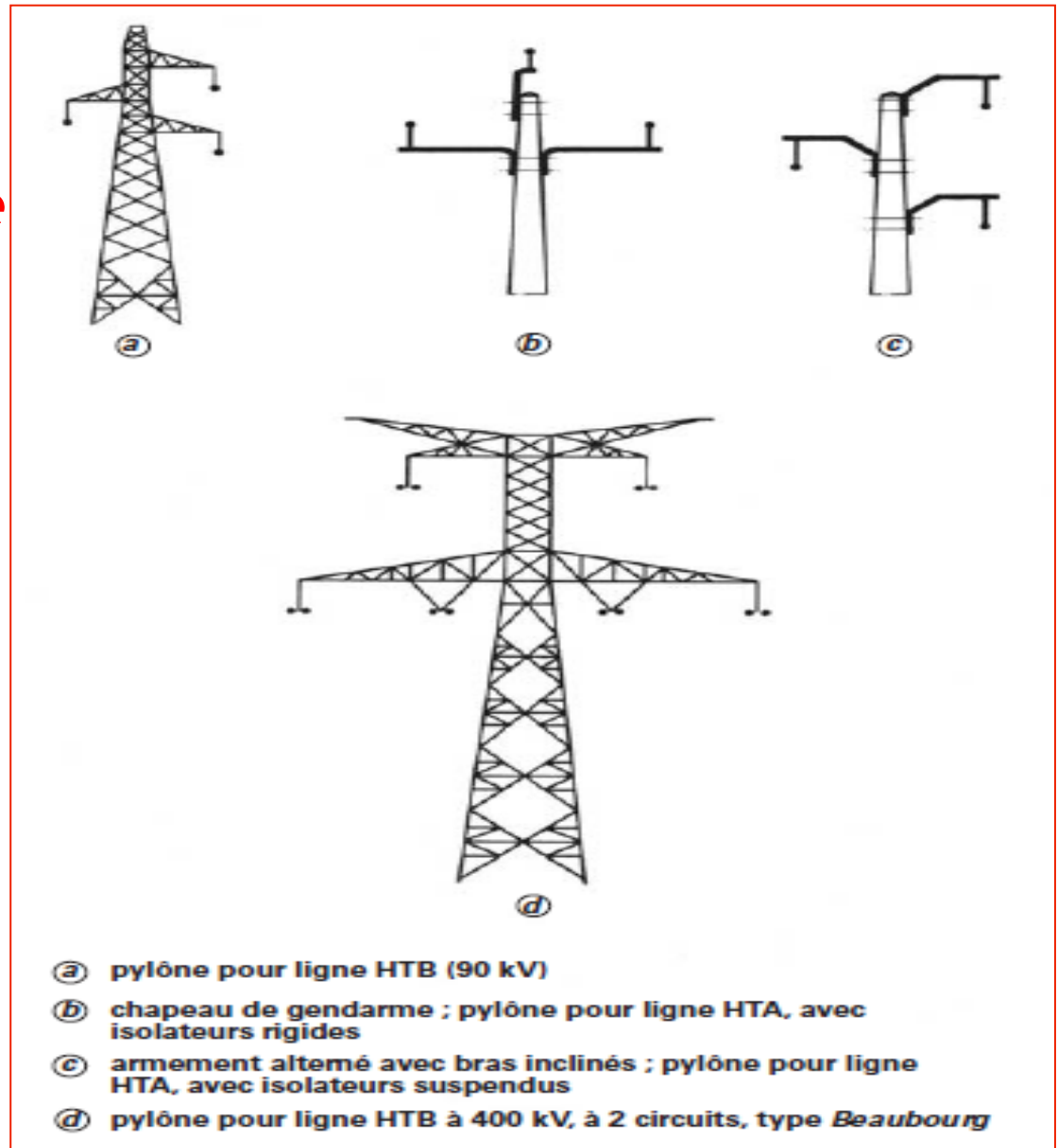
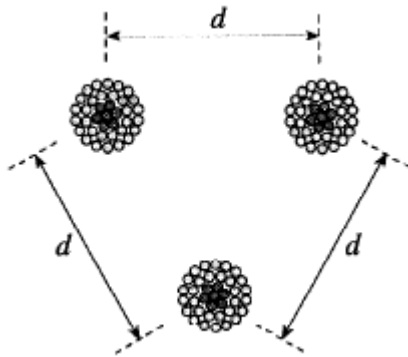
Donc: $R_t = R_{20^\circ\text{C}}(1 + \alpha\Delta T)$

Avec: $\Delta T = T_{\text{finale}} - T_{\text{initiale}}$

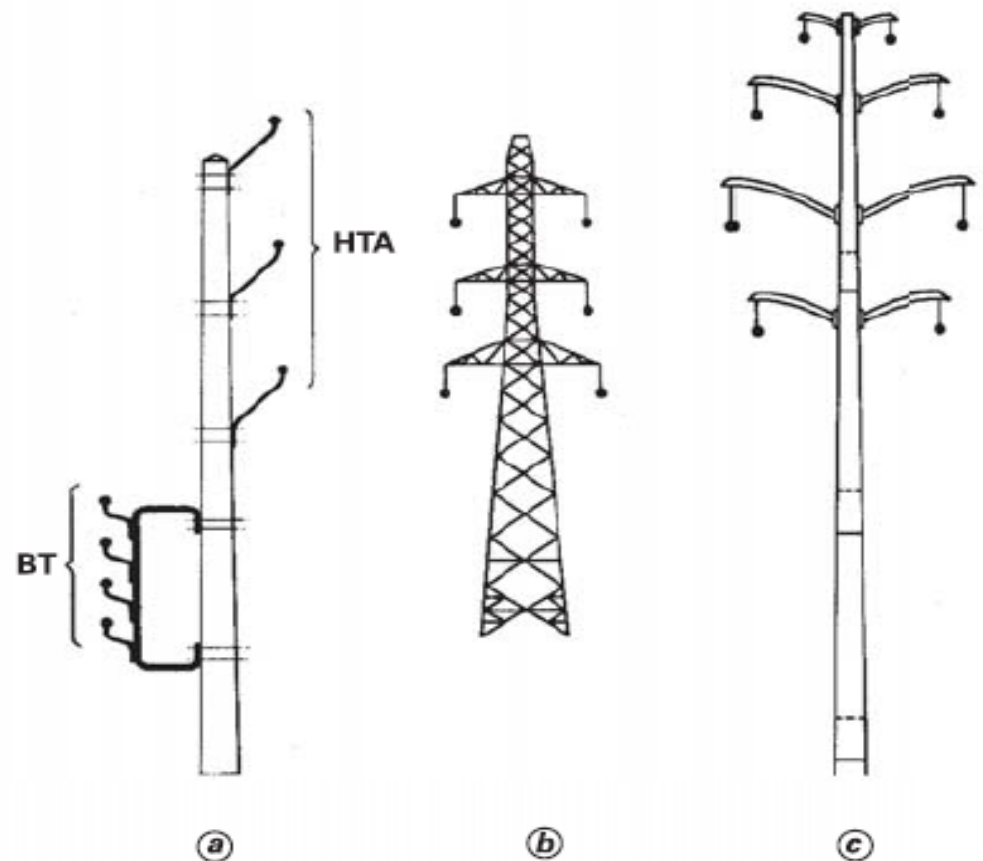
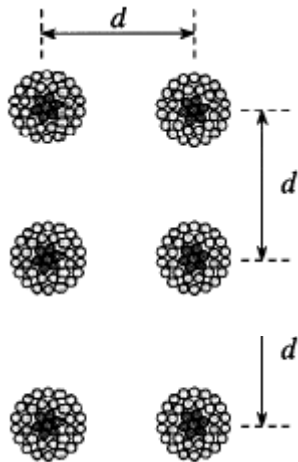
α : Coefficient de température relative aux principaux métaux et alliages utilisés

- La réactance inductive est de loin l'élément d'impédance le plus dominant.
- L'inductance dépend de la **taille des conducteurs**, de l'espacement **entre les conducteurs**, de **la transposition** des conducteurs et du **matériau de chaque conducteur**.
- Plusieurs dispositions sont utilisées dans les systèmes de transmission modernes.

Armements en triangle



Armements en drapeau



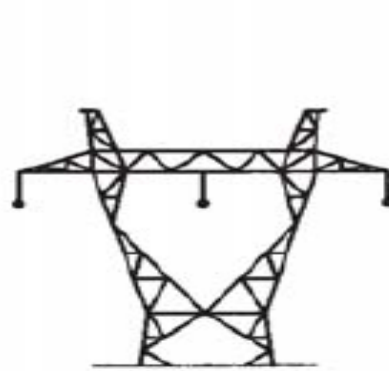
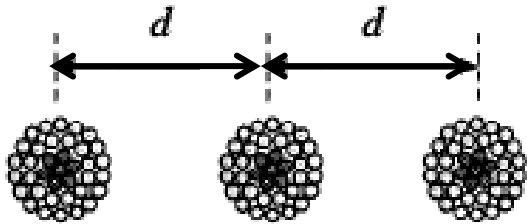
(a) pylône pour ligne mixte BT et HTA

(b) pylône pour ligne HTB à 2 circuits

(c) pylône *muguet* (en tôle pliée) pour ligne HTB à 2 circuits

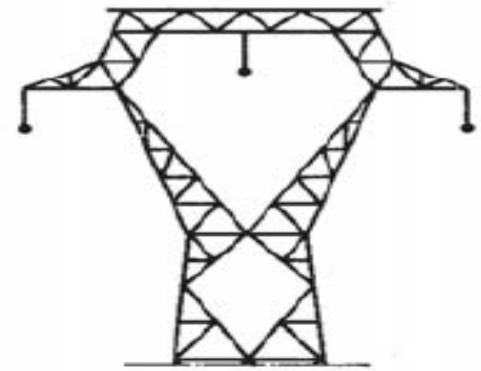
Disposition des conducteurs (phase)

Armements en nappe
et nappe-voûte



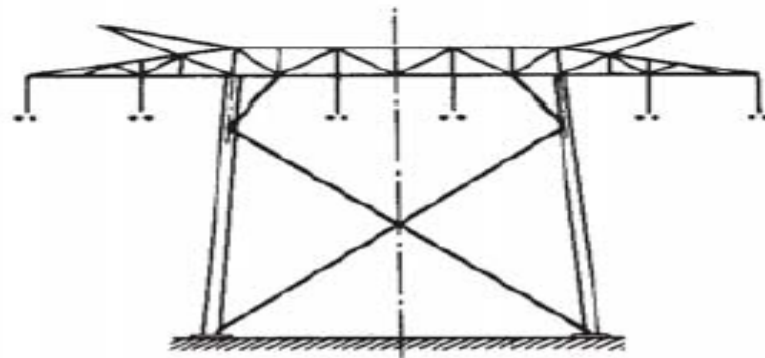
(a)

(a) pylône pour lignes HTA et HTB



(b)

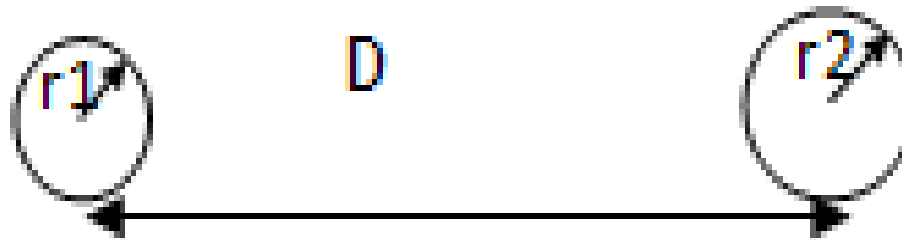
(b) pylône *chat*, nappe-voûte pour ligne HTB



(c) pylône type *Trianon*

Calcul d'inductance de la ligne

27



$$L_1 = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{D}{r_1'} \quad L_2 = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{D}{r_2'}$$

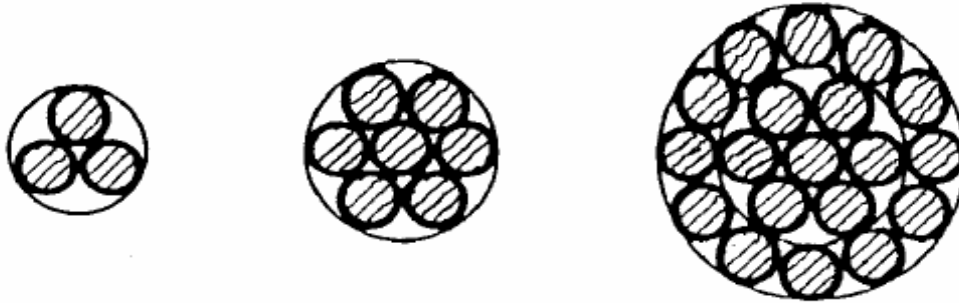
r' : C'est le GMR pour le cas d'un seul conducteur $r' = r \cdot e^{-1/4}$

RMG (Rayon moyen Géométrique)

RMG des conducteurs toronnés

RMG des conducteurs toronnés :

Pour les conducteurs constitués de brins toronnés, les valeurs du (Rayon moyen Géométrique) **RMG** peuvent être calculées à partir de la section utile S du conducteur et du nombre de brins

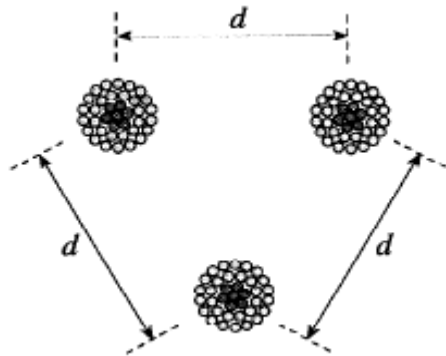


$$GMR = \sqrt[n^2]{\prod_{i=1}^n \prod_{j=1}^n D_{ij}}$$

n : Le nombre de brin du conducteur

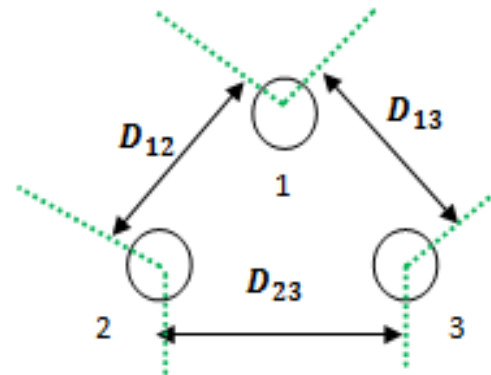
D : diamètre du conducteur

Calcul d'inductance ligne triphasée



$$L_{moy} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{GMR_{\acute{e}q}}$$

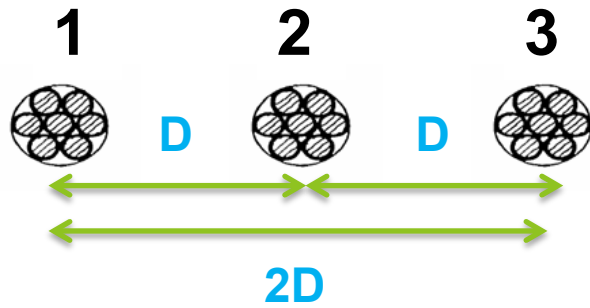
$$\left\{ \begin{array}{l} GMD = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}} = D \\ D_{12} = D_{13} = D_{23} = D \\ GMR_{\acute{e}q} = \sqrt[3]{GMR_A \cdot GMR_B \cdot GMR_C} \end{array} \right.$$



$$L_{moy} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{r'}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} GMD = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}} = D \\ D_{12} = D_{13} = D_{23} = D \\ r'_1 = r'_2 = r'_3 = r' \end{array} \right.$$

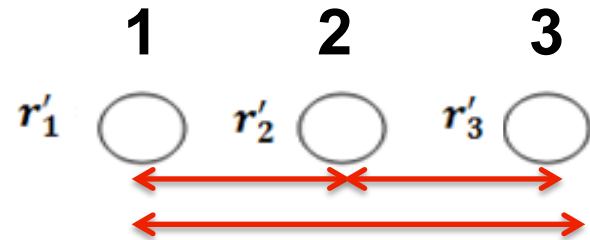
Calcul d'inductance ligne triphasée



$$L_{\text{moy}} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{GMR_{\text{eq}}}$$

$$GMD = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D\sqrt[3]{2}$$

$$GMR_{\text{eq}} = \sqrt[3]{GMR_A \cdot GMR_B \cdot GMR_C}$$



$$L_{\text{moy}} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{r'}$$

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$

$$GMD = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D\sqrt[3]{2}$$

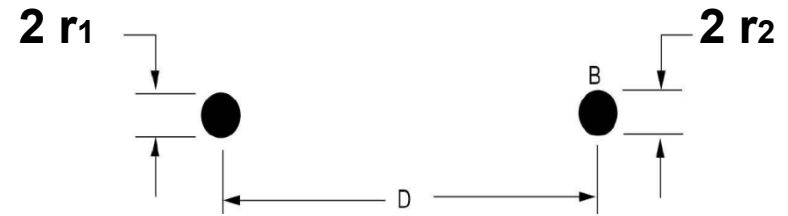
$$r'_1 = r'_2 = r'_3$$

$$L_{\text{moy}} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{GMR_{\text{eq}}}$$

L'équation générale de l'inductance moyenne, même s'il y a plusieurs conducteur par phase (**exp: ligne en faisceau**), même aussi, si les sous conducteurs sont toronnés.

Calcul du Capacité de la ligne

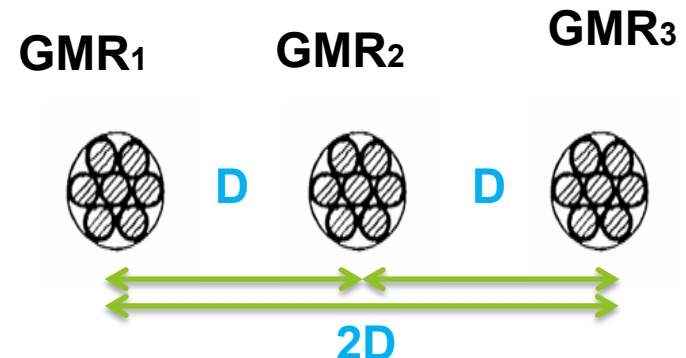
$$C_0 = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}}}$$



$$C_0 = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{D}{\sqrt{GMR_1 GMR_2}}}$$

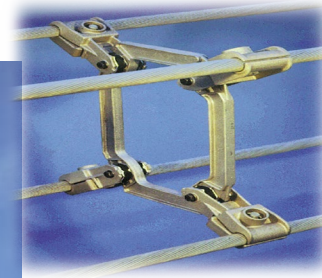
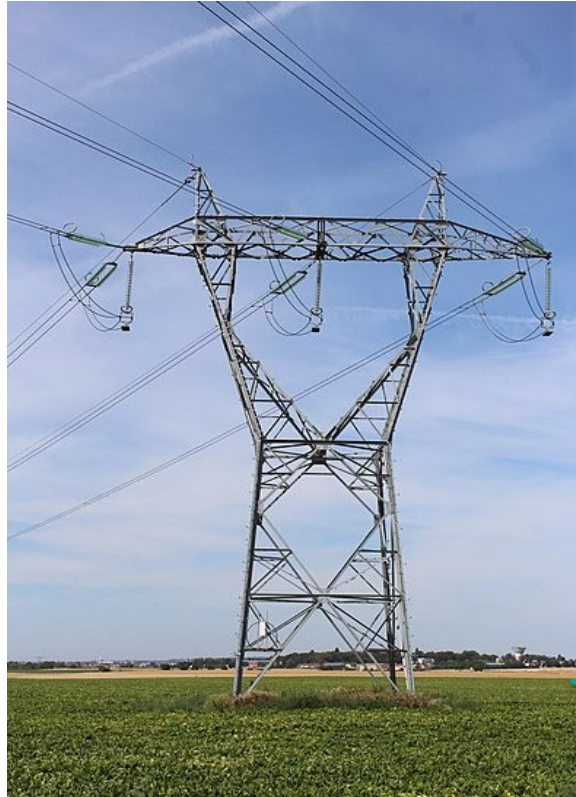
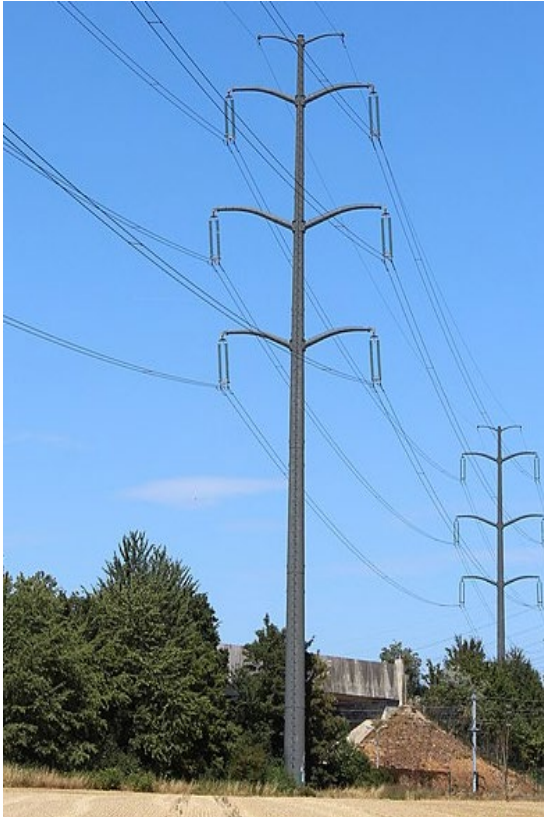


$$C_0 = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{GMD}{\sqrt[3]{GMR_1 GMR_2 GMR_3}}}$$



Calcul du Capacité de la ligne

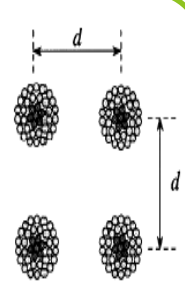
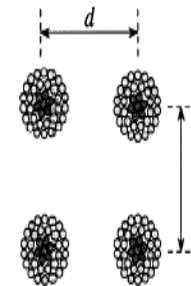
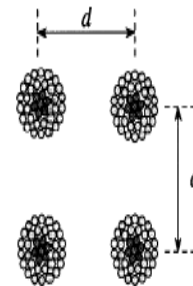
Cas d'une ligne en faisceau



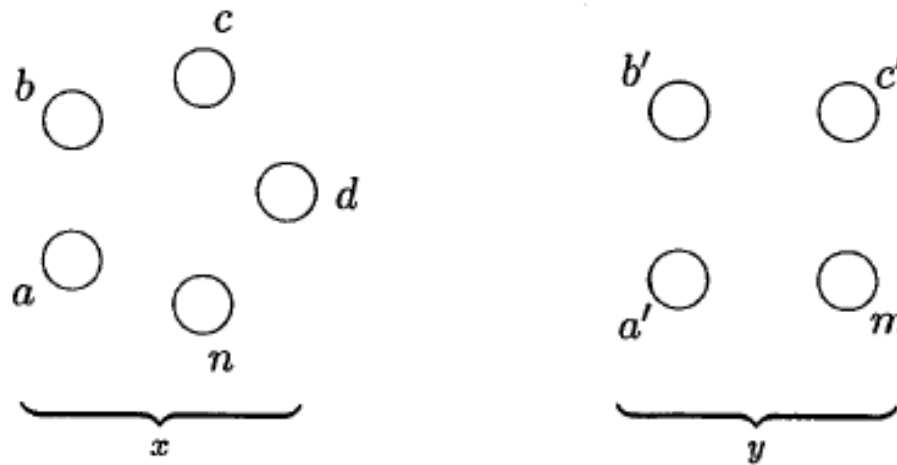
$$GMD = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \sqrt[3]{2}$$

$$GMR_{\text{éq}} = \sqrt[3]{GMR_A \cdot GMR_B \cdot GMR_C}$$

$$C_0 = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{GMD}{GMR_{\text{éq}}}}$$



Calcul des paramètres des lignes



$$GMD = \sqrt[n]{(D_{aa'} D_{ab'} \cdots D_{am}) \cdots (D_{na'} D_{nb'} \cdots D_{nm})}$$

$$L_{moy} = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \ln \frac{GMD}{GMR_{\acute{e}q}}$$

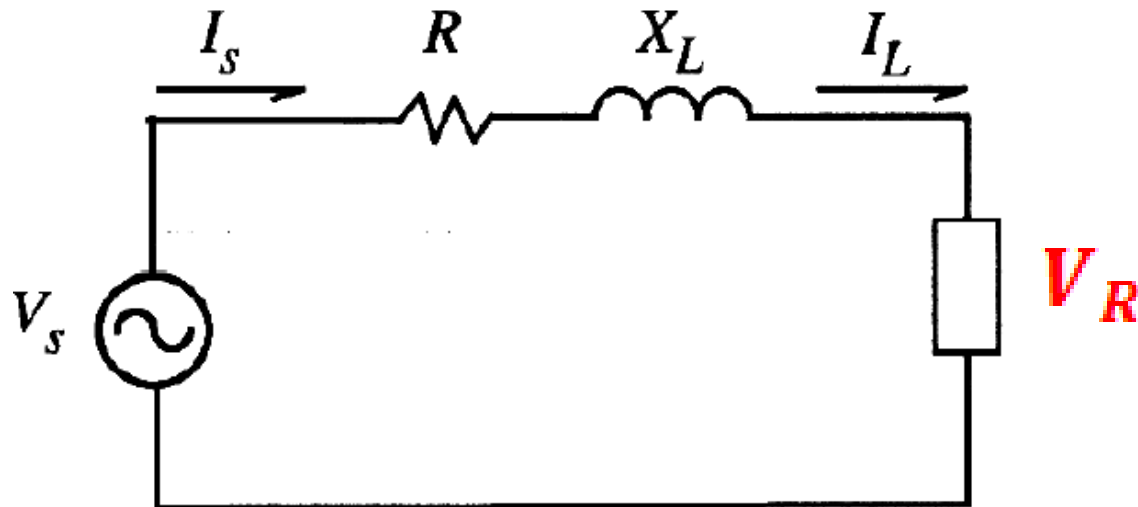
$$C_0 = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{GMD}{GMR_{\acute{e}q}}}$$

Les modèles de ligne de transmission

Ligne courte

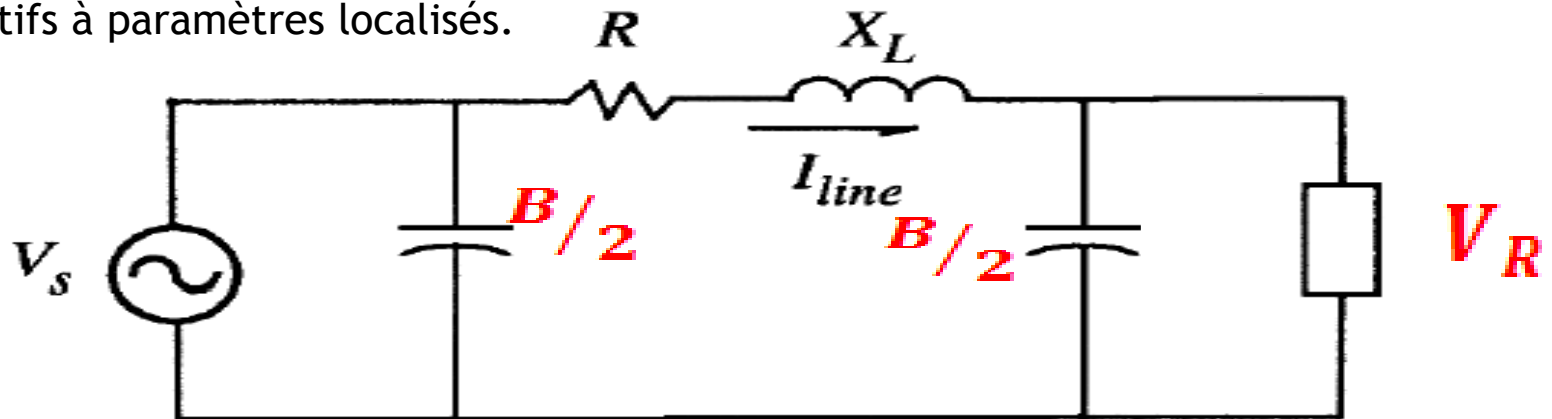
Une ligne de transmission est définie comme **une ligne de courte longueur si sa longueur est inférieure à 80 km (50 miles)**.

- Dans ce cas, l'effet capacitif est négligeable et seules la résistance et la réactance inductive sont prises en compte.
- En supposant des conditions équilibrées, la ligne peut être représentée par le circuit équivalent d'une phase monophasée avec résistance



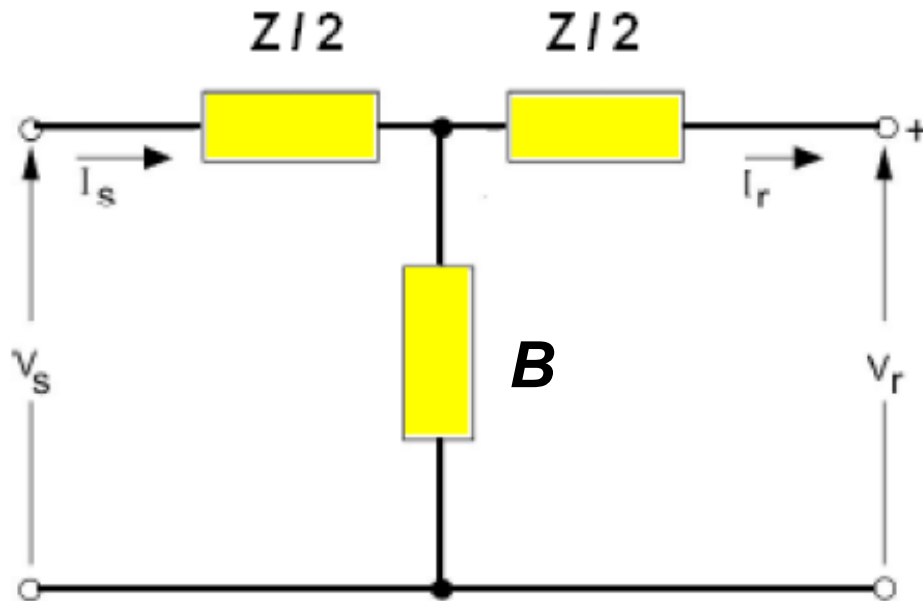
Ligne moyenne.

- Si la ligne mesure **entre 80 km (50 mile) et 240 km (150 miles)**, la ligne est considérée comme **une ligne moyenne**.
- Le circuit équivalent monophasé ligne peut être représenté dans une configuration en **π ou T**.
- La capacité shunt de la ligne est divisée en deux parties égales, chacune placée aux extrémités de la ligne.
- Les lignes de transport de courte et moyenne longueur utilisent des modèles approximatifs à paramètres localisés.



Modèle en π

Ligne moyenne.

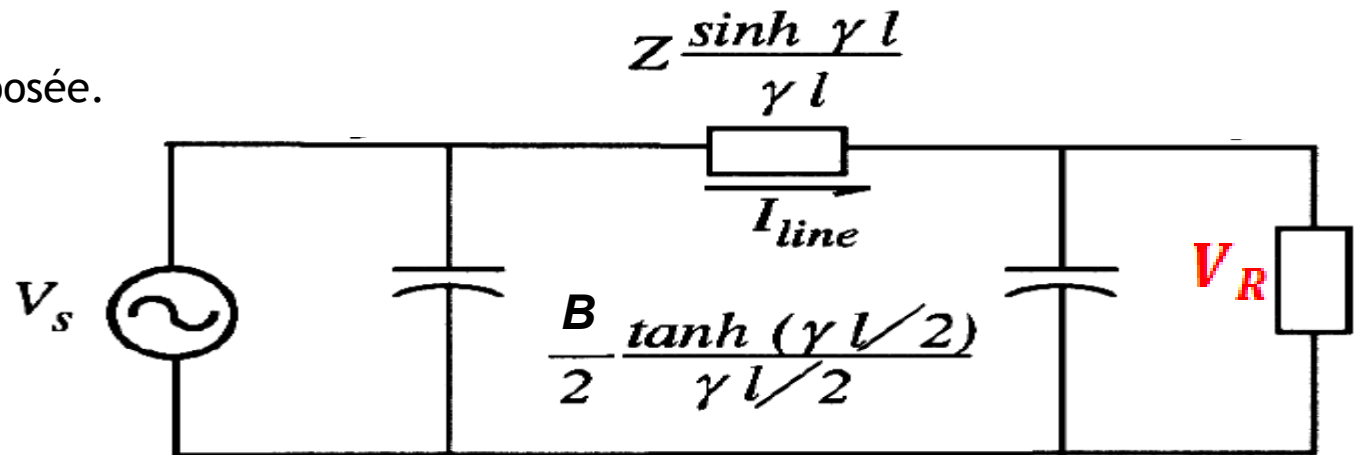


$$\left\{ \begin{array}{l} Z = R + jX \\ B = C.w \end{array} \right.$$

Modèle en T

Ligne Longue

- Si la ligne mesure plus de 240 km de long, le modèle doit prendre en compte des paramètres uniformément répartis le long de la ligne.
- L'impédance série et la capacité de shunt appropriées sont déterminées en résolvant les équations différentielles correspondantes, où les tensions et les courants sont décrits en fonction de la distance et du temps avec les hypothèses:
 1. La ligne fonctionne dans des conditions sinusoïdales, équilibrées et en régime permanent.
 2. La ligne est transposée.



γ : coefficient de propagation

Effet ferranti

L'effet Ferranti désigne **l'apparition d'une surtension** lorsqu'une longue ligne électrique est alimentée à une extrémité et sans charge à l'autre extrémité **$I_R=0$** . En négligeant les pertes, cette surtension est donnée par :

$$\frac{U_R}{U_S} = \frac{1}{\cos(\sqrt{LC}\omega)}$$

Pour des longueurs de ligne (**quelques centaines de km** à 50 Hz), on peut aussi approximer par :

$$\frac{U_R}{U_S} = \frac{1}{1 - \frac{LC\omega^2}{2}} \Rightarrow U_R > U_S$$

Longueur	Surtension
100 km	0,6 %
200 km	2,3 %
300 km	5,4 %
400 km	9,9 %

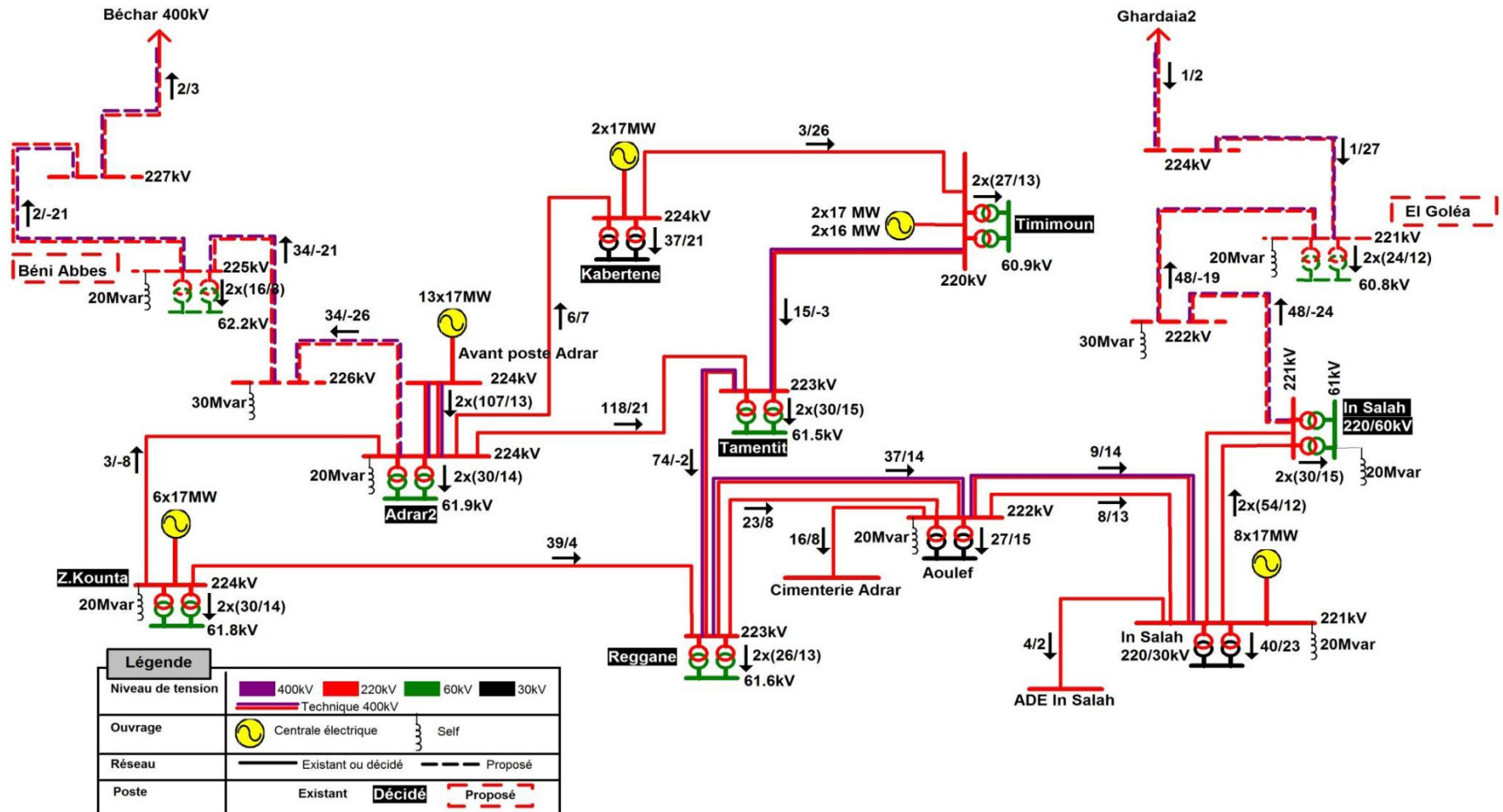
Effet Ferranti sur une ligne à 380 kV à 50 Hz (avec $L = 1,01 \text{ mH/km}$ et $C = 11,48 \text{ nF/km}$)

Exemple: Synthèse des renforcements proposés pour le fonctionnement de l'interconnexion PIAT

Date du besoin		Ouvrages proposés	Le coût d'investissement (MDA)	Le coût global (MDA)
2018	Variante N°1	• Poste 220/60kV El Goléa ; • Poste 220/60kV Béni Abbes.	5002	46 682
		• Une ligne 220kV Adrar-Béni Abbes de 400km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV Béni Abbes-Béchar de 250km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV In Salah2-El Goléa de 420km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV El Goléa-Ghardaia2 de 270km en Almélec 2x570mm².	38 860	
		• Compensation Selfique.	2820	

Synthèse des renforcements proposés pour le fonctionnement de l'interconnexion PIAT

Variante N°1/Etat N/Pointe



Synthèse des renforcements proposés pour le fonctionnement de l'interconnexion PIAT

Date du besoin		Ouvrages proposés	Le coût d'investissement (MDA)	Le coût global (MDA)
2018	Variante N°2	• Poste 220/60kV El Goléa ; • Poste 220/60kV Labiod Sidi Chikh ; • Poste 220/60kV Béni Abbes ;	7503	64 496
		• Une ligne 220kV Adrar-Béni Abbes de 400km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV Béni Abbes-Béchar de 250km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV In Salah2-El Goléa de 420km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV El Goléa-Ghardaia2 de 270km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV Timimoun-Labiod Sidi Chikh de 400km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 220kV Labiod Sidi Chikh-Naama400kV de 100km en Almélec 2x570mm².	53 360	
		• Compensation Selfique.	3633	

Synthèse des renforcements proposés pour le fonctionnement de l'interconnexion PIAT

Date du besoin		Ouvrages proposés	Le coût d'investissement (MDA)	Le coût global (MDA)
2018	Variante N°3	• Poste 400/220/60kV El Goléa ; • Poste 400/220/60kV Béni Abbes ; • Etage 400kV à Adrar ; • Etage 400kV à Timimoun ;	11 714	54 425
		• Une ligne 400kV Adrar-Béni Abbes de 400km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 400kV Béni Abbes-Béchar de 250km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 400kV Timimoun-El Goléa de 360km en Almélec 2x570mm²; • Une ligne 400kV El Goléa-Hassi R'Mel de 370km en Almélec 2x570mm²;	40 020	
		• Compensation Selfique.	2691	

Estimation financière du Parc Self pour le réseau interconnecté PIAT

Le coût total estimé du parc selfs à installer sur les lignes d'interconnexion pour toutes les variantes étudiées à l'horizon **2018** est de **2676 MDA**.

Poste	Départ	Capacité (MVar)	Coût (MDA)
El Goléa	Ghardaïa 2	20	175
In Salah	El Goléa	20+20	350
Béni Abbes	Bechar	20	175
Adrar	Béni Abbes	20 +10	319
Timimoun	Labioud.S.C	20+10	319
Labioud.S.C	Naama	20	175
Milieu de la ligne El Goléa-In Salah		20	175
Milieu de la ligne B.Abbes - Adrar		20+10	319
Milieu de la ligne Labiod S C- Timimoun		20+10	319
Milieu de la ligne Ghardaïa - El Goléa		20	175
Milieu de la ligne Béchar - B.Abbes		20	175
Total		280	2676

Critères d'absorption de puissance réactive par les groupes :

La limite d'absorption de la **puissance réactive** par les **groupes de production** adoptée dans l'étude est **$Q_{min} = - 30\% \text{ de } P_{nom}$** et la limite de fourniture de la puissance réactive est **$Q_{max} = 60\% \text{ de } P_{nom}$** .



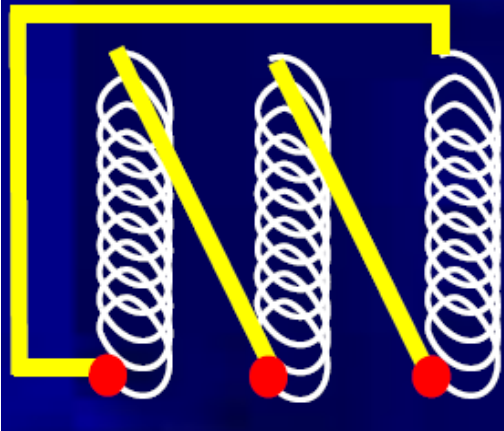
Centrale
Nâama
400/220 kV

Poste Hassi
Ameur , Oran
220/60 KV

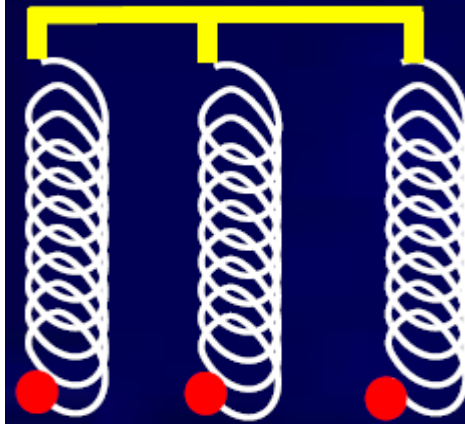


B. Transformateur de puissance

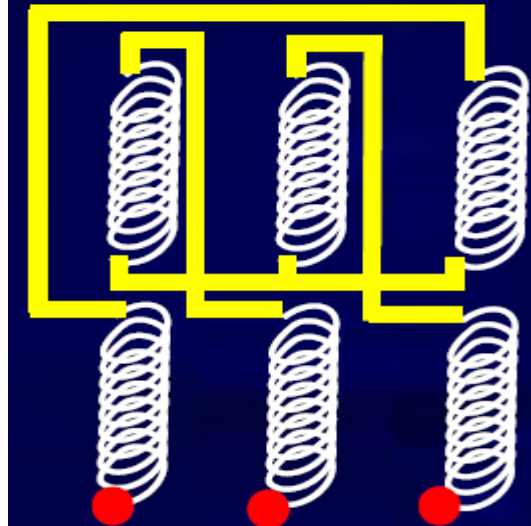
Couplage
triangle (D)



Couplage
étoile (Y)



Couplage
zigzag (Z)



En couplage zigzag la tenue en régime déséquilibré est très bonne; ce couplage est préconisé pour des puissances inférieures à 250 kVA

On retrouve plusieurs types de transformateurs dans l'industrie et les utilités :

- ❑ Transformateur de puissance (**abaisseur ou élévateur**);
- ❑ Transformateur de four;
- ❑ Transformateur redresseur, convertisseur CA/CC (**Système HVDC**)
- ❑ Autotransformateur;
- ❑ Transformateur de distribution.





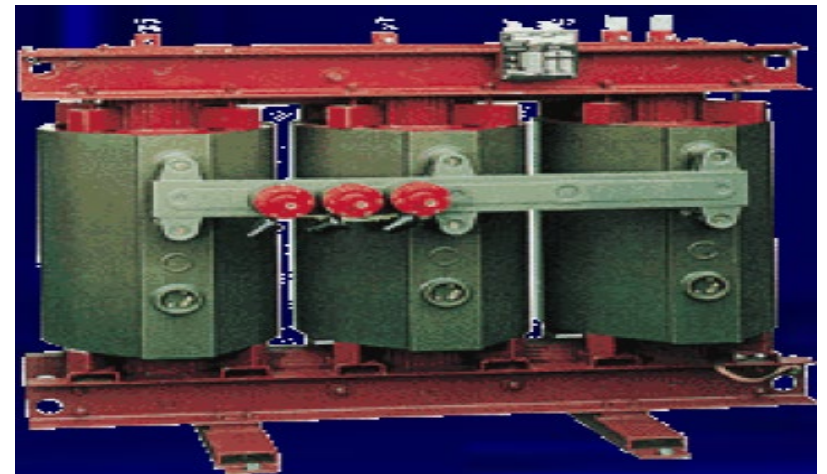
10/12 MVA – 36 000 V / 6 600 V - ANAF



25 MVA – 110 000 V / 25000 V



Les transformateurs immergés,
à refroidissement par diélectrique liquide



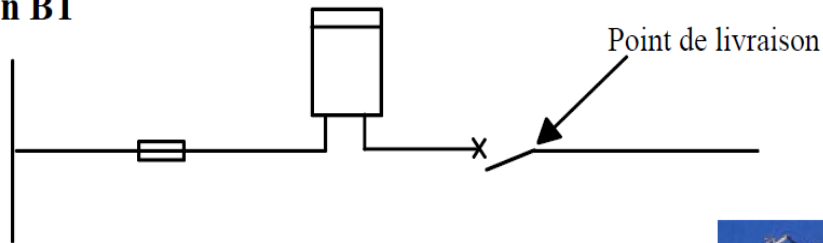
Les transformateurs secs, à
refroidissement par air

Transformateur de puissance

49

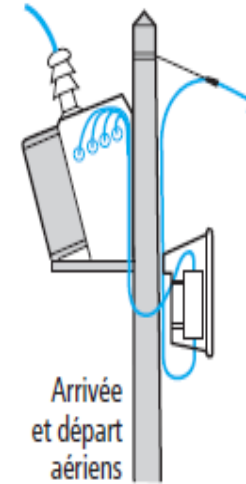
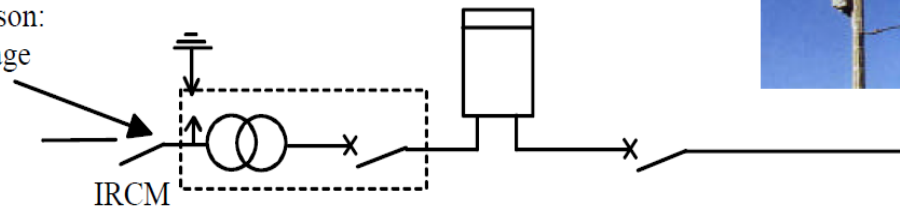
Alimentation BT

Organe de dérivation sur le réseau

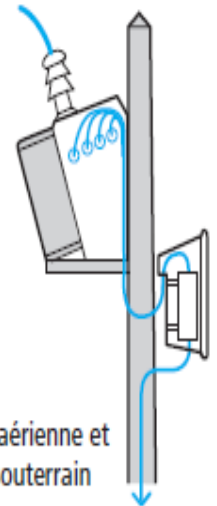


Alimentation HT Poste sur poteau

Point de livraison:
Chaine d'encrage



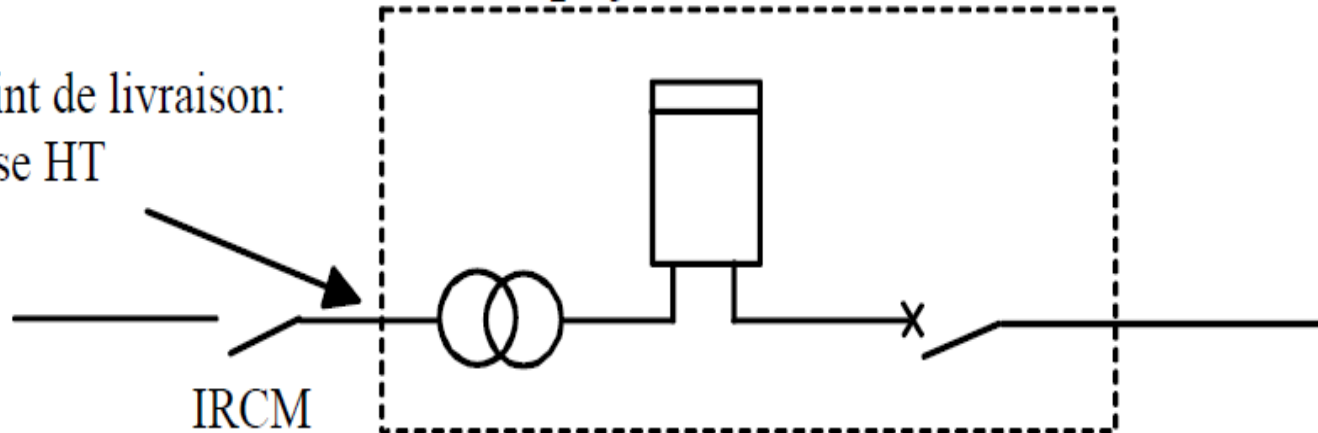
Arrivée
et départ
aériens



Arrivée aérienne et
départ souterrain

Poste simplifié

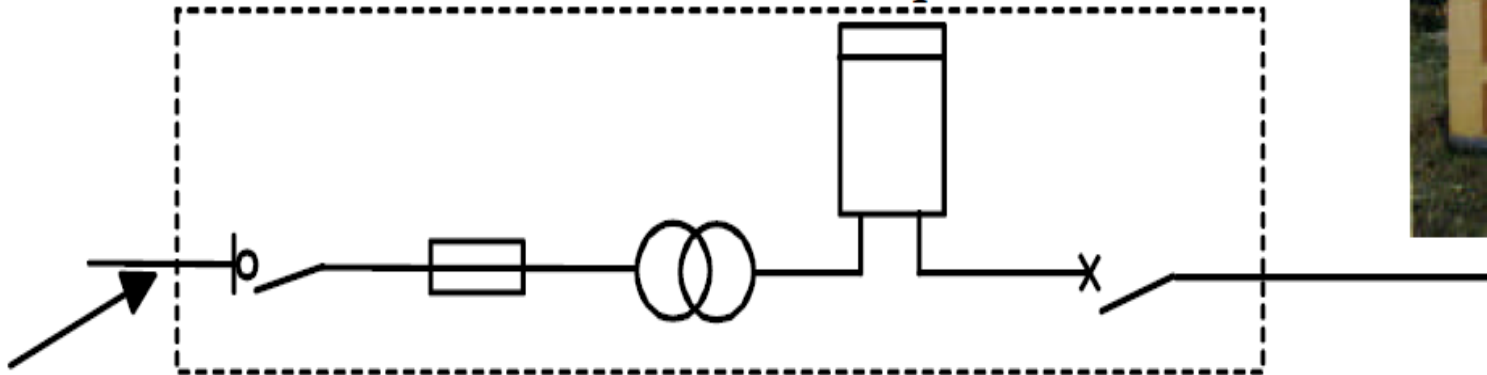
Point de livraison:
prise HT



Transformateur de puissance

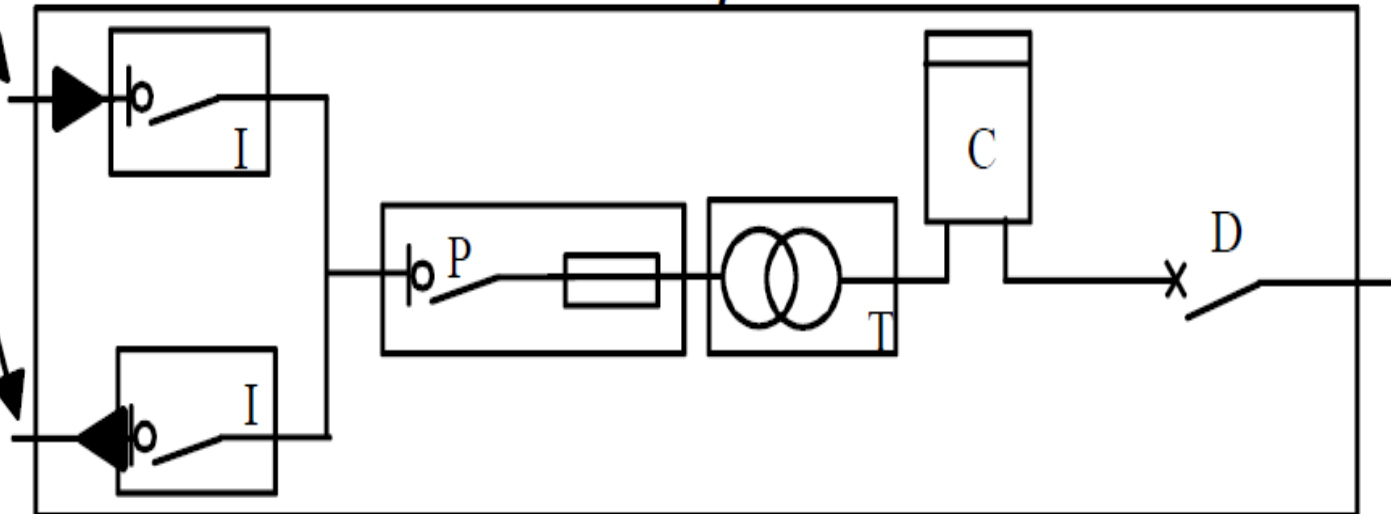
50

Poste intérieur simple dérivation



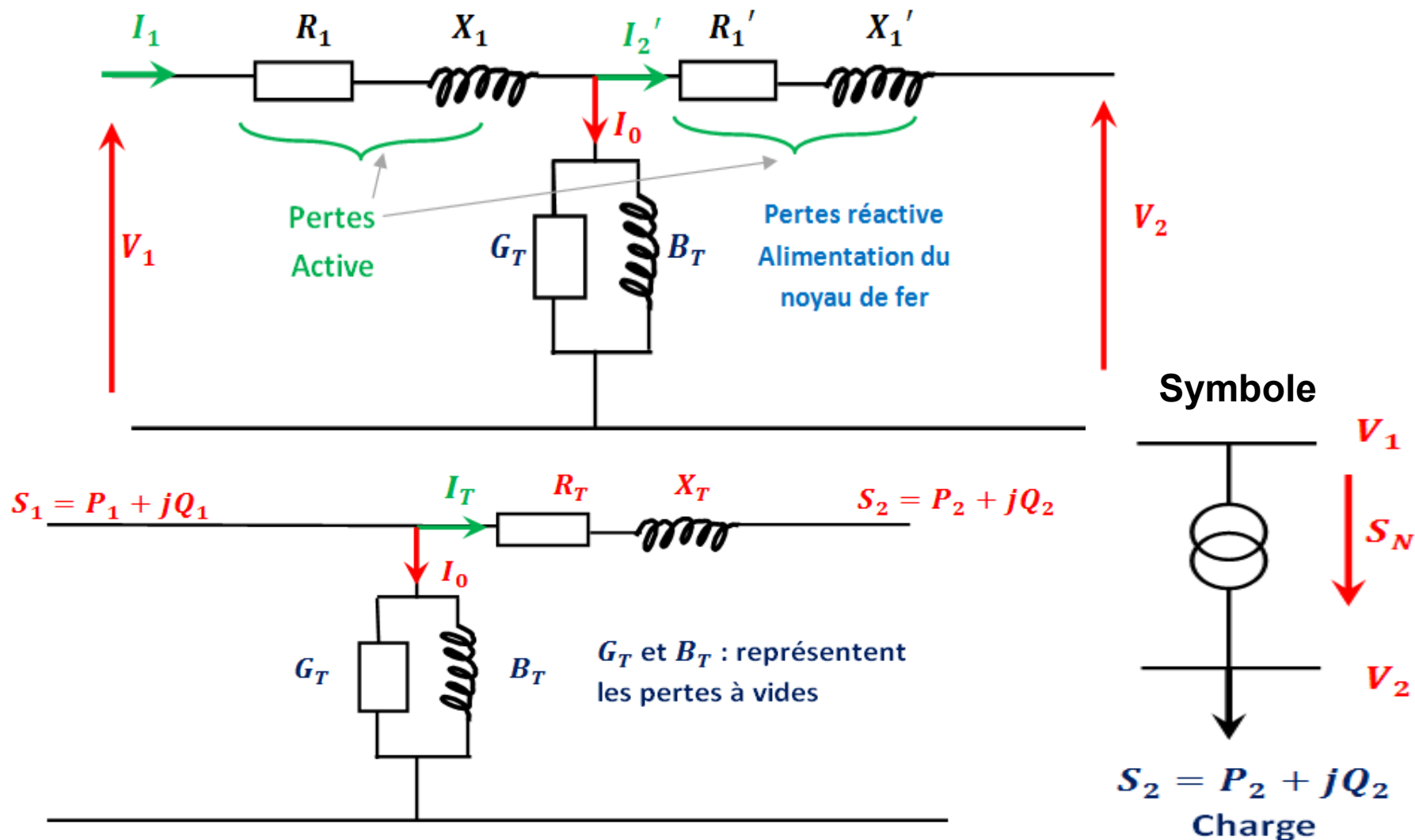
Point de livraison:
prise HT

Poste intérieur coupure d'artère



Transformateur à deux enroulements

Le schéma ci-dessous représente le circuit équivalent d'un transformateur de puissance ramené au primaire



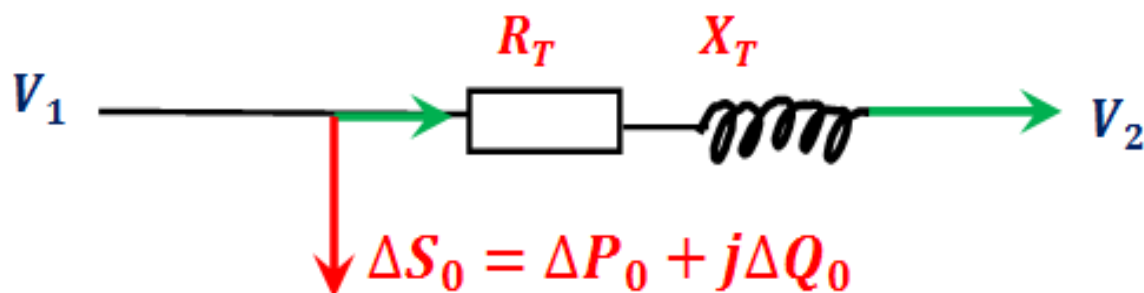
Transformateur à deux enroulements

Les pertes totales dans le transformateur ΔS_T

$$\Delta P_T = \Delta P_{cui} + \Delta P_0$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{cui} + \Delta Q_0$$

On aura le circuit simple suivant :



Pour calculer les éléments du circuit équivalent (ΔP_0 , ΔQ_0 , R_T et X_T), on subit au transformateurs deux essais:

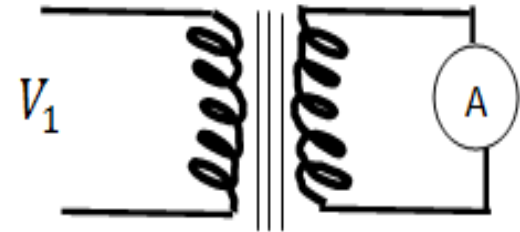
- **Essai en court circuit** : permet de déterminer R_T et X_T .
- **Essai à vide** : permet de déterminer G_T et B_T (ΔP_0 , ΔQ_0)

1. Essai en court circuit

On fait un court circuit au secondaire, et on augmente progressivement et doucement la tension du primaire jusqu'à lire le courant nominal

$$U_{CC} = Z_T I_N$$

$$\frac{U_{CC}\%}{V_1} \cdot 100 = \frac{Z_T I_N}{U_N / \sqrt{3}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot Z_T \cdot I_N}{U_N} \cdot 100$$



On sait que :

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N \quad \Rightarrow \quad I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$$

$$\Rightarrow U_{CC}\% = \frac{Z_T S_N}{U_N^2} \cdot 100 \quad \Rightarrow \quad Z_T = \frac{U_{CC}\% \cdot U_N^2}{100 \cdot S_N}$$

Cas d'un transformateur à grande puissance (à partir de 10MVA)

Dans les lignes de transport qui fonctionnent en très haute tension, même au aussi pour les transformateur à grande puissance : la résistance est très petite par rapport à la réactance inductive

$$R_T \llll X_T$$

Alors : $Z_T = R_T + jX_T \approx X_T$

$$\Rightarrow X_T = \frac{U_{CC}\% U_N^2}{100 S_N}$$

On peut mesurer ΔP_{CC} , à l'aide d'un wattmètre placé au primaire, donc :

$$\Delta P_{CC} = 3 \cdot R_T \cdot I_N^2$$

On remplace :

$$R_T = \frac{\Delta P_{CC}}{3 I_N^2} \Rightarrow R_T = \Delta P_{CC} \frac{U_N^2}{S_N^2}$$

2. Essai à vide

En place un voltmètre (de grande résistance $Z > 75 \text{ M}\Omega$), on augmente progressivement la tension du primaire jusqu'à lire la tension nominal au secondaire ($I_2 = 0$).

On mesure donc : ΔP_0 , ΔQ_0

$$\Delta P_0 = U_N^2 G_T$$

$$\Delta Q_0 = U_N^2 B_T$$

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_N^2} ; B_T = \frac{\Delta Q_0}{U_N^2}$$

On sait que les pertes totales dans le transformateur ΔS_T

$$\Delta P_T = \Delta P_{cui} + \Delta P_0 \quad ; \quad \Delta Q_T = \Delta Q_{cui} + \Delta Q_0$$

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$$

On sait que : $\Delta P_{cui} = 3R_T I^2 = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_N} \right)^2 R_T = \frac{S^2}{U_N^2} R_T$

On remplace la valeur de la résistance dans cette équation :

$$\Delta P_{cui} = \Delta P_{cc} \left(\frac{S}{S_N} \right)^2$$

$$R_T = \Delta P_{cc} \frac{U_N^2}{S_N^2}$$

Donc :

$$\Delta P_T = \Delta P_{cc} \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 + \Delta P_0$$

$$\Delta Q_{cui} = 3X_T I^2 = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_N} \right)^2 X_T = \frac{S^2}{U_N^2} X_T$$

On remplace la valeur de la réactance inductive dans cette équation :

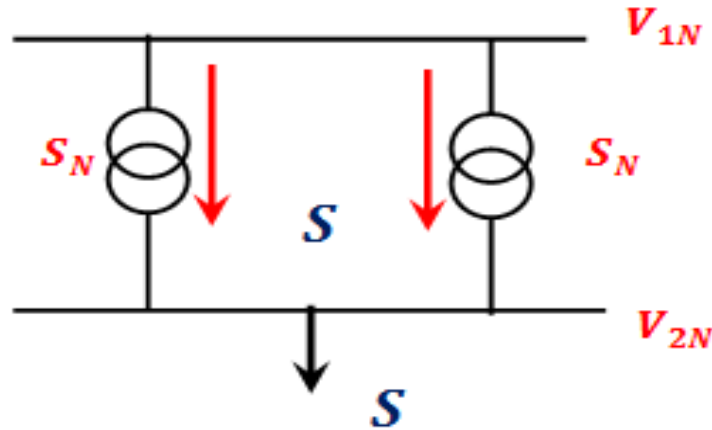
$$\Delta Q_{cui} = \frac{U_{CC}\%}{100} \frac{S^2}{S_N}$$

$$X_T = \frac{U_{CC}\%}{100} \frac{U_N^2}{S_N}$$

Donc :

$$\Delta Q_T = \frac{U_{CC}\%}{100} \frac{S^2}{S_N} + \Delta Q_0$$

Cas de deux transformateurs identique, fonctionnent en parallèle



Cas générale :

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{CC}}{m} \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 + m \cdot \Delta P_0$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{m} \frac{U_{CC}\%}{100} \frac{S^2}{S_N} + m \cdot \Delta Q_0$$

Avec : m est le nombre de transformateur en parallèle.

Câble de garde

conservateurs

Pylône d'arrêt

parafoudre

ventilations

TRANSFORMATEUR 225 KV/63KV 100MVA 'ONAN